unabhängige Forschung seit 1949

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Energiezukunft 2050

Teil I - Methodik und IST-Zustand

Endbericht © FfE, 2009

Energiezukunft 2050

Teil I – Methodik und IST-Zustand

Auftraggeber:	**EnBW** **E.ON Energie** **RWE Power** **Vattenfall Europe**
FfE-Auftragsnummer:	**EVU-0001**
Bearbeiter/in:	**M. Beer** **R. Corradini** **C. Fieger** **T. Gobmaier** **L. Köll** **R. Podhajsky** **M. Steck** **M. Zotz** **H.-D. Karl (ifo)**

Impressum

Endbericht
der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)
in Zusammenarbeit mit dem ifo Institut für Wirtschaftsforschung

zum Projekt:

Energiezukunft 2050

Teil I – Methodik und IST-Zustand

Auftraggeber:

EnBW
E.ON Energie
RWE Power
Vattenfall Europe

Kontakt

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer
Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager
Dipl.-Phys. R. Corradini

2. Auflage, Oktober 2009

© 2009 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München

Das Werk einschließlich aller Abbildungen ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen, die Bearbeitung für Ton- und Bildträger sowie für Film und Fernsehen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen.

ISBN: 978-3-941802-03-2

Inhalt

1 Ausgangssituation und Zielsetzung 1

2 Literaturanalyse und -bewertung 3

3 Methodische Vorgehensweise im Gesamtprojekt 9

4 Zukunftsmodell ENergie (ZEN) 11

4.1 Modellbildung 11

4.2 Struktur 12

4.2.1 Dateien 12
4.2.2 Dynamische Übergabe-Matrizen 13
4.2.3 Nomenklatur und Adressierung der Daten 13

4.3 Funktionalität 15

4.4 Sekundäre Berechnungsdateien 16

4.5 Anwendung des Tools 16

4.6 Abbildung der relevanten Einflussgrößen 18

5 Analyse des derzeitigen Endenergieverbrauchs 19

5.1 Vorgehensweise 19

5.2 Gesamtendenergieverbrauch 21

5.3 Analyse des Sektors Haushalte 25

5.3.1 Definition und Abgrenzung des Sektors Haushalte 25
5.3.2 Datenlage und methodisches Vorgehen 26
5.3.3 Endenergieverbrauch der betrachteten Bereiche 31
5.3.4 Technikstruktur der betrachteten Bereiche 35

5.4 Analyse des Sektors GHD 49

5.4.1 Definition und Abgrenzung des Sektors 49
5.4.2 Datenlage und methodisches Vorgehen 52
5.4.3 Endenergieverbrauch ausgewählter Bereiche 62
5.4.4 Technikstruktur ausgewählter Bereiche 64

5.5 Analyse des Sektors Industrie 93

5.5.1 Definition und Abgrenzung des Sektors 93
5.5.2 Datenlage und methodisches Vorgehen 95
5.5.3 Gesamtindustrie 98
5.5.4 Metallindustrie 101

5.5.5 Chemieindustrie 119
5.5.6 Glasgewerbe, Verarbeitung von Steinen und Erden 134
5.5.7 Papier-, Verlags- und Druckgewerbe 153
5.5.8 Ernährungsgewerbe 168
5.5.9 Automobilindustrie 173
5.5.10 Maschinenbau 178
5.6 Analyse des Sektors Verkehr 183
5.6.1 Definition und Abgrenzung des Sektors 183
5.6.2 Datenlage und methodisches Vorgehen 185
5.6.3 Endenergieverbrauch und energetische Kenngrößen 186
5.6.4 Technikstruktur 229

6 Primärenergieverbrauch 243

6.1 Analyse des Umwandlungssektors 243
6.1.1 Definition und Abgrenzung des Sektors 243
6.1.2 Kohleveredelung 244
6.1.3 Raffinerien 246
6.1.4 Heizwerke 252
6.1.5 Kraftwerke 253
6.1.6 KWK-Anlagen 264
6.1.7 Regenerative Energien 269
6.2 Leitungs- und Fackelverluste 282
6.2.1 Transport und Verteilung von Endenergieträgern 282
6.2.2 Liberalisierung der Netze – das Energiewirtschaftsgesetz 283
6.2.3 Stromnetz 284
6.2.4 Gasnetze 289
6.2.5 Wärmenetze 293
6.2.6 Fern-/Nahwärmenetze 293
6.3 Primärenergieverbrauch und CO_2-Emissionen 294

7 Quellen 297

Abkürzungen

a	Jahr
A/V	Verhältnis von Oberfläche zu Volumen eines Gebäudes
ABL	Alte Bundesländer
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft
Al_2O_3	Tonerde
BA	Baualtersklasse
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMKW	Biomassekraftwerk (auch: BMHKW, BMHW)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BoA-Kraftwerk	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
BoB	Betrieb ohne Beaufsichtigung
BStatG	Bundesstatistikgesetz
BTL	Biomass-to-Liquids
BVT	Beste verfügbare Technik
$Ca(OH)_2$	Calciumhydroxid
$CaCO_3$	Kalkstein
CaO	Calciumoxid
CGH2	Compressed Gaseous Hydrogen
Cl_2	Chlor
CMP/CTMP	Chemo-thermo-mechanical pulp Verfahren
CNG	Compressed Natural Gas
CO_2	Kohlenstoffdioxid
COORETEC	CO_2-Reduktions-Technologien
CRT	Cathode Ray Tube
CTL	Coal-to-Liquids
CZ	Cetanzahl
d	Tag
DB AG	Deutsche Bahn AG
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DME	Dimethylether
DWR	Druckwasserreaktor
EB	Ensemblegebäudeklasse
EB	Eigenbedarf des Umwandlungssektors
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EE	Entwicklung des Energieverbrauchs
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFH	Einfamilienhäuser
EGD	Entnahmegegendruck

EK	Entnahmekondensation
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnStatG	Gesetz über die Energiestatistik
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPS	Schäumbares Polystyrol (expandable polystyrol)
EtOH	Ethanol
EU	Europäische Union
EUROSTAT	Europäische Statistikbehörde
EVG	Elektronische Vorschaltgeräte
EZH	Ein- und Zweifamilienhäuser
EZH	Elektrische Zusatzheizung
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
Fkm	Fahrzeugkilometer
FT	Fischer-Tropsch-Kraftstoffe
FW	Fernwärme
GD-Turbine	Gegendruckturbine
GGR-Ofen	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ Ofen
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GJ	Gigajoule
GPPS	Glasklares Polystyrol (general purpose polystyrol)
GSV	Güterstraßenverkehr
GT	Gasturbine
GTAK	Gasturbine mit Abhitzekessel
GTL	Gas-to-Liquids
GTzAK	Gasturbine mit zusatzgefeuertem Abhitzekessel
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampfturbinenkraftwerk
GV	Güterschienenverkehr
GWh	Gigawattstunde
H_2	Wasserstoff
HCCI-Verfahren	Homogeneous Charge Compression Ignition Verfahren
HCl	Salzsäure
HDPE	Poly¬ethylen mit hoher Dichte (high density PE)
Heizöl EL	Heizöl Extra Leicht
Heizöl S	Heizöl Schwer
HEL	Heizöl Extra Leicht
HH	Haushalte
HIPS	Schlagfestes Polystyrol (high impact polystyrol)
HöS	Höchstspannung
HP	Heizperiode
HS	Hochspannung
IBR	Innovationsbeirat der Landesregierung von Baden-Württemberg
IFO	Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
IKARUS	Instrumente für Klimareduktionsstrategien
IND	Industrie
ISOTEG	Innovative Systeme und optimierte Techniken zur energetischen Gebäudesanierung
IuK	Information und Kommunikation

k.A.	keine Angabe
Kd	Kelvin · Tage
KKW	Kernkraftwerk
kt	Kilotonne
K-Turbine	Kondensationsturbine
KVG	Konventionelle Vorschaltgeräte
KW 21	Forschungsinitiative „Kraftwerke des 21. Jahrhunderts“
KW	Kohlenwasserstoffe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LCD	Liquid Crystal Display
LD-Konverter	Linz-Donawitz-Konverter
LDPE	Polyethylen mit niedriger Dichte (low density PE)
LED	Light Emitting Diode
LH2	Liquid Hydrogen
Lkw	Lastkraftwagen
LLDPE	Polyethylen mit niedriger Dichte und linearer Vernetzung (linear low density PE)
LNG	Flüssigerdgas (liquefied natural gas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MDI	Diisocyanatdiphenylmethan
MeOH	Methanol
MFH	Mehrfamilienhäuser
Mio.	Million
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarde
MS	Mittelspannung
Mt	Megatonne
MTBE	Methyl-tert-butylether
MWV	Mineralölwirtschaftsverband e.V.
NaOH	Natronlauge
NBL	Neue Bundesländer
NEGP	North-European Gas Pipeline
NE-Metalle	Nichteisen-Metalle
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
NIS	Nationales Informationssystem
NO_x	Stickstoffoxide
NS	Niederspannung
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ORC-Anlage	Anlage nach dem Organic Rankine Cycle Verfahren
PE	Polyethylen
PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (Fuel Cell)
PEV	Primärenergieverbrauch
PGS-Verfahren	Pressure Groundwood Verfahren
PI	Produktionsindex
PJ	Petajoule

Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PP	Polypropylen
PS	Polystyrol
PU	Polyurethan
PVC	Polyvinylchlorid
PVE	Personenverkehr Eisenbahn
RME	Rapsmethylesther
RMP-Verfahren	Refiner mechanical pulp Verfahren
RÖE	Rohöleinheit
Ro-Ro-Frachter	Roll on Roll of Frachter
ROZ	Research Oktan Zahl
S/m	Siemens pro Meter
SCR-Katalysator	Selective-Catalytic-Reduction
SGW	Stone Groundwood Verfahren
SKE	Steinkohleeinheit
SWR	Siedewasserreaktor
TDI	Diisocyanattoluol
tESt	Tonne Elektrostahl
TGW-Verfahren	Thermo Groundwood Verfahren
TJ	Terajoule
tkm	Tonnenkilometer
TMP-Verfahren	Thermo mechanical pulp Verfahren
TS-Gehalt	Trockensubstanzgehalt
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UE	Umwandlungseinsatz
UNG	Nutzungsgrad im Umwandlungsbereich
US	Umwandlunssektor
VCM	Vinylchloridmonomeren
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VerkStatG	Verkehrsstatistikgesetz
VK	Verkehr
VVG	Verlustarme Vorschaltgeräte
WEA	Windenergieanlage
Wkm	Wagenkilometer
WT	Wärmetauscher
WTB	Wissenschaftlich-Technischer Beirat der Bayerischen Staatsregierung
WZ	Wirtschaftszweige
ZEN	Zukunftsmodell ENergie
ZFH	Zweifamilienhäuser
ZS	Zellstoff

Energiezukunft 2050 – Teil I
Methodik und IST-Zustand

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

Die rationelle Verwendung begrenzter Energieressourcen und die Minimierung von Klima- und Umweltbelastungen mittels effizienter, sicherer und kostengünstiger Energiebereitstellung und -anwendung müssen wesentliche Handlungsziele der kommenden Jahrzehnte sein. Dieses Projekt hat daher zum Ziel, mögliche Entwicklungen für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung verschiedener energietechnisch relevanter Optionen zu analysieren.

Um dafür eine möglichst fundierte Datenbasis zu erhalten, sollen ausgehend vom Stand der Technik mögliche Entwicklungslinien für eine CO_2-arme und nachhaltige Energieversorgung unter Berücksichtigung verschiedener Technologien entwickelt werden.

Das Vorgehen umfasst dazu eine detaillierte Analyse des IST-Zustandes, wie in **Abbildung 1-1** dargestellt. Ausgehend von der Bilanz der Endenergieanwendung in den Anwendungssektoren wird über die Technikstruktur auf den allem Energieverbrauch zugrunde liegenden Bedarf an Energiedienstleistungen zurück geschlossen. Diese bildet die Grundlage für die Fortschreibung, da ausschließlich aus dem Bedarf – der Nachfrage nach Energiedienstleistung – ein Energieverbrauch resultiert.

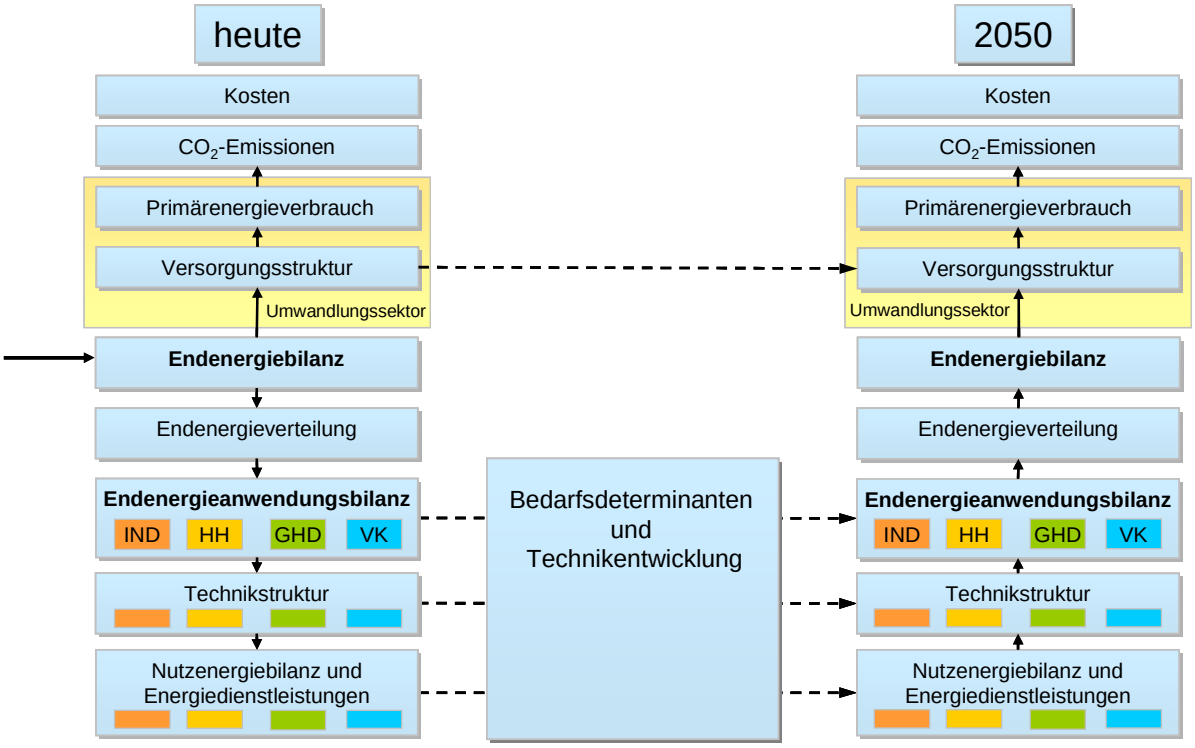

Abbildung 1-1: *Schematische Darstellung der Vorgehensweise*

Basierend auf der prognostizierten bzw. möglichen Entwicklung der Bedarfsdeterminanten wird eine Szenarienanalyse durchgeführt. Dazu werden drei Varianten untersucht:

- Referenz: Es wird eine Trendentwicklung analysiert, wie sie sich unter Annahme der gesetzten Rahmenbedingungen ergibt.
- Erhöhte Technikeffizienz: Gegenüber dem Referenzszenario werden die Auswirkungen eines Einsatzes energieeffizienterer Technologien ersetzt.
- Umweltbewusstes Handeln: Es wird unterstellt, dass sich durch eine Änderung des Verhaltens der Bedarf an Energiedienstleistungen verringert.

Eine exakte Kenntnis über die Entwicklung der Technikstruktur und des Energiebedarfs bietet somit eine sehr gute Hilfestellung bei folgenden Fragestellungen:

- Identifikation und Analyse von Trends in der Nachfrage nach Energiedienstleistungen
- Bestimmung der jeweiligen Energieträger am Endenergiemix (inklusive Substitutionspotenzialen)
- Abschätzung der Verwendung der Endenergie; dies kann die Entwicklung von Preismodellen unterstützen oder z. B. bei der Identifikation von steuerbaren/ abschaltbaren Lasten helfen
- Charakterisierung der dezentralen Eigenerzeugung, die Basis für die Prognose der Erzeugung von EVU ist
- Identifikation von Konkurrenztechnologien und deren Potenziale
- Bewertung von energiepolitischen Maßnahmen, z. B. kann eine Effizienzkampagne wenig bewirken, wenn in einem gesättigten Marksegment der überwiegende Teil mit Neugeräten ausgestattet ist
- Verbesserte Preisprognosen durch das EVU, da sich der Preis aus Angebot und Nachfrage bildet und somit eine exakte Kenntnis über die Nachfrage die Preisfindung unterstützt
- Entwicklung fundierter Szenarien zu unterschiedlichsten Fragestellungen (Trend-, Ziel-, Optimierungsszenarien).

Der Bericht gliedert sich in zwei Teile:

- Teil I – Methodik und IST-Zustand
  umfasst die detaillierte Beschreibung der derzeitigen Situation in den Anwendungssektoren sowie dem Umwandlungssektor
- Teil II – Szenarien
  beschreibt in drei Szenarien eine mögliche zukünftige Entwicklung des Energiebedarfs und darauf aufbauend des Energieverbrauchs.

Im vorliegenden ersten Teil wird die Studie zunächst in den Kontext vergleichbarer Untersuchungen gestellt. Kapitel 3 stellt das grundsätzliche methodische Vorgehen im Gesamtprojekt vor. Das verwendete Zukunftsmodell ENergie (ZEN), in dem alle Datenstränge zusammenlaufen, wird in Kapitel 4 beschrieben. Analog der oben beschriebenen Vorgehensweise werden in den folgenden Kapiteln zunächst der Endenergieverbrauch und die Technikstruktur in den Anwendungssektoren Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistung, Industrie und Verkehr dargelegt. Die Beschreibung der Versorgungs- und Technikstruktur im Umwandlungssektor führt zum Primärenergieverbrauch.

2 Literaturanalyse und -bewertung

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über aktuelle Studien gegeben, die sich mit ähnlichen Fragestellungen wie die vorliegende Arbeit beschäftigen. Daneben werden kurz die Inhalte einiger Forschungsvorhaben erläutert, die für die Ausarbeitung dieser Studie relevant sind. Hierbei handelt es sich um die Forschungs- und Entwicklungskonzepte für emissionsarme, fossil befeuerte Kraftwerke der COORETEC-Arbeitsgruppen sowie um das Verbundforschungsvorhaben „Kraftwerke des 21. Jahrhunderts", in dem die Anforderungen an Kraftwerke unter Berücksichtigung einer höheren Einspeisung regenerativ erzeugten Stromes untersucht werden. Die zur Verfügung stehenden Ergebnisse aus diesen Studien wurden in diesem Forschungsvorhaben berücksichtigt.

Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland

Die im April 2004 erschienene Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland" des BMU sieht einen Beitrag der erneuerbaren Energie bis 2050 von mindestens 50 % an der gesamten Energieversorgung vor. Sie beschreibt die Entwicklungspfade der für die Energieversorgung gangbaren Wege und den Umbau der Energiewirtschaft in Richtung Nachhaltigkeit. Es werden Wege beschrieben, mit denen die deutsche Energieversorgung eine Reduktion der CO_2-Emissionen um 40 % bis 2020 und um 80 % bis 2050 vorteilhaft erreichen kann. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Nutzungspotenziale erneuerbarer Energien durch kombinierte Strategien, einer Effizienzsteigerung in allen Sektoren und den Ausbau erneuerbarer Energien, auch die kostengünstigste Lösung sei. Langfristig sei eine auf fossiler Energie verharrende Energieversorgung deutlich teurer als ein Umsteuern in Richtung Effizienzsteigerung und Nutzung erneuerbarer Energien. Nicht berücksichtigt wurde dabei das Potenzial durch Hochtechnologien im Bereich der konventionellen Kraftwerkstechnik.

Für die Fortschreibung des Energieverbrauchs in Deutschland bis 2050 wurde auf der Basis des Endenergieverbrauchs die vorausichtliche Entwicklung prognostiziert. Dazu wurden Lernkurven für regenerative Technologien angesetzt und Veränderungen in der Energieversorgungsstruktur durch einen verstärkten Ausbau der regenerativen Energien analysiert. Ein ganzheitlicher Ansatz im Sinne der Nutzung aller möglichen Alternativen wurde nicht verfolgt. In **Abbildung 1-2** sind die technischen Potenziale der erneuerbaren Energien dargestellt, die laut BMU mit ca. 680 TWh_{el}/a mehr als 110 % der heutigen Stromerzeugung in Deutschland ausmachen.

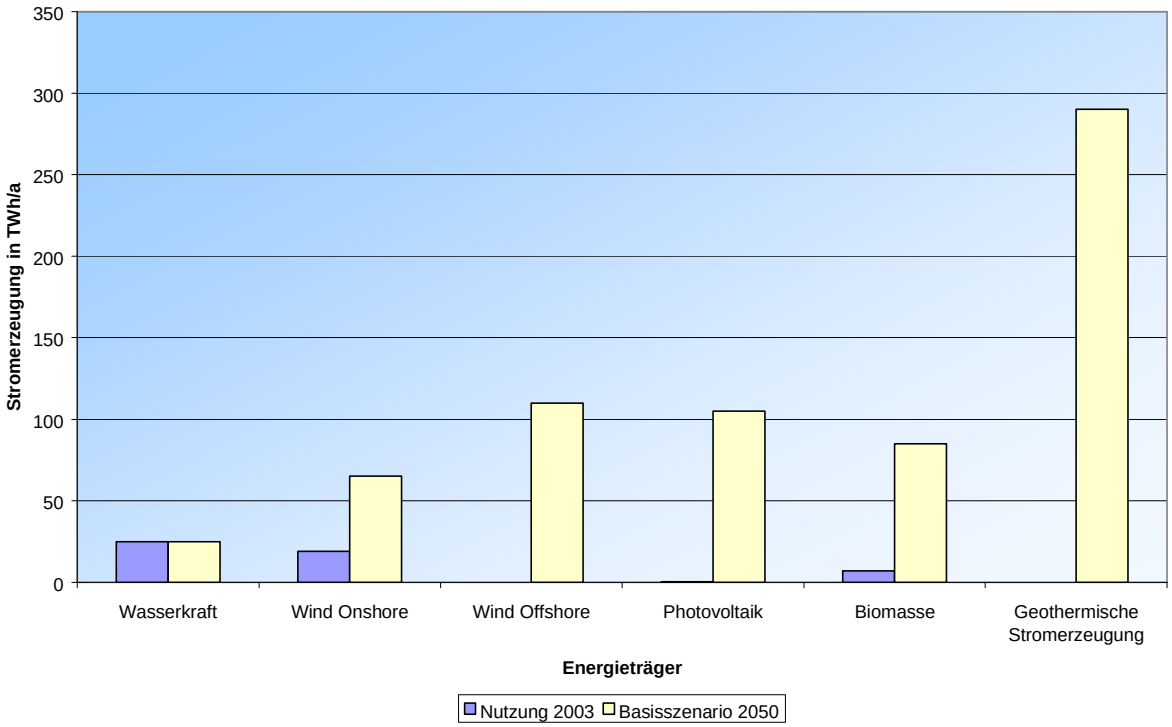

Abbildung 1-2: *Technische Potenziale zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien in Deutschland im Jahr 2050 /BMU 04/*

Im Allgemeinen erscheint diese Studie konzeptionell nicht konsistent. So wird beispielsweise ein Anstieg des Wärmemarktanteils der KWK-Nahwärme von 0,7 % auf 33,5 % im Jahr 2050 und eine weitere Effizienzsteigerung auf der Nachfrageseite angenommen ohne konkrete Aussagen zur Entwicklung des Nutzenergiebedarfs und der Technikstruktur zu machen. Diese beiden Aspekte bestimmen jedoch integrierte Energieversorgungskonzepte. Beispielsweise führt eine Reduzierung des Energieverbrauchs u. a. zu negativen Skaleneffekten, d. h. Anlagen kleinerer Leistung (mit ggf. schlechteren Nutzungsgraden) ersetzen die großen, oder es kommt sogar zum Technologiewechsel (bzw. dezentrale Elektroheizung statt Zentralheizung). Des Weiteren ist beispielsweise nur unzureichend dargestellt, dass durch Windkraft eine unterbrechungsfreie Stromversorgung nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Nur eine ganzheitliche Betrachtung der Energieversorgung, d. h. Einbezug der parallel benötigten konventionellen Kraftwerke, kann ein methodisch korrektes Ergebnis liefern.

In der BMU-Studie wird eine Vielzahl von Annahmen getroffen, die ohne Kenntnis und Stützung auf der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs in den einzelnen Sektoren und Wirtschaftszweigen nicht gesichert sind. Aus diesem Grund sollen in der vorliegenden Studie „Energiezukunft 2050“ Methoden zur Analyse des Nutzenergiebedarfs und der Technikstruktur entwickelt werden. Eine bottom-up-Betrachtung, gestützt auf aus den Analysen entwickelten Bedarfsdeterminanten, soll fundierte Aussagen über die Energieverbrauchsentwicklung geben.

Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“

Die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages (14. Wahlperiode) hatte die Erarbeitung langfristiger Szenarien und Handlungsempfehlungen für den Deutschen Bundestag, die den Weg in eine nachhaltige und zukunftsfähige Energieversorgung in Deutschland und Europa beschreiben, zum Ziel. Kurz-, mittel- und langfristige Klimaschutzziele waren hierbei zentraler Ausgangspunkt. Wesentliche Elemente waren Energieeinsparung, Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien, die vor dem Hintergrund zunehmender Globalisierung und Liberalisierung der Energiemärkte untersucht wurden.

Im Referenzszenario wurde u. a. davon ausgegangen, dass die eingeleitete Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte weiter voranschreitet und dass der von der Energiepolitik derzeit verfolgte Weg, über ordnungspolitische Vorgaben, gesetzliche Regelungen und steuerliche Maßnahmen in den Markt einzugreifen, weiterverfolgt wird. Ordnungspolitische Vorgaben (z. B. die Energieeinsparverordnung) werden der technischen Entwicklung angepasst und entsprechend verschärft. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK-G) gelten als gesetzliche Regelung zumindest bis 2010. Der Anteil von Strom aus regenerativen Energiequellen soll im Jahr 2010 mindestens 8 % und in 2050 mindestens 20 % betragen. Für Strom aus KWK-Anlagen lauten die entsprechenden Werte > 10 % in 2010 und > 20 % in 2050. Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. Juni 2001 aus.

Insgesamt stellt die Vielzahl der Szenarien eine der detailliertesten Arbeiten der letzten Jahre dar. Vergleicht man das Szenario mit der tatsächlichen wirtschaftlichen Entwicklung der Jahre von 2001 bis 2004, so steht einem gesamten fiktiven Wachstum von 7,82 % ein reales von nur 2,51 % gegenüber. Daher können jedoch schon mittelfristig oft nur noch bedingt Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Die Entwicklung des Energieverbrauchs basiert hier, ebenso wie bei vielen anderen Arbeiten, auf einer Reihe sozioökonomischer und weiterer Rahmendaten, aus denen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs abgeleitet wird. Eine Entwicklung des Nutzenergieverbrauchs liegt den Berechnungen nur indirekt (innerhalb des TIMES-Modells) als interne Ergebnisvariable der numerischen Annahmen zu Grunde und geht aus den Szenarien nicht explizit hervor.

Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030

Das derzeit aktuellste Szenario über die energiewirtschaftliche Entwicklung Deutschlands ist der im Auftrag des BMWA entstandene und im Jahr 2005 veröffentlichte Energiereport IV /EWI 05/. Dieser schließt an die drei früheren Veröffentlichungen (Energiereport I-III) aus den Jahren 1992, 1996 und 2000 an. Dieses Referenzszenario befasst sich mit der energiewirtschaftlichen Entwicklung Deutschlands bis ins Jahr 2030. Über die weitere Entwicklung bis 2050 liegen daher keine Werte vor. Die aktuellen wirtschaftlichen Tendenzen konnten naturgemäß besser berücksichtigt werden als in den Szenarien der Enquete-Kommission, die bereits im Jahre 2002 veröffentlicht wurden. So fällt beispielsweise das durchschnittliche Wirtschaftswachstum bis 2010 im Energie-

report IV mit 1,3 % jährlich deutlich geringer aus als im Referenzszenario der Enquetekommission. In der Folge liegt der zukünftige Endenergieverbrauch im Energiereport IV einige Prozent unter dem des Enquete-Szenarios und auch ein Sprung zwischen den Ist-Werten und den Szenariodaten existiert nicht. Das geringere Wachstum wirkt sich erwartungsgemäß besonders auf die Sektoren Industrie und GHD aus, in denen der Endenergieverbrauch der beiden Szenarien in 2030 um 13,4 % bzw. 20,9 % differiert. Zudem wurde im Energiereport IV ein Rohölpreis von 37 US$/Barrel unterstellt. Ende 2006 lag der Rohölpreis bei beinahe 60 US$/Barrel.

Die grundlegenden Rahmenbedingungen und Annahmen in beiden Szenarien unterscheiden sich kaum. Auch die Fortführung langfristiger Tendenzen, wie z. B. der demographischen Entwicklung, lässt mitunter nur wenig Raum für grundlegende Alternativen.

Die Gewichtung der Annahmen in den jeweiligen Modellen und damit der quantitative Einfluss auf die Ergebnisse differieren jedoch naturgemäß. Wie weit einzelne Größen in den Modellen Eingang finden, liegt im Ermessen der jeweiligen Arbeitsgruppen und macht den persönlichen Charakter eines Szenarios aus.

Auch hier wird die Entwicklung der Energieverbräuche auf Basis sozioökonomischer und weiterer Rahmendaten errechnet. Eine Entwicklung des Nutzenergieverbrauchs liegt den Berechnungen wiederum nur indirekt über interne Ergebnisvariablen der numerischen Annahmen zu Grunde und geht daher aus den Szenarien nicht direkt hervor. Auch viele weitere Details bleiben im Modell verborgen oder wurden lediglich makroskopisch betrachtet. Detaillierte Angaben zu Technikstruktur und Entwicklung energietechnischer Anlagen oder Geräte finden sich nur in ausgewählten Teilbereichen.

Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke – Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen

Vor dem Hintergrund des anstehenden Installationsbedarfs an neuer Kraftwerksleistung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten wurde unter Führung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWI) das Projekt COORETEC (Kohlendioxid-Reduktions-Technologien) ins Leben gerufen. Es zeigt Lösungswege für emissionsfreie Kraftwerke auf und ist Teil des 5. Energieforschungsprogramms.

Die Themengebiete, die im Rahmen des Projektes untersucht wurden, sind:

- Steigerung der Effizienz
- Einsatz neuer Werkstoffe
- Innovative Kraftwerksprozesse
- CO_2-Abtrennung und -Speicherung

Es wurden vier Arbeitsgruppen gebildet, die die wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen sowie die kurzfristigen und langfristigen Entwicklungen der Kraftwerkstechnologien und die CO_2-Abtrennung und -Verwertung analysierten. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich etwa bis 2025.

Speziell zu den Themen Kraftwerkstechnologie und CO_2-Abtrennung und -Verwertung wurden technische Lösungsmöglichkeiten aufgezeigt und der weitere Forschungs- und Entwicklungsbedarf dargestellt. Es wurden mögliche Entwicklungspfade in Bezug auf zukünftige Kraftwerksprozesse und Werkstoffe sowie deren Auswirkungen auf die

Effizienz der Umwandlungsprozesse dargestellt und darüber hinaus auch eventuelle Kosten für die CO_2-Abtrennung und -Verwertung angegeben.

Da es sich insgesamt hauptsächlich um einen Forschungsbericht handelt, liegt der Schwerpunkt der Ausarbeitungen hauptsächlich auf der Darstellung des zukünftigen F&E-Bedarfs.

Forschungsinitiative „Kraftwerke des 21. Jahrhunderts“
Die Forschungsinitiative „Kraftwerke des 21. Jahrhunderts“ (KW 21) startete am 1. Juli 2004 unter dem Dach der Arbeitsgemeinschaft der Bayerischen Forschungsverbünde (abayfor) auf Grund einer gemeinsamen Studie über die künftige Energieversorgung, die im Auftrag des Innovationsbeirats der Landesregierung von Baden-Württemberg (IBR) und des Wissenschaftlich-Technischen Beirats der Bayerischen Staatsregierung (WTB) durchgeführt wurde und den beiden Ländern empfahl, die Energieforschung zu verstärken. Inhalte sind neue Technologien für Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und andere Verbrennungskraftwerke. Darüber hinaus wurden auch energiewirtschaftliche Analysen durchgeführt.

Um sicherzustellen, dass technologische Entwicklungen sich gegenseitig sinnvoll ergänzen und Themen wie Energieeffizienz, NO_x-Reduktion oder CO_2-Abscheidung unter technologischen, betriebswirtschaftlichen, ökologischen und gesamtgesellschaftlichen Betrachtungsweisen angegangen werden, wurden von 20 Forschergruppen und 9 Industriepartnern, die in fünf Arbeitsgruppen zusammengefasst sind, insgesamt 36 Projekte durchgeführt. Dabei wurden die Arbeitsgruppen wie folgt aufgeteilt:

- Kraftwerkssysteme und Dampferzeuger
- Fluiddynamik in Dampfturbinen
- Energiewirtschaft
- Hochtemperaturkomponenten in Turbomaschinen
- Brennkammern für Gasturbinen

Die Initiative KW 21 soll einen wesentlichen Beitrag dafür liefern, dass Kraftwerke künftig effizienter, kostengünstiger und umweltfreundlicher werden. Das Forschungsprojekt wurde 2008 abgeschlossen. /FFE-04 08/, /FFE-12 08/

3 Methodische Vorgehensweise im Gesamtprojekt

Wie in **Abbildung 3-1** dargestellt, wird für die Anwenderseite ausgehend von der Endenergiebilanz eine Analyse der Endenergieanwendungsbilanz, differenziert nach den Energieformen Wärme (für Raum- und Prozesswärme sowie Warmwasser), mechanische Energie, Beleuchtung und Nutzelektrizität (z. B. für Informations- und Kommunikationselektronik), in den Sektoren Haushalte, Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) sowie Verkehr durchgeführt. Daran schließt sich eine Analyse des Technikbestandes zur Nutzenergiebereitstellung in den jeweiligen Sektoren an. Anschließend sind vor dem Gesichtspunkt des heutigen und des prognostizierten Standes der Technik mögliche langfristige Trends zu betrachten, die eine Abschätzung über die Entwicklung des Nutzenergiebedarfs ermöglichen, wie z. B. bei elektrischen Anwendungen in Gebäuden mit höchstem wärmetechnischen Standard und energieeffizienten Geräten. Für den Verkehrsbereich wäre z. B. zu diskutieren, welche Rolle neue Energieträger aus biogenen Rohstoffen, elektrische Energie und/oder Wasserstoff spielen könnten. Hinzu kommen Aspekte der Materialeffizienz. Durch geringeren spezifischen Einsatz von Werkstoffen (z. B. von Papier, Glas, Zement, Metall) nimmt die physische Nachfrage nach industriellen Grundstoffen relativ zu einer Entwicklung mit konstantem spezifischen Materialeinsatz ab. Diese Entwicklung soll in Form von Bedarfsdeterminanten der Nutzenergie berücksichtigt werden, die den Umfang am Nutzenergiebedarf (z. B. zu beheizende Wohnfläche pro Person, Verkehrsleistung etc.) beschreiben.

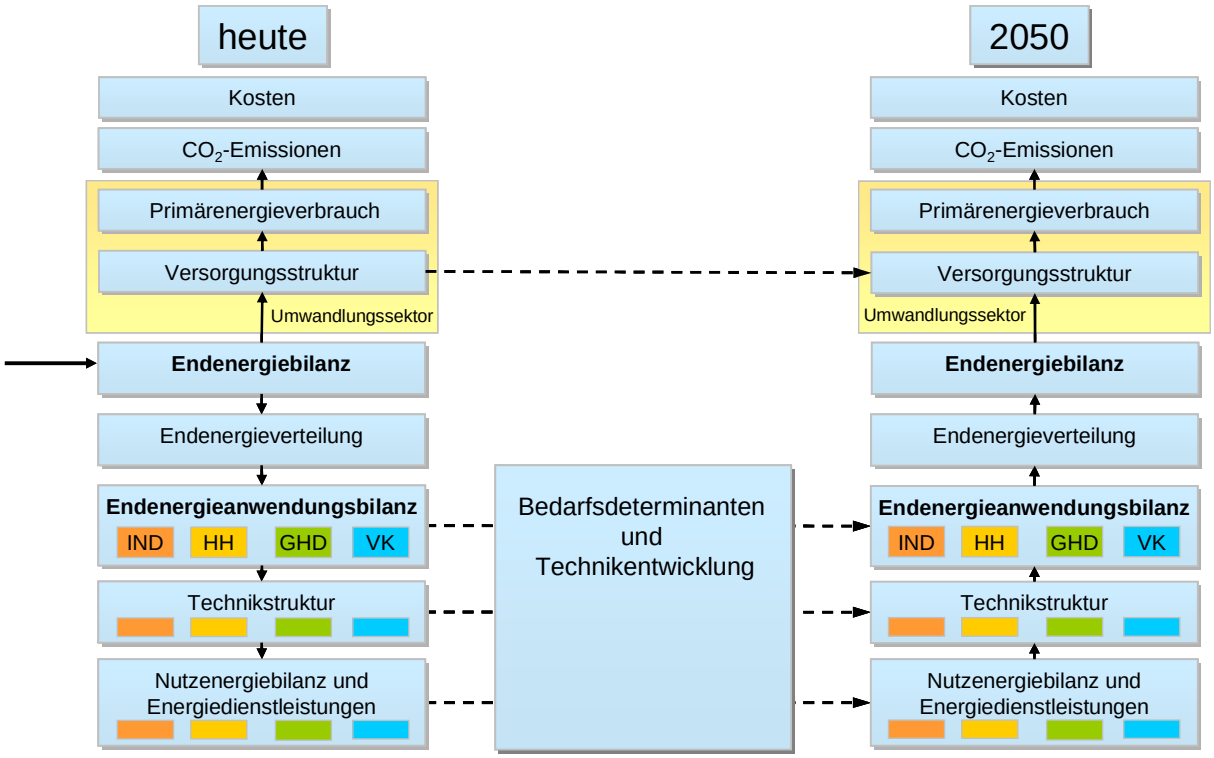

Abbildung 3-1: *Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Ermittlung der zukünftigen Versorgungsstruktur, des Primärenergieeinsatzes sowie der CO_2-Emissionen*

Für den Ist-Zustand und die Entwicklung bis 2050 können hieraus die Versorgungsstruktur, der Primärenergieverbrauch und die CO_2-Emissionen bestimmt werden.

Dabei werden u. a. folgende Ziele verfolgt:

- Die Erarbeitung von möglichen Entwicklungen dezentraler Energiegewinnung durch erneuerbare Energien und heute marktüblicher konventioneller Technologien.
- Die Prüfung der Konsistenz der unterstellten Marktanteile (z. B. bei Wärme) bei optionalen energietechnischen Lösungen (z. B. Brennstoffzellen, Wärmepumpen, Wärme aus KWK-Großanlagen).
- Die Prüfung der Dynamik der energietechnischen Strukturen und der ökonomischen Nachhaltigkeit von lang lebenden Energiewandlern in einem sich schnell wandelnden energietechnischen und energiewirtschaftlichen Umfeld.

Bei der Prognose ist zu berücksichtigen, dass trotz der detaillierten Betrachtung der einzelnen Indikatoren der tatsächliche Bedarf an Nutzenergie sowie an End- und Primärenergie im Jahr 2050 mehr oder minder von den hochgerechneten Werten abweichen kann, da von einer kontinuierlichen politischen und wirtschaftlichen Entwicklung ausgegangen wurde und speziell von diesen beiden Faktoren der Energieverbrauch beeinflusst wird.

Es ist damit zu rechnen, dass bei einzelnen Sektoren durchaus gegenläufige Entwicklungen auftreten, die sich in ihrer Wirkung auf den Gesamtenergiebedarf in gewissem Umfang aufheben können. Daher ist anzunehmen, dass sich nennenswerte Abweichungen weniger beim Gesamtenergiebedarf ergeben werden als bei den Energieverbräuchen der einzelnen Sektoren.

4 Zukunftsmodell ENergie (ZEN)

Um Voraussagen über zukünftige Entwicklungen machen zu können, werden Szenarien entwickelt und deren Auswirkungen untersucht. In Abhängigkeit eines Projektziels müssen ggf. unterschiedliche Annahmen getroffen und Einflussfaktoren abweichend gewichtet werden. Auch die Detailtiefe einzelner Aspekte variiert mitunter erheblich. Entsprechend den Vorgaben differiert auch die Abbildung einer fiktiven Zukunft. Die daraus resultierenden Anforderungen an ein gemeinsames Modell bzw. eine gemeinsame Software sind daher beträchtlich.

Da die Zielsetzungen der einzelnen Szenarien zum Teil recht unterschiedlich sind, galt es ein Modell zu entwickeln, das mit wenig Aufwand den jeweiligen Anforderungen angepasst bzw. an entsprechender Stelle individuell erweitert werden kann. Das Modell muss sowohl übersichtlich, als auch leicht mit neuen Daten oder Funktionalitäten ausstattbar sein. Hierzu ist ein modularer Aufbau mit definierten Schnittstellen unerlässlich.

Um diesen Anforderungen zu genügen, wurde ein modulares Modell der Energielandschaft Deutschlands geschaffen, das den Weg der Primärenergie über die Umwandlung(en) bis hin zur Endenergie abbildet. Das Modell erhielt den Namen „Zukunftsmodell ENergie“ (ZEN[1]).

4.1 Modellbildung

Ein Modell dient der Abbildung von in der Realität beobachteten Effekten und Zusammenhängen. Angesichts der Vielgestaltigkeit der realen Welt kann es nur die wesentlichen Strukturmerkmale und somit nur einen Ausschnitt der Realität abbilden. In einem Modell werden Einflussgrößen und deren Zusammenhänge nachgebildet und die resultierenden Ergebnisse untersucht. Nach Kalibrierung des Modells durch einen Vergleich der Ergebnisse mit den entsprechenden realen Werten aus Gegenwart und Vergangenheit ist in der Folge die Berechnung von zukünftigen Entwicklungen auf Basis von Szenarien möglich. Das ZEN ermöglicht dies auf energetischer Ebene. Hierbei wird der energetische Verbrauch in Deutschland entgegen dem Energiefluss zurückverfolgt, also von der End- zur Primärenergie.

Das Hauptaugenmerk bei der Modellbildung liegt hierbei – neben der Implementierung der mathematisch-physikalischen Sachverhalte – auf der Bereitstellung in sich konsistenter Datensätze entsprechender Detailtiefe. Auf Grund der strukturell sehr inhomogenen Datenlage müssen die Daten im Modell mehrfach transformiert werden, um eine in sich geschlossene Berechnung zu ermöglichen. Dabei kann es in Abhängigkeit des zu untersuchenden Sachverhalts notwendig sein, die Detailtiefe an entspre-

[1] Die Frage „Was ist Zen?“ gehört zu jenen seltenen Fragen, die aus prinzipiellen Gründen nicht (sinnvoll) beantwortet werden können. Die Antwort auf diese Frage kann nur individuell-intuitiv erfasst werden. Sie wird nur von jenen verstanden, die sie bereits kennen. Allgemein kann man sagen, dass Zen eine besondere Erkenntnis oder Einsicht bezeichnet, die mit einer bestimmten grundsätzlichen Lebensweise und -haltung verbunden ist. Die Wurzeln des Zen liegen zwar im Buddhismus, doch ist es nach Meinung vieler Zen-Meister nicht an eine bestimmte Religion oder Weltanschauung gebunden. Der Kern des Zen übersteigt - wie es mystischen Bewegungen eigen ist - alle religiösen und philosophischen Systeme.

chender Stelle zu variieren. Im ZEN ist dies relativ einfach möglich, ohne die Konsistenz des modellinternen Datengefüges an sich zu stören. Die Grundzüge der hierzu verwendeten Modellstruktur sollen im Folgenden kurz erläutert werden.

4.2 Struktur

Die offene Architektur des Modells wird der Forderung nach einem modularen Aufbau gerecht. Diese beruht im Kern auf einer Zweiteilung auf Datei-Ebene und einer darauf aufbauenden offenen Schnittstellen-Struktur auf Matrizen-Ebene, die einen definierten Informationsaustausch zwischen den Dateien sowie die Adaption sekundärer Berechnungsdateien ermöglicht.

4.2.1 Dateien

Der Dualismus von zentralem Modell und individuellen Anforderungen einzelner Untersuchungen erfordert eine prinzipielle Zweiteilung in einen zentralen, unveränder- und universell einsetzbaren sowie einen individuell gestaltbaren Teil. Dies wird durch die Aufteilung des ZEN in einen funktionalen Bereich (Zentraldatei) sowie einen Daten- und Auswahlbereich (Projektbibliothek) realisiert. Hierbei handelt es sich um zwei separate Dateien, von denen der User manuell nur auf die Projektbibliothek, nicht jedoch auf den funktionalen Teil des Modells zugreifen kann. Die Datenübergabe zwischen den Dateien erfolgt ausschließlich über definierte Schnittstellen (dynamische Matrizen mit identischem Aufbau in beiden Dateien). Dies ist für die Modularität des ZEN unbedingt erforderlich. Hierbei ist für jede Ein- oder Ausgabe eine separate Matrix vorhanden. Dies ermöglicht einen definierten Datenzugriff innerhalb des ZEN und ermöglicht die Verwendbarkeit von Datensätzen individueller Form und Größe.

Des Weiteren können durch die definierte Struktur leicht sekundäre Berechnungsdateien an die Projektbibliotheken adaptiert werden, die eine individuelle Weiterverarbeitung der Ergebnisse ermöglichen. Auch Zwischenergebnisse können so individuell transformiert und zur weiteren Bearbeitung an die Projektbibliothek zurück geliefert werden. Die Datei-Struktur des ZEN internen Datentransfers ist in **Abbildung 4-1** vereinfacht dargestellt. Die unterbrochenen Pfeile beschreiben eine optionale Anbindung.

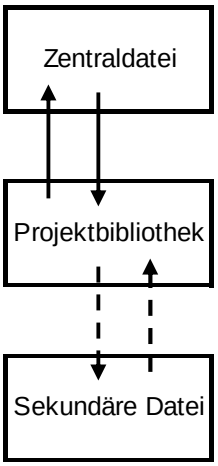

Abbildung 4-1: *Schematische Darstellung der ZEN-Dateistruktur*

4.2.2 Dynamische Übergabe-Matrizen

Wie bereits erwähnt, weisen die Ein- und Ausgabematrizen einen identischen Aufbau auf. Eine Möglichkeit der Umsetzung wäre, eine feste Matrizengröße mit bestimmter Datenstruktur zu definieren und diese stets komplett zu übertragen. Die Nachteile dieses Vorgehens wären:

- Übergabe vieler unnötiger Daten und in der Folge große Dateien, die die Performance des ZEN unnötig beeinträchtigen (Speicherplatz, Geschwindigkeit)
- Unübersichtliche Datensätze durch zahlreiche „0“ bzw. „1“-Einträge
- Limitierung der Matrizen auf die Größe und die Struktur des definierten Bereiches

Abhilfe schafft eine offene Struktur der Matrizen. Hierbei werden lediglich einige Zeilen bzw. Spalten der Matrize für die Übergabe wichtiger Begleitdaten reserviert. Der restliche Bereich bleibt für die Ein- bzw. Übergabe von beliebigen Datensätzen verfügbar. Da hierbei keine feste Struktur vorgegeben ist, müssen die notwendigen Informationen zu den Daten in den Zeilen und Spalten mit übergeben werden. Hierzu dient der zuvor definierte Bereich. Der Kreuzungsbereich der reservierten Zeilen und Spalten ist für übergeordnete Informationen, wie z. B. wichtige modellinterne Bezüge, der jeweiligen Matrizen vorgesehen. Der funktionale Bereich, der den Rest des Blattes einnimmt, dient der Aufnahme der numerischen Daten (vgl. hierzu **Abbildung 4-2**).

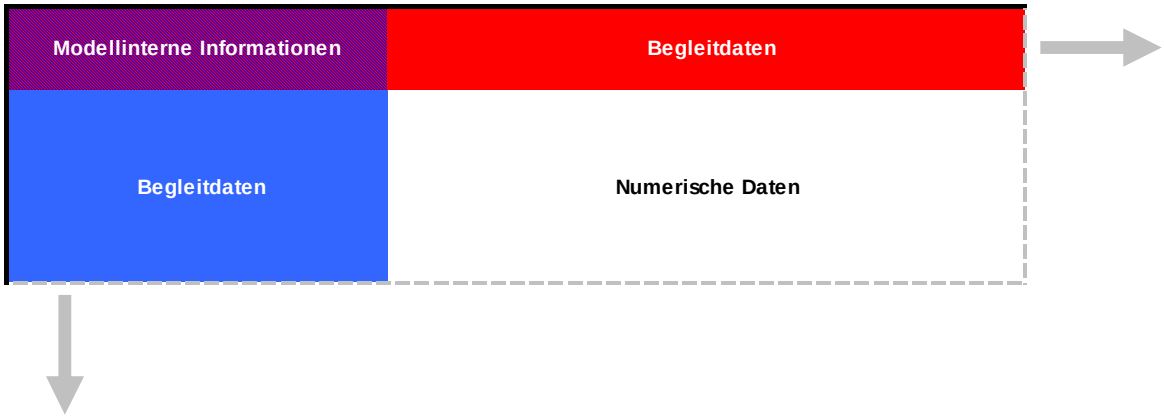

Abbildung 4-2: *Struktur der Matrizen*

4.2.3 Nomenklatur und Adressierung der Daten

Für die Adressierung der Daten ist eine eindeutige Nomenklatur erforderlich. Aus Gründen der Übersichtlichkeit bei der Datenübergabe in und zwischen den Dateien wurde folgende Bezeichnungsstruktur für Matrizen festgelegt:

a-bbb-c-d

Der erste Teil „a“ beschreibt die Funktion der Matrix. Hierbei wird zwischen Eingabe- (E), Ausgabe- (A) und Berechnungsmatrizen (B) sowie gespeicherten Datensätzen (D) unterschieden. Die Bezeichnung erfolgt stets bezogen auf die Zentraldatei. Das heißt, die Ausgabematrizen der Projektbibliothek, die ja die Eingabedaten für die Zentraldatei beinhalten, werden als exakte „Kopie“ der Eingabematrize der Zentraldatei

auch mit „E“ bezeichnet. Für den Datentransfer in die umgekehrte Richtung erfolgt die Nomenklatur analog.

Der zweite Teil „bbb“ der Bezeichnung beschreibt den Inhalt der Matrix, wie End- oder Primärenergieverbrauch, Verluste, Eigenbedarf oder Nutzungsgrade. Hierbei werden intuitiv erkennbare Abkürzungen mit bis zu drei Buchstaben verwendet. Detailliertere Ausführungen zu den jeweiligen Datensätzen finden sich in Kapitel 4.6.

Der dritte Teil „c“ beschreibt den funktionalen Sektor des Modells, dem die Matrix zugeordnet ist. Die sektorale Gliederung ist Folge der Modellstruktur, die bei Bedarf eine modulare und funktionelle Erweiterung des ZEN ermöglicht. Da in den verschiedenen Sektoren teilweise auf Daten des gleichen Typs zugegriffen werden muss, ist diese Unterteilung aus Gründen der Eindeutigkeit notwendig. Die Sektoren sind mit römischen Zahlen nummeriert.

Als Folge dieser Nomenklatur tragen stets beide Teile einer Schnittstelle denselben Namen – also quasi den Namen der Schnittstelle. Somit ist eine übersichtliche und eindeutige Datenübergabe gewährleistet.

Der vierte Teil „d“ der Matrizen-Bezeichnung ist nur unter bestimmten Voraussetzungen erforderlich. Wegen der Notwendigkeit, mehrere verschiedene Datensätze in der Projektbibliothek ablegen zu können, bedarf es eines fortlaufenden Index, um eine eindeutige Nomenklatur zur definierten Adressierung der Daten gewährleisten zu können. Die Nummerierung der in der Projektbibliothek gespeicherten Datensätze erfolgt mit arabischen Ziffern. Des Weiteren sind in der Projektbibliothek für jeden Eingabeblock noch jeweils ein Datensatz für die von der Zentraldatei übergebene Ergebnismatrix und ein Datensatz für die Anbindung von sekundären Berechnungsdateien vorgesehen. Diese tragen die Indizes T (Transmission) und S (Sekundär-Datei). Da diese beiden Matrizen bei jeder Neuberechnung überschrieben werden, besteht die Möglichkeit, deren Inhalt zur späteren Wiederverwendung als arabisch nummerierten Datensatz zu speichern.

Eine schematische Darstellung der Datenübergabe innerhalb des ZEN findet sich in **Abbildung 4-3**. Im Folgenden sind einige Erläuterungen zur Architektur und den dargestellten Vorgängen aufgeführt.

Alle Datensätze und Matrizen, die zur Datenbereitstellung für die Zentraldatei dienen, sind grün, die der Ausgabeseite blau hinterlegt. Der Aufbau der Schnittstelle zwischen Zentraldatei und Projektbibliothek ist symmetrisch. Im unteren Bereich der Projektbibliothek sind die verfügbaren Datensätze symbolisiert. Die farblich hervorgehobenen Datensätze markieren die zur Berechnung herangezogene Auswahl. Zwischen den Berechnungen „XX“ und „YY“ werden die Daten über eine sekundäre Berechnungsdatei weiterverarbeitet, wohingegen zwischen den Berechnungen „YY“ und „ZZ“ die Daten unverändert „durchgeschleift“ werden. Dies geschieht durch Aktivierung des entsprechenden „S“ bzw. „T“-Datensatzes. Auch zwischen sekundärer Datei und Projektbibliothek erfolgt der Datentransfer über eine definierte Schnittstelle, die gemäß dem bereits dargestellten Prinzip aufgebaut ist. Der Übersichtlichkeit halber wurde hier jedoch eine vereinfachte Darstellung gewählt.

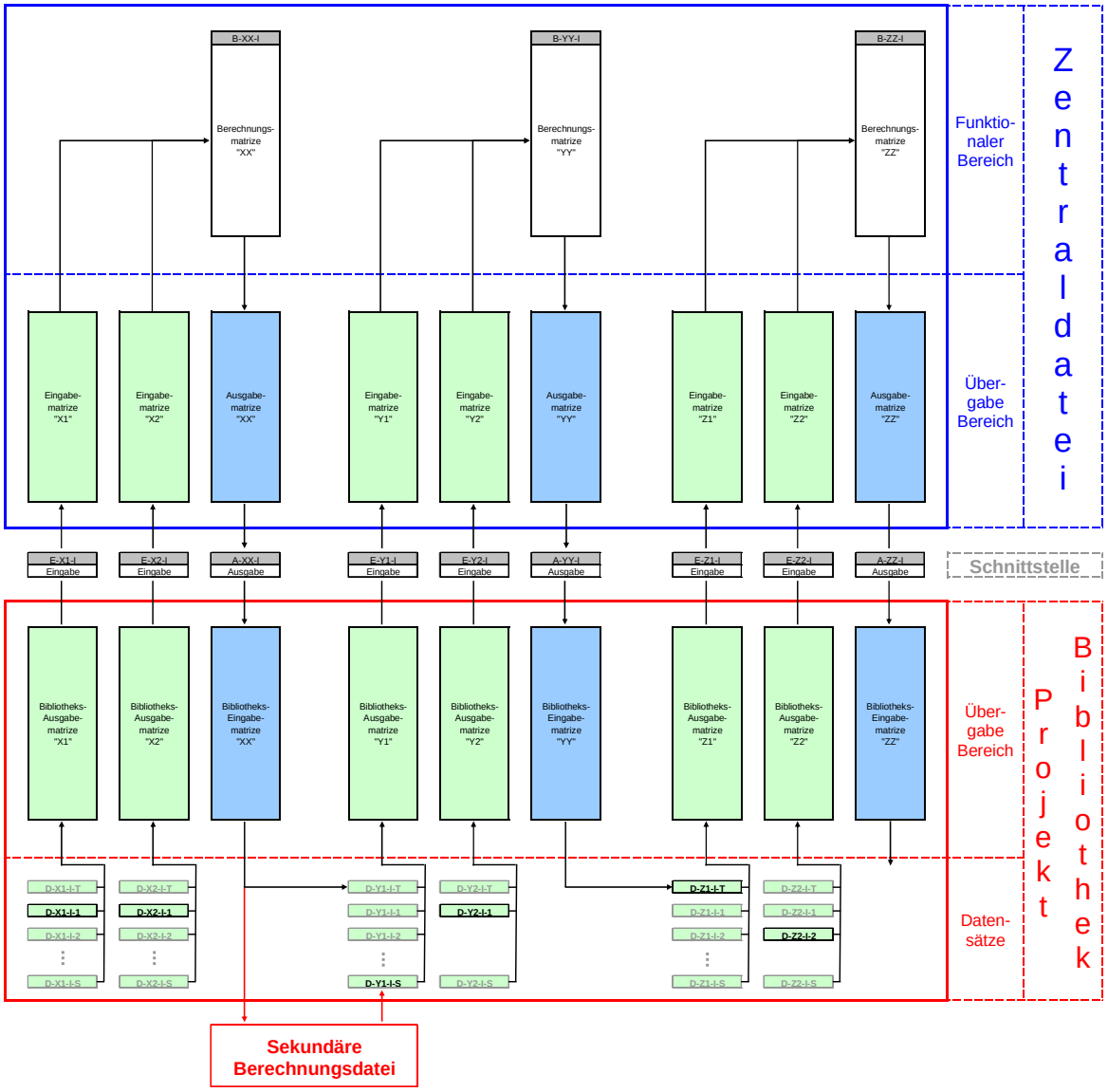

Abbildung 4-3: *Schematische Darstellung der Datenübergabe im ZEN*

Diese modulare Struktur ermöglicht an fast jeder Stelle die Einspeisung individueller Datensätze in das ZEN. Hierbei ist lediglich darauf zu achten, dass die datensatzinterne Struktur mit jener der übrigen zu verrechnenden Datensätze übereinstimmt. Um die Verwendung ungeeigneter Datensätze und daraus resultierende Fehlberechnungen zu verhindern, werden die Daten in Projektbibliothek und Zentraldatei jeweils auf Konsistenz geprüft (siehe hierzu auch Kapitel 4.5). Eine Anpassung der Datensatzstruktur an individuelle Anforderungen lässt sich bei Bedarf durch sekundäre Transformationsdateien realisieren.

4.3 Funktionalität

Die Funktionalität der Zentraldatei und der Bibliotheken ergibt sich in ihrer Gesamtheit aus den Einzelfunktionalitäten der unterschiedlichen Matrizen. Hierbei wird primär in Übergabe- und Berechnungsmatrizen unterschieden. Die Aufgabe letzterer besteht in der Berechnung von Ergebnissen auf Basis der Eingaben. Die

Aufgabe der Ein- und Ausgabematrizen hingegen ist die Aufnahme und unveränderte Bereitstellung von Daten an den Schnittstellen zwischen den Dateien. In den Projektbibliotheken besteht zudem die Möglichkeit, an vorgesehener Stelle Datensätze anzulegen und zu speichern.

Die Selektion der Datenquellen und die damit verbundene Übergabe von Daten an entsprechende Matrizen kann durch den Nutzer mittels aktiver, visueller Elemente in der Projektbibliothek ohne tiefere Kenntnis der Programmstrukturen realisiert werden. Dies gilt in gleicher Weise auch für das „Durchschleifen" von Berechnungsergebnissen zur Bereitstellung der Eingabedaten für den nächsten Berechnungsschritt, da diese, wie die übrigen Datensätze auch, in der Projektbibliothek für den nächsten Berechnungsschritt wieder bereitgestellt werden. Ein manueller Zugriff des Nutzers auf die Zentraldatei ist somit nicht notwendig, da alle Steuerelemente in der jeweiligen Projektbibliothek verfügbar sind.

Alle projektspezifischen Daten und Einstellungen sind somit in der Projektbibliothek zusammengefasst, was die parallele Nutzung der Zentraldatei für unterschiedliche Projekte ermöglicht.

Die kategorische Übertragung aller Ein- und Ausgabematrizen zwischen den Dateien stellt darüber hinaus sicher, dass nur die gewünschten Informationen in die Berechnung Eingang finden können.

4.4 Sekundäre Berechnungsdateien

Die offene Struktur der Schnittstellen ermöglicht auch das einfache Adaptieren von sekundären Dateien an Projektbibliotheken. In diesen Dateien, die eine individuelle Weiterverarbeitung von Ergebnissen und Zwischenergebnissen ermöglichen, besteht neben der Möglichkeit einer Ausgabe der individuellen Berechnungsergebnisse auch die Option, diese in die Projektbibliothek zurück zu schreiben und die Daten so für weitere Berechnungen der Zentraldatei zur Verfügung zu stellen.

Sekundäre Dateien können prinzipiell vor und nach jedem abgeschlossenen Berechnungsschritt der Zentraldatei eingeklinkt werden, sobald also Daten in die Projektbibliothek geschrieben wurden. Ihre Funktionalität reicht hierbei von einfachen Berechnungen für die Ausgabe von Ergebnissen bis hin zu projektspezifischen Transformationen der Matrizen.

4.5 Anwendung des Tools

Sowohl die Zentraldatei als auch die Projektbibliotheken sind mit aktiven Programmbestandteilen versehen. Die Scripte der Zentraldatei prüfen die Daten der Eingabematrizen auf Konsistenz und führen die Berechnungen durch. Der Anwender kommt mit diesen Scripten nicht in Berührung. Die Scripte der Projektbibliotheken prüfen die Datenkonsistenz, kopieren die Daten in die Zentraldatei, starten die dortigen Berechnungsscripte, und schreiben danach die Berechnungsergebnisse in die Projektbibliothek zurück. Der Anwender hat die Möglichkeit, in der Projektbibliothek wahlweise einzelne oder auch alle Berechnungsschritte mit einem Klick auf die jeweilige Schaltfläche zu

starten. In **Abbildung 4-4** sind die einzelnen Kontroll- und Berechnungsschritte vereinfacht dargestellt.

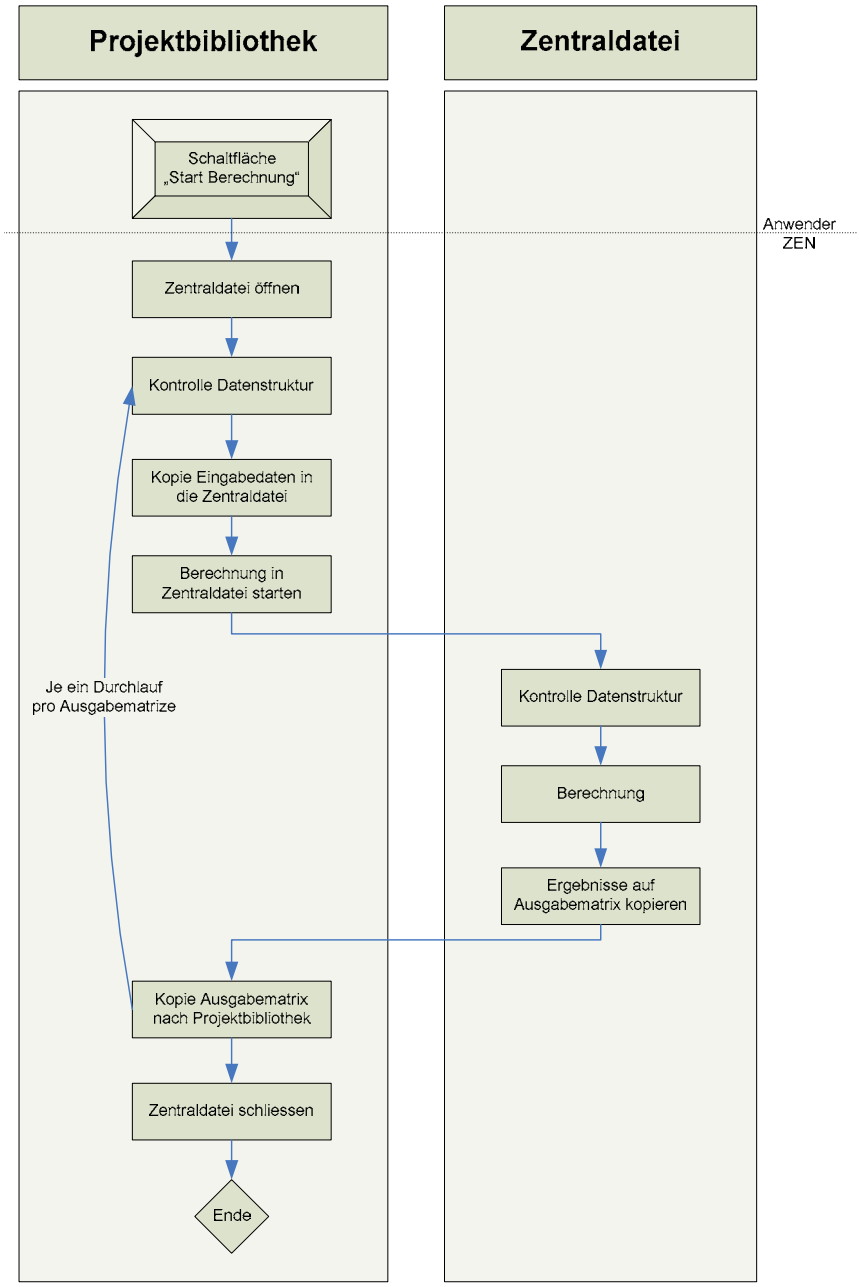

Abbildung 4-4: *Schematischer Programmablauf im ZEN*

Das ZEN ermöglicht somit die Berechnung und den Vergleich mehrerer verschiedener Szenarien in einem Projekt durch Variation der Parameter. Hierdurch ergibt sich nach und nach eine zunehmende Anzahl von Datensätzen, die die entsprechende Projektbibliothek füllen. Diese kann für detailliertere Untersuchungen Verwendung finden oder als Grundlage für spätere Aufbaustudien dienen. Entsprechendes gilt für die sekundären Berechnungs- und Transformationsdateien.

4.6 Abbildung der relevanten Einflussgrößen

Gemäß der erläuterten Datenstruktur finden alle relevanten Daten, angefangen von der Endenergie bis hin zu Nutzungsgraden im Umwandlungssektor, in separaten Datensätzen Eingang in die Berechnung. Im Folgenden werden die verschiedenen Datensätze näher erläutert. In Klammern sind hierbei die programminternen Bezeichnungen der Datenkategorien (siehe hierzu auch Kapitel 4.2.3) ergänzend angegeben.

Die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs (EE) stellt die Basis der energetischen Berechnungen im ZEN dar. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs wurde anhand eigener Berechnungen bis 2050 fortgeschrieben. Die Aufbereitung der Daten und deren Fortschreibung anhand geeigneter Bedarfsdeterminanten erfolgt in sekundären Berechnungsdateien.

Ein analoges Vorgehen wurde zur Entwicklung geeigneter Datensätze für nichtenergetischen Verbrauch (NEV), Leitungs- und Fackelverluste (LFV) und den Eigenbedarf des Umwandlungssektors (EB) gewählt. Die Verwendung gleicher Quellen garantiert hierbei Konsistenz bei der Fortschreibung der Annahmen und somit der energetischen Entwicklung. In der Folge stellt dies schließlich die Geschlossenheit des Modells sicher. Auch hier erfolgte die Aufbereitung der Daten in sekundären Dateien.

Zur hinreichend genauen Abbildung der Vorgänge im Umwandlungssektor (US) ist die Kenntnis des Energieträgersplitts in ausreichender Detailtiefe erforderlich. Hierzu ist eine sekundäre Datei erforderlich, da sich das zur Berechnung notwendige Datenvolumen vervielfacht. Energieträger, die keiner Umwandlung unterliegen, werden hier separiert und nachfolgend unverändert zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs zur Verfügung gestellt.

Der Datensatz für den Nutzungsgrad im Umwandlungsbereich (UNG) wurde, aus den bereits erläuterten Gründen, auf Basis derselben Quellen erstellt.

Das Berechnungsergebnis gibt – unter Verwendung aller Datensätze – schließlich den Umwandlungseinsatz (UE) wieder. Durch Addition des Umwandlungseinsatzes und der zuvor separierten Energieträger ergibt sich schließlich der Primärenergieverbrauch (PEV).

5 Analyse des derzeitigen Endenergieverbrauchs

Im Folgenden werden die Entwicklungstrends bezüglich energietechnischer und gesellschaftlicher Parameter analysiert. Ausgangspunkt hierfür ist die aktuelle Endenergiebilanz, die die Verwendung der Energieträger nach der Umwandlung zur unmittelbaren Erzeugung der Nutzenergie, aufgeteilt nach bestimmten Verbrauchergruppen und Anwendungsarten, darstellt. Diese ist Basis für die Berechnung des Status-Quo des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und der resultierenden CO_2-Emissionen. Darüber hinaus wird aus diesen Daten der gegenwärtige Nutzenergiebedarf ermittelt.

Auf der Grundlage der Statistiken des „Arbeitskreises Energiebilanzen“ und anderer Quellen soll aus der Endenergiebilanz eine Nutzenergiebilanz abgeleitet werden. Um eine gute Grundlage für die späteren Arbeitsschritte zu schaffen, wird zunächst an Hand einer Daten- und Informationserhebung der Endenergieverbrauch 2003 nach Verbrauchersektoren (Industrie, Haushalte, Verkehr, GHD), Anwendungszwecken (Prozesswärme, Raumwärme, Warmwasser, mechanische Energie, Beleuchtung und IuK) und Energieträgern (z. B. Kohle, Gas, Öl, Kraftstoffe, Fern- und Nahwärme, Strom und Sonstige) ermittelt; ein Quervergleich verschiedener Quellen soll dazu dienen, die Datengrundlage zu festigen.

5.1 Vorgehensweise

In diesem Arbeitspunkt wird mittels Daten- und Informationserhebung zunächst der Endenergieverbrauch 2003 nach Verbrauchersektoren, Anwendungszwecken und Energieträgern ermittelt.

In **Abbildung 5-1** sind einige Quellen zusammengestellt, die für die Ermittlung des Endenergieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2003 herangezogen wurden.

Abbildung 5-1: *Zusammenstellung verschiedener Quellen zur Ermittlung des Endenergieverbrauchs in Deutschland*

Bei der Datenerhebung wurden zunächst Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen /AGEB 04/, unterteilt nach Verbrauchssektoren, Anwendungszwecken und Endenergieträgern, ermittelt. Diese Daten, die auch durch den Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V. jährlich in einer Endenergiebilanz veröffentlicht werden /VDEW 05/, /VDEW 03/, /VDEW 02/, wurden detailliert analysiert und für eine optimale Nutzung innerhalb des Modells aufbereitet.

Dabei wurden zum einen zusätzliche Informationen zum Endenergieeinsatz im Bereich „Information und Kommunikation“ berücksichtigt. Zum anderen wurde die Zuordnung des Energieverbrauchs an die Bereiche GHD und Haushalte angepasst, da es im Allgemeinen so ist, dass der Energieeinsatz von Heizöl und Fernwärme in gemischt genutzten Gebäuden den Haushalten zugeordnet wird. Daher ist der Verbrauch zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung in diesem Sektor vermutlich um etwa 76 PJ zu hoch angesetzt. Bei der Erstellung der Endenergiebilanz (siehe Kapitel 5.2) wurde daher eine Korrektur dieser Zuteilung durchgeführt, so dass die Werte der Endenergieverbräuche in den Sektoren GHD und Haushalte von anderen veröffentlichten Zahlen abweichen.

Darüber hinaus wurde eine Temperaturbereinigung für den Anteil des Endenergieeinsatzes zur Raumwärmebereitstellung durchgeführt, um für die Zukunft eine konsistente Datenbasis zu schaffen.

Für den Quervergleich und zur Ergänzung der Datenbasis wurden darüber hinaus Informationen der europäischen Statistikbehörde EUROSTAT /EUS 05/, sowie des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle /BAFA 04/ herangezogen. Um den Einsatz an Mineralölen oder Kohle vergleichend darzustellen, wurden abschließend

Daten vom Mineralölwirtschaftsverband /MWV 05/ sowie aus der Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. /SKW 05/ verwendet.

5.2 Gesamtendenergieverbrauch

In der Endenergiebilanz für 2003 (siehe **Tabelle 5-1**) ist der Endenergieverbrauch unterteilt nach den Verbrauchssektoren (Industrie (Produzierendes Gewerbe und übriger Bergbau), Haushalte, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung (inkl. Militär)), den Anwendungszwecken (Prozesswärme, Raumwärme, Warmwasser, mechanische Energie, Beleuchtung, Information und Kommunikation) und den Endenergieträgern (Kohle, Gase, Mineralöle, Kraftstoffe, Fern- und Nahwärme, Strom und Sonstige) dargestellt.

Die Daten wurden aus der Endenergiebilanz für Deutschland /VDEW 05/ entnommen, die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) erstellt wurde. Dabei wurde der Stromverbrauch von elektrisch betriebenen Waschmaschinen und Geschirrspülmaschinen bei der Warmwasserversorgung erfasst. Der Anwendungsbereich „Sonstige Prozesswärme“ umfasst im Wesentlichen die Wärme für Fertigungsprozesse in Industrie und GHD (z. B. Elektrolyse bei der Herstellung von NE-Metallen). Zur „Sonstigen Prozesswärme“ werden darüber hinaus auch Wärmeprozesse im privaten Haushalt, wie etwa die Lebensmittelzubereitung, gezählt.

Der Endenergieverbrauch zum Kühlen und Gefrieren wird in der vorliegenden Tabelle der mechanischen Energie zugeordnet. Der Endenergieverbrauch für die Klimatisierung ist unter Raumwärme angegeben. Der Verbrauch für Klimaanlagen in Kraftfahrzeugen wird dagegen im Wesentlichen unter mechanischer Energie erfasst. Zur Information und Kommunikation zählen neben den Geräten der Unterhaltungselektronik die EDV-Geräte einschließlich der Peripherie sowie Telekommunikationsgeräte.

Die Angaben in der Industrie basieren weitgehend auf den Angaben der Betriebe und Unternehmen mit mehr als 20 Beschäftigten. Zur Abgrenzung wird die Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ93) herangezogen. Der Energieverbrauch im Bereich „Verkehr“ gliedert sich in die Sektoren Schienenverkehr, Straßenverkehr, Luftverkehr und Binnenschifffahrt. Für diesen Bereich sind nur Teile durch statistische Erhebungen erfasst.

Im Sektor Haushalte sind nach Schätzungen der AGEB etwa 76,2 PJ bei der Raumwärme zuviel verbucht, davon entfallen etwa 64,5 PJ auf leichtes Heizöl und 11,7 PJ auf Fernwärme. Bei diesen Energiemengen handelt es sich um die Beheizung von Gewerbeflächen in gemischt genutzten Wohngebäuden. Daher wurden diese Werte in Tabelle 5-1 dem Sektor GHD zugeschrieben.

Tabelle 5-1: *Endenergieeinsatz 2003 in Deutschland nach Verbrauchersektoren und Anwendungsbereichen /AGEB 04/, /VDEW 05/, /eigene Berechnungen/*

Endenergieeinsatz 2003	Kohle	Heizöl EL	Heizöl S	Kraftstoffe	Petrolkoks	Erdgas	Gas Öl	Gas Kohle	Strom	Fernwärme	Sonstige	Gesamt
	in PJ											
Industrie												
Raumwärme	5.9	52.8	11.7	-	0.0	117.2	0.0	0.0	2.9	29.3	0.0	**219.8**
Warmwasser	2.9	2.9	0.0	-	0.0	8.8	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	**17.6**
sonst. Prozesswärme	378.1	26.4	82.1	-	11.7	638.9	32.2	102.6	193.4	32.2	14.7	**1512.3**
Wärme gesamt	*386.9*	*82.1*	*93.8*	-	*11.7*	*764.9*	*32.2*	*102.6*	*199.3*	*61.5*	*14.7*	***1749.7***
mechanische Energie	0.0	0.0	2.9	-	0.0	5.9	0.0	5.9	483.6	0.0	0.0	**498.2**
Beleuchtung	0.0	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	41.0	0.0	0.0	**41.0**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	32.2	0.0	0.0	**32.2**
Summe	**386.9**	**82.1**	**96.7**	**-**	**11.7**	**770.8**	**32.2**	**108.4**	**756.1**	**61.5**	**14.7**	**2321.2**
GHD												
Raumwärme	8.8	284.3	-	0.0	-	340.0	-	-	38.1	102.6	0.0	**773.7**
Warmwasser	0.0	23.4	-	0.0	-	55.7	-	-	58.6	14.7	0.0	**152.4**
sonst. Prozesswärme	0.0	49.8	-	0.0	-	123.1	-	-	58.6	0.0	2.9	**234.5**
Wärme gesamt	*8.8*	*357.6*	-	*0.0*	-	*518.8*	-	-	*155.3*	*117.2*	*2.9*	***1160.6***
mechanische Energie	0.0	0.0	-	111.4	-	0.0	-	-	199.3	0.0	0.0	**310.7**
Beleuchtung	0.0	0.0	-	0.0	-	2.9	-	-	93.8	0.0	0.0	**96.7**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	-	0.0	-	0.0	-	-	38.1	0.0	0.0	**38.1**
Summe	**8.8**	**357.6**	**-**	**111.4**	**-**	**521.7**	**-**	**-**	**486.5**	**117.2**	**2.9**	**1606.1**
Haushalte												
Raumwärme	26.4	638.9	-	-	-	946.6	-	-	87.9	134.8	184.6	**2019.3**
Warmwasser	2.9	61.5	-	-	-	149.5	-	-	76.2	14.7	11.7	**316.5**
sonst. Prozesswärme	0.0	0.0	-	-	-	17.6	-	-	93.8	0.0	5.9	**117.2**
Wärme gesamt	*29.3*	*700.5*	-	-	-	*1113.7*	-	-	*257.9*	*149.5*	*202.2*	***2453.1***
mechanische Energie	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-	-	152.4	0.0	2.9	**155.3**
Beleuchtung	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-	-	41.0	0.0	0.0	**41.0**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-	-	49.8	0.0	0.0	**49.8**
Summe	**29.3**	**700.5**	**-**	**-**	**-**	**1113.7**	**-**	**-**	**501.2**	**149.5**	**205.2**	**2699.3**
Verkehr												
Raumwärme	-	-	-	8.8	-	-	-	-	2.9	-	0.0	**11.7**
Warmwasser	-	-	-	0.0	-	-	-	-	0.0	-	0.0	**0.0**
sonst. Prozesswärme	-	-	-	0.0	-	-	-	-	0.0	-	0.0	**0.0**
Wärme gesamt	-	-	-	*8.8*	-	-	-	-	*2.9*	-	*0.0*	***11.7***
mechanische Energie	-	-	-	2488.2	-	-	-	-	49.8	-	23.4	**2561.5**
Beleuchtung	-	-	-	8.8	-	-	-	-	2.9	-	0.0	**11.7**
Information/Kommunikation	-	-	-	5.9	-	-	-	-	2.9	-	0.0	**8.8**
Summe	**-**	**-**	**-**	**2511.7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**58.6**	**-**	**23.4**	**2593.8**
Gesamt												
Raumwärme	41.0	976.0	11.7	8.8	0.0	1403.9	0.0	0.0	131.9	266.7	184.6	**3024.6**
Warmwasser	5.9	87.9	0.0	0.0	0.0	213.9	0.0	0.0	137.7	29.3	11.7	**486.5**
sonst. Prozesswärme	378.1	76.2	82.1	0.0	11.7	779.6	32.2	102.6	345.8	32.2	23.4	**1864.0**
Wärme gesamt	*425.0*	*1140.1*	*93.8*	*8.8*	*11.7*	*2397.4*	*32.2*	*102.6*	*615.5*	*328.2*	*219.8*	***5375.1***
mechanische Energie	0.0	0.0	2.9	2599.6	0.0	5.9	0.0	5.9	885.1	0.0	26.4	**3525.8**
Beleuchtung	0.0	0.0	0.0	8.8	0.0	2.9	0.0	0.0	178.8	0.0	0.0	**190.5**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	0.0	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	123.1	0.0	0.0	**129.0**
Summe	**425.0**	**1140.1**	**96.7**	**2623.1**	**11.7**	**2406.2**	**32.2**	**108.4**	**1802.4**	**328.2**	**246.2**	**9220.3**

Ein Vergleich des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zeitraum 1999 bis 2003 zeigt speziell bei Gas und Öl einen deutlich alternierenden Verlauf, während sich bei den übrigen jeweils eine deutliche Tendenz abzeichnet (siehe **Abbildung 5-2**). Öl und Gas wird überwiegend zur Raumwärmebereitstellung verwendet. Eine Gegenüberstellung der Gradtagszahlen für Würzburg (deutsches Referenzklima) zeigt entsprechend eine Korrelation mit dem Endenergieeinsatz der beiden Energieträger (siehe **Tabelle 5-2**). Daher wurde der Endenergieeinsatz zur Raumwärmebereitstellung aus Tabelle 5-1 temperaturbereinigt (Ergebnis siehe **Tabelle 5-3**).

Tabelle 5-2: *Gradtagszahlen für Würzburg (G20/15) und deren Verhältnis zum langjährigen Mittel /IWU 06/*

	Gradtagszahl in Kd	Verhältnis
1995	3704	0.992
1996	4209	1.127
1997	3622	0.970
1998	3525	0.944
1999	3416	0.915
2000	3261	0.873
2001	3612	0.967
2002	3401	0.911
2003	3510	0.940
2004	3623	0.970
langj. Mittel	3735	--

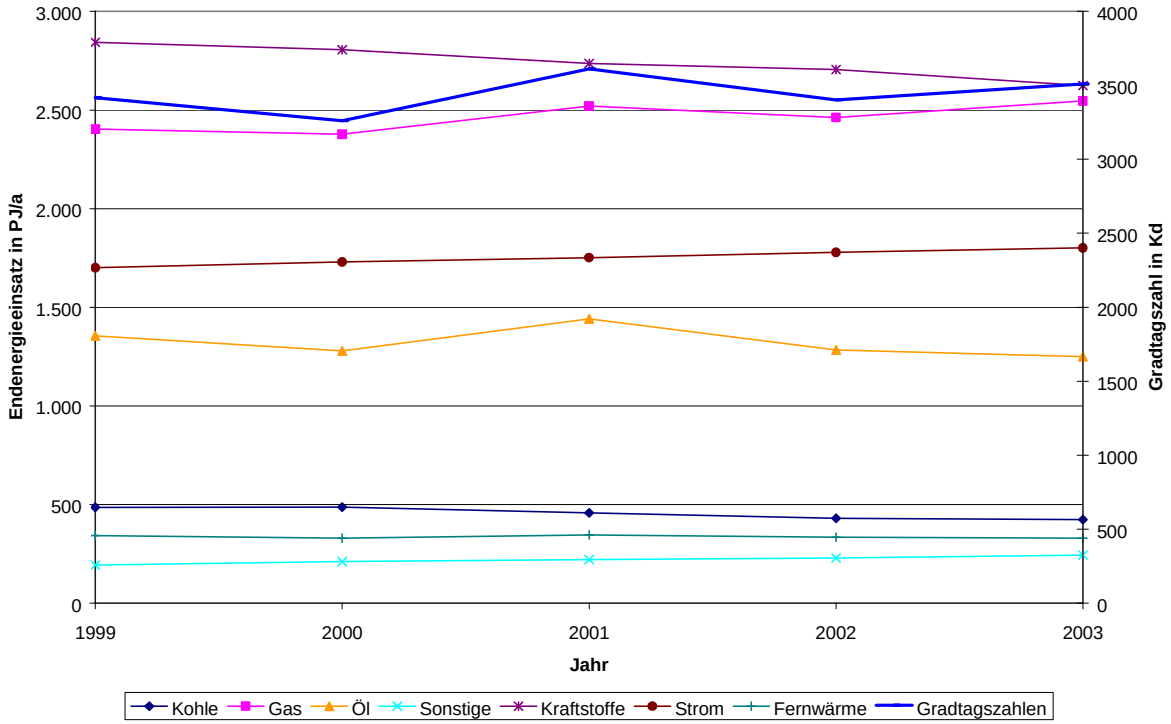

Abbildung 5-2: *Verlauf des Endenergieeinsatzes in Deutschland nach Endenergieträgern im Vergleich zu den Gradtagszahlen für Würzburg /GEI 01/ bis /GEI 05/, /IWU 06/*

Tabelle 5-3: *Temperaturbereinigter Endenergieeinsatz 2003 in Deutschland nach Verbrauchersektoren und Anwendungsbereichen /AGEB 04/, /VDEW 05/, /eigene Berechnungen/*

Endenergieeinsatz 2003	Kohle	Heizöl EL	Heizöl S	Kraftstoffe	Petrolkoks	Erdgas	Gas Öl	Gas Kohle	Strom	Fernwärme	Sonstige	Gesamt
	in PJ											
Industrie												
Raumwärme	6.2	56.1	12.5	-	0.0	124.7	0.0	0.0	3.1	31.2	0.0	**233.8**
Warmwasser	2.9	2.9	0.0	-	0.0	8.8	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	**17.6**
sonst. Prozesswärme	378.1	26.4	82.1	-	11.7	638.9	32.2	102.6	193.4	32.2	14.7	**1512.3**
Wärme gesamt	*387.2*	*85.4*	*94.5*	-	*11.7*	*772.4*	*32.2*	*102.6*	*199.5*	*63.4*	*14.7*	***1763.7***
mechanische Energie	0.0	0.0	2.9	-	0.0	5.9	0.0	5.9	483.6	0.0	0.0	**498.2**
Beleuchtung	0.0	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	41.0	0.0	0.0	**41.0**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	32.2	0.0	0.0	**32.2**
Summe	**387.2**	**85.4**	**97.5**	**-**	**11.7**	**778.3**	**32.2**	**108.4**	**756.3**	**63.4**	**14.7**	**2335.2**
GHD												
Raumwärme	9.4	302.4	-	0.0	-	361.7	-	-	40.5	109.1	0.0	**823.1**
Warmwasser	0.0	23.4	-	0.0	-	55.7	-	-	58.6	14.7	0.0	**152.4**
sonst. Prozesswärme	0.0	49.8	-	0.0	-	123.1	-	-	58.6	0.0	2.9	**234.5**
Wärme gesamt	*9.4*	*375.7*	-	-	-	*540.5*	-	-	*157.8*	*123.8*	*2.9*	***1210.0***
mechanische Energie	0.0	0.0	-	111.4	-	0.0	-	-	199.3	0.0	0.0	**310.7**
Beleuchtung	0.0	0.0	-	0.0	-	2.9	-	-	93.8	0.0	0.0	**96.7**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	-	0.0	-	0.0	-	-	38.1	0.0	0.0	**38.1**
Summe	**9.4**	**375.7**	**-**	**111.4**	**-**	**543.4**	**-**	**-**	**488.9**	**123.8**	**2.9**	**1655.5**
Haushalte												
Raumwärme	28.1	679.7	-	-	-	1007.1	-	-	93.5	143.4	196.4	**2148.2**
Warmwasser	2.9	61.5	-	-	-	149.5	-	-	76.2	14.7	11.7	**316.5**
sonst. Prozesswärme	0.0	0.0	-	-	-	17.6	-	-	93.8	0.0	5.9	**117.2**
Wärme gesamt	*31.0*	*741.2*	-	-	-	*1174.1*	-	-	*263.5*	*158.1*	*214.0*	***2582.0***
mechanische Energie	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-	-	152.4	0.0	2.9	**155.3**
Beleuchtung	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-	-	41.0	0.0	0.0	**41.0**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-	-	49.8	0.0	0.0	**49.8**
Summe	**31.0**	**741.2**	**-**	**-**	**-**	**1174.1**	**-**	**-**	**506.8**	**158.1**	**216.9**	**2828.2**
Verkehr												
Raumwärme	-	-	-	9.4	-	-	-	-	3.1	-	0.0	**12.5**
Warmwasser	-	-	-	0.0	-	-	-	-	0.0	-	0.0	**0.0**
sonst. Prozesswärme	-	-	-	0.0	-	-	-	-	0.0	-	0.0	**0.0**
Wärme gesamt	-	-	-	*9.4*	-	-	-	-	*3.1*	-	*0.0*	***12.5***
mechanische Energie	-	-	-	2488.2	-	-	-	-	49.8	-	23.4	**2561.5**
Beleuchtung	-	-	-	8.8	-	-	-	-	2.9	-	0.0	**11.7**
Information/Kommunikation	-	-	-	5.9	-	-	-	-	2.9	-	0.0	**8.8**
Summe	**-**	**-**	**-**	**2512.3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**58.8**	**-**	**23.4**	**2594.5**
Gesamt												
Raumwärme	43.7	1038.3	12.5	9.4	0.0	1493.5	0.0	0.0	140.3	283.7	196.4	**3217.6**
Warmwasser	5.9	87.9	0.0	0.0	0.0	213.9	0.0	0.0	137.7	29.3	11.7	**486.5**
sonst. Prozesswärme	378.1	76.2	82.1	0.0	11.7	779.6	32.2	102.6	345.8	32.2	23.4	**1864.0**
Wärme gesamt	*427.6*	*1202.4*	*94.5*	*9.4*	*11.7*	*2487.0*	*32.2*	*102.6*	*623.9*	*345.3*	*231.6*	***5568.1***
mechanische Energie	0.0	0.0	2.9	2599.6	0.0	5.9	0.0	5.9	885.1	0.0	26.4	**3525.8**
Beleuchtung	0.0	0.0	0.0	8.8	0.0	2.9	0.0	0.0	178.8	0.0	0.0	**190.5**
Information/Kommunikation	0.0	0.0	0.0	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	123.1	0.0	0.0	**129.0**
Summe	**427.6**	**1202.4**	**97.5**	**2623.6**	**11.7**	**2495.8**	**32.2**	**108.4**	**1810.9**	**345.3**	**258.0**	**9413.4**

In den folgenden Kapiteln werden die Anwendungsbilanzen der einzelnen Sektoren detailliert erläutert.

5.3 Analyse des Sektors Haushalte

5.3.1 Definition und Abgrenzung des Sektors Haushalte

Die in dieser Studie verwendete Definition der Haushalte lehnt sich an die Definition des Statistischen Bundesamtes im Statistischen Jahrbuch 2005 an. Dort wird ein Haushalt wie folgt definiert.

Haushalt (Privathaushalt): Zusammenwohnende und eine wirtschaftliche Einheit bildende Personengemeinschaft sowie Personen, die alleine wohnen und wirtschaften. Zum Haushalt können verwandte und familienfremde Personen gehören (z. B. Hauspersonal). Anstalten gelten nicht als Haushalte, können aber Privathaushalte beherbergen (z. B. Haushalt des Anstaltsleiters). Haushalte mit mehreren Wohnungen werden u. U. mehrfach gezählt. /AGEB 03/

Zusammenhang Gebäude – Wohnung – Haushalt
Entsprechend der Definition von Haushalten wird in dieser Studie vorgegeben, dass sich je ein Haushalt in einer Wohnung befindet. Die Anzahl der Haushalte entspricht daher der Zahl der Wohnungen. Zudem wird folgende Zuordnung festgelegt:

- In einem Einfamilienhaus befindet sich eine Wohnung und damit ein Haushalt
- In einem Zweifamilienhaus befinden sich zwei Wohnungen und damit zwei Haushalte
- In einem Mehrfamilienhaus befinden sich drei oder mehr Wohnungen und daher drei oder mehr Haushalte

Abgrenzung des Sektors Haushalte
Haushalten werden mit Ausnahme des Kraftstoffverbrauchs privater Fahrzeuge alle Energieverbräuche privater Natur zugeordnet. Wie später im Berichtsteil des Sektors Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) im Detail beschrieben wird, gibt es von Seiten der Haushalte nur wenige Berührungspunkte mit anderen Sektoren. Überschneidungen treten primär mit dem Sektor GHD auf.

Ein Beispiel: Wird in einem Mehrfamilienwohnhaus mit zentraler Raumwärmebereitstellung ein kleiner Teil gewerblich genutzt (Arbeitszimmer oder eine kleine Arztpraxis), so wird dieser gewerbliche Anteil im Sektor Haushalte bilanziert. Umgekehrt gibt es auch Energieverbräuche privater Natur, die in Gewerbebauten fälschlicherweise nicht dem Sektor Haushalte zugerechnet werden. Dies gilt für den Endenergieverbrauch des Referenzjahres 2003. In den Szenarien 1 bis 3 dieser Studie wird jedoch von einem wachsenden Anteil an Heimarbeitsplätzen ausgegangen. Das heißt, dass sich die Arbeitsräumlichkeiten zwar örtlich in den Haushalten befinden, energiebilanztechnisch jedoch dem Sektor GHD zugeordnet werden.

Im Allgemeinen gilt: Da die erforderlichen Daten in der nötigen Detailtiefe von den statistischen Ämtern nicht erhoben werden, ist eine scharfe Abgrenzung der Sektoren praktisch nicht möglich. Kleine Fehler, die das Endergebnis in nur geringer und damit annehmbarer Weise beeinflussen, werden somit bewusst akzeptiert.

Neben den Zuordnungsschwierigkeiten des Energieverbrauchs zu den einzelnen Sektoren gibt es auch bei der Bereitstellung von Energieträgern Überschneidungen. Durch

die in dieser Studie durchgeführte enge Abstimmung der einzelnen Sektoren untereinander wird eine Doppelbilanzierung ausgeschlossen. Die Daten wurden für die weitere Untersuchung bilanzbereinigt.

5.3.2 Datenlage und methodisches Vorgehen

Grundlegende Daten über den Sektor Haushalte werden teilweise von amtlicher Seite erfasst. Da die Statistiken nicht den nötigen Umfang und die erforderliche Detailtiefe aufweisen, werden diese Daten mit Sekundärquellen und Informationen aus hauseigenen Studien verknüpft.

Nach einer umfangreichen und kritischen Recherche konnten folgende Studien als belastbare und zuverlässige Datenquellen identifiziert werden:

Für die Entwicklung der Gebäude- und Wohnflächenbestände werden insbesondere die Statistischen Jahrbücher des Bundesamtes für Statistik in Wiesbaden und Informationen des IFO-Institutes in München /IFO 06/ als Quellen herangezogen. Die Heizkesseldaten beruhen zudem auf der Mikrozensus Zusatzerhebung 2002 des Statistischen Bundesamtes /MIK 06/, der Schornsteinfegererhebung des Bundesverbandes des Schornsteinfegerhandwerks /ZIV 07/ und den Studien des Verbundprojektes ISOTEG, an denen die FfE maßgeblich beteiligt war /ISO 00/.

In den folgenden Kapiteln wird jede Anwendungsart einzeln untersucht. Es erfolgt vorerst jeweils eine Feststellung des Ist-Zustandes im Jahr 2003 und eine Auswertung von vorhandenen historischen Daten.

5.3.2.1 Raumwärme

Abbildung 5-3 zeigt die Energiekette für die Raumwärmeversorgung. Rot markiert sind die Bereiche, in denen zukünftig maßgebende Veränderungen zu erwarten sind und die dementsprechend im Detail untersucht werden.

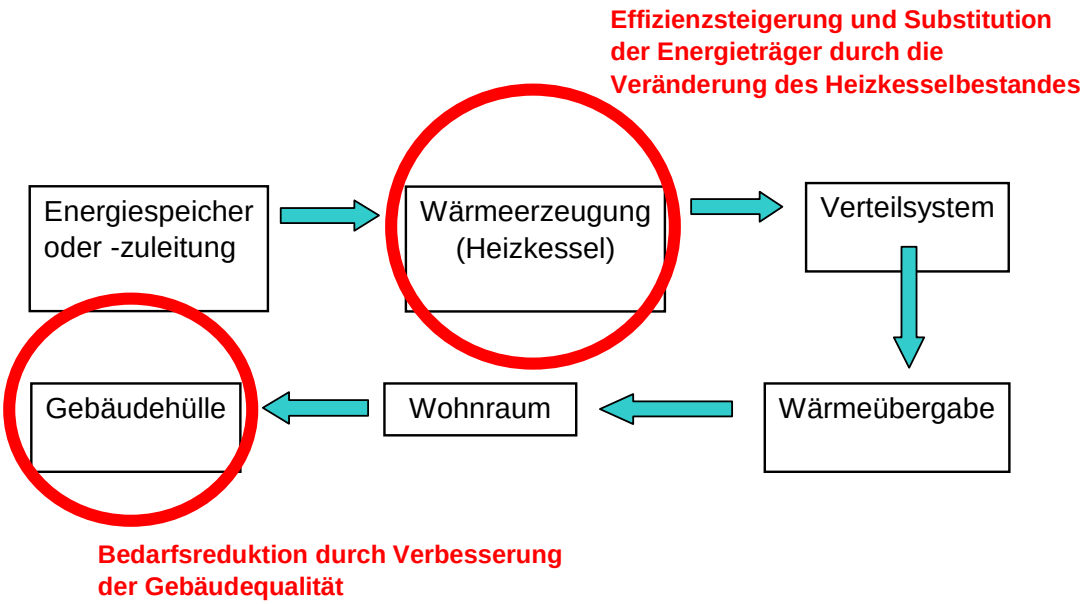

Abbildung 5-3: *Energiekette für die Raumwärmeversorgung /eigene Darstellung/*

Bedarfsreduktion/Gebäudequalität
Aufbauend auf statistischen Erhebungen zum Wohngebäudebestand und der Wärmeerzeugungsstruktur in deutschen Haushalten erfolgt eine Prognose des Wärmebedarfs im Sektor Haushalte. Aus den Basisdaten der Statistischen Jahrbücher und des IFO-Institutes werden Bestandsverläufe für den gesamten Betrachtungszeitraum 2003 bis 2050 entwickelt /IFO 06/. Teilweise ist dazu auch ein genaues Studium der historischen Zahlen erforderlich. Diese Daten spielen insbesondere bei der Berücksichtigung von Lebensdauern und Austauschzyklen eine entscheidende Rolle.

Ziel ist es, die Wohngebäudeanzahl und die darin enthaltenen Wohnflächen jeweils aufgeschlüsselt in Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser für die Jahre 2003 bis 2050 zu ermitteln. Diese Daten dienen als Grundlage zur Einteilung der Gebäude in Baualtersklassen und Ensemblegebäudeklassen und im nächsten Schritt zur Wärmebedarfsermittlung der Wohngebäude in diesem Zeitraum.

Wohngebäudebestand
Der Gebäudebestand jedes Jahres enthält Häuser aller Baualtersklassen und unterschiedlicher Gebäudequalität. Durch die Einteilung des Bestandes in Klassen kann jedem Gebäude ein Qualitätsstandard zugeordnet werden, womit auch gleichzeitig der spezifische Energiebedarf des Gebäudes festgelegt wird. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der Gebäudebestand einer Sanierungsrate unterliegt – dass also laufend Häuser neu errichtet werden und dass jährlich auch ein Teil des Bestandes abgerissen wird. Um eine möglichst hohe Genauigkeit zu erreichen, werden in dieser Studie auch denkmalgeschützte Wohngebäude berücksichtigt. Im Jahr 2003 betrug deren Bestand rund 300.000.

Effizienzsteigerung und Änderung des Energieträgermixes
Basierend auf den Gebäudebestandszahlen und aus Daten vorhandener Studien wird der Bestand an Heizsystemen ermittelt. Der Gebäudebestand muss dazu teilweise in größerer Detailtiefe als bisher nötig dargestellt werden. Für die Ermittlung der Altersstruktur der Systeme, aufgeschlüsselt nach Energieträgern, wird eine Systemsterblichkeit in Abhängigkeit vom Alter angenommen. Durch die Festlegung von Austauschwahrscheinlichkeiten und Zubauraten kann der Heizkesselbestand bis zum Jahre 2050 fortgeschrieben werden.

5.3.2.2 Warmwasser

Der überwiegende Teil der Prozesswärme wird in Haushalten für die Bereitung von Warmwasser eingesetzt. Ein großer Teil des Warmwassers wird parallel zur Raumwärme mit demselben System bereitet.

Die wohnflächenspezifischen Warmwasserbedarfswerte für die einzelnen Gebäudeklassen bis zum Jahr 2000 werden aus der ISOTEG – Studie (Teilprojekt „Potenzialabschätzung“) übernommen /ISO 00/. Durch eine Hochrechnung auf die gesamte Wohnfläche kann, ausgehend von diesen Daten, der gesamte Warmwasserverbrauch ermittelt werden. Die weitere Berechnung basiert auf der Prognose zur Bevölkerungsentwicklung bis zum Jahr 2050 durch das statistische Bundesamt bzw. das ifo-Institut, da sich der Warmwasserbedarf direkt proportional zur Bevölkerungszahl entwickelt. Dementsprechend müssen die flächenbezogenen Verbrauchsdaten auf den Verbrauch pro Kopf umgerechnet werden. Der Pro-Kopf-Verbrauch wird als konstant festgelegt, da der

geringe Mehrverbrauch, hervorgerufen durch die zunehmende Zahl von Wellnessanwendungen, im weitesten Sinne durch Einsparungen aufgrund besserer Technik (effizientere Thermostate, wassersparende Zapfstellen etc.) kompensiert wird. Der jährlich ermittelte Gesamtenergiebedarf für die Warmwasserbereitung wird für die weiteren Untersuchungen dann wiederum auf die Wohnflächen bezogen.

Abbildung 5-4 zeigt die Energiekette für die Bereitstellung von Warmwasser. Rot markiert sind die Bereiche, in denen zukünftig maßgebende Veränderungen zu erwarten sind und die dementsprechend im Detail untersucht werden.

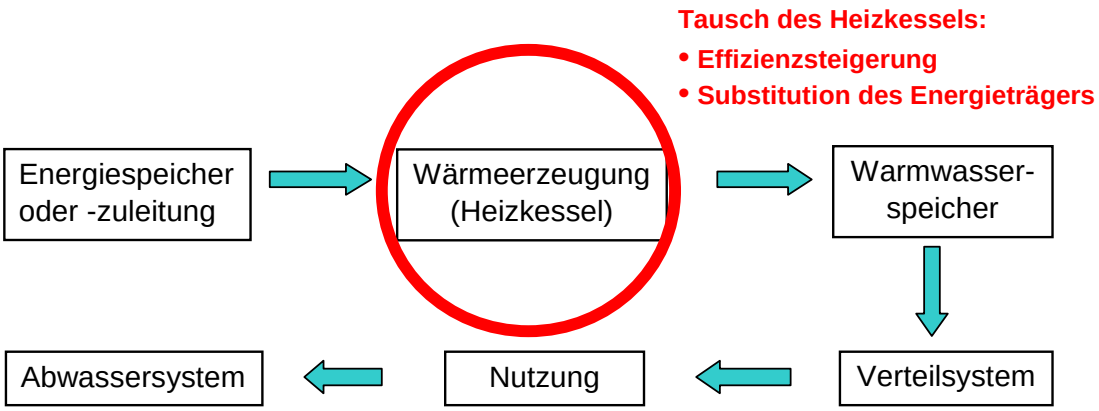

Abbildung 5-4: *Energiekette für die Warmwasserversorgung /eigene Darstellung/*

5.3.2.3 Prozesswärme

In den Haushalten wird Prozesswärme, abgesehen von Erdgas, primär durch elektrische Energie erzeugt. Beispiele dafür sind das Kochen, Trocknen, Fönen etc. Der Energieverbrauch hängt neben der Effizienz der Geräte von der Anzahl und Größe der Haushalte und von deren Ausstattungsgrad bzw. von der Bevölkerungsentwicklung ab. Dementsprechend wird auf bekannte Daten über die technische Ausstattung und den Energieverbrauch der Geräte in den Haushalten zurückgegriffen (vgl. /FFE 08/) und darauf aufbauend werden die Szenarien für die zu erwartende Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 entwickelt. In **Tabelle 5-4** sind die untersuchten Haushaltsgeräte und Kleingeräte, die Prozesswärme zur Verfügung stellen, aufgeführt.

Tabelle 5-4: *Betrachtete Gerätetypen*

Gerätetyp
Haushaltsgeräte
Elektroherd
Wäschetrockner
Kleingeräte
Toaster
Kaffeemaschine
Fön
Mikrowelle
Wasserkocher
Bügeleisen

5.3.2.4 Beleuchtung

Die Datengrundlage für die weiteren Untersuchungen bilden an der FfE vorhandene Daten (vgl. /FFE 08/), die eine Synthese einer Bottom-Up-Analyse des Leuchtmittelbestandes in deutschen Haushalten und Untersuchungen in Schweizer Haushalten (vgl. /GSH 07/) darstellen.

Grundlage für die Szenarienentwicklung ist die Tatsache, dass das menschliche Auge nicht die elektrische Leistung, sondern den von der Leuchte produzierten Lichtstrom wahrnimmt. Der Lichtstrom multipliziert mit der Zeit (Leuchtdauer) ergibt die benötigte Lichtmenge. Es wird angenommen, dass die Lichtmenge pro Person bis zum Jahr 2050 konstant bleibt. Der benötigte Lichtstrom wird vom Leuchtmittelbestand (Lampenmix) im Haushalt zur Verfügung gestellt und die dafür aufgewendete Energie wird fortgeschrieben. Die Endenergie, die auf den Beleuchtungssektor entfällt, hängt somit von der Bevölkerungsanzahl, der Effizienz der eingesetzten Leuchtmittel, dem Lampenmix und zu einem geringeren Anteil auch von der zu beleuchtenden Fläche ab.

Der Stromverbrauch des Jahres 2003 für Beleuchtungszwecke betrug in deutschen Haushalten rund 41 PJ, das sind etwa 8 % des gesamten Stromverbrauchs der Haushalte. In **Tabelle 5-5** sind die untersuchten Leuchtmitteltypen angeführt. LEDs sind noch nicht angeführt, da ihr Anteil am Gesamtleuchtmittelbestand im Jahr 2003 vernachlässigbar war.

Tabelle 5-5: *Betrachtete Leuchtmitteltypen*

Leuchtmitteltyp
Glühlampe
Energiesparlampe
Leuchtstofflampe
Halogenlampe

5.3.2.5 Mechanische Energie

Der Bedarf an Energie für mechanische Zwecke wird in Haushalten ausschließlich durch elektrische Energie gedeckt. Basis für den Ist-Zustand 2003 und für die weiteren Untersuchungen bildet eine umfassende Bottom-Up Analyse des Haushalts- und Kleingerätebestands aus der Studie /FFE 08/, aus der ebenfalls die Bestandszahlen und der Energiebedarf für Aufzüge und Pumpen stammen. Weiter stehen FfE-interne Daten und Statistiken zur Verfügung.

Der Strombedarf für mechanische Energie ist grundsätzlich von der Anzahl der Bewohner, der Anzahl und Größe der Haushalte und deren Ausstattungsgraden, sowie dem Gebäudebestand (Aufzüge und Pumpen) abhängig. In **Tabelle 5-6** sind die untersuchten Geräte aufgeführt.

Tabelle 5-6: *Betrachtete Gerätetypen im Anwendungsbereich mechanische Energie*

Gerätetyp
Pumpen
Heizkreispumpen
Zirkulationspumpen
Aufzüge
Eigenbedarf Brenner
Haushaltsgeräte
Gefriergerät
Kühlschrank
Kühl/Gefrierkombigerät
Kleingeräte
Küchenmaschine
Rührgerät
Mixer
Staubsauger
Dunstabzugshauben

5.3.2.6 Information und Kommunikation

Die Energie für den Bereich Information und Kommunikation wird ausschließlich durch Strom bereitgestellt. Die Ausgangsbasis bietet die Untersuchung des Gerätebestandes und der Energieverbräuche in den Studien /FFE 08/ und /SLM 05/, sowie FfE-interne Daten. Abhängig ist der Energieverbrauch im Sektor IuK grundsätzlich von der Geräteeffizienz, den Ausstattungsgraden bzw. der Anzahl der Haushalte und der Bevölkerungsentwicklung, wobei zusätzlich die Entwicklung der Heimarbeit berücksichtigt wird. In **Tabelle 5-7** sind die betrachteten Geräte des Sektors IuK dargestellt.

Tabelle 5-7: *Betrachtete Gerätetypen im Bereich IuK*

Gerätetypen				
Audio	**Fernseher**	**Player**	**Kommunikation**	**EDV**
Stereoanlage	CRT	Video	Telefon	PC
Kompaktanlage	LCD	DVD	Anrufbeantworter	Laptop
Radiowecker	Plasma		Faxgerät	Scanner
Radiorekorder	Empfangsinfrastruktur			Internetinfrastruktur
				Tintenstrahldrucker
				Laserdrucker
				CRT Monitor
				LCD Monitor

5.3.3 Endenergieverbrauch der betrachteten Bereiche

Erst seit dem Jahr 1995 werden die Bereiche Haushalte und GHD getrennt ausgewiesen, um die Transparenz zu erhöhen. In beiden Sektoren stehen Angaben zum Energieverbrauch nicht direkt zur Verfügung. Aus diesem Grund werden in den Energiebilanzen die Energielieferungen an diese beiden Verbrauchergruppen dem Energieverbrauch gleichgesetzt. Die Zuordnung energetischer Verbräuche und somit die Unterteilung in die Sektoren GHD und Haushalte beruht zu einem großen Teil auf Schätzungen und Hochrechnungen auf Basis von Markforschungsergebnissen /AGEB V/.

Dem Sektor Haushalte werden alle Energieverbräuche zugeordnet, die im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Energiedienstleistungen für private Zwecke anfallen. Ausgenommen sind hierbei Kraftstoffe zum Betrieb von Fahrzeugen, da diese bereits im Verkehrssektor bilanziert sind.

Im Sektor Haushalte werden hauptsächlich Gas, Öl, biogene Energieträger, Solar- und Umweltwärme, Strom sowie Fernwärme eingesetzt. In **Abbildung 5-5** ist der Endenergieverbrauch nach diesen Energieträgern in deutschen Haushalten dargestellt. Der Bedarf an Kohle spielt in diesem Sektor eine untergeordnete Rolle und ist zudem nach der politischen Entscheidung, die Kohlesubvention zurückzufahren, stark rückläufig. Kohle findet heute in Deutschland praktisch nur mehr in Einzelöfen, vor allem in den neuen Bundesländern, Verwendung. Daneben wird Kohle in herkömmlichen Holzöfen nur noch vereinzelt zur Verlängerung der Glutdauer zugefeuert. Der Anteil an Kohle wird aber auf die beschriebenen Einsatzbereiche beschränkt bleiben und aller Voraussicht nach nicht mehr zunehmen. Der Anteil an Kraftstoffen ist in Haushalten, abgesehen von Petroleum für Lampen, Anzündhilfen etc., praktisch null.

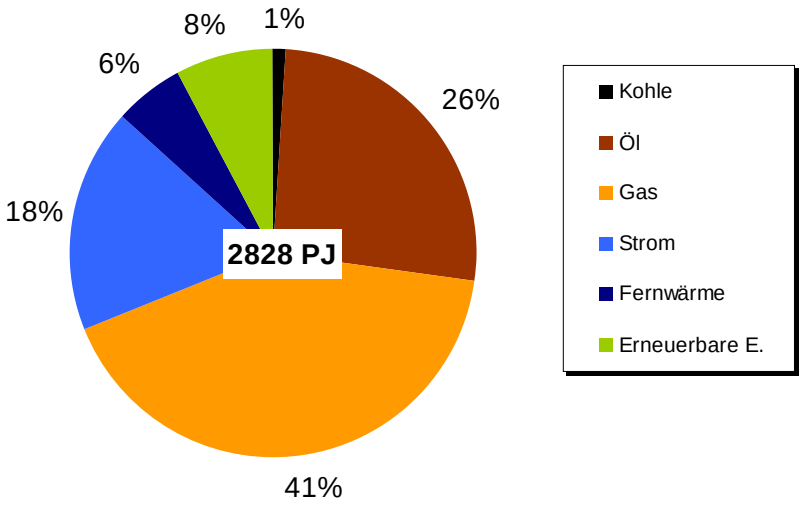

Abbildung 5-5: *Endenergieverbrauch in deutschen Haushalten 2003 nach Energieträgern /AGEB 03/, /eigene Berechnungen/*

Die Zahlenbasis für Abbildung 5-5 wurde gegenüber der Datenquelle /AGEB 03/ bilanz- und temperaturbereinigt. Die Bilanzbereinigung von 76 PJ wird aus dem Sektor Haushalte dem Sektor GHD im Bereich Raumwärme zugewiesen. Der Faktor für die Temperaturbereinigung des Raumwärmebedarfs des Referenzjahres 2003 wurde mit dem Berechnungstool /IWU 08/ ermittelt, welches auf Daten des deutschen Wetterdienstes basiert.

