

**ÖKO-INSTITUT**

Institut für angewandte Ökologie e.V.  
Institute for applied ecology  
Institute d'écologie appliquée

**Umweltanalyse integrierter Energie-, Stoff- und Transportsysteme**

**Aktualisierter und erweiterter Endbericht zum Gesamt-  
Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0**

**- i.A. des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten -**



**Uwe Fritsche/Felix C.Matthes/Lothar Rausch**

**Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Bereich Energie**

**Büro Darmstadt**

Bunsenstr. 14  
64293 Darmstadt  
Tel. 06151-8191-0  
FAX 06151-8191-33

**Geschäftsstelle Freiburg**

Binzengrün 34 A  
79114 Freiburg  
Tel. 0761-45295-0  
FAX 0761-475437

**Büro Berlin**

Freidrichstr. 165  
10117 Berlin  
Tel. 030-2291391  
FAX 030-2291393

e-mail via [OEKOINSTITUT@GN.APC.ORG](mailto:OEKOINSTITUT@GN.APC.ORG)

Darmstadt/Freiburg/Berlin, Dezember 1994

## Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht beruht auf Ergebnissen eines Forschungsprojekts, dessen Aufgabenstellung in der Weiterentwicklung des Computermodells GEMIS zur Version 2.0 bestand.

Die Entwicklung von GEMIS 2.0 sowie der zugehörigen Datenbasis erfolgte nach bestem Wissen und Gewissen der Autoren. Branchenüblich wird weder für die Richtigkeit von GEMIS 2.0 noch seiner Teile noch für die Anwendbarkeit des Modells noch seiner Teile eine Gewährleistung übernommen. Ebenso sind alle Haftungsansprüche aus Anwendung, Nutzung bzw. sonstiger Bezug- oder Inanspruchnahme von GEMIS 2.0 und seiner Teile ausgeschlossen.

Die Nennung von Firmen- und Warenzeichen sowie Produktnamen im vorliegenden Bericht sowie in GEMIS 2.0 und seinen Teilen erfolgt, ohne eine Empfehlung, Bewertung oder sonstige Beziehung zwischen den Autoren und den Firmen- und Warenzeichen bzw. Produktnamen herzustellen. Insbesondere stellt eine erfolgte Nennung keine Bevorzugung gegenüber anderen, gleich oder ähnlich leistungsfähigen Firmen und Produkten dar, sondern dient allein der Information über Hard- und Software, die für die Durchführung des Forschungsprojekts verwendet wurde oder im Zusammenhang mit der Nutzung des Modells steht.

Ansprüche Dritter aus Nennung bzw. Nichtnennung von Firmen- und Warenzeichen sowie Produktnamen im vorliegenden Bericht sowie in GEMIS 2.0 und seinen Teilen sind ausgeschlossen.

## Danksagung

Das Forschungsprojekt zu GEMIS 2.0 wurde durch Anregungen, Daten und Kritik verschiedener Einrichtungen und Personen im In- und Ausland aktiv unterstützt, wofür an dieser Stelle herzlich gedankt sei<sup>1</sup>. Zum Vorhaben trug eine begleitende Arbeitsgruppe bei, ohne die das Computermodell nicht hätte entstehen können. Unser spezieller Dank gilt Frau Purper (Hessisches Umweltministerium, Wiesbaden) sowie den Herren Bieth und Friedrich (Umweltbundesamt, Berlin), Hörner und Siefert (Hessen-Energie GmbH, Wiesbaden), Scheffer (Staatsbauamt, Kassel) und Weismann (Energierreferat, Frankfurt).

Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt jedoch allein bei den Verfassern.

Darmstadt/Freiburg/Berlin, 1993-1994

Die Autoren

---

<sup>1</sup> Wir stehen für Mitarbeit, Diskussionsbereitschaft und kritische Begleitung des Projekts in der Schuld unserer KollegInnen im Öko-Institut sowie P.Hofstetter/I.Knöpfel (ETH-Laboratorium für Energiesysteme, Zürich), K. Humphreys (Battelle Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA), R.Breed (US Department of Energy, Washington D.C.).

## Inhaltsverzeichnis

<b>Vorbemerkung .....</b>	<b>i</b>
<b>Danksagung .....</b>	<b>i</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
<b>1 Einleitung und Überblick .....</b>	<b>1</b>
1.1 Überblick zum Gesamtbericht.....	2
1.2 Der erste GEMIS-Bericht und die Nutzung von GEMIS 1.0.....	5
1.3 Die Fragestellung des GEMIS-2.0-Projekts .....	7
1.4 Zum Umfang der Datenaktualisierung für 1994.....	11
1.5 Grenzen des EDV-Einsatzes .....	12
<b>2 Brenn- und Treibstoffdaten .....</b>	<b>13</b>
1.1 Brennstoffdaten für Steinkohlen .....	13
2.2 Brennstoffdaten für Braunkohlen .....	14
2.3 Brenn- und Treibstoffe aus Erdöl .....	16
2.4 Gasförmige Brennstoffe .....	16
2.5 Andere Brenn- und Treibstoffe .....	17
<b>3 Energie-Prozeßketten in GEMIS 2.0.....</b>	<b>19</b>
3.1 Generische Prozesse für Prozeßketten .....	23
3.2 Prozeßketten für Steinkohle .....	27
3.3 Prozeßketten für Braunkohle.....	32
3.4 Prozeßketten für Erdölprodukte .....	36
3.5 Prozeßketten für Erdgas .....	44
3.6 Prozeßketten für Uran .....	53
3.7 Prozeßketten für Wasserstoff .....	57
3.8 Prozeßketten für Biomasse.....	60
3.9 Prozeßketten für Strom.....	76

<b>4</b>	<b>Energieprozesse in GEMIS 2.0 .....</b>	<b>80</b>
4.1	Energiekenndaten .....	80
4.2	Allgemeine Emissionsdaten für Prozesse.....	82
4.3	Emissionen kohlebefuerter Kraft- und Heizkraftwerke.....	83
4.4	Emissionen ölbetriebener Kraft- und Heizkraftwerke.....	93
4.5	Emissionen gasbetriebener Kraft- und Heizkraftwerke.....	97
4.6	Emissionen von Heizsystemen .....	101
<b>5</b>	<b>Verkehrsprozesse .....</b>	<b>113</b>
5.1	Personentransport .....	114
5.2	Gütertransporte.....	119
<b>6</b>	<b>Materialprozeßketten .....</b>	<b>122</b>
6.1	Materialien für den Bau von Prozessen.....	123
6.2	Prozeßketten für Hilfsmaterialbereitstellung.....	128
6.3	Materialdaten für Prozesse .....	130
<b>7</b>	<b>Kostendaten in GEMIS 2.0 .....</b>	<b>143</b>
7.1	Kostendaten für Brenn- und Treibstoffe.....	144
7.2	Kostendaten für Energieprozesse .....	145
7.3	Kostendaten für Verkehrsprozesse .....	148
<b>8</b>	<b>Bewertungshilfen in GEMIS 2.0.....</b>	<b>149</b>
8.1	Grundsätzliches zur Bewertung.....	149
8.2	Äquivalentes Treibhauspotential.....	149
8.3	Externe Umweltkosten .....	152
8.4	Qualitative Umweltaspekte .....	159
<b>9</b>	<b>Ergebnisse von Beispielrechnungen mit GEMIS 2.0 .....</b>	<b>167</b>
9.1	Vergleichende Analyse von Energiesystemen.....	167
9.2	Vergleichende Analyse von Verkehrssystemen .....	176
<b>10</b>	<b>Ausblick und weiterer Forschungsbedarf .....</b>	<b>178</b>
10.1	Ausblick auf weitere Arbeiten mit GEMIS 2.0.....	179
10.2	Weiterer Forschungsbedarf .....	179
	<b>Literatur.....</b>	<b>181</b>

---

<b>Anhang 1: Die Algorithmen in GEMIS 2.0.....</b>	<b>191</b>
A1.1 Berechnung des Heizwertes .....	192
A1.2 Die Verbrennungsrechnung.....	193
A1.3 Berücksichtigung des Luftüberschusses .....	195
A1.4 Berechnung von Emissionen in GEMIS 2.0.....	196
A1.5 Berechnung von CO <sub>2</sub> -Äquivalenten in GEMIS 2.0.....	204
A1.6 Die orientierende Kostenrechnung in GEMIS 2.0.....	205
A1.7 Literatur zum Anhang 1.....	206
<b>Anhang 2: Glossar zu GEMIS 2.0 .....</b>	<b>207</b>
<b>Anhang 3: Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>211</b>

# 1 Einleitung und Überblick

GEMIS - kurz für **Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme** - Version 2.0 ist ein Computerprogramm, das vom Öko-Institut in Kooperation mit der Forschungsgruppe Umweltsystemanalyse der Gesamthochschule Kassel erstellt wurde. Die Arbeiten zu GEMIS wurden durch das Hessische Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten (HMUEB)<sup>2</sup> gefördert. Der Vertrieb von GEMIS 2.0 sowie des zugehörigen NutzerInnenhandbuchs und aller Daten- und Modell-Updates erfolgt *allein* durch die Hessen Energie GmbH, die auch Schulungen für ProgrammnutzerInnen anbietet<sup>3</sup>.

Die vorliegende überarbeitete und erweiterte Fassung des Endberichts zu GEMIS 2.0 enthält die Beschreibung des Datenkern und stellt die entsprechend fortgeschriebenen Ergebnisse von Vergleichsrechnungen dar.

Weiterhin werden darin die in der ersten Fassung angekündigten Anhangbände *integriert*, d.h. die Herausgabe der Anhangbände entfällt mit der vorliegenden aktualisierten Endberichtsfassung<sup>4</sup>. Die für den Anhangband I vorgesehene Darstellung der im GEMIS-Modell verwendeten *Algorithmen* wurde als Anhang 1 zum vorliegenden Bericht aufgenommen<sup>5</sup>.

Der geplante Anhangband II wurde in die Darstellungen der Kapitel 2-7 integriert, die Darstellung bezieht sich dabei auf die *hier vorgelegten aktualisierten Daten* für 1994 und *ersetzt* damit die entsprechenden Werte aus dem 1. Endbericht zu GEMIS 2.0.

NutzerInnen des GEMIS-Computerprogramms werden zum Bezug der aktualisierten Datenbasis sowie des leicht überarbeiteten Computermodells an die Hessen-Energie GmbH verwiesen.

---

<sup>2</sup> Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Presseabteilung, Mainzer Str. 80, 65189 Wiesbaden, Tel. 0611-8150

<sup>3</sup> Informationen bei: Hessen Energie GmbH, Mainzer Str. 98-102, 65189 Wiesbaden, Tel. 0611-746230

<sup>4</sup> Die Veröffentlichung der Anhangbände war zusammen mit einem Daten-update für 1993 vorgesehen, durch die aufwendigen Aktualisierungsarbeiten verzögerte sich die Drucklegung, bis zum Daten-update für 1994. Wir bitten um Verständnis.

<sup>5</sup> Im Zuge des Daten-updates wurden auch die Algorithmen z.T. überarbeitet. Der Anhang zu diesem Bericht gibt den aktuellen Stand wieder.

## 1.1 Überblick zum Gesamtbericht

Die Ergebnisse der Arbeiten zu GEMIS 2.0 sowie aller wesentlichen Grundlagen finden sich im vorliegenden Endbericht.

### *Zu Beginn: ein Überblick*

Kapitel 1 gibt neben dem Überblick eine kurze Beschreibung der Entwicklung und Anwendung der *GEMIS-Version 1.0* (Kapitel 1.2), wonach Kapitel 1.3 die *Zielsetzung* der vorliegenden Aktualisierung umreißt. Kapitel 1.4 stellt den Umfang der vorliegenden Aktualisierung des Endberichts dar, während Kapitel 1.5 die *Grenzen des EDV-Einsatzes* bei der Umweltanalyse mit GEMIS beschreibt.

### *Grundlagendaten zu Brenn- und Treibstoffen*

Das Kapitel 2 stellt die umweltrelevanten Kenndaten der Energieträger zusammen, deren Bereitstellung im Kapitel 3 diskutiert wird. Dies betrifft die Zusammensetzungen der in GEMIS enthaltenen *Brenn- und Treibstoffe*, d.h. die Gehalte an Kohlenstoff, Schwefel, Asche usw. Auf dieser Datengrundlage kann GEMIS die CO<sub>2</sub>- Halogen- und SO<sub>2</sub>-Emissionen sowie den Reststoffanfall von Prozessen bestimmen. Hier werden auch *ostdeutsche* Brennstoffe behandelt sowie biogene Energieträger aus nachwachsenden Rohstoffen (u.a. als Treibstoffe) diskutiert. Diese *Brennstoffdatenbasis* kann auch außerhalb des GEMIS-Modells Verwendung finden.

### *Der "Kern" von GEMIS: Prozeßkettendaten*

Kapitel 3 diskutiert die Datengrundlagen, mit denen GEMIS die *Bereitstellung* von Energieträgern beschreibt. Von der Primärenergiegewinnung über Transport und Umwandlung werden wichtige Prozeßschritte bis zur Nutzung von Energieträgern verfolgt. Dabei wird zuerst die Vorgehensweise und Methodik der Datengewinnung erläutert. Kapitel 3.1 stellt solche Prozesse dar, die *übergreifende* Bedeutung für die Energiebereitstellung haben. Danach werden die Kenndaten der Prozeßketten für *fossile* Energieträger Steinkohle (3.2) und Braunkohle (3.3), Erdöl (3.4) und Erdgas (3.5) erläutert, während Abschnitt 3.6 die umweltrelevanten Eigenschaften von Prozeßketten für *Biomasse* diskutiert. Dabei wird zwischen Restbiomassen aus der Land-, Forst und Abfallwirtschaft (Restholz und -stroh, Gülle, organische Hausmüllanteile) und sog. nachwachsenden Rohstoffen (schnellwachsende Hölzer, Chinagrass, Raps, Zuckerhirse) unterschieden, wobei letztere den gezielten Anbau von Biomasse für energetische Zwecke umfassen. Daran schließt sich in Kapitel 3.7 werden schließlich die vorgelagerten Prozesse für solche Energieträger behandelt, die weder fossilen noch regenerativen Charakter aufweisen - diese umfassen die *Uran-Prozeßkette* zur Atomkraftnutzung, *Hausmüll* als Brennstoff sowie verschiedener Sekundärenergieträger (solarer *Wasserstoff* und Elektrizität für Heiz-, Lade- und Fahrzeugwendungen).

Jeder Abschnitt im Kapitel 3 enthält am Ende eine tabellarische *Zusammenfassung* der quantifizierten Umweltaspekte, die mit der Bereitstellung des jeweiligen Energieträgers verbunden sind. Diese Kennwerte wurden mit dem GEMIS-Computerprogramm berechnet und erlauben, die Datenbasis für Prozeßketten *auch ohne* das Computermodell zu verwenden.

### *Umweltrelevante Kenngrößen für energienutzende Prozesse*

Nachdem die Bereitstellung von Energieträgern sowie deren Eigenschaften beschrieben wurden, erfolgt in Kapitel 4 die Charakterisierung der Umweltaspekte, die mit der *Verwendung* von Energieträgern verbunden sind. Alle Abläufe zur Bereitstellung bestimmter Energiedienstleistungen werden in GEMIS als *Prozesse* bezeichnet und in diesem Berichtsteil näher betrachtet. Kapitel 4.1 beschreibt Grundsätze der Aktualisierung und Ergänzung der Prozeßdaten und erläutert die Randbedingungen der Datensätze IST, STANDARD und ZUKUNFT. Die Folgeabschnitte diskutieren die einzelnen Energiesysteme, geordnet nach Energieträgern, bereitgestellter Energiedienstleistung und Technik.

Kapitel 4.2 und 4.3 beschreiben die energie- und umweltrelevanten Kenndaten für *Kraft- und Heizkraftwerke* mit fossilen Brennstoffen (Stein- und Braunkohle, Erdöl und Erdgas), Kapitel 4.4 erörtert Heizsysteme mit *fossilen* Brennstoffen. Im Kapitel 4.5 werden kurz die Kenndaten für Kraft- und Heizkraftwerke mit *regenerativen* Energien und in Kapitel 4.6 die von Heizsystemen für *Biomasse* dargestellt. Kapitel 4.7 gibt die Kenndaten für Heizwerke und Heizungen für solare und geothermische Energie wieder. Im Kapitel 4.8 werden Prozesse für andere Energieträger diskutiert, d.h. Müllverbrennungsanlagen und Systeme zur Nutzung von *Wasserstoff*. Den Abschluß des Kapitel 4 bilden Kenndaten für "NegaWatt"-Prozesse, d.h. den GEMIS-Prozessen zur *Einsparung* von Wärme- und Strom.

### *Neu in GEMIS: Verkehrssysteme*

Das Kapitel 5 beschreibt analog zu den energieliefernden Prozessen die neu in GEMIS aufgenommenen Prozesse für *Verkehrsdienstleistungen*. Kapitel 5.1 beschreibt die Vorgehensweise der Datenbeschaffung für Verkehrsprozesse und die Randbedingungen für die Datensätze IST, STANDARD und ZUKUNFT. Kapitel 5.2 stellt die energie- und umweltrelevanten Kenndaten von Prozessen für *Personentransporte* dar, d.h. Personenkraftwagen (Pkw) mit verschiedenen Treibstoffen (Benzin, Diesel, Strom, Biokraftstoffe, Wasserstoff) sowie öffentlicher Verkehr (Bahn, Bus) und Flugzeuge. Kapitel 5.3 behandelt Prozesse für *Gütertransporte*, d.h. Lastkraftwagen, Bahn, Schiffe, Flugzeuge und Pipelines. Kapitel 5.4 gibt Anmerkungen zu Verkehrsverlagerung und -vermeidung, die nicht in GEMIS aufgenommen wurden.

### *Neu in GEMIS: Materialprozeßketten*

Eine weitere Neuerung in GEMIS ist die explizite Einbeziehung von Materialvorleistungen in Form von Prozeßketten. Während in GEMIS 1.0 Materialvorleistungen als fester Bestandteil eines Datensatzes behandelt wurden, wurde in GEMIS 2.0 nunmehr die volle Integration in das Modell erreicht, d.h. Stoffprozesse werden analog zu Energie- und Transportprozessen behandelt. Kapitel 6 erläutert die grundlegende Vorgehensweise bei der Berücksichtigung von Materialprozeßketten (6.1), stellt die in GEMIS implementierten Materialien und deren Anteile an den GEMIS-Prozessen (6.2) und die jeweiligen Energie- und Umweltdaten für die Materialprozeßketten dar (6.3). Kapitel 6.4 diskutiert weitere Materialien, die in Prozeßketten als Hilfsstoffe oder Vorprodukte benötigt werden.



### *Neu in GEMIS: betriebswirtschaftliche Kosten*

Eine weitere Neuerung in GEMIS 2.0 ist die Möglichkeit, auch betriebswirtschaftliche Kosten zu ermitteln. Kapitel 7 erläutert die Grundlagen und methodischen Abgrenzungen (7.1), wobei auch ein Exkurs zur Kostenträgerrechnung im Verkehr aufgenommen wurde. Im Kapitel 7.2 werden die Kostendaten für Energieprozesse diskutiert, d.h. Kosten für Infrastruktur, Brennstoffe und für die Prozesse (Kraft- und Heizkraftwerke, Heizungen) selbst. Dabei wird den Kosten von Atomkraftwerken ein eigener Abschnitt gewidmet. Kapitel 7.3 stellt die entsprechenden Kostendaten für Verkehrssysteme dar.

### *Mehr als Zahlen: Bewertung von Umwelt- und Kostenaspekten*

Nach der Darstellung der Datenbasis von GEMIS 2.0 geht Kapitel 8 darauf ein, wie die Ergebnisse von Umwelt- und Kostenanalysen bewertet werden können. Kapitel 8.1 diskutiert die Grundlagen der Bewertung, während in den Folgeabschnitten die Optionen dargestellt werden, die GEMIS 2.0 hierzu anbietet. Kapitel 8.2 erläutert die Möglichkeit, *klimarelevante* Schadstoffe zu sog. CO<sub>2</sub>-Äquivalenten zu aggregieren. Kapitel 8.3 diskutiert die sog. *externen Umweltkosten*, die zusammen mit betriebswirtschaftlichen ("internen") Kosten zur Bestimmung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten dienen können.

Kapitel 8.4 erläutert in GEMIS mit enthaltene *qualitative Umweltaspekte*, die für eine umfassende Bewertung wichtig sind. Dabei werden die jeweiligen Qualitäten (Risiko, Reststoffe, Mikroökologie, Flächen) sowie ein sog. Sonderaspekt diskutiert.

### *Ergebnisse von Vergleichsrechnungen*

Kapitel 9 zeigt schließlich die Ergebnisse *ausgewählter* Vergleichsrechnungen (Szenarien), die mit der ergänzten und überarbeiteten Datenbasis von GEMIS 2.0 durchgeführt wurden. Im Kapitel 9.1 werden kurz die Grundlagen der vergleichenden Analyse mit Szenarien dargestellt, während in Kapitel 9.2 solche Rechnungen für ausgewählte *Energieprozesse* (Wärme, Strom und Kraft-Wärme-Kopplung) vorgestellt werden. Im Kapitel 9.3 werden Vergleichsrechnungen für ausgewählte *Verkehrsprozesse* (Pkw) erläutert und deren Ergebnisse kurz dargestellt.

### *Ausblick und Forschungsbedarf*

Die Abrundung des Berichts bildet Kapitel 10, in dem weiterführende Fragen zu GEMIS angesprochen werden. Abschnitt 10.1 gibt einen kurzen Ausblick auf weitere Arbeiten und eine summarische Darstellung noch offener Fragen, und stellt den Forschungsbedarf dar.

### *Anhänge*

Der Abschluß des Berichts bilden drei Anhänge. Anhang 1 gibt eine Darstellung der in GEMIS benutzten *Algorithmen*, während Anhang 2 ein *Glossar* zu den wichtigsten Begriffen enthält. Anhang 3 schließlich bildet ein *Abkürzungsverzeichnis*, das eine Übersetzungshilfe für die Vielzahl der verwendeten Kurzbezeichner im Gesamtbericht gibt.

## 1.2 Der erste GEMIS-Bericht und die Nutzung von GEMIS 1.0

Das Öko-Institut bearbeitete 1987-1989 in Kooperation mit der Forschungsgruppe Umweltsystemanalyse der GhK das Projekt "Umweltanalyse von Energiesystemen - **G**esamt-**E**missions-**M**odell integrierter **S**ysteme (**GEMIS**)". Hierbei wurde eine Datenbasis und Methodik für umweltbezogene Analysen und Vergleiche von Energiesystemen zur Bereitstellung von Wärme und Elektrizität entwickelt und ein gleichnamiges Computerprogramm zur Umweltanalyse von Energiesystemen erstellt (vgl. ÖKO/GhK 1989). GEMIS 1.0 berücksichtigte von der Primärenergiegewinnung bis zur Nutzenergie alle wesentlichen Schritte und bezog auch den Materialaufwand zur Herstellung von Energieanlagen mit ein. Die Datenbasis enthielt energetische Kenngrößen (Nutzungsgrade, Leistung, Auslastung), Schadstoffemissionen (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Halogene Staub, CO<sub>2</sub>), feste Reststoffe, Flächen sowie qualitative Umweltaspekte. Die Arbeiten zu GEMIS 1.0 wurden durch den Hessischen Minister für Umwelt und Energie bzw. Wirtschaft und Technik gefördert und u.a. vom Umweltbundesamt begleitet.

### *Überblick zu bisherigen GEMIS-Anwendungen*

Nach Abschluß des GEMIS-Projektes wurde das Modell vom Öko-Institut im Auftrag der Klima-Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages weiterentwickelt (ÖKO 1989). Hierbei wurden neben CO<sub>2</sub> auch andere klimarelevante Emissionen in die Datensätze aufgenommen (CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC, N<sub>2</sub>O), eine Umrechnung auf CO<sub>2</sub>-Äquivalente implementiert und ein IST-Datensatz zur Beschreibung von Anlagen im Basisjahr 1987 erstellt. Anschließend wurde eine Datenanpassung an die energiewirtschaftliche Situation im Bundesland Schleswig-Holstein (ÖKO 1990a) erstellt, wobei eine Anzahl von Verkehrssystemen sowie Systeme zur Biomassenutzung und Kraft-Wärme-Kopplung in die Datenbasis aufgenommen wurden.

Bei einer Adaption des GEMIS-Modells an die Verhältnisse der Stadtwerke München wurde die Anwendbarkeit des Programms auch auf kommunaler Ebene erprobt und die Berücksichtigung externer Umweltkosten von Luftschadstoffen mittels GEMIS demonstriert (ÖKO 1991a). Eine ähnliche Adaption der GEMIS-Datenbasis für Hannover zeigt auch die Nutzbarkeit des Programms für kommunale Klimaschutzstrategien auf (ÖKO 1991c).

Ende 1990 wurde für die Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin eine Anpassung des GEMIS-Modells an die Energie- und Umweltdaten Berlins sowie ausgewählter Daten der neuen Bundesländer, also der ehemaligen DDR, durchgeführt (ÖKO 1991b). Damit konnten Energie- und Umweltbilanzen auch für die neuen Bundesländer ermittelt werden, ohne jeweils aufwendige Einzelrecherchen durchzuführen.

Unabhängig von Öko-Institut wurde die Nutzung von GEMIS für regionalisierte Umweltanalysen in einer Studie von Fichtner demonstriert, die eine spezifische Anpassung für die bayerischen Verhältnisse betraf (Fichtner 1990; Fichtner/FfE 1990). Das Computerprogramm wird von Universitäten, Forschungsgruppen, kommunalen Einrichtungen, EVU und Ingenieurbüros für unterschiedliche Fragestellungen verwendet, darunter auch die ursprüngliche: Umweltanalysen im Rahmen von kommunalen/regionalen Energiekonzepten.

Eine weitere Anwendung der GEMIS-Resultate liegt in der Nutzung der Datenbasis: für die zunehmend interessierende Ökobilanz von Produkten wurde z.B. der GEMIS-Datenkern vom Schweizer Umweltamt benutzt, um die energiebedingten Umweltaspekte der Produktherstellung zu ermitteln (BUWAL 1990).

#### *Die Nutzung der englischen Version TEMIS im Ausland*

Im Jahr 1990 entwickelte das Öko-Institut im Auftrag des US-amerikanischen Energieministeriums eine *englische* GEMIS-, die seit Juni 1990 unter dem Namen **TEMIS** (= **T**otal **E**mission **M**odel for **I**ntegrated **S**ystems) zur Verfügung steht.

Neben der Nutzung im Energieministeriums wurde TEMIS verschiedenen internationalen Forschungsinstituten wie auch Nicht-Regierungs-Organisationen für nichtkommerzielle Anwendungen zur Verfügung gestellt.

TEMIS wird im Rahmen des Urban CO<sub>2</sub> Reduction Project angewendet (ICLEI 1991), bei dem 12 Städte aus drei Kontinenten kommunale CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategien mittels TEMIS analysieren<sup>6</sup>. Eine weitere Nutzung erfolgt durch Städte im Rahmen eines OECD-Projekts, bei dem ebenfalls die Umwelteffekte kommunaler Energiestrategien interessieren (Newcastle 1991)<sup>7</sup>. In Kooperation mit dem National Renewable Energy Laboratory (NREL) und dem Pacific Northwest Laboratory (PNL) wurde TEMIS 1991 für die Analyse von Biomasse-Systemen weiterentwickelt. Schließlich wurde die TEMIS-Datenanpassung für Nordamerika vom Öko-Institut unterstützt<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> Als "deutscher Ableger" dieses Projekts werden rund 20 Städte GEMIS für entsprechende Anwendungen einsetzen.

<sup>7</sup> Auch im Rahmen des Projektes "Energy Efficient Communities" der International Energie-Agentur (IEA) wurde die Nutzung von TEMIS als "Tool" zur Bestimmung der Umweltaspekte lokaler Energieplanungen vorgeschlagen (Korb).

<sup>8</sup> Weiter nationale TEMIS-Adaptionen wurden für Dänemark, Finnland, Großbritannien und Italien entwickelt, entsprechende Arbeiten werden derzeit für weitere west- und osteuropäische Staaten durchgeführt.

### 1.3 Die Fragestellung des GEMIS-2.0-Projekts

Das Öko-Institut wurde Ende 1991 vom Hessischen Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten (HMUE) beauftragt, in Kooperation mit der GH Kassel ein ergänztes und erweitertes GEMIS-Programm zu erstellen. Die Ergänzungen und Erweiterungen der nunmehr vorliegenden Version 2.0 zielen auf sechs wesentliche Bereiche ab:

- \* Verfügbarmachung aktualisierter/neuer Daten
- \* Flexibilisierung aller Modellteile auf nutzerdefinierte Ergänzungen oder Vorgaben
- \* Spezialanwendung für kommunale NutzerInnen
- \* Ergänzung um den Verkehrssektor
- \* Einbeziehung orientierender Kostenanalysen sowie
- \* Verbesserung der NutzerInnenschnittstelle.

Diese Neuerungen werden im folgenden kurz skizziert.

#### 1.3.1 Datenergänzungen und -aktualisierungen

Mit GEMIS 2.0 wird ein wesentlich aktualisierter und ergänzter Datenkern geliefert, der die Anwendbarkeit des Modells erheblich erleichtert und verbessert. Diese Kern-Datenbasis umfaßt:

- \* Datensatz IST (Werte für 1989), jeweils mit *eigenen* Prozessen für Ost- und Westdeutschland (ohne Kosten und Materialvorleistungen)
- \* Datensatz STANDARD, mit integrierten Prozessen für Ost- und Westdeutschland, d.h. einer *gesamtdeutschen* Datenbasis (typische Neuanlagen, inkl. Kosten)
- \* Datensatz ZUKUNFT (neue Techniken in 1995-2005, inkl. Kostenschätzungen)
- \* Datensatz KOMMUNAL (wie STANDARD, aber ergänzt um "kommunale" Prozesse)

Dabei wurden nicht nur Energieanlagen berücksichtigt, sondern die gesamten Prozeßketten aktualisiert und ergänzt. Die feste Datenbasis umfaßt jetzt neben SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Halogenen und Staub **alle energierelevanten Treibhausgase**, d.h. CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, NMVOC und N<sub>2</sub>O.

Als neue Prozeßketten wurden u.a. Solarwasserstoff und Nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen) berücksichtigt, sowie für Ostdeutschland eigene Prozeßketten entwickelt.

#### 1.3.2 NutzerInnendefinierte Modellanpassung

In der ersten GEMIS-Version konnten alle wichtigen Kenngrößen für Energiesysteme an nutzerspezifische Vorgaben angepaßt werden, jedoch war keine Erweiterungen des Analyse**umfangs** möglich - die vorgegebenen Kategorien für Umweltaspekte in der GEMIS-Datenbasis und im Bilanzierungsteil des Modells waren "fest verdrahtet".

GEMIS 2.0 kann dagegen praktisch **beliebig erweitert** werden, wobei die Erweiterungen konsistent in allen Modellteilen berücksichtigt werden. Diese Flexibilisierung des Modells ist über **nutzerdefinierte** Bilanzierungskategorien möglich:

- \* Über die in GEMIS 1.0 untersuchten Basismaterialien hinaus können nunmehr **weitere Materialien sowie Hilfsstoffe** in den Datenkern eingegeben und für diese eigene Prozeßketten entwickelt werden, z.B. Silizium, das für die Solarzellenherstellung benötigt wird, sowie Mineralwolle und Ziegel für die Wärmedämmung.
- \* GEMIS 2.0 kann auch sog. **nutzerdefinierte Emissionen** verarbeiten, d.h. etwa Daten zur Abwasserbelastung, weitere Luftschadstoffe (z.B. Aldehyde), und ergänzende klimarelevante Schadstoffe, die in der Datenbasis nicht enthalten sind (z.B. FCKW).
- \* Als feste Reststoffe wurden in GEMIS 1.0 nur Aschen, Entschwefelungsprodukte und "Sonstige" bilanziert. GEMIS 2.0 behält zwar Aschen und Entschwefelungsprodukte als "fest" eingebaute Kategorien von Reststoffen bei, es sind aber auch ergänzend **nutzerdefinierte Reststoffe** in den Datenkern einbaubar. Damit kann einerseits der Anfall spezieller, umweltrelevanter Abfallstoffe bilanziert werden (z.B. Schwermetalle), andererseits können Reststoffe auch Ausgangspunkte von *Recyclingprozessen* darstellen, die Sekundärprodukte bereitstellen (z.B. Stahl aus Stahlschrott).

Um den Umgang mit den neuen Programmeigenschaften zu erleichtern, sind im GEMIS-Datenkern verschiedene Beispiele für die nutzerseitige Ergänzung enthalten. Die Flexibilisierung des Analyseumfangs von GEMIS betrifft somit sowohl die Kategorien von Umweltaspekten wie auch die modellierbaren Prozesse - nunmehr können alle Arten von Stoffflüssen hinsichtlich sämtlicher Einflüsse auf Umweltmedien im Modell adäquat behandelt werden.

### 1.3.3 Die "Kommunalversion" des Computerprogramms GEMIS-2.0

Als dritte Modellergänzung wurde eine speziell auf die Situation in Kommunen hin orientierte Anwendung von GEMIS entwickelt. Das "normale" GEMIS bietet eine große Anzahl von Variablen und Optionen, die bei der Umweltanalyse kommunaler Energieplanungen in der Regel nicht in diesem Umfang benötigt werden, während spezielle (Daten-)Wünsche durch die Daten in GEMIS-1.0 nicht abgedeckt wurden, da das Modell als **allgemein** einsetzbares Instrument konzipiert wurde. In der sog. Kommunalversion kann GEMIS 2.0 nunmehr

- \* vorgelagerte Prozesse für übliche Energieträger und Brennstoffe in komprimierter Form (aggregierte Prozeßkette) anzeigen,
- \* einen breiten Anlagenbestand für "kommunale" Energiesysteme abdecken, und
- \* leichtere Möglichkeiten zur Szenarienrechnung anbieten.

Die Prozeßkettenkomprimierung bringt einen größeren Spielraum für Anlagedaten auch auf kleineren PC (ohne Speichererweiterung)<sup>9</sup> und erhöht die Übersichtlichkeit.

---

<sup>9</sup> GEMIS 2.0 erfordert IBM-kompatible PC mit einem Prozessor-Typ 286 oder höher, mindestens 1024 kB RAM und das Betriebssystem DOS-3.0 oder höher, wobei zur Rechnung mit den STANDARD-Datensätzen DOS 5.0 und ein Prozessor-Typ 386 oder höher erforderlich ist. Die Nutzung eines Koprozessors erhöht die Geschwindigkeit drastisch.

Da die (kommunalen) NutzerInnen in GEMIS 2.0 nur noch einen Anlagentyp mit ggf. zugehörigem Brennstoff "sehen", wird die Kontrollierbarkeit von Analysen sowie die Erstellung von Szenarien deutlich vereinfacht. Zudem kann eine bessere Überprüfung der Konsistenz von Prozeßketten durch GEMIS selbst erfolgen. Soweit die NutzerInnen von GEMIS 2.0 vorhandene Anlagen verändern oder ergänzen möchten, bietet das Modell nur noch den "passenden" Typ von Brenn- und Treibstoffen (fest/flüssig/gasförmig) sowie die zugehörigen komprimierten Prozeßketten zur Auswahl an, steuert also über eine Filterfunktion den Zugriff.

Die Prozesse, die speziell für die "Kommunalversion" in GEMIS enthalten sind, wurden auf Basis des aktualisierten Datensatzes STANDARD in einem eigenen Datensatz aufgenommen. Diese Anlagen beruhen auf einer Auswertung von Anlagen- und Herstellerdaten, Umfragen bei kommunalen Energiebeauftragten sowie Analysen ausgewählter hessischer Energiekonzepte. Damit wird NutzerInnen im kommunalen Raum eine breite Palette vordefinierter Anlagen angeboten, die nah an der realen Auswahl liegt. Der KOMMUNAL-Datensatz erleichtert somit die notwendige Datenanpassung an die jeweilige Situation.

### 1.3.4 Kostenbilanzierung mit GEMIS 2.0

Schließlich zeigten GEMIS-Anwendungen im kommunalen Bereich die Problematik, die in der Nutzung spezialisierter EDV-Modelle beruht: wenn zwei getrennte EDV-Modelle für Kosten und Umwelt *nacheinander* eingesetzt werden müssen, sind die NutzerInnen gezwungen, selbst für grobe Analysen jeweils zwei komplette Programme zu "beherrschen". Hier erscheint es sinnvoller, eine Teilintegration von Fähigkeiten des jeweils anderen Programms anzustreben, um NutzerInnen von EDV-"Wirrwarr" zu entlasten.

In GEMIS 2.0 wurde eine *orientierende Kostenrechnung* implementiert, die Investitions- sowie ggf. Brennstoff- und Betriebskosten von Prozessen erfaßt und über einen einheitlichen Betrachtungszeitraum mit einem einheitlichen Zinssatz annuitätisch zu (Jahres)Kosten umrechnet. Durch die vereinfachte Berechnung von Energiekosten bzw. der Wirtschaftlichkeit von Anlagen wird ein *grobes Bild* der ökonomischen Seite von Energieplanungen angeboten, das allerdings im Zuge des Projekt- bzw. Planungsfortschritts durch genauere Analysen mit speziellen EDV-Modellen ergänzt werden sollte.

### 1.3.5 Verkehrssysteme in GEMIS 2.0

In der Umweltdiskussion sind - gerade in Kommunen - die Umweltauswirkungen des Verkehrs in den Mittelpunkt gerückt. Daher bietet GEMIS 2.0 die neue Möglichkeit, *transportdienstleistungsbezogene* Aussagen und Vergleiche im Verkehrsbereich durchzuführen.

Schon seit der internen GEMIS-Version 1.4 konnten Personen- und Gütertransportsysteme modelliert werden - mit GEMIS 2.0 wird dies nun für alle NutzerInnen verfügbar. In die Datensätze für vorgelagerte Prozeßketten wurden entsprechende Ergänzungen (Treibstoffe, Biokraftstoffe) aufgenommen und Kenndaten für verschiedene Verkehrsmittel einbezogen.

### 1.3.6 Verbesserte Nutzerschnittstelle und neue Programmoptionen

Schließlich enthält GEMIS 2.0 Neuerungen, die eine bessere Anwendung des Modells durch die NutzerInnen unterstützen:

- \* Die Installation des Modells erfolgt durch ein eigenes Programm, mit dem sowohl die Bildschirm- wie auch die Druckeranpassung entsprechend der Hardware der NutzerInnen gezielt unterstützt wird
- \* Die gesamte Nutzeroberfläche wurde überarbeitet und vereinheitlicht, die Online-Hilfefunktion unterstützt nun alle Untermenüs und jede Eingabemaske
- \* Die Filterfunktionen erlauben, aus der Datenbasis gezielt z.B. diejenigen Prozesse auszuwählen, die bestimmte Produkte bereitstellen (Strom, Wärme,...) oder bestimmte Brennstoffe einsetzen. Diese Filterbedingungen können auch kombiniert werden.
- \* Bei der Szenariodefinition kann zwischen verschiedenen Dienstleistungen gewählt werden, wobei GEMIS diejenigen Prozesse herausfiltert, die das gewünschte Produkt bereitstellen. Die Szenarien können zudem bis zu 18 verschiedene Prozeßkombinationen enthalten und lassen sich zur Vereinfachung der Eingabe auch kopieren.
- \* Die Grafikfunktionen wurden wesentlich erweitert, Grafiken können als Grafik-Dateien exportiert werden
- \* Ein neues *Analysemodul* erlaubt, alle Ergebnisse von Szenariorechnungen daraufhin zu untersuchen, welche Prozesse zu welchen Anteilen daran beteiligt sind. Damit können z.B. die Emissionsbeiträge in einer Prozeßkette oder auch die bilanzierten Kosten genau verfolgt werden.
- \* Eine nutzerspezifische **Dokumentation** von Basisdaten und Ergebnissen ist möglich, wobei die Ausgabe in eine Textdatei erfolgt. NutzerInnen können den Umfang durch ein Auswahlmeneü entsprechend den jeweiligen Bedürfnissen gezielt anpassen.
- \* Alle GEMIS-Datensätze können nunmehr im dBase-Format **im- und exportiert** werden, womit eine Brücke zu anderen EDV-Anwendungen geschaffen wurde.
- \* Ergebnisse von Szenariorechnungen können als **Datenreihen** ausgegeben werden, die für andere EDV-Programme (z.B. Tabellenkalkulation) direkt lesbar sind.

Eine nähere Darstellung der Programmeigenschaften findet sich im *NutzerInnen-Handbuch*, das anhand von Beispielen in die Verwendung von GEMIS 2.0 einführt.

## 1.4 Zum Umfang der Datenaktualisierung für 1994

Die Vielzahl der Aktualisierungen, Ergänzungen und Neuerungen in GEMIS 2.0 legen eine ausführliche Dokumentation nahe, die jedoch einen erheblichen Seiten- und damit Materialbedarf hat. Daher wurde versucht, im vorliegenden Bericht die "wesentlichen" Aspekte der neuen Version zusammenzufassen.

Gegenüber der ersten Endberichtsfassung bündelt die vorliegende überarbeitete und erweiterte 2. Auflage einige Arbeiten des Öko-Instituts, die nach dem Erscheinen des Endberichts in den Jahren 1993 bis Anfang 1994 geleistet wurden. Es handelt sich sowohl um Studien, die den Import von Energieträgern näher untersuchen (ÖKO 1993a+b) als auch um Untersuchungen, die die Emissionen unterschiedlicher Anlagen in Deutschland zum Gegenstand hatten (ÖKO 1993c). Weiterhin wurden einige Eingabe- und Übertragungsfehler in den Datensätzen von 1992 verbessert. Neu sind im Einzelnen:

- \* Für nach Deutschland *importierte* Steinkohlen werden regionsspezifischere Daten in die GEMIS-Datenbasis aufgenommen.
- \* Die Daten für *ostdeutsche* Braunkohlen und Braunkohlenprodukte wurden überarbeitet und um einige Produkte erweitert.
- \* Die *Emissionsdaten* für Methan und Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe wurden auf der Grundlage internationaler Daten überarbeitet.
- \* Die Prozeßketten für *Energieträgerimporte* wurden völlig überarbeitet und ergänzt.
- \* Die *Material*prozeßketten wurden überarbeitet und aktualisiert.
- \* Die Emissionsfaktoren von *west- und ostdeutschen* Verbrennungsanlagen wurden überarbeitet und detailliert.
- \* In den Datensätzen STANDARD und ZUKUNFT wurden die Kennwerte für Ost- und Westdeutschland integriert, d.h. jeweils ein *gesamtdentscher Datensatz* vorgelegt.
- \* In STANDARD wurden *ergänzende* Verkehrsmittel (Flugzeuge, Bus) aufgenommen.
- \* Bei den Bewertungshilfen in GEMIS wurden zwei Änderungen vorgenommen: Erstens wird für die Bewertung der *Klimarelevanz* generell nur noch mit dem *direkten* Treibhauspotential gerechnet, weil die Unsicherheit bei den indirekten CO<sub>2</sub>-Äquivalenzfaktoren als zu groß angesehen wird. Zweitens wird bei den externen Kosten ein *zusätzlicher nuklearspezifischer* Beitrag von 3 Pf/kWh Atomstrom mit berücksichtigt.
- \* Die Vergleichsrechnungen von Wärme-, Strom- und Verkehrssystemen aus der 1. Auflage des GEMIS-Endberichts wurden mit den aktualisierten Daten neu durchgeführt.



## 1.5 Grenzen des EDV-Einsatzes

Bevor näher auf die neue Version des Computerprogramms eingegangen wird, sind einige Anmerkungen zum EDV-Einsatz zu machen und auf Grenzen der Modellierung mit GEMIS 2.0 hinzuweisen.

Das vorgelegte EDV-Modell ist trotz aller Ergänzungen noch immer das, was auch GEMIS 1.0 schon war: ein *Hilfsmittel* zur Umweltanalyse.

Die EDV erlaubt, Datenmengen zu erfassen und leicht verfügbar sowie änderbar zu machen, die derzeitige Hard- und Software erlaubt aber **nicht**, auf der Ebene von marktgängigen Personal Computern nutzbare "Experten"-Systeme bereitzustellen.

GEMIS 2.0 enthält zwar eine Vielzahl von Datenverknüpfungen und Rechenvorschriften, die aber relativ einfach gehalten sind und überwiegend *linearen* Zusammenhängen folgen. Dies ist bei Nutzung der Stammdatensätze noch unproblematisch, da die Datenauswahl unter diesem Gesichtspunkt erfolgte. Die Stärke des GEMIS-2.0-Modells, flexibel auf NutzerInnen-Anpassungen eingehen zu können, ist aber auch *gleichzeitig eine Gefahr*:

Bei der Datenanpassung prüft GEMIS 2.0 nur die *formale* Richtigkeit von Prozeßkettenstrukturen, die *inhaltliche* Konsistenz der Datenanpassungen kann dagegen nur in wenigen Ausnahmefällen (z.B. Brennstoffänderungen) automatisch durch das Modell geprüft werden.

Dies bedeutet, daß Nutzeranpassungen etwa bei dem Kenndatum "Leistung" einer Energieanlage *nicht* zur automatischen Anpassung der Kenndaten "Materialbedarf", "Fläche" und ggf. Investitionskosten führen. Diese Zusammenhänge sind in der Regel nichtlinear und stark prozeßspezifisch. Würde das Kenndatum "Emissionen" geändert und z.B. eine Entschwefungsanlage mit betrachtet, wird auch hier das indirekt betroffene Kenndatum "Nutzungsgrad" *nicht* vom Modell eigenständig adaptiert.

Kurzum, GEMIS ist nicht "künstlich intelligent", kennt also weder Regeln zur Adaption komplexer Datenstrukturen noch *inhaltliche* Unterstützung bei der Neueingabe von Daten.

Soweit adaptierte oder ergänzte Daten eine Situation zutreffend beschreiben, wird GEMIS 2.0 als *Hilfsmittel* nützlich sein - es wird Bilanzierungen adäquat durchführen, Ergebnisse visualisieren, bei der Analyse der Auswirkungen unsicherer Daten helfen usw. Die Last der konsistenten Datenanpassung liegt aber ganz überwiegend *bei den NutzerInnen*.

## 2 Brenn- und Treibstoffdaten

In GEMIS werden aus Brenn- und Treibstoffdaten, soweit diese tatsächlich im Wortsinn zur Energiebereitstellung durch Verbrennung (Oxidation) dienen, die folgenden umweltrelevanten Informationen eigenständig bestimmt:

- \* Heiz- und Brennwerte
- \* spezifische Luftbedarfe und Abgasvolumina beim Verbrennen
- \* theoretische Emissionen für SO<sub>2</sub>, Halogene, CO<sub>2</sub> und feste Reststoffe, die ohne weitere Maßnahmen zur Emissionsminderung entstehen.

Mit diesen Kenngrößen können weitere Daten zu Umweltaspekten, die bei der Verwendung der Brenn- und Treibstoffe auftreten, auf energiebezogene Emissionsfaktoren umgerechnet werden. Um dies zu ermöglichen, wurde in GEMIS eine *Verbrennungsrechnung* implementiert, die die o.g. Grunddaten berechnet<sup>10</sup>.

Die Verbrennungsrechnung benötigt hierfür die sog. *Elementaranalyse*, d.h. eine quantitative Beschreibung, aus wieviel Kohlenstoff, Wasserstoff, Schwefel usw. ein Brenn- oder Treibstoff besteht. Das Problem bei der Auswahl von Elementaranalysen besteht darin, *repräsentative* Angaben zu erhalten, da z.B. die Brennstoffkategorie "Vollwert-Steinkohle" eher physikalische als chemische Eigenschaften beschreibt, also in der Realität zwei "Vollwert-Steinkohlen" durchaus unterschiedliche chemische Eigenschaften - z.B. Schwefelgehalt - aufweisen können.

Daher wurden in GEMIS 2.0, ausgehend von der Datenbasis des ersten Berichts (ÖKO/GhK 1989), weitere Studien herangezogen, die Angaben zu typischen Brenn- und Treibstoffen enthalten (DGMK 1992; KFA 1991; ÖKO 1992+1993b).

Darüber hinaus wurden vor allem für die neu aufgenommenen ostdeutschen die importierten Brennstoffe Einzelrecherchen zu Literatur und Analysedaten durchgeführt.

### 1.1 Brennstoffdaten für Steinkohlen

#### 2.1.1 Deutsche Steinkohlen

Ausgehend von den Studien der DGMK (1992) und KFA (1991) wurden die Brennstoffdaten für westdeutsche Vollwertkohle, Ballastkohle, Steinkohlenbriketts und Steinkohlenkoks definiert. Die Abweichungen zwischen den Datenbasen sind relativ gering und zeigen eine gute Übereinstimmung mit Werten des Umweltbundesamtes (vgl. ÖKO 1992). Damit ergaben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten generischen Brennstoffdefinitionen.

---

<sup>10</sup> Eine Darstellung der verwendeten Formeln und Koeffizienten gibt Anhangband I.

Tabelle 1 Elementaranalysen für deutsche Steinkohlen in GEMIS

Kenngröße	Einheit	Vollwert-Kohle	Ballast-Kohle	Steinkohle-Brikett	Steinkohle-Koks
Kohlenstoff	Gew.%	74,9	55,5	80,0	70,1
Wasserstoff	Gew.%	4,6	4,0	3,9	4,3
Schwefel	Gew.%	0,9	1,53	1,0	1,0
Sauerstoff	Gew.%	9,1	5,0	2,0	6,0
Stickstoff	Gew.%	1,3	1,5	0,5	1,3
Chlor	Gew.%	0,2	0,22	0,06	0,19
Fluor	Gew.%	0,01	0,01	0,01	0,01
Wasser	Gew.%	5,3	7,0	4,0	7,0
Asche	Gew.%	3,7	25,2	8,5	10,0
Heizwert	MJ/kg	29,4	22,6	31,4	27,8

## 2.1.2 Importierte Steinkohlen

In Deutschland wird auch importierte Steinkohle, vor allem aus Polen, Südafrika sowie der GUS, den USA und Australien eingesetzt, wobei zukünftig osteuropäische Steinkohlen an Bedeutung gewinnen werden. Die Angaben zur Zusammensetzung wurden auf Basis einer Datenbank des Verbandes der Kohleimporteure (VdKoI 1991) und einer Literatursauswertung im Rahmen des BMFT-IKARUS-Projektes bestimmt (vgl. ÖKO 1993b), die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Daten.

Tabelle 2 Elementaranalysen für Import-Steinkohlen in GEMIS

Kenngröße	Einheit	Australien	USA	Mix AUS/USA	Südafrika	GUS	Polen
Kohlenstoff	Gew.%	67,0	73,0	70,0	65,0	70,0	67,0
Wasserstoff	Gew.%	3,0	3,0	3,0	3,0	2,3	3,9
Schwefel	Gew.%	0,5	1,0	0,75	0,7	0,5	1,0
Sauerstoff	Gew.%	7,5	7,5	7,5	7,5	7,0	10,1
Stickstoff	Gew.%	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,5
Chlor	Gew.%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Fluor	Gew.%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Wasser	Gew.%	8,0	6,5	7,5	9,0	9,0	7,0
Asche	Gew.%	12,5	7,5	9,7	13,3	9,8	9,4
Heizwert	MJ/kg	26,0	28,0	27,0	25,0	25,0	26,4

## 2.2 Brennstoffdaten für Braunkohlen

### 2.2.1 Braunkohlen in Ostdeutschland

Grundsätzlich ist bei ostdeutschen Braunkohlen zwischen ost- und westbischen Lagerstätten zu unterscheiden. Während die westbischen Kohlevorkommen durch relativ hohe Schwefelgehalte und einen geringeren Wasseranteil gekennzeichnet sind, sind die ostbischen Kohleflöze zwar durch geringe Schwefelanteile, aber auch größere Wassergehalte charakterisiert.

Bei den Analysedaten für ostdeutsche Braunkohlen und Braunkohlenprodukte konnten Originaldaten der ostdeutschen Braunkohlenunternehmen ausgewertet werden, die auch eine Zuordnung zu den weiterbetrieblenen Tagebauen bzw. Veredelungsanlagen ermöglichten.

Tabelle 3 Elementaranalysen für Braunkohlen und Braunkohlenprodukte in Ostdeutschland

Kenngröße	Einheit	Rohbraunkohle 1990		Rohbraunkohle 1995		Braunkohle-Briketts	
		westelbisch	ostelbisch	westelbisch	ostelbisch	westelbisch	ostelbisch
Kohlenstoff	Gew. %	26,8	25,8	30,0	27,0	50,8	50,7
Wasserstoff	Gew. %	2,2	1,9	2,6	2,0	4,2	3,7
Schwefel	Gew. %	1,7	0,7	1,7	0,7	1,8	0,8
Sauerstoff	Gew. %	7,1	9,6	8,5	10,0	13,1	18,7
Stickstoff	Gew. %	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	0,6
Chlor	Gew. %	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Fluor	Gew. %	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Wasser	Gew. %	54,0	58,0	51,0	56,0	18,0	19,0
Asche	Gew. %	7,9	3,7	5,9	3,9	11,5	6,5
Heizwert	MJ/kg	9,5	8,4	11,0	9,0	20,0	19,0

Tabelle 4 Elementaranalysen für Braunkohlenprodukte in Ostdeutschland

Kenngröße	Einheit	Braunkohle-Staub		WSF-Braunkohle	
		westelbisch	ostelbisch	westelbisch	ostelbisch
Kohlenstoff	Gew. %	55,5	56,6	53,0	51,5
Wasserstoff	Gew. %	4,5	4,3	4,3	3,5
Schwefel	Gew. %	3,0	0,8	1,2	0,8
Sauerstoff	Gew. %	14,7	21,1	14,0	19,6
Stickstoff	Gew. %	0,6	0,7	0,6	0,6
Chlor	Gew. %	0,004	0,004	0,004	0,004
Fluor	Gew. %	0,001	0,001	0,001	0,001
Wasser	Gew. %	12,0	10,1	16,0	19,0
Asche	Gew. %	9,7	6,4	10,9	5,0
Heizwert	MJ/kg	22,0	21,0	20,7	18,7

### 2.2.2 Braunkohlen in Westdeutschland

Westdeutsche Rohbraunkohle wird auf Basis von Herstellerangaben definiert, da diese Werte mit Daten des UBA gut übereinstimmen (ÖKO 1992). Für westdeutsche Braunkohleprodukte wurde die Studie der DGMK (1992) herangezogen, da sie eine gute Übereinstimmung mit den bisher ermittelten Daten zeigt.

Tabelle 5 Elementaranalysen für rheinische Braunkohlen in Westdeutschland

Kenngröße	Einheit	Roh-Braunkohle	Braunkohle-Brikett	Braunkohle-Staub
Kohlenstoff	Gew. %	27,0	53,2	58,2
Wasserstoff	Gew. %	2,0	4,0	4,4
Schwefel	Gew. %	0,25	0,35	0,35
Sauerstoff	Gew. %	10,4	18,8	21,0
Stickstoff	Gew. %	0,3	0,6	0,7
Chlor	Gew. %	0,05	0,036	0,04
Fluor	Gew. %	0,005	0,002	0,002
Wasser	Gew. %	56,0	19,0	11,0
Asche	Gew. %	4,0	4,0	4,3
Heizwert	MJ/kg	8,8	19,9	21,9

## 2.3 Brenn- und Treibstoffe aus Erdöl

Für Rohöle und dessen Produkte wurde in GEMIS 2.0 das Datengerüst der DGMK (1992) übernommen. Als Flugturbinentreibstoff wird dieselähnliches Kerosin einbezogen, während nicht zwischen Normal- und Superbenzin oder "bleifrei/mit Blei" unterschieden wird. Für die ostdeutschen Ölprodukte wurde wegen fehlender Daten eine formal gleiche Zusammensetzung wie in den alten Bundesländern unterstellt.

Tabelle 6 Elementaranalysen für Öl-Produkte

Kenngröße	Einheit	Rohöl	Bunker-C	Öl-S	Öl-EL	Benzin	Diesel
Kohlenstoff	Gew.%	85,5	86,0	87,0	86,5	86,5	86,5
Wasserstoff	Gew.%	10,5	10,0	10,8	13,3	13,2	13,3
Schwefel	Gew.%	1,0	3,00	1,80	0,17	0,03	0,17
Sauerstoff	Gew.%	1,0	0,40	-	-	0,2	-
Stickstoff	Gew.%	1,0	0,15	0,45	0,02	0,10	0,02
Wasser	Gew.%	1,0	-	-	-	-	-
Heizwert	MJ/kg	40,0	40,0	40,7	42,8	42,8	42,8

Für ausländische Mineralölprodukte werden die o.g. Elementaranalysen entsprechend verwendet, wobei für Schweröl ein Schwefelgehalt von 1,8 Gew.% und für Diesel 0,5 Gew.% angenommen werden.

## 2.4 Gasförmige Brennstoffe

Die Studie der DGMK (1992) wurde auch für die gasförmigen Brennstoffe als Basis gewählt. Dabei wird für in Deutschland genutztes generell die Verwendung von Erdgas-H angenommen. Dies ist als Vereinfachung gerechtfertigt, da sich das Verhältnis Erdgas L zu Erdgas H (1989 ca. 56:44) durch den Rückgang der holländischen Importquote zugunsten von Norwegen und der GUS stark zu Erdgas H hin verschoben wird.

Tabelle 7 Elementaranalysen für Erdgase

Kenngröße	Einheit	Erdgas H BRD-mix	Erdgas H NOR	Erdgas L NL	Erdgas H GUS	LNG Algerien
CH <sub>4</sub>	Vol.%	92,1	86,0	81,5	97,7	99,0
H <sub>2</sub>	Vol.%	0,75	0,5	-	-	-
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Vol.%	0,5	-	-	-	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Vol.%	0,5	8,8	2,8	0,8	-
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Vol.%	0,04	2,3	0,4	0,26	1,0
C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	Vol.%	-	0,020	0,060	-	-
C <sub>4</sub> H <sub>10-n</sub>	Vol.%	0,01	0,030	0,015	0,054	-
C <sub>4</sub> H <sub>10-i</sub>	Vol.%	0,01	0,030	0,015	0,050	-
CO <sub>2</sub>	Vol.%	0,02	1,510	1,000	0,150	-
N <sub>2</sub>	Vol.%	6,10	0,800	14,200	0,930	-
H <sub>2</sub> S	Vol.%	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	-
Heizwert	MJ/m <sup>3</sup>	38,8	38,8	31,5	36,0	36,5

Neben Erdgasen enthält GEMIS auch andere gasförmige Brennstoffe. *Raffineriegas* wurde nach UBA-Daten mit 34,5 % Methan und 65,5 % Äthan angenommen (ÖKO 1992), für *Erdölgas* wurde die Analyse nach DGMK (1992) angesetzt. In der Gaswirtschaft wird auch *Stadtgas* aus Heizöl gewonnen und zur Vergleichmäßigung des Erdgas-Heizwertes sowie zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Hierfür wurde aus UBA-Daten sowie Recknagel/Sprenger (1981) ein Mittelwert gebildet. In der Eisen- und Stahlerzeugung kommen *Gichtgas* sowie *Kokereigas* zum Einsatz, deren Analyse nach DGMK (1992) angesetzt wird.

Tabelle 8 Elementaranalysen für andere gasförmige Brennstoffe

Kenngroße	Einheit	Erdöl- gas	Raffinerie- gas	Kokerei- gas	Gicht- gas	Stadt- gas
CH <sub>4</sub>	Vol.%	76,8	34,5	26,0	-	21,0
H <sub>2</sub>	Vol.%	-	-	55,0	-	45,0
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Vol.%	-	-	-	-	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Vol.%	5,2	65,5	2,0	-	2,0
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Vol.%	5,5	-	-	-	-
C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	Vol.%	0,6	-	-	-	-
C <sub>4</sub> H <sub>10-n</sub>	Vol.%	2,9	-	-	-	-
C <sub>4</sub> H <sub>10-i</sub>	Vol.%	2,9	-	-	-	-
CO	Vol.%	-	-	5,0	23,5	12,0
CO <sub>2</sub>	Vol.%	4,4	-	2,0	20,0	4,0
N <sub>2</sub>	Vol.%	1,5	-	10,0	56,5	16,0
H <sub>2</sub> S	Vol.%	0,05	-	-	-	-
Heizwert	MJ/m <sup>3</sup>	44,1	54,5	17,6	3,0	15,4

## 2.5 Andere Brenn- und Treibstoffe

Neben fossilen Energieträgern werden von verschiedenen Prozessen in GEMIS 2.0 auch Brennstoffe auf der Basis von Biomasse eingesetzt (biogene Brenn- und Treibstoffe). Hierzu zählen die gasförmigen Brennstoffe *Biogas*, *Deponiegas* und *Holzgas* sowie die biogenen Festbrennstoffe *Holz*, *Stroh* und deren Folgeprodukte *Holz-Hackschnitzel* (HHS) bzw. *Strohcobs*. Die Brennstoffqualitäten für Holz und Stroh sowie deren Produkte wurden aus Untersuchungen der TU München (1987) und BINE (1988) abgeleitet.

Tabelle 9 Elementaranalysen für weitere biogene Festbrennstoffe

Kenngroße	Einheit	Holz	HHS*	Stroh	Strohcobs
Kohlenstoff	Gew.%	36,0	41,0	37,1	42,0
Wasserstoff	Gew.%	4,64	6,5	3,5	4,0
Schwefel	Gew.%	0,04	0,04	0,09	0,10
Sauerstoff	Gew.%	29,0	32,3	29,5	33,4
Stickstoff	Gew.%	0,1	0,1	0,3	0,4
Chlor	Gew.%	-	-	0,09	0,10
Fluor	Gew.%	-	-	-	-
Wasser	Gew.%	30,0	20,0	25,0	15,0
Asche	Gew.%	0,27	0,10	4,41	5,00
Heizwert	MJ/kg	13,0	16,5	12,5	14,4

\*= Holz-Hackschnitzel, luftgetrocknet

Für Biogas wurden Daten aus BINE (1988) angesetzt, für Holzgas wurden Daten aus BMFT (1985+1986a+b) und BINE (1988) zu typischen Werten zusammengefaßt.

Für Deponiegas wurden Angaben aus Stegmann/Rettenberger (1988) verwendet, hier ist allerdings die Datenstreuung aufgrund der unterschiedlichen Deponieinventare und Deponierungstechniken sehr groß.

Tabelle 10 Elementaranalysen für gasförmige biogene Brennstoffe

Kenngröße	Einheit	Biogas	Deponiegas	Holzgas
CH <sub>4</sub>	Vol.%	64,8	69,4	3,0
H <sub>2</sub>	Vol.%	-	0,58	10,0
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Vol.%	-	-	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Vol.%	-	-	-
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Vol.%	-	-	1,0
C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	Vol.%	-	-	-
C <sub>4</sub> H <sub>10-n</sub>	Vol.%	-	-	1,0
C <sub>4</sub> H <sub>10-i</sub>	Vol.%	-	-	-
CO	Vol.%	-	-	20,0
CO <sub>2</sub>	Vol.%	35,0	27,0	15,0
N <sub>2</sub>	Vol.%	-	3,0	50,0
H <sub>2</sub> S	Vol.%	0,2	0,02	-
Heizwert	MJ/m <sup>3</sup>	23,3	25,0	6,9

Für die biogenen Treibstoffe wurden ebenfalls Einzelangaben aus der Literatur verwendet. Die Daten zu *Rapsöl* und *Rapsmethylester* (RME) entstammen Apfelbeck (1989a+b), Richter (1991) und IFEU (1991), die Daten für *Bioethanol* beruhen auf CEES (1991) und AFAS (1991). Daten für *Hausmüll* als Brennstoff wurden aus der bundesweiten Hausmüllanalyse des UBA (1983) abgeleitet.

Tabelle 11 Elementaranalysen für weitere biogene Brenn- und Treibstoffe

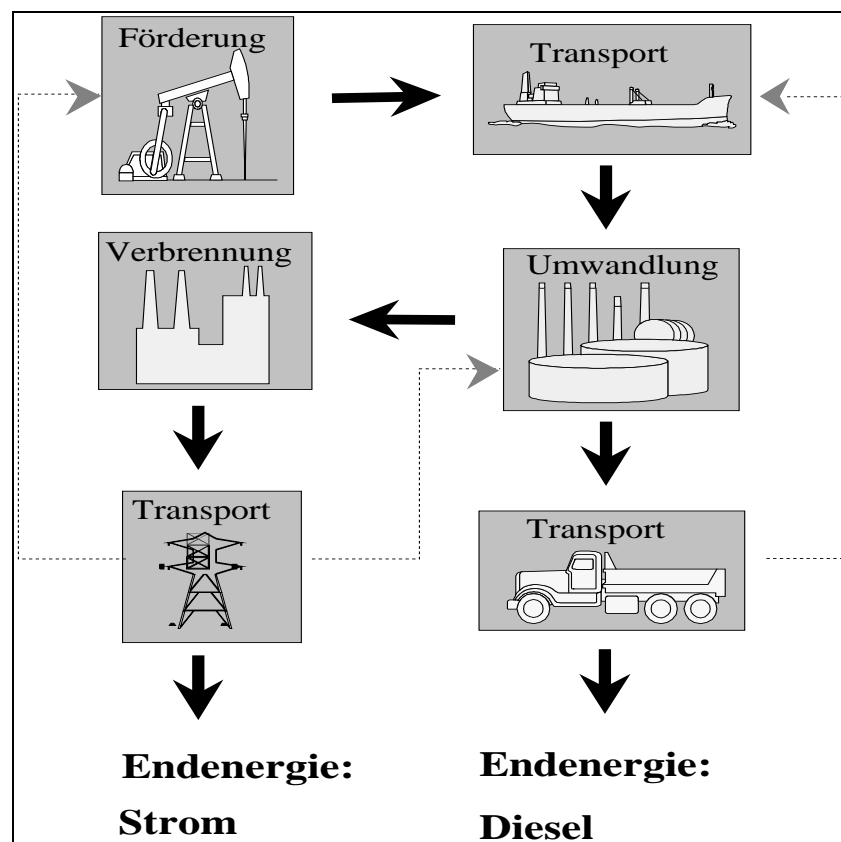
Kenngröße	Einheit	Rapsöl	RME	Bioäthanol	Hausmüll
Kohlenstoff	Gew.%	77,67	77,0	35,0	23,0
Wasserstoff	Gew.%	11,7	12,0	14,0	3,0
Schwefel	Gew.%	0,003	-	0,003	0,4
Sauerstoff	Gew.%	10,5	11,0	35,0	15,0
Stickstoff	Gew.%	0,05	0,05	1,0	0,3
Chlor	Gew.%	-	-	-	0,29
Fluor	Gew.%	-	-	-	0,01
Wasser	Gew.%	0,07	-	15,0	33,0
Asche	Gew.%	0,001	-	-	25,0
Heizwert	MJ/kg	37,2	37,0	21,5	8,4

Weiterhin wird in GEMIS auch *Wasserstoff* in gasförmiger (GH<sub>2</sub>) und flüssiger (LH<sub>2</sub>) Form verwendet, wobei entsprechend ein gasförmiger und ein flüssiger Brenn- bzw. Treibstoff mit jeweils 100% H<sub>2</sub> in GEMIS aufgenommen wurde.

### 3 Energie-Prozeßketten in GEMIS 2.0

Eine Datenbasis für Lebenszyklen von Energiesystemen sollte alle relevanten physikalisch-chemischen Aktivitäten einbeziehen, die mit der Bereitstellung von Energiedienstleistungen verbunden sind - unter Berücksichtigung aller relevanten Transportschritte sowie der Material- und Hilfsproduktherstellung. In GEMIS 2.0 dienen dazu sog. *Prozeßketten*, die eine Strukturierung dieser Aktivitäten über *Prozesse* erlauben. Das folgende Bild zeigt ein Beispiel für die Öl-Prozeßkette in vereinfachter Form.

*Bild 1 Schema einer Prozeßkette ohne Materialvorleistungen und Hilfsmaterialien*



Es wird somit für die Bereitstellung eines Energieträgers der Weg zurück bis zur Gewinnung von Primärenergien - hier die Ölförderung - verfolgt, wobei alle Umwandlungs- und Transportschritte mitbetrachtet werden, die zur Bereitstellung des Stroms bzw. des Dieselöls notwendig sind, d.h. auch Hilfsenergien und die sie bereitstellenden Prozesse. Wenn im o.g. Beispiel ein Kraftwerk die Dienstleistung "1 TJ Strom" bzw. ein Tankwagen die Dienstleistung "1 TJ Dieselöl" bereitstellt, sind jeweils verschiedene Prozesse "vorgelagert". Dabei können auch Schleifen zwischen diesen Prozessen bestehen, z.B. Strom für die Raffinerie.



Eine wichtige Forderung an konsistente Datenbasen zur Beschreibung von Energiesystemen ist, alle Prozesse auf allen Ebenen von Prozeßketten unter den **gleichen** Rahmenbedingungen zu betrachten. Um den Rechercheaufwand zu begrenzen, wurde in GEMIS für **vorgelagerte** Prozeßkette vereinfachend **typische** Betriebsbedingungen unterstellt.

Weitere Vereinfachungen wurden bezüglich Anlagen und Brennstoffen im Ausland gemacht, da hier überwiegend nur lückenhafte Daten zur Verfügung stehen. Hier wurden *Strukturvereinfachungen* getroffen, die komplizierte Verknüpfungen von Energieprozeßketten im Ausland (z.B. zwischen Öl und Kohle) auf einfache Zusammenhänge reduzieren. Gleiches gilt für Brennstoffe, bei denen im Regelfall die Charakteristika der importierten Energieträger auch für die Prozeßketten der Exportländer zugrundegelegt sind. In diesen Ländern werden jedoch teilweise Energieträger mit anderen Eigenschaften eingesetzt<sup>11</sup>. Der damit implizierte systematische Fehler ist jedoch vernachlässigbar, wie Sensitivitätsanalysen zeigten.

Bevor auf die einzelnen Prozeßketten eingegangen wird, sollen im folgenden Abschnitt einige grundlegende Fragen der Methodik, der Datenaktualisierung und Ergänzung behandelt und die Darstellungsweise kurz erläutert werden.

### 3.1.1 Methodisches Vorgehen

Die im ersten GEMIS-Bericht vorgestellte Datenbasis für vorgelagerte Prozeßketten (vgl. ÖKO/GhK 1989) wurde mittlerweile durch eine Vielzahl weiterer Studien bestätigt<sup>12</sup>. Daher gilt die Grundsubstanz der dort entwickelten Prozeßketten auch heute weiter. Die Einbeziehung weiterer Umweltaspekte (vgl. unten B-1.2) sowie die zur Einbeziehung von Materialprozessen notwendige Überarbeitung der Struktur des Computermodells (vgl. unten B-1.3) legten jedoch nahe, die **gesamten** Prozeßkettendaten einer Aktualisierung zu unterziehen und neue Datenquellen in konsistenter Form mit dem bisherigen Datenkern zu verknüpfen.

Als Methodik hierfür wurde der in der ersten GEMIS-Studie (ÖKO/GhK 1989) entwickelte Ansatz der internationalen Literaturanalyse in Verbindung mit Expertengesprächen und Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaft verwendet, auf deren Basis dann eigene Daten abgeleitet werden. Um die Lesbarkeit des vorliegenden Berichts nicht unnötig zu erschweren, werden in diesem Berichtsteil nur die Struktur der Prozeßketten und die wichtigsten Daten der Aktualisierung diskutiert, während sich Einzeldarstellungen im Anhangband 2 befinden<sup>13</sup>.

---

<sup>11</sup> Als Beispiel sei hier Südafrika genannt, wo in den Kraftwerken größtenteils Kohle direkt aus der Mine genutzt wird, während die Exportkohle einer Aufbereitung unterzogen wird. Ein weiteres Beispiel ist die GUS, wo für den Export Mineralöle mit geringeren Schwefelgehalten eingesetzt werden als bei der Inlandsnutzung.

<sup>12</sup> Zur immernoch strittigen Diskussion um die Uranprozeßkette vgl. Abschnitt 6.

<sup>13</sup> Die Flächeninanspruchnahme und Materialvorleistungen für die Prozesse werden im Anhangband 2 zu diesem Bericht erläutert. Dort wird ebenfalls auf den Reststoffanfall nach verschiedenen Kategorien eingegangen.

*Zuordnung von Hilfsenergien und Neben- sowie Koppelprodukten in GEMIS*

Zu beachten ist, daß die Methodik zur Einbeziehung von Hilfsenergien und Hilfsstoffen sowie ggf. zu Gutschriften von Koppelprodukten in GEMIS 2.0 generell davon ausgeht, daß

- \* die real von Prozessen genutzten Hilfsenergieträger und Produkte verwendet werden, z.B. bei Trocknungsprozessen die Wärme über öl- oder gasbefeuerte Kessel bereitgestellt wird und Hilfsantriebe nicht aus dem Prozeß selbst, sondern vom Stromnetz beliefert werden,
- \* der gesamte Energieaufwand und alle Umweltaspekte für einen Prozeß dem bereitgestellten (Haupt)Produkt zugerechnet werden, sodaß Nebenprodukte "kostenfrei" anfallen, und
- \* nur bei tatsächlichen Koppelprodukten ein Bonus für das bereitgestellte zweite Produkt angerechnet wird, indem vom Gesamtaufwand eine Gutschrift auf Basis von Substitutionsbetrachtungen "am Markt" erfolgt.

Die GEMIS-Methodik sieht also davon ab, die von einem Prozeß bereitgestellten Energieträger oder sonstige Produkte gleich wieder als Hilfsenergien oder Hilfsstoffe auf der gleichen Prozeßstufe einzusetzen, sofern keine **tatsächliche** Prozeßintegration vorliegt.

Beispiele für integrierte Prozesse in GEMIS sind Gaspipelines, die als Hilfsenergie Kompressionsarbeit benötigen. Diese Hilfsenergie wird durch Verdichter (Gasturbinen) bereitgestellt, die ihren Brennstoff direkt aus der Pipeline beziehen, da dies den Verhältnissen in der Realität entspricht (vgl. Abschnitt 3.4). Auch bei Biogasanlagen erfolgt in GEMIS die Prozeßwärmebereitstellung für den Fermenter durch Abwärme aus einem Blockheizkraftwerk, das mit Biogas betrieben wird, da beide Systeme technisch integriert sind (vgl. Abschnitt 4.1).

Dagegen wird z.B. Prozeßwärme zur Trocknung von Holzhackschnitzeln durch Fremdenergie (Ölheizung) bereitgestellt und nicht durch die Verbrennung der getrockneten Hackschnitzel (vgl. Abschnitt 4.1). Nach dieser Logik wird auch die Transportenergie z.B. für die Verteilung von Biotreibstoffen (vgl. Abschnitt 4.4) oder Wasserstoff (vgl. Abschnitt 6.3) durch "Fremdenergie" - hier konventioneller Dieselmotorkraftstoff - gedeckt und **nicht** durch Biodiesel oder Solarwasserstoff. Eine wichtige Rolle spielt diese methodische Festlegung auch bei der Prozeßkette für Atomenergie, in der benötigter Hilfsstrom z.B. für die Urananreicherung nicht durch ein Atomkraftwerk, sondern durch das Grundlast-Stromnetz bereitgestellt wird (vgl. Abschnitt 6.2).

Diese Zuordnung erfolgt, um die "Ergiebigkeit" der jeweiligen Prozeßketten zu maximieren. Würde die bereitgestellte Energie durch Nutzung schon in der vorgelagerten Kette vermindert, würde das Substitutionspotential der bereitgestellten Endenergie bei gleicher Flächen- und Materialintensität sinken. Weiterhin beruhen die meisten in den Prozeßketten nachgefragten Hilfsenergien aus **ökonomischen** und technischen Gründen auf konventionellen Energieträgern.

### 3.1.2 Einbeziehung von klimarelevanten Schadstoffen

Eine wesentliche Ergänzung der Prozeßkettendaten liegt in der Einbeziehung weiterer Emissionen in die Datenbasis. Dies betrifft vor allem solche, die zur atmosphärischen Erwärmung beitragen können, indem sie Wärmestrahlung absorbieren (Treibhauseffekt). Während zur Zeit von GEMIS 1.0 noch wissenschaftlich umstritten war, ob Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) überhaupt eine "echte" Umweltrelevanz besitzt, ist heute überwiegend akzeptiert, neben CO<sub>2</sub> auch die Gase Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH<sub>4</sub>), flüchtige Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC) sowie Distickoxid (N<sub>2</sub>O) als *klimarelevante* Schadstoffe zu beachten<sup>14</sup>.

Die Ergänzung der GEMIS-Datenbasis für diese Stoffe stützt sich wesentlich auf Studien, die für die Klima-Enquête-Kommission (ÖKO 1989; LBST 1989+1990) oder in deren "Umfeld" erarbeitet wurden (Battelle 1989; DGMK 1992; ÖKO 1991+1992).

Dies erforderte aus Konsistenzgründen, die Struktur der bisherigen Prozeßketten zu überarbeiten. Um die z.T. recht komplexen Verknüpfungen zwischen Energieprozeßketten, Transportsystemen und Stoffflüssen logisch überprüfbar zu machen, enthält GEMIS 2.0 eine erweiterte Klassifizierung von Prozessen sowie logische Verknüpfungsregeln, die bei der Erstellung von Prozeßketten beachtet werden müssen. Das Computermodell "überwacht" nunmehr die Konsistenz von Prozeßketten und "erlaubt" nur logisch konsistente Zuordnungen zwischen den Prozeßtypen. Mit dieser erweiterten Logik sind einige der Vereinfachungen aus der ersten GEMIS-Studie nicht länger möglich. Daher werden in den folgenden Abschnitten die Gesamtheit der Prozeßketten in kurz dargestellt und im Anhangband 2 die einzelnen Datenhintergründe näher erläutert.

### 3.1.3 Einbeziehung weiterer Materialien sowie nutzerdefinierter Emissionen und Reststoffe

GEMIS 2.0 eröffnet als neue Möglichkeiten, über die in der ersten GEMIS-Studie untersuchten Basismaterialien hinaus für alle Prozesse weitere Materialien sowie Hilfs- oder Reststoffe in den Datenkern einzugeben, diese entlang der Prozeßketten zu verfolgen (vgl. näher Berichtsteil F) und dabei auch sog. **nutzerdefinierte Emissionen** zu berücksichtigen. Dies erforderte aus Konsistenzgründen, die Struktur der bisherigen Prozeßketten zu überarbeiten. Um die z.T. recht komplexen Verknüpfungen zwischen Energieprozeßketten, Transportsystemen und Stoffflüssen logisch überprüfbar zu machen, enthält GEMIS 2.0 eine erweiterte Klassifizierung von Prozessen sowie logische Verknüpfungsregeln, die bei der Erstellung von Prozeßketten beachtet werden müssen. Das Computermodell "überwacht" nunmehr die Konsistenz von Prozeßketten und "erlaubt" nur logisch konsistente Zuordnungen zwischen den Prozeßtypen. Mit dieser erweiterten Logik sind einige der Vereinfachungen aus der ersten GEMIS-Studie nicht länger möglich. Daher werden in den folgenden Abschnitten die Gesamtheit der Prozeßketten in kurz dargestellt und im Anhangband 2 die einzelnen Datenhintergründe näher erläutert.

---

<sup>14</sup> Hinweise zur Bewertung der klimarelevanten Emissionen gibt Berichtsteil H-2. Um NutzerInnen von GEMIS 2.0 eine eigene Erweiterung der klimarelevanten Schadstoffe zu erlauben, können über die o.g. Treibhausgase hinaus auch zusätzliche Treibhausgase als nutzerdefinierte Schadstoffe (vgl. Abschnitt B-1.3) in die Datenbasis aufgenommen werden. Als Beispiele hierzu enthält der GEMIS-Datenkern CO<sub>2</sub>-Äquivalenzfaktoren für die Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe (FCKW) R-11 und R-12 sowie den FCKW-Ersatzstoff R-134a.

### 3.1.4 Datensätze: einer für alle

Eine wichtige Eigenschaft des GEMIS-Computerprogramms ist es, die betrachteten Prozesse unter den gleichen Rahmenbedingungen zu betrachten - nur so können konsistente Vergleiche zwischen Energie-, Verkehrs- und Materialsystemen erfolgen. Daher werden später für die einzelnen Prozesse auf der Endenergieebene **drei Datensätze** entwickelt, die verschiedene **zeitliche** Randbedingungen darstellen, sowie ein vierter, der speziell die kommunale Situation abbildet (vgl. Berichtsteil D, Abschnitt 1.2). Um den Rechercheaufwand für die Aktualisierung des GEMIS-Datenkerns zu begrenzen, wurde jedoch für die **vorgelagerten** Prozeßketten in GEMIS 2.0 vereinfachend nur **ein** Datensatz zusammengestellt, der **typische** Bedingungen in den **90er Jahren** abbilden soll<sup>15</sup>.

Diese Vereinfachung betrifft alle Prozesse, die zur Bereitstellung von Brenn- und Treibstoffen dienen, während z.B. inländische Kraftwerke **datensatzspezifisch** betrachtet werden: je nach zeitlicher Randbedingung sind die Nutzungsgrade dieser Prozesse, die Emissionsminderungstechniken usw. verschieden, und auch die Erzeugungsanteile der Kraftwerke für das west- und ostdeutsche Stromnetz sind unterschiedlich. Bei Integration generischer Prozeßketten in zeitspezifische Datensätze werden die Verknüpfungen - z.B. bei der Hilfsenergie "Strom" - von GEMIS 2.0 automatisch durchgeführt.