Der Endenergieverbrauch in deutschen Haushalten des Jahres 2003, nach Anwendungsbereichen, ist in **Abbildung 5-6** dargestellt. Die Bereiche Raumwärme und Prozesswärme (inkl. Warmwasser) haben einen Anteil von mehr als 91 % am gesamten Endenergieverbrauch. Aus diesem Grund werden diese Bereiche in der Studie eingehender untersucht als die verbleibenden Anwendungsbereiche.

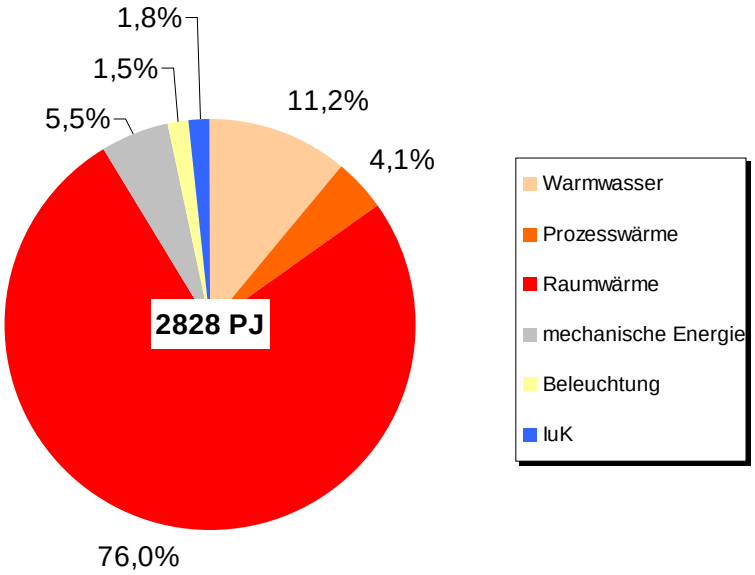

Abbildung 5-6: *Endenergieverbrauch in deutschen Haushalten 2003 nach Anwendungsbereichen /AGEB 03/, /eigenen Berechnungen/*

Raumwärme
Im Bezugsjahr 2003 wurde der Großteil der Endenergie für Raumwärme (2148 PJ) über Gas (1007 PJ) und Öl (680 PJ) bereitgestellt. Biogene Brennstoffe (196 PJ), Fernwärme (143 PJ) und Strom (94 PJ) sind weitere maßgebliche Energieträger zur Raumwärmebereitstellung. Der Anteil von Kohle (28 PJ) beträgt nur etwa 1 % und wird für die weitere Betrachtung vernachlässigt. Eine Senkung des Endenergieeinsatzes bei Raumwärme ist vor allem durch Verbesserung der Wärmedämmung möglich. Ein weiteres Potenzial besteht im Umstieg auf Heizsysteme mit höheren Nutzungsgraden (z. B. Brennwertnutzung).

Warmwasser
Warmwasser wird entweder über das Zentralheizungssystem, wie im Fall der öl-, gas- oder biogen befeuerten Kesselanlagen bzw. der Fernwärme, oder gesondert über elektrischen Strom (Elektroboiler) bereitet. Gasboiler sind nur mehr vereinzelt vorhanden, ebenso wie die Warmwasserbereitung über Kohleöfen. Warmwasser wurde im Jahr 2003 vor allem mit Gas (150 PJ), Strom (76 PJ) und Öl (62 PJ) bereitgestellt. Der Anteil an Fernwärme (15 PJ) und Warmwasserbereitung über biogen befeuerte Heizanlagen (12 PJ) nahm in den letzten Jahren stetig zu.

Prozesswärme
Prozesswärme im Haushalt, z. B. für Kochen, Bügeln etc., wird vor allem mit Gas (18 PJ) und Strom (94 PJ) bereitgestellt. Gas wird fast ausschließlich zum Kochen (Gasherd) verwendet, während sich Strom in Kochen (Elektroherd) und weitere Prozesswärme aufteilt. Biogene Brennstoffen werden beim Kochen vor allem in Beistellherden eingesetzt. Da deren Anteil sehr klein ist, wird dieser nicht weiter untersucht. Die darüber hinaus erzeugte Wärme in Beistellherden wird in der Raumwärme berücksichtigt.

Beleuchtung
Für Beleuchtung wurde im Jahr 2003 ausschließlich elektrische Energie (41 PJ) eingesetzt. Energieeinsparpotenziale bietet vor allem der Umstieg auf energiesparende Leuchtmittel (z. B. Kompaktleuchtstofflampen).

Mechanische Energie
Mechanische Energie im Haushalt (z. B. für Aufzüge, Heizkreis- und Zirkulationspumpen) wird nahezu ausschließlich durch elektrischen Strom (152 PJ) bereitgestellt. Verbesserungspotenziale liegen in einer verbesserten Regelung, höherer mechanischer Effizienz und optimaler Dimensionierung – insbesondere bei Heizkreis- und Zirkulationspumpen.

Information und Kommunikation
Die Energie für den Bereich Information und Kommunikation wird ausschließlich über Elektrizität (50 PJ) zur Verfügung gestellt. Effizienzerhöhungen in diesem Bereich werden durch den ständig wachsenden Anteil an Geräten für IuK überkompensiert.

Exemplarisch ist in **Abbildung 5-7** der Verbrauch an elektrischer Energie in deutschen Haushalten im Jahr 2003 dargestellt.

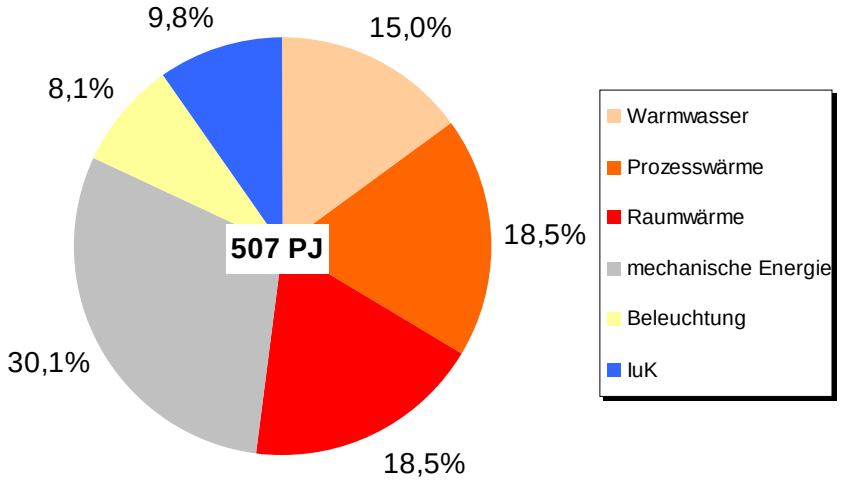

Abbildung 5-7: *Verbrauch an elektrischer Energie in deutschen Haushalten 2003 nach Anwendungsbereichen /AGEB 03/, /eigenen Berechnungen/*

Ein Anteil von 15 % der elektrischen Energie dient zur Bereitstellung von Warmwasser. Knapp 19 % entfallen auf Prozesswärme (für Kochen, Bügeln usw.). In vielen Studien wird Warmwasser der Prozesswärme zugerechnet, hier soll die Trennung jedoch beibehalten werden, da der Warmwasserverbrauch gesondert vom Prozesswärmeverbrauch fortgeschrieben werden soll. Die Bereitstellung mechanischer Energie (Aufzüge, Zirkulationspumpen, Heizkreispumpen) benötigt mit ca. 30 % fast genauso viel elektrische Energie wie Prozesswärme und Warmwasser zusammen. Knapp 19 % des Stromverbrauchs werden für die Raumwärmebereitstellung verwendet. Auf den Bereich Information und Kommunikation entfallen ca. 10 %, auf Beleuchtung etwa 8 %. Die Bereitstellung der Energie in den genannten Anwendungsbereichen durch elektrischen Strom bietet unterschiedliche Möglichkeiten zur Energieeinsparung.

Strombetriebene Geräte zur Prozesswärmebereitstellung weisen in der Regel bereits sehr hohe Wirkungsgrade auf. Ein Beispiel ist der Elektroboiler, dessen Heizschwert einen Wirkungsgrad von mehr als 99 % hat, da Elektrizität in ohmsche Wärme umgewandelt wird. Verbesserungspotenzial ist lediglich im Bereich der Dämmung des Boilers gegeben.

Abbildung 5-8 stellt die Entwicklung des Endenergieverbrauches in Deutschland der Jahre 1990 bis 2006 dar. Der Anteil von Steinkohle ist vernachlässigbar. Der Anteil von Braunkohle geht ebenso zurück wie der von Öl. Der Anteil von Gas und biogenen Brennstoffen nimmt zu, ebenso der Anteil von Fernwärme.

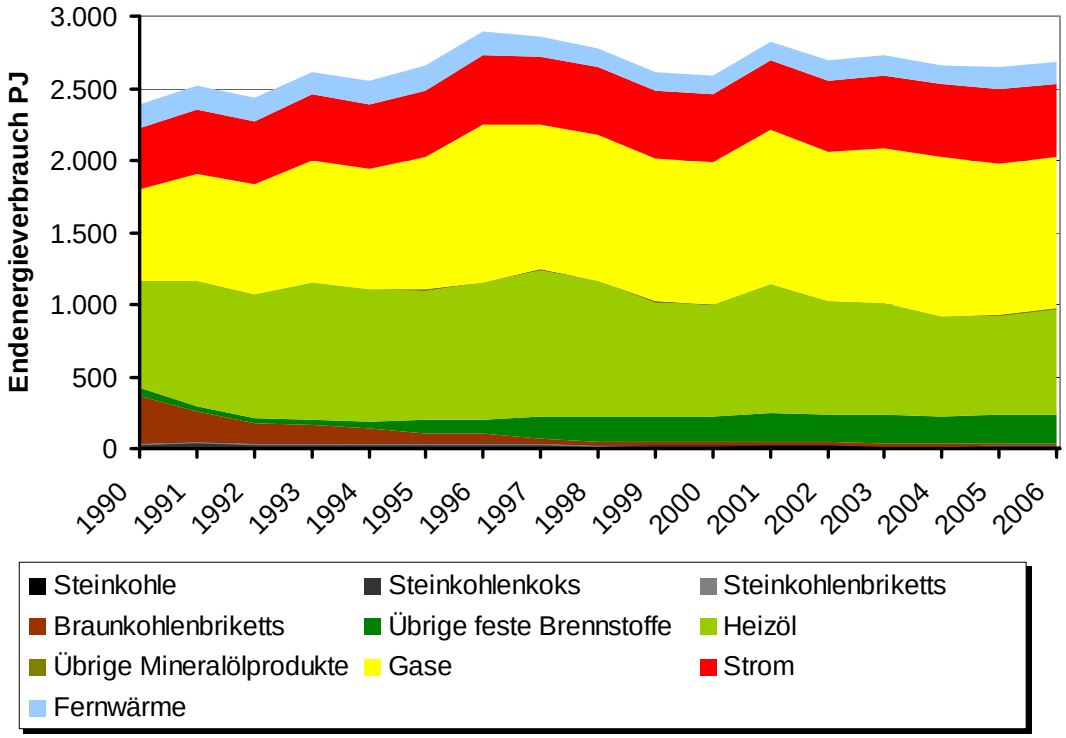

Abbildung 5-8: *Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2006 /AGEB 03/, /eigenen Berechnungen/*

Eine bilanz- und temperaturbereinigte Zusammenfassung über die oben beschriebenen Endenergieeinsätze im Sektor Haushalte ist in **Tabelle 5-8** dargestellt.

Tabelle 5-8: *Endenergieeinsatz in Deutschland im Jahr 2003 /AGEB 04/ (bereinigt)*

Endenergieeinsatz 2003	Kohle	Öl	Gas	Strom	Fernwärme	Erneuer-bare E.	Gesamt
	in PJ						
Raumwärme	28,1	679,7	1007,1	93,5	143,4	196,4	**2148,2**
Warmwasser	2,9	61,5	149,5	76,2	14,7	11,7	**316,5**
sonst. Prozesswärme	0,0	0,0	17,6	93,8	0,0	5,9	**117,2**
mechanische Energie	0,0	0,0	0,0	152,4	0,0	2,9	**155,3**
Beleuchtung	0,0	0,0	0,0	41,0	0,0	0,0	**41,0**
Information/Kommunikation	0,0	0,0	0,0	49,8	0,0	0,0	**49,8**
Summe	**31,0**	**741,2**	**1174,1**	**506,8**	**158,1**	**216,9**	**2828,2**

5.3.4 Technikstruktur der betrachteten Bereiche

5.3.4.1 Raumwärme

5.3.4.1.1 Gebäude- und Wohnungsbestand

In weiterer Folge wird in mehreren Tabellen und Abbildungen ein Überblick über den deutschen Bestand an Wohngebäuden und die darin befindlichen Wohnungen bis zum Bezugsjahr gegeben. Es wird so ein deutliches Bild des Ist-Zustandes, basierend auf historischen Werten, gezeichnet. Dies bildet eine solide Ausgangsbasis für die weitere Untersuchung bzw. Szenarienentwicklung bis zum Jahr 2050.

Bezugsjahr für den Sektor Haushalte ist das Jahr 2003, da zu Beginn der Untersuchung nur bis zu diesem Jahr eine annähernd geschlossene statistische Datengrundlage vorhanden war.

Entwicklung der Gebäudezahlen

So weit es möglich ist, werden Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser getrennt betrachtet. In den folgenden Ermittlungen werden Einfamilienhäuser (EFH) und Zweifamilienhäuser (ZFH) zu einer gemeinsamen Gruppe Ein-/Zweifamilienhäuser (EZH) zusammengefasst. Grund dafür ist, dass in der Literatur keine geschlossene Datengrundlage für eine disaggregierte Betrachtung vorliegt und somit eine konsistente Trennung dieser beiden Gebäudetypen nicht möglich ist. Davon abgesehen ist für die angestrebte Detailtiefe – insbesondere für den Prognosezeitraum bis 2050 – eine Trennung zwischen EFH und ZFH nicht notwendig.

Die Wohngebäudezahlen und die Wohnflächen der EZH und der MFH werden auf der Grundlage der Daten aus den statistischen Jahrbüchern /STJB 06/ ermittelt. Die Darstellung der zu erwartenden zukünftigen Entwicklungen erfolgte mit Hilfe von Informationen des IFO- Institutes.

Bezüglich der prognostizierten Entwicklung bis 2050 werden Daten der Stützjahre 2003, 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050 zur Verfügung gestellt. Die Werte der dazwischen liegenden Jahre werden linear interpoliert. Da die jährlichen Bestandsänderungen ab dem Jahr 2003 unter einem Prozent des Gesamtbestandes liegen, ist diese Vorgehensweise hinreichend genau.

Tabelle 5-9 fasst den Wohnflächenbedarf in Deutschland im Bezugsjahr 2003 zusammen. /IFO 06/

Tabelle 5-9: *Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen im Jahre 2003 /IFO 06/ /IFO 06/ /IFO 06/*

Bezeichnung	Anzahl in Tsd.
Wohngebäude mit 1 und 2 Wohnungen	14.266,7
Wohngebäude mit 3 und mehr Wohnungen	3.027,0
Wohngebäude gesamt	**17.293,7**
Wohnungen in Gebäuden mit 1 und 2 Wohneinheiten	17.754,0
Wohnungen in Gebäuden mit 3 und mehr Wohneinheiten	20.615,9
Wohnungen gesamt	**38.369,9**
Bezeichnung	**in Mio. m^2**
Wohnfläche der Gebäude mit 1 und 2 Wohnungen	1.903,3
Wohnfläche der Gebäude mit 3 und mehr Wohnungen	1.368,6
Wohnfläche gesamt	**3.271,9**

In der folgenden **Abbildung 5-9** ist die Entwicklung des Wohngebäudebestandes gegliedert nach Gesamtbestand, Einfamilienhäusern, Zweifamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern angegeben. Trotz der schwierigen Datenlage wurde hier ein getrennter

Verlauf von EFH und ZFH dargestellt, weil diese Aufgliederung für die spätere Entwicklung der Heizkesselzahlen von Bedeutung ist. Die Bestandszahlen zwischen den Jahren, in denen die Zahlen tatsächlich erhoben wurden, sind mit Hilfe statistischer Methoden fortgeschrieben worden.

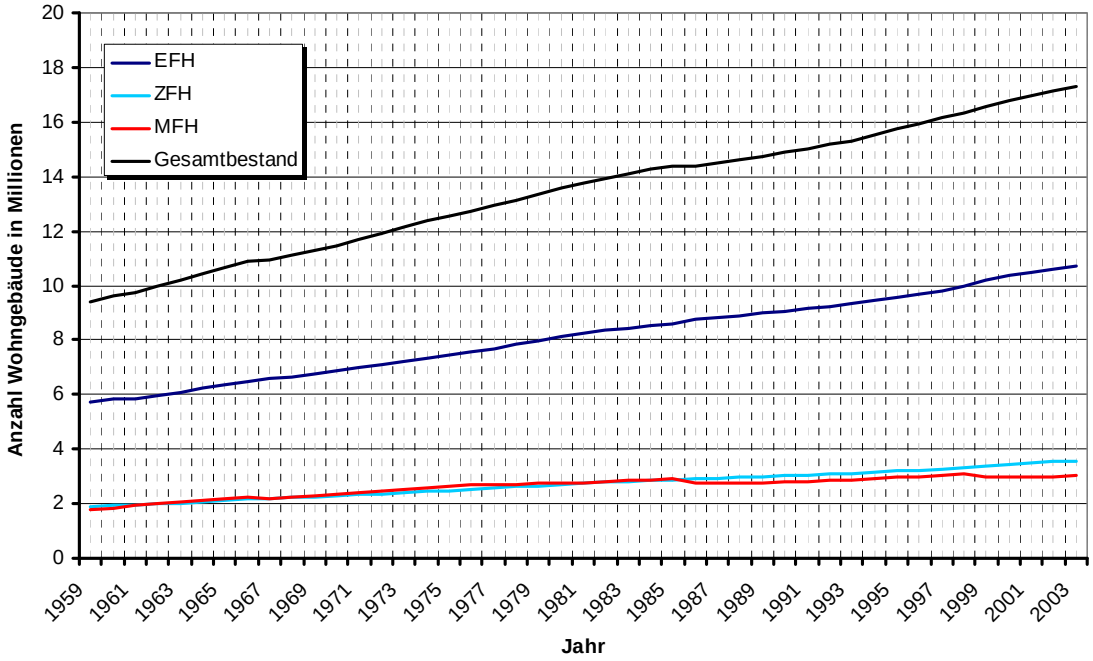

Abbildung 5-9: *Historische Entwicklung der Wohngebäudeanzahl in Deutschland /IFO 06/, /eigene Berechnungen/*

Im Jahr 2003 lag die gesamte Anzahl an Wohngebäuden in Deutschland bei ca. 17,3 Millionen. Davon waren rund 10,7 Millionen EFH, ca. 3,6 Millionen ZFH und etwa 3,0 Millionen MFH.

In der folgenden **Abbildung 5-10** ist erkennbar, dass sich die Zuordnung der Wohnungen zu den Arten der Wohngebäude bzw. der Gebäudegrößen im Laufe der Zeit nur minimal ändert.

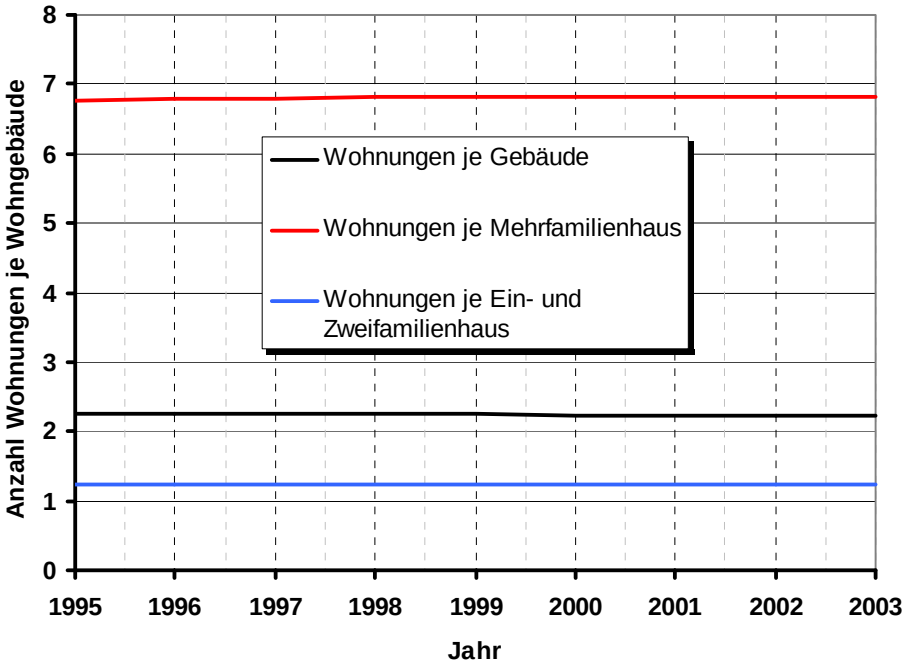

Abbildung 5-10: *Historische Entwicklung der Wohnungsanzahl je Wohngebäude in Deutschland /IFO 06/, /eigene Berechnungen/*

Die durchschnittliche Wohnungsanzahl je Mehrfamilienhaus bewegt sich im Zeitraum von 1995 bis 2003 in einem minimalen Schwankungsbereich zwischen 6,76 und 6,81. Ähnlich klein ist in diesem Zeitraum die Schwankung zwischen 2,24 und 2,22 bei der durchschnittlichen Wohnungsanzahl je Gebäude. Die Zahl der Wohnungen in Ein- und Zweifamilienhäusern hängt entsprechend der Definition in Kapitel 5.3.1 nur von der Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser ab. Da der gesamte Gebäudebestand nahezu dreimal so viele Einfamilienhäuser (eine Wohnung) wie Zweifamilienhäuser (zwei Wohnungen) enthält, beträgt die Zahl der Wohnungen in Ein- und Zweifamilienhäusern über die gesamte Betrachtungszeit rund 1,25. Die Werte wurden vom IFO-Institut übernommen.

Neben der Wohnungs- und Gebäudeanzahl, die direkten Einfluss auf die Anzahl der Heizsysteme haben, wirken sich ebenso die Größe der Gebäude, der Wohnungen bzw. die Größe der beheizten Flächen direkt auf den Energieverbrauch im Sektor Haushalte aus. **Abbildung 5-11** gibt den Bestand an Wohnflächen in deutschen Wohngebäuden an. Im Jahr 2003 betrug die gesamte Wohnfläche in Deutschland 3.272 Mio. m², davon entfallen 1.903 Mio. m² auf Ein- und Zweifamilienhäuser und 1.369 Mio. m² auf Mehrfamilienhäuser /IFO 06/.

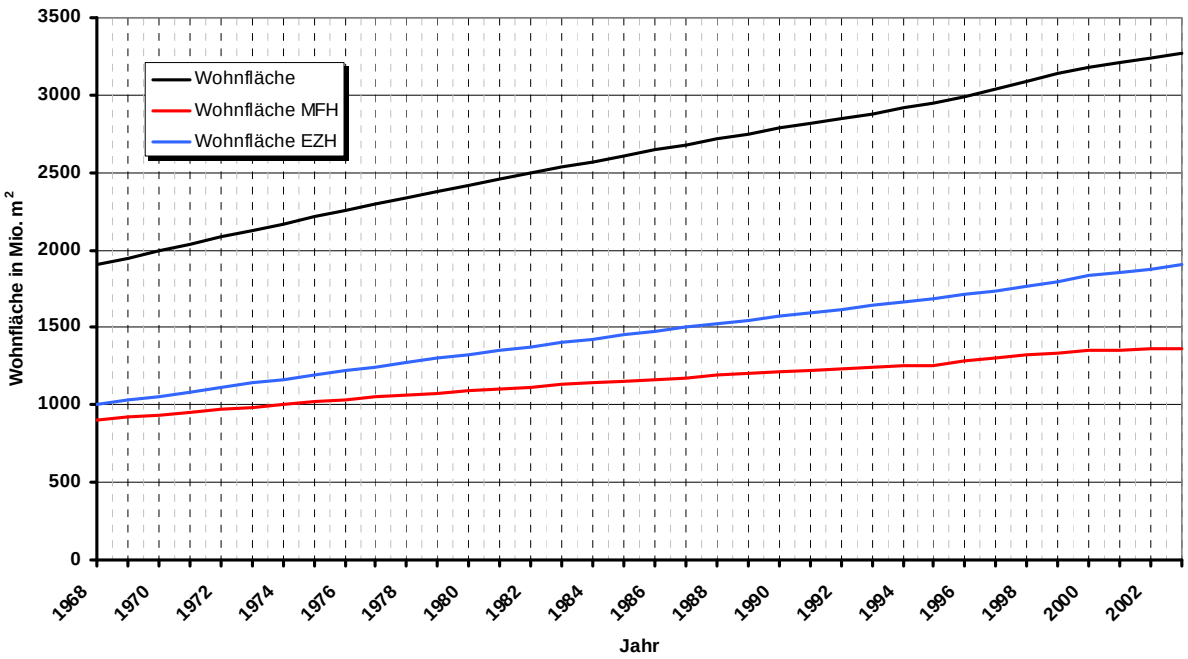

Abbildung 5-11: *Historische Entwicklung des Wohnflächenbestands in Deutschland /IFO 06/, /eigene Berechnungen/*

Nachdem der Wohnflächenbestand bis in die Gegenwart stetig anstieg, kann grundsätzlich von einem wachsenden Energiebedarf für die Bereitstellung der Raumwärme ausgegangen werden. Einen entscheidenden Einfluss auf den Energiebedarf hat aber auch die bauphysikalische Qualität des Gebäudebestandes, die durch Neubauten und Gebäudesanierungen beeinflusst wird. Die stetig steigenden gesetzlichen Anforderungen an die Gebäudequalität und die damit verbundene laufende Verbesserung der thermischen Gebäudehüllen, wirken einem steigenden Heizenergiebedarf entgegen.

5.3.4.1.2 Bevölkerungsentwicklung und Entwicklung des spezifischen Wohnflächenbedarfs

Von entscheidender Bedeutung für den zukünftigen Energiebedarf des Sektors Haushalte ist die weitere demographische Entwicklung. In der folgenden **Abbildung 5-12** ist die historische Bevölkerungsentwicklung in Deutschland von 1950 bis zum Bezugsjahr 2003 nach /STJB 06/ dargestellt. Basierend auf der Fortschreibung der Bevölkerung durch das IFO-Institut wird die weitere Untersuchung durchgeführt.

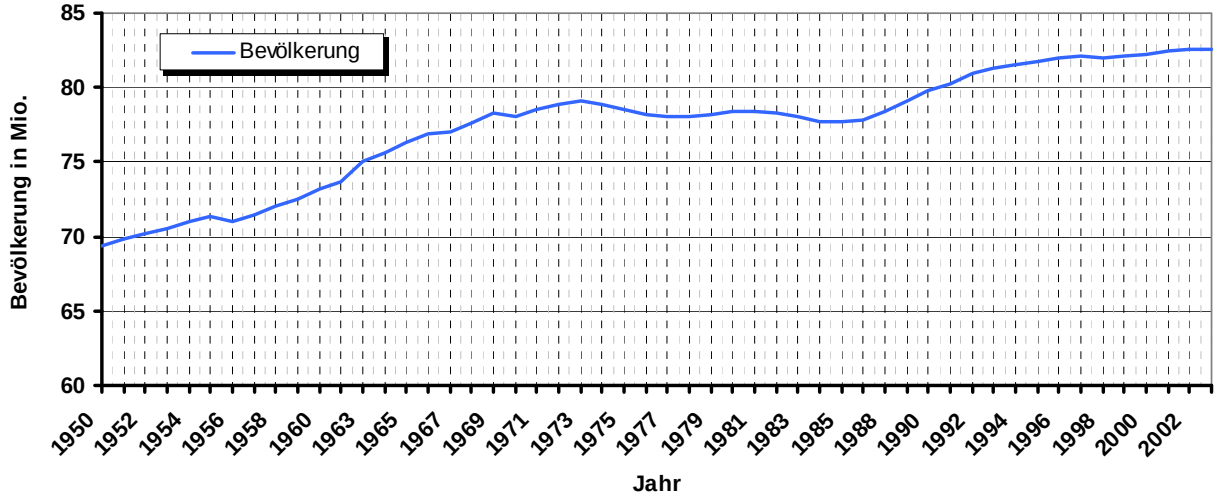

Abbildung 5-12: *Historische Entwicklung der deutschen Bevölkerung bis zum Jahr 2003 /STJB 06/*

Der stetige Anstieg des spezifischen Wohnflächenbedarfs der deutschen Bevölkerung nach **Tabelle 5-10** deutet auf einen steigenden Energiebedarf hin. Jedoch war das Bevölkerungsmaximum nach Abbildung 5-12 mit 82,54 Mio. bereits im Jahr 2002 erreicht und nahm ab diesem Zeitpunkt stetig ab. Dieser Trend wird sich aller Voraussicht nach auch in Zukunft fortsetzen. Mit der Abnahme der Bevölkerung und der Zunahme der spezifischen Wohnfläche treffen hier zwei gegenläufige Trends aufeinander.

Tabelle 5-10: *Entwicklung des Wohnflächenbedarfs je Einwohner in Deutschland, /eigene Berechnungen/*

Jahr	Wohnfläche je Einwohner in m^2
1995	36,0
1996	36,5
1997	37,1
1998	37,7
1999	38,2
2000	38,7
2001	39,0
2002	39,3
2003	39,7

5.3.4.1.3 Baualters- und Ensemblegebäudeklassen

Ausgehend von den Bestandszahlen für die Wohnflächen und die Gebäudeanzahl über den gesamten Betrachtungszeitraum und unter Berücksichtigung des Abrisses, der Sanierung und des Zubaus werden die Bestände in den Ensemblegebäudeklassen festgelegt. Eine Ensemblegebäudeklasse (EB) oder Typklasse bezeichnet die Art (EZH bzw.

MFH) in der jeweiligen Baualtersklasse (BA), so dass pro Baualtersklasse jeweils zwei Ensemblegebäudeklassen existieren. Die Einteilung in Ensemblegebäude gibt also den bauphysikalischen Standard der Bauwerke wieder, was in weiterer Folge Grundlage für die Energiebedarfsermittlung ist. Die Einteilung ist in **Tabelle 5-11** angegeben.

Tabelle 5-11: *Einteilung des deutschen Wohngebäudebestandes in Baualters- und Ensemblegebäudeklassen*

Baualtersklasse	Baujahr	EZH	MFH
BA 1	bis 1968	EB 1	EB 2
BA 2	1969-1983	EB 3	EB 4
BA 3	1984-1995	EB 5	EB 6
BA 4	1996-2001	EB 7	EB 8
BA 5	2002-2009	EB 9	EB 10

Abriss (Rückbau) und Sanierung

Da in den Jahren 1992 bis 2002 die jährliche Abrisszahl bezogen auf den Gebäudebestand nahezu konstant war, wird für alle weiteren Jahre der Mittelwert der genannten Zeitspanne als Abrisswert pro Jahr angesetzt. Jährlich werden 0,051 % der Ein- und Zweifamilienhäuser sowie 0,067 % der Mehrfamilienhäuser abgerissen. Nachdem die Abrisswerte im Promillebereich des Bestandes liegen, ist der akzeptierte Fehler bei dieser Fortschreibung sehr gering.

Für die weitere Einarbeitung der Abriss- und Sanierungszahlen in das Bestandsmodell wird folgende Annahme getroffen:

In Summe wird durch Neubau und Sanierung jährlich neuer Wohnraum im Umfang von 2 % des Bestandes geschaffen[2] (2 % vom Bestand = Sanierung + relativer Neubau[3] + Abriss). Damit ist die mittlere Lebensdauer eines Gebäudes bis zur Sanierung oder zum Abriss auf ein Alter von rund 50 Jahren festgelegt.

5.3.4.1.4 Spezifischer Heizenergiebedarf

Die Ermittlung des spezifischen Heizenergiebedarfs wird in Band II dieses Berichts detailliert beschrieben. Nachfolgend soll kurz die Vorgehensweise zur Ermittlung des Ist-Zustands dargestellt werden.

- Ensemblegebäudeklasse 1 bis 8: Die spezifischen Heizenergiebedarfswerte für die Ensemblegebäudeklassen werden aus dem ISOTEG – Teilprojekt „Potenzialabschätzung“ übernommen /ISO 00/.

[2] Die Annahme beruht auf eigenen Überlegungen und einer Aussage von Ulrich von Weizsäcker bei einem Vortrag anlässlich der bautec-Messe in Berlin.

[3] Relativer Neubau ist Bestandsänderung ohne Abriss.

- Ensemblegebäudeklasse 9: Aus der jeweiligen durchschnittlichen Wohnfläche der EZHs und MFHs und typischen A/V-Verhältnissen werden die Gebäudedaten für die Berechnung des Heizwärmebedarfs nach DIN 4108-6 generiert. Die zulässigen Höchstwerte nach EnEV werden mit einem Niedertemperatur-Ölkessel als Heizsystem ermittelt.
- Die Nutzfläche A_N nach EnEV wird auf die Wohnfläche umgerechnet.

5.3.4.1.5 Nutzungsgrade

Für die technische Beschreibung des Heizsystembestandes können teilweise Daten aus den Ergebnissen des Verbundprojekts ISOTEG /ISO 00/ übernommen werden.

Die Daten aus /ISO 00/ beziehen sich ursprünglich ausschließlich auf Bayern. Sie werden für die vorliegende Studie für das gesamte Bundesgebiet hochgerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass die eingesetzten Techniken zur Energieumwandlung in allen alten Bundesländern dieselbe Qualität und damit dieselben Nutzungsgrade aufweisen (Beispiel: Ein Ölkessel mit Baujahr 1980 erfüllt in Hamburg wie in München die selben Qualitätsstandards). Für die neuen Bundesländer mussten die vorhandenen Daten aufgrund der großen Unterschiede in der Technik- und Energieverbrauchsstruktur adaptiert werden.

Die Nutzungsgrade für die unterschiedlichen Energieträger werden entsprechend dem jeweiligen Energieverbrauch gewichtet, sodass die unterschiedliche Versorgungsstruktur der Bundesländer berücksichtigt wird. Beispielsweise wird im Norden des Bundesgebietes ein geringerer Anteil der Heizsysteme auf Heizölbasis betrieben als im Süden. So fällt dort der durchschnittliche Nutzungsgrad der Heizölsysteme weniger ins Gewicht.

Eine exakte Berechnung der Kesselnutzungsgrade ist im Unterschied zu den Wirkungsgraden, die nur für einen bestimmten Betriebspunkt gelten, nur bei genauer Angabe der Randbedingungen und nur für einen bestimmten Kesseltyp möglich. Da sich die Untersuchung auf den gesamten Kesselbestand bezieht, werden die Kesselnutzungsgrade basierend auf FfE-internen Daten und /ISO 00/ angegeben. Diese bilden die Basis für die Fortschreibung der Nutzungsgrade in den Szenarien. In **Tabelle 5-12** sind die Kesselnutzungsgrade für das Referenzjahr 2003 angegeben.

Tabelle 5-12: *Kesselnutzungsgrade /eigene Berechnungen/*

Kesseltyp	Nutzungsgrad
Pellets Holz	79 %
Kessel HEL	75 %
Kessel Erdgas	79 %

5.3.4.1.6 Vergleich der Modellrechnung der FfE mit den Statistiken der AGEB

Die Berechnung auf Basis des an der FfE entwickelten Kesselmodells für den Sektor Haushalte mit den Zahlen aus den AGEB ergibt eine Abweichung des Endenergiebedarfs von ca. 30 PJ (vgl. **Tabelle 5-13**) bei Raumwärme und Warmwasser (ohne

Geschirrspüler und Waschmaschinen). Diese Abweichung kommt daher, dass die Nahwärme in den AGEB nicht als solche erfasst wird. In der Modellrechnung der FfE wird die Nahwärmeerzeugung dem Umwandlungssektor zugeordnet und lediglich die gelieferte Wärme bei den Haushalten bilanziert. Die Umwandlungsverluste in Höhe von 30 PJ der Nahwärme werden im Umwandlungssektor und nicht im Sektor Haushalte berücksichtigt.

Tabelle 5-13: *Vergleich des modellierten Endenergiebedarfs*

Jahr	Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser, errechnet aus dem Bestand und der Qualität der Gebäude nach dem FfE-Modell	Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser, temperaturbereinigt nach /AGEB 04/
2003	2400 PJ	2430 PJ

5.3.4.1.7 Entwicklung des Heizsystembestandes

Für den Betrachtungszeitpunkt 2003 ergibt sich aufgrund der Daten aus /STBU 03a/, /ZIV 07/ und eigener Berechnungen die in **Abbildung 5-13** dargestellte Verteilung des Heizsystembestands nach Energieträgern und Baujahr.

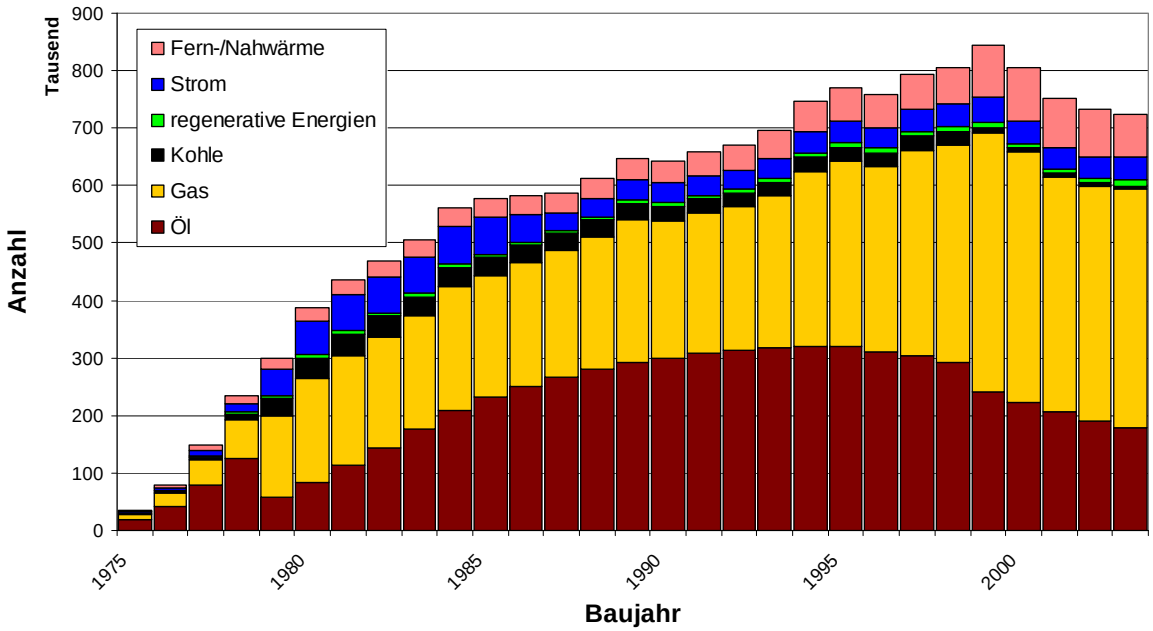

Abbildung 5-13: *Heizsystemverteilung nach Energieträgern im Jahr 2003 /STBU 03a/, /ZIV 07/, /eigene Berechnungen/*

Gegen Ende der 50er, Anfang der 60er Jahre des letzten Jahrhunderts wurden überwiegend Ölheizungen installiert, während immer weniger Kohleheizungen gebaut wurden. Während und nach den Ölkrisen wurden Wohnungen statt mit Öl zunehmend mit Gas versorgt. Auch wurden immer mehr Elektrospeicheröfen installiert. Der Trend zum Gas hält bis heute an. Zusätzlich basieren immer mehr Heizsysteme auf Fern- und

Nahwärme. Für die Fortschreibung wurde ein Kesselmodell entwickelt, das basierend auf dem Heizkesselbestand vom Jahr 2003 aufgrund bestimmter Annahmen über Kesselalter und Austausch- bzw. Wechselwahrscheinlichkeit den Bestand fortschreibt. Die genauere Beschreibung der Methodik erfolgt im Bericht Teil II – Szenarien.

Thermische Solaranlagen sind keine primären Heizsysteme, weil sie grundsätzlich nur zur Heizungsunterstützung herangezogen werden. Sie finden daher im Heizsystembestand keine Berücksichtigung, werden aber direkt bei der Fortschreibung (Szenarienentwicklung) der Deckung des Raumwärme- bzw. Warmwasserbedarfes berücksichtigt.

5.3.4.2 Warmwasser

In dieser Studie werden die Raumwärmeerzeugung und die Erzeugung von Warmwasser gemeinsam betrachtet. In der Praxis werden insbesondere im Sektor Haushalte Raumwärme und Warmwasser zu einem großen Teil durch dieselben Systeme bereitgestellt.

Zum direkt genutzten Warmwasser wird noch das Warmwasser, das durch Waschmaschinen und Geschirrspülmaschinen bereitet wird, gerechnet. Im Jahr 2003 betrug die Endenergie dafür etwa 33 PJ. Die Berechnungen basieren auf FfE-internen Daten. Die Fortschreibung der Warmwasserbereitung erfolgt im zuvor genannten Kesselmodell im Teil II des Berichts.

5.3.4.3 Prozesswärme

Die Bereitstellung der Prozesswärme erfolgt im Sektor Haushalte nahezu ausschließlich durch Strom. Eine Ausnahme bildet Kochen mit Gas. Die Datengrundlage für die Untersuchung bildet die Studie /FFE 08/.

Abbildung 5-14 zeigt die Zusammensetzung des Stromverbrauches für mechanische Energie im Jahr 2003 in Deutschland (insgesamt ca. 88 PJ lt. /AGEB03/). Davon entfallen 16 % auf Kleingeräte und 84 % auf Haushaltsgeräte.

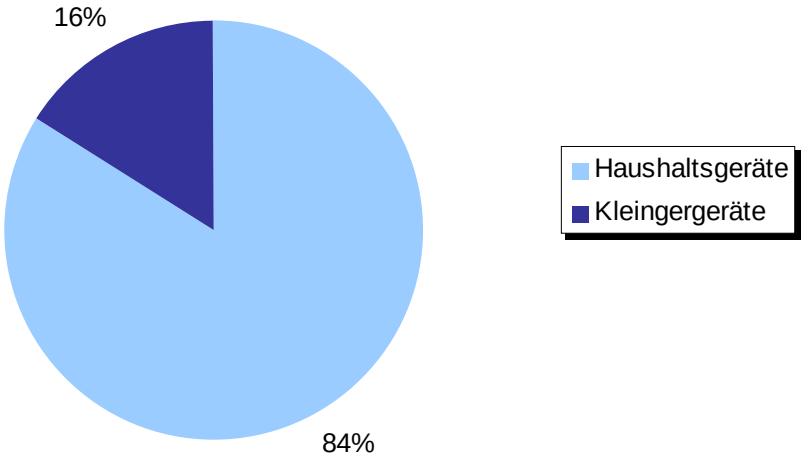

Abbildung 5-14: *Zusammensetzung des Stromverbrauchs für Prozesswärme/eigene Berechnungen/*

Waschmaschinen und Geschirrspüler werden (konform mit AGEB) der Anwendung Warmwasser zugerechnet. Bei den Herden entfallen weitere 18 PJ auf Gasherde. Der

Trend zum Gasherd war in den letzten Jahren rückläufig und es deutet nichts darauf hin, dass sich dieser Trend ändern wird.

5.3.4.4 Beleuchtung

Ausgangsbasis für die folgende Darstellung in der **Abbildung 5-15** bildet die Zusammensetzung des Lampenbestandes in deutschen Haushalten im Jahr 2003. Glühlampen besitzen einen Anteil von ca. 53 % des häuslichen Bestandes, Halogenlampen liegen bei 29 %, Kompaktleuchtstoffröhren bei 14 % und Leuchtstoffröhren bei 4 % (vgl./GSH 07/).

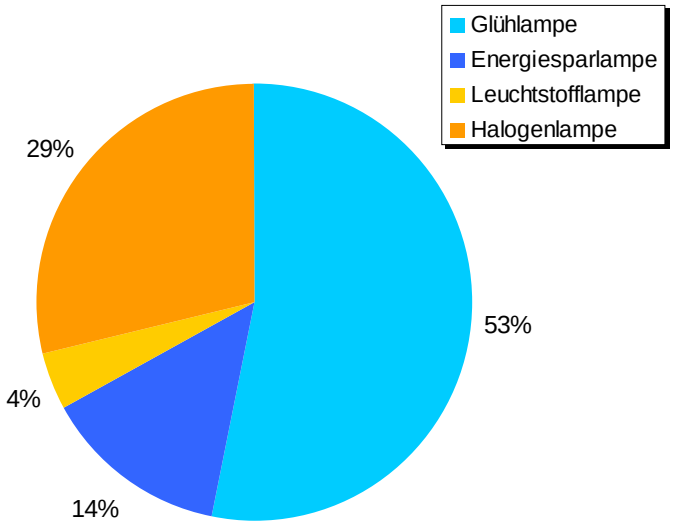

Abbildung 5-15: *Beleuchtungsmittelstruktur /eigene Berechnung/ nach /GSH 07/*

Die Lichtausbeute der Glühlampe hat ihre technische Grenze erreicht und es gibt keinen Innovationsdruck mehr, da die EU Ende 2008 das Verbot von Glühlampen beschlossen hat. Ab dem 1.9.2009 werden Glühlampen schrittweise, beginnend mit der größten Leistungsklasse, verboten, bis schließlich ab 1.9.2012 keine Glühlampen mehr in der EU verkauft werden dürfen.

5.3.4.5 Mechanische Energie

Den größten Anteil an der mechanischen Energie haben die Heizkreis- und Zirkulationspumpen mit insgesamt ca. 53 PJ. Der Pumpenbestand in Deutschland ist stark überdimensioniert und läuft zum Teil ganzjährig, was ein erhebliches Energieeinsparpotenzial eröffnet. Aufzüge haben nur einen kleinen Anteil von knapp 4 PJ am gesamten Energieverbrauch. Der Bereich der Haushalts- und Kleingeräte hat mit ca. 55 PJ den größten Anteil an der mechanischen Energie, hier ist das Einsparpotenzial jedoch nicht so groß wie etwa bei den Pumpen.

Abbildung 5-16 zeigt die Zusammensetzung des Stroms für mechanische Energie im Jahr 2003 in Deutschland (insgesamt 152 PJ nach /AGEB 03/).

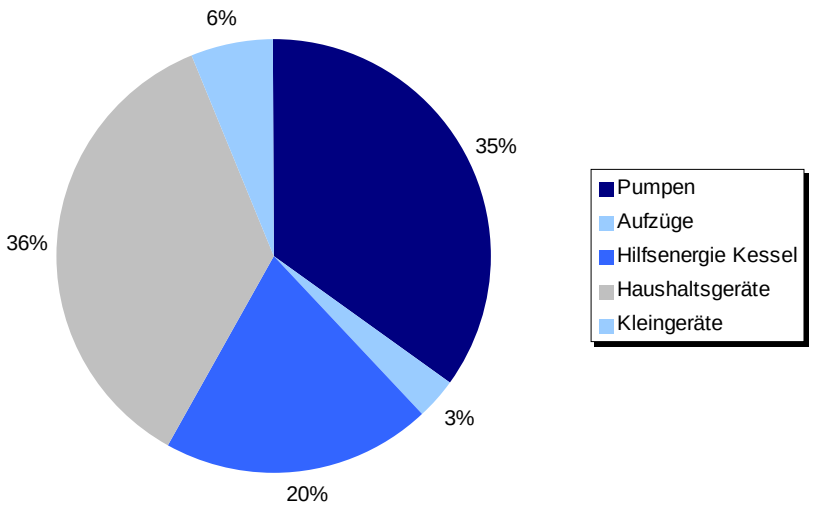

Abbildung 5-16: *Struktur der mechanischen Energie/eigene Berechnungen/*

5.3.4.6 IuK

Die Daten über die Technikstruktur beruhen auf Untersuchungen aus /FFE 08/ und /SLM 04/ sowie auf FfE-internen Daten. Es zeigt sich, dass im Jahr 2003 der größte Anteil des Stromverbrauchs im Sektor IuK bei den Fernsehern mit ca. 46 % lag. Die herkömmlichen Röhrenmonitore (CRT-Bildschirme) haben den größten Anteil am Stromverbrauch der Fernseher. Hier zeichnet sich der Trend ab, die Röhrenbildschirme durch LCD- und Plasmabildschirme zu ersetzen. Die Audiogeräte haben einen Anteil von etwa 24 % am Stromverbrauch. Den größten Anteil bei den Audiogeräten haben die Stereoanlagen, bei denen sich schon während der letzten Jahre der Trend hin zu Kompaktanlagen abzeichnete. Mit 19 % hat die EDV den drittgrößten Anteil am Stromverbrauch. Bereits jetzt zeichnet sich ab, dass dieser Bereich in Zukunft wachsen wird. Der Grund dafür ist u. a. die wachsende Anzahl an Breitbandanschlüssen. Telefonie hat einen Anteil von 6 % und Player etwa 5 %. In beiden Bereichen zeichnet sich der Trend ab, dass die Geräte im Computer integriert werden bzw. immer mehr Funktionen des Computers übernehmen. Beispiele sind die Integration des Faxgerätes in den PC bzw. die Internet-Telefonie. Bei den Playern gibt es den Trend, Filme auf Festplatte bzw. in Zukunft auf Solid-State-Discs, das sind Festspeicher ohne bewegliche Teile, wie z. B. die bekannten USB-Sticks, zu speichern. In **Abbildung 5-17** ist der Anteil des Energieverbrauchs der einzelnen Gerätetypen am Gesamtverbrauch von ca. 50 PJ dargestellt.

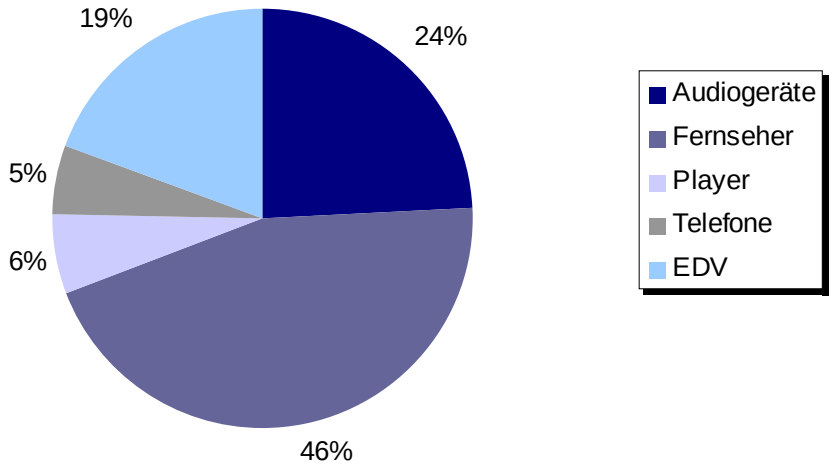

Abbildung 5-17: *Zusammensetzung des Energieverbrauchs (50 PJ) im Sektor IuK /eigene Berechnungen/*

Im IuK-Sektor haben Standby- und Schein-Aus-Verluste mit knapp 24 PJ einen erheblichen Anteil an den gesamten Verlusten. Die Aufteilung der Standby- und Schein-Aus-Verluste nach den einzelnen Gerätetypen ist in **Abbildung 5-18** dargestellt. Die größten Anteile am Endenergieverbrauch durch Standby und Schein-Aus haben mit 34 % die Audiogeräte und mit 24 % die Fernseher. Die EDV hat einen Anteil von 18 %, Telefone haben 13 % und Player 11 %.

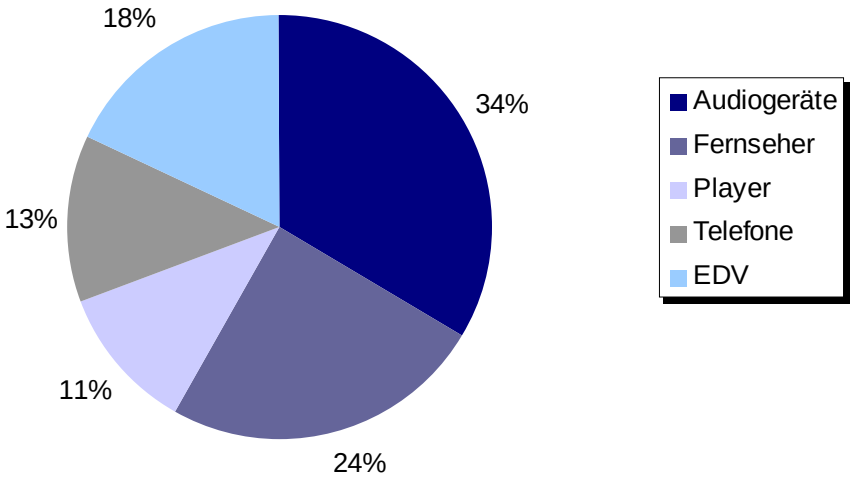

Abbildung 5-18: *Aufteilung der Standby- und Schein-Aus-Verluste (24 PJ) auf die Gerätearten /eigene Berechnungen/*

Um die Schein-Aus und Standby Verluste zu verringern, gibt es immer wieder Informationskampagnen, die z. B. die Verwendung von schaltbaren Steckerleisten empfehlen. Bis jetzt gibt es allerdings keine gesetzliche Verpflichtung, diese Verluste an den Geräten kenntlich zu machen. Für die Zukunft ist in diesem Bereich ein großes Energieeinsparpotenzial gegeben.

5.4 Analyse des Sektors GHD

5.4.1 Definition und Abgrenzung des Sektors

Der Endenergieverbrauch in Deutschland wird den vier Sektoren Industrie (IND), Haushalte (HH), Verkehr (VK) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zugeordnet. Hierbei spielen die Bilanzgrenzen eine entscheidende Rolle. **Abbildung 5-19** zeigt die jeweiligen Verbrauchsanteile. Für den Sektor GHD ist der Energieträgereinsatz disaggregiert dargestellt. Die hier verwendeten Zahlen basieren auf den Energiebilanzen /AGEB 04/ und wurden nicht bilanzfehler- und temperaturbereinigt.

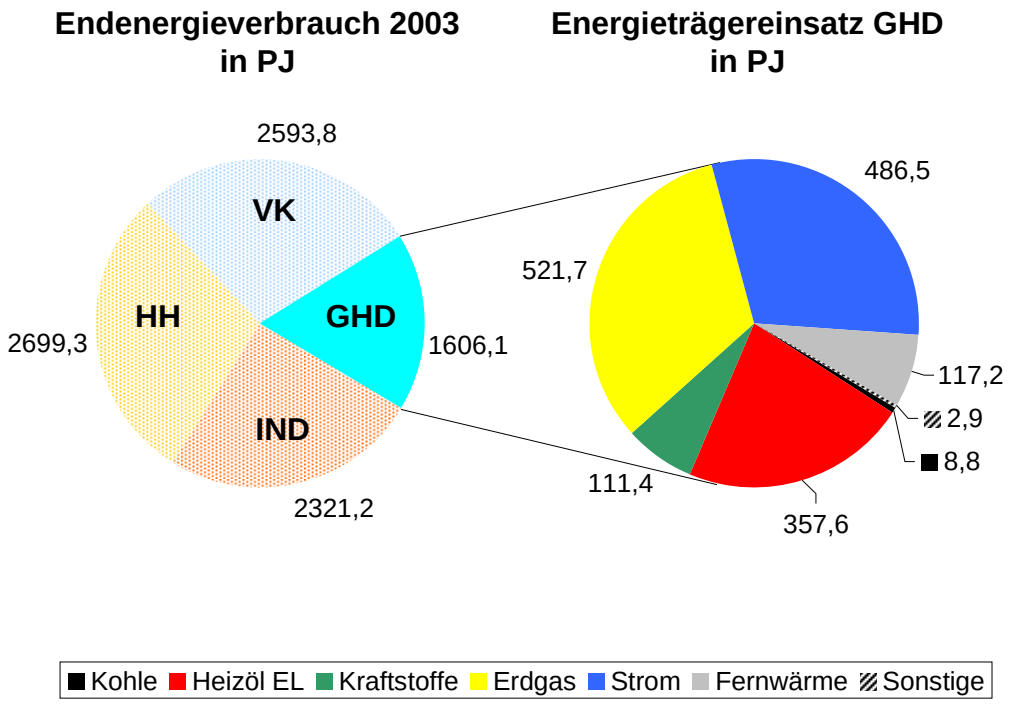

Abbildung 5-19: *Struktur des Endenergieverbrauchs in Deutschland 2003 in PJ /AGEB 04/*

Definition

Die Abgrenzung des Sektors Industrie erfolgte bis 1994 nach der Systematik des Produzierenden Gewerbes und wird seither entsprechend der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993 (WZ93) vorgenommen. In 2003 wurde diese erneut modifiziert.

Der Verkehrssektor beinhaltet die energetischen Aufwendungen für die unmittelbare Erzeugung von Transportleistungen im Schienen-, Straßen- und Luftverkehr sowie der Küsten- und Binnenschifffahrt. Ausgenommen sind hier die Kraftstoffverbräuche von Landwirtschaft und militärischen Diensten. Diese werden in GHD bilanziert.

Seit 1995 werden die Bereiche Private Haushalte und GHD getrennt ausgewiesen, um die Transparenz zu erhöhen. In beiden Sektoren stehen Angaben zum Energieverbrauch nicht direkt zur Verfügung, weshalb in den Energiebilanzen die Lieferungen an diese beiden Verbrauchergruppen dem Energieverbrauch gleich gesetzt werden. Die Zuordnung energetischer Verbräuche und somit die Unterteilung in die Sektoren GHD und

Haushalte beruht in erheblichem Umfang auf Schätzungen und Hochrechnungen auf Basis von Markforschungsergebnissen /AGEB V/.

Den privaten Haushalten werden alle Energieverbräuche zugeordnet, die im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Energiedienstleistungen für private Zwecke anfallen. Ausgenommen sind hier Kraftstoffe zum Betrieb von Fahrzeugen, da diese bereits im Verkehrssektor bilanziert sind.

Der Energieverbrauch des Sektors GHD ergibt sich in der Folge als Differenz aus dem gesamtdeutschen Endenergieaufkommen und der Summe der drei übrigen Sektoren. Er stellt quasi das Reststück des „endenergetischen Kuchens" dar. Hier werden folglich sämtliche, den anderen Sektoren nicht zugeordnete Verbraucher zusammengefasst. Entsprechend heterogen und facettenreich stellt sich die sektorale Verbrauchsstruktur dar.

Bilanzgrenzen

Die Bilanzierung des sektoralen Energieverbrauchs und die Erfassung der ihm zugrunde liegenden Strukturen sind angesichts der beschriebenen Sachlage von Grund auf äußerst schwierig und erfordern eine hohe Detailtiefe. Die folgende, bei weitem nicht vollständige Aufzählung soll einen groben Überblick über die Bandbreite der sektoralen Struktur geben. In GHD werden bilanziert:

- Im Allgemeinen Gewerbebetriebe mit weniger als 20 Mitarbeitern (auch Herstellungsbetriebe, so sie nicht explizit der Industrie zugeordnet sind)
- Handelsunternehmen, unabhängig von deren Größe
- Baugewerbe, unabhängig von der Betriebsgröße[4]
- Alle privaten und öffentlichen Dienstleistungsunternehmen und Einrichtungen
- Transportunternehmen (jedoch nur stationäre Energieverbräuche)[5]
- Land- und Forstwirtschaft, Gartenbau (inkl. der Kraftstoffverbräuche)
- Militärische Dienste (inkl. der Kraftstoffverbräuche)
- Straßenbeleuchtung, gemeinschaftliche Anlagen etc.

Mit Ausnahme des Sektors Haushalte, der aufgrund der sektoralen Unterschiede nahezu keine Möglichkeiten zur Fehlbilanzierung mit Verkehr und Industrie bietet, bestehen zwischen allen Sektoren Überschneidungsbereiche mit mehr oder weniger scharf ausgebildeten Grenzen, wie **Abbildung 5-20** veranschaulicht. GHD erweist sich hierbei als einziger Sektor, der Möglichkeiten zur Fehlbilanzierung mit allen anderen Sektoren bietet.

[4] Kraftstoffaufwendungen im Baugewerbe werden im Verkehrssektor bilanziert
[5] Kraftstoffaufwendungen von Transportunternehmen werden im Verkehrssektor bilanziert

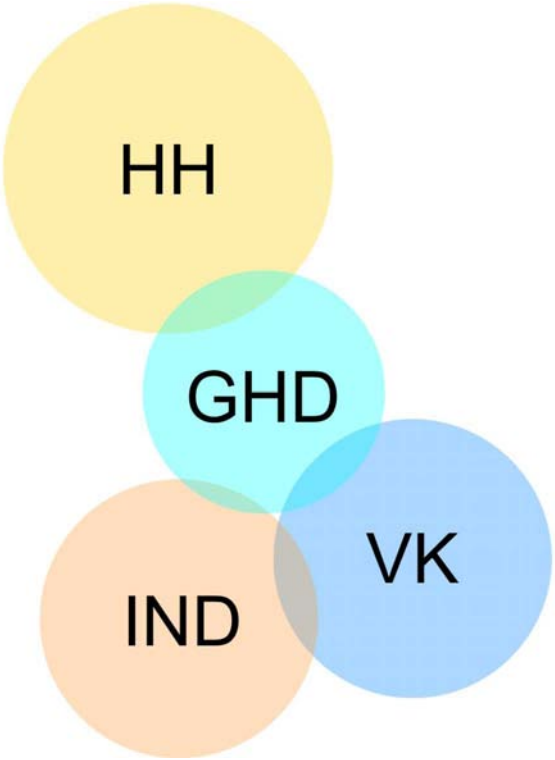

Abbildung 5-20: *Schematische Darstellung der vier endenergetischen Sektoren und ihrer Möglichkeiten zur Fehlbilanzierung*

Die Bilanzgrenzen zwischen den Sektoren sind in der Realität oftmals nur sehr unscharf ausgebildet. Hier müssen, um eine einheitlich Bilanzierung zu ermöglichen, oftmals weitere Definitionen getroffen werden, die zwar ggf. nicht die Realität in den Bilanzen abbilden, dafür jedoch eine definierte Zuordnung und Bilanzierung ermöglichen. Hierdurch kommt es naturgemäß zu Verschiebungen zwischen real aufgetretenen und bilanzierten sektoralen Verbräuchen. Ein Beispiel dafür ist die Mehrfachnutzung von Gebäuden. Betreibt eine Person in einem selbst bewohnten Haus zugleich auch noch ein Gewerbe, so wird meist nur der Energieverbrauch des gesamten Gebäudes erfasst. Bilanziert wird der Verbrauch entsprechend der Rechnungsanschrift. Somit werden Teilbeträge des Energieverbrauchs unweigerlich einem falschen Sektor zugeordnet.

Da die Rechnungen der Energieversorger meist an Privatpersonen gehen, kommt es zu einer Verschiebung von Energiemengen zwischen den sektoralen Bilanzen. Dadurch werden in GHD statistisch zu geringe und in den Haushalten zu hohe Verbräuche erfasst. In ähnlicher Weise trifft dieser Sachverhalt auch im Baugewerbe zu. Auch hier geschieht beispielsweise die sektorale Zuordnung des Baustroms entsprechend der Rechnungsstellung. Ist der Bauherr eine Privatperson, so kommt es zu einer Fehlbilanzierung im Sektor Haushalte, geht die Rechnung jedoch an ein Bauunternehmen, so erfolgt die Bilanzierung in GHD. So wird auch hier tendenziell ein zu geringer Stromverbrauch erfasst.

Noch schwieriger als bei stationären Verbräuchen bzw. unmöglich ist eine korrekte Bilanzierung mobiler Verbräuche. Kraftstoffe werden nicht immer unmittelbar zu Transportzwecken eingesetzt, sondern werden auch zur Bereitstellung anderer Energiedienstleistungen genutzt. In diesen Fällen wären sie nicht im Verkehr zu bilanzieren.

Bei selbstfahrenden Arbeitsmaschinen ist eine Trennung des Energieverbrauchs in fahr-/transportbedingte (Verkehr) und sonstige Verbräuche nicht möglich.

Auch hier wurden, wie schon bei der Zuordnung stationärer Verbräuche gemäß der Rechnungsstellung, Konventionen für die sektorale Zuordnung getroffen. Dies stellt zwar einerseits eine Verschiebung der Bilanzgrenzen dar, ermöglicht jedoch andererseits auch eine vereinfachte und vor allem definierte Zuordnung von Verbräuchen zu einem bestimmten Sektor. So werden die Kraftstoffe in der Landwirtschaft beispielsweise vollkommen in GHD bilanziert, die des Baugewerbes hingegen gänzlich im Verkehr, auch wenn dies nicht die tatsächliche Verwendung der Kraftstoffe widerspiegelt.

5.4.2 Datenlage und methodisches Vorgehen

5.4.2.1 Datenlage

Da GHD von amtlicher Seite nicht erfasst wird und auch Sekundärstatistiken nur für wenige Teilbereiche vorhanden sind, gestaltet sich eine fundierte Datenerhebung äußerst schwierig. Für den Sektor GHD stehen Angaben zum Energieverbrauch daher nur auf Basis abgeleiteter statistischer Ermittlungen zur Verfügung /AGEB V/. Für eine detaillierte Untersuchung der sektoralen Verbräuche und der zugrunde liegenden Anwendungsbereiche ist es daher notwendig, zusätzliche Statistiken und Feldstudien hinzu zu ziehen. Jedoch zeigen diese mitunter große Abweichungen voneinander. Diese ergeben sich aus differierenden Vorgehensweisen und Fragestellungen bei den Datenerhebungen, sowie aus Umfang und Wahl der jeweiligen Stichprobe. Jeder dieser Faktoren kann zu einer Über- oder auch Unterbilanzierung der realen Verbräuche und Ausstattungsgrade führen und so teils große Abweichungen zwischen den einzelnen Statistiken verursachen. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Betrachtungszeiträume bzw. -zeitpunkte der zur Verfügung stehenden Quellen oft nicht oder nur in Teilen übereinstimmen. Hier muss zunächst eine Aufbereitung der Quellen erfolgen, um ein einheitliches Datenfundament zu gewährleisten.

Nach umfassender kritischer Recherche zeigte sich, dass die Studien /GEI 99/ und die auf dieser aufbauende /SLM 04/ die umfassendsten und belastbarsten statistischen Werke für den Sektor GHD darstellen. Letztere ist im April 2004 erschienen und somit auch das aktuellste Werk, das beim Projektstart für die Erhebung des sektoralen Ist-Zustands zur Verfügung stand. Grundlage dieser Studie ist eine Datenerhebung aus dem Jahre 2002 über den Stand des Vorjahres.

5.4.2.2 Datenerhebung und Analyse

Gesamtsektorale Anwendungsbilanz

Die aktuellen, sektoralen Anwendungsbilanzen stellen den Ausgangspunkt für die weiteren Berechnungen dar. Diese enthalten die jährlichen endenergetischen Verbräuche des Sektors nach den Anwendungsbereichen Raumwärme, Prozesswärme, Warmwasser, mechanische Energie, Beleuchtung sowie Information und Kommunikation (IuK) aufgeschlüsselt.

Hierbei ist zu beachten, dass die sonst gebräuchliche Position Prozesswärme in Warmwasser und sonstige Prozesswärme unterteilt wurde. In der, um die Bereitung von Warmwasser reduzierten, sonstigen Prozesswärme finden sich neben energetischen

Aufwendungen für die Wärmebereitstellung im Rahmen von Fertigungsprozessen auch die für Elektrolyse. Ebenso sind dort energetische Aufwendungen für die Lebensmittelzubereitung bilanziert. Die Verbräuche von Geschirrspül- und Waschmaschinen hingegen finden sich unter Warmwasser wieder /VDEW 05/.

Der Energieverbrauch zur Bereitstellung von Prozesskälte (Kühlen, Gefrieren), der oft auch im Wärmebereich bilanziert wird, ist hier dem Bereich mechanische Energie zugeschlagen. Die Aufwendungen für Klimakälte sind hingegen unter Raumwärme verbucht /VDEW 05/. In **Tabelle 5-14** sind die Anwendungsbilanzen des Sektors GHD für die Jahre 1995 bis 2003 wiedergegeben.

Diese wurden um Temperatureinflüsse und – soweit möglich – um Bilanzfehler zwischen den beiden Sektoren Haushalte und GHD bereinigt. Letzteres geschah auf Basis von Abschätzungen der AGEB zu Fehlbilanzierungen zwischen den Sektoren. /VDEW 05/ Die Temperaturbereinigung erfolgte anhand von Klimadaten der Jahre 1995 bis 2003 (Würzburg) und den daraus resultierenden Gradtagszahlen. Diese wurden in Relation zum langjährigen Mittel gesetzt. Der Standort Würzburg repräsentiert das deutsche Referenzklima. Der Einfluss der Umgebungstemperatur wirkt sich lediglich auf den Raumwärmebedarf signifikant aus. Folglich findet eine Bereinigung der Anwendungsbilanzen auch nur in diesem Bereich statt. Die übrigen Anwendungen bleiben hiervon unberührt.

Tabelle 5-14: *Anwendungsbilanzen des Sektors GHD (1995-2003) /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

1995	Kohle	Gas	Öl	Sonstige	Kraftstoffe	Strom	Fernwärme	Summe
Prozesswärme	0	75	86	3	0	43	0	207
Warmwasser	0	55	42	0	0	50	15	162
Raumwärme	26	278	406	0	0	51	125	886
mech. Energie	0	0	0	0	136	159	0	296
Beleuchtung	0	3	0	0	0	90	0	93
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	26	411	534	3	136	429	140	1.679
1996								
Prozesswärme	0	82	88	3	0	44	0	217
Warmwasser	0	57	41	0	0	53	16	166
Raumwärme	23	275	390	0	0	44	114	847
mech. Energie	0	0	0	0	129	164	0	293
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	23	417	518	3	129	431	130	1.652
1997								
Prozesswärme	0	88	79	3	0	44	0	214
Warmwasser	0	55	37	0	0	52	15	158
Raumwärme	24	284	368	0	0	45	115	836
mech. Energie	0	0	0	0	129	167	0	296
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	24	429	484	3	129	434	129	1.633
1998								
Prozesswärme	0	88	70	3	0	53	0	214
Warmwasser	0	53	33	0	0	51	15	152
Raumwärme	12	292	344	0	0	50	121	819
mech. Energie	0	0	0	0	135	179	0	314
Beleuchtung	0	3	0	0	0	94	0	97
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	12	435	448	3	135	461	136	1.631
1999								
Prozesswärme	0	100	59	3	0	53	0	214
Warmwasser	0	52	29	0	0	55	15	152
Raumwärme	16	340	314	0	0	48	122	840
mech. Energie	0	0	0	0	123	179	0	302
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	16	495	402	3	123	461	137	1.637
2000								
Prozesswärme	0	106	56	3	0	53	0	217
Warmwasser	0	53	29	0	0	53	15	149
Raumwärme	10	345	338	0	0	43	121	858
mech. Energie	0	0	0	0	123	173	0	296
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	10	506	423	3	123	448	136	1.650
2001								
Prozesswärme	0	103	56	3	0	50	0	211
Warmwasser	0	53	29	0	0	50	12	144
Raumwärme	6	345	330	0	0	42	118	842
mech. Energie	0	0	0	0	117	179	0	296
Beleuchtung	0	3	0	0	0	105	0	108
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	6	503	415	3	117	461	130	1.636
2002								
Prozesswärme	0	117	53	3	0	56	0	229
Warmwasser	0	53	23	0	0	56	15	147
Raumwärme	10	356	315	0	0	42	119	843
mech. Energie	0	0	0	0	111	196	0	307
Beleuchtung	0	3	0	0	0	94	0	97
IuK	0	0	0	0	0	38	0	38
Summe	10	529	392	3	111	481	134	1.660
2003								
Prozesswärme	0	123	50	3	0	59	0	235
Warmwasser	0	56	23	0	0	59	15	152
Raumwärme	10	360	301	0	0	40	109	821
mech. Energie	0	0	0	0	111	199	0	310
Beleuchtung	0	3	0	0	0	93	0	96
IuK	0	0	0	0	0	38	0	38
Summe	10	542	375	3	111	488	124	1.652

Die historischen Entwicklungen der Energieverbräuche für verschiedene Anwendungen sind in **Abbildung 5-21** gegenübergestellt und werden im Anschluss näher erläutert. Die mechanische Energie ist in einen elektrischen Anteil und einen Kraftstoffanteil gegliedert dargestellt.

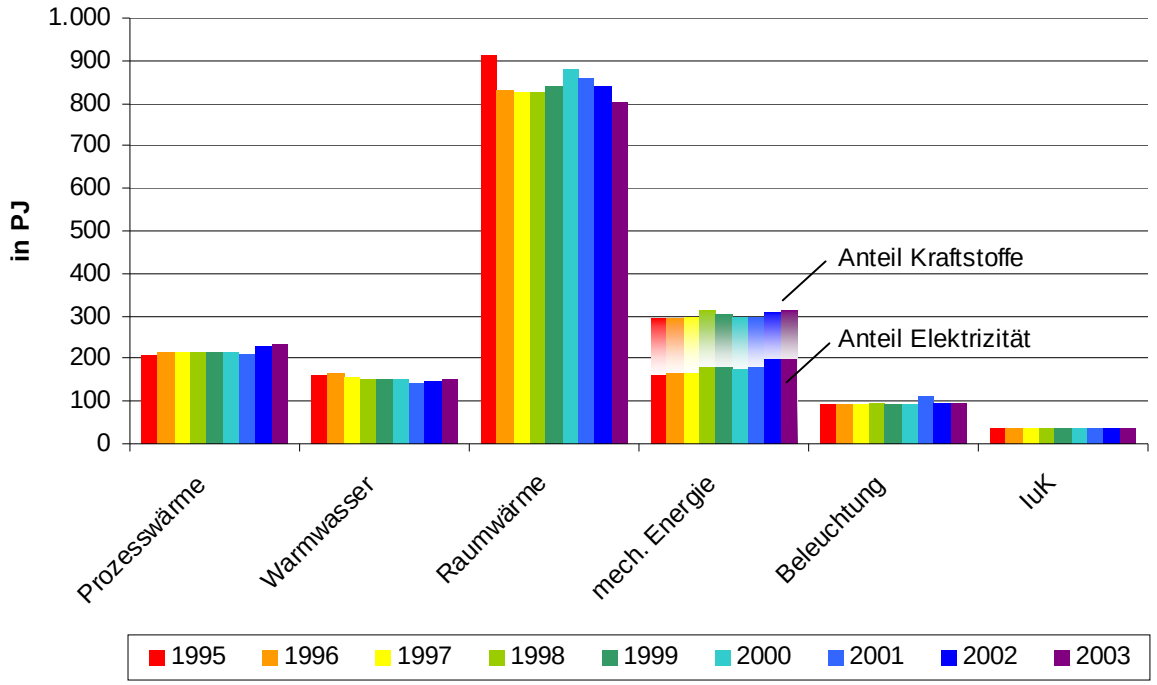

Abbildung 5-21: *Zeitliche Entwicklung der Energieaufwendungen nach Anwendungen von 1995 bis 2003 /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

Mechanische Energie

Im Bereich der mechanischen Energie stellt der Sektor GHD eine Besonderheit dar, da hier, im Gegensatz zu Haushalten und Industrie, auch Energieverbräuche mobiler Anwendungen bilanziert sind, die nicht dem Verkehrssektor zugeschlagen werden. Für die Bereitstellung mechanischer Energie werden etwa 300 PJ/a aufgewendet. Sie erfolgt etwa im Verhältnis 2:3 aus Kraftstoffen und elektrischer Energie, wobei sich das Verhältnis bei nahezu gleichem absolutem Niveau stetig zur Elektrizität hin verschiebt, wie in **Abbildung 5-22** zu sehen ist.

Die Kraftstoffe werden für den Betrieb mobiler Geräte und Fahrzeuge in Landwirtschaft/Gartenbau und militärischen Diensten eingesetzt. Im Unterschied zu den übrigen Branchen werden diese Verbräuche nicht im Sektor Verkehr sondern in GHD bilanziert, da sie überwiegend außerhalb des öffentlichen Verkehrsraumes anfallen.

Elektrischer Strom hingegen kommt zur Bereitstellung mechanischer Energie bei stationären Anwendungen zum Einsatz. Die beiden Endenergieträger sind somit zwei getrennten Anwendungsgebieten zuzuordnen, wodurch sie weder miteinander konkurrieren, noch sich gegenseitig substituieren. Die betragsgleiche Verschiebung der Verbrauchswerte hin zur Elektrizität und der dadurch gleich bleibende Gesamtverbrauch sind daher als Resultat zweier, voneinander unabhängiger Entwicklungen zu sehen.

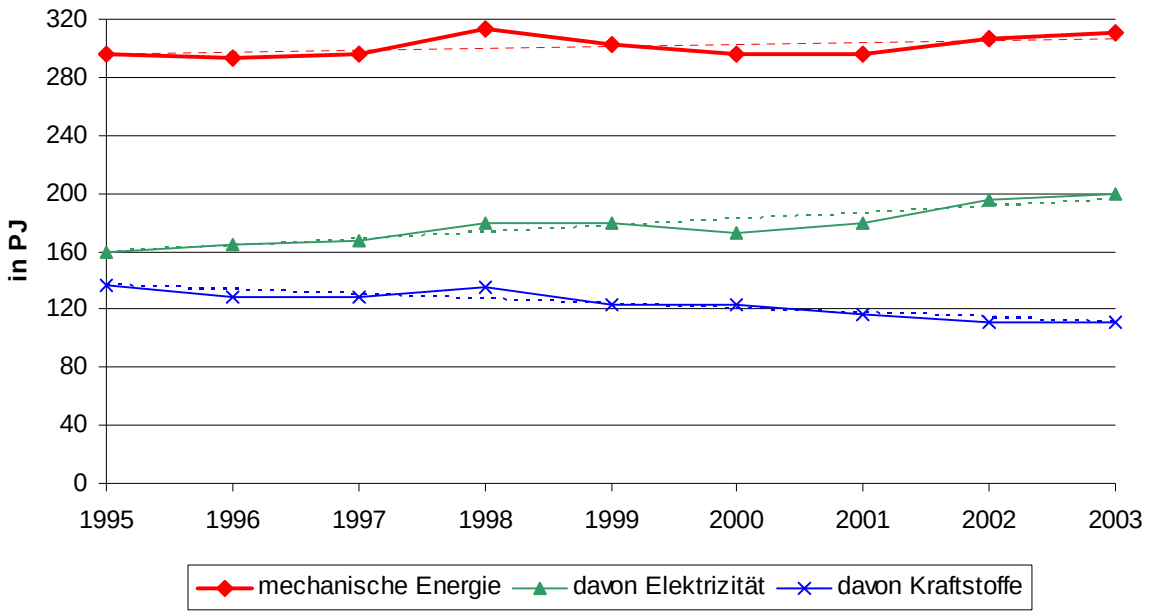

Abbildung 5-22: *Stationäre und mobile Anteile des Endenergiebedarfs zur Bereitstellung mechanischer Energie /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

Da die stationären Anwendungen im Fokus dieser sektoralen Betrachtung stehen, wird im Folgenden auf die verwendeten Kraftstoffe nicht mehr oder nur noch am Rande eingegangen und bezüglich der mobilen Anwendungen auf die Ausführungen im Sektor Verkehr verwiesen. Für stationäre Kraftanwendungen ist in den letzten Jahren ein durchschnittlicher Verbrauchszuwachs von ca. 4,5 PJ/a (vgl. Regressionsgerade) an elektrischer Energie zu verzeichnen.

Raumwärme

Deutlich zu sehen ist der Verbrauchsschwerpunkt im Bereich der Raumwärme, die mit über 800 PJ/a mehr als die Hälfte des gesamten Endenergieaufkommens verursacht. Insgesamt werden in GHD knapp 80 % der stationär verwendeten Endenergie für die Bereitstellung von Wärme (Raumwärme, Prozesswärme, Warmwasser) verwendet.

In **Abbildung 5-23** sind die bilanz- und temperaturbereinigten Daten den ursprünglichen gegenüber gestellt. In beiden Fällen zeigt sich ein abnehmender Trend. Die bereinigte Kurve liegt infolge der Bilanzkorrektur etwas höher und zeigt erwartungsgemäß einen weniger sprunghaften Verlauf und geringere Abweichungen von der Regressionsgeraden, die mit etwa 3,7 PJ/a fällt. Die Ausgleichsgerade der unbereinigten Werte hingegen fällt mit etwa 16,8 PJ/a. Die verbleibende Differenz von 13,1 PJ/a müsste somit überwiegend Folge klimatischer Einflüsse sein. Durch den relativ kurzen Betrachtungszeitraum von 1995 bis 2003 ist der Einfluss einzelner Werte relativ groß, so auch der des sehr kalten Jahres 1996. Betrachtet man nur die Jahre ab 1997, um diesen „Ausreißer“ außen vor zu lassen, so reduziert sich das Gefälle der Geraden auf nur mehr 3 PJ/a. Jedoch reduziert sich auch bei den bereinigten Werten das Gefälle. Es ergibt sich sogar ein leichter Anstieg von ca. 0,1 PJ/a, was in Anbetracht der Energieumsätze von einigen hundert PJ durchaus als konstant angesehen werden kann. Somit verbleibt zwischen den Ausgleichsgeraden eine Differenz von knapp 3 PJ/a, die klimatischen Einflüssen zugeschrieben werden kann.

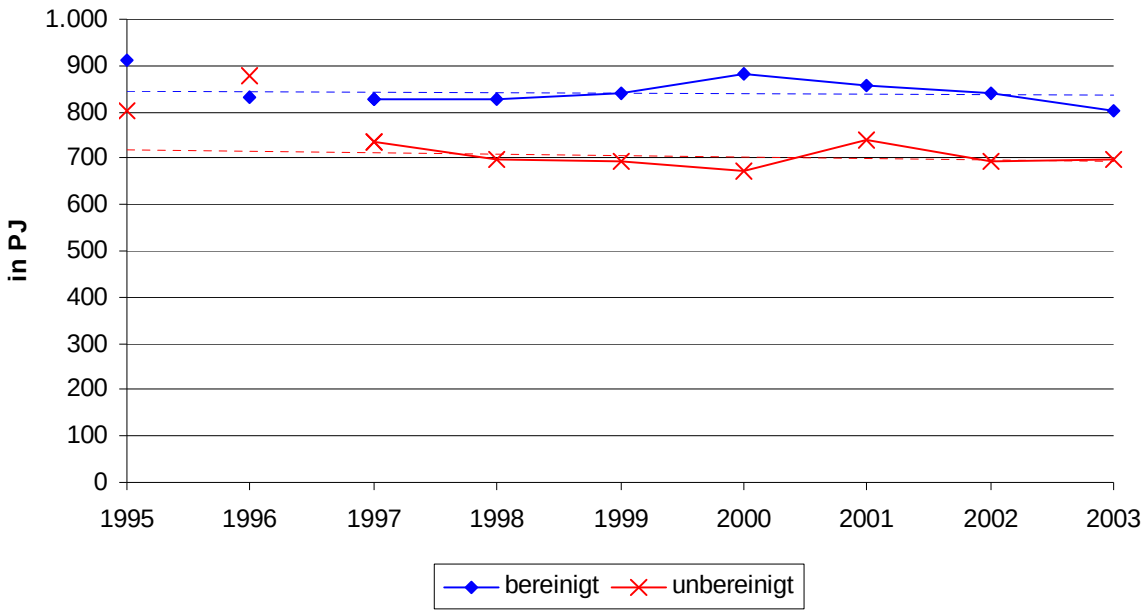

Abbildung 5-23: *Gegenüberstellung der Entwicklung der unbereinigten und bereinigten Energieverbräuche zur Raumwärmebereitstellung 1995-2003 /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

Auch die bereinigte Kurve zeigt in den Jahren 1995 und 1996 höhere Werte, weshalb sich die zugehörige Trendlinie durch den Wegfall der beiden Jahre ebenso verändert. Ein wahrscheinlicher Grund hierfür kann in der deutschen Wiedervereinigung gesehen werden, deren Auswirkungen auf die Energielandschaft Deutschlands auch die Entwicklung des Raumwärmebedarfs in GHD bis in die Mitte der Neunzigerjahre deutlich beeinflusst haben dürften.

Prozesswärme/Warmwasser

Weitere Wärmeanwendungen – neben der Raumwärme – sind die Bereitstellung von Warmwasser und (sonstiger) Prozesswärme. In der Literatur wird die Bereitstellung von Warmwasser oftmals nicht separat aufgeführt, gemeinsam mit den übrigen Wärmeanwendungen zusammengefasst und gemeinsam als Prozesswärme ausgewiesen. Diese stellt mit ca. 360 PJ/a den zweitgrößten Posten in der GHD-Anwendungsbilanz nach der Raumwärme dar.

Der Gesamtverbrauch stieg in den letzten Jahren mit durchschnittlich etwa 0,2 PJ/a und kann damit analog zu den Ausführungen bei der Raumwärme näherungsweise als konstant angesehen werden. Erst die Aufteilung in (sonstige) Prozesswärme und Warmwasser zeigt eine Verschiebung zwischen den beiden Anwendungen. Während der Energieeinsatz für die Bereitstellung von Warmwasser mit etwa 2,2 PJ/a zurückgeht, nimmt der für die von Prozesswärme mit etwa 2,3 PJ/a zu (vgl. **Abbildung 5-24**).

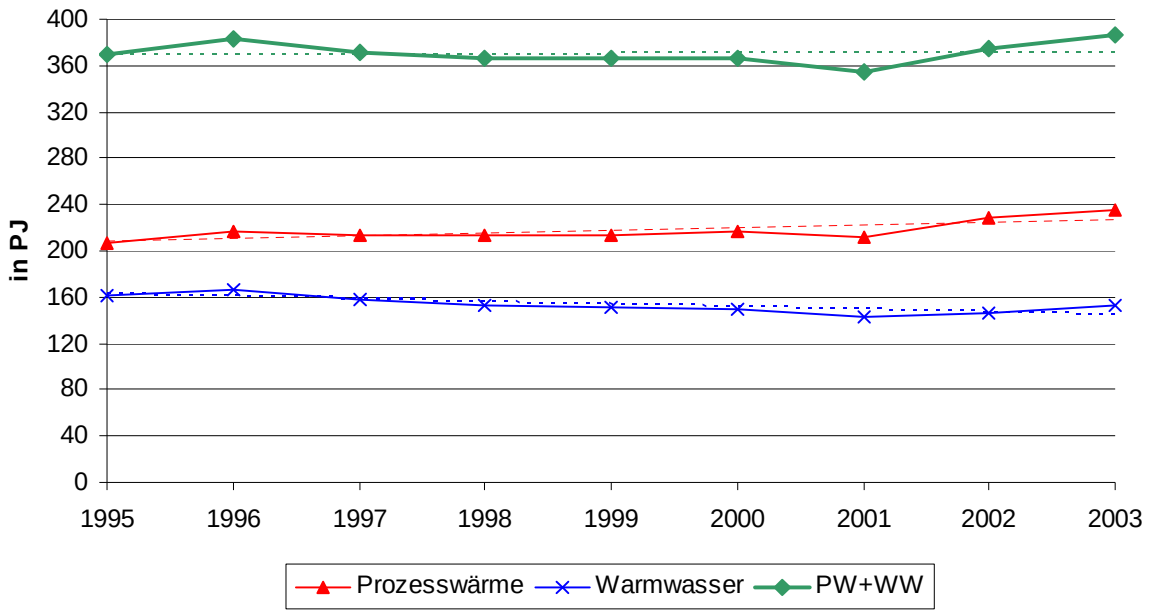

Abbildung 5-24: *Entwicklung des Endenergiebedarfs für Prozesswärme- und Warmwasserbereitstellung /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

Beleuchtung

Für Beleuchtung wird überwiegend elektrische Energie eingesetzt. Jedoch werden in Deutschland jährlich auch etwa 3 PJ Erdgas zur Straßenbeleuchtung verwendet. Von den noch etwa 80.000 in Europa betriebenen Gaslaternen befinden sich ca. 77.000 in Deutschland und hier überwiegend in Berlin (44.000). Die Lichtausbeute einer Gaslaterne liegt etwa zwei Größenordnungen unter der einer elektrischen Straßenbeleuchtung, weshalb Gaslaternen eine äußerst unwirtschaftliche Form der Beleuchtung darstellen. Dies spiegelt sich auch darin wider, dass trotz der geringen Anzahl an Gaslaternen ca. 3 % der eingesetzten Beleuchtungsenergie auf Erdgas entfallen. Dennoch werden sie aus Denkmalschutz- oder ähnlichen Gründen weiterbetrieben /BOD 07/. Im Folgenden soll auf den Gaseinsatz zu Beleuchtungszwecken nicht mehr weiter eingegangen werden, da dieser für den gesamtsektoralen Verbrauch ohne Bedeutung ist.

Die Entwicklung des Energieeinsatzes zu Beleuchtungszwecken zeigt eine steigende Tendenz (siehe **Abbildung 5-25**), wobei die Ausgleichsgerade eine Steigung von etwa 0,8 PJ/a aufweist, was einer Zunahme um etwas mehr als 0,8 %/a entspricht. Auffällig ist hier der Wert im Jahr 2001, der mit 108 PJ mehr als 10 % über den Werten der übrigen Jahre liegt. Eine plausible Erklärung hierfür konnte nicht gefunden werden, so dass ein Fehler in der Literaturquelle wahrscheinlich erscheint.

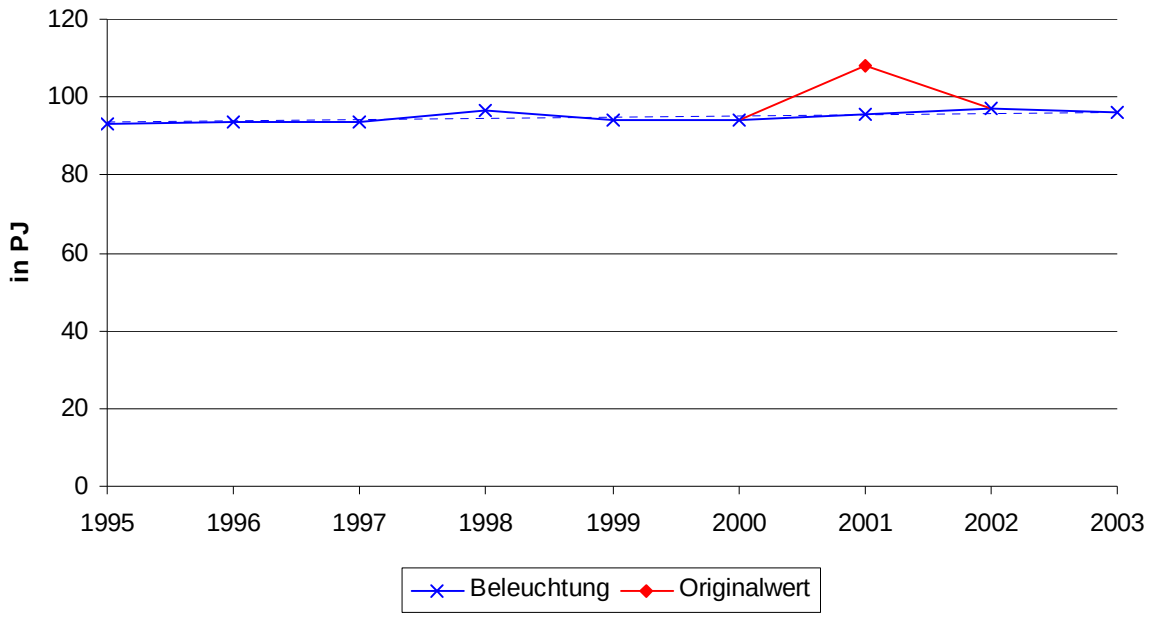

Abbildung 5-25: *Entwicklung des Energiebedarfs für Beleuchtung /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

Ersetzt man den fraglichen Wert durch das arithmetische Mittel der umgebenden Jahre 2000 und 2002 (siehe Abbildung 5-25), so zeigen sich über alle Jahre geringere Abweichungen von der Regressionsgerade. Diese weist darüber hinaus nur mehr knapp die Hälfte der Steigung auf, was einer Verbrauchszunahme von knapp 0,4 %/a entspricht.

Wie schon bei der Raumwärmebereitstellung, zeigt sich auch hier der große Einfluss einzelner Werte auf die Lage und die Steigung der Regressionsgerade aufgrund des kurzen Betrachtungszeitraumes. Für die weiteren Betrachtungen wird der Wert des Jahres 2001 von 108 PJ auf 95,5 PJ korrigiert.

Information und Kommunikation (IuK)

Mit Abstand am wenigsten Energie (knapp über 2 %), dafür jedoch ausschließlich elektrische, wird für Information und Kommunikation aufgewendet. Hierzu zählen neben Verbräuchen für alle Formen der Telekommunikation und des Rechnereinsatzes auch beispielsweise jene für Regelungen und Steuerungen von Maschinen und Anlagen. Durch die ständig wachsende Anzahl an Computern und elektrisch betriebenen Bürogeräten ist insbesondere in GHD ein Zuwachs des Energieverbrauchs in diesem Bereich zu erwarten. Seitens der AGEB wird als Einheit Mio. t SKE/a (1 Mio. t SKE entsprechen ca. 29,3 PJ) verwendet /AGEB 04/, wobei die Werte auf eine Dezimale angegeben werden. Dies führt gerade im Bereich weniger PJ zu großen Ungenauigkeiten (vgl. **Abbildung 5-26**), weshalb die Verbrauchszunahme im Bereich IuK nicht genauer quantifiziert werden kann.

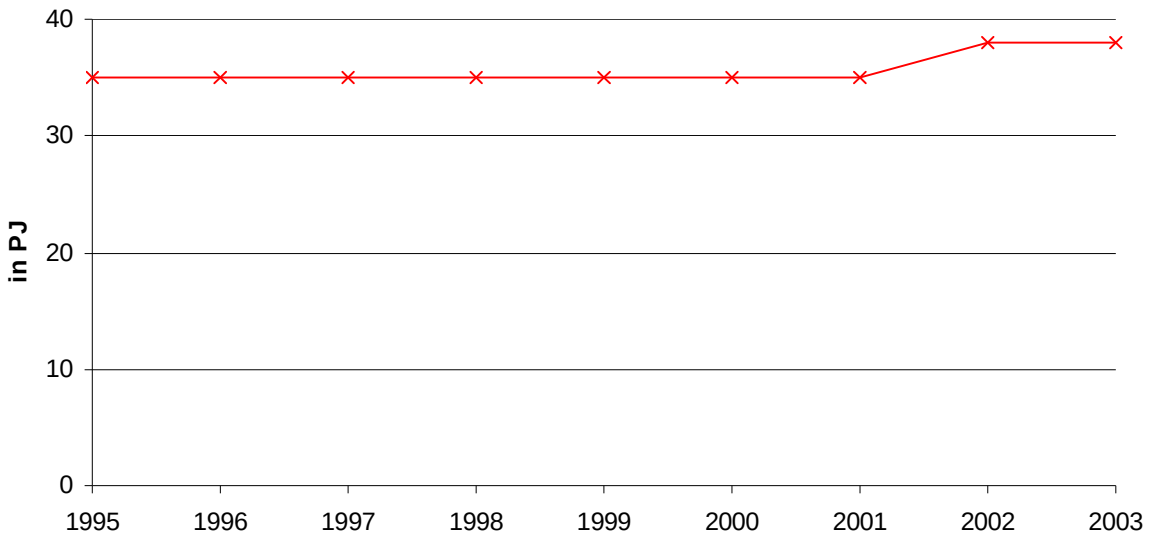

Abbildung 5-26: *Verbrauchsentwicklung im Bereich IuK /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

Zusammenfassend zeigt **Tabelle 5-15** die Anwendungsbilanz für stationäre Anwendungen in GHD unter Berücksichtigung der diskutierten Korrektur. Die Verbräuche für mobile Anwendungen sind hier, wie oben diskutiert, bewusst nicht mit aufgeführt.

Tabelle 5-15: *Stationäre Anwendungsbilanzen des Sektors GHD (1995-2003, korrigiert) /AGEB 04/, /eigene Berechnungen/*

1995	Kohle	Gas	Öl	Sonstige	Kraftstoffe	Strom	Fernwärme	Summe
Prozesswärme	0	75	86	3	0	43	0	207
Warmwasser	0	55	42	0	0	50	15	162
Raumwärme	26	278	406	0	0	51	125	886
mech. Energie	0	0	0	0	0	159	0	159
Beleuchtung	0	3	0	0	0	90	0	93
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	26	411	534	3	0	429	140	1.543
1996	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	82	88	3	0	44	0	217
Warmwasser	0	57	41	0	0	53	16	166
Raumwärme	23	275	390	0	0	44	114	847
mech. Energie	0	0	0	0	0	164	0	164
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	23	417	518	3	0	431	130	1.523
1997	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	88	79	3	0	44	0	214
Warmwasser	0	55	37	0	0	52	15	158
Raumwärme	24	284	368	0	0	45	115	836
mech. Energie	0	0	0	0	0	167	0	167
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	24	429	484	3	0	434	129	1.504
1998	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	88	70	3	0	53	0	214
Warmwasser	0	53	33	0	0	51	15	152
Raumwärme	12	292	344	0	0	50	121	819
mech. Energie	0	0	0	0	0	179	0	179
Beleuchtung	0	3	0	0	0	94	0	97
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	12	435	448	3	0	461	136	1.496
1999	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	100	59	3	0	53	0	214
Warmwasser	0	52	29	0	0	55	15	152
Raumwärme	16	340	314	0	0	48	122	840
mech. Energie	0	0	0	0	0	179	0	179
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	16	495	402	3	0	461	137	1.514
2000	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	106	56	3	0	53	0	217
Warmwasser	0	53	29	0	0	53	15	149
Raumwärme	10	345	338	0	0	43	121	858
mech. Energie	0	0	0	0	0	173	0	173
Beleuchtung	0	3	0	0	0	91	0	94
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	10	506	423	3	0	448	136	1.527
2001	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	103	56	3	0	50	0	211
Warmwasser	0	53	29	0	0	50	12	144
Raumwärme	6	345	330	0	0	42	118	842
mech. Energie	0	0	0	0	0	179	0	179
Beleuchtung	0	3	0	0	0	93	0	96
IuK	0	0	0	0	0	35	0	35
Summe	6	503	415	3	0	448	130	1.506
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	117	53	3	0	56	0	229
Warmwasser	0	53	23	0	0	56	15	147
Raumwärme	10	356	315	0	0	42	119	843
mech. Energie	0	0	0	0	0	196	0	196
Beleuchtung	0	3	0	0	0	94	0	97
IuK	0	0	0	0	0	38	0	38
Summe	10	529	392	3	0	481	134	1.549
2003	0	0	0	0	0	0	0	0
Prozesswärme	0	123	50	3	0	59	0	235
Warmwasser	0	56	23	0	0	59	15	152
Raumwärme	10	360	301	0	0	40	109	821
mech. Energie	0	0	0	0	0	199	0	199
Beleuchtung	0	3	0	0	0	93	0	96
IuK	0	0	0	0	0	38	0	38
Summe	10	542	375	3	0	488	124	1.541

5.4.3 Endenergieverbrauch ausgewählter Bereiche

Da keine amtlichen Erhebungen zu GHD vorliegen, muss hierzu auf Studien und Sekundärstatistiken zurückgegriffen werden. Diese zeigen für gewöhnlich Abweichungen untereinander und auch zu den gesamtsektoralen Ergebnissen der AGEB (vgl. hierzu Kapitel 5.4.2). Daher kann und soll das Ziel an dieser Stelle nicht eine quantitative Erfassung der energetischen Verbräuche in den Branchen sein. Vielmehr steht eine qualitative Bestimmung der verbrauchsstärksten Branchen im Vordergrund.

Hierzu wird anhand der Ergebnisse von /SLM 04/, der zurzeit aktuellsten Studie für den gesamten Sektor GHD, der Strom- und Brennstoffverbrauch ausgewählter Branchen bzw. Branchengruppen ermittelt. Beim Vergleich mit Zahlen anderer Studien zeigen sich im Detail erwartungsgemäß kleinere bis mittlere Abweichungen, eine grundlegende Änderung der qualitativen Aussage ergibt sich hieraus jedoch nicht. In **Abbildung 5-27** ist der Brennstoffverbrauch (inkl. Fernwärmebezug) der betrachteten Branchengruppen sowie deren Stromverbrauch dargestellt.

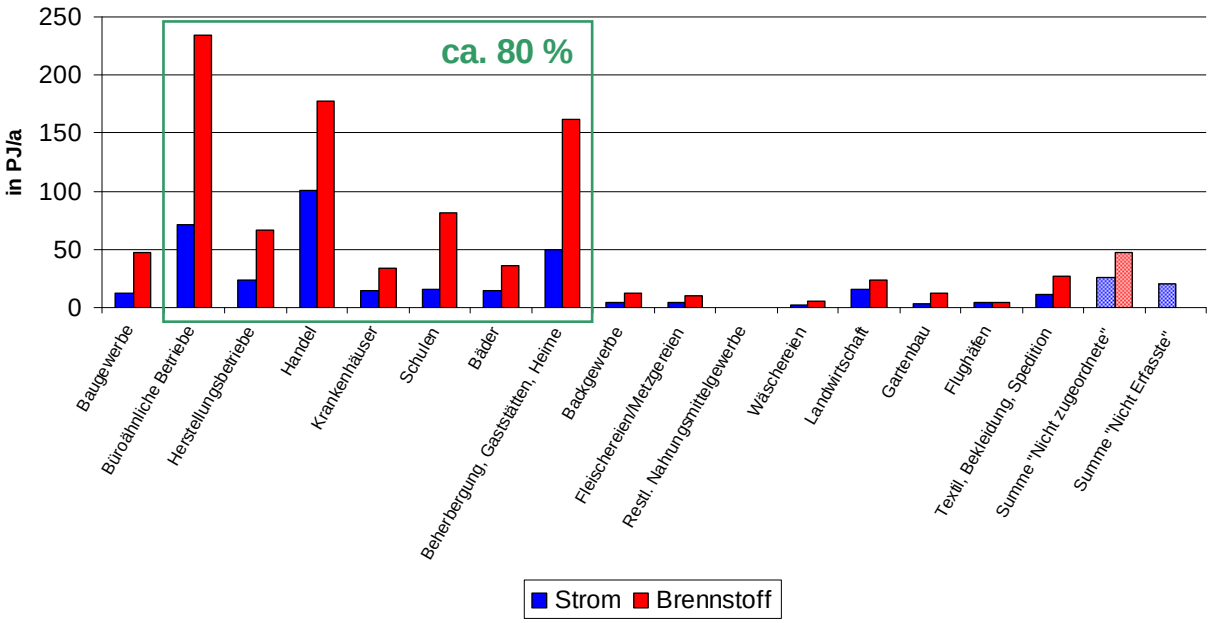

Abbildung 5-27: *Strom- und Brennstoffverbrauch in GHD nach Branchen /SLM 04/*

Die Schwerpunkte der sektoralen Energieverbrauchsstruktur sind deutlich zu erkennen. Die Branchengruppen:

- Büroähnliche Betriebe
- Herstellungsbetriebe
- Handel
- Krankenhäuser
- Schulen
- Bäder
- Beherbergung, Gaststätten, Heime

verursachen zusammen ca. 80 % des sektoralen Endenergieverbrauchs und können somit als repräsentativ für den gesamten Sektor angesehen werden. Das Baugewerbe findet hier keine weitere Berücksichtigung, da diese Branchengruppe in sich wiederum

sehr inhomogen aufgebaut ist und die Energieverbrauchswerte der einzelnen Branchen daher stark differieren. Eine Detailuntersuchung wäre sehr umfangreich und stünde nicht im Verhältnis zum Energieverbrauch und damit zur Bedeutung des Baugewerbes für den gesamten Sektor GHD.

Ein Vergleich der Branchenauswahl und der gesamtsektoralen Werte aus /SLM 04/ mit der Energiebilanz für 2001 zeigt beim Brennstoffeinsatz eine Abweichung von knapp 3 % (vgl. **Tabelle 5-16**), was an sich eine recht gute Übereinstimmung darstellt. Lediglich in Bezug auf deren Verwendung ergeben sich Differenzen bei Raum- und Prozesswärme. Hier dürften Verbräuche für Prozesswärme, im Besonderen der Warmwasserbereitung, der Raumwärme zugeordnet worden und auch Teile bei der Datenerhebung unberücksichtigt geblieben sein. Übereinstimmend lässt sich feststellen, dass Brennstoffe außerhalb der Wärmebereitstellung nahezu keine Anwendung finden, so dass eine genauere Betrachtung, auch hinsichtlich der Technikstruktur, für die übrigen Anwendungen entbehrlich ist.

Tabelle 5-16: *Vergleich des Brennstoffeinsatzes mit der Energiebilanz /SLM 04/, /AGEB 04/*

BRENNSTOFFE	/AGEB 04/	/SLM 04/	Differenz	/AGEB 04/	/SLM 04/	Differenz	/AGEB 04/	Branchen-auswahl	Differenz
	Absolut [PJ]			Anteil am Gesamtaufkommen			Anteil am Gesamtaufkommen		
Raumwärme	800,1	871,3	71,2	75,6%	84,7%	9,1%	75,6%	88,7%	13,1%
Warmwasser	93,8	154,0	-101,0	8,9%	15,0%	-9,1%	8,9%	11,3%	-12,8%
sonst. Prozesswärme	161,2			15,2%			15,2%		
Wärme gesamt	*1055,1*	*1025,3*	*-29,8*	*99,7%*	*99,6%*	*-0,1%*	*99,7%*	*100,0%*	*0,3%*
mechanische Energie	0,0	3,5	3,5	0,0%	0,3%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
Beleuchtung	2,9	0,0	-2,9	0,3%	0,0%	-0,3%	0,3%	0,0%	-0,3%
IuK	0,0	0,2	0,2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Summe	**1058,0**	**1029,0**	**-29,1**	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%	

Weniger gut stimmen die gesamtsektoralen Werte bei der elektrischen Energie überein (vgl. **Tabelle 5-17**). Hier besteht eine Abweichung von ca. 68 PJ bzw. knapp 15 % zum Wert der Energiebilanzen. Diese ist laut /SLM 04/ vermutlich auf systematische Fehler bei der Datenerhebung im Bereich der Kommunen (Dienstleistungsaufgaben für das Allgemeinwohl, laufende Ver- und Entsorgung mit Pumpen, Verdichtern etc.) zurückzuführen, da an gleicher Stelle auch in der Vorgängerstudie /GEI 99/ Abweichungen auftraten.

Tabelle 5-17: *Vergleich des elektrischen Energieverbrauchs mit der Energiebilanz /SLM 04/, /AGEB 04/*

ELEKTRISCHE ENERGIE	/AGEB 04/	/SLM 04/	Differenz	/AGEB 04/	/SLM 04/	Differenz	/AGEB 04/	Branchen-auswahl	Differenz
	Absolut [PJ]			Anteil am Gesamtaufkommen			Anteil am Gesamtaufkommen		
Raumwärme	42,4	7,8	-34,6	9,2%	2,0%	-7,2%	9,2%	2,1%	-7,1%
Warmwasser	49,8	86,1	-13,5	10,8%	21,9%	0,3%	10,8%	23,8%	2,2%
sonst. Prozesswärme	49,8			10,8%			10,8%		
Wärme gesamt	*142,1*	*94,0*	*-48,1*	*30,8%*	*23,9%*	*-6,9%*	*30,8%*	*25,8%*	*-5,0%*
mechanische Energie	178,8	113,9	-64,9	38,7%	29,0%	-9,8%	38,7%	25,7%	-13,1%
Beleuchtung	105,5	141,8	36,3	22,9%	36,1%	13,2%	22,9%	36,4%	13,5%
IuK	35,2	43,6	8,5	7,6%	11,1%	3,5%	7,6%	12,1%	4,5%
Summe	**461,5**	**393,3**	**-68,3**	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%	

Da in GHD der Energieträgereinsatz primär von Brennstoffen dominiert wird, können die Werte aus /SLM 04/ trotz der Abweichungen beim elektrischen Energieeinsatz zur qualitativen Bestimmung der verbrauchsstärksten Branchengruppen herangezogen werden.

5.4.4 Technikstruktur ausgewählter Bereiche

5.4.4.1 Ermittlung des Gebäudebestandes

Die Ermittlung des aktuellen Gebäudebestandes im Sektor GHD und dessen Entwicklung gestaltet sich erwartungsgemäß schwierig, da hierzu keine umfassenden und in sich geschlossenen statistischen Werke existieren. Vielmehr ist es nötig, Zahlen verschiedener Quellen miteinander zu kombinieren, was wegen unterschiedlicher Datenstrukturen zu teils unlösbaren oder nur unter pragmatischen Annahmen lösbaren Problemen führt.

Datenbasis

Das grundlegende Problem ist die Zusammenführung von Bestandsdaten, die eine Momentaufnahme des gesamten Gebäudebestandes zu einem bestimmten Zeitpunkt wiedergeben, und Werten für den jeweiligen jährlichen Zubau und Abgang, um die zeitliche Veränderung des Bestandes erfassen zu können. Letztere finden sich für Nichtwohngebäude – wobei hier solche aus den Bereichen Industrie und private Haushalte enthalten sind – beim Statistischen Bundesamt in Fachserie 5. Diese können jedoch um die entsprechenden Positionen bereinigt werden. Die Erarbeitung einer geeigneten Datenbasis, auf der die Werte des Statistischen Bundesamtes aufgesetzt werden können, stellt sich hingegen aufwendiger dar.

Vom Statistischen Bundesamt selbst gibt es im relevanten Zeitraum weder eine Mikrozensuserhebung noch eine Vollerhebung über den Gebäudebestand in GHD. Da auch sonst keine amtlichen Daten existieren, muss somit auf Studien und Sekundärstatistiken zurückgegriffen werden. Auch hier zeigt die Datenlage ein ähnliches Bild. Im IKARUS-Projekt[6] findet sich für den Sektor GHD eine hinreichend detaillierte Modellgebäudetypologie, welche als Grundlage für die mathematische Abbildung des sektoralen Gebäudebestandes herangezogen werden kann.

Struktur der IKARUS-Daten

Das IKARUS-Projekt erstreckte sich über viele Jahre. Hierbei wurden stets die aktuellsten, zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbaren Daten verwendet. Abhängig von der Fertigstellung eines Teilprojektes fanden so leicht veränderte Datenbestände in die jeweiligen Arbeiten Eingang.

In der IKARUS-Datenbank ist der Gebäudebestand des Jahres 2000 indirekt über sektorale und branchenspezifische Gesamtflächen sowie die jeweiligen Flächen der verwendeten charakteristischen Typgebäude abgebildet. Die in IKARUS hinterlegten Flächen berücksichtigen lediglich den beheizten Flächenanteil des Bestandes.

Der sektorale Gebäudebestand ist durch ein Modell auf Basis von 28 Typgebäuden mit entsprechend gewichteten Bestandsanteilen abgebildet. Der Gebäudebestand in den

[6] Das IKARUS-Projekt (Instrumente für Klimareduktionsstrategien) war ein Forschungsvorhaben, welches die Erhebung einer umfassenden Datengrundlage zum Energieverbrauch in Deutschland zum Ziel hatte. Von 1991 bis 2003 wurden in insgesamt drei Projektphasen umfangreiche Datenbanken, Modelle und Berichte erstellt.

alten und neuen Bundesländern ist durch die Typgebäude 1-21 abgebildet. Aufgrund architektonischer Besonderheiten war zur Abbildung des Bestands der neuen Bundesländer eine Erweiterung der Datenbank um weitere 7 Typgebäude notwendig, die unter den Nummern 22 bis 28 zu finden sind (vgl. **Tabelle 5-18**).