## 3.1 Generische Prozesse für Prozeßketten

Bevor die verschiedenen Prozeßketten in GEMIS 2.0 diskutiert werden, sollen zuerst solche Anlagen<sup>16</sup> dargestellt werden, die in mehreren Prozeßketten verwendet werden, also allgemein ("generisch") definierbar sind. In den jeweiligen Prozeßketten können dann entweder diese generischen Prozesse direkt verwendet werden, oder - ausgehend von den Prototyp-Daten der generischen Prozesse - es erfolgt im Einzelfall eine Anpassung z.B. des Nutzungsgrades oder des Brennstoffes an die jeweiligen Bedingungen.

### 3.2.1 Prozesse zur Kraftbereitstellung

Der erste generische Prozeßtyp dient zur Bereitstellung von Kraft, d.h. mechanischer Energie. In vielen Prozeßstufen wird dieser Typ für unterschiedliche Aufgaben benötigt (Heben, Fördern). Als Datenquelle diente eine Studie des VIA (1990).

---

<sup>15</sup> NutzerInnen von GEMIS 2.0 können allerdings auch eigene Prozeßketten durch Verwendung von Prozeßdaten aus dem IST- oder ZUKUNFT-Datensatz erstellen, um diese Vereinfachung zu umgehen.

<sup>16</sup> In GEMIS 2.0 werden "Anlagen" allgemeiner als *Prozesse* bezeichnet. Dies soll verdeutlichen, daß das Abstraktionsniveau der EDV-gestützten Modellierung vom konkreten Begriff "Anlage" zu einer verallgemeinerten Aussage über Prozesse zwingt. Zwar kann mit GEMIS 2.0 **auch** ein Bild von "realen" Anlagen geschaffen werden, auf der Prozeßkettenebene jedoch ist üblicherweise eine solche Detailschärfe aus Datengründen nicht möglich. Der wird von Prozessen gesprochen, um den mit "Anlage" verbundenen Bezug zu einem konkreten Standort zu vermeiden.

In GEMIS wird der **Nutzungsgrad** von Prozessen verwendet, um aus der bereitzustellenden Nutzenergie den Energieinput für den Prozeß zu berechnen, d.h. der Quotient aus der jahresmittleren Bereitstellung von Energie und der dafür im Jahresmittel aufgewendeten Brenn- oder Treibstoffmenge. Benötigt z.B. ein Prozeß einen *Kraftbedarf* von 1 MJ, und soll dieser durch eine Gasturbine bereitgestellt werden, errechnet GEMIS mit dem o.g. Nutzungsgrad als **direktem** Brennstoffbedarf des Prozesses 3,33 MJ. Wird eine elektromotorische Pumpe betrachtet, müssen die Einzelnutzungsgrade kombiniert werden - bei einem Bedarf an Pumparbeit von 1 MJ ergibt sich somit ein Strombedarf von  $1/(0,92*0,8) = 1,36$  MJ.

Bei der Pumpe und dem Elektromotor entstehen keine direkten Emissionen, da die zugeführte mechanische Energie bzw. der Strom erst in der vorgelagerten Kette zu Emissionen (beim Motor bzw. Kraftwerk) führt. Die anderen generischen Kraftprozesse setzen Brennstoffe ein und weisen daher direkte Schadstoffabgaben auf, die von den jeweiligen Brennstoffen und Betriebsweise abhängen. Hierzu wurden Schätzungen auf Basis amerikanischer Untersuchungen (CEES 1991; EPA 1985) verwendet.

Die folgende Tabelle zeigt die Kennwerte für Dieselmotoren und Gasturbinen, mit denen mechanische Hilfsenergie bereitgestellt wird. Der generische Dieselmotor wird überall dort eingesetzt, wo keine landesspezifischen Informationen vorliegen.

*Tabelle 12 Kenndaten von ausländischen Dieselmotoren und Gasturbinen*

Kenngröße	Diesel generisch	Diesel GUS	Gas-GT GUS	Gas-GT NL	Gas-GT NOR	Diesel OPEC
Nutzungsgrad	30%	25%	24%	30%	30%	30%
SO <sub>2</sub>	521,3	883,6	0,4	0,5	0,4	883,6
NO <sub>x</sub>	972,1	1134,1	334,1	297,9	292,7	972,1
HCl	-	-	-	-	-	-
HF	-	-	-	-	-	-
Staub	81,0	162,0	8,4	4,3	4,2	81,0
CO	210,6	324,0	167,1	85,1	83,6	210,6
CH <sub>4</sub>	3,0	3,0	8,4	4,3	4,2	3,0
NM VOC	3,0	3,0	10,9	8,5	8,4	3,0
N <sub>2</sub> O	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5	2,0
CO <sub>2</sub>	78.300	78.300	55.400	56.200	57.200	78.300

Alle Emissionsfaktoren in kg/TJ Brennstoff-Heizwert

## 2.1.2 Generische Prozeßwärmebereitstellung

Der zweite generische Prozeßtyp in GEMIS dient zur Bereitstellung von Wärme, wobei hier überwiegend Prozeßwärme für industrielle Prozesse gemeint ist. Wie im ersten GEMIS-Bericht wird dafür unabhängig vom eingesetzten Brennstoff ein pauschaler **Jahresnutzungsgrad von 85%**, bezogen auf den Brennstoff-Heizwert, angesetzt. Die direkten Emissionen der Wärmebereitstellung hängen z.T. von den jeweiligen Brennstoffen und Betriebsweisen ab. Hierzu wurden Schätzungen auf Basis amerikanischer Untersuchungen (CEES 1991; EPA 1985) verwendet. Die folgende Tabelle zeigt die Kennwerte für Prozeßwärmekessel.

Tabelle 13 Kenndaten der ausländischen Prozeßwärmebereitstellung

Kenngröße	Öl-S generisch	Öl-S GUS	Gas GUS	Gas NL	Gas NOR	Öl-S NOR	Öl-S OPEC
Nutzungsgrad	85%	80%	80%	85%	85%	85%	85%
SO <sub>2</sub>	521,3	883,6	0,4	0,5	0,4	0,4	883,6
NO <sub>x</sub>	144,0	144,0	111,4	42,6	41,8	292,7	144,0
HCl	-	-	-	-	-	-	-
HF	-	-	-	-	-	-	-
Staub	43,2	43,2	1,4	0,1	0,1	4,2	43,2
CO	72,0	72,0	69,6	18,4	18,2	83,6	72,0
CH <sub>4</sub>	3,0	3,0	2,5	2,5	2,5	4,2	3,0
NMVOG	3,0	3,0	2,5	2,5	2,5	8,4	3,0
N <sub>2</sub> O	3,0	3,0	1,0	1,0	1,0	3,0	3,0
CO <sub>2</sub>	78.300	78.300	55.400	56.200	57.200	57.200	78.300

Alle Emissionsfaktoren in kg/TJ Brennstoff-Heizwert

### 2.1.3 Generische Strombereitstellung

Der dritte generische Prozeßtyp ist die Strombereitstellung insbesondere Hilfsstrombedarfe. Hierzu wird für die *deutsche* Strombereitstellung jeweils auf die dortigen Prozesse zurückgegriffen (vgl. Kapitel 3), während für ausländische Kraftwerke eigene Daten verwendet werden, die auf jeweils spezifischen Brennstoffen beruhen (vgl. folgende Tabellen).

Tabelle 14 Kenndaten der ausländischen Kohle- und Ölkraftwerke

Kenngröße	Kohle AUS/USA*	Kohle Polen	Kohle GUS	Öl-S GUS	Kohle Afrika	Öl-S Afrika
el. Nutzungsgrad	37%	23%	26%	21%	35%	21%
SO <sub>2</sub>	111,0	719,0	780,5	883,6	531,5	883,6
NO <sub>x</sub>	277,5	521,1	357,6	144,0	349,6	144,0
HCl	7,6	37,0	100,4	-	41,1	-
HF	0,6	3,8	8,2	-	4,2	-
Staub	34,7	173,7	178,8	43,2	174,8	43,2
CO	34,7	52,1	89,4	72,0	52,4	72,0
CH <sub>4</sub>	1,7	1,5	1,5	3,5	1,5	3,5
NMVOG	17,3	1,5	1,5	3,5	1,5	3,5
N <sub>2</sub> O	5,0	5,0	5,0	3,0	5,0	3,0
CO <sub>2</sub>	95.000	93.000	100.300	78.300	95.300	78.300

Alle Emissionsfaktoren in kg/TJ Brennstoff-Heizwert

\*= Kraftwerke mit primärer NO<sub>x</sub>-Minderung und Entschwefelung

Tabelle 15 Kenndaten der ausländischen Gaskraftwerke

KenngroÙe	Gas-DT GUS	Gas-GT GUS	Gas-GuD NL*	Gas-GT NOR*	Gas-GT Algerien
el. Nutzungsgrad	23%	24%	52,5%	32,5%	30%
SO <sub>2</sub>	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4
NO <sub>x</sub>	83,5	334,1	170,2	167,3	335,9
HCl	-	-	-	-	-
HF	-	-	-	-	-
Staub	2,8	8,4	0,4	0,4	4,2
CO	69,6	167,1	85,1	83,6	167,9
CH <sub>4</sub>	2,5	8,4	4,3	4,2	8,4
NMVOOC	2,5	10,9	8,5	8,4	12,6
N <sub>2</sub> O	0,1	0,4	0,1	0,1	0,4
CO <sub>2</sub>	55.400	55.400	56.200	57.200	55.200

Alle Emissionsfaktoren in kg/TJ Brennstoff-Heizwert

\*= Kraftwerke mit primärer NO<sub>x</sub>-Minderung und Entschwefelung

#### 2.1.4 Generische Gütertransportprozesse

GEMIS 2.0 behandelt auch Güterverkehrssysteme als **generische** Prozesse, die als eigene Kategorie im Verkehrsteil dargestellt werden. Die jeweiligen Kenndaten innerhalb der Prozeßketten (Transportentfernungen, Verluste etc.) werden in den folgenden Abschnitten diskutiert, die Nutzungsgrade und Emissionen nennt das Verkehrs-Kapitel.

## 3.2 Prozeßketten für Steinkohle

In der BRD werden gegenwärtig knapp 10 % der für energetische Zwecke eingesetzten Steinkohlen aus Drittländern importiert. Zukünftig ist, vor allem bei einer Ausweitung der Heizkraftwirtschaft denkbar, daß Importkohlen wegen der günstigen Lieferpreise verstärkt zum Einsatz kommen. Daher ist über Inlandskohle hinaus auch Importkohle zu berücksichtigen. Das folgende Bild gibt eine schematische Darstellung der Steinkohle-Prozeßkette.

*Bild 2 Schema der Steinkohlen-Prozeßkette in GEMIS 2.0*

\$\$

### 2.2.1 Gewinnung deutscher Steinkohle

Deutsche Steinkohle wird überwiegend an Ruhr (78,5%) und Saar (13,3%) gefördert, als weitere Abbaugelände gelten das Aachener Revier (5,2%) und Ibbenbüren (3,0%), in allen Fällen wird Kohle im Tiefbau gewonnen<sup>17</sup>.

Nach statistischen Daten für 1989 betrug der Strombedarf im Steinkohlebergbau rund 9,1 TWh bei einer Förderung von 71 Mio t Rohkohle (DGMK 1992), woraus sich ein spezifischer Strombedarf von 1,57 % ergibt, bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle. Die Bereitstellung des Stroms erfolgt durch Grubenkraftwerke, die Ballastkohle einsetzen<sup>18</sup>.

Bei der Förderung von Steinkohle im Tiefbau ist zu beachten, daß die Förderschächte ventiliert werden müssen, um die Konzentration an Grubengas (Methan) gering zu halten. Wegen der Klimarelevanz von CH<sub>4</sub> interessiert, welche Mengen an Methan hierbei freigesetzt werden.

Der Steinkohleverband nennt rund 21 m<sup>3</sup>/t Rohkohle unter Einrechnung der Grubengasverwertung (GdS 1990), was auch in neueren Quellen bestätigt wird (DGMK 1992; LBST 1989+1990) und gut mit internationalen Arbeiten (OECD/IPCC 1991) übereinstimmt. Somit wird für deutsche Steinkohle ein CH<sub>4</sub>-Emissionsfaktor von 517 kg/TJ angesetzt.

### 2.2.2 Gewinnung von Importsteinkohle

#### *Steinkohle aus Australien und den USA*

Im Unterschied zur deutschen Kohle wird in Australien und den USA Steinkohle auch im Tagebau gefördert. Nach DOE (1983+1988) weist diese Steinkohleförderung einen Strombedarf von 0,1%, bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle auf, der Treibstoffbedarf kann vernachlässigt werden. Der Strombedarf wird durch ein nahes Steinkohlekraftwerk gedeckt (vgl. Kap. 2.1.3).

---

<sup>17</sup> Alle Prozentwerte bezogen auf den Förderanteil in 1989 nach SdK (1990).

<sup>18</sup> Die Energie- und Emissionsdaten dieses Prozesses werden in Kapitel 3 dargestellt.



Als Emissionsfaktor für Methan geben OECD/IPCC (1991) bei oberflächennahem Tagebau im Mittel  $4 \text{ m}^3/\text{t}$  Kohle an, dies entspricht gerundeten  $\text{CH}_4$ -Emissionen von  $105 \text{ kg}/\text{TJ}$ .

Für die geförderte Kohle aus Australien und den USA wird angenommen, daß sie über eine elektrifizierte Bahnstrecke von 500 km zum Seehafen transportiert wird. Als Stromlieferant der Bahn wird ein landesspezifisches Steinkohlekraftwerk unterstellt (vgl. Kap. 2.1.3).

Der Übersee-Transport von Importkohle erfolgt mit Frachtschiffen, die Ladungen in der Größenordnung von 100.000 t aufweisen (DGMK 1992). Als gewichtete Transportentfernung wird für Australien/USA 15.000 km (25.000 km für Australien, 8.000 km für die USA) angesetzt. Als Antrieb für den Kohlefrachter wird ein generischer Dieselmotor unterstellt.

### *Steinkohle aus der GUS*

Für die Förderung der Import-Steinkohle aus der GUS wurde der Abbau im Tagebau unterstellt. Der o.g. Strombedarf von 0,1% vom Heizwert der geförderten Kohle wurde auch für die Steinkohle-Förderung in der GUS unterstellt. Dieser Strom wird i.d.R. durch ein grubennahes Steinkohlenkraftwerk bereitgestellt, d.h. ohne Berücksichtigung von Netzverluste.

Die beim Kohle-Abbau entstehenden  $\text{CH}_4$ -Emissionen werden analog zu den amerikanischen Werten mit  $4 \text{ m}^3/\text{t}$ , d.h.  $112 \text{ kg}/\text{TJ}$  bewertet.

Von der Grube wird die Kohle mit der Bahn nach Deutschland transportiert. Die Transportverluste wurden mit 2,5% relativ hoch angesetzt, was jedoch angesichts der mittleren Transportentfernung von ca. 3.000 km (1989) bzw. 6.000 km (2005) plausibel ist. Damit wurde unterstellt, daß für Ost-Deutschland im Jahre 1989 ausschließlich die minderwertigere Kohle aus dem Donezkbecken (Ukraine) und für West-Deutschland hochwertige Kohle aus dem westsibirischen Kusnezsk-Becken oder dem nördlichen Petschora-Becken importiert wurde (VDKoi 1991).

Für STANDARD und ZUKUNFT wurde ausschließlich vom Import westsibirischer Kusnezsk-Kohle oder Petschora-Kohle ausgegangen. Vereinfachend wurde angenommen, daß die über den fernöstlichen Seeweg exportierten Kohlen des jakutischen Reviers in Zukunft vor allem für den pazifischen Raum und nicht mehr für Westeuropa präferiert werden.

Ein Teil der aus der GUS exportierten Steinkohle wird auch über baltische Häfen verschifft. Da hierzu jedoch keine Angaben vorliegen und die zukünftige geostrategische Entwicklung (gespanntes Verhältnis zwischen Rußland und den baltischen Republiken) die Weiterführung dieser Exportrelation eher unwahrscheinlich macht, wurde dieser Transportweg vernachlässigt.

### *Steinkohle aus Polen*

Als Energieaufwand für die Förderung von polnischer Steinkohle im Tiefbau wurde analog zu den amerikanischen Werten ein Strombedarf von 0,7%, bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle, unterstellt. Auch in Polen soll dieser Strom direkt durch ein grubennahes Steinkohlenkraftwerk bereitgestellt werden.

Bezüglich der Methanemissionen liegt aus einer polnischen Treibhausgas-Inventarisierungs-Studie der Wert von 27,1 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> je t Kohle vor (FEWE 1992). Dieser Emissionsfaktor wurde entsprechend der polnischen Gegebenheiten aus der Bandbreite der Emissionsfaktoren von OECD/IPCC ausgewählt. Damit ergibt sich ein spezifischer Emissionsfaktor von 677 kg/TJ.

Die Kohle wird aus Polen teilweise über den Ostseehafen Stettin und teilweise mit der Bahn exportiert (besonders nach Ost-Deutschland). Es wurde daher zunächst der Bahntransport (elektrische Traktion) zwischen dem schlesischen Becken und dem Ostseehafen Stettin bzw. der polnischen Westgrenze betrachtet. Hier wurden die Verluste auf dem Bahntransport mit 1,0% bei einer mittleren Transportentfernung von ca. 500 km angesetzt.

### *Steinkohle aus Südafrika*

Der Import von Steinkohle aus Südafrika betrifft nach Auskunft des Verbands der Kohleimporteure überwiegend im Tiefbau geförderte, schwefelarme Vollwertkohle. Für den Tiefbau werden US-Daten verwendet, d.h. ein Strombedarf von 0,7 % (bezogen auf den Heizwert der Förderung), und ein grubennahes Kohlekraftwerk ohne Entschwefelung/Entstickung angenommen. Die direkten Emissionen von CH<sub>4</sub> werden in Anlehnung an ICF (1990) und OECD/IPCC (1991) mit 27,1 m<sup>3</sup>/t Kohle angesetzt, d.h. mit 504 kg/TJ geförderter Kohle. Als Transportentfernung für die inländische Eisenbahn bis zum Seehafen werden 500 km angenommen, der Bahnstrom soll durch ein Steinkohlekraftwerk bereitgestellt werden. Der Transport nach Deutschland erfolgt mit einem Frachtschiff über eine Distanz von 15.000 km.

### **2.2.3 Aufkommen von Steinkohle in Deutschland**

In allen GEMIS-Datensätzen wird der Importanteil pauschal mit 15% des Gesamtaufkommens abgeschätzt, d.h. 85% stammen aus heimischer Förderung. Diese Struktur entspricht der erwarteten Verteilung bis zum Jahr 2000, für die das Auslaufen des Jahrhundertvertrags und damit eine Erhöhung der Importkohleanteile maßgeblich sind.

Auf der Grundlage der Kohle-Importstatistik (VDKoI 1991) wurde die Verteilung der Importe auf Lieferländer abgeschätzt. Die folgende Tabelle zeigt die jeweils unterstellten Anteile. Die Annahmen reflektieren für die Datensätze IST-OST und IST-WEST die Situation zu Beginn und für STANDARD und ZUKUNFT die voraussichtliche Situation zu Ende der 90er Jahre.

*Tabelle 16 Importstruktur für Steinkohlen in GEMIS*

Lieferregion	IST - OST & WEST	STANDARD & ZUKUNFT
Mix Australien/USA	31	55
GUS	22	10
Polen	21	10
Südafrika	26	25

(Angaben in % des Gesamtimports)

### 2.2.4 Steinkohlebrikett-Herstellung

Neben Kraftwerkskohle und dem Einsatz zur Koksherstellung (vgl. unten) wird Steinkohle auch als Brikett im Wärmemarkt nachgefragt, wofür in GEMIS vereinfachend nur Inlandskohle verwendet werden soll. Die geförderte Kohle wird mittels Bahn zu Brikettfabriken transportiert, wegen der geringen Entfernungen ( $< 50$  km) kann dies jedoch vernachlässigt werden. Die Brikettfabrik stellt die Briketts durch Kompaktion her, wozu strombetriebene Pressen dienen, deren Kraftbedarf bei 0,1 % des Heizwerts der Briketts liegt, Strom wird aus einem Kohlekraftwerk geliefert. Da die Briketts außerdem einen definierten  $H_2O$ -Gehalt aufweisen sollen, ist eine Trocknung der Kohle erforderlich. Hierzu ist eine Prozeßwärme-menge von rd. 0,1% des Brikett-Heizwerts notwendig, die durch Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt wird, d.h. geringe Netto-Brennstoffbedarfe aufweist. Daher wird der thermische Energiebedarf in GEMIS 2.0 **vernachlässigt**.

Bei der Brikettierung treten ca. 0,5% der eingesetzten Kohle als Verlust auf, da dieses kohlenstoffhaltige Material nicht von der Inertfraktion trennbar ist und z.T. entfernt wird.

### 2.2.5 Koksherstellung

Ergänzend zur Datenbasis des ersten GEMIS-Berichts wird nun auch die Bereitstellung von Steinkohlenkoks betrachtet, da dieser vor allem als Einsatzstoff zur Stahlerzeugung dient, die in GEMIS explizit betrachtet wird. Im Jahr 1989 wurden nach DGMK (1992) rund 15 Mio t Koks-kohle in Bergbau- und 10,5 Mio t Koks-kohle in Hüttenkokereien eingesetzt, die daraus rund 10,7 bzw. 7,4 Mio t Koks (wasserfrei,  $H_u = 28,7$  MJ/kg) erzeugten. Hierfür wurden in den Bergbau- und Hüttenkokereien rund 62 PJ an Brennstoffen eingesetzt<sup>19</sup>, womit sich ein Brennstoffbedarf von rund 8,5% des Koksheizwerts ergibt. Die Verteilung der Brennstoffe lag bei rd. 65% Kokereigas, 20% Gichtgas (aus Hochöfen) und 15 % Erdgas eingesetzt (vgl. DGMK 1992). Das Kokereigas wird in den Anlagen selbst erzeugt und zum Großteil im Hüttenverbund genutzt, das Gichtgas entstammt den Hochöfen.

### 2.2.6 Transport von Steinkohle, Brikett und Koks

Der Inlandstransport von Steinkohle erfolgt sowohl mit der Bahn wie auch mit Binnenschiffen (Lastkähnen), wobei ein generelles Mix von jeweils 50% dieser Transportsysteme angenommen wird. Die Transportentfernung beträgt in der BRD 100 bis maximal 500 km. Die in DGMK (1992) genannte Transportentfernung von 100 km für Inlandskohle erscheint angesichts der Transportwege zu Kraftwerksstandorten als zu gering, daher wird im Mittel mit 250 km gerechnet. Für beide Transportsysteme wurde ein Verlust von 0,1 % der transportierten Kohlemenge angenommen, da die Bahnwagons und Lastkähne in der Regel Kohle ohne Abdeckung transportieren und beim Be- und Entladen sowie der Kohleförderung vom Lager in die Kraftwerke weitere Verluste entstehen.

Briketts werden von den Fabriken über Zwischenhändler zu den Verbrauchern geliefert. Als Transportsystem dient ein generischer Lastkraftwagen, der über eine Strecke von 100 km an-liefert. Für Koks wird der Transportaufwand wegen der Nähe der Bergbaukokereien zu den Eisenhütten vernachlässigt, bei den Hüttenkokereien entfällt er ohnehin.

---

<sup>19</sup> Dies waren Koksofengas, Gichtgas, Grubengas, Erdgas, vgl. DGKM (1992).

### 2.2.7 Zusammenfassung zu den Steinkohle-Prozeßketten

Mit diesen Daten wurden nun die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt. Die folgende Tabelle zeigt die Werte für Kohlebereitstellungen frei Grenze BRD.

Tabelle 17 Kenndaten der Prozeßketten für Import-Steinkohle frei Grenze BRD

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	AUS/US via Schiff	GUS via Bahn	Polen via Bahn	Südafrika via Schiff	Import- Mix
SO <sub>2</sub>	\$\$				
NO <sub>x</sub>					
Staub					
CO <sub>2</sub>					
CO					
CH <sub>4</sub>					
NM VOC					
N <sub>2</sub> O					
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*					
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]					

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NM VOC und NO<sub>x</sub>

Entsprechend gibt die folgende Tabelle die Werte für Kohlebereitstellungen frei Verbraucher in Deutschland.

Tabelle 18 Kenndaten der Prozeßketten für Steinkohlen frei Verbraucher in der BRD

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	Importkohle via Bahn+Schiff	dt. Kohle via Bahn+Schiff	StK-Brikett via Lkw	StK-Koks via Lkw
SO <sub>2</sub>	\$\$			
NO <sub>x</sub>				
Staub				
CO <sub>2</sub>				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NM VOC				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*				
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]				

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NM VOC und NO<sub>x</sub>

### 3.3 Prozeßketten für Braunkohle

Als zweiter fossiler Energieträger spielt Braunkohle sowohl in West- wie auch in Ostdeutschland eine wichtige Rolle. In GEMIS wurde neben der rheinischen Braunkohle auch die west- und ostelbische Förderung in den neuen Bundesländern einbezogen.

#### 2.3.1 Braunkohleförderung

##### *Ostdeutsche Braunkohle*

Die ostdeutsche Braunkohle wird ebenfalls ausschließlich im Tagebau gefördert, dabei ist zwischen den zwei Fördergebieten Niederlausitz (ostelbisch) und Halle/Leipzig (westelbisch) zu unterscheiden. Hilfsenergie ist vor allem für Kraft erforderlich. Die verschiedenen Förderbedingungen (Abraumbewegung, Wasserhebung) und Heizwertunterschiede erfordern eine differenzierte Betrachtung, wie folgende Tabelle zeigt.

Tabelle 19 Energieeinsätze zur Braunkohleförderung in Ostdeutschland

Kenngroße	Einheit	Niederlausitz	Halle/Leipzig
Strombedarf	[kWh/t RBK*]	14,514	14,485
- Abraum	[kWh/t RBK*]	7,275	8,355
- Grube + Bandzug	[kWh/t RBK*]	1,631	1,452
- Fahrstrom	[kWh/t RBK*]	1,408	1,753
- Entwässerung	[kWh/t RBK*]	4,200	2,925
Treibstoffverbrauch	[kWh/t RBK*]	1,535	1,535
Förderung	[Mio t/a]	195,3	105,7
Heizwert	[MJ/kg]	8,4	9,5
spez. Stromaufwand	[%output]	0,6	0,5
spez. Treibstoffaufwand	[%output]	0,07	0,06

\* RBK = Rohbraunkohle

Die geringen Treibstoffaufwendungen (< 0,1%) werden in GEMIS vernachlässigt, sodaß sich als Energieeinsatz ein Strombedarf von 0,5% (ostelbisch) bzw. 0,6% (westelbisch) ergibt (jeweils bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle), d.h. bei etwa der Hälfte der westdeutschen Werte liegt. Dieser Strombedarf wird durch grubennahe Kraftwerke bereitgestellt.

Hinsichtlich der Methanfreisetzung liegen keine mit Westdeutschland vergleichbaren Untersuchungen vor. Da aber ostdeutsche Kohle eine ähnliche geologische Entstehungsgeschichte aufweist (DGMK 1992), wird **als Abschätzung** von der gleichen Gasmenge pro Tonne Kohle wie im rheinischen Revier ausgegangen (0,02 m<sup>3</sup>/t). Dies entspricht CH<sub>4</sub>-Emissionen von 1,7 kg/TJ (Niederlausitz) bzw. 1,5 kg/TJ (Leipzig).

##### *Westdeutsche Braunkohle*

Die westdeutsche Braunkohleförderung erfolgt überwiegend im rheinischen Revier im Tagebau<sup>20</sup> und wird dort verstromt oder zu Braunkohle-Staub/Brikett weiterverarbeitet.

<sup>20</sup> Im Jahr 1989 waren dies 103,5 Mio t von rund 110 Mio t Gesamtförderung (DGMK 1992).

Der Förderenergiebedarf ist wie bei der Steinkohle ausschließlich Strom. Nach Betriebsstatistiken liegt der Strombedarf des Braunkohlebergbaus bei 29 kWh/t Rohbraunkohle, d.h. bei 1,2% bezogen auf den Heizwert der verwertbaren Kohleförderung (DGMK 1992).

Neben dem direkten Energieeinsatz interessieren unter Klimagesichtspunkten auch die Methanemissionen der Braunkohleförderung. Es liegen orientierende Messungen über die Methangehalte rheinischer Braunkohlen vor<sup>21</sup>, die zumindest eine Aussage über die Größenordnung der CH<sub>4</sub>-Freisetzung erlauben (Rheinbraun 1989). Die Untersuchung weist aufgrund von Stichprobenmessungen einen Methangehalt der Braunkohlen aus dem Tagebau Hambach von rd. 0,015 m<sup>3</sup>/t Kohle auf. Anstatt diesen Wert als obere Grenze zu verwenden, wie dies die Kohleindustrie unterstellt (DGMK 1992), wird wie in ÖKO (1989) berücksichtigt, daß die o.g. Messungen Toleranzen bis zu 100 % aufweisen können (Engelhard 1989) und für die Braunkohleförderung ein CH<sub>4</sub>-Wert von 0,02 m<sup>3</sup>/t Kohle abgeschätzt, der einem heizwertbezogenen CH<sub>4</sub>-Emissionsfaktor von rd. 1,6 kg/TJ entspricht.

### 2.3.2 Brikettierung/Stauberstellung aus Braunkohle

#### *Ostdeutschland*

Neben der direkten Nutzung der gewonnenen Braunkohle zur Verstromung bzw. zur Nutzung in Heiz- und Heizkraftwerken wird auch ostdeutsche Braunkohle zu Briketts weiterverarbeitet. Für die Brikettierung wird Prozeßwärme zur Trocknung nachgefragt, für weitere Schritte (Mahlen etc.) auch Strom. Die folgende Tabelle zeigt Angaben für den Hilfsenergiebedarf.

*Tabelle 20 Energieaufwendungen bei der Brikettierung ostdeutscher Braunkohlen*

Kenngröße	Einheit	Mittelwert Mohry (1986)	Bilanz IfE (1990)
Spez. Wärmebedarf	[GJ/t BB*]	2,85	2,765
Spez. Strombedarf	[kWh/t BB*]	35	29,58
BB-Produktion	[Mio t/a]	47,2	47,2
Gewichteter Heizwert	[GJ/t]	19,0	19,0
Wärmebedarf	[GJ]	134520	130508
Spez. Wärmebedarf	[%output]	15,0	14,6
Strombedarf	[GWh]	1652	1396,2
Spez. Strombedarf	[%output]	0,7	0,6

\* BB = Braunkohlenbrikett

Der Vergleich zeigt, daß besonders der Aufwand für die Trocknung erheblich höher ist als in Westdeutschland. In GEMIS 2.0 werden als spezifische Bedarfe 0,6% Strom und 14,6% Prozeßwärme für die Brikettfabriken in Ostdeutschland angenommen. Die stofflichen Verluste von 1% Braunkohle ergeben einen Nutzungsgrad der Brikettierung von 99%.

<sup>21</sup> Hierbei wurde auch gelöstes Methan im Gruben- bzw. Grundwasser berücksichtigt.

*Westdeutschland*

Der Transport von rheinischer Rohbraunkohle zur Weiterverarbeitung bzw. zu den Kraftwerken im rheinischen Revier wird nicht berücksichtigt, da der Energiebedarf hierfür wegen der kurzen Entfernungen unter 0,05 % des Kohlenheizwerts liegt. Für die Weiterverarbeitung der Rohbraunkohle zu transportfähigen Produkten (Staub, Granulat, Brikett) ist eine Mahlung und Trocknung erforderlich. Nach verschiedenen Quellen ist hierfür ein Prozeßwärmebedarf von rd. 10% unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads von Röhrentrocknern nötig.

Es wird angenommen, daß Prozeßwärme durch ein Wirbelschicht-Heizkraftwerk bereitgestellt wird, da entsprechende Anlagen von der Rheinbraun betrieben werden. Hinzu kommt ein geschätzter Kraftbedarf von 0,1% des Brikett-Heizwerts für die Klassierung, Mahlung und Pressung der Kohle, der durch ein Braunkohlenkraftwerk gedeckt wird. Wie bei der Steinkohle-Brikettierung wird ein Verlust von 0,5% der Kohle durch Abrieb usw. einbezogen.

**2.3.3 Transport von Braunkohleprodukten**

Für den Transport von Briketts zu Kleinverbrauchern (Heizungen, kleine Heizwerke) wird ein generischer Lkw angenommen. Als typische Transportentfernung werden wie bei Steinkohlenbriketts 100 km unterstellt. Braunkohlestaub für Kraft- und Heizkraftwerke dagegen wird mit Schiffen und Bahn transportiert, wobei eine Aufteilung von je 50% und eine Transportentfernung von 250 km angesetzt werden.

Für den Transport in Ostdeutschland wurde angenommen, daß Rohbraunkohle 150 km mit der Bahn transportiert wird. Braunkohlenbriketts sollen ebenfalls im Durchschnitt 150 km per Eisenbahn und zur Weiterverteilung noch 30 km mit LKW transportiert werden. Für den Lkw wird vereinfachend der gleiche Gütertransportprozeß angenommen wie in Westdeutschland.

Spezifisch für den Bahngütertransport in Ostdeutschland ist dagegen, daß die Deutsche Reichsbahn Fahrstrom überwiegend aus dem Verbundnetz bezieht, da bis auf eine Ausnahme keine eigenen Bahnkraftwerke existieren. Somit wird für die ostdeutschen Bahngütertransporte mit dem Strommix des ostdeutschen Kraftwerksparks gerechnet.

### 2.3.4 Zusammenfassung zu den Braunkohle-Prozeßketten

Die folgenden Tabellen zeigen die Umwelteffekte der Prozeßketten für Rohbraunkohlebereitstellungen frei grubennahen Kraftwerk sowie für Braunkohlenprodukte frei Verbraucher für die Datensätze STANDARD und ZUKUNFT.

Tabelle 21 Kenndaten der Prozeßketten für Rohbraunkohlen (frei Gruben-Kraftwerk)

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	rheinische Roh-Braunkohle (Köln/Aachen)	ostelbische Roh-Braunkohle (Lausitz)	westelbische Roh-Braunkohle (Leipzig/Halle)
SO <sub>2</sub>	\$\$		
NO <sub>x</sub>			
Staub			
CO <sub>2</sub>			
CO			
CH <sub>4</sub>			
NMVOG			
N <sub>2</sub> O			
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*			
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]			

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC und NO<sub>x</sub>

Tabelle 22 Kenndaten der Prozeßketten für Braunkohlenprodukte frei Verbraucher

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	rheinische BrK-Brikett via Lkw	ostelbische BrK-Brikett via Lkw	westelbische BrK-Brikett via Lkw	rheinischer BrK-Staub via Lkw
SO <sub>2</sub>	\$\$			
NO <sub>x</sub>				
Staub				
CO <sub>2</sub>				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NMVOG				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*				
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]				

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC und NO<sub>x</sub>



### 3.4 Prozeßketten für Erdölprodukte

#### *Erdöl-Exploration*

Vor der Gewinnung von Rohöl steht die Exploration, also die Suche nach und Erschließung von Lagerstätten. In der Abgrenzung der Prozeßkette kann dieser Aspekt in der Regel ausgeklammert werden, zumal hierzu nur wenige Daten vorliegen. Die amerikanische Literatur gibt Werte für die onshore-Ölexploration an (DOE 1983; EPA 1979; RADIANT 1976), die den Verbrauch an Treibstoff für Probebohrungen und Transport des Bohrgestänges reflektieren, aber gegenüber der Gesamtförderung bei fündigen Lagern gering sind: einem Treibstoff-Äquivalent für das gesamte Bohrprogramm von rd.  $3 \cdot 10^{12}$  BTU (rd. 3160 TJ) steht eine Gesamtförderung in der Lebensdauer des Feldes von rd.  $3,8 \cdot 10^6$  TJ gegenüber, also rd. 0,08 % des Energieinhalts der Gesamtförderung. Da durch sekundäre und tertiäre Fördertechniken (vgl. unten) die Fördermenge nochmals um den Faktor 2-3 gesteigert werden kann, ist der Explorationsaufwand mit weniger als 0,05 % des Energieinhalts der Ölförderung u.E. vernachlässigbar. Dies stimmt auch mit einer deutschen Studie überein, nach der im Jahr 1989 für die Exploration einschließlich Ölfelderschließung weniger als 0,1% des geförderten Ölheizwertes aufgewendet wurden (DGMK 1992).

#### 2.4.1 Öl-Förderung und -aufbereitung

Zur *primären* Ölgewinnung ist, abhängig von Fördertiefe, Reservoirdruck und Viskosität, Pumparbeit erforderlich. Diese Pumparbeit wird in amerikanischen Untersuchungen mit 0,1 - 0,3 % der geförderten Energiemenge abgeschätzt, typisch ist ein Strombedarf für Pumpen von 0,1 % der geförderten Energiemenge (DOE 1980-1988; EPA 1979; RADIANT 1976).

Eine Studie des Weltenergiebedarfes nennt unter Bezug auf statistisches Material der Internationalen Energie-Agentur (IEA) Werte von 0,2 % (Wärme) plus rd. 0,1 % als Strom, wobei hier eine Aufteilung der in der Statistik zusammen genannten Werte von Öl-Bedarf und Gas-Bedarf vereinfachend jeweils auf die Öl- resp. Gasgewinnung vorgenommen wurde (WEC 1988). Wird der Stromanteil als Pumparbeit interpretiert, stimmt dies mit den o.g. amerikanischen Quellen überein, ebenso der dann verbleibende Aufwand, der zur Aufbereitung verwendet wird (Prozeßwärme, vgl. unten). Abschätzungen für den Nahen Osten und die Nordsee liegen zwischen 0,5 und 1 % der geförderten Energie für Pumparbeit plus aller weiterer Hilfsenergien, angegeben in Brennstoffäquivalenten (ESSO 1980).

Als Plausibilitätstest für diese Daten dient eine physikalisch-technische Abschätzung des Kraftaufwands für die Erdölförderung. Hierzu wurde angenommen, daß eine Modell-Förderanlage Rohöl aus 2000 m Tiefe mit einer Förderrate unter 1 m/s pumpt. Hierfür ist eine physikalische Hubarbeit in der Größenordnung von 20 kJ/kg Rohöl notwendig, die noch um die Mehrarbeit zur Überwindung der inneren und äußeren Reibung ergänzt werden muß. Zur Abschätzung dieser Arbeit diente eine Transportgleichung für Rohrförderung (VIA 1990) für kleine Pipeline-Durchmesser mit einer Höhendifferenz von 1000 m/km, d.h. senkrechte Förderung, mit einem angenommenen Pumpen-Wirkungsgrad von 50 % (Rischmüller 1986). Damit ergibt sich eine zusätzliche Reibungsarbeit in der Größenordnung von 30 kJ/kg Rohöl.

Zusammen ist demnach eine Arbeit von rd. 0,05 MJ/kg Rohöl erforderlich, dies entspricht etwa 0,1 % Strom, bezogen auf den Heizwert des Rohöls. Dieses Ergebnis steht in guter Übereinstimmung mit Stromverbrauchs-Meßwerten deutscher Ölfirmen an verschiedenen Pumpentypen (Buyken/Waldvogel 1985) und den o.g. internationalen Werten.

Allerdings liegt der Wert um rund eine Größenordnung *über* Angaben, die die Mineralölwirtschaft in einer jüngeren Studie machte (DGMK 1992). Der dort für die primäre Förderung genannte Wert von 4 MJ/t Ölförderung im Nahen Osten entspricht einem Kraftbedarf unter 0,01%. Diese Studie nennt für Westeuropa Energiebedarfswerte von 20 MJ/t Rohöl und für die UdSSR/Osteuropa einen Wert von 100 MJ/t Rohöl. Der letztgenannte Wert entspricht etwa dem hier abgeschätzten Kraftbedarf.

Die vorstehend diskutierten primären Fördertechniken nutzen die in den Öllagerstätten vorhandenen Inventare in der Regel nur zu rund 30 % aus. Da ein großer finanzieller Aufwand mit der Exploration und Erschließung fündiger Felder verbunden ist, wurden verschiedene Technologien entwickelt, die eine weitergehende Ausbeute der Lagerstätten erlauben.

Bei der *sekundären* Ölförderung wird das Einpressen von Wasser in das Ölvorkommen verwendet, wobei eine Injektion von rd. 10 l Wasser je Liter geförderten Öls anzusetzen ist. Das zugehörige Pumpsystem erfordert rd. 0,6 % der geförderten Energie (EPA 1979; RADIANT 1976), die zu dem konventionellen Bedarf (vgl. oben) hinzukommen. Als Kraftbedarf ergibt sich mit einem Nutzungsgrad der Dieselpumpen von 30 % ein Wert von 0,18 % der mit sekundärer Technik geförderten Öl-Energiemenge zusätzlich zum primären Aufwand von 0,09 %. Werden hierfür die modellmäßigen elektrischen Pumpen angenommen, errechnet sich ein Strombedarf von 0,3 %, bezogen auf den Heizwert des geförderten Öls.

In der BRD ist mittlerweile die sekundäre Förderung als Normalfall anzusehen, zum Teil wird auch *tertiäre* Fördertechnik verwendet. Über die Wasserflutung hinaus kann höherviskoses Erdöl oder solches in einer ungünstigen Matrix (poröser Fels, Mergel) mithilfe tertiärer Techniken gewonnen werden. Derzeit kommen zwei solcher Techniken zur Anwendung:

- \* Dampfinjektion, bei der durch in das Vorkommen eingepumpten heißen Dampf die Viskosität des Rohöls herabgesetzt und so eine größere Ausbeute möglich wird (Thermally Enhanced Oil Recovery = THEOR)
- \* CO<sub>2</sub>-Injektion, um den Reservoirdruck zu erhöhen

Für den THEOR-Prozeß mit Dampfinjektion wird ein Bedarf an Brennstoff für Prozeßwärme genannt, der bei 30 % des Energiegehalts des tertiären Öls liegt (EPA 1979; RADIANT 1976).

Für die CO<sub>2</sub>-Injektion wird angegeben, daß die Kompressionsarbeit 0,75 MJ/m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> beträgt, entsprechend einem Kraftbedarf von rd. 2 % des Öl-Outputs (EPA 1979; RADIANT 1976).

### *Rohöl-Aufbereitung*

Nach dem Austritt des Rohöls am Bohrloch wird es über ein Pipeline-System zu einer Anlage gepumpt, die zur Trennung von Öl, Gas und Wasser dient. Diese Emulsionstrennung erfordert die Destabilisierung der Grenzflächen zwischen Wasser- und Öltropfen, die Koagulation der Öltropfen sowie das Trennen der Öl- und Wasserphase.

Um die Emulsion zu dehydrieren, werden Erhitzen, chemische Behandlung, elektrische Felder und Absetzen (Schwerkrafteinfluß) verwendet.

Die Erhitzung der Emulsion wird generell als unterstützende Behandlung eingesetzt, um den Prozeß zu beschleunigen. Die chemische Behandlung nutzt grenzflächenaktive Substanzen und wird durch Wärmeeinfluß verbessert. Alle vier Methoden werden üblicherweise kombiniert in Prozeßkolonnen (sogenannte heater-treater) durchgeführt.

Die anschließende Gas-Öl-Trennung erfolgt mit mechanischen Abscheidetechniken. Das rückgewonnene Gas wird zu einer Aufbereitung geleitet, wo eine Reinigung und Entschwefelung erfolgt (vgl. unten Gasaufbereitung).

Als Energieverbrauch für die gas- oder ölbefeuerten Heater-Treater wird, in Abhängigkeit vom Salz-Gehalt der Emulsion (2-50 %), mit Werten zwischen 0,1 und 4,7 % der durchgesetzten Rohöl-Energie gerechnet (RADIANT 1979). Aus der WEC-Studie kann für den Öleinsatz bei der Produktion ein Wert von 0,2 % der produzierten Menge abgeleitet werden, wobei diese Daten auf statistischem Material beruhen (WEC 1988).

#### *Rohöl aus der EU (Nordsee)*

Für das Rohöl aus der Europäischen Union (überwiegend Nordsee) wird zu 50% die Nutzung primärer Fördertechniken angenommen, für die ein Kraftbedarf von 0,1%, bezogen auf den Heizwert des gefördert Rohöls abgeschätzt wird. Für die anderen 50% der Förderung werden dagegen *sekundäre* Techniken angenommen, um den zukünftig steigenden Aufwand bei der Ölförderung einzubeziehen. Hierfür ist ein höherer Kraftbedarf von 0,3% anzusetzen. Die Bereitstellung der Kraft erfolgt über Gasturbinen. Für die Ölaufbereitung wird ein Prozeßwärmebedarf von 0,23% angenommen, der über ein Heizwerk gedeckt wird.

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen bei der Ölförderung wurden nach der Methodik der Enquête-Studien (LBST 1989+1990) und unter Verwendung weiterer Daten (ADL 1989; DGMK 1992) wie folgt abgeschätzt:

Bei einem Verhältnis von 80 m<sup>3</sup> Erdölgas je t Rohöl werden 5% der Gasmenge abgefackelt und 0,1% als diffuse Verluste direkt freigesetzt. Die Fackel soll einen CH<sub>4</sub>-Umsetzungsgrad von 98,5% aufweisen. Damit ergibt sich bei einem Methananteil des Erdölgases von rund 77% ein spezifischer CH<sub>4</sub>-Emissionsfaktor von 1,9 kg/TJ Rohöl. Die entsprechende Bilanzierung führt bei direkten NMVOC-Emissionen zu einem Wert von rund 1,7 kg/TJ. Als direkter Emissionsfaktor für CO<sub>2</sub> aus der Abfackelung ergeben sich 261 kg/TJ.

#### *Rohöl aus der OPEC*

Für das Rohöl aus den OPEC-Staaten (überwiegend Naher Osten) überwiegend die Nutzung primärer Fördertechniken angenommen, für die ein Kraftbedarf von 0,1 % abgeschätzt wird. Für einen Anteil von 20% der Förderung werden dagegen sekundäre Techniken angenommen, um den zukünftig steigenden Aufwand bei der Ölförderung auch im Nahen Osten einzubeziehen. Hierfür ist ein höherer Kraftbedarf von 0,27 % anzusetzen. Die Bereitstellung der Kraft erfolgt über Dieselmotoren. Für die Ölaufbereitung wird ein Prozeßwärmebedarf von 0,23% angenommen.

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen bei der Ölförderung wurden entsprechend der o.g. Abschätzung ermittelt:

Bei einem Verhältnis von 150 m<sup>3</sup> Erdölgas je t Rohöl werden 7,5% der Gasmenge abgefackelt und 0,1% als diffuse Verluste direkt freigesetzt. Die Fackel soll einen CH<sub>4</sub>-Umsetzungsgrad von 98% aufweisen. Damit ergibt sich bei einem Methananteil des Erdölgases von rund 77% ein spezifischer CH<sub>4</sub>-Emissionsfaktor von rund 5 kg/TJ Rohöl. Die entsprechende Bilanzierung führt bei direkten NMVOC-Emissionen zu einem Wert von rund 3 kg/TJ und für CO<sub>2</sub> aus der Fackel 730 kg/TJ.

#### *Rohöl aus der GUS*

Aufgrund des schlechten Zustandes der technischen Infrastruktur in der russischen Erdölförderung wurde für die Ölförderung ein Energiebedarf angesetzt, der knapp unter dem Kraftbedarf für sekundäre Fördertechniken im OPEC-Bereich liegt (0,23%). Als Bereitstellungssystem für diese mechanische Energie wurde ein Dieselmotor angenommen. Für die Ölaufbereitung wurde pauschal ein Aufwand von 4,75% an Prozeßwärme, bezogen auf den Heizwert des gewonnenen Öls, veranschlagt. Dieser relativ hohe Wert wurde aufgrund der teilweise extremen klimatischen Bedingungen (lange Kälteperioden) und des schlechten Anlagenzustandes abgeschätzt. Als Bereitstellungssystem für diese Prozeßwärme wurde ein Ölkessel definiert. Dieser Betrachtungsweise liegt die konservative Annahme zugrunde, daß ausschließlich Mineralölprodukte für die Prozeßwärmebereitstellung genutzt werden.

Bei der Gewinnung von Erdöl werden beträchtliche Mengen von Methan über die Emission von Erdölgas (ca. 77% CH<sub>4</sub>) frei. Hier wurde nach (DGMK 1992) ein Verhältnis von 250 m<sup>3</sup> Erdölgas je geförderte Tonne Rohöl unterstellt. Ein Teil des Erdölgases wird gefaßt und weitergenutzt, der Rest abgefackelt. Werden 15% dieser Erdölgasmenge mit einem Abbrand von 96% (DGMK 1992) abgefackelt und 0,2% des Erdölgases als diffuse Verluste freigesetzt, ergeben sich CH<sub>4</sub>-Emissionen von 27,5 kg/TJ bzw. NMVOC-Emissionen von 17 kg/TJ, die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fackel betragen 2.384 kg/TJ des geförderten Rohöl-Heizwerts.

### **2.4.2 Struktur der Rohölimporte nach Deutschland**

Für die Datensätze IST-OST und IST-WEST wurde die gesamtdeutsche Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft zugrunde gelegt (BMWi 1992). Die Annahmen für die Datensätze STANDARD und ZUKUNFT reflektieren die angenommene Entwicklung in den 90er Jahren. Importe von Mineralölprodukten wurde dabei vernachlässigt, die entsprechenden Einzel-Prozeßketten stehen jedoch in GEMIS zur Verfügung.

*Tabelle 23 Importstruktur für Rohöl in GEMIS*

<b>Lieferregion</b>	<b>IST OST &amp; WEST</b>	<b>STANDARD &amp; ZUKUNFT</b>
EU (Nordsee)	23	18
OPEC	47	57
GUS	30	25

(Angaben in % des Gesamtimports)

### 2.4.3 Internationaler Transport von Öl

Der Transport von Nordsee-Öl nach Deutschland per Pipeline über eine mittlere Entfernung von 500 km, die Pipeline wird mit Strom aus Gasturbinen betrieben und erfordert einen Kraftaufwand von 0,07 MJ/t\*km (vgl. Kapitel 4).

Der Übersee-Öltransport von Rohöl und Mineralölprodukten aus der OPEC erfolgt überwiegend mit großen Tankern, die mit Dieselmotoren angetrieben werden. Als Treibstoff dient schweres Rückstandsöl, das als sog. Bunker-C-Qualität bekannt ist. Für den Tankertransport von Rohöl aus der OPEC wird eine einfache Strecke von 8800 km angenommen, die sich als gewichtetes Mittel der heutigen globalen Tankerrouten nach WEC (1988) ergibt und in einer ihrer Komponenten (Kap-Route) gut mit dem Wert einer neueren Studie aus Deutschland (DGMK 1992) von 17.500 km für den Nahen Osten übereinstimmt.

Für den Transport von Rohöl aus der GUS wird eine strombetriebene Pipeline unterstellt, die Transportentfernung wurde mit ca. 2.500 km (DGMK 1992) angenommen.

### 2.4.4 Raffination von Erdöl

Die Studien von WEC (1988) und DGMK (1992) geben Energieaufwände von Raffinerien in Anhängigkeit der Produkte an. Die WEC-Studie unterstellt unter Berücksichtigung der Tendenz zur Produktion leichterer Fraktionen einen mittleren Energiebedarf von rd. 6 % des Heizwerts des Rohöl-Inputs, der mit dem Wert der IEA-Statistik von 6,5 % gut übereinstimmt (WEC 1988). Europäische Daten (Hamann 1985) sowie Angaben der CONCAWE (1986a) und des Mineralölwirtschafts-Verbands (MWV 1988a) ergeben leicht geringere Werte (vgl. folgende Tabelle).

*Tabelle 24 Energiebedarfe von Raffinerien*

Raffinerietyp	WEC	DGMK	Hartmann	CONCAWE	MWV
einfach	2-4	3,5	3,5	3,5	3,5
mittel	4-6	-	-	-	-
komplex	6-10	6	6	6	6
Durchschnitt	6,0	-	6,3	5,3	5,0

Angaben in % vom Input

Durch die zukünftig vermehrte Produktion von leichten Fraktionen (Konversion, Hydrierung) wird der spezifische Energiebedarf zunehmen. Hamann (1985) berücksichtigt diese Tendenz, sodaß für die 90er Jahre ein Brennstoffbedarf von 6,5 % angenommen wird.

Bei einem Jahresnutzungsgrad der Prozeßwärme-Feuerungen von 85% entspricht dies einem Prozeßwärmebedarf von rd. 5,5 %, bezogen auf den Rohöl-Einsatz der Raffinerie.

In der ersten GEMIS-Studie (ÖKO/GhK 1989) wurde eine Modell-Raffinerie für alle Mineralölprodukte definiert, der den westeuropäischen Stand reflektiert, da in Westdeutschland erhebliche Anteile von Mineralölprodukten importiert werden, dieser wichtige Prozeßschritt also im Ausland anfällt. Dabei wurde vereinfachend unterstellt, daß die spezifischen Aufwände für die Raffinerie-Produkte Heizöl EL, Dieselmotortreibstoff sowie Heizöl S den mengenmäßigen Verhältnissen entsprechen, die sich aus dem Gesamtaufwand des Raffineriebetriebs für alle Produkte (inkl. nichtenergetischer Verwendung) ergeben. Diese Vereinfachungen werden in GEMIS 2.0 **nicht** mehr fortgeführt:

- \* Aufgrund der neuen Modellstruktur muß für jedes Produkt, d.h. auch für Brennstoffe, ein **spezifischer** Lieferant existieren
- \* Das breitere Produktspektrum mit verschiedensten Treibstoffen erfordert zur konsistenten Abbildung der C/H-Verhältnisse eine produktspezifische Differenzierung.

Daher wird in Anlehnung an deutsche (DGMK 1992), schweizerische (ETH 1994) und amerikanische (CEES 1991) Studien der in der ersten GEMIS-Studie ermittelte typische Raffinerie-eigenbedarf anteilig auf die jeweiligen Produkte umgelegt. Als Gewichtungsschlüssel hierzu dienten die in der folgenden Tabelle aufgeführten Faktoren.

*Tabelle 25 Produktspezifische Gewichtungsfaktoren für Raffinerien*

Produkt	Faktor
Heizöl S	1,0
Heizöl EL	0,5
Dieselmotortreibstoff	0,5
Kerosin	0,5
Benzin	2,0
Propan/Butan	1,5
Raffineriegas	1,0

Die Deckung des Eigenbedarf an Prozeßwärme (rund 5,5%) erfolgt durch Feuerungen, die mit Raffineriegas und schwerem Heizöl betrieben werden. 1989 lag das Verhältnis dieser Brennstoffe bei 56 % Gas und 44 % Öl (DGMK 1989), die Tendenz für den Gasanteil ist aufgrund der Großfeuerungsanlagen-Verordnung bei deutschen Raffinerien weiter steigend. Für die 90er Jahre wird daher ein Gas-Anteil von 80% angenommen<sup>22</sup>.

<sup>22</sup> Eine Darstellung der Feuerungsanlagen, die den Prozeßwärmebedarf deutscher Raffinerien bereitstellen, erfolgt im Kapitel 3, die Brennstoffeigenschaften von Raffineriegas und schwerem Heizöl sind im Kapitel 1 erläutert.

Der spezifische Strombedarf der Raffinerien von 0,5% des Heizwerts der Gesamtprodukte wird ebenfalls nach den in der vorstehenden Tabelle aufgeführten Gewichtungsfaktoren auf die verschiedenen Raffinerietypen verteilt, wobei der Strom jeweils durch das Hochspannungsnetz bereitgestellt werden soll, d.h. die Eigenerzeugung wurde hierbei vernachlässigt<sup>23</sup>.

Neben den über den Eigenbedarf indirekt entstehenden Umwelteffekten treten in Raffinerien auch **stoffliche Verluste** durch Tank-Evaporation, Leckagen und Fackeln auf, die nach der WEC-Studie bei 0,3-0,7% des Rohöl-Durchsatzes liegen. Wegen der Anstrengungen der Raffinerien, diese meist diffusen Emissionen von Kohlenwasserstoffen zu minimieren (CONCAWE 1986c+1987), wird wie im ersten GEMIS-Bericht als **europäischer** Durchschnitt 0,5% des Rohöleinsatzes als Verlust angesetzt, d.h. ein stofflicher Nutzungsgrad von 99,5 %.

Die hieraus resultierenden direkten Luftschadstoffemissionen betreffen insbesondere Methan (CH<sub>4</sub>) und flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne CH<sub>4</sub> (NMVOC). Nach neueren Daten, die westeuropäische Werte berücksichtigen (ETH 1994), liegen die CH<sub>4</sub>-Emissionen bei 0,24-1,3 kg/TJ und die NMVOC-Werte bei 8-43 kg/TJ, sodaß in GEMIS mit 1 kg/TJ für Methan und 10 kg/TJ für NMVOC gerechnet wird, jeweils bezogen auf den Produkt-Heizwert.

#### *Raffination von OPEC-Öl*

Für die Raffination von OPEC-Rohöl zu OPEC-Mineralölprodukten wurde die Bereitstellung von Bunker-C-Treibstoff (für Tanker) und schwerem Heizöl (für Hilfsprozesse) betrachtet und hierzu die europäische Raffinerie mit einer leicht ungünstigeren Energieeffizienz angenommen - durch die geringen Öllosten in der OPEC sind effizienzsteigernde Investitionen eher fraglich.

Für die Herstellung von schwerem Heizöl und Bunker-C-Treibstoff wird für alle Datensätze ein Kraftbedarf von 0,45% geschätzt, der mittels Dieselmotoren gedeckt wird. Aufgrund der fehlenden Prozeßintegration und der wegen der Kostensituation kaum zu erneuernden Anlagen wird der Prozeßwärmebedarf auf 10% geschätzt. Die Prozeßwärme wird mit einem Kessel für schweres Heizöl bereitgestellt. Als Gesamtnutzungsgrad der Raffinerie werden 95% unterstellt.

Die Abschätzung der direkten Emissionen der Raffinerien im Nahen Osten erfolgte in Anlehnung an westeuropäische Raffinerien mit 1 kg/TJ für CH<sub>4</sub> und 10 kg/TJ für NMVOC.

#### *Raffination von GUS-Öl*

Für die Verarbeitung von Erdöl zu schwerem und leichtem Heizöl sowie zu Diesel und Benzin wurde eine Modell-Raffinerie entwickelt. Da keinerlei Angaben über die Effizienz bzw. Emissionen von GUS-Raffinerien vorliegen, mußten Schätzungen verwendet werden, die auf Fortschreibungen von westeuropäischen Raffinerieparametern beruhen.

---

<sup>23</sup> Eine Darstellung der Kraftwerke, die Strom frei Hochspannungsnetz bereitstellen, erfolgt im Teil \$\$.

- \* Für die Produktion von schwerem Heizöl wird ein Strombedarf von 1% (bezogen auf den Heizwert) sowie ein Prozeßwärmebedarf von 5% unterstellt. Der Strombezug erfolgt über das GUS-Netz, während die Prozeßwärme über einen Schweröl-Kessel geliefert wird, der wiederum direkt mit Raffinerieprodukten beheizt wird. Die auf den Heizwert bezogenen Verluste wurden mit 5% angesetzt.
- \* Der Strombedarf für die Raffination von leichtem Heizöl und Diesel beträgt 2% und der Prozeßwärmebedarf ca. 10%, wobei der Strom wiederum über das Netz und die Wärme über einen Schweröl-Kessel geliefert wird.
- \* Für die Benzinherstellung beträgt der notwendige Strombezug aus dem Landesnetz ca. 2,5% und der Prozeßwärmebedarf aus o.g. Kessel wiederum 10%.

In der Raffinerie entstehen direkte Emissionen von CH<sub>4</sub> und NMVOC. Hier wurde vereinfacht angenommen, daß bei der Raffination von Heizöl, Benzin und Diesel die im CORINAIR-Projekt (CEC 1991) ausgewiesenen Emissionen für *bestehende* westeuropäische Raffinerien gelten, d.h. 2 kg/TJ für CH<sub>4</sub> und 20 kg/TJ für NMVOC.

#### 2.4.5 Nationaler Transport von Ölprodukten

Ausgehend von der Raffinerie bzw. größeren Tanklagern ist ein regionaler Transport von Ölprodukten zum Verbraucher erforderlich, für den modellmäßig ein Tankwagen (Lkw) angenommen wird. In der Realität erfolgt oft noch eine weitere Lagerung in kleineren Tanklagern bei Brennstoffhändlern, bevor diese das Heizöl mit Tankwagen zu den Verbrauchern liefern. Größere Ölkunden (Industrie, Kraftwerke) beziehen den Brennstoff in Kesselwagen der Bundesbahn oder - bei Anlagen in Hafennähe - von Binnenschiffen (Kleintanker). Vereinfachend wird angenommen, daß Heizöl für kleinere Feuerungen (Heizanlagen, kleinere Heizwerke und BHKW) von einem Lkw angeeignet werden und größere Anlagen den Bahntransport nutzen. Als Transportentfernung werden jeweils 100 km unterstellt.

Beim Lkw zur Bereitstellung von Benzin wird zusätzlich berücksichtigt, daß weitere Kohlenwasserstoff-Emission bei der Verteilung (Tanklager, Zapfsäulen) und der Verdunstung (Pkw-Tanks) entstehen, wobei hierfür UBA-Daten Verwendung fanden (vgl. ÖKO 1992). Diese zusätzlichen Emissionen werden voll den NMVOC zugerechnet und liegen bei 133 kg/TJ Benzin-Output.

#### 2.4.6 Zusammenfassung zu den Öl-Prozeßketten

Mit den aktualisierten Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Öl-Prozeßketten bestimmt. Die folgende Tabelle zeigt diese Werte für die Rohölbereitstellungen frei inländischem Verbraucher für verschiedene Pfade.



Tabelle 26 Kenndaten der Prozeßketten für Import-Rohöl (frei Grenze BRD)

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	EU via Pipeline	GUS via Pipeline	OPEC via Tanker	Import-mix
SO <sub>2</sub>	\$\$			
NO <sub>x</sub>				
Staub				
CO <sub>2</sub>				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NMVOC				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*				
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]				

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC und NO<sub>x</sub>

Unter Einrechnung der Importstruktur sowie der inländischen Raffinerien und Transporte wurden entsprechende Prozeßketten für die Bereitstellung von Mineralölprodukten frei deutschem Verbraucher bestimmt, die folgende Tabelle zeigt deren Kennwerte.

Tabelle 27 Kenndaten der Prozeßketten für Ölprodukte frei Verbraucher in der BRD

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	Öl-S via Bahn	Öl-EL via Bahn	Öl-EL via Lkw	Diesel via Lkw	Benzin via Lkw
SO <sub>2</sub>	\$\$				
NO <sub>x</sub>					
Staub					
CO <sub>2</sub>					
CO					
CH <sub>4</sub>					
NMVOC					
N <sub>2</sub> O					
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*					
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]					

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC und NO<sub>x</sub>

### 3.5 Prozeßketten für Erdgas

#### Gas-Exploration

Die amerikanische Literatur gibt Werte für die Gasexploration an (DOE 1983; EPA 1979; RADIANT 1976), die den Verbrauch an Treibstoff für Probebohrungen und Transport der Förder-Ausrüstung reflektieren, aber gegenüber dem Inventar bei fündigen Lagern vernachlässigbar gering sind: einem Treibstoff-Äquivalent für das gesamte Bohrprogramm von rd. 548 TJ steht eine Gesamtförderung in der Lebensdauer des Feldes von rd. 2,64\*10<sup>8</sup> TJ gegenüber, d.h. der Anteil liegt unter 0,0002 % des Heizwerts der Gesamtförderung.

### 2.5.1 Gasförderung und-aufbereitung

Zu Beginn der Nutzung von Gasfeldern ist der Reservoirdruck i.a. so hoch, daß für den Pipelinetransport keine Kompression erforderlich ist. In älteren Feldern sowie bei kombinierter Öl/Gas-Förderung ist jedoch eine Verdichtung notwendig. Da die nachfolgende Gasaufbereitung (vgl. unten) z.T. recht hohe Druckverluste aufweist (Waschkolonnen, Wärmetauscher u.ä.), die durch Kompression ausgeglichen werden müssen, fassen wir den Kraftbedarf der Förderung und Aufbereitung zusammen.

Für die Bereitstellung von Erdgas (Förderung+Aufbereitung) wird nach der Studie der WEC (1988) ein Aufwand von 0,2 % des Energieinhaltes für Kompressionsarbeit angenommen, als Kraftbedarf sind dies rd. 0,06 %. Für diesen Aufwand wird wie beim Öl aus Gründen des Explosionsschutzes unterstellt, daß elektrische oder hydraulisch betriebene Pumpen zum Einsatz kommen (Kuntz 1979), die einen Strombedarf von rd. 0,07 % des Gas-Heizwerts aufweisen. Amerikanische Quellen (vgl. unten Aufbereitung) nennen 0,5 - 3 % des geförderten Gases als Brennstoff-Äquivalent für die Kompression, dies entspricht einem Kraftbedarf von rd. 0,02 - 0,7 %. Unter Einbeziehung der zukünftig steigenden Fördertiefen und sinkenden Reservoirdrücke gehen wir im weiteren von einem Kraftbedarf von 0,1 % bezogen auf den Gasheizwert aus, entsprechend einem Strombedarf von rd. 0,11 %.

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen durch direkte stoffliche Verluste bei der *offshore*-Förderung wurden in ÖKO (1989) pauschal mit 0,1% der Gasförderung durch Abfackelverluste und weiteren 0,1% der Gasförderung durch Leckagen usw. abgeschätzt. Nach Angaben der Ruhrgas (1992) liegt die CH<sub>4</sub>-Freisetzung in Westeuropa bei maximal 0,15%, wobei dieser Wert aus der ADL-Studie (1989) übernommen wurde. Eine Studie der westdeutschen Gasproduzenten (Lillie 1989) ergab für Westdeutschland im Jahr 1988 Werte von 0,11% der Gasförderung, während die Studie von Battelle (1989) 0,1% nennt. Die neuere Abschätzung der DGMK (1992) ergab für 1989 Methanfreisetzungen aus der westdeutschen Förderung und Aufbereitung von 0,13%, bezogen auf das Rohgas.

Vor diesem Hintergrund wird die Schätzung in ÖKO (1989) für die *offshore*-Förderung von 0,2 % CH<sub>4</sub>-Verlust beibehalten und für die *onshore*-Förderung ein Wert von 0,15% CH<sub>4</sub>, bezogen auf die Rohgasförderung, verwendet. Für die GUS-Förderung werden dagegen höhere Werte angenommen (vgl. unten).

Die der Förderung nachfolgende Gasaufbereitung (Entschwefelung, Trocknung, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>-Abscheidung) erfordert überwiegend Brennstoff für Prozeßwärme in der Größenordnung von 0,5 % des Energiegehalts des Gasinputs. Cerbe (1988) gibt einen Bedarf von bis zu 10 % des getrockneten Gases als Trocknungsaufwand an. Dieser Wert erscheint stark überhöht, zumal mittlerweile Abwärmenutzung als Stand der Technik in diesen Anlagen gelten kann.

Für die Nutzung des Gases ist bei "trockenen" Feldern (d.h. ohne Öl- oder Wasseranteile) nur die Abscheidung der schweren Kohlenwasserstoffe sowie des Schwefels (H<sub>2</sub>S, COS usw.) notwendig, bei "nassem" Gas dagegen auch eine Trocknung. Amerikanische Quellen geben als Richtzahlen Werte für den Prozeßenergiebedarf der einzelnen Stufen für die H<sub>2</sub>S-Entfernung 2,0%, für die Dehydration 1% und für die C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>-Absorption 0,7% an, jeweils bezogen auf den Heizwert des Gases (RADIAN 1976; DOE 1983; EPA 1979). Diese Werte schwanken stark mit der Gaszusammensetzung um etwa den Faktor 2.

Bei einem Modell-Mix von 50 % trockenem und 50 % nassem Gas sowie einer ebenfalls hälftigen Aufteilung für zu entschwefelndes Sauer gas und nicht zu entschwefelndes Süßgas ergibt sich der o.g. typische Wert von 0,5 % des Gas-Inputs als Brennstoff für Prozeßwärmebereitstellung. Zur  $C_nH_m$ -Absorption wird eine fortschrittliche Technik unterstellt (Grimm/Rathmann 1983), die einen Strombedarf von rd. 0,5 %, bezogen auf den Gasheizwert, erfordert.

#### *Gas-Förderung und -aufbereitung in Norwegen*

Das in Norwegen geförderte Erdgas H wird zu 100% offshore in der Nordsee gefördert. Als spezifischer Energieaufwand ergab unsere Abschätzung 0,1% des Gasheizwertes als Strom. Für die Aufbereitung wird nach Angaben der Ruhrgas (1992) ein Gaseigenverbrauch zur (katalytischen) Entschwefelung von rund 0,1% des Heizwertes angenommen, der durch Erdgas gedeckt werden soll. Für die Bereitstellung des Hilfsstrombedarfs wird ein modernes Gasturbinenkraftwerk unterstellt.

Als direkte Methanemissionen aus der Förderung werden aufgrund der offshore-Situation 0,2% der Rohgasförderung angenommen (vgl. oben), dies entspricht zusammen mit der Aufbereitung einem direkten  $CH_4$ -Emissionsfaktor von rund 48 kg/TJ Gasoutput. Andere direkte Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden vernachlässigt.

#### *Gas-Förderung und -aufbereitung in den Niederlanden*

Die Förderung von Erdgas L erfolgt in Holland überwiegend auf dem Land, der hierfür erforderliche Stromeinsatz liegt nach unserer Abschätzung bei 0,1% des Gasheizwertes. Zur Gasaufbereitung (ohne Entschwefelung) werden wie in Norwegen weitere 0,1% des Gasheizwertes unterstellt. Der Hilfsstrom wird hier ebenfalls durch ein modernes Gasturbinenkraftwerk erzeugt.

Als direkte Methanemissionen aus der Förderung werden aufgrund der onshore-Situation 0,15% der Rohgasförderung angenommen (vgl. oben), dies entspricht zusammen mit der Gasaufbereitung einem direkten  $CH_4$ -Emissionsfaktor von rund 47 kg/TJ Gasoutput. Andere direkte Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden vernachlässigt.

#### *Gas-Förderung und -aufbereitung in der BRD*

Für die onshore-Förderung in der Bundesrepublik werden entsprechend der o.g. eigenen Abschätzung 0,1% der Gasförderung als Kraftbedarf angenommen, der durch Elektromotoren bereitgestellt werden soll. Für die Gasaufbereitung wird als Mittelwert aus DGMK (1992) und Ruhrgas (1992) ein zu entschwefelnder Sauer gasanteil von 50% angenommen, für den nach Daten einer Aufbereitungsanlage als Energieaufwand 1% des Gasoutputs für Prozeßwärme und 1% für Kraftanwendungen erforderlich sind.

Die Prozeßwärme soll in Gasfeuerungen, der Strom aus dem Hochspannungsnetz bereitgestellt werden. Für die 50% Süßgasanteil wird ein Kraftbedarf von 0,1% des Gasoutputs unterstellt, der ebenfalls durch Strom gedeckt wird. Als direkte Methanverluste der Gasförderung werden 0,1% der Gasförderung angenommen, dies entspricht einem direkten  $CH_4$ -Emissionsfaktor von rund 20 kg/TJ. Andere Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden vernachlässigt.

*Gas-Förderung und -aufbereitung in der GUS*

Die Prozeßkette für Gas aus der GUS basiert auf einer Arbeit zu den Emissionen bei russischem Erdgas (ÖKO 1993a). Diese Arbeit wertete verschiedene zusammenfassende Studien aus (Rabchuk 1991; Arbatov 1990; McKinsey 1992) und beschreibt ausführlich die Systemabgrenzungen. Da die Datenunsicherheit erheblich ist, wird jeweils eine *Maximal-* und eine *Minimalvariante* entwickelt.

Für die Erdgasförderung wird ein Bedarf von mechanischer Energie von 0,1% bezogen auf den Heizwert des gefördertsten Gases unterstellt. Diese mechanische Arbeit wird über elektrische Motoren bereitgestellt, deren Stromversorgung über ein Gasturbinen-Kraftwerk am Förderstandort realisiert wird.

Für die Aufbereitung des Gases wurde ein Strombedarf von 0,2% für Kraft und eine Prozeßwärmefachfrage von 0,64% abgeschätzt. Der Strombedarf für die Elektromotoren wird wieder über ein standortnahes Gasturbinenkraftwerk gedeckt und die Prozeßwärme über einen Gaskessel geliefert. Unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade dieser Anlagen ergibt sich ein summarischer Brennstoffaufwand von ca. 2,3% für die Förderung und Aufbereitung. Dieser Wert stimmt gut mit Schätzungen der DGMK (1992) überein, die 2,1% ermittelte.

Die Emissionen bei Förderung und Aufbereitung wurden in zwei Varianten abgeschätzt (ÖKO 1993a). Die **untere** Annahme geht von einer **gesamten** CH<sub>4</sub>-Emission von 1,1% (0,8% Förderung, 0,3% Aufbereitung) aus und beruht auf der unteren Variante von Rabchuk (1991). Die **obere** Annahme geht mit einem Verlust von ca. 3,15% (Förderung 2,25%, 0,8% Aufbereitung) auf Arbatov (1990) zurück. Die folgende Tabelle zeigt die bei einem Methangehalt von 97% resultierenden Emissionen.

*Tabelle 28 Direkte Emissionsfaktoren für Erdgasförderung und -aufbereitung in der GUS*

	CH <sub>4</sub> [kg/TJ]
Förderung min	154
Förderung max	433
Aufbereitung min.	58
Aufbereitung max.	154

Um die unterschiedlichen Varianten auch praktisch nutzen zu können, wurde im GEMIS-Computerprogramm ein Verteiler für die Erdgas-Bereitstellung in der GUS eingeführt. Mit diesem Verteiler kann die obere oder untere Variante bzw. ein Mix für den Import eingestellt werden. In den Datensätzen wird generell mit dem *unteren* Wert gerechnet.

## 2.5.2 Gastransport

Der Transport des gereinigten Gases erfolgt praktisch ausschließlich in Pipelines, die durch Verdichter (Gasturbinen) angetrieben werden. Der Brennstoffbedarf dieser Anlagen liegt nach verschiedenen Untersuchungen je 100 km Transportdistanz bei 0,1-0,2% des Gasoutputs, wobei für den **westeuropäischen** Transport (aus Skandinavien, Holland) nach Angaben der Ruhrgas (1992) 1,4% je 1000 km als typisch gelten können. Dies stimmt gut mit Angaben in DGMK (1992) überein, nach denen sich für die genannten Länder ein spezifischer Aufwand von 0,2% pro 100 km ergibt. Je nach Gasqualität und Dichte liegt der Treibstoffbedarf bei 0,5-0,8 MJ/t\*km, woraus sich als Mittel bei 30% Nutzungsgrad der Verdichter ein mechanischer Energiebedarf von rund  $0,2 \text{ MJ}_{\text{out}}/\text{t*km}$  ergibt.

Für den Pipeline-Transport aus der GUS werden dagegen Verdichter mit geringeren Nutzungsgraden (20%) angenommen, womit sich ein Brennstoffbedarf von  $1 \text{ MJ}_{\text{Erdgas}}/\text{t*km}$  ergibt.

Für den überregionalen Ferntransport in Westeuropa werden Leckraten (inkl. wartungsbedingter Freisetzung) von 0,006% des Gasdurchsatzes je 1000 km nach DGMK (1992) unterstellt, die in GEMIS 2.0 als Standardwert eingehen. Andere direkte Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden vernachlässigt.

### *Erdgas aus der GUS*

In der GUS betrug in einigen Regionen die durchschnittliche Nutzungsdauer von in der Erde mit 1 bis 2 m Überdeckung verlegten Rohrfernleitungen infolge von Außenkorrosion etc. nur 6-7 Jahre. In besonders schlechtem Zustand befinden sich zur Zeit Gaspipelines im Gebiet Urengoi (Westsibirien), Ölpipelines im nördlichen Kaukasusvorland sowie praktisch alle Abschnitte im Kreuzungsbereich großer Gewässer, z.B. in der Wolgaregion. Der Erneuerungsbedarf im Bereich des sowjetischen Erdgas-Rohrleitungsnetzes bis zum Jahr 2000 wird auf 35.000 km Pipelines und praktisch alle bestehenden Gasturbinen, Pump- und Verdichterstationen mit einer Gesamtleistung von ca. 20 Mio kW beziffert.

Rund 25% des Gaspipelinesystems (gesamt 208.000 km) ist älter als 15 Jahre, lediglich 30% der Gaskompressoren können als funktionsfähig angesehen werden, 11% müßten sofort ausgewechselt werden, 59% benötigen eine Reparatur.

Für die Fortleitung des Erdgases mittels Pipeline wird nach Rückrechnung der Werte aus (DGMK 1992) Kraft von 0,02 bis 0,03 MJ/tkm nachgefragt. Da in (VIA 1990) derartige Systeme jedoch mit einem Bedarf von 0,06 MJ/tkm Antriebsenergie beschrieben werden, wurde in konservativer Annahme der letztere Wert genutzt.

Diese mechanische Arbeit wird durch Gasverdichterstationen bereitgestellt. Für die Definition der Transportentfernung ist der Herkunftsort des Erdgases entscheidend. Die nach Deutschland exportierten Gasmengen dürften dabei v.a. aus dem Jamburger und aus dem Orenburger Feld stammen. Bei einem Verhältnis von 50:50 ergäbe sich eine mittlere Transportentfernung von ca. 7.000 km, d.h. etwa 1.000 km mehr als in (DGMK 1992) zu Grunde gelegt wurde. Hier wird nachfolgend die Entfernung von 7.000 veranschlagt.

Da Angaben über direkte Erdgasverluste (d.h. zu 97% Methan) nur für das gesamte vermaschte russische Ferngasnetz vorliegen, stellt sich die Frage nach den dem Gasexport anrechenbaren Verlusten. Als konservative Annahme wurde daher davon ausgegangen, daß ca. 25% des vermaschten Netzes von insgesamt 220.000 bis 250.000 km den Exporten anrechenbar sind<sup>24</sup>.

So ergeben sich wiederum zwei Varianten: In der *unteren* Variante betragen die anrechenbaren Verluste 0,4% und in der *oberen* Variante 0,8%. In diesen Größen sind sowohl die Leckagen der Pipelines, die Untergrund-Speicher und aus methodischen Gründen auch die Leckagen an den Kompressorstationen enthalten. Bei einem Methangehalt von 97% ergeben sich CH<sub>4</sub>-Emissionen von 77 kg/TJ (Minimum) bzw. 154 kg/TJ (Maximum).

Um die unterschiedlichen Varianten auch praktisch nutzen zu können, wurde im GEMIS-Computerprogramm ein Verteiler für den Erdgas-Import aus der GUS eingeführt. Mit diesem Verteiler kann die obere oder untere Variante bzw. ein Mix für den Import eingestellt werden. In den Datensätzen wird generell mit dem *unteren* Wert gerechnet.

### 2.5.3 LNG aus Algerien

Als Ergänzung zu den bisherigen GEMIS-Datensätzen wird auch die Bereitstellung von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas = LNG) einbezogen. Als Lieferland für LNG kommt in erster Linie Algerien in Frage. Für LNG entspricht die Gewinnung und Gasaufbereitung der von konventionellem Erdgas. Da keine belastbaren Daten zur algerischen Erdgas-Prozeßkette vorliegen, wurde auf grobe Schätzungen zurückgegriffen, die sich im wesentlichen an der Onshore-Gasförderung in Europa orientieren. Für die Förderung wurde ein Strombedarf von 0,1% des Energieinhalts des gewonnenen Erdgases unterstellt, der mit einem Gasturbinenkraftwerk bereitgestellt wird.

Als direkte CH<sub>4</sub>-Emission bei der Förderung wurden 0,15% der Rohgasförderung geschätzt. Als Hilfsenergiebedarf der Gasaufbereitung wurden jeweils 0,1% für Kraft und Prozeßwärme, jeweils bezogen auf den Energieinhalt des aufbereiteten Gases, angenommen.

Der Hilfsstrom wird durch ein Gasturbinenkraftwerk und die Prozeßwärme durch einen Erdgaskessel bereitgestellt. Die direkten Methan-Emissionen von Förderung und Aufbereitung betragen ca. 49 kg/TJ, andere direkte Emissionen werden vernachlässigt.

In einem weiteren Prozeßschritt wird das gereinigte Erdgas verflüssigt. Danach wird es über ein Belade-Terminal an LNG-Tanker für den Überseetransport übergeben. Nach dem Empfang des LNG an einem Entlade-Terminal wird es in einer Wiederverdampfungsanlage als Erdgas rückgewonnen und in das nationale Transportnetz eingespeist (vgl. Schwier 1980).

---

<sup>24</sup> Zum Vergleich: ca. 15% der Gasförderung der GUS werden nach Ost- und West-Europa exportiert, wobei der deutsche Anteil 4% beträgt.

Der entscheidende Prozeßschritt ist dabei die Verflüssigung, die überwiegend mit Gemischkältekreislaufverfahren erfolgt, bei denen ein (elektrisch) betriebener Kompressor den wesentlichen Energiebedarf aufweist. Nach Angaben der Gaswirtschaft beträgt der Strombedarf bei diesen Verfahren 0,3-0,7 kWh<sub>el</sub>/m<sup>3</sup> LNG (i.N.), woraus sich als Mittelwert 0,5 kWh<sub>el</sub>/m<sup>3</sup> LNG ableiten läßt (Burkhardt/Stockmall/Zollner 1986; Stockmann/Zollner 1985). Mit einem Heizwert des LNG von rd. 10 kWh/m<sup>3</sup> ergibt sich damit ein Strombedarf der Verflüssigung von 5% des LNG-Heizwertes. Dieser Strom soll - vereinfachend für Algerien - in einem Gasturbinen-Kraftwerk erzeugt werden, das Erdgas aus der algerischen Förderung (onshore) einsetzt.

Die Transportentfernungen für LNG-Tankschiffe liegen beim Import aus Algerien bis zum Hafen in Deutschland bei 3.300 km (vgl. Schwier 1980).

Die stofflichen Verluste (CH<sub>4</sub>-Emissionen) entlang der LNG-spezifischen Prozeßkette wurden in der Literatur bislang nicht angegeben. Als Anhaltswert werden - in Anlehnung an Daten für die LH<sub>2</sub>-Prozeßkette (vgl. unten) - beim Be- und Entladen jeweils 0,1% des Stoffumsatzes als diffuse CH<sub>4</sub>-Emissionen angenommen, die den diffusen Verlusten (0,2%) des Tankers zugeordnet werden. Es ergibt sich damit ein CH<sub>4</sub>-Emissionsfaktor von 39 kg/TJ.

Die Entladung und Wiederverdampfung erfordert Prozeßgas zur Aufheizung sowie geringe Strommengen, die nach den o.g. Daten der Gaswirtschaft mit 0,1% des LNG-Heizwertes für die Aufheizung (mit Gas-Kessel) und ebenfalls 0,1% des LNG-Heizwertes für Strom (aus dem Verbundnetz) abgeschätzt wurden.

#### 2.5.4 Struktur der Erdgasimporte nach Deutschland

Für die Datensätze IST-OST und IST-WEST wurden die Importstatistiken für Ost- und Westdeutschland zugrundegelegt (DGMK 1992; Ruhrgas 1992). Da Anfang der neunziger Jahre die Ferngasnetze Ost- und Westdeutschlands nur in Ansätzen integriert waren, wurden die Lieferanteile für Ost- und Westdeutschland unterschiedlich modelliert. Für STANDARD und ZUKUNFT wird von einer vollständigen Integration Ostdeutschlands in das Gasverbundnetz ausgegangen und eine einheitliche Importstruktur unterstellt (siehe Tabelle).

Tabelle 29 Importstruktur für Erdgas nach Herkunft in GEMIS

Lieferregion	IST- OST	IST- WEST	STANDARD & ZUKUNFT
GUS	100	41	45
Niederlande		39	30
Norwegen		20	25

(Angaben in % des Gesamtimports)

## 2.5.5 Gastransport und Speicherung in Deutschland

Für den überregionalen Transport in der BRD wird die generische Hochdruck-Pipeline des kontinentalen Transportsystems und eine mittlere Transportdistanz von 250 km angenommen (Eberhard/Hüning 1984).

### *Lokale Gas-Unterverteilung*

Das überregional angelieferte Gas muß lokal in einem Niederdrucknetz verteilt werden, wofür kein Verdichtungsaufwand mehr erforderlich ist. Im lokalen Verteilnetz treten aber **stoffliche** Verluste in der Größenordnung von 0-2% auf, da Gasleitungen Leckagen zeigen, Unfälle stattfinden usw..

In den Studien für die Klima-Enquête-Kommission über Methanemissionen sind Verlustwerte von 0,4-1% für Westdeutschland abgeschätzt worden. Als Mix von vorhandenen und modernen Gasleitungen wird in GEMIS in Anlehnung an ÖKO (1989) unterstellt, daß auf der **Niederdruckstufe** 0,7% direkte Gasverluste auftreten. Dies entspricht einem direkten CH<sub>4</sub>-Emissionsfaktor von 137 kg/TJ Gasoutput. Bei Berücksichtigung der Verluste im HD-Netz, das direkt Großkunden (Kraftwerke, Industrie) versorgt, ergeben sich für Westdeutschland **gesamte Verteilverluste** von rund 0,4%, was in Übereinstimmung mit Studien der Gaswirtschaft steht. Andere direkte Emissionen (NMVOC) werden vernachlässigt.

Für Ostdeutschland wird aufgrund des schlechteren Zustands der Gasleitungen (z.B. alter Dichtungen) ein höherer Verlust von 1% angenommen, dies entspricht für den **gesamten** Inlandstransport einem Methanemissionsfaktor von rund 199 kg/TJ Gasoutput<sup>25</sup>. Andere direkte Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden auch hier vernachlässigt.

### *Gas-Speicherung*

Die oft angesprochene Arbeit zur **Speicherung von Erdgas** in Kavernen (Maier 1986) stellt nach der Literatur und Auskünften der Gaswirtschaft keine relevante Prozeßkettengröße dar (BGW 1988; DGMK 1992), da Hilfsenergiebedarfe und Verluste hier einerseits gering sind, andererseits nur wenig Gas - bezogen auf den Jahresverbrauch in der BRD - zum saisonalen Ausgleich eingespeichert wird. Diese Prozeßstufe wird daher in der Gaskette vernachlässigt, was durch die Unsicherheiten insbesondere der Daten zu GUS-Importen gerechtfertigt ist.

---

<sup>25</sup> Für das Stadtgasnetz in Ostberlin wurden CH<sub>4</sub>-Verluste von 5-7% abgeschätzt, was auch für andere Stadtgasnetze in Ostdeutschland nach der Umstellung auf das trockenere Erdgas gelten kann. Durch die laufenden Umstellungs- und Erneuerungsarbeiten der Gaswirtschaft werden diese hohen Verluste jedoch in den 90'er Jahren reduziert werden können. Der GEMIS-Wert von 1% Verlust gilt als Durchschnittswert für Ostdeutschland.



### 2.5.6 Zusammenfassung zu den Erdgas-Prozeßketten

Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Erdgas-Prozeßketten der Datensätze STANDRD und ZUKUNFT bestimmt. Die folgenden Tabellen zeigen diese Werte für die Gasbereitstellungen frei BRD-Grenze bzw. frei Verbraucher für verschiedene Pfade.

*Tabelle 30 Kenndaten der Prozeßketten für Import-Erdgas (frei Grenze BRD)*

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	GUS via Pipeline	NL via Pipeline	NOR via Pipeline	Import- Mix	LNG via Tanker
SO <sub>2</sub>	\$\$				
NO <sub>x</sub>					
Staub					
CO <sub>2</sub>					
CO					
CH <sub>4</sub>					
NM VOC					
N <sub>2</sub> O					
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*					
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]					

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NM VOC und NO<sub>x</sub>

*Tabelle 31 Kenndaten der Prozeßketten für Erdgas frei Verbraucher in der BRD*

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	Haushalte & Kleinverbrauch	Kraftwerke & Industrie
SO <sub>2</sub>	\$\$	
NO <sub>x</sub>		
Staub		
CO <sub>2</sub>		
CO		
CH <sub>4</sub>		
NM VOC		
N <sub>2</sub> O		
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*		
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]		

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NM VOC und NO<sub>x</sub>

### 3.6 Prozeßketten für Uran

Für die Bereitstellung von Uran-Brennelementen für den Einsatz in Leichtwasser-Reaktoren sind Prozesse zur Gewinnung, Aufbereitung und Anreicherung von Uran sowie zur Brennelementherstellung notwendig. Die erste GEMIS-Studie ergab, daß auch bei der Urannutzung die dem Atomkraftwerk (AKW) vorgelagerten Brennstoffkette nicht unwesentliche Anteile von indirekten Umweltaspekten aufweist<sup>26</sup>. Zur Absicherung der Ergebnisse wurden für GEMIS 2.0 weitere Arbeiten analysiert, die neuere Kenndaten aus dem In- und Ausland enthalten. Dabei wurde auch die von Seiten der Elektrizitätswirtschaft geäußerte Kritik an Daten des ersten GEMIS-Berichts untersucht und der GEMIS-2.0-Datenbasis gegenübergestellt

In der ersten GEMIS-Studie wurden alle Transportschritte entlang der Uranprozeßkette vernachlässigt, da die abgeschätzten Vorleistungen sehr gering waren (< 0,1% des thermischen Inputs). Die Literatur hat dies für die USA bestätigt (CEES 1991), sodaß auch in GEMIS 2.0 die Transporte für Uran und entsprechende Produkte vernachlässigt werden<sup>27</sup>.

Zur Einbeziehung von Daten der Urankette erfolgt in GEMIS eine Umrechnung aller Werte auf den **thermischen Input** (nutzbare Energie der Brennelemente) in ein Atomkraftwerk (AKW), als elektrischer Netto-Nutzungsgrad des AKW wird mit 33% gerechnet. Für den Strombedarf entlang der vorgelagerten Prozeßstufen wird unterstellt, daß dieser aus dem Verbundnetz gedeckt wird, soweit nicht typischer Grundlastbetrieb erfolgt (Anreicherung), während Prozeßwärme durchweg von Gaskesseln bereitgestellt werden soll.

#### 2.6.1 Förderung und Konversion von Uran

Bei der heutigen **Uranförderung** werden überwiegend "reiche" Vorkommen genutzt, die Konzentrationen von Uran im Bereich von 0,1-0,2 % aufweisen. Der hierzu erforderliche Energieaufwand ergibt sich in erster Näherung aus der zu bewegenden Masse des Trägergesteins, die eine Funktion der Erzkonzentration ist. Nach Urangewinnung und -aufbereitung muß das Uranerz für die Anreicherung (vgl. unten) in Uranhexafluorid (UF<sub>6</sub>) umgewandelt werden (Urankonversion). Der Energieaufwand hierfür liegt in den USA bei 0,25 % Strom plus 0,25 % Brennstoff, bezogen auf den thermischen Energiegehalt von Uran-Brennelementen (CEES 1991). Nach unveröffentlichten Umfragen bei Uranlieferanten, auf die sich die VDEW (1990) stützte, ergibt sich für die Urangewinnung und -aufbereitung ein Energiebedarf von 0,02 % Strom plus 0,1 % Brennstoff, also geringere Werte.

---

<sup>26</sup> Neben dem Energieaufwand und den Emissionen der Vorkette, die überwiegend durch den Prozeßschritt "Anreicherung" geprägt werden, treten **davon weitgehend unabhängige** Umweltaspekte auf: vor allem bei der Uranerzförderung sind dies die in GEMIS quantitativ behandelten **Abraummengen** und **Flächeninanspruchnahme**. Weiterhin sind entlang der Prozeßkette auch **qualitative** Umweltaspekte wichtig.

<sup>27</sup> Für die (in GEMIS nicht betrachtete) AKW-Prozeßkette in Frankreich wäre allerdings der Transport von Uranerz zu beachten, das aus dem Ausland stammt, während die Anreicherung in Frankreich mit hohem AKW-Anteil erfolgt.

Nun müssen längerfristige Betrachtungen berücksichtigen, daß die verfügbaren Uranvorkommen mit reichen Erzen begrenzt sind. Sollte - etwa zur Reduktion von fossilem Energieträgereinsatz - die Atomkraftnutzung stark ausgebaut werden, ergäbe sich eine relativ schnelle Erschöpfung dieser Lagerstätten<sup>28</sup> mit der Folge, daß ärmere Vorkommen genutzt werden müssen. Wie die Literatur (deVries 1989; Mortimer 1989) zeigt, steigt der Energiebedarf herkömmlicher Fördertechniken bei einer sinkenden Urankonzentration **überproportional** an.

In einer englischen Untersuchung wurde dieser Effekt näher analysiert und gezeigt, daß bei **extrem armen** Erzvorkommen die allein hierdurch verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen durchaus die Größenordnung der **direkten** CO<sub>2</sub>-Abgaben bei fossilen Brennstoffen erreichen können, wenn der Förderenergiebedarf mit fossilen Energieträgern gedeckt würde (Mortimer 1989).

Als gegenläufiger Trend kann der Einsatz von energiearmen Fördertechniken wie in-situ-Laugung unterstellt werden (VDEW 1990), der die Steigerung des Förderenergiebedarfs bei Nutzung uranarmer Vorkommen zumindest teilweise kompensieren kann. Daher ist **mittelfristig** von einem Energiebedarf der Förderung im Bereich heutiger Werte auszugehen.

Längerfristig ist allerdings aufgrund der stagnierenden bzw. rückläufigen Tendenz der Urannachfrage - u.a. wegen des reduzierten Bedarfs für militärische Zwecke - davon auszugehen, daß für **neu** geförderte Uranmengen aus Kostengründen eher erzeiche Vorkommen herangezogen werden.

#### *Uran aus Afrika*

Bei der Förderung und Aufbereitung von Uran in Afrika können die US-amerikanischen Werte für den Tiefbau (CEES 1991) angenommen werden, d.h. jeweils 0,25% für Strom und Brennstoffe, bezogen auf den thermischen Energiegehalt von Uran-Brennelementen. Als Brennstoff kommt Diesel zum Einsatz, der Strom wird zu jeweils 50% aus einem Kohle- und einem Ölkraftwerk bereitgestellt.

#### *Uran aus Kanada*

In Kanada wird Uran aus sehr reichen Vorkommen sowohl im Tagebau, als auch im Tiefbau gefördert. Für die Gewinnung und Aufbereitung sowie Konversion werden jeweils 0,15% für Strom und Brennstoffe angenommen, wiederum bezogen auf den thermischen Energiegehalt von Uran-Brennelementen. Zur Stromerzeugung dient ein Kraftwerkspark mit 35% Wasserkraft, 15% AKW und 50% Steinkohle, der der kanadischen Grundlast-Erzeugungsstruktur entspricht.

---

<sup>28</sup> Eine Darstellung des Uranbedarfs verschiedener AKW-Ausbaustrategien gibt deVries (1989).

### *Uran aus der GUS*

In der GUS wird Uran ebenfalls in einem Mix von Tief- und Tagebau gefördert, die Aufbereitung und Konversion erfolgt analog zu den US-Verfahren. Aufgrund der typischerweise ungünstigeren Technologie gehen wir von einem Gesamtbedarf für die Uranförderung, -aufbereitung und -konversion von 0,45% Strom und 0,5% Brennstoff (Diesel) aus, jeweils bezogen auf den thermisch nutzbaren Energiegehalt von Uran-Brennelementen. Für die Stromnachfrage kann der GUS-Kraftwerkspark nach Bondarenko (1992), für die Brennstoffseite die GUS-Dieselskette mit entsprechenden Motoren, verwendet werden.

### *Struktur der Uranimporte nach Deutschland*

Da über die Importstruktur für Uran keinerlei belastbare Informationen vorliegen, wird für alle drei Herkunftsregionen mit *je einem Drittel* gerechnet.

## **2.6.2 Urananreicherung**

Der energetisch aufwendigste Schritt zur Bereitstellung von Brennstoff für Leichtwasserreaktoren liegt in der **Urananreicherung**, mit der die Konzentration des spaltbaren Uranisotops  $^{235}\text{U}$  gegenüber der natürlichen Konzentration von rd. 0,7 % auf mindestens 3,2 % erhöht wird. Der Energiebedarf der Anreicherung hängt vom gewünschten Grad der Zielanreicherung und der Abreicherung des  $^{235}\text{U}$ -armen Teilstroms (tailings) ab. Zur Anreicherung auf 3,2 % sind unter üblichen Bedingungen ca. 4,4 Einheiten sog. Uran-Trenn-Arbeit (UTA) notwendig (RWE 1989), die den Aufwand zur Anreicherung eines kg Uran auf den Zielwert beschreibt.

Je nach Anreicherungstechnik ist verschieden viel Strom für eine UTA nötig: die Gas-Diffusion erfordert je UTA nach empirischen Daten aus den USA rund 2400 kWh Strom nötig, d.h. ca. 4% Strom bezogen auf den AKW-Output bzw. rund 1,35% bezogen auf den thermischen Input (CEES 1991). Die Gaszentrifugentechnik liegt dagegen bei nur 100 kWh/UTA. Diese Daten stimmen z.T. mit Angaben der VDEW überein, die aber geringere Werte für modernste Gaszentrifugen angibt. Entscheidend für die Frage, wie groß die indirekten Umwelteffekte durch die Anreicherung sind, ist aber das **Verhältnis** der Anreicherungstechniken sowie die unterstellte Energieträgerbasis des Kraftwerksmixes, das den Strom für die Anreicherung bereitstellt. In GEMIS 1.0 wurde ein Mix von 70% Gaszentrifugen und 30% Gasdiffusion angenommen und als Stromquelle mit dem bundesdeutschen Grundlast-Kraftwerksmix gerechnet, da gesicherte Angaben über die Herkunftsländer von angereichertem Uran für westdeutsche AKW nicht vorlagen.

Dies wird auch in GEMIS 2.0 beibehalten, da vereinzelte Angaben zum Kraftwerksmix in den Herkunftsländern von angereichertem Uran (VDEW 1990) wenig plausibel für die Verhältnisse in den 90er Jahren erscheinen und eine eigene Abschätzung der ausländischen Urananreicherung noch höhere Werte als beim deutschen Grundlastmix ergab.

## **2.6.3 Uran-Brennelementfertigung**

Aus angereichertem Uran werden Brennelemente gefertigt, wofür Prozeßwärme und Strom erforderlich sind. Nach verschiedenen neueren Untersuchungen wird für GEMIS 2.0 als Schätzung nunmehr von 0,1% Strom- und 0,1% Prozeßwärmebedarf ausgegangen.

### 2.6.4 Zusammenfassung zur Uran-Prozeßkette

Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Uran-Prozeßketten bestimmt. Die folgende Tabelle zeigt diese Werte für die Bereitstellung von Brennelementen frei AKW für verschiedene Pfade.

*Tabelle 32 Kenndaten der Prozeßketten für Uran-Brennelemente frei AKW*

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	Uran aus Afrika	Uran aus der GUS	Uran aus Kanada	Uran-Mix
SO <sub>2</sub>	\$\$			
NO <sub>x</sub>				
Staub				
CO <sub>2</sub>				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NMVOC				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*				
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]				

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC und NO<sub>x</sub>

## 3.7 Prozeßketten für Wasserstoff

Im Zuge von GEMIS 2.0 wurde auch Wasserstoff als Treibstoff für den Verkehrssektor (Datensatz ZUKUNFT) untersucht. Da fossil oder nuklear erzeugter Wasserstoff bislang kaum energiepolitische Beachtung fand, wird nur die Bereitstellung von sog. **Solarwasserstoff** betrachtet, der aus Solar- und Wasserkraftstrom erzeugt wird. Als wesentliche Grundlage zur Definition der Prozeßkette diente eine Literaturübersicht (VDI 1989; Winter/Nitsch 1986; LBS/DLR/FfE 1990; HQ/LBS 1991), die durch Fachgespräche ergänzt wurde.

### 2.7.1 Energiequellen zur H<sub>2</sub>-Bereitstellung

Als Energiequelle für die Erzeugung von H<sub>2</sub> mittels regenerativer Energien im Ausland wird ein Mix von je 50% Solarstrom (Photovoltaik = PV) und großen Wasserkraftwerken (WKW) angenommen. Diese Systeme beziehen sich auf Standorte in Nordafrika (PV) bzw. Kanada (WKW) und wurden auf Basis der Wasserstoff-Systemstudie (LBS/DLR/FfE 1990) und Arbeiten zum Euro-Québec-Hydro-Hydrogen-Pilot Project (HQ/LBS 1991) definiert<sup>29</sup>. Die Kenndaten der regenerativen Strombereitstellungsprozesse werden im Berichtsteil D erläutert.

### 2.7.2 H<sub>2</sub>-Herstellung

Als Elektrolyseur zur Aufspaltung von Wasser (H<sub>2</sub>O) in **gasförmigen** Wasserstoff (GH<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) wurde heutige Technik für den Grundlastbetrieb angesetzt, womit sich nach LBS/DLR/FfE (1990) ein Strombedarf von 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup> GH<sub>2</sub> ergibt. Dies entspricht einer Effizienz des Prozesses von rund 67%. Als **Zukunftsoption** könnte GH<sub>2</sub> auch unter höherem Druck erzeugt werden, womit sich eine Effizienz von 74% (HQ/LBS 1991) bis 77% (LBS/DLR/FfE 1990) ergäbe. Ergänzend wurde für den PV-Pfad nach Winter/Nitsch (1986) die Frischwasserbereitstellung und Wasseraufbereitung mit zusammen 4% Strombedarf in die Energiebilanz einbezogen, beim Wasserkraftpfad wird dies vernachlässigt.

### 2.7.3 Verflüssigung von GH<sub>2</sub> zu LH<sub>2</sub>

Der Transport von GH<sub>2</sub> von der ausländischen Gewinnung zu den Nutzern (Tanklager, Tankstellen) in der BRD erfolgt typischerweise<sup>30</sup> in Form von **Flüssigwasserstoff** (liquid hydrogen = LH<sub>2</sub>). LH<sub>2</sub> wird dabei direkt nach der Elektrolyse verflüssigt, wobei stoffliche Verluste durch diffuse Abdampfung, Leckagen usw. in der Größenordnung von 0,1-1% auftreten. In GEMIS wird in Anlehnung an die beiden Systemstudien als mittlere Verlustrate der Prozeßstufe Verflüssigung 0,5% angesetzt.

---

<sup>29</sup> GEMIS-2.0-NutzerInnen können auch Varianten hierzu definieren, die andere Energiequellen zur H<sub>2</sub>Erzeugung annehmen - etwa das heutige Grundlast-Mix der Stromerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung oder Atomkraftwerken usw.. Für die hier interessierende Definition von "Solarwasserstoff" werden jedoch nur regenerative Primärenergien eingesetzt.

<sup>30</sup> Zu einer Variante mit Pipelinetransport vgl. weiter unten.

Als Verflüssiger wird, ausgehend von heute verfügbaren Systemen mit einem Strombedarf von 13 kWh/kg LH<sub>2</sub>, für den Zeitraum nach 2000 kann in Anlehnung an Systemstudie von LBS/DLR/FfE (1990) mit 11 kWh<sub>el</sub>/kg LH<sub>2</sub> gerechnet werden. Zur Strombereitstellung dient kostengünstiges Erdgas<sup>31</sup> in einem GuD-Kraftwerk.

#### 2.7.4 Transport von LH<sub>2</sub>

Als Kühlschiffe zum LH<sub>2</sub>-Transport von Nordafrika bzw. Kanada werden Großcontainerfrachter angenommen, die Speichertanks mit Superisolation einsetzen. Nach LBS/DLR/FfE (1990) treten bei diesen Schiffen, die ca. 12.000 m<sup>3</sup> LH<sub>2</sub> transportieren können, H<sub>2</sub>-Abdampfraten von 0,1% pro Tag auf, die Zykluszeit der Schiffe wird mit 20 Tagen für den Transport aus Kanada und mit 10 Tagen für den aus Nordafrika angenommen.

Zukünftig (nach 2000) könnte durch verbesserte Techniken LH<sub>2</sub> während des Schifftransports ohne nennenswerte Verluste (<0,1%) gespeichert werden. Bei der leeren Rückfahrt sowie beim Umfüllen des LH<sub>2</sub> treten zusätzliche LH<sub>2</sub>-Verluste in der Größenordnung von 10% auf, die längerfristig auf 5% gesenkt werden könnten (LBS/DLR/FfE 1990). Die Schiffe werden entsprechend der generischen Tankerdefinition mit Dieselmotoren betrieben, als Entfernung wird 6.000 km (Kanada) bzw. 3.000 km (Nordafrika) angenommen.

Die Containerschiffe werden im deutschen Überseehafen entladen und LH<sub>2</sub> in einem superisolierten Tank zwischengespeichert, bis spezielle Kühl-Lkw den Energieträger zu den Nutzern (Lager, Tankstellen) weitertransportieren. Bei der Übergabe des LH<sub>2</sub> vom Containerschiff zum Speicher sowie vom Speicher zum Kühl-Lkw treten Verdampfungsverluste auf, die optimistisch in Anlehnung an LBS/DLR/FfE (1990) mit zusammen 1% abgeschätzt werden.

Zum Inlandstransport werden Kühl-Lkw angenommen, die auf der Basis des generischen Lkw definiert wurden, und als Transportentfernung 100 km. Beim Transport mit Lkw entstehen Abdampfverluste, und bei der Übergabe des LH<sub>2</sub> vom Kühl-Lkw in das Tanklager von Endabnehmern (z.B. Brennstoffzelle) oder Tankstellen Verdampfungsverluste, die in Anlehnung an LBS/DLR/FfE (1990) zusammen 1% abgeschätzt werden.

#### 2.7.5 Varianten zur H<sub>2</sub>-Prozeßkette

\$\$

##### *Einsatz von LH<sub>2</sub> für die Verflüssigung*

wie sich der Betrieb des GuD-Kraftwerks mit H<sub>2</sub> auf die Prozeßkette auswirkt (als Variante LH<sub>2</sub>-REQ).

##### *Verflüssigung und Pipelinetransport*

Als Variante wird dargestellt, daß eine andere Transporttechnik (Pipelines) praktisch keine Unterschiede in den Ergebnissen bringt. Da die Kosten für den LH<sub>2</sub>-Transport günstiger liegen (vgl. Anhangband 2), wird dieser als Standardprozeß angenommen.

\$\$

In der "Indirekt"-Variante wird gasförmiger  $H_2$  über Hochdruck-Pipelines und ein lokales Niederdruck-Netz bereitgestellt und bei den Tankstellen verflüssigt. Für die Verflüssigung von  $H_2$  bei der Tankstellen-Andienung über Pipelines wurde ein konventioneller Verflüssiger entsprechend dem in der "Direkt"-Variante angenommen.

Die Ergebnisse zeigen, daß zwischen den beiden Routen "direkt" und "indirekt" nur geringe Unterschiede bestehen, obwohl die jeweilig genutzte Infrastruktur für die  $LH_2$ - bzw.  $H_2$ -Transporte sehr unterschiedlich ist. Wegen der geringen Unterschiede bei der "direkten" und "indirekten" Route wird im folgenden nur mit einer vorgelagerten Transportprozeßkette gerechnet, die ein Mix von je 50 % direkter und indirekter Verflüssigung abbildet.

Die Varianten REF und REQ zeigen klare Unterschiede bei den Emissionen, da hier die Effekte der Ankopplung des REF-Wasserstoff-Systems an das bestehende, fossil/nukleare Stromsystem zur Bereitstellung der Elektrizität für die Verflüssigung merkbar sind.

### **2.7.6 Zusammenfassung zu den Prozeßketten für $LH_2$**

Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten  $H_2$ -Prozeßketten des Datensatzes ZUKUNFT bestimmt. Die folgenden Tabellen zeigen diese Werte für die  $H_2$ -Bereitstellungen frei BRD-Grenze bzw. frei Fahrzeug (inkl. Betankungsverluste) für verschiedene Pfade.

*Tabelle 33 Kenndaten der Prozeßketten für  $LH_2$*

\$\$



### 3.8 Prozeßketten für Biomasse

Bei den Prozeßketten für Biomasse wird zwischen Rest-Biomassen und "Nachwachsenden Rohstoffen" unterschieden. Unter dem Sammelbegriff "Nachwachsende Rohstoffe" wird eine Vielzahl unterschiedlicher land- und forstwirtschaftlicher Rohstoffe zusammengefaßt, die *speziell* für die industrielle Verwertung oder energetischen Nutzung angebaut werden<sup>32</sup>. Restbiomassen sind demgegenüber Abfallstoffe aus der land- und forstwirtschaftlichen Produktion (Restholz, Reststroh, Gülle), die im Zuge der Nahrungsmittel- oder Rohstoffbereitstellung als *Nebenprodukte* entstehen,

Bei der **energetischen** Nutzung von Nachwachsenden Rohstoffen werden Pflanzenteile oder die gesamte Pflanze zur Energiegewinnung verbrannt bzw. (teil)vergast oder fermentiert, oder es werden Pflanzenöle für die Treibstoffherstellung gewonnen.

Für energetische Nutzung von Biomasse-*Reststoffen* ist *nur der Teil* der Prozeßkette zu betrachten, der speziell mit der energetischen Nutzung verbunden ist - die Prozeßschritte und Aufwände für die Produktion der Biomasse werden dem eigentlichen Anbauzweck zugeordnet, **nicht** dem *Nebenprodukt* Energieträger. Bei Biomasse als Nachwachsender Rohstoff aus "Energieplantagen" müssen diese Prozeßschritte *ergänzend* berücksichtigt werden.

Da die Kenndaten der Biomasse-Systeme stark von örtlichen Bedingungen abhängen und somit deutlich variieren können, werden hier im wesentlichen *Obergrenzen* definiert.

#### 2.8.1 Die Prozeßketten Stückholz, Holz-Hackschnitzel und Holzgas aus Restholz

##### *Bereitstellung von Stückholz*

Die Nutzung von Stückholz setzt voraus, daß Restholz im Wald geschlagen und zum Einsatzort transportiert wird. Der Ernteaufwand (Motorsäge oder menschliche Arbeitskraft) wegen geringer Größe ( $\ll 0,01$  % des Heizwerts) nicht zu beachten ist, bleibt der Transportaufwand als relevante Prozeßstufe. Als Transportsystem wird der generische Gütertransportprozeß Lkw-Nahverkehr angenommen, der eine Strecke von 50 km zwischen Holzernte und Stückholznutzung zurücklegt. Stoffliche Verluste treten dabei nicht auf.

##### *Holz-Hackschnitzel aus Restholz*

Die Verarbeitung von Restholz zu Holz-Hackschnitzeln (HHS) ist mittlerweile auch in der BRD eingeführt (CMA 1982; KTBL 1983). Es existieren Nutzergemeinschaften, die gemeinsam einen Hacker betreiben (KTBL 1985). Weiterhin werden HHS auch kommerziell von Unternehmen als Brennstoff angeboten, allerdings werden diese aus Schwachholz-Sortimenten gewonnen und nicht aus Restholz.

---

<sup>32</sup> In GEMIS 2.0 werden ausschließlich Restbiomassen und Nachwachsende Rohstoffe zur *energetischen* Verwertung untersucht.

### *Gewinnung von HHS*

Die Gewinnung von HHS ist einerseits mit dem Transportaufwand behaftet, der zur Lieferung des ungehackten Restholzes zu einer Hackstation erbracht werden muß. Als obere Grenze wird wie bei der Stückholznutzung ein Radius von 50 km für das Einzugsgebiet unterstellt und der generische Gütertransportprozeß Lkw-Nahverkehr benutzt.

### *Brennstoff-Aufbereitung und Trocknung*

Das Hacken von Restholz erfordert Antriebsenergie für die Hackmesser. Üblicherweise werden hier dieselmotorgetriebene Hacker eingesetzt, der Energieaufwand beträgt rd. 1 % des Holz-Heizwerts (CMA 1982; KTBL 1983+85; Strehler 1986)<sup>33</sup>. Somit ergibt sich ein Kraftbedarf für die HHS-Bereitstellung von rund 0,3%, bezogen auf den HHS-Heizwert.

Eine **aktive** Trocknung des Hackguts wird typischerweise nicht vorzunehmen sein, da die Erzeugung von **Grobhackgut** unterstellt wird, das bei sachgerechter Lagerung selbst auf rd. 20 Gew.% H<sub>2</sub>O trocknet (Strehler 1984).

Bei Feinhackgut oder dem Fehlen geeigneter Lager muß mit einer **aktiven** thermischen Trocknung von 50 % Rohfeuchte auf 20 % Restfeuchte gerechnet werden, wofür in großen Trocknern eine thermische Energie von rd. 1 MJ/kg HHS erforderlich ist. Bei Einrechnung eines Wirkungsgrads der Wärmeeinkopplung in einer typischen Trockentrommel von rd. 50 % beträgt der Brennstoffaufwand zur Trocknung demnach 2 MJ/kg HHS. Bei einem Heizwert des getrockneten Hackgutes von 16,5 MJ/kg sind dies etwa 12 %. Zur Bereitstellung der Trocknerwärme wird ein generischer Ölheizkessel (vgl. Berichtsteil D) angenommen. Bei der Trocknung ergeben sich durch Ausgasung zusätzlich rd. 1 % Verluste.

### *Transport von HHS*

Die gewonnenen Holz-Hackschnitzel werden zum Verbraucher (Heizwerk, Heizungen) transportiert, wofür wie beim Stückholz mit einem Versorgungsgebiet von 50 km Radius gerechnet und der generische Güterprozeß Lkw-Nahverkehr verwendet wird.

### *Vergasung von HHS*

Eine Option zur energetischen Nutzung von Restholz im Datensatz ZUKUNFT ist die Umwandlung des Festbrennstoffs in einen gasförmigen Energieträger, womit ein breiteres Technikspektrum und Anwendungsfeld - vor allem die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung - erschlossen werden kann.

Gegenüber der im ersten GEMIS-Bericht diskutierten Kleinanlage zur Holzvergasung sind mittlerweile **Wirbelschichtvergaser** als vielversprechende Technik anzusehen, die eine große Bandbreite von Holzhackschnitzelqualitäten nutzen können und bei getrockneten HHS keine Probleme mit Abwasser, Teeren o.ä. aufweisen.

---

<sup>33</sup> Eine Studie der FFE (1983) unterstellt für das Hacken nur einen Bedarf von 0,25 % des Heizwerts der produzierten Hackschnitzel, was u.E. eine Unterschätzung darstellt.

Die Vergasungseffizienz solcher Anlagen (Verhältnis Produktgasheizwert zu Holzheizwert) beträgt typischerweise 90% oder mehr, allerdings ist Strom als Hilfsenergie für die Hackschnitzelherstellung und das Gebläse der Wirbelschicht erforderlich (ca. 5% des Outputs). Das Produkt Holzgas ist ein mittelkalorischer Brennstoff, das nach der Entstaubung gut in Gasmotoren und Gasturbinen eingesetzt werden kann.

#### *Zusammenfassung zu den Restholz-Prozeßketten*

Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt. Die folgenden Tabellen zeigen diese Werte für die Biomasse-Bereitstellungen frei Verbraucher für verschiedene Pfade.

*Tabelle 34 Kenndaten der Prozeßketten für Stückholz, Holz-Hackschnitzel und Holzgas*

\$\$

### **2.8.2 Die Prozeßketten Stroh und Strohcoobs aus Reststroh**

Als weitere Restbiomasse für die energetische Verwendung kommen Rest- und Überschußstroh in Frage. Aufgrund der Konkurrenz mit der stofflichen Nutzung (Einstreu, Bodenhilfsmittel, Futterzusatz, Bauzuschlagstoff) sind allerdings die Potentiale begrenzt, wenngleich durch den ökologisch gebotenen Verzicht auf das Abflammen von Überschußstroh regional beachtliche Strohmengen verfügbar gemacht werden können, wie das Beispiel Dänemark zeigt.

#### *Gewinnung von Reststroh*

Die Gewinnung von Reststroh erfordert wie die von Restholz nur einen Transportaufwand zur Bergung. Hierfür wird wie beim Holz als obere Grenze eine Transportentfernung von 50 km gewählt.

#### *Strohaufbereitung*

Zur weiteren Verwendung soll Reststroh in einer zentralen Kompaktierungsstation zu Strohpellets oder Preßlingen (Strohcoobs) aufbereitet werden, wofür üblicherweise elektrisch betriebene Stangen- und Kolbenpressen dienen. Der Kraftaufwand hierfür liegt bei rund 0,9% des Strohheizwertes, womit sich ein Strombedarf von rund 1%, bezogen auf den Heizwert der Strohcoobs, ergibt (TUM 1987). Der Strom soll aus dem lokalen Netz bereitgestellt werden.

#### *Transport von Strohcoobs*

Die erzeugten Strohcoobs sollen mit dem generischen Gütertransportprozeß Lkw-Nahverkehr über eine Entfernung von 50 km zu den Verbrauchern transportiert werden.

*Zusammenfassung zur Prozeßkette Strohcoobs*

\$\$

Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

*Tabelle 35 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$

**2.8.3 Die Prozeßketten für Biogas aus landwirtschaftlichen Reststoffen**

Außer Restholz und -stroh kann Restbiomasse auch aus der Tierhaltung bereitgestellt werden, indem organische Reststoffe (Exkrememente, Futterreste) als Gülle oder Festmist fermentiert werden. Bei dieser Vergärung des organischen Substrats entsteht methanhaltiges Biogas. Der Standardprozeß ist die mesophile Fermentierung bei Temperaturen von 33-40 °C (ÖKO 1988).

*Gewinnung und Transport von Gülle und Festmist*

Zur Bereitstellung von Gülle und Festmist wird kein anteiliger Energieaufwand angenommen, da diese Stoffe "ohnehin" im Zuge der landwirtschaftlichen Tierhaltung gesammelt werden. Für Festmist wird unterstellt, daß dieser mit Jauche zu einem pumpfähigen Substrat vermischt wird, das die Eigenschaften von Rohgülle aufweist. Beim dezentralen Fermenter (Einzel-Biogasanlage) ist konzeptionsbedingt kein Gülletransport notwendig, da die Anlage in ein vorhandenes Güllelager integriert wird. Allein die Verlegung von Heizrohren und ein Folienspeicher zur Gasfassung sind erforderlich (ÖKO 1988).

Beim zentralen Fermenter (Biogas-Zentralanlage) wird die Gülle von einem Tanklastwagen bei den landwirtschaftlichen Betrieben eingesammelt und über eine mittlere Transportentfernung von 10 km zur Zentralanlage gefahren. Die ausgegorene Gülle wird zurück zu den Betrieben geliefert. Hierzu wird der generische Gütertransportprozeß Lkw-Nahverkehr herangezogen (vgl. Berichtsteil E-3). Aufgrund des geringen Anteils von organischer Substanz in der Gülle (ca. 7%) ergibt sich ein hoher spezifischer Bedarf für den Gülletransport, da der Lkw vor allem Wasser bewegt.

*Gülle-Fermentation*

Der Energieaufwand zur Biogaserzeugung besteht überwiegend aus dem Prozeßwärmebedarf zur Fermentation sowie geringen Kraftbedarfen für Rührwerke und Pumpen. Das entstehende Biogas soll drucklos in einem Zwischenlager gespeichert werden, eine Verdichtung ist nicht vorgesehen. Da Biogas z.T. nennenswerte Mengen an Schwefelwasserstoff ( $H_2S$ ) enthält, wird eine nasse absorptive Entschwefelung des Gases mit  $Ca(OH)_2$  (Kalkmilch) angenommen, deren Energiebedarf vernachlässigbar ist.

Der Prozeßwärmebedarf liegt für Einzelanlagen bei 35% des Biogasheizwertes, während für Zentralanlagen im Mittel 20% erforderlich sind (ÖKO 1988).

Zur Bereitstellung der Prozeßwärme wird für die Einzelanlage ein mit Biogas betriebenes Klein-BHKW (TOTEM) angenommen, das ohne Katalysator im Magerbetrieb befahren wird. Auch bei der Zentralanlage soll die Prozeßwärme durch ein mit Biogas betriebenes Gasmotor-BHKW bereitgestellt werden, das ebenfalls als Magermotor ausgelegt ist. Als Strombedarf beider Fermentertypen wird nach Betriebserfahrungen ein Wert von 1% des Biogasheizwertes angenommen, der jeweils intern durch die BHKW gedeckt wird.

#### *Zusammenfassung zu den Biogas-Prozeßketten*

Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

#### *Tabelle 36 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$

### **2.8.4 Die Prozeßkette Biogas aus organischen Hausmüll-Anteilen**

Eine abschließende Möglichkeit zur energetischen Nutzung von Restbiomassen liegt darin, den **organischen Anteil** in häuslichen Abfällen (biogene Hausmüllfraktion, Biomüll)<sup>34</sup> getrennt zu erfassen und daraus Biogas herzustellen. Der vergorene Biomüll kann kompostiert und als Bodenhilfsmittel bzw. Dünger weitergenutzt werden. Da Biomüll aus verschiedenen Vegetabilien besteht und auch Altpapier enthalten kann, ist für eine stabile Fermentierung der Zusatz anderer Restbiomassen günstig, die im Nahrungsmittelgewerbe anfallen (Treber, Schlachthofabfälle etc.). Der Zusatz solcher Fremdbiomassen erhöht nicht nur die Stabilität der Vergärung, sondern steigert auch die Gasausbeute.

#### *Sammlung und Transport des Biomülls*

Wie bei den anderen Restbiomassen werden auch für die energetische Nutzung des Biomülls *keine* vorgelagerten Prozeßschritte angerechnet. Dies ist einerseits aus Sicht der Energienutzung mit der Abgrenzung von Restbiomassen in GEMIS konsistent, andererseits ist aber auch der tatsächliche Aufwand vernachlässigbar: die getrennte Erfassung von Biomüll erfolgt typischerweise durch eine zweite ("grüne") Abfalltonne, die im Wechsel mit der ("grauen") Reststofftonne geleert wird. Die Transportmassen und -wege bleiben demnach in etwa gleich. Allein der ggf. auftretende längere Transportweg zur Biogasanlage (statt Deponie oder Verbrennung) wäre in Rechnung zu stellen, während der Aufwand für die Herstellung der zweiten Tonne vernachlässigbar ist (vgl. Mauch 1992).

---

<sup>34</sup> Auch industrielle Reststoffe organischer Art können erfaßt werden, wobei beachtliche Potentiale bestehen (IER 1991).

### *Fermentation und Nachkompostierung*

Als Standardprozeß für die Biogaserzeugung wird in GEMIS 2.0 ein mehrstufiger Prozeß gewählt, der in einer großtechnischen Anlage in Dänemark erfolgreich betrieben und für mehrere Anlagen in der BRD vorgesehen wird (BTA 1992)<sup>35</sup>. Die Modellanlage soll einen Jahresdurchsatz von 20.000 t/a Biomüll aufweisen, was je nach Müllzusammensetzung und Erfassungsgrad etwa für eine Stadt mit 150.000 EinwohnerInnen ausreicht.

Durch die Fermentation des Biomülls wird der organische Anteil zu rund 2/3 abgebaut und in Biogas umgesetzt. In der Modellanlage entstehen aus 1 Tonne organischer Trockensubstanz rund 500 m<sup>3</sup> Biogas (115 m<sup>3</sup>/t Biomüll), der Fermentationsreststoff wird in einem eigenen Anlagenteil zur Nachkompostierung gebracht. Entstehendes Abwasser wird z.T. rückgeführt, Restwasser wird gereinigt an einen Vorfluter abgegeben. Bezogen auf den Heizwert des produzierten Biogases liegt der Prozeßwärmebedarf der Anlage bei 7,5-8,5% (BTA 1992), wobei hier konservativ von 10% ausgegangen wird. Der Gesamtaufwand an Strom liegt, bezogen auf den Biogasheizwert, bei 2,5-3,3%, in GEMIS wird mit 3,5% gerechnet. Als Lieferant der Prozeßwärme wird wie bei der Zentralbiogasanlage ein Gasmotor-BHKW angenommen, das aufgrund der nicht auszuschließenden Verunreinigungen des Biogases mit Chlorresten einen Magermotor verwenden soll.

### *Zusammenfassung zur Prozeßkette Biogas aus Biomüll*

Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

### *Tabelle 37 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$

## **2.8.5 Die Prozeßketten für Holz als nachwachsenden Rohstoff**

In Ergänzung zu Holzreststoffen als *Nebenprodukt* der Forstwirtschaft wird derzeit auch der *gezielte* Anbau von Holz diskutiert, das sich sowohl als Werkstoff und Zelluloselieferant als auch zur energetischen Verwertung eignet. Dabei ist der Anbau von schnellwachsenden Baumarten wie Pappeln, Erlen, Weiden und Aspen im sogenannten **Schnellumtrieb** von Interesse. Die genannten Baumarten erzeugen, verglichen mit anderen Baumarten, größere Biomasseerträge und können in sog. **Plantagen** angebaut werden.

Die Erforschung von schnellwachsenden Hölzer hinsichtlich Anbaubedingungen, Erntetechnik, Aufbereitung und Pflegebedarf befindet sich noch in der Erprobungsphase. Mehrjährige Erfahrungen liegen bislang in der Bundesrepublik Deutschland noch nicht vor. Daher dienen die im Datensatz ZUKUNFT aufgenommenen Daten nur zur Orientierung.

---

<sup>35</sup> Vergleichbare Techniken sind auch von anderen Herstellern entwickelt worden und werden z.B. in Belgien, Frankreich und Holland betrieben (vgl. SWM 1992).

*Produktion von schnellwachsendem Holz in Plantagen*

Der Ertrag von Holzplantagen ist stark abhängig von Standort, Nährstoffangebot und Wasserversorgung. Höchsterträge werden nur auf guten landwirtschaftlichen Böden erzielt, während beispielsweise bei einem Waldstandort mit geringer Güte der Ertrag bis zu 50% unter dem auf guten Standorten liegen kann (Strehler 1986). Aufgrund des Bedarfs an landwirtschaftlichem Boden mit guter Qualität konkurrieren schnellwachsende Hölzer mit der Nahrungsmittelproduktion.

Die Umtriebszeiten richten sich stark nach den Abständen zwischen den Pflanzen und den Anforderungen an das geerntete Holz. Bei einem Anbau an guten Standorten können dichte Pflanzenabständen mit Umtriebszeiten unter 5 Jahren realisiert werden (Strehler 1986).

Über die Notwendigkeit des Einsatzes von **Pflanzenschutzmitteln** liegen für schnellwachsende Hölzer bisher keine Erfahrungen vor. Tendenziell ist von einem ähnlichen Bedarf je Fläche und Jahr auszugehen wie bei konventionellen Produktionsweisen.

Die Nährstoffaufnahme aus dem Boden liegt bei Holzplantagen in der Höhe eines wenig intensiven Getreideanbaus. Da sich jedoch der überwiegende Teil der Nährstoffe in den Blättern befindet und diese bei der Ernte auf dem Feld verbleiben, ist der Netto-Nährstoffentzug bei schnellwachsenden Hölzern deutlich geringer. Zudem kann durch Ausbringung der Asche ein Teil der Nährstoffe wieder auf das Feld zurückgeführt werden.

Der Bedarf an **mineralischem Dünger** hängt von der geernteten Biomassemenge ab. Als längerfristig erzielbare Produktionsquote auf mittleren Standorten wird in Anlehnung an Strehler (1986) und BINE (1987) in GEMIS 2.0 mit 15 Tonnen Trockensubstanz pro Hektar und Jahr ( $t \text{ TS/ha}^*a$ ) gerechnet, wofür zur **Düngung** des Bestands etwa 150 Kilogramm Stickstoff pro Hektar und Jahr ( $kg \text{ N/ha}^*a$ ) notwendig sind, um den Biomasseentzug zu kompensieren.

Durch die Stickstoffdüngung entstehen direkte Emissionen des Treibhausgases Distickoxid ( $N_2O$ ), für die bei Holzplantagen bislang keine Untersuchungen vorliegen. Nach UBA (1992) liegt die Umsetzung von Stickstoff, der auf landwirtschaftlichen Böden aufgebracht wird, zu  $N_2O$  bei 2-3% der N-Menge, wenn die indirekte  $N_2O$ -Entstehung über Grund- und Oberflächenwasser einbezogen wird<sup>36</sup>. Zur Abschätzung der Klimarelevanz der Walddüngung mit Stickstoff wird in GEMIS 2.0 mit einer Gesamt-Umsetzungsrate von 1% gerechnet, d.h. aus der genannten Düngermenge von  $150 \text{ kg N/ha}^*a$  entstehen knapp  $5 \text{ kg } N_2O/\text{ha}^*a$ .

Diese Emission entspricht bei Berücksichtigung des Ernteertrags einem  $N_2O$ -Emissionsfaktor von rund **16 kg/TJ** Holzheizwert. Für hohe Ertragsleistungen ist ein ausreichendes **Wasserangebot** erforderlich. Angaben zur erforderlichen Menge und dem ggf. damit verbundenen Energiebedarf (Pumpstrom) liegen nicht vor. Als Abschätzung für günstige Standorte wird im unterstellt, daß **keine aktive** Bewässerung erforderlich ist.

---

<sup>36</sup> Dies gilt auch nach internationalen Studien (vgl. IPCC 1990+1992) sowie nach Recherchen der Klima-Enquete-Kommission als realistische Größenordnung. Eine Emission von  $NO_2$  bzw.  $NO$  (also  $NO_x$ ) findet ebenfalls statt, deren Klimarelevanz ist aber um rund 1 Größenordnung niedriger als die von  $N_2O$  (vgl. Kapitel H). Daher werden die direkten  $NO_x$ -Freisetzungen aus der Stickstoffdüngung hier vernachlässigt.

### *Ernte von schnellwachsenden Hölzern*

Prinzipiell kommen diskontinuierliche (absätzig) und kontinuierliche Ernteverfahren in Betracht. Eine kontinuierliche Ernte würde eher bei größeren zusammenhängenden Flächen erfolgen, absätzig Verfahren dagegen bei kleineren Anbauflächen, z.B. wenn mit dem Holz lediglich der Energiebedarfs eines Hofes gedeckt werden soll. Beide Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich Investitionsaufwand für Erntegerät, Aufbereitung und Lagerhaltung deutlich.

Der Energieaufwand zur Ernte liegt nach einer eigenen Abschätzung bei rund 0,5% der geernteten Biomasseenergie, dies entspricht einem Bedarf an mechanischer Energie von rund 0,15% des Holzheizwertes. Als Prozeß zur Kraftbereitstellung dient ein Dieselmotor.

### *Aufbereitung von schnellwachsendem Holz und Vergasung*

Für die auf die Ernte folgenden Schritte bis zum Holzgas werden die bei der Restholznutzung dargestellten Prozesse (Transport, HS-Herstellung, integrierte Vergasung) auch für Holz aus Plantagen verwendet.

### *Zusammenfassung zur Prozeßkette Holz aus Schnellumtrieb*

\$\$ Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

### *Tabelle 38 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$

## **2.8.6 Die Prozeßketten für Chinagrass (*Miscanthus sinensis*)**

*Miscanthus sinensis* ist im deutschen Sprachgebrauch als "Chinagrass" oder "-schilf" sowie "Elefantengrass" bekannt geworden und in Japan, China, Korea und dem fernöstlichen Teil der GUS beheimatet. Die Pflanze wurde vor 50 Jahren nach Dänemark als Ziergewächs eingeführt.



Miscanthus sinensis gehört zu den sog. C<sub>4</sub>-Pflanzen, die aufgrund einer modifizierten Photosynthese das Angebot an Sonnenenergie, Wasser und Nährstoffe effektiver als C<sub>3</sub>-Pflanzen (Weizen, Gerste, Rüben) nutzen und daher vergleichsweise mehr Biomasse produzieren. Wegen dieser Eigenschaft wird Miscanthus in der letzten Zeit als Energiepflanze verstärkt diskutiert. Mehrjährige Anbauerfahrungen liegen bislang nur in Dänemark vor, wo bereits seit 1983 Anbauversuche stattfinden (Knoblauch 1991). In der BRD beschränken sich die Aktivitäten bislang auf Forschung und Testversuche, die vor allem durch die Energieversorgungsunternehmen EVS<sup>37</sup> und VEBA OEL<sup>38</sup> durchgeführt werden (Dehli 1991; Rupp 1991). Aufgrund der geringen Erfahrungen ist die Datenlage hinsichtlich Energiebilanz, möglicher Emissionen und sonstiger ökologischer Auswirkungen noch gering. Die in GEMIS-Daten dienen daher nur zur Orientierung.

### *Landwirtschaftliche Produktion*

Da Miscanthus unter mitteleuropäischen Klimaverhältnissen keinen Samen bildet, muß die Vermehrung der Pflanze vegetativ erfolgen. Das Pflanzgut wird durch Teilung der Rhizome hergestellt und anschließend auf dem Feld angepflanzt. Der für die Herstellung der Stecklinge erforderliche Energieaufwand wurde in der Literatur bislang nicht erfaßt, er dürfte jedoch aufgrund der Mehrjährigkeit von Miscanthus vernachlässigbar sein. Für die Erreichung von Höchstträgen ist eine künstliche Bewässerung der Miscanthusfelder erforderlich. In Anbauversuchen wurden während Trockenperioden ein deutlicher Wachstumsrückgang registriert (Dehli 1991; Pröbster 1991). Diskutiert werden neben konventionellen Beregnungssystemen auch unterirdische Bewässerungssysteme (Ständer o.J.). Angaben über Wasser- und Prozeßenergiebedarf (Pumpstrom) liegen jedoch nicht vor, sodaß diese ggf. stattfindenden Aufwendungen unberücksichtigt bleiben. Aufgrund des Fehlens mehrjähriger Anbauerfahrungen ist auch der erforderliche Pestizideinsatz noch unbekannt bzw. strittig.

Eine Reihe von Veröffentlichungen geht davon aus, daß Herbizide nur während den ersten beiden Vegetationsjahren eingesetzt werden müssen, da die abfallenden Blätter zu einer Mulchschicht auf dem Boden führen und damit das Wachstum von Unkräutern unterdrücken. Weiterhin wird die große Beschattungswirkung aufgrund der Pflanzenhöhe von 3,5 - 4 m als dämpfend auf das Wachstum von Unkräutern genannt (Gessner 1991; Pröbster 1991). Tierische und mikrobielle Schaderreger wurden bislang zwar nicht beobachtet, jedoch kann langfristig durch eine Anpassung der Pathogene an die Miscanthus-Kulturen der Einsatz von Pflanzenschutzmitteln erforderlich werden (El Bassam 1990).

---

<sup>37</sup> Auf einer Gesamtfläche von 2,6 ha werden C<sub>3</sub>- und C<sub>4</sub>-Pflanzen miteinander verglichen.

<sup>38</sup> Auf einer Anbaufläche von 12 ha werden Lager- Ernte- und Transporttechniken untersucht sowie eine Wasserstoffproduktion aus Miscanthus erforscht.

### Düngerbedarf und Ertrag

Miscanthus ist eine vergleichsweise anspruchslose Pflanze mit geringem Nährstoffanspruch. Im Anlagejahr werden 50 kg N/ha\*a, später 100 kg N/ha\*a als ausreichend erachtet (Gessner 1991). Nach Pröbster (1991) beträgt der Düngerbedarf nur ein Drittel des beim Maisanbau erforderlichen (vgl. unten). In Anbauversuchen hat sich jedoch gezeigt, daß bereits im ersten Jahr 200 kg N/ha\*a erforderlich waren. Um die Bodenfruchtbarkeit langfristig zu erhalten, muß der laufende Nähstoffentzug ersetzt werden (Thoma 1990). Als Standardwert wird in GEMIS 2.0 eine Düngergabe von 100 kg N/ha\*a angenommen.

Miscanthus sinensis wird nach einer Aufzuchtzeit von 3 Jahren über 10-15 Jahre hinweg jährlich geerntet. Die optimale Erntezeit ist im späten Winter, wenn die Nährstoffe sich in den Wurzelbereich zurückgezogen haben und das Erntegut ausreichend abgetrocknet ist. Während des Winters verliert die Pflanze allerdings auch das Blattwerk und die Stengelspitzen und damit 30% der Gesamttrockenmasse (Frerichs 1990). Wie die folgende Tabelle zeigt, gehen die Angaben in der Literatur zum Ertrag von Miscanthus stark auseinander.

Tabelle 39 Werte zum Ertrag von *Miscanthus sinensis*

Quelle	Ertrag [t TM/ha*a]
El Bassam (1990)	20-25
Frerichs (1990)	30
Gessner (1991)	15-25
Hotz (1991)	16-17
Born (1991)	30
<i>Im Versuch :</i>	
Dänemark Gessner (1991)	25-30
Oberpfalz Pröbster (1991)	22
EVS (1992)	35

TM = Trockenmasse

Die Streuung ist zum einen auf die unterschiedliche Erwartungshaltung der Autoren, zum anderen auf mangelnde Anbauerfahrungen zurückzuführen. In GEMIS wird ein mittlerer Ertrag von 25 t/ha\*a angenommen. Der Heizwert ( $H_u$ ) von *Miscanthus sinensis* liegt bei 16,3 MJ/kg, damit ergibt sich ein flächenbezogener Energieertrag von 400 GJ/ha\*a. Beim o.g. Düngereinsatz von 100 kg N/ha\*a entstehen direkte Distickoxid-Emissionen, wie im Abschnitt "Holzplantagen" erläutert. Auch für *Miscanthus* wird eine Umsetzung von 1% des Stickstoffs angenommen, womit sich  $N_2O$ -Emissionen von 7,8 kg/TJ ergeben.

### Ernte

Bei der Ernte von *Miscanthus* können prinzipiell die technischen Verfahren eingesetzt werden wie in der konventionellen Landwirtschaft bei der Ernte von Halmgut. Allerdings bedarf es einer Anpassung auf die speziellen Rahmenbedingungen, die durch Erntezeitpunkt, Eigenschaft und Anforderungen des Pflanzenbestandes gesetzt werden (Frerichs 1990):

- Der Erntezeitraum zwischen Abtrocknen des Bestandes ist sehr gering (2 Wochen), es fällt eine große Menge an Erntegut mit geringer Dichte an.

- Nach mehreren Jahren breiten sich die Rhizome aus, so daß ein reihenloses Feld entsteht. Konventionelle Maismäher sind nicht einsetzbar.
- Die Schnitthöhe sollte aus Ertragsgründen möglichst tief liegen, allerdings besteht dann die Gefahr der Rhizomverletzung.
- Der Bestand kann nach Stürmen liegen oder abknicken. Anbauerfahrungen zeigen, daß dies zu einem Trockenmasseverlust von bis zu 50% führen kann (Dehli 1991).

Zur Erfüllung dieser Anforderungen gibt es noch kein ausreichend entwickeltes Ernteverfahren (Gessner 1991). Der energetische Aufwand für die Ernte kann daher nur grob geschätzt werden. Nach Frerichs (1991) ergibt sich ein Aufwand von ca.1% des Ernteheizwertes vor allem für Kraft und Transport. Bei Verwendung des generischen Kraftprozesses "Dieselmotor" ergibt sich daraus eine mechanische Hilfsenergienachfrage von 0,3% des Ernteheizwertes.

#### *Lagerung und Trocknung*

Das Erntegut muß für die verlustarme Lagerung und gute Verbrennung ausreichend abgetrocknet sein (Feuchtegehalt unter 20%). Die Angaben, ob eine Nachtrocknung erforderlich ist, gehen auseinander. Gessner (1991) geht auf alle Fälle davon aus, daß unter mitteleuropäischen Anbaubedingungen das Erntegut nachgetrocknet werden muß. Da die Ernte in den Wintermonaten geschieht, kann nicht mit Kaltluft getrocknet werden (Frerichs 1991). Daher wird eine Warmlufttrocknung mit einem generischen Ölkessel angenommen. Als Brennstoffbedarf der Trocknung auf 20% Restfeuchte werden 1% des Produktheizwertes angesetzt.

#### *Verarbeitung und Transport*

Nach Ernte und Trocknung muß das Produkt in eine nutzbare Form überführt und zu den NutzerInnen transportiert werden. Eine Häckselkette scheidet bei einem großflächigen, zentralen Anbau von Miscanthus aufgrund des geringen Raumgewichts des Häckselgutes und dem damit verbundenen Transportaufwand aus. Großvolumige Containerfahrzeuge würden wegen der großen Bodenbelastung zu einer Schädigung des Wurzelwerks führen.

Zur Senkung der Transport- und Lagerungskosten wird eine Verdichtung des Ernteguts zu Großballen empfohlen (Gessner 1991). Ein in der Entwicklung befindliches Verfahren stellt die Verarbeitung zu Wickelbriketts dar, dessen Energieaufwand dem von Rundballenpressen entspricht (Gessner 1991) und einen Stromaufwand von 0,25% des Produktheizwertes erfordert.

#### *Zusammenfassung zur Prozeßkette Chinagrass*

\$\$ Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

#### *Tabelle 40 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$

### 2.8.7 Die Prozeßketten für Raps und Rapsmethylester (RME)

Neben Chinagrass wird in der jüngeren Diskussion um nachwachsende Rohstoffe vor allem der Anbau von Raps als "Energiepflanze" propagiert, wobei neben dem Aspekt des Klimaschutzes vor allem die relativ leichte Nutzbarkeit von aus Raps gewonnenem Öl als sog. "Bio-Diesel" bzw. in raffinierter Form als Rapsmethylester (RME) angeführt werden.

#### *Landwirtschaftliche Produktion und Ernte*

Die landwirtschaftliche Produktion von Raps erfordert Hilfsenergien und Hilfsstoffe für Saatgut, Düngemittel, Pestizide/Fungizide und Ernte. Die Angaben zum Energieaufwand der einzelnen Prozesse gehen in der Literatur auseinander, in der Summe ergibt sich jedoch mit 20-22 GJ/ha\*a eine gute Übereinstimmung (IFEU 1991; Richter 1991; UBA 1992).

Am Energieinput hat der Einsatz von Mineraldünger (vgl. Berichtsteil F) den größten Anteil, wobei nach UBA (1992) als typischer Wert 190 kg N/ha\*a angenommen werden<sup>39</sup>. Dieser Wert liegt noch erheblich unter dem für Höchstserträge erforderlichen. Als Ertrag werden in Anlehnung an UBA (1992) und DLG (1988) rund 3,1 t/ha\*a an Rapskörnern angenommen, was dem heutigen Durchschnitt entspricht.

Zusätzlich zum Rapskorn fällt bei der Rapsernte Stroh an, das energetisch genutzt werden kann. Der Anteil von Stroh zu Korn variiert mit der Rapsorte. Die Literaturangaben variieren von 4,7 t/ha\*a bis 5-6 t/ha\*a Strohertrag (Richter 1991; Apfelbeck 1989; Widmann o.J.).

In einer großtechnischen Produktion kann von einem Ertrag von durchschnittlich **5 t/ha\*a** ausgegangen werden, der Rest verbleibt als Bröckelverluste bei der Ernte auf dem Feld<sup>40</sup>. Als Brutto-Energieertrag ergeben sich daraus Werte von 76 (Rapskorn) bzw. 69 (Rapsstroh) GJ/ha\*a, d.h. je GJ Rapskorn werden rund 0,9 GJ Rapsstroh mit bereitgestellt.

Aufgrund der o.g. Düngerezufuhr muß mit einer direkten Freisetzung von klimarelevantem Distickoxid gerechnet werden, wobei in Anlehnung an UBA (1992) eine Umsetzungsrate von 2% für N zu N<sub>2</sub>O angesetzt wird. Damit ergibt sich ein direkter N<sub>2</sub>O-Emissionsfaktor von rund 158 kg/TJ Rapskorn-Heizwert.

---

<sup>39</sup> Beim Ziel, den Energieaufwand beim Anbau zu minimieren, wäre der Einsatz von organischem Dünger aus Rinder- und Schweinegülle) statt mineralischem Dünger denkbar, wozu es aber güllediefernder Viehbetriebe in naher Entfernung zum Rapsfeld bedarf, um den Transportaufwand gering zu halten. Da offen ist, inwieweit diese Voraussetzung bei einem **großtechnischen** Anbau erfüllt werden kann, wird die "Gülle"-Option nicht weiter betrachtet.

<sup>40</sup> Die genannten Gesamterträge sind durch weitere technische Fortschritte zukünftig durchaus steigerbar. (DLG 1988) sieht für Rapskorn als mehrjährig sicheres Mittel 35 dt/ha, für gute Standorte sogar 50 dt/ha als durchaus realisierbar an. Bei zunehmend verschärften Umweltauflagen für die landwirtschaftliche Produktion würden die Rapsertträge jedoch sinken. Die Zurücknahme der Stickstoff-Düngung um 25-50% (Anlehnung an Produktionsbedingungen in Wasserschutzgebieten) würden beispielsweise zu einem Ertragsrückgang um 10-25% führen (AFAS 1991).

### *Umwandlung von Raps zu Sekundärenergieträgern*

Zur Gewinnung des Energieträgers Rapsöl muß das Rapskorn ausgepreßt und weiterverarbeitet werden. Im **großtechnischen Maßstab** wird das Öl mechanisch abgepreßt, wobei die Saat durch Dampferhitzung vorkonditioniert wird. Anschließend wird der Preßkuchen mit Hexan weiter extrahiert und anschließend das Hexan abdestilliert. Hiermit werden 99% des in der Saat enthaltenen Öls gewonnen. Der Energieaufwand beträgt rund 10% der im Öl enthaltenen Energie (Widmann o.J.)<sup>41</sup>. Dabei wird angenommen, daß ein Strombedarf von ca. 2,5% des Rapsölheizwertes und ein Prozeßwärmebedarf von ebenfalls 2,5% des Produktheizwertes besteht. Die Prozeßwärme soll durch eine generische Ölheizung und der Strom aus dem lokalen Netz bereitgestellt werden.

Der Rapskornpressung schließen sich einige weitere Raffinationsschritte (Entschleimung, Neutralisation, Bleichung, Desodorierung) an, die jedoch in GEMIS vernachlässigt werden. Bei der Umesterung von Rapsöl zu **Rapsölmethylester** (RME) werden pro MJ Rapsöl rund 0,07 MJ an Methanol sowie Katalysatoren eingesetzt. Der Prozeßenergieaufwand für die Umesterung liegt bei 2,5% des RME-Heizwerts und wird durch einen Ölkessel bereitgestellt.

### *Nebenprodukte der Raps-, Rapsöl- und RME-Bereitstellung*

Entlang der Prozeßkette entstehen drei wichtige Nebenprodukte, deren Bereitstellungsaufwand in der o.g. Bruttobetrachtung dem **Hauptprodukt Rapskorn** bzw. den daraus gewonnenen Produkten Rapsöl und RME zugerechnet wurde.

Das erste Nebenprodukt **Rapsstroh** wird zusammen mit dem Rapskorn geerntet, es fallen je MJ Rapskorn rund 0,9 MJ Stroh an. Nach dem Drusch muß es gesammelt und zu Strohballen verdichtet werden. Hierfür sind nach Apfelbeck (1989) 30-50 kWh<sub>el</sub>/t Strohballen erforderlich, d.h. bei im Mittel 40 kWh Strom rund 0,1% des Strohheizwertes. Bei der Verbrennung der Ballen entstehen Emissionen, dafür wird aber ein anderes Heizsystem (Öl, Gas) mit entsprechenden Emissionen vermieden. Um das eigentlichen Produkt Rapsöl "netto" zu bilanzieren, müßte für das Nebenprodukt Rapsstroh eine Gutschrift für ersetzte Heizanlagen angerechnet werden. Dies ist mit GEMIS einfach durchführbar, aber bisher wird Rapsstroh **nicht** energetisch verwertet (UBA 1992). Daher wird keine Gutschrift angenommen<sup>42</sup>.

Als zweites **Nebenprodukt** entstehen im Zuge des Abpreßvorgangs bei der Rapsölherstellung Preßrückstände ("Rapskuchen"), die verfüttert oder einer energetischen Verwendung zugeführt werden können.

---

<sup>41</sup> In hier nicht weiter betrachteten **Kleinanlagen** wird das Öl nur mechanisch abgepreßt (Suttor 1991). Abpreßgrade von bis zu 90% sind möglich. Der Energieaufwand zum mechanischen Antrieb der Schneckenpresse beträgt 2-5% der im Öl enthaltenen Energie (Widmann o.J.; Apfelbeck 1989a).

<sup>42</sup> Bei Bedarf kann mit GEMIS 2.0 eine Variante zur Prozeßkette erstellt werden, in der parallel zum Auf- und Ausbau einer großtechnischen Rapsölproduktion eine Infrastruktur (Heizwerk für Nahwärme) zur energetischen Nutzung des Rapsstrohs in der Umgebung aufgebaut wird und die gelieferte Wärme Ölheizungen ersetzt. Als Transportentfernung sollte wie in der Reststrohkette mit 50 km gerechnet werden.

In beiden Fällen kann für eine "Netto"-Betrachtung des Aufwands zur Rapsölbereitstellung eine Gutschrift für die bei der alternativen Futtermittelbereitstellung sonst erforderlichen Energie- (und Emissions-) Mengen angesetzt werden, die je nach Literaturangabe von 10,4 - 24,6 GJ/ha schwankt (IFEU 1991; Richter 1991). Eine Verfütterung von Rapschrot in großen Mengen wird von DLG (1988) nur unter Einschränkung für möglich erachtet, während IFEU (1991) eine entsprechende Verwendung annimmt.

Zukünftig könnte der Absatz zur Wiederkäuerverfütterung aufgrund von Restriktionen in der Milcherzeugung zwar sinken, ein Markt für den Ersatz von importiertem Sojaschrot besteht jedoch (UBA 1992). Daher wird in GEMIS für die Netto-Betrachtung **eine Gutschrift** für Rapskuchen auf Basis der stofflichen Nutzung (Substitution Sojaschrot) verwendet, die sich an die Daten des IFEU (1991) anlehnt.

Als drittes **Nebenprodukt** fällt bei der Umesterung von Rapsöl zu RME **Glycerin** an, das entweder energetisch als Brennstoff oder stofflich zur Substitution synthetischen Glycerins genutzt werden kann. Die stoffliche Nutzung der bei großtechnischer RME-Bereitstellung anfallenden Glycerinmengen ist auf dem heutigen Glycerinmarkt nicht gesichert (Richter 1991; Widmann o.J., Glante 1991), eine Gutschrift könnte daher nur auf Basis der **energetischen** Nutzung erfolgen. Je Energieeinheit RME-Bereitstellung können nach UBA (1992) rund 0,03 MJ Heizöl gespart werden, in GEMIS 2.0 wird jedoch keine Glycerin-Gutschrift angenommen.

#### *Zusammenfassung der Rapsöl- und RME-Prozeßketten*

\$\$ Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

#### *Tabelle 41 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$

### **2.8.8 Die Prozeßketten für Bio-Ethanol aus Zuckerhirse**

Als länger bekannte Option zur Bereitstellung von energetisch nutzbaren nachwachsenden Rohstoffen soll abschließend die Ethanolherzeugung aus zuckerhaltigen Pflanzen diskutiert werden, die vor allem in Brasilien weit verbreitet ist. Dort wird seit Beginn der 70er Jahre Zuckerrohr zum Zwecke der Kraftstoffherstellung angebaut, heute fahren ein Drittel aller brasilianischen Fahrzeuge mit 100% Bioethanol. In mitteleuropäischen Breitengraden kann Ethanol aus allen zucker- und stärkehaltigen Pflanzen gewonnen werden.

Mehrere Studien der letzten Jahren zeigten, daß selbst beim Einsatz moderner Konversionstechnik das Verhältnis von Energieertrag zu Energieaufwand bei der Ethanolproduktion aus stärkehaltigen Pflanzen eher gering ist - nach Enquête (1990) für Weizen, Mais und Kartoffeln bei 1,3-1,6, bei Zuckerrüben um 2. Lediglich für **Zuckerhirse** ist der Erntefaktor günstiger, daher wird in GEMIS der Anbau von Zuckerhirse als energetisch nutzbarer NR betrachtet.

### *Anbau und Ernte von Zuckerhirse*

Zuckerhirse entspricht in den Anbaubedingungen als C<sub>4</sub>-Pflanze etwa dem Mais, braucht also gut bewässerte und warme Standorte (Bludau 1992). Als Hilfsenergien für Aussaat, Pestizide und Ernte werden nach Enquête (1990) rund 10 GJ/ha\*a erforderlich, die vereinfacht als Treibstoffbedarf gerechnet werden. Die Düngung erfordert nach Glante (1991) Stickstoffgaben von ca. 150 kg N/ha\*a, wofür ein entsprechender Energieeinsatz notwendig ist. Die Ernte muß unter süddeutschen Bedingungen im Zeitraum Oktober/November innerhalb von 4-6 Wochen erfolgen, um einen hohen Zuckergehalt der Hirse zu gewährleisten (Bludau 1992).

Bei der Ernte der Zuckerhirse wird ein der Strohnutzung verwandtes System zur Einbringung unzerkleinerter Ganzpflanzen angenommen, das derzeit noch nicht in Europa verfügbar ist. Der Durchschnittsertrag liegt dann nach der gleichen Quelle bei rund 90t/ha\*a an Frischmasse bzw. 9 t/ha\*a an Zucker. Dies entspricht einem Bruttoenergieertrag von rund 130 GJ/ha\*a, bezogen auf den Zucker. Bezogen auf den bereitgestellten Zucker ergibt sich damit ein Hilfsenergiebedarf an Treibstoff von ca. 8%, zu dem der Düngeraufwand noch hinzukommt.

Als direkte Emissionen entsteht aus der Stickstoffzufuhr Distickoxid, wobei nach UBA (1992) mit einer Umsetzung von 2% N zu N<sub>2</sub>O gerechnet wird. Dies entspricht einem direkten N<sub>2</sub>O-Emissionsfaktor von rund 73 kg/TJ Zuckerbereitstellung.

### *Ethanolherstellung*

Die geerntete Hirse muß innerhalb weniger Tage verarbeitet werden, um einen Abbau des Zuckers zu verhindern (Bludau 1992)<sup>43</sup>.

Die nachfolgende Konversion zu Ethanol beginnt mit dem Auspressen, um Zuckersaft zu gewinnen. Die Extraktionsausbeute liegt bei ca. 90%, die nachfolgende Vergärung setzt den Zucker zu ebenfalls rund 90% um, sodaß aus der Ernte etwa 5000 Liter Ethanol pro Hektar und Jahr erzeugt werden können.

Der Energieaufwand der Konversion zu Ethanol liegt unter Verwendung moderner Technik um 8 MJ/l Produkt und wird durch Heizöl EL bereitgestellt (Bludau 1992; Enquête 1990). Dies entspricht rund 40% des Produktheizwertes, zum Auspressen wird rund 1% Strom benötigt. Hier ist zu beachten, daß beim Abpressen des zuckerhaltigen Saftes aus dem Erntegut je kg Hirse etwa 0,3 kg Rückstand (Bagasse) mit einem Heizwert von 7,3 MJ/kg anfällt.

Bei einer Vortrocknung kann daraus etwa eine Prozeßwärmemenge von netto etwa 109 GJ bereitgestellt werden, dies ist gegenüber dem Bedarf der Konversion etwa 2,5 mal mehr, sodaß die Ethanolanlage theoretisch nicht nur wärmeautark arbeiten, sondern sogar netto Wärme bzw. Brennstoff an Dritte liefern könnte<sup>44</sup>.

---

<sup>43</sup> Die Ethanolherstellung muß demnach als Chargenprozeß betrieben werden, der nur saisonal ausgelastet werden kann.

<sup>44</sup> Statt die Bagasse zu verbrennen, könnte bei größeren Ethanolanlagen die **Vergasung** der Bagasse und die Nutzung des Gases in Gasturbinen angenommen werden. Nach amerikanischen Arbeiten, die für die Zucker- und Alkoholindustrie durchgeführt wurden (Ogden/Williams 1992), kann mit einer Umsetzung von 75-80% des Bagasse-Heizwertes zu Gas gerechnet werden. Aufgrund der geringen Auslastung der Ethanolanlagen ist eine solche Investition jedoch aus wirtschaftlichen Gründen unwahrscheinlich.

Aufgrund des geringen Heizwertes wären jedoch aufwendige Feuerungsanlagen notwendig, um einen emissionsarmen Betrieb mit hohen Verbrennungstemperaturen zu erzielen, und durch die geringe Anlagenauslastung (Saisonbetrieb) wären diese Aufwendungen ökonomisch gesehen kaum tragbar. Daher wird in GEMIS unterstellt, daß die Ethanolanlage durch aufwendigere Prozeßtechnik der Wärmebedarf auf 35% des Produktheizwertes gesenkt werden kann (Enquête 1990) und dieser Bedarf durch Heizöl EL gedeckt wird. Eine energetische Gutschrift für die Bagassennutzung wird demnach **nicht** angenommen.

*Zusammenfassung zu den Bioethanol-Prozeßketten*

\$\$ Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

*Tabelle 42 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$

### **2.8.9 Die Prozeßketten für**

\$\$ Mit den o.g. Daten wurden die Umwelteffekte der vorgelagerten Prozeßketten bestimmt.

*Tabelle 43 Kenndaten der Prozeßketten für Biomasse*

\$\$



## 3.9 Prozeßketten für Strom

Als weitere Prozeßketten interessieren in GEMIS 2.0 verschiedene Arten der Strombereitstellung für generische Anwendungen (vgl. Kapitel 2). Hierzu ist es erforderlich, die Verteilung der Stromerzeugung nach Kraftwerkstypen und Brennstoffen sowie die Eigenschaften des Stromtransports festzulegen.

### 2.9.1 Bereitstellung von Netzstrom

In GEMIS 2.0 wird nur noch zwischen zwei Spannungsstufen differenziert - dem lokalen Stromnetz (0,4 kV-Ebene) und dem Hochspannungsnetz. Diese Vereinfachung gegenüber dem ersten GEMIS-Bericht erfolgte, weil nur wenige Verknüpfungen zu den zwischenliegenden Niveaus (20 und 110 kV) bestehen. In GEMIS 2.0 werden diese Prozesse vereinfachend an die Hoch- oder Niederspannung angebunden.

#### *Netzstrom IST in Ost- und Westdeutschland*

Der Datensatz IST bezieht sich auf das Bezugsjahr 1989, in dem die ost- und westdeutschen Stromnetze noch getrennt waren.

In Ostdeutschland hatten in diesem Jahr die Verbundgesellschaft und die Braunkohlenindustrie mit 88,4% des erzeugten Stroms eine dominierende Stellung. Da die Einspeisungen von Heizkraftwerken (HKW) der regionalen EVU und von Industriekraftwerken (IKW) zu regional höchst unterschiedlichen Konstellationen führt, werden für das generische Stromnetz Ostdeutschlands auf Verbundebene nur die Kraftwerke der Verbundgesellschaft und der Braunkohlenindustrie als "quasi-öffentliche" Erzeugung betrachtet. Der Datensatz IST bezieht sich mit 1989 auf das Jahr, das letzte energiewirtschaftliche "Normaljahr" der DDR.

Für die ostdeutschen Übertragungs- und Umspannverluste wurden in Anlehnung an PROGNOSE (1991) Werte von 3,0% (Hochspannung) und 6,5% (Niederspannung) verwendet, die den schlechteren Zustand der Stromübertragung, -verteilung und Umspannung in Ostdeutschland reflektieren.

Das Erzeugungsmix für die Öffentliche Stromerzeugung in Westdeutschland wurde nach dem Bericht des Bundeswirtschaftsministers (BMWi 1990) den generischen Kraftwerkstypen Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Öl, AKW und Wasserkraft zugeordnet. Für den Erzeugertyp "übrige" wurde Strom aus Müllverbrennungsanlagen (ohne Wärmenutzung) angenommen.

Für die jeweiligen Übertragungs- und Umspannverluste in Westdeutschland wurden in Anlehnung an den ersten GEMIS-Bericht Werte von 0,5% (Hochspannung) bzw. 4,5% (Niederspannung) verwendet.

Für STANDARD und ZUKUNFT wurden jedoch, ausgehend von der in Ostdeutschland zu erwartenden Erzeugungsstruktur auf Verbundebene und entsprechenden Anteilen der westdeutschen Stromerzeugung, jeweils **gesamtdutsche** Kraftwerksparks zusammengestellt. Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Struktur für den Kraftwerkspark im Mix, für den Grundlast-Kraftwerkspark sowie für den Heizstrom-Kraftwerkspark. Für den Datensatz IST-OST wurden die beiden letztgenannten Kraftwerk-Parks nicht explizit ermittelt, da wegen der starken Position der Braunkohlenkraftwerke die Unterschiede nur klein sind. Die Anteilsstruktur in STANDARD und ZUKUNFT beruhen auf Prognosen für eine Trendentwicklung im Zeitraum 1995 bis 2000 (PROGNOS 1992).

*Tabelle 44 Erzeugungsstruktur für den mittleren Kraftwerkspark in GEMIS*

Prozeß	IST-OST	IST-WEST	STANDARD+ZUKUNFT
Atomkraftwerk	5,3	39,2	27,3
Steinkohle-KW (Ballast)		10,0	24,3
Steinkohle-KW (mix)		17,0	4,3
Steinkohle-KW (Import)			0,4
Braunkohle-KW (Rhein.)		20,8	14,9
Braunkohle-KW (westel.)	13,4		1,7
Braunkohle-KW (ostel.)	80,0		9,8
Gas-KW		6,5	9,4
Öl-KW		1,4	1,6
Müll-KW		1,5	1,7
Wasser-KW	1,3	3,6	4,5
Wind-KW			0,1

(Angaben in % der Gesamterzeugung)

## 2.9.2 Bereitstellung von Bahnstrom

In Westdeutschland betreibt die Deutsche Bahn AG ein eigenes Stromnetz zur Bereitstellung von Fahrstrom. Die folgende Tabelle zeigt das Mix der Erzeugungsanlagen, die in GEMIS 2.0 vereinfachend durch generischen Prozesse abgebildet werden. Als Übertragungs-, Verteilungs-, Umform- und Umspannverluste werden wie im ersten GEMIS-Bericht mit 8% gerechnet.