Tabelle 5-18: *Gebäudetypologie nach IKARUS /IKA 5-14/, /IKA DB/*

Typgebäude		Beschreibung
A B L + N B L	1	Stadthaus, 3 Geschosse, Ladenlokale, Teilwohnnutzung
	2	Stadthaus, 3 Geschosse, Büroflächen, Teilwohnnutzung
	3	öffentliches Geb., 2 Geschosse, z.B. Ausstellungsräume
	4	Massivbau/Hallentyp, z.B. Autowerkstatt mit Verkaufsausstellung
	5	Flachbau (Pavillionartig), z.B. mit Ladenlokalen
	6	Flachbau (massiv), z.B. mit Lebensmittelfiliale
	7	Stadthaus, 5 Geschosse, Gewerbebetr., Büro, Teilwohnnutzung
	8	Geschäftshaus, 3 Geschosse, Gewerbebetr., Teilwohnnutzung
	9	Massivbau, 3 Geschosse, z.B. Büro-/ Verwaltungsgebäude
	10	Massivbau, 2 Geschosse, z.B. für Gewerbebetriebe
	11	Massivbau, 3 Geschosse, z.B. Kaufhaus
	12	Massivbau, 3 Geschosse, z.B. Verwaltungsgeb. mit Ladelokalen
	13	Stahlhalle, Gewerbebau, z.B. Schreinerei
	14	Massivbau, 4 Geschosse, z.B. Hotel
	15	öffentliches Geb., 3 Geschosse, z.B. Stadthalle
	16	Massivbau, 5 Geschosse, z.B. Altenheim
	17	Massivbau, 5 Geschosse, z.B. Verwaltungsgebäude
	18	Stahlbetonskelettbau, 2 Geschosse, z.B. Verkaufsgebäude
	19	Stahlbetonskelettbau, 2 Geschosse, z.B. Schule
	20	Stahlbetonskelettbau, 2 Geschosse, hallenartig, z.B. Gewerbe
	21	Massivbau, 8 Geschosse, z.B. Krankenhaus
N B L	22	Typgebäude, NBL, z.B. öffentliche Einrichtungen
	23	Typgebäude, NBL, z.B. Lehr- und Unterrichtsgebäude
	24	Typgebäude, NBL, z.B. Handel und Gastronomie
	25	Typgebäude, NBL, z.B. Sportstätten/ Schwimmhallen
	26	Typgebäude, NBL, z.B. Gesundheitswesen
	27	Typgebäude, NBL, z.B. Hotels, Ferienheime, Bettenhäuser
	28	Typgebäude, NBL, z.B. sonstige beheizte Gebäude

Allen Typgebäuden werden bis zu vier Baualtersklassen (A-D; vgl. **Abbildung 5-28**) zugewiesen, wobei nicht jedes Gebäude zwingend in allen Altersstufen vertreten sein muss. Vielmehr sind die meisten Gebäudetypen nur in einigen Altersklassen vertreten, da Architektur und Baumaterialen einem zeitlichen Wandel unterworfen sind. Die Baualtersklassen A bis C beinhalten den Gebäudebestand, der bis 1995 errichtet wurde. Die Gebäude der Baualtersklasse D bilden den Neubaubestand.

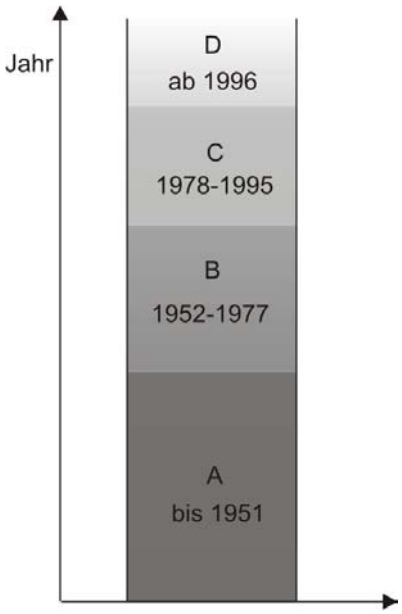

Abbildung 5-28: *Baualtersklassen in IKARUS /IKA 5-14/, /IKA DB/*

Struktur der Daten des Statistischen Bundesamtes

Aus der Fachserie 5, Reihe 1 „Bautätigkeit & Wohnungen" können jährliche Werte über Zubau und Abgang von Nichtwohngebäuden sowie den zugehörigen Flächen entnommen werden. Die Fortschreibung auf Basis der Gebäudeflächen erweist sich als geeigneter, da so auch Zubau und Abgang von Gebäudeteilen besser erfasst werden können. In den Zahlen des Statistischen Bundesamtes sind jedoch auch jene Nichtwohngebäude enthalten, die von der Industrie und den privaten Haushalten errichtet worden sind. Die Detailtiefe der vorliegenden Daten sowie Unschärfen bei deren Erhebung vor Ort erlauben keine exakte Zuordnung von Gebäuden des produzierenden Gewerbes zu den Sektoren Industrie und GHD. Da in den Bereichen produzierendes Gewerbe und Haushalte jedoch überwiegend GHD-fremde Gebäude enthalten sind, wurden die Zubau- und Abgangszahlen um diese Positionen bereinigt. Die Datenstruktur erlaubt keine detaillierte, branchenspezifische Zuweisung von Zubau und Abgang. Eine zeitliche Aufteilung des Abganges ist in Fachserie 5.1 jedoch enthalten. Diese ist gemäß **Abbildung 5-29** in die vier Baualtersklassen I-IV unterteilt.

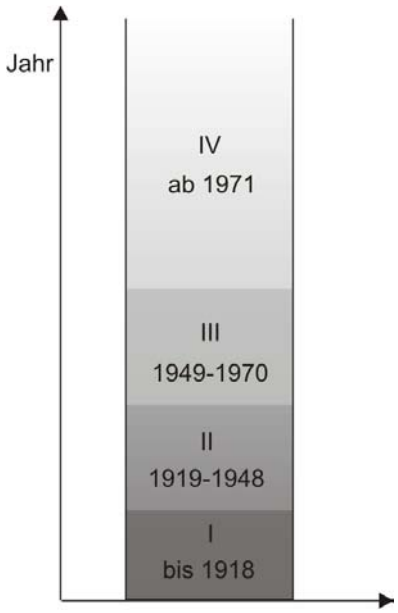

Abbildung 5-29: *Baualtersklassen des Statistischen Bundesamtes /STBU 5.1/*

Die Zahlen des statistischen Bundesamtes beinhalten alle zugebauten und abgegangenen Flächen, also auch die nicht beheizten Flächenanteile der Gebäude. In Anlehnung an typische Werte aus dem Bestand /EIK 06/, /STBU 5.1/ wurden die Zahlen ebenfalls um die betreffenden Anteile bereinigt, um eine Basis für die Verknüpfung der Daten zu schaffen.

Verknüpfung der Daten

Die Datensätze aus IKARUS und die des Statistischen Bundesamtes zeigen im Vergleich nur mäßige Übereinstimmungen bei Baualtersklassen und Aufbau. Um diese miteinander verknüpfen zu können, müssen die Strukturen der Daten des Statistischen Bundesamtes entsprechend angepasst und die Werte transformiert werden, wozu im Vorfeld einige Annahmen zu treffen sind.

Gebäude werden im Allgemeinen nach ihrer Errichtung zunächst über mehrere Jahre genutzt, bevor sie abgerissen werden oder einer Nutzungsänderung unterliegen. Um diesen Sachverhalt entsprechend abzubilden, wurde davon ausgegangen, dass ein Abgang von Gebäuden frühestens 10 Jahre nach deren Errichtung stattfindet. Hieraus folgt unmittelbar, dass im Betrachtungszeitraum bis 2003 in Baualtersklasse D nur zugebaut und der Abgang aus Baualtersklasse IV nur den Klassen B und C zugewiesen wird, in denen er auch nahezu vollständig stattfinden dürfte. Des Weiteren wird angenommen, dass der Abgang in Baualtersklasse IV in den verbleibenden Jahren mit zunehmendem Alter der Gebäude linear ansteigt. Dieser Verteilung entsprechend werden die Abgangszahlen auf die IKARUS-Baualtersklassen B und C verteilt. In den übrigen Baualtersklassen (I-III) wird davon ausgegangen, dass sich der Abgang homogen auf alle Jahre verteilt. Somit kann die Transformation dieser Baualtersklassen jahresanteilig erfolgen. Ein Zubau kann prinzipbedingt nur in Baualtersklasse D erfolgen. **Abbildung 5-30** zeigt den zeitlichen Versatz der Baualtersklassifizierung beider Quellen.

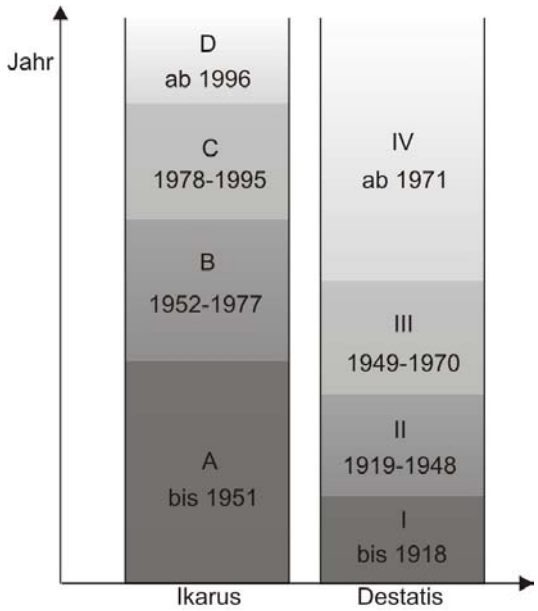

Abbildung 5-30: *Gegenüberstellung der Baualtersklassen von IKARUS und dem Statistischen Bundesamt /IKA 5-14/, /IKA DB/, /STBU 5.1/*

Fortschreibung des sektoralen Gebäudebestandes

Bei der Fortschreibung des Nichtwohngebäudebestandes stellt sich zunächst das folgende Problem. In 2000 ist die Verteilung des Gebäudebestandes auf die einzelnen Typgebäude bekannt, nicht jedoch die Verteilung des jeweiligen Typgebäudebestandes auf die Baualtersklassen. In 1995 ist wiederum nur die prozentuale Verteilung je Typgebäude auf die Altersklassen A bis C bekannt, nicht jedoch der Gebäudebestand an sich. Für die Jahre dazwischen existieren, nach Umsetzung der Annahmen zur Transformation der Altersklassen, neben den Zubauzahlen des Statistischen Bundesamtes nunmehr auch Summenwerte zum Gebäudeabgang in den Baualtersklassen A bis C.

Um den Gebäudebestand fortschreiben zu können, müssen für Zubau und Abgang weitere Annahmen hinzugezogen werden. Der Abgang wird in den Baualtersklassen A bis C jeweils allen Typgebäuden flächenanteilig zugewiesen. Die Typgebäude 22 bis 28 erfahren keinen Zubau, da sie den Teil des Gebäudebestandes in den neuen Bundesländern repräsentieren, der heute in dieser Form nicht mehr gebaut wird. Der jährliche Zubau wird unter den Typgebäuden 1 bis 21 entsprechend der Flächenanteile in Baualtersklasse C gewichtet und den Typgebäuden zugewiesen. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Trends der letzten Bauperiode weitergeführt werden und veraltete, bereits in der Bauperiode C nicht mehr errichtete Gebäude auch im Neubaubestand nicht mehr enthalten sind.

Unter diesen Annahmen konnte der Gebäudebestand über die Gebäudeflächen fortgeschrieben werden. Eine Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse für die Jahre 1995 bis 2003 findet sich in **Tabelle 5-19**. Aus Gründen der Anschaulichkeit wurden die Flächen in Gebäudezahlen umgerechnet.

Tabelle 5-19: *Entwicklung des Bestandes aller IKARUS-Typgebäude /IKA 5-14/, /IKA DB/, /eigene Berechnungen/*

Typgebäude Nr.	Jahr								
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	630.908	633.377	635.749	637.496	638.840	640.602	642.261	643.907	645.050
2	359.978	361.387	362.740	363.737	364.504	365.509	366.456	367.395	368.047
3	33.664	36.275	39.062	41.562	43.990	46.364	48.686	50.886	52.802
4	59.753	60.768	61.821	62.734	63.617	64.489	65.326	66.128	66.813
5	52.929	53.828	54.760	55.569	56.352	57.124	57.865	58.576	59.182
6	63.858	68.809	74.097	78.840	83.445	87.948	92.353	96.526	100.160
7	283.177	284.285	285.350	286.134	286.737	287.528	288.273	289.011	289.524
8	28.858	29.348	29.856	30.297	30.724	31.145	31.549	31.936	32.267
9	79.023	80.366	81.757	82.965	84.133	85.286	86.393	87.453	88.359
10	25.064	27.008	29.083	30.945	32.752	34.520	36.249	37.887	39.313
11	23.756	23.655	23.536	23.413	23.280	23.168	23.055	22.952	22.850
12	885	953	1.026	1.092	1.156	1.218	1.279	1.337	1.387
13	9.003	9.038	9.072	9.097	9.116	9.142	9.165	9.189	9.205
14	8.550	8.696	8.846	8.977	9.103	9.228	9.348	9.462	9.560
15	5.629	6.065	6.531	6.949	7.355	7.752	8.140	8.508	8.829
16	2.056	2.064	2.072	2.078	2.082	2.088	2.093	2.099	2.102
17	4.507	4.525	4.542	4.554	4.564	4.576	4.588	4.600	4.608
18	4.294	4.367	4.443	4.509	4.572	4.635	4.695	4.752	4.802
19	3.119	3.131	3.143	3.151	3.158	3.167	3.175	3.183	3.189
20	3.205	3.218	3.230	3.239	3.246	3.255	3.263	3.271	3.277
21	7.306	7.334	7.362	7.382	7.398	7.418	7.437	7.456	7.469
22	13.814	13.775	13.726	13.675	13.622	13.574	13.523	13.477	13.431
23	4.414	4.402	4.387	4.370	4.354	4.339	4.323	4.308	4.294
24	4.269	4.257	4.242	4.226	4.210	4.195	4.180	4.166	4.152
25	979	976	972	969	965	961	958	955	951
26	1.785	1.780	1.773	1.766	1.759	1.753	1.746	1.740	1.734
27	510	509	507	505	502	500	499	497	495
28	4.740	4.728	4.712	4.696	4.679	4.663	4.647	4.632	4.617
Summe	**1.720.034**	**1.738.926**	**1.758.396**	**1.774.926**	**1.790.215**	**1.806.145**	**1.821.524**	**1.836.287**	**1.848.469**

Sowohl die beheizten Flächen als auch die Anzahl der Gebäude, die durch den Sektor GHD genutzt werden, weisen einen stetigen Zuwachs auf. Bei den Typgebäuden 22-28, die keinen Zubau mehr erfahren, sind die Bestandszahlen erwartungsgemäß rückläufig. Ebenso bei Typgebäude 11, das in Baualtersklasse C nicht vertreten ist und somit ebenfalls nicht mehr zugebaut wird. Vergleicht man die relative Entwicklung von Gebäudezahlen und Flächen, so ist festzustellen, dass die Flächenzunahme mit durchschnittlich 1,1 % pro Jahr deutlich über dem Anstieg der Gebäudezahlen von durchschnittlich 0,9 % pro Jahr liegt (vgl. **Abbildung 5-31**). Dies spiegelt einen Trend zu größeren Gebäuden wider.

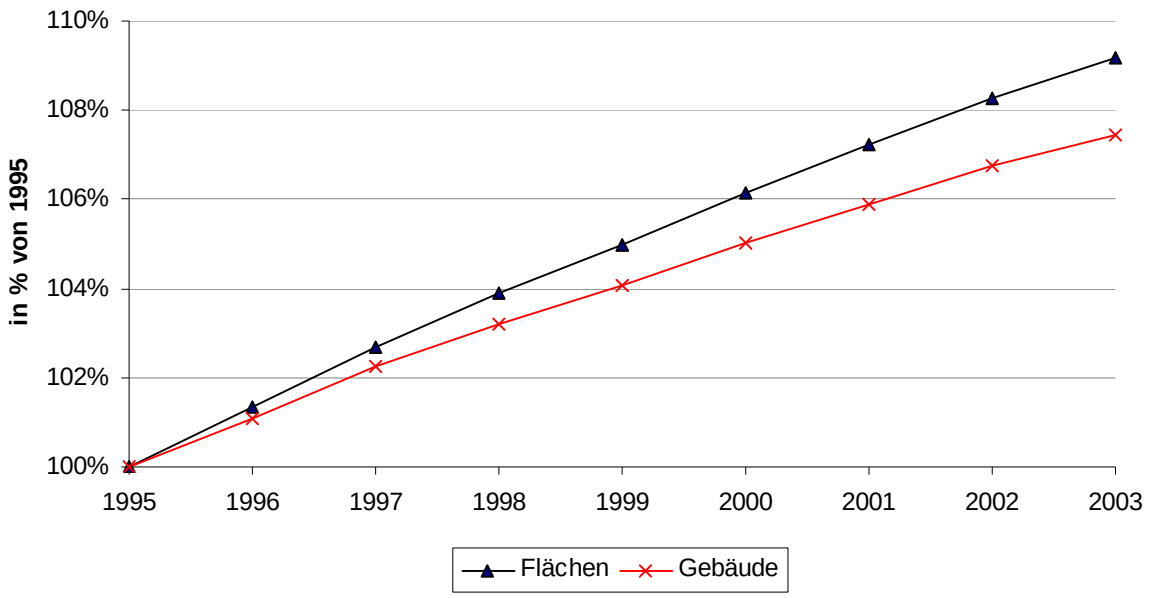

Abbildung 5-31: *Relative Entwicklung der Flächen und der Gebäudeanzahl seit 1995*

5.4.4.2 Berechnung des Heizenergiebedarfs

Der Sektor GHD kann mit einem Heizenergieanteil von über 50 % seines Endenergieverbrauchs durchaus als raumwärmedominiert bezeichnet werden. Verglichen mit den Haushalten weist die Endenergiebilanz des Sektors GHD jedoch einen deutlich größeren Anteil für die übrigen Anwendungen aus, so dass dies bei der Berechnung des Heizwärmebedarfs berücksichtigt werden muss, da deren Wärmeeinträge sich unmittelbar auf den verbleibenden Wärmebedarf auswirken.

Daher ist zur Berechnung des Heizenergiebedarfs die alleinige Betrachtung der Lüftungs- und Transmissionswärmeverluste bei weitem nicht ausreichend. Vielmehr müssen diesen alle anfallenden inneren Gewinne gegenüber gestellt werden, um eine vollständige Bilanz zu erhalten. Im Folgenden soll zunächst auf die Verluste und im Anschluss auf die energetischen Einträge in den Gebäudebestand eingegangen werden. Die Berechnungen erfolgen nach dem vereinfachten Verfahren aus DIN V 4108-6 /DIN 4108-6/. In Anbetracht der makroskopischen Betrachtung und der über weite Bereiche mit Unsicherheiten behafteten Datenlage bzw. der teilweise fehlenden Datenbasis erscheint ein Vorgehen auf diesem Wege als zielführendste Lösung. Eine Berechnung ist jedoch auch hier an der einen oder anderen Stelle nur unter Zuhilfenahme von Annahmen und Abschätzungen möglich.

Transmissions- und Lüftungswärmeverluste

Basierend auf den bauphysikalischen Daten der Typgebäude aus IKARUS /IKA DB/ und der Gebäudebestandsentwicklung für die Jahre bis 2003 konnten zunächst jährliche Werte für die Transmissionswärmeverluste berechnet werden. Um die bauphysikalischen Eigenschaften der verschiedenen Altersklassen abbilden zu können, fanden jeweils entsprechende Datensätze Anwendung.

Zur Bestimmung der Lüftungswärmeverluste wurden den IKARUS-Berichten /IKA 5-14/ Angaben zu Lüftungs- und Klimaanlagen der einzelnen Typgebäude entnommen. Die Berechnung der Lüftungswärmeverluste erfolgte in Anlehnung an

/DIN 4108-6/ für die jeweiligen Typgebäudevolumina im Bestand. Für die Luftwechselraten der verschiedenen Typgebäude wurden Werte aus der IKARUS-Datenbank /IKA DB/ entnommen. Die Werte stellen Mittelwerte über alle Betriebszustände dar und berücksichtigen Infiltration (unkontrollierter Luftaustausch durch Fugen) und Fensterlüftung ebenso wie typische Betriebsweisen der Lüftungsanlagen.

Solare und innere Wärmegewinne

Im Gegensatz zu den energetischen Verlusten eines Gebäudes, die in erster Näherung nur auf Transmission und Luftwechsel beruhen, gestaltet sich der Energieeintrag bei weitem vielfältiger. Die energetischen Gewinne werden zunächst in solare Gewinne und die Gruppe der inneren Wärmegewinne unterschieden. Letztere setzt sich aus allen nutzbaren Wärmemengen zusammen, die innerhalb eines Gebäudes anfallen und nicht durch die Heizungsanlage bereitgestellt werden.

Zur Ermittlung der solaren Gewinne eines Gebäudes ist dessen Orientierung bezüglich der Himmelsrichtungen von Bedeutung. Die solare Strahlung variiert naturgemäß in Abhängigkeit der räumlichen Lage. Als solarer Wärmegewinn können allerdings nur die eingestrahlten Energiemengen berücksichtigt werden, die Heizenergie substituieren, also nur jene, die zeitlich mit dem Heizenergiebedarf korrelieren und somit nutzbar sind. In /DIN 4108-6/ finden sich für das vereinfachte Verfahren daher Werte, die nur den Anteil der solaren Einstrahlung während der Heizperiode berücksichtigen (vgl. **Tabelle 5-20**). In diesen Werten ist neben der direkten auch die diffuse solare Strahlung berücksichtigt.

Tabelle 5-20: *Solare Einstrahlung (pro Heizperiode) und angenommene Fensterflächenanteile der jeweiligen Orientierung /DIN 4108-6/, /eigene Annahmen/*

Orientierung	Einstrahlung [kWh/m² HP]	Fensterflächen Anteil
Norden	100	20%
Osten	155	25%
Süden	270	30%
Westen	155	25%

Für die Berechnung der solaren Strahlungsgewinne wurde davon ausgegangen, dass die Gebäude an sich keine bevorzugte Orientierung aufweisen und somit auch die Fensterflächen bzgl. der Himmelsrichtungen theoretisch gleich verteilt sein müssten. Jedoch werden Gebäude in mittleren Breiten – soweit möglich – nach Süden eher offen und nach Norden eher geschlossen ausgeführt, was durch einen 30 % süd- bzw. 20 % nordorientierten Fensteranteil berücksichtigt wurde. Dachfensterflächen müssen ebenso wie opake Bauteile auf Grund der Datenlage unberücksichtigt bleiben. Für die Fensterflächen im Bestand wurde ein Energiedurchlassgrad (g-Wert) von 0,75 als Durchschnittswert für alle verglasten Flächen gewählt. Des Weiteren wurde die Abschattung von Gebäuden gemäß /DIN 4108-6/ berücksichtigt.

Als innere Wärmegewinne bezeichnet man die nutzbaren Abwärmeanteile energetischer Prozesse außer der Beheizung selbst. Neben technischen Anwendungen, wie der Bereitstellung von Brauchwasser, Prozesswärme, mechanischer Energie, Licht sowie Informa-

tions- und Kommunikationsdiensten, sind auch biologische Prozesse abwärmebehaftet, weshalb auch die Wärmeabgabe von Personen bei der Berechnung innerer Wärmegewinne berücksichtigt werden sollte. Wärmegewinne durch Viehhaltung sind vernachlässigbar, da Stallungen meist unbeheizt und daher für die Berechnung des Heizenergiebedarfs an sich nicht weiter relevant sind.

Die Wärmeabgabe eines Menschen variiert stark mit dessen Aktivitätsgrad und ist darüber hinaus auch von den Umgebungsbedingungen abhängig. Für die Berechnung wurde im Mittel von einer Umgebungstemperatur von 20 °C und einer mittelschweren körperlichen Tätigkeit (Aktivitätsgrad III) nach DIN 1946-2 /DIN 1946-2/ ausgegangen. Der Einfluss des Kundenverkehrs auf die Beheizungssituation im Allgemeinen bzw. den energetischen Gewinn im Besonderen lässt sich nicht genauer quantifizieren, weshalb er im Folgenden nicht weiter betrachtet wird. Im Verhältnis zum gesamten Raumwärmebedarf des Sektors GHD ist die durch Beschäftigte abgegebene Wärme mit ca. 6 TWh an sich von eher untergeordneter Bedeutung, obgleich diese zur Verrichtung ihrer Arbeit über relativ lange Zeit anwesend sind. Daher erscheint die Vernachlässigung des Wärmebeitrags durch sporadischen Kundenverkehr durchaus vertretbar.

Zur Bestimmung der technisch bedingten Wärmegewinne wurden die Anwendungen Beleuchtung, IuK, mechanische Energie und Prozesswärme berücksichtigt. Bei der Beleuchtung wurde der Anteil des Energieumsatzes innerhalb thermischer Hüllen zu 70 % angenommen. Für die Bereitstellung mechanischer Energie wurde angenommen, dass 30 % der Elektrizität in beheizten Gebäuden, die übrigen 70 % im Außenbereich sowie in unbeheizten Gebäuden und Gebäudeteilen aufgewendet wird. Die in GHD bilanzierten Kraftstoffe werden ausschließlich zur mobilen Bereitstellung mechanischer Energie genutzt und leisten daher keinen Beitrag zu den inneren Gewinnen. In Bezug auf die energetischen Aufwendungen für IuK bzw. die daraus entstehende Abwärme wurde in erster Näherung angenommen, dass diese vollständig innerhalb beheizter Räume anfällt.

Innere und solare Gewinne tragen zur Erwärmung eines Gebäudes bei und ermöglichen so das Einstellen der Beheizung schon bei Umgebungstemperaturen unterhalb der gewünschten Raumtemperatur. Diese so genannte Heizgrenztemperatur ist abhängig von den bauphysikalischen Eigenschaften eines Gebäudes sowie der Höhe der solaren und inneren Gewinne. Auch wäre die jeweilige Raumtemperatur im konkreten Fall zu berücksichtigen, jedoch wird im Rahmen dieser Studie im Bestand von einer durchschnittlichen Raumtemperatur von 19 °C ausgegangen.

Infolge der Heizgrenztemperatur ergibt sich eine Anzahl von Heiztagen, an denen auch die inneren und solaren Gewinne ihren Beitrag zur Beheizung leisten. Jedoch tragen sie auch außerhalb der Heiztage zur Erwärmung bei und können so über einen längeren, die Heiztage überschreitenden, Zeitraum genutzt werden. Ab welcher Temperatur innere und solare Gewinne nicht mehr genutzt werden können, hängt sowohl vom Gebäude als auch von dessen Nutzung ab. Für die weiteren Betrachtungen soll davon ausgegangen werden, dass innere und solare Gewinne bis zu einer Umgebungstemperatur von 15 °C und somit nach dem langjährigen deutschen Referenzklima (Würzburg) an 266 Tagen im Jahr genutzt werden können, was einem Anteil von etwa 73 % entspricht.

Außerhalb dieses Zeitraumes können innere Wärmegewinne jedoch keinen Beitrag mehr zur Beheizung leisten. Im Gegenteil, sie müssen abgelüftet werden oder verursachen möglicherweise sogar Kühlungsbedarf.

Aufgrund des jahreszeitlich variierenden natürlichen Lichtangebotes dürfte der nutzbare Anteil der Beleuchtungsabwärme tendenziell größer ausfallen. Jedoch ist dem entgegen zu halten, dass gerade bei beleuchtungsintensiven Branchen, wie dem Einzelhandel, die hohen Abwärmeleistungen der Beleuchtung oft schon bei geringeren Temperaturen nicht mehr genutzt werden können. Da eine quantitative Auswertung nicht möglich ist, werden die beleuchtungsbedingten Wärmegewinne analog zu denen von IuK und mechanischer Energie behandelt und ein Anteil von ca. 73 % als nutzbar erachtet.

Der Bereich der Prozesswärme gestaltet sich sehr heterogen und reicht vom Bügeleisen oder der Wäschemangel in kleinen Herbergen über vielfache Anwendungen im Küchenbereich und in Wäschereien bis hin zu Anwendungen im Handwerk, wobei diese beispielsweise wiederum von diversen Anwendungen bei Friseuren bis hin zu Lötlampen und ähnlichem im Baugewerbe reichen. Diese auch nur näherungsweise zu quantifizieren ist nicht möglich. Für das gesamtsektorale Ergebnis ist jede branchenspezifische Anwendung an sich (wie z. B. die bereits angesprochenen Friseure) ohnehin ohne merkliche Bedeutung.

Da diese meist lokal mit hohen Leistungen anfallen und daher für gewöhnlich ungenutzt abgelüftet werden, wurden die Abwärmeverluste aus dem Bereich der Prozesswärme im Jahresmittel zu nur 15 % als nutzbar und damit als innerer Wärmegewinn abgeschätzt. Oft kommen in Räumen mit großem Prozesswärmeaufkommen noch Aspekte der Lufthygiene hinzu, die einen hohen Luftwechsel erforderlich machen. Als Beispiele seien hier Wäschereien oder Küchen genannt.

Ebenso schlecht lassen sich die Speicher- und Verteilverluste bei der Warmwasserbereitung bestimmen. Diese hängen nicht nur stark von der Art der Erzeugung, der Speicherung und der Verteilung im Gebäude samt ihrer Steuerung/Regelung ab, sondern auch in großem Maße vom Verbraucherverhalten selbst. Alle diese Einflussfaktoren müssen exakt aufeinander abgestimmt sein, um ein optimales Ergebnis mit möglichst geringen Wärmeverlusten zu erreichen. Grundlegende Änderungen an der Brauchwasserversorgung im Bestand werden – wenn überhaupt – nur im Rahmen einer Komplettsanierung durchgeführt. Meist wird bei akutem Bedarf nur hier und da etwas zum bestehenden System hinzugefügt und mit der vorhandenen Technik weitergearbeitet. Gesicherte Zahlen über die Strukturen der Brauchwasserversorgung sowie ggf. verwendeter Steuerungen oder Regelungen im Gebäudebestand gibt es nicht. Wie die Fülle der Variablen vermuten lässt, dürfte in den wenigsten Fällen auch nur näherungsweise eine optimale Energienutzung erreicht sein. Dies zeigen auch Beispiele aus dem Gebäudebestand. Die Bandbreite der relativen Verluste reicht bei zentral versorgten Gebäuden mit Zirkulationsleitung und nur geringer Zapfung durchaus bis zu 80 % und mehr.

Im Folgenden wird für Speicher- und Verteilverluste von 25 % der eingespeisten Wärme ausgegangen. Berücksichtigt man den Anteil der Verluste in teils außerhalb der thermischen Hülle befindlichen Verrohrungs- und Verteilungssträngen mit 15 % der Verlustwärme, so ergibt sich schlussendlich ein Wärmeeintrag von gut 21 % der aufgewendeten

Endenergie. Jedoch kann auch hier, wie zuvor schon bei den anderen Formen innerer Gewinne dargelegt, nur ein Teil der Speicher- und Verteilverluste aufgrund der jahreszeitlichen Außentemperaturen als Raumwärmegewinn genutzt werden.

Klimatisierung

Die Klimatisierung von Gebäuden nimmt insbesondere im Sektor GHD seit einigen Jahren stark zu. Verantwortlich hierfür ist – neben steigenden Komfortansprüchen – vor allem die wachsende Anzahl technischer Geräte bzw. die daraus resultierende Abwärme. Wegen der schlechten Quantifizierbarkeit nutzungsbedingter Einflüsse, sommerlicher Wärmeeinträge aus der Umgebung sowie lokal auftretender hoher Leistungsdichten innerer Wärmeeinträge, lässt sich ein spezifischer Klimatisierungsbedarf einzelner Gebäudetypen nicht bestimmen. Vielmehr ist hier die Übernahme sekundärstatistischer Werte notwendig. Bei den vorliegenden Studien handelt es sich stets um Abbildungen des Ist-Zustandes zu einem bestimmten Zeitpunkt, wobei die untersuchten Aspekte und Bilanzgrenzen variieren. Die Anzahl möglicher Quellen mit gesamtsektoraler Aussage ist auf dem Gebiet der Klimatisierung stark begrenzt. Quantitative Aussagen über die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs finden sich nicht, lediglich qualitative Aussagen über eine generelle Zunahme des Verbrauchs werden getroffen.

Das wohl umfassendste Werk stellt /DKV 02/ dar. In diesem ist auf Basis der Jahre 1998/99 der Energiebedarf für die technische Erzeugung von Kälte wiedergegeben. Durch Selektion der GHD-relevanten Bereiche und eigene Berechnungen konnte ein Energieverbrauch von rund 18 PJ ermittelt werden, was etwa der Hälfte der in Deutschland zur Klimatisierung aufgewendeten elektrischen Energie entspricht. Die Bereitstellung von Kälte erfolgt in GHD fast ausschließlich durch Kompressionskältemaschinen, und somit durch Einsatz von Strom. Thermische Kältemaschinen finden in GHD bisher nur vereinzelt Anwendung, so dass deren Energieverbrauch von unter einem PJ derzeit noch vernachlässigt werden kann.

Bezüglich der zeitlichen Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Bereitstellung von Klimakälte wurde ein Zuwachs von jährlich 5 % zwischen 1995 und 2003 angenommen.

Laut /VDEW 05/ sind in den Zahlen für die Raumwärmebereitstellung auch Aufwendungen für Klimatisierung enthalten. Für den Vergleich des Heizenergiebedarfs mit den Zahlen der AGEB wurden die Werte für Heizstrom daher um den Strombedarf der Klimatisierung bereinigt.

Beheizungsstruktur

Heizsysteme unterscheiden sich neben dem verwendeten Endenergieträger auch hinsichtlich ihrer Bauform, des Alters und der installierten Leistung. Entsprechend ihrer Merkmale weisen die Systeme unterschiedliche Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade auf.

An dieser Stelle soll zum besseren Verständnis zunächst ein Überblick über die methodische Vorgehensweise bei der Bestimmung des GHD-Heizsystem-Bestandes gegeben werden. Eine detailliertere Beschreibung der einzelnen Teilschritte erfolgt im Anschluss.

Die Berichte der Kaminkehrer über alle erfolgten Messungen an Kesseln gemäß der 1. BImSchV werden jährlich zusammengefasst und statistisch aufbereitet. Auf Basis dieser Statistiken sowie weiterer Quellen, die entsprechende Zahlen zu Öl- und Gas-

brennwertgeräten beinhalten, kann ein Kesselbestand für öl- und gasbefeuerte Anlagen in Deutschland ermittelt werden, der, durch Hinzunahme von typischen Verteilungsfunktionen zu technisch bedingtem Kesselausfall nach Weibull, auch eine entsprechende Altersstruktur beinhaltet.

Aus dem GHD-Typgebäudemodell lassen sich neben Bestandszahlen zu Heizsystemen auch Informationen zu deren Auslegung gewinnen. Unter Hinzunahme der Erkenntnisse über die gesamtdeutschen Bestandszahlen kann so die Struktur der öl- und gasbefeuerten Anlagen in GHD ermittelt werden. Aus dieser lassen sich – durch Einbezug typischer Nutzungsgrade und Heizlasten im Bestand – gewichtete Nutzungsgrade ableiten, die letztlich eine Berechnung der Deckungsbeiträge der Energieträger an der Raumwärmebereitstellung auf Nutzenergieebene ermöglichen.

Hierauf basierend kann letztlich ein – alle Energieträger und Heizsysteme beinhaltendes – mathematisches Modell des GHD-Kesselbestandes erstellt werden, das hinsichtlich der Kriterien Baujahr, Kesselbauart und Leistungsklasse differenziert.

In **Abbildung 5-32** ist das methodische Vorgehen schematisch dargestellt.

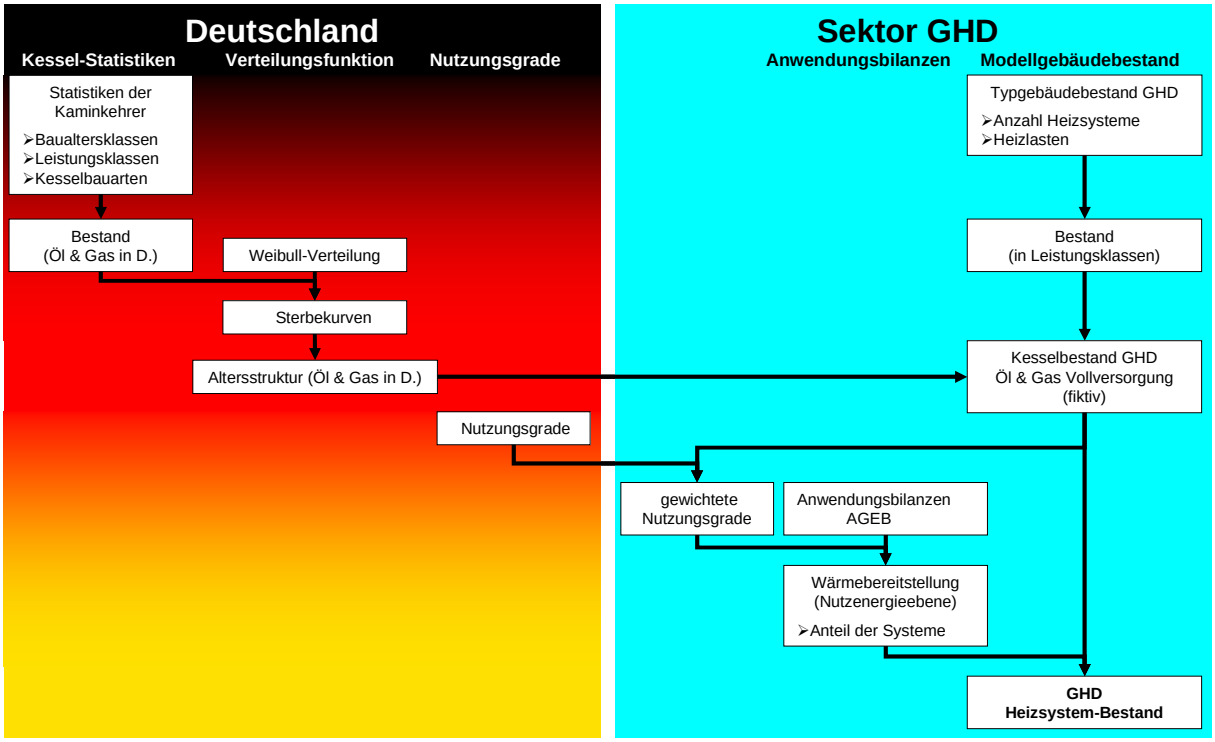

Abbildung 5-32: *Vorgehen zur Bestimmung des Heizsystembestandes in GHD*

Im Folgenden werden die einzelnen Arbeitsschritte näher erläutert, wobei der Übersichtlichkeit halber das Vorgehen zur Bestimmung der Heizlasten und der gewichteten Nutzungsgrade schon vorab dargestellt wird.

Heizlastberechnung

Der GHD Modellgebäudebestand umfasst 28 Typgebäude mit jeweils bis zu vier Baualtersklassen. Die Gebäude unterscheiden sich in Kubatur und Bauphysik.

Zur Auslegung eines Heizsystems muss die maximal auftretende Heizlast eines Gebäudes bestimmt werden. Zur normgerechten Berechnung werden die Verluste eines

Gebäudes über die thermische Hülle sowie die Lüftungswärmeverluste herangezogen. Solare und innere Gewinne bleiben hingegen unberücksichtigt, da deren Beiträge nicht zu jedem Zeitpunkt sicher verfügbar sind. Für das deutsche Referenzklima (Würzburg, Klimazone 11) ist eine Außentemperatur von -12 °C gegeben. Aus den Bestandszahlen des Gebäudemodells folgt unmittelbar auch die Anzahl der jeweils zu deckenden Heizlasten. Das Berechnungsergebnis – unter Berücksichtigung der typgebäudespezifischen Luftwechselraten – ist in **Tabelle 5-21** entsprechend der Leistungsklassifizierung der Kaminkehrer zusammengefasst.

Tabelle 5-21: *Verteilung der Heizlasten auf die Leistungsklassen*

Leistungsklasse	Anzahl
4 - 11 kW	98.958
11 - 25 kW	602.554
25 - 50 kW	488.712
50 - 100 kW	473.553
> 100 kW	184.692

Die Heizlast des gesamten GHD-Kesselmodells ergibt sich durch Addition aller Gebäudeheizlasten und beläuft sich auf rund 115 GW.

Berechnung der gewichteten Nutzungsgrade

Zur Berechnung von Heizsystemzahlen auf Basis der Kehrberichte und des sektoralen Energieträgermixes ist es erforderlich, die Deckungsbeiträge der jeweiligen Energieträger an der sektoralen Raumwärmebereitstellung (Nutzenergie) zu kennen. Hierzu bedarf es gewichteter Nutzungsgrade für die Erzeugung der Raumwärme aus den jeweiligen Energieträgern. Für die Wärmebereitstellung aus elektrischem Strom und Fernwärme werden die allgemein üblichen 99 % bzw. 98 % angesetzt. Die Raumwärmeerzeugung aus Kohle wird in Ermangelung einer bekannten Erzeugerstruktur zu 65 % angenommen, da es sich hier überwiegend um ältere Kessel handeln dürfte.

Den öl- und gasbefeuerten Systemen können – jeweils in Abhängigkeit von Leistungs- und Baualtersklasse – aus FfE-eigenen Datenbeständen Nutzungsgrade zugewiesen werden. Um die gewichteten Nutzungsgrade für die Raumwärmeerzeugung aus Öl und Gas zu ermitteln, reicht es nicht aus, nur die Bestandszahlen der Kessel zu berücksichtigen, da bei dieser Betrachtungsweise nur die Existenz des Kessels an sich bewertet wird, nicht jedoch der durch ihn bedingte Energieumsatz, der jedoch die relevante Größe darstellt. Um diesen berücksichtigen zu können, ist es notwendig, die installierte Kesselleistung sowie die zugehörige jährliche Laufzeit der Anlage zu kennen. Diese Größen können bei Einzelanlagen zwar für gewöhnlich bestimmt werden, jedoch ist dies auf sektoraler Ebene nicht möglich.

Der Energieumsatz ergibt sich als Produkt aus Leistung und Laufzeit einer Anlage. Bei Überdimensionierung einer Anlage muss sich folglich die jährliche Laufzeit einer Anlage reduzieren, um die gleiche Menge an Raumwärme zur Verfügung zu stellen. Die damit einhergehenden Nutzungsgradänderungen der Systeme durch Taktung können zwar bei Analyse einer Anlage im Einzelfall, nicht jedoch sektoral quantifiziert werden. Sie müssen daher unberücksichtigt bleiben.

Somit kann für die Gewichtung der Nutzungsgrade rechnerisch auch von optimal dimensionierten Kesseln ausgegangen werden. Unter der Annahme, dass alle Systeme hierbei in erster Näherung gleiche jährliche Laufzeiten aufweisen, ist es möglich, die Gewichtung der Nutzungsgrade auf Basis der zu deckenden Gebäudeheizlasten bzw. der aus dem Gebäudebestand resultierenden Systemauslegungen und -anzahlen durchzuführen. Hierbei kann auf Basis des Gebäudebestandes für jede Leistungsklasse eine durchschnittliche Heizleistung berechnet werden. Gewichtet man die Anzahl der jeweiligen Systeme einer Leistungsklasse mit dieser, geht somit der Energieumsatz – wenn auch indirekt – in die Berechnung des gewichteten Nutzungsgrades eines Brennstoffs mit ein.

Heizkesselbestand in GHD

Die kehrpflichtigen öl- und gasbefeuerten Heizanlagen (1. BImSchV) werden im Rahmen der Inbetriebnahme bzw. der wiederkehrenden Messung durch die Kaminkehrer statistisch erfasst. Erfasst werden alle Anlagen über 4 kW, wobei bis 11 kW derzeit nur eine einmalige Messung bei Inbetriebnahme erforderlich ist. Die Kessel werden hinsichtlich des verwendeten Brennstoffs und der Brennerbauart wie folgt unterschieden:

Gasbefeuerte Anlagen

- Brenner ohne Gebläse
- Brenner mit Gebläse
- raumluftunabhängige Feuerstätten

Ölbefeuerte Anlagen

- Zerstäubungsbrenner
- Verdampfungsbrenner

Die Statistik der Kaminkehrer unterscheidet die Kessel weiterhin in fünf Baualtersklassen mit folgender Einteilung:

- Baualtersklasse 1: bis 31.12.1978
- Baualtersklasse 2: 01.01.1979 bis 31.12.1982
- Baualtersklasse 3: 01.01.1983 bis 30.09.1988/02.10.1990
- Baualtersklasse 4: 01.10.1988/03.10.1990 bis 31.12.1997
- Baualtersklasse 5: ab 01.01.1998

Durch Reihung der jährlichen Kehrberichte ist es möglich, für die jüngste Baualtersklasse (ab 1998) den Zubau einzelner Jahre abzuleiten. Für die davor liegenden Baualtersklassen ist das in dieser Form nicht möglich. Um anhand der Summen in den Baualtersklassen auf die jährlich installierten Kessel schließen zu können, ist es notwendig, die Ausfallwahrscheinlichkeiten der Systeme zu kennen. Unter der Annahme, dass sich die Installationszahlen eines Kesseltyps innerhalb einer Baualtersklasse konstant verhalten, lassen sich so die installierten Anlagen für die davor liegenden Baualtersklassen berechnen. Eine Kalibrierung des mathematischen Modells erfolgt durch Abgleich der kesselspezifischen Weibull-Parameter mit den jeweiligen Zahlen aus den Statistiken der Kehrberichte.

Die Abgrenzung zwischen den Baualtersklassen 3 und 4 besteht aufgrund der deutschen Wiedervereinigung und den hierbei getroffenen Vereinbarungen aus zwei Zeitpunkten. Da nicht genau bestimmt werden kann, welche der Kessel zwischen dem 01.10.1988 und dem 02.10.1990 in den alten oder neuen Bundesländern installiert wurden, ist die Grenze zwischen den beiden Baualtersklassen – unter Berücksichtigung der jeweiligen Bevölkerungszahlen – in erster Näherung auf den 31.12.1988 gemittelt worden, um eine Berechnung zu ermöglichen.

Zuletzt werden die Kessel auch hinsichtlich ihrer Leistung unterschieden und in Leistungsklassen eingeteilt. Wie oben bereits angesprochen, unterliegen Kessel mit weniger als 4 kW nicht der Kehrpflicht und solche zwischen 4 und 11 kW nur einer einmaligen Kehrung bei Inbetriebnahme. Dies ist bei der Interpretation der Kehrberichte zur Berechnung der Installationszahlen zu berücksichtigen. In **Tabelle 5-22** ist exemplarisch ein zusammengefasster Auszug aus der Statistik 2003 wiedergegeben, der dies veranschaulichen soll. Deutlich zu sehen ist, dass im 4-11 kW Bereich nur Kessel mit Errichtungsjahr 2003 gekehrt wurden, nicht jedoch solche, die 2002 und davor errichtet worden sind. Gleichwohl finden sich diese natürlich im Kesselbestand.

Tabelle 5-22: *Altersstruktur der Feuerungsanlagen in Deutschland gemäß /ZIV 07/ – Gasfeuerungsanlagen mit Brennern ohne Gebläse*

Baujahr / Leistung	bis 31.12.78	1.1.79 bis 31.12.82	1.1.83 bis 30.9.88/2.10.90	1.10.88/3.10.90 bis 31.12.97	1.1.98 bis 31.12.02	1.1.03 bis 31.12.03	Summe
4 kW - 11 kW	0	0	0	0	0	10.550	**10.550**
11 kW - 25 kW	224.400	270.540	877.900	2.815.800	902.560	105.175	**5.196.375**
25 kW - 50 kW	97.600	147.760	172.740	535.900	161.272	16.017	**1.131.289**
50 kW - 100 kW	20.210	31.760	44.800	125.320	43.195	4.193	**269.478**
> 100 kW	8.290	11.422	18.190	42.160	16.051	1.856	**97.969**
Summe	**350.500**	**461.482**	**1.113.630**	**3.519.180**	**1.123.078**	**137.791**	**6.705.661**

Unter Berücksichtigung der o. g. Annahmen sowie weiterer Bereinigungen von offensichtlichen Inkonsistenzen bei der Erhebung lässt sich ein mathematisches Modell des Kesselbestandes aufstellen. Dieses beschreibt die Kesselstruktur des Ist-Zustandes, differenziert nach den Gesichtspunkten Errichtungsjahr, Kesselbauart/Brennstoff und Kesselleistung.

Zu Brennwertgeräten finden sich in den Statistiken der Kaminkehrer über die Messungen an Öl- und Gasfeuerungsanlagen nach der 1. BImSchV jedoch keine Zahlen. Somit muss an dieser Stelle auf Verkaufszahlen aus anderen Quellen /BGW 05/, /BEC 02/ zurückgegriffen werden. Hier finden sich jedoch lediglich absolute jährliche Verkaufszahlen für Gas- und Öl-Brennwertgeräte. Unterstellt man, dass die jährlich verkauften Brennwertgeräte bezüglich ihrer Leistungsklassen gleiche relative Marktanteile aufweisen wie konventionelle Heizgeräte des gleichen Brennstoffs zur selben Zeit, so lassen sich auch Gas- und Ölbrennwertgeräte dem Modellkesselbestand unter Zuhilfenahme entsprechender Weibull-Funktionen hinzufügen.

Somit ergibt sich für Öl- und Gasfeuerungen in Deutschland ein Kesselmodell mit insgesamt sieben Kesseltypen und fünf Leistungsklassen. **Tabelle 5-23** zeigt den Kesselbestand an Öl- und Gasfeuerungsanlagen in Deutschland für das Jahr 2003.

Tabelle 5-23: *Bestand der öl- und gasbefeuerten Anlagen in Deutschland (2003) /ZIV 07/, /eigene Berechnungen/*

	bis 1978	1979-1982	1983-1988	1989-1997	1998-2003
Gasbefeuerte Anlagen					
ohne Gebläse					
4-11 kW	12.619	18.129	83.786	287.429	107.708
11-25 kW	224.400	270.540	877.900	2.815.800	841.529
25-50 kW	97.600	147.760	172.740	535.900	147.169
50-100 kW	20.210	31.760	44.800	125.320	38.939
>100 kW	8.290	11.422	18.190	42.160	14.598
mit Gebläse					
4-11 kW	462	265	1.562	10.176	5.176
11-25 kW	5.136	10.528	36.380	116.270	46.848
25-50 kW	28.260	35.530	49.730	85.250	25.045
50-100 kW	16.120	11.566	21.120	45.460	17.906
>100 kW	25.530	18.110	32.820	98.670	34.104
raumluftunabhängig					
4-11 kW	0	0	8.191	72.100	49.953
11-25 kW	0	0	96.450	633.400	367.194
25-50 kW	0	0	2.348	17.418	17.877
50-100 kW	0	0	522	3.030	2.085
>100 kW	0	0	420	891	1.178
Brennwert					
4-11 kW	0	0	669	42.551	128.036
11-25 kW	0	0	7.217	410.420	1.088.212
25-50 kW	0	0	1.584	73.555	167.111
50-100 kW	0	0	464	20.004	50.101
>100 kW	0	0	348	16.263	46.338
Ölbefeuerte Anlagen					
mit Verdampfungsbrenner					
4-11 kW	1.691	1.043	4.882	11.696	8.316
11-25 kW	2.138	727	2.599	7.618	3.182
25-50 kW	309	121	230	691	293
50-100 kW	64	21	31	84	27
>100 kW	0	0	0	0	7
mit Zerstäubungsbrenner					
4-11 kW	892	720	1.606	5.000	2.366
11-25 kW	60.970	67.090	402.800	1.484.200	542.490
25-50 kW	627.400	338.800	561.000	1.044.400	306.832
50-100 kW	144.300	43.820	69.850	108.600	39.779
>100 kW	62.100	22.660	40.080	88.540	32.002
Brennwert					
4-11 kW	0	0	0	0	350
11-25 kW	0	0	0	0	22.231
25-50 kW	0	0	0	0	12.165
50-100 kW	0	0	0	0	1.715
>100 kW	0	0	0	0	1.303

Um nun von den gesamtdeutschen Zahlen auf den Sektor GHD schließen zu können, bedarf es Annahmen zu Anzahl und Leistung der Systeme. Der GHD-Gebäudebestand ermöglicht hier – unter der Annahme eines Heizsystems pro Gebäude – eine Bestimmung der Systemanzahl sowie der Aufteilung der Systeme in Leistungsklassen. Hierbei wird zugrunde gelegt, dass die jeweiligen Heizsysteme optimal dimensioniert sind. Für

die einzelnen Leistungsklassen wird angenommen, dass sich die Struktur der Systeme hinsichtlich Alter und Kesselbauart in GHD ebenso verhält wie in Deutschland insgesamt. In der Folge erhält man somit das mathematische Modell eines fiktiven GHD-Kesselbestandes für eine Vollversorgung auf der Basis von Öl und Gas.

Um nun auch die Energieträger Elektrizität, Kohle und Fernwärme in der Erzeugerstruktur berücksichtigen zu können, ist es notwendig, deren Beitrag an der sektoralen Raumwärmebereitstellung auf Basis der erzeugten Wärme zu ermitteln. Um diese berechnen zu können, ist es erforderlich, für jeden Energieträger, wenn möglich auf Basis der Technikstruktur, einen gewichteten mittleren Nutzungsgrad zu bestimmen. Für die Energieträger Öl und Gas ist dies auf Basis des ermittelten Kesselbestandes unter Zuhilfenahme von typischen Nutzungsgraden sowie eigenen Berechnungen möglich. Diese erlauben die differenzierte Zuweisung von Nutzungsgraden in Abhängigkeit von Baualter, Leistung und Kesselbauart. Für die Energieträger Elektrizität, Kohle und Fernwärme liegen hingegen keine Technikstrukturen vor, weshalb hier auf pauschale Nutzungsgrade zurückgegriffen werden muss. Die Gewichtung der durchschnittlichen, energieträgerspezifischen Nutzungsgrade erfolgt unter Einbezug der durchschnittlichen Heizlasten in allen Leistungsklassen (vgl. **Tabelle 5-24**). Diese folgen aus dem Typgebäudebestand.

Tabelle 5-24: *Durchschnittliche Heizlasten in den Leistungsklassen*

Leistungsklasse	mittlere Heizlast
4-11 kW	7,8 kW
11-25 kW	12,6 kW
25-50 kW	34,8 kW
50-100 kW	78,8 kW
> 100 kW	284,1 kW

Unter Verwendung der energieträgerspezifischen Nutzungsgrade ist es nun möglich, aus den in den Anwendungsbilanzen aufgeführten endenergetischen Verbräuchen die jeweiligen Anteile der Endenergieträger an der Raumwärmebereitstellung zu ermitteln (vgl. **Abbildung 5-33**).

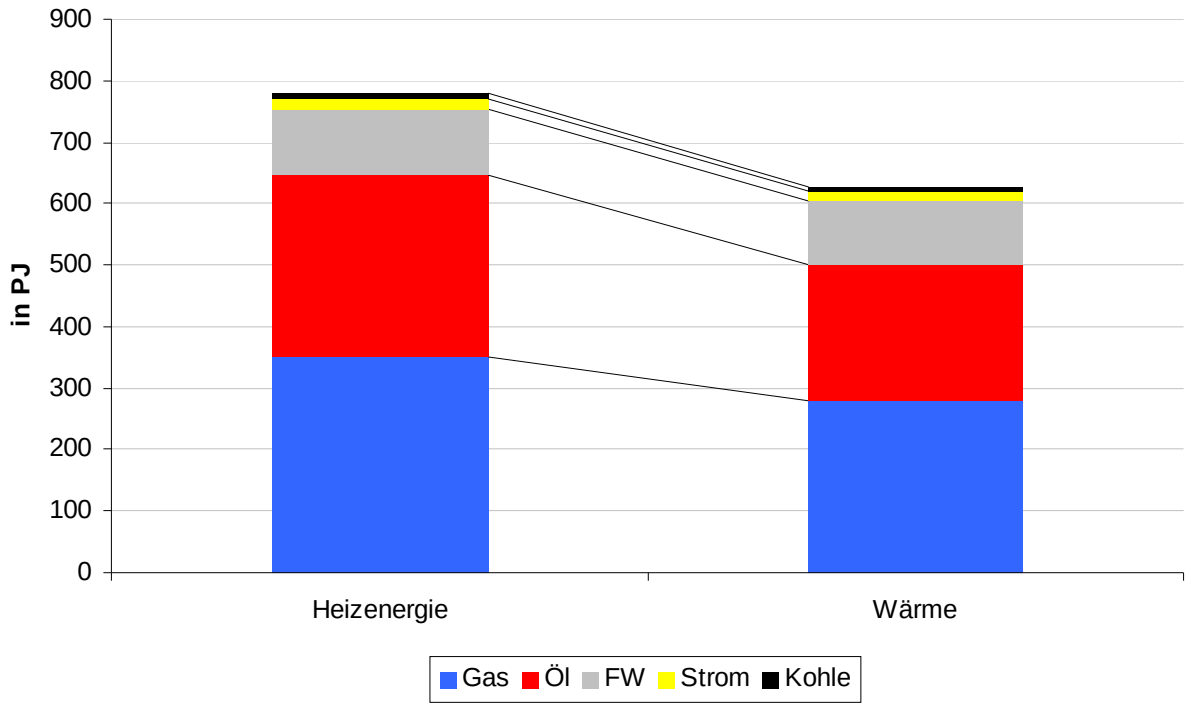

Abbildung 5-33: *Gegenüberstellung des Endenergieaufkommens für Raumwärmebereitstellung und der erzeugten Wärmemenge des Jahres 2003*

Unter der Annahme, dass alle Typen des fiktiven Öl- und Gaskesselbestandes in allen Baualters- und Leistungsklassen zu gleichen relativen Anteilen durch die anderen Heizsysteme substituiert werden, folgt schließlich ein alle fünf Energieträger und zehn Heizsysteme umfassendes, mathematisches Modell des GHD-Heizsystembestandes mit je fünf Baualters- und Leistungsklassen. Der GHD-Modellbestand der Systeme für das Jahr 2003 ist in **Tabelle 5-25** zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 5-25: *Modellbestand der Heizsysteme in GHD (2003)*

	bis 1978	1979-1982	1983-1988	1989-1997	1998-2003
Gasbefeuerte Anlagen					
ohne Gebläse					
4-11 kW	1.148	1.650	7.624	23.692	11.628
11-25 kW	10.326	12.449	40.396	117.368	45.989
25-50 kW	8.459	12.807	14.972	42.076	15.140
50-100 kW	8.900	13.986	19.728	49.990	20.351
>100 kW	1.982	2.731	4.350	9.132	4.146
mit Gebläse					
4-11 kW	42	24	142	839	559
11-25 kW	236	484	1.674	4.846	2.559
25-50 kW	2.449	3.080	4.310	6.693	2.576
50-100 kW	7.099	5.093	9.300	18.134	9.350
>100 kW	6.105	4.331	7.848	21.373	9.688
raumluftunabhängig					
4-11 kW	0	0	745	5.943	5.385
11-25 kW	0	0	4.438	26.401	20.032
25-50 kW	0	0	204	1.368	1.837
50-100 kW	0	0	230	1.209	1.091
>100 kW	0	0	100	193	334
Brennwert					
4-11 kW	0	0	61	3.507	13.866
11-25 kW	0	0	332	17.107	59.664
25-50 kW	0	0	137	5.775	17.249
50-100 kW	0	0	204	7.980	26.274
>100 kW	0	0	83	3.523	13.212
Ölbefeuerte Anlagen					
mit Verdampfungsbrenner					
4-11 kW	154	95	444	964	898
11-25 kW	98	33	120	318	174
25-50 kW	27	10	20	54	30
50-100 kW	28	9	14	34	14
>100 kW	0	0	0	0	2
mit Zerstäubungsbrenner					
4-11 kW	81	66	146	412	255
11-25 kW	2.805	3.087	18.535	61.864	29.691
25-50 kW	54.380	29.365	48.625	82.000	31.619
50-100 kW	63.544	19.297	30.759	43.320	20.833
>100 kW	14.850	5.419	9.584	19.179	9.099
Brennwert					
4-11 kW	0	0	0	0	38
11-25 kW	0	0	0	0	1.227
25-50 kW	0	0	0	0	1.264
50-100 kW	0	0	0	0	905
>100 kW	0	0	0	0	374
Sonstige Heizsysteme					
Fernwärme					
4-11 kW	298	383	1.914	7.387	6.817
11-25 kW	2.813	3.354	13.683	47.614	33.289
25-50 kW	13.646	9.456	14.263	28.824	14.565
50-100 kW	16.624	8.020	12.585	25.210	16.467
>100 kW	4.792	2.607	4.589	11.156	7.700
Kohle					
4-11 kW	17	22	111	429	396
11-25 kW	164	195	795	2.768	1.935
25-50 kW	793	550	829	1.675	847
50-100 kW	966	466	731	1.465	957
>100 kW	279	152	267	648	448
Heizstrom					
4-11 kW	46	60	298	1.151	1.062
11-25 kW	438	523	2.132	7.419	5.187
25-50 kW	2.126	1.473	2.222	4.491	2.270
50-100 kW	2.590	1.250	1.961	3.928	2.566
>100 kW	747	406	715	1.738	1.200

Hierbei zeigt sich deutlich, dass im unteren Leistungsbereich gasbefeuerte Anlagen dominieren. Im mittleren Leistungsbereich von 25-50 kW hingegen wird der überwiegende Anteil der Wärme durch ölbefeuerte Anlagen bereitgestellt. Oberhalb von 50 kW nimmt der Anteil der Gasfeuerungen wieder zu. Jenseits der 100 kW-Marke wird Gas schließlich mit knapp 50 % wieder zum dominierenden Brennstoff. Die Verwendung von Gas in oberen Leistungsbereich dürfte einerseits auf die erforderliche Lagerhaltung großer Mengen Öl und dem damit verbundenen Aufwand und andererseits auf die Preisgestaltung für mittlere und große Abnehmer seitens der Gasversorger zurückzuführen sein, zudem aber auch darin begründet liegen, dass große Gebäude tendenziell eher in Stadtnähe errichtet werden, wo sich eine entsprechende Gas-Infrastruktur findet. Die Bestandsanteile der einzelnen Heizsysteme sind in **Abbildung 5-34** (nach Energieträgern zusammengefasst) graphisch dargestellt.

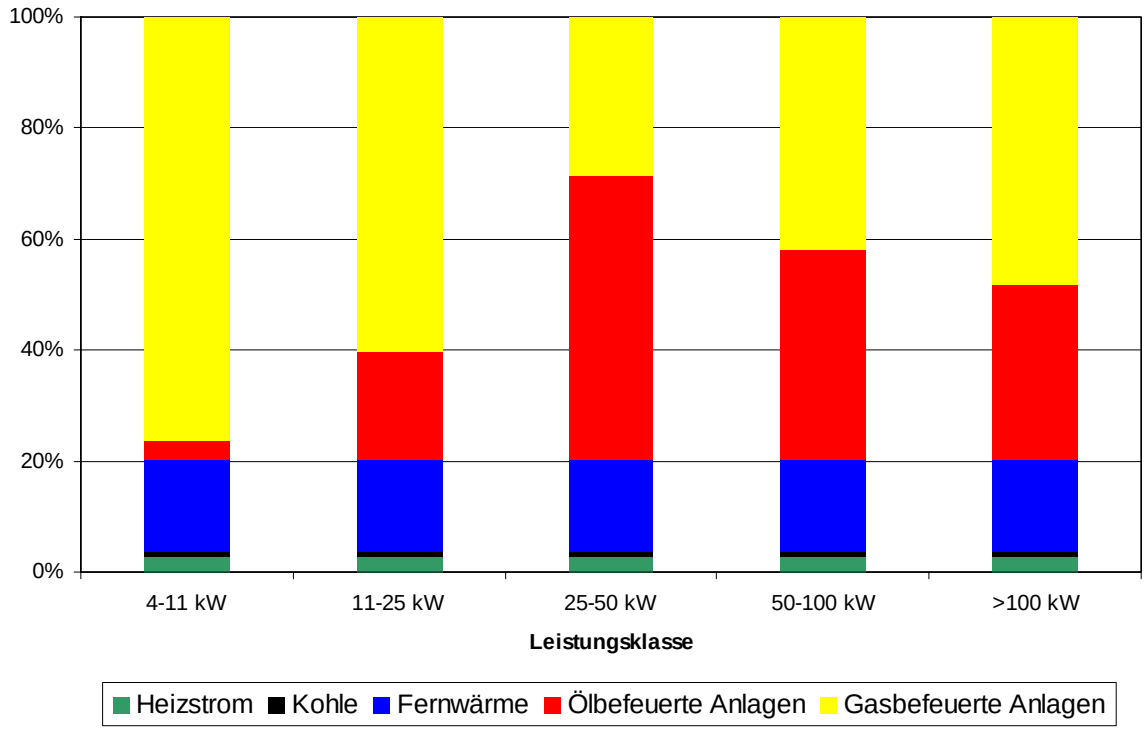

Abbildung 5-34: *Bestandsanteile der verschiedenen Heizsysteme in 2003 nach Endenergieträgern*

5.4.4.3 Beleuchtungsstruktur

Im Jahr 2003 wurden im Sektor GHD knapp 20 % (ca. 93 PJ) der elektrischen Energie in GHD für Beleuchtungszwecke eingesetzt. Das entspricht gut 50 % der in Deutschland für Beleuchtung aufgewendeten Elektrizität (ca. 188 PJ).

Die Beleuchtungsanforderungen divergieren in Abhängigkeit der jeweiligen Beleuchtungsaufgabe. Die eingesetzten Leuchtmittel unterscheiden sich in der energetischen Charakteristik mitunter stark voneinander, wobei grundsätzlich zwischen gasentladungs- und glühfadenbasierten Leuchtmitteln zu unterscheiden ist.

Bei Gasentladungslampen kommen in GHD vor allem Leuchtstoff- und Kompaktleuchtstofflampen zum Einsatz. Andere Entladungslampentypen finden in GHD ebenfalls

Anwendung, jedoch sind diese weniger verbreitet, weshalb sie im Folgenden nicht gesondert betrachtet und vereinfacht den Leuchtstofflampen zugeschlagen werden sollen. Leuchtstofflampen brauchen, anders als Glühlampen, Vorrichtungen zur Begrenzung der Entladungsströme (Vorschaltgeräte). Diese müssen bei der energetischen Bewertung der Beleuchtungssysteme berücksichtigt werden.

Im Verhältnis zu Leuchtstofflampen weisen Glühlampen eine deutlich schlechtere Leuchtmitteleffizienz auf. Dennoch verbleiben Anwendungsgebiete, in denen Glühlampen aufgrund ihrer Emissionscharakteristik gefragt sind. Dies betrifft weniger die klassischen Glühfadenlampen, als vielmehr Halogenglühlampen, die besonders in der Effektbeleuchtung zum Einsatz kommen. Im Hotel- und Gaststättenbereich sind neben diesen auch Glühlampen anzutreffen. In **Abbildung 5-35** ist die Lichtausbeute ausgewählter, im Sektor GHD gebräuchlicher, Leuchtmitteltypen dargestellt.

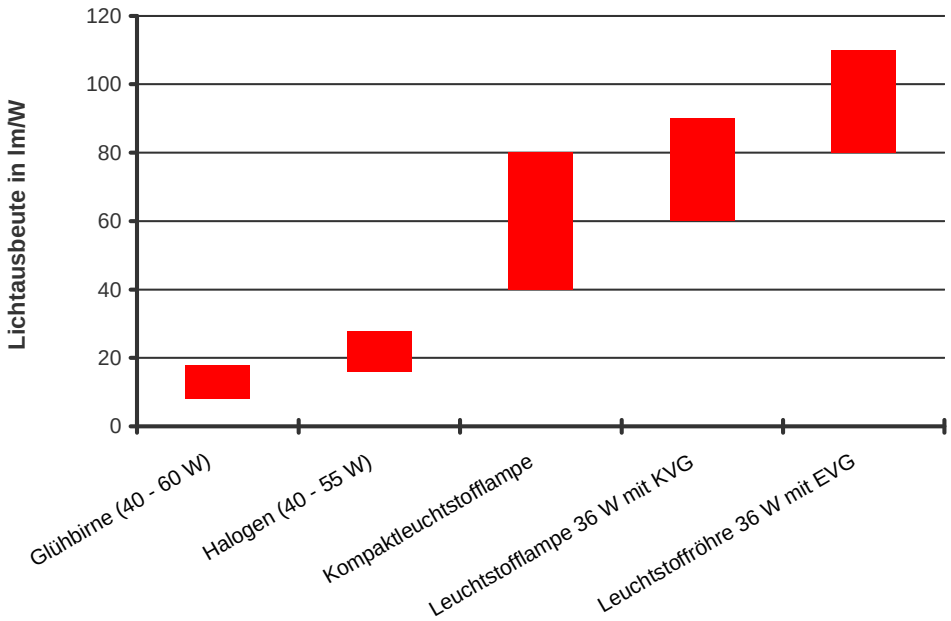

Abbildung 5-35: *Effizienz verschiedener Leuchtmitteltypen /BUT 08/*

Leuchtstofflampen zeichnen sich neben der hohen Lichtausbeute auch durch eine lange Lebensdauer aus. Glühlampen sind aufgrund der niedrigen Lebensdauer und der geringen Lichtausbeute relativ kostenintensiv und für viele Bereiche im Sektor GHD daher wenig geeignet.

Es existieren derzeit weder gesicherte Informationen über die Anzahl, noch über die Altersverteilung der installierten Beleuchtungssysteme. Dem mathematischen Modell der Technikstruktur können daher nur Annahmen und Abschätzungen von Experten und einschlägigen Fachgremien zugrunde gelegt werden.

In /WI 05/ wird ein bundesweiter Bestand von 310 Mio. Leuchtstofflampen für das Jahr 1996 angegeben, von denen etwa 50 % in GHD installiert sind, was einem Bestand von rund 156 Mio. Leuchtstofflampen entspricht.

Da seither ein Zuwachs im Gebäudebestand zu verzeichnen war, ist es notwendig, auch die Lampenzahlen anzupassen. Die Gebäudeflächen in GHD haben zwischen 1995 und 2003 um ca. 9,2 % zugenommen. In erster Näherung soll angenommen werden, dass das Verhältnis der in GHD eingesetzten Leuchtmittel während dieser Zeit unverändert

geblieben ist. Somit ergibt sich für 2003 ein hochgerechneter Bestand von ca. 170 Mio. Leuchtstofflampen in GHD. Eine vergleichbare Zahl folgt ebenfalls aus Berechnungen, die parallel auf Basis einer FfE-internen Umfrage zu Beleuchtungsanteilen und Betriebsdauern auf Branchenebene durchgeführt wurden. In diesem Kontext konnte auch eine durchschnittliche gesamtsektorale Betriebsdauer von 2.000 h/a ermittelt werden.

Der Anteil der elektronischen Vorschaltgeräte (EVG) im Bestand liegt in GHD nur bei etwa 15 % /WI 05/. Der Rest wird mit konventionellen Vorschaltgeräten (KVG) betrieben, ausgenommen ein energetisch vernachlässigbar kleiner Anteil, der mit verlustarmen Vorschaltgeräten (VVG) betrieben wird. Im Folgenden wird daher davon ausgegangen, dass 85 % der Lampen – also etwa 144,5 Mio. Stück – mit KVG betrieben werden. Auf Basis der in /STO 08/ ausgeführten Sachverhalte zu Leistungskennwerten von elektronischen und induktiven Vorschaltgeräten errechnet sich somit ein sektoraler Energiebedarf von rund 52 PJ.

Die Differenz zum gesamtenergetischen Aufkommen des Anwendungsbereichs wird demnach von glühfadenbasierten Leuchtsystemen bedingt. In Summe sind dies 2003 knapp 41 PJ.

Berücksichtigt man die Effizienz der Leuchtmittel, so ergeben sich die in **Abbildung 5-36** dargestellten Anteile an der sektoralen Lichtbereitstellung.

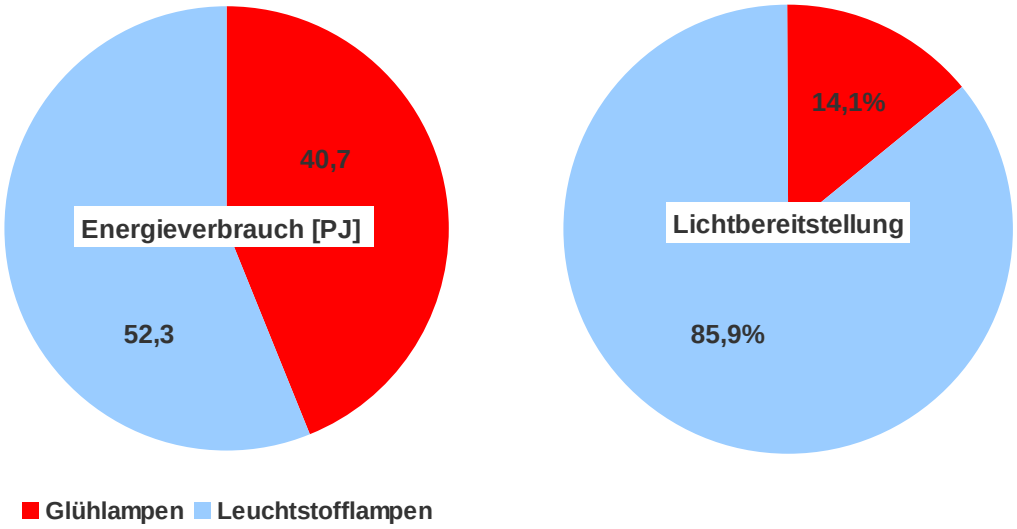

Abbildung 5-36: *Energieverbrauch und Anteile an der sektoralen Lichtbereitstellung nach Leuchtmitteltyp in 2003*

Deutlich zu erkennen ist, dass Glühlampen mit nur rund 14 % einen verhältnismäßig geringen Beitrag zum bereitgestellten Licht im Sektor GHD leisten. Aufgrund der stark unterschiedlichen Leuchtmitteleffizienz bedingen sie jedoch einen Energiebedarf von über 40 %. Unter bereitgestelltem Licht versteht sich jener Anteil des gesamt erzeugten Lichtes, das von den Leuchten in den Raum abgegeben wird und somit für den gewünschten Beleuchtungszweck zur Verfügung steht. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Einschaltdauern der anwendungstypischen Systeme ist es sinnvoll, das bereitgestellte Licht auf Basis der jährlich erzeugten Lumenstunden (lmh/a) zu berech-

nen. Die Einheit Lumenstunde (lmh) beschreibt die Lichtenergie, welche sich als Produkt des Lichtstroms und der Einschaltdauer der Beleuchtung ergibt.

5.4.4.4 Technikstruktur IuK

Der Energieverbrauch für Informations- und Kommunikationstechniken wird für das Jahr 2003 mit rund 38 PJ angegeben. Damit verursacht der Anwendungsbereich IuK knapp 8 % des Stromverbrauchs bzw. knapp 2,5 % des gesamtsektoralen Endenergieverbrauchs. Die Verbrauchsschwerpunkte im Bereich IuK liegen bei Bürogeräten sowie bei Anlagen der Netzwerkinfrastruktur. Darüber hinaus leisten auch Geräte der Steuerungs- und Regelungstechnik Beiträge zum Energieverbrauch, jedoch sind diese eher von untergeordneter Bedeutung. Die ausgesprochene Vielfalt und die Vielzahl der Regelungen und Steuerungen, mit zum Teil auch nur minimalen Verbräuchen, machen eine detaillierte Betrachtung dieses Teilbereiches unmöglich. Daher beschränken sich die Detailanalysen der Technikstruktur auf die beiden erstgenannten Bereiche.

Angaben zum aktuellen Gerätebestand der Büroendgeräte und den jeweiligen Energieverbräuchen finden sich in /SLM 05/. Ansatzpunkt für die Ermittlung des Gerätebestandes ist die Anzahl der Büroarbeitsplätze in Deutschland. Dabei ist zu beachten, dass auch Büroarbeitsplätze impliziert sind, die an sich dem Industriesektor zugeordnet und dementsprechend auch dort bilanziert werden müssten. Eine Zuordnung nach sektoraler Zugehörigkeit ist jedoch äußerst schwierig und mit großen Unschärfen behaftet. Da die Büroarbeitsplätze in GHD bei Weitem überwiegen, werden die energetischen Verbräuche der Büroendgeräte im Weiteren vollständig dem Sektor GHD zugeordnet. Der resultierende Bilanzierungsfehler für GHD scheint in Anbetracht der ohnehin geringen absoluten Verbräuche für IuK durchaus hinnehmbar. Das resultierende Verminderungspotenzial für Deutschland wird durch eine abweichende sektorale Zuordnung ohnehin nicht tangiert. Es ist jedoch darauf zu achten, dass eine Doppelbilanzierung ausgeschlossen ist. Basierend auf den Bestands- und Verbrauchsangaben aus /SLM 05/ sowie den Erwerbstätigenzahlen lässt sich der Ausstattungsgrad und damit der spezifische Stromverbrauch eines Büroarbeitsplatzes berechnen.

Bei Servern muss für die Bestandsermittlung auf Expertenschätzungen hinsichtlich der energetischen Verbräuche /GRZ 07/ und auf internationale Strukturzahlen /EES 07/ zurückgegriffen werden, da sich für diesen Bereich keine gesicherten Bestandswerte in der Literatur finden lassen. Unter der Annahme, dass sich der bundesdeutsche Serverbestand gleich dem westeuropäischen verhält, können entsprechende Zahlen für die Bundesrepublik Deutschland abgeleitet werden.

Büroendgeräte

In **Tabelle 5-26** sind Bestand und Verbrauch ausgewählter Bürogeräte für das Jahr 2003 zusammengefasst. Die Verbrauchsschwerpunkte sind neben Arbeitsplatzrechnern und Monitoren vor allem Kopiergeräte, die, wie auch Laserdrucker, einen höheren Bereitschafts- als Betriebs-Verbrauch aufweisen.

Tabelle 5-26: *IuK-Endgeräte in GHD 2003 /SLM 05/, /eigene Berechnungen/*

Gerät		Bestand (in 1.000)	Verbrauch (in PJ/a) Betrieb	Standby	Schein-Aus	Gesamt
PCs		10.306	3,4	0,3	0,7	4,5
Notebooks		7.053	0,8	0,1	0,2	1,2
Monitore	CRT	8.262	3,9	0,3	0,4	4,6
	LCD	3.079	0,5	0,0	0,1	0,6
Kopierer		5.218	3,3	3,8	0,2	7,3
Multifunktionsgeräte		726	0,5	0,5	0,0	1,0
Drucker	Tintenstrahl	1.795	0,0	0,1	0,1	0,2
	Laser	4.363	0,8	1,7	0,2	2,7
Telefone	schnurlos	3.198	0,0	0,2	0,0	0,2
	komfort	7.102	0,0	0,5	0,0	0,5
Anrufbeantworter		3.231	0,0	0,3	0,0	0,3
Faxgeräte		4.518	0,3	1,6	0,0	1,8
Summe			**13,6**	**9,4**	**1,9**	**24,9**

Netzwerkinfrastruktur

Der Bereich der Netzwerkinfrastruktur beinhaltet im Wesentlichen Geräte, welche die Übermittlung und Bereitstellung von Informationen gewährleisten. Hierzu zählen vor allem Serversysteme. Zur Anbindung der Endgeräte an die internen Netze werden Hubs und Switches, zur Anbindung an externe Netzwerke Router eingesetzt. Da Serversysteme knapp 90 % des Energieverbrauchs aller Netzwerkgeräte im Bürobereich verursachen, konzentrieren sich die Betrachtungen auf diesen Bereich.

Server sind zumeist sehr individuell eingerichtete Systeme, die sich einer allgemeinen technischen Spezifikation entziehen. Deshalb ist es üblich, Server nicht nach technischer Charakteristik, sondern nach Anschaffungskosten zu klassifizieren. In Anlehnung an /EES 07/ erfolgt die Klassifikation in „Volume Server“ (bis 25.000 US $), „Mid-Range Server“ (25.000-500.000 US $) und „High End Server“ (> 500.000 US $). Der Großteil der derzeit ab- und eingesetzten Geräte sind Volume Server im Bereich zwischen 3.000 und 6.000 US $ mit einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme von etwa 180 Watt /CSS 07/. Diese stellen gleichzeitig auch die verbrauchsstärkste Gruppe, weshalb sich die nachfolgenden Betrachtungen auch an ihnen orientieren sollen. Bei den Serversystemen ist zu beachten, dass neben dem Energiebedarf für die Datenverarbeitung oft weitere Energie zum Kühlen der Serverumgebung benötigt wird. Da der Bedarf der Kühlenergie jedoch dem Anwendungsbereich der mechanischen Energie zugeordnet wird, bleibt dieser hier unberücksichtigt. In **Tabelle 5-27** sind Bestand und Energieverbrauch der Server im Jahr 2003 aufgeführt.

Tabelle 5-27: *Anzahl und Energieverbrauch der Serversysteme in Deutschland in 2003 /GRZ 07/, /EES 07/, /eigene Berechnungen/*

Gerät		Bestand (in 1.000)	Verbrauch (in PJ/a)			
			Betrieb	Standby	Schein-Aus	Gesamt
Server	volume	1.068	6,1	---	---	6,1
	midrange	70	2,0	---	---	2,0
	highend	4	0,9	---	---	0,9
Summe			**9,0**	**0,0**	**0,0**	**9,0**

5.4.4.5 Technikstruktur Mechanische Energie

Unter mechanischer Energie werden Verbräuche für motorische Anwendungen bilanziert. Hierzu zählen zum einen jene für stationäre, elektromotorische Anwendungen wie beispielsweise Pumpen, Ventilatoren, Verdichter zur Kältebereitstellung oder Antriebe. Zum anderen werden in GHD darüber hinaus auch Kraftstoffe verbrennungsmotorischer Anwendungen in Landwirtschaft und militärischen Diensten bilanziert. Diese sind den mobilen Anwendungen zuzurechnen.

Zu den stationären, elektrischen Anwendungen zählen unter anderem auch Pumpen und Ventilatoren im Bereich der Gebäudetechnik. Da keinerlei Aussagen über den Umfang der sektoral installierten Verbraucher vorliegen, erfolgt die Bestimmung der Technikstruktur anhand des Gebäudemodells.

Die Bestimmung des Hilfsenergiebedarfs von Heizkreispumpen erfolgt nach /DIN 4701-10/, wobei eine durchschnittliche Temperaturspreizung von 15 °C angenommen wird. Anhand der Nutzflächen können den Typgebäuden so spezifische Hilfsenergieverbräuche zugewiesen werden. Dabei wird angenommen, dass Gebäude, die vor 1996 errichtet wurden (Baualtersklassen A-C), mit ungeregelten Pumpensystemen ausgestattet sind. Dagegen wird für neuere Typgebäude von geregelten Pumpensystemen ausgegangen.

Analog hierzu erfolgt die Berechnung des Hilfsenergiebedarfs für die Trinkwasserversorgung nach /DIN 4701-10/. Das Alter der Typgebäude bleibt für die Berechnungen unberücksichtigt.

Die Verbrauchsstruktur im Bereich der Raumlufttechnik wird anhand der in IKARUS hinterlegten Luftwechselraten bestimmt. Für die Bestimmung des Energieverbrauchs wird in Anlehnung an /DIN 4701-10/ von einer mittleren, volumenbezogenen Ventilatorleistung von 0,48 Wh/m³ ausgegangen. Es wird im Schnitt von einer täglichen Nutzungsdauer von 16 h ausgegangen.

Im Rahmen der Gebäudetechnik darf auch der Hilfsenergiebedarf von Heizkesseln nicht unberücksichtigt bleiben. Dieser variiert in Abhängigkeit einer Vielzahl von Einflussgrößen, wie der Bauart, der Kesselgröße oder dem eingesetzten Brennstoff. Im Weiteren wird in Anlehnung an /SLM 04/ daher von einem durchschnittlichen jährlichen Verbrauch von 1.000 kWh je Heizkessel ausgegangen.

Für mechanische Energie werden im Bereich der Gebäudetechnik rund 41 PJ aufgewendet, was etwa 20 % der gesamtsektoralen elektrischen Aufwendungen für mechanische Energie entspricht.

Im Bereich der öffentlichen Ver- und Entsorgung (z. B. Wasserwerke, Klärwerke) sowie in Bädern werden nach /SLM 04/ insgesamt weitere 27 PJ elektrischer Energie in Pumpen umgesetzt.

Neben den oben diskutierten motorischen Anwendungen bei Pumpen und Ventilatoren findet elektrische Energie auch in großem Umfang bei der Kälteerzeugung Anwendung. Unter mechanischer Energie werden in den Energiebilanzen alle Aufwendung für die Bereitstellung von Kälte durch Kompressionskältemaschinen bilanziert, ausgenommen jene Positionen, die der Klimatisierung von Räumen zuzuschreiben sind. Eine Differenzierung nach Alter und Größe der Kompressionskälteanlagen auf sektoraler Ebene ist nicht möglich, weshalb eine detaillierte Technikstruktur nicht ausgewiesen werden kann. Jedoch ist auf Basis von /DKV 02/ und /SLM 04/ eine grobe Abschätzung der Verbrauchsstruktur möglich. Hierbei konnte ein deutlicher Verbrauchsschwerpunkt im Bereich der Nahrungs- und Arzneimittelkühlung in Höhe von 39 PJ ermittelt werden. Für die Kühlung von Servern und Rechenzentren werden schätzungsweise 9 PJ eingesetzt, auf sonstige Kälteanwendungen entfallen weitere 7 PJ.

Neben den genannten Anwendungen für Pumpen, Ventilatoren und Kälteerzeugung werden weitere 77 PJ elektrischer Energie in Antrieben und motorischen Kleinanwendungen verbraucht. Eine weitere Differenzierung ist nur schwer möglich und wäre mit großen Ungenauigkeiten verbunden, weshalb die verbleibenden Verbräuche unter sonstiger mechanischer Energie zusammengefasst werden. **Tabelle 5-28** fasst die Verbrauchsstruktur für das Jahr 2003 zusammen.

Tabelle 5-28: *Stationäre Energieverbräuche in 2003 nach Anwendung*

Anwendung	Verbrauch
Kälteerzeugung	54 PJ
davon Nahrungsmittel	*39 PJ*
Server	*9 PJ*
Sonstige Prozesskälte	*7 PJ*
Haustechnik	41 PJ
Pumpen (Bäder, Ver- und Entsorgung)	27 PJ
Sonstiges	77 PJ
Gesamt	**199 PJ**

5.4.4.6 Technikstruktur Prozesswärme/Warmwasser

Im Unterschied zu Iuk, Beleuchtung und der stationären Nutzung mechanischer Energie zeichnet sich der Bereich der Prozesswärme und Warmwasserbereitstellung durch eine Diversifizierung der eingesetzten Energieträger aus. Wie bei der Raumwärme kommen neben elektrischer Energie auch verschiedene Brennstoffe sowie Fernwärme zum Einsatz. Hierbei unterscheiden sich die eingesetzten Energieträger nach Art und Umfang zwischen den Positionen Warmwasser und sonstiger Prozesswärme, weshalb eine Unterscheidung in die beiden Bereich notwendig ist. In **Abbildung 5-37** sind die Verbrauchsanteile aller Wärmeanwendungen (Prozesswärme, Warmwasserbereitung, Raumwärme) in der Einteilung der Energiebilanzen gegenüber gestellt.

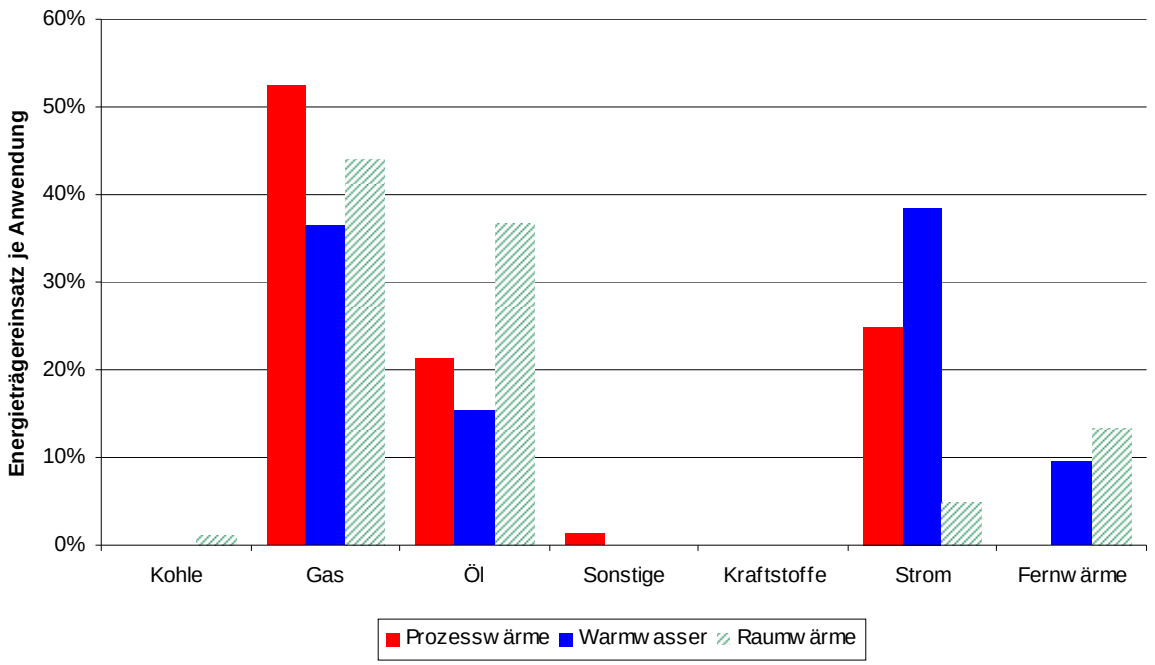

Abbildung 5-37: *Anteile des Energieträgereinsatzes für Prozesswärme, Warmwasserbereitstellung in 2003 /AGEB 04/*

Deutlich zu sehen ist, dass zur Bereitstellung sonstiger Prozesswärme überwiegend Gas eingesetzt wird. Nennenswerte Energieumsätze sind darüber hinaus nur noch bei Elektrizität und Öl zu verzeichnen. Die Anwendungen im Bereich der Prozesswärme unterscheiden sich in Technik und Temperaturniveau mitunter stark von einander. Eine detaillierte Ermittlung der Technikstruktur ist jedoch nicht möglich.

Die Bereitstellung von Warmwasser erfolgt zu knapp 40 % elektrisch. Nahezu im selben Umfang findet Gas Verwendung. Öl und Fernwärme kommen hingegen nur mit ca. 15 % bzw. knapp 10 % zum Einsatz. Vergleicht man die Verbrauchsanteile der Warmwasserbereitung mit jenen der Raumwärme, so zeigen sich deutliche Unterschiede. Die Differenzen sind bei den Energieträgern Öl und Elektrizität besonders ausgeprägt und resultieren aus den differierenden Technikstrukturen. Während die Raumwärmebereitstellung überwiegend zentral erfolgt, finden sich bei der Warmwasserbereitung oft auch dezentrale Systeme. Insbesondere in Betrieben mit geringem Warmwasserbedarf stellen in unmittelbarer Nähe zur Zapfstelle befindliche Kleingeräte, wie z. B. elektrische Durchlauferhitzer oder kleinvolumige Boiler, oft eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Alternative zu zentralen Systemen mit aufwendiger Verrohrung und entsprechenden Wärmeverlusten dar. Fernwärme und (in erster Näherung auch) Öl kommen daher nur bei zentraler Versorgung zum Einsatz. Auch der Anteil von Gas ist bei der Warmwasserbereitung geringer als bei der Raumwärmebereitstellung, wenngleich hier die Differenz wegen des Einsatzes von Gasthermen weit weniger groß ist als bei Öl.

Da eine hinreichend genaue Differenzierung in zentrale und dezentrale Systeme in Ermangelung einer belastbaren Zahlenbasis nicht möglich ist, kann auch hier in Bezug auf die verwendete Technikstruktur nur eine grobe Abschätzung getroffen werden. Im Weiteren wird davon ausgegangen, dass Fernwärme, Öl und Gas im Rahmen der zentralen Versorgung Verwendung finden, während elektrische Brauchwassererwärmung nur dezentral zum Einsatz kommt. Für zentrale Anlagen wird in erster Näherung

angenommen, dass Brauchwassererwärmung und Raumwärmebereitstellung durch dieselben Systeme erfolgen. Für die dezentrale, elektrische Warmwasserbereitung ist eine Differenzierung hinsichtlich der Anlagengröße nicht möglich.

5.5 Analyse des Sektors Industrie

5.5.1 Definition und Abgrenzung des Sektors

Die in dieser Studie verwendete Definition des Industriesektors lehnt sich an den in der Klassifikation der Wirtschaftszweige 2003 /STBU 03b/ des Statistischen Bundesamtes als „Verarbeitendes Gewerbe“ bezeichneten Bereich an.

Im Folgenden wird der gebräuchliche Terminus „Industriesektor“ verwendet, auch wenn damit große Handwerksbetriebe eingeschlossen sind. Das Problem der Abgrenzung des Sektors Industrie vom Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung wird demnach über die Anzahl der Beschäftigten gelöst. Im Einzelnen werden im Industriesektor folgende Bereiche bilanziert:

- Unternehmen mit 20 Beschäftigten und mehr, deren wirtschaftlicher Schwerpunkt im Bereich „Verarbeitendes Gewerbe“ liegt und alle Betriebe dieser Unternehmen.
- Betriebe im Bereich „Verarbeitendes Gewerbe“ mit 20 Beschäftigten und mehr, auch wenn das Unternehmen außerhalb dieses Bereiches liegt.
- Unternehmen und Betriebe, die im Bereich der Umwandlung von Energieträgern tätig sind, werden nicht im Industriesektor, sondern im Umwandlungssektor bilanziert. Dies betrifft die nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige /STBU 03b/ als Abteilung 23 bezeichneten Bereiche der Kokerei und Mineralölverarbeitung.
- Unternehmen und Betriebe, die im Bereich „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ tätig sind und damit überwiegend der Bereitstellung von Energieträgern dienen, werden ebenfalls im Umwandlungssektor berücksichtigt.

Untersuchte Bereiche

Der Industriesektor umfasst nach der oben genannten Klassifikation der Wirtschaftszweige /STBU 03b/ 18 Abteilungen. In dieser Studie werden davon die sieben energieintensivsten hinsichtlich ihrer Produktion und Energieverwendung untersucht. Zusätzlich dazu wird die Produktion einzelner, energetisch bedeutender Erzeugnisse betrachtet. Einen Überblick der untersuchten Industriezweige bietet **Tabelle 5-29**.

Tabelle 5-29: *Überblick der untersuchten, energieintensiven Industriezweige*

Industriezweig	Klassifikation /STBU 03b/	Anteil des Energieeinsatzes bezüglich des Industriesektors /STBU 06a/	Untersuchte Zwischen-produkte und Erzeugnisse
Metallindustrie	WZ DJ 27 WZ DJ 28	33,3 %	Sinter Roheisen Elektro-Stahl Oxygenstahl Aluminium
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	WZ DG 24	22,9 %	Kunststoffe (PE, PS, PU, PP, PVC)
Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	WZ DI 26	10,1 %	Flachglas Behälterglas Glas gesamt Zement Kalk Gips
Papier-, Verlags- u. Druckgewerbe	WZ DE 21	8,4 %	Papier, Karton, Pappe Holzstoff Zellstoff Altpapier
Nahrungsmittelindustrie	WZ DA 15	7,3 %	
Automobilindustrie	WZ DM 34	4,0 %	
Maschinenbau	WZ DK 29	3,2 %	

In **Abbildung 5-38** sind die Anteile der untersuchten Industriezweige am Strom- und Brennstoffeinsatz des gesamten Industriesektors verdeutlicht. Die Summe der untersuchten Abteilungen decken 86 % des gesamten Energieeinsatzes ab.

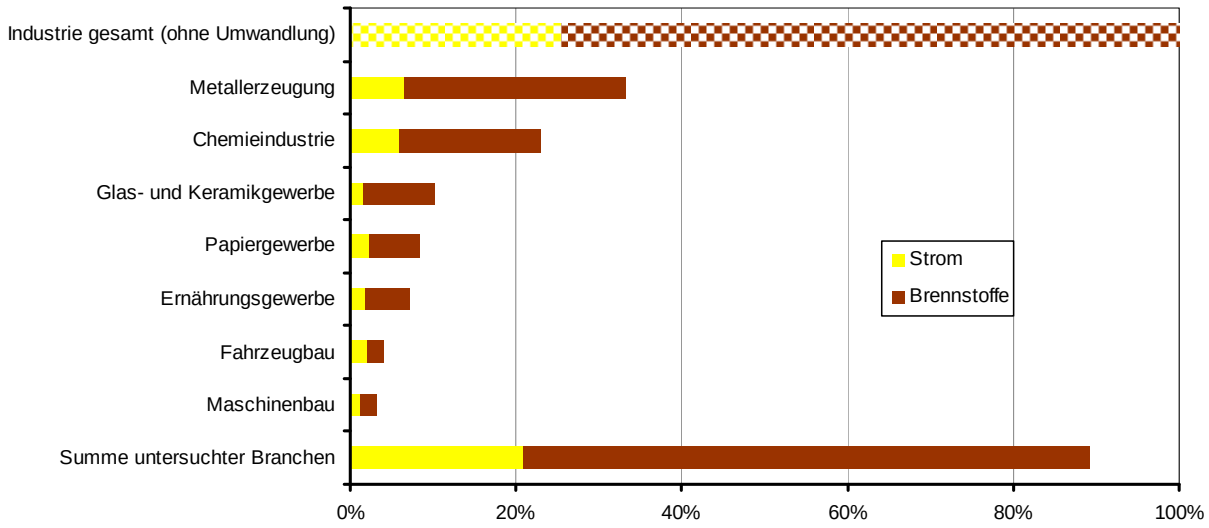

Abbildung 5-38: *Brennstoff- und Stromeinsatz der energieintensiven Industriezweige /STBU 06a/, /eigene Berechnung/*

5.5.2 Datenlage und methodisches Vorgehen

Die Ermittlung des Energieeinsatzes im Industriesektor und die Ausweisung von energetischen Kenngrößen erfolgen unter dem Gesichtspunkt der Prognostizierbarkeit. Eine Fortschreibung des zukünftigen Energieeinsatzes ist nicht Erfolg versprechend, wenn sie nur auf dem zurückliegenden Energieeinsatz basiert und deren Ursachen, wie beispielsweise Produktionsrückgänge, außer Acht lässt. Im Industriesektor wird deshalb der Energieeinsatz einzelner Wirtschaftszweige auf deren Produktion bezogen. Für ausgewählte, energieintensive Produkte werden die Produktionsmenge und der spezifische Verbrauch in der Einheit Energie je Produktionsmenge ermittelt. Die Fortschreibung führt die beiden Ansätze, Energieeinsatz bezogen auf die Produktion und Energieeinsatz für ausgewählte Erzeugnisse, in einem Konsens zusammen.

Energieeinsatz der Branche

Ausgangspunkt zur Ermittlung von Kenngrößen, die Aussagen zu der zukünftigen Entwicklung des industriellen Energieverbrauchs in Deutschland erlauben, sind die Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes.

Die Erhebung über die Energieverwendung im „Produzierenden Gewerbe“ ist eine Primärerhebung mittels Fragebogen. Die Inhaber und Leiter der entsprechenden Unternehmen und Betriebe sind gemäß dem Gesetz über Energiestatistik (EnStatG) und dem Bundesstatistikgesetz (BStatG) auskunftspflichtig. Erhoben werden die Merkmale Strombezug, -erzeugung, -abgabe und -verbrauch, sowie die auf konkrete Energieträger und Brennstoffe zu spezifizierenden Merkmale Bezug, Verbrauch, Abgabe und Bestand. /STBU 05a/

Diese Quelle ist allgemein anerkannt und liegt den Arbeiten der „AG Energiebilanzen“ /AGEB V/, den Angaben der Wirtschaftsverbände sowie einschlägigen Studien zu Grunde /EWI 05/.

Ab dem Berichtsjahr 2003 werden die Energiebezüge aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen (Detaillierungsgrad, so genannte „Zweisteller“) und nach den Energieträgern Steinkohlen, Braunkohlen, Heizöl, Erdgas, Erneuerbare Energien, Strom, Fernwärme und sonstige Energieträger. Die älteren Fachserien weisen bis zur Detaillierungstiefe der „Dreisteller“ die Energieträger Stromverbrauch, Eigenerzeugung, Bezug sowie Abgabe von Strom, Steinkohle und Braunkohle mit den Anteilen Briketts und Koks sowie leichtes und mittelschweres/schweres Heizöl, Erdgas und sonstige Gase aus.

Bedingt durch diese Umstellung treten Unstetigkeiten auf. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Unstetigkeiten so weit wie möglich ausgeglichen.

Da die Fachserie 4 Reihe 1.1 /STBU 4.1.1/ die Verwendung der Energieträger ausweist und nicht den Anspruch auf eine geschlossene Bilanz stellt, sind sowohl die Stromeigenerzeugung als auch der dafür verwendete Brennstoff aufgeführt. In der vorliegenden Studie wird allerdings der Brennstoff für die Eigenerzeugung in Industriekraftwerken und KWK-Anlagen nicht im Sektor Industrie, sondern im Umwandlungssektor bilanziert. Deshalb wird hier der Brennstoffeinsatz im Sektor Industrie um den Anteil reduziert, der zur Eigenerzeugung von Strom und KWK-Wärme verwendet wird. Im Gegenzug werden dem Industriesektor die Produkte Strom und KWK-Wärme gut geschrieben. Da der Strom aus Eigenerzeugung bereits in der Veröffentlichung des Statistischen

Bundesamtes berücksichtigt wird, führt dieser zu keiner zusätzlichen Erhöhung der verwendeten Energiemenge (**Abbildung 5-39**).

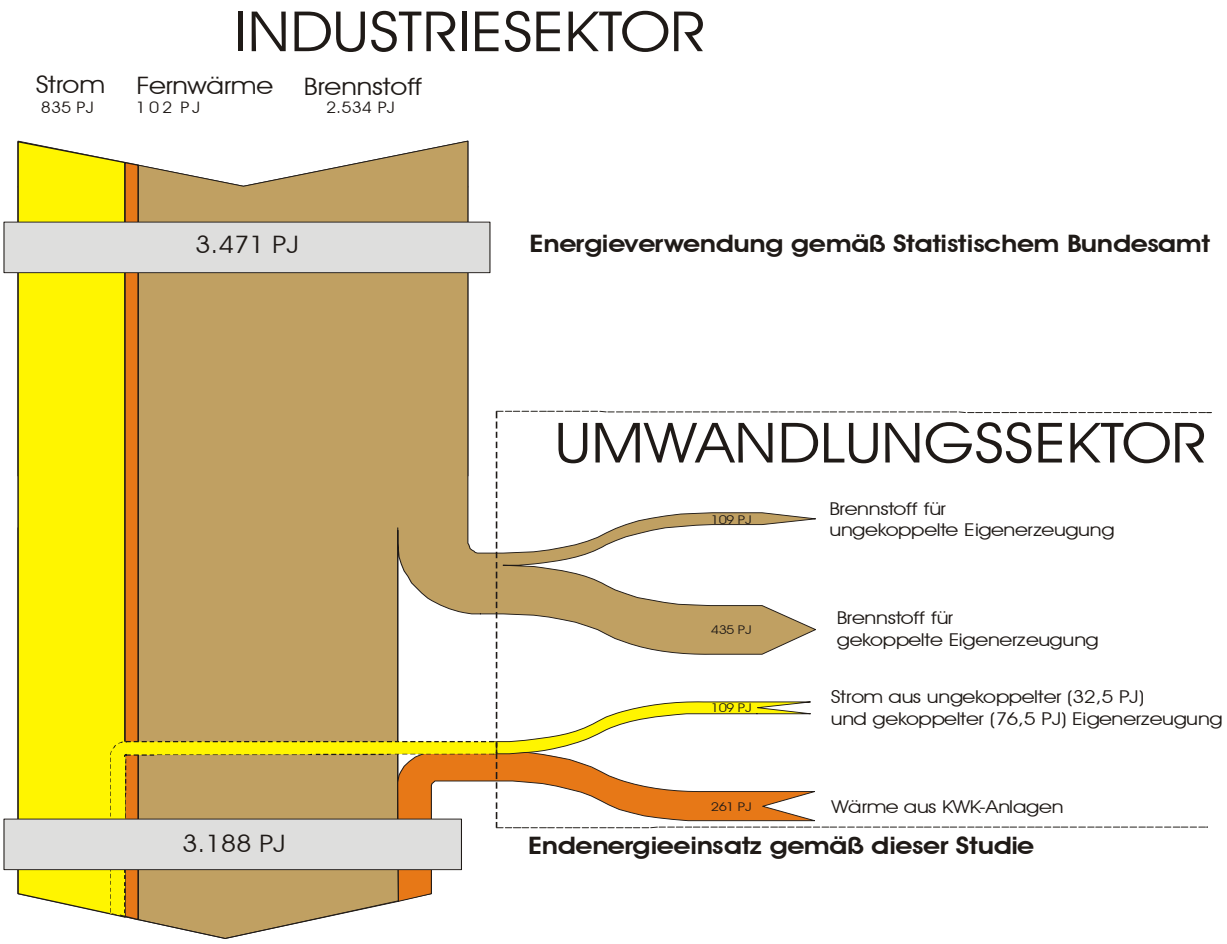

Abbildung 5-39: *Bilanzgrenzen Industrie und Schnittstelle zum Umwandlungssektor im Jahr 1995 /STBU 4.1.1/, /STBU 4.6.4/*

Die Angaben zu den Energieverwendungen umfassen den nichtenergetischen Verbrauch (beispielsweise den Rohöleinsatz als Rohstoff für die Kunststoffherstellung) mit Ausnahme der Einsatzkohle in der Metallerzeugung und -bearbeitung. In dieser Studie wird der nichtenergetische Brennstoffeinsatz ebenfalls dem Industriesektor zugeschrieben.

Eigenerzeugung von Strom und gekoppelter Wärme (KWK-Wärme)
Seit dem Berichtsjahr 2002 ist in der Fachserie 4 Reihe 6.4 /STBU 4.6.4/ die KWK-Erzeugung detailliert ausgewiesen. Veröffentlicht wird der Brennstoffeinsatz, die Strom- und Wärmeproduktion der Eigenerzeugung insgesamt sowie in KWK-Anlagen. Die gesamte Eigenerzeugung umfasst neben der KWK-Erzeugung auch die Wärmeerzeugung in zugehörigen Spitzenlastkesseln sowie die ungekoppelte Stromerzeugung. Die ungekoppelte Erzeugung von Prozess- oder Raumwärme ist hingegen nicht ausgewiesen. In dieser Studie wird letztere im Industriesektor bilanziert, die Eigenerzeugung von Strom und KWK-Wärme hingegen im Umwandlungssektor.

Aus den Daten der Reihe 6.4 lassen sich elektrische Nutzungsgrade in ungekoppelten und gekoppelten Industriekraftwerken sowie die auf Stromproduktion und Brennstoffeinsatz bezogenen KWK-Anteile ermitteln. Ebenso können die thermischen Nutzungs-

grade der KWK-Anlagen berechnet werden. Da die erforderlichen Daten zu KWK-Anlagen für die Jahre bis 2001 nicht verfügbar sind, werden diese über die bekannte Stromproduktion und die zurück geschriebenen elektrischen und thermischen Nutzungsgrade sowie den Brennstoff bezogenen KWK-Anteil ermittelt.

Zuordnung des Verbrauchs auf Energieanwendungen
Die oben genannte Quelle des Statistischen Bundesamtes trifft keine Aussagen zu den Energieanwendungen der ausgewiesenen Energieträger. In dieser Studie werden die Anwendungen Prozesswärme, Warmwasser, Raumwärme, mechanische Energie, Licht und Information und Kommunikation unterschieden. Die Zuordnung stützt sich auf Veröffentlichungen der VDEW-Projektgruppe „Nutzenergiebilanzen“ /VDEW 06/, die Angaben zum gesamten Industriesektor treffen. Des Weiteren werden eigene Studien verwendet /FFE 06a/, die für einzelne Wirtschaftszweige den Bedarf an Prozess- und Raumwärme ausweisen.

Energieeinsatz bezogen auf die Produktion
Eine Kenngröße, die für zukünftige Fortschreibungen des Energieeinsatzes in der Industrie herangezogen wird, ist der Energieeinsatz bezogen auf die Produktion. Damit wird erreicht, dass wirtschaftliche Entwicklungen wie Absatzrückgänge oder Abwanderungen ins Ausland in den Szenarien berücksichtigt werden. Zur Beschreibung der Produktion dient der Produktionsindex. In den Produktionsindex fließen sowohl die Menge der Produktion als auch deren Preise ein. Zur Bereinigung von Inflationseinflüssen werden Preisindizes vom Typ Laspeyres herangezogen. Die Größen von über 6.000 erfassten Erzeugnissen werden über entsprechende Gewichtungen zu Kenngrößen einzelner Wirtschaftszweige verdichtet /STBU 05c/. Die zukünftige Entwicklung der Produktionsindizes wird im Rahmen dieser Studie in Zusammenarbeit mit dem ifo Institut für Wirtschaftsforschung erarbeitet.

Der ermittelte Energieeinsatz bezogen auf die Produktion weist über die vergangenen Jahre einen stabileren Verlauf als der absolute Energieeinsatz auf. Somit bietet sich diese Größe für Fortschreibungen an.

Energieeinsatz für ausgewählte Erzeugnisse
Bei ausgewählten, energieintensiven Produktionen ist es möglich, sowohl die Produktionsmenge als auch den spezifischen Energieeinsatz anzugeben. Die spezifischen Energieeinsätze stammen aus veröffentlichten Daten des Umweltbundesamtes („Beste-Verfügbare-Technik- (BVT) Merkblätter“) und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. Die entsprechenden Produktionsmengen sind statistisch erfasst und verfügbar. Das Produkt aus dem spezifischen Energieeinsatz (bezogen auf ausgewählte Produktionsmengen) und der Produktionsmenge ergibt den absoluten Energieeinsatz für das betreffende Produkt. Dieses Verfahren zur Bestimmung des absoluten Energieeinsatzes mittels ausgewählter Produktionen wird als Bottom-Up bezeichnet. Da nicht alle Erzeugnisse eines Wirtschaftszweiges erfasst werden und weil darüber hinaus ein Energieeinsatz auftritt, der nicht einzelnen Erzeugnissen zugeordnet werden kann (beispielsweise die Raumwärme), liegt der so ermittelte Energieeinsatz stets unter den statistisch erhobenen Energiebezügen. Letztere werden zur Abgrenzung auch als Top-Down bezeichnet. Die Ergebnisse beider Verfahren werden für jeden Wirtschaftszweig gegenüber gestellt. Für Aussagen zur zukünftigen Entwicklung müssen der spezifische Energieeinsatz sowie die Produktionsmengen fortgeschrieben werden. Letztere werden

in Zusammenarbeit mit dem ifo Institut für Wirtschaftsforschung erarbeitet. Die Entwicklung der spezifischen Energieeinsätze wird auf der Grundlage von Aussagen der oben genannten Quellen fortgeschrieben.

Zusammenfassung zum Bilanzraum Industrie
Im Rahmen dieser Studie werden die energetisch bedeutendsten Wirtschaftszweige untersucht. Diese setzen gemeinsam rund 86 % (2004; /STBU 06a/, /eigene Berechnungen/) der insgesamt im Industriesektor verfügbaren Energiemenge ein. Um die Bilanz der Industrie abschließen zu können, werden alle übrigen Wirtschaftszweige zusammengefasst und gemäß dem oben beschriebenen Verfahren über ihren Energieeinsatz, bezogen auf die Produktion und dem gesamten Produktionsindex, fortgeschrieben.

Zukünftige Entwicklung
Die zukünftige Entwicklung wird über zwei unterschiedliche Verfahren fortgeschrieben. Zum einen über den Energieeinsatz bezogen auf die Produktion, zum anderen über den Energieeinsatz für ausgewählte Erzeugnisse. Sofern beide Verfahren unterschiedliche Resultate liefern, werden die Zwischenergebnisse diskutiert und ein Konsens erarbeitet. Da über den Energieeinsatz für ausgewählte Erzeugnisse nur einzelne Produktionen von Wirtschaftszweigen energetisch beschrieben werden können, ist die zusätzliche Betrachtung des Energieeinsatzes bezogen auf die Produktion notwendig. Andererseits sollen die detaillierten Ergebnisse einzelner Erzeugnisse nicht vernachlässigt werden. Die Gegenüberstellung und Berücksichtigung zweier unterschiedlicher Verfahren verspricht zudem belastbare Ergebnisse.