*Tabelle 45 Erzeugungsstruktur für den Bahnstrom-Kraftwerkspark*

Prozeß	IST-OST	IST-WEST	STANDARD+ZUKUNFT
Atomkraftwerk	5,3	16,0	14,0
Steinkohle-KW (mix)		47,0	41,0
Braunkohle-KW (westel.)	13,4		2,0
Braunkohle-KW (ostel.)	80,0		11,0
Gas-KW		20,0	17,0
Öl-KW		1,0	1,0
Wasser-KW	1,3	16,0	14,0

(Angaben in % der Gesamterzeugung)

*Tabelle 46 Erzeugungsstruktur für den Grundlast-Kraftwerkspark*

<b>Prozeß</b>	<b>IST-OST</b>	<b>IST-WEST</b>	<b>STANDARD+ZUKUNFT</b>
Atomkraftwerk	5,3	45,0	39,0
Steinkohle-KW (Ballast)		15,0	
Steinkohle-KW (mix)			13,0
Braunkohle-KW (Rhein.)		35,0	30,0
Braunkohle-KW (westel.)	13,4		2,0
Braunkohle-KW (ostel.)	80,0		12,0
Wasser-KW	1,3	5,0	4,0

(Angaben in % der Gesamterzeugung)

Für die Bereitstellung von Heizstrom wird für die *Mix-Betrachtung* ebenfalls ein mittlerer gesamtdeutscher Kraftwerkspark angenommen, für die *Zuwachs-Betrachtung* wird weiterhin mit reinem Steinkohle-Strom aus neuen Kraftwerken gerechnet - in beiden Teilen Deutschlands.

*Tabelle 47 Mittlerer Kraftwerkspark für Heizstrom*

<b>Prozeß</b>	<b>IST-OST</b>	<b>IST-WEST</b>	<b>STANDARD+ZUKUNFT</b>
Atomkraftwerk	5,3	20,0	15,0
Steinkohle-KW (mix)		80,0	70,0
Braunkohle-KW (westel.)	13,4		2,0
Braunkohle-KW (ostel.)	80,0		13,0
Wasser-KW	1,3		

(Angaben in % der Gesamterzeugung)

### 2.9.3 Zusammenfassung zu den Stromprozeßketten

Für die so neu definierten Kraftwerksparken wurden die vorgelagerten Prozeßketten bestimmt, d.h. die je TJ Strom frei Netz entstehenden Emissionen. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte für den Datensatz STANDARD.

*Tabelle 48 Kenndaten der aktualisierten Strom-Prozeßketten in GEMIS 2.0*

vorgelagerte Emission [kg/TJ <sub>end</sub> ]	Mittleres Strom-Mix	Grundlast- Strom	Bahn-Strom	Heizstrom- Mix	Heizstrom- Kohle
SO <sub>2</sub>	117,9	109,4	98,6	126,4	136,3
NO <sub>x</sub>	200,6	125,3	123,2	117,9	126,6
Staub	18,5	14,8	12,5	13,1	13,6
CO <sub>2</sub>	177.300	152.500	171.600	216.800	254.700
CO	562,5	266,1	281,3	72,9	85,2
CH <sub>4</sub>	490,6	215,5	660,5	952,1	1355,0
NM VOC	297,7	141,8	144,8	21,7	25,8
N <sub>2</sub> O	2,5	0,6	1,7	2,3	2,8
CO <sub>2</sub> -Äquivalente*	183.400	155.100	179.300	227.900	270.300
Primärenergie [TJ/TJ <sub>end</sub> ]	3,150	2,890	2,750	2,900	2,860

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NM VOC und NO<sub>x</sub>

## 4 Energieprozesse in GEMIS 2.0

### 4.1 Energiekenndaten

Für das Umweltverhalten von Energieprozessen sind neben den Emissionen auch Kenndaten über die eingesetzten und bereitgestellten Energieträger wichtig, da diese den Aufwand - und damit die Umwelteffekte - durch vorgelagerte Prozesse bzw. Hilfsenergien bestimmen.

#### 3.1.1 Kenndaten für Kraft- und Heizkraftwerke

Als wichtigste energetische Kenndaten von Kraftwerken interessieren elektrische Nettoleistung und elektrischer Netto-Nutzungsgrad (Jahresmittel), bei Heizkraftwerken kommt die Stromkennzahl als Koppelfaktor zwischen Strom und Wärme hinzu. Dabei ist zwischen Brennstoff- und Technologietypen zu unterscheiden, da letztere abhängig von den eingesetzten Brennstoffen sind. Die elektrischen Nettonutzungsgrade im Jahresmittel berücksichtigen alle Hilfsstromeinsätze (Gebläse, Motoren) bei den Kraftwerken und ihrer Abgasreinigung<sup>45</sup>.

Bei Dampfturbinenkraftwerken für Steinkohle im überregionalen Kraftwerkspark wird als Anlage zur Nutzung von Vollwert- und Importkohle eine trockenentaschte Staubfeuerung mit Naß-Entschwefelung und SCR-Entstickung angenommen, während für Ballaststeinkohle eine Schmelzkammerfeuerung mit SCR-DeNO<sub>x</sub> angesetzt wird<sup>46</sup>. Beide Systeme sind der 700-MW<sub>el</sub>-Klasse zuzurechnen. Für *braunkohlenbefeuerte* Kraftwerke im überregionalen Kraftwerkspark wird dagegen nur mit *einer* Technologie für Dampfturbinenkraftwerke gerechnet: die wesentliche Stromerzeugung findet in praktisch baugleichen trockenentaschten Staubfeuerungen der 600-MW<sub>el</sub>-Klasse statt. Zur Entschwefelung wird auch hier eine nasse Absorptionstechnik angenommen, die Rauchgasableitung erfolgt ohne Wiederaufheizung über die Kühltürme. Das Modellsystem weist in Anlehnung an die realen Verhältnisse der rheinischen Braunkohlenkraftwerke keine Entstickung auf, sondern kann durch Primärmaßnahmen die gesetzlichen Grenzwerte einhalten.

Große öl- und gasbefeuerte Kraftwerke im überregionalen Stromnetz werden als Dampfturbinen mit Entschwefelung und Entstickung (schweres Heizöl, Leistung 450 MW<sub>el</sub>) bzw. als Gasturbinen für den Spitzenlastbetrieb (Erdgas+Öl-EL , Blockleistung 50 MW<sub>el</sub>) angenommen.

Die kleineren kohlebefeuerten Heizkraftwerke werden mit Dampfturbinen in Gegendruck- bzw. Entnahme-Kondensationsschaltung betrieben, als Verbrennungstechnik kommen je nach Größe Staub-, Wanderrost- und Wirbelschichtfeuerungen in Frage. Ebenfalls abhängig von der Leistung werden Verfahren zur Emissionsminderung eingesetzt (vgl. weiter unten).

---

<sup>45</sup> Hilfsbrennstoffe zum Anfahren der Kraftwerke (Öl, Erdgas) wurden dabei nicht mit einbezogen, da diese stark mit der angenommenen Nutzung schwanken und somit für generische Kraftwerkstypen vernachlässigt werden können.

<sup>46</sup> Die Emissionsdaten und Minderungstechnologien werden weiter unten diskutiert.

Heizkraftwerke für Öl und Gas werden generell mit Gasturbinen, Kombinationen von Gas- und Dampfturbinen (GuD) oder kleineren Motoren (Gas- bzw. Dieselmotoren) betrieben, die z.T. mit nachgeschalteten Emissionsminderungstechniken arbeiten (vgl. unten).

Für die Kenndaten wurden Studien ausgewertet, die systematische Vergleiche der Nutzungsgrade und Stromkennzahlen von Kraft- bzw. Heizkraftwerken enthalten. Neben älteren Arbeiten (IfE 1988; Traube 1987; WEC 1988) sind dies Untersuchungen von PROGNOS für den Bundeswirtschaftsminister (PROGNOS 1991+1992) sowie Studien der Klima-Enquête-Kommission (Enquête 1990), aus denen für GEMIS Kennwerte abgeschätzt wurden.

*Tabelle 49 Energetische Kenndaten von Kraftwerken*

Prozeß- typ	Leistung MWel	el. Nettonutzungsgrad		
		IST	STANDARD	ZUKUNFT
AKW	1250	33%	33%	33%
BrK-DT-rheinisch	600	36%	39%	40%
BrK-DT-westelbisch	500	34%	39%	40%
BrK-DT-ostelbisch	500	33%	39%	40%
StK-DT-trocken	700	38%	39%	41%
StK-DT-Schmelz	700	37%	38%	41%
Gas-DT	450	40%	41%	41%
Gas-GT	50	33%	34%	35%
Gas-GuD	200	-	52%	55%
Öl-S-DT	450	39%	40%	41%

DT=Dampfturbine; GT = Gasturbine; GuD=Kombikraftwerk

Tabelle 50 Energetische Kenndaten von Heizkraftwerken

Prozeß- typ	Netto- Leistung MWel	Effizienz elektrisch	Stromkenn- zahl k
BrK-EK	100	33,0%	0,60
BrK-GD-WSF	50	27,0%	0,45
StK-EK	100	33,0%	0,60
StK-GD-WSF	50	27,0%	0,45
Gas-TOTEM	0,005	25,0%	0,45
Gas-Motor-klein	0,05	30,0%	0,50
Gas-Motor-mittel	0,1	32,0%	0,65
Gas-Motor-groß	0,25	33,0%	0,70
Gas-Motor-Mager	0,5	34,0%	0,67
Gas-GT-klein	5	28,0%	0,60
Gas-GT-groß	10	30,0%	0,70
Gas-STIG	25	33,0%	0,80
Gas-GuD-klein	50	40,0%	0,89
Gas-GuD-groß	200	45,0%	1,00
Diesel-klein	0,1	34,0%	0,65
Diesel-groß	1	36,0%	0,80
Müll-HKW	10	12,5%	0,20

StK=Steinkohle; BrK= Braunkohle; GD= Gegendruck-Turbine,

EK=Entnahme-Kondensations-Turbine; GT=Gasturbine; STIG=GT mit Dampfzirkulation

## 4.2 Allgemeine Emissionsdaten für Prozesse

Für die Umweltbilanz von Energieprozessen sind die bei der Verbrennung entstehenden Emissionen wichtig. In GEMIS wurden Einzeldaten für die Luftschadstoffe  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , Staub und Halogene sowie CO erhoben, während sich die  $\text{CO}_2$ -Emissionen direkt aus den Brennstoffen ergeben<sup>47</sup>. Für Methan und Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC) aus Verbrennungsanlagen wurden die Emissionsfaktoren nach dem CORINAIR-Projekt angesetzt (vgl. Tabelle unten)<sup>48</sup>. Für  $\text{N}_2\text{O}$  wurden Abschätzungen aus einer eigenen Studie (ÖKO 1993c) verwendet, die auf internationalen Arbeiten beruhen (CITEPA 1990; EERC 1992a+b; ISI 1993).

<sup>47</sup> Dies gilt mit Ausnahme von Prozessen, die einen geringeren Kohlenstoffausbrand als 99,5 % aufweisen (z.B. bestehende Kraftwerke und Heizanlagen in Ostdeutschland).

<sup>48</sup> Dies betrifft alle Heizungssysteme, Kohle-Kraft- und Heizkraftwerke (außer Wirbelschichtfeuerungen), Kohle-Kessel, Öl-Kraftwerke und -Kessel, Gas-Kessel und Dampfturbinenkraftwerke sowie Dieselmotoren und Holz-Heizwerke, bei denen keine Maßnahmen zur Entstickung unterstellt wurden.

Tabelle 51 Geschätzte Emissionsfaktoren für CH<sub>4</sub> und NMVOC

Prozeß	CH <sub>4</sub>	NMVOC
Kohle-Kraftwerke, -Heizwerke und -Industriekessel	1,5	1,5
Öl-Kraftwerke und -Industriekessel	3	3
Gas-Dampfturbinen-Kraftwerke und -Industriekessel	2,5	2,5
Dieselmotoren	3	3
Braunkohlen-Brikett-Heizungen und -Öfen	200	200
Steinkohlen-Brikett-Heizungen und Öfen	90	10
Steinkohlen-Koks-Heizungen und -Öfen	15	5
Öl-Heizungen	7	3
Gas-Heizungen	5	5
Holz-Heizungen und -Öfen	400	600
Holz-Heizwerke	32	48

Angaben in kg/TJ Brennstoff-Heizwert; Daten nach CEC (1991)

Tabelle 52 Geschätzte N<sub>2</sub>O-Emissionsfaktoren für Feuerungen

Prozeßtyp	< 5 MW <sub>th</sub>	5-50 MW <sub>th</sub>	50-300 MW <sub>th</sub>	> 300 MW <sub>th</sub>
Steinkohle-Schmelz	NA	NA	NA	2
Steinkohle-Staub	NA	NA	3	5
Steinkohle-Rost	5	5	10	NA
Steinkohle-WSF	150	100	50	25
Braunkohle-Staub	NA	NA	2	3
Braunkohle-Rost	4	4	8	NA
Braunkohle-WSF	136	77	44	20
Heizöl-S	NA	2	2	3
Heizöl-EL	1	1	1	2
Erdgas	1	1	1	NA
Holz	20	20	10	NA

Angaben in kg/TJ Brennstoffeinsatz; NA = Technik wird hier nicht angewendet

### 4.3 Emissionen kohlebefeuerter Kraft- und Heizkraftwerke

Für die Diskussion der Emissionen von kohlebefeuernten Kraft- und Heizkraftwerken sowie Prozeßfeuerungen ist wegen der differenzierten Emissionsbegrenzungen in deutschen Luftreinhaltevorschriften eine Unterteilung der Anlagengröße in nach ihrer Feuerungswärmeleistung in drei Gruppen sinnvoll:

- \* Feuerungswärmeleistung über 300 MW<sub>th</sub>
- \* Feuerungswärmeleistung von 50 bis 300 MW<sub>th</sub>
- \* Feuerungswärmeleistung unter 50 MW<sub>th</sub>

Die erste Gruppe ist durch die Regelungen der Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO) betroffen, da für Anlagen > 300 MW<sub>th</sub> die schärfsten Grenzwerte der GFAVO bei SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> gelten. Seit dem Inkrafttreten der GFAVO ist die Diskussion über technische Konzepte zur Rauchgasreinigung für große Feuerungen sehr weit entwickelt, z.T. liegen mehrjährige Erfahrungen mit solchen Anlagen vor.



Die zweite Gruppe von Anlagen zwischen 50 und 300 MW<sub>th</sub> stellt den unteren Geltungsbereich der GFAVO dar. Hier sind moderatere Grenzwerte für SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> vorgeschrieben. Die GFAVO differenziert zwar zwischen den Anforderungen für Anlagen von 50-100 MW<sub>th</sub> und für die >100 - 300 MW<sub>th</sub>, durch die (neuere) TA Luft sind allerdings schon für Anlagen unter 50 MW<sub>th</sub> schärfere Werte festgelegt als für die Anlagen von 50-100 MW<sub>th</sub> (vgl. unten). Weiterhin wird bei vielen Genehmigungsverfahren nicht mehr unterschieden, ob es sich um Anlagen handelt, die der Gruppe 50-100 oder 100-300 MW<sub>th</sub> angehört. Dies liegt daran, daß der Aufwand sowie die Feuerungs- und Reinigungssysteme in beiden Gruppen nahezu identisch sind. Wir nehmen daher ebenfalls keine Differenzierung innerhalb der Leistungsbandbreite von 50-300 MW<sub>th</sub> vor.

Die dritte Anlagengruppe wird durch die TA Luft erfaßt. Sie sieht auch im Bereich unter 50 MW<sub>th</sub> Begrenzungen der NO<sub>x</sub>-Werte, verschärfte Staub-Begrenzungen sowie eine dynamisierte Regelung für SO<sub>2</sub> vor. Mit der Diskussion um die TA Luft-Novelle wurde auch über die Rauchgasreinigung diskutiert und von Herstellerseite ein Markt erkannt. Wegen der relativ kleinen Zahl von Veröffentlichungen über diese Anlagen sind Aussagen über den technischen Stand, Kosten und Rückstandsprobleme hier am schwierigsten möglich.

### 3.2.1 Emissionen von Prozessen mit Steinkohle

#### *Große Anlagen über 300 MW<sub>th</sub> Feuerungswärmeleistung*

In der oberen Leistungsklasse werden überwiegend trockenentaschte Staubfeuerung betrieben, da dieser Anlagentyp gegenüber der konkurrierenden Schmelzkammerfeuerung günstigere Möglichkeiten zur Senkung der *Stickoxid-Emissionen* mit Primärmaßnahmen aufweist. Durch Kombination von Primärmaßnahmen lassen sich bei Trockenfeuerungen ohne sekundäre Abscheidung NO<sub>x</sub>-Werte von 600-900 mg/m<sup>3</sup> einhalten.

In der Größenklasse ab 300 MW<sub>th</sub> ist jedoch die Einhaltung eines NO<sub>x</sub>-Grenzwertes von 200 mg/m<sup>3</sup> erforderlich. Um diesen Wert zu erreichen, sind Abscheidetechniken notwendig.

Am weitesten entwickelt ist hier die selektive katalytische Reduktion (SCR), bei der NO<sub>x</sub> mit Hilfe eines Katalysators bei 250-450 °C unter Zugabe von Ammoniak zu N<sub>2</sub> und Wasser reagiert. Über 90 % der DeNO<sub>x</sub>-Aufträge in der BRD wurden für SCR-Anlagen vergeben. Die Wirksamkeit der Abscheidung liegt je nach Katalysatorgröße um 75-90 %. Die meisten SCR-Anlagen hinter Steinkohlekraftwerken weisen Konversionsraten um 80 % auf. Bei Rohgaswerten unter 900 mg/m<sup>3</sup>, wie sie bei Trockenfeuerungen durch primäre Maßnahmen erreicht werden, lassen sich daher NO<sub>x</sub>-Werte < 180 mg/m<sup>3</sup> im Reingas einhalten. Bei SCR-Anlagen hinter Schmelzkammerfeuerungen sind höhere Konversionsraten notwendig und im Betrieb erzielt. Für STANDARD kann daher von 180 mg/m<sup>3</sup> ausgegangen werden, d.h. ein etwa 10 % geringerer Wert als nach GFAVO zulässig. In ZUKUNFT ist bei Neuanlagen die Möglichkeiten zur weiteren Minderung durch Primärtechniken auszunutzen. Mit Brennstoffstufung sind Werte von 400 mg/m<sup>3</sup> bei Trockenfeuerungen erzielt worden. Daher ist für zukünftige Anlagen ein NO<sub>x</sub>-Reingaswert von 100 mg/m<sup>3</sup> entsprechend rd. 35 kg/TJ anzusetzen.

Zur *Abscheidung von Schwefeldioxid* ist der Einsatz einer Naß-Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage (REA) auf Kalkbasis die Regel, da dieses System bei Großfeuerungen gut erprobt ist. Die REA erzielt bei ausreichenden Waschflüssigkeitsmengen im Absorberturm und entsprechender Auslegung der Rauchgaswiederaufheizung Abscheideraten über 95 % für SO<sub>2</sub>.

Nach der GFAVO müssen 85 % des Brennstoffschwefel-Inventars abgeschieden und dürfen an SO<sub>2</sub> max. 400 mg/m<sup>3</sup> emittiert werden. Da Naß-REA mit einem mittleren Abscheidegrad von 90 % betrieben werden, um die Grenzwerte auch bei Emissionsspitzen einzuhalten, wird diese Abscheiderate für STANDARD angesetzt. In ZUKUNFT ist von mehr als 95 % REA-Leistung auszugehen, womit sich bei typischen Kohlen SO<sub>2</sub>-Reingaswerte unter 100 mg/m<sup>3</sup> ergeben.

Für die *Entstaubung* von großen Kohlefeuerungen werden üblicherweise Elektrofilter eingesetzt, deren Abscheideleistung von der Anzahl der elektrischen Felder abhängt. Heute übliche 3-feldrige Filter erreichen Staubwerte um 50 mg/m<sup>3</sup>, während 5-feldrige Anlagen Reingaswerte unter 10 mg/m<sup>3</sup> erlauben. Durch die weiteren Feldkammern verteuern sich E-Filter etwa proportional. Die GFAVO fordert für Neuanlagen Staub-Reingaswerte von 50 mg/m<sup>3</sup>, die auch beim Rußblasen einzuhalten sind. Da Großfeuerungen typischerweise mit Naß-REA arbeiten (vgl. oben), muß der Effekt dieser weiteren Gasreinigungsstufe einbezogen werden. Aus Meßwerten und Betriebserfahrungen ist bekannt, daß Naß-REA als effektiver Feinstaubfilter arbeiten und hinter der REA Staubwerte unter 25 mg/m<sup>3</sup> auftreten. Als Regelfall für STANDARD ist daher von 25 mg/m<sup>3</sup> auszugehen.

Für ZUKUNFT sind dagegen 5-feldrige E-Filter in Kombination mit REA zu sehen, womit Staubwerte unter 10 mg/m<sup>3</sup> einzuhalten sind.

Aus den chemisch-physikalischen Abläufen in Naß-REA und realen Betriebserfahrungen ist bekannt, daß in Naß-REA *Halogene* mit höheren Raten abgeschieden werden als SO<sub>2</sub>. In STANDARD ist daher für HCl von 90 % Abscheidung und für HF von 95 % Abscheidung - jeweils für Naß-REA - anzunehmen. Im Datensatz ZUKUNFT dagegen ist sowohl für HCl wie auch für HF mit mindestens 95 % Abscheidung zu rechnen.

Für *Kohlenmonoxid* (CO) liegen nach übereinstimmenden Messungen bei großen Steinkohlefeuerungen wegen des guten Ausbrandes nur geringe Mengen vor (< 100 mg/m<sup>3</sup>), die jedoch durch primäre Maßnahmen zur NO<sub>x</sub>-Minderung steigen können. Nach Daten des UBA (vgl. ÖKO 1992a) und eigenen Abschätzungen (ÖKO 1993c) wurden für CO entsprechende Kenndaten abgeschätzt, für CH<sub>4</sub> und NMVOC dienten die CORINAIR-Werte als Grundlage. Für N<sub>2</sub>O wurde auf eigene Abschätzungen (ÖKO 1993c) zurückgegriffen.

Tabelle 53 Emissionen von Großfeuerungen ( $> 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) mit Steinkohle

Schadstoff	IST		STANDARD		ZUKUNFT	
	Vollwert	Ballast	Vollwert	Ballast	Vollwert	Ballast
SO <sub>2</sub>	91,7	135,3	61,2	101,5	\$\$	
NO <sub>x</sub>	95,4	119,2	63,6	59,6		
HCl	7,0	10,1	7,0	7,6		
HF	0,4	0,1	0,2	0,1		
Staub	14,1	13,3	8,8	8,3		
CO	17,7	6,6	17,7	6,6		
CH <sub>4</sub>	1,6	0,2	1,8	0,3		
NM VOC	1,6	1,7	1,8	1,6		
N <sub>2</sub> O	5,0	2,0	5,0	2,0		
CO <sub>2</sub>	93.350	89.980	93.350	89.980	93.350	89.980

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert

### Emissionen von Anlagen mittlerer Leistung

Bei Feuerungswärmeleistung von 50 - 300 MW<sub>th</sub> können wie in der ersten Gruppe Staubfeuerungen betrieben werden, üblich sind aber auch - neben Wirbelschichtfeuerungen (vgl. unten) - Rostfeuerungen, bei denen stückige Kohle ("Nuß") auf einem von unten belüfteten Verbrennungsrost liegend verbrennt.

Die GFAVO begrenzt die *Stickoxid-Emissionen* mittlerer und kleiner Kohlefeuerungen auf 800 mg/m<sup>3</sup>, was sich - bei trockenentaschten Staubfeuerungen und Rostfeuerungen - allein mit Primärmaßnahmen einhalten läßt. Da einige mittlere Kohle-Heizkraftwerke seit Inkrafttreten der GFAVO genehmigt wurden, läßt sich die Dynamisierungsklausel in der GFAVO für NO<sub>x</sub> dahingehend interpretieren, daß für Anlagen in der Leistungsklasse von 100-300 MW<sub>th</sub> als Grenzwert 400 mg/m<sup>3</sup> gefordert werden, der sich entweder allein mit Primärmaßnahmen (bei Rostfeuerungen) oder aber mit einfachen SCR- und NSCR-Verfahren (thermische Reduktion bei 900 °C) für Staubfeuerungen einhalten läßt. Für Anlagen unterhalb von 100 MW<sub>th</sub> ist zu unterstellen, daß die NO<sub>x</sub>-ärmeren Wanderrostfeuerungen zum Einsatz kommen, um Katalysatorkosten zu sparen, womit sich auch hier 400 mg/m<sup>3</sup> einhalten lassen. Für den Datensatz ZUKUNFT ist dagegen zu unterstellen, daß entweder NO<sub>x</sub>-optimierte ZWSF (vgl. unten) oder Rostfeuerungen mit einfacher SCR oder NSCR zum Einsatz kommen, womit sich bei 50 % Minderung NO<sub>x</sub>-Reingaswerte von 200 mg/m<sup>3</sup> einhalten lassen.

Für *Schwefeldioxid* gilt nach der GFAVO bei Anlagen von 100-300 MW<sub>th</sub> eine Begrenzung auf 2000 mg/m<sup>3</sup>, wobei aber eine Mindest-SO<sub>2</sub>-Abscheidung von 60 % gefordert wird. Beim Einsatz von Steinkohle mit max. 1 Gew.% S-Gehalt ergäben sich somit rund 800 mg/m<sup>3</sup>. Für Anlagen von 50 - 100 MW<sub>th</sub> sieht zwar die GFAVO keine Schwefelmindestabscheidung vor - aber die TA Luft sieht bei Anlagen unter 50 MW<sub>th</sub> eine Schwefeleinbindung nach dem Stand der Technik vor, wobei 50 % genannt werden. Bei Genehmigungsverfahren für Kohle-HKW der mittleren Leistungsklasse wurden daher schärfere Emissionsgrenzwerte festgelegt, da mittlerweile auch SO<sub>2</sub>-Abgasreinigungstechniken verfügbar sind, die zwar nicht die hohe Effektivität von Naß-REA ausweisen, aber mehr als 60 % des SO<sub>2</sub> abscheiden können. Dies sind sog. quasitrockene Verfahren (QT-REA), die verfahrenstechnisch einfacher als Naß-REA sind. Bei QT-REA wird ein basisches Additiv, z.B. Ca(OH)<sub>2</sub>, als Suspension in das Abgas eingesprüht, der Reaktor ist als Sprühtrockner ausgelegt.

Das Wasser in der Suspension verdampft und kühlt damit das Rauchgas auf 110-180 °C ab, das trocken verbleibende Additiv reagiert mit SO<sub>2</sub> und Halogenen zu festen Salzen, die im nachgeschalteten Entstauber abgeschieden werden. Mit QT-REA lassen sich Abscheideraten von 75 -90 % erreichen. Es sind auch Werte >90 % möglich, allerdings muß ein gegenüber Naßverfahren deutlich höheres Ca/S-Molverhältnis von etwa 1,5-2 eingestellt werden, d.h. zur Abscheidung ist mehr Additiveinsatz erforderlich und mehr Rückstände fallen an. Werden Gewebefilter zur Entstaubung eingesetzt und Teile der abgeschiedenen Flugasche rezirkuliert, lassen sich wegen der Nachreaktion von unverbrauchtem Additiv auf dem Filterkuchen > 90 % Abscheidung bei Ca/S-Verhältnissen von 2 erzielen.

Aufgrund der Arbeitstemperatur von QT-REA können sie auf eine Wiederaufheizung des Reingases verzichten. Die Abscheideraten dieser Verfahren werden daher nicht weiter gesenkt. Entsprechend wurden von Genehmigungsbehörden SO<sub>2</sub>-Grenzwerte von 200-300 mg/m<sup>3</sup> gefordert. Wir gehen im Datensatz STANDARD in der mittleren Leistungsklasse von 50 - 300 MW<sub>th</sub> für SO<sub>2</sub> von 300 mg/m<sup>3</sup> aus. Beim Datensatz ZUKUNFT dagegen soll das 90%-Abscheidevermögen sowohl von QT-REA wie auch von ZWSF (vgl. unten) angesetzt werden, womit sich bei Vollwert-Steinkohle SO<sub>2</sub>-Werte unter 200 mg/m<sup>3</sup> ergeben.

Für die *Entstaubung* gilt das in der vorigen Gruppe Ausgeführte, d.h. in STANDARD gelten 25 mg/m<sup>3</sup>, während in ZUKUNFT durch verbesserte Filterauslegung 10 mg/m<sup>3</sup> erzielt werden.

In QT-REA werden *Halogene* mit ähnlicher Rate umgesetzt wie SO<sub>2</sub>, daher sind hier 90%-Abscheidungen durchgängig möglich. In ZUKUNFT sind 95 % erreichbar.

Für *Kohlenmonoxid* (CO) liegen die Emissionen nach einigen Messungen bei mittleren Steinkohlefeuerungen höher als bei Großanlagen, die bewegen sich um 150 mg/m<sup>3</sup>. Nach Daten des UBA (vgl. ÖKO 1992a) und eigenen Abschätzungen (ÖKO 1993c) wurden für CO entsprechende Kenndaten abgeschätzt, für CH<sub>4</sub> und NMVOC dienten die CORINAIR-Werte als Grundlage. Für N<sub>2</sub>O wurde auf eigene Abschätzungen (ÖKO 1993c) zurückgegriffen.

Tabelle 54 Emissionen mittlerer Feuerungen (50-300 MW<sub>th</sub>) mit Steinkohle

Schadstoff	IST	STANDARD		ZUKUNFT	
	Rost+REA	Rost+REA	ZWSF	Rost+REA	ZWSF
SO <sub>2</sub>	244,7	107,0	61,2	\$\$	
NO <sub>x</sub>	141,4	141,4	75,7		
HCl	28,0	10,5	28,0		
HF	1,0	0,5	0,5		
Staub	177	8,8	9,5		
CO	88,4	53,0	56,8		
CH <sub>4</sub>	5,0	1,8	0,4		
NMVOC	5,0	1,8	1,9		
N <sub>2</sub> O	10,0	3,0	50,0		
CO <sub>2</sub>	93.350	93.350	93.350	93.350	93.350

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert

### *Emissionen von Anlagen im unteren Bereich*

Als Feuerungssysteme in der Leistungsklasse unter 50 MW<sub>th</sub> kommen NO<sub>x</sub>-arme Wanderrostfeuerung sowie WSF (vgl. unten) zum Einsatz. Bei *Stickoxiden* sind mit Primärmaßnahmen wie oben dargestellt Werte von 300-500 mg/m<sup>3</sup> bei Rostfeuerungen erreichbar. Aus Aufwandsgründen muß hier eine SCR- oder NSCR-Anlage entfallen, da die Kosten für den Katalysator bzw. Meß- und Regeltechnik nicht mit der Leistung fallen. Somit ist für STANDARD von NO<sub>x</sub>-Werten von 400 mg/m<sup>3</sup> auszugehen. Für ZUKUNFT sind NO<sub>x</sub>-optimierte Wanderrostfeuerungen oder ZWSF (vgl. unten) zu unterstellen, die 300 mg/m<sup>3</sup> erzielen.

Für *Schwefeldioxid* sieht die TA Luft einen Grenzwert von 2000 mg/m<sup>3</sup> vor, verlangt aber dem Stand der Technik entsprechende weitergehende Minderung. Als derzeitiger Stand ist die Zugabe von basischen Additiven zu Brennstoff oder in den Feuerraum mit Minderungsraten von 50 % genannt. Das in der TA Luft angesprochene Trocken-Additiv-Verfahren (TAV) erlaubt aber nur bei überstöchiometrischen Kalkzugaben nennenswerte Abscheideraten für SO<sub>2</sub>. Verschiedene Hersteller bieten aber auch für kleine Feuerungen Reinigungssysteme an, die mehr als die 50 % erreichen. Dies sind vereinfachte alkalische Naßwäschen, die bis über 90 % Entschwefelung erreichen, und die o.g. QT-REA. Werden Gewebefilter zur Entstaubung eingesetzt und Teile der Flugasche rezirkuliert, lassen sich auch trockene REA (T-REA) einsetzen. Bei diesen Verfahren wird in basisches Additiv wie Ca(OH)<sub>2</sub> in das Rauchgas eingeblasen und reagiert hier sowie im Gewebefilter mit SO<sub>2</sub> und Halogenen. Werden besonders reaktive Sorbentien wie NaHCO<sub>3</sub> eingesetzt, sind Abscheideraten > 90 % zu erreichen.

Die Wiederaufheizung der Reingase bei Naßwäschen ist nach der TA Luft nicht zwingend vorgesehen, daher kann bei ausreichender Tropfenabscheidung auch kaltes Abgas abgeleitet werden. Die quasitrockenen und trockenen Systeme können wegen ihrer Arbeitstemperaturen ganz auf eine Wiederaufheizung verzichten, die Abscheideraten werden daher nicht gesenkt. Da aber die Betriebskosten der trockenen Systeme ganz wesentlich von den Additiv- und Entsorgungskosten bestimmt werden und diese bei hohen Abscheideraten zunehmen, kann unter ökonomischen Restriktionen nur von Raten zwischen 60 und 85% ausgegangen werden. In STANDARD gehen wir konservativ von 60 % aus, womit sich SO<sub>2</sub>-Reingaswerte um 700 mg/m<sup>3</sup> ergeben. Für ZUKUNFT wird angenommen, daß eine Abscheidung von 80% erreicht wird, d.h. SO<sub>2</sub>-Reingaswerte um 350 mg/m<sup>3</sup>.

Für die *Entstaubung* in der unteren Leistungsklasse wird überwiegend ein Gewebefilter Verwendung finden, das gleichzeitig als Nachreaktor der REA dient, bei nassen Verfahren kann die Waschstufe als Staubfilter dienen. Mit beiden Systemen kann der TA Luft-Grenzwert um mind. 20 % unterschritten und so 40 mg/m<sup>3</sup> problemlos eingehalten werden. Für ZUKUNFT wird angenommen, daß ein Gewebefilter mit optimierter Auslegung verwendet wird, womit 20 mg/m<sup>3</sup> Staub einhaltbar sind.

Bei *Halogenemissionen* erzielen Sprühabsorber und Trocken-REA 70-90% Abscheidung.

Für *Kohlenmonoxid* (CO) wurden die Emissionen nach Daten des UBA (vgl. ÖKO 1992a) und eigenen Abschätzungen (ÖKO 1993c) ermittelt, für CH<sub>4</sub> und NMVOC dienen die CORINAIR-Werte als Grundlage. Für N<sub>2</sub>O wurde ebenfalls auf eigene Abschätzungen (ÖKO 1993c) zurückgegriffen.

Tabelle 55 Emissionen kleiner Feuerungen (5-50 MW<sub>th</sub>) mit Steinkohle

Schadstoff	STANDARD		ZUKUNFT	
	Rost+REA	WSF	Rost+REA	WSF
SO <sub>2</sub>	244,7	122,3	\$\$	
NO <sub>x</sub>	141,4	113,6		
HCl	21,0	28,0		
HF	1,0	0,7		
Staub	14,1	15,2		
CO	53,0	56,8		
CH <sub>4</sub>	1,8	1,9		
NM VOC	1,8	1,9		
N <sub>2</sub> O	5,0	100,0		
CO <sub>2</sub>	93.350	93.350	93.350	93.350

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert

### Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung

Die Wirbelschichtfeuerung (WSF) ist eine Verbrennungstechnik für alle Arten von fossilen Energien, die wegen ihrer günstigen Eigenschaften in den letzten Jahren weltweit technisch weiterentwickelt wurde und mittlerweile in der BRD zunehmend zum Einsatz kommt. Wegen der gegenüber herkömmlichen Technologien geringen Verbrennungstemperaturen in der WSF kann bei Anwesenheit von basischen Stoffen das aus dem Brennstoff-Schwefel entstehende SO<sub>2</sub> noch innerhalb der Feuerung eingebunden und überwiegend zu Sulfat (CaSO<sub>4</sub>) umgesetzt werden. Die geringen Temperaturen führen auch zu wenig Stickoxid-Emissionen, da die NO<sub>x</sub> bevorzugt bei hohen Flammtemperaturen entstehen. Allerdings liegen die N<sub>2</sub>O-Emissionen aus dem gleichen Grund wesentlich höher als bei herkömmlichen Feuerungen.

Bei stationären WSF, die verfahrenstechnisch am wenigsten Aufwand bringt und daher auch für kleine Feuerungen ökonomisch interessant ist, sind die Schadstofffreisetzungen für SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und Halogene im Vergleich zu den anderen WSF-Techniken am höchsten. Auch die anfallenden Reststoffmengen sind im Vergleich hoch und bieten nur geringe Aussichten für eine Verwertung. Demgegenüber zeigen quasistationäre WSF, bei denen eine intensive Flugascherückführung zu geringeren Reststoffmengen führt, günstigere SO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und Halogenemissionen, wenn die Anlagen mit gestufter Luftzuführung ausgerüstet werden.

Zirkulierende WSF erlauben die niedrigsten Schadstoffwerte und geringsten Reststoffmengen, wobei diese Reststoffe auch die günstigsten Verwertungsmöglichkeiten bieten. Allerdings ist hier der technische Aufwand am höchsten, sodaß sie für kleine Feuerungen erhebliche Mehrkosten gegenüber herkömmlichen Verbrennungsverfahren aufweist. Die druckaufgeladene WSF ist bislang nur in Pilot- und Demonstrationsanlagen realisiert. Die Ergebnisse deuten auf ein gegenüber der stationären WSF verbessertes Schadstoffabgabeverhalten und geringere Reststoffmengen hin. Ob diese WSF-Technik aber die schon heute demonstrierten niedrigen Emissionen der zirkulierenden WSF erreicht, ist derzeit offen.

### 3.2.2 Emissionen von Prozessen mit Braunkohle in Westdeutschland

Zur Senkung der *Schwefeldioxid*-Emissionen rheinischer Roh-Braunkohlenfeuerungen sind nach der GFAVO höhere Abscheideleistungen notwendig als bei Steinkohlefeuerungen, da hier erhebliche Spitzenwerte auftreten. Bei einer max. Rohgasbeladung von  $4.300 \text{ mg/m}^3$  (nach RWE-Angaben) muß eine Naß-REA über 90%  $\text{SO}_2$  abscheiden, um den GFAVO-Grenzwert von  $400 \text{ mg/m}^3$  einzuhalten. Unter Beachtung der mittleren Rohgasbeladung kann daher grundsätzlich von  $\text{SO}_2$ -Reingaswerten unter  $200 \text{ mg/m}^3$  ausgegangen werden, als Jahresmittel wird sich bei 25 % Ascheeinbindung ein Wert von rd.  $150 \text{ mg/m}^3$  einstellen. Dieser Wert wird in STANDARD angenommen, da er auch bei großen HKW auf der Basis zirkulierender WSF (vgl. unten) einhaltbar ist. Im Datensatz ZUKUNFT ist dagegen davon auszugehen, daß die Naß-REA einen Abscheidegrad von 95 % erzielen (vgl. die Diskussion Steinkohle). Bei 25 % Ascheeinbindung ergibt sich über den mittleren Schwefelgehalt der Rohbraunkohle eine Reingaskonzentration um  $50 \text{ mg/m}^3$ .

Die *Stickoxidemissionen* von großen Rohbraunkohle-Kraft- bzw. Heizkraftwerken werden derzeit allein durch primäre Maßnahmen auf den Grenzwert von  $200 \text{ mg/m}^3$  gesenkt. Dabei kann - im Gegensatz zu den Steinkohlefeuerungen mit SCR-De $\text{NO}_x$  - nicht davon ausgegangen werden, daß der Emissionsgrenzwert nennenswert unterschritten wird. Für STANDARD gehen wir daher für  $\text{NO}_x$  von  $200 \text{ mg/m}^3$ . In ZUKUNFT wird über die Primärmaßnahmen hinaus auch der Einsatz von sekundären Entstickungstechniken angenommen, die sicher 50 % Minderung erreichen. Damit können  $\text{NO}_x$ -Werte unter  $100 \text{ mg/m}^3$  angesetzt werden.

Bei *Halogenen* wird - wie bei Steinkohle-REA - in STANDARD von einer Absorption von 90 % in der Naß-REA ausgegangen, während in ZUKUNFT über 95 % Abscheidung gelten.

Für Heizkraftwerke *außerhalb* des rheinischen Reviers wird grundsätzlich unterstellt, daß Braunkohlenprodukte (Brikett, Staub) zum Einsatz kommen, da diese im Gegensatz zur Rohbraunkohle auch über längere Entfernungen transportfähig sind. Beim Einsatz dieser Brennstoffe in Rostfeuerungen können die bei Steinkohle diskutierten Emissionswerte entsprechend der jeweiligen Größenklasse angesetzt werden. Die WSF ist dagegen für die Verbrennung von Braunkohle besonders geeignet, da sie die enthaltenen basischen Bestandteile voll zur Entschwefelung nutzen kann. Die vorliegenden Erfahrungen mit Braunkohleneinsatz in der WSF belegen, daß bei zirkulierenden WSF die  $\text{SO}_2$ -Emissionen schon ohne Additivzugabe unter  $100 \text{ mg/m}^3$  liegen, was im Datensatz ZUKUNFT angesetzt wird. Die  $\text{NO}_x$ -Werte von zirkulierenden WSF liegen im Bereich von  $150\text{-}200 \text{ mg/m}^3$ , wobei für große Anlagen über  $300 \text{ MW}_{\text{th}}$  auch das in den USA bereits für WSF zur Auflage gemachte NSCR-De $\text{NO}_x$ -Verfahren zur Anwendung kommen kann. Damit sind bei 50 % Minderung  $\text{NO}_x$ -Werte  $< 100 \text{ mg/m}^3$  erzielbar. Beim Staub entspricht die WSF den anderen Systemen, da die Emissionen im wesentlichen durch das Entstaubungsverfahren bestimmt werden.

Die Emissionen der mittleren und kleineren Feuerungen wurden entsprechend der Daten für die Steinkohlefeuerungen angenommen, wobei die  $\text{SO}_2$ -Werte über den Schwefelgehalt angepaßt wurden.

*Tabelle 56 Emissionen von Großfeuerungen (> 300 MW<sub>th</sub>) mit westdeutscher Braunkohle*

Schadstoff	IST	STANDARD	ZUKUNFT
SO <sub>2</sub>	56,7	59,6	
NO <sub>x</sub>	85,4	78,3	
HCl	2,9	5,8	
HF	0,3	0,3	
Staub	16,3	10,2	
CO	20,3	20,3	
CH <sub>4</sub>	2,0	1,4	
NM VOC	2,0	1,4	
N <sub>2</sub> O	10,0	10,0	
CO <sub>2</sub>	111.240	111.240	111.240

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert

*Tabelle 57 Emissionen mittlerer Feuerungen (50-300 MW<sub>th</sub>) mit westdeutscher Braunkohle*

Schadstoff	IST	STANDARD		ZUKUNFT	
	Rost+REA	Rost+REA	ZWSF	Rost+REA	ZWSF
SO <sub>2</sub>	397,3	70,3	31,9	\$\$	
NO <sub>x</sub>	130,7	143,1	114,1		
HCl	40,9	2,8	7,5		
HF	4,2	0,2	0,1		
Staub	21,8	9,0	9,5		
CO	87,1	53,7	57,0		
CH <sub>4</sub>	6,5	1,5	1,5		
NM VOC	6,5	1,5	1,5		
N <sub>2</sub> O	10,0	4,0	44,0		
CO <sub>2</sub>	97.290	97.950	97.290	97.950	97.290

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert

*Tabelle 58 Emissionswerte für kleine Feuerungen mit westdeutscher Braunkohle*

Schadstoff	STANDARD		ZUKUNFT	
	Rost+REA	WSF	Rost+REA	WSF
SO <sub>2</sub>	140,6	63,8	\$\$	
NO <sub>x</sub>	143,1	114,1		
HCl	5,6	7,5		
HF	0,3	0,2		
Staub	14,3	15,2		
CO	53,7	57,0		
CH <sub>4</sub>	1,9	1,9		
NM VOC	1,9	1,9		
N <sub>2</sub> O	4,0	77,0		
CO <sub>2</sub>	97.950	97.290	97.950	97.290

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert



### 3.2.3 Emissionen von Prozessen mit Braunkohle in Ostdeutschland

Aus einer Datenanalyse für Feuerungsanlagen der Industrie und der Verbund-EVU wurden repräsentative Emissionswerte für ostdeutsche Verbundkraftwerke ermittelt (ÖKO 1993c). Die Braunkohlenkraftwerke im Datensatz IST-OST verfügen über keine nachgeschaltete Anlagen zur Schwefeldioxid- oder Stickoxidminderung. Der Zustand der Anlagen wird mit der schlechten Verfügbarkeit der Staubfilter und dadurch hohen Partikelemissionen charakterisiert.

Diejenigen Kraftwerke, die in Ostdeutschland über das Jahr 1996 hinaus betrieben werden sollen, müssen nachgerüstet oder durch Neubauten ersetzt werden. Derzeit wird die Nachrüstung von 4.000 MW bestehender Kraftwerksleistung geplant. Als Neubauten werden in den nächsten Jahren mehrere 800 MW-Blöcke diskutiert.

Wenngleich die endgültigen Entscheidungen über die zeitliche Abfolge dieser Kraftwerksneubauten noch nicht gefallen sind, kann auf dieser Grundlage eine belastbare Schätzung für die repräsentativen Kraftwerke in Ostdeutschland vorgenommen werden. Für neuzubauende bzw. die nachzurüstende Braunkohlen-Kraftwerke im Datensatz STANDARD wurden die Emissionswerte in Anlehnung an die Daten für Westdeutschland entwickelt, für ZUKUNFT wird keine Unterscheidung mehr getroffen.

*Tabelle 59 Emissionswerte für Großfeuerungen mit westelbischer (Leipzig/Halle) und ostelbischer (Lausitz) Braunkohle*

Schadstoff	IST		STANDARD	
	westelbisch	ostelbisch	westelbisch	ostelbisch
SO <sub>2</sub>	3.039,0	1.423,7	77	78
NO <sub>x</sub>	152,0	156,9	68	70
HCl	3,7	4,2	0,1	0,5
HF	0,9	1,0	0,0	0,1
Staub	600,0	206,5	8	8
CO	80,0	82,6	19	20
CH <sub>4</sub>	1,5	1,5	1,6	1,6
NM VOC	1,5	1,5	1,6	1,6
N <sub>2</sub> O	10,0	10,0	3,0	3,0
CO <sub>2</sub>	102.300	112.100	99.430	109.400

Für die mittleren und kleineren Feuerungen mit ostdeutschen Braunkohlen wurden in STANDARD und ZUKUNFT die Emissionen analog zu den westdeutschen Prozessen angenommen, wobei den Brennstoffeigenschaften entsprechende SO<sub>2</sub>- und Halogenwerte berücksichtigt wurden.

## 4.4 Emissionen ölbetriebener Kraft- und Heizkraftwerke

\$\$Leistungsklassen

### 3.3.1 Feuerungen

Feuerungen unterliegen je nach Leistung der TA Luft (bis 50 MW<sub>th</sub>) bzw. der GFAVO (über 50 MW<sub>th</sub>).

*Große und mittlere Feuerungen für schweres Heizöl*

Öl-S

*Tabelle 60 Emissionen von Großfeuerungen (> 300 MW<sub>th</sub>) mit Heizöl-S*

Schadstoff	IST	STANDARD	ZUKUNFT
SO <sub>2</sub>	110,5	88,4	\$\$
NO <sub>x</sub>	86,4	86,4	
HCl	-	-	-
HF	-	-	-
Staub	14,4	14,4	
CO	28,8	28,8	28,8
CH <sub>4</sub>	3,0	3,0	3,0
NM <sub>2</sub> VOC	3,0	3,0	3,0
N <sub>2</sub> O	3,0	3,0	3,0
CO <sub>2</sub>	78.320	78.320	78.320

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert

*Tabelle 61 Emissionen mittlerer Feuerungen (50-300 MW<sub>th</sub>) mit Heizöl-S*

Schadstoff	IST	STANDARD	ZUKUNFT
SO <sub>2</sub>	490,9	490,9	\$\$
NO <sub>x</sub>	114,7	114,7	
HCl	-	-	-
HF	-	-	-
Staub	14,3	14,3	
CO	43,0	43,0	
CH <sub>4</sub>	3,0	3,0	3,0
NM <sub>2</sub> VOC	3,0	3,0	3,0
N <sub>2</sub> O	3,0	2,9	
CO <sub>2</sub>	78.770	77.870	77.870

Angaben in kg/TJ Brennstoffheizwert

### 3.3.2 Dieselmotoren

HKW auf der Basis von Dieselmotoren weisen erhebliche Emissionen von Stickoxiden, Staub (bzw. Ruß) und Kohlenwasserstoffen auf, die durch motorische oder sekundäre Maßnahmen gemindert werden müssen. Nach der TA Luft sind bei Anlagen von 1-5 MW<sub>th</sub> NO<sub>x</sub>-Werte von 4000 mg/m<sup>3</sup> zulässig, erst bei größeren Anlagen sinkt der Wert auf 2000 mg/m<sup>3</sup>. Durch primäre Minderungsmaßnahmen am Motor (Vorkammer-System, Zylindergeometrie) sind derzeit NO<sub>x</sub>-Werte bei kleineren Motoren um 3500-4000 mg/m<sup>3</sup> erreichbar, in Einzelfällen können auch 2000 mg/m<sup>3</sup> unterschritten werden. Bei den größeren Motoren kann durch die Entstickung mit SCR-Technik eine Minderung von 80 % erzielt werden, wobei aber erhebliche Kosten für die NH<sub>3</sub>-Lagerung sowie Meß- und Regeltechnik entstehen. Wir gehen für STANDARD davon aus, daß kleinere Diesel-BHKW (unter 5 MW<sub>th</sub>) ohne DeNO<sub>x</sub> betrieben werden, womit sich bei optimierten Motoren Werte um 3750 mg/m<sup>3</sup> erreichen lassen.

Bei größeren Dieselmotoren dagegen wurde in verschiedenen Genehmigungsverfahren schon gefordert, Reingas-NO<sub>x</sub>-Werte von 800 mg/m<sup>3</sup> einzuhalten, was durch SCR-Entstickung mit 80 % Reduktion möglich ist. Dies entspricht einem Emissionsfaktor von 256 kg/TJ.

Ruß- bzw. Staub-Emissionen werden nach der TA Luft auf 130 mg/m<sup>3</sup> begrenzt, wobei der Stand der Technik hinsichtlich weitergehender Minderung zu beachten ist. Für kleinere Dieselmotoren ist u.W.n. derzeit noch nicht von Genehmigungsbehörden gefordert worden, Rußfilter einzusetzen. Daher gehen wir in STANDARD vom Grenzwert aus. Für größere Diesel-BHKW dagegen wurden schon Minderungen von 50 % gefordert, woraus ein Staub-Emissionsfaktor von 21 kg/TJ resultiert.

Für ZUKUNFT sind NO<sub>x</sub>-optimierte große Anlagen (> 5 MW<sub>th</sub>) zu unterstellen, die ausgehend von einer motorseitigen NO<sub>x</sub>-Rohgasbeladung von 3000 mg/m<sup>3</sup> durch eine 85 % Reduktion mittels SCR Reingaswerte von 450 mg/m<sup>3</sup> erreichen. Die Staub-Emissionen dieser Motoren können durch Rußfilter um 80 % reduziert werden, sodaß hier ein Emissionsfaktor von 8 kg/TJ anzunehmen ist.

Bei kleineren Dieselmotoren dagegen kann u.E. die motorseitige Optimierung auf NO<sub>x</sub>-Werte um 2000 mg/m<sup>3</sup> erfolgen, sodaß dann eine einfache nachgeschaltete SCR-Stufe mit 50 % Reduktion NO<sub>x</sub>-Werte von 1000 mg/m<sup>3</sup> erlaubt. Ein Rußfilter ist - wie bei den größeren Motoren - dagegen mit 80% Wirkungsgrad zu betreiben, sodaß auch hier ein Staub-Emissionsfaktor von 8 kg/TJ anzunehmen ist.

Tabelle 62 Emissionswerte für Dieselmotoren

Schadstoff	STANDARD		ZUKUNFT*	
	< 5 MW <sub>th</sub>	> 5 MW <sub>th</sub>	< 5 MW <sub>th</sub>	>5 MW <sub>th</sub>
SO <sub>2</sub>	74,7	74,7	7,5	7,5
NO <sub>x</sub>	\$\$			
HCl	-	-	-	-
HF	-	-	-	-
Staub				
CO				
CH <sub>4</sub>	3,0	3,0	3,0	3,0
NM VOC	3,0	3,0	3,0	3,0
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub>	74.050	74.050	74.140	74.140

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

\*= mit extrem schwefelarmen Öko-Diesel

### 3.3.3 Gasturbinen-Systeme

Über die Emissionen von ölbefeuerten Gasturbinen liegen uns keine gesicherten Erkenntnisse vor. Die TA Luft-Grenzwerte können aber sicher durch Brennkammer-Geometrie, optimierte Luftzufuhr und ggf. Wasser/Dampf-Eindüsung eingehalten werden, sodaß die Emissionsfaktoren aus den Grenzwerten abzüglich 10 % "Sicherheitsabstand" bestimmt wurden.

Für ZUKUNFT gehen wir davon aus, daß die mit Wasser/Dampf-Eindüsung realisierbaren NO<sub>x</sub>-Minderungen ausgeschöpft werden, sodaß bei kleineren Gasturbinen unter 175 mg/m<sup>3</sup> und bei größeren unter 70 mg/m<sup>3</sup> anzusetzen sind. Dabei wird davon ausgegangen, daß beim Betrieb mit Öl-EL die Technologie nur rd. 1/3 der bei Erdgas möglichen Reduzierungen (vgl. unten) erlaubt. Für die Staubemission wird dagegen angenommen, daß Werte um 10 mg/m<sup>3</sup> bei allen Leistungsgrößen realisiert werden, wozu ggf. Oxidationskatalysatoren notwendig werden.

Tabelle 63 Emissionswerte für Gasturbinen mit Heizöl-EL

Schadstoff	STANDARD		ZUKUNFT	
	> 20 MW <sub>th</sub>	< 20 MW <sub>th</sub>	< 16 MW <sub>th</sub>	>16 MW <sub>th</sub>
SO <sub>2</sub>	74,7	74,7	74,7	74,7
NO <sub>x</sub>	\$\$			
HCl	-	-	-	-
HF	-	-	-	-
Staub				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NM VOC				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub>	74.050	74.050	74.050	74.050

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

### 3.3.4 Wärmepumpen-Anlagen

Zu KWK-Systemen zählen auch Wärmepumpen, da hier eine Kopplung von "Kraft" und Wärme über die Verdichter (bei motorischen Systemen) erfolgt. Wir zählen aus Gründen der Systematik auch Absorptionswärmepumpen zu den KWK-Anlagen, obwohl hier die Wärmetransformation nicht über einen Kraftprozeß im engeren Sinn erfolgt.

Die Brenner von ölbetriebenen *Absorptionswärmepumpen* entsprechen praktisch vollständig denen von Heizsystemen oder Feuerungen der entsprechenden Leistungsklasse. Daher sind die Emissionsfaktoren für Heizanlagen bzw. Feuerungen anzusetzen.

Die *motorisch* betriebenen *Kompressionswärmepumpen* entsprechen den bei Diesel-Maschinen diskutierten. Auch hier ist u.E. eine direkte Übertragung der entsprechenden Emissionsfaktoren - abhängig von der Brennstoffwärmeleistung - zulässig.

## 4.5 Emissionen gasbetriebener Kraft- und Heizkraftwerke

Neben Kohle und Heizöl bzw. Diesel wird zunehmend Erdgas in KWK-Anlagen eingesetzt. Dabei interessiert besonders die weitgehende Freiheit des Gases von Schadstoffen wie  $\text{SO}_2$ , Halogenen und Asche sowie die guten Verbrennungseigenschaften die Anwender, da dies Kosten für Umweltschutzmaßnahmen erspart. So können auch kleinere KWK-Systeme trotz emissionsarmen Betriebs ökonomisch interessante Bedingungen aufweisen.

### 3.4.1 Feuerungen

Wie bei Heizöl sind auch für KWK-Systeme auf Erdgasbasis konventionelle Feuerungsanlagen zur Bereitstellung von Dampf für Entnahme-Kondensations- oder Gegendruckturbinen ein klassisches Einsatzgebiet.

Die *Stickoxid-Emissionen* von Gas-Feuerungen können durch primärseitige Maßnahmen (Abgasrezirkulation, Brennstoffstufung) reduziert werden, eine weitere sekundäre Entstickung durch SCR-Verfahren ist ebenfalls möglich. Die Katalysatoren werden zudem nicht wie bei Kohlefeuerungen durch Schwermetalle vergiftet, daher ist ihre Lebensdauer hoch.

Die GFAVO sieht für Gasfeuerungen über  $300 \text{ MW}_{\text{th}}$  als  $\text{NO}_x$ -Grenzwert  $100 \text{ mg/m}^3$  vor. Die TA Luft begrenzt die  $\text{NO}_x$ -Werte von Gasfeuerungen im Leistungsbereich von 10 bis  $100 \text{ MW}_{\text{th}}$  auf  $200 \text{ mg/m}^3$ , entsprechend rd.  $56 \text{ kg/TJ}$ . Anlagen unter  $10 \text{ MW}_{\text{th}}$  fallen unter die Kleinf Feuerungsanlagen-Verordnung, die keine Emissionsbegrenzungen für Gasfeuerungen enthält. Die Emissionen solcher Systeme liegen, je nach Brenner- und Kesseltyp, zwischen denen von Heizanlagen und denen von TA Luft-Anlagen. Zu beachten ist, daß GFAVO und TA Luft die  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte dynamisieren: bei jeder Genehmigung ist der Stand der Technik für primäre Minderungsmaßnahmen einzuhalten. Da mittlerweile Erfahrungen mit Abgasrezirkulation auch bei kleineren Feuerungen vorliegen und damit Werte unter  $100 \text{ mg/m}^3$  realisiert werden können, ist für STANDARD bei Feuerungen ab  $10 \text{ MW}_{\text{th}}$  von  $100 \text{ mg/m}^3$  auszugehen. Für ZUKUNFT sind keine Verbesserungen angenommen.

Gasfeuerungen arbeiten praktisch staub- und rußfrei, sodaß der für Kleinf Feuerungen typische Staubwert von  $0,1 \text{ kg/TJ}$  u.E. übernommen wird. CO und Kohlenwasserstoffe sind bei Gasfeuerungen über  $1 \text{ MW}_{\text{th}}$  wegen des extrem guten Ausbrandes sehr gering.

Tabelle 64 Emissionswerte für gasbetriebene Feuerungen

Schadstoff	IST > 10 $\text{MW}_{\text{th}}$	STANDARD 10-100 $\text{MW}_{\text{th}}$	STANDARD > 100 $\text{MW}_{\text{th}}$
$\text{SO}_2$	0,4	0,4	0,4
$\text{NO}_x$	56,0		
HCl	-	-	-
HF	-	-	-
Staub	0,1		
CO	18,2		
$\text{CH}_4$	2,5	2,5	
NM VOC	2,5	2,5	
$\text{N}_2\text{O}$	1,0	1,0	
$\text{CO}_2$	55.150	55.150	55.150

Angaben in  $\text{kg/TJ}$  Brennstoffinput

### 3.4.2 Motoren-Anlagen (BHKW)

Im Gegensatz zu Gas-Feuerungen entstehen in Gasmotoren aufgrund der inneren Verbrennung hohe  $\text{NO}_x$ -Mengen, da die Temperatur- und Druckverläufe bei der Verbrennung auf wesentlich höherem Niveau stattfinden und instationärer sind. Bei Rohgasbeladungen im Bereich von  $1.000\text{-}3.000\text{ mg/m}^3$  und bei aufgeladenen Motoren von bis zu  $5.000\text{ mg/m}^3$  müssen Maßnahmen zur Senkung der Emissionen getroffen werden. Die TA Luft begrenzt bei Gasmotoren (4-Takt) ab  $1\text{ MW}_{\text{th}}$  Feuerungswärmeleistung die  $\text{NO}_x$ -Emissionen auf  $500\text{ mg/m}^3$  (5 Vol.%  $\text{O}_2$ ). Dieser Wert kann mit drei Verfahren eingehalten werden:

- \* Der Magermotor wird mit einem brennstoffarmen (mageren) Gemisch betrieben, wodurch die primäre  $\text{NO}_x$ -Bildung minimiert wird, aber  $\text{CO}$ - und  $\text{C}_n\text{H}_m$ -Emissionen ansteigen.
- \* Das SCR-Verfahren entspricht dem bei Kohlefeuerungen, allerdings müssen die Katalysatoren gegen die starke mechanische Belastung im Abgas des Motors beständig sein.
- \* Der Drei-Wege-Katalysator kann bei Lambda-1-Betrieb eingesetzt werden, d.h. bei stöchiometrischer Verbrennung (sauerstofffreies Abgas), und reduziert  $\text{NO}_x$  zu  $\text{N}_2$  und  $\text{H}_2\text{O}$ , oxidiert aber parallel auch  $\text{CO}$  und  $\text{C}_n\text{H}_m$ .

Magermotoren erreichen derzeit in der Regel  $\text{NO}_x$ -Werte zwischen  $250$  und  $400\text{ mg/m}^3$ , sodaß für den Datensatz STANDARD bei diesen Motoren u.E. von  $400\text{ mg/m}^3$  entsprechend rd.  $125\text{ kg/TJ}$  auszugehen ist. Das SCR-Verfahren wird bei großen Gasmotoren eingesetzt und kann bei 80 % Konversionsrate und  $2.000\text{ mg/m}^3$  Rohgasbeladung ebenfalls  $400\text{ mg/m}^3$  einhalten. Gasmotoren mit 3-Wege-Kat dagegen lassen  $\text{NO}_x$ -Konversionen von über 95 % zu, sodaß für STANDARD u.E.  $200\text{ mg/m}^3$  anzusetzen sind. In ZUKUNFT werden Gasmotor-BHKW mit 3-Wege-Kat angenommen, die durch Gemischaufbereitung und großzügige Katalysatorauslegung  $\text{NO}_x$ -Werte von unter  $50\text{ mg/m}^3$  erzielen. Mittlerweile sind Magermotoren verfügbar, die ohne Katalysator  $\text{NO}_x$ -Werte um  $200\text{ mg/m}^3$  einhalten - diese werden in ZUKUNFT für große Gasmotoren angenommen.

Gasmotoren arbeiten weitgehend staub- und rußfrei, eingerechnet werden muß aber Ruß aus Schmieröl und Katalysator-Abrieb, sodaß als typischer Staubwert mit  $5\text{ mg/m}^3$  gerechnet würde.  $\text{CO}$  und Kohlenwasserstoffe sind bei Motoren über  $1\text{ MW}_{\text{th}}$  von der TA Luft reguliert mit Grenzwerten von  $650\text{ mg/m}^3$  für  $\text{CO}$  und  $50\text{ mg/m}^3$  für  $\text{C}_n\text{H}_m$ .

Tabelle 65 Emissionswerte für erdgasbetriebene Gasmotoren (STANDARD)

Schadstoff	STANDARD		ZUKUNFT	
	3-Wege-Kat	Magermix	3-Wege-Kat	Magermix
SO <sub>2</sub>	0,4	0,4	0,4	0,4
NO <sub>x</sub>	\$\$			
HCl	-	-	-	-
HF	-	-	-	-
Staub				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NM VOC				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub>	55.150	55.150	55.150	55.150

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

### 3.4.3 Gasturbinen-Systeme

Die Verbrennung von Erdgas in Gasturbinen-Brennkammern führt nicht wegen des Druckprofils, sondern aufgrund des hohen Luftüberschusses, Temperaturspitzen und turbulenter Verbrennung zu relativ hohen NO<sub>x</sub>-Werten. Die TA Luft bezieht die Emissionsgrenzwerte für Gasturbinen auf 15 Vol% O<sub>2</sub>. Die damit verknüpfte Abgasverdünnung bedeutet, daß 300 mg/m<sup>3</sup> bei Gasturbinen (15 Vol.% O<sub>2</sub>) gleichzusetzen sind mit rd. 800 mg/m<sup>3</sup> bei Gasmotoren (5 Vol.% O<sub>2</sub>). Die TA Luft begrenzt die NO<sub>x</sub>-Emissionen von Gasturbinen mit mehr als 60.000 m<sup>3</sup>/h Abgasvolumen (entsprechend rd. 16 MW<sub>th</sub>) auf 300 mg/m<sup>3</sup>. Diesen Wert können moderne Turbinen allein durch optimierte Brennkammergeometrie und Luftzuführung - also primäre Maßnahmen - einhalten bzw. deutlich unterschreiten. Für Gasturbinen dieser Leistungsklasse ist die Eindüsung von Wasser oder Dampf als Stand der Technik anzusehen, womit sich NO<sub>x</sub>-Werte um 100 mg/m<sup>3</sup> einhalten lassen und in STANDARD angesetzt werden.

Für kleinere Anlagen sieht die TA Luft als NO<sub>x</sub>-Grenzwert 350 mg/m<sup>3</sup> vor. Wie oben ausgeführt, erreichen Gasturbinen schon mit Primärmaßnahmen Werte um 200 mg/m<sup>3</sup>, sodaß dieser Wert in STANDARD für kleinere Gasturbinen verwendet wird. Für ZUKUNFT dagegen sind die internationalen Betriebserfahrungen mit Wasser- und Dampfeindüsung heranzuziehen.

Damit sind Minderungen von 50 - 70 %, bezogen auf eine Rohbeladung von 200 mg/m<sup>3</sup>, zu erreichen. Daher gehen wir für Gasturbinen < 16 MW<sub>th</sub> von 100 mg/m<sup>3</sup> aus. Bei größeren Turbinen ist dagegen die Primärreduktion durch Vormischbrenner auszuschöpfen, womit sich NO<sub>x</sub>-Werte um 50 mg/m<sup>3</sup> einhalten lassen. Gasturbinen arbeiten weitgehend staub- und rußfrei, sodaß u.E. von 5 mg/m<sup>3</sup> als typischem Staubwert ausgegangen werden kann.



Tabelle 66 Emissionswerte für gasbetriebene Gasturbinen

Schadstoff	STANDARD		ZUKUNFT	
	< 16 MW <sub>th</sub>	> 16 MW <sub>th</sub>	< 16 MW <sub>th</sub>	> 16 MW <sub>th</sub>
SO <sub>2</sub>	0,4	0,4	0,4	0,4
NO <sub>x</sub>	\$\$			
HCl	-	-	-	-
HF	-	-	-	-
Staub				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NM VOC				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub>	55.150	55.150	55.150	55.150

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

### 3.4.4 Wärmepumpen-Anlagen

Für Absorptions-WP gelten die Werte von Feuerungen, für Motor-Wärmepumpen sind die o.g. Emissionsfaktoren - je nach Motortyp und Anlagengröße - anzusetzen.

## 4.6 Emissionen von Heizsystemen

### 3.5.1 Fossile Festbrennstoffe

Heizsysteme für fossile Festbrennstoffe sind Einzelöfen oder Kesselanlagen, der Brennstoff wird in stückiger Form (Briketts in verschiedener Gestalt) zugegeben. Von der Verbrennungstechnik sind Durchbrandfeuerung, Unterbrandfeuerung und Universal-Dauerbrenner (UDB) zu unterscheiden. Größere Feuerungen, die zur Versorgung von großen Wohnanlagen dienen, sind mit automatischer Brennstoffzufuhr und Entaschung ausgerüstet. Sie verwenden andere Technologien (Rostfeuerung, Wirbelschicht), die hier nur kurz behandelt werden.

Die Verbrennungseigenschaften fossiler Festbrennstoffe im Heizungsbereich werden wesentlich durch den Gehalt an Flüchtigen bestimmt. Sofern keine Universal-Dauerbrenner (UDB) zum Einsatz kommen, dürfen nach der 1. BImSchV (Kleinfeuerungs-Anlagen-Verordnung) nicht mehr als 18 % Flüchtige Bestandteile enthalten sein, um eine ausreichende Verbrennungsqualität in den Anlagen zu gewährleisten. Weiterhin wird Schwefelgehalt auf 1 Gew.% begrenzt.

#### *Steinkohlenbefeuerte Systeme*

Die in Heizanlagen eingesetzten Steinkohlen enthalten rd. 1 Gew.% S (i.roh), das Schwefelinventar wird allerdings nicht vollständig emittiert, da die Kohlen basische Substanzen enthalten, die  $\text{SO}_2$  bei Temperaturen  $< 1000\text{ }^\circ\text{C}$  einbinden können. Der Asche-Einbindungsgrad liegt zwischen 5 und 30 %, abhängig von der Verbrennungstemperatur und dem Inventar an basischen Reaktionspartnern. Wir gehen in GEMIS von rund 29 % Asche-Einbindung aus, woraus sich ein Emissionsfaktor für  $\text{SO}_2$  von 450 kg/TJ ergibt, was mit UBA-Daten übereinstimmt.

Die Bildung von *Stickoxiden* wird in den hier betrachteten Feuerungssystemen überwiegend durch die Oxidation des Brennstoff-Stickstoffs bestimmt, da die Verbrennungstemperaturen deutlich unter der Grenze für thermisches  $\text{NO}$  liegen. Messungen ergaben für Durchbrand-Öfen mit Anthrazit  $\text{NO}_x$ -Werte von 20 - 85 kg/TJ, für Briketts und Gasflamkohlen dagegen 50 - 65 kg/TJ. Für moderne Feuerungssysteme ist von 50 kg/TJ als Mittel über die Feuerungsperiode auszugehen. Dies stimmt mit den vom UBA ermittelten Emissionsfaktoren im Sektor Haushalt überein (UBA 1989). Blockheizungen mit Wanderrost-Feuerungen können durch primäre  $\text{NO}_x$ -Minderungsmaßnahmen um 100 kg/TJ erreichen, stationäre WSF hingegen Werte um 150 kg/TJ. Der Einsatz sekundärer  $\text{NO}_x$ -Minderung (z.B. SCR-Verfahren) kommt bei der geringen Anlagengröße der betrachteten Systeme wegen des Aufwands nicht in Frage.

In Steinkohlen sind neben Schwefel und Stickstoff auch *Halogene* (Chlor und Fluor) enthalten, die bei der Verbrennung z.T. freigesetzt werden. Die Freisetzung der Brennstoffinventare hängt neben den Inventaren an basischen Substanzen von der Verbrennungstemperatur ab, wobei für Chlor lastabhängige Freisetzungen von 35-100 % ermittelt wurden. Besonders hohe Freisetzungen erreichen Universal-Dauerbrenner (UDB), die wegen des relativ guten Ausbrands verstärkt Verwendung finden. Bei Fluor ist die Freisetzung überwiegend quantitativ, sofern keine Ad- oder Absorption im Rauchgasweg stattfinden. Für Chlor ist u.E. von einer Freisetzung von 80 % des Inventars auszugehen, bei Fluor von 100 %.

Für Anlagen mit Wirbelschichtfeuerungen sind Chlor-Einbindungen um 30 % (stationäre WSF, Ca/S-Molverhältnis um 2,5) zu erwarten, für HF dagegen 80 %. Anlagen mit Abgaswäschern (Blockheizungen) scheiden sowohl HCl wie auch HF im Bereich von 90 % ab.

Die *Staubemissionen* von kohlegefeuerten Wärmeerzeugern können - abhängig vom Aschegehalt und Feuerungsart - sehr hohe Werte annehmen. In der Verordnung über Kleinfeuerungsanlagen (1.BImSchV) wurden als Emissionsbegrenzung für Staub max. 60 kg/TJ bei Anlagen bis zu 1 MW<sub>th</sub> Feuerungswärmeleistung festgelegt.

Bei größeren Heizanlagen werden über staubarme Feuerungstechniken hinaus auch Anlagen mit Entstauber eingesetzt oder Abgaswäschen betrieben. In diesen Fällen sind einerseits bei Anlagen > 5 MW<sub>th</sub> nach der TA Luft Staubwerte von 20 kg/TJ einzuhalten, andererseits sind wegen der guten Abscheideleistung der nachgeschalteten Anlagen Werte um 10 kg/TJ möglich. In GEMIS gehen wir für die kleineren Heizanlagen von einem Staub-Emissionsfaktor von 50 kg/TJ aus. Bei den größeren Anlagen unterstellen wir den TA-Luft-Wert von 20 kg/TJ.

Die Emissionen von *Kohlenmonoxid* (CO) unterliegen starken Schwankungen, die von der Betriebsweise der Feuerung (Luftüberschuß, Auslastung) geprägt werden. Die obige Tabelle zeigt Mittelwerte aus verschiedenen Betriebspunkten. In GEMIS werden aus Daten des Umweltbundesamtes für die CO-Emissionen kleinerer Öfen Werte von 3125 kg/TJ und für Kesselanlagen 2500 kg/TJ abgeschätzt. Für CH<sub>4</sub> und NMVOC werden nach CORINAIR Werte von 90 bzw. 10 kg/TJ angenommen, für N<sub>2</sub>O eigene Schätzungen nach ÖKO (1993c).

Tabelle 67 Emissionen steinkohlebefuerter Heizsysteme, Datensatz IST

Schadstoff	Brikett Öfen	Brikett Heizung	Koks- Ofen	Koks- Heizung
SO <sub>2</sub>	450,0	450,0	575,0	575,0
NO <sub>x</sub>	50,0	50,0	50,0	50,0
HCl	13,8	13,8	56,2	56,2
HF	3,4	3,4	3,8	3,8
Staub	70,0	102,0	61,2	40,8
CO	7500,4	5000,0	2500,1	1500,0
CH <sub>4</sub>	150,0	90,0	16,3	10,0
NMVOG	50,0	10,0	4,1	3,0
N <sub>2</sub> O	5,0	5,0	2,0	2,0
CO <sub>2</sub>	92.570	93.030	92.390	92.390

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

Tabelle 68 Emissionen steinkohlebefuerter Heizsysteme, Datensatz STANDARD

Schadstoff	Brikett Öfen	Brikett Heizung	Brikett HW-Rost	Brikett HW-WSF	Koks- Ofen	Koks- Heizung
SO <sub>2</sub>	450,0	450,0	254,9			
NO <sub>x</sub>	50,0	50,0	106,1			
HCl	13,8	13,8	5,9			
HF	3,4	3,4	1,0			
Staub	50,2	50,0	14,1			
CO	3125,0	2500,0	53,0			
CH <sub>4</sub>	150,0	90,0	10,0	5,0	30,0	15,0
NMVOG	50,0	10,0	10,0	5,0	10,0	5,0
N <sub>2</sub> O	5,0	5,0	5,0	150,0	5,0	5,0
CO <sub>2</sub>	92.570	93.030	93.500	93.030	92.390	92.390

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

### Braunkohlebefeuerte Anlagen in Westdeutschland

Braunkohle wird in den alten Bundesländern praktisch ausschließlich als Brikett in den privaten Haushalten und im Kleinverbrauch in UDB-Anlagen und Durchbrand-Öfen verwendet sowie bei größeren Anlagen in Rostfeuerungen. Wirbelschichtanlagen werden bislang nur in Einheiten über 50 MW<sub>th</sub> betrieben, obwohl diese Feuerungstechnik für Braunkohlen gut geeignet ist.

Die in Heizanlagen eingesetzten Braunkohlen enthalten rd. 0,35 Gew.% S (i.roh), damit ergeben sich maximale Schwefelxioxid-Emissionen von 320 kg/TJ. Das Schwefelinventar wird wie bei Steinkohlen nicht vollständig emittiert, da die Kohlen basische Substanzen enthalten. Der Ascheeinbindungsgrad liegt bei 20-65 % und damit deutlich höher als bei Steinkohlen. Das Umweltbundesamt gibt für Braunkohlen im Sektor Haushalte einen SO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 100 kg/TJ an (UBA 1989). Wir gehen vom S-Gehalt rheinischer Braunkohle-Briketts von 0,35 Gew.% S und einer wegen der geringen Verbrennungstemperaturen hohen Asche-Einbindung von 65 % aus, woraus sich ein Emissionsfaktor für SO<sub>2</sub> von 110 kg/TJ ergibt.

Bei größeren Anlagen für Blockheizungen oder großen Wärmeabnehmern kann Braunkohle auch in WSF-Anlagen oder Rostfeuerungen mit Trocken-Additiv-Verfahren (TAV) zur Anwendung. Beide Systeme führen der Feuerung basische Additive trocken zu ( $\text{CaO}$  oder  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ). Diese Systeme können  $\text{SO}_2$ -Minderungen um 85 % (bezogen auf Brennstoff-Schwefel) erreichen, wobei von einer mittleren Reduktion von 80 % auszugehen ist.

Die *Stickoxid*-Emissionen von braunkohlegefeuerten Anlagen liegen höher als die von steinkohlegefeuerten Heizsystemen. Aufgrund der Messungen ist für gut eingestellte Neuanlagen davon auszugehen, daß für rheinische Briketts  $\text{NO}_x$ -Werte von 75 kg/TJ auftreten.

Für die in Braunkohlen enthaltenen *Halogene* ist von einer Freisetzung von 10 % des Inventars an Chlor und bei Fluor von 50 % auszugehen.

Die *Staubemissionen* von braunkohlegefeuerten Anlagen werden durch die 1.BImSchV auf Werte von 62 kg/TJ begrenzt. Die Messungen an bestehenden Anlagen zeigen, daß erheblich höhere Staubemissionen auftreten können. Durch Multizyklone oder verbesserte Feuerungssysteme lassen sich aber die geforderten Grenzwerte einhalten. In GEMIS gehen wir bei kleineren Heizanlagen von einem Staub-Emissionsfaktor von 50 kg/TJ aus.

Die Werte für *Kohlenmonoxid* \$\$ sowie die wenigen vorliegenden Meßwerte für NMVOC unterliegen wie bei Steinkohle-Anlagen starken Schwankungen, die von der Betriebsweise (Luftüberschuß, Auslastung) geprägt werden. Die in der obigen Tabelle ausgewiesenen Werte für CO und  $\text{C}_n\text{H}_m$  sind Mittelwerte aus verschiedenen Betriebspunkten und können nur als Größenordnung des Bereichs möglicher Emissionen gewertet werden. Als CO-Emissionen kleinerer Feuerungen gelten Werte von 1.000

\$\$  $\text{CH}_4$  und NMVOC von jeweils 200 kg/TJ.

*Tabelle 69 Emissionen braunkohlebefeuerter Heizsysteme in Westdeutschland, IST*

Schadstoff	Brikett Öfen	Brikett Heizung
$\text{SO}_2$	147,6	147,6
$\text{NO}_x$	123,9	50,0
HCl	9,3	9,3
HF	0,5	0,5
Staub	103,2	61,9
CO	6500,3	4500,3
$\text{CH}_4$	200,0	200,0
NMVOC	200,0	200,0
$\text{N}_2\text{O}$	5,0	5,0
$\text{CO}_2$	96.980	97.460

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

*Tabelle 70 Emissionen braunkohlebefuerter Heizsysteme in Westdeutschland, STANDARD*

Schadstoff	Brikett Öfen	Brikett Heizung	Brikett Heizwerk	WSF- Heizwerk
SO <sub>2</sub>	\$\$			
NO <sub>x</sub>				
HCl				
HF				
Staub				
CO				
CH <sub>4</sub>				
NMVOG				
N <sub>2</sub> O				
CO <sub>2</sub>				

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

### 3.5.3 Ostdeutsche Heizsysteme für Braunkohle

\$\$ Auf Basis der im GEMIS 2.0-Bericht ermittelten Emissionsfaktoren und gemessenen Emissionswerten wurden für den Datensatz IST-OST die Emissionskennwerte überarbeitet. Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Ergebnisse dieser Überarbeitung für die beiden Förderreviere.

*Tabelle 71 Emissionen von Heizungssystemen mit ostdeutschen Braunkohlen*

Schadstoff	westbisch (Leipzig/Halle)	ostbisch (Lausitz)
	Ofen/Hzg	Ofen/Hzg
SO <sub>2</sub>	1168,8	504,8
NO <sub>x</sub>	72,3	71,7
HCl	1,3	1,3
HF	0,3	0,3
Staub	351,1	286,8
CO	4.130,1	4.096,3
CH <sub>4</sub>	206,5	204,9
NMVOG	206,5	204,9
N <sub>2</sub> O	4,1	4,1
CO <sub>2</sub>	90.741	95.330

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

### 3.5.4 Öl- und gasbetriebene Heizsysteme

Heizöl wird in den Raffinerien zu verschiedenen Einsatzqualitäten aufgearbeitet, die über DIN-Normen festgelegt sind. Bei der Aufarbeitung werden u.a. der Schwefel- und Aschegehalt gegenüber Rohöl gesenkt. Bei *Schwefeldioxid* ist wichtig, daß für die hier betrachteten Heizsysteme nach der 1.BImSchV allein Heizöl EL (HEL) als Brennstoff zum Einsatz kommt. Nach der 3.BImSchV darf HEL nur max. 0,2 Gew.% Schwefel enthalten. Die Mineralölwirtschaft hat zur Sicherstellung des Grenzwertes schon in der Vergangenheit Heizöl EL vermarktet, das 15-25 % weniger Schwefel enthält als nach der 3.BImSchV vorgesehen. Nach u.E. ist auch in Zukunft von einem Abschlag von rd. 20 % auszugehen, womit sich ein SO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für HEL von rd. 75 kg/TJ ergibt.

Da Öl-EL nur geringe Mengen an Stickstoff enthält, werden die *Stickoxid*-Emissionen wie beim Erdgas weitgehend durch die thermische NO-Bildungen bestimmt. Entsprechend führen verbrennungstechnische Maßnahmen zu deutlichen Senkungen der Schadstoffabgabe. Vorliegende Meßwerte reichen von 16 - 60 kg/TJ, das UBA gibt für NO<sub>x</sub>-Emissionen von Öl-EL-Feuerungen im Haushaltsbereich einen Wert von 50 kg/TJ an (UBA 1989). Beim Einsatz modernster Brennertechnik (Raketenbrenner) sind NO<sub>x</sub>-Werte um 20 kg/TJ zu erwarten, bei konventionellen Brennern mit primären Minderungsmaßnahmen Werte um 40 kg/TJ. In GEMIS sind für konventionelle Brenner NO<sub>x</sub>-Werte von 40 kg/TJ anzusetzen und für Raketenbrenner 20 kg/TJ.

Nach vorliegenden Daten ist leichtes Heizöl praktisch *halogenfrei*, sodaß keine HCl- oder HF-Emissionen auftreten. Durch den geringen Aschegehalt von Öl-EL (< 0,05 Gew.%) ergeben sich maximale *Staubemissionen* im Bereich von 10 kg/TJ. Bei der unvollständigen Verbrennung kann zusätzlich Ruß (unverbrannter Kohlenstoff) entstehen, der zu einer Trübung der Abgase führt. Durch die 1.BImSchV wurde die Ruß-Emissionen von EL-Feuerungen über 11 kW auf die Rußzahl 1 (Bacharach-Index) festgelegt. Meßwerte an bestehenden Anlagen kommen zu Staub-Emissionen um 3 kg/TJ, wobei moderne, gut eingestellte Brenner Werte unter 1 kg/TJ erreichen. Das UBA (1989) geht für heutige EL-Feuerungen im Haushaltssektor von Staubemissionen von 1,5 kg/TJ aus. In GEMIS ist für moderne Neuanlagen mit guter Brenneinstellung u.E. von einem Staub-Emissionsfaktor von 1 kg/TJ auszugehen.

Die *Kohlenmonoxid*-Emissionen von Öl-Feuerungen schwanken je nach Brennertyp und Lastbereich zwischen 10 und 70 kg/TJ. Da CO aber als Maßstab für die Verbrennungsqualität gilt, belegen die relativ niedrigen Werte für Öl-EL wie bei Gas die gute Verbrennung.

*Erdgas* ist nach der Aufbereitung (Entschwefelung, Trocknung, Abscheidung höherer Kohlenwasserstoffe) ein hochwertiger Brennstoff, der nur ein unwesentliches Schadstoffinventar (z.B. Restschwefel) aufweist. Es weist nach der DGWV-Norm einem maximalen Gesamt-S-Gehalt unter 150 mg/m<sup>3</sup> S sowie unter 5 mg/m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S auf. Das UBA gibt für Erdgas im Bereich Haushalte einen Emissionsfaktor von 1 kg/TJ an (UBA 1989). Nach der vorliegenden Literatur ist u.E. von dem aus dem H<sub>2</sub>S-Gehalt abgeleiteten Emissionsfaktor von 0,4 kg/TJ auszugehen, der in GEMIS verwendet wird.

Da Erdgas nur geringe Mengen an Stickstoff enthält, werden die *Stickoxid*-Emissionen weitgehend durch die thermische NO-Bildungen bestimmt. Entsprechend führen Primärmaßnahmen (Reduktion der Flammtemperatur, gestufte Luftzufuhr etc.) zu deutlichen Senkungen der Schadstoffabgabe. Vorliegende Meßwerte reichen bei atmosphärisch betriebenen Brennern von 30 - 70 kg/TJ, während Gebläsebrenner wegen der besser regelbaren Luftzuführung mit Werten von 20 - 50 kg/TJ niedriger liegen. Das Umweltbundesamt gibt für NO<sub>x</sub>-Emissionen von Gasfeuerungen im Haushaltsbereich einen Wert von 51 kg/TJ an, der allerdings nicht zwischen atmosphärischen und Gebläsebrennern differenziert. Zu Erlangung des Umweltschutz-Zeichen ("Blauer Engel") dürfen atmosphärische Brenner höchsten 49 kg/TJ an NO<sub>x</sub> freisetzen und Gebläsebrenner 28 kg/TJ. Beim Einsatz modernster Brennertechnik (Thermomaxbrenner) sind NO<sub>x</sub>-Werte um 10 kg/TJ zu erwarten, bei konventionellen Brennern mit primären Minderungsmaßnahmen Werte um 20 kg/TJ. Es sind allerdings auch schon Anlagen auf dem Markt, die nur 5 kg/TJ im Nennlastbereich emittieren. In GEMIS werden für atmosphärische Brenner NO<sub>x</sub>-Werte von 40 kg/TJ angesetzt und für Gebläsebrenner 20 kg/TJ.

Während der Konditionierung und Aufbereitung des Erdgases für die Einspeisung in die überregionalen Pipelines werden aus Gründen des Korrosionsschutzes fast vollständig die - nur in geringen Mengen enthaltenen - *Halogene* entfernt. Daher ist Erdgas praktisch halogenfrei.

Wegen des Fehlens von Asche im Brennstoff und der nur sehr geringen Bildung von Ruß bei der Verbrennung liegen die *Staubemissionen* von Gasfeuerungen durchweg deutlich unter 1 kg/TJ (vgl. Tabelle oben). Das Umweltbundesamt geht von einem Emissionsfaktor von 0,1 kg/TJ im Bereich Haushalt aus (UBA 1989), der u.E. auch in den GEMIS-Datensätzen für Gasfeuerungen verwendet wird. Die *Kohlenmonoxid*-Emissionen von Gasfeuerungen schwanken je nach Brennertyp und Lastbereich zwischen 10 und 100 kg/TJ.

Die folgende Tabelle faßt die Emissionsdaten nochmals zusammen.

Tabelle 72 Emissionen öl- und gasbefuerter Heizsysteme

Schadstoff	Öl- Öfen	Öl-Hzg atmosph.	Öl-Hzg Rakete	Gas-Hzg Etage	Gas-Hzg atmosph.	Gas-Hzg Gebläse
SO <sub>2</sub>	74,7	74,7	74,7	0,4	0,4	0,4
NO <sub>x</sub>	50,0	40,0	30,0	50,0	40,0	30,0
HCl	-	-	-	-	-	-
HF	-	-	-	-	-	-
Staub	1,0	1,0	0,1	0,1	0,1	0,1
CO	50,0	40,0	30,0	50,0	40,0	30,0
CH <sub>4</sub>	7,0	7,0	7,0	5,0	5,0	5,0
NM VOC	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
N <sub>2</sub> O	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
CO <sub>2</sub>	74.050	74.050	74.050	55.150	55.150	55.150

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput



Tabelle 73 Emissionen von Heizwerken mit leichtem Heizöl und Erdgas

Schadstoff	Heizöl EL		Erdgas	
	< 5 MW <sub>th</sub>	> 5 MW <sub>th</sub>	< 10 MW <sub>th</sub>	> 10 MW <sub>th</sub>
SO <sub>2</sub>	74,7	74,7	0,4	0,4
NO <sub>x</sub>	30,0	30,0	28,0	28,0
HCl	-	-	-	-
HF	-	-	-	-
Staub	1,0	1,0	0,1	0,1
CO	21,4	14,3	21,0	14,0
CH <sub>4</sub>	7,0	3,0	5,0	2,5
NM VOC	5,0	3,0	5,0	2,5
N <sub>2</sub> O	1,0	1,0	1,0	1,0
CO <sub>2</sub>	74.050	74.050	55.150	55.150

Angaben in kg/TJ Brennstoffinput

### 3.5.6 Prozesse zur Wärmebereitstellung aus Biomasse

#### *Holzfeuerungen*

Biogene Festbrennstoffe werden aufgrund der geringen Schwefelinventare und mäßiger  $\text{NO}_x$ -Bildung weithin als umweltfreundliche Brennstoffe angesehen, während der Betrieb von entsprechenden Feuerungen wegen der Geruchsbelästigung durch Rauch und hohe Staubabgaben zu vielen Nachbarbeschwerden führt. Die den folgenden diskutierten Emissionen von biogen befeuerten Heizsystemen werden nur solche Anlagen betrachtet, die aufgrund ihrer Konstruktion und Betriebsweise geeignet sind, die umweltseitigen Vorteile der Brennstoffe zu nutzen, ohne zu Beeinträchtigungen der Nachbarschaft zu führen.

Die Verbrennung von Holz läuft in mehreren Phasen ab, die durch die Brennstoffeigenschaften geprägt werden. Feuchtes Holz hat ungünstigere Verbrennungseigenschaften, da die im Brennstoff enthaltene Wassermenge bei der Verbrennung verdampft werden muß, wozu Energie aus der Verbrennungswärme ausgekoppelt wird. Da Holz in waldfischem Zustand (nach Einschlag) Feuchten von 60 - 100 % aufweist, ist es ohne weitere Trocknung nur in Ausnahmefällen emissionsarm zu verbrennen. Holz mit einer Feuchte unter 30 % - also einem Wassergehalt unter 0,23 kg/kg - wird als lufttrocken bezeichnet und darf nur unter dieser Einschränkung in Kleinf Feuerungsanlagen (Wärmeleistung unter 1 MW) verbrannt werden.

Für eine emissionsarme Verbrennung ist erforderlich, die Feuerungen so zu konzipieren, daß sie dem o.g. Verbrennungsverhalten genügen, d.h. mindestens eine Aufteilung in Primär- und Sekundärverbrennung.

Für offene Kamine wurden sehr hohe Schadstoffemissionen vor allem von organischen Schadstoffen gemessen, zudem ist die Energieausnutzung gering. Nach der 1.BImSchV ist der Betrieb von offenen Kaminen zudem nur noch "gelegentlich" erlaubt. Für stückiges Holz in lufttrockenem Zustand kann ein emissionsarmer Betrieb nur dann erreicht werden, wenn NutzerInnen die speziellen Verbrennungseigenschaften durch aktives Handeln berücksichtigen. Bei richtiger Befüllung und Einstellung von Stückholzkesseln sind dann geringe Staub-,  $\text{CO}$ - und  $\text{C}_n\text{H}_m$ -Werte erreichbar, wenn der Brennstoff in kleinen Mengen zugegeben wird und die Luftzufuhr stets genau nach dem Verbrennungsablauf geregelt wird. Dieser Betrieb ist aber sehr zeitaufwendig und u.E. nur in Ausnahmefällen von den Heizanlagenutzern zu erwarten.

Bei diskontinuierlicher Beschickung kann daher - mit Ausnahme gut konstruierter und betriebener Anlagen bzw. bei Katalysatoreinsatz - kein schadstoffarmer Betrieb erreicht werden. Als Verbrennungstechnik kommt somit wegen der Emissionsproblematik z.Zt. vor allem die Holzhackschnitzelfeuerung in Frage, die als Stoker- oder Vorofensystem realisiert werden kann. Diese Feuerungstechnik unterteilt die Verbrennung in eine Entgasungsphase und eine Nachverbrennung, führt nur jeweils geringe Mengen der Verbrennung zu (kontinuierliche Beschickung) und erlaubt so gegenüber Stückholzkesseln einen schadstoffarmen Betrieb.

Bei größeren Leistungen ist, neben Rostfeuerungen mit Entstauber, vor allem die Wirbelschichtfeuerung geeignet, geringe Emissionen und hohe Wirkungsgrade zu erreichen. Für die WSF muß der Brennstoff als Pellet oder HHS zugeführt werden. Daher ist für die emissionsarme Holzverbrennung in Voröfen sowie für den Einsatz in WSF die Bereitstellung von Holzhackschnitzel (HHS) und deren richtige Lagerung von zentraler Bedeutung.

Die *Schwefeldioxid*-Emissionen von Holzgefeuerten Systemen werden durch das Schwefelinventar im Brennstoff bestimmt, das im Bereich  $< 0,05$  Gew.% S liegt. Die  $\text{SO}_2$ -Emissionen betragen, ausgehend diesem Wert, ohne Ascheeinbindung rd.  $57 \text{ kg/TJ}$  Brennstoffwärme. Durch den hohen Gehalt an basischen Substanzen im Holz wird ein Teil des  $\text{SO}_2$  in die Asche eingebunden. Bei einer Einbindungsrate von rund  $16 \%$  ergibt sich ein Wert von rd.  $50 \text{ kg/TJ}$ , der in GEMIS angesetzt wird.

Hinsichtlich der *Stickoxidemissionen* weist Holz mit  $0,1-0,5$  Gew.% geringe Stickstoffgehalte auf und verbrennt bei gegenüber fossilen Brennstoffen niedrigen Temperaturen von unter  $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ . Sowohl bei herkömmlichen Feuerungssystemen (unterer Abbrand) wie auch bei teilvergasenden Heizsystemen (Voröfen) lassen sich durch geregelte Sekundärluftzugabe  $\text{NO}_x$ -Werte von  $50 - 200 \text{ kg/TJ}$  Brennstoffeinsatz erreichen. Werden zur Verminderung organischer Emissionen Oxidationskatalysatoren eingesetzt, können die  $\text{NO}_x$ -Werte um  $50 \%$  ansteigen. Da solche Katalysatorsysteme nur in Stückholz-Anlagen eingesetzt werden müssen (vgl. unten) und dort wegen der geringen Brennraumbelastungen  $\text{NO}_x$ -Werte um  $50 \text{ kg/TJ}$  vorliegen, bleibt auch bei Katalysatoreinsatz ein Wert von  $100 \text{ kg/TJ}$  einhaltbar. Für gut geregelte Stoker - und Pyrolysefeuerungen kann von einem  $\text{NO}_x$ -Wert um  $100 \text{ kg/TJ}$  ausgegangen werden.

Aufgrund des geringen Aschegehalte von unter  $0,5$  Gew.% treten bei Holzbeheizten Anlagen *Staubemissionen* um  $1000 \text{ mg/m}^3$  (bei  $11 \%$   $\text{O}_2$ ) auf. In GEMIS wird angenommen, daß die Heizanlagen so ausgelegt und betrieben werden, daß möglichst geringe Staubemissionen auftreten, d.h. richtige Zuluftregelung und geregelte Brennstoffzufuhr bzw. Pufferspeicher. Damit können auch ohne Entstaubungstechnik Reingaswerte  $< 100 \text{ mg/m}^3$  eingehalten werden, bei Stückholzfeuerungen allerdings nur mit erheblichem Benutzeraufwand. Durch Katalysatoren kann bei diesen Anlagen auch der Staubauswurf begrenzt werden, hierfür sind jedoch hohe Kosten aufzubringen.

Bei Hackschnitzelheizungen können ohne Entstauber Staubwerte von  $50-100 \text{ mg/m}^3$  erzielt werden. In GEMIS gehen wir von einem mittleren Staub-Wert um  $75 \text{ mg/m}^3$  aus. Bei größeren Heizwerken wird der Einsatz eines Gewebefilters angenommen, mit dem Emissionswerte von  $20 \text{ mg/m}^3$  eingehalten werden.

Bei *Kohlenmonoxid* liegen selbst moderne Holzfeuerungen bei  $100-1000 \text{ kg/TJ}$  und damit im Bereich fossiler Festbrennstoffe. Die  $\text{C}_n\text{H}_m$ -Emissionen können Werte von  $50 - 250 \text{ kg/TJ}$  annehmen und sind damit ebenfalls mit denen fossiler Festbrennstoffe in Hausheizanlagen vergleichbar.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die für GEMIS 2.0 abgeleitet wurden.

*Tabelle 74*

### *Strohfeuerungen*

Mit dem Einsatz von Stroh Heizanlagen sind prinzipiell die gleichen Probleme verbunden wie bei der Holznutzung, wobei die Strohverbrennung mit herkömmlichen Techniken gegenüber Holz emissionsintensiver ist. Alle bisherigen Versuche, allein mit speziellen Feuerungstechniken die hohen Staub-, CO- und organischen Schadstoffabgaben zu vermindern, sind bei kleineren Anlagen wenig erfolgreich. Auch haben Versuche, ähnlich der Aufbereitung von Holz zu HHS das Stroh zu verdichten (Pellets, Briketts oder Cobs), nur geringe Verbesserungen auf der Emissionsseite gebracht, wenn diese Brennstoffe in herkömmlichen Feuerungen eingesetzt wurden. Wird dagegen brikettiertes Stroh in gut ausgelegten Kesseln verbrannt, können durchaus geringe Schadstoffabgaben erreicht werden. Noch günstiger als die Brikettierung ist der Einsatz von Strohpellets in Stoker- oder Vorofen-Feuerungen. Diese Anlagen zeigen relativ geringe  $C_nH_m$ - und Staubemissionen, wenn sie gut dimensioniert wurden.

Die *Schwefeldioxid*-Emissionen der strohgefeuerten Systeme werden durch die Brennstoffbasis bestimmt. Der Schwefelgehalt liegt im Bereich um 0,1 Gew.%. Die  $SO_2$ -Emissionen betragen, ausgehend von einem S-Gehalt von 0,1 Gew.% und einer Ascheeinbindung von 15 % rd. 120 kg/TJ Brennstoffwärme.

Stroh weist wie Holz geringe Stickstoffgehalte von < 0,5 Gew.% auf und verbrennt bei gegenüber fossilen Brennstoffen niedrigen Temperaturen von unter 1000 °C. Bei herkömmlichen Feuerungssystemen (unterer Abbrand) können durch geregelte Sekundärluftzugabe relativ geringe *Stickoxid*-Werte von 50-150 kg/TJ Brennstoffeinsatz erreicht werden. Werden zur Verminderung organischer Emissionen Oxidationskatalysatoren eingesetzt, so können die  $NO_x$ -Werte wie bei der Holzverbrennung ansteigen. Wir gehen von deutschen und skandinavischen Messungen aus und rechnen für gut ausgelegte Anlagen (Heizwerke > 100 kW<sub>th</sub>) mit  $NO_x$ -Emissionen von 200 mg/m<sup>3</sup>, entsprechend einem Emissionsfaktor von 137 kg/TJ, der auch von kleineren Stoker- und Pyrolysefeuerungen für Cobs eingehalten werden kann. Wie beim Holz unterstellen wir diese  $NO_x$ -Werte in beiden Emissionsdatensätzen.

Die *Halogeninventare* von Stroh sind in der vorliegenden Literatur praktisch nicht behandelt. Uns ist allein eine dänische Untersuchung bekannt, nach der Stroh mit 0,1 - 0,4 Gew.% relativ hohe Gehalte an Chlor zeigt, die z.T. natürlich durch Salze, z.T. aber auch durch halogenhaltige Halmverkürzungsmittel bedingt sein können. Die HCl-Emissionen betragen bei 0,1 Gew.% rund 65 kg/TJ (10 % Asche-Einbindung eingerechnet).

Bei Strohfeuerungen können wegen des relativ hohen Aschegehalts von rd. 4 % hohe *Staubemissionen* von ca. 5000 mg/m<sup>3</sup> auftreten, zusätzlich können bis zu 2500 mg/m<sup>3</sup> unverbrannter Kohlenstoff bzw. Kohlenwasserstoffverbindungen partikelförmig oder als Aerosol im Abgas vorhanden sein. Im Heizungsbereich unter 0,1 MW könnten Strohfeuerungen mit aufwendigen Maßnahmen (Naßreiniger/ Gewebefilter) Reingaswerte unter 20 kg/TJ einhalten, herkömmliche Feuerungen alleine überschreiten diesen Wert deutlich, und zwar auch dann, wenn brikettierter Brennstoff eingesetzt wird. Nur mit stark verdichtetem Brennstoff (Pellets/Cobs) in Stokerfeuerungen oder Voröfen sind relativ geringe Staubwerte erzielbar. Hierzu liegen Messungen vor, die Staub-Werte unter 60 kg/TJ ergeben. Bei größeren Anlagen müssen entweder Gewebefilter oder Naßwäscher eingesetzt werden.

Für größere Anlagen mit Entstauber (Heizwerke > 100 kW<sub>th</sub>) ist daher in GEMIS von einem Staub-Emissionsfaktor von 20 kg/TJ sowie bei kleineren Stoker- und Pyrolysefeuerungen mit Einfach-Entstaubung von 100 kg/TJ.

Die Problematik organischer Emissionen trifft wegen der Verbrennungseigenschaften - dem höheren Gehalt an Flüchtigen - auch für Stroh zu. Die höheren Ascheanteile und die ungünstigere Mineralzusammensetzung der Asche bedingen weiterhin Verschlackungsprobleme bei hohen Verbrennungstemperaturen und Verweildauern, da der Asche-Schmelzpunkt sehr niedrig liegt. Die faserige Substanz verbrennt ungleichmäßig, was zu Schwelzonen im Verbrennungsraum und damit zu hohen  $C_nH_m$ -Bildungsraten führt. Um diese Brennstoffprobleme zu verringern, wurden verschiedene Verfahren zur Kompaktierung und Vergleichmäßigung von Stroh (Brikkettierung, Pelletierung, Häckseln) entwickelt und auf ihren Emissionseinfluß in verschiedenen Feuerungskonzeptionen hin untersucht. Die Ergebnisse zeigen zwar z.T. nennenswerte Schadstoffreduktionen bei den Staub- und CO-Werten, haben aber an der Problematik der hohen  $C_nH_m$ -Emissionen wenig geändert, wenn der Brennstoff in herkömmlichen Anlagen eingesetzt wird. Allein die vorgenannten Stoker- und Vorofen-Feuerungssysteme für Pellets/Cobs können wegen der regelbaren Brennstoffzugabe und der Nachverbrennung der Pyrolysegase dann zu geringen CO- und  $C_nH_m$ -Emissionen führen, wenn die Flammen nicht durch Wärmetauscher (Kessel) vor dem vollständigen Ausbrennen gekühlt werden. Solche modernen Feuerungen können CO-Emissionsfaktoren zwischen 100 und 1000 kg/TJ erreichen und liegen damit im Bereich der mit fossilen Festbrennstoffen befeuerten Heizanlage. Die  $C_nH_m$ -Emissionen können Werte von 50 - 250 kg/TJ annehmen und sind damit ebenfalls mit denen fossiler Festbrennstoffe in Hausheizanlagen vergleichbar.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die für GEMIS 2.0 abgeleitet wurden.

*Tabelle 75 \$\$*

## 5 Verkehrsprozesse

Die Betrachtung von Verkehrssystemen stellt wegen der Grundgröße "Verkehrsleistung" typischerweise auf Emission pro Kilometer ab, womit zur Umrechnung auf energiebezogene Emissionsfaktoren Angaben zum spezifischen Treibstoffbedarf erforderlich sind.

Ausgehend von den Daten zu Treibstoffen (vgl. Kapitel 1) kann GEMIS 2.0 die direkten SO<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Energiebedarf sowie alle vorgelagerten Umweltaspekte ermitteln, wenn die spezifischen Energiebedarfe eine entsprechende Aussagegüte aufweisen.

Die vorliegenden Untersuchungen belegen jedoch, daß die Ermittlung der Benzin- und Dieselbedarfe einzelner Fahrzeuge mit relativ großen Unsicherheiten verbunden ist, da im realen Fahrverhalten ständig Geschwindigkeits- und Lastwechsel, unterschiedliche Wartungszustände der Fahrzeuge usw. auftreten, die den Energiebedarf nachhaltig beeinflussen. Zur technischen Seite kommen auch verhaltensbedingten Komponenten (Fahrstil) hinzu. Daher wurde für den motorisierten Verkehr in GEMIS 2.0 auf die eingeführten Kenngrößen bestimmter **Testzyklen** zurückgegriffen, die ein typisiertes Fahrverhalten abbilden sollen. Aufgrund der Vielfalt der Fahrzeugtypen (Leistung, Ausstattung, Design) und -zustände (Alterung, Instandhaltung) können derzeit nur *generische* Fahrzeuge abgebildet werden, die als repräsentativ für bestimmte Randbedingungen gelten können.

Als Basis für die Verkehrssysteme in GEMIS 2.0 wurde daher eine Anzahl von Arbeiten verwendet, die im Bereich **motorisierter Individualverkehr (MIV)** überwiegend auf Arbeiten des Umweltbundesamtes (UBA) sowie Studien für die Klima-Enquête-Kommission (IFEU; TÜV Rheinland) und für den Güterverkehr auf Untersuchungen für den Bundesverkehrsminister (DIW; PROGNOSE; VIA) beruhen.

Für die Verkehrssysteme in Ostdeutschland wurde eine Studie des IFEU (1992) herangezogen, die eine Übertragung westdeutscher Daten und Einzelwerte zu 2-Takt-Fahrzeugen als Basis verwendete. Aufgrund der schlechteren Datenlage zu Emissionen und typischen Fahrzyklen sind die Verkehrssysteme in den neuen Bundesländern derzeit nur mit z.T. groben Abschätzungen erfaßbar, die Aussagekraft der hier aufgenommenen generischen MIV-Systeme ist entsprechend geringer als für Westdeutschland.

Wie eingangs erwähnt, müssen für Verkehrssysteme andere Bezugsgrößen gewählt werden als bei klassischen Energieprozessen zur Wärme- bzw. Strombereitstellung. Anstelle des Nutzungsgrades tritt der spezifische Energieaufwand je Transportdienstleistung, die sich wiederum mindestens<sup>49</sup> aus der Entfernung (in km) und der Auslastung (Personen, Tonnage) ergibt.

---

<sup>49</sup> Mindestens heißt hier zumindest. Eine weitergehende Bestimmung der Transportdienstleistung bezieht Geschwindigkeit, Mobilität, Flexibilität und verschiedene Erlebnisqualitäten (Komfort, Umgebung...) mit ein. Dies sprengt jedoch den Rahmen von GEMIS, das nur als **Hilfsmittel** für Umweltanalysen dienen soll.

## 5.1 Personenentransport

### 4.1.1 Nichtmotorisierter Verkehr

Wie bei den Energiesystemen Biomasse oft als "nichtkommerzieller" Energieträger aus Betrachtungen ausgeschlossen bleibt, gibt es auch bei den Verkehrssystemen solche, die meist dem Blickwinkel entzogen bleiben: Fahrräder und Fußgänger. Diese "Verkehrssysteme" wurden zwar in die GEMIS-Datenbasis aufgenommen, ihnen jedoch *keine* direkten Energieaufwendungen zugerechnet, da als "Motor" die Muskulatur dient und körperliche Bewegung als ein Grundbedürfnis zu verstehen ist.

### 4.1.2 Motorisierter Individualverkehr (MIV)

Eine weitere Abgrenzung betrifft den sog. motorisierten Individualverkehr (MIV): hier werden wegen Datenunsicherheiten *nur Personenkraftwagen* (Pkw) betrachtet, d.h. Motorfahrräder, Krafträder sowie Boote etc. sind nicht berücksichtigt.

#### *Definition generischer Pkw*

Zuerst sollen drei allgemein einsetzbare Pkw definiert werden, die sich aus Daten des Jahres 1987 in Westdeutschland für das GEMIS-IST-Basisjahr 1989 ableiten lassen und **alle** Fahrzeuge - je nach Größen- und Leistungsklasse, Fahrverhalten etc. - berücksichtigen. Die Daten wurden in IFEU/TÜV (1990) ermittelt und können als Prozesse in IST und STANDARD (Pkw-Bestand) verwendet werden (vgl. folgende Tabelle).

\$\$

Die SO<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fahrzeuge ergeben sich im GEMIS-Programm direkt aus der Produktdefinition des jeweiligen Treibstoffes. Für Methan beruhen die Angaben auf groben Schätzungen und einer Einzelmessung eines Pkw-Herstellers, wobei allerdings bei Benzin-Pkw zwischen Fahrzeugen mit und ohne Katalysator unterschieden wird. Die N<sub>2</sub>O-Emissionen stellen aufgrund geringen Meßumfangs ebendalls nur eine Größenordnung dar.

In Ostdeutschland sind (noch) überwiegend 2-Takt-Pkw im Einsatz, für die Emissionsdaten nach IFEU (1992) abgeschätzt wurden (vgl. folgende Tabelle).

*Tabelle 76 Emissionen des generischen 2-Takt-Pkw in Ostdeutschland*

Emission [g/P*km]	Benzin-Gemisch
Staub	0,5
NO <sub>x</sub>	1,0
CO	20
CH <sub>4</sub>	0,1
NMVOG	5,0
N <sub>2</sub> O	0,1

*Benzingetriebene Personenkraftwagen (Pkw)*

Aus einer Literaturlauswertung und Fachgesprächen wurden für die Bedingungen STANDARD und ZUKUNFT drei **generische** Datenprofile für Ottomotor-Pkw entwickelt, die als Referenzsysteme zum Vergleich mit anderen Fahrzeugen (Elektro- und Biosprit-Pkw) dienen sollen. Als generelle Datenbasis diente eine Untersuchung des Umweltbundesamtes (Blümel 1991), die aus Konsistenzgründen auch für die anderen Pkw herangezogen wurde.

Danach wird als konventionelles System ("Pkw-Stand") ein **heutiger** Mittelklasse-Pkw der "Golf"-Klasse verwendet, der in STANDARD einen Treibstoffbedarf von 2,7 MJ/km Normalbenzin aufweisen soll. Die Emissionen dieses mit einem geregelten Katalysator (GKat) betriebenen Systems im ECE-Zyklus zeigt die Tabelle unten.

Als Neufahrzeug mit Ottomotor ("Pkw-neu") wird im Datensatz STANDARD der gleiche Fahrzeugtyp verwendet, der jedoch durch verbesserte Antriebs- und Regelkonzepte einen geringeren Benzinbedarf (25% Einsparung gegenüber "Stand") aufweisen soll. Die spezifischen Emissionen werden entsprechend geringer angenommen, wobei zusätzlich eine Schadstoffreduktion durch Vorheizung des Katalysators im Kurzstreckenbetrieb einbezogen wurde (vgl. Tabelle unten).

Schließlich wird im Datensatz ZUKUNFT ein Fahrzeug angenommen, daß durch Gewichtsreduktion, Leistungsbegrenzung des Antriebs und weitere motorische Verbesserungen einen Treibstoffbedarf von nur noch 1,2 MJ/km (55% Einsparung gegenüber "Stand") erreichen soll<sup>50</sup>. Das "Zuk"-Fahrzeug soll zudem durch verbesserten Kraftstoff (schwefelarmes, reformuliertes Benzin) und präzisere Katalysatorregelung eine weitere Absenkung der spezifischen Emissionen erzielen (vgl. Tabelle unten).

---

<sup>50</sup> Die Leistungsreduktion des Antriebs von 40 auf 25 kW bringt dabei die höchste relative Einsparung. Sie wurde angenommen, um einen konsistenten Vergleich mit Elektro-Pkw zu erlauben, die wegen des Gewichts der bordeigenen Stromspeicher ebenfalls Leistungseinbußen aufweisen. Eine weitere Bedarfsreduktion auf ca. 0,6 MJ/km wäre durch eine weitere Beschränkung der Antriebsleistung, Tempolimits und Vermeiden von Kurzstreckenbetrieb (keine Stadtfahrten) möglich, wird hier jedoch nicht berücksichtigt.



Tabelle 77 Emissionen der generischen Ottomotor-Pkw in den GEMIS-Datensätzen

Schadstoff*	Pkw-Stand	Pkw-neu	Pkw-zuk
Staub	0,10	0,01	0
NO <sub>x</sub>	0,50	0,37	0,1
CO	6,50	4,00	1
CH <sub>4</sub>	0,02	0,01	0,01
NMVOG	0,78	0,49	0,09
N <sub>2</sub> O	0,02	0,015	0,01
Treibstoff [MJ/km]	2,7	2,0	1,2

\* = Angaben für ECE-Zyklus, d.h. nur Innerort-Fahrten

### Dieselgetriebene Pkw

Wie bei den Ottomotor-Pkw werden drei Dieselfahrzeuge für die Datensätze STANDARD und ZUKUNFT entwickelt, um einen Vergleich mit anderen Pkw zu erlauben. Auch hier erfolgt die Definition in Anlehnung an die Studie des UBA (Blümel 1991). Statt eines Drei-Wege-Katalysators wird beim Diesel-Pkw ein Oxidationskatalysator (OxKat) berücksichtigt, und in ZUKUNFT zusätzlich unterstellt, daß extrem schwefelarmer Kraftstoff (Ökodiesel) genutzt wird. Als Treibstoffbedarf sollen der "Stand"- und der "neu"-Pkw in STANDARD Werte von 2,5 MJ/km bzw. 2 MJ/km aufweisen, die mit denselben Mitteln wie beim Benzin-Pkw erreichbar sind (VW 1991b). In ZUKUNFT wird ein niedrigerer Bedarf von 1 MJ/km angenommen, der u.a. durch die Leistungsreduktion erzielbar ist. Die Emissionswerte der Diesel-Pkw zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 78 Emissionen der Diesel-Pkw in den GEMIS-Datensätzen

Schadstoff	Pkw-Stand	Pkw-neu	Pkw-zuk
Staub	0,1	0,08	0
NO <sub>x</sub>	0,75	0,60	0,1
CO	0,6	0,48	0,24
CH <sub>4</sub>	0,01	0,01	0,004
NMVOG	0,1	0,08	0,04
N <sub>2</sub> O	0,01	0,08	0,004
Treibstoff [MJ/km]	2,5	2,0	1,0

\* = Angaben für ECE-Zyklus, d.h. nur Innerort-Fahrten

### *Elektrofahrzeuge*

Für die Elektrofahrzeuge wurden in Anlehnung an Blümel (1991) sowie weiterer Quellen (RWE 1991; IEA 1992; OTA 1990; VW 1991a) für STANDARD und ZUKUNFT ebenfalls drei "Strategiefahrzeuge", also generische Prototypen, definiert, die die Bandbreite der heutigen und absehbaren Entwicklung abdecken sollen.

Beim "E-Pkw-Stand" wurde das Umdefinieren (Konversion) des heutigen Fahrzeugdesigns auf Elektroantriebe vorgesehen, wobei als Basisfahrzeug ein Mittelklasse-Pkw vom Typ "Golf" diente. Dieses Fahrzeug wird mit herkömmlichen Bleibatterien betrieben und weist einen spezifischen Strombedarf von rund 1,25 MJ/km auf, hinzu kommt ein Ölbedarf von geschätzten 0,4 MJ/km für die Fahrzeugheizung. Der "E-Pkw-neu" wird als verbesserter Typ mit verlustarmer Batterie, Leichtbauweise und optimiertem Getriebe angenommen, d.h. als **zielgerichtetes** Elektroauto (dedicated vehicle). Damit wird eine Bedarfsreduktion um 20% für den Strombedarf angenommen (auf 1,0 MJ/km) und der Heizbedarf durch bessere Heizgeräte auf 0,2 MJ/km halbiert. Der "E-Pkw-zuk" soll die längerfristig mögliche Verbesserung bei Batterie, Regelung und Gewicht ausnutzen und mit einem Strombedarf von 0,72 MJ/km gegenüber dem konvertierten E-Auto fast 40% effizienter sein.

### *Pkw mit Hybridantrieb*

Als "Zwitter" von Diesel- und Elektroauto wurden sog. Hybridfahrzeuge entwickelt, die die günstigen Eigenschaften beider Systeme weitgehend vereinen und die jeweils ungünstigen zumindest stark vermindern. Die in GEMIS 2.0 aufgenommenen generischen Pkw entsprechen grob einer Kombination der o.g. "reinen" Pkw für Diesel und Strom, wobei allerdings der Elektroantrieb überwiegend für Kurzstrecken genutzt wird, während der Dieselantrieb mit 50% Fahranteil etwa 85% der Leistung erbringt (VW 1991a). Die Fahrzeugkategorien wurden wie die anderen dem vom UBA entwickelten Datensatz angelehnt (Blümel 1991). Mit einem Dieselbedarf von 2,5 l/100 km (= 0,9 MJ/km) und einem Strombedarf von rund 0,58 MJ/km erzielt das "neu"-Fahrzeug günstige Verbrauchswerte, die beim "Hybrid-zuk" auf 0,72 MJ/km für den Dieselmotor und 0,35 MJ/km für den Elektroantrieb (50/50-Fahranteil) abgesenkt werden sollen. Beim Hybrid-Pkw wird aufgrund fehlender Markteinführung kein "Stand"-Typ angenommen.

### *Pkw für Rapsöl und RME*

Als weitere Verkehrssysteme werden für STANDARD und ZUKUNFT je ein generischer Diesel-Pkw mit Rapsöl- und Rapsölmethylester-Betrieb (RME) vorgesehen. Der Einsatz von Rapsöl wurde in verschiedenen Versuchen analysiert (Richter 1991), wonach die Emissionswerte mit dem Betriebs- und Lastzustand der Motoren schwanken (vgl. Tabelle unten). Die NO<sub>x</sub>-Emissionen bei Rapsölbetrieb sind ebenfalls höher als bei Dieselmotor, für CO, Partikel (Staub) und Kohlenwasserstoffe (C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>) können die Emissionswerte je nach Betriebszustand des Motors und Motortyp von 50% bis 250% des Wertes bei Betrieb mit Diesel variieren.

In der größeren Zahl der Betriebsfälle sind CO-, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>- und Staubemissionen bei Rapsölbetrieb deutlich höher, sodaß von **100% höheren** Werten gegenüber Diesel ausgegangen wird. Für RME und Rapsöl im Datensatz ZUKUNFT wird dagegen angenommen, daß durch motorische Maßnahmen ein gegenüber dem Referenz-Diesel **gleiches** Emissionsverhalten erzielbar ist .

Tabelle 79 Emissionen bei Rapsöl- bzw. RME-Betrieb im Vergleich zu Dieselbetrieb (%)

Kraftstoff	CO	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	NO <sub>x</sub>	Partikel
Dieseldieselkraftstoff	100	100	100	100
1,6 l WK, RME	80	50	130	100
1,6 l WK, Rapsöl	200	200	90	300
Schlepper (RME)	115	55	110	-
Test mit 6 Motoren	106-297	91-256	80-106	68-281

WK = Wirbelkammer-Dieselmotor, RME = Rapsmethylester

#### *Pkw mit Bioethanol*

Als "Biosprit"-Variante zum Benzin-Pkw wird ein generisches baugleiches Fahrzeug mit **Ethanol**kraftstoff für die Datensätze STANDARD und ZUKUNFT definiert. Als wichtigster Effekt beim Fahrzeugbetrieb sind - neben geringen Änderungen im Fahrverhalten - vor allem ca. 1/3 geringere CO-Emissionen festzustellen, und auch direkte Emissionen von NMVOC können nach amerikanischen Erfahrungen gesenkt werden, während Partikel- und NO<sub>x</sub>-Emissionen etwa gleichbleiben. Daher wird für CO und NMVOC beim Ethanol-Pkw mit **50% geringeren** Werten wie beim Referenz-Benzin-Pkw gerechnet.

#### *LH<sub>2</sub>-Fahrzeuge mit Brennstoffzellen (BSZ)*

Als neues Verkehrssystem zur Nutzung von Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>) wird im Datensatz ZUKUNFT ein heute noch **hypothetisches** Elektrofahrzeug mit bordeigenen Brennstoffzellen (BSZ) aufgenommen. Der Treibstoff LH<sub>2</sub> kann entweder in Tanks oder - nach Umwandlung zu gasförmigem H<sub>2</sub> (GH<sub>2</sub>) - in Metallhydridspeichern mitgeführt werden. Die Effizienz des LH<sub>2</sub>-Pkw wurde mit 0,72 MJ/km angenommen (CEES 1991). Dieser spezifischen Bedarf kann mit einem konventionellen Fahrzeugdesign erreicht werden, wobei allerdings Beschränkungen bei Reichweite und Nutzlast auftreten. Als Emissionen des BSZ-Fahrzeugs treten nur geringe direkte NO<sub>x</sub>-Abgaben auf, die mit 1% der NO<sub>x</sub>-Werte des Referenz-Pkw angenommen wurden.

### 4.1.3 Öffentlicher Verkehr (ÖV)

Die Arbeiten zu GEMIS 2.0 konzentrierten sich auf einen Vergleich von Pkw-Systemen, sodaß nur wenige Daten für öffentliche Verkehrsmittel vorliegen.

- \* Busse für Nah- und Fernverkehr.
- \* Straßen-, U- und S-Bahnen sowie Schienenfernverkehr (D-, IC/EC- und ICE-Züge)

interessieren. Wie für den Güterverkehr soll auch für den Personennah- und -fernverkehr mit schienengebundenen Fahrzeugen auf die Studie des VIA (1990) zurückgegriffen werden.

#### 4.1.4 Flugzeugverkehr

Schließlich wurden zwei typische *Flugzeuge* für die Beförderung von Personen auf In- und Auslandsstrecken in GEMIS aufgenommen. Als Datenbasis hierfür dienten Angaben der Lufthansa über die durchschnittliche Flotte (vgl. Egli 1994), die bezüglich des Energiebedarfs mit denen in VIA (1990) gut übereinstimmen. Die Flugzeuge nutzen Kerosin als Treibstoff und sind als Düsenjets mit Strahltriebwerken auf Gasturbinenbasis ausgerüstet. Beim Flugzeug für Inlandsflüge stammen die relativ hohen  $\text{NO}_x$ -Werte aus dem - bezogen auf die Transportentfernung - hohen Anteil der emissionsintensiven Start- und Landevorgänge.

#### 4.1.5 Zusammenfassung zu den Prozessen für Personentransporte

Tabelle 80 Direkte Emissionen von Personenverkehrsmitteln in GEMIS 2.0

Schadstoff	Pkw-Otto G-Kat	Pkw-Diesel	Bus-Diesel	Flugzeug- Inland	Flugzeug- Ausland
$\text{SO}_2$	0,03	0,15	0,10	0,74	0,49
$\text{NO}_x$	0,37	0,60	0,50	1,42	0,78
Staub	0,01	0,08	0,01	0,001	0,0003
CO	4,00	0,48	0,042	0,316	0,156
$\text{CH}_4$	0,01	0,01	0,003	0,009	0,002
NMVOG	0,49	0,08	0,033	0,07	0,055
$\text{N}_2\text{O}$	0,015	0,08	0,0008	0,0001	0,0001
$\text{CO}_2$	140	139	91	235	155

Angaben in [g/P\*km]

## 5.2 Gütertransporte

Die generelle Datenbasis für Gütertransportprozesse war in GEMIS 2.0 für die Energiedaten eine gegenüber dem ersten Bericht aktualisierte Fassung der VIA-Studie (1990). Für die Emissionen wurden überwiegend Daten des TÜV Rheinland bzw. des UBA verwendet.

### 4.2.1 Lastkraftwagen

Für den Lkw-Nahverkehr wird ein Lkw mit 20 Tonnen Ladevermögen und einer Auslastung von 25-50% angenommen, dessen Treibstoffbedarf bei 3,6 MJ/t\*km nach VIA (1990) liegt.

Im Fernverkehr wird ein größerer Lkw mit 40 t Ladevermögen und einer Auslastung von 40-60% angenommen, dessen Treibstoffbedarf nach VIA (1990) bei 2,13 MJ/t\*km liegt, d.h. gegenüber 1987 eine Einsparung von rund 15% auftritt. Auch bei den Emissionen des Straßengüterverkehrs wurde zwischen Nah- und Fernverkehr unterschieden. Für die Fahrzyklen wurde im Nahverkehr ein Mix von je 50% Innerorts- und Außerortsverkehr angenommen, im Fernverkehr vereinfachend 100% Autobahnverkehr. Die Emissionsdaten stammen aus TÜV-Untersuchungen für das UBA und dem CORINAIR-Projekt der EG, die jeweils nur aggregierte Angaben zu  $C_nH_m$  machen. Daher wurde die Studie von IFEU/TÜV (1990) sowie die Abschätzung des CORINAIR-Projektes benutzt, um aus den Kohlenwasserstoffen über eine Verteilung die Einzelkomponenten  $CH_4$  und NMVOC zu bestimmen. Da die Emissionswerte für  $CO$ ,  $VOC$  und  $NO_x$  überwiegend auf Modellrechnungen und Teststandsmessungen beruhen, ergibt sich aus dieser Modellannahme keine weitere Inkonsistenz: ohne Abgleich mit Messungen realer Emissionen sind alle Emissionsfaktoren nur Schätzungen.

#### 4.2.2 Bahn

Für den Bahngüterverkehr wurden die in VIA (1990) verwendeten energetischen Kenndaten zu D-Zügen, IC-Zügen und Nachtgüterzügen gemittelt und für Nah- und Fernverkehr getrennt erfaßt. Die DB-Güterzüge im Nahverkehr wurden zu je 50 % als Nahgüterzüge und Übergabezüge angenommen, die ein generisches Leergewicht von 430 t und eine Nutzlast von 220 t aufweisen. Bei einer typischen Auslastung von 50% ergeben die VIA-Daten damit einen spezifischen Strombedarf von  $0,21 \text{ MJ}_{el}/t*km$ . Bei den DB-Güterzügen im Fernverkehr wurde als generisches System ein Mix von 35% IC/TEEM- und 65% Durchgangszügen angenommen, womit sich ein Leergewicht von 575 t und eine Nutzlast von rund 475 t ergibt. Bei der gemittelten Auslastung von rd. 56 % liegt der spezifische Strombedarf bei  $0,15 \text{ MJ}_{el}/t*km$ .

Der dieselgetriebene Güterzug entspricht grundsätzlich dem System mit Elektrotraktion, allerdings treten hier direkte Emissionen auf, die auf Basis von UBA-Daten angesetzt wurden.

#### 4.2.3 Schiffe

Die energetischen Kenndaten der Binnenschiffe und Übersee-Tanker bzw. Frachtschiffe wurden nach VIA (1990) angenommen, wobei für die Überseeschiffe ein Mittelwert aus den VIA-Daten und einer neueren Quelle (IEA 1992) verwendet wurde, die eine empirische Auswertung der globalen Tankerflotten vornahm. Als Standard-Prozeß zum Überseetransport wird danach ein Tanker angenommen, der eine Tragfähigkeit von 120.000 tdw und einen Dieselmotor mit einem Nutzungsgrad von 45% aufweist. Der Treibstoffbedarf bei längeren Entfernungen beträgt nach Mittelung von VIA (1990) und IEA (1992) rund  $0,1 \text{ MJ}/t*km$ . Für die Emissionsdaten wurden Angaben aus einem Emissionskataster verwendet (Lloyd 1985), die auch von UBA und IFEU/TÜV als Grundgröße für Schiffe herangezogen werden (vgl. ÖKO 1992a). Diese wurden durch Angaben aus der o.g. Studie der IEA ergänzt, um auch Treibhausgase einzubeziehen.

für den Hochseetanker auf Basis neuerer Studien (ETH 1994; IEA 1992) überarbeitet.

Für das Binnenschiff (Schubboot/Motorschiff) wurde ein Dieselmotor nach VIA (1990) mit einem Nutzungsgrad von 40% angenommen. Da bei einer Auslastung von 40-80% ein flaches Plateau des spezifischen Bedarf besteht, wurde als Treibstoffbedarf 0,5 MJ/t\*km angenommen.

#### 4.2.4 Flugzeuge

In Ergänzung zu Lkw, Bahn und Schiffen,

Für den neu aufgenommenen Gütertransport per Luftfracht wurden die zwei typischen *Flugzeuge* für die Beförderung von Personen auf In- und Auslandsstrecken verwendet, da diese Systeme üblicherweise sowohl für Fracht- wie auch Personentransport eingesetzt werden. Als Datenbasis hierfür dienten die o.g. Angaben der Lufthansa (vgl. Egli 1994).

#### 4.2.5 Pipelines

Für Erdgas- und Ölpipelines wurden nach VIA (1990) Systeme in der Größenordnung von 1000 mm Durchmesser, Transportentfernungen von 250-2500 km und mittleren Höhendifferenzen sowie Auslastungen als typische Kenndaten der generischen Systeme ein spezifischer Bedarf an Antriebsenergie von  $0,06 \text{ MJ}_{\text{mech,out}}/\text{t*km}$  abgeschätzt, der bei Gaspipelines durch Verdichter mit generischen Gasturbinen (Nutzungsgrad 30%) und bei Ölpipelines durch elektrische Motoren (Nutzungsgrad 92%) bereitgestellt werden soll. Für die Ölpipeline bedeutet dies einen spezifischen Strombedarf von  $0,07 \text{ MJ}_{\text{el}}/\text{t*km}$  (vgl. auch ORNL 1991).

#### 4.2.6 Zusammenfassung zu den Prozessen für Gütertransporte

Die folgende Tabelle zeigt die direkten Emissionen der Güterverkehrsmittel im Überblick.

Tabelle 81 Direkte Emissionen von Güterverkehrsmitteln in GEMIS 2.0

Schadstoff	Lkw-Diesel	Bahn-Diesel	Schiff-Diesel	Tanker-Bunker-C	Flugzeug-Inland	Flugzeug-Ausland
SO <sub>2</sub>	0,12	0,05	0,04	0,14	0,50	0,33
NO <sub>x</sub>	1,50	0,50	0,40	0,10	7,48	4,12
Staub	0,10	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
CO	0,50	0,15	0,10	0,016	1,663	0,823
CH <sub>4</sub>	0,04	0,01	0,01	0,0003	0,042	0,027
NMVOG	0,40	0,14	0,04	0,003	0,374	0,247
N <sub>2</sub> O	0,0001	0,00005	0,00004	0,00003	0,001	0,001
CO <sub>2</sub>	109	42	35	8	158	155

Angaben in [g/t\*km]

## 6 Materialprozeßketten

Neben den direkten Emissionen von Energie- und Verkehrssystemen und den Schadstoffabgaben durch vorgelagerten Prozesse interessieren im GEMIS-Projekt auch die Umweltaspekte, die mit der **Herstellung** der Energie- und Verkehrssysteme verbunden sind. Das Ziel dieser Einbeziehung ist, neben direkten und vorgelagerten Emissionen auch den sogenannten "Materialpfad" (Gassert 1988) zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere für regenerative Energiesysteme, die oft kaum direkte oder vorgelagerte Emissionen aufweisen, sodaß ihre emissionsseitige Umweltwirkung überwiegend durch den Materialbedarf zur Herstellung bestimmt wird. Aus Konsistenzgründen sollten jedoch Materialvorleistungen für alle betrachteten Prozesse berücksichtigt werden (können).

Die Umweltaspekte der Herstellung von Energie- bzw. Transportsystemen können als **materialbezogene Emissionswerte** auf die während der Lebensdauer bereitgestellte Energie (rsp. Transporte) umgelegt werden (vgl. unten) und sind dann direkt mit den anderen Emissionen vergleichbar. Hierbei wird unterstellt, wie bei den anderen (direkten und indirekten) Umweltaspekten "alle kWh (rsp. Pkm/tkm) gleich" sind, also gleichmäßig über die bereitgestellten Produkte verteilt sind<sup>51</sup>.

In der GEMIS-Studie zur Programmversion 1.0 wurde schon ausführlich diskutiert, warum Energie- und Umweltbilanzen auch die Herstellung der Prozesse und Anlagen zumindest für **ausgewählte** Materialien einbeziehen muß. Mittlerweile ist in der wissenschaftlichen Diskussion das Konzept der Prozeßkettenanalyse als Instrument für vergleichende Untersuchungen der Umweltaspekte im In- und Ausland akzeptiert und erweitert worden: über Energiesysteme hinaus werden mittlerweile sog. **Ökobilanzen** und **Produktlinienanalysen** für eine Vielzahl von Prozessen, Produkten und Aktivitäten durchgeführt. Durch diese Verallgemeinerungen der GEMIS-Methodik angeregt wurde in GEMIS 2.0 nunmehr eine erhebliche Erweiterung der Analysemöglichkeiten **stofflicher** (materieller) Vorleistungen vorgesehen: anstelle eines festen Datensatzes zu Energie- und Umweltaspekten verschiedener Materialien wie in GEMIS 1.0 werden nunmehr in der neuen Version **Prozeßketten zur Materialbereitstellung** verwendet, die formal denen der Energie- und Verkehrsvorleistungen gleichgestellt sind.

---

<sup>51</sup> Dies ist somit eine Durchschnittsbetrachtung. Eine Grenzbetrachtung, die je nach Auslastung verschieden "viel" Vorleistung den jeweiligen Prozessen zurechnen würde, ginge über den Analyserahmen von GEMIS hinaus (könnte aber mit dem Modell vereinfacht durchgeführt werden).

## 6.1 Materialien für den Bau von Prozessen

Der folgende Abschnitt gibt eine kurze Diskussion der wichtigsten Grundlagen für die Behandlung der neuen GEMIS-Prozeßkategorie "materielle Produkte" und "Stoffliche Prozesse".

Unter dem Materialaufwand sind alle mit der (Roh)Materialherstellung, -verarbeitung und der Konstruktion des Prozesses (d.h. des jeweilig interessierenden Energie- oder Transportsystems) verbundenen stofflichen Vorleistungen zu verstehen. Ergänzend treten die Aufwendungen für **Abriß und Entsorgung** der Anlagen(teile) hinzu, da dies als zum "Lebenszyklus" zugehörig angesehen werden muß<sup>52</sup>. Hierbei ist zu beachten, daß bei vielen Prozessen wesentliche Teile der Komponenten rezykliert werden **können**, also als Sekundärprodukt wieder zur Verfügung stehen, womit sich der dem Prozeß zurechenbare Primärprodukt verringern kann - allerdings auf Kosten der notwendigen Aufwände zur Nutzbarmachung der Reststoffe<sup>53</sup>.

Die den Prozessen zugeführten **Hilfsstoffe** (z.B. Kalk für eine Entschwefelung, Schmiermittel, Dünger) sind ebenfalls dem Materialaufwand zuzurechnen. Diese Vorleistungen werden in der Regel zwar vernachlässigt (Hartmann 1986), in GEMIS 2.0 jedoch aus Konsistenzgründen explizit einbezogen<sup>54</sup>.

Das Vorgehen bei der **Datenermittlung** für stoffliche Vorleistungen lag wie im ersten GEMIS-Bericht darin, ausgehend einer Literaturübersicht und Herstellerdaten die wichtigsten Materialien für die Herstellung und Betrieb von Energie- und Transportprozessen zu ermitteln. Als wichtigste Quelle hierzu dienten verschiedene Studien zum Potential rationeller Energienutzung in der deutschen und internationalen Industrie (FBI/ISI 1986; FfE/ISI 1990; ÖKO 1992).

Dabei wurde mit Ausnahme von Stahl **nicht** berücksichtigt, daß für verschiedene Materialien (z.B. für das energieintensive Aluminium) durch **Recycling** eine deutliche Reduktion des Herstellungsaufwands erfolgen kann, da Sekundärprodukte wegen Verschmutzungen oder Qualitätsanforderungen oft nicht für "vollwertige" Substitution von Primärprodukten eingesetzt werden können (Hartmann 1986).

Für die in GEMIS interessierende Frage der Umweltauswirkungen von Energie- und Verkehrssystemen ist die Materialbilanz aber nur ein indirekter Indikator, da

---

<sup>52</sup> Im Englischen werden Prozeßkettenanalysen und Ökobilanzen, die Materialvorleistungen berücksichtigen, deshalb auch treffenderweise als "life-cycle analysis" (LCA) bezeichnet.

<sup>53</sup> In GEMIS 2.0 bilden Reststoffe eine eigene Kategorie, die sich von den Primärmaterialien dadurch auszeichnet, daß sie nur über spezielle Prozesse nutzbar gemacht werden können, die Sekundärprodukte durch Recycling bereitstellen (sog. Sekundärproduktgewinnung). Reststoffe werden dabei vor ihrer Rezyklierung als potentielle Umweltbelastung betrachtet. Beim Recycling selbst können wiederum energetische, verkehrliche und stoffliche Vorleistungen auftreten, und auch die Effizienz des Recyclings kann unterschiedlich sein, sodaß zugeführt Reststoffe nur z.T. in Sekundärprodukte umgewandelt werden und dabei sogar neue Reststoffe entstehen können.

<sup>54</sup> In der Literatur werden z.T. auch die **Hilfsenergien** zur **Bereitstellung** von Brennstoffen (z.B. Uran-Anreicherung) sowie die von Prozessen selbst geforderten **Hilfsenergieinputs** (Beleuchtung, Kommunikation, Antriebe etc.) in die Vorleistungen eingerechnet (DLR 1988). Im Rahmen der GEMIS-Systematik werden diese Energieinputs jedoch über die vorgelagerten Energieprozeßketten und die Definition von **Netto**-Nutzungsgraden erfaßt.



- \* einerseits die zur Herstellung von Materialien erforderliche Energiebereitstellung auf unterschiedlichem Wege erfolgen kann (z.B. Kohle- oder Wasserkraftwerke für Strom, Gas- oder Schwerölfeuerung für Wärme)
- \* andererseits bei der Materialherstellung auch Emissionen unabhängig von der Energie auftreten können, und schließlich
- \* auch rezyklierte Materialien (Sekundärprodukte) oft vorgelagerte Umwelteffekte ausweisen.

### *Energieaufwand zur Materialherstellung*

Die wissenschaftliche Diskussion um den Energieaufwand bei der Herstellung von Energiewandlern begann bereits Mitte der 70'er Jahre in den USA mit der Debatte darüber, ob die energetischen Gesamtaufwendungen für den Bau, Betrieb und Abriß von Atomkraftwerken sich amortisieren, also kleiner sind als die vom AKW während seiner Lebensdauer bereitgestellte Energiemenge (Chapman 1974, hierzu kritisch: Rotty 1975).

Wie werden nun die erforderlichen Grund-Daten zum Materialbedarf bzw. der energetischen "Vorleistungen" erhoben ? In der Folgezeit der eingangs erwähnten Debatte um die Erntefaktoren bei AKW sind im Rahmen von verschiedenen Untersuchungen die Grunddaten für den Energiebedarf der Materialherstellung in den USA analysiert worden, wobei sich dafür zwei verschiedene methodische Herangehensweisen herausbildeten (Wagner/Turowski 1977):

- \* die Input-Output-Analyse (IOA) und
- \* die Prozeßkettenanalyse (PKA)

Bei der IOA werden aus **statistischen** Einzeltabellen über die Wertschöpfung in Wirtschaftsbranchen die Verflechtungen und Vorlieferungen untereinander durch die Bestimmung der sog. inversen Leontief-Matrix (Niehaus 1975) ermittelt. Diese quadratische Matrix wird dann mit einer Matrix über den **statistischen** Energieverbrauch aller Branchen gekoppelt, womit sich **geldwertbezogene** Energiekenngrößen (in [MJ/DM]) ergeben. Sind die Kosten eines Energiesystems (bzw. seiner Komponenten) bekannt, wird für diese der dem jeweiligen Wirtschaftssektor entsprechende Umrechnungsfaktor aus der Input-Output-Tabelle entnommen und damit multipliziert.

Bei der Prozeßkettenanalyse werden dagegen die **physikalisch-chemischen Grundprozesse** bei der Herstellung und Verarbeitung von (Roh)Materialien analysiert und den Endprodukten der dafür notwendige Energiebedarf zugerechnet. Ergänzend werden Transportaufwände bestimmt und hinzugezählt. Diese **analytisch-empirische** Vorgehensweise ist in der Regel wesentlich aufwendiger, kann aber die Schwächen der IOA hinsichtlich Wirklichkeitsnähe und Detaillierungsgrad umgehen (Hartmann 1986).

Ausgehend von der amerikanischen Diskussion über die energetischen Erntefaktoren bei Atomkraftwerken griffen auch deutsche Untersuchungen dieses Thema in den 70er Jahren auf (Kolb 1975). Neben der reinen Analyse des Materialaufwands für AKW vertieften vor allem Mitarbeiter der KFA Jülich die Datenlage und verallgemeinerten die Möglichkeiten der Nettoenergieanalyse (Wagner/Turowski 1977+1979; Wagner 1978), wobei die Fragestellung bis heute bearbeitet wird (Jensch 1988; Hartmann 1986; Wagner 1986). Die folgende Tabelle zeigt Grunddaten, die in den KFA-Studien verwendet wurden.

Tabelle 82 Energieaufwand für Materialherstellung nach KFA-Studien

Material	Wagner (1978)	Turowski (1977)	IFEU (1982)
Aluminiumblech	261	219	261
Kupfer	97	97	-
Roh-Stahl	18	15	18
Feinblech	32	26	-
Zement	5	5	4
Glas	22	22	22
Polystyrol	68	68	66

Angaben in [MJ/kg], Werte gerundet

Weitere Arbeiten aus der BRD wurden von Mitarbeitern der TU München (Hartmann 1986; Jensch 1988) durchgeführt, wobei hier für die energetischen Materialvorleistungen der Begriff des **kumulierten Energieverbrauchs** (KEV) geprägt wurde. Als weitere Quelle kommen Untersuchungen der DLR in Frage, die im Zuge ihrer Arbeiten zur Frage der Wasserstoff-Technologie durchgeführt wurden (DLR 1988+1990; Winter/Nitsch 1986). Beide greifen auf die o.g. KFA-Daten sowie die internationalen Studien zurück und modifizieren die Daten z.T. durch eigene Recherchen (vgl. unten).

#### *GEMIS-Werte*

Vor dem Hintergrund der oben erörterten Studien wurden im Zuge der GEMIS-Arbeiten eigene Daten ermittelt, die den Stand der Dinge zu Beginn der 90er Jahre beschreiben sollen. Dieser Bezugszeitpunkt wurde gewählt, da die bei Energieplanungen in Frage kommenden **neuen** Energiesysteme zu diesem (Modell)Bezugszeitpunkt zu betrachten sind.

Die folgende Tabelle zeigt nochmals die wichtigsten Studien-Daten im Vergleich zum in GEMIS implementierten Datensatz.

Tabelle 83 Übersicht zum materialbezogenen Energieaufwand

Material	KFA	MARMÉ	DLR	BNL	WEC	GEMIS-1.0
Aluminium	261	261	115	242	241	250
Kupfer	97	-	90	99	-	95
Stahl	32	32	32	10	26	30
Zement	5	5	1	1	4	4
Glas	22	22	11	16	42	20
Kunststoffe*	68	66	56	-	-	65

\* = Werte für Polystyrol

(alle Angaben in [MJ/kg], Werte gerundet)

Die GEMIS-Daten liegen wegen der berücksichtigten verbesserten Herstellungstechniken unter denen der KFA Jülich, aber mit Ausnahme von Stahl deutlich **über** den Werten der DLR, die bei ihren Analysen eher optimistische Randbedingungen unterstellte (Recycling).

Die PKA darf dabei nicht allein auf die eingesetzten Energieträger abstellen, da herstellungsspezifische Emissionen hinzutreten oder auch Emissionen eingebunden werden können (Löblich 1985).

In der Bundesrepublik sind uns zwei Studien bekannt, die Schadstoffemissionen bei der Materialherstellung untersuchen. Eine Arbeit der KFA Jülich versuchte im Rahmen einer umfangreichen Analyse, Kennwerte für materialbezogene Emissionsfaktoren zu ermitteln (KFA 1983). Die folgende Tabelle gibt die von der KFA gefundenen Daten wieder.

Tabelle 84 Materialbezogene Emissionsdaten nach Huber (1982)

Material	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub
Alu	60,0	10,0	106,0
Cu	80,0	12,5	5,8
Stahl	20,7	1,6	4,7
Zement	4,5	0,7	2,2
Glas	14,1	4,2	78,7
Kunststoff	37,5	6,2	1,1

Angaben in kg/t

Sowohl in der Studie selbst wie auch in einem zusammenfassenden Artikel (Huber 1982) werden jedoch keine Hinweise darauf gegeben, wie die Werte aus den angegebenen Quellen abgeleitet wurden. Nachfragen bei der KFA ergaben, daß es nicht mehr möglich ist, den Entstehungsprozeß der Werte nachzuvollziehen (KFA 1987). Die von der KFA genannten Quellen nennen - mit Ausnahme von Staub - für die meisten interessierenden Materialien keine herstellungsprozeßbedingten Emissionsdaten, sondern überwiegend nur Emissionsfaktoren für Kraftwerke und Feuerungen, die mittlerweile veraltet sind.

Neben der KFA-Studie wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes versucht, ein sogenanntes Emissionsursachenkataster (EMUKAT) für Schwefeldioxid und Stickoxide zu erstellen, in dem auch die industrielle Produktion branchenbezogen erfaßt wird (Löblich 1985). Für Stickoxide betrachtet die Studie energie- und prozeßbedingte Emissionen zusammen, da hierfür keine der Schwefeleinbindung- resp. -freisetzung entsprechenden Vorgänge abgegrenzt werden können. Die energiebezogenen Emissionsfaktoren in der EMUKAT-Studie beruhen auf den Daten des Jahres 1980 und können u.E. nicht für die Produktionsverhältnisse zu Beginn der 90er Jahre verwendet werden. Dennoch liefert diese Untersuchung wichtige Hinweise auf prozeßbedingte Schadstoffemissionen.

### *GEMIS-Werte*

Somit ist zu fragen, mit welchen Umwelteffekten die Materialherstellung verbunden ist.

*Tabelle 85 Materialbezogene Emissionsdaten für GEMIS 1.0*

<b>Material</b>	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>Staub</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>
Alu	25	20	5	25000
Kupfer	4	5	1	8800
Stahl	3	5	0,5	3000
Zement	5	15	1	400
Glas	2	15	1	1900
Kunststoff	5	5	1	6000

Angaben in kg/t

## **Aluminium**

## **Glas**

## **Kupfer**

## **Kunststoffe**

## **Silizium**

**Stahl**

**Zement**

**Zusammenfassung für Materialien**

*Tabelle 86 Kenndaten der Materialbereitstellung in GEMIS 2.0*

Emissionen [kg/t ]	Aluminium	Glas	Kupfer	Kunststoffe	Silizium	Stahlmix	Zement
SO2	39,9	0,2	15,4	3,3	20,1	3,2	0,4
NOx	32,8	2,5	15,8	2,2	34,3	4,4	2,4
Staub	6,6	1,1	1,5	0,3	4,1	0,6	1,1
CO	171,6	0,5	4,6	2,7	92,8	77,0	0,5
CH4	17,7	1,5	2,8	3,5	84,2	6,8	1,7
NM VOC	10,0	0,2	1,3	2,0	48,9	44,7	0,2
N2O	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
CO2	14.360	885	2.451	1.414	30.467	1.488	848
CO2-Äquiv.*	14.584	903	2.490	1.456	31.508	1.564	874

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC und NO<sub>x</sub>

**6.2 Prozeßketten für Hilfsmaterialbereitstellung**

*Herstellen von Ammoniak*

*Herstellung von Kalk*

*Herstellung von Kunstdünger*

*Herstellung von Mineralwolle*

*Herstellung von Mineralölprodukten*

*Herstellung von Ziegel*

**Zusammenfassung zur Hilfsmaterialbereitstellung**

*Tabelle 87 Kenndaten der Hilfsmaterialbereitstellung in GEMIS 2.0*

Emissionen [kg/t ]	Ammoniak	Kalk	Mineralwolle	Mineralöl-Produkte	Stickstoff-Dünger	Ziegel
SO <sub>2</sub>	0,1	0,4	2,0	2,2	4,1	0,5
NO <sub>x</sub>	1,1	0,2	2,9	1,4	101,7	0,3
Staub	0,0	1,0	1,2	0,2	0,1	1,0
CO	1,0	0,2	0,7	1,2	2,3	0,2
CH <sub>4</sub>	6,4	0,3	1,5	1,3	8,3	0,4
NMVOC	0,4	0,1	0,3	1,2	5,3	0,1
N <sub>2</sub> O	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
CO <sub>2</sub>	1.068	631	1.068	578	2.165	286
CO <sub>2</sub> -Äquiv.*	1.140	635	1.089	594	2.288	291

\* für 100 Jahre Integrationszeitraum, ohne indirekte Effekte von CH<sub>4</sub>, CO, NMVOC und NO<sub>x</sub>

## 6.3 Materialdaten für Prozesse

Die Definition der Zusammensetzung von Energiesystemen hinsichtlich emissionsseitig interessanter Materialien erfordert eine **Abstraktion** von konkreten Einzelanlagen, da die Vielfalt der möglichen Anlagen-Varianten und Herstellungsverfahren eine **konsistente** Behandlung realer Anlagen im Rahmen des GEMIS-Projekts nicht erlaubt.

Diese Abstraktion soll durch die Definition von **Modell-Anlagen** (Prototypen) geleistet werden, die von den GEMIS-Nutzern im Einzelfall an die konkreten Bedingungen angepaßt werden können. Die Modell-Anlagen sollen einerseits möglichst repräsentativ für den jeweiligen Anlagentyp sein, andererseits ist aber auch ein entsprechender "Datenhintergrund" zur Beschreibung des Systems erforderlich, um eine vollständig synthetische Definition der Modellanlagen und damit ggf. Realitätsferne zu umgehen.

Als Basis für die GEMIS-Daten wurde eine Literaturanalyse durchgeführt, bei der sowohl systematische Studien als auch Einzelarbeiten aus dem In- und Ausland einbezogen waren.

Ziel der Analyse war, möglichst weitgehende Datenbestände für Energiesysteme zu erschließen, die entweder direkt auf die im GEMIS-Projekt interessierende Situation (Beginn der 90`er Jahre) zu beziehen sind oder sich entsprechend anpassen lassen.

Weiterhin war darauf zu achten, daß sowohl Daten zur Materialzusammensetzung wie auch Angaben zur Systemgröße, Auslastung und Lebensdauer direkt oder indirekt verfügbar sind.

### 6.3.1 Materialdaten für Prozeßketten-Anlagen

Die Analyse von Studien zum Problemkreis Materialvorleistungen ergab, daß keine der Arbeiten für eine konsistente Abbildung **aller** Energieanlagen im GEMIS-Programm ausreicht.

Um dennoch eine möglichst nachvollziehbare und konsistente Datenbasis für das Programm zu definieren, wurde eine Aufteilung der Materialdaten in fünf Bereiche vorgenommen, denen jeweils eine spezifische Datenquelle zugeordnet ist:

- \* vorgelagerte Prozeßketten (ohne Uran), ausgehend von INFRAS- und DOE-Daten, ergänzt um eigene Abschätzungen
- \* vorgelagerte Prozeßkette für Uran (ohne Atomkraftwerk), ausgehend von den DOE-Daten
- \* Kraftwerke und Stromnetz, ausgehend von den IFE-Daten
- \* endenergienutzende Anlagen (Heizsysteme inkl. Hausverteilung), ausgehend von der DIW/ISI-Studie
- \* regenerative Energiesysteme (Biomasse, Solar-, Wind- und Wasserkraftwerke), ausgehend von DLR- und DOE-Daten sowie eigenen Abschätzungen

Der Bereich der endenergienutzenden Heizsysteme stellt u.E. die "härteste" Datenbasis dar, gefolgt von den Daten für die Urankette und die regenerativen Energiesysteme. Für die vorgelagerten Brennstoffketten bei fossilen Brennstoffen sowie Kraftwerke und Stromnetz konnten nur Schätzwerte angesetzt werden. Der Einfluß der Materialdaten auf die Emissionen ist hier aber gering, sodaß auch bei einer deutlichen Über- oder Unterschätzung u.E. keine nennenswerten Fehler auftreten.

Für die Materialdaten der vorgelagerten Ketten fossiler Brennstoffe wurden, sofern keine anderen Werte vorliegen, die INFRAS-Angaben für Stahl verwendet.

### *Prozeßkette Erdöl*

Für die **Onshore-Förderung** von Erdöl unterstellen wir den vom DOE (1983) genannten Materialvektor, der auf 25 Jahre Lebensdauer umgerechnet wurde. Dabei stimmen die DOE-Daten größenordnungsmäßig mit der INFRAS-Schätzung für den Materialbedarf von Pumpen überein, wenn ein Aufschlag von 50 % für die Fördertürme, Pipelines und das Prozeßgebäude zur Wasser/Öl-Trennung eingerechnet wird.

Für die **Offshore-Förderung** liegen keine Materialdaten vor, sodaß hierfür eine eigene Schätzung verwendet wird. Da der Materialaufwand für die Förderplattformen höher sein muß als bei landgestützter Förderung (Stabilisierung gegen Strömungen und Sturm), unterstellen wir einen pauschalen **Aufschlag von 50 %** auf den Materialvektor des Onshore-Systems.

Der Materialbedarf für **Pipelines** zum Antransport von Offshore-Rohöl zur Raffinerie wird in Anlehnung an die Daten von INFRAS definiert. Für eine Transportentfernung von 250 km ergibt sich damit ein Stahlbedarf von 3.500 t.

**Hochseetanker** für den Rohöltransport können nach INFRAS im wesentlichen als aus Stahl bestehend angenommen werden. Der Bedarf liegt hier für einen mittleren Tanker (Kapazität 200.000 dwt) bei 20.000 t Stahl.

Für die **Raffinerie** (inkl. Tanklager) wurden ebenfalls die INFRAS-Werte für den Stahlbedarf (35.000 t) sowie eine Lebensdauer von 20 Jahren zugrunde gelegt. Hinzu wurden aufgrund geometrischer Abschätzungen ein Zementbedarf von 50.000 t (Prozeßgebäude, Fundamente) sowie Dichtungsmaterial (1 % des Stahlbedarfs = 350 t Plastik) gerechnet.

*Tabelle88 GEMIS-Werte für die Erdöl-Prozeßkette*

<b>Kenngroße</b>	<b>Onshore-Förderung</b>	<b>Offshore-Förderung</b>	<b>Tanker</b>	<b>Pipeline</b>	<b>Raffinerie</b>
Stahl [t]	77.000	115.500	20.000	3.500	35.000
Zement [t]	31.400	45.300	-	-	50.000
Kunststoff [t]	-	-	-	-	350
Lebensdauer [a]	25	25	25	25	20
Auslastung [h/a]	7.900	7.900	7.900	7.900	7.000
Output [MW <sub>th</sub> ]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Der **Bahntransport** von raffinierten Produkten (Heizöl EL und S) erfolgt mit einer E-Lok plus (modellmäßig) 20 Kesselwagen. Damit ergibt sich ein Stahlbedarf von rd. 310 t für den Zug.

Der regionale **Lkw-Transport** erfolgt mit Tankwagen (Nutzlast 20 t), die nach INFRAS einen Stahlbedarf von rd. 8 Tonnen erfordern.



### Prozesskette Erdgas

Für die **Onshore-Förderung** von Erdgas liegen Daten von DOE (1983) vor, die allerdings die Aufbereitung von Erdgas einbeziehen. Als Schätzung für die Aufteilung auf diese in GEMIS getrennt diskutierten Prozeßanlagen nehmen wir 20 % Förderung und 80 % Aufbereitung an, da massenmäßig der Materialbedarf der Aufbereitung deutlich überwiegt.

Bei der **Offshore-Förderung** unterstellen wir wie beim Erdöl einen 50 %-Aufschlag auf die Onshore-Daten, die folgende Tabelle zeigt den entsprechenden Materialvektor.

Tabelle 89 GEMIS-Werte für Erdgas-Prozesse

Kenngröße	Onshore-Förderung	Offshore-Förderung	Aufbereitung
Aluminium [t]	170	260	660
Stahl [t]	8.100	12.200	32.200
Zement [t]	20.100	30.200	80.400
Lebensdauer [a]	20	20	20
Auslastung [h/a]	7.900	7.900	7.900
Output [ $MW_{th}$ ]	1.000	1.000	1.000

Für den Transport von Erdgas durch **kontinentale Pipelines** werden die US-DOE-Daten angenommen, die eine 1000-km-Transportleitung inklusive Gasverdichter abbilden. Bei 6.000 km Transportdistanz erfordert dieses System einen Stahlaufwand von rd. 240.000 t (Lebensdauer 40 Jahre).

Für **nationale Pipelines** unterstellen wir das in der INFRAS-Studie genannte System mit rd. 160 t Stahl/km und einer Leistung von rd. 20  $MW_{th}$ , d.h für 250 km mittlere Transportdistanz ein Stahlbedarf von 40.000 t (Lebensdauer 40 Jahre).

Für die **lokale Unterverteilung** wird ein System angesetzt, das zu 50 % aus Stahlröhren mit einem Stahlbedarf von 18 t/km (nach INFRAS) und zu 50 % aus Kunststoff-Röhren mit einem Plastikbedarf von 5 t/km besteht. Bei 10 km örtlicher Transportdistanz und einer Leistung von 10  $MW_{th}$  sind dies rd. 100 t Stahl und 25 t Plastik (Lebensdauer 40 Jahre).

Tabelle 90 GEMIS-Werte für Erdgas-Transport

<b>Kenngröße</b>	<b>kontinental</b>	<b>national</b>	<b>lokal</b>
Stahl [t]	249.000	40.000	100
Plastik [t]	0	0	25
Entfernung [km]	6.000	250	10
Lebensdauer [a]	40	40	40
Auslastung [h/a]	6.000	6.000	6.000
Output [ $MW_{th}$ ]	1.000	20	10

### Prozesskette Steinkohle

Für die **Steinkohle-Förderung** liegen keine Einzelwerte vor, sodaß hier auf eine eigene Abschätzung zurückgegriffen wird. Die Förderung im Tiefbau (Inland) sowie im Tagebau (Ausland) erfordert hauptsächlich Stahl für Förderanlagen, Transportsysteme und Verstreben. Für die oberirdischen Anlagen zur Förderung von Kohle im **Tiefbau** wird in den DOE-Studien ein Flächenbedarf von rd. 30.000 m<sup>2</sup> (inkl. Halden) für eine Fördermenge von rd. 1,4 Mio t/a genannt (Outputleistung rd. 1.500  $MW_{th}$ , Lebensdauer 25 Jahre).

Wird 1/3 der Fläche für die Lagerung/Aufhaltung angenommen, verbleiben 20.000 m<sup>2</sup> als Prozeßfläche, wovon ein Areal-Anteil von 10 % als Bedarf für Fördereinrichtungen unterstellt wird. Bei einer Höhe des Förderturms von 50 m und einer tetraedischen Geometrie ergibt sich als Schätzung eine Stahlmenge von rd. 20.000 t für die Fördereinrichtung. Hinzu kommen die unterirdischen Einrichtungen, für die pauschal mit der 4-fachen Stahlmenge gerechnet wird. Damit ergeben sich insgesamt 100.000 t Stahl für rd. 1.500  $MW_{th}$  Output, also rd. 2,5 t/MW bei 25 Jahren Lebensdauer. Dieser Wert stimmt gut mit der Angabe des IFE von 1-5 t/MW (Jensch 1988) überein. Ergänzend wird für Fundamente, Gebäude usw. ein Zementbedarf von 100.000 t angenommen, der sich aus geometrischen Überlegungen ergibt.

Für die Gewinnung im **Tagebau** wird pauschal angenommen, daß der Stahlbedarf bei 1/5 des Tiefbaus liegt und der Zementbedarf vernachlässigt wird. Somit ergibt sich ein Stahlbedarf von 20.000 t für eine 1.500  $MW_{th}$ -Mine (Lebensdauer 25 Jahre).

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Materialvektoren der Steinkohleförderung.

Tabelle 91 GEMIS-Werte für Steinkohle-Förderung

Kenngröße	Tiefbau	Tagebau
Stahl [t]	100.000	25.000
Zement [t]	100.000	0
Lebensdauer [a]	25	25
Auslastung [h/a]	7.900	7.900
Output [ $MW_{th}$ ]	1.500	1.500

Der **interkontinentale Schiffstransport** von Steinkohle erfolgt mit Seeschiffen, die vergleichbare Dimensionierungen wie der Öltanker aufweisen. Wird der Heizwertunterschied einbezogen, ergibt sich ein Stahlbedarf von rd. 25.000 Tonnen (Lebensdauer 16 Jahre).

Für den **nationalen Schiffstransport** von Steinkohle werden Binnenschiffe angenommen, die einen vergleichbaren Leergewicht/Nutzlast-Quotienten aufweisen wie der Öltanker. Wird der Heizwertunterschied einbezogen, ergibt sich für ein 10.000 t-Schiff als Stahlbedarf von rd. 1.000 Tonnen (Lebensdauer 20 Jahre). Bei 50 Transporten pro Jahr leistet dieses Kohleschiff etwa  $50 MW_{th}$ .

Für den in- und ausländischen **Bahntransport** werden die INFRAS-Daten angenommen, die für einen Güterzug mit rd.  $200 MW_{th}$  Leistung einen Stahlbedarf von rd. 300 Tonnen ausweisen (Lebensdauer 30 Jahre).

#### Prozesskette Braunkohle

Für die Förderung von Braunkohle liegen uns keine Daten vor, sodaß hier die Schätzungen des Steinkohle-Tagebaus übernommen wird. Allerdings wird einbezogen, daß der Heizwert der Rohbraunkohle bei rd. 30 % des von Steinkohle liegt, sodaß für einen  $1.500 MW_{th}$ -Tagebau ein Stahlbedarf von rd. 70.000 t angesetzt wird.