5.5.3 Gesamtindustrie

Der Begriff der Gesamtindustrie ist in dieser Arbeit als die Summe der im Einzelnen untersuchten Industriebereiche sowie der „Restindustrie“ zu verstehen. Da nur die energieintensivsten Bereiche der Industrie untersucht werden, sind die übrigen Industriezweige als „Restindustrie“ zusammengefasst, um den Bilanzraum des Industriesektors zu vervollständigen. Der Energieeinsatz der Restindustrie ergibt sich aus den Daten von /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/ als Differenz von Abschnitt D „Verarbeitendes Gewerbe“ und den untersuchten Industriebereichen.

5.5.3.1 Absoluter Energieeinsatz

Die Darstellung des Endenergieeinsatzes nach Anwendungsgebieten (**Abbildung 5-40**) zeigt den absoluten Einsatz der Gesamtindustrie in PJ in den Jahren 1995 bis 2004. Dieser verläuft stabil in dem Bereich von 3.053 und 3.176 PJ (Abweichung vom Mittelwert 2,0 %). Von 1995 bis 2002 ist ein Rückgang um 3,9 % festzustellen, im Jahr 2004 erreicht der Wert mit 3.139 PJ fast das Niveau von 1995 /STBU 06a/, /STBU 06a/. Es ist ersichtlich, dass der Großteil der Endenergie für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt wird (2004: 57,0 %). Mechanische Anwendungen nehmen 2004 25,1 % ein, Raumwärme 8,0 % und Beleuchtung 1,5 %. Der nicht energetische Anteil (2004: 8,4 %) entsteht durch einen Brennstoffeinsatz für stoffliche Verwendung in der Chemieindustrie. /STBU 06a/

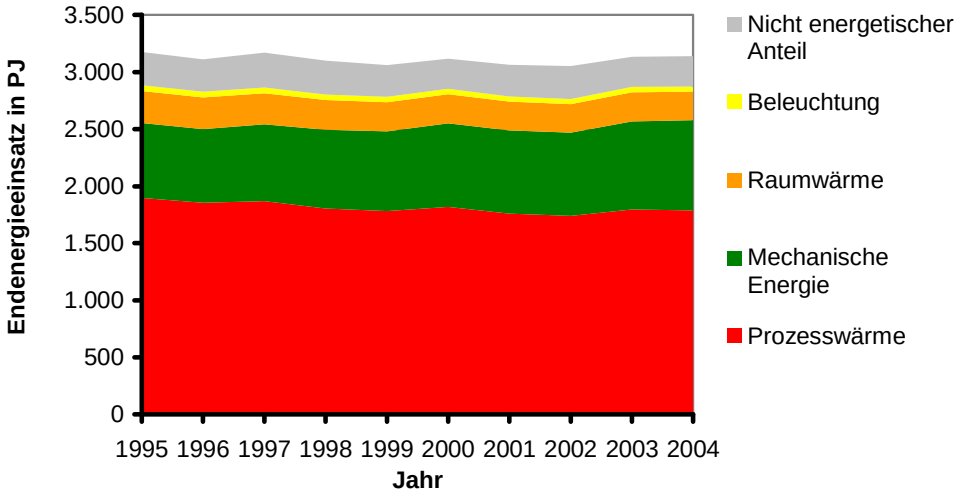

Abbildung 5-40: *Endenergieeinsatz in der Gesamtindustrie nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Abbildung 5-41 zeigt den absoluten Endenergieeinsatz in der Industrie, gegliedert nach den verwendeten Energieträgern. Die größten Posten stellen dabei Strom (2004: 21,2 %), Erdgas (2004: 20,6 %), Steinkohlen (2004: 13,8 %) und Heizöl (2004: 8,0 %) dar. Wärme aus industrieller KWK (4,9 %), Braunkohlen (1,8 %), erneuerbare Energien (2,1 %) sowie Fernwärme (1,9 %) steuern 2004 anteilig kleinere Beträge bei. Unter sonstigen Energieträgern sind Hochofen- und Kokereigase dominierend. Während von 1995 bis 2004 der industrielle Einsatz von Heizöl (-27,1 %), KWK-Wärme (-22,9 %) und Kohle (Braunkohlen: -21,3 %; Steinkohlen: -10,3 %) zurückging, stieg der Strombedarf um 18,4 % und der Erdgaseinsatz um 9,5 %.

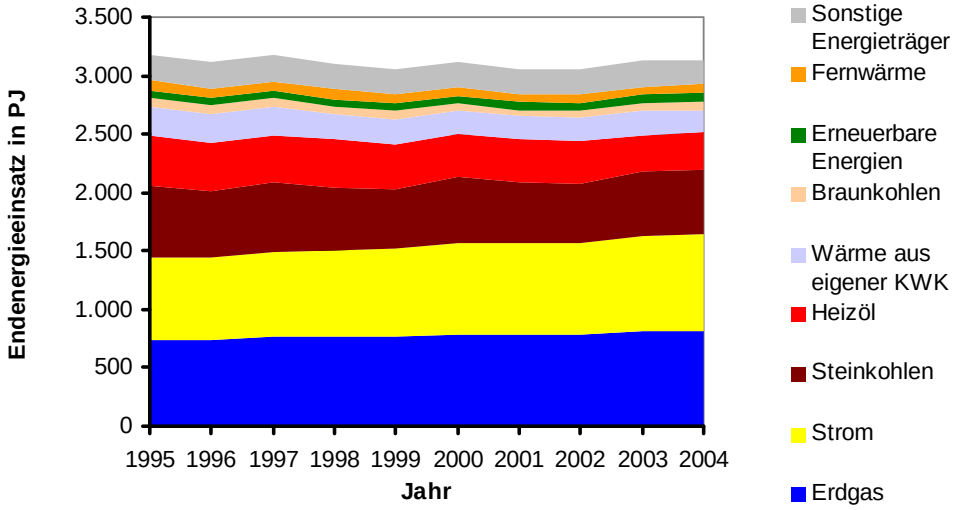

Abbildung 5-41: *Endenergieeinsatz in der Gesamtindustrie nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.3.2 KWK und Stromerzeugung

In **Abbildung 5-42** ist der Brennstoffeinsatz in PJ für die Eigenerzeugung von ungekoppelter und gekoppelter Stromerzeugung dargestellt. Die vorherrschenden Brennstoffe sind dabei Erdgas (2004: 56,7 %) und sonstige Brennstoffe (überwiegend Hochofen- und Gichtgas, 2004: 27,5 %). Auffallend ist der Rückgang des Brennstoffeinsatzes von 521 PJ (1995) auf 415 PJ (2004) um 20,4 %. Mögliche Ursachen können das Ausgliedern der industriellen Energieerzeuger („Outsourcing") oder der zunehmende Konkurrenzdruck durch die Strommarktliberalisierung sein. Entsprechend dem geringeren Brennstoffeinsatz sank auch die industrielle Erzeugung von Strom und KWK-Wärme (1995-2004: Strom -23,2 %, KWK-Wärme: -22,9 %). Die mittleren Nutzungsgrade schwanken nur wenig und erreichen bei der elektrischen Erzeugung in ungekoppelten und gekoppelten Anlagen Werte zwischen 19,9 und 20,5 %, bei der Wärmeerzeugung zwischen 60,0 und 63,0 %:

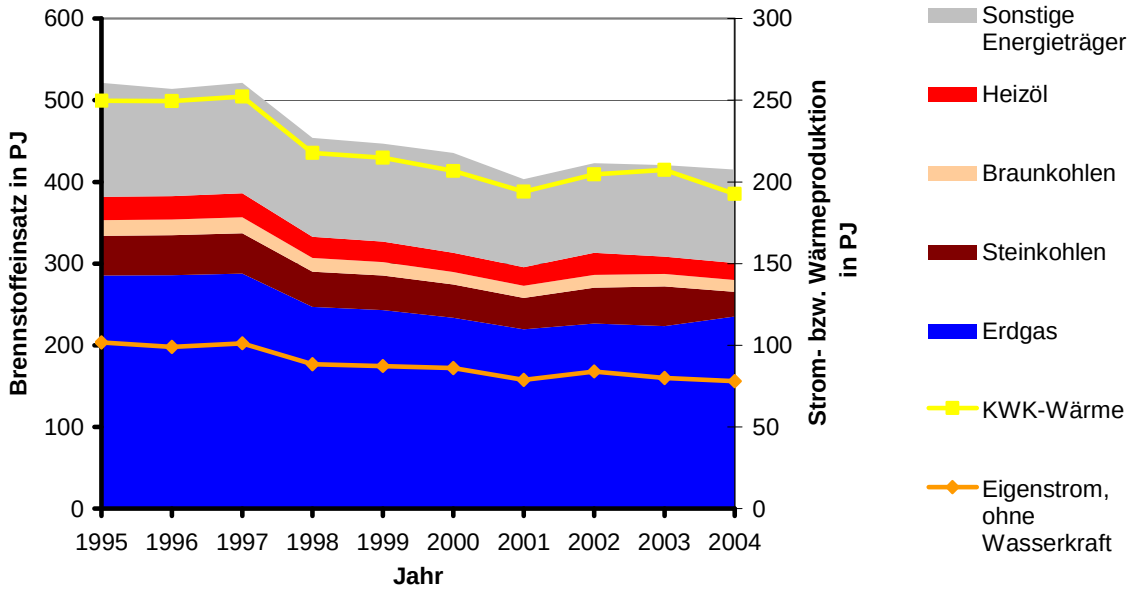

Abbildung 5-42: *Brennstoffeinsatz und Produktion im Bereich der KWK und reinen Stromproduktion in der Gesamtindustrie /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /STBU 4.6.4/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.3.3 Temperaturniveaus

Tabelle 5-30 zeigt die Temperaturniveaus der Prozesswärme in der Industrie und deren Anteil am gesamten Brennstoffeinsatz für Raum- und Prozesswärmebereitstellung. Im Durchschnitt werden 13 % der Brennstoffenergie für Raumwärme eingesetzt. Bei der Prozesswärme ist eine Spaltung erkennbar. Ein Fünftel der Anwendungen liegt bei Temperaturen unter 200 °C, gut die Hälfte bei Temperaturen über 800 °C. Letzterer Bereich wird maßgeblich durch die Metall- und Chemieindustrie beeinflusst.

Tabelle 5-30: *Temperaturniveaus in der Gesamtindustrie /FFE 06a/*

Wirt-schafts-zweig	Raum-wärme	Prozesswärme						
		0..100 °C	100..200 °C	200..500 °C	500..800 °C	800.. 1.000 °C	1.000.. 1.400 °C	über 1.400 °C
Gesamt-industrie	13 %	9 %	11 %	6 %	4 %	14 %	18 %	24 %

5.5.4 Metallindustrie

Die Metallindustrie stellt mit rund 33 % des Gesamtenergieeinsatzes des Verarbeitenden Gewerbes den energieintensivsten Industriebereich in Deutschland dar (2004, /STBU 06a/). Die Erzeugung und Bearbeitung von Metallen sowie die Herstellung von Metallerzeugnissen werden vom Statistischen Bundesamt in den Abteilungen DJ 27 und DJ 28 geführt und im Folgenden als Metallindustrie bezeichnet.

Der Bereich Metallindustrie gliedert sich im Wesentlichen in folgende Gruppen:

- Herstellung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen (Wirtschaftszweig 27.1: „Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen“)
- Behandlung von Nichteisen-Metallen (Wirtschaftszweig 27.4: „Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen“)
- Gießereien (Wirtschaftszweig 27.5: „Gießereien“)
- Herstellung sonstiger Metallwaren (Wirtschaftszweig 28.7: „Herstellung von sonstigen Metallwaren“)
- Herstellung von Formteilen (Wirtschaftszweig 28.4: „Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh-, Stanzteilen u. Ä.“)
- Oberflächenbehandlung (Wirtschaftszweig 28.5: „Oberflächenveredelung, Wärmebehandlung, Mechanik anderweitig nicht genannt“)
- Herstellung von Rohren (Wirtschaftszweig 27.2: „Herstellung von Rohren“)

Wie die **Abbildung 5-43** zeigt, nehmen die Gruppen „Herstellung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen“ sowie „Behandlung von Nichteisen-Metallen“ mit 84 % am gesamten Strom- und Brennstoffbedarf der Metallindustrie den überwiegenden Anteil des Energiebedarfs ein und stehen damit im Mittelpunkt dieses Kapitels.

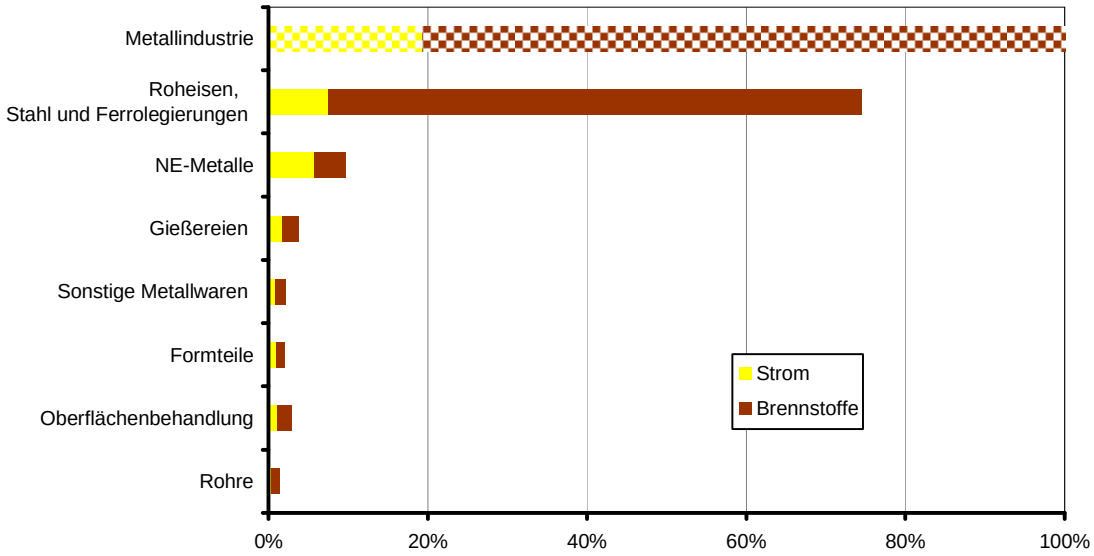

Abbildung 5-43: *Strom- und Brennstoffeinsatz in einzelnen Bereichen der Metallindustrie /STBU 06a/*

5.5.4.1 Energetische Branchenkenngrößen

5.5.4.1.1 Absoluter Endenergieeinsatz

Die Darstellung des Endenergieeinsatzes nach Anwendungsgebieten (siehe **Abbildung 5-44**) zeigt den absoluten Einsatz der Metallindustrie in TJ in den Jahren 1995 bis 2004. Es ist ersichtlich, dass der Großteil der Endenergie für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt wird (2004: 75,1 %). Mechanische Energie (2004: 16,6 %), Raumwärme (2004: 7 %) und Beleuchtung (2004: 1,3 %) nehmen untergeordnete Rollen ein. /STBU 06a/

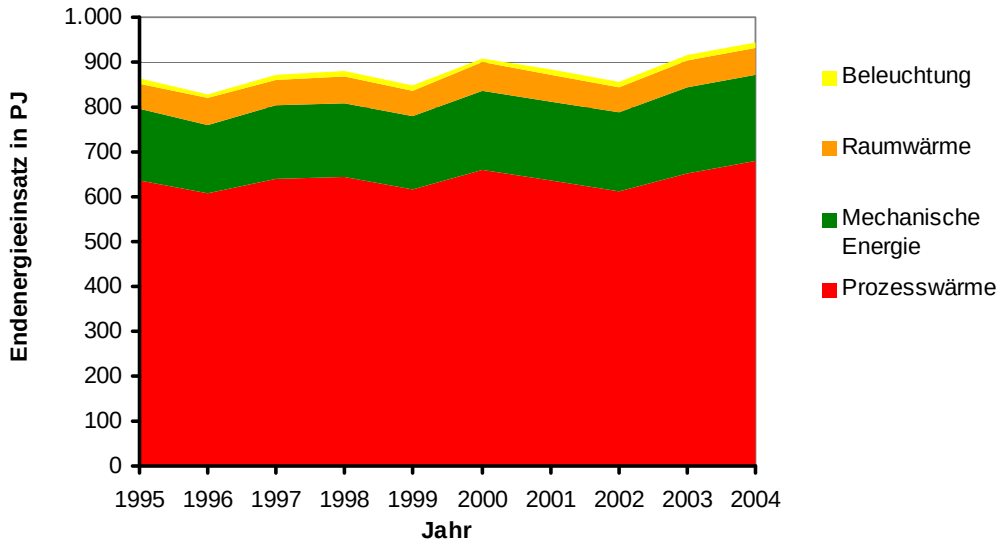

Abbildung 5-44: *Endenergieeinsatz in der Metallindustrie nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Abbildung 5-45 zeigt den absoluten Endenergieeinsatz in der Metallindustrie, gegliedert nach den verwendeten Energieträgern. Steinkohlen stellen dabei den größten Einzelposten mit 50,2 % (2004) dar. Strom (2004: 17,9 %), Erdgas (2004: 17,4 %) und Heizöl (2004: 4,3 %) leisten weitere große Beiträge. Die Nutzung von KWK-Wärme aus industrieller Stromerzeugung (2004: 1 %) ist von untergeordneter Bedeutung. Unter „Sonstigen Energieträgern" sind Braunkohlen, Fernwärme und Gichtgase zusammengefasst. Gichtgase werden überwiegend zur Stromerzeugung genutzt und demnach im Umwandlungssektor bilanziert. In der Summe ist seit 1995 eine leicht steigende Tendenz zu erkennen.

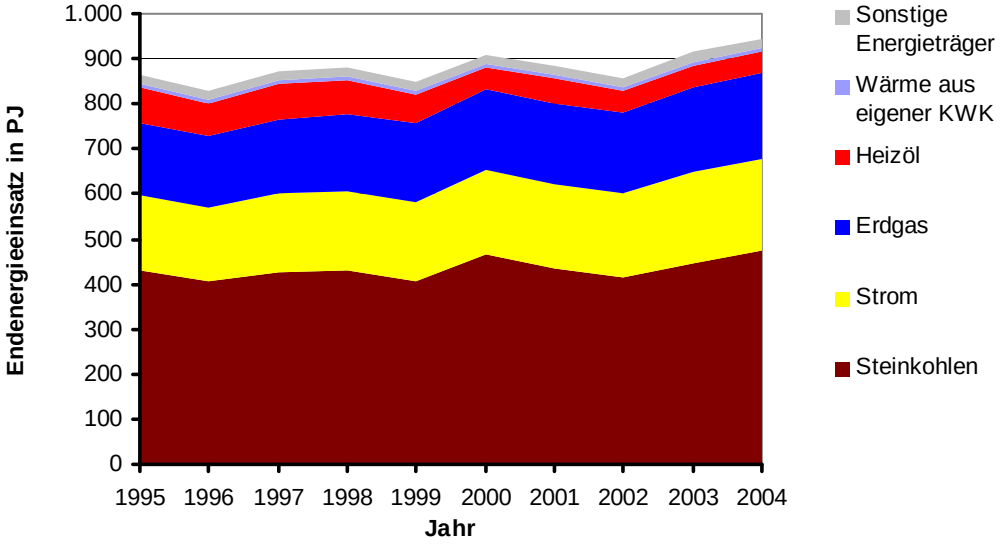

Abbildung 5-45: *Endenergieeinsatz in der Metallindustrie nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.4.1.2 Energieeinsatz bezogen auf die Produktion

Die in Abbildung 5-45 erkennbaren Schwankungen im absoluten Energieeinsatz folgen weitgehend dem Verlauf der Produktion. Als ihr Maß dient der Produktionsindex, der in **Abbildung 5-46** als Linie dargestellt ist. Als Fläche ist in diesem Diagramm der Energieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex dargestellt. Dieser spezifische Energieeinsatz besitzt ebenfalls die Einheit PJ, da er aus dem Verhältnis des absoluten Endenergieeinsatzes (TJ) zum dimensionslosen Produktionsindex gebildet wird. Diese Kenngröße weist mit Ausnahme der Jahre 2003 und 2004 eine geradlinige Entwicklung mit sinkendem Trend auf /STBU 06a/, /STBU 06a/. Ein sinkender spezifischer Energieeinsatz bedeutet eine steigende Effizienz in den Herstellungsverfahren. Der spezifische Energieverbrauch ist der Kehrwert der Energieproduktivität.

Analog dazu stellt **Abbildung 5-47** den spezifischen Endenergieeinsatz mittels der in der Metallindustrie verwendeten Energieträger dar.

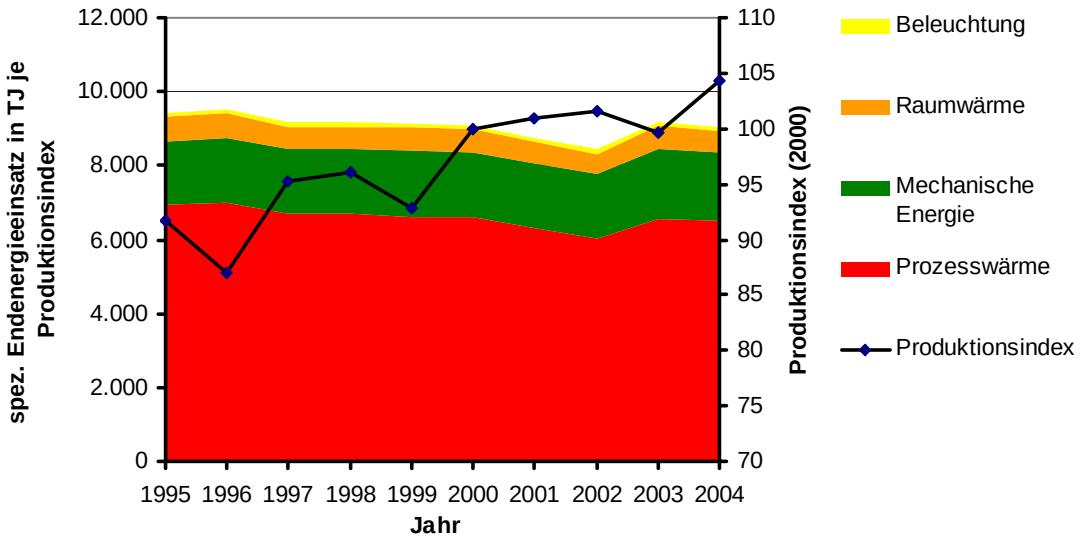

Abbildung 5-46: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex in der Metallindustrie nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

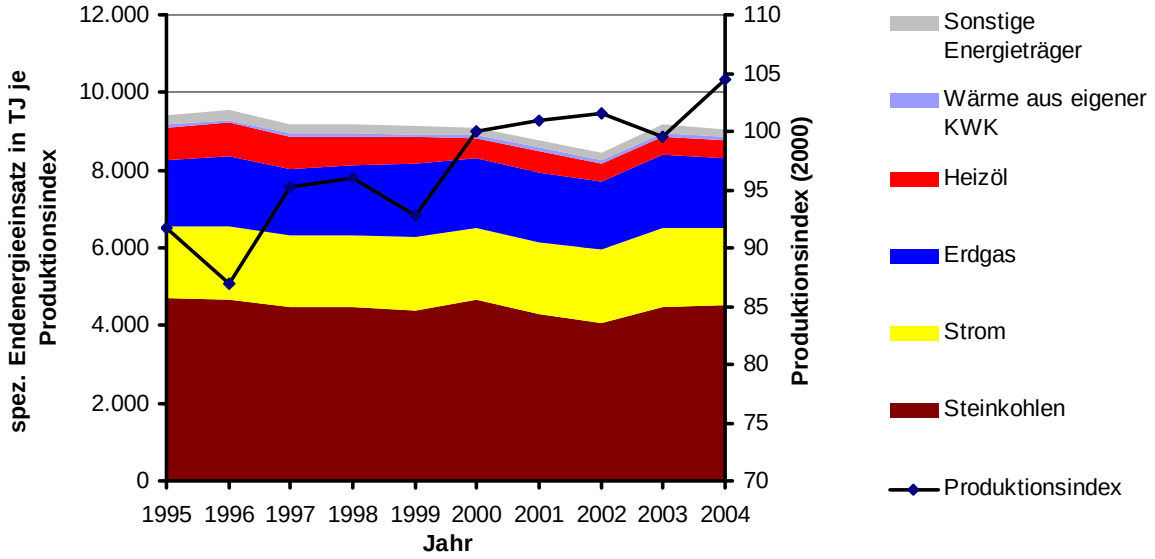

Abbildung 5-47: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex in der Metallindustrie nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.4.1.3 Industrielle Erzeugung von Strom und KWK-Wärme

In **Abbildung 5-48** ist der Brennstoffeinsatz in TJ für die Eigenerzeugung von ungekoppelter und gekoppelter Stromerzeugung als Fläche dargestellt. Unterschieden werden hierbei die Energieträger Steinkohlen, Erdgas, Heizöl und Sonstige Energieträger. Letztere dominieren die verwendeten Brennstoffe, da sie auch das bei der Eisen- und Stahlerzeugung in großem Umfang anfallende Gichtgas enthalten. Die Linien zeigen die Produkte der Eigenerzeugung, den Eigenstrom ohne Wasserkraft sowie die KWK-Wärme, bezogen auf die rechte Skala in den Einheiten TJ. Die

industrielle Stromerzeugung ist in dem betrachteten Zeitraum von 1995 bis 2004 rückläufig, während der brennstoffbezogene KWK-Anteil und damit die produzierte KWK-Wärme ab 2001 kontinuierlich steigt. Der brennstoffbezogene KWK-Anteil gibt an, welcher Anteil des Brennstoffeinsatzes der Eigenerzeugung in KWK-Anlagen umgesetzt wird. Dieser Anteil stieg von 2001 (20,4 %) bis 2004 (24,8 %) um 4,4 %-Punkte.

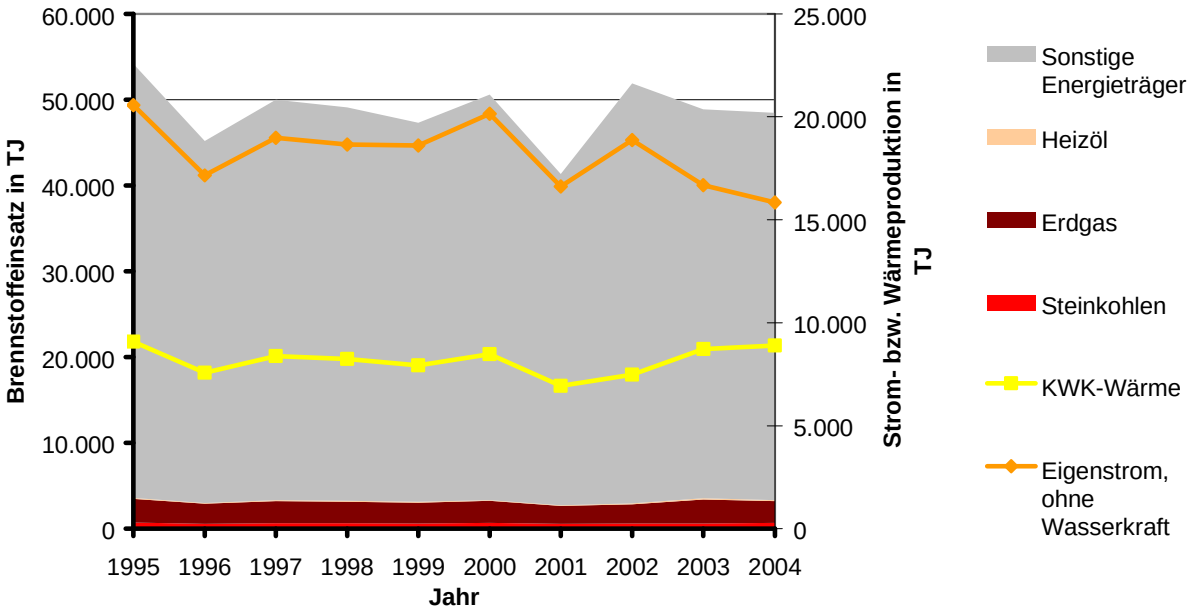

Abbildung 5-48: *Brennstoffeinsatz und Produktion im Bereich der KWK und reinen Stromproduktion in der Metallindustrie /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /STBU 4.6.4/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.4.1.4 Temperaturniveaus

Tabelle 5-31 zeigt die Temperaturniveaus der Prozesswärme in der Metallindustrie und deren Anteil am gesamten Brennstoffeinsatz für Raum- und Prozesswärmebereitstellung. Der Schwerpunkt liegt auf Prozessen mit einer Temperatur von über 1.400 °C (49 %). Dazu gehören alle relevanten Prozesse in der Metallindustrie, wie z. B. das Sintern mit einer Prozesstemperatur von 3.100 °C, die Roheisenherstellung im Hochofen mit 1.400-1.500 °C, die Oxygen- und Elektrostahlerzeugung bei ca. 3.000 °C sowie die Aluminiumherstellung, bei der ebenfalls Prozesstemperaturen von 2.000 °C benötigt werden. Prozesse mit niedrigeren Temperaturen nehmen demgegenüber einen geringeren Anteil ein und sind im Bereich der Metallweiterverarbeitung zu finden. Mit rund 8 % stellt der Raumwärmeenergiebedarf in der Metallindustrie einen weiteren bedeutenden Faktor dar.

Tabelle 5-31: *Temperaturniveaus in der Metallindustrie /FFE 06a/*

Wirt-schafts-zweig	Raum-wärme	Prozesswärme						
		0..400 °C	400..600 °C	600..800 °C	800.. 1.000 °C	1.000.. 1.200 °C	1.200.. 1.400 °C	über 1.400 °C
Metall-industrie	8 %	1 %	2 %	3 %	8 %	8 %	21 %	49 %

5.5.4.2 Herstellungsverfahren

Zu den energetisch bedeutendsten Produktionen in der Metallindustrie zählen die Eisen-, Stahl- und Aluminiumherstellung, die hier näher betrachtet werden sollen.

Stahlerzeugung

Abbildung 5-49 zeigt schematisch die wichtigsten Verfahren der Stahlherstellung. Bei der Stahlerzeugung sind im Detail die folgenden Produktionsschritte von Bedeutung:

- Feinerzaufbereitung (Sintern)
- Kokserzeugung
- Roheisenerzeugung im Hochofenprozess
- Oxygenstahlerzeugung im Sauerstoffblasverfahren
- Elektrostahlerzeugung im Lichtbogenofen

Die Kokserzeugung fällt in den Bilanzkreis des Umwandlungssektors und wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

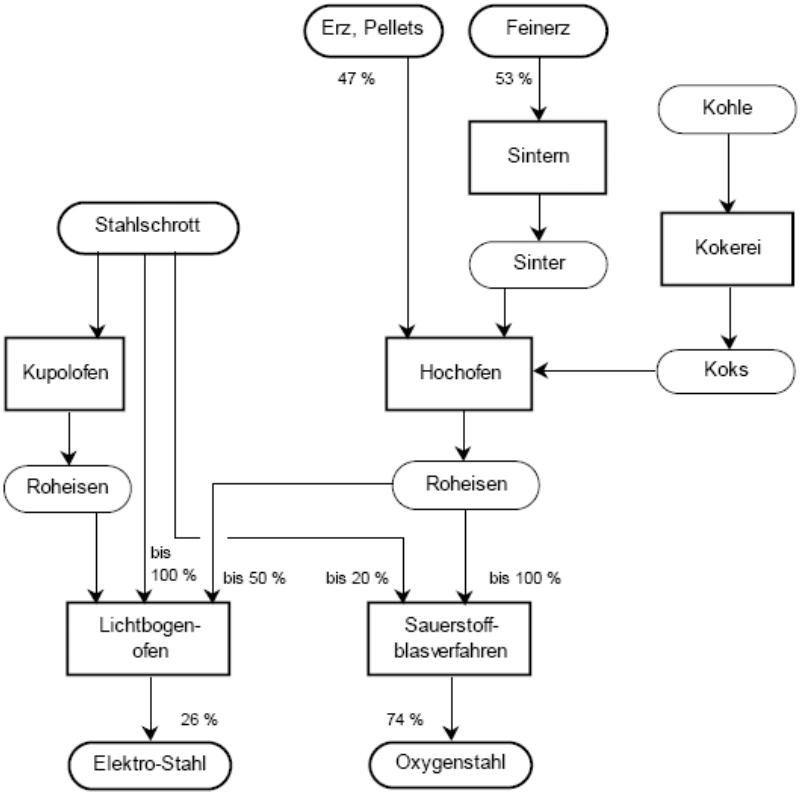

Abbildung 5-49: *Die wichtigsten Verfahren bei der Stahlerzeugung /FFE 99a/*

Aluminiumerzeugung

In **Abbildung 5-50** sind die Arbeitsschritte zur Herstellung von Primär-Aluminium dargestellt. Energetisch bedeutsam für die Metallbranche sind dabei die Tonerdeproduktion nach dem Bayer-Verfahren, die Anodenproduktion sowie die Schmelzfluss-Elektrolyse. Die Erzeugung von Natronlauge erfolgt in der Regel nicht in der Branche und wird aus diesem Grund hier nicht energetisch bewertet.

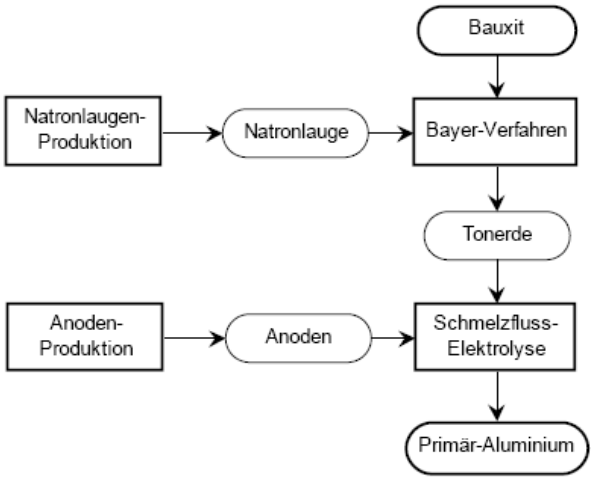

Abbildung 5-50: *Verfahrensschritte zur Herstellung von Primär-Aluminium /FFE 99a/*

Produktionsmengen

In **Abbildung 5-51** sind die Produktionsmengen von Sinter und Roheisen von 1995 bis 2004 grafisch dargestellt. Die Jahresproduktionen beider Erzeugnisse bewegen sich im betrachteten Zeitraum zwischen 26 und 31 Mio. t. /WVS 05/

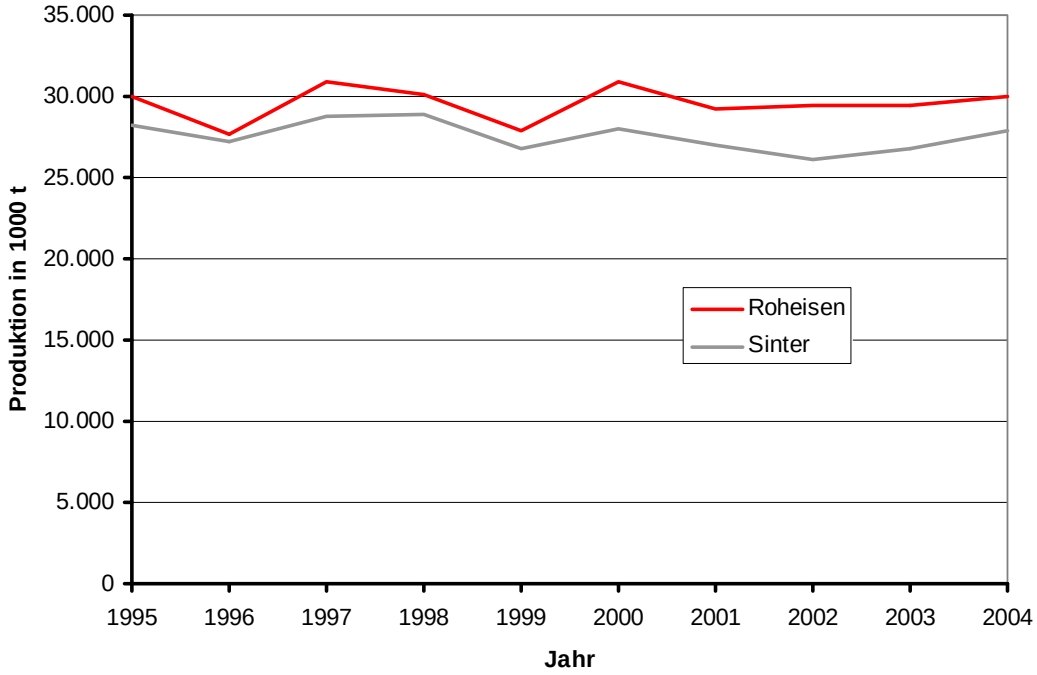

Abbildung 5-51: *Produktionsmengen von Sinter und Roheisen /WVS 05/*

Die Produktionsmengen der in **Abbildung 5-52** dargestellten Metallsorten haben einen ausschlaggebenden Einfluss auf den Energieeinsatz in der Metallindustrie. Bei allen vier Metallsorten ist eine Zunahme der absoluten Mengen zu verzeichnen.

Besonders auffallend ist der steigende Anteil von Elektro-Stahl an der Gesamtproduktion der betrachteten Metalle. So betrug im Jahr 2004 die Menge des produzierten Elektro-Stahls in der Bundesrepublik 14,2 Mio. t. Damit ergibt sich eine Zunahme der Produktion seit 1995 um ca. 40 % (10,1 Mio. t). Der Anteil des Elektro-Stahls an der untersuchten Gesamtproduktion belief sich 1995 auf 23,6 % und 2004 auf 29,8 % /WVS 05/. Dieser Zuwachs kann vor allem mit einer Zunahme der Schrott-Recyclingrate erklärt werden.

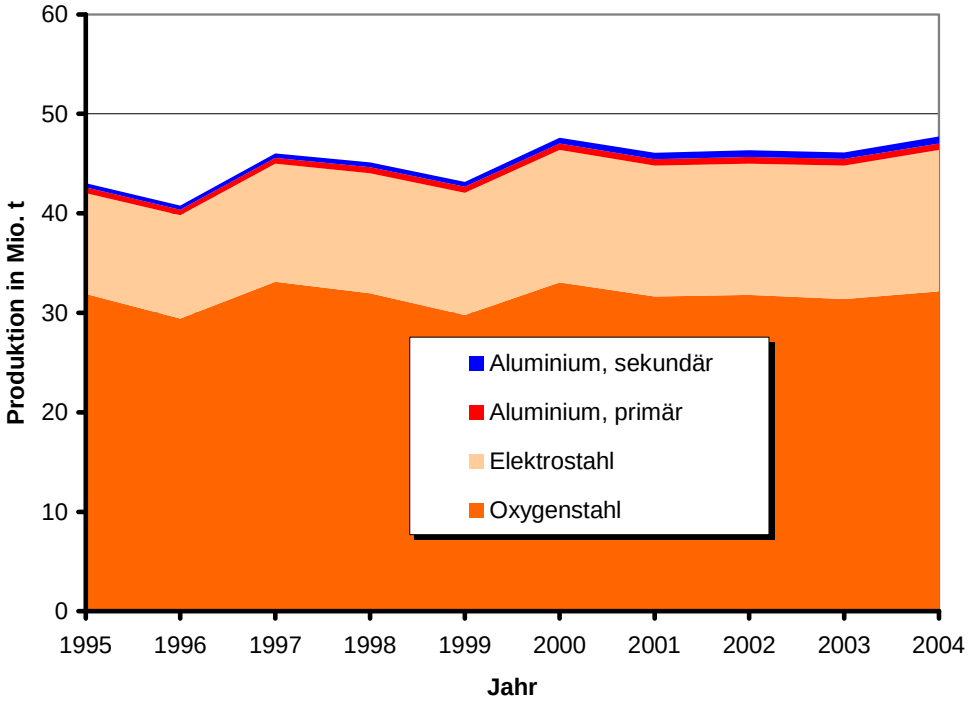

Abbildung 5-52: *Ausgewählte Produktionsmengen der Metallindustrie /WVS 05/*

5.5.4.2.1 Sinter

Zur Roheisenerzeugung im Hochofen ist Eisenerz der Ausgangsstoff. Feinerz macht dabei etwa 53 % der gesamten importierten Erzmenge aus. Für den Hochofenprozess sind jedoch Korngrößen über 25 mm notwendig. Daher werden Feinerze unter Einsatz von Brennstoffen und Bindemitteln bei Temperaturen um 3.100 °C zu Sinter verarbeitet. Feinerz wird dabei mit Koksgrus, Kalk und weiteren Stoffen gemischt und einem Sinterband zugeführt. Dem Sintern, also dem Stückigmachen von Feinerz auf eine Korngröße über 25 mm, folgen Warm- und Kaltsiebung sowie Sinterkühlung /FFE 99a/. Dieser Prozess ist in **Abbildung 5-53** schematisch dargestellt. Dabei ist der Bedarf an Prozesswärme und Strom der untersuchten Produktionen zusammengestellt. Soweit mehrere Quellen vorliegen, sind diese getrennt aufgeführt. Sind in den Quellen maximale und minimale Werte angegeben, werden diese als gestreifter Bereich dargestellt. Der unterste Balken gibt den Wert bzw. Bereich an, der innerhalb dieser Studie weiterhin verwendet wird.

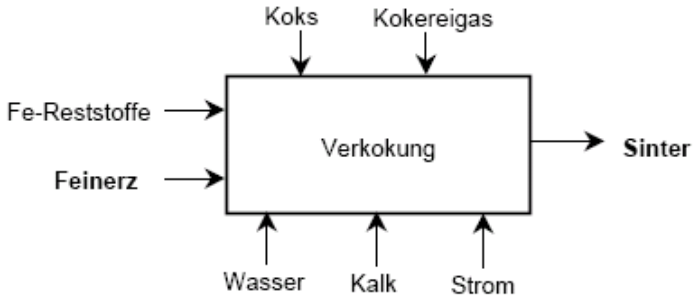

Abbildung 5-53: *Stoffströme des Sinterns /FFE 99a/*

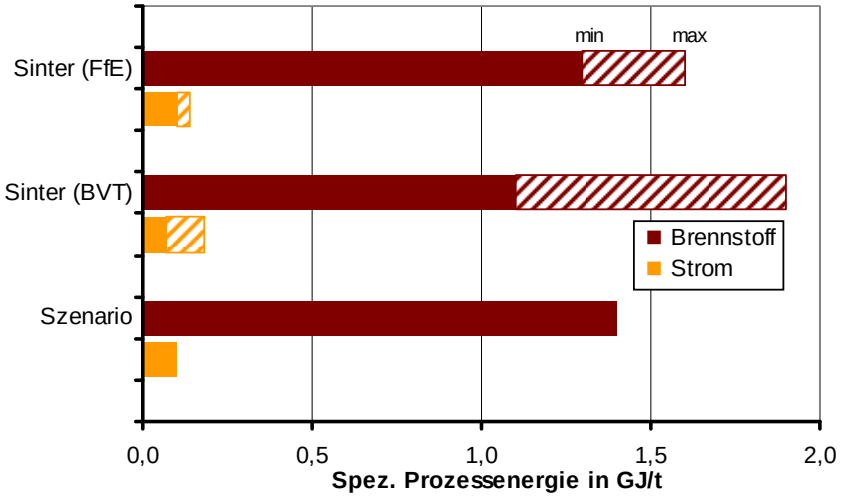

Abbildung 5-54: *Spezifischer Prozessenergieeinsatz der Sinterherstellung /BVT 01a/, /FFE 99a/*

In **Abbildung 5-54** ist die Prozessenergie dargestellt, die zur Produktion einer Tonne Sinter benötigt wird. Die spezifische Prozessenergie ist nach den Endenergieträgern Brennstoff und Strom gegliedert. Die Bilanzgrenze ist dabei um den Sinterofen gezogen, so dass die Prozessenergie der Summe aller dem Ofen zugeführten Energieströme entspricht. Verluste des Ofens sind demnach in der Prozessenergie berücksichtigt. Die dargestellten Werte beziehen sich auf eine Studie der FfE aus dem Jahre 1999 /FFE 99a/ sowie auf eine Veröffentlichung (BVT) des Umweltbundesamtes /BVT 01a/, in welcher europaweit Herstellungsverfahren der Metallindustrie verglichen werden. Die Prozessenergie für das Sintern wird größtenteils mittels Brennstoffen wie Koks und Kokereigas zur Verfügung gestellt. Die Quelle des Bundesumweltamtes gibt eine relativ hohe Bandbreite für den Energieeinsatz an. Im Folgenden werden ein spezifischer Brennstoffeinsatz von 1,4 GJ/t und ein Stromeinsatz von 0,1 GJ/t angenommen.

5.5.4.2.2 Roheisen

Im Hochofen wird das Eisenerz chemisch reduziert und verlässt diesen als flüssiges Roheisen mit einer Temperatur von 1.400-1.500 °C. Als Reduktionsmittel dient vor allem Koks, aber auch andere Kohlenstoffträger wie Kohlestaub oder schweres Heizöl.

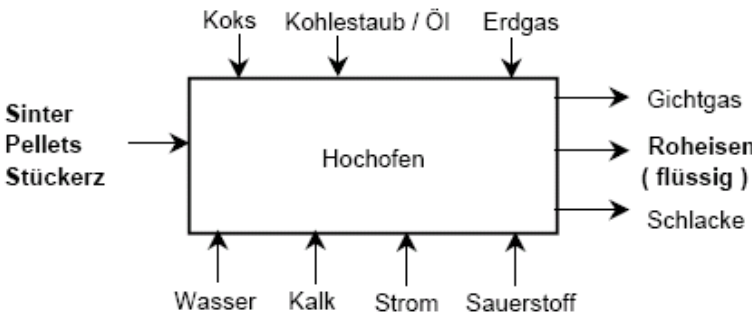

Abbildung 5-55: *Stoffströme im Hochofen /FFE 99a/*

Abbildung 5-55 beschreibt modellhaft die Stoffströme, welche in einem Hochofen auftreten. Dabei wird der 10 bis 30 Meter hohe Ofen von oben laufend mit Eisenerz, Koks und Zuschlagsstoffen beschickt. Das flüssige Roheisen wird alle 3 bis 6 Stunden abgestochen und der weiteren Verarbeitung im Lichtbogenofen und LD-Konverter zugeführt. In den letzten Jahren konnte Koks vermehrt durch Heizöl substituiert werden. Der spezifische Kokseinsatz im Hochofen in der Bundesrepublik Deutschland fiel von 420 kg pro produzierte Tonne Roheisen im Jahr 1990 auf 360 kg/t Roheisen im Jahr 2004. Dagegen stiegen im gleichen Zeitraum der spezifische Heizöleinsatz von 24 kg/t Roheisen auf 31 kg/t Roheisen und der Steinkohleneinsatz von 55 kg/t Roheisen auf 88 kg/t Roheisen /WVS 05/.

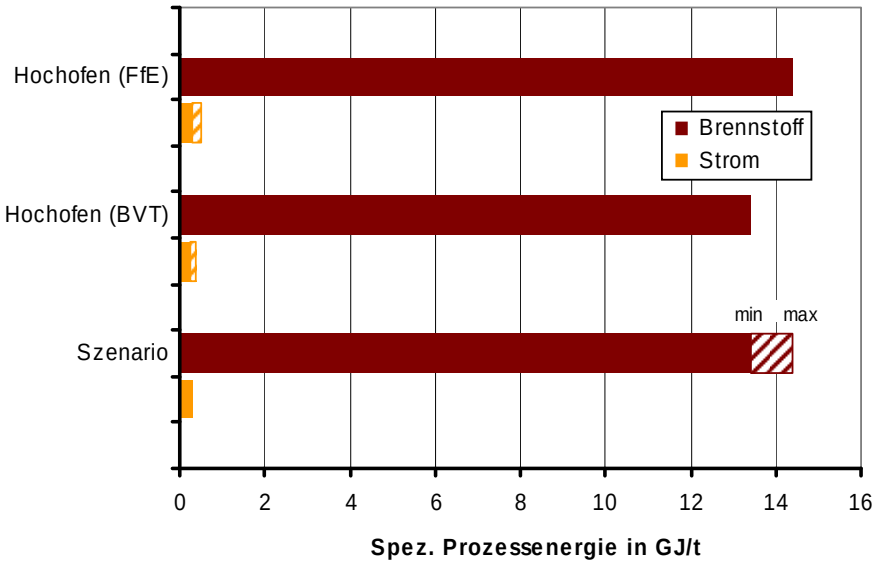

Abbildung 5-56: *Spezifischer Energiebedarf bei der Roheisenherstellung im Hochofen /BVT 01a/, /FFE 99a/*

Der spezifische Brennstoffeinsatz zur Erzeugung einer Tonne Roheisen im Hochofen bewegt sich nach /FFE 99a/ und /BVT 01a/ zwischen 13,4 und 14,4 GJ/t (**Abbildung 5-56**). Die verwendeten Brennstoffe sind überwiegend Koks, in geringerem Umfang Erdgas, Öl und Kohlestaub. Das im Hochofen entstehende Gichtgas wird abgezogen und findet in der industriellen Stromerzeugung Anwendung. In der Bilanz des Hochofens tritt der Energiegehalt des Gichtgases als Gutschrift auf.

5.5.4.2.3 Stahl

Bei der Herstellung von Stahl unterscheidet man zwei grundsätzliche Verfahren. Der qualitativ hochwertigere Oxygenstahl wird durch das Sauerstoffblasverfahren überwiegend aus Roheisen aus dem Hochofenprozess gewonnen. Der Elektrostahl entsteht im Lichtbogenofen aus Stahlschrott.

Oxygenstahl
Die Oxygenstahlherstellung erfolgt nach dem Sauerstoffblasverfahren (auch als Linz-Donawitz-Verfahren bekannt). Kernstück der Anlage ist der Linz-Donawitz-Konverter, ein feuerfest ausgemauertes Gefäß mit Stahlmantel, in den das Roheisen, Zuschlagstoffe und bis zu 20 % Schrott eingebracht werden. In der Schmelze werden durch das Einblasen von Sauerstoff Temperaturen bis 3.000 °C erreicht. Bei diesem Prozess, dem so genannten „Frischen“, werden unerwünschte Bestandteile im Eisen verbrannt und der Kohlenstoffgehalt im Eisen auf unter 2 % gesenkt. Je nach Art der Einblasung unterscheidet man Sauerstoffaufblas-, Sauerstoffbodenblas- und kombinierte Blasverfahren (**Abbildung 5-57**).

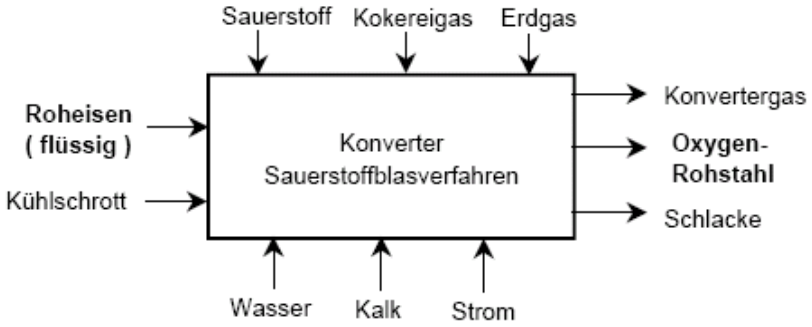

Abbildung 5-57: *Stoffströme im LD-Konverter /FFE 99a/*

Das Konvertergas wird gereinigt und wieder als Brenngas im Hüttenwerk verwendet. Wie die Hochofenschlacke kann die anfallende Stahlwerksschlacke stofflich weiter genutzt werden. Eisenhaltige Reststoffe werden dem Hochofenprozess zurückgeführt. Weiterentwicklungen des Oxygenstahlverfahrens zielen auf eine verbesserte Stahlqualität und nicht auf einen verminderten Energie- bzw. Brennstoffeinsatz ab, so dass eine Reduzierung des spezifischen Energiebedarfes in näherer Zukunft nicht zu erwarten ist /FFE 99a/.

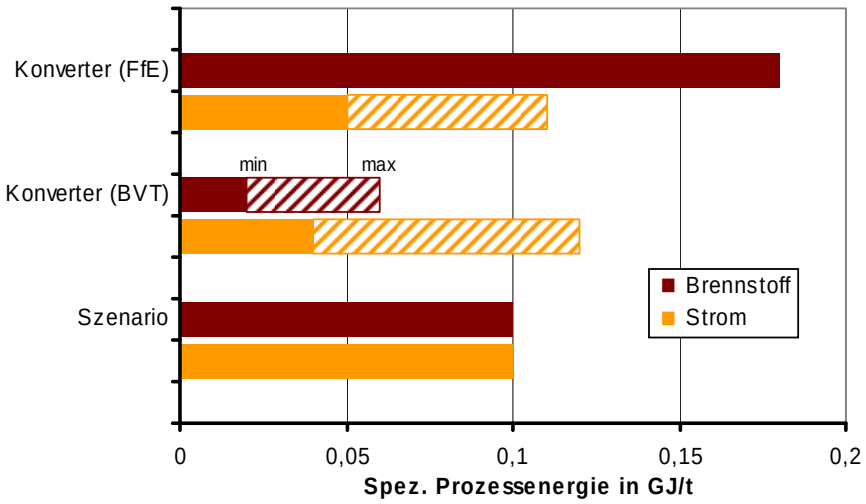

Abbildung 5-58: *Spezifischer Energiebedarf bei der Oxygenstahlerzeugung /FFE 99a/, /BVT 01a/*

Die Höhe der spezifischen Prozessenergie unterscheidet sich in den verwendeten Quellen deutlich (**Abbildung 5-58**) /FFE 99a/, /BVT 01a/. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die absoluten Werte vergleichsweise gering sind. Anhand der Verteilung der Energieträger Brennstoff und Strom ist ersichtlich, dass eine Substitution der Energieträger Grund für die differierenden Werte ist. Im Folgenden wird für das Sauerstoffblasverfahren ein spezifischer Prozessenergieeinsatz von 0,1 GJ/t in Form von Brennstoff und von 0,1 GJ/t in Form von Strom verwendet.

Elektrostahl

Im Elektrostahlwerk wird Rohstahl überwiegend auf der Basis von Stahlschrott hergestellt. Aber auch Eisenschwamm und Roheisen in fester oder flüssiger Form können zugegeben werden. Die Stoffströme sind in **Abbildung 5-59** dargestellt. Mit einem Anteil von über 90 % an der Elektrostahlproduktion in Deutschland ist die Herstellung im Lichtbogenofen die wichtigste Variante. Meist werden Drehstromöfen mit drei Graphitelektroden verwendet, der Trend weist aber zum Gleichstromofen mit lediglich einer Graphitelektrode hin. Der Ofen besteht aus einem feuerfesten Gefäß mit wassergekühlten Wänden. Die Elektroden werden durch den Deckel abgesenkt. Das Verfahren kann in die Abschnitte Chargieren, Einschmelzen, Frischen, Desoxidation und eventuell einer metallurgischen Bearbeitung (Legieren) eingeteilt werden. Mit dem Sauerstoff werden auch Brennstoffe eingeblasen, um den Stromeinsatz zu senken. Es werden Temperaturen über 3.000 °C erreicht.

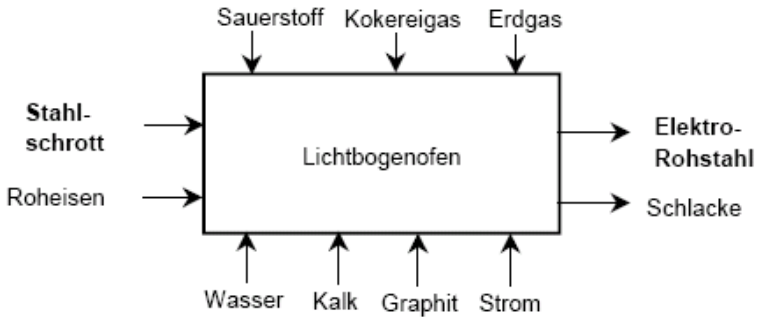

Abbildung 5-59: *Stoffströme in einem Lichtbogenofen /FFE 99a/*

Der Bedarf elektrischer Energie zum Schrottschmelzen hängt auch von der stofflichen Zusammensetzung des Schrottstahles ab. Der Anteil der exothermen Reaktionen von Sauerstoff mit den Legierungsbestandteilen kann 4 % bis über 20 % des gesamten Endenergiebedarfs betragen.

Durch eine Schrottvorwärmung mit den heißen Abgasen des Ofens kann ebenfalls eine Ersparnis von 30-50 kWh Endenergie je Tonne Elektrostahl (t_{ESt}), in Schachtöfen sogar bis 80 kWh/t_{ESt}, erreicht werden. Auf Grund der Nachverbrennung der Abgase zum Einhalten der Emissionsgrenzwerte ist aber wiederum mit einem erhöhten Brennstoffbedarf zu rechnen. Hierüber liegen zurzeit aber noch keine gesicherten Angaben vor. Einen deutlich niedrigeren Stromeinsatz haben Gleichstrom-Lichtbogenöfen. Sie wurden in den letzten Jahren vermehrt gebaut. Für 100 % Stahlschrott werden Werte zwischen 340 und 430 kWh/t_{ESt} genannt /HEI 97/. Auch hier kann der Einsatz elektrischer Energie durch Zugabe flüssigen Roheisens auf 210-280 kWh/t_{ESt} gesenkt werden. Gleichstrom-Lichtbogenöfen haben zusätzlich positive Eigenschaften in Bezug auf Elektrodeneinsatz und Netzrückwirkungen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Stahlproduktion im Lichtbogenofen auf Grund des hohen Stahlschrottanteils als weniger energieintensiv anzusehen ist als die Produktion von Oxygenstahl, bei welcher ein höherer Anteil an Rohstahl aus der Eisenerzschmelzung verwendet wird /FFE 99a/.

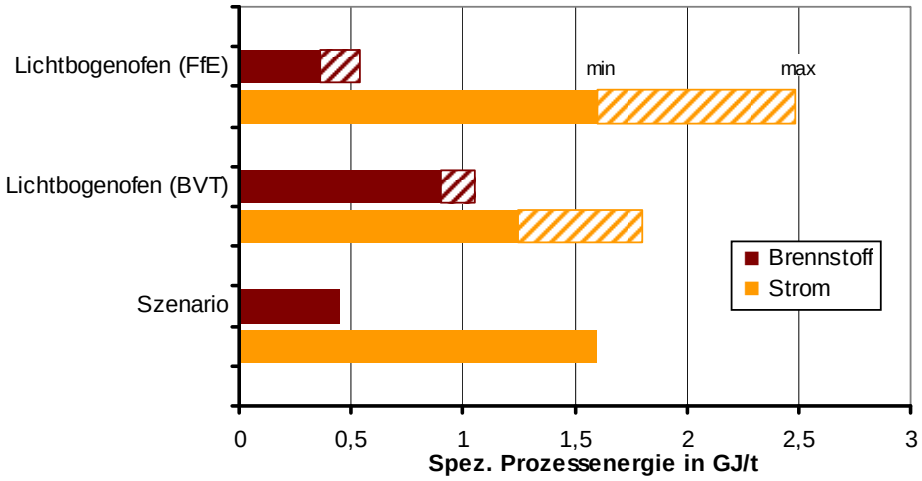

Abbildung 5-60: *Spezifischer Energiebedarf bei der Elektrostahlerzeugung /FFE 99a/, /BVT 01a/*

In **Abbildung 5-60** ist der Brennstoff- und Stromeinsatz dargestellt, der zur Erzeugung von einer Tonne Elektrostahl im Lichtbogenofen nötig ist. Die Quellen weisen dabei variierende Werte auf, da der Energieeinsatz von der metallurgischen Weiterverarbeitung abhängt. In dieser Studie wird von einem spezifischen Brennstoffbedarf von 0,45 GJ/t und einem spezifischen Strombedarf von 1,6 GJ/t ausgegangen.

5.5.4.2.4 Aluminium

Die Bedeutung von Aluminium hat in den letzten Jahren durch den Leichtmetallbau deutlich zugenommen. Gemessen an der Menge ist Aluminium in Deutschland das wichtigste Nichteisenmetall mit einer Jahresproduktion von 1,37 Mio. t (Primär- und Sekundäraluminium; 2004), gefolgt von Kupfer mit 0,70 Mio. t (primär und sekundär, Kupferguss; 2004). Blei (0,359 Mio. t; 2004) und Zink (0,382 Mio. t) werden in geringerem Umfang produziert /WVM 05/.

Die Herstellungsverfahren von primärem und sekundärem Aluminium unterscheiden sich grundlegend und werden im Folgenden getrennt betrachtet.

Primäraluminium

Abbildung 5-61 zeigt den Verfahrensablauf der Primäraluminiumerzeugung. Als Grundstoff dient Bauxit. Aus diesem wird nach dem Bayer-Verfahren mit Hilfe von Natronlauge (NaOH) Tonerde (Al_2O_3) gewonnen.

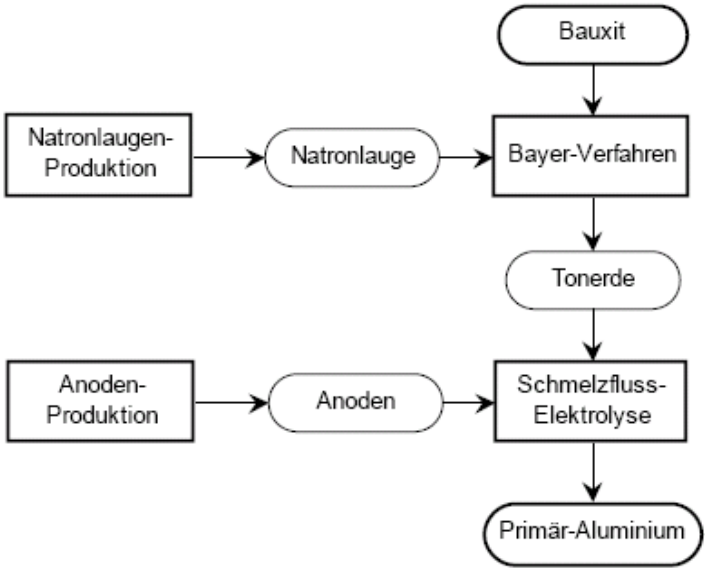

Abbildung 5-61: *Verfahren zur Primäraluminiumherstellung /FFE 99a/*

Die Stoffströme sind in **Abbildung 5-62** dargestellt. Die Weiterentwicklung des Verfahrens richtet sich jeweils auf einzelne Verfahrensschritte wie Drucklaugung und Kalzinieren. Der entstehende Rotschlamm (Eisenoxyd-Schlamm) wird deponiert, verklappt oder nach aufwendigen Verfahren weiterverwendet /FFE 99a/.

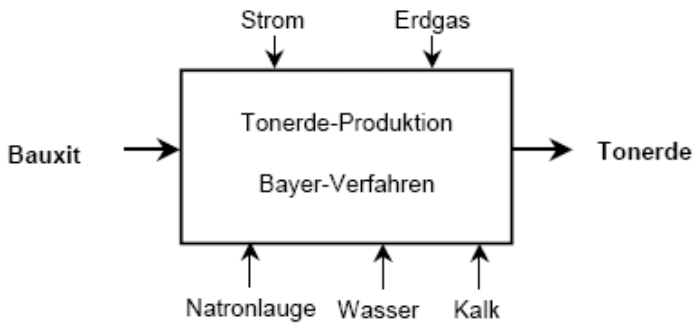

Abbildung 5-62: *Stoffströme bei der Tonerde-Produktion /FFE 99a/*

Als zusätzliche Verfahren sind an die Aluminiumerzeugung die Natronlaugenproduktion und die Herstellung von Anoden gebunden. Während die Natronlaugenproduktion nicht in der Metallindustrie stattfindet, werden die Anoden in der Aluminiumindustrie hergestellt. Die Stoffströme der Anodenproduktion sind in **Abbildung 5-63** zu sehen.

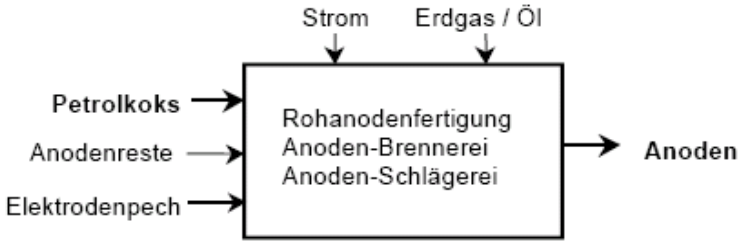

Abbildung 5-63: *Stoffströme bei der Anoden-Produktion /FFE 99a/*

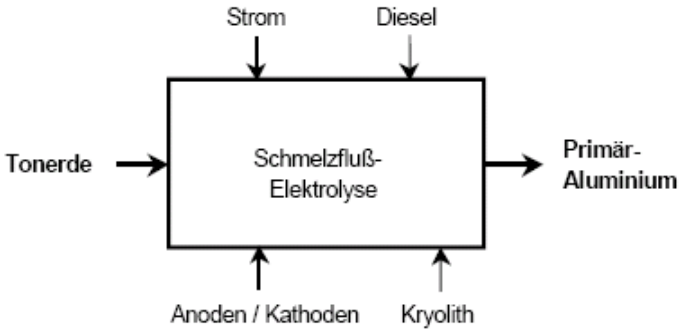

Abbildung 5-64: *Stoffströme bei der Schmelzfluss-Elektrolyse /FFE 99a/*

In der Schmelzfluss-Elektrolyse wird aus der Tonerde Reinaluminium (Primäraluminium) erzeugt (**Abbildung 5-64**). Dabei werden die Anoden durch die Reaktion mit dem freiwerdenden Sauerstoff des Al_2O_3 verbraucht und müssen regelmäßig erneuert werden. Die Anoden werden aus Petrolkoks, Anodenresten und Steinkohlenteerpech mechanisch und thermisch geformt. Eine weitere Variante sind selbstbackende Söderberg-Anoden. Diese werden aber bei modernen Anlagen nur noch selten eingesetzt.

Abbildung 5-65 zeigt die spezifische Prozessenergie für die Herstellung einer Tonne Primäraluminium. Die Werte beider Quellen /BVT 01a/, /FFE 99a/ umfassen neben der eigentlichen Schmelzflusselektrolyse auch die Produktion von Tonerde und Anoden. Es ist ersichtlich, dass der Stromeinsatz bei diesem Verfahren überwiegt. Der Brennstoff-

einsatz wird durch die Tonerden- und Anodenproduktion dominiert. Der unterschiedliche Anteil von Brennstoff und Strom deutet auf eine Substitution der Energieträger hin. In dieser Studie wird von 50 GJ/t spezifischem Strombedarf und 29,1-31,1 GJ/t spezifischem Brennstoffbedarf ausgegangen.

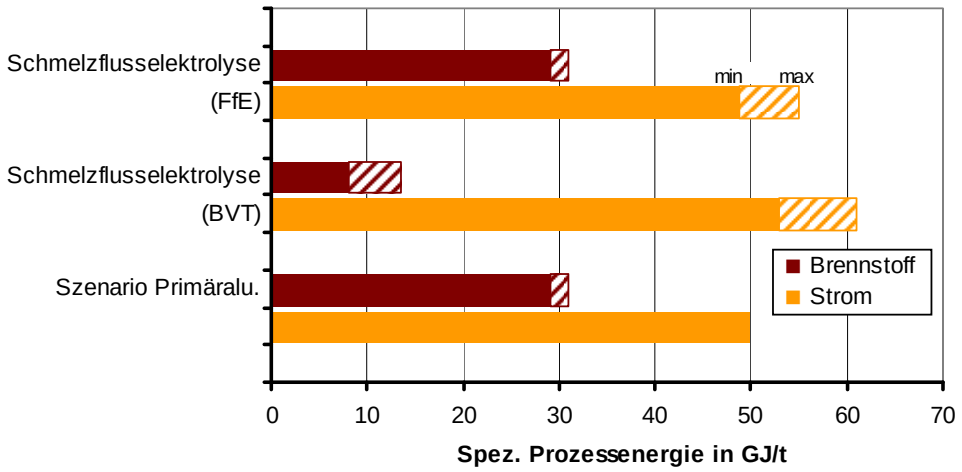

Abbildung 5-65: *Spezifischer Energiebedarf bei der Primär-Aluminiumherstellung /BVT 01a/, /FFE 99a/*

Sekundäraluminium

Sekundäraluminium hat einen wichtigen Anteil (2004: 51,3 % /WVM 05/) an der gesamten Aluminiumerzeugung. Es entsteht durch Umschmelzen von Neu- und Altaluminiumschrott. Durch effektive Verarbeitungsverfahren kann eine qualitative Gleichwertigkeit von Sekundäraluminium und Primäraluminium erreicht werden.

Nach /ALU 95/ wird für das Einschmelzen von Sekundäraluminium nur etwa 5 % der Energie der Primäraluminiumproduktion benötigt. Hinzu kommen weitere Fertigungsschritte zur Halbzeug- bzw. Bauteilproduktion, so dass sich abhängig von der Fertigungstiefe Aufwendungen von 10 bis 20 % des Primärproduktes ergeben /MAU 93/.

Nach /MAU 93/ werden zur Sekundäraluminiumherstellung im Wesentlichen zwei Verfahren verwendet. Zum einen das Direktschmelzen von Aluminiumschrott unter Salz und zum anderen das Schmelzen ohne Salz mit vorhergehendem Abschwelen. Dem unterschiedlichen Energieaufwand der beiden Verfahren ist in der Darstellung der spezifischen Prozessenergie in **Abbildung 5-66** bereits Rechnung getragen. Nach /MAU 93/ benötigt die Sekundär-Aluminiumproduktion 7 GJ/t Brennstoffeinsatz und 1,5 GJ/t Strom. Neben dem eigentlichen Schmelzvorgang sind dabei die Salzschlackenaufbereitung, die Schmelzreinigung und das Legieren berücksichtigt. Diese Werte werden auch in dieser Studie verwendet.

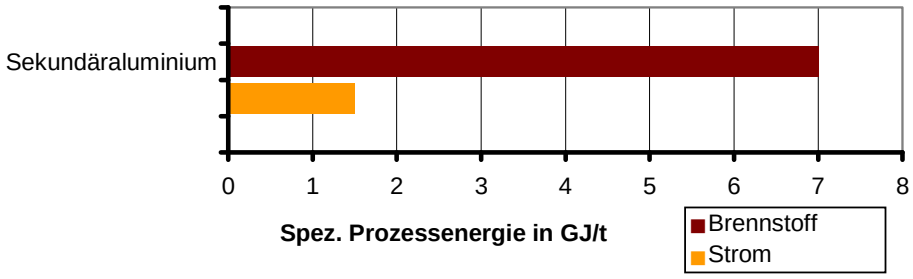

Abbildung 5-66: *Spezifischer Energiebedarf bei der Sekundär-Aluminiumherstellung /MAU 93/*

5.5.4.3 Zusammenfassung

In den folgenden Diagrammen sind die absoluten jährlichen Energieeinsätze gegenübergestellt, die durch die beiden unterschiedlichen Verfahren Top-Down und Bottom-Up berechnet wurden. Top-Down bedeutet dabei, dass der Energieeinsatz über den statistisch ermittelten Bezug der Energieträger im Bereich der Metallindustrie berechnet ist. Der Energieeinsatz, unterteilt nach Brennstoff- und Stromeinsatz, ist in **Abbildung 5-67** und **Abbildung 5-68** als blaue Linie dargestellt. Das Bottom-Up-Verfahren berechnet den jährlichen Energieeinsatz aus dem Energiebedarf der bedeutendsten Produktionen dieser Branche. Für jedes Erzeugnis ergibt sich der Bedarf an Brennstoff und Strom aus den Faktoren Produktionsmenge und spezifischer Brennstoff- bzw. Stromeinsatz.

Zunächst erkennt man, dass der Brennstoffverbrauch von der Roheisenerzeugung geprägt ist. Die Sinterproduktion sowie die Erzeugung von Primäraluminium weisen einen vergleichsweise geringen Brennstoffbedarf auf, die Oxygenstahlerzeugung sowie die Herstellung des sekundären Aluminiums sind von untergeordneter Bedeutung. Der Brennstoffeinsatz nach beiden Verfahren verläuft weitestgehend parallel. Die Differenz zwischen Top-Down und Bottom-Up erklärt sich daraus, dass nicht alle Erzeugnisse untersucht wurden, sondern der Fokus auf die energieintensivsten Produkte gerichtet wurde.

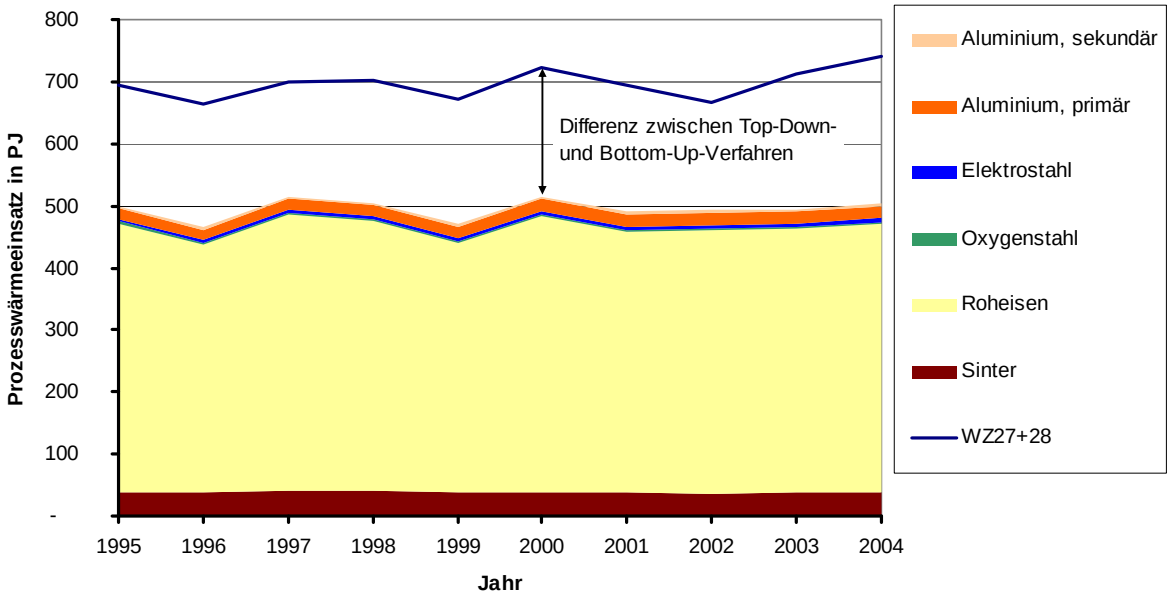

Abbildung 5-67: *Brennstoffeinsatz in der Metallindustrie nach Produktionsgruppen /STBU 4.1.1/, /eigene Berechnung/*

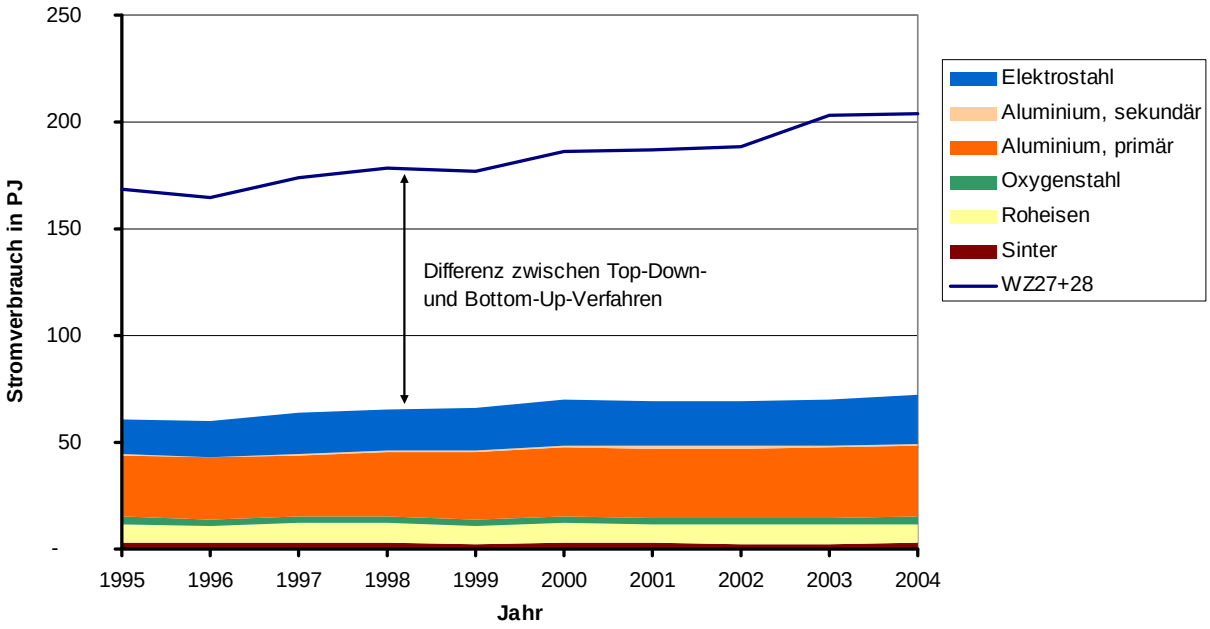

Abbildung 5-68: *Stromeinsatz in der Metallindustrie nach Produktionsgruppen /STBU 4.1.1/, /eigene Berechnung/*

Der Stromeinsatz in der Metallindustrie wird zu rund 43 % in den untersuchten Produktionsverfahren verwendet. Der größte Teil wird dabei in der Erzeugung von primärem Aluminium eingesetzt, eine weitere hohe Bedeutung besitzt die Elektrostahlherstellung. Die ungleich größere Differenz zwischen Top-Down und Bottom-Up entsteht durch den hohen Bedarf an mechanischer Energie bei der Herstellung und Verarbeitung von unterschiedlichsten Metallerzeugnissen wie Rohren, Profilen und Formteilen. Dennoch erkennt man einen parallelen Verlauf der beiden Berechnungsvarianten.

5.5.5 Chemieindustrie

Die Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes ordnet der Abteilung DG 24: „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ unter anderem folgende Gruppen und Untergruppen zu:

- **24.1:** Herstellung von chemischen Grundstoffen
  - **24.11:** Herstellung von Industriegasen
  - **24.12:** Herstellung von Farbstoffen und Pigmenten
  - **24.13:** Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien
  - **24.14:** Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien
  - **24.15:** Herstellung von Düngemitteln u. Stickstoffverbindungen
  - **24.16:** Herstellung von Kunststoff in Primärformen
  - **24.17:** Herstellung von synthetischem Kautschuk in Primärformen
- **24.2:** Herstellung von Schädlingsbekämpfungs- und Desinfektionsmitteln
- **24.3:** Herstellung von Anstrichmitteln, Druckfarben u. Kitten
- **24.4:** Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen
- **24.5:** Herstellung von Seifen, Wasch-, Reinigungs- und Körperpflegemitteln
- **24.6:** Herstellung von sonstigen chemischen Erzeugnissen
- **24.7:** Herstellung von Chemiefasern

In **Abbildung 5-69** ist der Strom- und Brennstoffeinsatz ausgewählter Untergruppen der Chemiebranche dargestellt. Dabei fällt auf, dass in der Chemieindustrie ein großer Anteil (76 %) des Energiebedarfs durch Brennstoffe gedeckt wird. Die Energiemenge der Brennstoffe, die auf einer Erhebung des Statistischen Bundesamtes beruht, umfasst auch den nicht-energetischen Verbrauch. Dieser bezeichnet den Einsatz von Energieträgern, v. a. Rohbenzin, als Rohstoffe in der Produktion. Als Beispiel sei der Heizölbezug genannt, aus dem durch chemische Umwandlungsprozesse Kunststoffgranulat entsteht (nicht-energetischer Verbrauch), im Gegensatz zu dem Heizöl, das zur Temperierung des Prozesses eingesetzt wird (energetischer Einsatz). Der nicht-energetische Energieeinsatz macht in der Chemieindustrie 69 % (2004) der eingesetzten Brennstoffenergie aus /AGEB V/, /eigene Berechnungen/. Als Veredler von Naturstoffen, Erzeuger synthetischer Roh- und Werkstoffe sowie Hersteller chemischer Spezialerzeugnisse zur Weiterverarbeitung und zum Endverbrauch ist die Branche mit nahezu allen übrigen Wirtschaftszweigen verbunden /IFO 83/. Wegen der breit gefächerten Produktpalette lassen sich nur schwer einzelne, energetisch dominante Produktionsverfahren identifizieren. Die drei größten Produktgruppen Kunststoffe, Organische Stoffe und Düngemittel beanspruchen zusammen 74 % des Energieeinsatzes der Chemieindustrie. Im Folgenden werden die Herstellungsverfahren der Kunststoffe Polyethylen, Polypropylen, Polyvinylchlorid, Polystyrol und Polyurethan sowie von Chlor genauer untersucht.

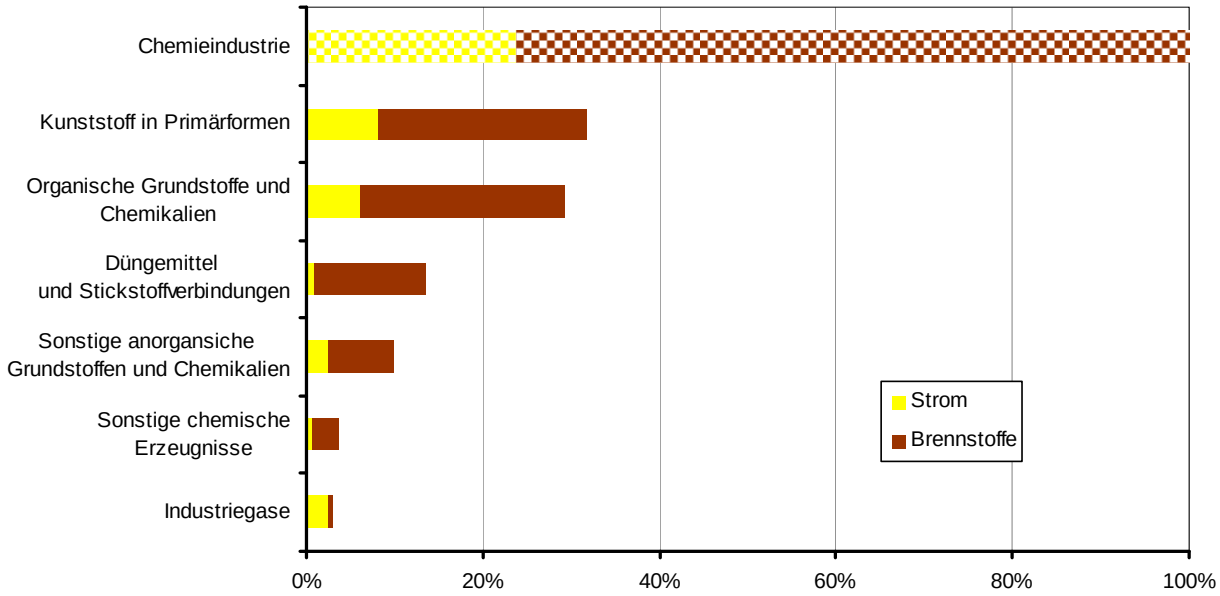

Abbildung 5-69: *Strom- und Brennstoffverbrauch in den Unterbranchen der Chemieindustrie /STBU 06a/*

5.5.5.1 Energetische Branchenkenngrößen

5.5.5.1.1 Endenergieeinsatz

Abbildung 5-70 zeigt den Endenergieeinsatz der Chemieindustrie nach Energieanwendungen. Die Summe fiel dabei ab 1995 von über 800 PJ auf 668 PJ im Jahr 2004. Auffallend ist der nicht-energetische Anteil, der über ein Drittel der insgesamt eingesetzten Energie (inklusive Strom und Fernwärme) einnimmt und in dem betrachteten Zeitraum zwischen 307 und 262 PJ nur schwachen Schwankungen unterworfen ist. Größere Veränderungen sind bei der Prozesswärme zu verzeichnen, die von 1995 (311 PJ) bis 2004 (191 PJ) um 39 % zurückging. Der Stromeinsatz für mechanische Energie steigerte sich im gleichen Zeitraum um 12 % (1995: 160 PJ; 2004: 179 PJ). Für Raumwärme und Beleuchtung werden 2004 rund 5 % des Energieeinsatzes verwendet.

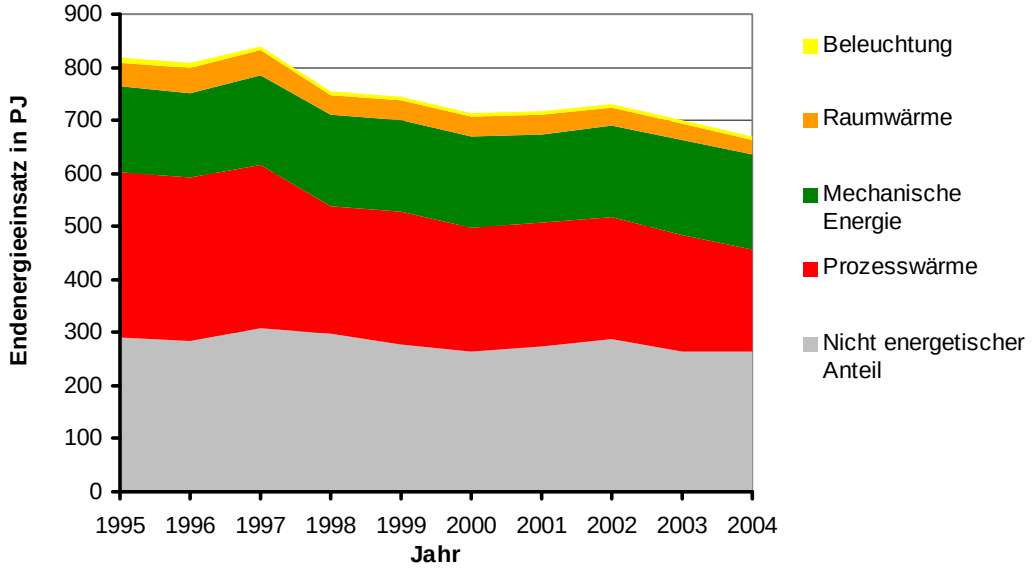

Abbildung 5-70: *Endenergieeinsatz in der Chemieindustrie nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Betrachtet man die verwendeten Energieträger (**Abbildung 5-71**), so fällt eine Zunahme von Erdgas (1995-2004: 4 %) und Strom (10 %) auf. Diese beiden Energieträger dominieren mit 68 % (2004) den Energiemix der Branche. Heizöl, Steinkohle und Wärme aus eigenen industriellen KWK-Anlagen verlieren an Bedeutung.

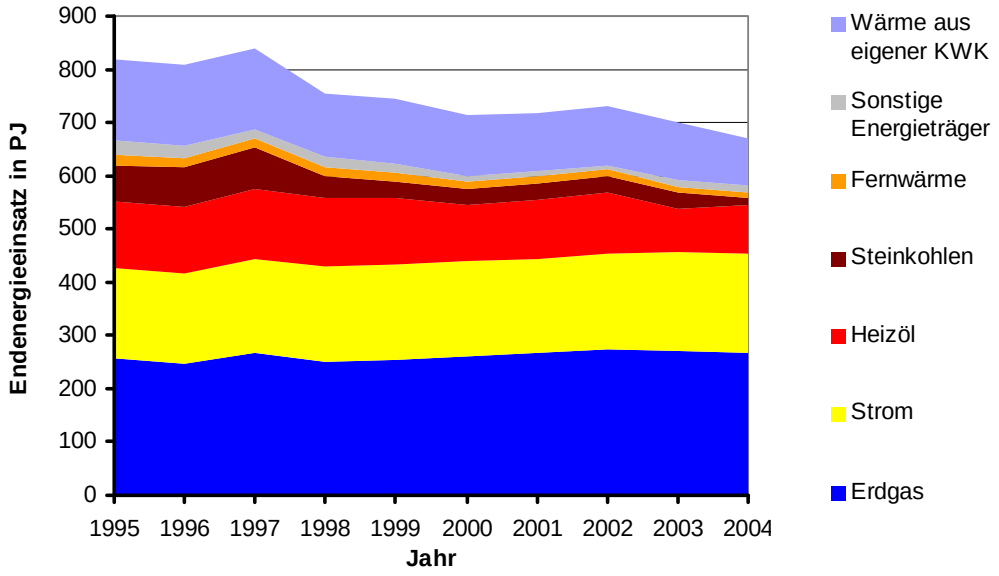

Abbildung 5-71: *Endenergieeinsatz in der Chemieindustrie nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.5.1.2 Energieeinsatz bezogen auf die Produktion

In **Abbildung 5-72** wird der Produktionsindex der Branche berücksichtigt, der die Produktion aller Erzeugnisse mengenmäßig und monetär bewertet und in der Abbildung als Linie dargestellt ist. Der absolute Energieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex ergibt eine spezifische, energetische Kenngröße (im Diagramm als Fläche dargestellt), die Aussagen über die energetische Effektivität der Branche ermöglicht. Man erkennt deutlich, dass trotz des absoluten Rückgangs des Energieeinsatzes (vgl. Abbildung 5-71) Erzeugnisse in größerer Menge bzw. zu höherem realen Preis produziert werden konnten. Der spezifische Energieeinsatz bezogen auf die Produktion fällt von 1995 bis 2004 jedoch deutlich (33 %). Grund für den Anstieg des Produktionsindex kann die gesteigerte Produktionsmenge sein, die auch in den in dieser Studie detailliert untersuchten Erzeugnissen von 1995 bis 2004 markant (Kunststoffe: 48 %; Chlor: 19 %) hervortritt. Die verhältnismäßig konstant bleibende Menge der stofflich genutzten Energieträger (nicht-energetischer Anteil) lässt sich durch eine bessere Rohstoffausnutzung erklären.

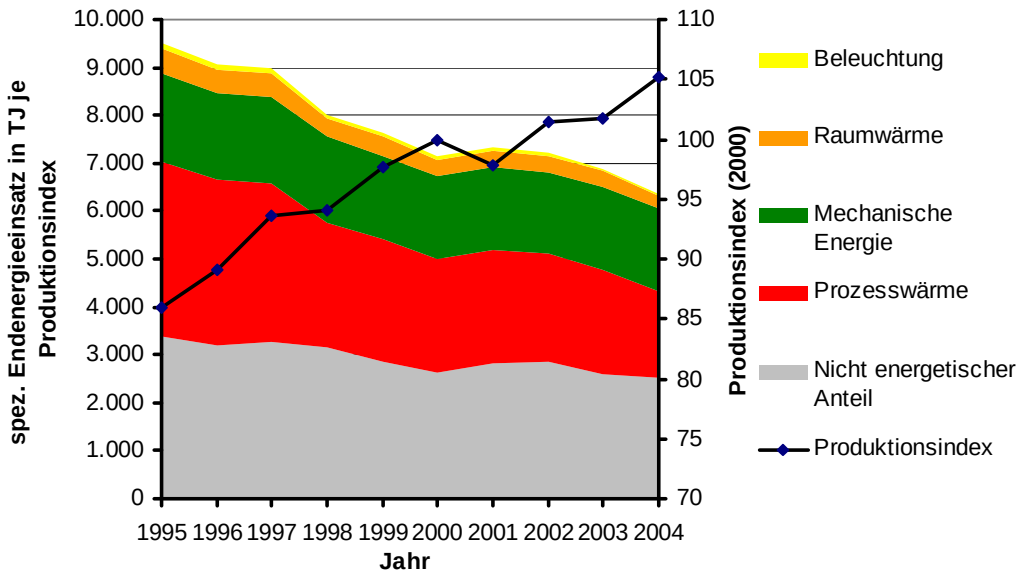

Abbildung 5-72: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex in der Chemieindustrie nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.5.1.3 KWK und Stromerzeugung

In **Abbildung 5-73** sind der Brennstoffeinsatz und die erzeugten Strom- und Wärmemengen in industriellen Kraftwerken und KWK-Anlagen der Chemieindustrie dargestellt. Die Eigenerzeugung wird überwiegend mit Erdgas und „Sonstigen Energieträgern“ betrieben. Unter „Sonstigen Energieträgern“ sind die verschiedenen Produktionsrückstände zusammengefasst. Die gekoppelte Wärmerzeugung ging von 1995 bis 2004 signifikant zurück (-43 %), die industrielle Stromerzeugung sank um 36 %. Grund dafür könnte das Ausgliedern dieser Anlagenbetreiber in eigenständige Betriebe sowie das Stilllegen der unwirtschaftlicheren Anlagen, bedingt durch attraktive Stromlieferverträge, sein.

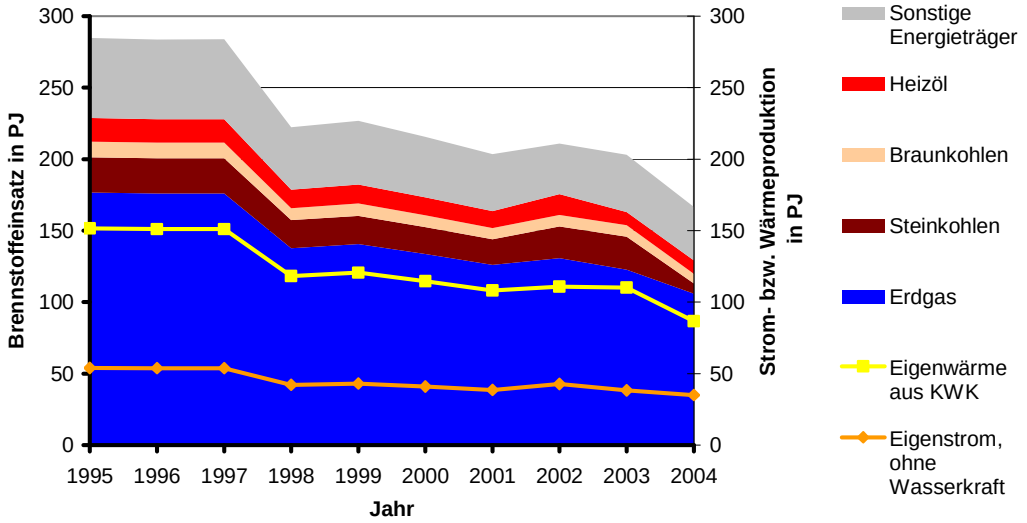

Abbildung 5-73: *Brennstoffeinsatz und Produktion im Bereich der KWK und reinen Stromproduktion in der Chemieindustrie /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /STBU 4.6.4/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.5.1.4 Temperaturniveaus

Das Temperaturprofil (**Tabelle 5-32**) der Chemieindustrie weist nach /FFE 06a/ zwei Spitzen auf. Dominant sind dabei Anwendungen bis 400 °C (44 %) sowie Anwendungen über 800 °C (27 %). Die Raumwärme nimmt rund 13 % ein.

Tabelle 5-32: *Temperaturniveaus in der Chemieindustrie*

Wirtschaftszweig	Raumwärme	Prozesswärme					
		0..200 °C	200..400 °C	400..600 °C	600..800 °C	800.. 1.000 °C	1.000.. 1.200 °C
Chemieindustrie	13 %	29 %	15 %	6 %	9 %	24 %	3 %

5.5.5.2 Herstellungsverfahren

5.5.5.2.1 Kunststoffherstellung

Die Herstellung von Kunststoffen ist der energetisch bedeutendste Bereich der Chemieindustrie und setzt 32 % der gesamten Energiemenge der Branche energetisch oder stofflich um. Die wichtigsten Kunststoffarten sind Polyethylen (PE), Polypropylen (PP), Polyvinylchlorid (PVC), Polystyrol (PS) und Polyurethan (PU), welche im Folgenden genauer untersucht werden. **Abbildung 5-74** zeigt die jährlichen Produktionsmengen dieser Kunststoffe. Insgesamt ist im betrachteten Zeitraum ein deutlicher Zuwachs von 48 % zu verzeichnen. Die Produktionsmengen von PS, PVC und PE steigerten sich um rund 38 %, bei PP konnte die Herstellung fast vervierfacht werden.

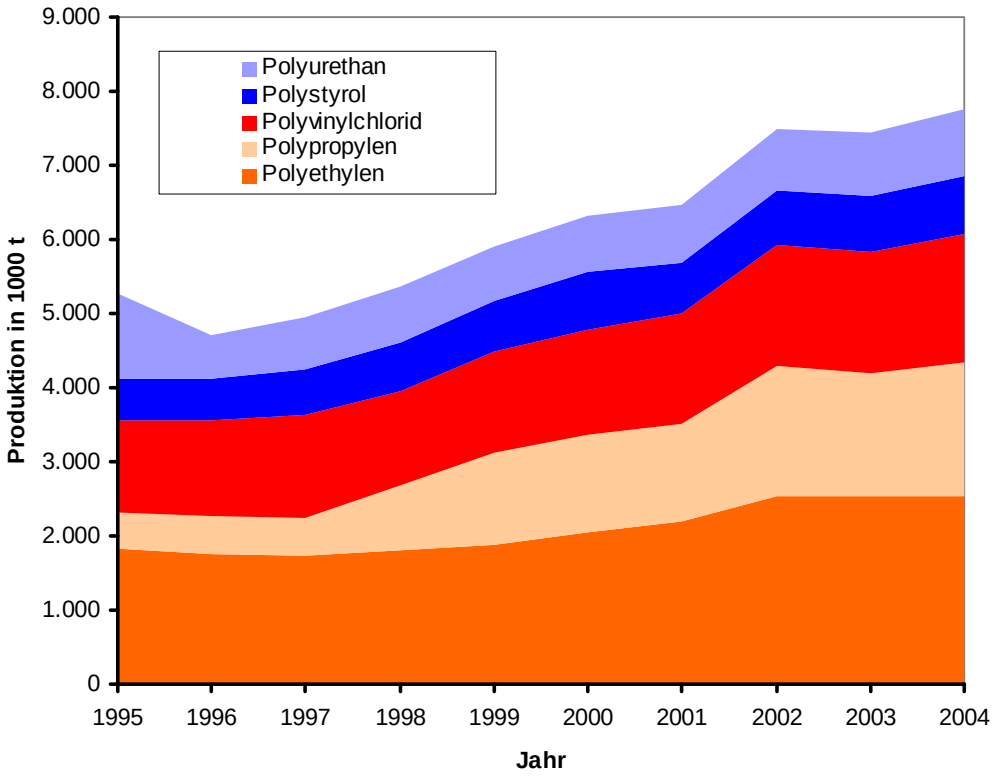

Abbildung 5-74: *Produktionsmengen der Kunststoffe /VCI 05/, /STJB 06/*

Polyethylen

Polyethylen ist mit einer Produktion von über 2,54 Mio. t im Jahr 2004 der am häufigsten in Deutschland verwendete Kunststoff. Durch unterschiedliche Polymerisationsverfahren können von diesem Thermoplast drei verschiedene Qualitäten hergestellt werden. Polyethylen mit niedriger Dichte (low density PE, LDPE), Polyethylen mit niedriger Dichte und linearer Vernetzung (linear low density PE, LLDPE) und Polyethylen mit hoher Dichte (high density PE, HDPE). Die mechanischen Eigenschaften steigen mit der Dichte, so dass Zug- und Temperaturfestigkeit von HDPE höher liegen als von LDPE und LLDPE. Bevorzugte Anwendungen für LDPE und LLDPE sind Folien, HDPE wird zu Hohlkörpern (z. B. Getränkeflaschen), Spritzgussteilen und Rohren verarbeitet.

Polyethylen entsteht durch Polymerisation des Ausgangsstoffes Ethylen. Dabei kommen mehrere Verfahren zur Anwendung:

- Massepolymerisation
  Hierbei verbinden sich die Monomere bei hoher Temperatur (ca. 200 °C) und hohem Druck (1.500-2.000 bar) im flüssigen Zustand zu Polymeren.
- Niederdruckpolymerisation
  Die Reaktanden befinden sich bei der Niederdruckpolymerisation im gasförmigen Zustand und verbinden sich mit Hilfe eines Katalysators zu Molekülketten.
- Lösungspolymerisation
  Für die Lösungspolymerisation wird dem Ethylen ein Lösungsmittel (z. B. Xylol) zugegeben. Durch Zugabe von Katalysatoren erfolgt dann die Polymerisation zu Polyethylen. Anschließend wird das Lösungsmittel verdampft, um das PE in Reinform zu gewinnen.

- Fällungspolymerisation
  Bei der Fällungspolymerisation wird ein Lösungsmittel verwendet, in dem das Monomer – nicht jedoch das Polymer – löslich ist. Das so erzeugte Polyethylen fällt aus der Lösung aus.

In **Abbildung 5-75** ist der Energiebedarf für die Herstellung einer Tonne Polyethylen-Granulats in GJ dargestellt. Der Ausgangsstoff Ehtylen besitzt einen Heizwert von 48,2 MJ/kg_{PE}, der aber nicht energetisch genutzt wird. Dieser nicht-energetische Anteil berücksichtigt die als Rohstoff eingesetzten Energieträger. Bei Polyethylen übertrifft dieser Anteil den Brennstoffbedarf zur Prozesswärmebereitstellung (7,7 MJ/kg_{PE}) deutlich.

Bei der Polymerisation von LLDPE und HDPE werden, abhängig vom angewandten Verfahren, zur Herstellung von 1 kg LLDPE bzw. HDPE zwischen 0,3 und 1,8 MJ Dampf zur Beheizung der Reaktoren und ggf. zum Austreiben des Lösungsmittels benötigt. Bei der Massepolymerisation von LDPE entsteht dagegen Dampf (0,4 MJ/kg_{PE}), der für andere Prozesse verwendet werden kann. Für elektrische Antriebe und zur Druckerzeugung werden zwischen 0,3 und 0,7 kWh Strom je Kilogramm PE benötigt. Die Granulierung des Rohpolyethylens erfordert weitere 0,2-0,3 kWh/kg_{PE} elektrischer Energie. /JOO 98/, /FFE 99b/

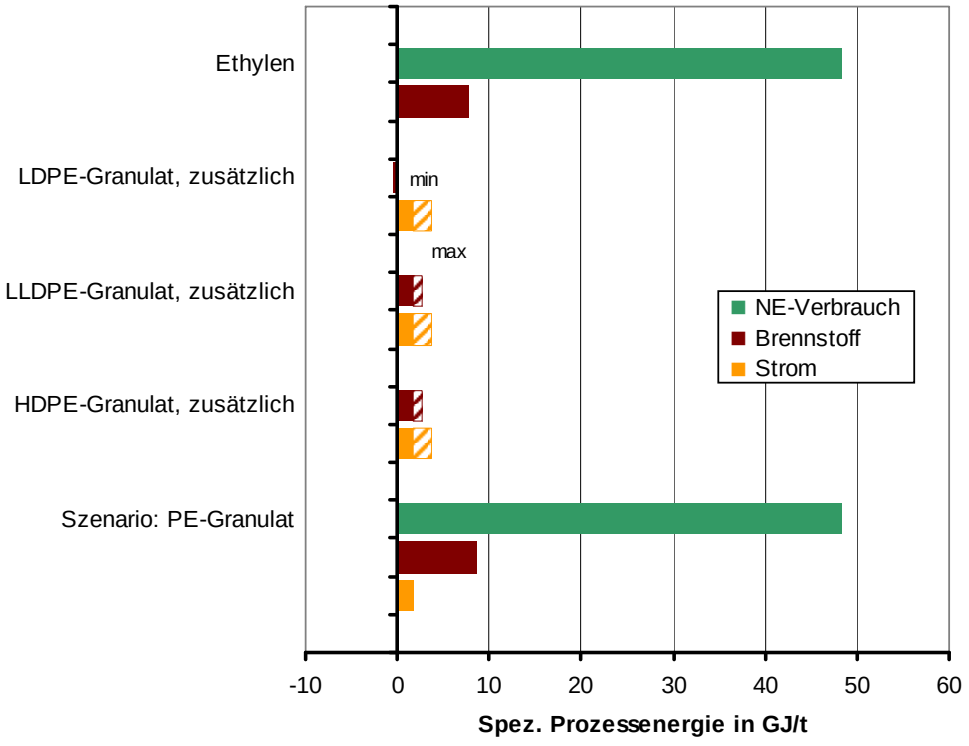

Abbildung 5-75: *Spezifischer Energiebedarf bei der Herstellung von Polyethylen /FFE 99b/*

Polypropylen

Polypropylen (PP) ist ein Thermoplast mit hoher Steifigkeit, Härte und Festigkeit. Die Produktion von Polypropylen liegt mit einem Bedarf von knapp 1,79 Mio. t in 2004 etwa gleich auf mit PVC und wird nur von Polyethylen überboten.

Polypropylen wird in der Verpackungsindustrie eingesetzt (Folien und Spritzgussteile), ein Viertel wird zu Textilfasern verarbeitet. Ein weiteres Einsatzgebiet ist die Automobilindustrie (z. B. Pkw-Stoßfänger).

Der Rohstoff ist Propylen und wird wie bei der Herstellung von Polyethylen durch Polymerisation erzeugt. Die Hälfte des Polypropylens wird durch Niederdruckpolymerisation hergestellt, jeweils ein Viertel durch Masse- und Lösungspolymerisation.

Der nötige Energiebedarf zur Herstellung von Polypropylen in Form von Granulat ist in **Abbildung 5-76** dargestellt. Ein wesentlicher energetischer Aufwand fällt dabei bereits bei der Herstellung des Ausgangsstoffes Propylen an. Abhängig vom gewählten Verfahren werden zur Polymerisation zwischen 0,8 und 1,8 MJ Dampf und rund 0,4 kWh Strom je kg Polypropylen benötigt. Mit einem Stromeinsatz von weiteren 0,2 kWh/kg_{PP} wird das Rohpolypropylen granuliert.

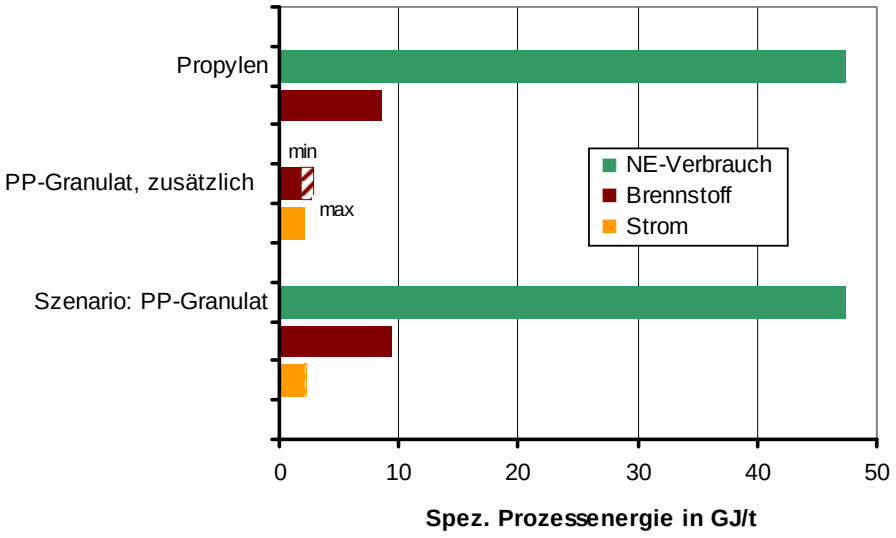

Abbildung 5-76: *Spezifischer Energiebedarf bei der Herstellung von Polypropylen /FFE 99b/*

Polyvinylchlorid

Polyvinylchlorid (PVC) ist der älteste thermoplastische Massenkunststoff. Mit einem Bedarf von 1,74 Mio. t in 2004 wird PVC nur von PE übertroffen und ist mengenmäßig etwa gleichbedeutend mit Polypropylen. Im Vergleich zu anderen Kunststoffen besitzt PVC eine relativ geringe Stabilität (hohe Wärme-, Lichtempfindlichkeit), die durch Zusatz von Stabilisatoren ausgeglichen werden kann. Rund 50 % des erzeugten PVC werden für die Herstellung von PVC-Rohren eingesetzt, weitere Produkte sind Folien, Kabelisolierungen oder Profile, z. B. für Fenster und Türen.

Die Ausgangsstoffe zur Herstellung von PVC sind Ethylen, Chlor und Sauerstoff. Die Synthetisierung von PVC läuft in mehreren Stufen ab:

- Chlorierung: Ethylen reagiert mit Chlor zu Dichlorethan.
- Zersetzung von Dichlorethan in einem Pyrolyseofen bei hohen Temperaturen zu Vinylchloridmonomeren (VCM) und Salzsäure (HCl)

- Oxychlorierung: Aus der entstandenen Salzsäure wird zusammen mit Ethylen und Sauerstoff unter Abspaltung von Wasser ebenfalls Dichlorethan erzeugt und dem Pyrolyseofen zugeführt.
- Polymerisation von VCM zu Polyvinylchlorid

Durch den Zwischenschritt der Oxychlorierung wird eine vollständige Umsetzung des eingesetzten Chlors bei der Herstellung des Vinylchloridmonomers (VCM) erreicht. In der BRD wird über 3/4 des produzierten PVC durch Suspensionspolymerisation erzeugt /JOO 98/. Bei der energetischen Bilanzierung wird daher im Folgenden dieses Verfahren zugrunde gelegt. Durch heftiges Rühren wird das wasserunlösliche VCM zu feinsten Tröpfchen im Wasser verteilt. Durch Zugabe von im Monomer löslichen Katalysatoren findet in den Tröpfchen eine Art Massenpolymerisation statt. Nach dem Abkühlen und Abtrennen des Wassers, z. B. in einer Zentrifuge, liegt Polyvinylchlorid in reiner Form vor.

Für die Herstellung von 1 kg Vinylchlorid (VCM) werden nach /JOO 98/ 0,46 kg Ethylen, 0,59 kg Chlor und 0,13 kg Sauerstoff eingesetzt (**Abbildung 5-77**). Für diesen Prozess sind 2,9 MJ Erdgas, 2,3 MJ Dampf und 0,9 kWh Strom notwendig. Als Nebenprodukt fallen 0,18 kg Wasser an. Für die Polymerisation von VCM zu Polyvinylchlorid werden 0,2 kWh/kg_{PVC} Strom und 2,7 MJ/kg_{PVC} Dampf benötigt. Das für diesen Prozess benötigte Chlor wird nicht energetisch bewertet, da es in der unten aufgeführten Untersuchung der Chlorherstellung bilanziert wird.

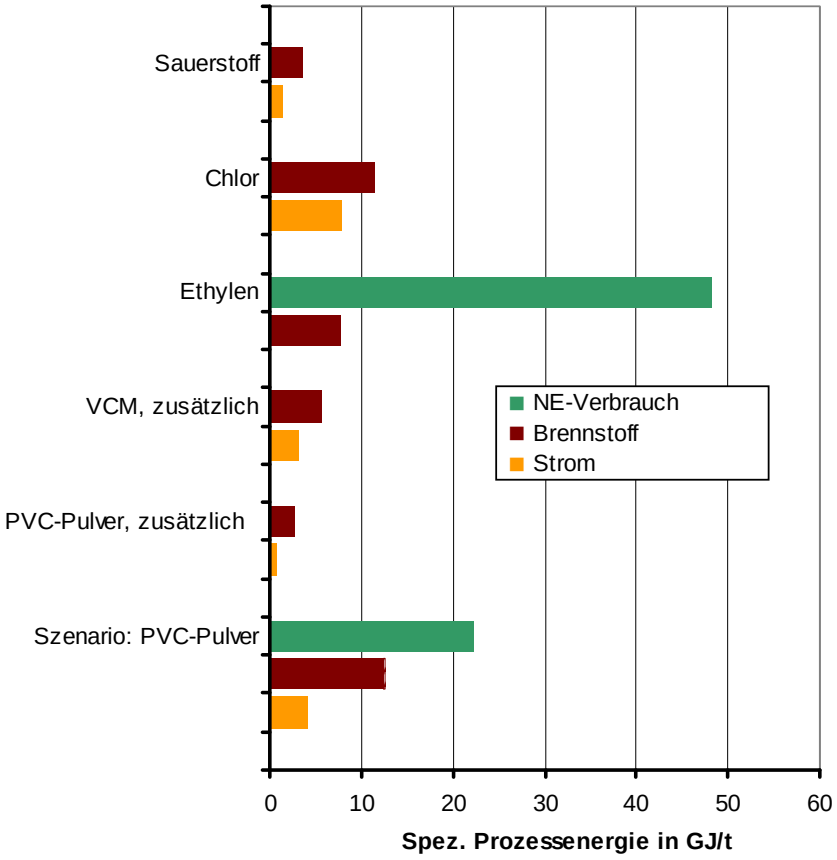

Abbildung 5-77: *Spezifischer Energiebedarf bei der Herstellung von Polyvinylchlorid /FFE 99b/*

Polystyrol

Der Bedarf an Polystyrol (PS) betrug in Deutschland 2004 etwa 770.000 t. Rund 1/4 des erzeugten Polystyrols wird zu Dämmstoffen verarbeitet, der Rest überwiegend zu Verpackungen und Formteilen. Bei Polystyrol werden drei Hauptgruppen unterschieden:

- Glasklares Polystyrol, GPPS (general purpose polystyrol), ist sehr hart, formstabil und besitzt eine hohe Steifigkeit. Es wird u. a. für Haushaltswaren und Bauteile in der Elektroindustrie verwendet.
- Schlagfestes Polystyrol, HIPS (high impact polystyrol), wird durch Zugabe von Elastomerkomponenten (z. B. Polybutadien) erzeugt. Aus HIPS werden z. B. Lebensmittelverpackungen, Getränkekästen und Spielwaren gefertigt.
- Schäumbares Polystyrol, EPS (expandable polystyrol), entsteht durch den Zusatz eines Treibmittels (z. B. Pentan). Neben der Dämmstoffproduktion werden aus EPS z. B. Formteile für Verpackungen und Einweggeschirr hergestellt.

Polystyrol wird aus Ethylen und Benzol über die Zwischenschritte Ethylenbenzol und Styrol synthetisiert.

Der erste Schritt besteht in der Alkylierung von Ethylen und Benzol zu Ethylenbenzol. Dieses wird im zweiten Schritt durch Dehydrierung zu Styrol umgewandelt. Dabei entstehen neben Styrol auch in geringen Mengen Benzol und Toluol. Polystyrol wird überwiegend durch Masse- und Suspensionspolymerisation hergestellt. Wird Styrol ohne Beimengungen zur Polymerisation eingesetzt, so entsteht glasklares Polystyrol, GPPS. Zur Herstellung von schlagfestem Polystyrol, HIPS, wird dem Styrol etwa 10 % Polybutadien zugegeben. Bei der Produktion von EPS wird Pentan als Treibmittel mit einem Anteil von etwa 7 % zugesetzt.

Aus 0,3 kg Ethylen und 0,8 kg Benzol wird 1 kg Styrol hergestellt. Als Nebenprodukte fallen 0,1 kg Benzol und Toluol an. Der aus einer Alkylierung und einer Dehydrierung bestehende Prozess erfordert dazu den Einsatz von 4,9 MJ Brennstoff, 5,1 MJ Dampf (entspricht 6,4 MJ Brennstoff) und 0,1 kWh Strom (**Abbildung 5-78**). Es wird angenommen, dass die Herstellung von Styrol an die Raffinerie gekoppelt ist und daher Raffineriegas als Brennstoff und zur Dampferzeugung verwendet wird. GPPS entsteht durch Polymerisation von Styrol ohne Zusätze. Hierfür werden 0,3 MJ/kg_{GPPS} Erdgas, 0,5 MJ/kg_{GPPS} Dampf und 0,22 kWh/kg_{GPPS} Strom benötigt. Durch Beimengung von Polybutadien entsteht HIPS. Hierfür sind als Prozessenergien 0,3 MJ/kg_{HIPS} Erdgas, 0,6 MJ/kg_{HIPS} Dampf und 0,17 kWh/kg_{HIPS} Strom erforderlich. Wird dem Styrol bei der Polymerisation Pentan als Treibmittel zugesetzt, dann entsteht schäumbares Polystyrol (EPS). Der Prozessenergieaufwand beträgt hierbei 4,5 MJ/kg_{EPS} Dampf und 0,14 kWh/kg_{EPS} Strom.

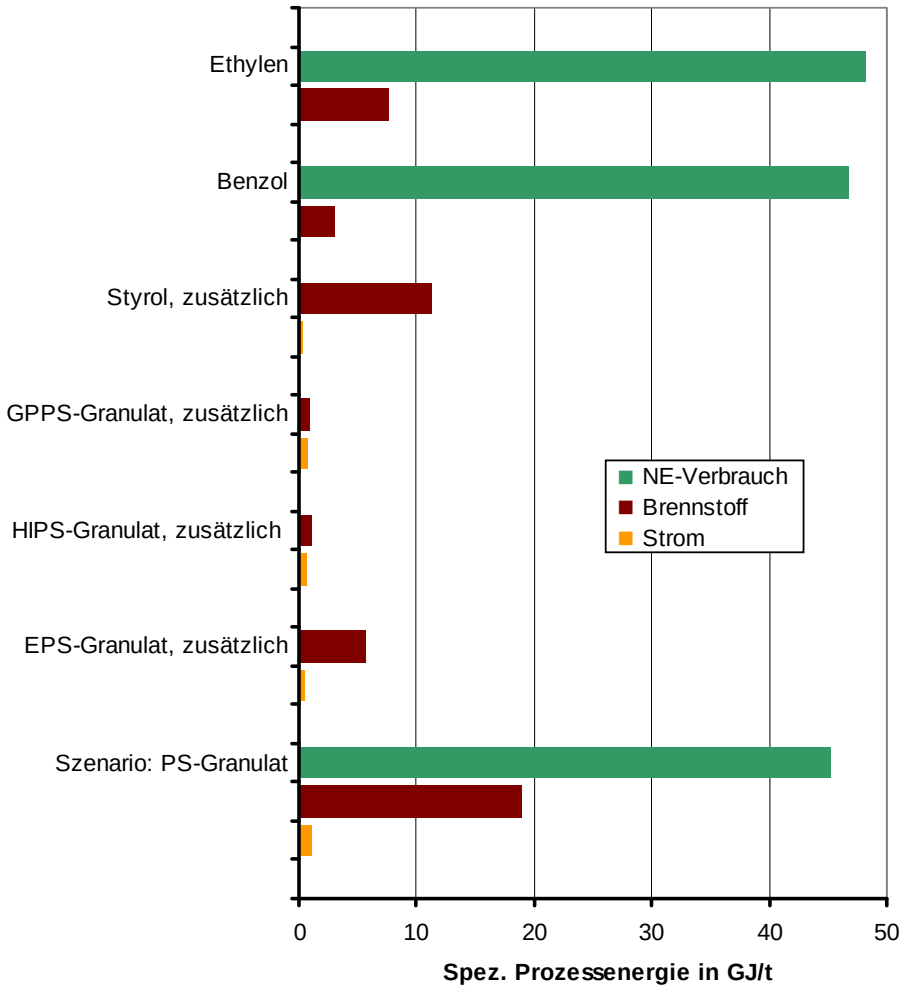

Abbildung 5-78: *Spezifischer Energiebedarf bei der Herstellung von Polystyrol /FFE 99b/*

Polyurethan

Polyurethan (PU) ist ein duroplastischer Kunststoff und im Gegensatz zu Thermoplasten nicht schmelzbar und weitgehend unlöslich. Polyurethane werden als Weichschäume z. B. für Polsterungen im Automobilbereich und im Möbelbau eingesetzt. PU-Hartschäume werden bevorzugt als Wärmedämmstoffe für Gebäude und Kühlgeräte verwendet. Darüber hinaus werden aus Polyurethan Gummiteile, Klebstoffe und Beschichtungen hergestellt. Basis für die Herstellung von Polyurethanen bilden mehrwertige Alkohole (Polyole) und mehrwertige Isocyanate (hier Diisocyanattoluol, TDI bzw. Diisocyanatdiphenylmethan, MDI), die durch Polyaddition zu Polyurethanen verbunden werden.

PU-Hartschaum wird durch Polyaddition von Polyol und Diisocyanat (hier MDI) hergestellt. Die Anteile von Stabilisatoren, Katalysatoren und Pigmenten variieren stark in Abhängigkeit der gewünschten Eigenschaften und Qualität des Hartschaums. Zur Produktion des Hartschaums werden die Einsatzstoffe einem Mischkopf zugeführt und als Reaktionsgemisch zwischen zwei Bändern verteilt (Plattenherstellung) oder in eine Form gegossen (Herstellung von Formteilen). Das Reaktionsgemisch schäumt in der Form auf und härtet aus; für diesen Prozessschritt des Aufschäumens werden 0,42 kWh

Strom benötigt. 1 kg PU-Hartschaum wird aus 0,36 kg Polyol, 0,58 kg MDI, 0,05 kg Pentan und 0,03 kg Zusätzen hergestellt (**Abbildung 5-79**).

Die Herstellung von PU-Weichschaum verläuft ähnlich wie die von PU-Hartschaum. Anstatt MDI wird TDI eingesetzt, auch die Massenverhältnisse ändern sich. Wie bei der Herstellung von PU-Hartschaum wird auch bei der Weichschaumherstellung von einem Anteil an Zusätzen (Stabilisatoren, Katalysatoren und Pigmente) von 3 % ausgegangen. Zur Produktion des Weichschaums werden die Einsatzstoffe einem Mischkopf zugeführt und als Reaktionsgemisch in eine Form gegossen. Zum Aufschäumen wird der Mischung Wasser zugegeben. Dieses reagiert mit dem Isocyanat unter Abspaltung von CO_2, das als Treibgas zur Schaumbildung dient. Nach dem Aushärten werden die fertigen PU-Weichschaumteile der Form entnommen. 1 kg PU-Weichschaum wird aus 0,69 kg Polyol, 0,28 kg TDI und 0,02 kg Wasser (zum Aufschäumen) hergestellt (Abbildung 5-79).

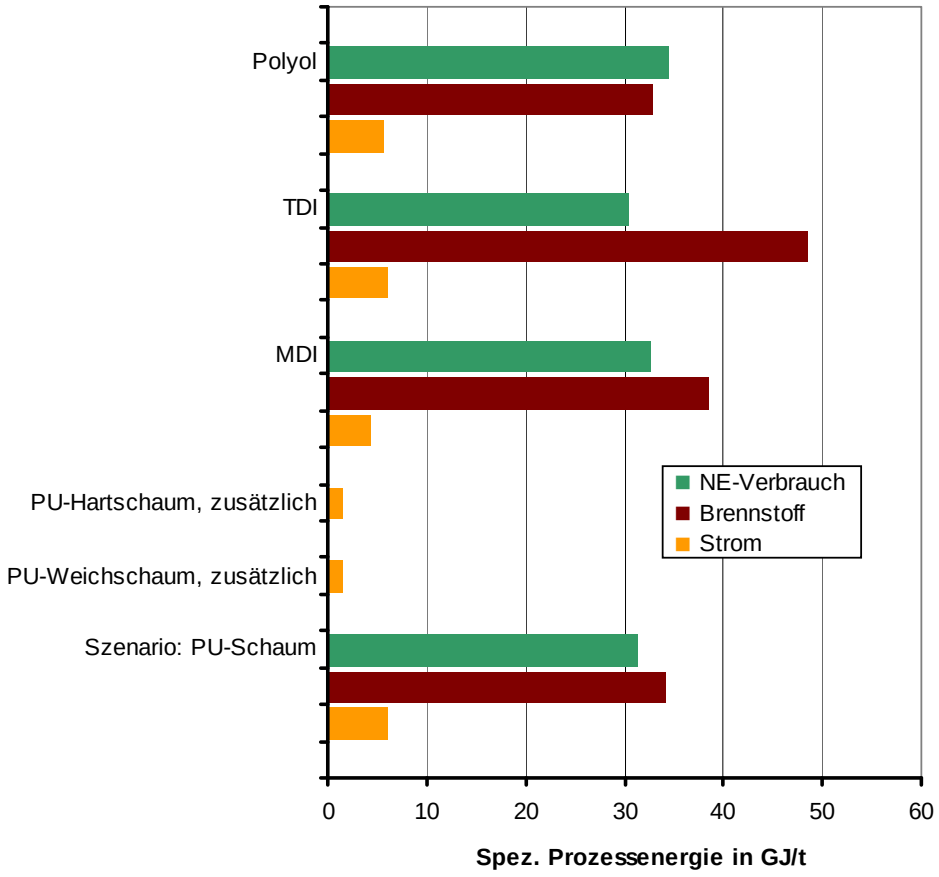

Abbildung 5-79: *Spezifischer Energiebedarf bei der Herstellung von Polyurethan-Schaum /FFE 99b/*

5.5.5.2.2 Chlorherstellung

Chlor ist Grundstoff vieler chemischer Produkte und spielt aus diesem Grund auch eine Rolle als Indikator der Branche. Die Produktion dieses Gases steigerte sich von 1995 bis 2004 um 19 % und erreichte 3,90 Mio. t (**Abbildung 5-80**).

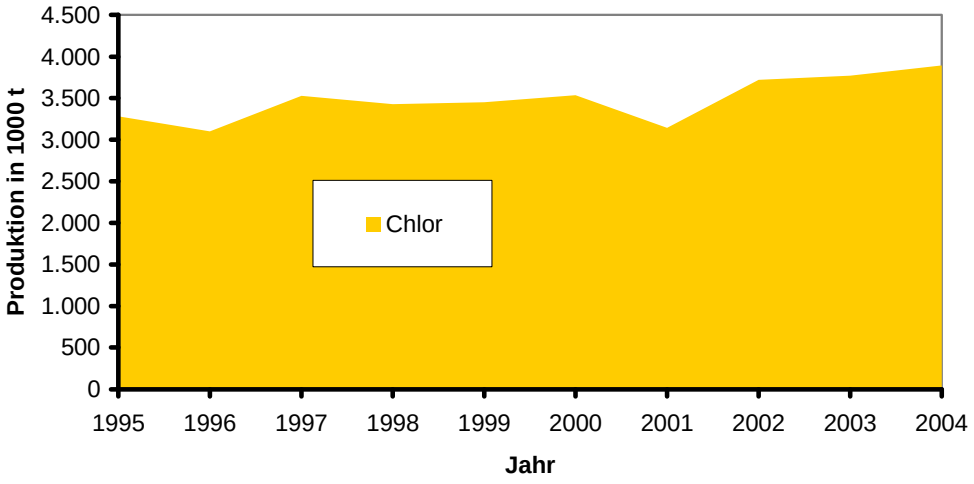

Abbildung 5-80: *Chlorproduktion /VCI 05/*

Chlor wird mittels der Chloralkali-Elektrolyse erzeugt. Dabei wird eine Chloridsalzlösung elektrolytisch durch Gleichstrom zerlegt.

$$2\ H_2O + 2\ NaCl \rightarrow H_2 + Cl_2 + 2\ Na + 2\ OH.$$

In Westeuropa dienen als Ausgangsstoff meist Natriumchlorid und seltener Kaliumchlorid (ca. 3-4 % der Chlorproduktion). Andere Verfahren, die Salzsäure oder geschmolzenes Natriumchlorid verwenden, summieren sich in Europa auf rund 3 %.

In der Industrie werden drei verschiedene Verfahren benutzt:

- Das Diaphragma-Verfahren
  Dieses Verfahren ist in den USA sehr verbreitet.
- Das Amalgam- oder Quecksilberverfahren
  In Europa ist dieses Verfahren weit verbreitet, es wird jedoch zunehmend durch das Membranverfahren ersetzt.
- Das Membranverfahren
  Dieses Membranverfahren ist das modernste Verfahren und zeichnet sich durch einen geringen Energieaufwand sowie den Verzicht auf Quecksilber aus. Die Reinheit des gewonnenen Chlorgases nähert sich der des Amalgam-Verfahrens an.

Die Vorgänge an den Elektrolysezellen der einzelnen Verfahren sind in **Abbildung 5-81** dargestellt.

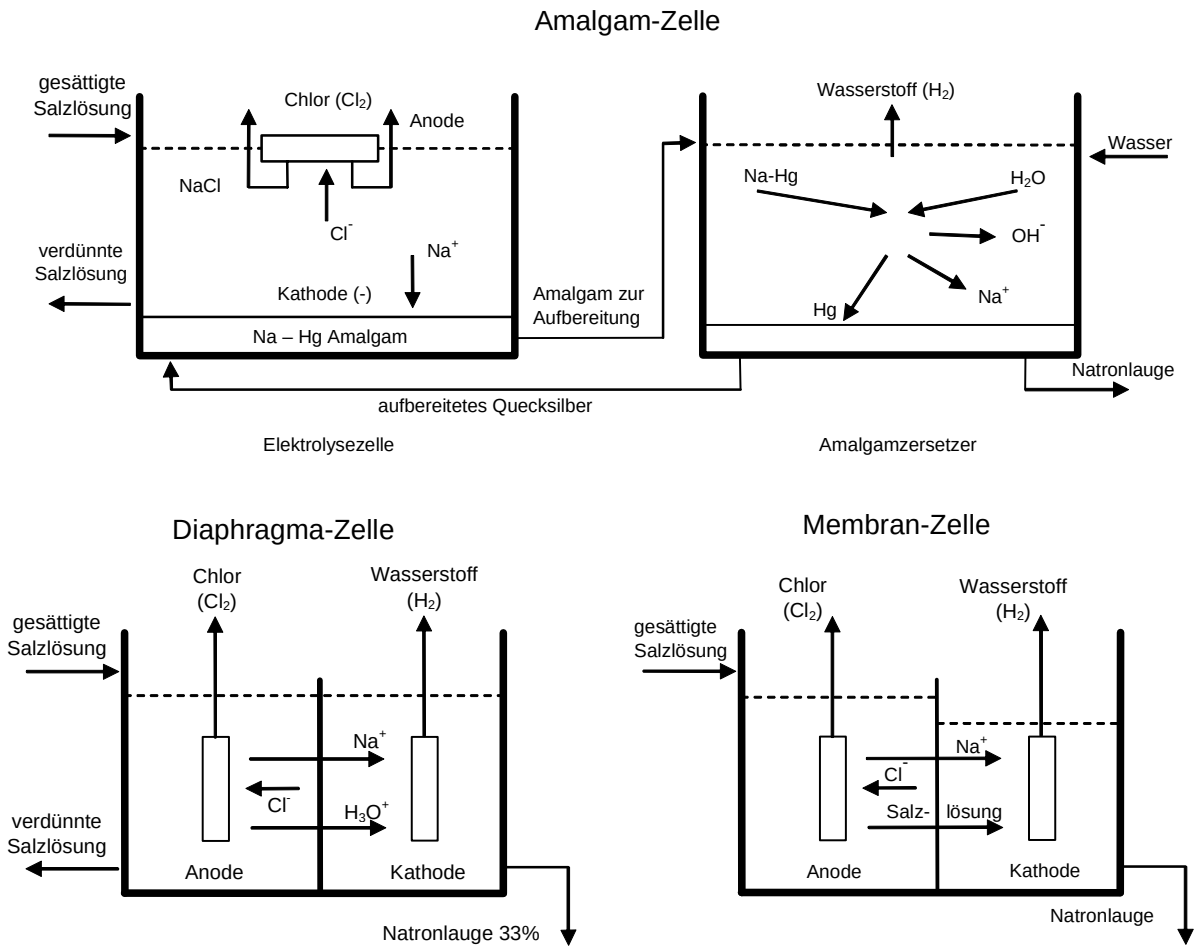

Abbildung 5-81: *Elektrolysezellen zur Chlorherstellung nach dem Amalgam-, Diaphragma- und Membranverfahren, nach /DBAT 98/*

In **Abbildung 5-82** ist der spezifische Energiebedarf dieser drei Verfahren dargestellt. Der Stromeinsatz aller Verfahren bewegt sich laut /BVT 01c/ zwischen 10 und 12,8 GJ/t, der Brennstoffeinsatz zwischen 0 und 2,4 GJ/t. Dieser Studie wird das zunehmend an Verbreitung gewinnende Membran-Verfahren zugrunde gelegt.

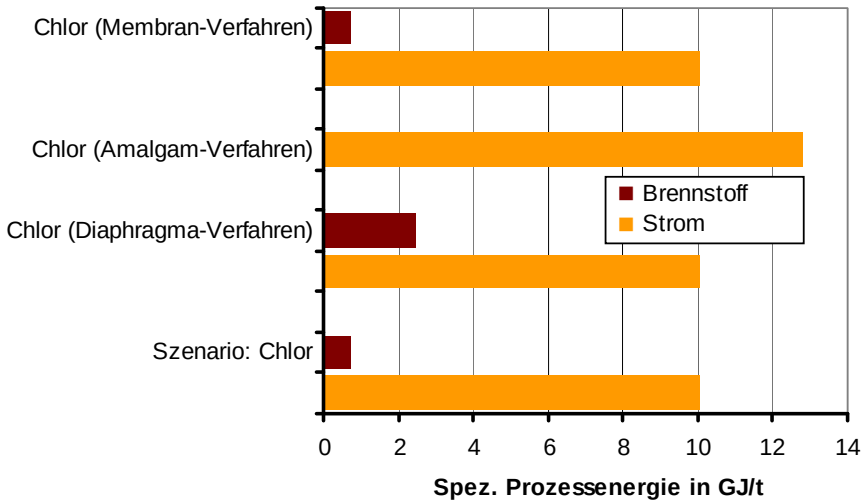

Abbildung 5-82: *Spezifischer Energiebedarf bei der Herstellung von Chlor /BVT 01c/*

5.5.5.3 Zusammenfassung

Aus dem ermittelten Bedarf an spezifischer Prozessenergie der untersuchten Erzeugnisse der Chemieindustrie und den zugehörigen Produktionsmengen lässt sich ein zugehöriger Brennstoff- und Strombedarf errechnen. Dieser ist für die einzelnen Erzeugnisse in **Abbildung 5-83** gezeigt und dem Verbrauch der Branche (dargestellt als Linie) gegenübergestellt. Um eine Beurteilung der Herstellungsverfahren zu erlauben, sind der Gesamtverbrauch der Branche sowie der Bedarf der einzelnen Verfahren um den nicht-energetischen Anteil bereinigt. Für die untersuchten Produkte wird nur ein Bruchteil (1995: 24 %; 2004: 47 %) des Energiebezugs verwendet. Der Grund für die Untersuchung der Kunststoff- und Chlorproduktion liegt in der guten Datenlage in diesem Bereich. Zudem bilden diese Produkte wichtige Ausgangsstoffe und werden als Indikator der Chemieindustrie angesehen. Während der Verbrauch für die untersuchten Erzeugnisse im betrachteten Zeitraum aufgrund der steigenden Produktionsmengen wächst, geht der gesamte Einsatz der Brennstoffe zurück. Die fehlende Parallelität mag seine Ursache darin haben, dass die untersuchten Prozesse alle nur einen geringen Brennstoffeinsatz aufweisen. Der starke Rückgang des gesamten Brennstoffbezugs wird in anderen Prozessen mit hohem Brennstoffverbrauch, wie beispielsweise der Metallurgie, vermutet oder der Senkung des Raumwärmebedarfs zugeschrieben.

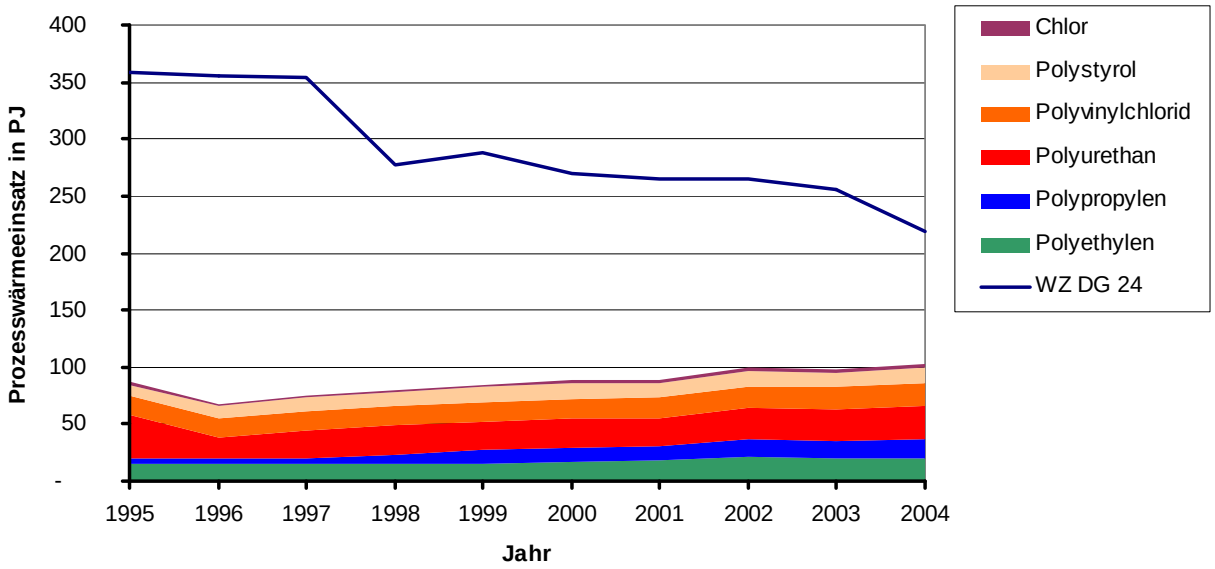

Abbildung 5-83: *Brennstoffeinsatz in der Chemieindustrie nach Produktionsgruppen /STBU 4.1.1/, /eigene Berechnung/*

Ein harmonischeres Bild bietet der Vergleich des Stromeinsatzes für die Herstellung der untersuchten Produkte mit dem der gesamten Branche (**Abbildung 5-84**). Der Anteil verläuft gleichmäßig zwischen 30 und 32 %.

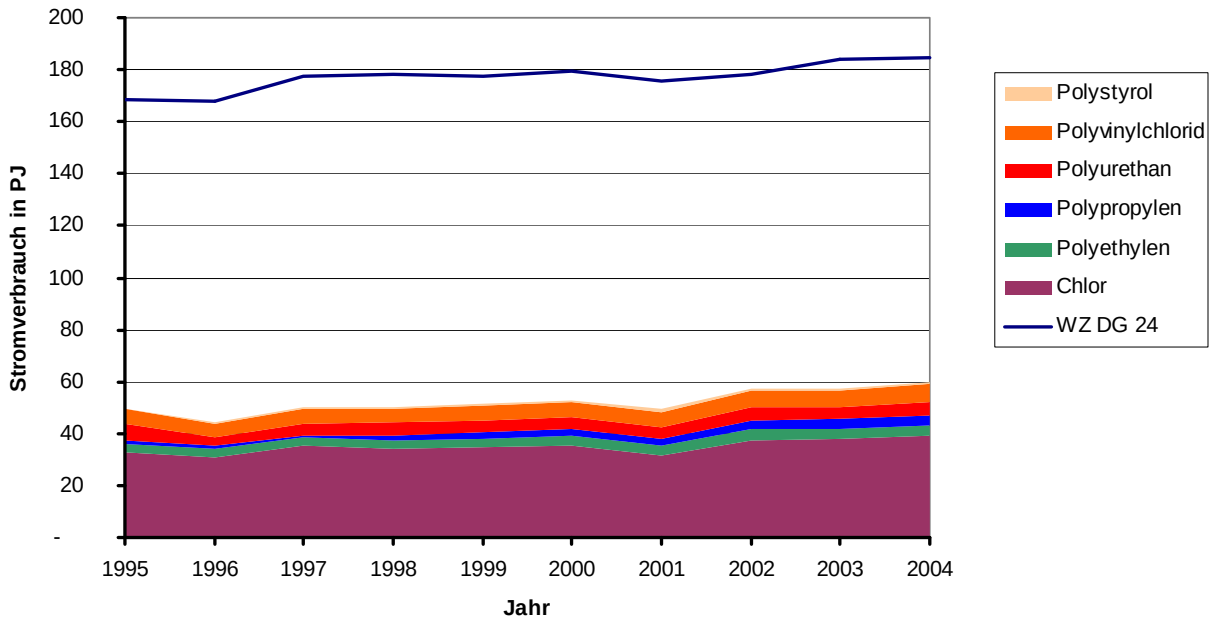

Abbildung 5-84: *Stromverbrauch in der Chemieindustrie nach Produktionsgruppen /STBU 4.1.1/, /eigene Berechnung/*

5.5.6 Glasgewerbe, Verarbeitung von Steinen und Erden

Nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige /STBU 03b/ werden die Hersteller folgender Erzeugnisse in der Abteilung DI 26: „Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ zusammengefasst:

- Zement, Kalk und gebrannter Gips (Wirtschaftszweig DI 26.5: Herstellung von Zement, Kalk und gebranntem Gips)
- Glas und Glaswaren (Wirtschaftszweig DI 26.1: Herstellung von Glas u. Glaswaren)
- Erzeugnisse aus Beton, Zement und Gips (Wirtschaftszweig DI 26.6: Herstellung von Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips)
- Ziegel und sonstige Baukeramik (Wirtschaftszweig DI 26.4: Herstellung von Ziegeln und sonstiger Baukeramik)
- Sonstige keramische Erzeugnisse (Wirtschaftszweig DI 26.2: Herstellung von keramischen Erzeugnissen ohne Ziegelei und Baukeramik)

Diese Abteilung des Verarbeitenden Gewerbes setzte etwa 10 % des Energieeinsatzes im Jahr 2004 um (Brennstoffe und Fernwärme 8,6 %, Strom 1,4 %) /STBU 06a/ und zählt damit nach der Metall- und Chemieindustrie zu den energieintensiven Industriezweigen.

Aus **Abbildung 5-85** wird ersichtlich, dass die Gruppen DI 26.5 (Herstellung von Zement, Kalk und gebranntem Gips) und DI 26.1 (Herstellung von Glas u. Glaswaren) unter energetischen Gesichtspunkten bedeutend sind. Der Strom- und Brennstoffbedarf beider Gruppen summiert sich auf 69 % der Branche. Im zweiten Teil dieses Kapitels wird deshalb die Herstellung von Zement, Kalk und Glas detailliert untersucht.

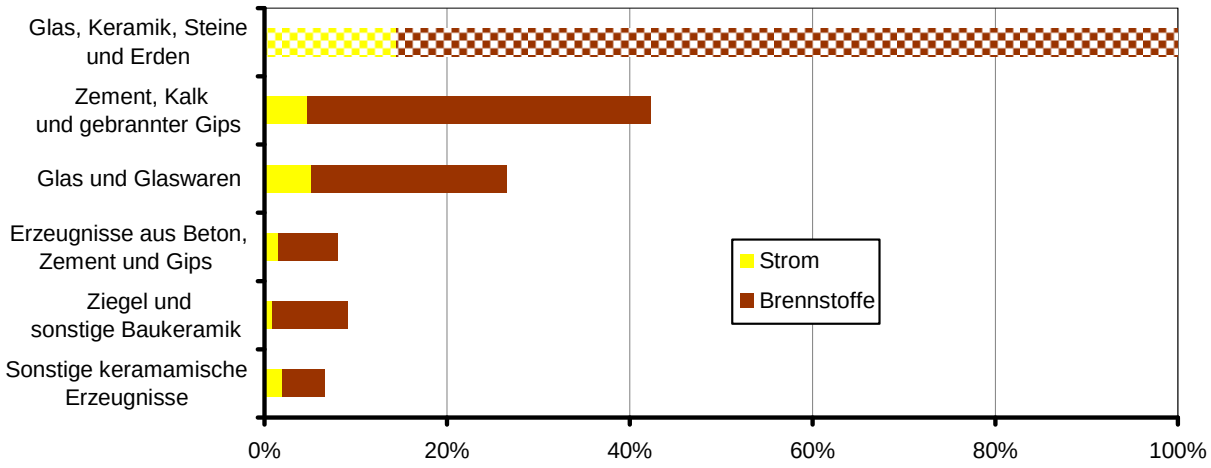

Abbildung 5-85: *Strom- und Brennstoffeinsatz in einzelnen Bereichen des Glasgewerbes und der Verarbeitung von Steinen und Erden /STBU 06a/*

5.5.6.1 Energetische Branchenkenngrößen

5.5.6.1.1 Absoluter Endenergieeinsatz

Abbildung 5-86 zeigt den Endenergieeinsatz in der Branche DI 26 (Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden). Der Einsatz betrug 1995 rund 314 PJ und ging bis 2004 auf 260 PJ zurück. Auffällig ist der Abfall zwischen 2000 und 2001, der an die damals geringe Bautätigkeit gekoppelt ist. Als Energieträger dominieren Erdgas und Strom, welche ihren Anteil am Energiemix seit 1995 erhöhten (1995: Erdgas 30,9 %, Strom 15,1 %; 2004: Erdgas 37,7 %, Strom 17,6 %). Der Einsatz von Heizöl ging vermutlich auf Grund der Brennstoffpreise ab dem Jahr 2000 zurück, Steinkohlen wurden in den letzten Jahren verstärkt durch Braunkohlen ersetzt. Erneuerbare Energieträger nehmen 2004 einen Anteil von 4,7 % ein.

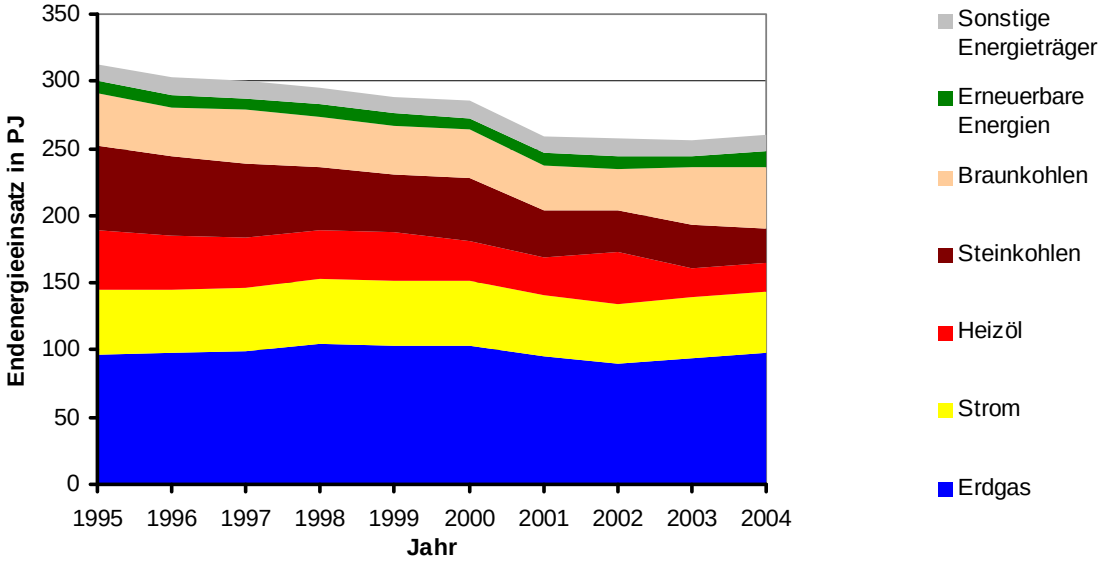

Abbildung 5-86: *Endenergieeinsatz im Glasgewerbe und in der Verarbeitung von Steinen und Erden nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Gliedert man den Energieeinsatz nach den Energieanwendungen (**Abbildung 5-87**), fällt auf, dass der Großteil (2004: 75,8 %) für die Bereitstellung von Prozesswärme verwendet wird. Die mechanische Energie stellt den zweiten großen Posten dar (2004: 6,4 %), gefolgt von Raumwärme und Beleuchtungsenergie. Die Anteile der einzelnen Anwendungsarten variieren in dem betrachteten Zeitraum nur geringfügig.

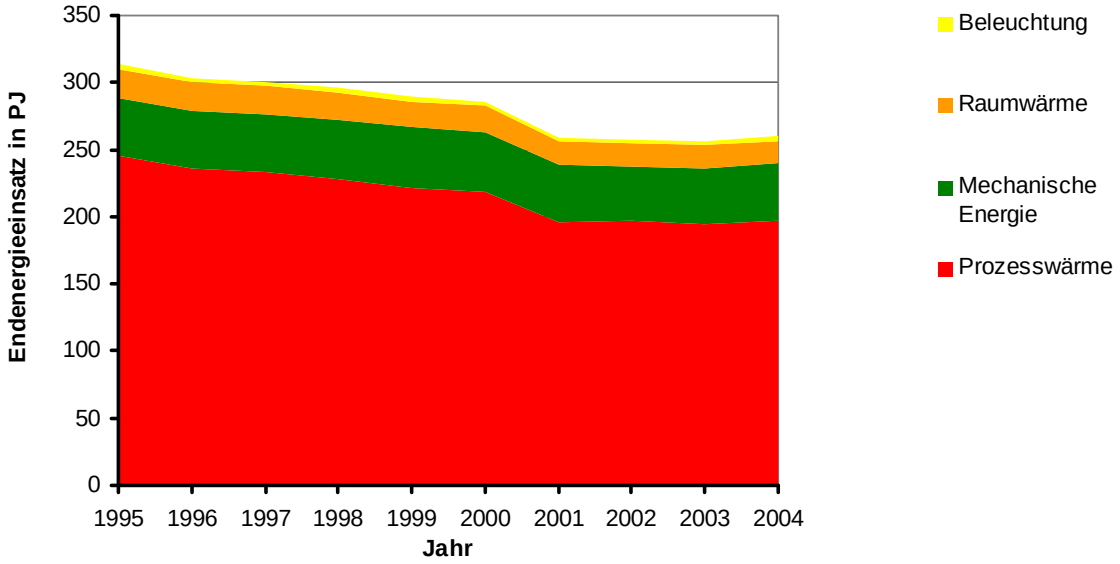

Abbildung 5-87: *Endenergieeinsatz im Glasgewerbe und in der Verarbeitung von Steinen und Erden nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.6.1.2 Endenergieeinsatz bezogen auf die Produktion

Bezieht man den Endenergieeinsatz auf den Produktionsindex (PI) der Branche, ergibt sich eine Kenngröße, die weitestgehend um den Rückgang der Produktionsmengen bereinigt ist. Da der Produktionsindex die Produktion nicht nur mengenmäßig, sondern auch monetär bewertet, wirken sich Preisänderungen ebenfalls auf diesen spezifischen Energieeinsatz aus. In **Abbildung 5-88** ist diese Kenngröße, gegliedert nach Energieträgern, sowie der Produktionsindex dargestellt. Die Summe des spezifischen Energieeinsatzes bewegt sich seit 1995 im Bereich von 2.763 bis 3.078 TJ/PI. Deutlich sind die Schwankungen des Produktionsindex zwischen 87 und 104 Punkten zu erkennen. Zwischen 2000 und 2003 ist ein starker Rückgang des PI zu verzeichnen (13 %), der sich 2004 stabilisiert.

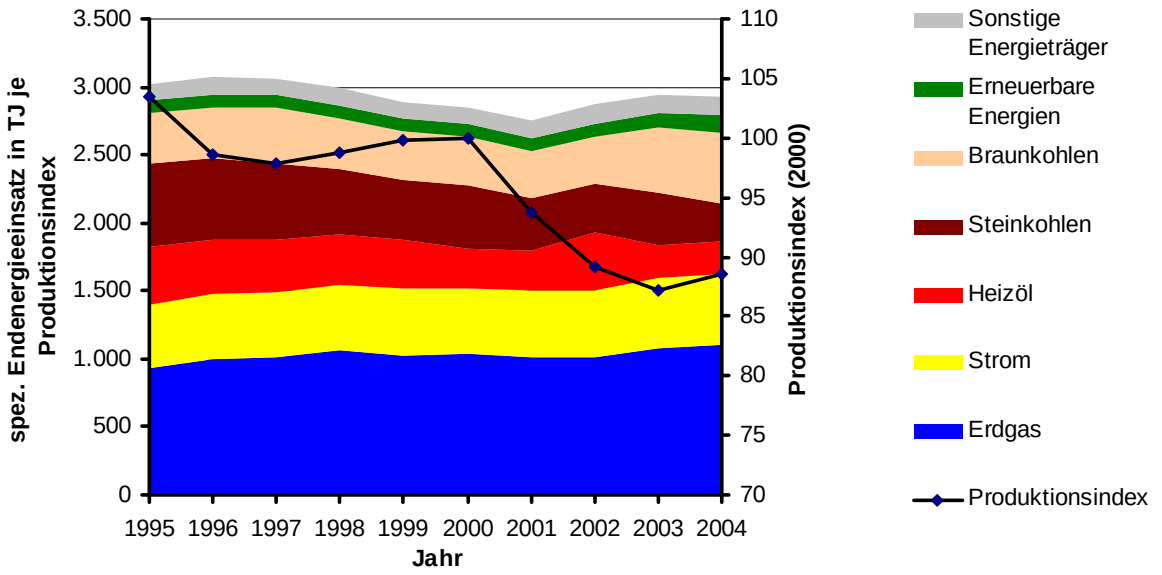

Abbildung 5-88: *Endenergieeinsatz bezogen auf den im Glasgewerbe und in der Verarbeitung von Steinen und Erden nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.6.1.3 KWK und Stromerzeugung

Abbildung 5-89 spiegelt die industrielle Eigenerzeugung in Kraftwerken und KWK-Anlagen wider. Dabei sind die eingesetzten Brennstoffe als Flächen (bezogen auf die linke Achse) und die Bereitstellung an Strom und KWK-Wärme als Linien dargestellt. Augenfällig ist der Rückgang der Eigenerzeugung ab 1999. Die industrielle Stromerzeugung ging von 945 TJ im Jahr 1995 auf rund 454 TJ in 2004 zurück. Die Wärmeproduktion aus KWK-Anlagen hat einen ähnlichen Verlauf (1995: 836 TJ, 2004: 340 TJ). Als Brennstoffe werden überwiegend häusliche und gewerbliche Abfälle sowie Produktionsrückstände eingesetzt, die als „Sonstige Energieträger“ zusammengefasst sind. Weiterhin spielt Erdgas eine bedeutende Rolle, der Einsatz von Heizöl und Steinkohlen ist vergleichsweise gering.

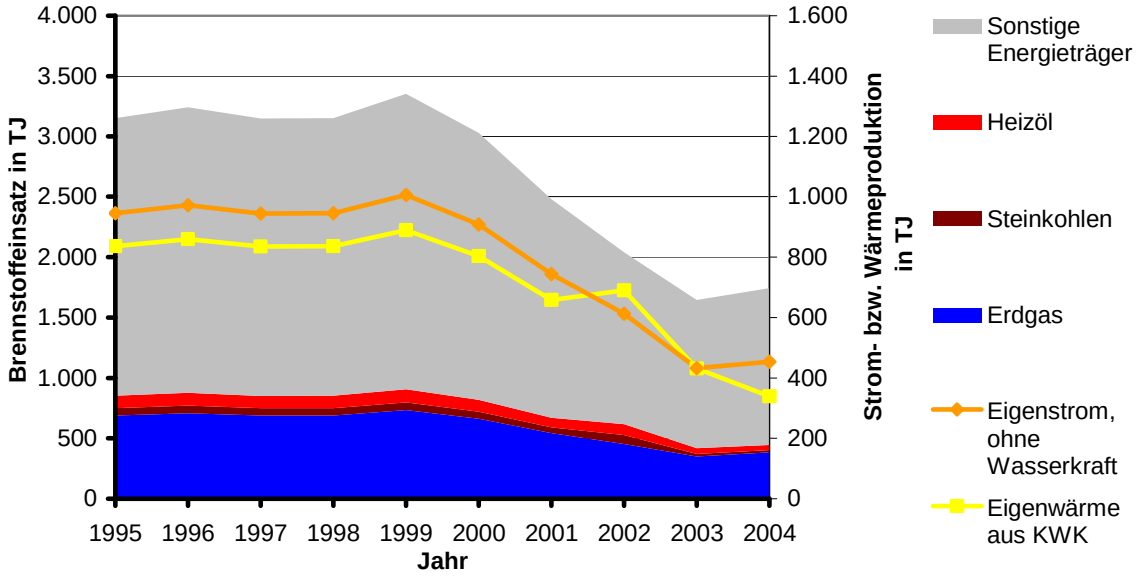

Abbildung 5-89: *Brennstoffeinsatz und Produktion im Bereich der KWK und reinen Stromproduktion im Glasgewerbe und in der Verarbeitung von Steinen und Erden /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /STBU 4.6.4/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.6.1.4 Temperaturniveaus

Das Temperaturprofil der Branche DI 26 wird nach /FFE 06a/ von hohen Prozesstemperaturen bestimmt, wie sie für die Glas-, Zement- und Kalkherstellung typisch sind. **Tabelle 5-33** stellt das Temperaturprofil dar. Demnach werden 8 % für Raumwärme und 92 % für Prozesswärme verwendet. Überwiegend werden Temperaturen über 1.400 °C eingesetzt (71 %), in deutlich kleinerem Maße (21 %) Temperaturen zwischen 400 und 1.400 °C.

Tabelle 5-33: *Temperaturniveaus im Glasgewerbe und in der Verarbeitung von Steinen und Erden*

Wirtschaftszweig	Raumwärme	Prozesswärme				
		400..600 °C	800..1.000 °C	1.000.. 1.200 °c	1.200.. 1.400 °C	über 1.400 °C
Glasgewerbe und Verarbeitung von Steinen und Erden	8 %	6 %	2 %	7 %	6 %	71 %

5.5.6.2 Herstellungsverfahren

Im Folgenden werden die energetisch bedeutenden Herstellungsverfahren in dieser Branche einzeln betrachtet. Dazu zählen die Zement-, die Glas- und die Kalkproduktion. Die Produktionsmengen der Erzeugnisse Zement und Kalk zeigt **Abbildung 5-90**. Während der stark von der Baubranche abhängige Zement großen Schwankungen unterliegt (1999: 37.400 t/a; 2002: 31.000 t/a), verläuft die Kalkproduktion mit jährlichen Mengen zwischen 6.500 und 7.400 t/a gleichmäßiger. Auffallend ist die Ähnlichkeit des Verlaufs der Zementproduktion mit dem Produktionsindex der Branche

(vgl. Abbildung 5-88). Die Produktion geht zwischen 2000 und 2003 um 17,2 % zurück. Dies legt den Schluss nahe, dass beide Verläufe von einem gemeinsamen Einfluss bestimmt werden, der konjunkturellen Lage der Bauwirtschaft.

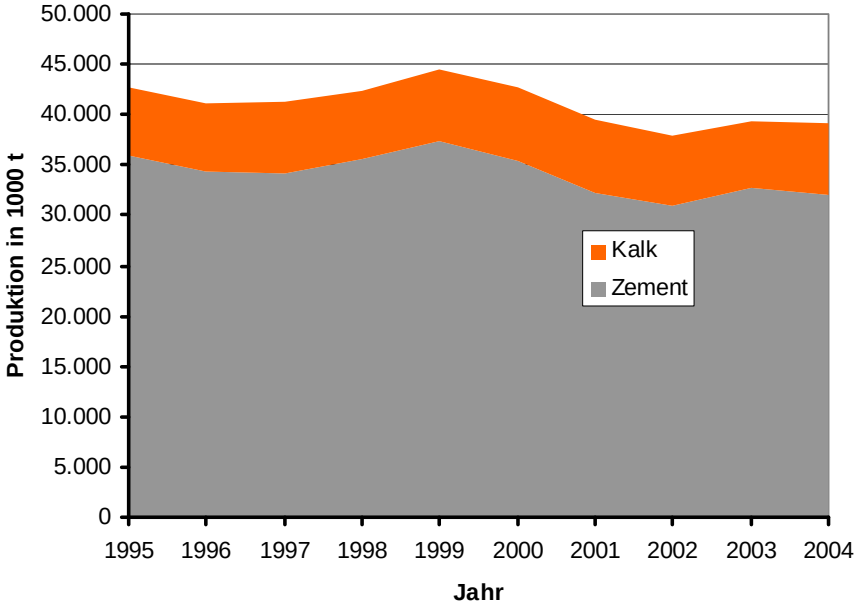

Abbildung 5-90: *Produktionsmengen von Kalk und Zement /STJB 06/*

Die Glasproduktion wird durch die Erzeugung von Behälterglas und Flachglas dominiert und zeigt aus diesem Grund geringere Abhängigkeiten von der konjunkturellen Lage der Baubranche. In **Abbildung 5-91** sind die Produktionsmengen dieser beiden Produkte von 1995 bis 2004 dargestellt. Als Linie wird zusätzlich die gesamte Glaserzeugung gezeigt. Darin sind zusätzlich Produktionen für Spezialanwendungen sowie für Gebrauchs- und Ziergegenstände enthalten, die weder dem Behälter- noch dem Flachglas zugeordnet werden können. Das Flachglas erfährt zwischen 1999 und 2003 wie andere Baustoffe einen deutlichen Rückgang (25,7 %). Die Auswirkungen auf die gesamte Glasproduktion erweisen sich jedoch als vergleichsweise gering (Rückgang um 6,5 % zwischen 1999 und 2003).

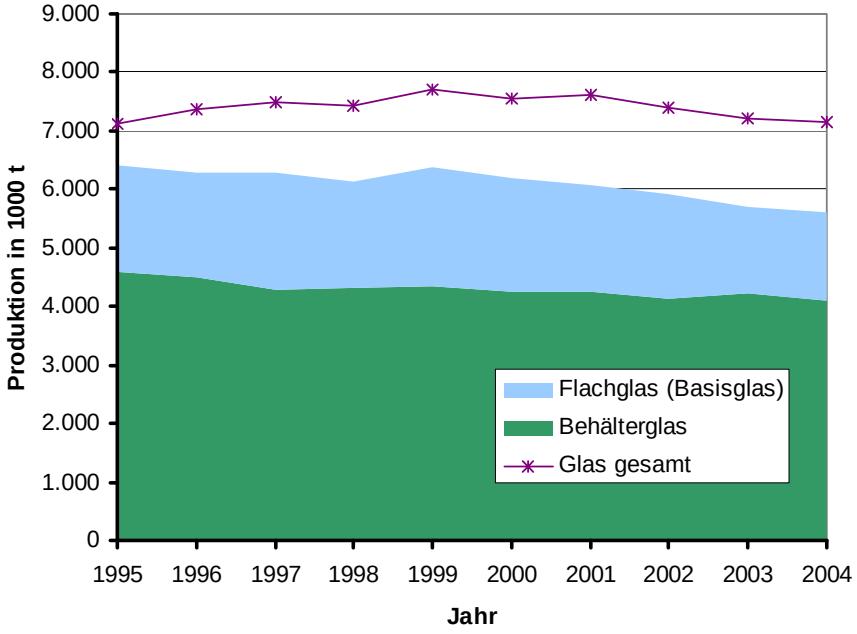

Abbildung 5-91: *Produktionsmengen der Glaserzeugnisse /BVG 05/*

Die Herstellungsverfahren der genannten Erzeugnisse werden im Folgenden detailliert betrachtet und energetisch bewertet.

5.5.6.2.1 Zement

Die Zementherstellung basiert verfahrensunabhängig auf den Stufen

- Rohstoffgewinnung und -aufbereitung
- Vorwärmung und Vorcalzination der Ausgangsstoffe
- Fertigcalzination, Sintern im Drehrohrofen
- Kühlung des Klinkers
- Zementherstellung (Mahlung des Klinkers, Dosierung von Zumischkomponenten)

Heutige Anlagen arbeiten fast ausschließlich nach dem Trockenverfahren. Anlagen, die nach dem Nass- oder Halbtrockenverfahren arbeiten, sind weitgehend ersetzt worden.

Rohstoffaufbereitung im Trockenverfahren
Das Rohmaterial wird den Mahltrocknungsanlagen (Feinstmahlung, Trocknung), die zumeist mit Abwärme aus dem Drehrohrofen beheizt werden, zugeführt. Als Mühlen kommen Becherwerk- bzw. Luftstrommühlen mit oder ohne Vorzerkleinerung zum Einsatz, der Trockensubstanzgehalt des Einsatzgutes beträgt mehr als 99 %. Eine Trocknung ist auch im Drehtrommeltrockner üblich. Das Mahlgut wird anschließend in Homogenisierungssilos gemischt. Zur Herstellung von 1 t Zement sind durchschnittlich 1,55 t Rohmaterial aufzubereiten.

Elektroenergiebedarf
Für Rohstoffzu- und -abführung, Rohmaterialmischbett, Antriebe für Trocknung, Rohmehlhomogenisierung, Abgasentstaubung und -ableitung sind 14-30 kWh/t Zement zu veranschlagen /FFE 99a/. Einflussfaktoren auf die Höhe des Elektroenergiebedarfes sind:

- Anlagenkonfiguration: z. B. Luftstrommühlen, Becherwerksmühlen, Einkammerrohrmühlen, Wälzmühlen, Rollenpressen, Schlagpralltrockner, Drehrohrtrockner, Sichter, Homogenisierung
- Durchsatz: z. B. 70-400 t Rohmaterial/h
- Eingangskorngrößen: z. B. 0-25 mm
- Geforderte Mahlfeinheit: z. B. max. 15 % Rückstand auf Prüfsiebgewebe (90 µm)
- Mahlbarkeit: Die Mahlbarkeit nach Bond nimmt mit steigendem Silikatmodul ab.

Wärmeenergiebedarf

Durchschnittlich ist von einem Wärmeenergiebedarf in Höhe von 1.390 kWh/t Rohmaterial auszugehen /FFE 99a/. Der Wärmeenergiebedarf wird vollständig aus der Abwärme des Drehrohrofens bzw. der Klinkerkühlung gedeckt und wird deshalb nicht als Extraposition ausgewiesen. Nur im Bedarfsfall, das heißt, wenn die Anfangsfeuchte des Rohmateriales größer 10 % beträgt, muss zugeheizt werden.

Einflussfaktoren auf den spezifischen Wärmeenergiebedarf sind:

- Körnung des Aufgabegutes z. B. kleiner 50 mm
- Anfangsfeuchte z. B. 6-10 % und darüber
- Endfeuchte z. B. 1-2 %

Klinkerbrennen

Das Klinkerbrennen besteht aus der Vorwärmung, dem Calzinieren und Sintern sowie der Klinkerkühlung.

- Vorwärmung, Vorcalzination: Die Vorwärmung erfolgt mittels 1.000-1.200 °C heißen Abgasen in fünf bis sechs hintereinander geschalteten, ein- oder zweiflutig ausgeführten Zyklonstufen. Der Rohstoff erwärmt sich auf etwa 200-300 °C. Am Ende der Vorwärmstrecke befindet sich der Calzinator mit separater Feuerung, der im Allgemeinen mit minderwertigen ballastreichen Brennstoffen, z. B. Altreifen, Petrolkoks, Bleicherde usw., befeuert wird. Das Rohmehl wird im Calzinator bei etwa 850 °C bis zu 95 % entsäuert und dem Drehrohrofen zugeführt.
- Drehrohrofen (Fertigcalzinieren, Sintern): Das vorgewärmte Rohmehl bzw. die vorgewärmten Granalien werden im Drehrohrofen im Gegenstrom zum Heißgas auf etwa 1.400-1.450 °C erhitzt und dabei restentsäuert und im letzten Ofenabschnitt bei etwa 1.700 °C gesintert. Die erforderlichen Heißgastemperaturen werden durch Befeuerung mit Brennstoffen erzielt.
- Klinkerkühlung: Die Klinkerkühlung erfolgt in Drehrohrkühlern, Planetenkühlern und Rostklinkerkühlern. Die Kühlung des Klinkers auf etwa 100 °C erfolgt durch Einblasen von Kühlluft. Die auf etwa 750 °C aufgewärmte Kühlluft wird über Kreuzstromwärmetauscher zur Vorwärmung der Verbrennungsluft für den Drehrohrofen genutzt und über eine Entstaubungseinrichtung (Multizyklonbatterie) an die Umgebung emittiert.

Wärmeenergiebedarf

Der spezifische Wärmeenergiebedarf unter Berücksichtigung der Prozessstufen Vorwärmung, Calzination, Sintern und Klinkerkühlung liegt bei älteren Anlagen zwischen

2,84-3,30 GJ/t Zement bzw. 3,26-3,80 GJ/t Klinker, bei modernen Anlagen zwischen 2,61-2,77 GJ/t Zement bzw. 3,00-3,18 GJ/t Klinker.

Einflussfaktoren auf den spezifischen Wärmeenergiebedarf sind:

- Anlagenkonfiguration z. B. Anzahl der Vorwärmstufen und deren lufttechnische Schaltung, Calzination (separater Vorcalzinator), Klinkerkühlung einschließlich Rekuperation
- Anlagenzustand: z. B. Wärmedämmung, Regelungstechnikausstattung
- Durchsatz: z. B. 500-5.000 t/d und darüber
- Eingesetzte Brennstoffmenge und Ersatzbrennstoffmenge (Vorcalzinator)
- Rohstoffmerkmale: z. B. Kalkstandard nach Spohn 93,0-98,0 %, Silikatmodul 2,1-3,2
- Hohe Anteile Chloride und Sulfate in den Rohstoffen erfordern Bypasslösungen, das heißt, pro Gesamtheißgasmenge, die durch den Bypass geleitet werden muss, ist mit einer Erhöhung des Wärmeenergiebedarfes von 8-13 MJ/t Klinker bzw. 7-11 MJ/t Zement zu rechnen.

Elektroenergiebedarf

Der spezifische Elektroenergiebedarf für die oben genannte Klinkerbrennkonfiguration (Antriebe, Entstaubung, Ventilatoren usw.) liegt im Bereich 13-25 kWh/t Zement bzw. 15-29 kWh/t Klinker. /FFE 99a/

Klinkermahlung und Zementherstellung

Der den Klinkerkühler verlassende stückige Klinker wird mittels Sichterzementmühlen, Becherumlaufmühlen mit End- bzw. Mittenaustrag gemahlen. Neuerdings werden so genannte Gutbettwalzenmühlen (eine Walzenpresse bzw. Walzenschüsselmühle mit Desagglomerator-Hochleistungssichtern) eingesetzt. Dabei werden Komponenten, wie Gips, Anhydrit (als Abbinderegulierer), Schlacken, Abfällen aus der Mineralwolleproduktion und Braunkohlenfilteraschen zugemischt und auf die gewünschte Korngröße (im allgemeinen kleiner als 90 µm) gebracht. Der spezifische Elektroenergiebedarf für den Mahlprozess (Mühle, Sichter, Elevatoren) liegt je nach Mahlfeinheit im Bereich zwischen 25 und 66 kWh/t Zement. /FFE 99a/

Einflussfaktoren auf die Höhe des spezifischen Elektroenergiebedarfes sind:

- Durchsatz, z. B. 35-300 t/h
- Eingangskorngrößen, z. B. größer 0-30 mm, Anteil größerer Fraktionen
- Anteile Zementklinker, z. B.
  97,0 % Klinker + 3,0 % Gips bei Portlandzement
  80,0 % Klinker + 15,0 % Hüttensand[7] + 5,0 % Gips bei Portlandhüttenzement
  20,0 % Klinker + 75,0 % Hüttensand + 5,0 % Gips bei Hochofenzement
- Endkorngröße, z. B. 2.800 cm²/g (6 % Rückstand bei 0,09),
  3.600 cm²/g (1 % Rückstand bei 0,09) nach Blaine

Mit steigender Mahlfeinheit sinkt der Durchsatz und steigt der Elektroenergiebedarf. Sind den Zementmahlanlagen Silos nachgeordnet, ist für Ein- und Auslagerungspro-

[7] Hüttensand entsteht durch schnelle Abkühlung von Hochofenschlacke

zesse ein Elektroenergiebedarf zwischen 37 und 42 kWh/t umgeschlagenem Zement zu veranschlagen.

Erkennbare Tendenzen bei der Zementherstellung
Bei der Zementproduktion ist zu erwarten, dass sich folgende Tendenzen durchsetzen werden:

- Erhöhung der Stufenzahl der Zyklonvorwärmung auf sechs Stufen (möglich bei sehr trockenen Rohstoffen),
- Optimierte rechnergestützte Betriebsführung,
- Zweistationsofen (Verhältnis von Länge : Durchmesser von 14-15 : 1 auf 11 : 1) mit optimierter Ausmauerung und verbesserter Hermetisierung,
- Optimierter Klinkerkühler mit hoher Rekuperation,
- Optimierter Zyklonwärmetauscher,
- Ausweitung des Sekundärbrennstoffeinsatzes,
- Mühlenkonfiguration (z. B. Rollenpressen mit Hochleistungssichtern mit bzw. ohne Kugelmühlen),
- Prüfung eines höheren Einsatzes von Zumahlstoffen.

Es ist zu erwarten, dass sich der spezifische Brennstoffaufwand auf unter 707 kWh/t (2,5 GJ/t) Zement einpendeln wird (vgl. **Abbildung 5-92**). Dagegen wird sich der spezifische Elektroenergieaufwand kaum verändern. Einerseits wird sich der elektrische Bedarf unter anderem durch effektivere Mahlanlagen reduzieren, andererseits erfolgt eine Zunahme durch einen höheren Ventilationsaufwand und Umweltschutzauflagen. /FFE 99a/

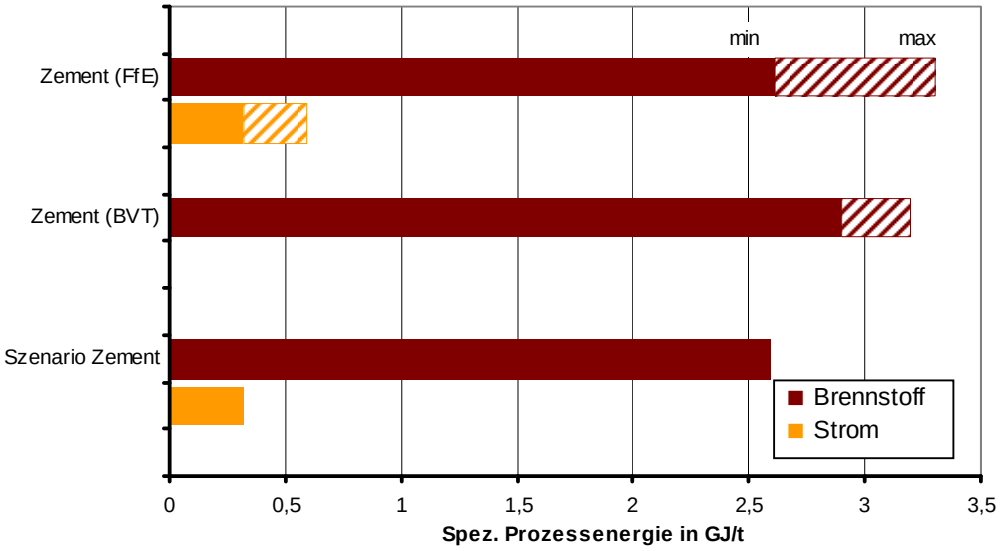

Abbildung 5-92: *Spezifischer Energiebedarf bei der Zementherstellung /BVT 01d/, /FFE 99a/*

5.5.6.2.2 Glas

Bei der Herstellung von Glas werden im Wesentlichen folgende Prozessstufen durchlaufen:

Herstellung der verarbeitungsgerechten Schmelze

- Gemengebereitung
- Entnahme der Schmelze (Feeder) und Verarbeitung (Formgebung, Entspannungskühlung)
- Dazu kommen Hilfs- und Nebenprozesse, wie Schutzgas- und Sauerstoffbereitstellung sowie Veredelungsprozesse.

Gemengebereitung

In der Gemengebereitung werden die Rohstoffe Quarzsand, Soda (Verwendung als Flussmittel, um den Schmelzpunkt des Quarzsandes zu senken), Kalk und Dolomit (diese Komponenten beeinflussen die Festigkeit und die Witterungsbeständigkeit des Glases) sowie Feldspat und Natriumsulfat zur Läuterung der Schmelze entsprechend aufbereitet. Zugesetzt werden weiterhin Entfärbemittel oder Farbkomponenten, sortenreine, gegebenenfalls gewaschene Scherben (geringer Anteil Eigenscherben bei Flachglas, hoher Anteil Eigen- und Fremdscherben bei Hohlglas). Der Scherbenanteil richtet sich nach der Farbe des Glaserzeugnisses und beträgt nach /ÖKO 91/ und /FRI 92/

- bei braunem Hohlglas bis 80 %,
- bei grünem Hohlglas bis 100 % und
- bei weißem Hohlglas bis 70 %.

Nach der Zerkleinerung wird das Gemenge zur Homogenisierung Zwangsmischern zugeführt und gegebenenfalls zur Staubbindung auf etwa 3-4 % Feuchtegehalt angefeuchtet (ca. 30 l Wasser/t Gemenge).

Anschließend wird in regenerativen Anlagen das gesamte Gemenge mittels der 500-550 °C heißen Abgase aus dem Schmelzaggregat (die Abgastemperaturen liegen aus verfahrenstechnischen Gründen so hoch, um den Desublimationspunkt nicht zu unterschreiten) auf bis zu 450 °C vorgewärmt, bevor es, gegebenenfalls pelletiert, dem Schmelzaggregat zugeführt wird.

Um 1 t Flachglas nach dem FLOAT-Verfahren herzustellen, sind rund 1,2 t Gemenge bereitzustellen; für 1 t verkaufsfähige Hohlware benötigt man rund 1,36 t Gemenge.

Ein typisches Gemenge für die Flachglasherstellung nach /LIE 97/ besteht aus:

- 69-74 Gew.% SiO_2, zugeführt in Form von Quarzsand,
- 12-16 Gew.% Na_2O, zugeführt in Form von Soda u. Natriumsulfat,
- 5-12 Gew.% CaO, zugeführt in Form von Kalkstein und Dolomit,
- 0-6 Gew.% MgO, zugeführt in Form von Dolomit,
- 0-3 Gew. % Al_2O_3, zugeführt in Form von Feldspat.

Das folgende Gemengebeispiel zur Herstellung von Hohlglas wurde /IKA 93/ entnommen:

- 47,5 Gew.% Quarzsand,
- 16,2 Gew.% Soda,
- 11,0 Gew.% Kalk,
- 8,0 Gew.% Dolomit,
- 17,3 Gew.% Eigen- und Fremdscherben.

Herstellen der verarbeitungsgerechten Schmelze
Das Herstellen einer Glasschmelze erfolgt zu 95 % in kontinuierlich arbeitenden Glasschmelzwannen. Die restlichen Schmelzen werden aus diskontinuierlich arbeitenden Hafenöfen oder Tageswannen bereitgestellt. Diese kleineren Anlagen mit Tagesleistungen von 150-500 kg bleiben der Herstellung von Kristall- und speziellen Farbgläsern sowie optischen Gläsern vorbehalten.

Da die kontinuierlich arbeitenden Glasschmelzwannen bei der Herstellung von Hohl- und Flachglas dominieren, beziehen sich die weiteren Ausführungen ausschließlich auf diese Schmelzaggregate.

Das in die Glasschmelzwanne eingebrachte Gemenge wird solange erhitzt, bis es zunächst sintert und bei 1.600-1.650 °C in eine Schmelze übergeht. Man erhält die so genannte Roh- oder Primärschmelze. Danach erfolgt bei ca. 1.450 °C die Läuterung der Schmelze, das heißt, die in der Schmelze enthaltenen gasförmigen Einschlüsse, die durch chemische Reaktionen, durch eingeschlossene Luft oder durch Verdampfung von Feuchtigkeiten entstehen, werden durch die zugegebenen Läuterungsmittel ausgetragen. In der so genannten Blankphase, die bei ca. 1.450 °C liegt, erfolgt durch Rühren die Homogenisierung der Schmelze.

Im nächsten Verfahrensschritt erfolgt in der Arbeitswanne die Abkühlung der Schmelze auf die zur Weiterverarbeitung (Formgebung) erforderliche Temperatur. Durch die Temperaturunterschiede zwischen der verarbeitungsgerechten und der geläuterten Schmelze kann es zu Rückströmungen des abgekühlten Glases in den Läuterungsbereich kommen, was zu einem Anstieg des Wärmeenergiebedarfes führt. Um dies zu verhindern, haben Behälterglaswannen quer zum Glasfluss einen gekühlten Wall, über dem häufig auch der Gasraum abgetrennt ist. Bei der Flachglasherstellung ist dagegen eine Rückströmung aus Qualitätsgründen erwünscht.

Die Glasschmelzwannen werden unter anderem eingeteilt nach

- der Art der Glasentnahme,
- der Flammenrichtung (Querflammen- bzw. U-Flammenanordnung, seltener Längsflammen),
- der Abwärmerückgewinnung (regenerativ, rekuperativ),
- der Schmelzleistung, z. B. 150-850 t/d bei der Flachglasherstellung und 2-400 t/d bei der Hohlglasherstellung,
- der Schmelzfläche,
- der spezifischen Schmelzleistung in t während der Ofenstandzeit (zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit). Unter Ofenstandzeit (sog. Ofenreise) ist die Zeit zwischen zwei Generalreparaturen zu verstehen.

Weiterhin werden zum Vergleich der Wannen

- die flächenbezogene Schmelzleistung kg Glas/m² Schmelzfläche in 24 h,
- der spezifische Energiebedarf GJ/t Glas (fossile Brennstoffe zuzüglich Elektroenergie)

herangezogen.

Einige der Regenerativ-Wannenöfen mit Querflammenanordnung sind u. a.

- zur Leistungssteigerung,
- zur Erreichung einer gleichmäßigen Temperatur in der Schmelze,
- zur Verbesserung der Homogenität,
- zur Verhinderung des Vordringens ungeschmolzener Rohstoffe in die Arbeitswanne

im Läuterbereich und teilweise auch im Schmelzbereich mit einer elektrischen Zusatzheizung (EZH) ausgerüstet. Darüber hinaus bietet die EZH noch den Vorteil, dass ein höherer Scherbenanteil eingesetzt werden kann, was beim Wannenofen ohne EZH wegen der Gefahr des Absackens im Einlegebereich Schwierigkeiten bereiten kann.

Die elektrische Leitfähigkeit der Schmelze ermöglicht den Einsatz von voll elektrisch beheizten Wannen, die jedoch mit brennstoffversorgten Hilfsbrennern ausgerüstet sein müssen, um zunächst eine Schmelze zu erhalten. Diese Maßnahme ist notwendig, da Glas in Umgebungszustand mit 10^{-8}-10^{-6} S/m ein Nichtleiter ist. Erst im flüssigen Zustand stellt sich infolge der Alkalibestandteile eine Leitfähigkeit von 100 S/m ein, so dass sich bei Stromdurchfluss Joul'sche Wärme entwickeln kann /RUD 89/.

Elektrisch beheizte Öfen sind in kleinen Anlagen überwiegend für Spezialglas verbreitet. Da der thermische Wirkungsgrad von brennstoffgefeuerten Öfen mit abnehmender Ofengröße sinkt, sprechen die Abwärmeverluste von brennstoffgefeuerten Öfen bei kleinerer Leistungsklasse gegen deren Einsatz. Zusammen mit den niedrigen Investitionskosten ergeben sich so in diesem Fall trotz der höheren Energiekosten des Strombezugs wirtschaftliche Vorteile.

Eine elektrische Zusatzheizung steuert bei der Behälterherstellung 5-20 % der gesamten Ofenwärme bei, in der Flachglasherstellung etwa 5 % /BVT 01e/.

Bei der Herstellung von Behälterglas entfallen nach /BVT 01e/ 79 % der eingesetzten Energie auf die Ofenfeuerung, 6 % auf die Vorwärmung, 4 % auf die Kühlung sowie 6 % auf weitere Anwendungen.

Bei der Flachglasherstellung nach dem Floatverfahren werden 83 % des Energieeinsatzes dem Ofen zugeordnet, 5 % der Kühlung und Formgebung, 2 % dem Zuschnitt und weitere 10 % sonstigen Anwendungen /BVT 01e/.

Entnahme und Verarbeitung (Formgebung, Entspannungskühlung)

Flachglas

Zur Herstellung von Flachglas muss die Schmelze in der Arbeitswanne auf eine Verarbeitungstemperatur von ca. 1.100 °C gekühlt werden.

Flachglas wird heute im Wesentlichen aus Qualitäts- und Leistungsgründen nur noch nach dem FLOAT-Verfahren hergestellt, in dem der Glasformungsprozess auf flüssigem Zinn unter Schutzgasatmosphäre (Schutzgasbedarf ca. 15 m^3/t Glas bei einer Zusammensetzung von 95 % Stickstoff und 5 % Wasserstoff) erfolgt. Das auf das Zinnbad auftreffende Glas wird mit Formgebungshilfsmitteln (Toprollern) auf die gewünschte Nutzbandbreite ausgezogen und konstant gehalten. Nach dem Zinnbad erfolgt über einen Rollenkühlkanal die Zuführung des ausgeformten Glases zum Rollenkühlofen, um das Flachglas spannungsfrei zu machen. Dabei wird das Glas nochmals auf 400-500 °C erwärmt. Anschließend erfolgt die Kaltglasmanipulation.

Hohlglas
Die Schmelze zur Herstellung von Hohlglas muss in der Arbeitswanne eine Temperatur von 1.300-1.350 °C haben. Da an Hohlgläser nicht so hohe Qualitätsanforderungen gestellt werden wie an Flachglas, ist der Einsatz von farbreinen Glasscherben (Eigenscherben, Fremdscherben) üblich und wirkt sich energiebedarfssenkend aus.

Die Hohlglasformgebung erfolgt heute weitgehend automatisiert mittels verschiedener Formgebungsverfahren wie Press-, Blas- oder Schleuderverfahren. Anschließend erfolgt auch bei Hohlgläsern eine Entspannungskühlung.

Spezifischer Energiebedarf
Den Aussagen zum Energiebedarf liegt der Bilanzkreis Rohstoffaufbereitung bis zum versandbereiten Fertigprodukt zu Grunde.

Elektroenergie:

Für die Mischung des Gemenges werden für Antriebe, Zerkleinerungs- und Mahlanlagen, Rüttler, Pelletierungsanlagen zwischen 5 kWh/t Flachglas bzw. 10 kWh/t Hohlglas benötigt. Der höhere Elektroenergiebedarf bei der Gemengebereitung bei der Hohlglasherstellung ist u. a. auf die Altglasaufbereitung zurückzuführen.

Der Elektroenergiebedarf für den Schmelzprozess liegt nach /FRI 92/, /IKA 93/ und /FIS 92/ bei

- Flachglaswannen (Schmelze, Läuterung, Floatbad, Formgebung) bei etwa 38 kWh/t Flachglas
- Hohlglaswannen (Schmelze, Läuterung, Arbeitswanne, Wannenkühlung, Vorherd, Speiser) bei etwa 109 kWh/t Hohlglas.

Brennstoffe:
Die Scherben, immer häufiger auch das gesamte Gemenge, werden mit den 500-550 °C heißen Abgasen aus dem Schmelzaggregat auf bis zu 450 °C vorgewärmt. Da die dazu notwendige Energiemenge nach /BIN 88/ in Höhe von 90 kWh/t bei Flachglas bzw. 120 kWh/t bei Hohlglas aus dem Abwärmepotenzial ausgekoppelt wird, erscheint diese Position nicht explizit als Energieaufwand. Der Unterschied ist durch die unterschiedliche Gemengemasse pro t Fertigprodukt begründet.

Wo aus Kostengründen eine Vorwärmung des Gemenges nicht realisiert ist, erfolgt zumindest in den Monaten Oktober bis April zur Vermeidung von Anfrierungen ein Dampfeinsatz. Diese Wärmeenergie beträgt nach /FIS 92/ etwa 2 kWh/t Fertigglas (7,2 MJ/t bzw. 2,6 kg Dampf bei 220 °C).

Der theoretische Mindestbedarf an Energie zur Erzeugung der Schmelze bei Standardglassorten liegt nach /BVT 01e/ im Durchschnitt bei 2,68 GJ/t Glas und setzt sich zusammen aus

- dem Wärmeeinhalt der erhaltenen Schmelze bei Prozesstemperatur, ca. 71 %,
- der aufzuwendenden Bildungsenergie der endothermen Reaktionen bei der chemischen Umwandlung des Rohstoffgemenges, ca. 18 %,
- der fühlbaren Wärme der hauptsächlich aus CO_2 bestehenden Reaktionsgase, ca. 11 %.

Als Energieträger werden überwiegend Heizöle und Erdgas eingesetzt. Viele Anlagen sind heute schon bivalent ausgebaut und können je nach Energiepreis und gewünschten Materialeigenschaften zwischen den beiden Brennstoffen umschalten.

In **Abbildung 5-93** ist der Bedarf an Prozesswärme und Strom für die Herstellung von Flachglas und Hohlglas zusammengestellt. Dabei sind die Angaben unterschiedlicher Quellen sowie die in dieser Studie verwendeten Werte dargestellt.

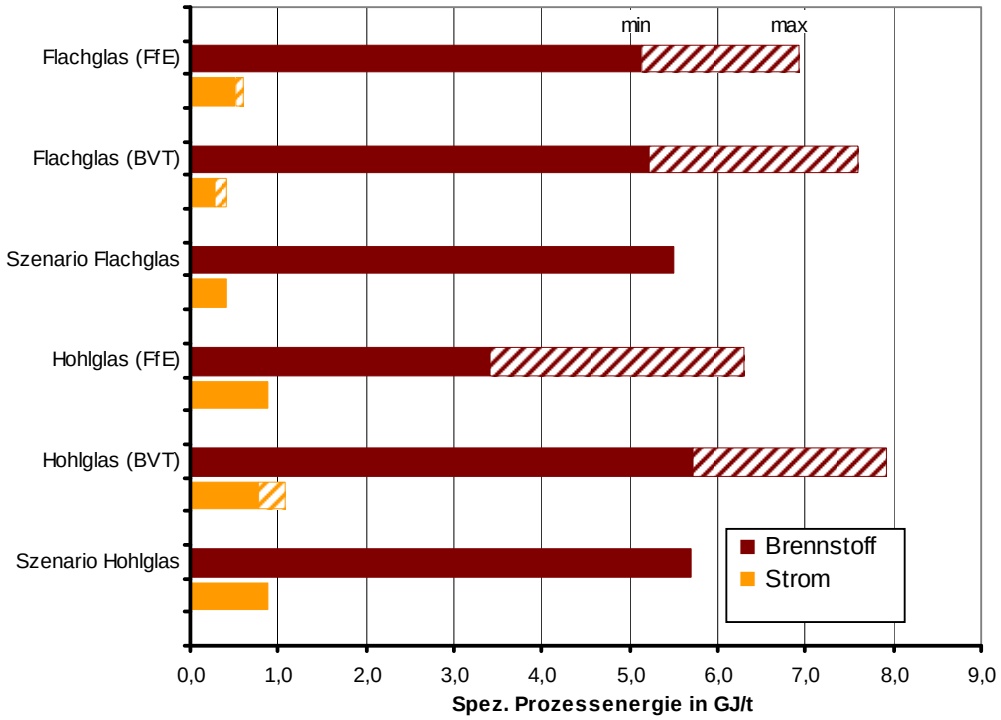

Abbildung 5-93: *Spezifischer Energiebedarf bei der Glasherstellung /BVT 01e/, /FFE 99a/*

Die Höhe des Energieeinsatzes ist nach /FFE 99a/ abhängig

- von der spezifischen Schmelzleistung (je höher die Schmelzleistung, desto geringer ist der Energieaufwand, z. B. 4 GJ/t bei einer Schmelzleistung von 2 t/m² Schmelzfläche und 24 h bzw. 3,2 GJ/t bei einer Schmelzleistung von 4 t/m² Schmelzfläche und 24 h),
- vom Wannentyp und eingesetztem Energieträger (Quer- oder U-Flamme, Erdgas oder Heizöl),
- von der Farbe des eingeschmolzenen Glases (dunkelgrüne oder braune Glasmasse senkt und halbweiße oder weiße Glasmasse erhöht den spezifischen Schmelzenergieaufwand),
- vom Anteil der eingesetzten Scherbenmasse (je höher der Anteil am möglichen Wert liegt, desto geringer ist der Schmelzenergieaufwand z. B nach /ÖKO 91/ 5,8 GJ/t bei einem Scherbenanteil von 50-60 % bzw. 5 GJ/t bei einem Scherbenanteil von 100 %),

- sowie vom Anteil des Wärmeenergieeintrages, der durch Elektroenergie abgedeckt wird (Elektroenergie als EZH senkt den Schmelzenergieaufwand). Nach /SCHW 96/ kann z. B. bei einem Anteil des Wärmeenergieeintrages durch Strom von 8-12 % am Gesamtwärmeenergieeintrag die spezifische Schmelzleistung von 1,9 t/m² Schmelzfläche und 24 h auf 3,8 t/m² Schmelzfläche und 24 h bei gleichzeitiger Abnahme des Wärmeenergieanteils durch Erdgaseintrag von 3,9 GJ/t auf 2,9 GJ/t erhöht werden.

Gegenwärtig zeichnen sich folgende energierelevante Entwicklungen ab:

- Weitere Durchsetzung der Scherben- und Gemengevorwärmung (Energieeinsparungen werden in /BIN 88/ mit 8-12 %; in /IKA 93/ mit 15-20 % und in /FRI 92/ mit 16-21 % angegeben. Bei einer ausgeführten Anlage konnte der Schmelzenergiebedarf von 4,8 GJ/t um 20 % auf 3,9 GJ/t /BIN 88/ gesenkt werden.
- Verbesserung der Wärmedämmung der Schmelzaggregate und Regeneratoren. Die erreichbaren Energieeinsparungen werden in /IKA 93/ mit 5 % angegeben.
- Anwendung des Sauerstoff (Oxy-Fuel)-Schmelzens. Die Anwendung dieses Verfahrens führt nach /IKA 93/ neben einer 20 %igen Energieeinsparung zu einer Senkung des NO_x-Anfalls und insgesamt zu einer Reduzierung des Abgasstromes. Der Wert der Energieeinsparung wird jedoch durch den Energieaufwand zur Sauerstoffbereitstellung (9,7 MJ/m³-11,5 MJ/m³) teilweise kompensiert.
- Anwendung des SCR-Verfahrens, das heißt, durch Einsatz selektiver, katalytischer Reduktionsmittel wie Ammoniak oder Ammoniaksalze in den Abgasstrom, kann der NO_x-Gehalt im Abgas reduziert werden. Um beispielsweise den NO_x-Ausstoß von 800 mg/m³ Abgas auf 500 mg/m³ Abgas zu reduzieren, sind gemäß Messergebnissen nach /FIS 92/ bei einem Abgasvolumenstrom von 60.000 m³/h 100-200 kg/h Ammoniak oder Ammoniaksalze zuzuführen. Bei diesem Verfahren ist jedoch den Fragen der Lagerung (z. B. Trinkwasserschutzzonen), Geruchsbelastung und Lebensdauer der Katalysatoren usw. große Aufmerksamkeit zu widmen. Da die Herstellung von z. B. Ammoniak mit einem Energieaufwand von rd. 39 GJ/t zuzüglich 0,071 kWh/t verbunden ist, wird die dadurch in der Glasindustrie erzielte NO_x-Reduzierung relativiert.
- Erhöhung des Scherbenanteils bei der Hohlglasproduktion auf die technologisch maximal möglichen Einsatzmengen. Erfahrungen nach /IKA 93/ und /RWI 97/ besagen, dass eine Erhöhung des Scherbenanteils um 10 % Energieeinsparungen in Höhe von 3-5 % im Schmelzprozess bzw. 4,4 % Brennstoffeinsparungen und 1,1 % Elektroenergieeinsparung unter Berücksichtigung der Gewinnung der Rohstoffe und deren Transporte bringen können.
- Einsatz größerer und effektiverer Schmelzwannen in Verbindung mit der Optimierung des Gesamtprozesses (optimale Auslastung der Einzelaggregate, Minimierung der Ausschussquote) führte bei einer Hohlglaswanne mit einer Leistung von 230 t/d nach /IKA 93/ zu nachgewiesenen Energieeinsparungen zwischen 4,5-6,9 %, nach /FRI 92/ wurden durch rechnergestützte Betriebsführung Brennstoffeinsparungen in Höhe von 8,3 % nachgewiesen.

- Als Alternative zum herkömmlichen Hafenofen wurde mit dem so genannten FLEXMELTER eine neue Glasschmelzwanne entwickelt, bei der die Bereiche Schmelze, Läuterung und Abstehen so von einander getrennt sind, dass sich keine Rückströmungen bilden können. Über energetische Auswirkungen sind noch keine Angaben bekannt.
- Durch die Entwicklung und Anwendung neuer Systemtechnologien, wie LOW NOX, FLEX-MELTER, Regelgaslanzen usw., wie von /WIE 96/ und /SCHW 96/ berichtet, kann der primäre NO_x-Ausstoß erheblich, teilweise unter die derzeit zulässige Grenze von 500 mg/m³ Abgas (bezogen auf 8 % O_2), gesenkt werden.

5.5.6.2.3 Kalk

Kalk und Kalkerzeugnisse sind wichtige Rohstoffe mit vielen Anwendungen. Sie dienen beispielsweise als Flussmittel in der Metallurgie, als Bindemittel im Bauwesen, zum Neutralisieren von Säuren in der chemischen Industrie sowie in der Rauchgasreinigung.

Branntkalk (ungelöschter Kalk) ist Calziumoxid (CaO) und wird aus Kalkstein ($CaCO_3$) gewonnen. Gelöschter Kalk entsteht aus der Reaktion, dem so genannten „Löschen“, von Branntkalk und Wasser. Gelöschter Kalk besteht überwiegend aus Calziumhydroxid ($Ca(OH)_2$).

Kalk entsteht beim Brennen von Kalkstein bei 900-1.500 °C, wobei Kohlendioxid ausgetrieben wird.

$$CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$$

Kalk bezeichnet den Überbegriff für gelöschten und ungelöschten Kalk, ist aber vom natürlich vorkommenden Kalkstein zu unterscheiden.

Die Kalkerzeugung umfasst gemäß /BVT 01d/ folgende Verfahrensschritte:

- Gewinnung von Kalkstein im Tagebau
- Lagerung und Aufbereitung des Kalksteins
  Zerkleinern auf Korngrößen zwischen 10 und 50 mm
- Brennstofflagerung und Aufbereitung
  Als Brennstoff dienen Erdgas, Kohle, Koks und Heizöl, oft in multivalenten Öfen
- Kalkbrennen
  Die chemische Umwandlung von Kalkstein in Branntkalk erfolgt in speziellen Kalkbrennöfen
- Aufbereiten des Branntkalks (Mahlen und Sieben)
- Ggf. Erzeugung von gelöschtem Kalk durch Kalklöschen
- Lagerung, Verpackung und Transport
  Hohe Anforderungen an Trockenheit und Belüftung wegen der Reaktionsbereitschaft von ungelöschtem und gelöschtem Kalk

Energetisch bedeutend ist in erster Linie das Kalkbrennen in speziellen Brennöfen. Grundsätzlich lässt sich die Vielzahl der verwendeten Öfen in horizontale Schachtöfen, vertikale Drehrohröfen und sonstige Öfen gliedern. Die Auswahl des Brennofentyps richtet sich nach der Eigenschaft des Kalksteins und den Qualitätsanforderungen des erzeugten Kalks sowie der Art der zur Verfügung stehenden Brennstoffe. Für Neu-

anlagen werden normalerweise Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-(GGR)-Öfen, Ringschachtöfen und andere Schachtofentypen bevorzugt. Zur Kalzinierung von Kalkstein kleiner Kornklassen kommen Drehrohröfen zum Einsatz. Daneben gibt es Sonderbauarten für spezielle Anwendungen. So eignet sich der Wanderrostofen zum Beispiel besonders gut zur Herstellung kleiner Chargen unterschiedlicher Branntkalkqualitäten.

Laut /BVT 01d/ wird zum Brennen von Kalk je nach Ofentyp zwischen 4,0 und 5,0 GJ Prozesswärme je Tonne Branntkalk im Schachtofen und zwischen 4,6 und 7,5 GJ/t im Drehofen benötigt. Der Stromeinsatz bewegt sich zwischen 0,1 und 0,2 GJ/t Branntkalk (**Abbildung 5-94**). Die in dieser Studie verwendeten Werte orientieren sich an den unteren Rändern der recherchierten Werte. Grund dafür ist neben dem Zeitpunkt der Datenerhebung und der europaweiten Erhebung auch eine Gegenüberstellung mit dem gesamten Energieeinsatz der Branche.

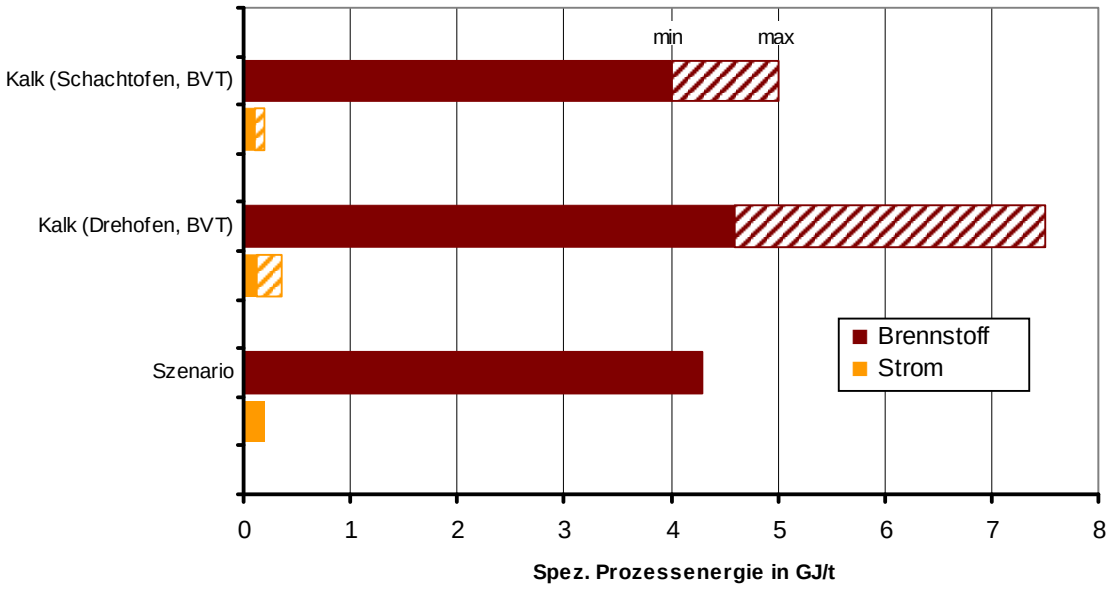

Abbildung 5-94: *Spezifischer Energiebedarf bei der Kalkherstellung /BVT 01d/*

5.5.6.3 Zusammenfassung

In **Abbildung 5-95** ist der Brennstoffeinsatz in den untersuchten Herstellungsverfahren aufsummiert und dem gesamten Verbrauch der Branche gegenübergestellt. Zunächst fällt auf, dass die deutsche Zementherstellung den Brennstoffverbrauch mit einem Anteil von 45,0 % am gesamten Verbrauch der Branche im Jahr 2004 dominiert (43,5 % im Jahr 1995). Die Kalkherstellung nimmt 2004 rund 13,8 % (im Jahr 1995 noch 11,2 %) ein, die beiden aufgeführten Glasproduktionen zusammen beanspruchen 15,4 % des gesamten Brennstoffverbrauchs der Branche (1995: 15,2 %). Weiterhin ist ersichtlich, dass der als Linie dargestellte Gesamtverbrauch der Branche tendenziell parallel zu der Summe der Verbräuche der untersuchten Fertigungsverfahren verläuft. Eine auffallende Abweichung tritt im Jahr 2000 auf, die sich aus den zugrunde liegenden Daten des Statistischen Bundesamtes ergibt /STBU 4.1.1/ und sich nicht anhand der produzierten Mengen von Glas, Kalk und Zement nachvollziehen lässt. Ähnlich verhält es sich mit den Werten von 1995 bis 1998. Ein paralleler Verlauf des Gesamtverbrauchs der Branche und dem Verbrauch der untersuchten Herstellungsverfahren würde sich nur ergeben, wenn in dieser Zeit eine

Effizienzsteigerung von 23 % in den vier untersuchten Verfahren stattgefunden hätte. Dieser Fall wird jedoch als unwahrscheinlich betrachtet und so werden weitere, nicht untersuchte Herstellungsverfahren für diesen Verlauf verantwortlich gemacht.

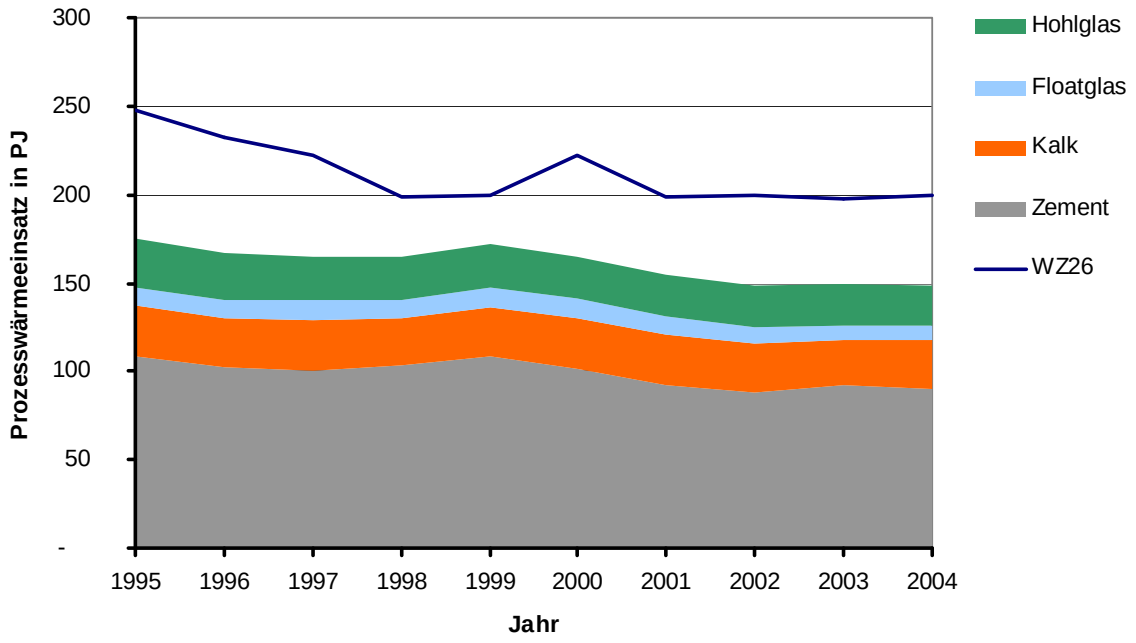

Abbildung 5-95: *Brennstoffeinsatz zur Prozesswärmeerzeugung im Glasgewerbe und in der Verarbeitung von Steinen und Erden nach Produktionsgruppen*

In **Abbildung 5-96** fällt auf, dass die untersuchten Herstellungsverfahren hinsichtlich ihres Stromverbrauchs nur einen geringen Anteil an dem gesamten Stromverbrauch der Branche aufweisen. Dies liegt zum einen an den diskutierten Verfahren, die alle durch einen geringen Bedarf an elektrischer Energie gekennzeichnet sind sowie einer Reihe weiterer Arbeitsschritte in dieser Branche, die nicht detailliert untersucht wurden, aber in Summe einen erheblichen Einfluss auf den Stromverbrauch aufweisen. In diesem Zusammenhang seien der Transport, die Lagerung sowie die Verpackung von Rohstoffen bzw. den Erzeugnissen zu nennen. Für diese Arbeitsschritte können keine allgemein gültigen Energiewerte gefunden werden. Gerade im Bereich der Glas- und Keramikweiterverarbeitung werden zahlreiche elektrisch betriebene Maschinen eingesetzt. Innerhalb der Gruppe der untersuchten Fertigungsverfahren weist Zement die höchste Stromnachfrage auf (1995: 13,3 PJ; 2004: 9,3 PJ), gefolgt von Hohlglas (1995: 4,1 PJ; 2004: 3,7 PJ). Die Herstellung von Flachglas sowie die von Kalk trägt vergleichsweise wenig bei.

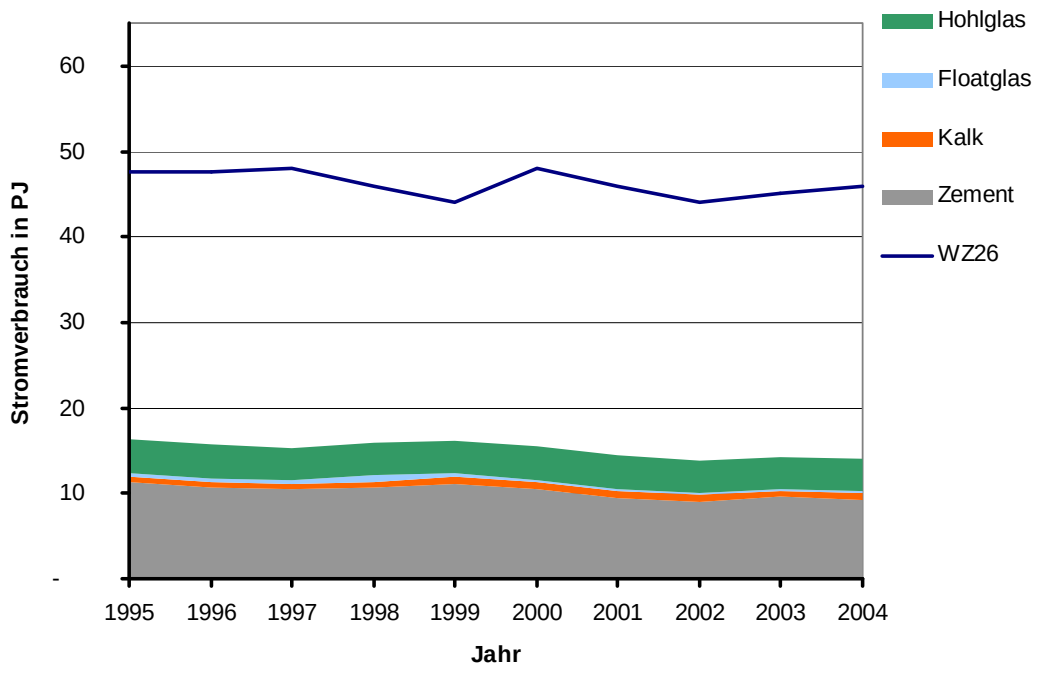

Abbildung 5-96: *Stromeinsatz im Glasgewerbe und in der Verarbeitung von Steinen und Erden nach Produktionsgruppen*

5.5.7 Papier-, Verlags- und Druckgewerbe

Rund 6,1 % (2004) des Brennstoffverbrauchs und 2,2 % des Strombedarfs der gesamten Industrie wird in der Papierbranche umgesetzt. Damit reiht sich diese Branche auf Rang 4 hinter der Metall-, der Chemie- und der Glas und Keramik verarbeitenden Industrie ein. /STBU 06a/

Der Endenergieeinsatz der Papierindustrie teilt sich, wie in **Abbildung 5-97** dargestellt, auf die Bereiche

- Herstellung der Grund- und Rohstoffe (DE 21.1: „Herstellung von Holz- und Zellstoff, Papier, Karton und Pappe“)
- Herstellung und Weiterverarbeitung von Papierwaren (DE 21.2: „Herstellung von Waren aus Papier, Karton und Pappe“)
- Druck- und weitere verwandte Gewerbe (DE 22: „Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung“)

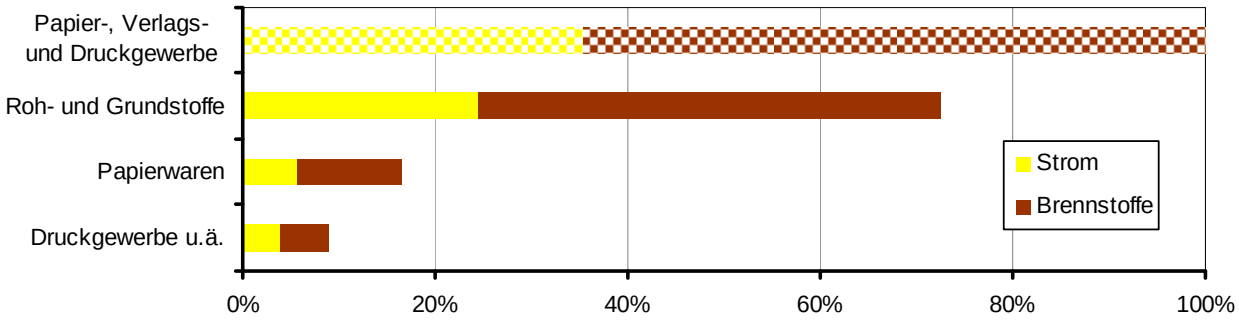

Abbildung 5-97: *Strom- und Brennstoffverbrauch in den Unterbranchen der Papier-, Verlags- und Druckgewerbe /STBU 06a/*

Die Herstellung der Grund- und Rohstoffe ist dabei bei weitem der energieintensivste Bereich und empfiehlt sich auf Grund seiner Homogenität für eine detaillierte Untersuchung. Die Produktion von Holz- und Zellstoff sowie der Papierhauptsorten Grafische Papiere, Verpackungspapiere, Hygiene-Papiere und Spezialpapiere sind statistisch gut erfasst.

Die Produktion und damit auch der Energieeinsatz in den weiterverarbeitenden Bereichen Papierwaren, Druck- und weitere verwandte Gewerbe ist stark an die Herstellung der Ausgangsstoffe gekoppelt und wird in dieser Arbeit nicht im Einzelnen untersucht.

5.5.7.1 Energetische Branchenkenngrößen

5.5.7.1.1 Absoluter Endenergieeinsatz

Der Endenergieeinsatz in der Papierindustrie (Wirtschaftszweig 21) blieb in den Jahren 1995 bis 2003 nahezu konstant. Er ist um die Brennstoffeinsätze bereinigt, die in industriellen Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen Verwendung finden, und in **Abbildung 5-98** und **Abbildung 5-99** dargestellt. In der Datenerhebung des Statistischen Bundesamtes ist von 2002 auf 2003 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen, der auf eine modifizierte Datenerhebung ab 2003 /STBU 06a/, /STBU 06a/ zurückzuführen ist. Durch eine neue Gliederung der Energieträger wird 2003 erstmals der Verbrauch „Sonstiger Energieträger“ ausgewiesen. Darunter fallen in der Papierindustrie Holzrindenabfälle und Faserrückstände. Aufgrund der Faserproduktion kann jedoch auf das Aufkommen von Produktionsrückständen geschlossen werden. In den dargestellten Abbildungen ist der zurückliegende Energieeinsatz bereits entsprechend angepasst. Der Anstieg im Jahr 2004 kann entweder an der Nachwirkung der 2003 nicht vollständig erfolgten Umstellung der Datenerhebung liegen oder produktionsbedingt sein. Künftige Erhebungen werden darüber Aufschluss geben.

Die Aufteilung nach den Energieanwendungen Prozesswärme, Raumwärme, mechanische Energie und Beleuchtung inklusive Informations- und Kommunikationstechnik verläuft in dem untersuchten Zeitraum weitgehend konstant (Abbildung 5-98). Die Prozesswärme nimmt 2004 mit etwa 59 % den größten Anteil ein, gefolgt von der mechanischen Energie mit 35 %. Raumwärme mit 5 % und Beleuchtung (1 %) sind von untergeordneter Bedeutung.

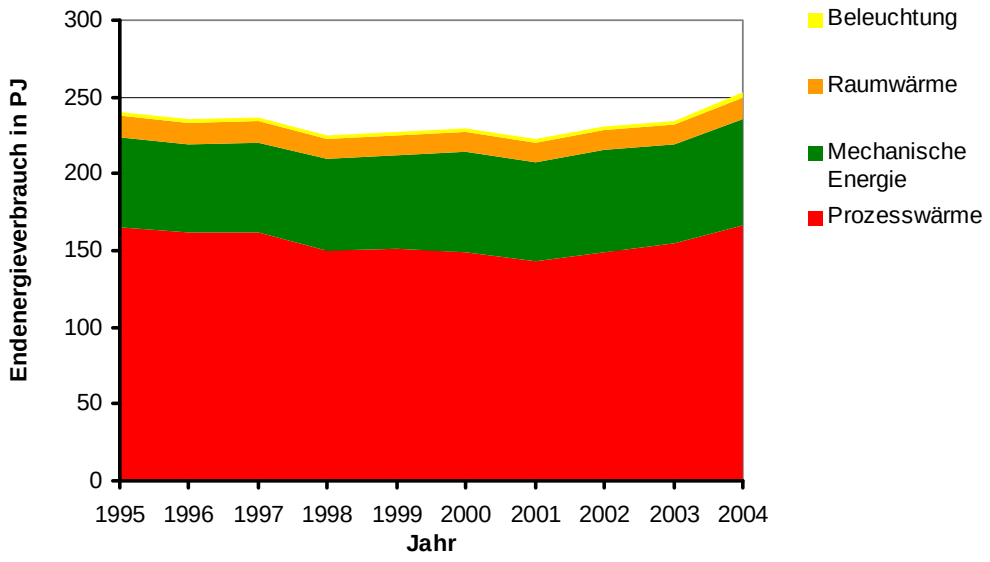

Abbildung 5-98: *Endenergieeinsatz im Papiergewerbe nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Bei der Gliederung nach Energieträgern (Abbildung 5-99) fällt der Rückgang des Erdgasverbrauchs ab 2003 auf. Grund dafür ist, dass ab 2004 deutlich mehr Erdgas zur Eigenerzeugung in Kraftwerken und KWK-Anlagen verwendet und somit dem Umwandlungssektor zugeschrieben wird. Die gleichzeitige Zunahme des Einsatzes von Strom und Wärme aus eigener Kraftwärmekopplung ist die Folge. Der Anstieg der „Erneuerbaren Energieträger“ wird teilweise auch der geänderten Datenerhebung und Datenausweisung zugeschrieben.

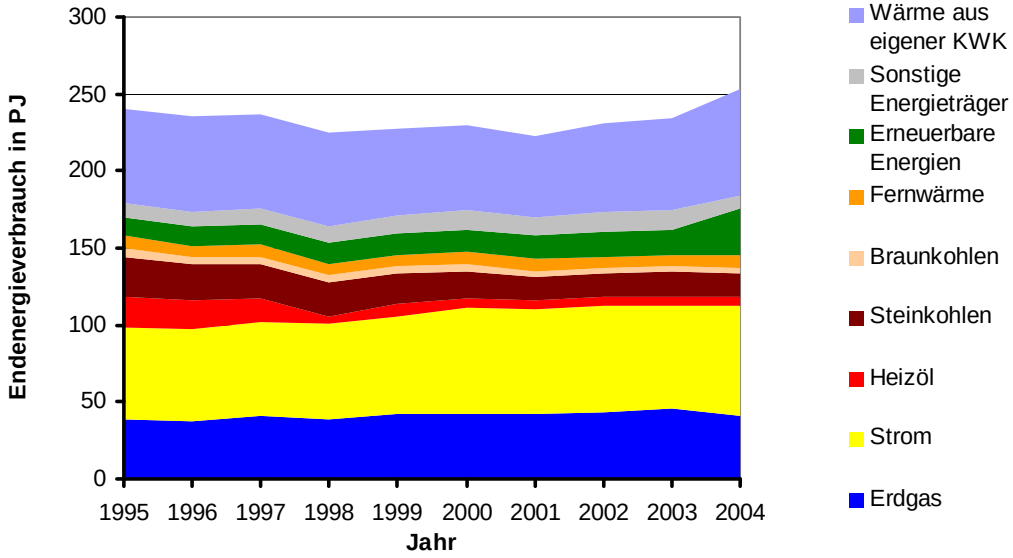

Abbildung 5-99: *Endenergieeinsatz im Papiergewerbe nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.7.1.2 Energieeinsatz bezogen auf die Produktion

In **Abbildung 5-100** und **Abbildung 5-101** sind die auf den Produktionsindex bezogenen Endenergieeinsätze der Papierindustrie dargestellt. Der als Linie eingezeichnete Produktionsindex bewertet die Produktionsmengen und die Wertschöpfung der wichtigsten Produkte der Branche und wird vom Statistischen Bundesamt veröffentlicht. Bis 2000 konnte der Verbrauch trotz wachsendem Produktionsindex gesenkt werden. In den folgenden Jahren steigt der Verbrauch wieder auf seinen Wert von 1995 bei zunächst sinkendem und anschließend steigendem Index. Betrachtet man in diesem Zusammenhang die weiter unten aufgeführten Produktionsmengen der Faserstoffe und Papiersorten, die in Summe ein konstantes Wachstum aufweisen, erklärt sich der rückläufige Index aus einer verminderten Wertschöpfung.

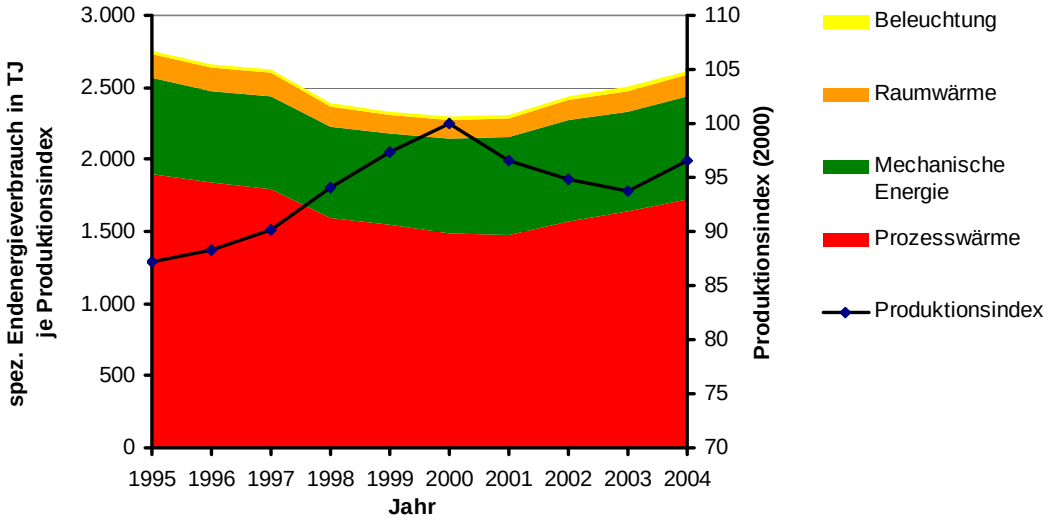

Abbildung 5-100: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex im Papiergewerbe nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

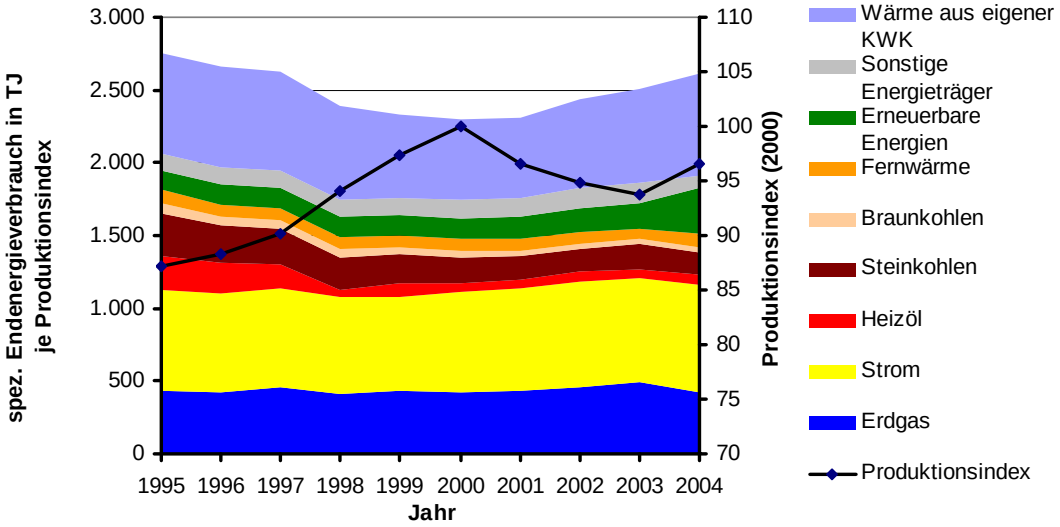

Abbildung 5-101: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex im Papiergewerbe nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.7.1.3 KWK und Stromerzeugung

In **Abbildung 5-102** ist die Eigenerzeugung von Strom und Wärme dargestellt. Der Brennstoffeinsatz, gegliedert nach den Energieträgern, und die Produktion von Strom und Wärme in ungekoppelten und gekoppelten Industriekraftwerken sind abgebildet. Aus /ZFE 00/ sind Angaben zu den verwendeten Energieträgern in KWK- und ungekoppelten Anlagen zu entnehmen. Der jüngste Anstieg resultiert aus dem erhöhten Erdgaseinsatz. Der Rückgang der Stromerzeugung legt den Schluss nahe, dass reine Stromerzeugungsanlagen durch KWK-Anlagen ersetzt worden sind.