Um Rohbraunkohle zu transportierbaren Brennstoffen aufzubereiten, wird im GEMIS-Programm eine **Braunkohlenstaub-Fabrik** unterstellt, die durch Trocknung und Kompaktierung Braunkohlen-Staub und -Briketts herstellt. Für diese Anlage liegen uns keine Einzeldaten vor, sodaß auch hier eine Schätzung vorgenommen wird. Bei einem Flächenbedarf von  $1000 \times 1000$  m für eine Anlage mit 2 Mio t/a Produktion unterstellen wir für Trockner sowie Mahl- und Transportsysteme einen Stahlbedarf von 10.000 t sowie aufgrund geometrischer Abschätzungen einen Zementbedarf von 50.000 t (Prozeßgebäude, Fundamente). Die Anlage soll eine Lebensdauer von 30 Jahren aufweisen. Das zugehörige Hilfssystem (Heizkraftwerk) zur Bereitstellung von Prozeßwärme und Strom wird extra behandelt.

Tabelle 92 GEMIS-Werte für die Braunkohle-Prozesskette

Kenngröße	Tagebau	Staub-Fabrik
Stahl [t]	70.000	10.000
Zement [t]	0	50.000
Lebensdauer [a]	25	30
Auslastung [h/a]	7.900	7.900
Output [MW <sub>th</sub> ]	1.500	1.500

Für den **Transport von Braunkohleprodukten** zu den Verbrauchern werden verschiedene Systeme eingesetzt, die modellmäßig denen des Steinkohle-Transports entsprechen. Allerdings muß hierbei der Heizwertunterschied einbezogen werden.

#### Prozeßkette Uran

Für das GEMIS-Programm stellen die Daten der DOE-Studien u.E. die konsistenteste Quelle für Materialvektoren der Uran-Prozeßkette dar. Daher schätzen wir aufgrund dieser Daten sowie der des Steinkohle-Tiefbaus die GEMIS-Materialwerte ab, die in der folgenden Tabelle wiedergegeben sind.

Tabelle 93 GEMIS-Werte für die Uran-Prozeßkette

Kenngröße	Mine	UF <sub>6</sub>	Anreicherung	BE-Fabrik
Stahl [t]	5.000	8.000	700	1.000
Zement [t]	1.000	200.000	1.500	10.000
Lebensdauer [a]	20	20	20	20
Auslastung [h/a]	7.000	7.000	7.000	7.000
Output [MW <sub>th</sub> ]	13.800	8.000	10.000	20.000

#### Kraftwerke und Stromverteilnetz

Neben den vorgelagerten Prozeßketten für Brennstoffe stellen Kraftwerke und Stromverteilung wichtige Elemente im GEMIS-Programm dar.

Für **Steinkohle-Kraftwerke** gibt die Arbeit der IFE (Jensch 1988) einen u.E. aktuellen Materialvektor wieder, der auch Aufwendungen für die Entschwefelung und Entstickung enthält und daher von uns zugrunde gelegt wird. Diese Werte wurden auf ein 700 MW<sub>eI</sub>-Kraftwerk linear umgerechnet.

Für **Braunkohle-Kraftwerke** liegen keine Einzeldaten vor. Als Abschätzung wird daher das Steinkohle-Kraftwerk verwendet und mit einem Aufschlag von 20 % auf die metallischen Werkstoffmengen gerechnet, da das Rauchgasvolumen je Energieeinheit höher als bei Steinkohle liegen. Die folgende Tabelle zeigt die Materialvektoren der Kohlekraftwerke.

Tabelle 94 GEMIS-Werte für fossile Kraftwerke

Kenngröße	Steinkohle	Braunkohle	Öl	Erdgas
Stahl [t]	72.000	74.000	24.000	5.000
Zement [t]	190.400	195.800	76.000	15.000
Lebensdauer [a]	30	30	30	20
Output [MW <sub>el</sub> ]	700	600	400	200

Für **Öl- und Gaskraftwerke** liegen ebenfalls keine Einzeluntersuchungen vor. Bei diesen Anlagen liegt der bauliche Aufwand gegenüber kohlebetriebenen Anlagen allerdings generell geringer, da die Brennstoffaufbereitung und die Abgasreinigung weniger aufwendig sind. Für die GEMIS-Basisdaten wurden daher die Anhaltswerte der IfE-Studie verwendet (Jensch 1988), wobei metallische Materialien als Stahl und nichtmetallische Materialien als Zement interpretiert wurden.

Für **Wasser- und Atomkraftwerke** wird ebenfalls auf die IfE-Studie zurückgegriffen, da die DOE-Daten auf bundesdeutsche Verhältnisse kaum übertragbar sind. Wie zuvor werden die IfE-Angaben für metallische Werkstoffe als Stahl und die für nichtmetallische als Zement interpretiert.

Tabelle 95 GEMIS-Werte für nichtfossile Kraftwerke

Kenngröße	Wasser-KW	AKW
Stahl [t]	20.000	117.000
Zement [t]	480.000	858.000
Lebensdauer [a]	50	25
Auslastung [h/a]	5.000	6.000
Output [MW <sub>el</sub> ]	50	1.250

Neben den Kraftwerken ist ein Stromnetz für die Bereitstellung von Elektrizität erforderlich. Im GEMIS-Programm werden die Spannungsebenen 380 kV (nationale/internationale Verteilung), 110 kV (nationale/regionale Verteilung), 20 kV (regionale Verteilung) und 0,4 kV (örtliche Verteilung) unterschieden.

Ausgehend von den INFRAS-Daten für die Materialverteilung bei Hochspannungsnetzen (Metalle/Zement= 0,5) und den IfE-Daten für die einzelnen Spannungsebenen wurden die in der folgenden Tabelle wiedergegebenen Materialvektoren abgeschätzt.

Tabelle 96 GEMIS-Werte für die Stromverteilung

Kenngröße	Hochspannung	Niederspannung
Stahl [t]	45.000	2.000
Zement [t]	90.000	4.000
Entfernung [km]	100	0,5
Lebensdauer [a]	25	25
Auslastung [h/a]	5.000	5.000
Output [ $MW_e$ ]	1.000	100

### 6.3.2 Materialdaten für regenerative Energien

Neben den klassischen Energiesystemen (vgl. unten) interessieren im GEMIS-Programm auch Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien.

#### Solarenergie-Systeme

Für Anlagen zur Bereitstellung von **Niedertemperaturwärme** (Warmwasser) mittels **Solarkollektoren** wurde auf die DIW-ISI-Daten zurückgegriffen sowie, ausgehend von Herstellerangaben, ein Einfach-Kunststoffkollektor zur Schwimmbadwasser-Erwärmung in Freibädern definiert.

Tabelle 97 GEMIS-Werte für Solarkollektoren

	Alu	Cu-Vak	Plastik
Aluminium [kg]	54	0	0
Kupfer [kg]	0	28	6
Glas [kg]	60	20	0
Plastik [kg]	4	0	57
Lebensdauer [a]	15	15	15
Auslastung [h/a]	2.000	2.000	2.000
Output [ $kW_{th}$ ]	1	1	1

Für die dezentrale Bereitstellung von **Strom** mittels Solarenergie dienen einerseits **Solarzellen**, die als Ziegel (aus Rein-Silizium) oder Panel (aus multikristallinem Si) zum Einsatz kommen können. Die entsprechenden Werte wurden von der BNL-Studie übernommen (BNL 1981), die nachfolgende Tabelle zeigt die Materialvektoren.

Tabelle 98 GEMIS-Werte für Solarzellen

Kenngröße	Si-Ziegel	Multi-Panel
Aluminium [kg]	0,5	360
Kupfer [kg]	7	330
Stahl [kg]	25	1.850
Glas [kg]	0,1	0,5
Plastik [kg]	110	105
Lebensdauer [a]	20	20
Auslastung [h/a]	1.100	1.200
Output [kW <sub>el</sub> ]	1	10

Über die dezentrale Solarstromerzeugung hinaus können auch **größere Systeme** genutzt werden, die in sonnenreichen Gegenden und bei hohem Anteil direkter Solarstrahlung interessant sind. Die von der DLR aufgestellten Standard-Systeme (Winter/Nitsch 1986) werden von uns als Modellanlagen für diesen Einsatzbereich übernommen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Materialvektoren.

Tabelle 99 GEMIS-Werte für solare Großstromerzeugung

Kenngröße	Zellen	Turm	Parabol
Kupfer [t]	1.540	6.700	3.350
Stahl [t]	14.200	85.100	35.900
Zement [t]	109.000	374.000	292.000
Glas [t]	11.000	29.400	17.000
Plastik [t]	5.100	4.080	1.690
Lebensdauer [a]:	20	20	20
Auslastung [h/a]	2.100	3.620	2.350
Output [MW <sub>el</sub> ]	200	200	200

### Windenergie-Systeme

Für die Stromerzeugung aus Windenergie kommen ebenfalls große und kleine Anlagen in Frage. Für den dezentralen Windenergiekonverter (WEK) werden US-amerikanische Daten (nach ERG 1980) zugrunde gelegt, die eine 25 kW-Anlage bei Wingschwindigkeiten um 7 m/s repräsentieren. Der Groß-WEK stellt eine 3 MW-Anlage dar, die von der DLR für die Wasserstoffherzeugung definiert wurde und die günstige Windverhältnisse (über 9 m/s) unterstellt. Die folgende Tabelle zeigt die zugehörigen Materialvektoren.

Neben den großen Wasserkraftanlagen für die öffentliche Stromerzeugung interessieren auch kleinere Anlagen, die von kommunalen oder privaten Betreibern errichtet oder wieder in Betrieb genommen werden. Als Datenbasis für solche Mini-Wasserkraftwerke dienten Angaben der Energy and Resources Group (ERG 1980), die für eine "low-head" Laufwasseranlage (mit niedrigem Wehr) gelten.

Tabelle 100 GEMIS-Werte für Wind- und Wasserkraft

Kenngröße	Wind-klein	Wind-groß	Klein-Wasser-KW
Kupfer [kg]	170	8.750	100
Stahl [kg]	4.500	336.250	11.000
Zement [kg]	6.000	1.205.000	100.000
Plastik [kg]	20	31.250	0
Lebensdauer [a]:	20	20	50
Auslastung [h/a]	3.000	4.190	5.000
Output [kW <sub>e</sub> ]	25	3.000	100

### Biomasse-Systeme

Als weiterer erneuerbarer Energieträger wird im GEMIS-Programm die Biomasse behandelt.

Für die Nutzung von **Restholz** steht zu Beginn die Bergung im Wald, für die modellmäßig **kein** Materialaufwand zugerechnet wird. Der Transport von Holz zum Verbraucher bzw. zur Hackstation erfolgt mit einem **Lastkraftwagen**, dessen Materialbedarf dem des Kohlebrikett-Lkw entspricht. Für die **Aufbereitung** von Holz zu Hackschnitzeln wird ein pauschaler Materialbedarf von 10 Tonnen Stahl für eine Leistung von 1 MW<sub>th</sub> angenommen. Die Auslastung der Hackereinrichtung soll 4.000 h/a betragen, die Lebensdauer 10 Jahre.

Die Bereitstellung von **Reststroh** erfordert ebenfalls keinen anrechenbaren Materialaufwand. Für den **Transport** von Stroh zum Verbraucher bzw. zur Brennstoff-Kompaktierung (Pelletierung oder Brikettierung) wird wie beim Holz der Standard-Lkw angenommen und für die Kompaktierung ein Stahlbedarf von 10 t/MW<sub>th</sub>. Die Auslastung der Kompaktierungsanlage soll 4.000 h/a betragen, die Lebensdauer 10 Jahre.

Für **Vergasungseinheiten** für Holz oder Stroh werden aufgrund von geometrischen Abschätzungen Materialbedarfe von jeweils 5.000 kg für Anlagen mit 1 MW<sub>th</sub> Output unterstellt, die Auslastung soll 5.000 h/a betragen und die Lebensdauer 15 Jahre.



Die **Biogaserzeugung** aus Gülle wird im GEMIS-Programm in Zentral- und Einzelanlagen unterteilt. Bei der **Zentralanlage** wird aufgrund von Daten aus dem Energiekonzept zur Anlage in Groß-Umstadt und geometrischen Abschätzungen ein Materialbedarf von rund 100 Tonnen Stahl und 200 Tonnen Zement angenommen für eine Gasleistung von rd. 1 MW<sub>th</sub>. Die Lebensdauer des Systems soll 20 Jahre betragen, die Auslastung 7.000 h/a. Als Transportsystem für die Gülle wird ein Tanklastwagen unterstellt, der dem Heizöl-Lkw entspricht.

Bei der **Biogas-Einzelanlage** entfällt das Transportsystem für die Gülle und der Materialbedarf ist wegen der Nutzung vorhandener Güllelager als Fermenter deutlich geringer. Für die Gas- und Wärmeleitungen ist ein Schätzwert von 100 kg Stahl sowie für die Gaserfassung und -speicherung rund 250 kg Kunststoff anzunehmen, wenn das System 50 kW<sub>th</sub> Leistung bereitstellt. Die Auslastung soll 5.000 h/a betragen, die Lebensdauer 10 Jahre.

### 6.3.3 Materialdaten für Heizsysteme

#### *Heizanlagen*

Für konventionelle Heizsysteme sowie Wärmepumpen im GEMIS-Programm unterstellen wir die DIW/ISI-Daten (inkl. Wärmeverteilung) zur Abschätzung des Materialaufwands der Modellsysteme. Die Daten wurden auf eine Norm-Auslastung von 1.600 Vollbenutzungsstunden sowie auf die in GEMIS üblichen Leistungsgrößen umgerechnet. Für die E-Speicherheizung sowie die Kohle-Brikett-Heizung wurden ergänzend IFE- und INFRAS-Daten verwendet. Die folgenden Tabellen zeigen die zugehörigen Materialdaten.

*Tabelle 101 GEMIS-Werte für Heizsysteme (inkl. Hausverteilung)*

<b>Kenngröße</b>	<b>Öl</b>	<b>Gas</b>	<b>E-NSp</b>	<b>Briketts</b>
Kupfer [kg]	20	20	10	20
Stahl [kg]	1.270	460	100	1.500
Zement [kg]	100	0	1.000	0
Lebensdauer [a]	15	15	15	15
Auslastung [h/a]	1.600	1.600	1.600	1.600
Output [kW <sub>th</sub> ]	10	10	10	10

*Tabelle 102 GEMIS-Werte für Wärmepumpen*

<b>Kenngröße</b>	<b>EWP-biv.</b>	<b>EWP-mono</b>	<b>Gas-WP</b>
Kupfer [kg]	20	20	10
Stahl [kg]	100	100	50
Lebensdauer [a]	15	15	15
Auslastung [h/a]	1.600	1.600	1.600
Output [ $kW_{th}$ ]	10	10	10

*Heizkraftwerke*

Für Heizsysteme mit Kraft-Wärme-Kopplung (Heizkraftwerke) wird auf die IfE-Anhaltswerte (Jensch 1988) zurückgegriffen, um eine Abschätzung des Materialbedarfs zu geben. Für die Aufteilung der Materialien wird wie bei den Kraftwerken verfahren. Damit ergeben sich die in den folgenden Tabellen aufgeführten Materialvektoren.

*Tabelle 103 GEMIS-Werte für Kohle-HKW*

<b>Kenngröße</b>	<b>StK-groß</b>	<b>BKS-groß</b>	<b>StK-klein</b>	<b>BKS-klein</b>
Stahl [t]	90.000	108.000	4.000	4.800
Zement [t]	520.000	624.000	11.400	13.700
Lebensdauer [a]	25	25	25	25
Auslastung [h/a]	4.500	4.500	4.500	4.500
Output [ $MW_{th}$ ]	250	250	50	50
Output [ $MW_{el}$ ]	100	100	20	20

*Tabelle 104 GEMIS-Werte für Öl- und Gas-BHKW*

<b>Kenngröße</b>	<b>Diesel-BHKW</b>	<b>Gas-BHKW</b>	<b>Gas-GT-HKW</b>
Kupfer [kg]	1.250	1.250	5.000
Stahl [kg]	25.000	30.000	5.000
Zement [kg]	100.000	100.000	15.000
Lebensdauer [a]	15	15	10
Auslastung [h/a]	4.500	4.500	4.500
Output [ $kW_{th}$ ]	1.000	1.000	4.000

### Wärmeverteilung für Nah- und Fernwärmesysteme

Die Verteilung der Wärme von Heiz- und Heizkraftwerken zu den Nutzern erfolgt in der Regel durch Doppelleitungen aus Stahl (Fernwärme) oder Kunststoff (Nahwärme). Als Modellanlage für das **Fernwärmenetz** unterstellen wir aufgrund einer eigenen Abschätzung einen Wärmetransport über 10 km mit Leitungen von 50 cm Durchmesser und 5 mm Wandstärke. Damit ergibt sich für die Doppelleitung ein Materialbedarf von rd. 1.200 t Stahl (inkl. Pumpen). Für das **Nahwärmenetz** setzen 2 km Leitungslänge, mittlerer Durchmesser 30 cm und eine Wandstärke von ebenfalls 5 mm an, womit sich unter Vernachlässigung der Pumpen ein Kunststoffbedarf von rd. 10 Tonnen ergibt.

Tabelle 105 GEMIS-Werte für Wärmenetze

<b>Kenngroße</b>	<b>Nah-EFH</b>	<b>Nah-MFH</b>	<b>Nah-Misch</b>	<b>Fernwärme</b>
Stahl [kg]	0	0	0	120.000
Kunststoff [kg]	10.000	10.000	10.000	0
Lebensdauer [a]	30	30	30	30
Auslastung [h/a]	4.500	4.500	4.500	4.500
Output [ $MW_{th}$ ]	5	5	5	100

### 6.3.4 Materialdaten für Verkehrssysteme

Tabelle 106 GEMIS-Werte für Verkehrssysteme

\$\$

## 7 Kostendaten in GEMIS 2.0

Mit GEMIS ist eine Kostenbilanzierung möglich, die allerdings *nicht* die ökonomische Analyse von Projekten/Planungen ersetzen kann, da hierzu ein allgemeines Modell wenig geeignet ist. Vielmehr soll GEMIS eine *Orientierung* über die groben ökonomischen Konsequenzen geben und damit eine *Einschätzung* der Wirtschaftlichkeit unterstützen<sup>55</sup>.

Die Rechenmethode zur Bestimmung der betrieblichen Kosten ist daher *einfach gehalten*: aus den Investitionskosten von Prozessen werden über einen von den NutzerInnen vorgegebenen einheitlichen Zinssatz (Standard-Vorgabe: 4%) die Kapitalkosten annuitätisch als Jahreskosten ermittelt. Hinzu werden direkte jährlichen Fixkosten, variable Betriebskosten und Brenn- oder Treibstoffkosten gezählt. Ausgehend von der Leistung des jeweiligen Prozesses (z.B. MW<sub>th</sub> oder Jahreskilometer) und seiner Auslastung (Jahresstunden) wird dann die Jahresdienstleistung ermittelt und die Jahreskosten durch diese geteilt. Damit ergeben sich die über die Lebensdauer gemittelten Kosten je bereitgestellter Dienstleistung, wobei alle Kosten in *realen* Größen vorkommen und *keine* Diskontierung zukünftiger Kosten oder Preissteigerungen erfolgen.

Da GEMIS also von realen und nicht nominalen Zinsen und Kosten ausgeht, ist eine zeitliche Konsistenz in den Einzelkategorien der Kosten notwendig - am günstigsten ist es, alle Angaben aus dem gleichen Jahr zu verwenden. Für GEMIS wurde *1990 als Bezugsjahr aller Kosten* gewählt, da die Mehrzahl der zugrundeliegenden Studien, Analysen und Datenbasen aus diesem Jahr stammt.

Zur Umrechnung anderer Kostengrößen auf das Basisjahr wurden Angaben des Statistischen Bundesamtes zur Inflation verwendet - so z.B. für Investitionskosten aufgeschlüsselt nach baulichem Teil, Anlage (technischem Teil) und Betriebskosten. Für diese Kosten wurden einzelne Umrechnungsfaktoren verwendet, die die folgende Tabelle zeigt.

Tabelle 111 Umrechnungsfaktoren für Preise in GEMIS

Index-Jahr	baul. Teil	techn. Teil	Betriebskosten
1986	1,147	1,100	1,071
1987	1,122	1,076	1,069
1988	1,098	1,055	1,055
1989	1,062	1,029	1,027
1990	1,000	1,000	1,000
1991	0,941	0,968	0,967
Quelle:	Baupreise	Inv.güter	Lebenshaltung

Die Kostenbetrachtung in GEMIS ist somit eine reine Bilanzierung, die von allen weiteren Details (Bauzeitinsen, Gewinnsteuern usw.) absieht.

<sup>55</sup> GEMIS 2.0 kann über die neuen Im- und Exportfunktionen für Datensätze mit Computerprogrammen und Tabellenkalkulationen kommunizieren, also auch mit speziellen Kostenrechnungsprogrammen.

Zur Abgrenzung von Kosten gibt es eine weitgehende Übereinstimmung, sodaß z.B. die Stromnetze analytisch recht einfach von den Kraftwerken getrennt werden können, oder Strom frei Kunde (Haushalt, Industrie) einen Gesamtpreis hat, der die vorgelagerten Prozesse umfaßt. Eine solche Kostenträgerechnung wäre auch im Verkehr notwendig, um die "Bereitstellungskosten" z.B. von Straßen, Parkplätzen und Schienen angemessen zu erfassen. Im GEMIS-Endbericht wurde in einem Exkurs die Problematik der Zurechnung von Infrastruktur im Verkehr erläutert und begründet, warum *keine* Kostenbetrachtung für Verkehrssysteme erfolgt.

Weiterhin werden in GEMIS auch für *Materialvorleistungen keine* Kosten berücksichtigt, weil die Daten zu Investitions- und Betriebskosten der Prozesse schon Ausgaben für Hilfs- und Betriebsmittel (z.B. der Schmierölbedarf von BHKW) enthalten und die Materialien zum Bau eines Kraftwerks in den Investitionskosten implizit berücksichtigt sind. Durch Verwendung von Kostendaten für diese Produkte wäre eine Doppelzählung nicht auszuschließen<sup>56</sup>.

Der Datensatz STANDARD gibt die Kosten **typischer** Neuanlagen (im Zeitraum 1990-1995) an, wobei alle Kosten (inkl. Brenn- und Treibstoffe sowie ggf. erforderlicher anderer Energieträger) auf den Bezugszeitpunkt 1990 umgerechnet wurden.

In ZUKUNFT werden die Kosten ausgewählter Technologien beschrieben, die im Zeitraum 1995-2005 als interessante Kandidaten angesehen werden. Auch für diese Prozesse werden alle Kosten auf der Preisbasis 1990 genannt, d.h. ohne (reale oder nominale) Steigerungsraten.

Für IST wurden **keine** Kostendaten erhoben, da hierzu eine Bewertung schon erfolgter Investitionen (Abschreibung) hätte erfolgen müssen, für die sich kaum einheitliche Betrachtungszeiträume festlegen lassen. Je nach Alter treten zudem Restwertprobleme auf, und bei heute geänderten Wiederbeschaffungspreisen hätten ggf. sogar Verluste verrechnet werden müssen.

## 7.1 Kostendaten für Brenn- und Treibstoffe

In GEMIS wird vereinfachend unterstellt, daß die Endenergieträgerpreise für Strom, Diesel, Benzin usw. schon alle relevanten Kosten der vorgelagerten Prozeßstufen enthalten.

Die Ausgaben für Brennstoffe bei Energie- und Treibstoffen bei Verkehrsprozessen wurden in Anlehnung an eine Studie der PROGNOSE (1991) definiert und mit den Analyserastern der Klima-Enquete-Kommission sowie des IKARUS-Projektes abgeglichen. Dabei sind Verbrauchssteuern und Abgaben enthalten und die Brennstoffe soweit möglich nach den typischen Anwendungsfällen in solche für Großkunden Industrie/Kraftwerke und Kleinabnehmer (Haushalte/Kleinverbrauch) getrennt.

Als Kosten für **Ladestrom** bei E-Pkw wurde einheitlich mit dem generischen Netzstrompreis (exkl. Zählergebühr) von 25 Pf/kWh gerechnet, d.h. kein spezieller "Auto-Tarif" angenommen.

---

<sup>56</sup> NutzerInnen von GEMIS 2.0 können jedoch in ihren eigenen Prozeßketten- und Produktdefinitionen die Kosten für Primärprodukte, Stoffe und Materialien einbeziehen - die Konsistenz der Daten liegt in ihrer Verantwortung.

Für **Biotreibstoffe** wurden aus der Literaturanalyse "typische" Werte ermittelt, die allerdings in vielen Punkten offene Fragen aufwerfen (Art des Anbaus, Flächenkosten, Gutschriften für Nebenprodukte). Für **Wasserstoff** wurden die in den Systemstudien genannten Kosten für H<sub>2</sub> aus Solarstrom bzw. Wasserkraft des Zeithorizonts 2005 angenommen (vgl. HQ/LBS 1991; LBS/DLR/FfE 1990), die ebenfalls eine große Bandbreite und viele offene Fragen ausweisen. In Anbetracht der Unsicherheiten bei der Preisentwicklung der konventionellen Treibstoffe Benzin und Diesel erscheint es u.E. jedoch gerechtfertigt, für die angestrebte orientierende Kostenbilanz mit den von verschiedenen Studien bestätigten Werten zu rechnen.

*Tabelle 107 GEMIS-Werte für Kosten von Endenergieträgern und Treibstoffen*

\$\$

## 7.2 Kostendaten für Energieprozesse

Aus Konsistenzgründen wurden in GEMIS 2.0 keine eigenen Kostendaten für Prozesse erhoben, die in *vorgelagerten* Prozeßstufen liegen. Vielmehr wird vereinfachend unterstellt, daß die Endenergieträgerpreise (z.B. für Heizöl) schon alle relevanten Kosten enthalten - und daher wird für die Endenergien ein Kostenfaktor in GEMIS 2.0 eingeführt (vgl. unten).

Soweit für bestimmte Anwendungen generische Prozesse definiert wurden, die zwar in verschiedenen Prozeßstufen auftreten, aber auch selbst Nutzenergie liefern und für entsprechende Vergleiche herangezogen werden können (z.B. Kraftwerke), wurden sie mit ökonomischen Kenndaten versehen.

Die Kostendaten für die klassischen Energiesysteme wurden durch eine breit angelegte Literaturrecherche gewonnen, bei der insbesondere systematische Studien zur Kostenerfassung im In- und Ausland interessierten (CEC 1991; LBS/DLR/FfE 1990; DOE 1991; IEA 1992; IAEA 1992; IKE 1989a; OTA 1991). Ergänzt wurde diese Analyse im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung und Heizungen durch einen Werkauftrag an ein Berliner Ingenieurbüro, das eine Vielzahl von Projektvorplanungen durchführte und hieraus typische Kenndaten im Auftrag des Öko-Instituts erarbeitete (BLS 1992). Diese Werte wurden mit Daten aus eigenen Untersuchungen zu lokalen und regionalen Energiekonzepten in Ost- und Westdeutschland, Betreiberangaben und Ergebnissen von Fachgesprächen abgeglichen.

### 7.2.1 Kostendaten für Prozesse zur Strombereitstellung

Die ökonomischen Daten für neue Atomkraftwerke (Druckwasserreaktoren) sowie die Kosten zur Ver- und Entsorgung waren entsprechend der Fragestellung für "typische" Anlagen zu ermitteln. Die in den letzten Jahren gebauten AKW entsprechen jedoch nicht mehr den heutigen Sicherheitsanforderungen, sodaß im Datensatz STANDARD eine eigene Abschätzung für die Investitionskosten neuer AKW getroffen werden mußte. Im Datensatz ZUKUNFT werden AKW nicht einbezogen, da derzeit außer Absichtserklärungen und Konzeptstudien keine nachvollziehbaren technologischen Weiterentwicklungen erkennbar sind<sup>57</sup>.

Nun gehört die Ökonomie von AKW und der zugehörigen Prozeßkette neben den Sicherheits- und Umweltaspekten zu den umstrittensten Bereichen der Energiediskussion und ist durchweg von konträren Standpunkten gekennzeichnet<sup>58</sup>. Im Rahmen des GEMIS-Projektes war es nicht Aufgabenstellung, eine ausführlichere Analyse dieser Problematik durchzuführen.

Daher wurde auf eine solche kürzlich durchgeführte Arbeit zurückgegriffen, die einen internationalen Vergleich der Kosten neuer AKW enthält (IPSEP/ÖKO 1994). Ergänzt wurde dies mit einer Durchsicht aktueller Literatur aus dem In- und Ausland sowie eigenen Daten, die aus der Sicherheitsdiskussion bei AKW stammen.

Als typische Investitionskosten für AKW im Datensatz STANDARD wurden, ausgehend von den angekündigten Neubauten in den neuen Bundesländern und eigenen Daten, die in der folgende Tabelle unter der Rubrik "GEMIS" aufgeführten Werte ermittelt<sup>59</sup>. Diesen Werten gegenübergestellt sind Angaben aus der Literatur, die auf die Preisbasis 1990 umgerechnet wurden. Bei den Brennelement- und Betriebskosten sowie der "Entsorgung" gelten sinngemäß die o.g. Einschränkungen, da auch hier u.E. keine "akzeptablen" Kosten angebar sind.

---

<sup>57</sup> Zwar wird immer wieder von Betreinerseite aus angekündigt, sog. "evolutionäre" oder gar "inhärent sichere" AKW entwickeln zu wollen, mit denen die bisherigen AKW abgelöst werden sollen. Bislang ist aber in der amerikanischen, deutschen und französischen Atomwirtschaft außer (teuren) Konzeptstudien keine entsprechende Entwicklungsarbeit festzustellen. Die mit den Stichworten "Hochtemperaturreaktor" und "Schneller Brüter" markierte Diskussion um sog. **neue** AKW-Techniken erscheint vor der Realität im In- und Ausland ebenfalls als uninteressant für den GEMIS-Datensatz ZUKUNFT: die Demonstrationsanlagen zum HTR (Hamm-Uentrop) und Schnellen Brüter (Kalkar) wurden nach Milliardenausgaben stillgelegt, in den deutschen Atomforschungszentren wurden die entsprechenden Pilotanlagen mittlerweile abgeschaltet (HTR in Jülich, SNR in Karlsruhe).

<sup>58</sup> vgl. z.B. die vom IKE (1989b) vorgelegten extrem optimistischen Annahmen für neue AKW im Rahmen des Studienprogramms der Enquete-Kommission sowie die Kritik hierzu in Traube (1989).

<sup>59</sup> Offen ist, welchen Sicherheitsstandard ein neues AKW in der BRD genügen müßte und wie sich dies kostenseitig auswirkte. Allerdings darf auch ein relativ teures AKW nicht als "sicher" gelten - bislang existiert nach Auffassung der Autoren *kein* sicherheitstechnisch tragfähiges Konzept für AKW. Selbst wenn dies theoretisch irgendwann entwickelt würde und auch kritischen Risikophilosophien gerecht würde, blieben als *ungelöste* Probleme die der radioaktiven Abgaben im sog. Normalbetrieb, die Risiken bei Atomtransporten, die Umwelt- und Gesundheitsfolgen der Urangewinnung sowie die sog. "Entsorgung" der anfallenden hoch-, mittel- und schwachaktiven Reststoffe.

*Tabelle 108 Kostendaten für AKW*

Kenngröße	Einheit	IKE (1989)	IPSEP (1994)	GEMIS
Investition	[DM/kW <sub>e</sub> ]	3.800	5.100	5.000
Betrieb	[DM/kW*a]	82	183	117
Ver- und "Entsorgung"	[DM/MWh <sub>e</sub> ]	2,5	2,85	3,0
Auslastung	[h/a]	6.000	6.000	6.000
Lebensdauer	[a]	35	22,5	25
Spez. Stromkosten*	[Pf/kWh]	8,95	11,81	11,22

\* mit GEMIS errechnet für 4% Realzins, **keine** externen Kosten, Werte gerundet

Mit den o.g. Grunddaten wurde eine Kostenbilanzierung mit GEMIS durchgeführt, nach denen sich die in der Tabelle genannten spezifischen Stromkosten ergaben. Dies ist allerdings keine Wirtschaftlichkeitsrechnung, da viele der dazu erforderlichen Kenngrößen (Bauzeitinsen, Eigenkapitalquote etc.) nicht in GEMIS eingehen.

*Tabelle 109 GEMIS-Werte für Kosten von Strombereitstellungsprozessen*

\$\$

**7.2.2 Kostendaten für Prozesse zur Kraft-Wärme-Kopplung**

\$\$

*Tabelle 110 GEMIS-Werte für Kosten von Prozessen zur gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme*

\$\$

**7.2.3 Kostendaten für Prozesse zur Wärmebereitstellung**

\$\$

*Tabelle 111 GEMIS-Werte für Kosten von Wärmebereitstellungsprozessen*

\$\$



### 7.3 Kostendaten für Verkehrsprozesse

Die Kostendaten für die ausgewählten Verkehrssysteme wurden wie die der Energiesysteme aus einer Literaturrecherche gewonnen, bei der systematische Studien zur Kostenerfassung im In- und Ausland interessiert (CEC 1991; IEA 1992; OTA 1992b). Dabei gilt es zu beachten, daß Kostendaten nur für die "Strategiefahrzeuge" ermittelt wurden, d.h. z.B. für die Öffentlichen Verkehre aufgrund der problematischen Abgrenzungsfragen derzeit keine Aussage erfolgen kann.

Die Werte der Investitionskosten für Benzin- und dieselbetriebene Pkw, d.h. einen durchschnittlich ausgestatteten Mittelklasse-Pkw, wurden aus der ADAC-Marktübersicht 1990 entnommen und die für den fortschrittlichen Neu-Typ auf dieser Basis sowie Angaben zu den Kosten der Spartechniken in UBA (1992) ermittelt. Für den "Pkw-zuk" wurde eine eigene Abschätzung getroffen, die u.a. auf internen Angaben von Herstellern beruht.

Die Angaben zu den Elektrofahrzeugen stammen von Herstellerdaten sowie Kostenschätzungen aus den o.g. Grundlagenstudien (insbesondere IEA 1992). Die Angaben zum Hybrid-Fahrzeug beruhen ebenfalls auf Angaben von Herstellerseite, die sich wiederum aus den Prototyp-Kosten und einer Markteinführung in den 90er Jahren ergeben (VW 1992).

Für die Pkw mit *Biotreibstoffen* wurden vereinfachend die Kosten der konventionellen Referenzfahrzeuge angesetzt. Die Kostenschätzungen für das (hypothetische) *Wasserstoff-Fahrzeug* mit Brennstoffzelle beruhen auf CEES (1991) sowie als Hauptquelle die H<sub>2</sub>-Systemstudie (LBS/DLR/FfE 1990).

*Tabelle 112 GEMIS-Werte für Kosten von Strategie-Pkw*

\$\$

## 8 Bewertungshilfen in GEMIS 2.0

Das Computerprogramm bietet neben der Bilanzierung von Umweltaspekten und Kosten auch verschiedene Optionen, die eine **Bewertung der Ergebnisse** durch die NutzerInnen unterstützen sollen.

### 8.1 Grundsätzliches zur Bewertung

GEMIS 2.0 ist als Analyseinstrument konzipiert, das keine **eigene** Bewertung der Ergebnisse durchführt, sondern die Resultate möglichst disaggregiert aufzeigt. Dennoch können verschiedene Schritte zur **Unterstützung** der Bewertung vorgenommen werden, die es EntscheiderInnen erlauben, den Entscheidungsraum besser zu überblicken. In GEMIS 2.0 werden hierzu drei Optionen geboten:

- \* die Zusammenfassung der Treibhausgase zum äquivalenten Treibhauspotential, die auf einer physikalisch-chemischen Aggregationsbasis erfolgt,
- \* die Umrechnung der Luftschadstoffe und Treibhausgase zu externen Umweltkosten, die auf einer ökonomischen Basis (Vermeidungskosten) erfolgt, und die nachfolgende Addition dieser Umweltkosten mit den internen Kosten zu einer Gesamtkostenbilanz, sowie
- \* die Analyse qualitativer Aspekte der verwendeten Primärenergien und Produkte, die auf einer **subjektiven** Einschätzung der Intensität verschiedener Umweltwirkung beruht.

### 8.2 Äquivalentes Treibhauspotential

Die quantitative Bilanzierung von CO<sub>2</sub> wurde in das GEMIS-Programm aufgenommen, um einen Indikator für die möglichen Anteile der Energiesysteme an der globalen Klimaänderung durch Treibgase zu geben. Die Problematik der potentiellen Klimaänderungen werden mittlerweile unter Vorsorgegesichtspunkten diskutiert und eine drastische Emissionsminderung zur Verringerung des Risikos einer globalen Erwärmung empfohlen - sowohl von der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages als auch von der Bundesregierung (IMA 1990).

Da CO<sub>2</sub> zu rd. 50 % an der durch Menschen verursachten zusätzlichen globalen Erwärmung beteiligt ist, charakterisiert dieser Umweltaspekt eine relevante Komponente der energiebedingten Klimawirkungen. Jedoch sind auch die anderen energiebedingten Treibhausgase zu beachten, die gegenüber CO<sub>2</sub> eine jeweils verschiedene Klimawirkung besitzen. Um aus den einzelnen Emissionsdaten die **Gesamtwirkungen** für den Treibhauseffekt zu ermitteln, müssen die Einzeldaten **aggregiert** werden.

Als Maß für die Treibhauswirkung dient hierzu das sog. äquivalente Treibhauspotential (THP), das die mögliche globale Erwärmung durch die Gase auf äquivalente Mengen CO<sub>2</sub> umrechnet. Hierfür dienen Faktoren, die das unterschiedliche Absorptionsvermögen der Treibhausgase für Wärmestrahlung sowie die jeweilige atmosphärische Verweildauer berücksichtigen und auf die Erwärmung durch 1 kg CO<sub>2</sub> beziehen.

Da die atmosphärischen Verweildauern der Treibhausgase unterschiedlich lang sind, hängen diese Äquivalenzfaktoren vom Betrachtungszeitraum ab. Für die Betrachtung des äquivalenten THP werden in der Literatur Angaben von 20 - 500 Jahren gemacht, üblicherweise wird als kurzfristiger Zeithorizont 20 Jahre (THP-20) und für längerfristige Betrachtungen 100 Jahre (THP-100) gewählt (vgl. ÖKO 1992a). In der folgenden Tabelle sind die sich für die genannten Zeiträume ergebenden Umrechnungsfaktoren für die **direkte** Treibhauswirkung aufgeführt, wobei die Daten aus der Literatur stammen (IPCC 1992; IEA 1992).

*Tabelle 114 Basisdaten zum direkten äquivalenten Treibhauspotential*

Treibhausgas	Integrationszeit		
	20 Jahre	100 Jahre	500 Jahre
CO <sub>2</sub>	1	1	1
CH <sub>4</sub>	34	11	4
CO	0	0	0
NMVOC	0	0	0
NO <sub>x</sub>	0	0	0
N <sub>2</sub> O	250	270	170

(alle Angaben bezogen auf 1 kg CO<sub>2</sub>)

Treibhausgase wie CO, CH<sub>4</sub> und Stickoxide (NO<sub>x</sub>) weisen auch *indirekte* Treibhauswirkungen auf, die auf luftchemischen Prozessen beruhen: aus ihnen können direkte Treibhausgase entstehen oder deren atmosphärische Verweilzeit erhöht werden. Für CO überwiegt der letztgenannte Mechanismus (Verringerung des Abbaus von CH<sub>4</sub> durch OH-Radikale), während bei der CH<sub>4</sub>-Oxidation in der höheren Atmosphäre Wasserdampf entsteht, der wiederum als Treibhausgas wirkt.

Der Mechanismus bei den Stickoxide ist dagegen komplizierter: zusammen mit den Nichtmethan-Kohlenwasserstoffen (NMVOC) gelten sie als Vorläufersubstanzen für Ozon, das wiederum ein Treibhausgas darstellt und in der unteren Atmosphäre zur globalen Erwärmung beiträgt.

Stickoxide tragen **jedoch auch zum Abbau** von Ozon bei - je nach luftchemischer Situation, Sonneneinstrahlung und Temperatur kann dabei die Ozonbildung **oder** der Ozonabbau überwiegen. Aufgrund der regional stark unterschiedlichen Bedingungen zur Umsetzung von NO<sub>x</sub>, CO und NMVOC sind die indirekten Treibhauswirkungen dieser Spurengase mit Unsicherheiten behaftet.

Aufgrund der regional stark unterschiedlichen Bedingungen zur Umsetzung von NO<sub>x</sub>, CO und NMVOC sind die indirekten Treibhauswirkungen dieser Spurengase mit großen Unsicherheiten behaftet. In GEMIS 2.0 wurden deshalb zwei Datensätze für die Treibhausäquivalenzfaktoren angeboten (THP-d für direkt und THP-t für total, d.h. inkl. indirekten Wirkungen), und in der Regel mit dem gesamten THP gerechnet.

Die wissenschaftliche Diskussion im letzten Jahr ergab jedoch erhebliche Zweifel an Gültigkeit und Aussagekraft der indirekten CO<sub>2</sub>-Äquivalenzfaktoren, daher wird in der aktualisierten Fassung von GEMIS 2.0 *nur noch mit den direkten* THG-Äquivalenzfaktoren gerechnet<sup>60</sup>.

Da sich der wissenschaftliche Stand durch neue Forschungsergebnisse auch ggf. schnell ändern kann, erlaubt GEMIS 2.0 schließlich die Eingabe von nutzerdefinierten THG-Äquivalenzfaktoren<sup>61</sup>.

Mit diesen Grunddaten kann GEMIS 2.0 aus den Einzelwerten der THG das äquivalente THP für alle Gase beim gewünschten Zeithorizont ermitteln, wobei NutzerInnen zwischen dem direkten oder gesamten THP wählen können<sup>62</sup>. Bei der Interpretation der Ergebnisse solcher Rechnungen (vgl. Berichtsteil I) müssen allerdings einige Einschränkungen beachtet werden: Die wissenschaftliche Diskussion um Treibhausgas-Emissionen hat in Deutschland Einigkeit darüber erzielt, daß CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der **Biomassenutzung dann nicht** als Nettobelastung der Atmosphäre anzusehen sind, wenn die Biomasse aus **nachhaltigem Anbau** stammt<sup>63</sup>.

Dieses Kriterium erfüllen in Deutschland praktisch alle biogenen (vegetabilen) Anteile des Hausmülls, Klärschlämme aus der Abwasserreinigung sowie die überwiegende Menge des Stroh und Holzes, die als Bau- oder Brennstoff genutzt werden.

Daher wird bei der Einzelbilanzierung der treibhausrelevanten Emissionen in GEMIS 2.0 zwar die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den entsprechenden Produkten durch das Programm im entsprechenden Menü angezeigt, NutzerInnen können aber durch den Schalter "biogen" verhindern, daß die **direkt** aus dem Produkt stammenden CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Gesamtbilanzierung einbezogen werden.

Soweit beim Abbau von Biomasse andere Treibhausgase entstehen (z.B. Methan in Deponien und Klärwerken, N<sub>2</sub>O bei Nachwachsenden Rohstoffen), ist der Stoffkreislauf in der Regel nicht geschlossen, da diese Treibhausgase beim Pflanzenwachstum nicht oder nur in geringem Umfang aus der Atmosphäre entnommen und eingebunden oder umgewandelt werden - ihr Beitrag ist daher in der Regel bei Gesamtbilanzierungen des Treibhauspotentials mit zu berücksichtigen.

---

<sup>60</sup> GEMIS-NutzerInnen können auch weiterhin mit dem gesamten THP rechnen, der Datensatz wird weiterhin mitgeliefert. Eine Überarbeitung aller THP-Werte wird voraussichtlich in 1995 auf Basis neuer Daten des IPCC möglich sein.

<sup>61</sup> Eine weitere Unsicherheit der Gesamtaussage zur Klimarelevanz ist die vergleichsweise schlechte Datenbasis bei den nichtenergiebedingten Spurengasemissionen sowie den Materialvorleistungen (Produktherstellung und -verarbeitung, vgl. ÖKO 1992b).

<sup>62</sup> NutzerInnen können auch eigene THP-Werte für weitere Klimagase bzw. andere Zeiträume eingeben und als eigenen Datensatz abspeichern. Für FCKW findet sich z.B. eine Zusammenstellung in (ÖKO 1992a)

<sup>63</sup> Dies bedeutet, daß innerhalb von kurzer Frist (max. 10 Jahre) die geerntete Biomasse durch Nachpflanzung ersetzt wird. Beim Wachstum der "Nachfolgenergeneration" wird dann die gleiche CO<sub>2</sub>-Menge aus der Atmosphäre entnommen und in die Pflanzensubstanz eingebunden, die bei der Nutzung der "Vorgeneration" emittiert wurde.

## 8.3 Externe Umweltkosten

Neben den direkten betriebswirtschaftlichen Kosten erlaubt GEMIS 2.0 auch, sog. **externe Kosten** zu bestimmen, die durch die Emission von Luftschadstoffen und Treibhausgasen entstehen<sup>64</sup>. Damit kann eine relativ einfache Bewertung der gesellschaftlichen Kosteneffektivität erfolgen, indem die Umweltaspekte monetarisiert werden. Damit *könnte* die Abstimmung zwischen verschiedenen (internen) Kosten von Energiesystemen und deren lokalen, regionalen und globalen Umwelteffekten drastisch vereinfacht werden, indem ein *gemeinsamer Nenner* für alle Aspekte gefunden wird: **Geld**. Die Internalisierung externer Kosten durch Monetarisierung zielt genau darauf ab: Umweltkosten in der gleichen (monetären) Einheit auszudrücken, wie die für betriebswirtschaftliche (interne) Kosten bereits genutzte. Die einheitliche Bewertungsgröße "Geld" erlaubt zudem, verschiedene Umweltaspekte zu aggregieren und direkt ökonomische und ökologische Aspekte zu "verrechnen". Allerdings gilt es dabei zu berücksichtigen, in welchem Umfang Externalitäten monetarisiert werden können (Fritsche 1991a+b).

### 9.3.1 Methodischer Ansatz

In der Theorie funktionieren Marktwirtschaften vor allem durch Preissignale, sodaß die Internalisierung externer (Umwelt)Kosten über Geldgrößen dem "Spiel" der Marktkräfte eine ökologische Komponente zufügen könnte, ohne die bestehenden "Regeln" zu verändern. In der Theorie geht das sehr gut. In der Wirklichkeit gibt es aber mehr als nur Preise, und eine genauere Analyse ist notwendig, in welchem Umfang Externalitäten monetarisiert werden können, bevor dem Ansatz zugestimmt werden kann<sup>65</sup>.

Eine Übersicht und Diskussion der jüngsten Forschungsergebnisse zu Externalitäten gibt die Literatur (Hohmeyer 1990; ISI 1989; LBL 1990; ÖKO 1989a+b; Pace 1990), wobei ein erstaunlicher Konsens über die Größenordnung von externen Umweltkosten von *nichtnuklearer* Stromerzeugung besteht (vgl. unten).

### Schadens- versus Vermeidungskosten ?

Die Analyse der verschiedenen Ansätze zur Monetarisierung von Umwelteffekten ergibt eine Unterscheidung zwischen *direkten* Methoden, wo Gesundheitsschäden, Verluste an (Nutz-) Pflanzen, Materialschäden usw. in herkömmlichen ökonomischen Werten bestimmt werden, und *indirekten* Methoden, die entweder Vermeidungskosten (Emissionsminderungs- oder Kompensationskosten) oder Befragungen (willingness to pay/sell) verwenden.

Vom reinen ökonomischen Standpunkt aus können nur direkte Methoden die "echten" gesellschaftlichen Kosten bestimmen, während der Vermeidungskostenansatz als ein schlechtes Substitut und die über Befragungen erhobenen Werte als "beliebig" interpretiert werden.

---

<sup>64</sup> NutzerInnen können auch eigene Werte für externe Kosten der nutzerspezifischen Emissionen (z.B. Cadmium) eingeben und als eigenen Datensatz abspeichern.

<sup>65</sup> Dabei gilt es zu beachten, daß die monetäre Bewertung der Umweltinanspruchnahme nur ein (bescheidenes) Hilfsmittel ist, um *auch* ein ökonomisches Argument zur Notwendigkeit von Umweltschutzausgaben und -maßnahmen zu erhalten, wobei diese Bewertung *allein* stets unzureichend bleibt und durch nicht-ökonomische Bewertungskriterien ergänzt werden muß (Hampicke 1989).

Jedoch führten die unlösbaren Probleme, über direkte Methoden heute den Schaden durch CO<sub>2</sub>-Emissionen zu bestimmen (ISI 1989), mittlerweile zu einer entspannteren Sichtweise für Vermeidungskosten, solange diese Werte von Umweltstandards oder verbindlichen umweltschutzpolitischen Minderungszielen abgeleitet wurden (Welsch 1989).

Der Umstand, daß viele Externe-Kosten-Studien zu ähnlichen Ergebnissen bei Luftschadstoffen - d.h. gleiche Größenordnung - führen, kann leicht gedeutet werden. Die wesentlichen Grundlagen für direkte Methoden sind epidemiologische Studien (Gesundheitsfolgen) und Feldstudien für andere Schäden (Pflanzen, Materialien). Indirekte Methoden verwenden dagegen technische Daten zu Emissionsminderungsverfahren, die zur Einhaltung von Umweltstandards dienen. Die Umweltstandards wiederum sind z.T. durch Kosten-Nutzen-Analysen gefunden und gerechtfertigt, wie eine OECD-Studie für SO<sub>2</sub> zeigte: danach sind Aufwand (technische Kosten) und Nutzen (vermiedene Schäden) für Luftschadstoffe bei moderaten Minderungszielen ähnlich (OECD 1981). Somit liefert die Analyse von heute quantifizierbaren Schäden durch Luftverunreinigungen bzw. vom Aufwand zu deren Vermeidung in monetärer Hinsicht gleiche Größenordnungen.

### 9.3.2 Externe Kosten von Energiesystemen

Die jüngste US-Studie zu externen Kosten der Elektrizitätsbereitstellung (Pace 1990) gibt eine breite Diskussion von Methodik und Daten zur Internalisierung externer Effekte über monetarisierte Umweltschäden. Die folgende Tabelle faßt die Kostendaten zusammen, die in der Pace-Studie als "vernünftig" identifiziert wurden<sup>66</sup>. Ergebnisse anderer US-Arbeiten zu Schadenskosten diskutiert die Literatur (LBL 1990; NARUC 1990, ÖKO 1989a+b) und wurden bei einem deutsch/amerikanischen Workshop behandelt (vgl. Hohmeyer/Ottinger 1990).

*Tabelle 116 US-amerikanische Werte zur Monetarisierung von Emissionen*

Schadstoff	DM/t (US-Werte)*
CO <sub>2</sub>	22**
SO <sub>2</sub>	6.455
NO <sub>x</sub>	2.608
Staub	3.784

\* 1990 US\$/ton auf DM/t umgerechnet mit Faktor 1.59

\*\* über Vermeidungskosten (Biomasse-Anbau) ermittelt

Deutsche Arbeiten im Bereich externer Kosten sind in mehreren neueren Untersuchungen diskutiert (Hohmeyer 1990; ISI 1989; ÖKO 1989a+b).

<sup>66</sup> In der Pace-Studie wurden für CO<sub>2</sub> allerdings ebenfalls keine Schadenskosten genannt, sondern die Vermeidungskosten durch Aufforstung.

Das ÖKO-Institut wendete die indirekte Methode - also Vermeidungskosten - für die BRD-Verhältnisse in der ersten GEMIS-Studie an (ÖKO/GhK 1989). Die dortigen Werte repräsentieren den Aufwand der erforderlichen Emissionsminderung für SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub von stationären und mobilen Quellen in (West)Deutschland, gemittelt über die jeweiligen Anteile der Quellen an der Gesamtemission in den 90er Jahren. Die Werte für CO<sub>2</sub> wurden als Bandbreite durch Brennstoffsubstitution und rationelle Energienutzung (unterer Wert) sowie durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung (hoher Wert) ermittelt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die entsprechenden Daten.

*Tabelle 117 Werte zur Monetarisierung von Emissionen über deutsche Vermeidungskosten*

Schadstoff	DM/t (GEMIS 1.0)
CO <sub>2</sub> - niedrig	10
CO <sub>2</sub> - hoch	100
SO <sub>2</sub>	5.000
NO <sub>x</sub>	4.000
Staub	1.000

Quelle: ÖKO/GhK 1989

Diese Ergebnisse zeigen, daß die Resultate der Pace-Studie gut mit den deutschen Werten für NO<sub>x</sub> und CO<sub>2</sub> übereinstimmen, während für SO<sub>2</sub> und Staub die Pace-Werte höher liegen. Bei Staub kann die Differenz dadurch erklärt werden, daß die deutschen Daten Gesamtstaub betreffen, während die Pace-Daten hauptsächlich Feinstaub einbeziehen. Würden die deutschen Werte nur auf Feinstaub bezogen, ergäben sich ähnliche Werte wie bei Pace.

Wegen der Sensitivität der externen Kosten bezüglich der Einbeziehung von CO<sub>2</sub> wurden in der ersten GEMIS-Studie mit einer Bandbreite der CO<sub>2</sub>-Kosten gerechnet. Mittlerweile sind jedoch eine große Zahl von Studien zu diesem Problemkreis durchgeführt worden, die eine Vereinfachung zulassen: Als **Standard**-Wert der Emissionsvermeidungskosten für CO<sub>2</sub> wird in GEMIS 2.0 mit 50 DM/t gerechnet, wobei sich dieser Wert nicht einfach als Mittel von 10 und 100 DM/t ergibt, sondern aus einer ausführlichen Analyse neuester Forschungsarbeiten zu den Kosten der CO<sub>2</sub>-Reduktion sowie der ökonomischen Diskussion um CO<sub>2</sub>-Steuern (vor allem in der EG). Weiterhin kann in GEMIS 2.0 auch mit anderen Treibhausgasen gerechnet werden (vgl. oben Abschnitt H-1). Daher wurde im Standard-Fall für die externen Kosten dieser Stoffe der Wert von CO<sub>2</sub> über das (gesamte) äquivalente Treibhauspotential für den 100-Jahres-Zeitraum umgerechnet. Die sich so ergebenden Werte zeigt die folgende Tabelle.

Da für CO und NMVOC kein direktes THP mehr angesetzt wird, sind auch deren in GEMIS einbezogene externen Kostenfaktoren nunmehr gleich Null. Da für NO<sub>x</sub> ebenfalls kein klimaspezifischer Vermeidungsaufwand mehr berücksichtigt wird, reduzieren sich dessen externe Kostenfaktoren nunmehr auf den originärem NO<sub>x</sub>-spezifischen Vermeidungsaufwand.

Die folgende Tabelle zeigt die aktualisierten Werte zur Monetarisierung von Emissionen in GEMIS 2.0 im Überblick.

Tabelle 113 Monetarisierung von Emissionen inkl. CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

Schadstoff	DM/t
SO <sub>2</sub>	5.000
Staub	1.000
CO <sub>2</sub>	50
CH <sub>4</sub>	550*
NO <sub>x</sub>	4.000*
N <sub>2</sub> O	13.500

\* Werte reduziert, weil nur direktes THP berücksichtigt (Integrationszeit 100 Jahre)

Neben dieser Aktualisierung wurde auch eine *Ergänzung* zur Monetarisierung durchgeführt. In den bisherigen GEMIS-Versionen wurden Umweltkosten stets als *Vermeidungsaufwand* definiert, womit sich nuklearspezifische externe Kosten nicht erfassen lassen - Unfälle und sonstige Folgen des Betriebs von AKW können *nicht* generell vermieden werden. Die monetarisierten Umweltkosten von AKW wurden in GEMIS daher mit "Null" angezeigt, was in der summarischen Bewertung von Energietechniken zu einem offenkundigen Fehler führt: die nuklearspezifischen externen Kosten sind eben *nicht* "Null" - aber wie hoch sind sie ?

Verschiedene Studien der letzten Jahre, die eine Quantifizierung der monetarisierbaren Umweltkosten von AKW zu leisten versuchten, führten zu *sehr* unterschiedlichen Ergebnissen<sup>67</sup>. Mit dem GEMIS-Datenupdate soll *nicht* versucht werden, hierzu neue Werte vorzulegen. Vielmehr wird ein "Merkwert" verwendet, um nuklearspezifische Umweltkosten in der monetarisierten Umweltkostenbilanz in GEMIS aufzunehmen. Der Überblick zu Ergebnissen der wichtigsten Studien (vgl. Tabelle unten) zeigt, daß ein Wert von 3 Pf/kWh Atomstrom an der unteren Grenze liegt und zumindest eine Größenordnung der monetarisierbaren Umweltkosten benennt.

Tabelle 114 Monetarisierte Externalitäten von Atomstrom nach verschiedenen Studien

Kenngroße	IKE	Hohmeyer	Ottinger	PROGNOS	IPSEP
Backstop System	-	4,9 - 47,4	-	-	-
F&E, sozial, etc.	-	1,7	-	-	0,5
nuklearspezifisch	0,01 - 0,1	3,5 - 21,0	3,8	4,3	0,5 - 5,9

Daten in Pf/kWh<sub>el</sub>. Die Literaturangaben zu dieser Übersicht finden sich in Fritsche/Peter (1994)

Dieser in GEMIS aufgenommene "Merkwert" von 3 Pf/kWh<sub>el</sub> Atomstrom kann jedoch nicht die eigene Bewertung von AKW ersetzen - er dient allein der grundsätzlichen Berücksichtigung nuklearer Umweltkosten in der summarischen Aggregation.

<sup>67</sup> Dem Problem der Quantifizierung und Monetarisierung nuklearer Risiken wurde bisher in GEMIS durch Verweis auf die *qualitative* Beurteilung von Energiesystemen begegnet.



## Probleme der Monetarisierung

Die Monetarisierung externer Kosten gelingt scheinbar recht gut: es gibt einen gewissen Konsens zur Größenordnung, und selbst einige der Aufsichtsbehörden stimmen solchen Konzepten zu. Leider gibt es eine einfache Wahrheit, die nicht ignoriert werden kann: Die Monetarisierung ist nur für einen Teil von Umweltaspekten möglich. Einerseits gibt es einen erheblichen Mangel an Daten für Umwelteffekte, die prinzipiell monetarisiert werden *könnten* (z.B. Schwermetalle, ozonabbauende Stoffe). Obwohl diesem Mangel durch mehr Forschung abgeholfen werden könnte, kann bis dahin die Monetarisierung nur partiell die quantifizierbaren Umweltaspekte einbeziehen - was besser ist als nichts. Andererseits gibt es Effekte, die kaum quantifiziert werden können, womit die Monetarisierung problematisch wird, und schließlich Effekte, die überhaupt nicht monetarisiert werden können.

Zweifelsohne gehören klimarelevanten Emissionen zu den Kernaspekten, die quantifiziert werden müssen. Da ozonzerstörende Substanzen typischerweise nicht mit Energiesystemen verbunden sind, kann sich die Diskussion auf Treibhausgase und ihr spezifisches Potential zur Erwärmung konzentrieren. Das wichtigste klimarelevante Spurengas ist CO<sub>2</sub>, obwohl auch anderen Gase (CO, CH<sub>4</sub>, NMVOC, N<sub>2</sub>O) relevant sein können (vgl. oben).

Die Monetarisierung von CO<sub>2</sub> ist kein einfaches Vorhaben, wie die Diskussion in der Literatur zeigt: Die Kosten der *Schäden* durch CO<sub>2</sub> sind wegen erheblicher methodischer Probleme kaum ermittelbar (Blandow/Zittel 1992), und die der CO<sub>2</sub>-*Vermeidung* variieren mindestens innerhalb einer Größenordnung, da keine allgemeine Zielvorgaben zur CO<sub>2</sub>-Reduktion verfügbar sind und die Bedingungen dazu auch stark streuen.

Aber damit nicht genug: Ökonometrische Modelle deuten darauf hin, daß die Kosten selbst für kleine CO<sub>2</sub>-Reduktionen substantiell sein können (ASE 1990), andererseits zeigen Analysen für Maßnahmenbündel zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung, daß die *Nettokosten* für 20-30% CO<sub>2</sub>-Reduktion gering oder gar Null sein können (Enquête 1990; CEC 1992). Daher mag die Bestimmung belastbarer und allgemeingültiger Werte zur Monetarisierung von CO<sub>2</sub> unerreichbar sein, vor allem, wenn verschiedene Ziele für verschiedene Länder oder Regionen auftreten.

## Nicht-quantifizierbare Umweltaspekte

Neben Umwelteffekten, die quantifizierbar und daher tendenziell monetarisierbar sind, gibt es andere, die nur in qualitativer Form behandelt werden können. Eine Diskussion solcher Aspekte gibt die Literatur (AURA 1983; ÖKO/GhK 1989; UNEP 1985). Obwohl **Krankheits- und Unfallrisiken** für Beschäftigte sowie die Gefährdung der Öffentlichkeit durch große Unfälle in vielfältiger Weise untersucht wurden, ermutigen die Ergebnisse solcher Arbeiten *nicht*, quantifizierte Aussagen für Monetarisierungen zu verwenden. Hierzu einige Zitate:

"Die Ergebnisse zeigen aber auch, daß auf dem Gebiet der Risikoforschung noch in erheblichem Umfang Untersuchungsbedarf und weitere Entwicklungen notwendig sind, bevor Risikoaspekte als quantitatives Kriterium bei energiepolitischen Entscheidungen dienen können" (zit.n. Thöne/Kallenbach 1988, S.793-794).

"Eine wissenschaftlich abgesicherte Vorgehensweise für Risikovergleiche fehlt. [...] Demzufolge liefern Risikovergleiche derzeit noch keine belastbaren Aussagen" (zit.n. Hauptmanns/Hertrich/Werner 1987, S.181).

"...Der Wissensstand erlaubt nicht, numerische Werte für Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme und deren vorgelagerter Prozeßketten als Basis für eindeutige Bewertungen der relativen Sicherheit solcher Energiesysteme zu verwenden." (zit.n. OECD 1985, S. 130, eigene Übersetzung.)

Die Uneinigkeit in der Wissenschaft (und darüber hinaus) gipfelt in der Debatte über (Gesundheits)Risiken der Atomenergie. Die Arbeit von Hohmeyer und die "Gegen"studie dazu (IKE 1989) zeigten, daß die Bandbreite möglicher Risiken durch Atomunfälle etwa **5 Größenordnungen** beträgt und damit alle anderen bekannten externen Kosten der Atomkraft übersteigt. Sicher könnte mehr Forschung die Bandbreite reduzieren, aber an der fundamentalen Möglichkeit zu schweren Unfällen bei - eben *nicht* inhärent sicheren - AKW, sowie an den Risiken der vor- und nachgelagerten Brennstoffketten änderte dies nichts. Da die Monetarisierung nuklearer Risiken über eine "niedrig-hoch"-Bandbreite wegen Unpraktikabilität abzulehnen ist, bleiben nur *qualitative* Aussagen übrig<sup>68</sup>.

Neben Risiken verursacht die Energiebereitstellung und -nutzung auch direkte Auswirkungen auf **örtliche und regionale Ökosysteme**. Diese Effekte reichen von Verschlechterungen der Lebensräume und Zerteilung z.B. naturbelassener Refugien über die Unterbrechung von Wanderwegen (z.B. Fische und Vögel) bis hin zur Gefährdung von Arten (Plaza 1983).

Die Hauptwirkungen gehen dabei von der Primärenergiegewinnung aus<sup>69</sup>, aber auch der Energietransport kann schwere ökologische Folgen haben (z.B. Öltankerunfälle, Gaspipeline-Explosionen). Für einige dieser Effekte können Schadens- oder Vermeidungskosten aus Fallstudien abgeleitet werden (z.B. Exxon-Valdez-Unfall), aber die ökologische Vielfalt erlaubt nicht, *generelle* Kosten dafür zu bestimmen. Eng damit verknüpft sind Auswirkungen auf die regionale oder gar globale **Artenvielfalt** (Beyea 1990), für die weder quantitative Abschätzungen der Ursache-Wirkungs-Beziehungen vorliegen noch vernünftige Methoden existieren, um die gesellschaftlichen Kosten einer reduzierten Artenvielfalt zu bestimmen.

### *Schlußfolgerungen für die Monetarisierung*

Der Kenntnis- und Methodenstand zur Einbeziehung von Umweltaspekten erlaubt, **einige** Effekte in monetären Größen auszudrücken: Für Luftschadstoffe können über den Schadens- bzw. Vermeidungsansatz Umweltkosten angegeben werden, die eine umfassendere Bewertung fossiler und regenerativer Energieoptionen hinsichtlich Gesundheitsfolgen, Saurem Regen und Materialschäden ermöglichen. Die monetäre Internalisierung dieser Aspekte kann helfen, die richtigen Preissignale an private Erzeuger (auf der Angebotsseite) bzw. Energiekunden (auf der Nachfrageseite) zu geben. Die Ergebnisse amerikanischer und deutscher Studien stimmen innerhalb einer akzeptablen Bandbreite überein, sodaß sich ein *Mindestwert* für externe Umweltkosten ermitteln läßt. Wichtige andere Umwelteffekte können aber derzeit nur mit großer Unsicherheit monetarisiert, und weitere nur qualitativ ausgedrückt werden. Dies entspricht einem Beschluß der Energieaufsichtsbehörde im US-Bundesstaat South Carolina:

---

<sup>68</sup> Quantifizierbare Risiken fossiler und regenerativer Energien liegen innerhalb eines engen Wertebandes, sodaß kaum "Trennschärfe" durch ihre Berücksichtigung erzielbar ist.

<sup>69</sup> Für Effekte des Kohlebergbaus vgl. (Chadwick 1987), für Öl- und Gas siehe (Boesch/Rabalais 1987; Bolze 1987).

"Umweltkosten sind zu monetarisieren und in den Planungsprozeß einzubeziehen, wo immer dies möglich ist...Jedes EVU soll dabei soweit möglich die Kosten zur Einhaltung der bestehenden **und erwarteten** Umweltauflagen für Angebotsressourcen identifizieren und monetarisieren. Die externen Umweltkosten, die nicht monetarisiert werden können, sind in qualitativer Form im Planungsprozeß zu behandeln" (zit.n. ÖKO 1991c).

Ähnliche Formulierungen finden sich in Beschlüssen bzw. Entwürfen zu solchen Beschlüssen der Bundesstaaten Colorado, Illinois, Oregon, Rhode Island, Vermont und Washington (RII 1991). Zusammen mit den Absichten der Bundesstaaten New York und Kalifornien, ihre Datenbasis im Laufe des Jahres 1992 zu aktualisieren, kann daher für das nächste Jahr mit neuen Daten gerechnet werden sowie mit einer größeren Verbreitung der expliziten Monetarisierung.

### **8.3.3 Externe Kosten von Verkehrssystemen**

Die für Energiesysteme diskutierte Monetarisierung von Umweltkosten kann auch in anderen Bereichen angewendet werden. Für den Verkehrsbereich liegen hierzu verschiedene Studien vor, eine Übersicht gibt UPI (1991). Beim Verkehr treten weitere Aspekte wie Lärm, Unfälle, Flächeninanspruchnahme usw. hinzu, die allerdings derzeit nicht in GEMIS 2.0 berücksichtigt werden. NutzerInnen können diese Aspekte jedoch ggf. durch eigene Daten einbeziehen.

### **8.3.4 Externe Kosten von Materialien und Produkten**

Die externen Kosten der Materialvorleistungen und Hilfsstoffe werden in GEMIS 2.0 ebenfalls nur über die bei Energiesystemen ermittelten externen Kosten von GEMIS 2.0 bestimmt. Wie bei Verkehrssystemen können die NutzerInnen jedoch für Materialien und Produkte eigene ergänzende externe Kosten einbeziehen.

## 8.4 Qualitative Umweltaspekte

Im GEMIS-Projekt interessieren über die quantifizierbaren Umweltaspekte von Energiesystemen hinaus auch Fragen bezüglich der **qualitativ** faßbaren Umweltaspekte sowie **methodische** Fragen zur vergleichenden Umweltbewertung von Energiesystemen.

Der folgende Abschnitt stellt die im Rahmen der GEMIS-Arbeiten erfolgte Abgrenzung von relevanten qualitativen Umweltaspekten dar, schlägt eine Methodik zur Bewertung von Umweltaspekten vor und gibt Grundlagen zur Bedeutung und Bewertung der in GEMIS behandelten Umweltaspekte. Eine ausführliche Darstellung hierzu gibt der Anhangband 1.

Zunächst sei erläutert, was in GEMIS unter "qualitativen" im Unterschied zu "quantitativen" Aspekten verstanden wird. **Quantitative** Eigenschaften zeichnen sich dadurch aus, daß ihre Wertausprägung auf **numerische** Werte beschränkt ist, also z.B. die SO<sub>2</sub>-Emissionen einer Anlage, die den Wert 100 mg/m<sup>3</sup> Abgas annimmt. Hinzu kommt ihr **Status**: für die Ermittlung des jeweiligen Wertes können klare Berechnungsvorschriften angegeben werden, die - ggf. mit benennbaren Fehlertoleranzen - zu einem exakten Ergebnis führen.

Demgegenüber werden unter dem Begriff **qualitativ** verschiedenartige Wertausprägungen gefaßt, die von teilquantifizierten Aspekten (wie beim Flächenverbrauch) bis hin zu **bloß benennbaren** Auswirkungen reichen. Die qualitativen Umweltaspekte unterscheiden sich von den quantitativen Aspekten auch darin, daß erstere stark situationsabhängig sind (Standort, Umgebung) und daher bei generellen Aussagen eher den Charakter von **Möglichkeiten** annehmen, während letztere - bei einem bestimmten technischen Stand der Anlage - **notwendig** auftreten.

Weiter ist zu fragen, auf welcher Ebene qualitative Umweltaspekte sinnvoll definiert werden können. Die Hauptaufgabe von Umweltanalysen liegt darin, Informationen anzubieten für eine **vergleichende** Bewertung verschiedener Optionen (Energie-, Verkehr- und Stoffsysteme) zur Bereitstellung einer nachgefragten Dienstleistung. Dies bedeutet, nicht die umfassende Beschreibung einer isolierten Einzelanlage zu leisten, wie es zum Teil in Genehmigungsverfahren und Umweltverträglichkeitsprüfungen erfolgt, sondern die jeweiligen Prozesse als Teil eines übergreifenden, größeren Ver- oder Entsorgungssystems und damit als Teil einer mit anderen **konkurrierenden** Option zu verstehen. Dies erlaubt, die in die Bewertung einzubeziehenden Umweltaspekte **nicht absolut**, sondern lediglich in einer **komparativen** Weise zu definieren und zu "messen", also so, daß über zwei in Betracht kommende Optionen gesagt wird, welche mehr und welche weniger "problematisch" hinsichtlich eines Umweltaspekts anzusehen ist. Wie der Umweltaspekt **selbst** bzw. seine Ausprägung bei der **einzelnen** Option zu bewerten ist, kann in diesem Kontext außer Betracht bleiben.

Aus verschiedenen Gründen ist die Diskussion von qualitativen Umweltaspekten überwiegend nur **primärenergiespezifisch**, nicht aber anlagen- oder prozeßbezogen zu führen:

- \* einerseits werden die von uns als "relevant" charakterisierten Umweltaspekte nur in geringem Umfang durch die Nutzungstechniken der Primärenergien beeinflusst,
- \* andererseits können durch geeignete **Vorbedingungen** anlagenspezifische Aspekte weitgehend abgetrennt werden und
- \* schließlich würde die Vielfalt der Nutzungsoptionen (Sekundär- und Endenergiewandler) zu einem Analyseaufwand führen, der im Rahmen von GEMIS nicht zu leisten war.

Soweit sich relevante qualitative Umweltaspekte zeigen, die mit speziellen Nutzungstechniken einer Primärenergie verbunden sind, werden diese im Anhangband 1 diskutiert.

### 8.4.1 Methodischer Ansatz

Die im Rahmen des ersten GEMIS-Berichts erfolgte Auswertung von Studien und Energiekonzepten, bei denen Umweltaspekte der Energiebereitstellung analysiert wurden, ergab, daß alle Arbeiten in erster Linie auf **Luftschadstoffemissionen** als relevante Umweltaspekte abstellen (vgl. ÖKO/GhK 1989, Kapitel A-2), in mehreren Arbeiten wurden zudem - meist qualitativ - auch andere Beeinträchtigungen (Fläche, Wasser, Landschaft, Lebensräume und Tierarten) diskutiert. In GEMIS 2.0 wurde für die Bestimmung relevanter qualitativer Aspekte der im ersten GEMIS-Bericht entwickelte Ansatz benutzt:

Die Auswirkungen von Energiesystemen auf die Umwelt zeigen eine fast unüberschaubare Vielfalt **denkbarer** Aspekte. Es wäre nun wenig hilfreich für die Bewertung von Energiesystemen und arbeitstechnisch auch kaum zu bewältigen, wenn all diese **möglichen** Aspekte mit in die Bewertung einbezogen werden müßten.

Deshalb ist eine **Reduzierung** der relevanten Aspekte vorzunehmen (vgl. Anhangband 1). Nach diesen Streichungen verbleiben bei den einzelnen Anlagentypen einige Aspekte, die zwar immer noch potentieller Natur sind, also nicht generell auftreten **müssen**, jedoch einen Kern an Auswirkungen darstellen, auf den bei der vergleichenden Diskussion eingegangen werden muß.

### Verursacherintensität als Relevanzkriterium

Selbst bei der o.g. Reduzierung ergaben die im Rahmen der GEMIS-Arbeiten durchgeführten Analysen der Umweltaspekte von Energiesystemen einerseits, daß eine sehr große Zahl **potentieller** Umweltbelastungen durch Energiesysteme verbleibt. Andererseits zeigte sich, daß zwar viele Umweltbelastungen tatsächlich Energiesystemen zuzuordnen sind, aber auch **andere Verursacher** dieser Belastungen (z.B. Landwirtschaft, Tourismus) auftreten.

Um die (vergleichende) Diskussion und Bewertung der Umweltbelastungen von Energiesystemen zu vereinfachen, sollte der Fokus auf besonders **relevante** Kriterien gelegt werden. Unter relevant sind dabei solche Umweltaspekte zu verstehen, die durch die Entscheidung über Energiesysteme in umweltpolitisch bedeutsamer Weise betroffen sein **können**. Als Maß dafür kann die mit der Entscheidung verbundene Vermeidung bzw. Senkung von Umweltbelastungen angesehen werden, die möglichst groß oder nachhaltig sein sollte.

Als Begrifflich für dieses Relevanzkriterium wurde im ersten GEMIS-Bericht die **Verursacherintensität** vorgeschlagen. Dieser Begriff beschreibt, in welchem Maße Energiesysteme einen Umweltaspekt **insgesamt** beeinflussen, also z.B. wie groß der Anteil der **energiebedingten** Gefährdung von Tieren und Pflanzen an der Gesamtgefährdung sein kann. Je höher dieser Anteil, umso eher sollte dieser Aspekt großes Gewicht bei umweltseitigen Analyse und bei der energiespezifischen Entscheidungen finden. Die Verursacherintensität dient somit als **Filter** für die zu analysierenden und zu beachtenden Umweltaspekte.

Ausgehend von den Arbeiten des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU 1981-1988) sowie einer Zusammenstellung der Energy and Resources Group (Holdren 1987) und weiterer Literatur wurde versucht, dieses Relevanzfilter anzuwenden. Als relevante Umweltaspekte für Energiesysteme ergaben sich daraus

- \* Emissionen in die Atmosphäre
- \* Boden- bzw. Flächenbelastung
- \* Feste Reststoffe
- \* (Grund-)Wasserbelastung
- \* Gefährdung von Tier- und Pflanzenarten
- \* Unfallrisiken (bei Bau **und** Betrieb)

**Nicht generell** zu betrachten sind demnach **sozio-kulturelle Aspekte** (z.B. Auswirkungen auf Erholung, Ästhetik), da diese im **deutschen** Sprachraum typischerweise nicht als Teil der engeren Umweltproblematik gesehen werden. Dies steht im deutlichen Gegensatz zum anglo-amerikanischen Sprachraum, wo diese Aspekte (wie etwa boomtown effects, pristine/scenic areas, unique cultural resources) einen wichtigen Teil der Umweltdiskussion bilden.

Bei den aufgrund der Verursacherintensität u.E. zu beachtenden Umweltaspekten können einige aufgrund der Datenlage **quantitativ** behandelt werden:

- \* die Emissionen von "klassischen Luftschadstoffen" (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Staub, Halogene),
- \* klimarelevante Gase (CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, NMVOC, N<sub>2</sub>O),
- \* feste Reststoffe (Entschwefelungs-Reststoffe, Aschen),
- \* die Flächen-Inanspruchnahme.

Schwermetalle oder andere Luftschadstoffe können in GEMIS 2.0 durch nutzerspezifische Emissionen berücksichtigt werden, soweit entsprechende Daten hierzu vorliegen.

#### **8.4.2 Qualitative Aspekte für Primärenergien**

In GEMIS werden die qualitativen Umweltaspekte über die Primärenergien bestimmt, da die hier die Haupteffekte auftreten - die Folgen der Ressourcenentnahmen überwiegen praktisch alle späteren Schritte (Umwandlung...).

Bei der Förderung auf Aufbereitung von **Stein-** und **Braunkohle** fallen erhebliche Mengen von Trägergestein (sogenannte Berge) sowie Flotationsschlämme an, die - sofern sie nicht in die Bergwerke verbracht werden - auf Halden zu deponieren sind. Die mögliche Auswaschung von Sulfaten und Schwermetallen über Sickerwässer sowie die Flächen-Inanspruchnahme sind davon abgeleitete Umweltaspekte.

Die klassischen Risiken bei der Kohlenutzung lagen in der Vergangenheit ganz überwiegend bei Gesundheitsgefahren durch das sogenannte Staublungen-Syndrom der Beschäftigten im Bergbau. Durch verbesserte Technologien und Arbeitsschutzmaßnahmen konnte diese Gefahr in der BRD und im westlichen Ausland drastisch gesenkt werden, sodaß die zukünftige Kohlebereitstellung in dieser Hinsicht keine wesentliche Gefahrenquelle mehr darstellt.

Bei den festen fossilen Energieträgern liegen dagegen auch heute **Unfallgefahren** insbesondere bei der Gewinnung von Kohle im Tiefbau (Bergwerk), in geringerem Umfang auch beim Tagebau. Trotz der in den letzten Jahrzehnten gestiegenen Mechanisierung und der Verschärfung von Arbeitssicherheitsvorschriften und -einrichtungen sind die Unfälle **je Werktäti gem** an der oberen Grenze, verglichen mit allen anderen Primärenergien. Die Unfallgefahren werden überwiegend durch die relativ hohen Risikobeiträge von Grubenunglücken mit Todesfolge für ggf. mehrere hundert Beschäftigte geprägt (UNEP 1985)

Weitere Unfallrisiken bringt der Transport von Kohlen mit sich, sofern er mit Lkw erfolgt. Dies ist für bundesrepublikanische Verhältnisse nur bei Importkohlen (USA, Australien) und aufbereiteten Brennstoffen (Braunkohlestaub, Briketts) der Fall.

Die **Nutzung** von Kohlen als Energieträger ist dagegen weitgehend frei von Unfallgefahren, hier dominieren andere Umweltaspekte, die im Rahmen des GEMIS-Projekts quantitativ behandelt werden. Eine Ausnahme davon bildet der ggf. erforderliche Lkw-Transport von Aschen und Entschwefelungs-Reststoffen), wobei diese Risiken aber durch die Wahl anderer Transportmittel (Bahn, Schiff) und Verringerung der Transportdistanz (durch Ansiedlung weiterverarbeitender Industrien in der Nähe der Standorte) deutlich gesenkt werden kann.

Hinsichtlich der Problematik von Gesundheitsgefahren durch Niedrigstrahlung zeigen verschiedene Untersuchungen, daß die Folgedosis durch die Freisetzung von radioaktiven Edelgasen und Schwermetallen (Thorium, Uran) zwar **brutto** in der Größenordnung der Belastung durch den (stör- und unfallfreien) Betrieb eines Atomkraftwerks liegen (PTB 1978; GSF 1980), aber **global** ein "Offset" durch die Emission von  $^{14}\text{C}$ -freiem  $\text{CO}_2$  erfolgt (Suess-Effekt), sodaß eine Nettobetrachtung der kollektiven Folgedosis sogar **negative** Bilanzen ergibt (IFEU 1983; deSantis/Longo 1984; Bonka/Küppers/Horn 1988).

Bei der **Öl- und Gasförderung** fallen schwermetall- und chemikalienhaltige Bohrschlämme an, die in Deponien gelagert oder (bei Offshore-Förderung) in die Umwelt eingebracht werden. Bei der Aufbereitung von Lagerstättenwasser zur Wiederverpressung entstehen zusätzliche Schlämme, die ebenfalls deponiert oder abgeleitet werden. Die in diesen Schlämmen enthaltenen umweltrelevanten Stoffe können bei ihrer Mobilisierung zu einer Gefährdung des Tier- und Pflanzenlebens sowie - bei exponierten Lagen über den Wasserpfad - auch zu Folgen für die menschliche Gesundheit führen.

Die Gesundheitsgefährdungen der Beschäftigten sind bei der Förderung, Verarbeitung und Nutzung von Erdöl und Erdgas gegenüber der Kohle und Uran deutlich geringer (Holdren 1982+1987), auch die Unfallgefahren sind - von Explosionen durch ausströmende Gase abgesehen - im Bereich anderer Branchen anzusetzen. Inwieweit zukünftig Gefährdungen durch verstärkte seismische Aktivitäten im Offshore-Bereich, die infolge der Öl- und Gasentnahme auftreten könnten, zu erwarten sind, ist derzeit ungeklärt. Durch sekundäre und tertiäre Fördertechniken, bei denen Reservoire zumindest teilweise wieder verfüllt werden, können sich diese Risiken verringern lassen. Da zukünftig verstärkt auf diese Techniken zurückgegriffen wird muß, ist u.E. nicht von einer signifikanten Erhöhung des Risikos auszugehen.