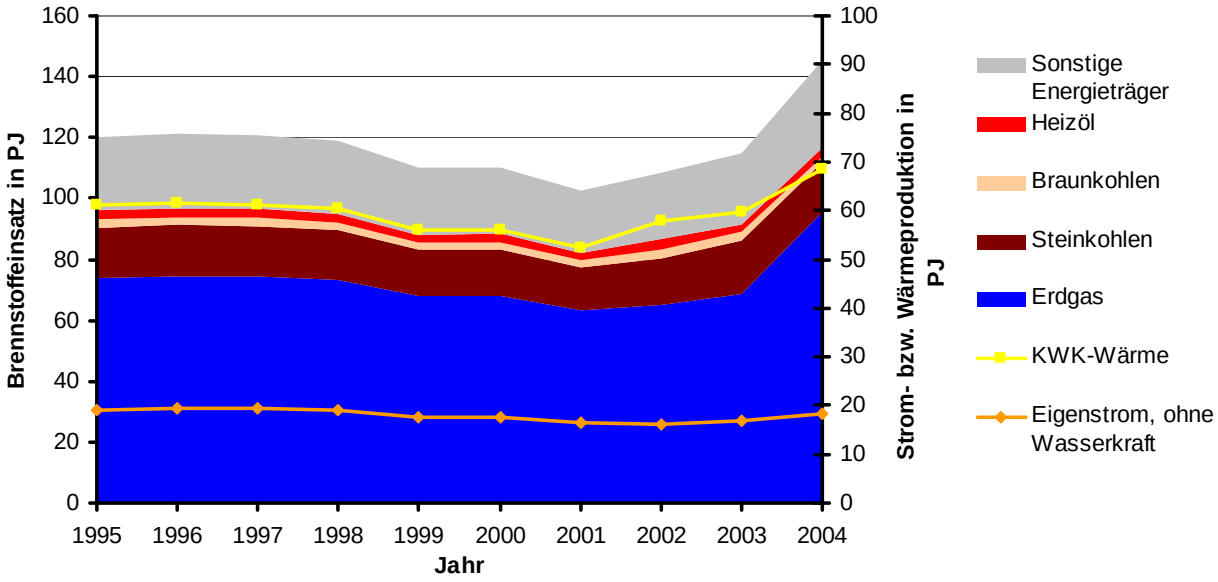

Abbildung 5-102: *Brennstoffeinsatz und Produktion im Bereich der KWK und reinen Stromproduktion im Papiergewerbe /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /STBU 4.6.4/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.7.1.4 Temperaturniveau

Die Temperaturniveaus in der Papierindustrie konzentrieren sich auf den Bereich bis 200 °C, die Raumwärme nimmt einen Anteil von 8 % des Brennstoffeinsatzes ein (siehe **Abbildung 5-103**).

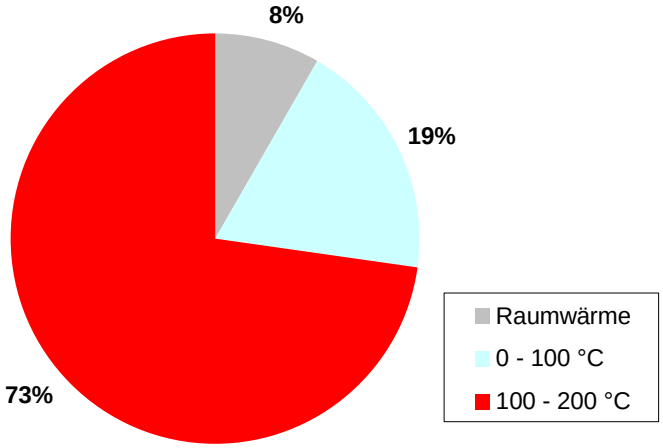

Abbildung 5-103: *Temperaturniveaus in der Papierindustrie /FFE 06a/*

5.5.7.2 Herstellungsverfahren

Bei der Papierherstellung können zwei grundlegende Arbeitsschritte unterschieden werden:

- Herstellen der Rohstoffe in Form primärer und sekundärer Faserstoffe
- Herstellen von Papierwaren auf der Grundlage der bereitgestellten Faserstoffe

In integrierten Papierwerken werden beide Schritte an einem Standort durchgeführt und somit energetische Vorteile aus der Prozesskopplung sowie aus der Vermeidung des Transports und den damit verbundenen, notwendigen Aufbereitungen (Trocknung der Faserstoffe, Verpackung) gezogen.

Die Produktionsmengen sind in die Gruppe der Faserstoffe und die der Papiersorten gegliedert. Die Faserstoffe (**Abbildung 5-104**) umfassen den aus Altpapier gewonnenen Sekundärfasergrundstoff sowie die primären Fasern Holz- und Zellstoff, wovon Letzterer etwa zu 80 % importiert wird. Altpapier wird zu 7 % (2004) ausgeführt, die Fasergewinnung erfolgt dann im Exportland.

Insgesamt ist eine mittlere jährliche Produktionssteigerung von 4,4 % festzustellen. Die Altpapier-Einsatzquote, also das Altpapieraufkommen, bezogen auf die Papier- und Pappeerzeugung, erhöht sich dabei von 58 % (1995) auf 65 % (2001) und bleibt in den folgenden Jahren konstant. /PAP 06/

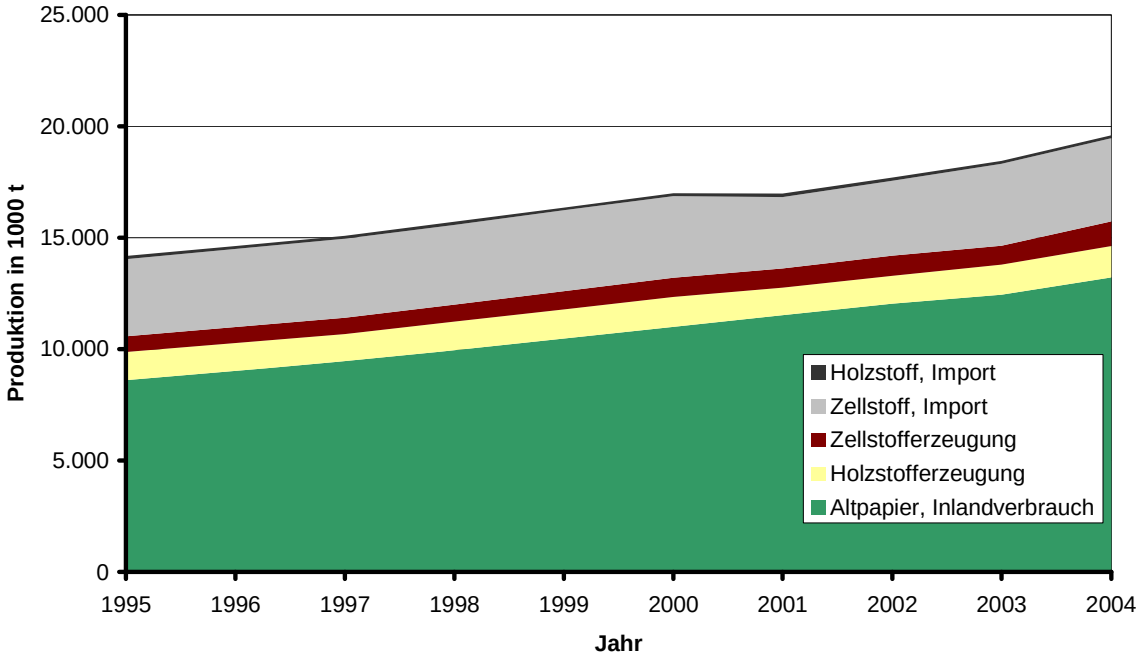

Abbildung 5-104: *Produktionsmengen der Faserstoffe /PAP 06/*

Die Produktionsmengen der Papierhauptsorten sind in **Abbildung 5-105** dargestellt. Den mengenmäßig größten Anteil machen Grafische Papiere mit 50 % (2004) aus, gefolgt von Verpackungspapieren mit 38 % (2004). Hygiene-Papiere (5 %, 2004) und Spezialpapiere (5 %, 2004) werden in geringeren Mengen produziert. Rechnerisch ergibt sich somit ein Pro-Kopf-Verbrauch von 181 kg im Jahr 1995 und von 247 kg im Jahr 2004. /PAP 06/

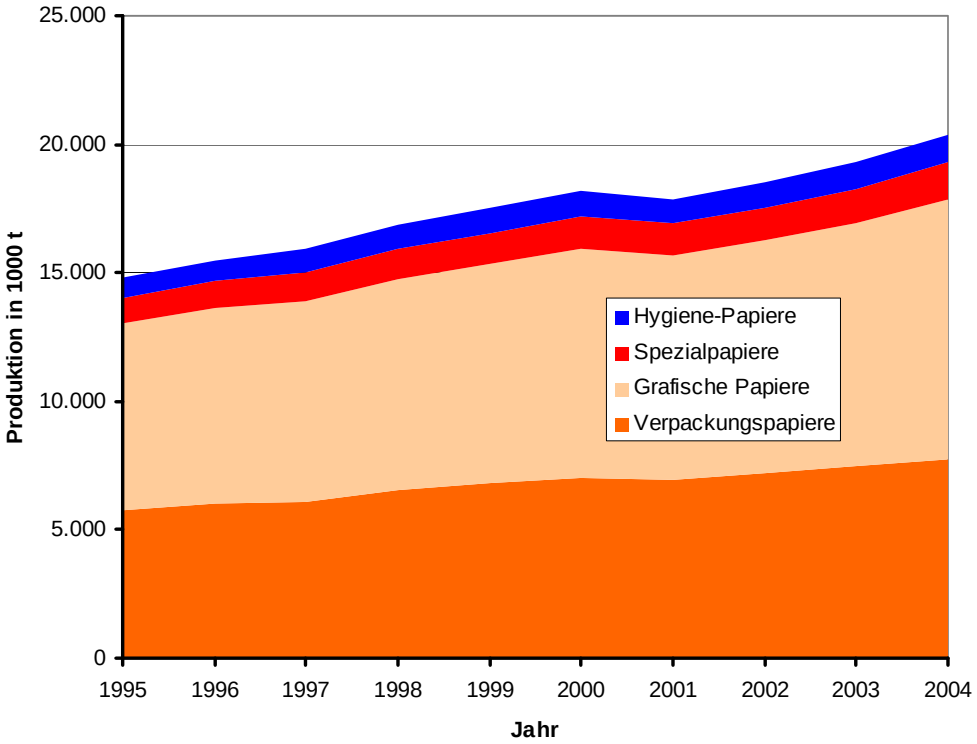

Abbildung 5-105: *Produktionsmengen der Papierwaren /PAP 06/*

5.5.7.2.1 Herstellen von primären und sekundären Faserstoffen

Papier besteht im Wesentlichen aus Zellulosefasern und weiteren Inhaltsstoffen, welche die Qualität und die Eignung für bestimmte Einsatzzwecke beeinflussen. Die Zellulosefasern unterscheidet man in primäre und sekundäre Fasern. Letztere werden aus Altpapier gewonnen und besitzen auf Grund der intensiveren mechanischen Bearbeitung eine kürzere Faserlänge und somit eine schlechtere Qualität. Die Primärfasern werden überwiegend aus Holz gewonnen, dessen Trockenanteil sich aus ca. 45 % Zellulose, 25 % Hemizellulose, 25 % Lignin und 5 % weiteren organischen oder anorganischen Inhaltsstoffen zusammensetzt.

Primärfasern unterscheidet man in Holzstoff und den ligninfreien und hochwertigeren Zellstoff. Holzstoff wird je nach Aufbereitungsgrad als Holzschliff oder Refiner-Ware bezeichnet.

Herstellung von Holzstoff

Nach der Entrindung von Waldholz oder von Sägenebenprodukten wird das Holz mechanisch „aufgeschlossen“, d. h. in Fasern zerlegt. Dieser Holzstoff kann nach zwei Verfahren, jeweils in mehreren Modifikationen, hergestellt werden.

Herstellung von Holzstoff mittels Schliffverfahren

Grundprinzip des so genannten klassischen Schliffverfahrens ist, dass Holzprügel von 1-1,5 m Länge und 0,08-0,3 m Durchmesser unter Zugabe von heißem Wasser (etwa 10 l/kg Holzschliff) an rotierende Schleifsteine (Umfangsgeschwindigkeit etwa 26-32 m/s) gepresst werden. Die raue Oberfläche löst aus dem Holz unversehrte Fasern von etwa 1-4 mm Länge heraus. Die Ausbeute, bezogen auf entrindetes Holz, beträgt

etwa 95 %. Bei diesem Schliffverfahren werden nach /PAP 06/, /IKA 93/ folgende Verfahrensmodifikationen angewendet:

- SGW-Verfahren (Stone Groundwood): Das Rundholz wird bei Atmosphärendruck gegen die Schleifsteine gepresst (Druckschleifer, Kettenschleifer),
- TGW-Verfahren (Thermo Groundwood): Das Rundholz wird gegen die Schleifsteine unter drucklosem Dampfabschluss bei Temperaturen knapp unter 100 °C gedrückt,
- PGS-Verfahren (Pressure Groundwood): Steinschleifverfahren unter Überdruck (2,5 bar) bei etwa 125 °C, der dabei anfallende Dampf wird einer internen Nutzung zugeführt.

Darüber hinaus ist noch das Braunschliffverfahren (Holz wird vorher gedämpft oder gekocht) und das chemische Schliffverfahren (Schleifen unter Zugabe von Sulfit- oder Bisulfitlösungen) bekannt. Die drei erstgenannten Schliffverfahren finden nach /GÖT 06/ gleichberechtigt Anwendung.

Nach dem Schleifvorgang wird der Faserstoff (TS-Gehalt etwa 5 %), sortiert in Kegelmühlen gemahlen, in Eindickern, Banddruckfiltern oder Doppelsiebpressen eingedickt und, wenn es der Verwendungszweck erfordert, bei etwa 40-70 °C gebleicht. Anschließend wird die Suspension in der Regel zur Stoffzentrale gepumpt. Eine Holzschlifftrocknung, etwa für Versandzwecke, ist nicht üblich. Energetischer Schwerpunkt ist der Elektroenergiebedarf für die Schleif- und Mahlprozesse sowie gegebenenfalls die Prozesswärme und ihre Abwärmenutzung.

Herstellung von Holzstoff nach dem Refinerverfahren

Grundprinzip des Refinerverfahrens ist die Zuführung zumeist vorgedämpfter Resthölzer aus Sägereien oder kleingeschnitzeltem Holz in einen so genannten Refiner (Mahlanlage). Dieser besteht aus mehreren gegeneinander rotierender, geriefter Metallmahlscheiben, in dem die Resthölzer unter Wasserzugabe zugeführt und dabei zerfasert werden. Auch beim Refiner-Verfahren werden nach /PAP 06/, /IKA 93/ Modifikationen angewendet:

- RMP-Verfahren (Refiner mechanical pulp): Mahlung ohne Vorbehandlung bei atmosphärischem Druck
- TMP-Verfahren (Thermo mechanical pulp): Mahlung mit thermischer Vorbehandlung mit 120 bis 160grädigem Dampf (in der Regel Abwärme aus KWK-Prozessen) und einem Druck von max. 5 bar
- CMP (auch CTMP)-Verfahren (Chemo-thermo-mechanical pulp): Mahlung mit chemischer Vorbehandlung bei Temperaturen von ca. 100 °C

Es wird ein Holzstoff mit zellstoffähnlichen Eigenschaften gewonnen. Wegen des Harzgehaltes des Faserstoffs ist jedoch eine zusätzliche Auswaschung erforderlich. Dominierend sind TMP/CTMP-Verfahren, welche eine schonendere Zerlegung des Holzes ermöglichen und damit einen höheren Anteil unzerstörter Fasern sicherstellen. Der nach den Refinerverfahren gewonnene Holzstoff wird sortiert, gemahlen, eingedickt und gegebenenfalls gebleicht. Auch bei den Refinerverfahren ist mit einer Ausbeute von etwa 95 % zu rechnen. Eine Trocknung für die Bereitstellung von versandfähigem Refiner-Holzstoff ist ebenfalls nicht üblich. Energetischer Schwerpunkt ist auch bei diesen

Verfahren der Elektroenergiebedarf für Zerkleinerungs- und Mahlprozesse sowie die Prozesswärme und ihre Abwärmenutzung.

Die Holzstoffherstellung (**Abbildung 5-106**) benötigt zur mechanischen Zerfaserung in erster Linie elektrische Energie, der Brennstoffbedarf spielt dabei eine untergeordnete Rolle.

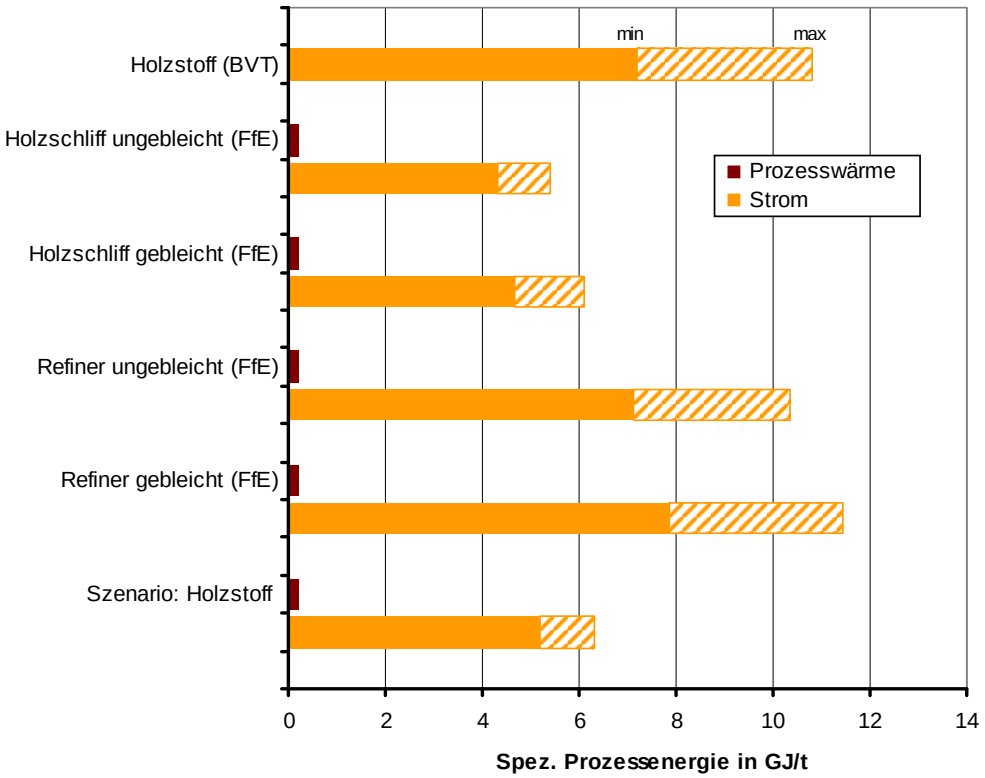

Abbildung 5-106: *Spezifischer Prozessenergieeinsatz der Holzstofferzeugung /BVT 01b/, /FFE 99a/*

Herstellung von Papierzellstoff

Einen höherwertigen Faserstoff, den Zellstoff, erhält man, wenn aus dem Holz Lignin und Harz herausgelöst werden. Das wird erreicht, indem man das entrindete und zu Holzschnitzeln zerkleinerte Holz unter Beigabe von Wasser und Chemikalien 7-10 h bei 125-130 °C unter Druck kocht. Der eigentliche Kochprozess kann sowohl kontinuierlich als auch diskontinuierlich bzw. zur Vermeidung von Dampfspitzen ein- oder zweistufig, d. h. zur Aufheizung mit 3 bar Gegendruckdampf und zur Erreichung der Endkochtemperatur 10-12 bar Entnahmedampf, erfolgen. Je nach eingesetzten Chemikalien unterscheidet man den Sulfit- und den Sulfatprozess.

Über die Verfahrensstufen Zerfaserung, Mahlung, Sortierung, Bleiche und Reinigung werden rd. 85 % der mit einem TS-Gehalt von etwa 2 % erzeugten Zellstoffsuspension direkt in integrierten Papierfabriken eingesetzt /FRI 92/. Die restlichen 15 % werden z. B. in papiermaschinenähnlichen Anlagen auf einen Trockensubstanzgehalt von 92 % getrocknet und in Form von Blättern oder Blöcken mit Rohdichten von 500-800 kg/m³ zum Versand gebracht. Die Zellstoffausbeute beträgt aus 100 kg trockener Holzsubstanz rund 50 kg. Mit dem Zellstoffkochprozess ist ein Ablaugeanfall verbunden, dadurch sind ca. 65 m³ unter Druck stehende Abwasserströme zu transportieren. Der Wärmeinhalt

der Ablauge wird im Allgemeinen zur eigenen Eindampfung und zur Warmwasserbereitung in der Bleicherei und anderen Prozessen eingesetzt. Das anfallende Kondensat wird in der Regel direkt zur Holzvorwärmung unmittelbar vor dem Einsatz in den Zellstoffkocher verwendet. Bevor die Ablauge (sog. Dünnlauge mit einem Trockensubstanz-Gehalt von ca. 10 %) zumeist in mehrstufigen Eindampfanlagen bei ca. 130 °C auf einen Trockensubstanz-Gehalt von 55-60 % aufkonzentriert und als Brennstoff in der Wärmeenergieerzeugung eingesetzt wird, werden aus ihr verschiedene Alkohole (50-100 l/t Zellstoff), Fette, Hefen usw. gewonnen.

Der weiterhin im Prozess der Zellstoffherstellung anfallende Reststoff Rinde gelangt direkt oder durch Kompaktierung bzw. thermische Behandlung entfeuchtet gleichfalls in die Verbrennung. Durch den Anfall der brennbaren Reststoffe arbeiten modernste Zellstoffproduktionslinien heute bereits energieautark oder mit Energieüberschuss /BUT 97/. Das beim Bleichen der Primärfaserstoffe in der Vergangenheit eingesetzte Chlor ist zwischenzeitlich weitgehend durch andere Chemikalien, z. B. Wasserstoffperoxid, ersetzt worden. Gleichermaßen wird in Abhängigkeit von Qualitätsanforderungen (Weißegrad) mitunter auf den Bleichprozess gänzlich verzichtet. Energetische Schwerpunkte sind in den Verfahrensstufen Kochen, Bleichen, Laugeneindampfen und Trocknen zu sehen. Darüber hinaus ist der Sekundärbrennstoffanfall wie Ablauge und Rinde zu berücksichtigen.

Während bis 1999 der Zellstoffbedarf überwiegend durch das Sulfitverfahren gedeckt wird, erhöht sich der Anteil des Sulfatzellstoffs durch den Neubau zweier neuer Zellstoffproduktionsstätten auf 36 % in 2004. Der gebleichte Sulfat-Zellstoff (**Abbildung 5-107**) benötigt bei der Herstellung in einer nicht integrierten Anlage laut /BVT 01b/ zwischen 7,5 und 10,5 GJ Prozesswärme je Tonne Zellstoff-Trockensubstanz und zwischen 1,8 und 2,4 GJ/t Strom.

Für die Herstellung des Sulfitzellstoffs (**Abbildung 5-108**) kann sowohl auf /BVT 01b/ als auch auf /FFE 99a/ zurückgegriffen werden. Dabei erweisen sich die Werte für Prozesswärme aus erster Quelle höher als die der FfE-Studie, wohingegen der Strombedarf geringer ist. Der Unterschied beider Quellen erklärt sich somit aus einer Substitution von Brennstoffen durch elektrische Energie. In dieser Studie wurde ein geringerer Stromverbrauch angenommen, da ansonsten der auf diese Weise berechnete Stromverbrauch den Elektrizitätsverbrauch der Branche überschritten hätte. Diese Korrektur wird ebenfalls auf die folgenden Produktionsgruppen angewendet. Anzumerken ist hierbei, dass sich die Angaben teilweise auf nicht integrierte Anlagen berufen, in Anlagen mit gekoppelter Produktion der Verbrauch jedoch gesenkt werden kann.

Der Anteil des gebleichten Faserstoffs wird in /FFE 99a/ mit ca. 30 % angegeben.

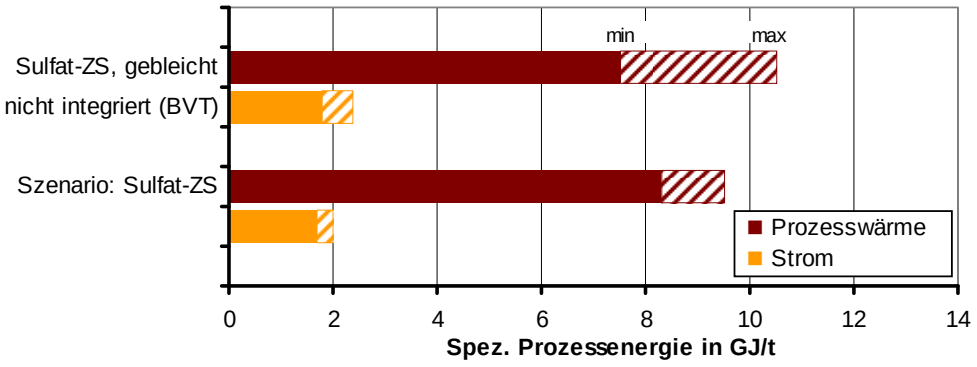

Abbildung 5-107: *Spezifischer Prozessenergieeinsatz der Sulfat-Zellstoff-Erzeugung /BVT 01b/*

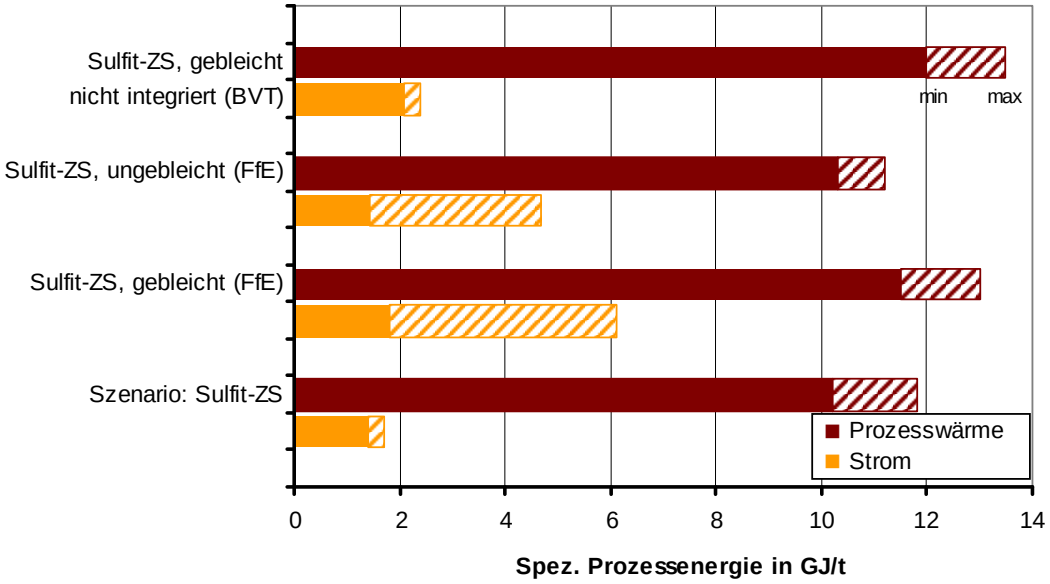

Abbildung 5-108: *Spezifischer Prozessenergieeinsatz der Sulfit-Zellstoff-Erzeugung /BVT 01b/, /FFE 99a/*

Herstellung von Sekundärfasern (Altpapieraufbereitung)

Das gesammelte Altpapier ist – bei 40 Qualitätsabstufungen sortiert in 5 Gruppen – der mengenmäßig wichtigste Rohstoff für die Herstellung von Papier, Karton und Pappe /IUP 97/. Das Altpapier wird unter Zugabe von Wasser in der Aufbereitungsanlage, dem so genannten Stoffauflöser (Pulper), aufgelöst und zerfasert. Störende Beimengungen, wie Heft- und Büroklammern, Kunststoffumschläge, Kleberücken, Folien und ähnliches werden in der sich anschließenden Vorsortierung und Dickstoffreinigung mechanisch als so genannte Spuckstoffe aussortiert. Danach erfolgen, je nach Altpapiersorte und Einsatzgebiet, weitere Aufbereitungsstufen, wie Deinking, Feinreinigung und -sortierung, Dispergieren und Bleichung.

Deinking (Entfärbung)

Wenn Sekundärfasern zur Herstellung von graphischen Papieren eingesetzt werden sollen, müssen die Druckfarben weitgehend entfernt werden. Das geschieht mittels Wasser, Natronlauge (zur Einstellung der Alkalität), Wasserstoffperoxid (als Druck-

farbenauflöser und Bleichmittel), Wasserglas (als Bleichstabilisator) und Seife (als Schmutzsammler und Flotationsmittel) sowie unter Lufteinblasung in Flotationsanlagen.

Für die Herstellung von 7,8 Mio. t graphischer Papiere werden rund 20 % (= 1,6 Mio. t) deinkte Sekundärfasern eingesetzt /GÖT 06/. Die übrigen Sekundärfasern werden ohne Deinking, vorwiegend für Verpackungsmaterialien, weiterverarbeitet.

Feinreinigung/Feinsortierung
In der Feinreinigung werden feinste Farbstippen und all jene Substanzen abgeschieden, die den optischen Reinheitsgrad des Endproduktes beeinträchtigen. In der Feinsortierung erfolgt die Fraktionierung in lange und kurze Fasern.

Dispergieren
Beim Dispergieren wird der Faserrohstoff mittels Scheibenextraktoren/ Banddruckfiltern auf einen Trockensubstanzgehalt von 25-30 % entwässert. Bei Erwärmung auf 100 °C und Zugabe von Peroxid können zusätzliche anspruchsvolle, hygienische Stoffeigenschaften erreicht werden.

Bleichung
Eine chlorfreie Bleichung erfolgt nur, falls es die Neupapierqualität erfordert. Gegenwärtig ist davon auszugehen, dass rd. 30 % der deinkten Fasern gebleicht werden.

Da die so gewonnenen Sekundärfasern durch den Aufbereitungsprozess an Qualität verloren haben (die Fasern sind gegenüber Primärfasern kürzer geworden, so dass sie sich schwer zu einem Blatt verbinden), müssen frische Fasern (Primärfasern) mit je nach gewünschter Produktqualität unterschiedlichen Anteilen zugeführt werden, um wieder ein Blatt bilden zu können. Dieser Vorgang ermöglicht überhaupt erst das 3- bis 5-fache Recyceln von Papierfasern. Die Ausbeute bei der Altpapieraufbereitung schwankt in Abhängigkeit der Sortenreinheit (z. B. Schnittabfälle in Papierfabriken oder aus graphischem Gewerbe, Remittenden (nicht verkaufte Druckerzeugnisse) und unsortierte Haushaltssammlungen) zwischen knapp 100 kg und 75 kg pro 100 kg Altpapier. Im Mittel kann von einem Verhältnis von 1 : 0,85 ausgegangen werden /GÖT 06/. Energiebedarfsschwerpunkte bei der Sekundärfaserherstellung sind durch den Auflösungs- und Deinking-Prozess gesetzt.

Der Energiebedarf bei der Bereitstellung von Sekundärfasern aus Altpapier ist deutlich geringer als der bei primären Fasern (**Abbildung 5-109**). Die verwendeten Quellen weisen eine vergleichbar kleine Abweichung von weniger als 0,5 GJ/t auf. Das Entfärben (Deinking) ist bei etwa 25 % der Produktion erforderlich und wirkt sich deutlich auf den Energieeinsatz aus.

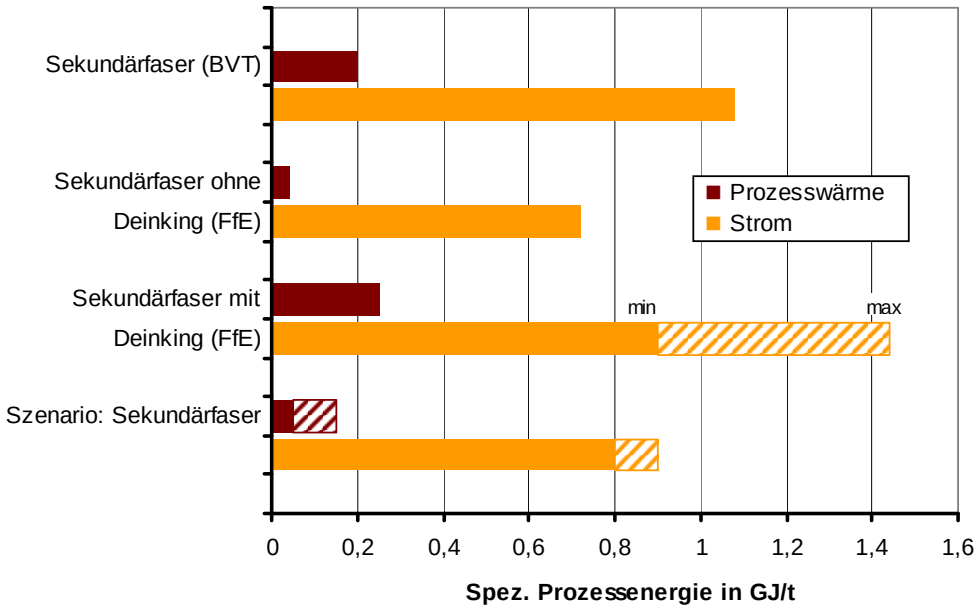

Abbildung 5-109: *Spezifischer Prozessenergieeinsatz der Sekundärfasererzeugung /BVT 01b/, /FFE 99a/*

5.5.7.2.2 Herstellung von Papierwaren aus Faserstoffsuspensionen

Bei der Papier-, Karton- und Pappenproduktion werden, ausgehend von der Faserstoffbereitstellung, immer die Prozessstufen Stoffzentrale und Papier- oder Kartonmaschine durchlaufen. Innerhalb der Papier- und Kartonmaschine wird unterschieden zwischen

- Nasspartie, bestehend aus Stoffauflauf, Siebpartie, Pressenpartie,
- Trockenpartie, bestehend aus Trockenpartie, Leim- bzw. Filmpresse,
- Glättwerk,
- Kühlung,
- Aufrollung.

Damit sind mit der Pressen- und Trockenpartie die energetisch aufwendigsten Abschnitte der Papier- und Kartonmaschinen definiert. Im Allgemeinen schließen sich die hier nicht behandelten Stufen Veredlung (Streichen, Satinieren) und Ausrüstung (Zuschnitt als Rolle oder Bogenstapel) an.

Stoffzentrale

Dieser Verfahrensschritt ist nach dem Papierbrei, dem so genannten Stoff, benannt. In der Stoffzentrale erfolgt die Mischung der für die jeweilige Papiersorte charakteristischen Faserstoffsuspension aus Holzstoff, Zellstoff und Sekundärfaser in festgelegten Anteilen. Weiterhin werden Füllstoffe (Kreide, Kaolin) und weitere Hilfsstoffe sowie Wasser zugegeben. Der Trockensubstanzgehalt der aus der Stoffzentrale bereitzustellenden Suspension beträgt 1-5 %.

Papiermaschine

Papiermaschinen können heute Arbeitsbreiten von 6-10 m und Längen bis zu 200 m vorweisen. Die Maschinengeschwindigkeit kann bis zu 2.000 m Papier/min betragen.

Die Zeit zwischen Stoffauflauf und Aufrollung liegt nicht selten in der Größenordnung von 10 Sekunden.

Nasspartie

1. Stoffauflauf

Mittels Düsen- oder Lippenöffnungen wird die aus der Stoffzentrale zufließende, exakt definierte, auf Maschinengeschwindigkeit beschleunigte Suspension über die gesamte Breite gleichmäßig auf ein endloses Rund- oder Langsieb aufgetragen.

2. Siebpartie

Hier beginnt die eigentliche Bildung der Papierbahn. Ein ständig umlaufendes Sieb leitet die Trennung von Wasser und Fasern ein. Am Ende der Siebpartie besitzt die Papierbahn bereits einen Trockensubstanzgehalt von 18-20 %.

3. Pressenpartie

Die weitere Entwässerung und Verdichtung der Papierbahn erfolgt bei Pressdrücken von bis zu 150 kN/m². Dabei läuft ein saugstarkes, endloses Filztuch mit. Am Ende der Pressenpartie hat die Papierbahn bereits einen Trockensubstanzgehalt von 47-51 %. Dabei ist anzustreben, die mechanische Entwässerung so hoch wie es die geforderte Papierqualität zulässt, zu realisieren, um den Energieaufwand für die nachfolgende thermische Trocknung so niedrig wie möglich zu halten.

Trockenpartie

1. Thermische Trocknung

Die Papierbahn, anfangs noch auf Filz, später freitragend, wird bei der thermischen Trocknung gegen die mit Dampf beheizten bis zu 100 Trockenzylinder gedrückt und auf Trockensubstanzgehalte von 90-95 % getrocknet. Die nassen Filze werden im Rücklauf wieder getrocknet.

In diesem Abschnitt wird mehr als 75 % des gesamten Energieeinsatzes benötigt. Der entstehende Dunst wird zumeist über Hauben abgeführt und dabei Wärmeenergie über entsprechende Wärmerückgewinnungsanlagen ausgekoppelt.

2. Leim- bzw. Filmpresse

Vor dem letzten Drittel der Trockenpartie befindet sich die Leimpresse, mit der eine Oberflächenbeleimung oder leichte Pigmentierung aufgebracht wird.

3. Glättwerk

Ein Teil der Maschinen besitzt in der Schlussgruppe ein Glättwerk. Mit dem Glättwerk werden mechanisch kleine Unebenheiten und Rauhigkeiten verringert.

Am Schluss der Trockenpartie wird die Papierbahn über üblicherweise mit 10 bis 15-grädigem Wasser temperierte Zylinder geführt, um die Trocknung zu beenden und die Bahn auf 20 bis 30 °C abzukühlen. Abschließend erfolgt die Aufrollung auf einen Stahlkern (Tambour).

Papiersorten

Der Energiebedarf der Papierhauptsorten ist in **Abbildung 5-110** dargestellt. Ein Vergleich mit dem Energieverbrauch in der Branche zeigt, dass sich der heute benötigte spezifische Energieeinsatz am unteren Ende des dargestellten Bereichs bewegt.

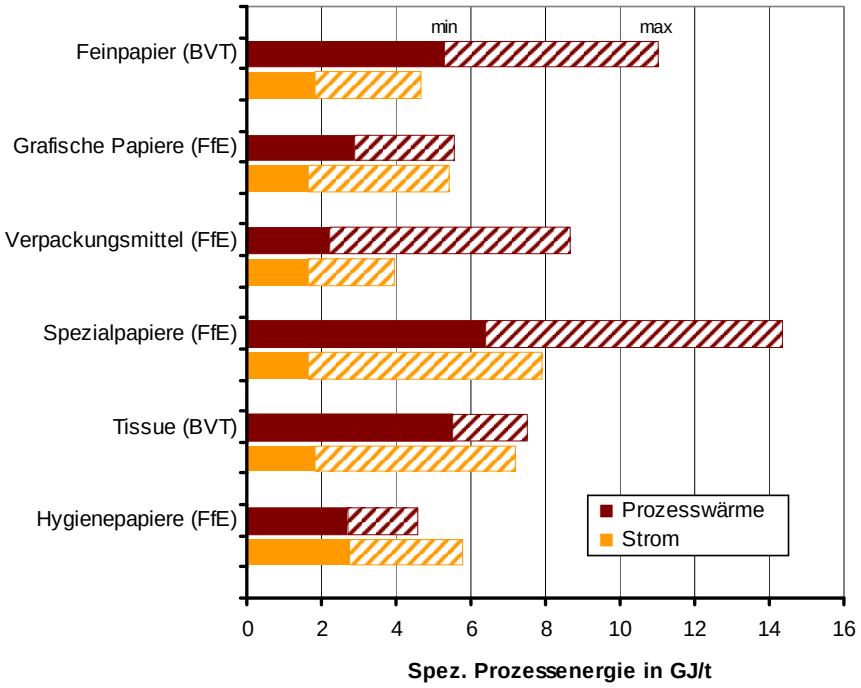

Abbildung 5-110: *Spezifischer Prozessenergieeinsatz der Hauptpapiersorten /BVT 01b/, /FFE 99a/*

5.5.7.3 Zusammenfassung

In **Abbildung 5-111** ist der theoretische Prozessenergiebedarf dem statistischen Wärmeverbrauch gegenüber gestellt. Ersterer berechnet sich aus dem Produkt des oben angegebenen spezifischen Prozessenergieeinsatzes und der jeweiligen Produktionsmenge. Die Ergebnisse dieser Bottom-Up-Untersuchungen sind als Flächen dargestellt.

Der statistische Verbrauch ergibt sich aus den eingesetzten Brennstoffen und den zugehörigen Nutzungsgraden. Dieser Verbrauch wird sowohl für die gesamte Papierindustrie (Wirtschaftszweig DE 21) als auch für den Unterwirtschaftszweig erstellt, in dem die Faserstoff- und Papierherstellung zusammengefasst sind (Wirtschaftszweig DE 21.1). Der als Linie dargestellte und auf Grundlage der Zahlen vom Statistischen Bundesamt /STBU 4.1.1/ ermittelte Energieeinsatz bildet die Obergrenze, die aus Gründen der Plausibilität nicht überschritten werden darf. Die entstehende Differenz erklärt sich aus dem Grundumsatz der Branche sowie aus Produktionen, die nicht in diese Untersuchung aufgenommen wurden.

In **Abbildung 5-112** ist der Abgleich für Strom analog zu dem eben beschriebenen Vorgehen durchgeführt. Der Abgleich ergibt eine zufrieden stellende Übereinstimmung. Die spezifischen Energieeinsätze und die Produktionsmengen eignen sich für eine zukünftige Fortschreibung.

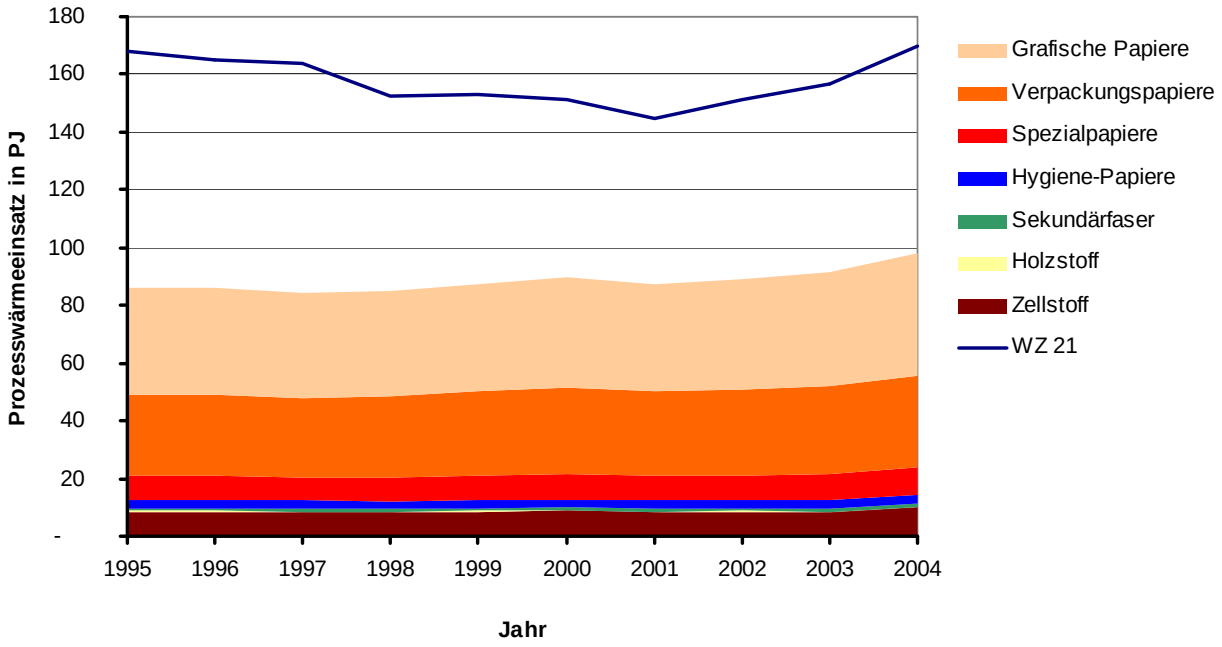

Abbildung 5-111: *Prozesswärmeeinsatz in der Papierindustrie nach Produktionsgruppen /STBU 4.1.1/, /eigene Berechnung/*

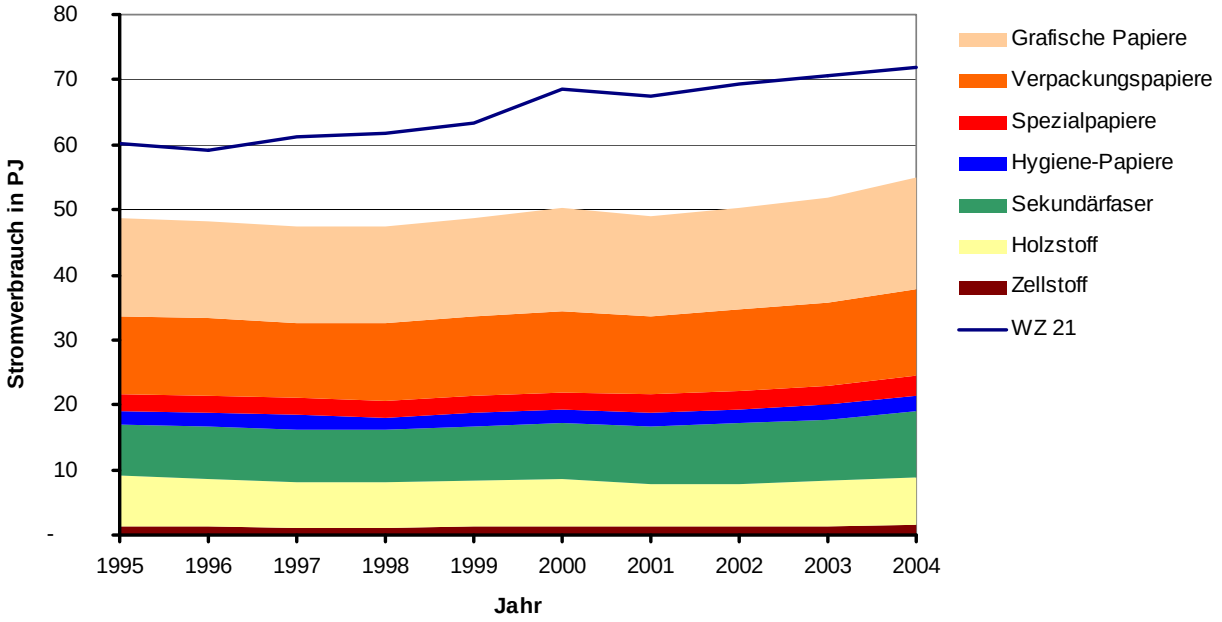

Abbildung 5-112: *Stromverbrauch in der Papierindustrie nach Produktionsgruppen /STBU 4.1.1/, /eigene Berechnung/*

5.5.8 Ernährungsgewerbe

Das Ernährungsgewerbe setzt 6,6 % der im Industriesektor verwendeten Energie um und stellt somit einen bedeutenden Einzelposten dar. Das Ernährungsgewerbe (nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige /STBU 03b/ Abteilung DA 15: „Ernährungsgewerbe“) ist durch seine Vielzahl an Produkten und Fertigungsverfahren gekennzeichnet und umfasst unter anderem die folgenden Produktionsgruppen:

- Getränke (Wirtschaftszweig 15.9: „Herstellung von Getränken“)
- Milchverarbeitung, Speiseeis (Wirtschaftszweig 15.5: „Milchverarbeitung, Herstellung von Speiseeis“)
- Schlachten und Fleischverarbeitung (Wirtschaftszweig 15.1: „Schlachten u. Fleischverarbeitung“)
- Mahl- und Schälmühlen, Stärke und Stärkeerzeugnisse (Wirtschaftszweig 15.6: „Mahl- und Schälmühlen, Herstellung von Stärke u. Stärkeerzeugnissen“)
- Obst- und Gemüseverarbeitung (Wirtschaftszweig 15.3: „Obst- und Gemüseverarbeitung“)
- Pflanzliche und tierische Fette und Öle (Wirtschaftszweig 15.4: „Herstellung von pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten)
- Sonstige Ernährungsgewerbe (Wirtschaftszweig 15.8: „Sonstige Ernährungsgewerbe“)

Abbildung 5-113 stellt den Energieeinsatz im Ernährungsgewerbe dar und verdeutlicht, dass der Energiebedarf in dieser Branche nicht von einzelnen Produktionsverfahren dominiert wird, sondern sich gleichmäßig auf die aufgeführten Gruppen verteilt. Rund 42 % des Energieeinsatzes findet in Betrieben statt, die nicht den Gruppen 15.1 bis 15.7 zugeordnet werden können und unter „Sonstige Ernährungsgewerbe“ zusammengefasst sind. Dies verdeutlicht die Vielfältigkeit und Heterogenität dieser Branche. Eine detaillierte energetische Untersuchung einzelner Produktionsverfahren erweist sich aus diesem Grund als nicht effektiv. In dieser Studie wird das Ernährungsgewerbe als Einheit betrachtet, für die Kenngrößen hinsichtlich Produktion und Energiebedarf gebildet werden.

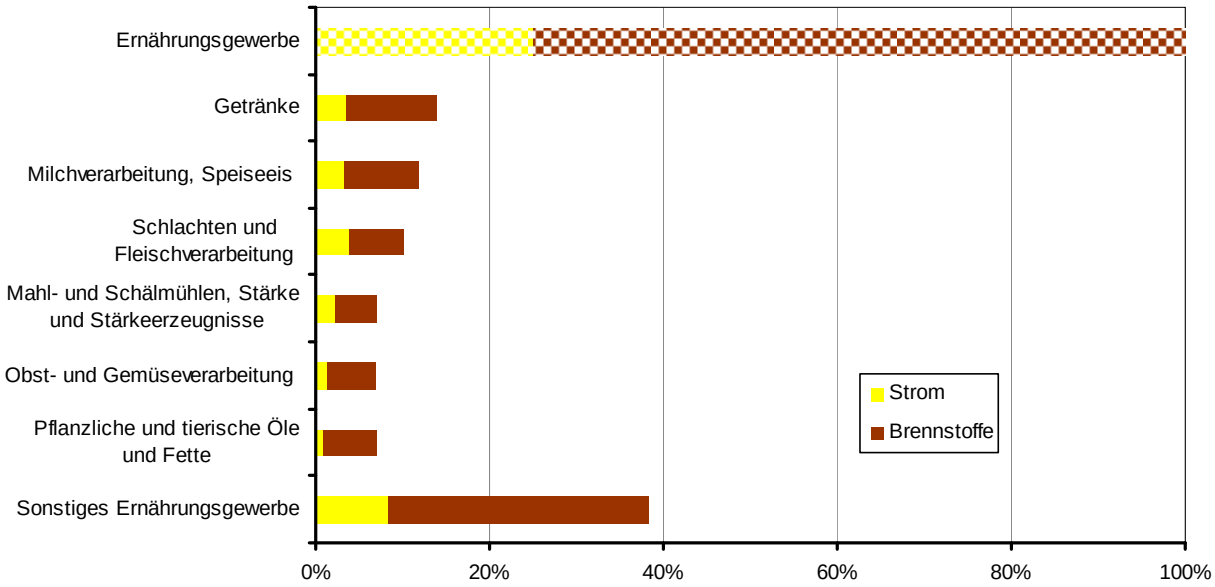

Abbildung 5-113: *Strom- und Brennstoffeinsatz in einzelnen Bereichen des Ernährungsgewerbes /STBU 06a/*

5.5.8.1 Absoluter Endenergieeinsatz

In **Abbildung 5-114** ist der Endenergieeinsatz im Ernährungsgewerbe dargestellt. Die Verbräuche sind um die Brennstoffmengen, die in betriebseigenen Stromerzeugungs-

und KWK-Anlagen verwendet werden, bereinigt. Die drei dominanten Energieträger sind Erdgas, Strom und Mineralöl. Der Anstieg des Gesamtenergieeinsatzes ab 2002 wird überwiegend durch den Anstieg des Strom- und Erdgasverbrauchs verursacht /STBU 06a/, /STBU 06a/.

Vermutlich aufgrund der Preisentwicklung in jüngster Zeit wird das Heizöl verstärkt durch Strom, Erdgas und Fernwärme substituiert. Braun- und Steinkohlen werden überwiegend für KWK und für die Eigenstromerzeugung eingesetzt und spielen in den ernährungstechnischen Produktionsprozessen eine untergeordnete Rolle. Erneuerbare oder „Sonstige Energieträger“ wurden vor 2003 nicht erfasst und besitzen bisher eine geringe Bedeutung. Der Anteil der Wärme aus der gekoppelten Eigenerzeugung ist im Ernährungsgewerbe von großer Bedeutung und übertrifft ab 2003 den Heizöleinsatz.

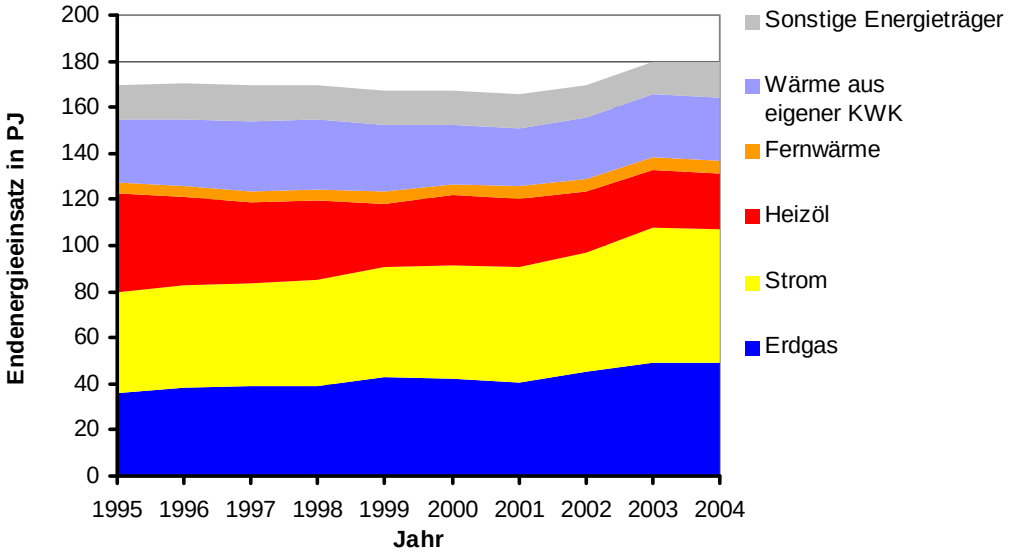

Abbildung 5-114: *Endenergieeinsatz im Ernährungsgewerbe nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

In **Abbildung 5-115** ist der Energieeinsatz nach Anwendungen strukturiert. Die größte Energieintensität tritt bei mechanischen und wärmetechnischen Prozessen auf. Der Anstieg der letzten Jahre ist demnach größtenteils auf den wachsenden Bedarf an mechanischer Energie zurückzuführen. Der Einsatz in Form von Prozesswärme, Raumwärme und Beleuchtung bleibt auf gleichem Niveau.

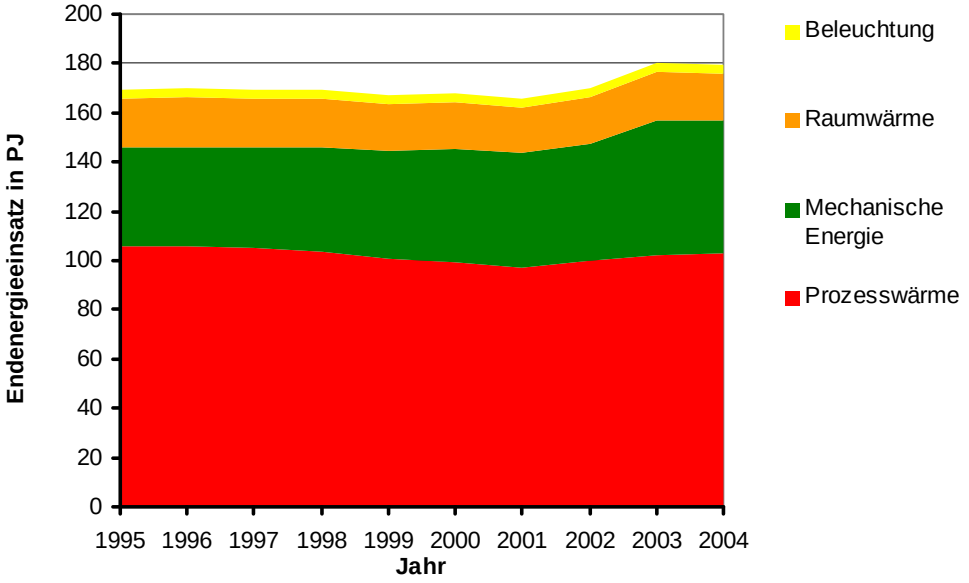

Abbildung 5-115: *Endenergieeinsatz im Ernährungsgewerbe nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.8.2 Endenergieeinsatz bezogen auf die Produktion

In **Abbildung 5-116** und **Abbildung 5-117** ist der Energieeinsatz bezogen auf die Produktion dargestellt. Es ergeben sich für den spezifischen Energieeinsatz bis 2001 rückläufige Werte. Da der Produktionsindex die Erzeugnisse monetär und mengenmäßig bewertet, könnte der Rückgang des spezifischen Energieeinsatzes seine Ursache in einer günstigen Preisentwicklung oder in einer gesteigerten energetischen Effektivität haben. Ab 2002 ist ein Aufwärtstrend im spezifischen Energiebedarf festzustellen /STBU 06a/, /STBU 06a/.

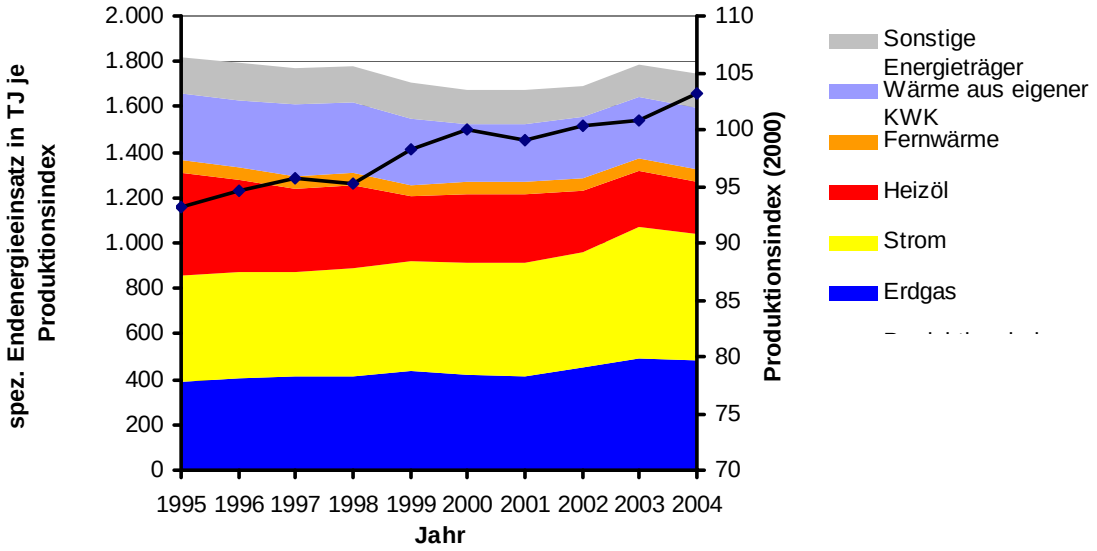

Abbildung 5-116: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex im Ernährungsgewerbe nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Abbildung 5-117 verdeutlicht, dass der Bedarf an Prozesswärme, bezogen auf die Produktion, leicht rückgängig ist, während der Einsatz mechanischer Energie auch spezifisch zunimmt. Beleuchtung und Raumwärme sind in den letzten Jahren auf konstantem Niveau geblieben.

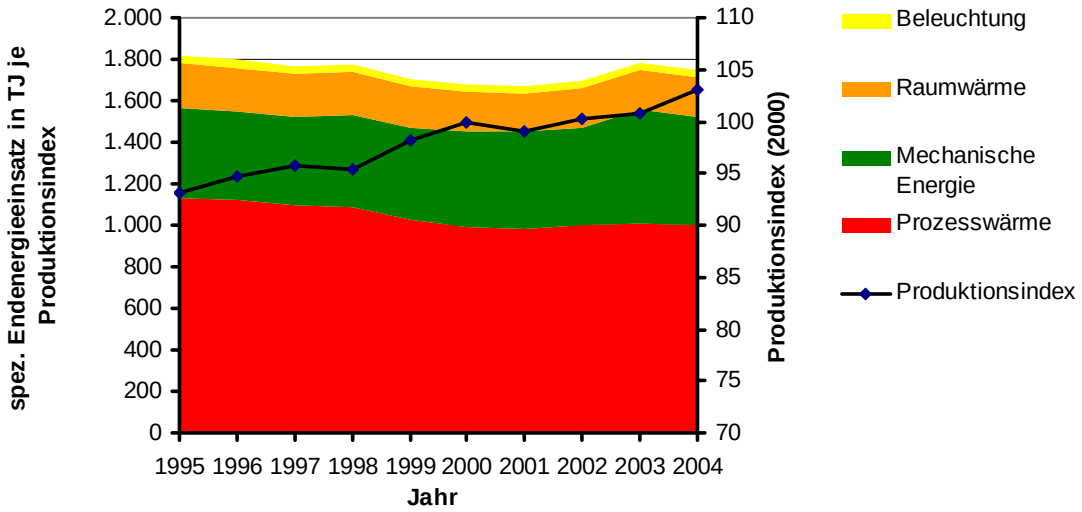

Abbildung 5-117: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex im Ernährungsgewerbe nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.8.3 KWK und Stromerzeugung

Für die industrielle Eigenerzeugung von Strom und KWK-Wärme werden überwiegend die Energieträger Erdgas, Heizöl, Stein- und Braunkohlen eingesetzt (**Abbildung 5-118**). Während der Kohlen- und Heizölverbrauch nahezu konstant bleibt, schwankt der Erdgaseinsatz zwischen 25,4 und 30,5 PJ. Die Produktionen von KWK-Wärme und Eigenstrom aus thermischen Anlagen sind als Linien dargestellt. Die Eigenstromerzeugung bewegt sich seit 1995 im Bereich von 5,6 bis 7,8 PJ, die KWK-Wärme zwischen 27,0 und 31,8 PJ.

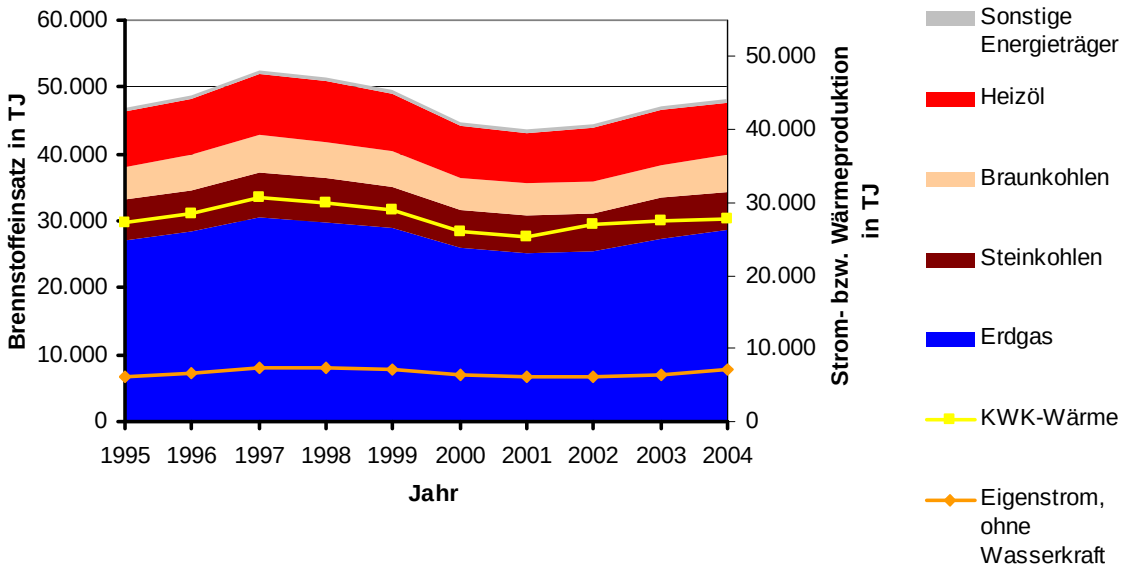

Abbildung 5-118: *Brennstoffeinsatz und Produktion im Bereich der KWK und reinen Stromproduktion im Ernährungsgewerbe /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /STBU 4.6.4/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.8.4 Temperaturniveaus

Nach /FFE 06a/ wurden 2002 im Wirtschaftszweig Ernährungsgewerbe 126,4 PJ Brennstoff zur Wärmeproduktion eingesetzt. Das Wärmeprofil ist in **Tabelle 5-34** dargestellt. Demnach werden 16 % für Raumwärme und 84 % für Prozesswärme verwendet. Überwiegend werden Temperaturen bis 200 °C benötigt, vereinzelt bis 300 °C.

Tabelle 5-34: *Temperaturniveaus im Ernährungsgewerbe /FFE 06a/*

Wirtschaftszweig	Raumwärme	Prozesswärme		
		0..100 °C	100..200 °C	200..300 °C
Ernährungsgewerbe	16 %	38 %	44 %	2 %

5.5.9 Automobilindustrie

Der Energieeinsatz der Automobilindustrie beträgt rund 128 PJ und hat somit einen Anteil von 4,0 % am Strom- und Brennstoffeinsatz im Verarbeitenden Gewerbe (2004; /STBU 06a/). In der Automobilindustrie sind die Hersteller von Kraftwagen und Kraftwagenteilen zusammengefasst. Diese Branche wird in der Klassifikation der Wirtschaftszweige vom Statistischen Bundesamt /STBU 03b/ in der Abteilung DM 34: „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ geführt. Folgende Gruppen mit relevantem Energieeinsatz lassen sich der Automobilindustrie zuordnen:

- Kraftwagen und Kraftwagenmotoren (Wirtschaftszweig 34.1: „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenmotoren“)
- Teile für Kraftwagen und deren Motoren (Wirtschaftszweig 34.3: „Herstellung von Teilen und Zubehör für Kraftwagen und Kraftwagenmotoren“)

Der „Sonstige Fahrzeugbau“ (nach /STBU 03b/ Wirtschaftszweig DM 35) beinhaltet unter anderem die Herstellung von Schiffen, Schienenfahrzeugen und Zweirädern und wird in dieser Studie nicht der Automobilindustrie zugeschrieben.

Mit rund 50 % besitzt die Automobilindustrie einen überdurchschnittlich hohen Stromverbrauch am gesamten Energieeinsatz dieser Branche (**Abbildung 5-119**). Weiterhin ist ersichtlich, dass auf die Automobilhersteller 57 % des Energieeinsatzes in der Automobilindustrie entfallen, auf die Zulieferbetriebe 40 %.

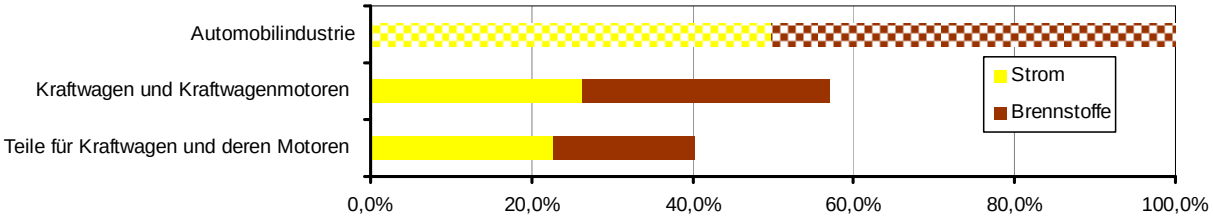

Abbildung 5-119: *Strom- und Brennstoffeinsatz in einzelnen Bereichen der Automobilindustrie /STBU 06a/*

5.5.9.1 Absoluter Endenergieeinsatz

Abbildung 5-120 beschreibt den Endenergieeinsatz in der Kraftwagenherstellung nach Energieträgern für die Jahre 1995 bis 2004, wobei der Brennstoffeinsatz für die Eigenerzeugung von Strom und KWK-Wärme nicht bilanziert wird. Zu sehen ist eine Zunahme in der Branche im betrachteten Zeitraum von ca. 10 PJ, was einem prozentualen Anstieg von 11 % entspricht. Mit 60 % des Gesamtendenergieeinsatzes im Jahr 2004 nehmen mechanische Energieanwendungen den Spitzenplatz unter den Energienutzungen ein, gefolgt von Raumwärme mit 21 %, Prozesswärme mit 14 % sowie Beleuchtung mit 4 %. Weiterhin zeigt das Diagramm eine Veränderung der Energieanwendungsstruktur im Betrachtungszeitraum, was sich vor allem an einer Zunahme in den Bereichen der mechanischen Energieanwendungen ablesen lässt (Anteil der mechanischen Energie: 1995: 48 %; 2004: 60 %).

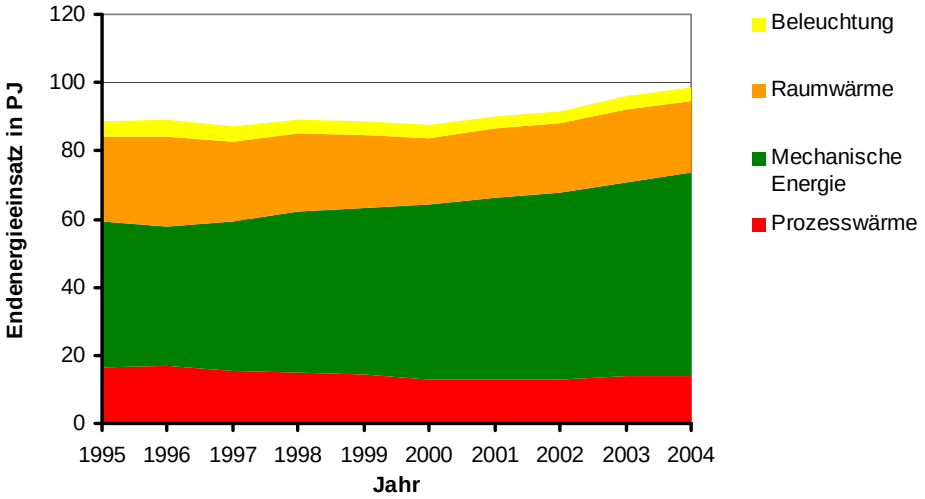

Abbildung 5-120: *Endenergieeinsatz in der Automobilindustrie nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Analog dazu veranschaulicht **Abbildung 5-121** den Endenergieeinsatz von 1995 bis 2004, gegliedert nach den verwendeten Energieträgern. Der größte Energieträgerposten im Jahr 2004 ist Strom mit 64,6 % am Endenergieeinsatz im Kraftwagenbau. Weniger große Anteile weisen Erdgas (22,3 %), Fernwärme (8,4 %), Heizöl (3,0 %) sowie Sonstige Energieträger (1,6 %) auf.

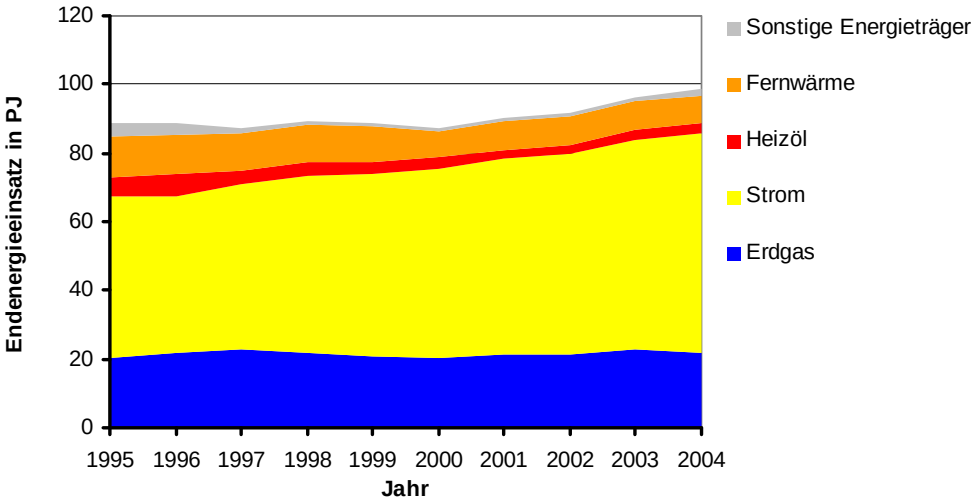

Abbildung 5-121: *Endenergieeinsatz in der Automobilindustrie nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.9.2 Energieeinsatz bezogen auf die Produktion

Abbildung 5-122 zeigt eine Bewertungsmethode, die auf dem Energieeinsatz und der Produktion basiert. Der spezifische Endenergieeinsatz je Produktionsindex ist im Diagramm als Fläche dargestellt und zeigt im betrachteten Zeitraum einen deutlichen Rückgang (33 % bezogen auf 1995). Da der absolute Energieeinsatz leicht ansteigt (vgl. Abbildung 5-120), liegt die Ursache in der stark zunehmenden Produktion, die in Form des Produktionsindex erfasst und im Diagramm als Linie dargestellt ist. Dieser Index bewertet die Produktion mengenmäßig und monetär. Aussagen über eine steigende Energieeffizienz der Fertigungsschritte lassen sich daraus nicht ableiten. Höhere Preise, der Einsatz ausländischer Kraftwagenteile, die nicht in den Bilanzraum Deutschland fallen, sowie die Produktionsumstellung zu energetisch günstigeren Teilen können weitere Gründe einer steigenden Produktion sein.

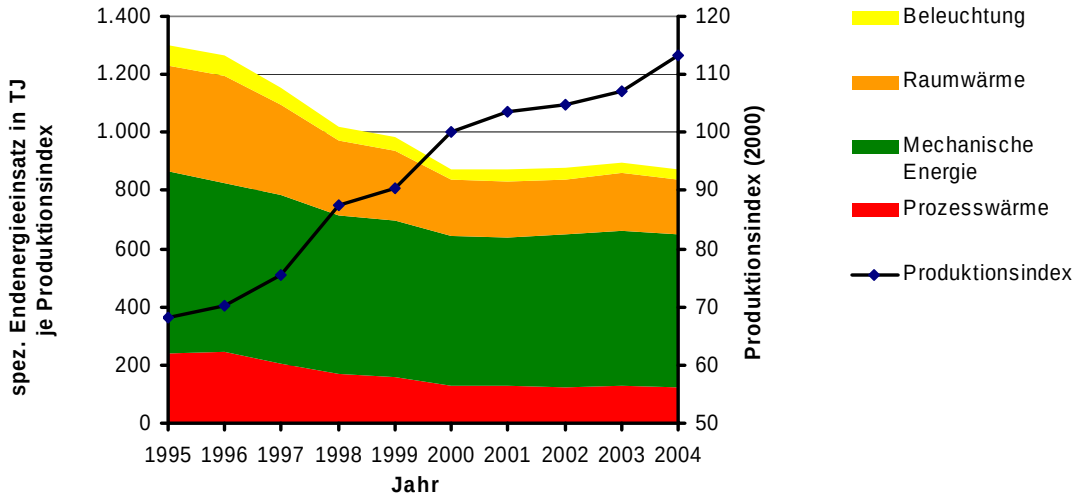

Abbildung 5-122: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex in der Kraftwagenherstellung nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Die in Abbildung 5-122 ersichtliche Abnahme des spezifischen Endenergieeinsatzes im Automobilbau lässt sich ebenfalls an den verwendeten Energieträgern ablesen. Wie in **Abbildung 5-123** zu sehen ist, zeigen sich Veränderungen des spezifischen Energiebedarfs bei der Nutzung aller Energieträger, vor allem bei der Verwendung von Heizöl (Rückgang des spezifischen Endenergieeinsatz 1995-2004: 64,8 %), von Fernwärme (59 %) sowie von Erdgas (34,5 %).

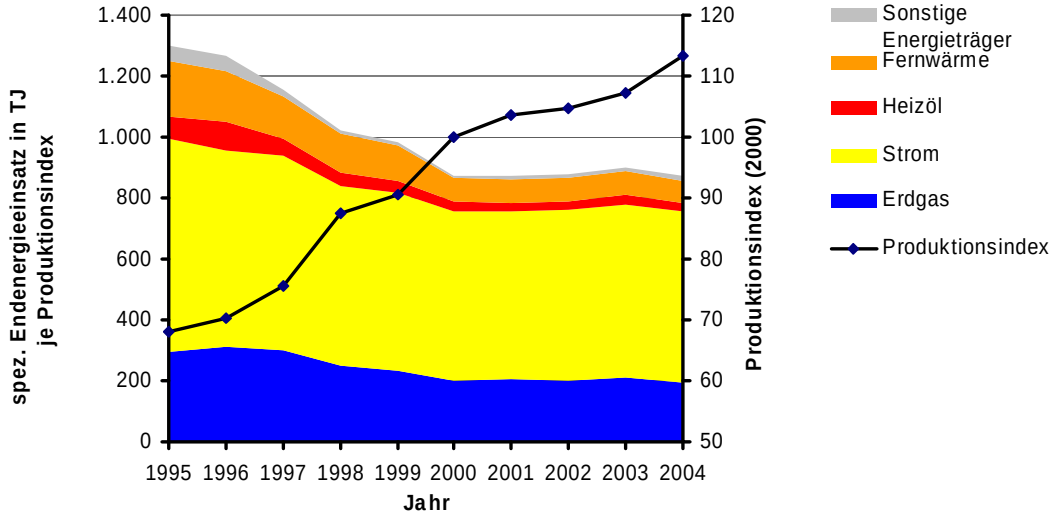

Abbildung 5-123: *Endenergieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex in der Kraftwagenherstellung nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.9.3 Stromeigenerzeugung

Im Gegensatz zum leicht steigenden Endenergieeinsatz in der Branche (vgl. Abbildung 5-120) verzeichnet der Verlauf des Brennstoffeinsatzes für die industrielle Stromproduktion von 1995 bis 1999 eine stark rückläufige Entwicklung und in den Folgejahren bis 2004 eine leicht ansteigende Tendenz. Diese Besonderheit der Auto-

mobilindustrie, im Gegensatz zu den anderen untersuchten Industriezweigen des „Verarbeitenden Gewerbes“, findet seine Ursachen vor allem in der Tatsache, dass die Stromeigenproduktion fast ausschließlich in Kraftwerken reiner Stromproduktion stattfindet, welche damit auf Strompreisschwankungen des Marktes flexibler reagieren können als Anlagen mit gleichzeitiger Wärme-Erzeugung.

So zeigt **Abbildung 5-124** für die Jahre 1995 bis 1999 einen um 51 %-Punkte fallenden Brennstoffeinsatz (Fläche) der Energieträger Erdgas, Steinkohlen, Heizöl, Braunkohlen sowie sonstiger verwendeter Energieträger für die reine Stromproduktion ohne Wasserkraft (Linie), welcher von 1999 bis 2004 noch einmal um 11 % leicht zulegt. Die Menge des produzierten Eigenstroms verläuft weitgehend parallel zum Brennstoffeinsatz, wobei zwischen 1995 und 1999 ein drastischer Rückgang des generierten Stroms (-900 TJ) und zwischen 1999 und 2004 ein insgesamt leichter Anstieg der Stromproduktion (+ 65 TJ) augenscheinlich ist.

Die in KWK-Anlagen erzeugte Prozess- und Raumwärme nimmt bei der Herstellung von Automobilen eine untergeordnete Bedeutung ein. So veröffentlicht das Statistische Bundesamt dazu keine Daten. Aus diesen Gründen werden in dieser Studie KWK-Anlagen der Automobilindustrie nicht berücksichtigt.

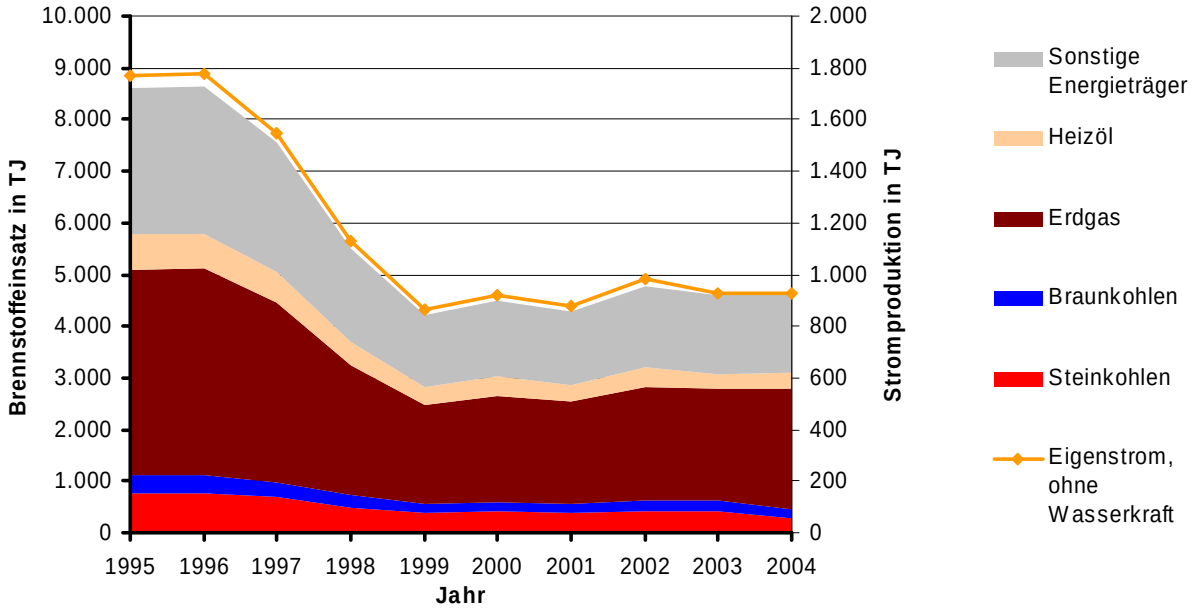

Abbildung 5-124: *Brennstoffeinsatz und Produktion im Bereich der reinen Stromproduktion in der Automobilindustrie /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /STBU 4.6.4/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.9.4 Temperaturniveaus

Tabelle 5-35 zeigt den Anteil des Brennstoffeinsatzes für Prozesswärme unterschiedlicher Temperaturniveaus sowie für den Raumwärmebedarf der Automobilindustrie. Dabei kommt mit 60 % des Brennstoffes der Raumwärme die größte Bedeutung zu. Während der Anteil für Prozesse mit Temperaturen zwischen 100 und 200 °C mit 21 % zu Buche schlägt, fallen die Anteile für Prozesse bei einer Temperatur von 0 bis 100 °C mit 13 % kleiner aus.

Tabelle 5-35: *Temperaturniveaus in der Kraftwagenherstellung* /FFE 06a/

Wirtschaftszweig	Raumwärme	Prozesswärme		
		0..100 °C	100..200 °C	700..1.300 °C
Automobilindustrie	60 %	13 %	21 %	5 %

5.5.10 Maschinenbau

Nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige /STBU 03b/ wird die Maschinenbaubranche unter der Abteilung DK 29 geführt. Diese ist in folgende Gruppen unterteilt:

- DK 29.1: Herstellung von Maschinen für die Erzeugung und Nutzung von mechanischer Energie
- DK 29.2: Herstellung von sonstigen nicht Wirtschaftszweig-spezifischen Maschinen
- DK 29.3: Herstellung von land- und forstwirtschaftlichen Maschinen
- DK 29.4: Herstellung von Werkzeugmaschinen
- DK 29.5: Herstellung von Maschinen für sonstige bestimmte Wirtschaftszweige
- DK 29.6: Herstellung von Waffen und Munition
- DK 29.7: Herstellung von Haushaltsgeräten

In **Abbildung 5-125** sind die beiden energieintensiven Bereiche des Maschinenbaus nach ihrem Brennstoff- und Strombedarf dargestellt. Die beiden Bereiche „Maschinen für die Erzeugung/Nutzung mechanischer Energie“ (DK 29.1) und „Sonstige Maschinen“ (DK 29.2 und DK 29.5) beanspruchen zusammen rund 78 % des Energieeinsatzes im Maschinenbau, die anderen Gruppen sind demnach aus energetischer Sicht von geringer Bedeutung und nicht dargestellt. Auffallend ist der hohe Stromanteil, wie er für weiterverarbeitende Unternehmen typisch ist (vgl. Automobilindustrie). Die Tatsache, dass der größte Bereich des Maschinenbaus unter „Sonstige Maschinen“ zusammengefasst ist, kennzeichnet die Vielschichtigkeit der Branche. Aus diesem Grund ist es auch nicht möglich, energetisch bedeutende und für den Maschinenbau repräsentative Herstellungsverfahren zu identifizieren.

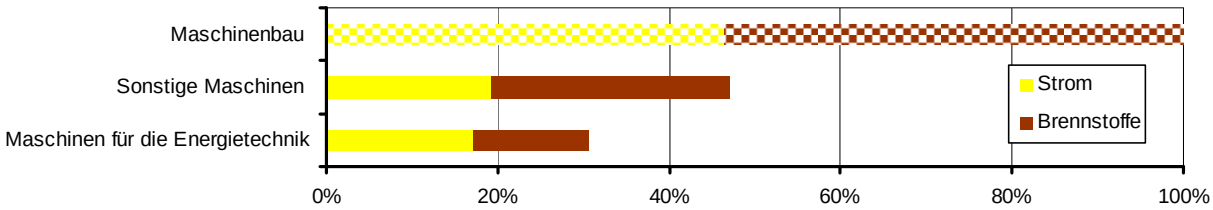

Abbildung 5-125: *Strom- und Brennstoffverbrauch in einzelnen Bereichen des Maschinenbaus /STBU 06a/*

5.5.10.1 Absoluter Endenergieeinsatz

In **Abbildung 5-126** ist der Energieeinsatz im Maschinenbau im Zeitraum von 1995 bis 2004 dargestellt. Die Summe bewegt sich zwischen 86 und 74 PJ und hat somit einen Anteil von rund 2,9 % (2004) an dem Verbrauch der gesamten Industrie. Ein deutlicher Rückgang im Energiebedarf in den Jahren 1996 bis 1998 hat sich in den folgenden Jahren stabilisiert. Die wichtigsten Energieträger sind Strom und Erdgas mit einem

durchschnittlichen Anteil von 42 bzw. 35 %. Der Einsatz von Heizöl ging in dem betrachteten Zeitraum deutlich zurück (1995: 19 %, 2004: 12 %). Fernwärme und sonstige Energieträger tragen zusammen nur vergleichsweise wenig zu dem bestehenden Energiemix bei (7,5 %).

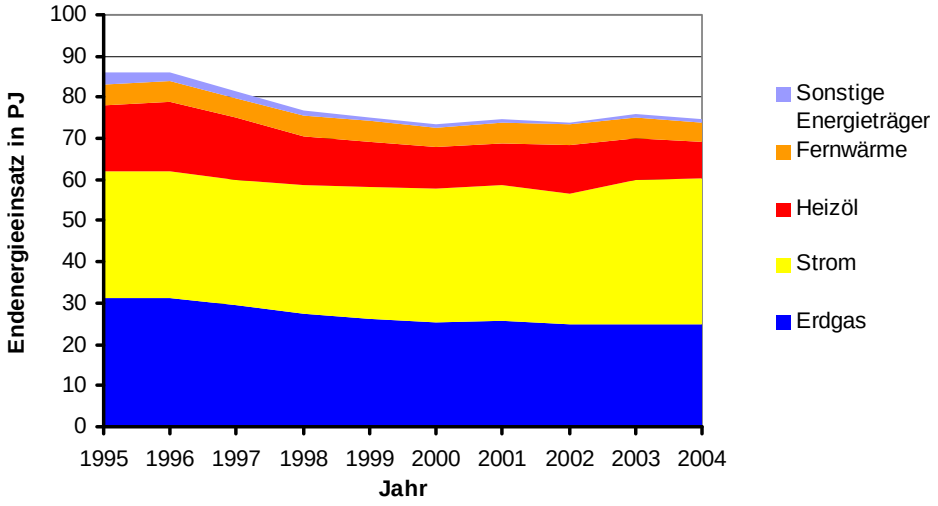

Abbildung 5-126: *Energieeinsatz im Maschinenbau nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

In **Abbildung 5-127** ist der Energieeinsatz nach den Anwendungen aufgeschlüsselt. Diese Abschätzung basiert auf Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen /AGEB V/ und eigenen Studien /FFE 06a/. Auffallend sind die Zunahme der mechanischen Anwendungen und der Rückgang der thermischen Verfahren. Mit Unsicherheiten ist hier jedoch behaftet, ob die Zunahme des Strombedarfs auf einer Umstellung von thermischen auf mechanische Verfahren beruht oder ob in thermischen Verfahren Brennstoffe durch Elektrizität substituiert wurden.

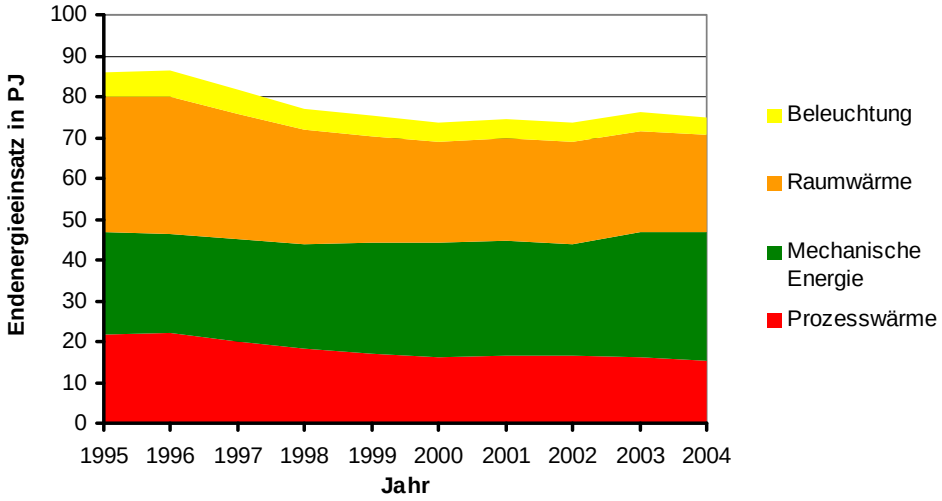

Abbildung 5-127: *Energieeinsatz im Maschinenbau nach Energieanwendungen /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

5.5.10.2 Endenergieeinsatz bezogen auf die Produktion

Durch einen Vergleich des Endenergieeinsatzes mit der Produktion lassen sich Rückschlüsse auf die energetische Effizienz ziehen. Die Produktion wird durch den Produktionsindex dargestellt, der die Erzeugnisse der betreffenden Branche mengenmäßig und monetär bewertet. Der Produktionsindex (PI) ist in **Abbildung 5-128** als Linie dargestellt und bewegt sich zwischen 87 und 102 Punkten. Anders als in den anderen untersuchten Branchen verläuft der als Fläche dargestellte, spezifische Endenergiebedarf nicht gleichmäßiger, sondern schwankender als der absolute Bedarf. Dies zeigt, dass der Energieeinsatz im Maschinenbau nur in geringem Maß von der Produktion abhängt. Der Grund dafür könnte sein, dass der Einfluss der Preisentwicklung den Einfluss der produzierten Mengen überwiegt. Ein Zusammenhang zwischen dem Energiebedarf, der Produktionsmenge und den Preisen der Erzeugnisse wird nicht offensichtlich. Man erkennt in den Jahren 2000 bis 2002, dass die Produktion bei gleich bleibendem absoluten Energieeinsatz (vgl. Abbildung 5-127) gesteigert werden konnte, woraus sich ein reduzierter spezifischer Endenergieeinsatz ergibt.

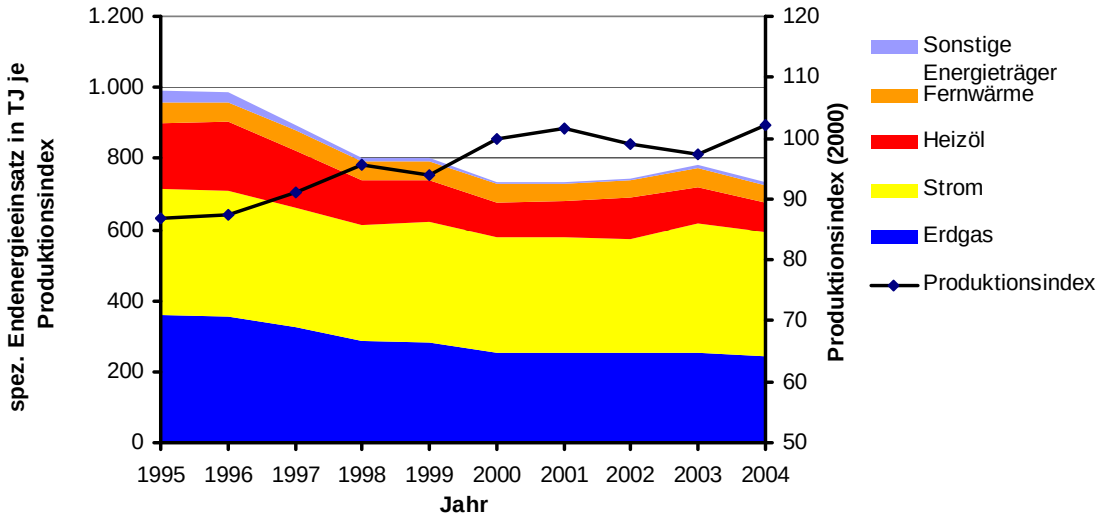

Abbildung 5-128: *Energieeinsatz bezogen auf den Produktionsindex im Maschinenbau nach Energieträgern /STBU 4.1.1/, /STBU 06a/, /STBU 06a/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Die Eigenerzeugung von Strom und KWK-Wärme im Maschinenbau ist von untergeordneter Rolle. Während 1995 noch 1,5 % des Strombedarfs aus Eigenerzeugung stammte (467 TJ), waren es 2002 nur noch 0,2 % (71 TJ). Dieser Rückgang der ohnehin geringen Stromeigenerzeugung kann auf das Ausgliedern von Stromdienstleistern zurückgeführt werden. Das Statistische Bundesamt veröffentlicht für den Maschinenbau keine Angaben zum Brennstoffeinsatz in der Stromeigenerzeugung oder der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen. Dieser geringe Beitrag der Eigenerzeugung wird in dieser Studie vernachlässigt, sein Einfluss wird für 2005 unter 1 % geschätzt.

5.5.10.3 Temperaturniveaus

Tabelle 5-36 zeigt den Anteil des Brennstoffeinsatzes für Prozesswärme unterschiedlicher Temperaturniveaus sowie für den Raumwärmebedarf im Maschinenbau. Dieser ist nach /FFE 06a/ identisch mit der Struktur in der Automobilbranche. Demnach

beansprucht die Raumwärme 60 % der eingesetzten Brennstoffenergie. Für Prozesse mit Temperaturen zwischen 0 und 100 °C werden 13 %, im Temperaturbereich von 100 bis 200 °C rund 21 % angegeben. Vereinzelt finden Prozesse mit Temperaturen zwischen 700 und 1.100 °C Anwendung, auf die rund 5 % der Brennstoffenergie entfallen.

Tabelle 5-36: *Temperaturniveaus im Maschinenbau /FFE 06a/*

Wirtschaftszweig	Raumwärme	Prozesswärme			
		0..100 °C	100..200 °C	700..900 °C	900..1.100 °C
Maschinenbau	60 %	13 %	21 %	4 %	1 %

5.6 Analyse des Sektors Verkehr

Einleitung
Mobilität gilt als ein Merkmal einer modernen Industriegesellschaft. Während andere Sektoren nur gemäßigte Zuwachsraten aufweisen, zeichnet sich im Verkehrssektor eine dynamische Entwicklung ab. Beim Personenverkehr trifft dies verstärkt auf den motorisierten Individualverkehr und den Personenluftverkehr zu. Technische Neuerungen im Bereich der Antriebstechnik und politische Maßnahmen wie die höhere Besteuerung der Automobilkraftstoffe führten zu Effizienzsteigerungen sowie zu einer verringerten Fahrleistung von Fahrzeugen mit Otto-Motor. Eine Reduzierung des Energiebedarfs im gesamten Verkehrssektor konnte bisher allerdings nicht erreicht werden.

Die höchsten Zuwachsraten im Güterverkehr verzeichnen die Verkehrsträger Straße und Luftfahrt. Die Zugänge zu weltweit verteilten Märkten für Produkte und Dienstleistungen werden zunehmend erleichtert und wahrgenommen. Die Geschwindigkeit der Warenlieferung gewinnt dabei stetig an Bedeutung.

Eine geeignete Lenkung des gesamten Verkehrs, der bestimmt wird durch das wachsende Bedürfnis nach Mobilität und durch die Globalisierung des Warenverkehrs, stellt auch für Deutschland bereits heute, aber in verstärktem Maße in der nahen Zukunft, eine zentrale Herausforderung dar.

5.6.1 Definition und Abgrenzung des Sektors

Der Ausdruck „Verkehrsträger“ /THA 90/ wird als Überbegriff der folgenden Bereiche verwendet:

- Straßenverkehr
- Schienenverkehr
- Luftverkehr
- Schifffahrtsverkehr

Der Verkehrssektor kann laut /THA 90/ nach den folgenden Verkehrsarten unterteilt werden:

- Personenverkehr
  - Nahverkehr
  - Fernverkehr
- Güterverkehr

Der Straßenverkehr ist definiert als die auf öffentlichen Straßen, Wegen und Plätzen stattfindende Fortbewegung von Kraftfahrzeugen. Hierzu zählen zulassungspflichtige Kraftfahrzeuge und zulassungsfreie Fahrzeuge mit amtlichem Kennzeichen innerhalb des Erhebungsgebietes der Bundesrepublik Deutschland. Nicht einbezogen sind Fahrzeuge mit rotem Kennzeichen, Ausfuhrkennzeichen sowie der Bundeswehr. Hingegen werden generell auch jene Fahrzeuge laut /STJB 06/ mitgezählt, die bei den Zulassungsstellen als nur vorübergehend stillgelegt geführt werden, insbesondere Cabriolets und Krafträder.

Weiterhin werden die Verkehrsarten Personen- und Güterverkehr unterschieden. Der Personenverkehr wird bestimmt durch den Einsatz der Verkehrsmittel Pkw, Krafträder und Busse. Im Güterverkehr werden Lkw, Sattelzüge und sonstige Kraftfahrzeuge, wie zum Beispiel Ackerschlepper und Geräteträger (ohne Landwirtschaft) oder zulassungsfreie Arbeitsmaschinen ohne Fahrzeugbrief mit amtlichen Kennzeichen eingesetzt /DIW 06/. Da Lkws über das zulässige Gesamtgewicht von mind. 3,5 t definiert sind, wird der Güterverkehr mit Fahrzeugen unterhalb dieses Gewichts, beispielsweise Kurierfahrten mit dem Pkw, dem Personenverkehr zugeschrieben.

Der Schienenverkehr ist definiert als die Bewegung von Eisenbahnwagen der Eisenbahnverkehrsunternehmen mittels Lokomotiven und Triebwagen. Eine Aufteilung erfolgt nach den Verkehrsarten:

- Personenschienenverkehr
  - Schienennahverkehr
  - Schienenfernverkehr
- Güterschienenverkehr

Laut /STBU 05b/ ist der Berichtskreis der Eisenbahnstatistik funktional abgegrenzt. Es melden alle Eisenbahnunternehmen des öffentlichen Verkehrs, die Eisenbahnverkehr als Haupt-, Neben- oder Hilfstätigkeit betreiben. Nach den in dem Verkehrsstatistikgesetz (VerkStatG) neu definierten Abschneidegrenzen wurden zahlreiche Auskunftspflichtige aus der monatlichen Berichtspflicht entlassen. So werden in der ausführlichen Güterverkehrsstatistik nur noch 25 Großunternehmen, die den vorgegebenen Schwellenwert von 10 Mio. Tonnenkilometer (tkm) im Jahr überschreiten, befragt.

Die Daten zum gewerblichen Flugverkehr werden monatlich von den 24 internationalen Flughäfen in Deutschland erhoben. In einer Jahreserhebung werden darüber hinaus der Flugbetrieb der Regionalflughäfen sowie der nicht gewerbliche Betrieb erfasst. Die Daten zur Verkehrsleistung umfassen dabei jeweils die Teilstrecken, die sich durch Zwischenstopps ergeben, sowie die Gesamtstrecke. Die Flughäfen melden diese Daten sowohl für die abfliegenden als auch für die ankommenden Maschinen. In /STBU 06d/ werden Ergebnisse mit und ohne Doppelzählungen dargestellt, die sich aus Umsteigern in deutschen Flughäfen ergeben. Die Ausweisung der Verkehrsleistung basiert auf den Flugkilometern, die unterteilt werden in die Entfernung zur bzw. von der deutschen Grenze und die Entfernung, die im Ausland zurückgelegt wird.

Der Verkehrsbereich der Schifffahrt wird in Binnen- und Seeschifffahrtsverkehr unterteilt. Von den deutschen Häfen werden dabei die Daten aller Seeschiffe größer 100 BRZ (Bruttoraumzahl) /STBU 06b/ und aller Binnenschiffe mit mehr als 50 tdw (Tonnen Tragfähigkeit) /STBU 06c/ erfasst und den Statistischen Landesämtern gemeldet. Die Zuordnung der deutschen Schiffe erfolgt über das Merkmal „Meldehafen“. Während im Binnenverkehr die Verkehrsleistung in Tonnenkilometern erfasst wird, werden für den Seeverkehr die zurückgelegten Entfernungen nicht erhoben.

Da der Anteil des Energieeinsatzes des Schiffverkehrs am Verkehrsektor bundesweit unter einem Prozent (0,4 % in 2002) bleibt, wird dieser Bereich weitgehend ausgeklammert. Problematisch beim Beurteilen des Treibstoffverbrauchs ist zudem, dass Schiffe einen großen Kraftstofftank aufweisen und demnach in steuerlich günstigen

Ländern entsprechende Bevorratungen anlegen können. Dies gilt für die international ausgelegte Seeschifffahrt stärker als für die Binnenschifffahrt.

5.6.2 Datenlage und methodisches Vorgehen

Um den Verkehrssektor energetisch abbilden zu können, werden die einzelnen Verkehrsträger anhand von Kenngrößen bewertet. Einheitliche Kenngrößen für verschiedene Verkehrsmittel erlauben eine Gegenüberstellung unter energetischem Gesichtspunkt. Die zugrunde liegenden Daten werden überwiegend aus amtlichen Verkehrsleistungsstatistiken entnommen, wie z. B. dem Kraftfahrtbundesamt /STBU 05b/ oder dem Statistischen Bundesamt /STJB 06/, und nach geeigneten Methoden weiter bearbeitet. Die Ergebnisse werden mit denen anderer aktueller Studien verglichen, wie z. B. mit dem Energiereport IV /EWI 05/ oder der Enquete-Studie /ENQ 02/.

Die Verkehrsleistung wird in der bewältigten Weglänge der Fahrzeuge (Fahrzeugkilometer Fkm) gemessen. Die Verkehrsleistung wird je nach Verkehrsart weiter in Beförderung von Personen nach Anzahl (Beförderungsleistung in Personenkilometer Pkm) und in Transport von Gütern nach ihrem Bruttogewicht (Transportleistung in Tonnenkilometer tkm einschließlich Verpackung) unterschieden (**Abbildung 5-129**). Fahren beispielsweise in einem Bus 30 Personen über eine Entfernung von 20 km zwischen den Orten A und B, so wird eine Beförderungsleistung von 600 Pkm ausgewiesen. Die beförderten Personen des Verkehrs werden grundsätzlich als Beförderungsfälle erfasst, d. h. eine Person, die im Erfassungszeitraum mehrere Fahrten unternommen hat, wird mehrfach gezählt. Das Verhältnis von Pkm/Fkm und tkm/Fkm gibt den Besetzungsgrad bzw. die Beladung an.

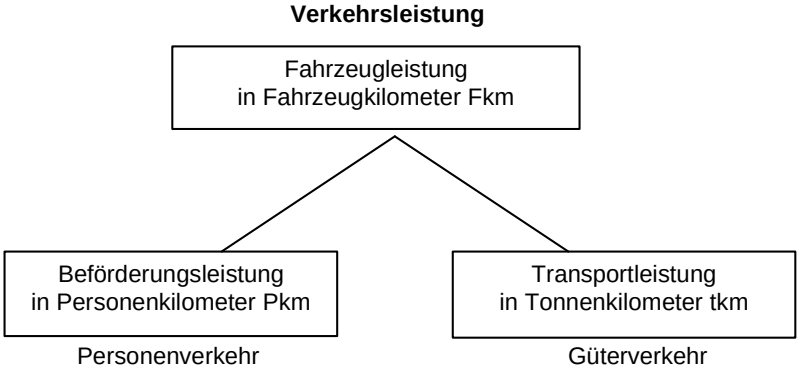

Abbildung 5-129: *Die Verkehrsleistung als Überbegriff der Fahrzeug-, Beförderungs- und Transportleistung*

In der Seeschifffahrt wird die Transportleistung nicht erhoben. In den Häfen wird die Beförderungsmenge erhoben, die allerdings keine Aussage über die zurückgelegte Weglänge zulässt. Die Beförderungsmengen in der Seeschifffahrt werden unterteilt nach folgenden Güterabteilungen:

- Erdöl, Mineralölerzeugnisse und Gase
- Fahrzeuge, Maschinen, sonstige Halb- und Fertigwaren und besondere Transportgüter
- Eisen, Stahl und Nichteisenmetalle

- Restliche Beförderungsgüter (land- und forstwirtschaftliche Erzeugnisse, Nahrungs- und Futtermittel, feste mineralische Brennstoffe, Erze und Metallabfälle, Steine und Erden, Düngemittel, chemische Erzeugnisse)

Energieeinsatz, Treibstoffverbrauch
Der Kraftstoffverbrauch wird aufgeteilt in den spezifischen Verbrauch und den absoluten Verbrauch. Der spezifische Wert gibt den Kraftstoffbedarf eines jeweiligen Kraftfahrzeugs pro 100 Fkm an. Da dies stark von der Beladung und den Fahrzyklen abhängt, sind, soweit nichts anderes angegeben ist, durchschnittliche Werte der betrachteten Gruppe zugrunde gelegt worden. Hingegen erfolgt die Angabe des absoluten Verbrauchs in Litern und wird nach den verschiedenen Treibstoffarten unterschieden.

Der Energieeinsatz errechnet sich aus dem Heizwert der Treibstoffe in MJ pro Liter und dem absoluten Verbrauch in Litern des jeweiligen Kraftstoffs. Die Heizwerte der Treibstoffe sind in **Tabelle 5-37** dargestellt. Der Energieeinsatz bezieht sich direkt auf die Antriebsleistungen der einzelnen Verkehrssektoren. Der Energieaufwand für sekundäre Leistungen, wie zum Beispiel für die Beleuchtung oder die Beheizung von Bahnhofsräumen, wird nicht berücksichtigt. Der spezifische Energieeinsatz wird auf die Verkehrsleistung bezogen und in Energie je Fahrzeug-, Personen- oder Tonnenkilometer angegeben.

Tabelle 5-37: *Kraftstoffeigenschaften /MWV 03a/*

Kraftstoff	Heizwert in MJ/l	Dichte in kg/l
Otto	32,88	0,74
Diesel	35,66	0,83

5.6.3 Endenergieverbrauch und energetische Kenngrößen

Der Verkehrssektor wird durch den Straßenverkehr dominiert (**Abbildung 5-130**). Rund 86 % des Energieeinsatzes erfolgt im Straßenverkehr. Die Luftfahrt beansprucht mit 11 % den zweitgrößten Posten, der Schienen- und Schiffsverkehr nehmen vergleichsweise geringe Werte ein.

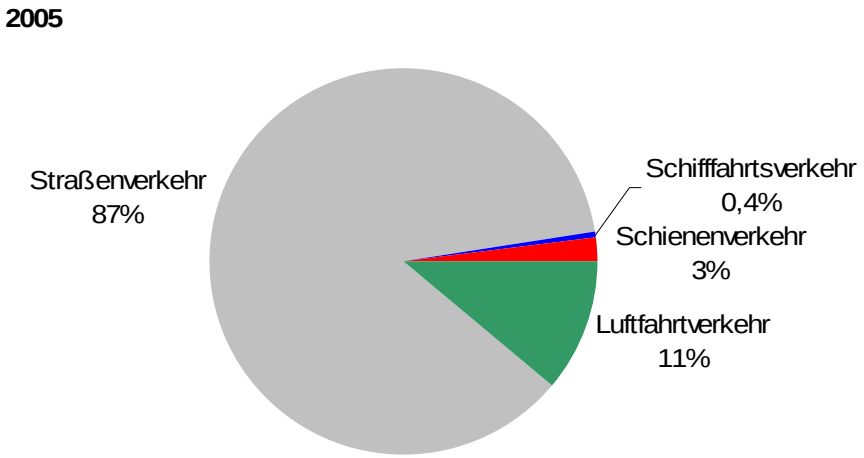

Abbildung 5-130: *Energieeinsatz des Verkehrs 2005 anteilig nach Verkehrsträgern /AGEB 06/, /eigene Berechnungen/*

Betrachtet man den Energieeinsatz der letzten zehn Jahre (**Abbildung 5-131**), so zeigen nur der Straßen- und Luftverkehr einen Zuwachs gegenüber 1995. Im Fall des Straßenverkehrs treten ab 1999 auch Jahre mit Energiebedarfsrückgängen auf. Der Luftverkehr steigerte seinen Bedarf kontinuierlich.

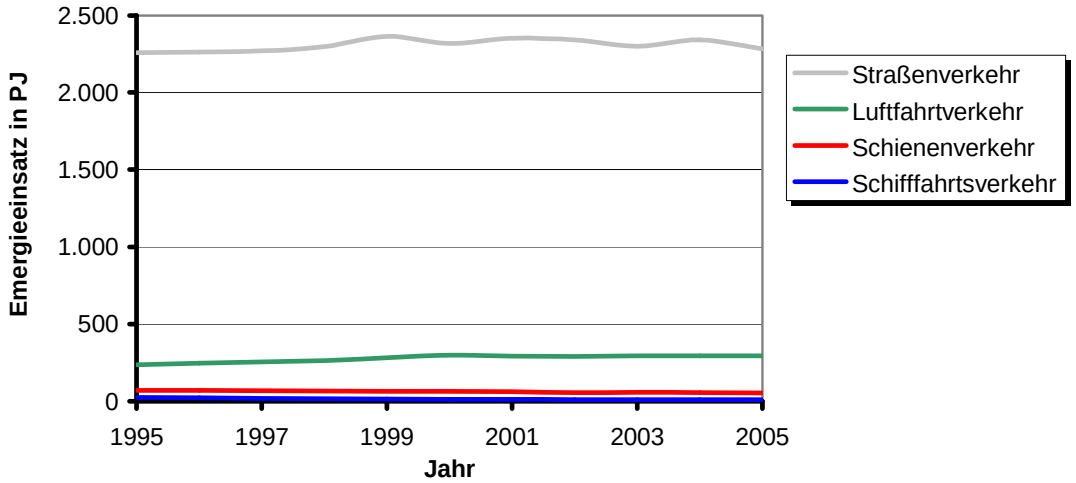

Abbildung 5-131: *Energieeinsatz nach Verkehrsträgern im Verkehrssektor /eigene Berechnungen/*

Der Sektor Verkehr kann in Personen- und Güterverkehr unterteilt werden. In **Abbildung 5-132** tritt die hohe Bedeutung des Personenverkehrs hervor. Im Jahr 2005 ist das Verhältnis des Energiebedarfs des Personenverkehrs zum Güterverkehr 76 : 24. In den zurückliegenden Jahren variierte dieser Anteil um weniger als 1 %.

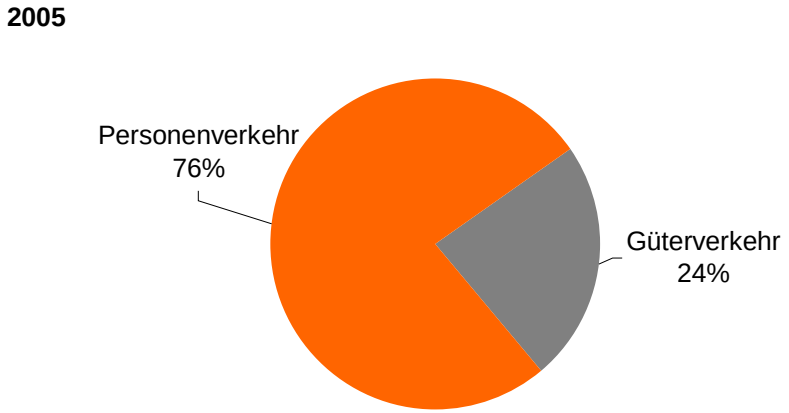

Abbildung 5-132: *Energieeinsatz im Verkehrssektor nach Verkehrsart (2005) /eigene Berechnungen/*

Der spezifische Energiebedarf der unterschiedlichen Verkehrsträger wird in den folgenden Grafiken gegenüber gestellt. Im Personenverkehr (**Abbildung 5-133**) ist die Bezugsgröße ein Personenkilometer. Die Werte variieren von 0,3 MJ/Pkm im Schienenfernverkehr bis zu 1,77 MJ/Pkm im individuellen Straßenverkehr. Von wesentlicher Bedeutung ist dabei der Besetzungsgrad, der in den Kapiteln der einzelnen Verkehrsträger dargestellt ist. Im Güterverkehr (**Abbildung 5-134**) dient ein Tonnenkilometer als Bezugsgröße. Hierbei ist die Bandbreite des spezifischen Energiebedarfs deutlich größer. Der Schiffsverkehr und der Luftfrachtverkehr unterscheiden sich fast um den Faktor 100. Der spezifische Energiebedarf berücksichtigt jedoch nicht die Geschwindigkeit, mit der die Personen und die Fracht befördert werden.

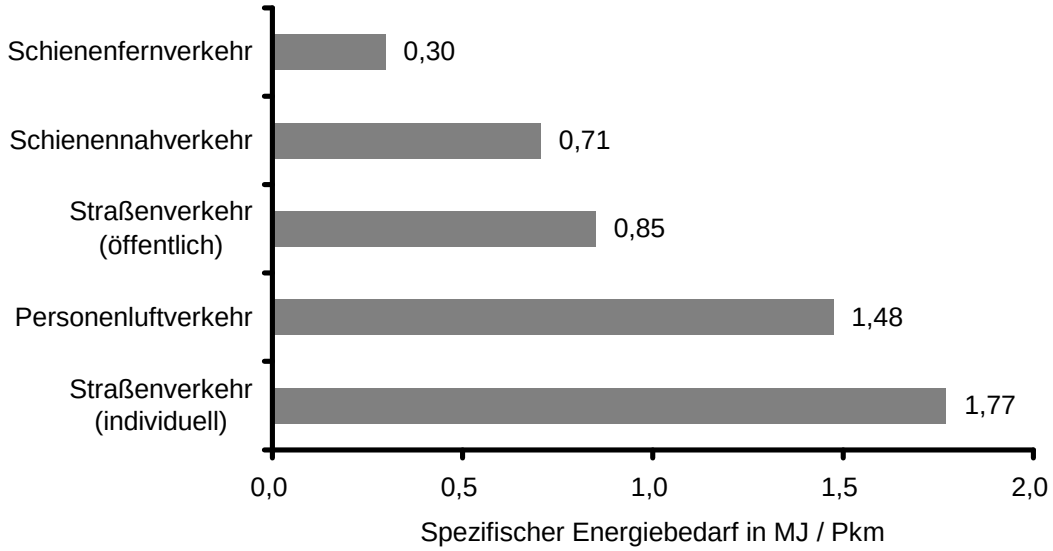

Abbildung 5-133: *Spezifischer Energiebedarf verschiedener Verkehrsträger des Personenverkehrs (2005) /eigene Berechnungen/*

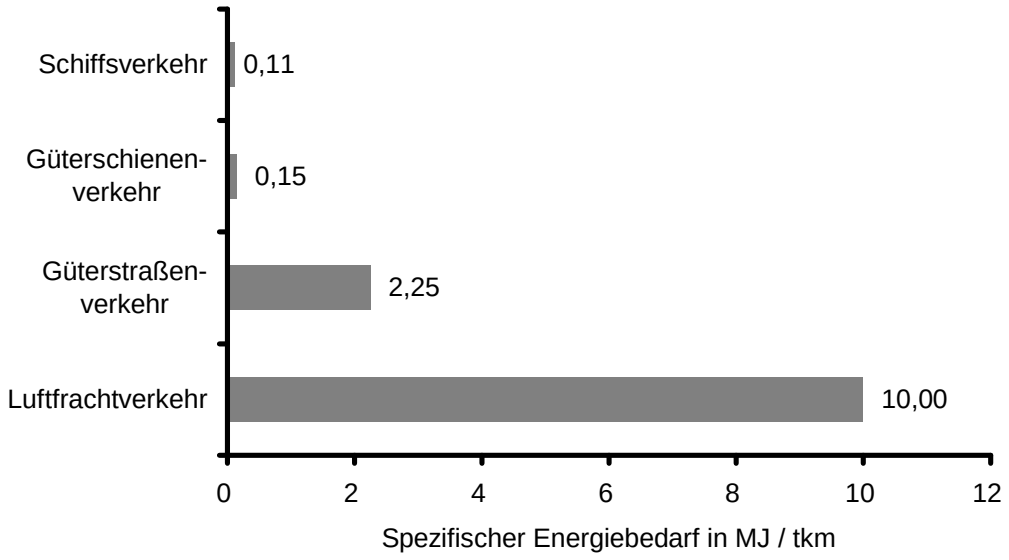

Abbildung 5-134: *Spezifischer Energiebedarf verschiedener Verkehrsträger des Güterverkehrs (2005) /eigene Berechnungen/*

Personenverkehr

Innerhalb des Personenverkehrs zeichnet sich hinsichtlich des Energieeinsatzes ein ähnliches Bild wie im Gesamtverkehr ab (**Abbildung 5-135**). Vergleicht man damit die Verkehrsleistung (**Abbildung 5-136**), so wird ersichtlich, dass der Schienen- und Luftverkehr stärker zur Beförderung beitragen, als es ihrem Energiebedarf entspricht. Dies spricht für die höhere Effizienz dieser beiden Verkehrsträger gegenüber dem Straßenverkehr.

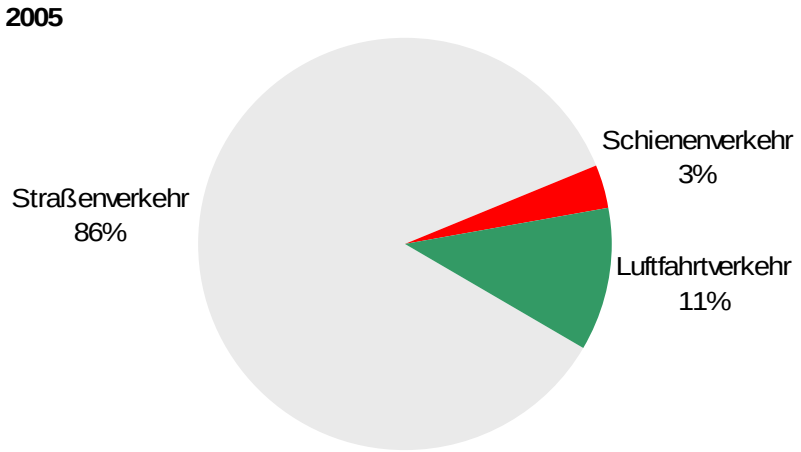

Abbildung 5-135: *Energieeinsatz des Personenverkehrs 2005 anteilig nach Verkehrsträgern /DIW 06/, /DBAG 05/, /AGEB 06/, /eigene Berechnungen/*

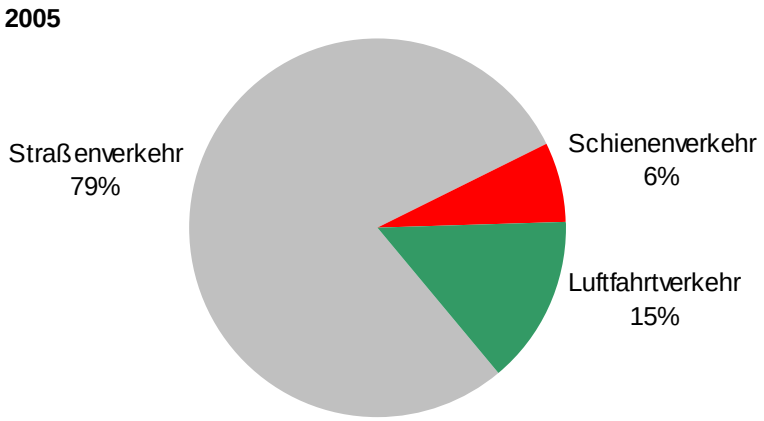

Abbildung 5-136: *Verkehrsleistung (Personenkilometer) des Personenverkehrs 2005 anteilig nach Verkehrsträgern /STBU 05b/, /STBU 05d/, /STBU 05e/, /STBU 05f/, /DIW 06/, /DBAG 05/, /VDV 04/*

Die Beförderungsleistungen der letzten Jahre (**Abbildung 5-137**) zeigen im Schienenverkehr nur geringe Schwankungen. Der Straßenverkehr legt im betrachteten Zeitraum um 4 %, der Luftverkehr sogar um 58 % zu.

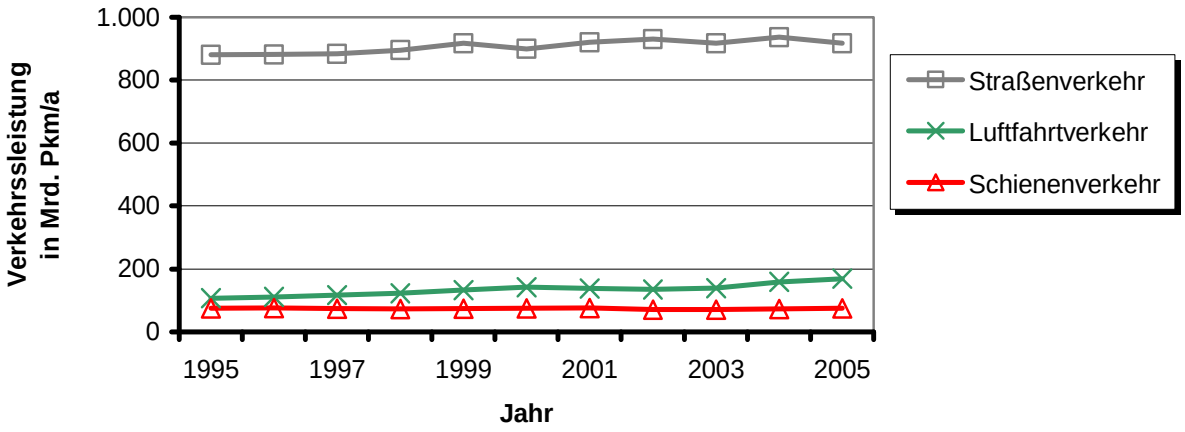

Abbildung 5-137: *Beförderungsleistung im Personenverkehr*

Güterverkehr

Im Güterverkehr (**Abbildung 5-138**) dominiert der Energiebedarf für den Straßenverkehr. Hinsichtlich der Verkehrsleistung tragen die Massenverkehrsträger Binnenschifffahrt und Schienenverkehr jedoch relativ stärker zur Transportleistung bei (**Abbildung 5-139**).

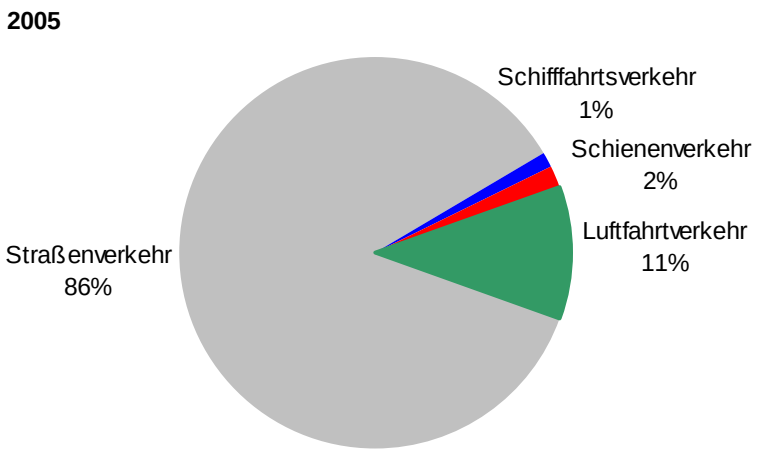

Abbildung 5-138: *Energieeinsatz des Güterverkehrs 2005 anteilig nach Verkehrsträgern /DIW 06/, /DBAG 05/, /AGEB 06/, /eigene Berechnungen/*

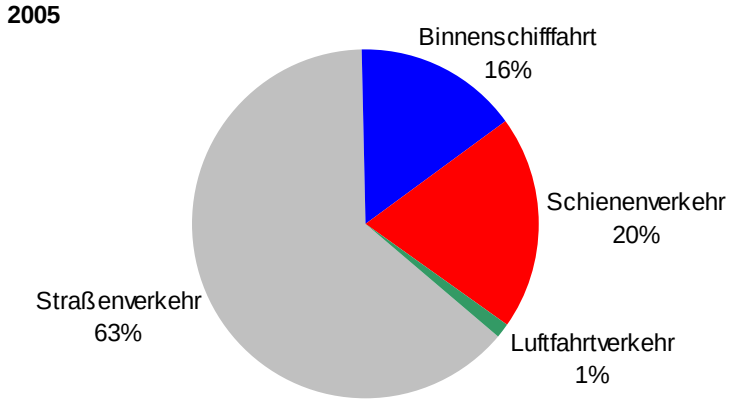

Abbildung 5-139: *Verkehrsleistung (Tonnenkilometer) des Güterverkehrs 2005 anteilig nach Verkehrsträgern /STBU 05b/, /STBU 05d/, /STBU 05e/, /STBU 05f/, /DIW 06/, /DBAG 05/*

Die Entwicklung der Transportleistung in den letzten Jahren zeigt ein dynamisches Bild (**Abbildung 5-140**). Insgesamt steigt die Güterbeförderung im betrachteten Zeitraum deutlich an, insbesondere in dem Bereich Straßenverkehr (+30 %), Schienenverkehr (+35 %) und Luftverkehr (+60 %).

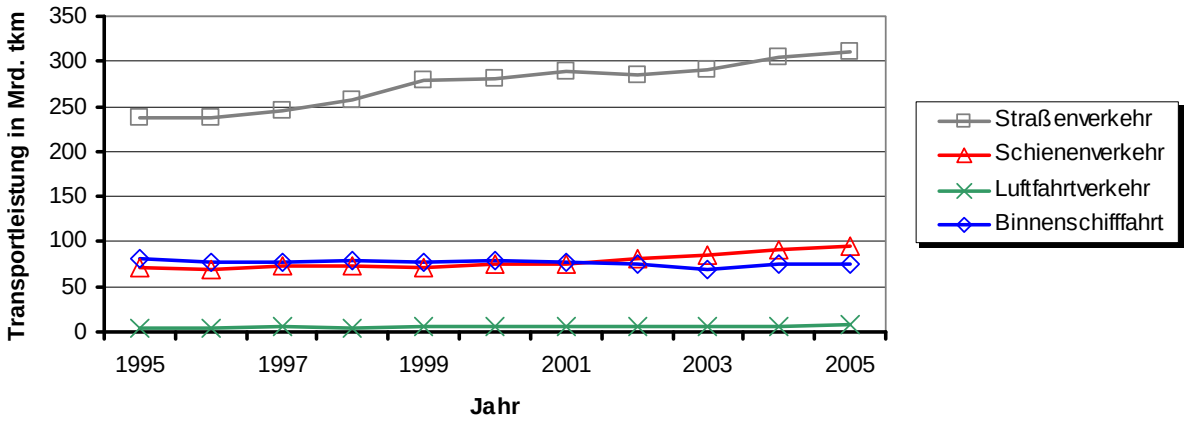

Abbildung 5-140: *Transportleistung im Güterverkehr*

5.6.3.1 Straßenverkehr

5.6.3.1.1 Überblick

Absoluter Energieeinsatz

Der Energieeinsatz des Verkehrssektors setzt sich aus dem Energieinhalt (Heizwert) der Kraftstoffe sowie der elektrischen Energie zusammen. Diese Betrachtung der Endenergie umfasst nicht die Bereitstellung der Kraftstoffe (Förderung, Raffination), die außerhalb des Verkehrssektors abläuft.

Der Energieeinsatz des Straßenverkehrs (**Abbildung 5-141**) in Deutschland belief sich im Jahr 2005 auf 2.283 PJ, das entspricht einer Zunahme von 1 % bezogen auf 1995 /DIW 06/, /eigene Berechnungen/. Rund 2/3 entfallen davon auf den motorisierten Individualverkehr (MIV), fast 1/3 auf den Güterverkehr. Während der Einsatz für den MIV zwar Schwankungen unterliegt, sich aber auf gleichem Niveau bewegt, steigt der Energiebedarf im Güterverkehr (2005: +12 % gegenüber 1995). Der öffentliche Personenverkehr fällt energetisch nicht ins Gewicht, verzeichnet aber von 1995 bis 2005 eine Abnahme um 7 %.

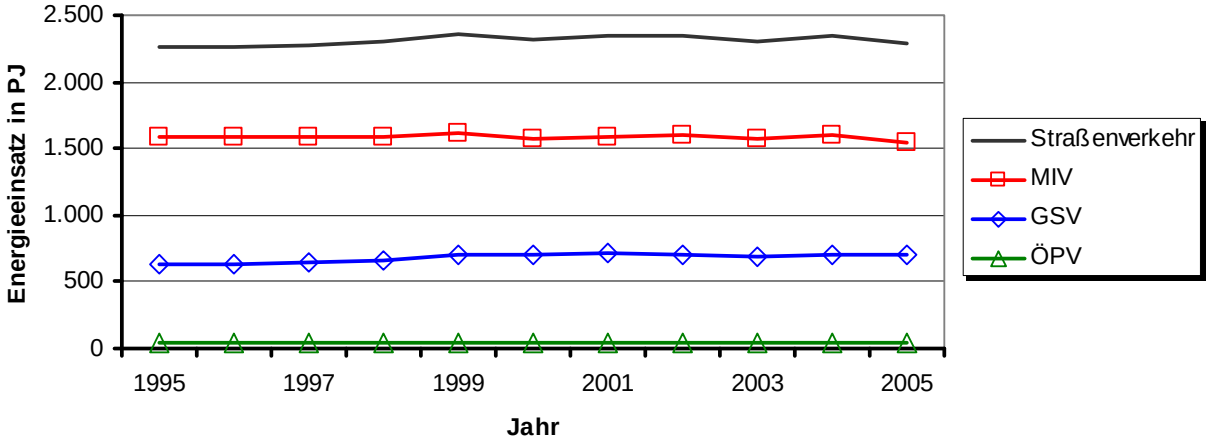

Abbildung 5-141: *Absoluter Energieeinsatz im Straßenverkehr nach den Verkehrsarten motorisierter Individualverkehr (MIV), öffentlicher Personenverkehr (ÖPV) und Güterstraßenverkehr (GSV) /DIW 06/, /VDV 04/, /VDEW 06/*

Spezifischer Energieeinsatz im Straßenverkehr

Das Verhältnis aus absolutem Energieeinsatz und erbrachter Verkehrsleistung ergibt den spezifischen Energieaufwand. **Abbildung 5-142** stellt die Werte des Güterverkehrs in MJ/tkm und die des Personenverkehrs in MJ/Pkm gegenüber. Ersterer reduziert sich von 1995 bis 2005 um 14 % und beträgt im Jahr 2005 in etwa 2,25 MJ/tkm. Der Energieeinsatz im Personenverkehr nimmt im genannten Zeitraum kontinuierlich mit 1 % pro Jahr ab und beträgt 2005 1,73 MJ/Pkm.

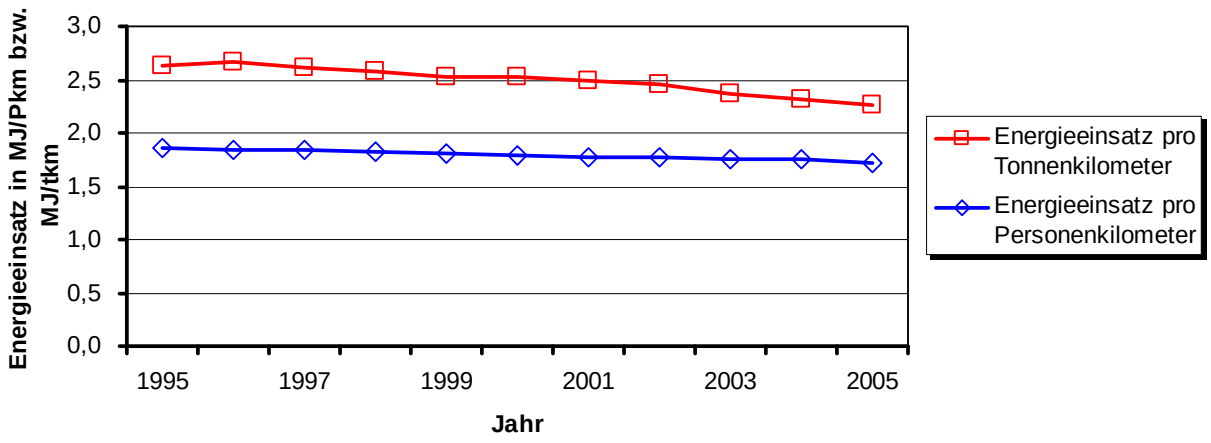

Abbildung 5-142: *Spezifischer Energieeinsatz im Straßenverkehr pro Personenkilometer bzw. Tonnenkilometer /AGEB 06/, /STJB 06/, /VDV 04/, /STBU 05b/*

Fahrzeugbestand

Der gesamte Fahrzeugbestand des Straßenverkehrs belief sich 1995 auf rund 48,0 Mio. Kraftfahrzeuge. Bis 2005 stieg die Anzahl um 16 % auf 55,9 Mio. (**Abbildung 5-143**). Mit 92 % hat der motorisierte Individualverkehr einen maßgebenden Anteil am gesamten Bestand und ist verantwortlich für diese Bestandserhöhung.

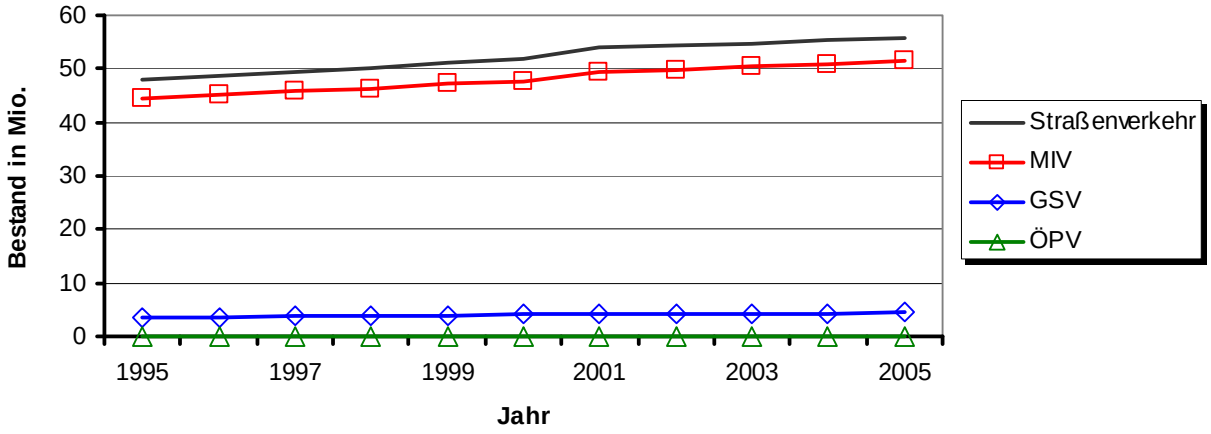

Abbildung 5-143: *Fahrzeugbestand im Verkehrssektor nach Verkehrsarten motorisierter Individualverkehr (MIV), öffentlicher Personenverkehr (ÖPV) und Güterstraßenverkehr (GSV) /DIW 06/, /VDV 04/, /STBU 05b/*

Verkehrsleistung

Die Verkehrsleistung des gesamten Straßenverkehrs (**Abbildung 5-144**) betrug 2005 rund 680 Mrd. Fahrzeugkilometer (Fkm). Seit 1995 verzeichnete sie eine Zunahme von 59,8 Mrd. Fkm oder entsprechend 8 %. Maßgeblichen Anteil besaß dabei der Individualverkehr. Der Güterverkehr sowie der öffentliche Verkehr trugen mit 13 % bzw. 1 % (2005) vergleichsweise wenig bei.

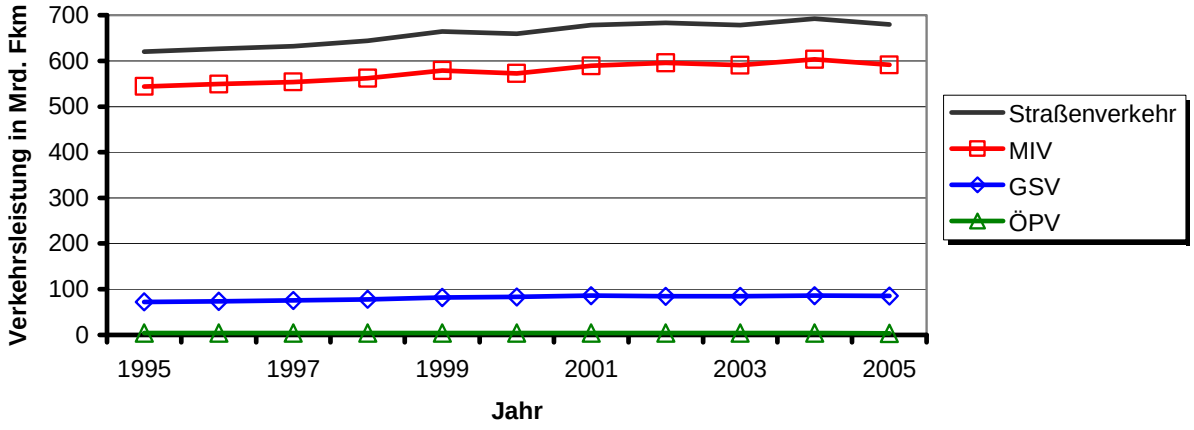

Abbildung 5-144: *Verkehrsleistung im Straßenverkehr nach Verkehrsart motorisierter Individualverkehr (MIV), öffentlicher Personenverkehr (ÖPV) und Güterstraßenverkehr (GSV) /DIW 06/, /VDV 04/, /STBU 05b/*

Beförderungs- und Transportleistung

Im gesamten Individualverkehr bewältigten die Kraftfahrzeuge 2005 in etwa 873,1 Mrd. Personenkilometer (Pkm) (**Abbildung 5-145**). Bezogen auf 1995 ist das eine Zunahme der Beförderungsleistung von rund 5 %. Im untersuchten Zeitraum verzeichnete der öffentliche Personenverkehr eine vergleichsweise stabile Beförderungsleistung und bewältigt 2005 rund 32,6 Mrd. Pkm.

Die Transportleistung des Güterstraßenverkehrs verzeichnete zwischen den Jahren 1997 und 1999 eine Zunahme von 13 % (32,6 Mrd. tkm). Ab 1999 erfolgten keine nennenswerten Veränderungen. Der Güterstraßenverkehr (GSV) bewältigte 310 Mrd. Tonnenkilometer (tkm) im Jahr 2005.

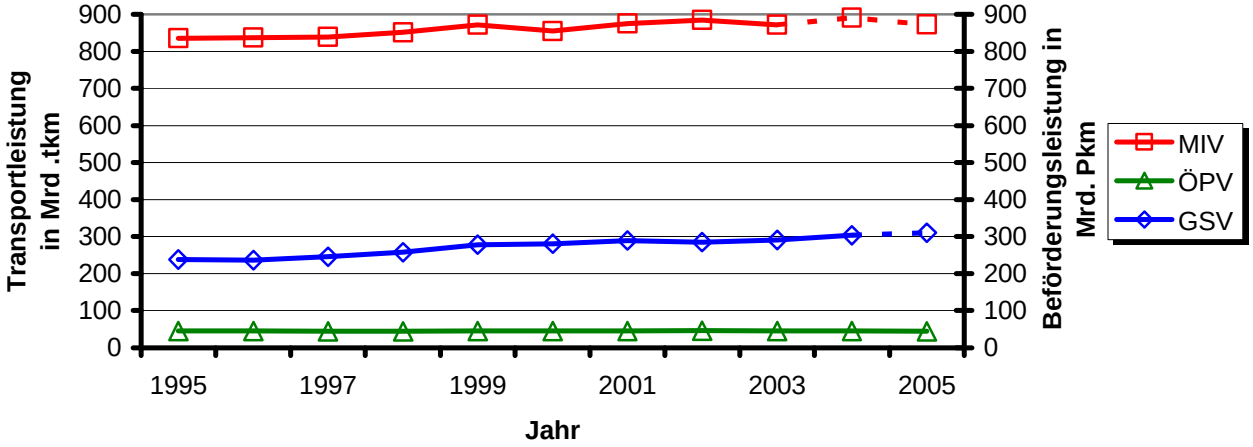

Abbildung 5-145: *Transport- und Beförderungsleistung im Straßenverkehr nach den Verkehrsarten motorisierter Individualverkehr (MIV), öffentlicher Personenverkehr (ÖPV) und Güterstraßenverkehr (GSV) /VDV 04/, /STBU 05b/, /BMVBS 06/*

CO_2-Emissionen

Die gesamten CO_2-Emissionen im Straßenverkehr (**Abbildung 5-146**) steigen von 1995 bis 1999 um 8,0 Mio. t und bewegen sich ab 1999 im Bereich von 166 Mio. t. Im motori-

sierten Individualverkehr (MIV) beläuft sich der CO_2-Ausstoß im Jahr 2005 auf 109,4 Mio. t. Im Vergleich zu 1995 ist das eine Minderung um 2,2 Mio. t. Der öffentliche Personenverkehr (ÖPV) emittierte im Jahr 2005 insgesamt lediglich 2,8 Mio. t Kohlendioxid.

Der Güterstraßenverkehr (GSV) verzeichnete eine Zunahme der Emissionen um 4,5 Mio. t in den Jahren 1997 bis 1999. Ab 1999 sind keine größeren Veränderungen im GSV zu verzeichnen. Der Ausstoß 2005 beträgt etwa 52,3 Mio. t.

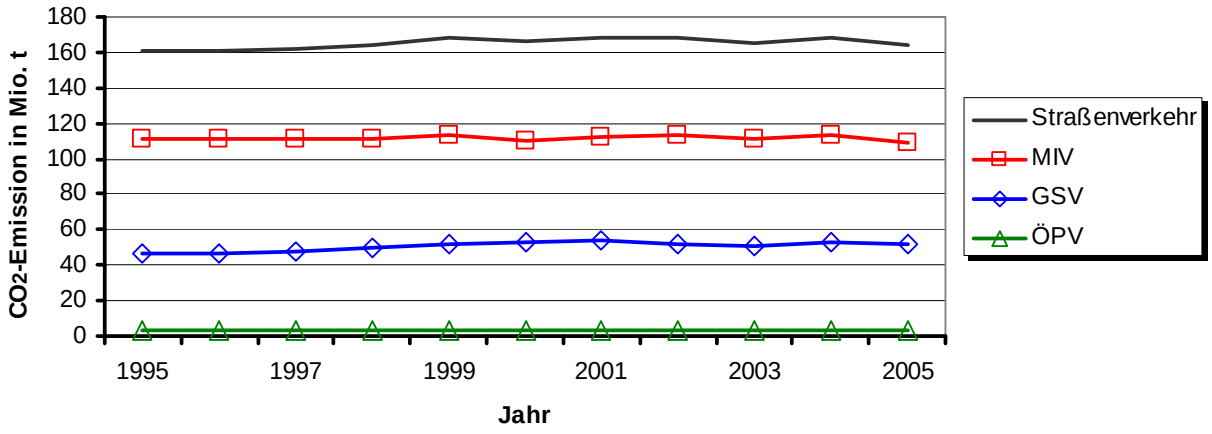

Abbildung 5-146: *CO_2-Emissionen im Straßenverkehr nach Verkehrsarten motorisierter Individualverkehr (MIV), öffentlicher Personenverkehr (ÖPV) und Güterstraßenverkehr (GSV) /eigene Berechnungen/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des Straßenverkehrs

In **Tabelle 5-38** sind die Kenngrößen des Straßenverkehrs für ausgewählte Jahre dargestellt.

Tabelle 5-38: *Kenngrößen des Straßenverkehrs /DIW 06/, /STBU 05b/, /VDV 04/, /BMVBS 06/, /VDEW 06/, /STJB 06/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Fahrzeugbestand					
MIV	1000	44.401	47.773	49.832	51.378
ÖPV	1000	85	85	85	84
GSV	1000	3.512	4.112	4.342	4.412
Straßenverkehr	**1000**	**47.998**	**51.970**	**54.259**	**55.874**
Verkehrsleistung					
MIV	Mio. Fkm	544.426	572.484	595.728	591.158
ÖPV	Mio. Fkm	3.648	3.736	3.631	3.500
GSV	Mio. Fkm	72.081	83.251	84.211	85.314
Straßenverkehr	**Mio. Fkm**	**620.155**	**659.471**	**683.570**	**679.972**
Beförderungs- und Transportleistung					
MIV	Mio. Pkm	385.400	854.700	884.400	873.073
Besetzungsgrad	Pers. / Fahrzeug	1,53	1,49	1,48	1,48
ÖPV	Mio. Pkm	44.927	44.781	46.092	44.204
Besetzungsgrad	Pers. / Fahrzeug	12,32	11,99	12,69	12,63
GSV[1]	Mio. tkm	237.798	280.699	285.207	310.114
Beladung[1]	tkm/Fkm	3,80	3,91	3,96	4,28
Absoluter Kraftstoffverbrauch					
Otto	Mio. l	41.102	39.433	37.852	33.659
Diesel	Mio. l	25.439	28.663	30.749	32.993
Energieeinsatz					
MIV	PJ	1.591,3	1.570,9	1.601,7	1.546,5
ÖPV	PJ	40,3	40,5	39,1	37,5
GSV	PJ	627,0	707,3	700,3	699,2
Straßenverkehr	**PJ**	**2.258,6**	**2.318,7**	**2.341,1**	**2.283,2**
Spezifischer Energieeinsatz					
MIV	MJ / Pkm	1,90	1,84	1,81	1,77
ÖPV	MJ / Pkm	0,90	0,90	0,85	0,85
GSV	MJ / tkm	2,64	2,52	2,46	2,25
CO_2-Emission					
MIV	Mio. t	111,6	110,3	112,8	109,4
ÖPV	Mio. t	3,0	3,0	2,9	2,8
GSV	Mio. t	46,3	52,6	52,1	52,3
Straßenverkehr	**Mio. t**	**160,9**	**165,8**	**167,8**	**164,4**

[1] Bezogen auf Lkw und Sattelzugmaschinen

5.6.3.1.2 Personenstraßenverkehr

Der Personenverkehr auf der Straße setzt sich aus dem motorisierten Individualverkehr (MIV) und dem öffentlichen Personenverkehr (ÖPV) zusammen. Dem Individualverkehr werden Personenkraftwagen, Krafträder, Mofas, Mopeds und Mokicks zugeordnet. Zu dem öffentlichen Personenverkehr auf der Straße zählen vor allem Busse. Straßenbahnen werden hingegen dem Schienenverkehr zugerechnet.

In **Abbildung 5-147** wird der Anteil des Energieeinsatzes des motorisierten Individualverkehrs (MIV) und des öffentlichen Personenverkehrs (ÖPV) am gesamten Straßenpersonenverkehr für das Jahr 2005 aufgezeigt. Im MIV findet 98 % (1.547 PJ) des gesamten Energieeinsatzes statt (linke Grafik).

Die Verteilung der Beförderungsleistung im Straßenpersonenverkehr nach Verkehrsgruppen im Jahr 2005 zeigt auf, dass der Individualverkehr 95 % bewältigt. Da der ÖPV jedoch nur 2 % der Energie im Personenstraßenverkehr benötigt, ist seine Beförderungsleistung von 5 % (44.204 Mio. Personenkilometer Pkm) beachtlich und verdeutlicht die höhere energetische Effizienz des ÖPV.

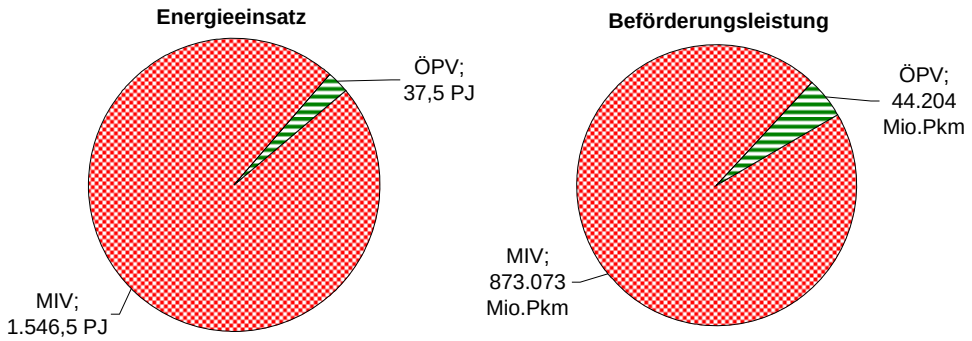

Abbildung 5-147: *Energieeinsatz und Verkehrsleistung im Personenverkehr 2005 nach Verkehrsgruppen /DIW 06/, /BMVBS 06/, /VDV 04/*

Im Folgenden werden die beiden Bereiche Motorisierter Individualverkehr und Öffentlicher Personenverkehr getrennt betrachtet.

Motorisierter Individualverkehr (MIV)
Zum Individualverkehr werden Personenkraftwagen und Krafträder (einschließlich Leichtkrafträder, Mofas, Mokicks und Mopeds) gezählt, mit welchen der

- Urlaubs-,
- Freizeit-,
- Berufs- und Ausbildungs-,
- Dienst-,
- Geschäfts-,
- Einkaufsverkehr,
- der Güterverkehr unter 3,5 t
- sowie der Gelegenheitsverkehr

bewältigt wird.

Unter Gelegenheitsverkehr versteht man die Beförderung von Personen mittels Taxen und Mietwagen.

Fahrzeugbestand

Wie in der nachfolgenden **Abbildung 5-148** aufgezeigt, steigt die Anzahl der Personenkraftwagen zwischen 1995 und 2005 um 5,3 Mio. auf 45,7 Mio. Ab 2001 ist der Anstieg nicht mehr so hoch wie in den Jahren zuvor. Die Zunahme im betrachteten Zeitraum beträgt 13 % (bezogen auf 1995). Mit einem Anteil von 70 % am gesamten Fahrzeugbestand im Individualverkehr ist der Pkw mit Ottomotor immer noch am stärksten vertreten. Ab 2000 stieg die Anzahl der dieselbetriebenen Fahrzeuge. Während der Bestand der Ottofahrzeuge zurückgeht, hat der Diesel im Jahr 2005 einen Anteil von 21 %. Ursache für die erhöhte Nachfrage nach Diesel-Pkw sind die niedrigeren Betriebskosten vor dem Hintergrund steigender Kraftstoffpreise. Der Bestand an Krafträdern nahm im gleichen Zeitraum um 1,7 Mio. bzw. 9 % zu und stieg auf 5,7 Mio. Fahrzeuge.

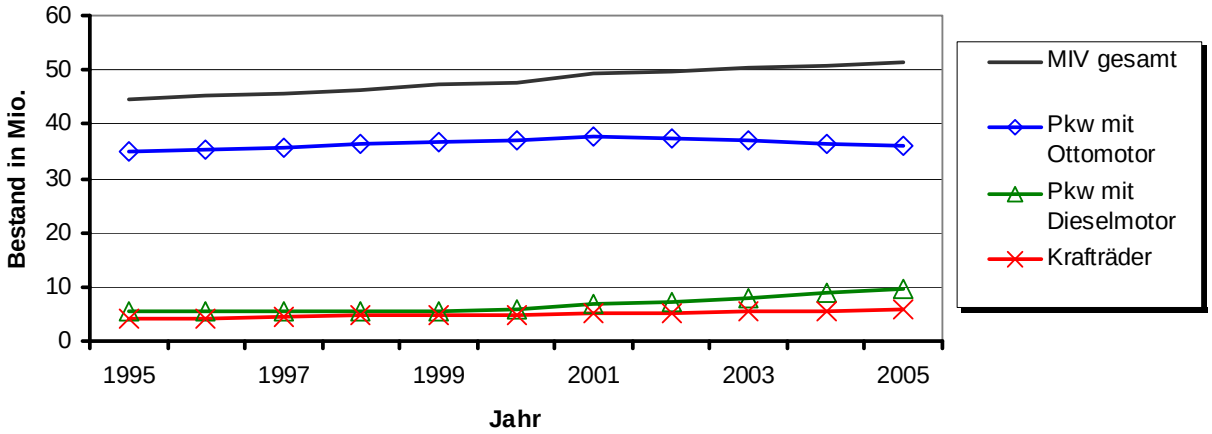

Abbildung 5-148: *Fahrzeugbestand des motorisierten Individualverkehrs (MIV) /DIW 06/, /STJB 06/*

Verkehrsleistung

Ausgehend vom Jahr 1995 wuchs die Gesamtfahrleistung der Pkws des Individualverkehrs um 9 % (entsprechend 46.732 Mio. Fahrzeugkilometer (Fkm)) auf 591.158 Mio. Fkm in 2005. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Fahrleistung von Personenkraftwagen mit Dieselmotor ab 2000 deutlich anstieg. Dennoch war die Fahrleistung der Pkws mit Ottomotoren im Jahr 2005 noch doppelt so hoch wie die der Dieselfahrzeuge (siehe **Abbildung 5-149**). Die Zunahme der Fahrleistung von Diesel-Pkws ist vor allem auf einen Bestandzuwachs von 73 % (2005) gegenüber 1995 zurückzuführen. Bei den Personenkraftwagen mit Ottoantrieb ist hingegen ein Zuwachs der Pkws um 4 % und eine Abnahme der Fahrzeugleistung um 11 % zwischen den Jahren 1995 und 2005 zu verzeichnen. Laut /DIW 06/ haben sich die realen Kraftstoffpreise seit 1998 nahezu verdoppelt. Bis zum Jahr 2004 reagierten die Kraftfahrer darauf nicht mit einer Reduktion der Fahrzeugnutzung, im Jahr 2005 verzeichnete der MIV aber deutliche Rückgänge bei der durchschnittlichen Fahrleistung je Pkw. Die Fahrzeugkilometer der motorisierten Zweiräder stiegen von 1995 bis 2005 um 27 % und ereichten somit eine Fahrleistung von 17.225 Mio. Fkm.

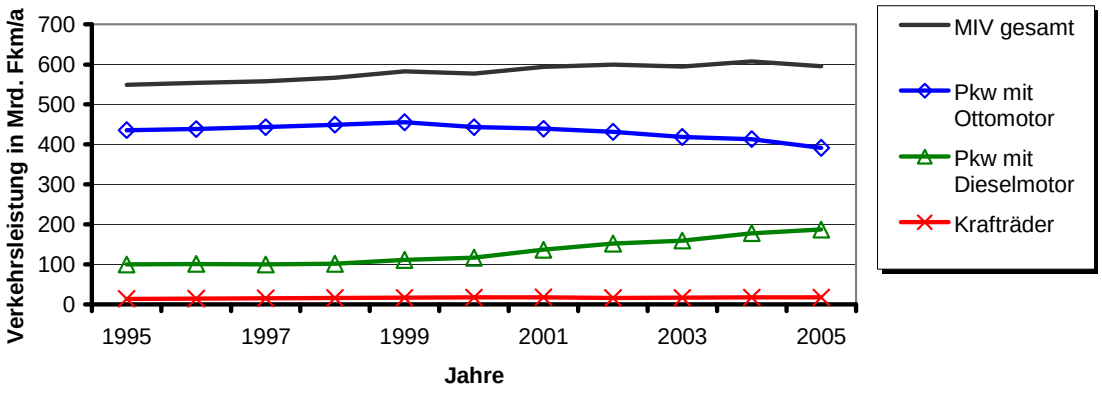

Abbildung 5-149: *Verkehrsleistung des MIV /DIW 06/, /VDEW 06/*

Durchschnittlicher streckenspezifischer Kraftstoffverbrauch

Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch ist im Individualverkehr tendenziell rückläufig (siehe **Abbildung 5-150**) und beträgt 2005 bei einem Ottomotor 8,3 l/100 km und bei einem Dieselmotor 6,8 l/100 km. Der Verbrauchsvorteil des Diesels relativiert sich allerdings durch den volumetrisch höheren Heizwert und den volumetrisch höheren CO_2-Emissionsfaktor des Diesel-Kraftstoffs (vgl. Tabelle 5-37 in Kapitel 5.6.2). Der Verbrauch bei Krafträdern stieg hingegen leicht an.

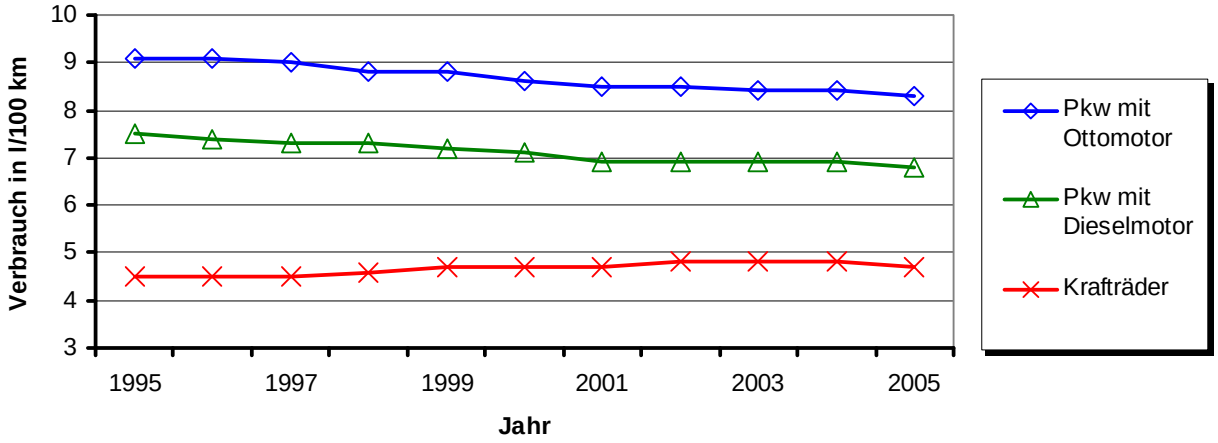

Abbildung 5-150: *Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des MIV /DIW 06/*

Absoluter Kraftstoffverbrauch Otto- und Dieseltreibstoff

Der absolute Kraftstoffverbrauch an Benzin- und Dieselkraftstoff verhält sich zwischen 1995 und 2005 ähnlich dem Fahrzeugbestand und der Verkehrsleistung des MIV (**Abbildung 5-151**). Im Jahr 2005 ist ein Verbrauch von 33.217 Mio. l Ottokraftstoff zu verzeichnen, dieser ist aber seit 1995 rückläufig. Bedingt durch den Fahrzeugbestand ist der Verbrauch an Benzin um ein Vielfaches höher als der des Diesels, jedoch verzeichnet der Dieselkraftstoff einen Zuwachs von 71 % bezogen auf das Jahr 1995.

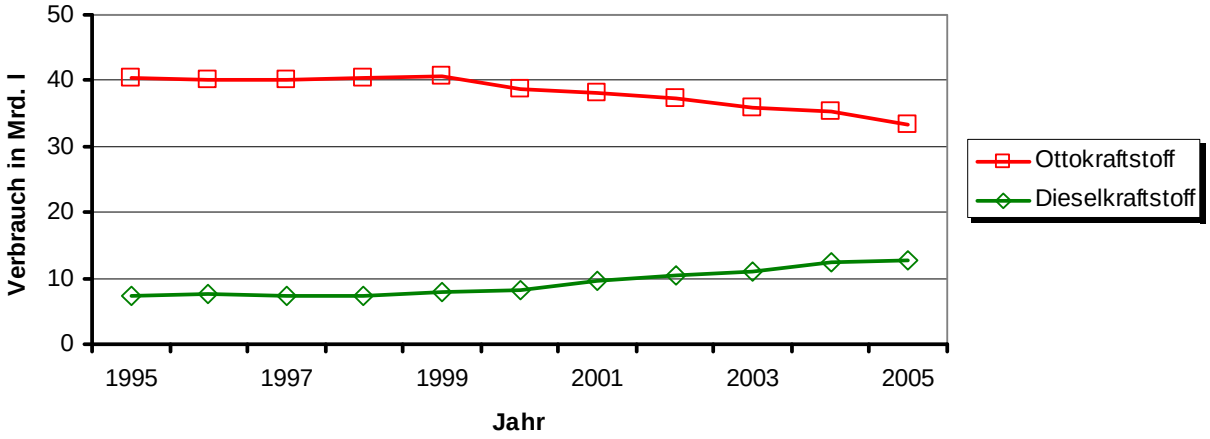

Abbildung 5-151: *Absoluter Kraftstoffverbrauch des MIV /DIW 06/*

Endenergieeinsatz

Der Endenergieeinsatz in PJ wird über den Heizwert des jeweiligen Kraftstoffs berechnet. In **Abbildung 5-152** ist im MIV ein Energieeinsatz auf gleich bleibendem Niveau zu erkennen. Der Ottokraftstoffanteil überwiegt deutlich, nimmt aber ab 1999 stärker ab und beträgt im Jahr 2005 1.069 PJ. Hingegen wächst der Dieseleinsatz ab 1999 um 71 % auf 454 PJ an. Die Abbildung 5-152 verdeutlicht diese Abnahme des Energieeinsatzes von Ottokraftstoff und den Mehreinsatz an Dieselkraftstoff. Der Energieeinsatz bei Krafträdern nimmt mit 23 PJ (2005) eine weniger bedeutende Rolle ein.

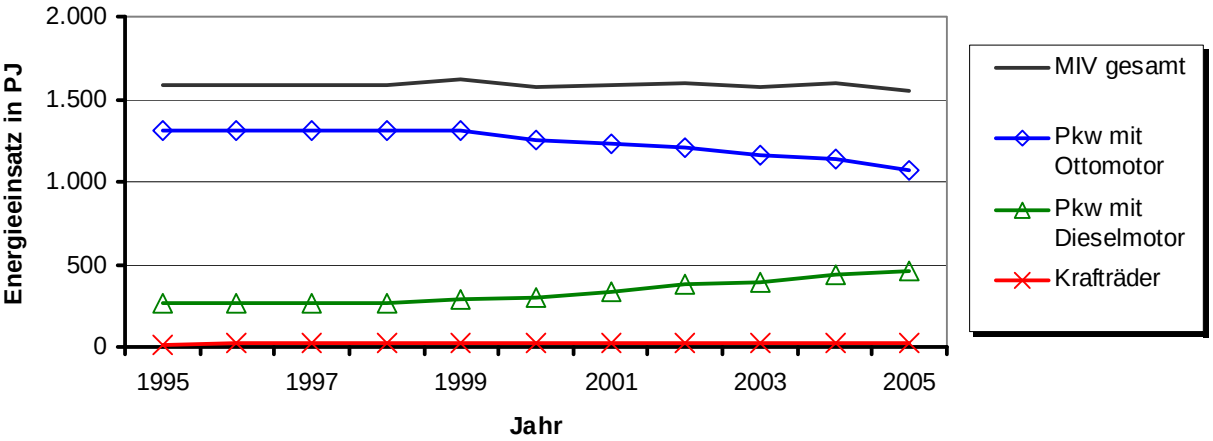

Abbildung 5-152: *Energieeinsatz im motorisierten Individualverkehr (MIV) /VDEW 06/*

Spezifischer Energieeinsatz im motorisierten Individualverkehr

Der spezifische Energieeinsatz (**Abbildung 5-153**) war während der Jahre 1995 bis 2003 rückläufig und stagniert ab 2003 bei 1,81 MJ/Pkm.

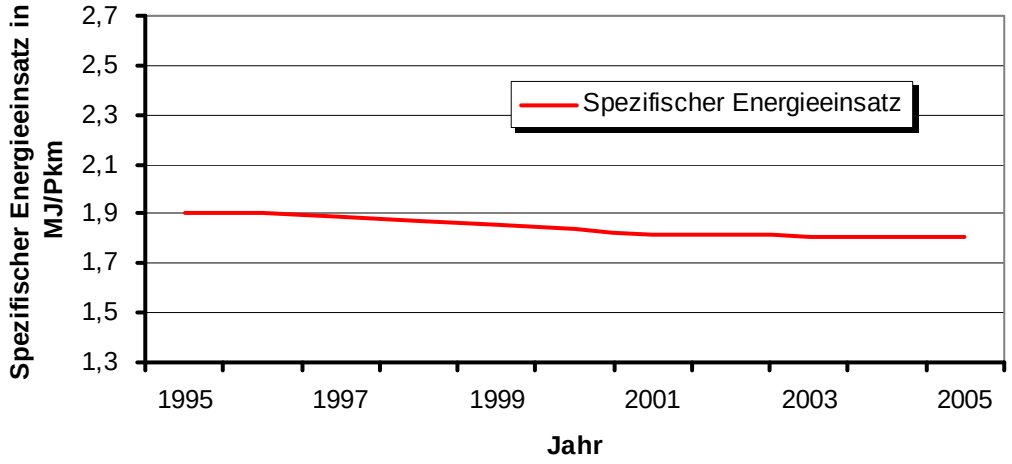

Abbildung 5-153: *Spezifischer Energieeinsatz im MIV /AGEB 06/, /DIW 06/, /BMVBS 06/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des motorisierten Individualverkehrs

In **Tabelle 5-39** sind die Kenngrößen des motorisierten Individualverkehrs (MIV) für ausgewählte Jahre und Verkehrsmittel dargestellt.

Tabelle 5-39: *Kenngrößen des Individualverkehrs mit Ottoantrieb /DIW 06/, /VDEW 06/, /STJB 06/, /eigene Berechnungen/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Fahrzeugbestand					
Otto-Pkw	1.000	34.860	36.879	37.297	36.076
Diesel-Pkw	1.000	5.545	5.961	7.308	9.593
Pkw gesamt	**1.000**	**40.405**	**42.840**	**44.605**	**45.669**
Krafträder	1.000	2.268	3.338	3.643	3.890
Mokicks, Moped, Mofa	1.000	1.728	1.595	1.584	1.819
MIV gesamt	**1.000**	**44.401**	**47.773**	**49.832**	**51.378**
Verkehrsleistung					
Otto-Pkw	Mio. Fkm	435.423	442.855	431.246	391.444
Diesel-Pkw	Mio. Fkm	99.708	116.612	152.315	186.721
Pkw gesamt	**Mio. Fkm**	**535.131**	**559.467**	**583.561**	**578.165**
Krafträder	Mio. Fkm	9.295	13.017	12.167	12.993
Mokicks, Moped, Mofa	Mio. Fkm	4.320	3.827	3.754	4.310
MIV gesamt	**Mio. Fkm**	**548.746**	**576.311**	**599.482**	**595.468**
MIV gesamt /UWB/	**Mio. Pkm**	**835.400**	**854.700**	**884.400**	**k.A.[1]**
Besetzungsgrad	**Pers. / Fahrzeug**	**1,52**	**1,48**	**1,47**	**k.A.[1]**
Absoluter Kraftstoffverbrauch					
Otto	Mio. l	40.320	38.818	37.292	33.217
Diesel	Mio. l	7.447	8.260	10.530	12.740
Spezifischer Kraftstoffverbrauch					
Otto-Pkw	l/100 km	9,1	8,6	8,5	8,3
Diesel-Pkw	l/100 km	7,5	7,1	6,9	6,8
Krafträder	l/100 km	4,5	4,7	4,8	4,7
Mokicks, Moped, Mofa	l/100 km	2,0	2,0	2,0	2,0
Energieeinsatz					
Otto-Pkw	PJ	1309,2	1.253,7	1.204,5	1.069,3
Diesel-Pkw	PJ	265,6	294,6	375,5	454,3
Pkw gesamt	**PJ**	**1574,8**	**1548,3**	**1580,0**	**1523,6**
Krafträder	PJ	13,7	20,1	19,2	20,1
Mokicks, Moped, Mofa	PJ	2,8	2,5	2,5	2,8
MIV gesamt	**PJ**	**1.591,3**	**1.570,9**	**1601,7**	**1.546,5**
Spezifischer Energieeinsatz					
MIV gesamt	**MJ / Pkm**	**1,90**	**1,84**	**1,81**	**1,77**
CO_2-Emission					
Otto-Pkw	Mio. t	90,7	86,9	83,5	74,1
Diesel-Pkw	Mio. t	19,7	21,8	27,8	33,7
Pkw gesamt	**Mio. t**	**110,4**	**108,7**	**111,3**	**107,8**
Krafträder	Mio. t	1,0	1,4	1,3	1,4
Mokicks, Moped, Mofa	Mio. t	0,2	0,2	0,2	0,2
MIV gesamt	**Mio. t**	**111,6**	**110,3**	**112,8**	**109,4**

[1] Keine Angaben

Öffentlicher Personenverkehr (ÖPV)

Im öffentlichen Personenverkehr auf der Straße werden hauptsächlich Busse eingesetzt. Die Straßenbahnen werden in dieser Studie dem öffentlichen Schienenverkehr zugeordnet. Im Busverkehr werden zwei Gruppen unterschieden:

- Linienverkehr
  Linienverkehr ist laut /PBefG 61/ eine zwischen bestimmten Ausgangs- und Endpunkten eingerichtete regelmäßige Verkehrsverbindung, auf der Fahrgäste an bestimmten Haltestellen ein- und aussteigen können.
- Gelegenheitsverkehr
  Im Gelegenheitsverkehr des ÖPV wird die Beförderung von Personen mit Bussen verstanden, die nicht dem Linienverkehr angehören.

Fahrzeugbestand

Die Anzahl der Busse war im Zeitraum zwischen 1995 und 2005 relativ stabil und bewegt sich im Bereich von 85.000 Fahrzeugen. Die Anteile des öffentlichen und Gelegenheitsverkehrs bewegen sich bis zum Jahr 2000 in der gleichen Größenordnung (**Abbildung 5-154**). Ab dem Jahr 2000 zeigen sich ein leichter Zuwachs des Gelegenheitsverkehrs und eine Abnahme des Linienverkehrs.

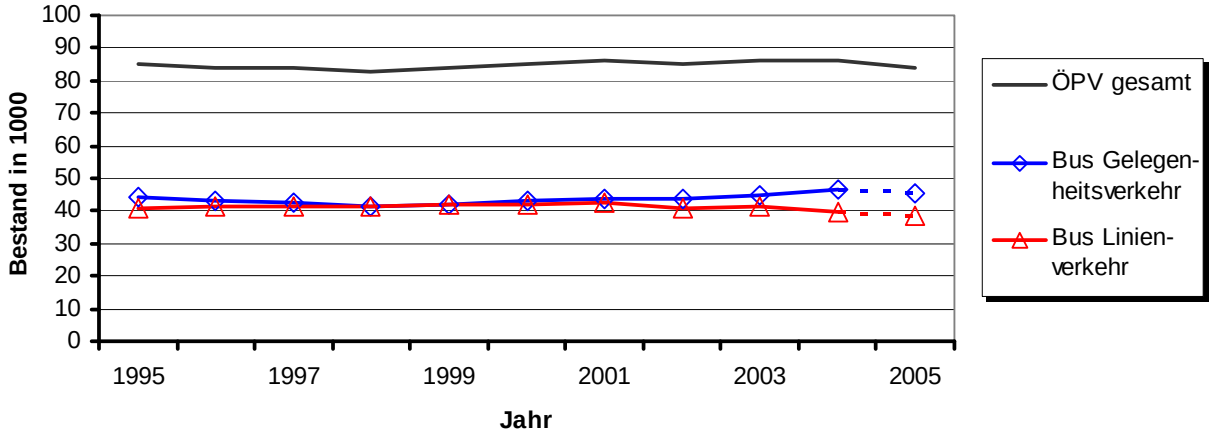

Abbildung 5-154: *Fahrzeugbestand im öffentlichen Personenverkehr (ÖPV) /DIW 06/, /VDV 04/*

Verkehrsleistung

Die gesamte Verkehrsleistung des ÖPV ging im Zeitraum von 1995 und 2005 um etwa 4 % zurück und beträgt 3.500 Mio. Fahrzeugkilometer (Fkm) im Jahr 2005 (**Abbildung 5-155**). Hierbei hat die Fahrleistung des Linienverkehrs im Jahr 2005 einen Anteil von 53 % (im Jahr 2000 ebenfalls 53 %, 1995: 52 %) an der Gesamtverkehrsleistung des öffentlichen Personenverkehrs.

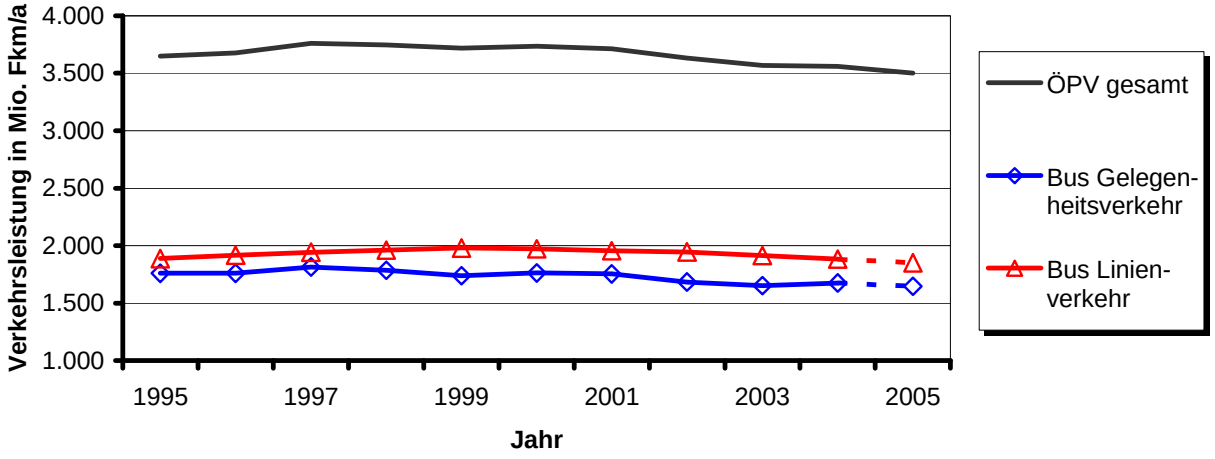

Abbildung 5-155: *Verkehrsleistung des ÖPV /DIW 06/, /VDV 04/*

Durchschnittlicher streckenspezifischer Kraftstoffverbrauch

Der Kraftstoffverbrauch des Busbestandes, in **Abbildung 5-156** aufgezeigt, betrug in den Jahren 1995 bis 1998 durchschnittlich 31,0 Liter Diesel pro 100 km. Zwischen 1998 und 2003 nahm dieser um 0,9 l/100 km ab und ist mit 30,1 l/100 km ab dem Jahr 2003 fortlaufend gleich bleibend. Der Einsatz von Ottokraftstoff im ÖPV ist nicht üblich.

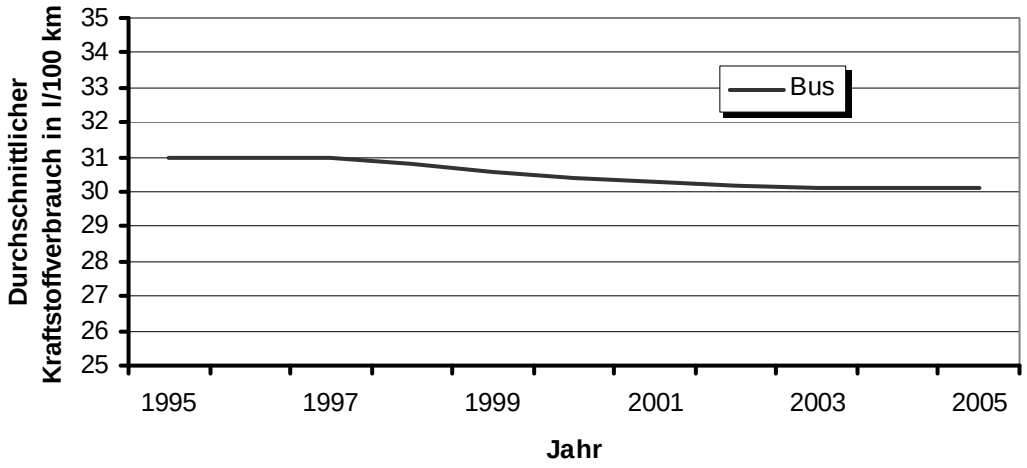

Abbildung 5-156: *Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des ÖPV /DIW 06/, /VDV 04/*

Absoluter Kraftstoffverbrauch und Energieeinsatz

Im ÖPV betrug der Dieselverbrauch 1.131 Mio. l im Jahr 1995 und stieg bis zum Jahr 1997 auf 1.165 Mio. l an. Ab 1997 sank der Kraftstoffverbrauch fortwährend bis 2005 auf 1.053 Mio. l (**Abbildung 5-157**). Der Anstieg des Kraftstoffverbrauchs und des Energieeinsatzes bis 1997 ist auf eine Erhöhung der Verkehrsleistung um 111 Mio. Fkm und den gleich bleibenden spezifischen Dieselverbrauch zurück zu führen. Der Rückgang der Fahrzeugkilometer von 259 Mio. im gesamten ÖPV zwischen 1997 und 2005 und die Reduktion des spezifischen Verbrauchs der Busse im genannten Zeitraum bewirkten die sichtliche Abnahme des absoluten Kraftstoffverbrauchs und Energieeinsatzes. Der Energieeinsatz betrug im Jahr 1995 etwa 41 PJ und stieg bis 1997 auf 42 PJ an. Bis zum Jahr 2005 nahm er bis auf 38 PJ im ÖPV ab.

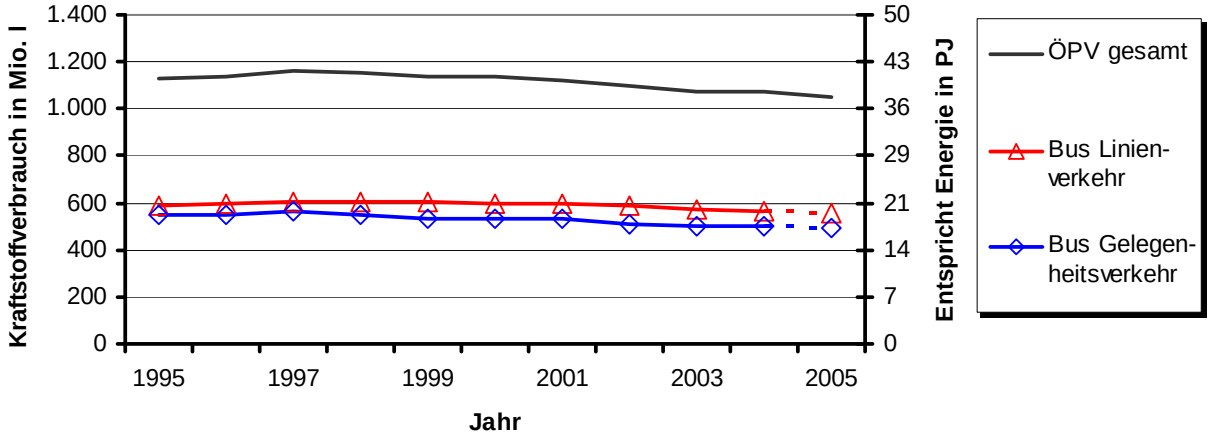

Abbildung 5-157: *Absoluter Kraftstoffverbrauch des ÖPV /DIW 06/, /VDV 04/*

Spezifischer Energieeinsatz

Der spezifische Energieeinsatz (**Abbildung 5-158**) verzeichnet leichte Schwankungen, ist aber von 1995 bis 2002 abnehmend. Er liegt ab dem Jahr 2002 bis 2005 konstant bei 0,85 MJ/Pkm.

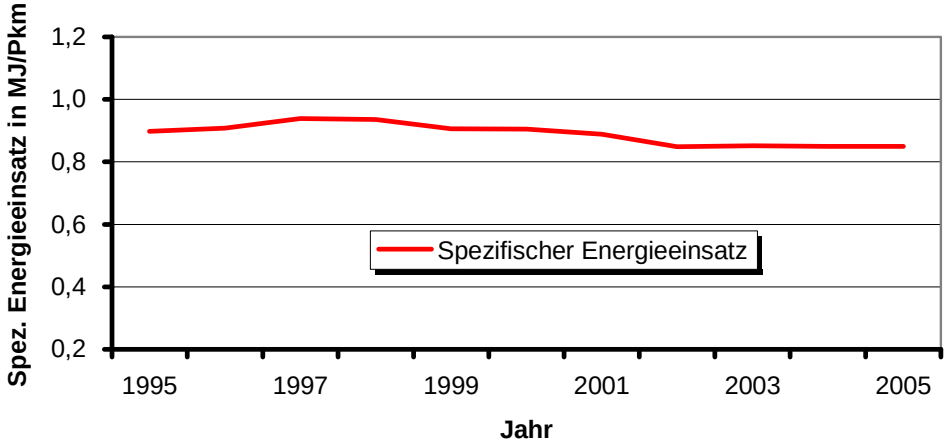

Abbildung 5-158: *Spezifischer Energieeinsatz im ÖPV /DIW 06/, /STJB 06/, /VDV 04/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des öffentlichen Personenverkehrs

In **Tabelle 5-40** sind die Kenngrößen des öffentlichen Personenverkehrs (ÖPV) für ausgewählte Jahre und Verkehrsart dargestellt.

Tabelle 5-40: *Kenngrößen des öffentlichen Personenverkehrs (ÖPV) /DIW 06/, /VDV 04/, /eigene Berechnung/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Fahrzeugbestand					
Öffentlicher Verkehr	1.000	41	42	41	39
Gelegenheitsverkehr	1.000	44	43	44	45
ÖPV gesamt	**1.000**	**85**	**85**	**85**	**84**
Verkehrsleistung					
Öffentlicher Verkehr	Mio. Fkm	1.889	1.973	1.916	1.852
Gelegenheitsverkehr	Mio. Fkm	1.760	1.763	1.652	1.648
ÖPV gesamt	**Mio. Fkm**	**3.648**	**3.736**	**3.568**	**3.500**
Beförderungsleistung					
ÖPV gesamt	**Mio. Pkm**	**k.A.[1]**	**k.A.[1]**	**30.516**	**k.A.[1]**
Absoluter Kraftstoffverbrauch					
Öffentlicher Verkehr	Mio. l	585	600	588	557
Gelegenheitsverkehr	Mio. l	545	536	509	496
ÖPV gesamt	**Mio. l**	**1.131**	**1.136**	**1.097**	**1.053**
Spezifischer Kraftstoffverbrauch					
ÖPV gesamt	l/100 km	31,0	30,4	30,2	30,1
Energieeinsatz					
Öffentlicher Verkehr	PJ	20,9	21,4	21,0	19,9
Gelegenheitsverkehr	PJ	19,5	19,1	18,1	17,7
ÖPV gesamt	**PJ**	**40,3**	**40,5**	**39,1**	**37,5**
Spezifischer Energieeinsatz					
Öffentlicher Verkehr	MJ / Pkm	0,90	0,90	0,85	0,85
CO_2-Emission					
ÖPV gesamt	**Mio. t**	**3,0**	**3,0**	**2,9**	**2,8**

[1] Keine Angaben

5.6.3.1.3 Güterstraßenverkehr

Unter dem Güterstraßenverkehr versteht man laut /GüKG 05/ die geschäftsmäßige oder entgeltliche Beförderung von Gütern mit Kraftfahrzeugen, die einschließlich Anhänger ein höheres zulässiges Gesamtgewicht als 3,5 Tonnen haben.

Die Verkehrsmittel werden nach /DIW 06/ unterschieden in:

- Lastkraftwagen (Lkw)
- Sattelzugmaschinen
- Restliche Zugmaschinen (einschließlich Ackerschleppern und Geräteträgern; ohne Landwirtschaft)
- Übrige Kraftfahrzeuge (einschließlich zulassungsfreier Arbeitsmaschinen ohne Fahrzeugbrief mit amtlichen Kennzeichen)

Fahrzeugbestand nach Kraftstoffart

Die Anzahl an Diesel- und Benzinfahrzeugen im gesamten Güterstraßenverkehr (GSV) belief sich 2005 auf 4.412.000 Fahrzeuge. Der Fahrzeugbestand (**Abbildung 5-159**) nahm von 1995 bis 2002 stark zu, im Durchschnitt etwa um 130.000 Fahrzeuge pro Jahr. Diese Veränderung ist dem Zuwachs an Dieselfahrzeugen zuzuschreiben. Ab dem Jahr 2002 verläuft der Anstieg deutlich gebremst. Dieselfahrzeuge haben am GSV (2005) einen Anteil von ca. 93 %. Wegen der relativ geringen Anzahl an Otto-Kraftfahrzeugen (2005: 311.000) hat deren Abnahme keinen wesentlichen Einfluss auf den gesamten Fahrzeugbestand.

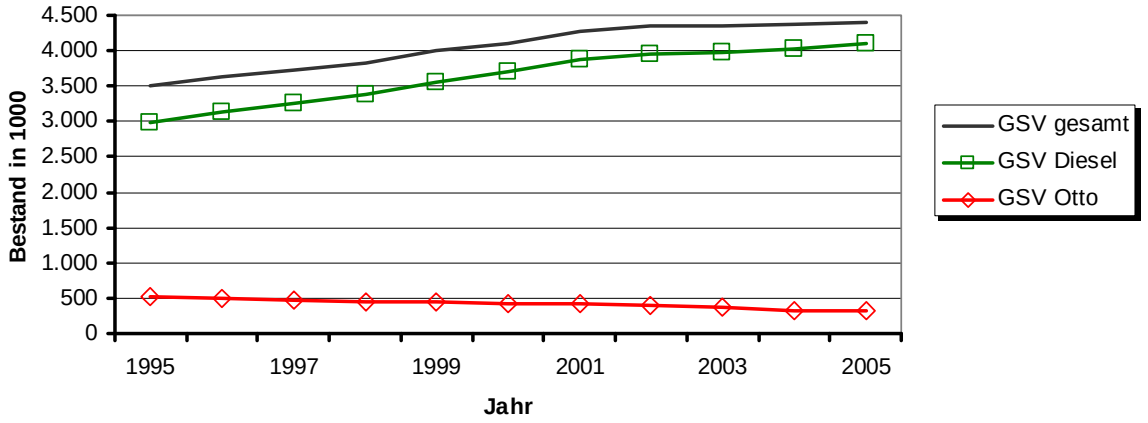

Abbildung 5-159: *Fahrzeugbestand des Güterstraßenverkehrs (GSV) nach Kraftstoffart /DIW 06/, /STBU 05b/, /EWI 05/, /BMVBS 06/*

Fahrzeugbestand nach Verkehrsmitteln

Bei der Einteilung des Güterverkehrs nach Verkehrsmitteln ist in **Abbildung 5-160** ein Anstieg der Lkws bis 2001 ersichtlich (+3 % pro Jahr). Lkws erreichen 2001 ein Maximum mit 2.641.000 Fahrzeugen. Ab 2001 geht die Anzahl leicht auf 2.573.000 Lastkraftwagen zurück. Bei den Sattelzügen ist von 1995 bis 2001 ein Zuwachs von 6 % pro Jahr zu verzeichnen. Ab 2001 steigt der Bestand um 2 % pro Jahr und liegt im Jahr 2005 bei 188.000 Fahrzeugen. Die restlichen Zugmaschinen (+6 % pro Jahr) und die übrigen Kraftfahrzeuge (+1 % pro Jahr) verzeichneten zwischen 1995 und 2005 einen Anstieg.

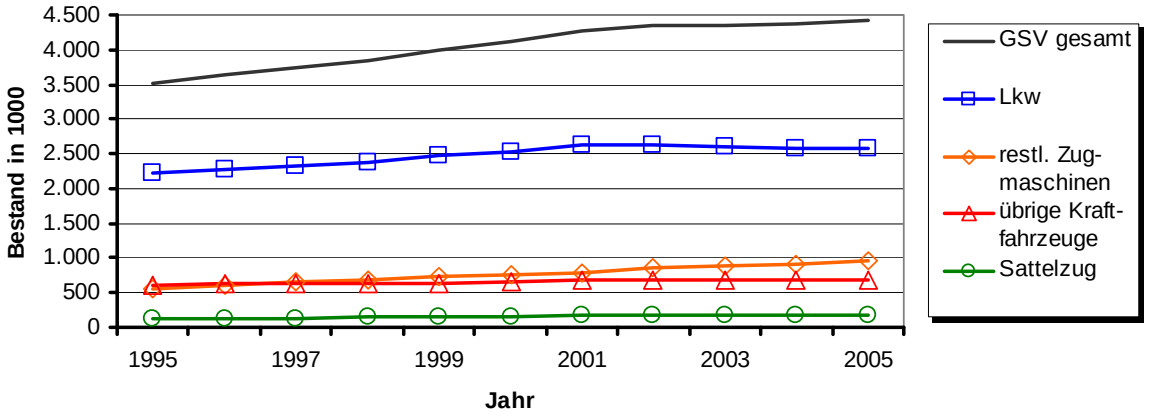

Abbildung 5-160: *Fahrzeugbestand des Güterstraßenverkehrs (GSV) nach Verkehrsmittel /DIW 06/, /STBU 05b/, /EWI 05/*

Verkehrsleistung

Im Zeitraum 1995 bis 2005 nahm die Verkehrsleistung des gesamten GSV (**Abbildung 5-161**) um 12.233 Mio. Fahrzeugkilometer (Fkm) zu und beläuft sich im Jahr 2005 auf 85.314 Mio. Fkm. Der stärkste Anstieg ist von 1995 bis 2001 festzustellen. In den folgenden Jahren lassen sich nur geringe Veränderungen verzeichnen. Mit 57.318 Mio. Fkm (2005) bewältigen Lastkraftwagen gut $^{2}/_{3}$ der gesamten Verkehrsleistung. Sie fuhren im Jahr 2001 ca. 7.420 Mio. Fkm mehr als im Jahr 1995. Von 2001 bis 2005 ist die Verkehrsleistung der Lkw in etwa gleich geblieben. Bei Sattelzügen (+56 %), den restlichen Zugmaschinen (+70 %) und den übrigen Kraftfahrzeugen (+36 %) ist ebenfalls ein Zuwachs zwischen 1995 und 2005 zu verzeichnen.

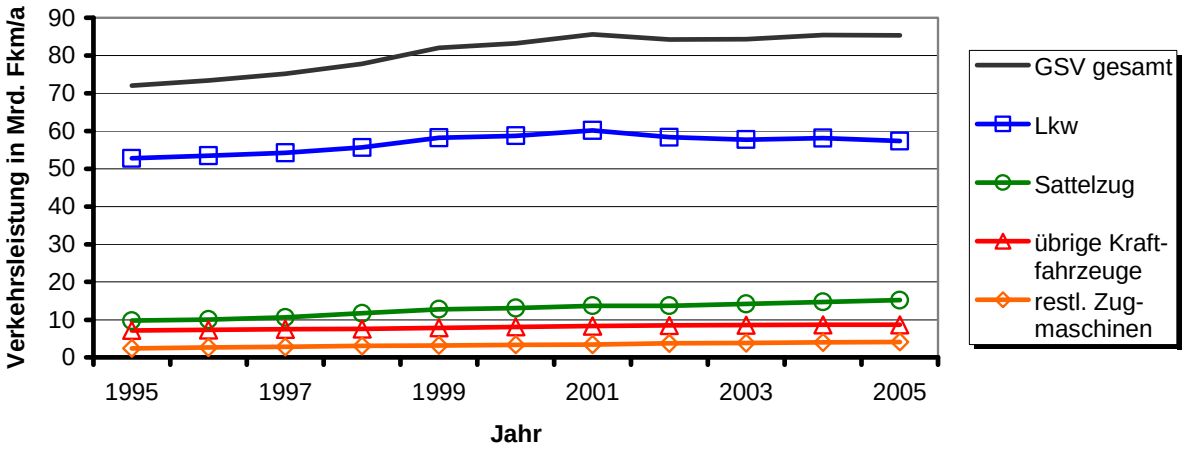

Abbildung 5-161: *Verkehrsleistung des Güterstraßenverkehrs (GSV) nach Verkehrsmittel /DIW 06/, /STBU 05b/, /EWI 05/, /BMVBS 06/*

Beladung und Transportleistung

Die Transportleistung im Güterverkehr (**Abbildung 5-162**) im Zeitraum von 1995 bis 2005 stieg um 72.316 Mio. Tonnenkilometer (tkm) auf 310.114 Mio. tkm. Ein stärkerer Anstieg von 1996 bis 1999 um ca. 18 % ist hierbei hervorzuheben. Ab 1999 verzeichnete der Güterstraßenverkehr einen gemäßigten Anstieg. Die Verkehrsleistung in Fahrzeugkilometern hingegen stieg im genannten Zeitraum um ca. 16 % und beläuft sich 2005 auf 85.314 Mio. Fkm. Zwischen 1996 und 2000 ist auch hier ein größerer Anstieg zu verzeichnen, ab 2000 hält die Fahrleistung ein gleich bleibendes Niveau. Die durchschnittliche Beladung (dargestellt als Strichlinie, bezogen auf die rechte Achse) wird über das Verhältnis von Tonnenkilometern zu Fahrzeugkilometern (tkm/Fkm) der Lkw und Sattelzüge berechnet. Tendenziell steigt der Wert im betrachteten Zeitraum und beträgt 4,28 Tonnen pro Fahrzeug im Jahr 2005 (1995: 3,80 Tonnen pro Fahrzeug). Der Grund für die Steigerung der Beladung wird im Bereich der verbesserten Logistik und der wirtschaftlichen Optimierung vermutet.

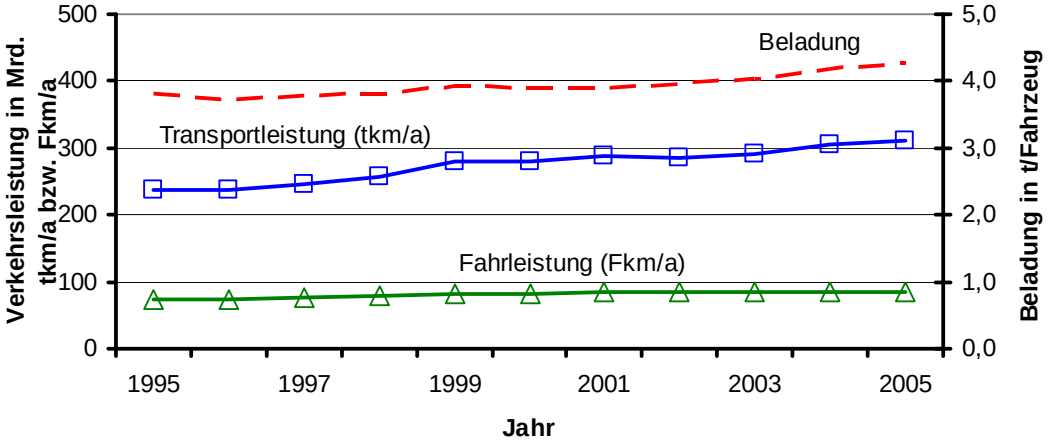

Abbildung 5-162: *Verkehrsleistungen und Beladung des Güterstraßenverkehrs (GSV) /DIW 06/, /STBU 05b/, /EWI 05/, /BMVBS 06/*

Dieselverbrauch

Aufgrund des Gesamtgewichts ist der absolute Verbrauch von Sattelzugmaschinen deutlich höher als der von Lkws. Im Jahr 2005 beträgt der Verbrauch bei Sattelzugmaschinen 35,8 l/100 km (**Abbildung 5-163**), das sind um 1,2 l/100 km weniger als 1995. Bei den restlichen Zugmaschinen (30,1 l/100 km) und übrigen Kraftfahrzeugen (23,7 l/100 km) ist keine erwähnenswerte Veränderung zu verzeichnen. Der spezifische Kraftstoffverbrauch bei Lkws ist im Durchschnitt zwischen 1995 und 2005 um 3,5 l/100 km (15 %) gesunken und lag 2005 bei 19,4 l/100 km.

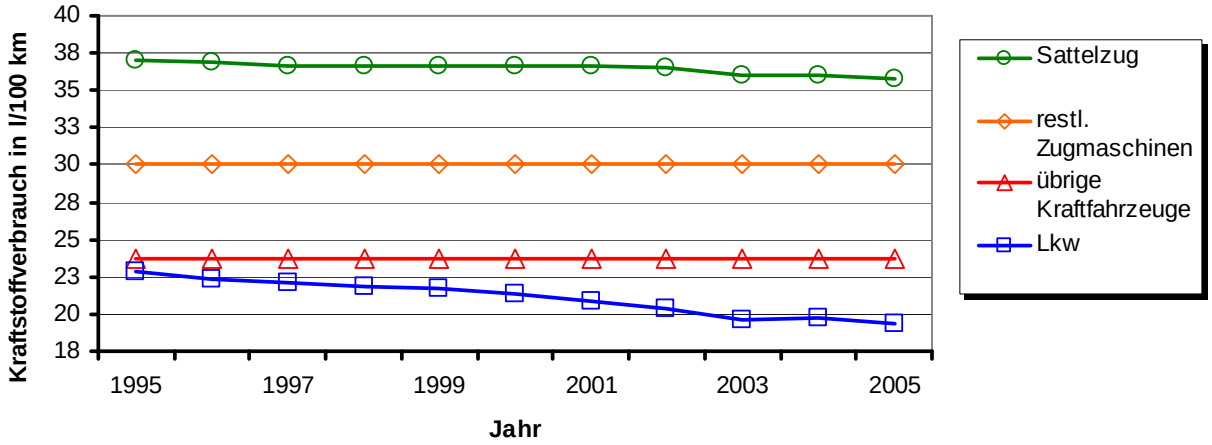

Abbildung 5-163: *Dieselverbrauch im Güterstraßenverkehr (GSV) nach Verkehrsmitteln /DIW 06/, /EWI 05/*

Benzinverbrauch

Bei den Lastkraftwagen ist von 1998 bis 2002 im Durchschnitt ein leichter Rückgang von 0,6 l/100 km aus **Abbildung 5-164** zu erkennen. Der Verbrauch beträgt ab 2002 durchschnittlich 12,4 l/100 km. Die Zugmaschinen benötigen im Zeitraum von 1995 bis 2005 im Schnitt 18,0 l/100 km. Eine leichte Abnahme verzeichnen auch die übrigen Kraftfahrzeuge, der Verbrauch sank um 0,4 l/100 km auf 17,6 l/100 km.

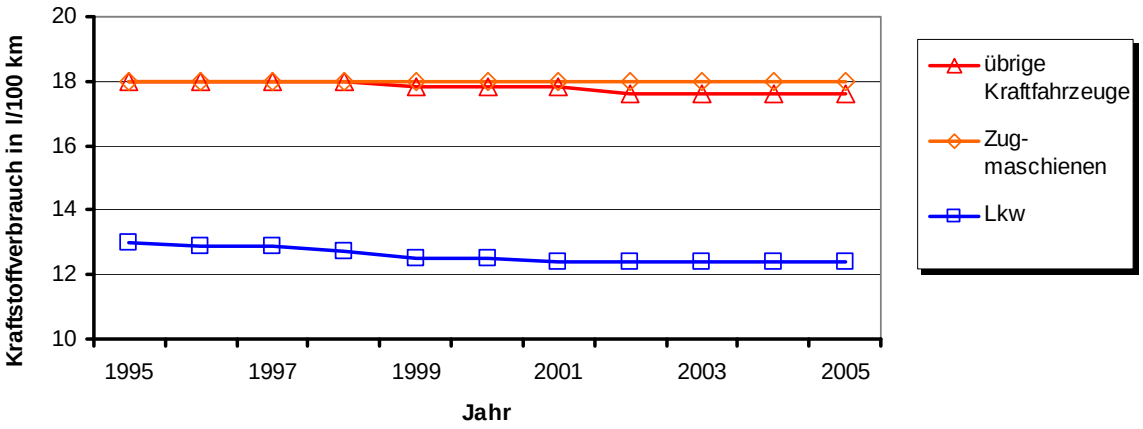

Abbildung 5-164: *Benzinverbrauch des Güterstraßenverkehrs (GSV) nach Verkehrsmitteln /DIW 06/*

Absoluter Kraftstoffabsatz

Der gesamte Dieselverbrauch im Güterstraßenverkehr (GSV) stieg im Zeitraum von 1995 bis 2005 um insgesamt 2.339 Mio. l. Hierbei ist zu erwähnen, dass der Verbrauch zwischen 1995 und 1999 stärker zunahm. Von 1999 bis 2005 bewegt sich der Dieseleinsatz (**Abbildung 5-165**) bei ca. 19 Mrd. Liter. Der Ottokraftstoffverbrauch hingegen nimmt im GSV eine untergeordnete Rolle ein, er beträgt 442 Mio. Liter (2005) und nahm seit 1995 um 340 Mio. Liter (44 %) ab.

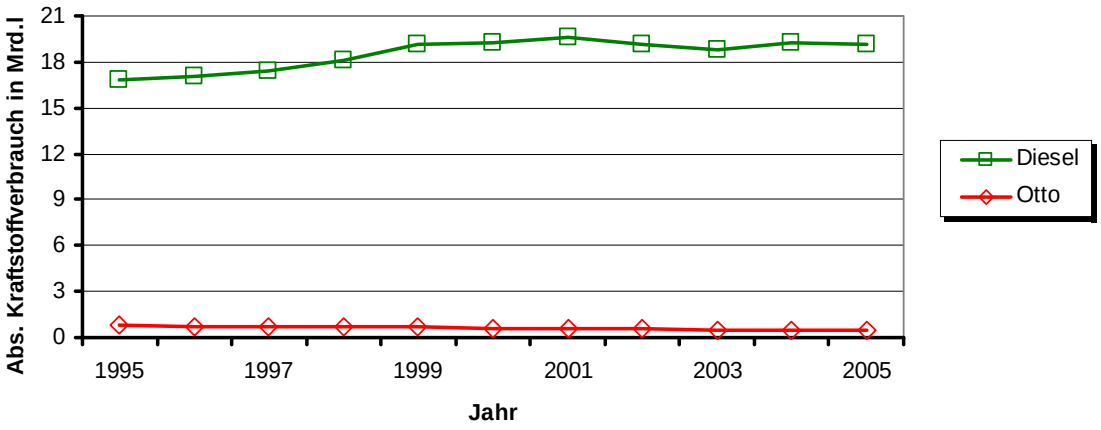

Abbildung 5-165: *Absoluter Kraftstoffverbrauch des Güterstraßenverkehrs (GSV) nach Kraftstoffart /DIW 06/, /STBU 05b/, /EWI 05/*

Endenergieeinsatz

Der Endenergieeinsatz in Form von Diesel hat mit 98 % einen maßgeblichen Anteil am gesamten Energieaufwand des Güterstraßenverkehrs. Der gesamte Energieeinsatz zwischen 1995 und 2005 stieg um insgesamt 72 PJ. Hierbei ist zu erwähnen, dass der Verbrauch zwischen 1995 und 1999 mit 12 % deutlich zunahm. Ab 1999 bis 2005 beträgt der Einsatz (**Abbildung 5-166**) ca. 700 PJ. Die Abnahme des Energieverbrauchs der Lkws im Zeitraum von 1995 bis 2005 von 26 PJ ist auf die Reduktion des spezifischen Kraftstoffverbrauchs von Diesel-Lkws und auf die Abnahme der Verkehrsleistung bei Otto-Lkws zurückzuführen. Im Jahr 2005 beträgt der Energieaufwand von Lastkraftwagen 390 PJ. Der leicht erhöhte Energiebedarf von 1999 bis 2001 entstand durch den

Zuwachs der Verkehrsleistung im selben Zeitraum. Die Minderung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs konnte die Erhöhung der Verkehrsleistung der Sattelzugmaschinen nicht ausgleichen, wodurch der Energieeinsatz in den Jahren zwischen 1995 und 2005 um 51 % anstieg. Bei den restlichen Zugmaschinen und den übrigen Kraftfahrzeugen konnte keine nennenswerte Verbesserung des spezifischen Verbrauchs festgestellt werden. Daraus resultierte aufgrund des Anstiegs der Verkehrsleistung ein energetisch höherer Aufwand beider Verkehrsmittel. Die restlichen Zugmaschinen benötigten von 1995 bis 2005 um 70 % mehr Energie, die übrigen Kraftfahrzeuge um 25 %.

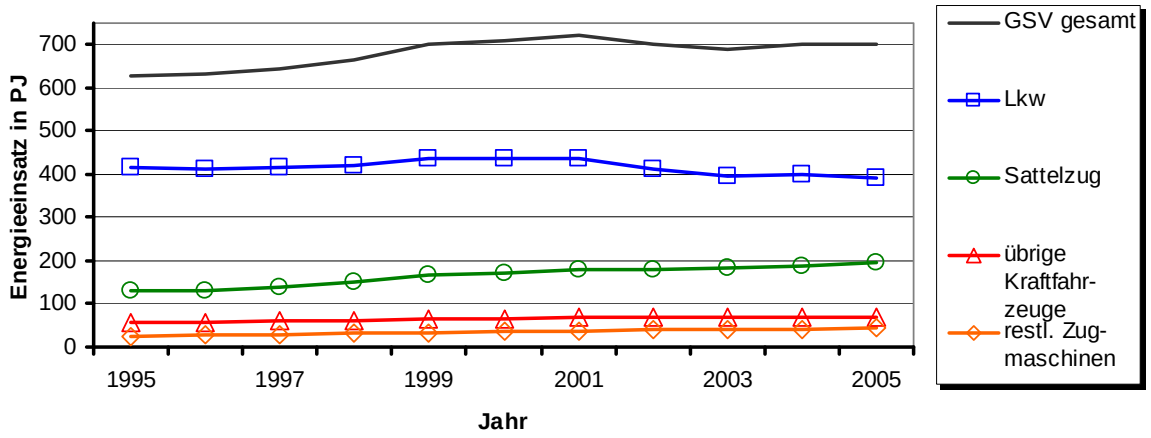

Abbildung 5-166: *Energieeinsatz des Güterstraßenverkehrs (GSV) nach Verkehrsmitteln /VDEW 06/*

Spezifischer Endenergieeinsatz

Der spezifische Endenergieeinsatz wird für Lkw und Sattelzüge mit einer Nutzlast von über 3,5 t berechnet. Im Zeitraum von 1995 bis 2005 verzeichnet der spezifische Energieeinsatz (**Abbildung 5-167**) im Güterstraßenverkehr einen mittleren Rückgang von 2 % pro Jahr. Dieser beläuft sich im Jahr 2005 auf etwa 1,88 MJ/tkm.

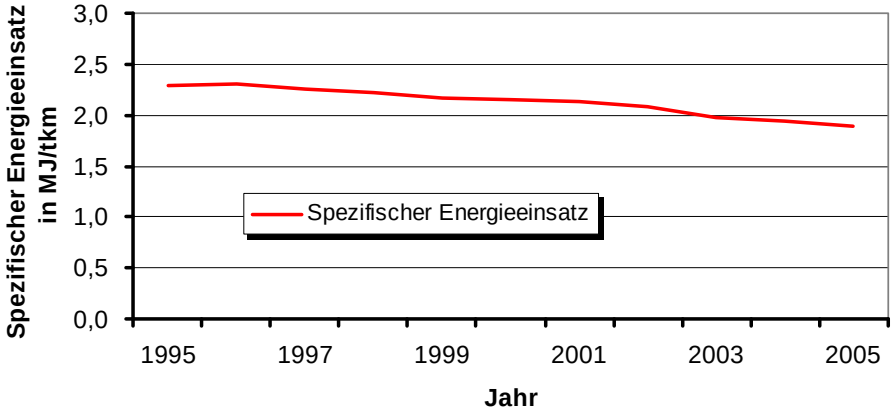

Abbildung 5-167: *Spezifischer Energieeinsatz des Güterstraßenverkehrs (GSV) /STJB 06/, /STBU 05b/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des Güterstraßenverkehrs

In **Tabelle 5-41** sind die Kenngrößen des GSV für ausgewählte Jahre und Verkehrsmittel dargestellt.

Tabelle 5-41: *Kenngrößen des Güterstraßenverkehrs /DIW 06/, /STJB 06/, /ENQ 02/, /BMVBS 06/, /STBU 05b/, /VDEW 06/, /eigene Berechnung/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Fahrzeugbestand					
Lkw	1.000	2.215	2.527	2.632	2.573
Sattelzug	1.000	124	162	179	188
Restl. Zugmaschinen	1.000	559	768	850	961
Übrige Kraftfahrzeuge	1.000	614	655	681	690
GSV Diesel	1.000	2.995	3.693	3.953	4.101
GSV Otto	1.000	517	419	389	311
GSV gesamt	**1.000**	**3.512**	**4.112**	**4.342**	**4.412**
Verkehrsleistung					
Lkw	Mio. Fkm	52.770	58.727	58.343	57.318
Sattelzug	Mio. Fkm	9.740	13.103	13.702	15.176
Restl. Zugmaschinen	Mio. Fkm	2.432	3.352	3.705	4.144
Übrige Kraftfahrzeuge	Mio. Fkm	7.139	8.069	8.461	8.676
GSV gesamt	**Mio. Fkm**	**72.081**	**83.251**	**84.211**	**85.314**
Transportleistung					
GSV[1] gesamt	Mio. tkm	237.798	280.699	285.207	310.114
Beladung[1]	tkm/Fkm	3,80	3,91	3,96	4,28
Absoluter Kraftstoffverbrauch					
Diesel	Mio. l	16.861	19.267	19.122	19.200
Otto	Mio. l	782	615	560	442
Spezifischer Kraftstoffverbrauch Diesel					
Lkw	l/100 km	22,9	21,3	20,3	19,4
Sattelzug	l/100 km	37,0	36,7	36,5	35,8
Restl. Zugmaschinen	l/100 km	30,1	30,1	30,1	30,1
Übrige Kraftfahrzeuge	l/100 km	23,7	23,7	23,7	23,7
Spezifischer Kraftstoffverbrauch Otto					
Lkw	l/100 km	13,0	12,5	12,4	12,4
Restl. Zugmaschinen	l/100 km	18,0	18,0	18,0	18,0
Übrige Kraftfahrzeuge	l/100 km	18,0	17,8	17,6	17,6
Energieeinsatz					
Lkw	PJ	415,5	434,4	413,3	389,8
Sattelzug	PJ	128,5	171,5	178,3	193,7
Restl. Zugmaschinen	PJ	26,0	35,8	39,6	44,3
Übrige Kraftfahrzeuge	PJ	57,0	65,5	69,0	71,3
GSV gesamt	**PJ**	**627,0**	**707,3**	**700,3**	**699,2**
Spezifischer Energieeinsatz					
MIV gesamt	**MJ / tkm**	**2,64**	**2,52**	**2,46**	**2,25**
CO_2-Emission					
Lkw	Mio. t	30,7	32,4	30,9	29,4
Sattelzug	Mio. t	9,5	12,7	13,2	14,4
Restl. Zugmaschinen	Mio. t	1,9	2,7	2,9	3,3
Übrige Kraftfahrzeuge	Mio. t	4,2	4,8	5,1	5,3
GSV gesamt	**Mio. t**	**46,3**	**52,6**	**52,1**	**52,3**

[1] Für Sattelzug und LKW

5.6.3.2 Schienenverkehr

5.6.3.2.1 Überblick

Triebfahrzeugbestand

Der gesamte Triebfahrzeugbestand des Schienenverkehrs einschließlich Straßenbahnen (**Abbildung 5-168**) nahm im Zeitraum von 1995 bis 2003 um 8 % zu und zählt 14.463 Fahrzeuge (2003). Die Diesellokomotiven gingen von 1995 bis 2003 um fast 53 % zurück und belaufen sich 2003 auf 2.733 Lokomotiven. Die elektrisch betriebenen Lokomotiven (3.326 in 2003) nahmen im gesamt betrachteten Zeitraum um 7 % ab. Der elektrische Triebwagenbestand (5.575 in 2003) verdoppelte sich zwischen 1995 und 2003 in etwa. In diesem Zeitraum nahmen die Dieseltriebwagen um 167 % zu. Der Fuhrpark an Dieseltriebwagen beträgt 2003 ca. 2.750 Wagen. Der Rückgang der Lokomotiven und der Zuwachs an Triebwagen lassen auf eine Umstellung der Art der Antriebsfahrzeuge schließen und sind Hintergrund der erhöhten Zunahme der gesamten Triebfahrzeuge im Jahr 1999.

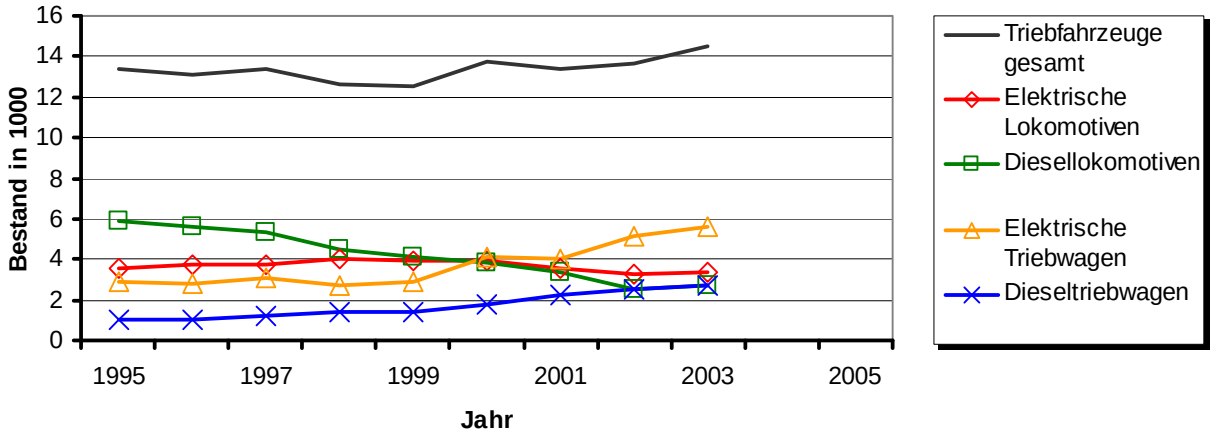

Abbildung 5-168: *Triebfahrzeugbestand des Schienenverkehrs nach Antriebsart /STBU 05d/, /STJB 06/*

Verkehrsleistung

Die Transportleistung des Güterschienenverkehrs bewegt sich im Zeitraum von 1995 bis 2001 im Bereich von ca. 73 Mrd. Tonnenkilometern (tkm). Auffallend ist in **Abbildung 5-169** ein fortwährender Anstieg (6 % pro Jahr) der Leistung im Güterverkehr ab dem Jahr 2002 bis 2005 (95 Mrd. tkm in 2005). Die Beförderungsleistung des Personenschienenverkehrs ist vergleichsweise konstant, sie beläuft sich im Jahr 2005 auf rund 75 Mrd. Personenkilometer.

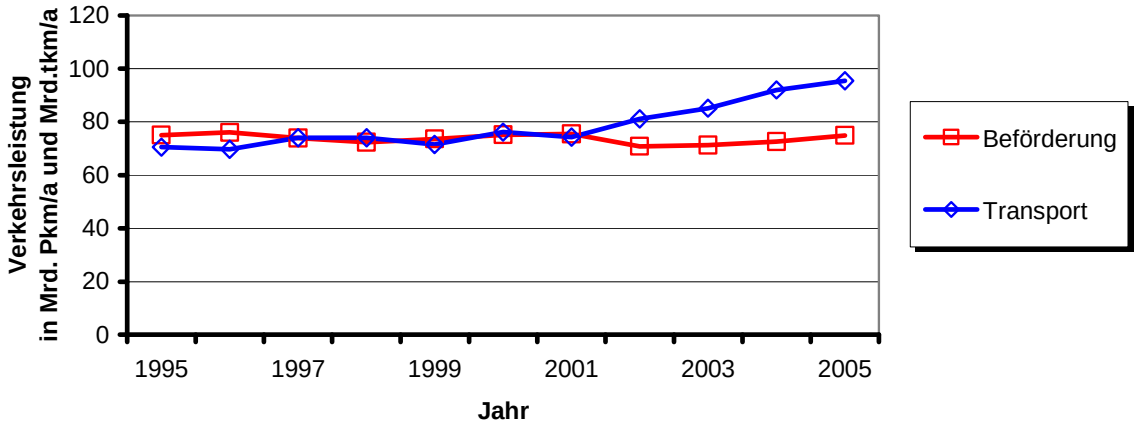

Abbildung 5-169: *Verkehrsleistung des Schienenverkehrs /DBAG 05/, /STJB 06/, /STBU 05d/*

Energieeinsatz nach Energieträgern

Der gesamte Endenergieeinsatz im Schienenverkehr war von 1995 bis 2003 rückläufig (-5 %) (**Abbildung 5-170**). Der Anteil des elektrischen Stroms am gesamten Endenergieeinsatz betrug 1995 rund 56 % und wuchs bis 2003 auf 73 % (ca. 39 PJ) an. Der restliche Energiebedarf wird fast ausschließlich durch Dieselkraftstoff gedeckt. Dieser nimmt ab 1995 fortlaufend um 5 % pro Jahr ab und beträgt ab dem Jahr 2003 in etwa 17 PJ. Daneben werden in sehr geringem Umfang die Brennstoffe Braunkohlenbriketts, Steinkohlen, Braunkohlen und Koks verfeuert, welche in Abbildung 5-170 nicht berücksichtigt sind.

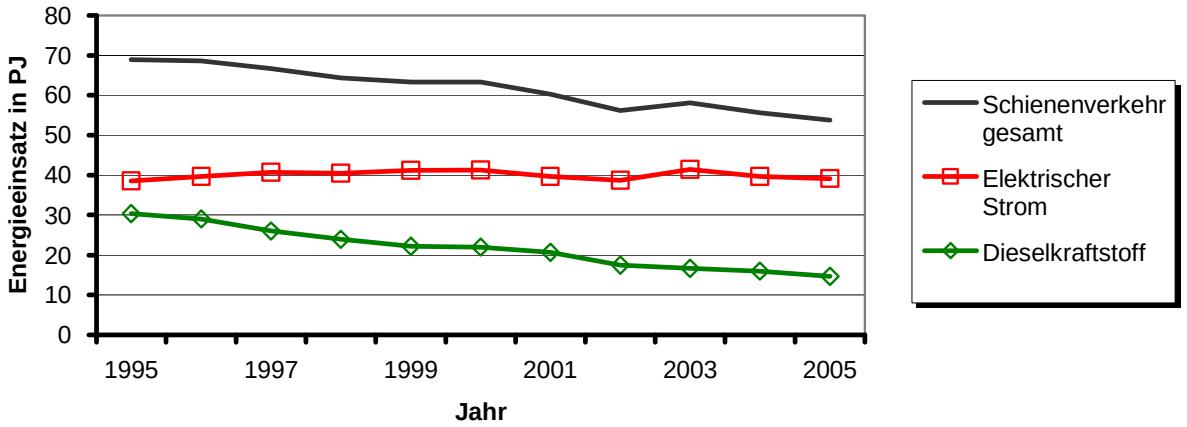

Abbildung 5-170: *Endenergieeinsatz des Schienenverkehrs nach Energieträgern /AGEB 06/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des Schienenverkehrs

In **Tabelle 5-42** sind die Kenngrößen des Schienenverkehrs für ausgewählte Jahre dargestellt.

Tabelle 5-42: *Kenngrößen des Schienenverkehrs /STJB 06/, /STBU 05d/, /VDEW 06/, /VDV 04/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Triebfahrzeugbestand					
Diesellokomotive	Anzahl	5.875	3.874	2.532	k.A.[2]
Elektrische Lokomotive	Anzahl	3.583	3.888	3.274	k.A.[2]
Dieseltriebwagen	Anzahl	1.031	1.751	2.562	k.A.[2]
Elektrische Triebwagen	Anzahl	2.880	4.150	5.189	k.A.[2]
Triebwagen gesamt[1]	Anzahl	13.369	13.731	13.628	k.A.[2]
Verkehrsleistung					
Fahrgäste	Mio.	1.921	2.001	1.972	2.131
Beförderungsleistung	**Mio. Pkm**	**74.970**	**75.080**	**70.850**	**74.946**
Beförderte Güter	Mio. t	333	294	300	317
Transportleistung	**Mio. tkm**	**70.500**	**76.108**	**81.059**	**95.421**
Energieeinsatz					
Elektrischer Strom	PJ	38,6	41,3	38,7	39,1
Dieselkraftstoff	PJ	30,4	22,0	17,5	14,7
Sonstige[3]	PJ	0,1	0,4	-	-
Schienenverkehr ges.	**PJ**	**69,1**	**63,7**	**56,2**	**53,8**
Spezifischer Energieeinsatz					
Nahverkehr	MJ / Pkm	0,90	0,87	0,75	0,64
Fernverkehr	MJ / Pkm	0,35	0,32	0,31	0,30
Güterverkehr	MJ / tkm	0,26	0,23	0,20	0,16

[1] Einschließlich Lokomotiven und Triebwagen anderer Antriebsarten; [2] keine Angaben;
[3] Briketts, Steinkohlen, Braunkohlen und Koks

5.6.3.2.2 Personenschienenverkehr

Der Personenschienenverkehr ist nach /AEG 93/ die allgemein zugängliche Beförderung von Personen mittels Schienenfahrzeugen (Zügen). Mit einem Anteil von 96,8 % (bzgl. der Verkehrsleistung nach Personenkilometern) ist laut /DBAG 05/ die Deutsche Bahn am gesamten Personenschienenverkehr Markt bestimmend. Der Personenschienenverkehr wird unterschieden nach Schienennahverkehr und Schienenfernverkehr.

Schienennahverkehr

Unter Schienennahverkehr ist laut /AEG 93/ die allgemein zugängliche Beförderung von Personen in Zügen zu verstehen, die überwiegend dazu bestimmt sind, die Verkehrsnachfrage im Stadt-, Vorort- oder Regionalverkehr zu befriedigen. Im Zweifel ist das der Fall, wenn in der Mehrzahl der Beförderungsfälle eines Zuges die gesamte Reiseweite 50 Kilometer oder die gesamte Reisezeit eine Stunde nicht übersteigt. Der Schienennahverkehr wird mit folgenden Schienenfahrzeugen bewältigt:

- Personenverkehr Eisenbahn (PVE) wie beispielsweise Regionalbahnen der DB AG
- Straßen- und Stadtbahn
- U-Bahn
- Bahn besonderer Bauart

Fahrzeugbestand

Der Fahrzeugbestand im Schienennahverkehr (**Abbildung 5-171**) war in den Jahren von 1995 bis 1998 rückläufig und betrug1998 in etwa 27.275 Fahrzeuge. Ab 1998 bis 2003 waren keine wesentlichen Veränderungen zu verzeichnen. Die Fahrzeuge des Personenverkehrs Eisenbahn (PVE) nehmen 2005 etwa 72 % des gesamten Fahrzeugbestands auf den Schienen ein und sind somit maßgebend an den Veränderungen des gesamten Bestands beteiligt. Im Zeitraum zwischen 1995 und 1998 ging der Bestand im PVE zurück und beläuft sich 1998 auf 19.247 Bahnen. Herausragend ist hierbei die Abnahme von 17 % im Jahr 1998. Von 1995 bis 2005 ist bei den Straßen- und Stadtbahnen eine Abnahme der Fahrzeuge von 20 % zu verzeichnen, diese betragen 2005 ca. 5.923. Der U-Bahnbestand verzeichnet im gesamten Zeitraum keine merklichen Veränderungen.