Bedingt durch die zukünftig zumindest anteilmäßig steigenden Fördermengen aus dem Offshore-Bereich wird jedoch die Unfallgefahr gegenüber der Onshore-Förderung durch ungünstigere Wetterverhältnisse sowie die erschwerten Bedingungen für Wartung und Katastrophenhilfe zunehmen. Ob dies durch verbesserte technische Sicherungsmaßnahmen kompensiert werden kann, ist offen (CEC 1983).

Gesundheits- und Unfallgefahren sind wegen der Explosibilität von Erdgas auch bei den Prozeßstufen Transport (Pipelines, LNG-Schiffe), Speicherung (Drucktanks, Salzkavernen) und Nutzung (Hausanschlüsse) durch Leckagen möglich. Im Zuge des Einsatzes von leckarmen Verteilsystemen, Rückschlagsicherungen in der Unterverteilung und bei Übergabestellen sowie der besseren Verfügbarkeit von Leitungsplänen (z.B. durch digitalisierte Kartenwerke) wird zukünftig dieses Gefahrenpotential reduziert werden können. Durch in Erdgas und Erdöl enthaltene Radionuklide (insbesondere Edelgase) ist beim heutigen Kenntnisstand zumindest für die BRD keine signifikante Gesundheitsgefährdung der Beschäftigten im Bereich Förderung/ Aufbereitung sowie der Nutzer zu erwarten (PTB 1985; Bonka/Küppers/Horn 1988).

Die Gesundheitsgefahren bei der **Gewinnung und Nutzung von Uran** sind in erster Linie durch die Freisetzung von Radioaktivität bedingt. Bei der Förderung von Uran im Tief- und Tagebau werden die Beschäftigten mit Radon-Gas und Folgeprodukten exponiert, wobei sich diese Exposition zwar mindern, aber nicht verhindern läßt. Auch bei den anderen Stufen der Prozeßkette Uranmine --> Atomkraftwerk sind Beschäftigte radioaktiver **Niedrigstrahlung** ausgesetzt, über deren gesundheitliche Folgen keine wissenschaftlich abgesicherten Erkenntnisse vorliegen. Entsprechend des heutigen internationalen Diskussionsstandes kann von **keinem Schwellenwert** für die meisten Gesundheitsfolgen (insbesondere Krebs) ausgegangen werden.

Klassische Unfallgefahren treten bei der Förderung von Uran im Tiefbau in geringerem Umfang auf als beim Kohlebergbau, da die Uranminen wesentlich weniger durch Schlagwetter (explosive CO/CH<sub>4</sub>/O<sub>2</sub>-Gemische) gefährdet sind. Auch bei der Verarbeitung von Uran entlang der Prozeßkette treten zwar typische Unfallgefahren auf, die jedoch wegen der Sicherheitsvorkehrungen in Bezug auf Freisetzung von radioaktivem Material eher geringer sind als in vergleichbaren Branchen.

Die bei der Bereitstellung von Kernbrennstoffen über die vorgelagerte Prozeßkette anfallenden Mengen an radioaktiv kontaminierten oder selbst aktivem Material (Atommüll inkl. Tailings) ist unter dem generellen Risikoaspekt (Niedrigstrahlung) angesprochen (vgl. unten).

Als spezielle Problematik der sonstigen Reststoffe tritt bei der Urannutzung der Anfall von hochradioaktivem Atommüll in der Form von abgebrannten Brennelementen hinzu. Das Inventar an langlebigen Spaltprodukten sowie hochaktiven flüchtigen Elementen in diesen Brennelementen markiert die Umweltrelevanz. Die "Entsorgung" dieser Reststoffe ist weltweit bislang ungelöst, und es stehen auch perspektivisch keine Verfahren zur Verfügung, um die "Entschärfung" dieses Materials oder den sicheren Abschluß von der Biosphäre über geologische (!) Zeiträume zu gewährleisten.

Die Nutzung von **regenerativen Energien** führt beim Betrieb in der Regel zu keinen signifikanten Auswirkungen auf Risiken für die Gesundheit oder Beschäftigte (zur Herstellung vgl. unten). Die Unfallgefahren bei Installation und Wartung von Energiewandlern auf exponierten Standorten (z.B. Dächern) kann im Zuge des (bei einer breiten Einführung zu erwartenden) Einsatzes von geschultem Fachpersonal in branchenüblichen Grenzen gehalten werden, für die Energienutzer ergeben sich ebenfalls keine signifikanten Gefahren. Durch Materialversagen bedingte Unfälle (z.B. Rotorbruch bei Windkraft) haben nur lokal Bedeutung (OECD 1988) und können durch Standortwahl und geeignete Techniken stark reduziert werden (Medsker 1982).



Eine Ausnahme hiervon bildet die "Ernte" von Biomasse, insbesondere Restholz, da hierbei ein hoher Anteil von menschlicher Arbeitskraft unter unfallträchtigen Randbedingungen (Seilzug zum Rücken, Säge- und Schneidwerkzeuge) einzusetzen ist.

Wird dieses Gefährdungspotential durch den Einsatz von Großerntemaschinen reduziert, kann sich an vielen Standorten die forstökologische Problematik des Erntevorgangs erheblich verschärfen, da dann Bodenverdichtung, Aufriß der Humusaufgabe und Rindenverletzungen besonders bei Jungpflanzen auftreten können (KFW 1985). Eine Bewertung dieses Gegensatzes kann nur für reale Standortbedingungen erfolgen. Die bei der Lagerung von Biomasse (insbesondere Holz-Hackschnitzeln) mögliche Gesundheitsgefährdung durch Pilz- bzw. Sporenbildung mit der Folge von allergenen Reaktionen kann durch verfügbare Lagertechniken (Einstellung der Parameter Belüftung, Temperatur, Feuchte) erheblich reduziert werden.

Die regenerativen Energien verursachen, mit Ausnahme der Materialien für die Energiewandler selbst, keine sonstigen Reststoffprobleme. Durch das auch aus energetischen Gründen sinnvolle Recycling der Anlagenkomponenten kann der verbliebene "sonstige" Reststoffanfall im Vergleich zu den anderen Energiesystemen als vernachlässigbar angesehen werden.

Der Anbau von **schnellwachsenden Hölzern** auf kleineren Anbauflächen kann aufgrund des damit verbundenen Erosionsschutzes durchaus eine sinnvolle Ergänzung im landwirtschaftlichen Anbau darstellen. Allerdings ist fraglich, ob sich der Anbau langfristig nicht nachteilig auf den landwirtschaftlich kultivierten Boden auswirkt.

Aufgrund des erforderlichen Dünger- und Bewässerungsaufwands sind Nitratbelastungen von Grund- bzw. Oberflächengewässer möglich. Problematisch ist wie beim Anbau von *Miscanthus* (siehe unten) auch hier die Wurzelentfernung am Ende der Umtriebszeit. Bei Verzicht auf die Trocknung des Häckselguts kann es zu Schimmelbildung kommen.

Insgesamt kann gesagt werden, daß der Untersuchungsstand zu den ökologischen Auswirkungen von Kurzumtriebsplantagen äußerst gering ist. Wesentliche Faktoren für die ökologischen Faktoren sind jedoch vor allem die Größe der Anbaufläche sowie Bewirtschaftungsweise: Auf kleinen Flächen angebaut und bei Reduktion der mineralischen Düngung kann der Anbau von schnellwachsenden Hölzern lokal durchaus zu einer ökologischen Verbesserung führen.

Die Umweltauswirkungen beim Anbau, der Ernte und der energetischen Nutzung von ***Miscanthus sinensis*** sind ebenfalls noch nicht ausreichend erforscht:

- Ungeklärt sind z.B. Möglichkeiten der Nitratauswaschungen in Oberflächengewässer und Grundwasser aufgrund des Düngereinsatzes.
- Weiterhin sind die Auswirkungen eines längerfristigen Anbaus von *Miscanthus* auf die Bodenfruchtbarkeit noch nicht bekannt.
- Kritisch ist auch die Nutzung der Böden nach der Nutzungsphase von Energieplantagen anzusehen, da *Miscanthus* ein sowohl in die Tiefe als auch in die Fläche stark verzweigtes Wurzelwerk bildet, das nur mit großem Aufwand beseitigt werden kann (Gessner 1991).
- Beim Anbau von *Miscanthus* auf belasteten Böden können Schwermetalle und andere Schadstoffe über die Verbrennungsanlage in die Atmosphäre gelangen.

- Bei der biotechnischen Vermehrung mit Gewebekultur ist die sich daraus ergebende geringe genetische Durchmischung problematisch. Die Folge davon kann eine erhöhte Krankheitsanfälligkeit der Kultur sein. Möglich ist auch das Auftreten von somaklonaren Variationen mit einer Abweichung von den Eigenschaften der Mutterpflanze wie beispielsweise Ertragsstärke (Weber 1992).

Insgesamt stehen den Vorteilen der energetischen Nutzung von *Miscanthus* eine Reihe vorwiegend ökologischer Risiken gegenüber. Abgesehen davon bestehen noch technische Probleme beispielsweise hinsichtlich der Erntechnik, so daß mit einem großtechnischen Anbau in den kommenden Jahren nicht zu rechnen sein wird.

Im Zusammenhang mit dem großtechnischen **Anbau von Raps** sind über die von GEMIS adressierten Emissionen hinaus ebenfalls Umweltaspekte zu berücksichtigen:

- Prinzipiell besteht bei einer einseitig auf Ertrag ausgerichteten Anbauweise die Gefahr der Überdüngung. Dabei kann es zu einem gegenüber dem Anbau von Nahrungsmitteln erhöhten Nitrataustrag kommen - damit würde die erwünschte Ausweitung von Wasserschutzgebieten gefährdet werden.
- Ein erhöhter Schadstoffeintrag auch in Oberflächengewässer ist möglich.
- Die Fruchtfolge könnte aufgrund des Drucks, den Anbau räumlich zu konzentrieren und Transportwege zu minimieren, weiter verengt werden. Die Verengung der Fruchtfolge bedeutet aber eine größere Gefahr des Auftretens von Krankheiten und Schädlingen. Damit steigt auch der Einsatz von Pflanzenschutzmitteln mit den oben beschriebenen Konsequenzen.

Prinzipiell ist daher beim Anbau von nachwachsenden Rohstoffen grundsätzlich mit mindestens den gleichen Umweltauswirkungen zu rechnen, wie sie beim Anbau für die landwirtschaftliche Produktion auftreten. Durch ökologisch orientierte Anbaukonzepte, beispielsweise eine vielgliedrige Fruchtfolge und weitgehenden Verzicht auf Fungizide, lassen sich dagegen keine gesicherten Höchstserträge erzielen. Bei den derzeit schlechten Wirtschaftlichkeitsverhältnissen für Rapsanbau bestehen daher kaum Chancen auf die Durchsetzung von ökologisch verträglichen Anbaukonzepten.

Die Anbaubedingungen von **Zuckerhirse** zur Ethanolproduktion entsprechen hinsichtlich des Dünger- und Pflanzenschutzmittelaufwands etwa denen beim Nahrungsmittelanbau. Aufgrund des ökonomischen Drucks, Höchstserträge zu erzielen, besteht auch beim Anbau von Zuckerhirse die Gefahr des Einsatzes großer Düngermengen, für die Ertragssteigerungen nachgewiesen wurden. Eine Überdüngung mit den damit verbundenen Gefahren für Grund- und Fließgewässer ist daher nicht auszuschließen. Die Herstellung von Ethanol wird aus Kostengründen in großtechnischen Umwandlungsanlagen erfolgen, was eine räumlich Konzentration von Anbau und Industrie zur Folge haben wird.

Maßnahmen zur **Einsparung von Energie** durch effizientere Nutzung führen beim Betrieb nach unserer Kenntnis zu keinen signifikanten Auswirkungen auf Risiken für die Gesundheit oder Beschäftigte (zur Herstellung vergl. unten). In der Diskussion stehen bislang unter dem Stichwort "indoor-air-pollution" allein mögliche indirekte Gesundheitsfolgen der Wärmeverlustreduzierung durch besser abgedichtete Häuser und Wohnungen sowie durch Emissionen von Schadstoffen aus innenliegenden Wärmedämm-Materialien.

Die aus der besseren Abdichtung resultierende Verminderung der Luftwechselrate kann bei gleichbleibender Zufuhr von Schadstoffen (Aldehyde, Radon, PCP usw.) aus **gebäude-internen** Quellen zu einer erhöhten Belastung der Bewohner führen und damit gesundheitliche Gefährdungen auslösen (SRU 1987). Die Diskussion dieses Aspekts hat in den letzten Jahren aber gezeigt, daß einerseits schon aus **wohnhygienischen** und **bauphysikalischen** Gründen (Feuchtegehalt) die Aufrechterhaltung einer Mindest-Luftwechselrate durch kontrollierte (aktive oder passive) Lüftung erforderlich ist und daher bei fachgerechter Planung und Ausführung wärmeverlustreducierende Maßnahmen zumindest die Luftqualität in Innenräumen nicht verschlechtern, sondern sogar verbessern können. Diese Aussage gilt auch im Hinblick auf die Innenraumbelastung durch Radon und Tochterprodukten.

Andererseits ist die Belastung durch interne Schadstoffquellen unabhängig von der Frage zu reduzieren, ob ein Gebäude wärmedämmte wurde oder nicht (SRU 1987), um die gesundheitlichen Folgen von Reizgasen usw. zu minimieren. Hierzu kommt vor allem die **Minderung an der Quelle** in Frage, d.h. die Vermeidung von schadstoffbelasteten Materialien (Textilien, Kleber etc.) oder Bildungsprozessen (z.B. offene Feuerstätte ohne Abzug). Diese Vermeidung betrifft auch die Wahl von Dämmmaterialien für innen, da diese auch ohne schädliche Inhaltsstoffe (wie Formaldehyd) verfügbar sind. Bei der rationellen Energienutzung sind keine Reststoffprobleme zu erwarten, die über die von anderen industriellen Produkten hinausgehen.

#### *Wasserstoff*

Neben den über die Primärenergien zur Herstellung von Wasserstoff vermittelten qualitativen Umweltaspekte treten spezielle Probleme bei der Verwendung von Wasserstoff auf, die unter den Begriffen Risiko (Explosionsgefahr) und Treibhauswirkung (Wasserdampfemission bei Flugzeugen) subsummiert werden können. Eine genauere Analyse dieser Fragen erfolgt in einer derzeit noch laufenden Studie zu den Umwelt- und Sicherheitsaspekten einer Wasserstoffwirtschaft des Technikfolgen-Abschätzungsbüros des Deutschen Bundestages.

### **8.4.3 Qualitative Aspekte für Primärprodukte**

Die über Energien und Produkte vermittelten qualitativen Umweltaspekte werden in GEMIS 2.0 zusammen unter dem Begriff **Ressourcen** (Primärenergien und Primärmaterialien) behandelt.

Dementsprechend stellen Primärprodukte in GEMIS 2.0 das Analogon zu Primärenergien dar: Ressourcen wie Mineralien oder Erze sind Rohstoffe für Materialprozeßketten, die den Ressourcen bei Energieträgern (Uran, Kohle...) entsprechen. Soweit Primärprodukte mit Primärenergien identisch sind (z.B. bei Ölprodukten aus Rohöl, Dünger aus Erdgas, Kunststoffe), werden die bei den Primärenergien ermittelten Aspekte verwendet (vgl. oben) - hier handelt es sich demnach um allgemeine Ressourcen, die Rohstoffe für Energie- und Stoffprozesse bereitstellen. Für spezielle Ressourcen, die nur zur Materialherstellung dienen, wurden entsprechend dem Vorgehen bei Primärenergien die qualitativen Umweltaspekte abgeschätzt.

## 9 Ergebnisse von Beispielrechnungen mit GEMIS 2.0

Der folgende Berichtsteil zeigt die Resultate einiger Beispielrechnungen, die mit GEMIS 2.0 und dem neuen Datenkern für ausgewählte Prozesse aus den Datensätzen STANDARD und ZUKUNFT durchgeführt wurden. Dabei werden aus Platzgründen nur einige der möglichen Auswertungen dokumentiert<sup>70</sup>.

Die ausgewählten Beispiele decken die Bandbreite der möglichen Anwendungen von GEMIS 2.0 nur in **einem groben Rahmen** ab: sowohl speziellere Analysen und Vergleiche einzelner Prozesse als auch Szenarien für Städte, Versorgungsgebiete oder Länder können mit dem Programm durchgeführt werden.

### 9.1 Vergleichende Analyse von Energiesystemen

Entsprechend der Hauptzielsetzung der vorliegenden Studie wurden einzelne Energiesysteme miteinander verglichen, wobei als Rahmensetzung die Bereitstellung einer jeweils gleichen Nutzenergiemenge (als Substitut für Energiedienstleistung) verwendet wurde. Da die Systeme für die Strom- und Wärmebereitstellung unterschiedlich sind, werden sie getrennt behandelt. Weiterhin werden Beispielrechnungen für die **gemeinsame** Bereitstellung von Strom **und** Wärme durchgeführt, die auf eine Anrechnung von Gutschriften bei KWK-Prozessen **verzichten**.

#### X1.1 Vergleichende Analyse von Wärmesystemen

Aus der Vielzahl möglicher Heizsysteme wurde für den Szenariodatensatz *WAERME* eine Auswahl von 20 Kandidaten getroffen, die jeweils **1 kWh Nutzwärme** bereitstellen. Im ersten Szenario wurde eine konventionelle **Öl-Heizung** als **Referenzsystem** gewählt. Das zweite Szenario verwendet als Wärmelieferant die **Gas-Heizung**, die als konkurrierendes System ebenfalls mit einem atmosphärischen Brenner betrieben wird. Im dritten Szenario liefert ein **Gas-Brennwertkessel** die Nutzwärme. Als viertes Szenario wird eine Elektrospeicherheizung vorgesehen, die Strom aus neuen Kohlekraftwerken bezieht, während im Szenario 5 eine Elektroheizung mit Strommix (20% AKW) die Wärme bereitstellt.

Die Szenarien 6-8 repräsentieren Wärmepumpen (WP) - eine bivalente Elektro-WP (in Kombination mit Öl-Heizung) in Szenario 6, eine Gasmotor-WP (mit 3-Wege-Kat) für Erdgas in Szenario 7 sowie eine Absorptions-WP im Szenario 8.

---

<sup>70</sup> GEMIS berechnet auch Flächeninanspruchnahme, den Anfall von Entschwefelungsprodukten und Aschen sowie Primärnergie- und Primärproduktbedarfe. Weiterhin können beliebige nutzerdefinierte Emissionen und Reststoffe bilanziert werden. GEMIS enthält zusätzlich verschiedene Optionen zur Analyse von Ergebnissen (z.B. Brennstoffbilanz, Anteile von Prozessen am Gesamtergebnis) sowie Grafikfunktionen zur Ergebnispräsentation (vgl. dazu im Einzelnen das NutzerInnenhandbuch zu GEMIS 2.0).

In den Szenarien 9 bis 15 werden Systeme verglichen, die Nah- und Fernwärme in Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis verschiedener Einsatzbrennstoffe und Technologien anbieten<sup>71</sup>. Dabei wurden die Systeme jeweils **wärmeseitig netto** unter Verrechnung eines Bonus für den parallel zur Wärme erzeugten Koppelstrom betrachtet.

Das GEMIS-Programm geht bei der wärmeseitigen **Netto**-Betrachtung in zwei Schritten vor:

- \* Zuerst wird das KWK-System als rein thermischer Prozeß betrachtet, d.h. zur Bestimmung des Brennstoffaufwands (und der damit verbundenen Emissionen) wird wie bei einem Heizsystem die gelieferte Nutzwärme durch den **thermischen** Nutzungsgrad dividiert. Hierin ist jedoch der Brennstoffanteil (rsp. Emissionen) für den parallel zur Wärme erzeugten KWK-Strom implizit enthalten - ein KWK-Prozeß stellt neben Wärme ja auch noch Strom bereit.
- \* Im zweiten Schritt wird dieser die Bilanz "störende" KWK-Strom herausgerechnet. Dazu wird betrachtet, welcher Strombereitstellungsprozeß durch den KWK-Strom **ersetzt** und welche Brennstoffmenge (rsp. Emissionen) dadurch **erspart** werden können. Diese Menge wird dann von den vorher bestimmten Brennstoff- und Emissionsmengen des KWK-Systems **abgezogen**, sodaß die Brennstoff- und Emissionsmenge übrigbleibt, die der **reinen Wärmebereitstellung** aus dem KWK-System anzurechnen ist.

Somit wird je nachdem, wieviel Strom ein KWK-System pro Nutzwärmeeinheit erzeugt, mehr oder weniger viel Strom gutgeschrieben. Da in die Stromgutschrift auch Nutzungsgrad und Emissionscharakteristik des substituierten Prozesses eingehen, ist dessen Auswahl für die Nettobilanz wichtig. Daher können mit GEMIS auch Varianten zur Stromgutschrift berechnet werden<sup>72</sup>.

Die in den Szenarien repräsentierten KWK-Systeme wurden wegen ihrer verschiedenen Einsatzbedingungen, Stromkennzahl, Brennstoffbasis und Emissionsminderungstechnik ausgewählt. Eine Übersicht zu den energetischen Kenndaten und Emissionswerten gibt Berichtsteil D. Für alle wurde ein Steinkohlekraftwerk (mit Entschwefelung und Entstickung) zur Bestimmung der Gutschrift für den KWK-Strom herangezogen.

Die Szenarien 9 und 10 beziehen sich auf Kraft-Wärme-Kopplung ohne Fernwärmeverteilung. Im Szenario 9 wird ein kleinerer Wärmenachfrager direkt durch ein Total-Energie-Modul (= TOTEM) beliefert, das sich derzeit in der kommerziellen Erprobungsphase befindet. Es handelt sich hierbei um einen Erdgas-Magermotor (**kein** Katalysator für NO<sub>x</sub>). Im Szenario 10 liefert dagegen ein großes **Dieselmotor**-BHKW die Wärme z.B. für einen größeren Industriebetrieb - zur Entstickung dient hier ein SCR-Katalysator mit NH<sub>3</sub>-Zugabe.

---

<sup>71</sup> Dabei werden allen Systemen die Wärmeverteilungsverluste sowie der Pumpstromaufwand angerechnet und die Anteile von Spitzenkesseln einbezogen (Heizöl bei Kohle, Diesel und Biomasse bzw. Erdgas bei den Gas-Systemen).

<sup>72</sup> Anstelle der Gutschrift auf Basis eines neuen Steinkohle-Mittellast-Kraftwerkes können die NutzerInnen auch andere Stromerzeuger oder auch ein Strommix definieren (z.B. Gas-GuD-Kraftwerke, mittlerer Strommix usw.). Als Alternative zu dem Verfahren der wärmeseitigen Netto-Betrachtung können einfache Heizsysteme und KWK-Anlagen auch verglichen werden, indem in der Szenariodefinition Wärme **und** Strom - also nicht nur ein Produkt - nachgefragt wird. Dann wird dem einfachen Heizsystem noch ein Stromsystem **hinzugerechnet**, während die KWK-Anlage beide Produkte gemeinsam bereitstellt. Diese Vergleichsart wird in der GEMIS-Terminologie als "Brutto"-Betrachtung bezeichnet, da keine Gutschriften verrechnet werden. Die Darstellung entsprechender Szenarien erfolgt weiter unten.

In den Szenarien 11-13 wird die Nutzwärme aus **Nahwärmenetzen** bereitgestellt, die ihrerseits Wärme aus Gasmotor-Block-Heizkraftwerken (BHKW) mit geregelterm Drei-Wege-Katalysator sowie anteilig aus Gas-Spitzenkesseln beziehen (70% der Wärme aus BHKW, 30% aus Kessel).

Im Szenario 11 wird eine Ein- und Zweifamilienhaus-Siedlung versorgt, während im Szenario 12 ein Wohngebiet mit Mehrfamilienhäusern angeschlossen ist. Das Szenario 13 bezieht sich auf Nahwärme für eine Mischstruktur aus Mehrfamilienhäusern und Reihenhäusern.

Diesen dezentralen Systemen stehen in den Szenarien 14 und 15 große **Fernwärmenetze** gegenüber, die Wärme aus einem gasbetriebenen GuD-Heizkraftwerk (Szenario 14) mit Gas-Spitzenkessel bzw. aus einem steinkohlebefeuerten Entnahme-Kondensation-HKW mit Öl-Spitzenkessel (Szenario 15) bereitstellen. Die Fernwärme wird zu 85% in den HKW und zu 15% in den Spitzenkesseln erzeugt.

In Szenario 16 wird ein "NegaWatt"-Prozeß mit einer Ölheizung kombiniert - auch das ist in GEMIS 2.0 möglich. Jedes Szenario kann aus bis zu 19 einzelnen Prozessen bestehen, die sich frei kombinieren lassen. Hier wird der "Wärmeparprozeß" Wärmedämmung mit der Ölheizung kombiniert, um 1 kWh Nutzwärme bereitzustellen. Der Prozeß Wärmedämmung kann 50% der Wärmenachfrage durch "Einsparenergie" bereitstellen, sodaß die Ölheizung noch 0,5 kWh liefern muß.

In den verbleibenden Szenarien werden regenerative Energiesysteme mit dem Brennstoff **Biomasse** für die Wärmebereitstellung genutzt. Szenario 17 verwendet ein BHKW, das mit Biogas aus der Fermentation von getrennt gesammelten organischen Hausmüllanteilen betrieben wird (Biomüllgas). Szenario 18 bildet die direkte Verbrennung von **Holz-Hackschnitzeln** sowie Szenario 19 die von Strohcocks in einem **Heizwerk** zur Nahwärmebereitstellung ab. Im Szenario 20 wird schließlich zur Abrundung des Einsatzes von Biomasse ein Nahwärmesystem auf Basis des **Nachwachsenden Rohstoffs Miscanthus** (Chinaschilf) angenommen, wobei das Schilf nach der Ernte getrocknet und gehäckselt wird und eine Verbrennung wie bei den Holz-Hackschnitzeln in einer modernen Heizanlage mit Entstaubung erfolgt.

Für diese Szenarien wurden mit GEMIS 2.0 die Gesamtemissionen, die örtlich disaggregierten Emissionen, die Treibhausgas-Emissionen, sonstige Umweltaspekte, die internen und externen Kosten berechnet sowie die qualitativen Effekte bestimmt. Die folgenden Tabellen zeigen die wichtigsten Ergebnisse aller Szenarien im Überblick.

*Tabelle 119 Klassische Schadstoffe im Szenariodatenatz WAERME*

*Tabelle 120 Treibhausgasemissionen im Szenariodatenatz WAERME*

Die Ergebnisse für die CO<sub>2</sub>-Äquivalente zeigen, daß elektrischen Heizsysteme hinsichtlich der Klimarelevanz **durchweg ungünstiger** liegen als Gas- und Ölheizungen, während die Nah- und Fernwärmesysteme deutliche Entlastungen erreichen können<sup>73</sup>. Fernwärme aus einem großen Gas-GuD-Heizkraftwerk senkt die Treibhausgasemissionen aufgrund der hohen Stromgutschrift faßt in dem Ausmaß wie Biomüllgas, und selbst Fernwärme aus Steinkohle-Heizkraftwerken weist erheblich weniger CO<sub>2</sub>-Äquivalente auf als Ölheizungen und liegt noch knapp unter der Gasheizung. Das kleine Gas-TOTEM erzeugt aufgrund der relativ hohen NO<sub>x</sub>-Emissionen vergleichsweise viel CO<sub>2</sub>-Äquivalente, da NO<sub>x</sub> als indirektes Treibhausgas wirkt (vgl. Berichtsteil H-2). Hier ist zukünftig der Einsatz eines geregelten 3-Wege-Katalysators notwendig, was von Herstellerseite auch geplant ist.

Neben Emissionen bestimmt GEMIS 2.0 auch interne und externe Kosten - die Resultate für die Heizszenarien zeigt die folgende Tabelle.

*Tabelle 121 Interne und externe Kosten im Szenariodatensatz WAERME*

Die GEMIS-Ergebnisse für Kosten zeigen, daß aus volkswirtschaftlicher Sicht elektrische Heizsysteme auch ökonomisch vergleichsweise ungünstig liegen, während Nah- und Fernwärme bei Einbeziehung der externen Umweltkosten die beste Option innerhalb der verglichenen Systeme darstellen. Nahwärmesysteme sind auch kosteneffizienter als Öl- und z.T. Gasheizungen, nur im Einfamilienhausgebiet liegt Nahwärme geringfügig über den Gesamtkosten von Gasheizungen.

Die regenerativen Heizsysteme sowie insbesondere das Biogas-BHKW stellen ebenfalls Wärme kostengünstig bereit, wobei das Chinagrass-Heizwerk (Szenario 20) aufgrund hoher Anbaukosten zwar mit die teuerste Option ist, aber gegenüber der Ölheizung nur wenig Mehrkosten aufweist.

Bei diesen Ergebnissen ist zu beachten, daß die Prozesse in den Szenarien 17-20 **ohne** Wärmeverteilungskosten gerechnet wurden, die je nach Netzsituation bei ca. 2-4 Pf/kWh liegen können. Ebenfalls günstig ist die Wärmedämmung, sodaß anstelle der Substitution von Ölheizungen durch Gasheizsysteme vor allem die Wärmeeinsparung auch aus volkswirtschaftlicher Sicht beachtet werden sollte.

---

<sup>73</sup> Dies gilt auch für die hier nicht dargestellten Ergebnisse bei der Flächeninanspruchnahme und festen Reststoffen. Die mit GEMIS mögliche Disaggregation der Gesamtemissionen in "vor-Ort"- und Globalanteile zeigt, daß Nah- und Fernwärme z.T. höhere lokale Emissionen aufweisen als reine Heizsysteme, jedoch sind die daraus resultierenden Immissionen in der Regel eher geringer.

## I-2.2 Vergleichende Analyse von Stromsystemen

In ähnlicher Weise wie für Wärme wurde der Szenariodatensatz STROM definiert, um eine Reihe von "Kandidaten" zur **Strombereitstellung** zu vergleichen. Alle Prozesse wurden dem Datensatz STANDARD entnommen. Der Szenariodatensatz beginnt in Szenario 1 mit einem Atomkraftwerk (AKW) als "Referenzsystem", das zweite Szenario repräsentiert aus Vergleichsgründen ein Braunkohle-Grundlastkraftwerk. In Szenario 3 und 4 werden Mittellast-Steinkohlekraftwerke mit deutscher Vollwertkohle bzw. Importkohle aufgenommen, während Szenario 5 ein modernes erdgasbetriebenes Kraftwerk mit **GuD**-Schaltung repräsentiert.

Die Szenarien 6-15 umfassen heutige Möglichkeiten zur Stromerzeugung in **KWK-Anlagen**, die technisch den für die Heizwärmebereitstellung diskutierten Anlagen entsprechen, aber hier zur Bereitstellung von Strom definiert sind. Dabei wird GEMIS-Definition für "**netto**" bereitgestellten Strom verwendet, bei der zuerst alle Emissionen der Stromseite zugerechnet werden und dann eine Gutschrift für die nutzbare Abwärme abgezogen wird. Dieser **Wärmebonus** erfolgt für alle KWK-Prozesse auf Basis einer neuen Ölheizung.

In den Szenarien 16-18 werden Strombereitstellungsprozesse mit **regenerativen** Energien aufgenommen. Dabei handelt es sich um eine fortschrittliche Photovoltaik-Anlage (PV) auf der Basis von Cadmium-Tellurid (CdTe), ein mittelgroßes Windkraftwerk (300 kW) sowie ein saniertes kleines Wasserkraftwerk (Ertüchtigung von Turbine, Generator). Schließlich wird in Szenario 19 eine Müllverbrennungsanlage (als reines Kraftwerk) berücksichtigt und im abschließenden Szenario 20 ein **NegaWatt**-Prozeß für Strom, bei dem eine Kombination von Stromsparlampen und Lichtleittechnik 25% Einsparstrom bereitstellt und die restlichen 0,75 kWh Strom aus dem lokalen Netz stammen.

Für die STROM-Szenarien wurden mit GEMIS 2.0 die Gesamtemissionen, Treibhausgase sowie interne und externen Kosten berechnet. Auch die qualitativen Umweltaspekte wurden bestimmt. Die folgenden Tabellen zeigen die wichtigsten Ergebnisse der Szenarien im Überblick<sup>74</sup>.

*Tabelle 123 Gesamtemissionen im Szenariodatensatz STROM*

---

<sup>74</sup> Wie beim Heizsystemvergleich wird auch hier darauf verzichtet, die weiteren von GEMIS bilanzierten Umweltaspekte (Halogenemissionen, Flächeninanspruchnahme, feste Reststoffe) sowie die Primärenergie- und Primärmaterialbedarfe darzustellen. Ebenfalls wird die mit GEMIS mögliche Dissagregation in "vor-Ort"- und Globalemissionen aus Platzgründen hier nicht wiedergegeben-



Der Vergleich zeigt, daß die Netto-Bilanz für Strom aus KWK-Prozessen z.T. negative Werte ergibt, also die Emissionseinsparung durch die Abwärmenutzung größer ist als die **Gesamt**-emissionen des KWK-Prozesses für die Strom- **und** Wärmebereitstellung. Regenerative Stromprozesse zeigen insgesamt geringe Emissionen - bei Wind- und Wasserkraft praktisch Null, bei der Photovoltaik etwa in der Größenordnung von Atomstrom. Die relativ hohen  $\text{NO}_x$ -Werte beim Importkohlekraftwerk, den Braunkohle-HKWs sowie dem Biogas-BHKW stammen zum Großteil aus vorgelagerten Transportprozessen, die Brennstoffe anliefern. Beachtlich sind auch die hohen Emissionen des Müllkraftwerks - bei  $\text{NO}_x$  ist es der spezifisch stärkste Emittent<sup>75</sup>.

Die Stromeinsparung (Szenario 20) senkt die Emissionen für Stromdienstleistungen erheblich, die mit der Herstellung der Spartechniken verbundenen Umweltbelastungen sind somit vergleichsweise gering.

*Tabelle 124 Treibhausgasemissionen im Szenariodatensatz STROM*

Die Resultate der Emissionsbilanzen für klimarelevante Schadstoffe zeigen, daß - umgerechnet auf  $\text{CO}_2$ -Äquivalente - Strom aus Stein- und Braunkohlekraftwerken fast gleich zu beurteilen ist, während kohlebefeuerte Heizkraftwerke aufgrund des Abwärmebonus nur rund halb so hohe Emissionen aufweisen. Weiterhin wird deutlich, daß Atomstrom zwar gegenüber fossilen Kraftwerken relativ wenig Treibhausgasemissionen bedingt, aber das Gas-BHKW noch geringere Werte erlaubt. Andere Erdgas-KWK-Techniken liegen netto in etwa der Größenordnung der Atomstromemissionen, Strom aus regenerativen Energien liegt meist deutlich darunter. Deutlich ist mögliche Reduktion von Treibhausgasen durch den Einsatz von Biomasse in KWK-Systemen (Szenarien 14+15) - solche Prozesse könnten z.B. in Kombination mit Kohle-HKW trotz Verwendung fossiler Brennstoffe eine insgesamt **klimaneutrale** Strombereitstellung ermöglichen.

Die Resultate zeigen weiter, daß durch die Einbeziehung der weiteren Treibhausgase sich die Gesamt-Emissionen (in  $\text{CO}_2$ -Äquivalenten) um rund 10-15% gegenüber  $\text{CO}_2$  allein erhöhen<sup>76</sup>.

---

<sup>75</sup> Bei hier nicht betrachteten anderen Emissionen (Halogene, Schwermetalle, Dioxine, Reststoffe) trifft dies ebenfalls zu.

<sup>76</sup> Bei einer kürzeren Integrationszeit würde dies aufgrund der dann stärkeren Einflüsse von  $\text{NO}_x$  und  $\text{CH}_4$  bei 25-35% Mehremission liegen, während die Berücksichtigung nur der direkten Treibhausgase (vgl. Berichtsteil H-2) kaum zu Änderungen führte.

Neben den Emissionsbilanzen wurden auch die internen und externen Kosten der Prozesse bestimmt (vgl. Tabelle unten). Hier zeigt sich, daß die meisten Prozesse in einem recht engen Gesamtkostenband um 12 Pf/kWh liegen, und daß eine ganze Reihe von Optionen gegenüber Atomstrom deutlich geringere Gesamtkosten aufweisen<sup>77</sup>. Die geringsten Gesamtkosten zeigen KWK-Prozesse mit Steinkohle und Erdgas, während die regenerativen Energien überwiegend im Bereich fossiler Kraftwerke (10-16 Pf/kWh<sub>el</sub>) liegen - nur Solarstrom fällt dabei (mit heutiger Technik !) noch aus dem Rahmen. Beim Szenario 20 (Stromeinsparung) ist zu beachten, daß hier neben dem NegaWatt-Prozeß das lokale Stromnetz mit 75% an der Bereitstellung von 1 kWh Strom beteiligt ist, für das in GEMIS 2.0 Kosten von 25 Pf/kWh angesetzt wurden. Durch die Stromspartechnik werden diese Kosten demnach um rund 1 Pf/kWh **gesenkt**. Die günstigen Gesamtkosten der KWK-Prozesse beruhen z.T. darauf, daß für die genutzte Abwärme eine Gutschrift (5 Pf/kWh<sub>th</sub>) angesetzt wurde, die den variablen Kosten der substituierten Heizsysteme entspricht<sup>78</sup>.

*Tabelle 125 Interne und externe Kosten im Szenariodatenatz STROM*

---

<sup>77</sup> Dabei gilt es zu beachten, daß in den externen Kostenbilanzen von GEMIS 2.0 nur Luft- und Klimaschadstoffe berücksichtigt sind, also keine **nuklear**spezifischen Umweltkosten. Diese liegen nach verschiedenen Studien bei 0,2-100 Pf/kWh, also in einer ganz anderen Größenordnung. NutzerInnen von GEMIS 2.0 können die Gesamtkostenbilanzierung durch eigene Daten zu externen Kosten ergänzen und dabei z.B. auch spezielle nukleare Kosten aufnehmen.

<sup>78</sup> Die Wärmeverteilung wurde dabei nicht mit einbezogen. Die Gutschrift beruht somit praktisch ausschließlich auf den Betriebskosten von Heizsystemen.

### X-2.3 Beispielrechnungen für die kombinierte Bereitstellung von Wärme und Strom

Bei den Szenariosätzen WÄRME und STROM wurde jeweils **eine** Nutzenergieform nachgefragt, sodaß bei KWK-Prozessen eine Gutschrift für das jeweilige Koppelprodukt erfolgen mußte. Dies ist zwar eine logisch konsistente und bequeme Methodik, führt aber je nach dem Blickwinkel "Wärme" oder "Strom" zu verschiedenen Resultaten. Daher soll im folgenden gezeigt werden, wie mit GEMIS 2.0 nun auch Szenarien für **kombinierte** Nachfragen berechnet werden können.

In GEMIS-Szenarien können gleichzeitig bis zu 19 Einzelprozesse verknüpft werden, die durchaus verschiedene Outputs bereitstellen - Wärme, Strom, Güter- oder Personen transport sowie Materialien. Um die Problematik von Gutschriften für Wärme oder Strom bei KWK-Prozessen zu umgehen, kann daher in **einem** Szenario sowohl Wärme wie auch Strom nachgefragt werden. KWK-Anlagen, die z.B. Strom erzeugen, erhalten dann nach der GEMIS-Methodik zur **Brutto**-Bilanzierung **keine** Gutschrift für die parallel bereitgestellt Wärme, sondern dies wird in der Szenariodefinition der Vergleichsprozesse berücksichtigt.

Um dieses Prinzip zu verdeutlichen, wurden ausgewählte Stromprozesse - ein AKW sowie ein Kohle-Heizkraftwerk, ein BHKW und ein Gas-GuS-Heizkraftwerk - nach der Brutto-Methode verglichen. Während die HKW und das BHKW Strom und Wärme liefern, stellt das AKW als reines Kondensationskraftwerk keine KWK-Wärme bereit. Daher muß die fehlende Wärmemenge aus einem zusätzlichen Heizsystem bereitgestellt werden.

Als Referenzszenario soll im Szenariodatensatz BRUTTO damit Strom in einem Atomkraftwerk (1 kWh) sowie Wärme aus einer Ölheizung bereitgestellt werden. Die von der Ölheizung zu erzeugende Wärmemenge richtet sich nach der von den zu vergleichenden KWK-Prozesse bereitgestellten nutzbaren KWK-Abwärme<sup>79</sup>. Im Szenario StK-HKW sind dies 2,22 kWh, beim BHKW 2 kWh und beim Gas-GuD-HKW nur 1 kWh.

Um für alle Szenarien gleiche Randbedingungen zu schaffen, wird die größte KWK-Wärmemenge verwendet, d.h. parallel zu 1 kWh Strom soll jeweils auch 2,22 kWh Wärme bereitgestellt werden. Da das BHKW nur 2 kWh und das GuD-HKW nur 1 kWh Wärme anbieten, wird die jeweils fehlende Wärmemenge wie beim AKW durch eine Ölheizung erzeugt<sup>80</sup>. Die sich für diese Szenariodefinitionen ergebenden Rechenresultate zeigen die folgenden Tabellen.

*Tabelle 127 Gesamtemissionen im Szenariodatensatz BRUTTO*

---

<sup>79</sup> Die nutzbare KWK-Abwärme ergibt sich, indem die KWK-Stromerzeugung durch die jeweilige Stromkennzahl des KWK-Systems geteilt wird.

<sup>80</sup> Es können auch andere Wärmebereitstellungssysteme zur Deckung der Wärmenachfrage gewählt werden, z.B. eine Gasheizung. Damit verschiebt sich nur das Niveau der Gesamtemissionen, die Relationen zwischen Nur-Strom- und KWK-Prozessen bleibt jedoch gleich.

Die Emissionen für die kombinierte Bereitstellung von 1 kWh Strom und 2,22 kWh Wärme liegen bei den Gas-KWK-Systemen unter denen des Referenzsystems, während beim Kohle-HKW höhere Staubwerte auftreten. Die Bilanzen für Treibhausgase zeigt folgende Tabelle.

*Tabelle 128 Treibhausgasemissionen im Szenariodatensatz BRUTTO*

Hier bestätigt sich, daß ein Gas-BHKW geringere CO<sub>2</sub> und praktisch gleichviel CO<sub>2</sub>-Äquivalente verursacht wie das Referenzsystem, das Gas-GuD-HKWW liegt um etwa 10% höher. Das Kohle-HKW liegt dagegen deutlich über der Kombination AKW + Öl-Heizung. Bei den Kostenbilanzen ergibt sich ein anderes Bild, wie folgende Tabelle zeigt:

*Tabelle 129 Interne und externe Kosten im Szenariodatensatz BRUTTO*

Bei den Gesamtkosten liegt dagegen das Kohle-HKW am günstigsten, auch die Gas-KWK-Prozesse weisen geringere Gesamtkosten auf als das Referenzszenario AKW + Ölheizung. Insgesamt ergibt sich, daß **auch ohne** Anrechnung von Gutschriften Gas-KWK-Prozesse z.T. weniger Emissionen aufweisen als Atomstrom, und Kostenvorteile gegenüber AKW bestehen.

## 9.2 Vergleichende Analyse von Verkehrssystemen

Um auch die neuen Möglichkeiten zur Analyse von Verkehrssystemen zu demonstrieren, wurden für die im Berichtsteil E dargestellten "Strategie"-Fahrzeuge ein Szenariodatenatz aufgestellt. Dabei wurden konventionelle Pkw mit Benzin und Diesel sowie Elektro-Pkw und Fahrzeuge mit "Biosprit" (Rapsöl, RME, Bioethanol) aus dem Datensatz STANDARD sowie verbesserte Fahrzeuge und ein Solarwasserstoff-Pkw aus dem Datensatz ZUKUNFT verglichen. In allen Szenarien sollen die Verkehrsprozesse eine **Dienstleistung von 1 Personen-Kilometer (Pkm)** erbringen. Die Szenario-Bezeichnungen "neu" bedeuten, daß ein Neufahrzeug aus dem Datensatz STANDARD als Prozeß gewählt wurde, während die Bezeichnung "zuk" darauf verweist darauf, daß die Prozesse aus dem Datensatz ZUKUNFT stammen. Bei den Fahrzeugen mit Rapsöl und RME als Treibstoff wurde außerdem unterschieden, ob in der vorgelagerten Treibstoff-Prozeßkette eine Gutschrift für das Koppelprodukte "Sojaschrot" erfolgte oder nicht - "net" steht dabei für netto, d.h. für die Einrechnung eine Gutschrift.

Für diese Szenarien wurden mit GEMIS 2.0 die Gesamtemissionen, die örtlich disaggregierten Emissionen, die Treibhausgas-Emissionen sowie die internen und externen Kosten berechnet. Die folgenden Tabellen zeigen die wichtigsten Ergebnisse im Überblick.

*Tabelle 131 Gesamtemissionen im Szenariodatenatz VERKEHR*

Pkw mit Elektroantrieben könnten demnach gegenüber Benzin- und Dieselfahrzeugen praktisch kein SO<sub>2</sub>, aber einiges an NO<sub>x</sub> einsparen. Die Biotreibstoffe weisen demgegenüber durch die Vorketten relativ hohe Emissionen auf, und auch das Fahrzeug mit dem scheinbar "sauberen" Treibstoff "Solarwasserstoff" verursacht durch die Vorkette relevante Emissionen. Die entsprechenden Bilanzen für Treibhausgase zeigt die folgende Tabelle.

*Tabelle 132 Treibhausgasemissionen im Szenariodatenatz VERKEHR*

Hier liegen die Elektro-Pkw je nach Stromzuordnung (Steinkohle oder Mix) über oder im Bereich der Emissionen von neuen Benzin- und Dieselfahrzeugen., allerdings können sie aus Klimasicht **nicht** mit verbesserten Benzin- und Diesel-Pkw (Datensatz ZUKUNFT) konkurrieren. Demgegenüber wäre das Solarwasserstoff-Fahrzeug unter allen Optionen am "klimafreundlichsten".

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Pkw mit **Biotreibstoffen** liegen unter denen konventioneller Fahrzeuge, aber die Einbeziehung der weiteren Treibhausgase zeigt, daß - gemessen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten - keine oder nur eine geringe Entlastung möglich ist. Hauptgrund hierfür sind die N<sub>2</sub>O-Freisetzungen beim Anbau der Biomasse (Düngung), die auch durch besseres Fahrzeugdesign oder Katalysatoren nicht gesenkt werden können.

Dies zeigt, daß unter Klimagesichtspunkten die rationelle Energienutzung im Bereich von Pkw eine **größere Bedeutung** hat als die Treibstoffwahl.

Abschließend zeigt die folgende Tabelle die Kostenbilanzen der Verkehrsszenarien.

*Tabelle 133 Interne und externe Kosten im Szenariodatensatz VERKEHR*

Diese Bilanzierung verdeutlicht, daß die über Luftschadstoffe und Klimagase vermittelten externen Kosten der Verkehrssysteme im Bereich von 1-2 Pf/Pkm liegen und gegenüber den direkten Kapital- und Betriebskosten vergleichsweise gering sind<sup>81</sup>. Die Gesamtkosten des Solarwasserstoff-Pkw liegen im Bereich der Elektrofahrzeuge (Strom zu Vollkosten gerechnet), während die anderen Verkehrssysteme bei etwa der Hälfte dessen liegen. Die zukünftigen konventionellen Pkw für Benzin und Diesel reduzieren die Kosten durch bessere Treibstoffausnutzung, während bei den Bio-Treibstoffen diese Effekte aufgrund der höheren Aufwände für die Treibstoffherstellung etwas stärker zu Buche schlagen. Für Fahrzeuge mit Bio-Treibstoffen muß jedoch auch zukünftig erheblich mehr für die Verkehrsdienstleistung aufgewendet werden.

Abschließend ist zu anmerken, daß die Gesamtkosten der Elektrofahrzeuge auch dann noch über denen von konventionellen Pkw liegen, wenn nur mit 50% der Stromkosten gerechnet würde. Erst bei rd. 25% ergäben sich leichte Kostenvorteile, denen aber keine nennenswerte Umweltentlastung gegenüberstünde (vgl. Tabellen weiter oben).

---

<sup>81</sup> Dabei gilt es zu beachten, daß verkehrsspezifische Umweltkosten - etwa Lärm, Flächeninanspruchnahme, Unfälle - hierin nicht berücksichtigt sind (vgl. Berichtsteil H-2).

## 10 Ausblick und weiterer Forschungsbedarf

Im abschließenden Schlußteil dieses Berichts soll ein kurzer Ausblick auf weitere Arbeiten mit dem GEMIS-Computermodell gegeben sowie verbleibender Forschungsbedarf skizziert werden.

Die vorliegende Datenaktualisierung hat die wichtigsten Kenngrößen für die Umweltanalyse von Energie- und Transportprozessen aus dem Jahr 1992 fortgeschrieben und erweitert. Für die Materialbereitstellung, die bei Ökobilanzen zunehmend an Bedeutung gewinnt, wurden die Daten nur geringfügig überarbeitet, da nur wenige systematische Studien hierzu vorliegen.

In Zukunft wird unter dem Stichwort "Stoffstromanalyse und -management" diese Seite von Ökobilanzen weiter an Interesse gewinnen und sollte daher weiter untersucht werden<sup>82</sup>.

Die Datenbasis sowie das Computerinstrument GEMIS 2.0 wird in der BRD mittlerweile für verschiedenste Fragestellungen von einem breiten Nutzerkreis eingesetzt, und auch im Ausland wird die englische Version des Programms - mit jeweils angepaßter Datenbasis - zunehmend verwendet<sup>83</sup>.

Umweltprobleme von Energiesystemen treten jedoch nicht nur in industrialisierten Ländern auf, sondern - im Zuge des wachsenden Energiebedarfs - auch in sogenannten Entwicklungsländern. Das Öko-Institut erstellt auf Basis von GEMIS derzeit im Auftrag der Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) ein neues Computerinstrument, das für die Beurteilung von Energietechniken im Zusammenhang mit der Entwicklungshilfe eingesetzt werden soll<sup>84</sup>.

Nach Abschluß dieser Arbeiten soll versucht werden, auch das GEMIS-Programm - und nicht nur die Datenbasis - zu überarbeiten. Ziel wird dabei sein, eine unter WINDOWS lauffähige Version mit erweiterten Analyseigenschaften und einer deutlich verbesserten Nutzeroberfläche bereitzustellen.

---

<sup>82</sup> Einen wichtigen Zwischenschritt hierzu stellt die breit angelegte "Ökoinventar"-Studie der ETH Zürich dar (ETH 1994).

<sup>83</sup> Die englische Version "TEMIS" wird derzeit in den USA, Großbritannien, Italien und Slowenien eingesetzt. Für Luxemburg, Dänemark und Polen sind angepaßte Länderdaten in Bearbeitung. Für Österreich wird eine Datenanpassung der deutschen GEMIS-Version erstellt.

<sup>84</sup> Dieses *Environmental Manual for Power Development* wird von verschiedenen bilateralen Geberorganisationen unterstützt und von der Weltbank koordiniert.

## 10.1 Ausblick auf weitere Arbeiten mit GEMIS 2.0

Nachdem die vorliegende neue Modellversion und die erweiterte Datenbasis zur Nutzung bereitstehen, wird in der Folgezeit die Einführung und Schulung von NutzerInnen sowie die Begleitung von Anwendungen des Computermodells im Vordergrund stehen. Als wichtige Gruppe werden verschiedene Städte des "Klimabündnisses" GEMIS 2.0 anwenden, um lokale Klimaschutzpläne zu entwickeln<sup>85</sup>. Parallel hierzu ist vorgesehen, wichtige Studien und andere Forschungsergebnisse laufend auszuwerten, um in 1993 (Frühjahr) ein Update der Datenbasis vorzulegen. Darin sollen auch weitere Prozesse aufgenommen werden, die für kommunale Anwender von Interesse sind.

Speziell wird das geplante Update verschiedene Verkehrssysteme betreffen (Busse, Bahnen, Flugzeuge) sowie ggf. neue Erkenntnisse zu den Biomasse-Prozessketten berücksichtigen.

Darüber hinaus wird GEMIS 2.0 in verschiedenen Arbeiten des ÖKO-Instituts sowie anderer Forschungseinrichtungen eingesetzt werden, um die Erstellung sogenannter Ökobilanzen für Produkte und Materialien zu unterstützen. Weiterhin ist geplant, mit GEMIS 2.0 auch die Umweltaspekte verschiedener Recycling- und Verwertungstechnologien zu untersuchen sowie genauer auf Transporte und spezielle (in GEMIS nutzerdefinierte) Umweltaspekte einzugehen. Bei diesen Arbeiten soll der Datenkern des Modells jeweils spezifisch erweitert werden. Ob und inwieweit dies schon im geplanten Update einbezogen werden kann, ist derzeit offen<sup>86</sup>.

Im "Umfeld" von GEMIS werden gegenwärtig verschiedene Arbeiten durchgeführt, die zusätzliche Informationen für die Datenbasis liefern können. Dies sind einerseits Untersuchungen, die nationale Emissionskataster für Treibhausgase zum Ziel haben, und andererseits solche, die für verschiedene internationale Einrichtungen (Weltbank, IAEA, IEA und OECD) Datenbanken für Energie- und Umweltaspekte von Energieanlagen - vor allem Kraftwerke - erstellen sollen. Diese Aktivitäten stützen sich z.T. auch auf GEMIS (bzw. dessen englische Version TEMIS), sodaß in der nächsten Zeit weitere Informationen über Energiesysteme auch aus dem internationalen Raum im GEMIS-Format zur Verfügung stehen werden.

## 10.2 Weiterer Forschungsbedarf

Die Arbeiten zu GEMIS 2.0 standen unter der Zielsetzung, den gesamten Datenkern zu aktualisieren und in speziellen Bereichen zu ergänzen (Klimagase, Ostdeutschland, Verkehr). Im Zuge des Projekts war es jedoch nicht möglich, tiefer auf bestimmte Grundsatzfragen einzugehen, die sich im Zuge der Umweltsystemanalyse von Energie-, Verkehrs- und Stoffsystemen stellen. Wichtige offene Fragen, die im Zuge von weiteren Untersuchungen bearbeitet werden sollten, sind vor allem:

- \* Methanemissionen bei der ausländischen Öl- und Gasgewinnung (vor allem Rußland),
- \* Relevanz von elektromagnetischer Strahlung als Umwelt- und Gesundheitsproblem,

---

<sup>85</sup> Dies entspricht den schon laufenden internationalen Aktivitäten im Rahmen des Urban CO<sub>2</sub> Reduction Project von ICLEI, an dem die deutschen Städte Hannover und Saarbrücken teilnehmen.

<sup>86</sup> Über laufende Anwendungen, Ergänzungen, usw. zu GEMIS 2.0 informiert der vierteljährig erscheinende Informationsdienst "GEMIS News", den registrierte NutzerInnen kostenlos erhalten können.



- \* Auftreten von N<sub>2</sub>O und anderen Klimagasen bei industriellen Prozessen zur Material- und Hilfsstoff-Herstellung sowie bei der Herstellung spezieller Anlageteilen (z.B. Elektronik),
- \* Erweiterung der Kenntnisse zu Umweltkosten (externen Effekten)

Die GEMIS-Datenbasis zu Materialprozeßketten ist bisher nur für die Stoffe entwickelt, die für Energiesysteme direkte Bedeutung haben. Für viele andere Prozesse sowie für wichtige Umweltaspekte (z.B. Schwermetalle) sind nur vereinzelte und unsystematische Daten verfügbar. Daher sind zukünftig verstärkte Arbeiten erforderlich, die eine konsistente Modellierung und Datenfestlegung auch für stoffliche Umwandlungssysteme zum Ziel haben.

Weiterhin sollte in zukünftigen Arbeiten versucht werden, einen konsistenten Satz von **Kostendaten** nicht nur für ausgewählte Energie- und Verkehrsprozesse, sondern insgesamt für alle Energie-, Verkehrs- und Stoffsysteme zu definieren, bei denen auch die Infrastruktur (vorgelagerte Prozeßketten) entsprechend berücksichtigt wird.

Perspektivisch besteht weiterhin Forschungsbedarf zu **qualitativen** Umweltaspekten. Die in GEMIS erfolgende Berücksichtigung ausgewählter Aspekte stellt nur einen ersten Schritt dar, um mit solchen nichtquantifizierbaren Größen umzugehen.

Hinsichtlich der Modellentwicklung ist zukünftig eine Portierung von GEMIS unter die Benutzeroberfläche WINDOWS interessant, womit eine größere Anwenderfreundlichkeit durch genormte Menue-Strukturen, Maus-Unterstützung und direkter Einbindung in anderer Anwenderprogramme möglich wären. Im Rahmen der Arbeiten zu GEMIS 2.0 wurde die Portierbarkeit positiv geprüft, entsprechende Implementierungsarbeiten waren jedopch nicht Teil des Projekts und stehen daher noch aus.

Bei der Weiterentwicklung in Richtung "Ökobilanzen" ist es schließlich erforderlich, die Unterstützungsmöglichkeiten der **Bewertung** per EDV-Instrument zu verbessern. Als Stichworte seien hier Nutzwertanalyse, Anwendung des "critical load"-Konzepts sowie neue Visualisierungsformen für Ergebnisse genannt.

## Literatur

- ADL (Arthur D. Little) 1989: Methane Emissions from the oil and gas production industries, prepared for Ruhrgas, Wiesbaden
- AFAS (Abteilung für angewandte Systemanalyse) 1991: Technikfolgenabschätzung Nachwachsende Rohstoffe - Energetische Nutzung nachwachsender Energieträger, Karlsruhe
- AFAS (Abteilung für angewandte Systemanalyse) 1994: Modellversuch Wärme und Strom aus nachwachsenden Rohstoffen - Machbarkeitsstudien, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe Band 1, Karlsruhe
- AGEB (AG Energiebilanzen): Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, div. Jahrgänge, Frankfurt
- Apfelbeck, R. 1989a: Verwendung von Pflanzenölen als Kraftstoff, Bayerische Landesanstalt für Landtechnik der TU München, Institut für Landtechnik Weihenstephan, Freising
- Apfelbeck, R. 1989b: Raps als Energiepflanze - Verwertung von Rapsöl und Rapsstroh zur Energiegewinnung, Dissertation TU München, Institut für Landtechnik Weihenstephan, Freising
- Arbatov 1990: Vortrag auf dem Seminar "Energiepolitik in Europa" des Öko-Instituts und der Friedrich-Ebert-Stiftung, Freudenstadt
- ASE (Alliance to Save Energy) 1990: Assessing the costs of climate change policies: the uses and limits of models, M.B.Zimmerman, Washington D.C.
- AURA (American University Institute for Risk Analysis) 1983: Assessment of comparative and non-comparative factors in alternate energy systems, W.Rowe/P.Oterson, EUR-8844-EN, Luxemburg
- Back, O./Scholz, K.-H. 1991: Biomass turbine for co-generation (BTC) assessment study and pilot project, Final Report, for Contract No. JOUB-0056-D (MB), Stuttgart
- Bashmakov, Igor 1992: Greenhouse gas emissions inventory of the former Soviet Union: energy related emissions, 1988, Battelle Pacific Northwest Laboratory (Washington D.C.), prepared for IPCC/WG III
- Battelle 1989: Ermittlung der Methanfreisetzungen durch Stoffverluste bei der Erdgasversorgung der BRD, Frankfurt
- Beyea, Jan 1990: Bringing Environmental Damage Costs into the Electricity Marketplace: Gains to be Expected and Pitfalls to be Avoided, in: NARUC 1990, S. 173-200
- BINE (Bürgerinformation Neue Energietechniken) 1987: Schnellwachsende Baumarten zur Biomasseproduktion im Kurzumtrieb, Projekt Info-Service, Bonn
- BINE (Bürgerinformation Neue Energietechniken) 1988: Energie aus Biomasse, J.Perl, BINE Informationspaket, Bonn
- Blandow, Volker/Zittel, Werner 1992: Abschätzung der Schäden durch CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>-Akkumulation, in: PROGNOSS-Schriftenreihe Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung, Band 4, Basel
- Blümel, Hermann 1991: CO<sub>2</sub>- und Schadstoffausstoß durch den Betrieb von Batterie-, Hybrid- und Verbrennungsmotor-Pkw im Vergleich - Methodik, Emissionen, Immissionsentlastung, in: FGU 1991, S. 111-144
- BMELF (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten) 1994: Holz als umweltfreundlicher Energieträger, BMELF-Schriftenreihe Heft 432, Münster
- BMFT (Bundesministerium für Forschung und Technologie) 1985: Vergasung von Biomasse und Nutzung des Gases zum Antrieb von Motoren, P.Schulze-Lammers/M. Leuchs, Forschungsbericht T85-066, Bonn
- BMFT (Bundesministerium für Forschung und Technologie) 1986a: Entwicklung eines Verfahrens zur Vergasung von Biomassen nach dem Prinzip der Zirkulierenden Wirbelschicht, P.Mehrling/R.Reimert, Forschungsbericht T86-009, Bonn
- BMFT (Bundesministerium für Forschung und Technologie) 1986b: Vergasung von Biomasse zur Energieerzeugung, P.Klöckner/H.Rauchfuss/U.Crämer, Forschungsbericht T86-203, Bonn
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) 1992: Amtliche Mineralöldaten für die ehemalige DDR sowie für die Bundesrepublik Deutschland einschließlich der ehemaligen DDR für den Zeitraum 1980 bis 1990. BMWi Studienreihe Nr. 77, Bonn

- Boesch, D.F./Rabalais, N.N. (Hrsg.) 1987: Long-term environmental effects of offshore oil and gas development, London/New York
- Bolze, Doreen 1986: The environmental impacts of offshore oil and gas development, EPAD-Report #31, National Audubon Society, New York
- Bolze, Doreen 1987: Alaskan wildlife species and habitats that are sensitive to offshore oil and gas development, EPAD-Report #30, National Audubon Society, New York
- Bondarenko, A.F. u.a. 1992: Entwicklungsstand und Perspektiven der Energieversorgung in der ehemaligen UdSSR. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 42, 1992, H. 6, S. 384-388
- Bonka, H./Küppers, J./Horn, H.-G. 1988: Beitrag zur Strahlenexposition durch Anlagen des nuklearen Brennstoffkreislaufs und der konventionellen Energietechnik im Normalbetrieb, Schriftenreihe Reaktorsicherheit und Strahlenschutz, BMU-1988-180, Bonn
- BTA (Bio-Technische Abfallverwertungs-Gesellschaft mbH) 1992: Schreiben der Firma BTA an das ÖKO-Institut mit Konzept-Unterlagen für eine 20000 jato-Anlage, München
- Burkhardt, Jörg/Stockmann, Rudolph/Zollner, Hans 1986: Flüssigerdgasanlagen, in: *gwf-gas/erdgas* vol. 127 (1986) Heft 6, S. 221-228
- BUWAL (Bundesamt für Umwelt, Wald und Landwirtschaft) 1991: Ökobilanz von Packstoffen Stand 1990, Bern
- Casale, B./Gomez A.M. 1991: Assessment study for use of biomass as raw material for electricity production, periodic report contract No. JOUB-0056-D (MB), Novara
- CEC (Commission for the European Communities) 1983: Safety and health in the oil and extractive industries - proceedings of an international symposium held in Luxemburg on April 19-20, EUR 8438 EN, London
- CEC (Commission for the European Communities) 1992: The CO<sub>2</sub> Reduction Study, DG XII, Brüssel
- CEC (Commission of the European Community) 1991: CORINAIR Inventory - Part 6: VOC's Default Emission Factors, July
- CEES (Center for Energy and Environmental Studies) 1991: Emissions of greenhouse gases from transportation fuels and electricity. Final Report (June 1991), M.DeLuchi, Princeton University, Princeton NJ.
- Cerbe, G. u.a. 1981: Grundlagen der Gastechnik, Wien
- Chadwick, M.J./Highton, N.H./Lindman, N. (Hrsg.) 1987: Environmental impacts of coal mining and utilization, Oxford/New York
- CITEPA (Center Interprofessionnel Techniques d'Etudes de la Pollution Atmospherique) 1990: Emission inventory of CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O in the European Community, Paris
- Dehli, M./Müller, G. 1989: Pflanzliche Biomasse - Anbau und Verwertung schnell wachsender Schilfpflanzen, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (1989) Heft 5
- deSantis, V./Longo, I. 1984: Coal energy vs nuclear energy: a comparison of the radiological risks, in: *Health Physics* vol.46 (1984) no.1, p.73-84
- deVries, Bert 1989: The carbon-dioxide substitution potential of methane and uranium reserves, in: *Öken/Swart/Zwerver* 1989, S. 216-242
- DGMK (Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle) 1992: Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus der Sicht der fossilen Energieträger, DGMK-Forschungsbericht 448-2, Hamburg
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 1990: Verkehr und Klima, in: *Enquête* 1990
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 1991: Ermittlung und Bewertung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotentialen in den neuen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland, i.A. des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn
- DLG (Deutsche Landwirtschaftliche Gesellschaft) 1988: Chancen für Produktion und Verwendung pflanzlicher Öle, Ergebnisse eines Podiumsgesprächs im Rahmen der DLG-Wintertagung am 14.1.1988 in Wiesbaden

- DLG (Deutsche Landwirtschaftliche Gesellschaft) 1992: Biomasseerzeugung zur direkten energetischen Nutzung - agrarpolitische, ökologische und ökonomische Möglichkeiten und Grenzen, Vorträge und Ergebnisse des DLG-Kolloquiums vom 9. und 10. Dezember 1991 in Bonn, Bonn
- DOE (U.S. Department of Energy) 1983: Energy Technology Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors (3rd edition). Aerospace Corp., DOE-EP-0093
- DOE (US Department of Energy) 1988: Energy Technologies & The Environment - Environmental Information Handbook, report DOE/EH-077, Washington D.C.
- DOE (US Department of Energy) 1991: Limiting Net Greenhouse Gas Emissions in the United States - Volume I - Energy Technologies, report DOE/PE-0101, Washington D.C.
- Eckert, R. 1991: Nutzungsmöglichkeiten von Miscanthus sinensis als Brennstoff, in: KTBL 1991
- EERC (Energy and Environmental Research Center) 1992a: Nitrous oxide emissions in fluidized-bed combustion: fundamental chemistry and combustion testing, M.D.Mann u.a., in: *Progress in Energy and Combustion Science* vol. 18 (1992) no. 5, p. 447-461
- EERC (Energy and Environmental Research Center) 1992b: Nitrous oxide emissions, M.D.Mann/M.E.Collins/B.C.Young, North Dakota University, DOE report DOE/MC/10637-93/C0165, Grand Forks
- El Bassam, N./Jacks, I. 1991: Miscanthus sinensis als Energiepflanze und Celluloselieferant, in: KTBL 1991
- Enquête (Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages) - Hrsg. - 1990: Energie und Klima - Studienprogramm "Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase", Bde. 1-10, Bonn/Karlsruhe
- Enquête (Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages) - Hrsg. - 1990: Energie und Klima, Bde 1-10, Bonn/Karlsruhe
- EPRI (Electric Power Research Institute) 1989: Technology Assessment Guide (TAG) - Cost and Performance Data, Palo Alto
- ETH (Eidgenössische Technische Hochschule) 1994: Öko-Inventare von Energiesystemen, P.Hofstetter et al., ETH Laboratorium für Energiesysteme, Zürich
- EVS (Energieversorgung Schwaben AG) 1992: in: *Brennstoff-Wärme-Kraft* vol. 44 (1992) Heft 6
- Ewers, Hans-Jürgen 1991: Externe Kosten eines Super-GAU in Biblis, Institut für Verkehrswissenschaft der Universität Münster, Münster
- FEWE (Polish Foundation for Energy Efficiency) 1992: Greenhouse Gas Emissions Inventory for Poland, 1988 - Part I: Case Study of Greenhouse Gas Emissions in Poland. E. Radwanski u.a. for Batelle, Pacific Northwest Laboratories, Warschau/Washington D.C.
- FfZ (Forum für Zukunftsenergien)/LTW (Landtechnik Weihenstephan) - Hrsg. - 1992: Energetische Nutzung von Biomasse, Schriftenreihe des FfZ Band 12, Bonn
- FGU (Fördergesellschaft Umweltschutz) 1991: Alternative Kraftstoffe für Fahrzeuge aus Umweltsicht, Tagungsband zum 245. Seminar des Fortbildungszentrums Gesundheits- und Umweltschutz am 7.-8. Oktober 1991 in Berlin
- Fichtner (Fichtner Development Engineering) 1990: Emissions-/Immissionsvergleich ausgewählter Fern- und Nahwärmesysteme zur Hausheizung, i.A. der FTA, Stuttgart
- Fichtner (Fichtner Development Engineering)/FFE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) 1990: Energiepolitische Beurteilung von Systemen zur Nahwärmeversorgung am Beispiel Bayerns - Vergleich BHKW/Wärmepumpe, i.A. der FTA, Stuttgart/München
- Frerichs, L. 1991: Ernte und Aufbereitung von Miscanthus sinensis, in: KTBL 1991
- Fritsche, Uwe 1990a.: Environmental Analysis of Energy Systems: The Total Emission Model for Integrated Systems (TEMIS) - Summary and Major Findings, Working Paper of the Energy Division of the ÖKO-Institut, Darmstadt (2nd rev. ed. 5/1990)
- Fritsche, Uwe 1990b: Total Emission Model for Integrated Systems (TEMIS): Preliminary Findings for the US, in: Environmental Costs of Electricity, R.L.Ottinger u.a., New York/London/Rome

- Fritsche, Uwe 1990c: Urban Energy Management - Strategies for Ecological Improvement, prepared for OECD Environment Directorate, Paris
- Fritsche, Uwe 1990d: The Total Emission Model for Integrated Systems (TEMIS): A Tool for Local/Regional Energy & Environmental Planning, paper presented at the UNEP/IULA/CID World Congress of Local Authorities overnments for a Sustainable Future, New York, September 5-8, 1990
- Fritsche, Uwe 1991a: Least-Cost Planning und Internalisierung von Umweltkosten: über monetäre Konzepte hinaus, in: Hennicke 1991, S. 136-150
- Fritsche, Uwe 1991b: Incorporating Externalities in Least-cost Planning: The Use of Control Costs, Standards, and Multi-Attribute Approaches, in: Hohmeyer/Ottinger 1991
- Fritsche, Uwe/Peter, Brigitte 1994: Soziale Kosten der Atomernergie, in: Reader zur Tagung "Perspektiven der Kernenergienutzung" der Ev. Akademie Bad Boll, Bad Boll
- GdS (Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus) 1990: Verwertung von Grubengas im deutschen Steinkohlenbergbau, Schreiben vom 22.10.1990, Essen
- Gessner, B. 1991: Miscanthus, Weihenstephan
- Gessner, B. 1991: Miscanthus, Weihenstephan
- Glante, F. 1991: Aspekte des Bodensschutzes, in: FGU 1991
- GSF (Gesellschaft für Strahlen- und Umweltforschung) 1980: Untersuchungen über die Emission von Radionukliden aus Kohlekraftwerken, GSF-Bericht-S-617, Neuherberg
- Hampicke, Ulrich 1989: Was kann und was darf monetarisiert werden ?, Manuskript, Kassel
- Hauptmanns,U./Hertrich,M./Werner,W. 1987: Technische Risiken - Ermittlung und Beurteilung, i.A. des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin usw.
- Hennicke, Peter (Hrsg.) 1991: Den Wettbewerb im Energiesektor planen, Berlin/Heidelberg/New York
- Hohmeyer, Olav 1988: Die sozialen Kosten des Energieverbrauchs, Berlin/Heidelberg/New York
- Hohmeyer, Olav 1990: Stand der internationalen und nationalen Diskussion der sozialen Kosten verschiedenerer Energietechnologien, in: Proceedings 7. Internationales Sonnenforum, Frankfurt, 9.-12.10.90, Bd. III, S. 2039-2044
- Hohmeyer, Olav/Ottinger, Richard L. (Hrsg.) 1991: External Environmental Costs of Electric Power - Analysis and Internalization, Proceedings of the German/US Workshop held at Ladenburg (FRG), Oct. 23-25, 1990, Berlin usw.
- Holdren, John P. 1987: Global environmental issues related to energy supply: the environmental case for increased efficiency of energy use, in: *Energy* vol.12 (1987) no.10/11, p. 975-992
- HQ (Hydro Québec)/LBS (Ludwig-Bölkow-Stiftung) 1991: EQHPPP - Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project Phase II - Executive Summary, D.Kluyskens/O.Ullmann/R.Wurster, Montreal/München (unveröffentlicht)
- Hulgaard, T. 1991: Nitrous oxide from combustion, report NEI-DK-793, Technical Univeristy of Denmark - Institute for Chemical Technology, Lyngby
- ICF (1990): Methane emissions from coal, oil, and gas activities in the US, prepared for US EPA, Washington D.C.
- ICLEI (International Council for Local Environmental Initiatives) 1991: The Urban CO2 Reduction Project, Toronto/Freiburg
- IEA (International Energy Agency) 1992: Energy and the Environment: Transport Systems Responses in the OECD - Greenhouse Gas Emissions and Road Transport Technology, Paris (restricted draft, final version to be published in late 1992)
- IEA (International Energy Agency) 1992: Energy and the Environment: Transport Systems Responses in the OECD - Greenhouse Gas Emissions and Road Transport Technology, Paris
- IfE (Institut für Energetik) 1990: Gesamtbilanz Energie 1989 - Wirtschaftsraum DDR, Leipzig

- IfE (Institut für Energiewirtschaft) 1988: Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung, W.Jensch, IfE-Schriftenreihe Heft 22, München
- IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung) 1983: Risikovergleich Kernenergie, Kohle und natürliche Radioaktivität, D.Teufel, IFEU-Bericht Nr.24, Heidelberg
- IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung) 1991a: Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz von Rapsöl und Rapsölester im Vergleich zu Dieselmotortreibstoff, Endbericht zum F+E-Vorhaben des UBA Nr. 10408508/02, Heidelberg
- IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung) 1991b: Energieverbrauch und Luftschadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in der DDR, Berlin (Ost) und der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1988 und in Deutschland im Jahr 2000, U.Höpfner u.a., i.a. des Umweltbundesamtes, Heidelberg
- IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung) 1992: Handlungsorientiertes kommunales Konzept zur Reduktion von klimarelevanten Spurengasen für die Stadt Heidelberg - Arbeitsbericht - Verkehrsbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen, M.Schmidt u.a., Heidelberg (unveröffentlicht)
- IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung)/TÜV (Technischer Überwachungs-Verein Rheinland) 1990: Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung und emissionsmindernde Maßnahmen im Verkehrssektor, in: Enquête 1990 Bd. 2, S. 409-545
- IKARUS (Instrumente für Klimaschutz-Reduktions-Strategien) 1993: Sub-Projekt 4 - Umwandlungssektor - Teil 2b/c: Fossil betriebene Kraftwerke, Studie der Siemens-KWU für IER/BMFT, Erlangen
- IKE (Institut für Kernenergetik und Energiesysteme) u.a. 1989: Externe Kosten der Stromerzeugung, IKE/Temaplan/Ifo-Institut, i.a. der VDEW, Stuttgart/Böblingen-Wien/München
- IMA (Interministerielle Arbeitsgruppe) 1990: Bericht an das Bundeskabinett zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005, Bonn
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 1991+1992: Discussion papers of the IPCC Working Group I, IPCC Sekretariat, Genf
- IPP (Institut für Industrielle Produktion) 1994: Operating Experience with NO<sub>x</sub> Abatement at Stationary Sources, O.Rentz/J.Ribeiro, Universität Karlsruhe, UBA-Texte 12/94, Berlin
- ISI (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung) 1989: Stand des Wissens zu externen Effekten der Energienutzung, Schломann,B./von Deschwanden,D., in: Enquête 1990
- ISI (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung) 1993: Anthropogene N<sub>2</sub>O- und CH<sub>4</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland - Phase I, i.A des Umweltbundesamtes, Karlsruhe
- JAERI (Japan Atomic Energy Research Institute) 1992: Life Cycle CO<sub>2</sub> Emission from Nuclear Power Reactor and Fuel Cycle System, S.Yasukawa/Y.Tadokoro/T.Kajiyama, paper presented at the OECD/IEA Expert Workshop on Life Cycle Analysis: Methods and Experience, May 21.-22, 1992, Paris
- Jakobsen, H.-J. 1991: Practical Experiences with Primary and Secondary Measures for Reducing SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> of Flue Gases, Unterlagen der Conference on Clean Coal Technologies vom 1.-5.4.1991 in Cottbus, UNESCO Regional Office for Science and Technology for Europe, Technical Report No.5, S. 84-101
- Johansson, T. u.a. (Hrsg.) 1993: Renewable Energy - Sources for Fuels and Electricity, Washington D.C.
- Knoblauch, F. 1991: Miscanthus sinensis "Giganteus" als nachwachsender Industrierohstoff in Dänemark; in: KTBL 1991
- KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft) 1983: Hackschnitzel aus Schwachholz, KTBL-Schrift 290, Darmstadt
- KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft) 1985: Energieverbundsysteme und Energiegemeinschaftsvorhaben in der Landwirtschaft, KTBL-Arbeitspapier 95, Darmstadt
- KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft) 1991: Miscanthus sinensis, Dokumentation des KTBL-Fachgesprächs vom 11./12. September 1990 in Braunschweig, Darmstadt
- KWF (Kuratorium für Waldarbeit und Forsttechnik) 1985: Waldschonende Holzernte, 9.KWF-Fachtagung, Groß-Umstadt
- KWF (Kuratorium für Waldarbeit und Forsttechnik) 1985: Waldschonende Holzernte, 9.KWF-Fachtagung, Groß-Umstadt

- LBL (Lawrence Berkeley Laboratory) 1990: Comparative Analysis of Monetary Estimates of External Environmental Costs Associated with Combustion of Fossil Fuels, Koomey, J., LBL-28313, Berkeley/CA
- LBS (Ludwig-Bölkow-Stiftung)/DLR (Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt)/FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) - Bearbeiter - 1990: Bedingungen und Folgen von Ausbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft, Materialienband II - Schlüsseltechnologien, i.A. der Enquête-Kommission "Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung" des Deutschen Bundestages, Ottobrunn
- LBST (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik) 1989: Energiebedingte Methanemissionen, H.Selzer, in: Enquête 1990
- LBST (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik) 1990: Klimarelevante Emissionen von Methangas, H. Selzer/W. Zittel, Ottobrunn
- Lieback, J.U./Herger, P./Krätschmer, H., Kruse, A. 1991: Rauchgasreinigung im Kraftwerk Jänschwalde der VK-AG in Peitz, in: *VGB Kraftwerkstechnik* vol.71 (1991) Nr.10, S. 952-955
- Lloyd (Germanische Lloyd) 1985: Emissionskataster Hamburger Hafen, Hamburg
- Mauch, Wolfgang 1992: Der kumulierte Energieaufwand für die Müllabfuhr, Müllverbrennung und Deponierung, in: *Abfallwirtschafts-Journal* Nr. 13, 1992
- McKinsey 1992: Restoring the Natural Gas Supply System in the Commonwealth of Independent States
- Medsker, L. 1982: Side effects of renewable energy sources, Audubon Society Report #15, New York
- Mohry, H. 1986: Ein Projekt zur Erreichung der abproduktarmen und abproduktfreien Technologie in der Kohle- und Energiewirtschaft der DDR, Diss. B an der TH Merseburg (unveröffentlicht)
- Mortimer, Nigel 1989: Aspects of the greenhouse effect, Proof of Evidence for the Hinkley Point C Inquiry, Friends of the Earth, London
- NARUC (National Association of Regulatory Utility Commissioners) 1990: Proceedings National Conference On Environmental Externalities, held at Jackson Hole, WY, Sept. 1-3, 1990
- Newcastle (City of Newcastle upon Tyne) 1992: Energy and the Urban Environment - Strategy for a Major Urban Centre: Newcastle upon Tyne UK, Newcastle City Council/Director of Development, Newcastle upon Tyne
- OECD (Organization for Economic Co-Operation and Development) 1981: The Costs and Benefits of Sulfur Oxides Control, Paris
- OECD (Organization for Economic Co-Operation and Development) 1985: Environmental Effects of Electricity Generation, Paris
- OECD (Organization for Economic Co-Operation and Development) 1988: Environmental aspects of renewable energy sources, OECD, Paris
- OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) 1993: Advanced Emission Controls For Power Plants, Paris
- OECD (Organization for Economic Cooperation and Development)/IEA (International Energy Agency) 1993: Projected Costs of Generating Electricity - Update 1992, OECD Nuclear Energy Agency & IEA, Paris
- OECD (Organization for Economic Cooperation and Development)/IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 1991: Estimation of greenhouse gas emissions and sinks - final report, Paris (revised August 1991)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1988: Detaillierungsgutachten zur geplanten Biogas-Zentralanlage in Groß-Umstand, B.Brohmann/U.Fritsche, i.A. des Landkreises Darmstadt-Dieburg, Darmstadt
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1989: Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD, U.Fritsche, in: Energie und Klima, Hrsg.: Enquête-Kommission, Bd. 2, Bonn/Karlsruhe 1990 (Economica Verlag/C.F.Müller Verlag), Seite 49-86
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1989: Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD, U.Fritsche, in: Enquête 1990 Bd. 2, Seite 49-86
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1989a: Monetäre und nichtmonetäre Internalisierung von Umweltaspekten im Energiebereich, U.Fritsche/U.Leprich, in: Enquête 1990

- ÖKO (ÖKO-Institut) 1989b: Energiedienstleistungsunternehmen und Least-cost Planning, B.Brohmann/U.Fritsche/U.Leprich, in: Enquête 1990
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1990: Anwendung des GEMIS-Programms auf die Endenergieanalyse für Schleswig-Holstein, U.Fritsche/S.Kohler, i.A. des Ministers für Gesundheit, Soziales und Energie Schleswig-Holstein, Darmstadt/Freiburg
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1991a: Externe Kosten von Heizsystemen in München, U.Fritsche/S.Kohler, i.A. der Stadt München, Darmstadt
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1991a: Externe Kosten von Heizsystemen in München, U.Fritsche/S.Kohler, i.A. der Stadt München, Darmstadt
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1991b: Anpassung des GEMIS-Programms an die Energie- und Umweltdaten für Berlin (West+Ost) sowie die DDR, U.Fritsche/F.Matthes, i.A. der Berliner Senatsverwaltung für Umweltschutz, Darmstadt/Berlin
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1991b: Entwicklung eines methodischen Instrumentariums für ein örtliches regionales Least-Cost-Planning-Modell (incl. CO<sub>2</sub>-Reduktionskonzept), Vorstudie i.A. der Stadtwerke Hannover, der BEWAG und des Berliner Umweltsenators, Berlin/Bremen/Darmstadt/Freiburg
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1991c: Vergleich institutioneller Rahmenbedingungen zur Internalisierung externer Kosten im Energiebereich in den USA und der BRD, U.Fritsche/U.Leprich, im Auftrag der PROGNOSE AG, Darmstadt/Freiburg (Dezember)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1992: Untersuchung der Verursacheranteile klimarelevanter Emissionen in Hannover: Nutzung von GEMIS zur Analyse energiebedingter Treibhausgasemissionen, U.Fritsche/L.Rausch, Teilstudie i.A. des Umweltamts der Stadt Hannover, Darmstadt/Freiburg (veröffentlicht durch Umweltamt Hannover)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1992a: Analyse der Verursacheranteile klimarelevanter Emissionen in Hannover - Zusammenfassung und Bewertung, U.Fritsche/R.Grießhammer/K.Kümmerer, i.A. des Umweltamts Hannover, Darmstadt/Freiburg (veröffentlicht durch Umweltamt Hannover)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1992a: Analyse von Datenbasen für Treibhausgas-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, U.Fritsche/F.C.Matthes, i.A. von BMFT/KFA-TFF im Teilprojekt 8 der IKARUS-Studie, Darmstadt/Berlin (veröffentlicht als KFA-Bericht Nr. 2614, Jülich)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1992b: Analyse von Datenbasen für Treibhausgas-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, U.Fritsche/F.C.Matthes, i.A. von BMFT/KFA-TFF im Teilprojekt 8 der IKARUS-Studie, Darmstadt/Berlin (veröffentlicht als Bericht 2614 der KFA Jülich)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1992b: Kriterienkatalog zur Errichtung von Blockheizkraftwerken in Neubaugebieten, J.Witt, i.A. der Niedersächsischen Energieagentur, Freiburg
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1993a: Erdgas und Braunkohle - Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozeßkette, F.Matthes, i.A. der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin, Berlin
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1993b: Emissionen des Energie-Imports der Bundesrepublik Deutschland, U. Fritsche/F.Matthes, i.A. des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) für das IKARUS-Teilprojekt 3, Freiburg/Darmstadt/Berlin
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1993c: Aktualisierung und Ergänzung der "Emissionsmatrix klimarelevanter Schadstoffe" für das Teilgebiet Industrie. U. Fritsche/F.Matthes, i.A. von FhG/ISI für das IKARUS-Teilprojekt 6, Freiburg/Darmstadt/Berlin
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1994a: Daten-Update zum Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0, U.Fritsche/F.C.Matthes/L.Rausch, i.A. des Hessischen Ministers für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Darmstadt/Berlin/Freiburg (veröffentlicht durch HMUEB, Wiesbaden)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1994b: Thermische Solaranlagen - Marktübersicht 1994/95, R.Schüle/M.Ufheil, Freiburg
- ÖKO (ÖKO-Institut)/GhK (Gesamthochschule Kassel) 1989: Umweltwirkungsanalyse für Energiesysteme: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), U.Fritsche/L.Rausch/K.-H.Simon, i.A. des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik, Darmstadt/Kassel (Veröffentlichung durch HMWT, 1.+2. Aufl. Wiesbaden 1990, 3.+ 4. Aufl. 1991)



- ÖKO (ÖKO-Institut)/GhK (Gesamthochschule Kassel) 1989: Umweltwirkungsanalyse für Energiesysteme: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), U.Fritsche/L.Rausch/K.-H.Simon, i.A. des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik, Darmstadt/Kassel (Veröffentlichung durch HMWT, 1.+2. Aufl. Wiesbaden 1990, 3.+ 4. Aufl. 1991)
- ÖKO (ÖKO-Institut)/GhK (Gesamthochschule Kassel) 1989: Umweltwirkungsanalyse für Energiesysteme: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), U.Fritsche/L.Rausch/K.-H.Simon, i.A. des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik, Darmstadt/Kassel (Veröffentlichung durch HMWT, 1.+2. Aufl. Wiesbaden 1990, 3.+ 4. Aufl. 1991)
- ÖKO (Öko-Institut)/GhK (Gesamthochschule Kassel) 1992: Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen - Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0, U.Fritsche u.a., i.A. des Hessischen Ministers für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Darmstadt/Kassel/Berlin/Freiburg (veröffentlicht durch HMUEB, Wiesbaden 1993)
- ÖKO (ÖKO-Institut)/GhK (Gesamthochschule Kassel) 1992: Using TEMIS to Analyze Greenhouse-Gas Emissions - User Guide for the Urban CO2 Project Group, U.Fritsche/L.Rausch, im Auftrag von ICLEI und Umweltamt Hannover, Darmstadt/Kassel
- ORNL (Oak Ridge National Laboratory) 1991: Transportation Energy Data Book: Edition 11, S.C.Davis/P.S.Hu, ORNL-6649, Oak Ridge TE.
- OTA (Office of Technology Assessment) 1990: Replacing Gasoline - Alternative Fuels for Light-Duty Vehicles, report for the US Congress, Washington D.C.
- Pace (Pace University Center for Environmental Legal Studies) 1990: Environmental Costs of Electricity, R.L.Ottinger u.a., New York/London/Rome
- Plaza, P.D. 1983: Impacts of energy development on wildlife: a preliminary study, EPAD Report #13 (prerelease copy), National Audubon Society, New York
- PROGNOS (PROGNOS AG) 1992: Energiereport 2010, im Auftrag des BMWi, Stuttgart
- PTB (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) 1978: Die Emission radioaktiver Stoffe mit der Abluft aus Kern- und Steinkohlekraftwerken - ein Vergleich der Strahlenbelastung, W.Kolb, PTB-Bericht Ra-8, Braunschweig
- PTB (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) 1985: Strahlenschutzprobleme bei der Gewinnung und Nutzung von Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland, W.Kolb/M.Wojcik, PTB-Bericht Ra-17, Braunschweig
- Rabchuk, V.I./Ilkevich, N.I./Kononov, Y.D. 1991: A Study of Methane Leakage in the Soviet Natural Gas Supply System, Irkutsk
- Richter, H. 1991: Experimentelle Untersuchung zur Nutzung von Pflanzenölen in Dieselmotoren, Abschlußbericht TV 8837 im Auftrag des BMFT, Weissach
- RII (Resources Insight, Inc.) 1991: persönl. Mitt. von Emily Caverhill und Paul Chernick, Boston MA. (September)
- RIIA (Royal Institute of International Affairs) 1994: Power from plants - the global implications of new technologies for electricity from biomass, W.Patterson, London
- Ruhrgas (Ruhrgas AG) 1992: Erdgas heute und morgen, Essen
- Rupp, M./Stulgies, A./Jonkanski, F. 1991: Energetische Nutzung von Miscanthus-Stroh durch Vergasung - ein integriertes Demonstrationsprojekt der VEBA OEL AG, in: KTBL 1991
- RWE (Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG Energie) 1989: Kosten des Kernbrennstoffkreislaufs, RWE-Hauptabteilung KB-BN, Az Dt/We, vom 16.11.1989, Essen
- RWE (Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG Energie) 1991: Elektrostraßenfahrzeuge aus Sicht der Stromversorgungsunternehmen, in: FGU 1991, S. 75-88
- Schwier, Klaus 1980: Technik der LNG-Kette am Beispiel der deutschen Flüssigerdgas-Importverträge, in: *gwfgas/erdgas* vol. 121 (1980) Heft 10, S. 468-474
- SRU (Rat von Sachverständigen für Umweltfragen) 1981: Energie und Umwelt, Stuttgart/Mainz
- SRU (Rat von Sachverständigen für Umweltfragen) 1985: Umweltprobleme der Landwirtschaft, Stuttgart/Mainz

- SRU (Rat von Sachverständigen für Umweltfragen) 1987: Luftverunreinigungen in Innenräumen, Stuttgart/Mainz
- SRU (Rat von Sachverständigen für Umweltfragen) 1988: Umweltgutachten 1987, Stuttgart/Mainz
- Ständer, W. 1992: Feasibility study biomass turbine for co-generation (BTC) (mineral matter problems during combustion of biomass), final report contract No. JOUB-0056-D (MB), o.O.
- Stegmann, R./Rettenberger, G. (Hrsg.) 1988: Deponiegasnutzung, Bonn
- Stiem, A.R. 1991: Erfahrungen in Dänemark, in: KTBL 1991
- Stockmann, Rudolph/Zollner, Hans 1985: Kriterien für die Prozeßauswahl bei Erdgasverflüssigungsanlagen zur Spitzenlastbedarfsdeckung, in: *gwf-gas/erdgas* vol. 126 (1985) Heft 3, S. 138-147
- Strehler, A. 1984: Die Trocknung von Holzhackschnitzeln, Landtechnik Weihenstephan, Freising
- Strehler, A. u.a. 1987: Erarbeitung verfahrenstechnischer Vorschläge zur Gewinnung von Zucker, Futtermitteln und Ethanol aus Zuckerhirse in Bezug auf die Verfahrensschritte vom Anbau bis zum Endprodukt unter besonderer Beachtung der Wirtschaftlichkeit, Landtechnik Weihenstephan, Freising
- Strehler, A./Stützle, W. 1986: EG-Studie Kurzumtriebsplantagen in der EG, Länderbericht Kapitel I + Kapitel II, Landtechnik Weihenstephan, Freising
- Suttor, K.H. 1990: Öl vom Feld - Eine neue Rapsorte könnte landwirtschaftliche Probleme lösen, in: *Energie spektrum*, Februar 1990
- TEST (Stiftung Warentest) 1992: Probleme mit den Abgasen, in: *Test Sonderheft Umweltschutz*, S. 36-38
- Thoma, H. 1991: Ökonomische Aspekte zum Anbau von *Miscanthus sinensis* "Giganteus" in: KTBL 1991
- Thöne, Eberhard/Kallenbach, Ulrich 1988: Risikovergleiche für die Stromerzeugung, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Jg.38 (1988) H.10, S.788-794
- TUM (Technische Universität München) 1987: Wirtschaftlichkeit verschiedener Verfahren zur Herstellung von Preßlingen aus Stroh, Rinde, Restholz, Sägewerksabfällen Papier etc. sowie Rohstoffgemischen zur Verfeuerung in kleineren Heizanlagen, TU München, BMFT-Bericht 03E-8422-A, Weihenstephan
- TÜV (Technischer Überwachungs-Verein Rheinland) 1990: Möglichkeiten der Nutzung von Solarstrom für den Betrieb von Elektrofahrzeugen, Studie für den BMFT, FKZ 0329102 A, Köln
- TÜV (Technischer Überwachungs-Verein Rheinland) 1991: Ermittlung des Abgas-Emissionsverhaltens von Pkw in der Bundesrepublik Deutschland im Neuzugsjahr 1988 - Zwischenbericht, D.Hassel/F.-J.Weber, i.A. des Umweltbundesamtes, Reihe Texte 21/91, Berlin
- UBA (Umweltbundesamt) 1989: Luftreinhaltung '88, Materialien zum 4. Immissionsschutzbericht, Berlin
- UBA (Umweltbundesamt) 1991: Emissionsszenarien für den Pkw- und Nutzfahrzeugverkehr in Deutschland 1988-2005, Reihe Texte 40/91, Berlin (inkl Anhang)
- UBA (Umweltbundesamt) 1992: Ökologische Bilanz von Rapsöl bzw. Rapsölmethylester als Ersatz von Dieselmotortreibstoff, A.Friedrich u.a., Berlin
- UNEP (United Nations Environment Program) 1985: The environmental impacts of production and use of energy Part IV, E.E.El-Hinnawi (Study Director), Nairobi
- UPI (Umwelt- und Prognose-Institut) 1991: Umweltkosten im der Bundesrepublik Deutschland, D.Teufel, UPI-Bericht, Heidelberg
- UPI (Umwelt- und Prognose-Institut) 1992: Scheinlösungen im Verkehrsbereich, D.Teufel, UPI-Bericht 23, Heidelberg
- VDI (Verein Deutscher Ingenieure) 1989: Wasserstoff-Energetechnik II, VDI-Bericht 725, Düsseldorf
- VDKoI (Verein Deutscher Kohleimporteure) 1992: Jahresbericht 1991, Hamburg
- VIA (Verkehrswissenschaftliches Institut an der RWTH Aachen) 1990: Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr - Ermittlung und Vergleich der spezifischen Energieverbräuche, W.Bialonski u.a., Forschungsbericht FE 90247/88, i.a. des Bundesministers für Verkehr, Aachen
- Voigtländer, P. 1991: Stand der Emissionen von Luftschadstoffen aus DDR-Kraftwerken, in: *VGB Kraftwerkstechnik* vol.71 (1991) Nr.4, S. 368-370

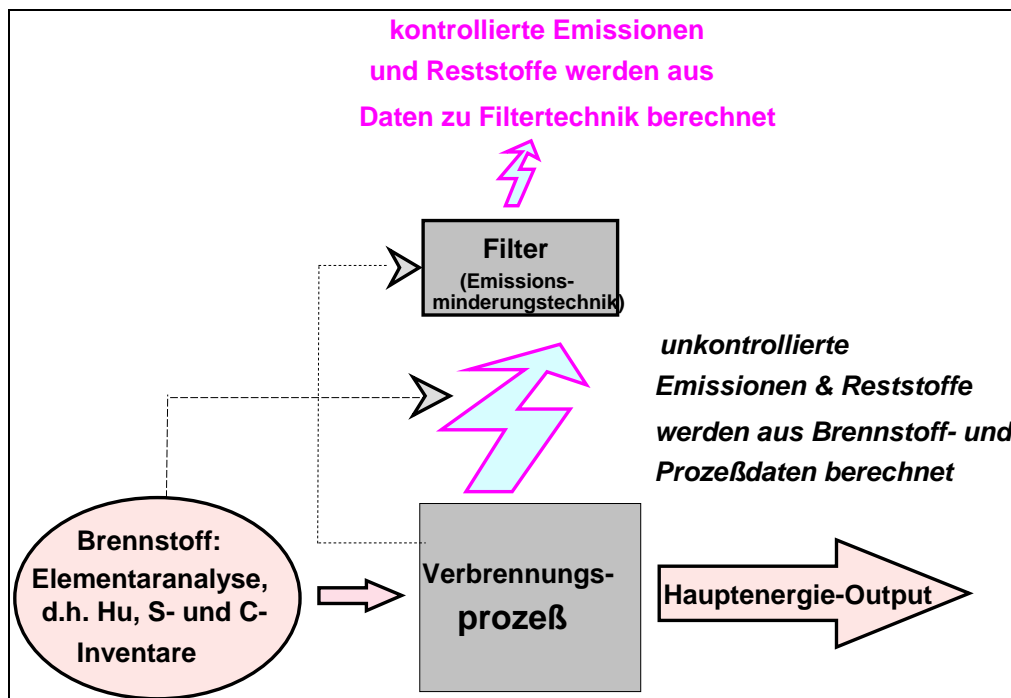
- VW (Volkswagen AG) 1991a: Kraftfahrzeuge mit Elektro- und Elektrohybridantrieb unter Umweltgesichtspunkten im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren, A.Kalberlah, in: FGU 1991, S. 89-109
- VW (Volkswagen AG) 1991b: Das Öko-Polo-Antriebskonzept, B.Wiedmann u.a., in: *Motortechnische Zeitschrift* (1991) Nr. 2, S.60-63
- Weber, Barbara 1992: pers. Mitt. v. B. Weber, Bereich Gentechnologie im ÖKO-Institut, Freiburg
- WEC (World Energy Council) 1988: Environmental effects arising from electricity supply and utilization and the resulting costs to the utility, WEC Report, London
- Weis, Michael/Kienle, Friedrich/Hortmann, Werner 1990: Kernenergie und CO<sub>2</sub>: Energieaufwand und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Brennstoffgewinnung, in: *Elektrizitätswirtschaft* vol. 89 (1990) Heft 1/2, S. 28-31
- Welsch, Heinz 1989: Internalisierung externer Effekte, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, i.A. der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", Köln
- Widmann, Bernhard o.J.: Produktion, Aufbereitung und energetische Nutzung von Pflanzenölen, Bayerische Landesanstalt für Landtechnik der TU München- Weihenstephan, Freising
- Widmann, Bernhard/Pontius, Peter 1992: Pflanzenöl als Treibstoff - Möglichkeiten der Nutzungen und Ergebnisse aus Forschungsarbeiten, in: KTBL 1992, S. 206-229
- Winter, Carl-Jochen/Nitsch, Joachim (Hrsg.) 1989: Wasserstoff als Energieträger, Berlin usw. (2. überarb. u. erw. Aufl.)
- Workshop on Methane Emissions 1990: International Workshop on Methane Emissions from natural gas systems, coal mining and waste management systems, Washington, D.C., 9.-13. April 1990

## Anhang 1: Die Algorithmen in GEMIS 2.0

Der folgende Anhang erläutert die im GEMIS-2.0 implementierten Algorithmen, d.h. die mathematischen Strukturen, die das Computerprogramm zur Berechnung von Umwelt- und Kostenaspekten verwendet.

Um eine möglichst weitgehende Datenkonsistenz zu erreichen, werden im GEMIS-Computermodell Brenn- und Treibstoffe explizit als "zur Verbrennung bestimmt" betrachtet und daher ihre Elementarzusammensetzung (Elementaranalyse) gespeichert.

Die *Elementaranalyse* besteht bei festen und flüssigen Brenn- und Treibstoffen aus den Anteilen von Kohlenstoff (C), Wasserstoff (H), Sauerstoff (O), Schwefel (S), Stickstoff (N), Chlor (Cl), Fluor (F), Asche (a) und Wasser (w). Mit diesen Daten berechnet GEMIS 2.0 zur Bestimmung von Emissionsfaktoren für Prozesse, die Treib- oder Brennstoffe verbrennen, die Abgaskonzentration von Schadstoffen, die direkt aus den Brenn- und Treibstoffen bestehen, d.h. SO<sub>2</sub>, HCl, HF und CO<sub>2</sub>. Bei den anderen verbrennungsbedingten Schadstoffen (NO<sub>x</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, NMVOC, N<sub>2</sub>O) wird die Abgaskonzentration dieser Schadstoffe eingegeben. Danach werden ggf. bei Verbrennungsprozessen stattfindende Emissionsminderungen (durch Filtertechniken usw.) als prozentuale Minderungen der Rohgas-Emissionen berücksichtigt und die "Reingaswerte" bestimmt, also die Schadstoffkonzentrationen im gereinigten Abgas. Dies zeigt schematisch die folgende Abbildung.



Die Abgaskonzentrationen im Reingas werden vom Modell mit dem spezifischen Abgasvolumen multipliziert, die beim Verbrennen entsteht. Das spezifische Abgasvolumen ist auf den unteren Heizwert ( $H_u$ ) bezogen, den das Modell aus den gespeicherten Brennstoffdaten ermittelt.

### A1.1 Berechnung des Heizwertes

Neben den Abgasvolumina (vgl. dazu weiter unten) stellt somit auch der Heizwert eines Brenn- oder Treibstoffs eine Eingangsgröße für die Berechnung von Emissionsfaktoren dar. Aus der Elementaranalyse bzw. bei gasförmigen Brennstoffen der Gaszusammensetzung kann aus den Reaktionsenthalpien der Brennwert (oberer Heizwert  $H_o$ ) und der untere Heizwert (kurz Heizwert  $H_u$ ) errechnet werden. Für die Bestimmung von Emissionsfaktoren wird üblicherweise der Heizwert  $H_u$  verwendet.

#### *Feste und flüssige Brennstoffe*

Für feste und flüssige Brennstoffe ergibt sich der Heizwert in MJ/kg aus der Formel von Braun (1986), wenn die Elementar-Anteile (typischerweise in Gewichts-%) in Massen-Anteilen (d.h. in kg/kg oder Gew.% geteilt durch 100) eingesetzt werden:

$$H_u = 34.8 \cdot c + 93.8 \cdot h + 10.46 \cdot s + 6.28 \cdot n - 10.8 \cdot o - 2.5 \cdot w$$

Der letzte Term in der Formel berücksichtigt die Energie zur Verdampfung des im Brennstoff enthaltenen bzw. sich bildenden Wassers, da diese Energiemenge nur bei Nutzung des Brennwertes ( $H_o$ ) durch Abgaskondensation zur Verfügung steht (Brennwertnutzung).

#### *Gasförmige Brennstoffe*

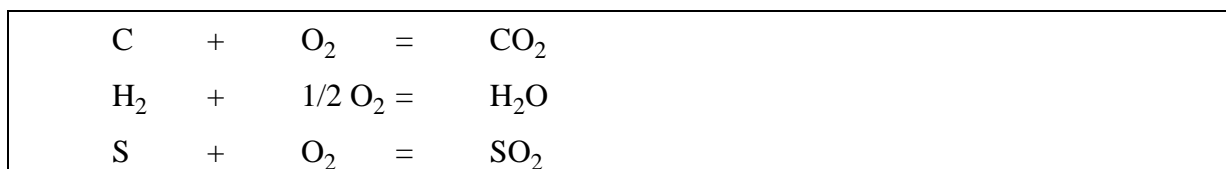
Bei gasförmigen Brennstoffen ergibt sich der Heizwert in MJ/m<sup>3</sup>, wenn die Gasbestandteile in Volumenanteilen (= Volumenprozent/100) in die folgende Formel eingesetzt werden:

$H_u$	=	107,84 *	$H_2$
	+	23,413 *	$H_2S$
	+	12,633 *	CO
	+	35,885 *	$CH_4$
	+	56,494 *	$C_2H_2$
	+	59,476 *	$C_2H_4$
	+	64,349 *	$C_2H_6$
	+	87,578 *	$C_3H_6$
	+	93,213 *	$C_3H_8$
	+	117,771 *	$C_4H_8$
	+	123,883 *	n $C_4H_{10}$
	+	123,053 *	i $C_4H_{10}$

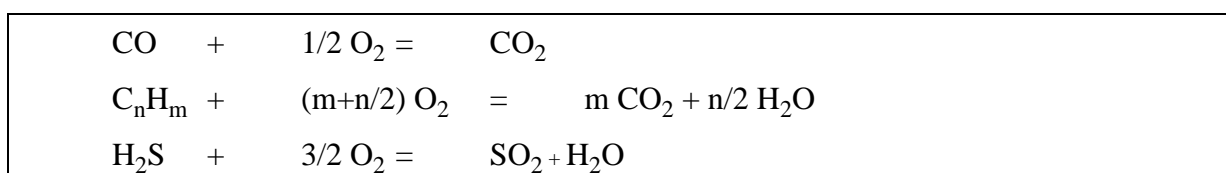
Hierbei ist die Energie zur Verdampfung des entstehenden Wassers bereits in die Koeffizienten einbezogen.

## A1.2 Die Verbrennungsrechnung

Bei der Verbrennung reagieren die brennbaren Bestandteile unter Wärmeabgabe mit Sauerstoff, der aus der zugeführten Luft bzw. dem Brennstoff selbst geliefert wird. Die hierbei ablaufenden Reaktionen sind z.T. sehr kompliziert und gehen über verschiedene Zwischenstufen und -produkte, für die entstehende Abgasmenge sind jedoch nur die Bilanzgleichungen zwischen Ausgangs- und Endprodukten bestimmend. Daher kann aus den Reaktionsgleichungen der brennbaren Substanzen



sowie bei gasförmigen Brennstoffen

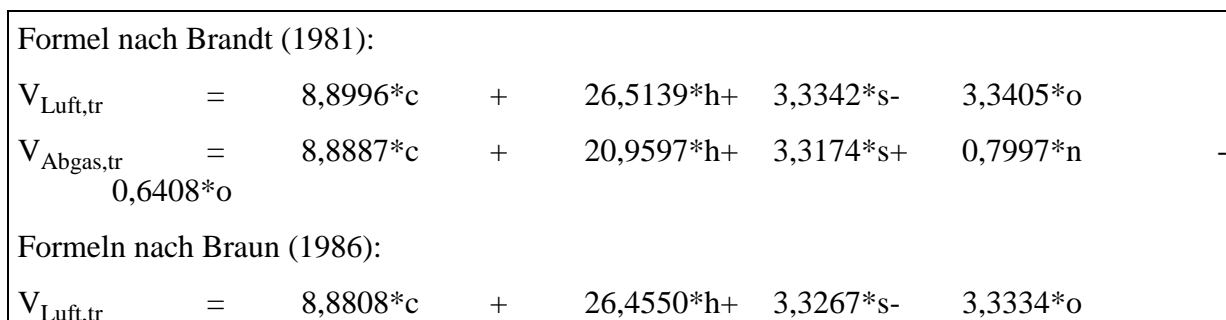


unter Einrechnung der Molvolumina und der Molmassen die Verbrennungsluft- und Abgasvolumina für den Fall der vollständigen Verbrennung bestimmt werden. Die mineralische Substanz im Brennstoff (Asche) geht dabei nicht ein, während Stickstoff und Wasser ohne Veränderung in das Abgas übergehen. Die o.g. Reaktionsgleichungen lassen sich durch Einsetzen der Stoffdaten zu numerischen Gleichungen umformen. Die Formeln unterscheiden sich je nach Autor geringförmig bei den Koeffizienten, da die Werte für Molvolumen und -masse verschieden zitiert werden.

Die u.E. hinsichtlich der Daten vollständigste Wertesammlung gibt Brandt (1981), daher wurde diese im GEMIS-Programm verwendet. Testrechnungen mit Brennstoffen aus der Literatur (Leibrock 1979-1984) zeigten gute Übereinstimmung mit den dortigen Werten. Zu Betrachten sind die trockenen Abgasvolumina im Normzustand (0 °C, 1013 hPa), da deutsche Grenzwerte stets für trockenes Abgas gelten und Meßwerte üblicherweise entsprechend umgerechnet werden.

### *Feste und flüssige Brennstoffe*

Die Brandt-Formeln für feste/flüssige Brennstoffe (vgl. unten) stimmen gut mit Angaben anderer Autoren überein. Theoretisches Verbrennungsluft- (V<sub>Luft,tr</sub>) und Abgasvolumen (V<sub>Abgas,tr</sub>) ergeben sich in m<sup>3</sup>/kg Brennstoff, wenn die Elementaranalyse in Massenanteilen (kg/kg) eingesetzt werden.



$V_{\text{Abgas,tr}}$	=	8,8808*c	+	20,8995*h+	3,3267*s+	0.7995*n	-2,6334*o
Formel nach RAG (1984):							
$V_{\text{Luft,tr}}$	=	8,876*c	+	26,443*h+	3,325*s-	3,332*o	
$V_{\text{Abgas,tr}}$	=	8,865*c	+	20,890*h+	3,309*s+	0,800*n	-2,633*o

Die Ergebnisse der o.g. Formeln unterscheiden sich - bei 2 Nachkommastellen - nur unwesentlich.

*Gasförmige Brennstoffe*

Auch bei gasförmigen Stoffen erfolgt die Verbrennungsrechnung nach dem o.g. Schema, jedoch liegen die Brennstoffdaten nicht in Form einer Elementaranalyse vor, sondern als Gas-Zusammensetzung in Volumen-Prozenten. Die Verbrennungsrechnung kann nach Brandt (1981) vereinfacht werden, wenn Luftvolumen, Abgasvolumen und Gasbestandteile in m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> vorliegen:

$V_{\text{Luft,tr}}$	=	2,3830 *	H <sub>2</sub>
	+	2,3860 *	CO
	+	7,2251 *	H <sub>2</sub> S
	+	9,5611 *	CH <sub>4</sub>
	+	11,9048*	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
	+	14,4158*	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
	+	16,8594*	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
	+	21,8665*	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>
	+	24,3715*	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
	+	29,7063*	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>
	+	32,3753*	(nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> +iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )

$V_{\text{Abgas,tr}}$	=		N <sub>2</sub>
	+		CO <sub>2</sub>
	+	1,8838 *	H <sub>2</sub>
	+	2,8000 *	CO
	+	6,6965 *	H <sub>2</sub> S
	+	8,5538 *	CH <sub>4</sub>
	+	10,4048*	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
	+	13,3974*	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
	+	15,3340*	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
	+	20,3218*	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>
	+	22,3114*	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
	+	27,6078*	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>
	+	29,7424*	(nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> +iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )

Zu diesen Formeln liegen vergleichbare Darstellungen in der Literatur vor (z.B. Cerbe 1981), die wie bei der Rechnung für Fest/Flüssig-Brennstoffe geringfügig (2. Nachkommastelle) differieren.

### A1.3 Berücksichtigung des Luftüberschusses

Zur Verbrennung in realen Feuerungen wird aus thermodynamischen Gründen nicht nur die theoretische Sauerstoff- bzw. Luftmenge zur Oxidation des Brennstoffs benötigt, sondern ein größeres Volumen. Daher entsteht bei realen Feuerungen auch mehr Abgas als nach der auf stöchiometrische Umsetzung konzipierten Verbrennungsgleichung, die Schadstoffkonzentrationen sind somit geringer (Verdünnungseffekt).

Der Gesetzgeber hat dem entsprochen, indem er die Abgasgrenzwerte überwiegend auf einen bestimmten Luftüberschuß bezogen hat. Als Maß hierfür dient die Sauerstoffkonzentration im Abgas (in Volumen-%). Bei stöchiometrischer Verbrennung (Luftüberschuß = 0) wäre die Abgas-Sauerstoffkonzentration Null, da der gesamte mit der Verbrennungsluft zugeführte Sauerstoff zur Oxidation benötigt würde.

Zur Berechnung der realen Abgasmenge bei einer gegebenen Sauerstoffkonzentration  $O_{2,Bezug}$  dient die Größe Lambda, die das Verhältnis von realer zu theoretischer Verbrennungsluftmenge wiedergibt. Lambda ergibt sich aus folgender Formel:

$$\text{Lambda} = 1 + (V_{\text{Abgas}}/V_{\text{Luft}}) * [O_{2,Bezug}/(21 - O_{2,Bezug})]$$

Mit diesem Lambda läßt sich die reale Abgasmenge berechnen nach der Formel

$$V_{\text{Abgas,Lambda}} = V_{\text{Abgas}} + (\text{Lambda} - 1) * V_{\text{Luft}}$$

Die Schadstoffemissionen von Verbrennungsprozessen in GEMIS 2.0 werden daher aus den Abgaskonzentrationen bestimmt, die sich auf das reale (bzw. normierte) Abgasvolumen beziehen.

Somit können die Verdünnungseffekte durch Luftüberschuß berücksichtigt werden, die z.B. die  $\text{NO}_x$ -Emissionen von Gasfeuerungen (200 mg/m<sup>3</sup> bei 3 Vol% O<sub>2</sub>) und von Gasturbinen (200 mg/m<sup>3</sup> bei 15 Vol.% O<sub>2</sub>) als gleich erscheinen lassen, obwohl sie real - ausgedrückt als Emissionsfaktoren - sich um rund den Faktor 3 unterscheiden (Gasfeuerung 56 kg/TJ gegenüber Gasturbine 168 kg/TJ).

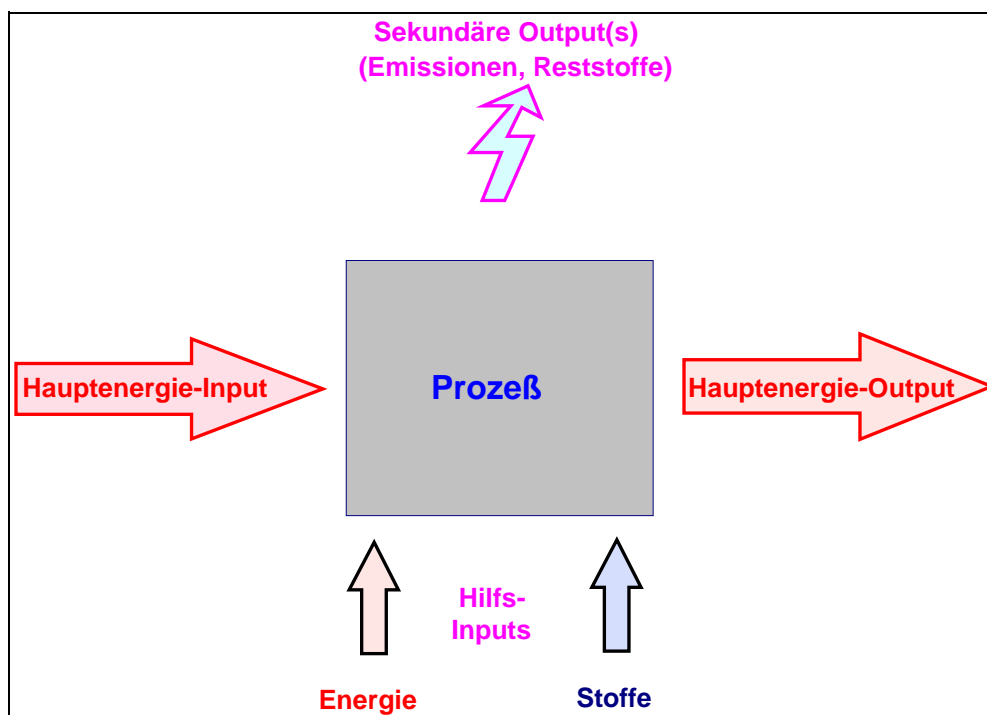


## A1.4 Berechnung von Emissionen in GEMIS 2.0

Die o.g. Berechnungen der Emissionen von Verbrennungsprozessen werden in GEMIS 2.0 verallgemeinert auch für alle anderen Prozesse verwendet. Dabei wurde im Modell das Konzept der "Unit"-Prozesse implementiert, d.h. Aktivitäten, für die Nutzungsgrad, Emissionen usw. gemessen, berechnet oder aus anderen Quellen (z.B. Umweltstandards) abgeleitet werden können. GEMIS 2.0 berechnet Emissionen stets für den **Output** von Prozessen, d.h. für den jeweils vom Unit-Prozeß bereitgestellten Nutzen.

### A-4.1 Emissionen von Energieprozessen

Bei Prozessen, die Energieträger fördern, transportieren, umwandeln oder verbrennen, werden die Emissionen (sowie Reststoffe usw.) auf den Hauptenergie-Output bezogen (vgl. Abbildung).



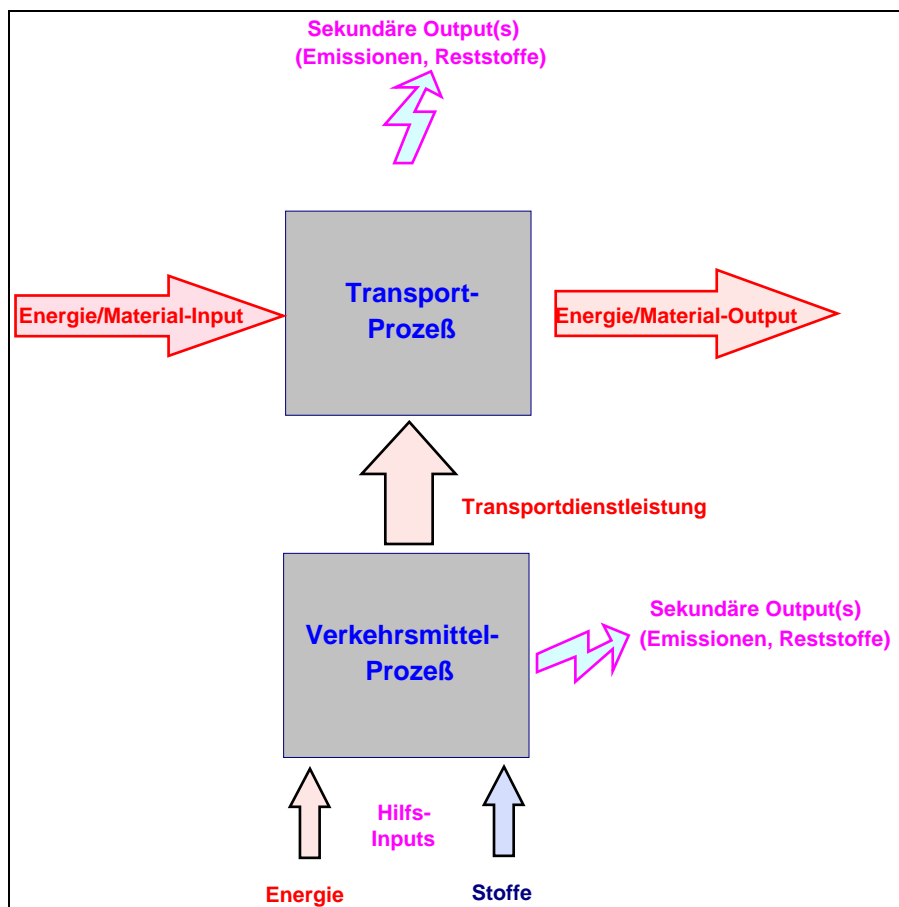
Da bei Verbrennungsprozessen das Modell die brennstoffbezogenen Emissionen aus Daten zum Brennstoff berechnet (SO<sub>2</sub>, HCl, HF, CO<sub>2</sub>, Asche usw.) bzw. aus den prozeßspezifischen Schadstoffkonzentrationen berechnet (vgl. oben), werden diese noch **inputbezogenen** Werte durch den Nutzungsgrad des Unit-Prozesses geteilt, um outputbezogene Werte zu erhalten.

Bei allen anderen Prozessen werden outputbezogene Emissionsfaktoren direkt in das Modell eingegeben (z.B. CH<sub>4</sub>-Emissionen beim Bergbau oder NMVOC-Emissionen bei Raffinerien).

Umwelteffekte, die über Hilfsinputs (Energie, Materialien) entstehenden, werden **nicht** bei dem sie **nachfragenden** Unit-Prozeß, sondern bei den die Hilfsinputs jeweils **bereitstellenden** Prozessen berechnet (vgl. weiter unten Prozeßkette).

A-4.2 Emissionen von Transportprozessen und Verkehrsmitteln

Bei Prozessen zum Transport von Energieträgern und Materialien können Emissionen und Reststoffe z.B. durch Betanken, Entladen usw. entstehen, die als Emissionsfaktoren wie bei Energieprozessen dem Output zugerechnet werden (direkte Emissionen). Die vom Transportprozeß nachgefragte Transportdienstleistung wird aus spezifischem Transportaufwand (MJ/t\*km) und Transportentfernung (km) sowie - bei Energieträgern - spezifischem Gewicht vom Modell errechnet. Die Emissionen der Transportdienstleistung werden jedoch nicht beim Transportsystem, sondern beim **Verkehrsmittel** berechnet, das sie bereitstellt (vgl. Abb.).

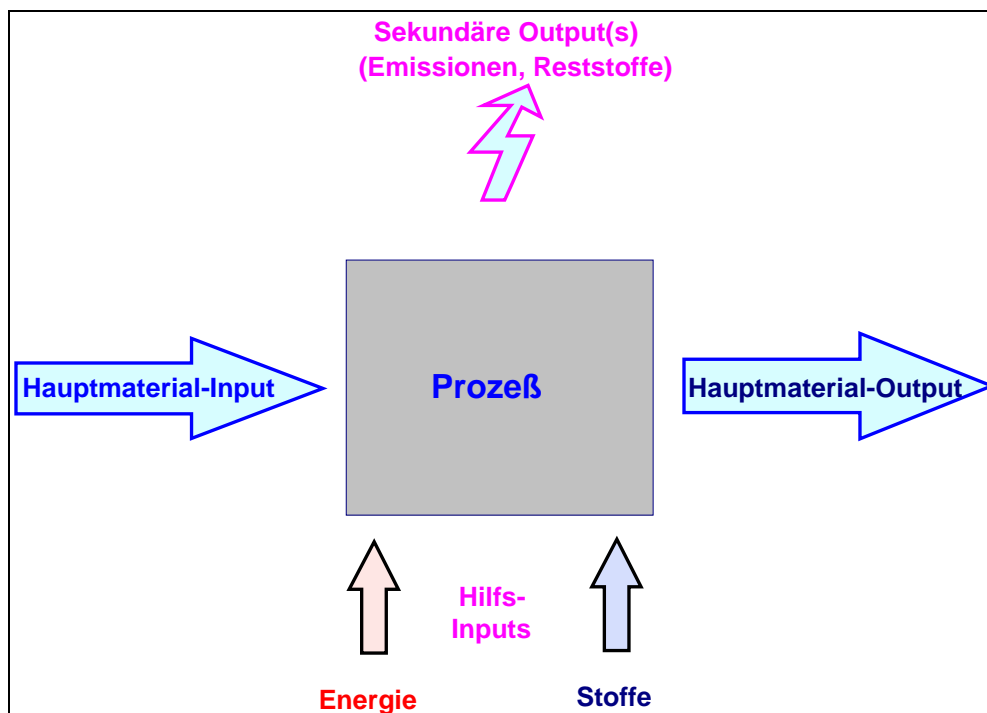


Die outputbezogenen Emissionen des Verkehrsmittels werden von GEMIS wie bei Verbrennungsprozessen aus dem spezifischen Energiebedarf und den Brennstoffdaten errechnet (SO<sub>2</sub>, HCl, HF, CO<sub>2</sub>) bzw. für nicht direkt brennstoffbedingte Schadstoffe (CO, CH<sub>4</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, N<sub>2</sub>O) werden transportdienstleistungsbezogene Emissionsfaktoren aus Eingabedaten benutzt. GEMIS berechnet die outputbezogenen Werte aus den fahrzeugbezogenen Daten und der jeweiligen Zuladung (Güterverkehrsmittel) bzw. Besetzungsgrad (Personenverkehrsmittel).

#### A-4.3 Emissionen von Materialprozessen

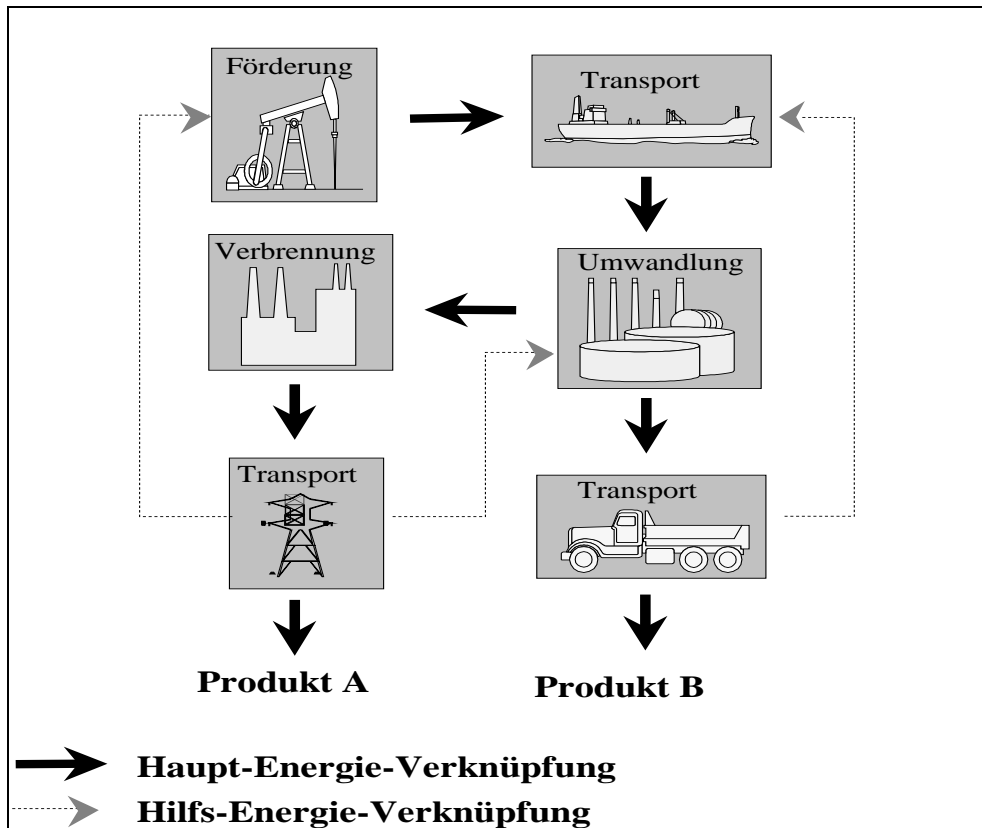
Die Prozesse zur Förderung und Umwandlung von Materialien werden äquivalent wie die für Energiegewinnung und -umwandlung behandelt, d.h. die Emissionen (sowie Reststoffe usw.) werden auf den Hauptmaterial-Output bezogen und direkt als outputbezogene Emissionsfaktoren in das Modell eingegeben (z.B. CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Zementherstellung).

Umwelteffekte, die über Hilfsinputs (Energie, Materialien) entstehen, werden **nicht** bei dem sie **nachfragenden** Unit-Prozeß, sondern bei den die Hilfsinputs jeweils **bereitstellenden** Prozessen berechnet (vgl. weiter unten Prozeßkette).



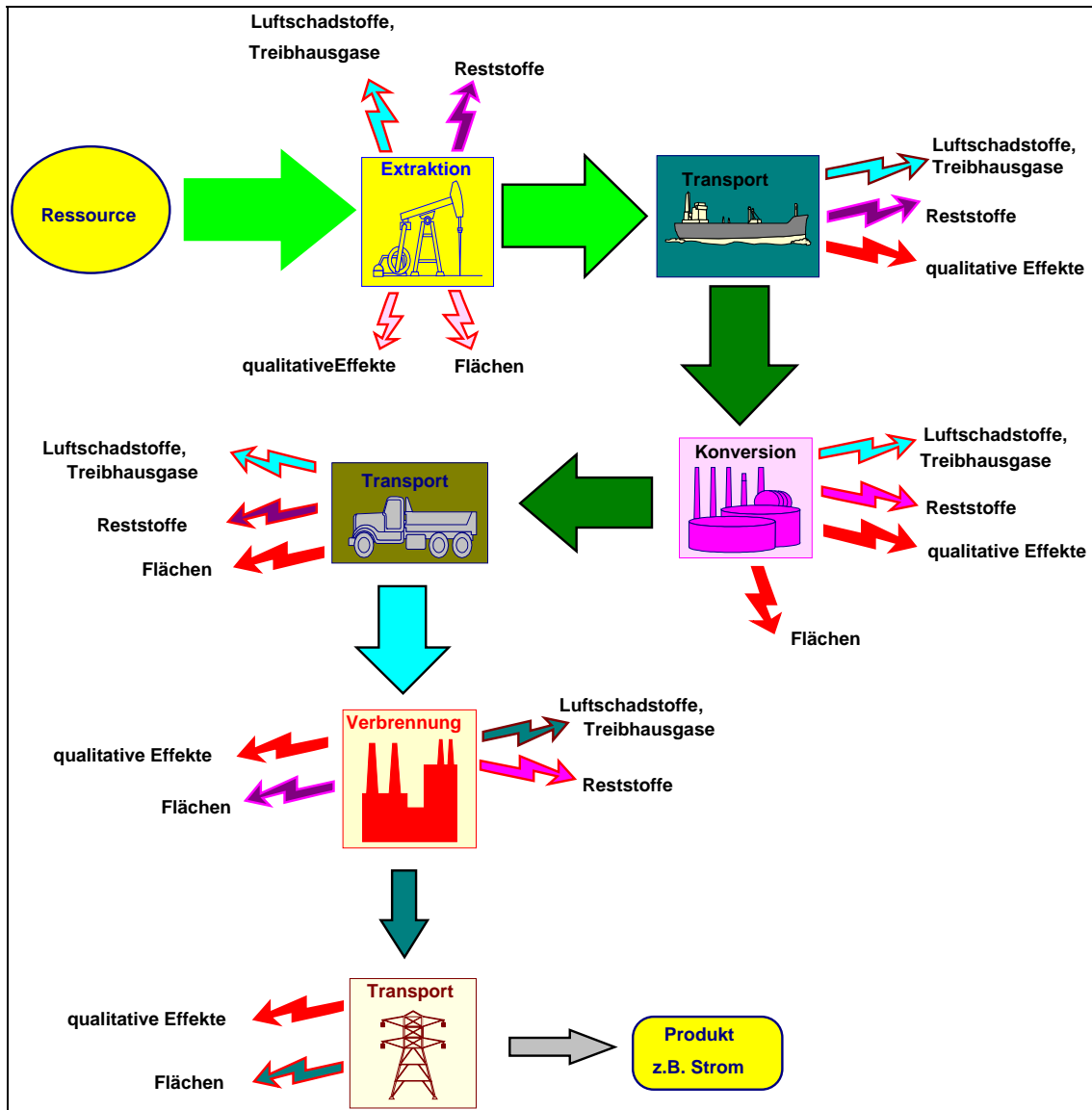
#### A-4.4 Emissionen von Prozeßketten

Die Umwelteffekte bei der Bereitstellung von Energie-, Material- und Transportdienstleistungen ergeben sich aus **allen** Prozessen - von der Gewinnung von Primärenergien bzw. -materialien bis zur Dienstleistung, wobei alle Umwandlungs- und Transportvorgänge mit betrachtet werden, die zur Bereitstellung notwendig sind. Dabei berücksichtigt GEMIS 2.0, daß auch **Hilfsenergien** und die sie bereitstellenden Prozesse Umwelteffekte bewirken - als indirekte Wirkungen, die sich z.T. erst über Schleifen oder andere Energieträger-Prozeßketten ergeben und somit nicht einfach linear berechnet werden können (vgl. nachfolgende Abbildung).



Bei den in der obigen Abbildung aufgeführten Prozessen entstehen direkte Umwelteffekte, die mit der Bereitstellung des Produktes A und B verbunden sind.

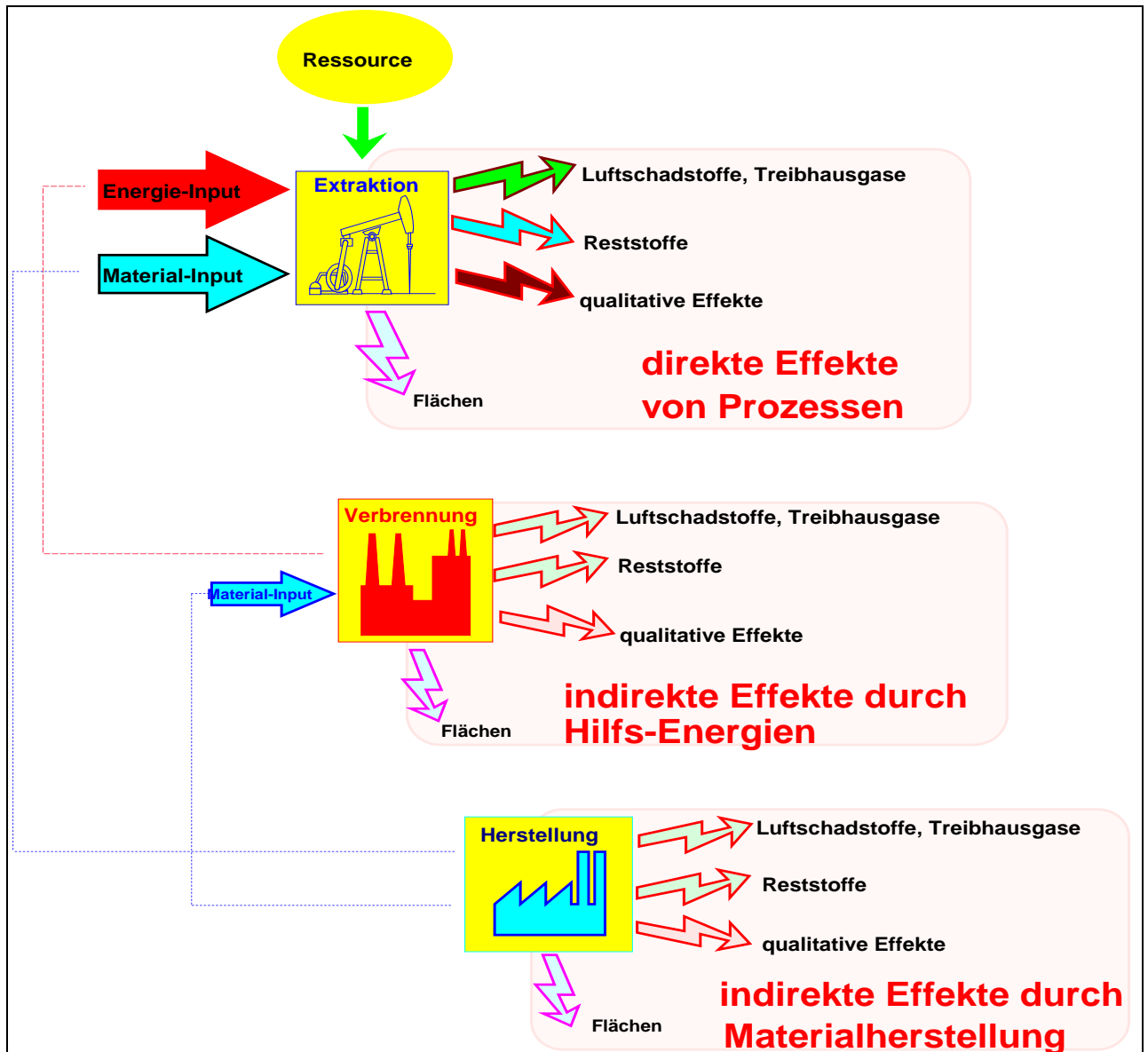
Dies zeigt die folgende Abbildung in schematischer Form für das Produkt "Strom" in der vereinfachten Öl-Prozesskette.



In GEMIS 2.0 werden auch Materialvorleistungen für den Bau von Prozessen mit einbezogen, was die Daten- und Modellfragen erheblich ausweitet. Neben den Energieflüssen müssen auch **Stoffflüsse** betrachtet werden sowie die Kopplungen zwischen beiden. Auch bei Materialprozesseketten sind Extraktion, Transporte, Umwandlungen usw. zu beachten mit jeweils spezifischen Umwelteffekten. Erst die Kombination dieser Flüsse und deren Wirkungen ergeben die gesamten Umwelteffekte.

In GEMIS 2.0 sind daher drei verschiedene Betrachtungsebenen zu unterscheiden: direkte Effekte eines Prozesses, indirekte Effekte durch Hilfsenergien (auch für Transporte) sowie indirekte Effekte durch Materialvorleistungen (Herstellung und Hilfsmaterial-Inputs).

Die folgende Abbildung zeigt dies schematisch für den Prozeß "Öl-Förderung".



Die materialbezogenen Umweltaspekte von Energie- und Transportprozessen<sup>87</sup> werden durch vier Parameter bestimmt:

- \* der mit der Herstellung eines Materials verbundene direkte und indirekte Stoff- und Energieaufwand sowie die zugehörigen Schadstoffmengen
- \* die Material-Zusammensetzung der Energie- bzw. Verkehrssysteme (Materialvektor)
- \* die jährliche Produktion des Energie- bzw. Verkehrssystems (Leistung \* Auslastung)
- \* die Lebensdauer der Energie- bzw. Verkehrssysteme.

<sup>87</sup> Auch die materialbereitstellenden Prozesse bestehen wiederum aus Materialien, die von (anderen) Prozessen bereitgestellt wurden. Die z.T. damit verbundene "unendliche Regression" wird von GEMIS problemlos beherrscht, da zirkuläre Prozeßketten für den gewählten Algorithmus allein höhere Rechenzeiten bedeuten, nicht aber Inkonsistenzen.

Der Algorithmus zur Berechnung der zu einem Prozeß gehörenden materialbezogenen Vorleistungen läßt sich schreiben als

$$E_{m,i} = \frac{a_i \cdot e_i}{t_{LD} \cdot q_a}$$

mit

$E_m$  = Schadstoffemissionsfaktor, bezogen auf die bereitgestellte Energie bzw. Transporte in [kg/TJ<sub>out</sub>] rsp. [Pkm oder tkm]

$a_i$  = Masse des Materials i, in [kg]

$e_i$  = herstellungsbedingter Schadstoffemissionsfaktor, bezogen auf Material i, in [kg/t]

$t_{LD}$  = Lebensdauer des Energie- bzw. Transportprozesses, in [a]

$q_a$  = Jahres-Energieproduktion des Energiewandlers, in [TJ<sub>out</sub>/a] bzw. [Pkm oder tkm]

Die Berechnung der Bilanzen für Energie, Transporte und Materialien, die zur Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen durch Prozesse benötigt werden, stellt den **wesentlichen Rechenaufwand** in GEMIS dar.

Ausgehend von den gewählten Produktnachfragemengen werden die zugehörigen Prozesse solange vom Modell "nach oben" verfolgt, bis ein Gewinnungsprozeß erreicht wird. Für diese "Pfade" werden dann die Stoff-, Transport- und Energiebilanzen bestimmt. Danach verfolgt GEMIS alle Hilfsprodukte, die von den Prozessen nachgefragt werden.

Für die nachgefragten Hilfsprodukte (Materialvorleistungen, Hilfsenergien und -stoffe) verfolgt GEMIS alle "Neben-Pfade" nach oben, bis die jeweiligen Gewinnungsprozesse erreicht sind. Danach werden für diese "Neben-Pfade" die Stoff-, Transport- und Energiebilanzen bestimmt. Zusammen mit den "Haupt-Pfaden" kennt GEMIS nun die Gesamtbilanzen.

Aber: In den vorgelagerten Prozessen für die Bereitstellung von Produkten können "Schleifen" vorhanden sein, d.h. Rückkopplungen zwischen den Prozessen.

So wird z.B. die Hilfsenergie "Erdgas", die zum Antrieb von Verdichtern in Gaspipelines eingesetzt wird, aus der Pipeline selbst entnommen. Ähnlich liefern Kohlekraftwerke Strom für den Bergbau, dessen Produkt "Kohle" wiederum in den Kraftwerken zur Stromerzeugung für den Bergbau eingesetzt wird. Diese "Schleifen" werden in GEMIS **rekursiv** abgearbeitet, bis das Verhältnis der zusätzliche Nachfrage durch einen weiteren Schleifendurchgang und der bisherigen Bilanz kleiner als ein (im Modell wählbares) Epsilon wird. Die Rekursion wird vom Modell sowohl für Energie- wie auch für Stoffflüsse und Transportnachfragen in allen Pfaden durchgeführt. Die folgenden Beispiele sollen dies näher erläutern.

Gegeben sei eine Nachfragemenge  $N_i$  beim Prozeß i. Wenn der Prozeß i eine Umwandlungsanlage (z.B. Kraftwerk) ist, ergeben sich folgende Nachfrage bei anderen Prozessen:

Nachfrage nach Brennstoff:  $N_{\text{Brenn}} = N_i / \eta_{a_i}$

Nachfrage nach Hilfsenergie:  $N_{\text{HiEn}} = N_i \cdot F_{\text{HiEn}}$

Nachfrage nach Hilfsprodukt:  $N_{\text{HiPr}} = N_i \cdot F_{\text{HiPr}}$

mit

$\eta_{i}$	=	Wirkungsgrad des Prozesses i
$F_{HiEn}$	=	Faktor für den spezifischen Hilfsenergieeinsatz [in kWh <sub>in</sub> /kWh <sub>out</sub> ]
$F_{HiPr}$	=	Faktor für den spezifischen Hilfsprodukteinsatz [in kg/kWh <sub>out</sub> ]

Wenn der Prozess ein **Dispatcher** ist, der mehrere Prozesse prozentual verknüpft, ergeben sich folgende Nachfragen bei anderen Prozessen:

Nachfrage bei Dispatchereingang i:  $ND_i = N_i * a_i/S$

mit

$a_i$	=	Anteil an Eingang i,
$S$	=	Summe aller Anteile

Wenn der Prozess ein **Transportsystem** ist, ergeben sich folgende Nachfragen bei anderen Prozessen. Die Nachfrage bei Verkehrsmittel ergibt sich zu:

$$N_{\text{Verkehr}} = N_i * l * G_{\text{spez}}$$

mit

$l$	=	Länge des Transportsystems
$G_{\text{spez}}$	=	spezifisches Gewicht des transportierten Produkts [in kg/kWh]

Entsprechende Rechenvorschriften gelten für die anderen Prozeßtypen (Förderung, Produktumwandlung, Verkehrsmittel) usw.



## A1.5 Berechnung von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in GEMIS 2.0

Emissionen von Treibhausgasen haben je nach atmosphärischer Verweildauer und spezifischem Absorptionsvermögen unterschiedliche Auswirkungen auf den Treibhauseffekt. Um die Summe aller Auswirkungen für die globale Erwärmung bilanzieren zu können, werden gewichtsbezogene Umrechnungsfaktoren definiert, die ausdrücken, welche Äquivalenzmenge an CO<sub>2</sub> den gleichen Treibhauseffekt in einem gegebenen Zeitraum hervorrufen würde.

In Abhängigkeit der Verweildauer in der Atmosphäre werden Äquivalenzfaktoren für 20, 100 und 500 Jahre angegeben. Darüber hinaus haben NutzerInnen die Möglichkeit, einen eigenen Zeitraum und eigene Äquivalenzfaktoren zu definieren.

Die Äquivalenzfaktoren für die 'fest' in GEMIS 2.0 implementierten Schadstoffe wie SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Staub, NMVOC, N<sub>2</sub>O, ... sind in einer eigenen Datei abgespeichert (Erweiterung \*.KLD). Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente für nutzerdefinierte Schadstoffe werden im jeweiligen Datensatz gespeichert.

Das CO<sub>2</sub>-Äquivalent aller Emissionen ergibt sich aus der Summe der einzelnen Emissionen mal der Äquivalenzfaktoren für den gewählten Zeithorizont.

$$C_{\text{Äqui}} = \sum (\ddot{a}_i \cdot e_i)$$

mit

$e_i$  = Emissionsmenge der Emission i in kg

$\ddot{a}_i$  = CO<sub>2</sub>-Äquivalenzfaktor der Emission i, in [kg/kg]

## A1.6 Die orientierende Kostenrechnung in GEMIS 2.0

Die Kostenrechnung unterscheidet zwischen internen (oder betriebswirtschaftlichen) Kosten und externen (oder Umwelt-) Kosten.

### A-6.1 Interne Kosten

Die internen Kosten ergeben sich aus

- Investitionskosten,
- jährlichen Betriebskosten,
- variablen Kosten und
- Aufwendungen für die Bereitstellung von Brennstoffen und Hilfsmitteln.

Alle Kostenelemente werden so berechnet, als ob die Betriebsmittel im jeweiligen Auslegungspunkt betrieben werden.

Die investiven Kosten werden auf einen Zeitraum bezogen, der sich als Minimum aus Lebensdauer und Betrachtungszeitraum ergibt. Die Zinsaufwendungen und die Abschreibung werden für diesen Zeitraum berechnet. Teilt man die entstehenden Aufwendungen durch den während diesem Zeitraum produzierten Nutzen (in Form von kWh, kg oder tkm), so erhält man die entsprechenden spezifischen Werte. In gleicher Form werden die jährlichen Kosten (z.B. Lohn- oder Wartungskosten) auf den jährlichen Nutzen bezogen. Die variablen Kosten werden ohnehin als spezifische Angaben ausgewiesen. Die Betriebsmittelkosten ergeben sich aus den Bedarfen an Betriebsmitteln und deren spezifischen Kosten. Sind die Betriebsmittelkosten als Produktkosten vorgegeben, werden sie direkt in der Rechnung verwendet.

Bei nicht vorgegebenen Kosten für Produkte, d.h. wenn die Produktkosten mit 0 angegeben sind, werden diese bei dem liefernden Prozeß nach dem o.g. Verfahren berechnet.

Mathematisch läßt die der Algorithmus folgendermaßen ausdrücken:

Kosten = angefragter Nutzen \* spezifische Kosten pro Nutzen

spezifische Kosten pro Nutzen = (Investitionskosten \* Annuitätsfaktor + jährliche Kosten)/jährliche Produktion + spezifische Aufwendungen + Betriebsmittel/Nutzen \* Kosten des Betriebsmittels

Annuitätsfaktor =  $(\text{Zins} * (1 + \text{Zins})^{\text{Zeit}}) / ((1 + \text{Zins})^{\text{Zeit}} - 1)$

Zeit = Minimum aus Betrachtungszeitraum und Lebensdauer des Prozesses

jährliche Produktion = Leistung \* Benutzungsstunden pro Jahr

### A-6.2 Externe Kosten

Die externen Kosten ergeben sich aus der Summe aller Emissionen multipliziert mit deren spezifischen externen Kosten.

### A-6.3 Gesamtkosten

Die Gesamtkosten ergeben sich aus der Summe von internen und externen Kosten.

## A1.7 Literatur zum Anhang 1

- Boie, W. 1964: Verbesserung der vereinfachten Verbrennungsrechnung durch neue Brennstoffkenngrößen, in: Brennstoff-Wärme-Kraft vol. 16 (1964) Nr.3, S. 127-130
- Brandt, F. 1981: Brennstoffe und Verbrennungsrechnung, FDBR-Fachbuchreihe 1, Essen
- Braun, H. u.a. 1986: Emissionen bei Strohfeuerungen, Forschungsberichte 1/86, Bundesministerium für Gesundheit und Umweltschutz (Hrsg.), Wien
- Cerbe, G. u.a. 1981: Grundlagen der Gastechnik, München/Wien
- FBI (Fichter Beratende Ingenieure) 1986: Schadstoffbewertung der Heizsysteme, Reihe Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Band 10, Bonn
- Leibrock, W. 1979: Erdgas - Kennzahlen, Verbrennungskontrolle, in: Wärme vol. 85 (1979) Heft 2, S. 36-41
- Leibrock, W. 1982: Braunkohle: Kennzahlen, Verbrennungskontrolle, in: Braunkohle vol. 34 (1982) Heft 11, S. 380-384
- Leibrock, W. 1983: Kennzahlen und Verbrennungskontrolle von Heizöl S und EL, in: Wärme vol. 89 (1983) Heft 2, S. 31-34
- Leibrock, W. 1984: Kraftwerksfeinkohle - Kennzahlen, Verbrennungskontrolle, in: Wärme vol. 90 (1984) Heft 3, S. 87-90
- RAG (Ruhrkohle AG) 1984: Ruhrkohlen Handbuch, Essen (6. Aufl.)

## Anhang 2: Glossar zu GEMIS 2.0

Auslastung	Kenngröße in GEMIS, die die zeitliche Inanspruchnahme der Leistung von <b>###</b> Prozessen repräsentiert. Bei Energieprozessen in Stunden/Jahr, bei Verkehrsmitteln in Jahres-Kilometern.
Brenn-, Treibstoffe	<b>###</b> Produkte in GEMIS, die Energieträger für <b>Verbrennungs</b> prozesse darstellen. Brenn- und Treibstoffe werden u.a. durch ihre Elementarzusammensetzung charakterisiert.
Bonus	Gutschrift für ein <b>Nebenprodukt</b> bei <b>###</b> Koppelprozessen, die auf der Basis des <b>ersetzen</b> <b>###</b> Koppelprodukts erfolgt.
brutto	Bezeichnung für Definition von <b>###</b> Koppelprozessen <b>ohne</b> <b>###</b> Bonus für genutztes Nebenprodukt, d.h. <b>kein</b> <b>###</b> Koppelprodukt und damit <b>keine</b> Gutschrift. Siehe auch "netto".
Datensatz	<b>Datei</b> , die einen Satz von Informationen enthält. In GEMIS 2.0 gibt es Datensätze für <b>###</b> Produkte, <b>###</b> Prozesse, <b>###</b> Szenarien, <b>###</b> externe Kosten und <b>###</b> Klimafaktoren. Die Datensätze für <b>###</b> Prozesse werden nach <b>zeitlicher</b> Rahmenbedingung ( <b>###</b> IST, <b>###</b> STANDARD, <b>###</b> ZUKUNFT), <b>regionalen</b> Aspekten ( <b>###</b> OST, <b>###</b> WEST) unterschieden sowie danach, ob die vorgelagerten <b>###</b> Prozesse <b>aggregiert</b> sind ( <b>###</b> KOMMUNAL) oder nicht.
direkte Emission	Von einem <b>###</b> Prozeß <b>unmittelbar</b> freigesetzte Schadstoffmenge. Im Gegensatz dazu stehen indirekte <b>###</b> Emissionen z.B. durch die Bereitstellung von <b>###</b> Brennstoffen oder <b>###</b> Materialien.
Effizienz	Maß für die Güte eines <b>###</b> Prozesses, d.h. Verhältnis des <b>bereitgestellten</b> zum <b>eingesetzten</b> <b>###</b> Produkt. Wird synonym mit <b>###</b> (Jahres-) Nutzungsgrad gebraucht.
Eingangsanbindung	Verknüpfung eines <b>###</b> Prozesses mit dem ihm vorgelagerten <b>###</b> Prozeß.
Emission	Freisetzung eines Schadstoffs.
Emissionsfaktor	Schadstoffmenge (gemittelt über die Zeit, z.B. ein Jahr) <b>pro Aktivität</b> , d.h. pro Energie (z.B. <b>###</b> Heizwert), pro Masse (bei <b>###</b> Materialien) oder pro Transportdienstleistung (z.B. Personen-Kilometer).
endenergiebezogen	Emissions- oder Energie- oder Materialmenge, bezogen auf eine Einheit <b>Endenergie</b> . Bei <b>###</b> Prozessen bedeutet dies, daß ihr <b>###</b> Nutzungsgrad <b>per Definition</b> auf 100% gesetzt wurde (Output=Input).
externe Kosten	In GEMIS 2.0 die monetarisierten <b>Umweltkosten</b> von Luftschadstoffen und Treibhausgasen sowie ggf. <b>###</b> nutzerdefinierten <b>###</b> Emissionen und <b>###</b> Reststoffen. Die GEMIS-Werte zur Monetarisierung wurden über den <b>Vermeidungskosten</b> -Ansatz bestimmt und enthalten <b>keine nuklearspezifischen</b> Umweltkosten oder solche, die sich aus anderen Umwelteffekten ergeben können.

Heizwert (unterer)	Nutzbare Wärmemenge eines <b>####</b> Brenn- oder Treibstoffs, entspricht Energieinhalt (Brennwert) <b>abzüglich</b> der Verdampfungsenthalpie für Wasserdampf.
Hilfsenergie	<b>Zusätzlich</b> zum Eingangsprodukt von einem <b>####</b> Prozeß nachgefragte Energie, z.B. Strom für Brenner, Regelung und Pumpe bei einer Ölheizung. Die Mengenangaben dafür sind in GEMIS auf das vom <b>####</b> Prozeß bereitgestellte <b>####</b> Produkt bezogen (d.h. outputbezogen).
Hilfsprodukt	<b>Zusätzlich</b> zum Eingangsprodukt von einem Prozeß nachgefragte Menge an <b>####</b> Materialien, z.B. Schmieröl bei Motoren. Mengenangaben dafür sind in GEMIS auf das vom <b>####</b> Prozeß bereitgestellte <b>####</b> Produkt bezogen (d.h. outputbezogen).
IST	Bezeichnung für einen Typ von <b>####</b> Datensätzen, bei dem alle enthaltenen <b>####</b> Prozesse den Bedingungen des Basisjahres <b>1989</b> entsprechen. In den IST-Datensätzen sind aus Konsistenzgründen <b>keine Kostendaten</b> und <b>keine Materialvorleistungen</b> enthalten.
Klimafaktoren	Umrechnungsfaktoren, mit deren Hilfe Treibhausgase zu CO <sub>2</sub> - <b>Äquivalenten</b> aggregiert werden können. Die Klimafaktoren repräsentieren die Klimawirksamkeit, die ein Treibhausgas gegenüber einem Kilogramm CO <sub>2</sub> in einem bestimmten Zeithorizont aufweist. Als Zeithorizonte sind in GEMIS 20, 100 und 500 Jahre sowie ein nutzerdefinierter Zeithorizont möglich.
KOMMUNAL	Bezeichnung für <b>####</b> Datensätze, in denen <b>####</b> vorgelagerte <b>####</b> Prozesse zu <b>####</b> Prozeßketten <b>aggregiert</b> wurden.
Koppelfaktor	Verhältnis eines <b>Nebenprodukts</b> zum <b>Hauptprodukt</b> bei <b>####</b> Koppelprozessen. Bei Heizkraftwerken zur Wärmebereitstellung entspricht der Koppelfaktor der <b>Stromkennzahl</b> , bei Heizkraftwerken zur Stromproduktion ist der Koppelfaktor das Verhältnis der nutzbaren Wärmemenge und der KWK-Strommenge ( <b>Kehrwert</b> der Stromkennzahl).
Koppelprozeß	<b>####</b> Prozeß, der ein Haupt- <b>und</b> ein Nebenprodukt bereitstellt. Je nachdem, ob der <b>####</b> Prozeß <b>####</b> brutto- oder <b>####</b> netto definiert wurde, erfolgt für die Nutzung des Nebenprodukts ein <b>####</b> Bonus.
Lebensdauer	Mittlere Zeit (in Jahren), die ein <b>####</b> Prozeß bei gegebener <b>####</b> Auslastung genutzt werden kann.
Lieferant	<b>####</b> Prozeß, der in einem <b>####</b> Szenario eine bestimmtes Produkt ( <b>Dienstleistung</b> ) bereitstellt.
Material	<b>####</b> Produkt in GEMIS, das Werk-, Hilfs- und Baustoffe repräsentiert, z.B. Stahl, Dünger, Glas.
netto	Bezeichnung für Definition von <b>####</b> Koppelprozessen <b>mit</b> <b>####</b> Bonus für Koppelprodukt (Anrechnung einer Gutschrift). Siehe auch "brutto".

nutzerdefiniert	####Produkt, das <b>nicht</b> zu den <b>fest</b> in GEMIS vorgegebenen gehört. Nutzerdefinierte Produkte können ####Emissionen und ####Reststoffe sein sowie ####Materialien und ####Ressourcen. Durch nutzerdefinierte Produkte kann GEMIS gezielt um weitere Umweltaspekte (z.B. Schwermetalle) erweitert werden.
Nutzungsgrad	Verhältnis des von einem ####Prozeß <b>gelieferten</b> ####Produkts zum <b>eingesetzten</b> ####Produkt (im Jahresmittel). Wird synonym mit ####Effizienz gebraucht.
OST	Bezeichnung für einen Typ von ####Datensätzen, bei dem die enthaltenen ####Prozesse den Bedingungen in <b>Ostdeutschland (neue Bundesländer)</b> entsprechen, soweit sie nicht im Ausland betrieben werden (vorgelagerte Prozesse).
Primärenergie	####Produkt in GEMIS, mit dem die grundlegende Form von Energien beschrieben wird. Primärenergien werden durch ####Prozesse des Typs <b>Gewinnung</b> aus ####Ressourcen bereitgestellt.
Primärmaterial	####Produkt in GEMIS, mit dem die grundlegende Form von ####Materialien beschrieben wird. Primärmaterialien werden durch ####Prozesse des Typs <b>Gewinnung</b> aus ####Ressourcen bereitgestellt.
Produkt	<b>Bilanzgröße</b> in GEMIS, die z.B. ####Emissionen und ####Reststoffe, aber auch ####Brenn- und Treibstoffe umfaßt und Grunddaten enthält (z.B. Kosten, ####Klimafaktoren). Produkte werden von ####Prozessen genutzt und bereitgestellt.
Prozeß	<b>Aktivitätsgröße</b> in GEMIS, die ####Produkte miteinander verknüpft. Prozesse können verschiedene Aufgaben erfüllen und treten daher in verschiedenen Typen auf: Gewinnung von Produkten, Umwandlung von Produkten in andere Produkte, Transport von Produkten, Bereitstellung der Produkte Güter- bzw. Personenverkehr sowie Recyclinganlagen, die aus ####Reststoffen ####Sekundärprodukte erzeugen.
Prozeßkette	Ergebnis der <b>Aggregation</b> von ####Prozessen, mit der die quantifizierten und qualitativen Umweltaspekte sowie Kosten aller ####vorgelagerten Prozesse durch GEMIS berechnet und in <b>einem einzigen</b> neuen ####Prozeß zusammengefaßt werden. Dieser Prozeßtyp repräsentiert in den ####Datensätzen vom Typ ####KOMMUNAL die ####vorgelagerten Prozesse. Prozeßketten werden im Listenfenster des Menüs <i>Prozesse</i> durch die Tastenkombination ALT+P generiert.
Reststoff	####Produkt in GEMIS, das eine ähnlich wie ####Emissionen als Bilanzgröße die Freisetzung von Abfallstoffen repräsentiert. Reststoffe können als Ausgangspunkt für ####Sekundärprodukte dienen.
Sekundärprodukt	####Produkt in GEMIS, das durch einen ####Prozeß aus ####Reststoffen bereitgestellt wird. Dient zur Modellierung von Verwertung und stofflichem Recycling.

STANDARD	Bezeichnung für einen Typ von ####Datensätzen, bei dem alle enthaltenen ####Prozesse den heutigen gesetzlichen Rahmenbedingungen für <b>Neuanlagen</b> entsprechen. Für die Kenndaten der ####Prozesse wurden neben gesetzlichen Umweltauflagen auch Betriebserfahrungen herangezogen. Als Zeithorizont für STANDARD gilt 1990-1995.
Szenario	Verküpfung von ####Prozessen, die eine bestimmte Dienstleistung bereitstellen sollen.
Treiber	Software, die bestimmte Hardware bedienen kann, um z.B. Grafiken auszugeben
vorgelagert	Bezeichnung für ####Prozesse, die zur Bereitstellung von ### Endenergien dienen.
WEST	Bezeichnung für einen Typ von ####Datensätzen, bei dem die enthaltenen ####Prozesse den Bedingungen in <b>Westdeutschland (alte Bundesländer)</b> entsprechen, soweit sie nicht im Ausland betrieben werden (####vorgelagerte Prozesse).
ZUKUNFT	Bezeichnung für einen Typ von ####Datensätzen, bei dem <b>zusätzlich</b> zu den in ####STANDARD enthaltenen ####Prozessen auch solche aufgenommen wurden, die erst <b>nach 1995</b> zur Marktreife kommen werden. Diese ####Prozesse sind durch das Namenselement "-zuk" gekennzeichnet. Für die Kenndaten der ####Prozesse des Typs "-zuk" wurden Betriebserfahrungen von Pilot- und Technikumsanlagen herangezogen. Als Zeithorizont für ZUKUNFT gilt 1995-2005.

### Anhang 3: Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Block-Heizkraftwerk
BRD	Bundesrepublik Deutschland
C	Kohlenstoff
CKW	Chlorierte Kohlenwasserstoffe
CH <sub>4</sub>	Methan
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	Kohlenwasserstoffe
CO	Kohlenmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DB	Deutsche Bundesbahn
DDR	Deutsche Demokratische Republik (jetzt neue Bundesländer)
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
el	elektrisch
Enquête	Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages
FCKW	Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe
g	Gramm
GEMIS	Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme
Gew. %	Gewichts-Prozent
GhK	Gesamthochschule Kassel
GWh	GigaWatt-Stunde(n)
H o. H <sub>2</sub>	Wasserstoff
h	Stunde(n)
ha	Hektar
H <sub>o</sub>	Brennwert (oberer Heizwert)
H <sub>u</sub>	(unterer) Heizwert
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
k	i.A. kilo (= 1000), speziell: Stromkennzahl
kg	KiloGramm
kW	KiloWatt
kWh	KiloWatt-Stunde(n)
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
Mio.	Million(en)
MW	MegaWatt
MWh	MegaWattStunde(n)
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
NMVOC	non-methane volative organic compounds (Flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan)
ÖKO	Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.)
ÖPNV	Öffentlicher Personen-Nahverkehr



---

Pkw	Personenkraftwagen
Pkm	Personen-Kilometer
S	Schwefel
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
t	Tonne(n)
th	thermisch
THG	Treibhausgase
THP	Treibhauspotential
TM	Trademark (Warenzeichen)
tkm	Tonnen-Kilometer
TÜV	Technischer Überwachungs-Verein
UBA	Umweltbundesamt
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vol.	volume (dt.: Band)
vol. %	Volumen-Prozent