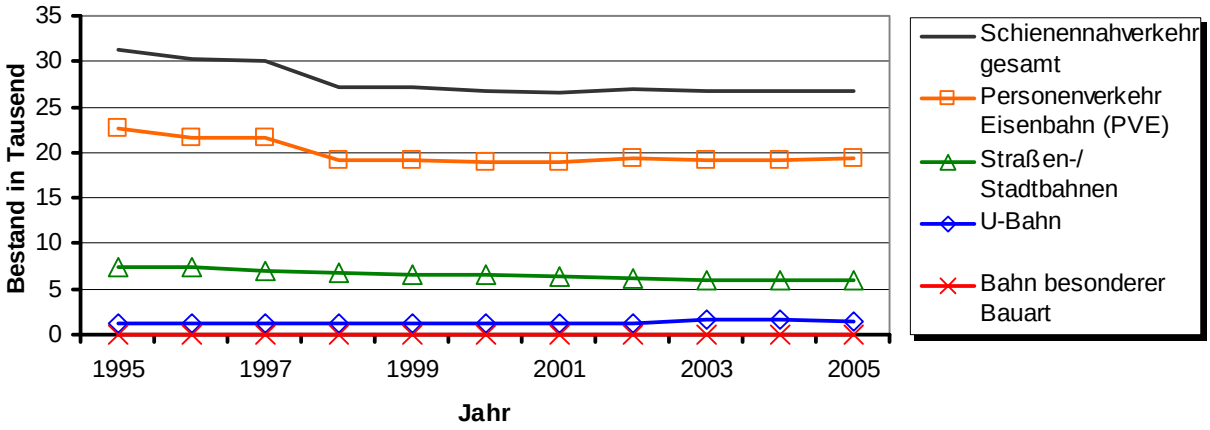

Abbildung 5-171: *Fahrzeugbestand des Schienennahverkehrs nach Verkehrsart /VDV 04/, /STBU 05d/, /STJB 06/*

Verkehrsleistung nach Personenkilometer und Personen

Die Verkehrsleistung im Nahverkehr (**Abbildung 5-172**) verzeichnete zwischen 1995 und 2005 keine nennenswerten Veränderungen, sie betrug im Jahr 2005 in etwa 41 Mrd. Personenkilometer bei einer Beförderung von ca. 2 Mrd. Personen.

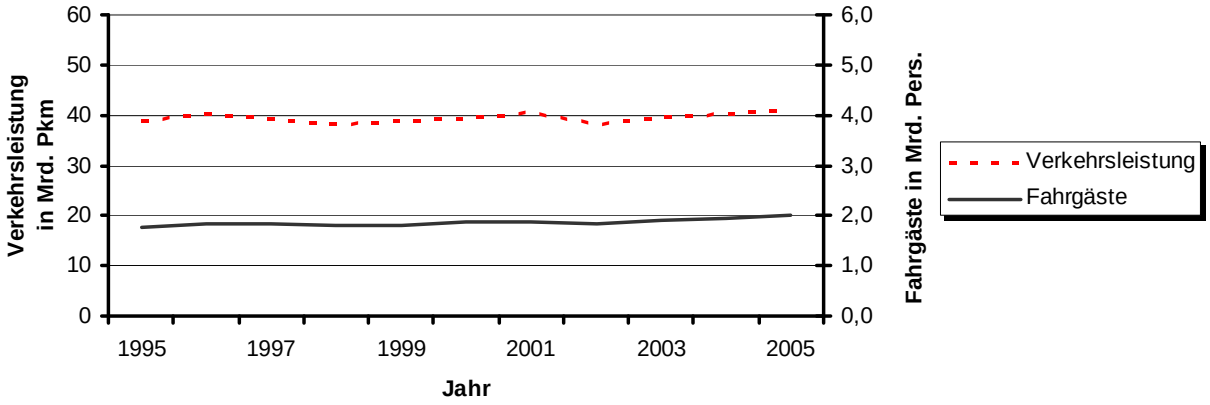

Abbildung 5-172: *Verkehrsleistung des Schienennahverkehrs /STBU 05d/, /DBAG 05/, /STJB 06/, /VDV 04/*

Verkehrsleistung in Wagenkilometern

Der gesamte Schienennahverkehr ist wesentlich vom Personenverkehr Eisenbahn (PVE) geprägt (**Abbildung 5-173**). Dieser behauptet sich mit einem Anteil von rund 72 % (1995) und bestimmt somit maßgebend den Verlauf des Personenverkehrs (2.946 Mio. Wagenkilometer (Wkm) in 2005). Auffallend ist die starke Zunahme des PVE im Jahr 2004 um rund 16 % und der im folgenden Jahr wieder sinkenden Verkehrsleistung von ca. 9 %. Im Jahr 2005 entspricht die Verkehrsleistung in etwa 2.344 Mio. Wkm. Die Straßen- und Stadtbahnen verzeichneten im Zeitraum von 1995 bis 2005 (ca. 340 Mio. Wkm) eine fortlaufende Abnahme von durchschnittlich einem Prozent pro Jahr. Hingegen ist bei den U-Bahnen ein Zuwachs der Verkehrsleistung von rund einem Prozent pro Jahr zu erkennen und beläuft sich im Jahr 2005 auf etwa 260 Mio. Wkm. Leichte Unregelmäßigkeiten weisen Bahnen besonderer Bauart im gesamten Zeitraum auf, diese erreichen 2005 in etwa 2,4 Mio. Wkm.

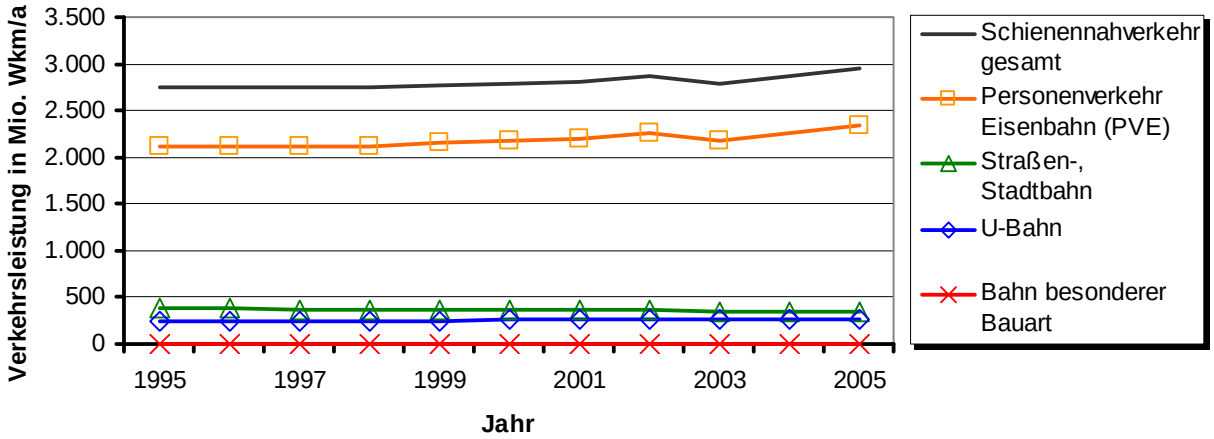

Abbildung 5-173: *Verkehrsleistung des Schienennahverkehrs in Wagenkilometern nach Verkehrsart /STBU 05d/, /STJB 06/, /VDV 04/*

Schienenfernverkehr

Der deutschlandweite Schienenfernverkehr wird fast ausschließlich von der Deutschen Bahn AG bewältigt. Als Fernverkehr sind Reisen mit einer Streckenlänge von mehr als 50 Kilometern oder einer Reisedauer von über einer Stunde definiert.

Fahrzeugbestand

Der Lokomotivenbestand des Schienenfernverkehrs (**Abbildung 5-174**) registrierte in den Jahren von 1999 bis 2005 keine größeren Änderungen und beläuft sich auf 396 Loks im Jahr 2005. Hingegen verzeichneten die Reisezugwagen eine Abnahme von 52 % im genannten Zeitraum, 2005 stehen 2.398 Wagen zur Verfügung.

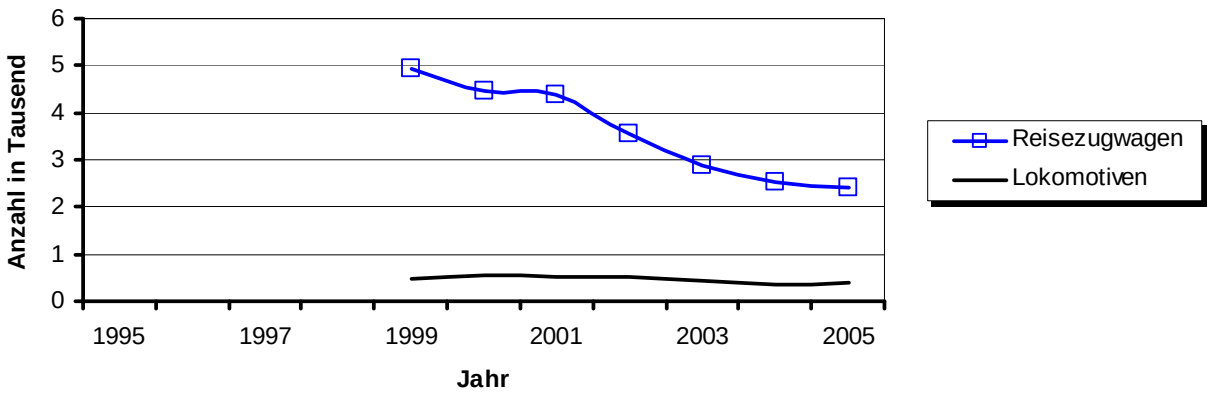

Abbildung 5-174: *Fahrzeugbestand des Schienenfernverkehrs /DBAG 05/*

Verkehrsleistung nach Personenkilometern und Fahrgästen

Die Beförderungsleistung im Schienenfernverkehr (**Abbildung 5-175**) ist durch leichte Schwankungen gekennzeichnet. Im Zeitraum von 1995 bis 2005 verzeichnet die Verkehrsleistung eine geringe Abnahme und beläuft sich auf fast 34 Mrd. Personenkilometer (2005). Im Jahr 2005 fuhren ca. 120 Mio. Personen mit der Deutschen Bahn AG.

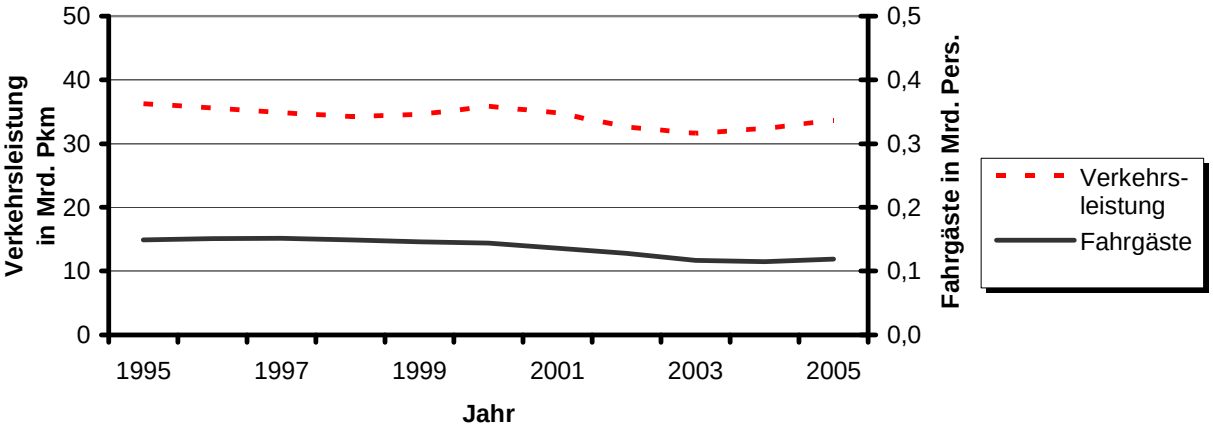

Abbildung 5-175: *Verkehrsleistung des Schienenfernverkehrs /STBU 05d/, /STJB 06/, /VDV 04/*

Absoluter und spezifischer Energieeinsatz

Abbildung 5-176 zeigt, dass der absolute Energieeinsatz in den Jahren 1995 bis 2000 in etwa bei 12 PJ lag und ab 2002 ca. 10 PJ beträgt. Im gesamten Zeitraum ist die spezifische Energieaufwendung in etwa gleich bleibend und beträgt 2005 rund 0,3 MJ/Pkm.

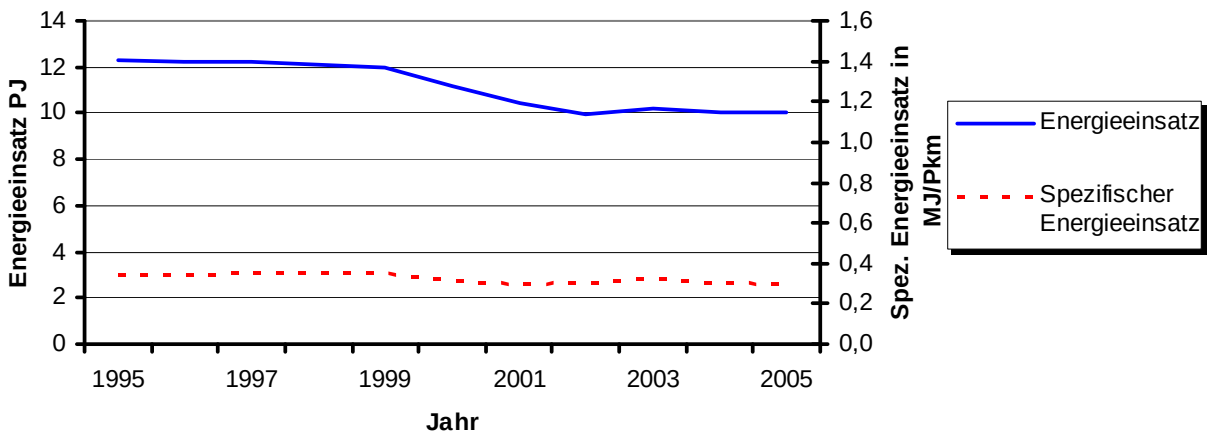

Abbildung 5-176: *Absoluter und spezifischer Energieeinsatz des Schienenfernverkehrs /AGEB 06/, /DBAG 05/, /STJB 06/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des Personenschienenverkehrs

In **Tabelle 5-43** sind die Kenngrößen des Personenschienenverkehrs für ausgewählte Jahre dargestellt.

Tabelle 5-43: *Kenngrößen des Personenschienenverkehrs /STJB 06/, /STBU 05d/, /DBAG 05/, /VDV 04/, /eigene Berechnung/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Fahrzeugbestand					
Fernverkehr					
Reisezugwagen	Anzahl	k.A.[1]	4.444	3.566	2.398
Lokomotiven	Anzahl	k.A.[1]	540	529	396
Nahverkehr					
Schienenfahrzeuge	Anzahl	23.921	19.348	19.456	26.747[2]
Verkehrsleistung					
Fernverkehr					
Fahrgäste	Mio.	149	144	128	119
Beförderungsleistung	Mio. Pkm	36.277	35.853	32.657	33.695
Nahverkehr					
Fahrgäste	Mio.	1.772	1.857	1.844	2.012
Beförderungsleistung	Mio. Pkm	38.693	39.227	38.193	41.251
Energieeinsatz					
Fernverkehr					
Spez. Energieeinsatz	MJ / Pkm	0,34	0,32	0,30	0,30
Abs. Energieeinsatz	PJ	12,3	11,1	9,9	10,0
Nahverkehr					
Spez. Energieeinsatz	MJ / Pkm	0,84	0,81	0,71	0,61
Abs. Energieeinsatz	PJ	32,6	31,9	27,3	25,2

[1] keine Angaben; [2] Die Zählweise bei der DB Regio AG änderte sich ab 2004

5.6.3.2.3 Güterschienenverkehr

Die Beförderung von Gütern auf den Betriebsanlagen der öffentlichen Einrichtungen oder privatrechtlich organisierten Unternehmen des Schienenverkehrs wird als Güterschienenverkehr definiert. Die Deutsche Bahn AG hat nach eigenen Angaben im Güterverkehr einen Marktanteil von 85,7 % (2005) am gesamten Gütertransport auf Schienen innerhalb der Bundesrepublik.

Wagenbestand

Der Bestand der bahneigenen Wagen nahm zwischen 1995 und 2003 in etwa um 6 % pro Jahr ab und beläuft sich im Jahr 2003 auf 107.031 Wagen. Von 1993 bis 1999 ist bei dem Privatwagenbestand eine Abnahme von 24 % (**Abbildung 5-177**) festzustellen. Bis zum Jahr 2003 (57.107) hingegen sind keine ersichtlichen Veränderungen zu verzeichnen. Die gedeckten (24.986 Wagen, 2003) und die offenen (32.890 Wagen, 2003) Güterwagen verbuchen im gesamten betrachteten Zeitraum jeweils eine Abnahme von 11 % bzw. 7 %.

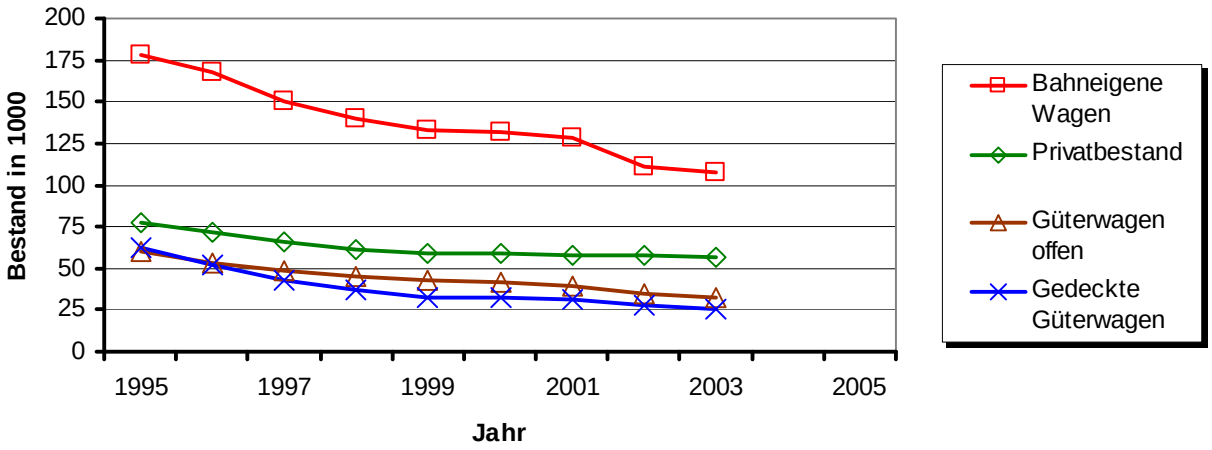

Abbildung 5-177: *Wagenbestand des Güterschienenverkehrs nach Wagenart /STBU 05d/, /STJB 06/*

Verkehrsleistung nach Tonnenkilometern und Tonnen

Die Transportleistung auf den Schienen beträgt 2005 95.421 Mio. Tonnenkilometer (tkm) und stieg im Zeitraum von 1995 bis 2005 um 35 % an. Auffallend ist die Steigung der Verkehrsleistung (**Abbildung 5-178)** von 2001 bis 2005, diese entspricht einer Zunahme von ca. 18 %. Die transportierten Gütermengen weisen hingegen keine entsprechenden Zuwächse auf, sondern nahmen im genannten Zeitraum leicht um 16 Mio. t ab und betrugen 317 Mio. t im Jahr 2005.

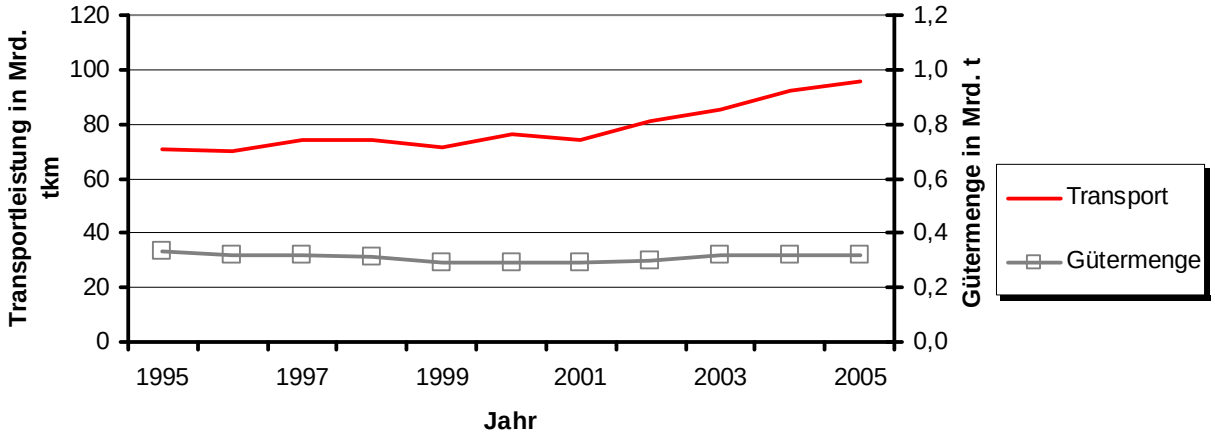

Abbildung 5-178: *Verkehrsleistung des Schienengüterverkehrs /STBU 05d/, /STJB 06/*

Absoluter und spezifischer Endenergieeinsatz im Güterschienenverkehr

Der absolute Energieeinsatz im Güterschienenverkehr (GV) nahm im Zeitraum von 1995 bis 2005 ab. In **Abbildung 5-179** sind stärkere Zu- und Abnahmen des Energieaufwands zwischen 1996 und 2002 von mehreren Prozentpunkten ersichtlich, ab 2002 sind keine weiteren Schwankungen zu erkennen. Der Energieeinsatz beträgt im Jahr 2005 in etwa 15 PJ. Der spezifische Energieeinsatz im GV nimmt hingegen fortlaufend im behandelten Zeitraum um 4 % ab und liegt im Jahr 2005 bei ca. 0,2 MJ/tkm.

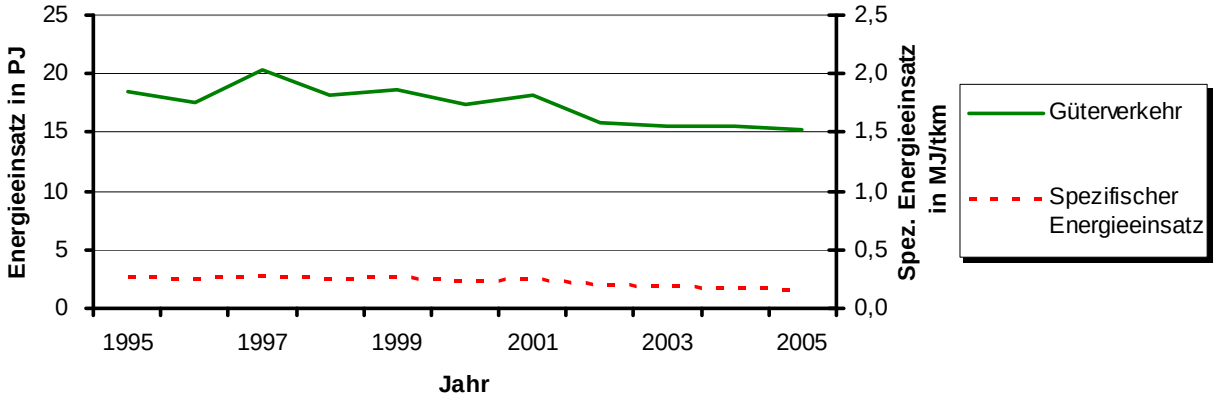

Abbildung 5-179: *Absoluter und spezifischer Energieeinsatz im Güterschienenverkehr /AGEB 06/, /STBU 05d/, /DBAG 05/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des Güterschienenverkehrs

In **Tabelle 5-44** sind die Kenngrößen des Güterschienenverkehrs für ausgewählte Jahre dargestellt.

Tabelle 5-44: *Kenngrößen des Güterschienenverkehrs /STJB 06/, /STBU 05d/, /DBAG 05/, /eigene Berechnung/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Wagenbestand					
Bahneigene Wagen	Anzahl	178.493	131.372	111.314	k.A.[1]
Gedeckte Güterwagen	Anzahl	62.433	32.444	27.659	k.A.[1]
Offene Güterwagen	Anzahl	60.004	41.746	35.175	k.A.[1]
Privatbestand Güterwagen	Anzahl	77.548	59.074	58.215	k.A.[1]
Verkehrsleistung					
Beförderte Güter	Mio. t	333	294	300	317[2]
Transportleistung	Mio. tkm	70.500	76.108	81.059	95.421
Energieeinsatz					
Spez. Energieeinsatz	MJ/tkm	0,25	0,22	0,19	0,15
Abs. Energieeinsatz	PJ	17,5	16,7	15,2	14,6

[1] Keine Angaben

[2] Korrektur für 2005 wegen Untererfassung im Kombinierten Verkehr (3,8 Mio. t) und rund 6,8 Mio. t jährlich bisher erfasster Behältergewichte.

5.6.3.3 Luftverkehr

5.6.3.3.1 Überblick

Verkehrsleistung

Die Verkehrsleistungen im Luftverkehr (**Abbildung 5-180**) zeigen im Betrachtungszeitraum von 1995 bis 2005 einen Anstieg. 2005 wurden rund 168 Mrd. Personenkilometer und 7 Mrd. Tonnenkilometer zurückgelegt. Der Gütertransport erfolgt oft gemeinsam mit der Personenbeförderung. Reine Transportflugzeuge unterscheiden sich generell hinsichtlich ihres Treibstoffverbrauchs und ihres Startgewichts nicht von Passagierflugzeugen. Eine Umrechnung zwischen Beförderungs- und Transportleistung kann über die Beziehung 1 tkm = 10 Pkm erfolgen.

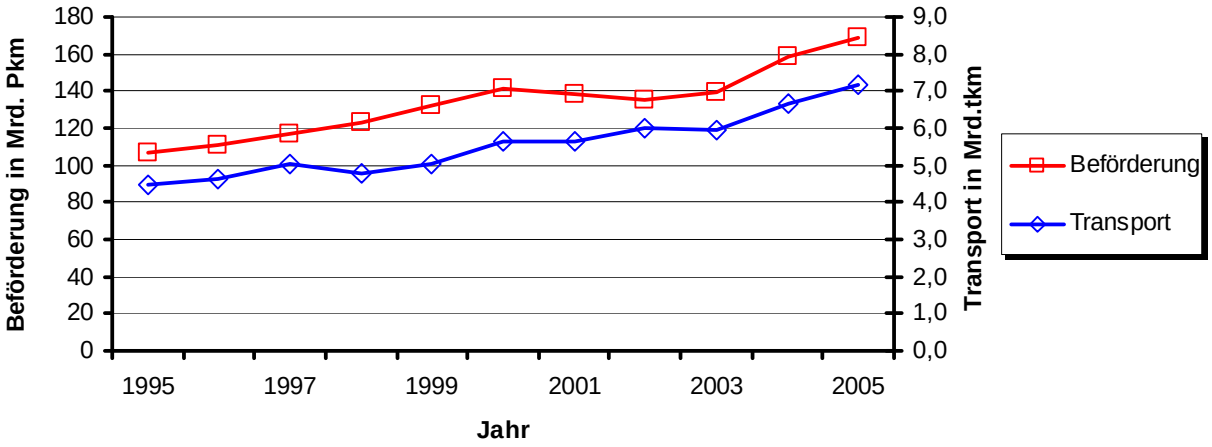

Abbildung 5-180: *Verkehrsleistung des Luftverkehrs nach Transport- und Beförderung /STJB 06/, /STBU 05e/*

Absoluter und spezifischer Energieeinsatz

Der absolute Endenergieeinsatz des Luftverkehrs nahm von 1995 bis 2000 stark zu, um durchschnittlich ca. 5 % pro Jahr. Ab 2000 bis zum Jahr 2003 sind in **Abbildung 5-181** keine erheblichen Veränderungen zu erkennen. Im Jahr 2003 wurden etwa 293 PJ Energie in Form von Flugturbinentreibstoff umgesetzt. Der spezifische Energieeinsatz ist seit 1995 leicht rückläufig und beträgt 2003 ca. 1,5 MJ/Pkm. Grundlage der Berechnung des spezifischen Energieaufwands sind die deutschlandweite Flugleistung und die Personenkilometer von Flugzeugen mit Startflughafen in der Bundesrepublik bis zum Zielflughafen im Ausland.

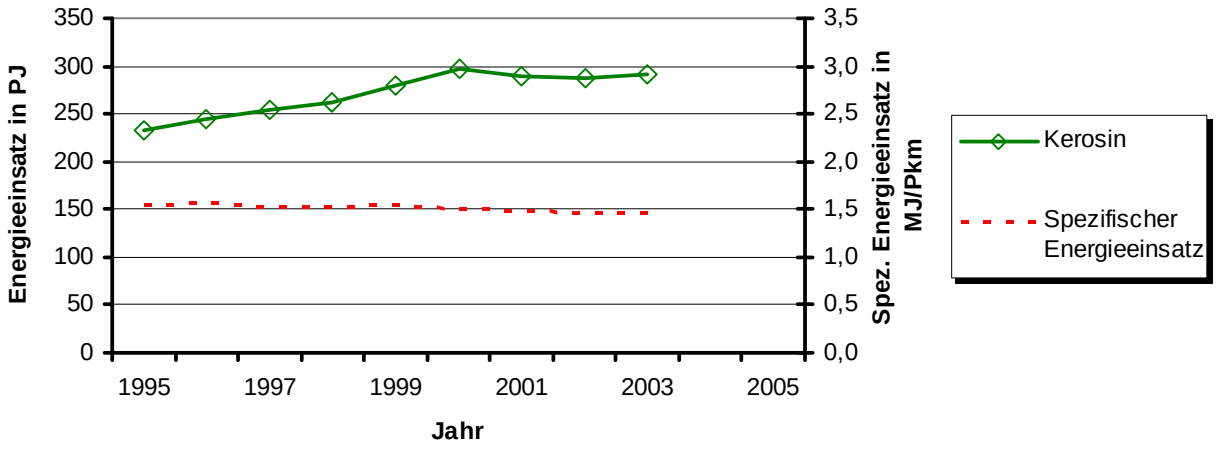

Abbildung 5-181: *Absoluter und spezifischer Energieeinsatz des Luftverkehrs nach Kraftstoffart (Vergleichsfaktor 1 tkm = 10 Pkm) /AGEB 06/, /eigene Berechnungen/*

Zusammenfassung der Kenngrößen des Luftverkehrs

In **Tabelle 5-45** sind die Kenngrößen des Luftverkehrs für ausgewählte Jahre dargestellt.

Tabelle 5-45: *Kenngrößen des Luftverkehrs /STJB 06/, /STBU 05e/, /AGEB 06/, /eigene Berechnungen/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Flüge[1]					
Bundesweit	Anzahl	368.376	390.008	379.572	382.828
Ins Ausland	Anzahl	437.347	573.621	555.290	676.113
Aus dem Ausland	Anzahl	437.967	573.344	556.496	676.247
Verkehrsleistung					
Fahrgäste	Mio.	56	73	69	85
Beförderungsleistung	**Mio. Pkm**	**106.513**	**141.695**	**135.204**	**168.486**
Beförderte Güter	Mio. t	1,2	1,4	1,4	1,6
Transportleistung	**Mio. tkm**	**4.485**	**5.659**	**6.018**	**7.182**
Energieeinsatz					
Flugturbinenkraftstoff	PJ	233	297	287	k.A.[2]
Ottokraftstoff	PJ	1	1	1	k.A.[2]
Spez. Energieeinsatz					
Personenverkehr	MJ / Pkm	1,55	1,50	1,48	k.A.[2]
Güterverkehr	MJ / tkm	15,5	15,0	14,8	k.A.[2]

[1] Passagier und Nichtpassagierflüge (z. B. Arbeitsflüge, gewerbliche Schulflüge); [2] Keine Angaben

5.6.3.3.2 Personenluftverkehr

Der Personenluftverkehr bewältigt die Beförderung von Passagieren mittels Luftfahrzeugen zwischen Start- und Landeplatz. Die Verkehrsleistung nach /STBU 05e/ wird für die Strecke zwischen deutschem Startflughafen und dem erstem Steckenflughafen im In- oder Ausland angegeben.

Verkehrsleistung

Die Beförderungsleistung (**Abbildung 5-182**) der Personenluftfahrt nahm zwischen 1995 und 2005 im Mittel um 5 % jährlich zu (Flüge innerhalb Deutschlands und von deutschen Flughäfen abgehend). 2005 leisteten die Flugzeuge rund 168 Mrd. Personenkilometer. Ein Einbruch der Leistung folgte nach dem Terroranschlag mittels Flugzeugen auf das World Trade Center am 11. Sept. 2001. Ab 2003 erholte sich der Luftverkehr von dem Einbruch und erhöhte die Verkehrsleistung jährlich um rund 6 %. Von 1995 bis 2005 steigerte sich die Anzahl der Fluggäste um jährlich etwa 3 % (85 Mio. in 2005).

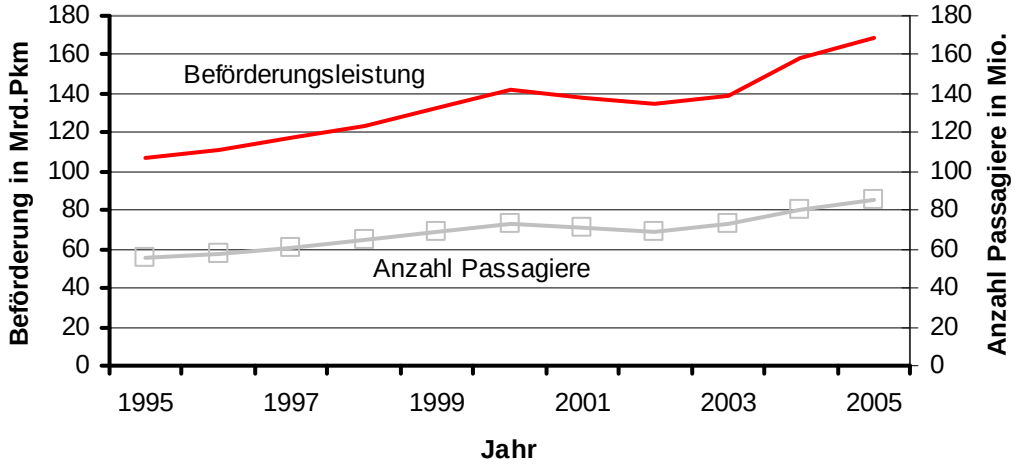

Abbildung 5-182: *Verkehrsleistung des Personenluftverkehrs /STJB 06/, /STBU 05e/*

5.6.3.3.3 Luftfrachtverkehr

Der Luftfrachtverkehr transportiert Güter und Postsendungen. Der Postumschlag enthält Mehrfachzählungen, die durch Umladungen innerhalb Deutschlands verursacht werden /STBU 05e/.

Verkehrsleistung

Die Transportleistung (**Abbildung 5-183**) des Luftfrachtverkehrs stieg zwischen 1995 und 2005 stärker als die Gütermenge. Folglich ergab sich in diesem Zeitraum eine Zunahme der Flugzeugkilometer. Im Jahr 2005 leistete die Luftfahrt im Frachtverkehr innerhalb Deutschlands inklusive internationaler Flüge 7.182 Mio. Tonnenkilometer. Das entspricht einer jährlichen Zunahme von etwa 5 %. Die transportierte Gütermenge legte durchschnittlich um ca. 3 % zu und betrug 2005 etwa 1,6 Mio. t.

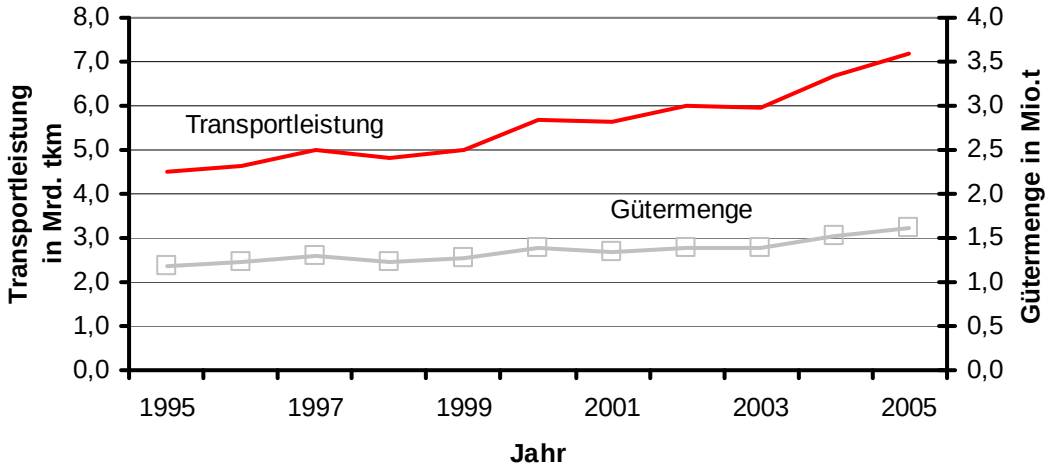

Abbildung 5-183: *Verkehrsleistung des Luftfrachtverkehrs /STJB 06/, /STBU 05e/*

5.6.3.4 Schifffahrtsverkehr

5.6.3.4.1 Überblick

Energieeinsatz
Der Energieeinsatz an Schiffsdiesel, der in der Bundesrepublik Deutschland getankt wird, war im Zeitraum von 1995 bis 2002 fortwährend rückläufig (**Abbildung 5-184**). Der Verbrauch nahm jährlich um ca. 11 % ab und belief sich im Jahr 2002 auf etwa 10 PJ. Rückschlüsse auf den Energiebedarf der Schifffahrt lassen sich wegen der Betankung im Ausland nicht ziehen.

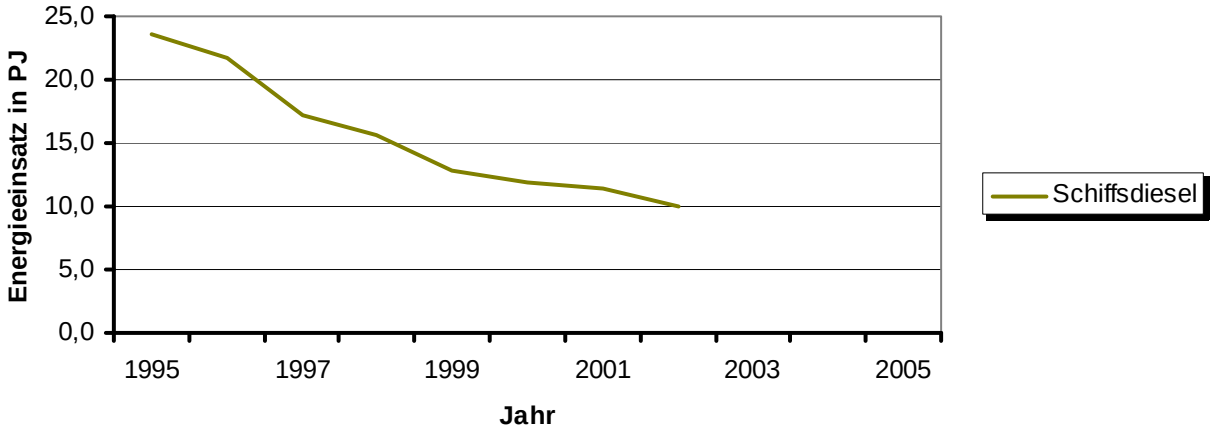

Abbildung 5-184: *Energieeinsatz des Schifffahrtverkehrs /AGEB 06/*

In **Tabelle 5-46** sind die Kenngrößen des Schifffahrtverkehrs für ausgewählte Jahre dargestellt.

Tabelle 5-46: *Kenngrößen des Schifffahrtverkehrs /STJB 06/, /STBU 05f/, /AGEB 06/, /ENV 02/, /eigene Berechnung/*

Verkehrsart	Einheit	1995	2000	2002	2005
Verkehrsleistung					
Binnenschifffahrt	Mio. tkm	81.137	79.816	75.836	75.790
Seeschifffahrt	Mio. t	201	238	243	280
Energieeinsatz					
Absoluter Energieeinsatz [2]	PJ	23,6	11,9	10,0	k.A.[1]
Spezifischer Energieeinsatz	MJ / tkm	k.A.[1]	k.A.[1]	0,11	k.A.[1]

[1] Keine Angaben;
[2] Absoluter Energieeinsatz in Form des in Deutschland gekauften Kraftstoffs

5.6.3.4.2 Binnenschifffahrt

Die Binnenschifffahrt bewältigt die Beförderung von Personen und den Transport von Gütern mittels Wasserfahrzeugen auf Flüssen und Seen.

Verkehrsleistung

Die Transportleistung der Binnenschifffahrt (**Abbildung 5-185**) schwankt im Zeitraum von 1995 bis 2005 im Bereich von 69 bis 81 Mrd. Tonnenkilometer (tkm). Im diesen Jahren ist ein Rückgang von 7 % zu erkennen. Während der bundesweite und grenzüberschreitende Verkehr rückläufig ist, legte der Durchgangsverkehr zu. 2005 beläuft sich der grenzüberschreitende Verkehr auf ca. 49 Mrd. tkm, der Durchgangsverkehr auf ca. 15 Mrd. tkm und der bundesweite Verkehr auf ca. 12 Mrd. tkm.

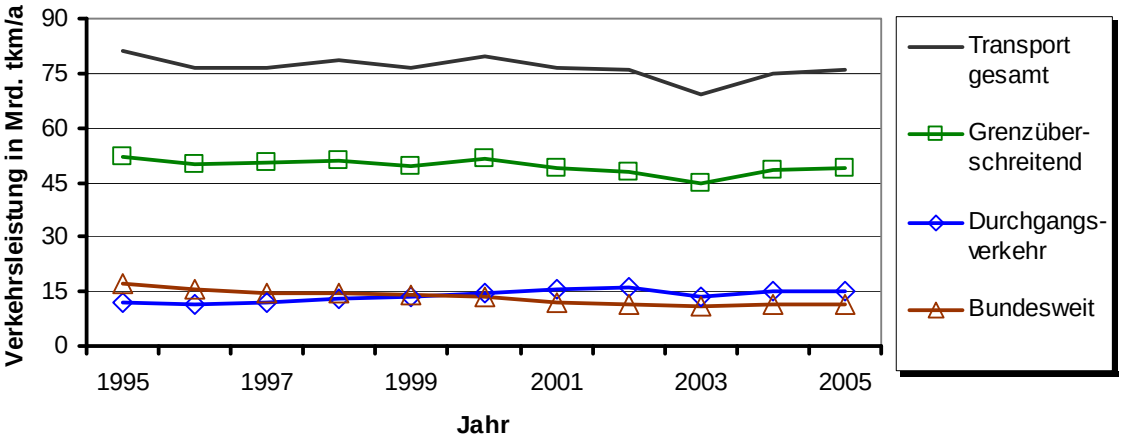

Abbildung 5-185: *Transportleistung der Binnenschifffahrt /STBU 05f/*

5.6.3.4.3 Seeschifffahrt

Unter der Seeschifffahrt sind laut /STBU 05f/ sämtliche Ankünfte und Abgänge von Schiffen in Häfen zu verstehen, deren Fahrt ganz oder teilweise auf See stattfindet. Abweichend von dem Nachweis vor dem Jahr 2000 ist auch der Seeverkehr der Binnenhäfen enthalten. Schiffstypen, die nicht zum Transport von Gütern oder Personen eingesetzt werden, sind von der Erhebung ausgeschlossen. Unter anderem werden Fischer-, Bohr- und Explorationsschiffe und Schlepper nicht miteinbezogen. Statistisch wird die Verkehrsleistung nach Tonnenkilometer nicht erfasst. Hingegen wird die Beförderungsmenge aufgenommen, diese bezeichnet das Gewicht der beförderten Gütermenge und wird in amtlichen Güterverkehrsstatistiken einschließlich Verpackungsgewicht ausgewiesen.

Anteilige Transportmenge

Verglichen werden in **Abbildung 5-187** anteilig die einzelnen transportierten Güterarten an der gesamten Beförderungsmenge der Jahre 1995 bis 2005. Die Beförderungsgüter werden unterteilt nach:

- Maschinen (Fahrzeuge, Maschinen, sonst. Halb- und Fertigwaren, besondere Transportgüter)
- Steine, Erden
- Landwirtschaft (Land- und forstwirtschaftliche Erzeugnisse, Nahrungs- und Futtermittel)
- Kraftstoffe (Feste mineralische Brennstoffe, Erdöl, Mineralölerzeugnisse, Gase)
- Metalle (Erze, Metallabfälle, Eisen, Stahl, NE-Metalle)
- Chemie (Chemische Erzeugnisse und Düngemittel)

Insgesamt steigt die Beförderungsmenge der Seeschifffahrt stetig an. Im Jahr 2005 sind fast 281 Mio. t verschifft worden (**Abbildung 5-186**). Prozentual ist die Erhöhung der Maschinentransporte (Abbildung 5-187) auf Schiffen am höchsten, zwischen 1995 und 2005 entsprechend neun Prozentpunkte. Die übrigen Güterarten weisen anteilig nur geringe Veränderungen auf, verbuchten hingegen einzeln betrachtet entsprechend dem Gesamtwachstum auch Zuwächse.

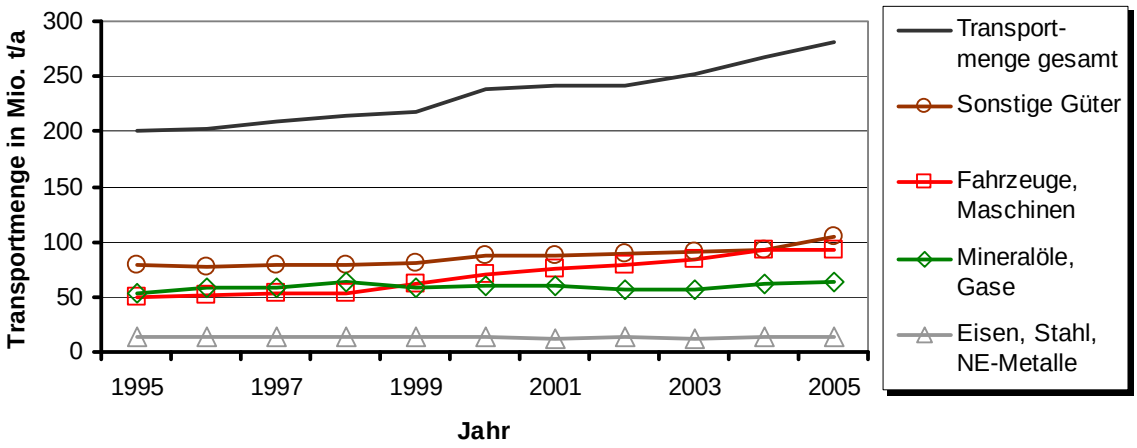

Abbildung 5-186: *Beförderungsmengen im Seeschiffsverkehr /STBU 05f/*

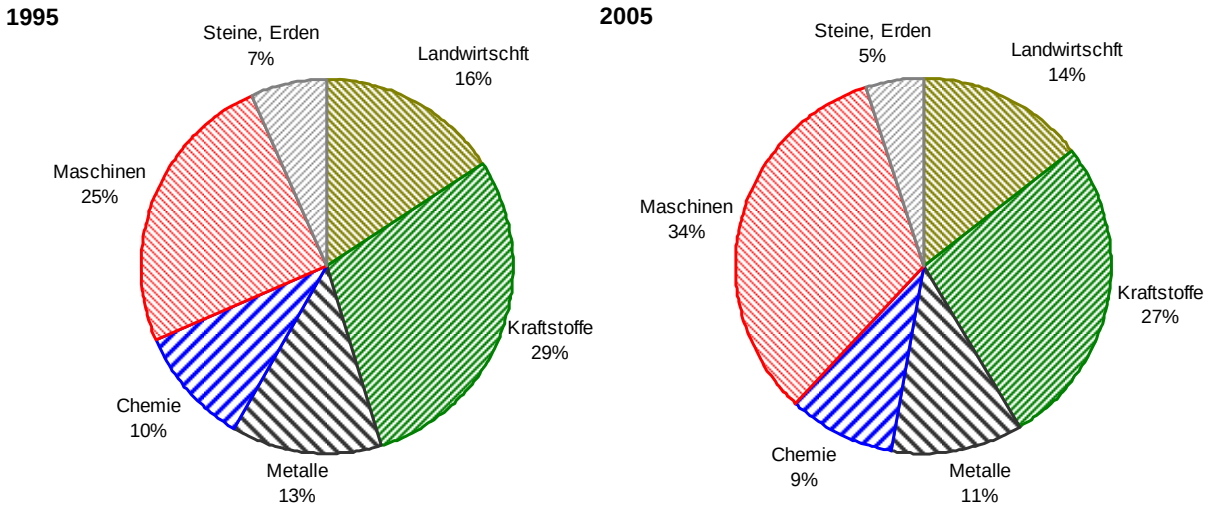

Abbildung 5-187: *Anteile der transportierten Güterarten der Seeschifffahrt im Jahr 1995 und 2005 /STBU 05f/*

Spezifischer Energieverbrauch von Seeschiffen

In **Tabelle 5-47** ist der spezifische Energieverbrauch unterschiedlicher Transportschiffe der Seefahrt aufgeführt. Der Durchschnitt liegt bei einem mittleren Kraftstoffverbrauch von 110 kJ/tkm oder 3 g Schiffsdiesel je Tonnenkilometer für Schiffsdieselmotoren.

Tabelle 5-47: *Spezifischer Energieverbrauch von Seeschiffen /ENV 02/, /eigene Berechnungen/*

Schiffstyp	MJ/tkm	g/tkm
Öltanker	0,06	1,6
Chemikalientanker	0,14	4
Gastanker	0,16	4,5
Containerschiff	0,20	5,5
Frachtschiff	0,22	6
Ro-Ro – Frachter[1)]	0,25	7
Kühlschiff	0,40	11
Durchschnitt	0,11	3

[1)] Roll on Roll off Frachter, diese können bewegliche Güter wie z. B. Lkw, Pkw oder bewegl. Arbeitsmaschinen laden

5.6.4 Technikstruktur

5.6.4.1 Straßenverkehr

Im Straßenverkehr finden überwiegend Wärmekraftmaschinen wie Diesel- oder Ottomotoren Einsatz. Elektrostraßenfahrzeuge sind derzeit nicht weit verbreitet, ihnen wird jedoch ein großes Potenzial zugeschrieben. Im Folgenden werden die verschiedenen Antriebe detailliert dargestellt.

5.6.4.1.1 Wärmekraftmaschinen

Ottomotoren

Der Kolbenmotor nach dem Ottoprozess ist im Pkw-Bereich die am weitesten verbreitete Antriebsart. Die Bildung des Benzin-Luft-Gemischs erfolgt entweder außerhalb des Zylinders im Vergaser oder bei Benzindirekteinspritzung direkt im Brennraum. Üblich sind vier Takte (Ansaugen, Verdichten, Arbeiten, Ausschieben). 2-Takt-Motoren weisen schlechtere Wirkungsgrade und höhere Emissionen auf und werden auch in Motorrädern zunehmend verdrängt. Verdichtet wird auf einen Druck von rund 30 bar (Verdichtungsverhältnis bis 12) /STAN 05/, dabei wird eine Temperatur von ca. 500 °C erreicht, die unter der Selbstzündgrenze des Gemischs liegt. Die Fremdzündung erfolgt durch einen Zündfunken. Die Regelung der Leistung erfolgt bei Vergasermotoren über eine Drosselklappe, mit welcher die Menge des Gemischs im Brennraum variiert werden kann. Direkteinspritzer regeln über die Treibstoffmenge, wobei durch die Schichtladung die erforderlichen Verbrennungseigenschaften erreicht werden. Diese Motoren werden mit einem Luftverhältnis λ von 0,8-1,4 betrieben. /OES 05/

Als Brennstoff kommt überwiegend Benzin zum Einsatz. Nachrüstungen zu bivalenten Motoren sind möglich, wobei als alternative Treibstoffe Flüssiggas, Erdgas, Biogas oder Alkoholkraftstoffe dienen.

Dieselmotoren
Der Dieselmotor ist ebenfalls ein Kolbenmotor, dem allerdings ein anderer thermodynamischer Vergleichsprozess zugrunde liegt (Diesel- oder Seiliger-Prozess). Der Motor ist durch eine innere, heterogene Gemischbildung mit Selbstzündung gekennzeichnet. Die Verbrennungsluft wird auf 30-55 bar (Saugmotor) oder 80-110 bar (Ladermotor) verdichtet und erreicht dabei eine Temperatur von 700-900 °C (Verdichterverhältnis bis 22). Durch die hohen Temperaturen kommt es zur Selbstzündung. Nach /OES 05/ lassen sich grundsätzlich drei verschiedene Brennverfahren unterscheiden.

Direkteinspritzverfahren weisen einen ungeteilten Brennraum auf und können als Strahleinspritz- oder Mehrlochdüsenverbrennungsverfahren ausgebildet sein.

Kammermotoren besitzen eine indirekte Einspritzung in einen separaten Teil des Brennraums. Ausgehend von dieser Wirbel- oder Vorkammer breitet sich die Verbrennung auf den übrigen Brennraum aus. Dieses Verfahren verliert immer mehr an Bedeutung.

Das HCCI (Homogeneous Charge Compression Ignition)-Verfahren steht noch in der Entwicklungsphase. Durch die Einspritzung bereits zu Beginn des Kompressionstaktes wird ein homogenes Gemisch erreicht. Schwierigkeiten bereiten noch die zeitgerechte Zündeinleitung und der Verlauf der Wärmefreisetzung. /BOS 03/

Gasturbine
Eine Gasturbine basiert überwiegend auf einem offenen Prozess, bei dem Umgebungsluft angesaugt, verdichtet und mit flüssigem oder gasförmigem Brennstoff gemischt wird. In der Brennkammer wird das Gemisch durch Zündelektroden oder Stützflammen gezündet. Durch das Entspannen des Abgases wird mechanische Leistung in der Turbine gewonnen, die sowohl den Verdichter als auch den Antrieb des angeschlossenen Generators oder des Getriebes speist. Geringe Emissionen, sehr gute Laufruhe und flexibler Brennstoffeinsatz stehen Nachteilen wie ungünstigem Ansprechverhalten, niedrigem Wirkungsgrad und hohen Fertigungskosten gegenüber /OES 05/. Im Automobilbau wurden nur einzelne Prototypen entwickelt, etwa von General Motors 1993 ein Hybridantriebssystem mit Gasturbine /STAN 05/.

5.6.4.1.2 Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren

Die in dieser Studie behandelten Kraftstoffe sind in **Tabelle 5-48** zusammengefasst.

Tabelle 5-48: *Eigenschaften konventioneller und alternativer Kraftstoffe*

Kraftstoff	H_U [MJ/kg]	H_U [MJ/l]	ρ [kg/l]	v (20°C, 1 bar) [mm²/s]	ROZ [-]	CZ [-]	Flamm-punkt [°C]
Konventionelle Kraftstoffe							
Diesel	42,7	35,9	0,84	5	-	50-54	80
Normalbenzin	42,7	32,5	0,76	0,6	92	-	< 21
Öle							
Rapsöl	37,6	34,6	0,92	74	-	40	220
RME	37,1	32,7	0,88	7,5	-	56	55-170
Alkohole							
EtOH	26,8	21,2	0,79	1,5	108	-	< 21
MeOH	19,7	15,6	0,79	0,75	115	-	k.A.[1]
Wasserstoff							
CGH_2 (200 bar)	120	1,92	0,02	-	< 88	-	k.A.[1]
LH_2 (-253 °C)	120	8,50	0,07	-	< 88	-	k.A.[1]
Weitere Kohlenwasserstoffe							
LPG (0 °C, 10 bar)	46,0	23,0	0,50	-	98	-	k.A.[1]
CNG (200 bar)	50,0	6,30	0,13	-	120	-	k.A.[1]
DME (5 bar)	28,4	19,0	0,67	0,12-0,15	-	60	k.A.[1]

[1] Keine Angaben

H_U	unterer Heizwert
ρ	Dichte
v	kinematische Viskosität
ROZ	Research Oktan Zahl
CZ	Cetanzahl
KW	Kohlenwasserstoffe
RME	Rapsölmethylester
FT	Fischer-Tropsch-Kraftstoffe
EtOH	Ethanol
MeOH	Methanol
CGH_2	Compressed Gaseous Hydrogen
LH_2	Liquid Hydrogen
LPG	Liquefied Petroleum Gas
CNG	Compressed Natural Gas
DME	Dimethylether

Benzin

Benzin ist der in Deutschland bedeutendste Automobiltreibstoff. Es entsteht in der Regel durch Raffination von Erdöl, besteht aus einer Vielzahl kurzer Kohlenstoffmoleküle und ist deutlich flüchtiger als Diesel. Die Viskosität und der Flammpunkt sind sehr gering (vgl. Tabelle 5-48). Die Oktanzahl (ROZ) gibt die Klopffestigkeit im Zylinder an. Je höher der Wert ist, desto stärker kann das Benzin/Luft-Gemisch verdichtet werden, ohne dass es zu unerwünschten Selbstentzündungen kommt.

Diesel

Diesel ist neben Benzin ein wichtiger Kraftstoff, der ebenfalls durch Raffination von Erdöl erzeugt wird. Er unterscheidet sich von Heizöl nur hinsichtlich des verringerten Schwefelgehalts und durch Additive, welche die Zündwilligkeit erhöhen. In Dieselmotoren wird – anders als in Ottomotoren – eine rasche Selbstzündung bei der Dieseleinspritzung angestrebt. Diese Eigenschaft wird durch die Cetanzahl bewertet.

Flüssiggas
Flüssig- oder Autogas setzt sich im Wesentlichen aus Propan, Butan und Isobutan zusammen und basiert somit auf den Ausgangsstoffen Erdöl und Erdgas. In Deutschland sind rund 40.000 (2006) mono- und bivalente Autogasfahrzeuge registriert /KBA 06/. Üblicherweise werden Ottomotoren für die Verwendung dieses zusätzlichen Kraftstoffs umgerüstet. Ein Vorteil des Flüssiggases ist die geringere Klopfneigung aufgrund der höheren Oktanzahl. Die somit höheren Verdichterverhältnisse führen zu einem um 10 % geringeren Kraftstoffverbrauch (bezogen auf den Energieinhalt) und zu entsprechend geringeren Emissionen. Gegenüber konventionellen Motoren hat der flüssiggasbetriebene Motor Vorteile bei den Emissionswerten von Säure bildenden Schadstoffen und Partikeln sowie hinsichtlich der Emissionen beim Kaltstart /OES 05/.

Erdgas
Der Hauptbestandteil von Erdgas ist Methan (75-98 %). Im Fahrzeugbereich wird Erdgas entweder flüssig (LNG – Liquified Natural Gas) oder gasförmig gespeichert (CNG – Compressed Natural Gas). Im ersten Fall ist eine Kühlung auf -162 °C nötig, CNG wird üblicherweise auf 200 bar komprimiert. Eine weitere Speichermethode mittels Adsorption in einer Aktivkohlematrix steht noch am Anfang der Entwicklung. Die Gemischbildung erfolgt nach dem Stand der Technik extern und wird im Ottomotor fremdgezündet. Eine Mischung im Brennraum nach einer Einspritzung des flüssigen Erdgases ist gegenwärtig in der Entwicklung und erlaubt eine noch höhere Verdichtung. Wirkungsgradsteigerungen ergeben sich bereits heute aus einem höheren Verdichtungsverhältnis, das durch die Oktanzahl (ROZ) von 120 ermöglicht wird. Die Motoren werden entweder stöchiometrisch oder im Magermotorkonzept betrieben. Insgesamt emittieren Erdgasfahrzeuge aufgrund des günstigen Verhältnisses von Wasser- zu Kohlenstoff im Treibstoff weniger CO_2. Die Emissionen an Stickoxiden, Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffen und Säure bildenden Schadstoffen sind geringer als die der konventionellen Treibstoffe. Erdgasfahrzeuge gibt es in Deutschland serienmäßig in mono- oder bivalenter Ausführung. Als Beispiel seien die Fahrzeuge Opel Zafira CNG monovalent PLUS, Volvo S60 Bifuel, VW Golf Variant Bifuel, Ford Focus CNG sowie Fiat Multipla Blupower genannt. /OES 05/

Biogas
Biogas wird aus pflanzlichen Rohstoffen mittels Extraktion, Fermentation und thermochemischen Verfahren gewonnen. Als Rohstoff dienen öl-, zucker-, stärke und cellulosehaltige Pflanzen. Der zunächst geringe Methananteil von 40-75 % wird durch Aufbereitungen auf über 95 % erhöht. Das aufbereitete Biogas kann ohne weitere technische Anpassungen in das Erdgasnetz eingespeist oder in Erdgasmotoren eingesetzt werden. Bisher hat Biogas als Treibstoff nur in Schweden Bedeutung erlangt, in Deutschland wird es nur in Pilotprojekten eingesetzt. /OES 05/

Alkoholkraftstoffe
Methanol und Ethanol werden durch alkoholische Gärung aus Biomasse gewonnen und können Benzin beigemischt werden (Methanol 3 %, Ethanol 5 % nach DIN EN 228 /DIN 04/), ohne dass motortechnische Anpassungen vorgenommen werden müssen. Die Verwendung höherer Mischungsverhältnisse sowie reinen Ethanols wird in Schweden, den USA und Brasilien praktiziert. In Brasilien werden 3 Mio. Fahrzeuge mit Ethanol betrieben, die restlichen 17 Mio. mit 20-24 % Ethanolbeimischung /VDI 05a/. Die Anpas-

sungen am Motor an höhere Mischungsverhältnisse sind bedingt durch die höhere Reaktionsfreudigkeit von Alkoholen. Das Motorenöl, treibstoffführende Bauteile sowie Werkstoffe, die in Kontakt zu dem Luft-Treibstoffgemisch stehen, müssen den erhöhten Anforderungen gerecht werden. Die Motorelektronik ist an die mischungsspezifischen Kraftstoffkennfelder anzupassen, um in Abhängigkeit des Mischungsverhältnisses die Motoreigenschaften zu steuern. Die höhere Klopffestigkeit von Ethanol und Methanol ermöglicht eine höhere Verdichtung und damit höhere Wirkungsgrade. Bei optimierten Alkoholmotoren lassen sich 10-15 % höhere Leistungen bei bis zu 20 % niedrigerem Kraftstoffverbrauch erzielen. Die Emissionen von Stickoxiden, Kohlenmonoxid, Partikeln und Schwefeldioxid fallen deutlich geringer aus. /OES 05/

Pflanzenöl

Rapsöl ist das in Deutschland am häufigsten als Kraftstoff eingesetzte Pflanzenöl. Es wird in Ölmühlen aus der Rapssaat gewonnen und kann grundsätzlich in Dieselmotoren verwendet werden. Allerdings sind bei höheren Beimischungen oder beim Reinbetrieb Anpassungen am Motor zu empfehlen, um den veränderten Eigenschaften des Kraftstoffs Rechnung zu tragen. Rapsöl zeichnet sich gegenüber Diesel durch einen höheren Flammpunkt, eine kleinere Cetanzahl und somit geringere Zündwilligkeit sowie eine deutlich höhere Viskosität aus. Laut /OES 05/ spricht gegen einen Serieneinsatz die nicht ausreichend definierte Kraftstoffqualität von Rapsöl. So existiert zwar ein Qualitätsstandard (RK-Standard der Bayerischen Landesanstalt für Landtechnik), aber noch keine gesetzliche Norm. Ein Potenzial wird in erster Linie im Bereich der Landwirtschaft gesehen.

Rapsölmethylester (RME), bekannt als Biodiesel, entsteht aus der Umesterung von Rapsöl. Dabei wird durch die Zugabe von Methanol und eines Katalysators das hochmolekulare Pflanzenöl aufgespaltet und damit den Eigenschaften des Diesels angeglichen. Die Kraftstoffqualität ist in DIN EN 14214 festgelegt. RME kann bis zu 5 % beigemischt oder als Reinkraftstoff verwendet werden. Beim Reinbetrieb müssen wegen der Aggressivität von Pflanzenölestern gegenüber einigen Kunststoffen die entsprechenden Bauteile ausgetauscht werden. Neuere Dieselfahrzeuge sind laut /OES 05/ bereits ab Werk für den RME-Einsatz geeignet. Zusätzlich sollten beim Reinbetrieb das Schmieröl- und der Kraftstofffilter intensiver gewartet werden. In Deutschland existiert ein flächendeckendes Versorgungsnetz mit 1.800 öffentlichen Tankstellen. Neben der für alle nachwachsenden Rohstoffe geltenden CO_2-Neutralität (ohne Prozesse zur Kraftstoffbereitstellung) zeichnet sich RME bei etwa gleichem Energieverbrauch gegenüber Diesel durch niedrigere Emissionen von CO, VOC, Aromaten, Partikeln und durch nahezu fehlende Emissionen von SO_2 aus. Der Ausstoß von NO_x und Aldehyden liegt aber etwas höher. /KRÜ 02/, /TAU 01/

Dimethylether

Dimethylether (DME) ist eine gasförmige Kohlenwasserstoffverbindung, die aus den Ausgangsstoffen Erdgas, Kohle oder Biomasse gewonnen werden kann. Wegen seines geringen Dampfdrucks von 5 bar kann DME leicht verflüssigt und gespeichert werden /OES 05/. Der niedrige Siedepunkt (-25 °C) und die hohe Cetanzahl (55-60) sorgen für günstige Kaltstarteigenschaften und eine rasche Gemischbildung im Dieselmotor /AVL 95/. Die Emissionen von Kohlenwasserstoffen und NO_x sind gering, der CO-Ausstoß ist dagegen deutlich höher als bei Dieselfahrzeugen /KRÜ 02/, /STAN 05/.

Synthetische Kraftstoffe

Synthetische Kraftstoffe werden in den drei Verfahrensschritten Synthesegaserzeugung, Fischer-Tropsch-Synthese und Produktaufbereitung hergestellt. Als Ausgangsstoffe können prinzipiell alle kohlenstoffhaltigen Energieträger verwendet werden. Man unterscheidet GTL (Gas-to-Liquids) mit Erdgas als Ausgangsstoff, CTL (Coal-to-Liquids) und BTL (Biomass-to-Liquids). Die Synthesgaserzeugung erfolgt über eine thermochemische Vergasung des aufbereiteten Rohmaterials. Das gereinigte Produktgas wird in einer katalytischen Synthese (Fischer-Tropsch-Synthese) in langkettige Kohlenwasserstoffe umgesetzt. In der anschließenden Aufbereitung können die gewünschten Kraftstoffeigenschaften angepasst werden. Synthetische Kraftstoffe können ohne Anpassungen in modernsten Motoren verwendet werden und erzielen Emissionsvorteile gegenüber konventionellen Kraftstoffen. Bestehende Tankstellen können für den Vertrieb genutzt werden. /OES 05/

Wasserstoff

Wasserstoff verbrennt ohne CO_2-Emissionen, allerdings kommt er in natürlicher Form praktisch nicht vor. Er kann jedoch durch mehrere Verfahren erzeugt werden und bietet sich somit als Sekundärenergieträger an. Die wichtigsten Verfahren sind nach /DWV 04/ die Elektrolyse von Wasser, die Dampfreformierung wasserstoffhaltiger Gase und die Vergasung oder Vergärung von Biomasse. Wasserstoff kann in der Antriebstechnik in einer herkömmlichen Verbrennung oder in einem elektrochemischen Verfahren verwendet werden. Letzteres wird auch als kalte Verbrennung bezeichnet und wird im folgenden Kapitel 5.6.4.1.3 Elektrische Antriebsmaschinen unter Antriebe mit Brennstoffzellen behandelt.

Wasserstoff kann in modifizierten Ottomotoren als Brennstoff eingesetzt werden. BMW realisiert diese Technik in dem seriennahen, bivalenten BMW 745h /BMW 05/. Der Wasserstofftank ist dabei als Flüssigwasserstoffspeicher (LH_2: Liquid Hydrogen) ausgebildet. Dazu muss die Temperatur in dem Vakuum isolierten Tank auf -253 °C gehalten werden. Für die notwendige Kühlleistung wird die Verdampfungsenthalpie des gespeicherten Gases genutzt, das zu diesem Zweck gezielt abgedampft wird. Als weitere grundsätzliche Speicherungsarten stehen eine komprimierte, gasförmige Variante (CGH_2: Compressed Gaseous Hydrogen) und Hydrid-Varianten zur Verfügung. Bestimmte Metallhydride eignen sich zum Be- und Entladen von Wasserstoff unter moderaten Temperaturen und Drücken. Die mäßige Speicherdichte und die noch hohen Herstellungskosten erfordern noch weitere Entwicklungsarbeit. Ein weiterer Ansatz verfolgt die Speicherung in Nanokohlenstofffasern /ISI 03/.

Am Motor selbst müssen separate Einblasventile ergänzt und die Elektronik, Zündung, Motorsteuerung und Betriebsstrategie angepasst werden. Insbesondere muss der schlechten Schmierwirkung, dem geringeren Gemischheizwert und den niedrigeren Zündgrenzen Rechnung getragen werden. Dabei ist sowohl ein Motorkonzept mit äußerer als auch mit innerer Gemischbildung möglich. /OES 05/

Als relevante Emission tritt lediglich NO_x auf, das durch geeignete Betriebsweise und Katalysatoren reduziert werden kann. /VDI 04/

5.6.4.1.3 Elektrische Antriebsmaschinen

Batteriebetriebene Elektroantriebe
Batteriebetriebene Fahrzeuge finden Anwendung als Flurförderfahrzeuge innerhalb von Betrieben sowie im öffentlichen Straßenverkehr. Die Kurzzeit- und Dauerleistung werden wesentlich von der Batterie bestimmt. Vorteile von batteriebetriebenen Antrieben sind die Emissionsfreiheit am Einsatzort sowie die günstige Drehmomentcharakteristik, die den Einsatz eines Getriebes überflüssig macht. Üblicherweise werden Zentralmotoren realisiert, in Prototypen oder Nischenanwendungen werden auch Radnaben- oder Tandemmotoren verwendet. /OES 05/

Die kostenintensivste und die Fahreigenschaften maßgeblich bestimmende Komponente ist die Batterie. **Tabelle 5-49** fasst die Eigenschaften der wichtigsten Batterietypen zusammen.

Tabelle 5-49: *Kennzahlenvergleich verschiedener Batteriesysteme /LIN 95/*

Batterie-Typ	Nenn-spannung in V	Theor. Energie-dichte in Wh/kg	Prakt. Energie-dichte in Wh/kg	Leistungs dichte in W/kg	Betriebs-temperatur in °C	Zyklen-zahl	Ladezeit in h	Selbst-entladung in %/ Monat
Blei-Säure	2,0	162	35	200	-20-50	800	8-24	3
Nickel-Cadmium	1,2	244	35	260	-40-60	1.000	1-16	10
Nickel-Metallhydrid	1,2	240	65	850	-30-65	900	1-2	30
Lithium-Ionen	4,0	410	155	300	-20-60	600	2,5	2
Lithium-Polymer	4,0	-	140	300	-20-60	600	3	2

Die dargestellten elektrochemischen Speicher sind prinzipiell alle für den Einsatz in Elektro- sowie Hybridfahrzeugen geeignet. Während sich die Tauglichkeit der Nickel-Metallhydrid-Batterie in Hybridfahrzeugen schon unter Beweis gestellt hat, ist der Einsatz in Elektrofahrzeugen nur eingeschränkt möglich. Die Verwendung von Lithium-Ionen- oder Lithium-Polymer-Batterien hängt im Wesentlichen von der Weiterentwicklung der Sicherheitseigenschaften ab. Die Lithium-Metall-Batterie ist zwar für Hybrid- und Elektrofahrzeuge geeignet, befindet sich allerdings noch im Prototypstadium. /FFE 06b/

Doppelschichtkondensatoren (DLC oder so genannte Supercaps) weisen eine hohe Leistungsdichte und lange Lebensdauer auf. Da sie Energie sowohl schnell speichern als auch abgeben können, stellen sie eine interessante Ergänzung zu Batterien dar. Ihre Energiedichte beträgt derzeit ca. 3 Wh/kg /WIMA 06/ und liegt damit weit unter der von Batterien. Ihre Leistungsdichte bewegt sich im Bereich von 100 W/kg bis zu 1.500 W/kg. Sie eignen sich daher gut als Speicher für Beschleunigungsanwendungen und das rekuperative Bremsen. Allerdings sind sie aufgrund ihrer sehr geringen Energiedichte nur als Puffer in einem aus mehreren Speichertypen aufgebauten System einsetzbar. So kann beispielsweise beim Bremsen im Supercap Energie gespeichert werden, die danach, zumindest teilweise, in die Batterie umgeladen wird. Umgekehrt kann zur Beschleunigung des Fahrzeugs gespeicherte elektrische Energie im Kondensator verwendet werden, der danach aus der Batterie wieder aufgeladen wird. /FFE 06b/

Der weiteren Verbreitung batteriebetriebener Fahrzeuge stehen die geringen Reichweiten und vergleichsweise hohen Produktionskosten entgegen. Die Zukunft von Elektrofahrzeugen wird stark von der Entwicklung in der Speichertechnik abhängen. /OES 05/

Antriebe mit Brennstoffzellen

Brennstoffzellen gelten langfristig als Alternative zu konventionellen Antrieben im Straßenverkehr /OES 05/. Brennstoffzellen sind Energiewandler, welche die in chemischen Verbindungen gespeicherte Energie direkt in elektrische Energie umwandeln. Gegenüber Wärmekraftmaschinen, die durch den Carnot-Wirkungsgrad beschränkt sind, weisen sie damit einen potenziell höheren elektrischen Wirkungsgrad auf, der zudem zum Teillastbereich hin ansteigt. Im Unterschied zu Batterien und Akkumulatoren ist der Brennstoff selbst nicht Bestandteil des Brennstoffzellensystems, sondern wird diesem kontinuierlich aus einem Tank zugeführt. Somit kann die Energieversorgung durch unterschiedliche Dimensionierung von Energiewandler (Brennstoffzelle) und Energiespeicher (Tank) an den jeweiligen Anwendungsfall angepasst werden. /FFE 04/

In einer Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzelle wird aus den beteiligten Gasen in einer kalten Verbrennung elektrische Energie frei. Dazu muss die Reaktion in einem flüssigen Elektrolyt stattfinden, der sowohl den Ionentransport gewährleistet als auch das produzierte Wasser aufnimmt. Eine Membran hält die elektrische Spannung aufrecht und sorgt für einen nutzbaren Ionenstrom. Je nach Elektrolyt, Membran und beteiligten Gasen werden verschiedene Typen unterschieden.

Im Fahrzeugeinsatz wird die Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEM-Brennstoffzelle) favorisiert. Dabei besteht der Elektrolyt aus einer dünnen, gasdichten und protonenleitenden Kunststoffmembran (z. B. Nafion™ von DuPont, GORE-SELECT™ von WL Gore). Der für die Ionenleitung notwendige Wassergehalt dieser Polymermembranen begrenzt die Betriebstemperatur der PEMFC bei Umgebungsdruck auf maximal 100 °C. Die Arbeitstemperatur liegt meist zwischen 60 und 80 °C, wobei PEM-Brennstoffzellen ein sehr gutes Kaltstartverhalten aufweisen. Als Katalysatormaterial werden Platin oder andere Edelmetalle verwendet, wodurch sich eine starke Empfindlichkeit gegenüber Katalysatorgiften wie z. B. Kohlenmonoxid ergibt. Als Brenngase benötigt die PEMFC reinen Wasserstoff und Sauerstoff, sie ist aber auch problemlos im Wasserstoff/Luft-Betrieb einsetzbar. /FFE 04/

Die Entwicklung der PEMFC im H_2/O_2-Betrieb begann bereits vor rund 40 Jahren für militärische Anwendungen und die Stromversorgung in der Raumfahrt. Fortschritte in der Membrantechnik führten in den 90er Jahren zu einem neuen Entwicklungsschub bei den H_2/Luft-Systemen. Der Brennstoffzellentyp gilt heute bereits als sehr zuverlässig und ausgereift. Die elektrische Leistung derzeit verfügbarer PEMFC-Anlagen liegt im Bereich von wenigen Watt bis zu ca. 250 kW_{el}. Aufgrund der guten Dynamik der PEMFC werden derzeit insbesondere mobile Anwendungen im Verkehr intensiv untersucht. International bereiten einige Konsortien (z. B. Daimler, Ballard und Ford) eine Serienfertigung von PEM-Brennstoffzellen für das Jahr 2005 vor /ANG 00/.

Elektro-Hybridantriebe

Elektro-Hybridfahrzeuge zeichnen sich durch die Kombination eines Verbrennungsmotors mit einem Elektromotor mit elektrischem Energiespeicher aus. Zum regenerativen Laden des elektrischen Energiespeichers ist weiterhin ein Generator notwendig. In vielen Konzepten übernimmt der Elektromotor auch die Generatorfunktion. Je nach Schaltung des Antriebstrangs unterscheidet man serielle, parallele und Split-Hybride.

Bei seriellen Schaltungen (**Abbildung 5-188**) dient der Verbrennungsmotor allein zur Erzeugung elektrischer Energie, die bei Bedarf durch den elektrischen Speicher unterstützt wird und die Antriebsleistung bereitstellt. Grundsätzlich ist eine reine Batterie-Betriebsweise bei gestopptem Verbrennungsmotor möglich. Der Speicher kann über den Generator geladen werden. Die positiven Synergieeffekte, die sich aus dem angenäherten Nennlastbetrieb des Verbrennungsmotors und der Rekuperation der Bremsenergie ergeben, werden durch die verminderten Wirkungsgrade der verlängerten Umwandlungsstrecke ausgeglichen.

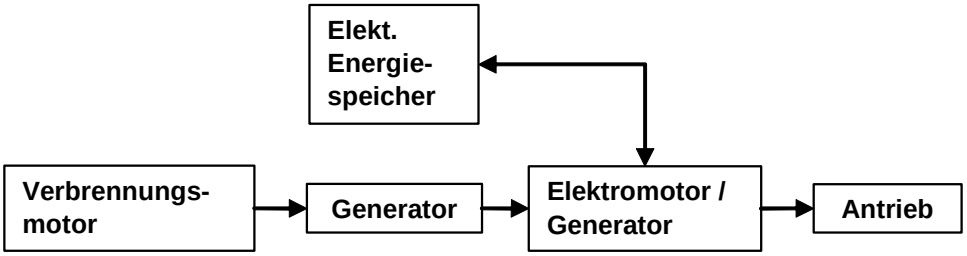

Abbildung 5-188: *Schema eines seriellen Elektro-Hybridantriebs*

Bei parallelen Schaltungen (**Abbildung 5-189**) ist der Verbrennungsmotor wie bei konventionellen Antrieben über das Getriebe mit der Antriebswelle verbunden. Zusätzlich kann Leistung über den Elektromotor auf den Antrieb eingebracht bzw. über den Generator zur Zwischenspeicherung entnommen werden. Wirkungsgradverbesserungen resultieren aus der Nutzung der Bremsenergie, einer Vermeidung des Kolbenmotoreinsatzes bei ungünstigen Drehzahlen sowie einer Verschiebung in höhere, günstigere Drehzahlbereiche durch gleichzeitige Ladung des Speichers. Realisiert wurde diese Variante in dem Modell Civic IMA von Honda (bis 2003 weltweit über 35.000 verkaufte Fahrzeuge). Der Kraftstoffverbrauch wird gegenüber konventionellen ottomotorischen Fahrzeugen um 30 % gesenkt. /OES 05/

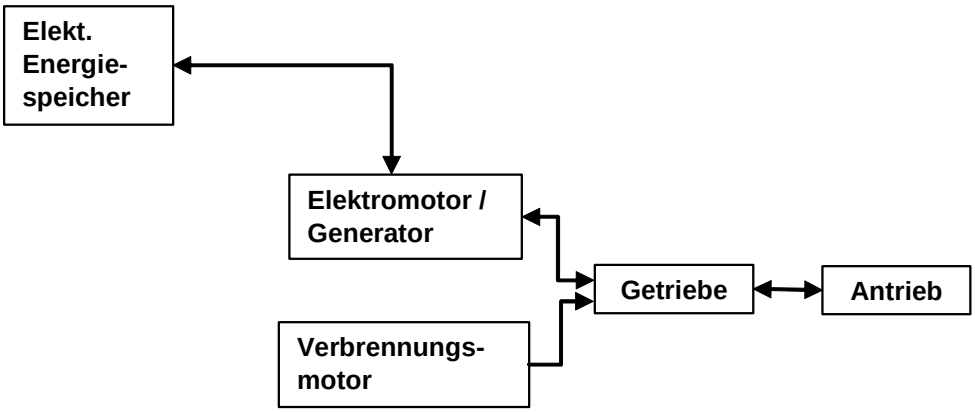

Abbildung 5-189: *Schema eines parallelen Elektro-Hybridantriebs*

Die Splitschaltung (**Abbildung 5-190**) ist die aufwendigste und vielseitigste Variante. Die Leistungsverzweigung erlaubt dem Verbrennungsmotor die gleichzeitige Bereitstellung von elektrischer und mechanischer Energie. Im Gegensatz zum parallelen Hybrid kann die Leistung des Generators entweder eingespeichert oder über den Elektromotor in Antriebsleistung umgewandelt werden. Ein Energiemanagement nutzt die vielen Freiheitsgrade, um den Verbrennungsmotor im günstigsten Lastbereich zu betreiben.

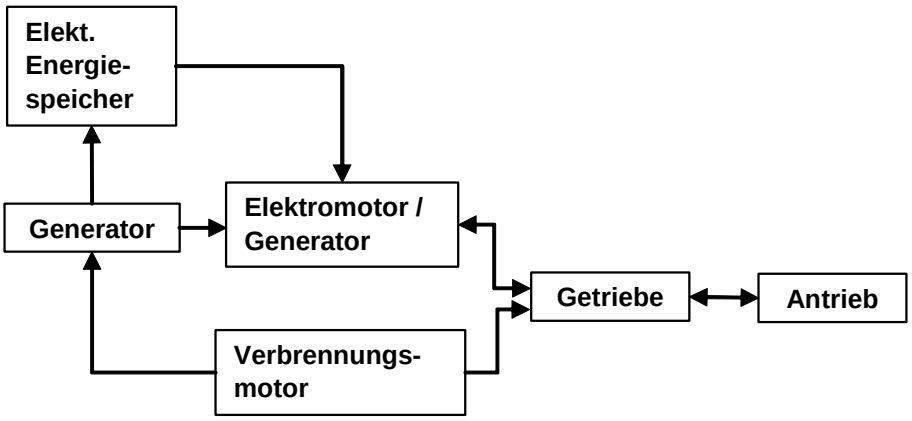

Abbildung 5-190: *Schema eines Split-Elektro-Hybridantriebs*

Der Toyota Prius ist ein leistungsverzweigtes Splithybridfahrzeug. Weltweit wurden 234.000 Einheiten des Typs Prius II bis Mai 2005 verkauft /VDI 05b/. Gegenüber konventionellen Ottofahrzeugen lassen sich Kraftstoffeinsparungen von 40 % verwirklichen /OES 05/.

5.6.4.2 Schienenverkehr

Heutige Schienenfahrzeuge werden überwiegend durch Verbrennungsmotoren (Diesel-Traktion) oder elektrisch (Elektro-Traktion) betrieben.

Bei den elektrischen Antrieben finden Asynchronmotoren Anwendung, die mit 4-quadranten-Frequenzumrichter angesteuert werden. Diese Antriebsart wird auf den elektrifizierten Strecken des Nah- und Fernverkehrs eingesetzt und stellt den Stand der Technik im Personen- (ICE 3) und Güterverkehr dar (BR 101). Über eine elektrisch-

generatorische Bremse kann ein Teil der Bremsleistung entweder in Wärme (Widerstandsbremse) umgewandelt oder zur Nutzbremsung verwendet werden. Die Einspeisung ins Fahrnetz setzt einen Verbraucher im entsprechenden Speiseabschnitt voraus.

Auf nicht elektrifizierten Strecken werden Dieselmotoren eingesetzt, die den Antrieb entweder über ein Schaltgetriebe (diesel-mechanisch), über einen Hydromotor (diesel-hydraulisch) oder über eine Generator/Elektromotor-Kombination (diesel-elektrisch) bereitstellen.

Dieselmechanik:

- Vorteile:
  - Getriebe als Standardbauteil aus dem Sonderfahrzeugbau, „Großserie“
  - hoher Wirkungsgrad
  - Kraftstoffverbrauchsoptimierung durch Abstimmung von Getriebesteuerung und Dieselsteuerung möglich
  - Retarder im Getriebe integriert (verschleißarmes Bremsen)
- Nachteile:
  - Fahrkomfort eingeschränkt (Schaltrucken)
  - Bremsenergie des Retarders wird in Wärme umgesetzt (keine elektrische Nutzung der Bremsenergie)
  - langsame Ansprechgeschwindigkeit der Schlupfregelung (Gleit- und Schleuderschutz)
  - kein Verteilen der Antriebsleistung möglich
- Anwendung:
  - Nebenbahnbetrieb mit max. 120 km/h
  - Reisedauer < 1 Std.
  - Antriebsleistung < 350 kW
- Beispiel:
  - Dieseltriebwagen des Nahverkehrs (VT 642, 643, 648)

Dieselhydraulik

- Vorteile:
  - Fahrkomfort (kein Schaltrucken)
  - Zuverlässigkeit und Langlebigkeit
  - Retarder in Getriebe integriert
- Nachteile:
  - schlechterer Wirkungsgrad als Dieselmechanik
  - Abstimmung Getriebesteuerung – Motorsteuerung problematischer
  - Drehzahlerhöhung des Motors bei Retarderbetrieb (Fahrkomfort herabgesetzt)
  - Bremsenergie wird nur in Abwärme umgesetzt
  - langsame Ansprechgeschwindigkeit der Schlupfregelung (Gleit- und Schleuderschutz)
  - kein Verteilen der Antriebsleistung möglich

- Anwendung:
  - Hauptbahnbetrieb mit großen Haltestellenabständen
  - Höchstgeschwindigkeit 120 bis 160 km/h
  - Leistung bis 450 kW
- Beispiel:
  - Dieseltriebwagen des Nahverkehrs (VT 611, 628, 640, 641)

Dieselelektrik

- Vorteile:
  - Fahrkomfort
  - elektrische Bremsenergie für Bordstromversorgung nutzbar
  - Generatorische Bremse wirkt fast bis zum Stillstand
  - schnelles Eingreifen des Gleit- und Schleuderschutzes
  - optimaler Wirkungsgrad über den gesamten Geschwindigkeitsbereich
  - optimale Abstimmung der Komponenten Dieselmotor, Generator und Wechselrichter möglich
  - Verteilung der Antriebsleistung möglich
- Nachteil:
  - teuerste Lösung
- Anwendung:
  - Notwendigkeit hoher Beschleunigungswerte („Diesel-S-Bahn“)
  - Geschwindigkeiten über 120 km/h
  - Antriebsleistungen über 450 kW
- Beispiel:
  - ICE TD (Baureihe 650)

5.6.4.3 Luftverkehr

In der kommerziellen Luftfahrt sind im Wesentlichen drei unterschiedliche Antriebskonzepte verbreitet. Diese sind Kolbenmotor, Turboprop-Triebwerk und Strahlturbinen-Triebwerk. /THA 90/

Letzteres ermöglicht hohe Reisegeschwindigkeiten (Concorde 2.180 km/h) und zeichnet sich durch eine hohe massenbezogene und volumetrische Leistungsdichte aus. Für Passagierflüge im Linien- und Charterluftverkehr sowie auch im Geschäftsreiseverkehr hat sich das Turboluftstrahltriebwerk gegenüber dem Kolbenmotor weitestgehend durchgesetzt.

Gegenüber früheren Modellen besitzen heutige Strahltriebwerke ein höheres Bypass-Verhältnis (9 : 1 oder höher) und weisen damit einen geringeren Treibstoffverbrauch und eine deutliche Lärmminderung auf. Das Bypassverhältnis gibt den Anteil des Luftstroms außerhalb der Gasturbine am Gesamtmassenstrom an.

Der Kolbenmotor dominierte die Anfangszeit der Luftfahrt. In kleineren Flugzeugen mit geringeren Leistungsanforderungen wird weiterhin diese Technik eingesetzt. Übliche

Reisegeschwindigkeiten sind 350 bis 500 km/h. Vorrangige Verwendung findet dieser Antrieb heute im nichtgewerblichem sowie im Schulflugsverkehr. Es ist zu erwarten, dass diese Antriebsart weiter von Gasturbinenaggregaten verdrängt wird.

Der Turbopropantrieb bedeutet eine Kombination beider zuvor genannten Antriebe, da er den Propellerantrieb des Kolbenmotors und die Gasturbine des Strahltriebwerks vereint. Durch den großen, aber weniger stark beschleunigten Luftmassenstrom ergibt sich ein geringer spezifischer Kraftstoffverbrauch, aber auch nur eine niedrige Reisegeschwindigkeit. Verwendung findet diese Technik überwiegend im Transport- und Kurzstreckenbetrieb.

5.6.4.4 Schifffahrtsverkehr

Die größeren Schiffe werden hauptsächlich von Schiffsdieselmotoren angetrieben. Zum Einsatz kommen sowohl mittelschnell laufende Vier-Takt-Dieselmotoren (750 1/min) mit bis zu 18 Zylindern und einer maximalen Leistung von 20.000 kW (ca. 27.500 PS). Ab größeren Leistungen finden langsame Zwei-Takter (100-200 1/min) mit Leistungen bis zu 80.000 kW (ca. 110.000 PS) Anwendung. Als Brennstoff werden Schweröl oder Diesel verwendet. Durch die hohen Zylinderdrücke bis zu 350 bar werden Motorwirkungsgrade von über 50 % erreicht. /TUHH 06/

Schiffsdieselmotoren erreichen durch ihre niedrige Drehzahl sehr günstige Teillastwirkungsgrade, /ENV 02/ spricht bereits bei 70 % der Nennlast vom Erreichen des maximalen Motorwirkungsgrades.

Im Mittelpunkt von Forschungsarbeiten stehen laut /TUHH 06/ seit langem Untersuchungen zur Reduzierung der Stickoxide. Als technische Ansätze werden eine Absenkung der Gastemperaturen durch Nachexpansion, die Wasser-Direkteinspritzung, die Verbrennung von Kraftstoff/Wasser-Emulsionen, das Anfeuchten der Ladeluft oder der Einsatz von SCR-Katalysatoren (Selective- Catalytic-Reduction) genannt.

6 Primärenergieverbrauch

6.1 Analyse des Umwandlungssektors

6.1.1 Definition und Abgrenzung des Sektors

Der Umwandlungssektor versorgt die Endenergie verbrauchenden Bereiche durch Umwandlung von Primärenergie. Er gliedert sich in erster Linie in zwei Bereiche, in den Kraftwerkssektor und in den Veredelungssektor. Ziel des Umwandlungssektors ist immer die Umwandlung von Primärenergieträgern über eine Kette von Umwandlungsschritten zu Endenergie, die beim Verbraucher weiter genutzt wird (siehe **Abbildung 6-1**).

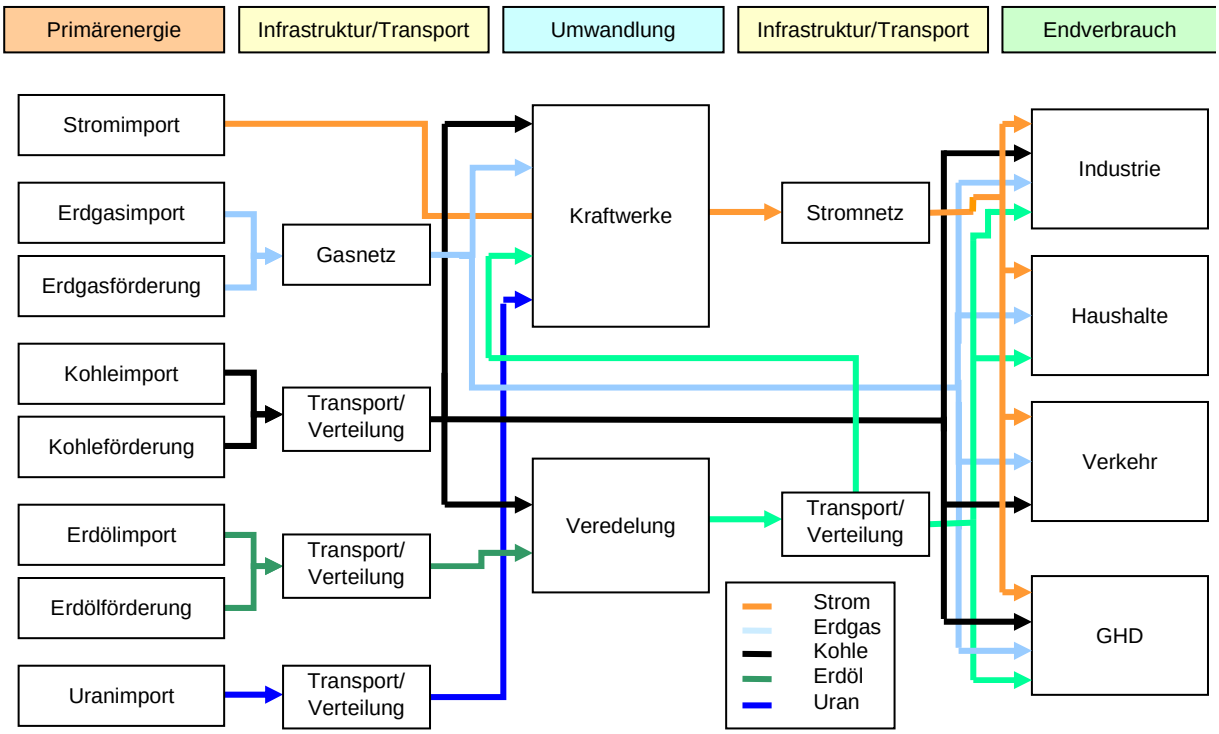

Abbildung 6-1: *Umwandlungskette im Umwandlungssektor /FZJÜ 05/*

Im Veredelungssektor entstehen in Raffinerien und Kokereien neben Kraftstoffen auch andere Mineralöl- und Kohleprodukte. Dieser Bereich wandelt die Rohstoffe in erster Linie stofflich um, was sich auch in sehr hohen Umwandlungsnutzungsgraden widerspiegelt. Zusätzlich werden in den Konversionsanlagen der Veredelung Primärenergieträger zu nichtenergetischen Endprodukten (z. B. Bitumen, Schmierstoffe, Chemieprodukte) umgewandelt.

Im Kraftwerksbereich dagegen findet eine energetische Umwandlung der Primärenergieträger in die Endenergieträger Strom und Wärme statt. Die energetische Umwandlung ist mit größeren Verlusten behaftet als die reine stoffliche Konversion. Aufgrund dieser Tatsache und der dominierenden Rolle der Elektrizitätswirtschaft im

gesamten Umwandlungssektor, kommt der technischen Entwicklung in diesem Bereich eine grundlegende Bedeutung im Szenario bis zum Jahr 2050 zu.

Als zusätzlicher Punkt ist im Umwandlungssektor die leitungsgebundene Verteilung der Endenergieträger enthalten. Dazu gehören neben den Stromleitungen, vom Höchst- bis zum Niederspannungsnetz, auch die Gas- und Ölverteilung durch Pipelines und die Verteilung der Fernwärme. Die dabei entstehenden Fackel- und Leitungsverluste sind ebenfalls dem Umwandlungssektor zuzuordnen.

6.1.2 Kohleveredelung

6.1.2.1 Steinkohleveredelung

Ende 2003 gab es in Deutschland 7 Veredelungsbetriebe für Steinkohle – zwei Brikettfabriken, eine Zechenkokerei und vier Hüttenkokereien. Sie wurden in einem Zeitraum von 1928 bis 2003 erbaut. Ältere Anlagen wurden durch neue Anlagenkomponenten ergänzt. Somit wurde immer ein aktueller Stand der Technik gewährleistet. In Summe kamen in den Veredelungsanlagen 9,637 Mio. t (264 PJ) Steinkohle zum Einsatz. Diese stammten aus den 10 Steinkohlebergwerken in den Revieren Ruhr, Saar und Ibbenbüren, deren Fördermenge für das Jahr 2003 bei 26,8 Mio. t SKE lag, und aus importierter Steinkohle. /VIK 05/

In den Veredelungsbetrieben wurden neben Steinkohlekoks auch Steinkohlebriketts (0,1 Mio. t bzw. 3 PJ) erzeugt. Insgesamt fielen 7,8 Mio. t Steinkohlekoks (223 PJ) an. 2,0 Mio. t (57 PJ) wurden in der Zechenkokerei produziert. Hierfür wurden rund 2,5 Mio. t Steinkohle (58 PJ) eingesetzt. Nahezu die gesamte Kokserzeugung (6,7 Mio. t, 192 PJ) wurde an die Stahlindustrie abgesetzt und nur ein geringer Anteil der Koks- und Briketterzeugnisse (23.000 t, 0,7 TJ) im sonstigen produzierenden Gewerbe verbraucht. Zusätzlich kamen rund 247.000 t (7,4 TJ) dieser Produkte im Sektor der Kleinverbraucher, des Militärs und für den Hausbrand zum Einsatz. /VIK 05/

Bei der Verkokung von Kohle fallen folgende Nebenprodukte an: Teer, Ammoniumsulfat, Aromaten, Schwefelsäure und Gas. Ein Teil des entstandenen Gases wird nach dem Reinigungsprozess zur Unterfeuerung der Koksöfen wieder verwendet. Der restliche Teil wird aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist. Im Jahr 2003 stammten 952 Mio. m^3 Gas (15 PJ) aus der Zechenkokerei und 1.915 Mio. m^3 Gas (31 PJ) aus den Hüttenkokereien (exklusiv der im Jahr 2003 eröffneten Kokerei Schwelgern). Zusätzlich wurde in den Bergbauverbundkraftwerken 12,772 TWh Strom erzeugt, der in die öffentlichen Stromnetze eingeflossen ist. /SKW 04/

6.1.2.2 Braunkohleveredelung

Im Jahr 2003 kamen von 179,1 Mio. t (1.588 PJ) der geförderten Braunkohlemenge 13,5 Mio. t (120 PJ) in 7 Veredelungsbetrieben zum Einsatz. Die Veredelungsbetriebe bestehen aus einer Kokerei, zwei Brikettfabriken und vier Staubfabriken. Wie bei den Steinkohleveredelungsanlagen entstanden die meisten Anlagen zur Braunkohleveredelung im 20. Jahrhundert, wurden allerdings ebenfalls ständig modernisiert. /SKW 04/

Die eingesetzte Rohbraunkohle wurde zu den Produkten Braunkohlekoks (0,17 Mio. t, 5.083 TJ), Braunkohlebriketts (1,47 Mio. t, 28.566 TJ), Braunkohlestaub (2,65 Mio. t, 57.654 TJ) und Wirbelschichtkohle (0,56 Mio. t, 12.183 TJ) verarbeitet. Rund 2,4 Mio. t (etwa 60.000 TJ) Braunkohlestaub, Wirbelschichtkohle und Braunkohlekoks wurde in

den verschiedensten Industriezweigen eingesetzt, z. B. Glas-, Keramik- und Steinverarbeitung, chemische Industrie, Zuckerindustrie und zu einem geringen Anteil auch in allgemeinen Kraftwerken (0,6 Mio. t, rund 15.000 TJ). Die Braunkohlebriketts, zuzüglich des Anteils von 0,15 Mio. t (2.923 TJ) an importierten Braunkohlebriketts, wurden an private Haushalte und Kleinverbraucher (0,9 Mio. t, 17.537 TJ) abgesetzt. Etwa 0,4 Mio. t (7.794 TJ) der Braunkohlebriketts kamen im Industriesektor zum Einsatz. Neben dem inländischen Absatz der Braunkohleprodukte aus dem Veredelungsprozess betrug der Export 0,5 Mio. t (etwa 10.500 TJ). Das gesamte Braunkohleflussbild des betrachteten Jahrs 2003 ist in **Abbildung 6-2** zu ersehen. /VIK 05/

Äquivalent zur Steinkohleveredelung fallen auch bei der Braunkohleveredelung Nebenprodukte an. Zusätzlich speisten die Kraftwerke der Veredelungsbetriebe 2,314 TWh Strom in das öffentliche Stromnetz ein. Daneben wurde ein geringer Anteil an Wärme in das allgemeine Versorgungsnetz abgegeben. Hierfür wurden keine Zahlen veröffentlicht. /SKW 04/

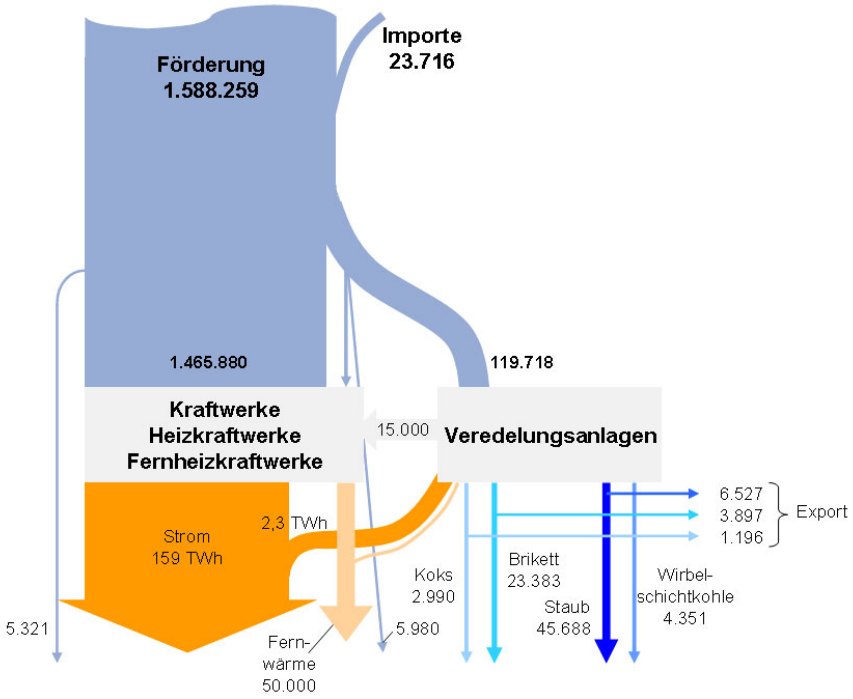

Abbildung 6-2: *Braunkohleflussbild 2003 in TJ /WVB 04/*

6.1.2.3 Umwandlungsmatrix der Kohleveredelung

Im Folgenden wird die Umwandlungsmatrix der Kohleveredelung in Tabellenform dargelegt (siehe **Tabelle 6-1**), aufgegliedert in Stein- und Braunkohleveredelung. Nähere Angaben zu den einzelnen Daten wurden in den vorherigen Kapiteln eingehender behandelt.

Tabelle 6-1: *Umwandlungsmatrix der Kohleveredelung /GOE 06/*

	Einheit	Braunkohleanlagen	Steinkohleanlagen
Anzahl der Anlagen	-	7	7
Anlagentyp	-	Brikettfabrik (2), Kokerei (1), Staubfabrik (4)	Brikettfabrik (2), Zechenkokerei (1), Hüttenkokerei (4)
Technik	-	Stand der Technik	Stand der Technik
Altersstruktur	-	1923-2003	1928-2003
technische Lebensdauer der Anlagenkomponenten	a	30	30
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	%	60 (Kokerei), > 80 (Staub-, Brikettherstellung)	87 (Kokerei)
Wirkungsgrad (Bereich)	%	60 bis > 80	k.A.
Primärenergieeinsatz	kt (PJ)	13.489 (119,620)	9.637 (285,556)
Kokserzeugung	kt (PJ)	165 (4,934)	7.827 (224,244)
Brikettherstellung	kt (PJ)	1.466 (28,566)	114 (3,580)
Staubherstellung	kt (PJ)	2.653 (57,719)	-
Wirbelschichtkohleherstellung	kt (PJ)	559 (12,162)	-
Nettostromerzeugung	GWh	2.316	12.772
Gaserzeugung	m³ (GJ)	-	2.868 (45,87) (exklusiv Hüttenkokerei Schwelgern)

6.1.3 Raffinerien

Im Jahr 2003 waren 14 Erdölraffinerien aktiv im Einsatz, in denen Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet wurden. In diesen wurden rund 107,7 Mio. t Importrohöl, 3,4 Mio. t inländisches Rohöl und 8,7 Mio. t Halbfertigprodukte verarbeitet. Das Rohöl wurde aus 26 Ländern bezogen /SCH 04/. Bedeutendster Lieferant war mit 31 % Russland. Zusammen mit Norwegen, Großbritannien, Libyen, Kasachstan, Syrien, Saudi Arabien, Algerien, Nigeria und Dänemark belief sich der Importanteil dieser Staaten auf 96 %.

Wie aus **Abbildung 6-3** hervorgeht, verteilen sich die Standorte der Raffinerien auf die Bundesländer Hamburg, Schleswig-Holstein, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg, Hessen und Bayern. Neben diesen Raffinerien gab es noch zwei Raffinerien, die ausschließlich zur Weiterverarbeitung schwerer Produkte zu Bitumen (Brunsbüttel) und Schmierstoffen (Salzbergen) dienten.

Abbildung 6-3: *Standorte der Raffinerien /MWV 03/*

Die aktiven Erdölraffinerien wurden im Zeitraum von 1927 bis 1997 erbaut. Durch ständige Erweiterungen, Neubau und Modernisierungsmaßnahmen wurden die Anlagen immer dem Stand der Technik angeglichen, so dass die ursprüngliche technische Ausstattung kaum mehr vorhanden ist.

6.1.3.1 Veredelungsprozess der Raffinerien

Raffinerien des Energiesektors dienen zur Umwandlung von Rohöl zu Hauptprodukten wie Ottokraftstoff, Dieselkraftstoff und Heizöl (schwer und leicht) sowie zu Nebenprodukten wie Flugturbinenkraftstoff, Flüssiggas, Bitumen, Schmierstoffen oder Petrolkoks.

Um in den Raffinerien die unterschiedlichen Mineralölprodukte zu erhalten, durchläuft das Rohöl verschiedene Umwandlungsprozesse. Ein vereinfachtes Schema des Umwandlungsprozesses ist in **Abbildung 6-4** dargestellt. Im Folgenden wird nur auf die wichtigsten Verfahrensschritte einer Raffinerie eingegangen.

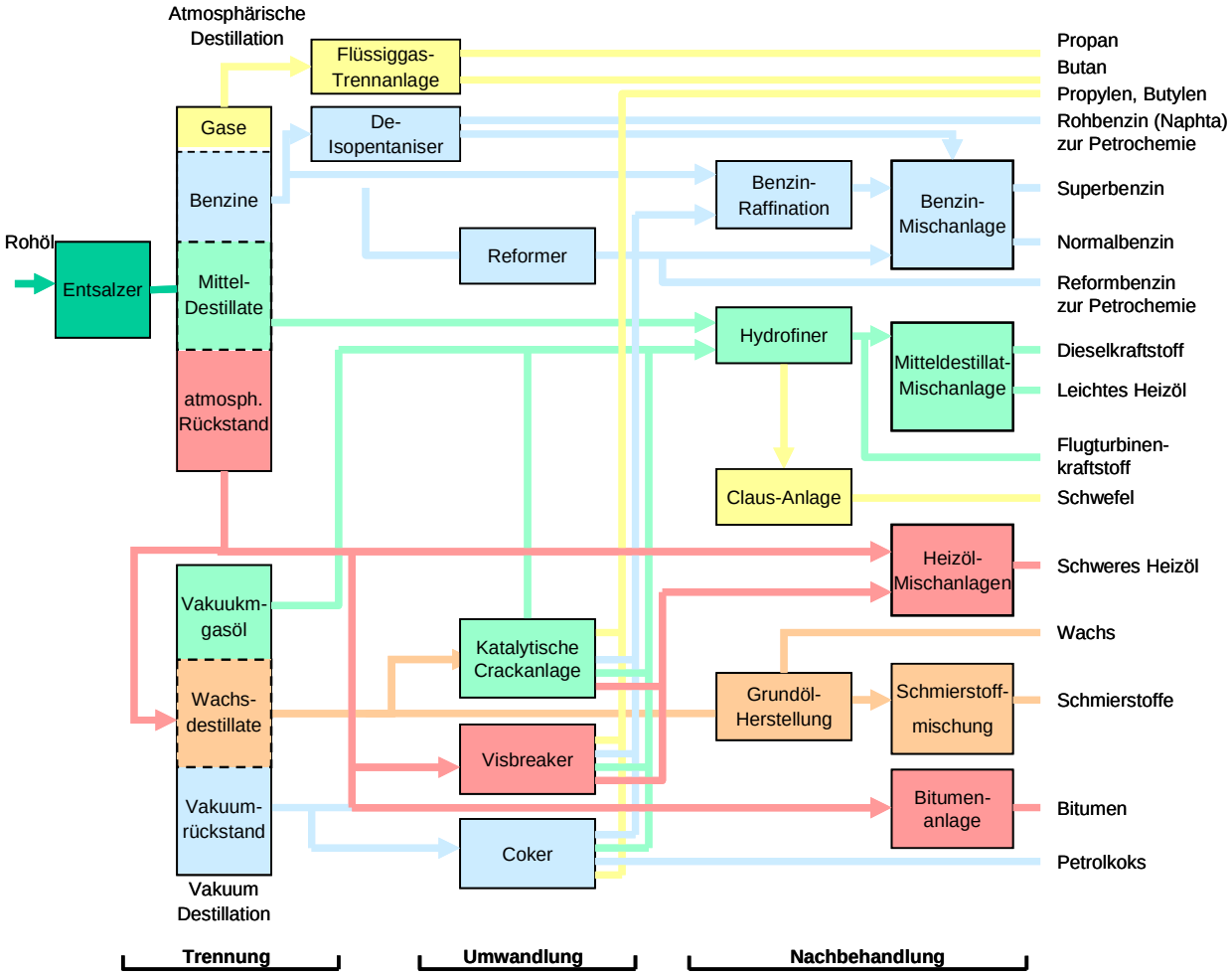

Abbildung 6-4: *Vereinfachtes Verarbeitungsschema einer Raffinerie /MWV 03/*

Zunächst durchläuft das Rohöl die Destillation. In der Destillationsanlage werden die verschiedenen Kohlenwasserstoffe des Rohöls als Dampf-Flüssigkeitsgemisch unter atmosphärischen Druck nach Molekülgrößen separiert. Die dadurch entstandenen Fraktionen oder Grundprodukte werden über Rohrleitungen seitlich abgeleitet. Der so genannte atmosphärische Rückstand, der aus den schwersten nicht verdampften Anteilen des Rohöls besteht, wird zur weiteren Verarbeitung in die Vakuumsdestillationsanlage weitergeleitet. Hier wird der Rückstand nochmals unter einem Druck von 50 hPa destilliert und die hieraus entstehenden Fraktionen teilweise den anderen Produkten beigemischt. Wie bei der atmosphärischen Destillation entsteht auch hier ein Rückstand, der je nach Anlageneinstellung entweder zu schwerem Heizöl aufgemischt oder direkt als Bitumen verwendet werden kann. Um das Ausbeutespektrum, d. h. das Verhältnis der einzelnen aus bestimmtem Rohöl entstehenden Produkten zueinander, zu variieren, setzt man Konversionsanlagen ein. In diesen Anlagen werden schwere, lange Kohlenwasserstoffketten durch Spaltung in leichte und kürzere Moleküle umgewandelt – auch Cracken genannt. Dabei unterscheidet man drei Verfahrensarten. Thermisches Cracken, katalytisches Cracken und Hydrocracken. Welches Verfahren zum Einsatz kommt, ist von den unterschiedlichen Einsatzprodukten abhängig. Alle drei Konversionsarten basieren allerdings auf dem gleichen Prinzip. Unter definiertem Druck, verschiedenen Temperaturen und Verweilzeiten im Crackofen werden die

Moleküle der eingesetzten Destillationsrückstände so in Schwingungen versetzt, dass die Bindungen zwischen den Kohlenstoffatomen zerbrechen.

Häufig entsprechen die durch die vorangegangenen Verfahrensarten gewonnenen Produkte nicht der geforderten Qualität, z. B. wegen eines zu hohen Schwefelgehaltes oder einer zu niedrigen Klopffestigkeit. Deshalb werden diese in Reformationsanlagen wie dem Reformer oder dem Hydrofiner nach den Qualitätsvorschriften nochmals aufbereitet und veredelt.

6.1.3.2 Bilanz

Im Jahr 2003 betrug der Gesamtrohöleinsatz 109,1 Mio. t Rohöl (4.568 PJ). Davon stammten 3,4 Mio. t Rohöl (142 PJ) aus inländischer Erzeugung – 105,7 Mio. t Rohöl (4.425 PJ) wurden importiert.

Zum Jahresende lag die Gesamtkapazität der Rohölverarbeitung aller Raffinerien bei 114,75 Mio. t/a (4.806 PJ/a). Die Kapazität der Konversionsanlagen, die der Umwandlung schwerer Produkte und Halbfabrikate in höherwertige leichtere Erzeugnisse, wie Benzin, Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl dienen, lag bei 47,2 Mio. t/a (1.119 PJ/a). Die Konversionskapazität machte damit an der Rohöldestillationskapazität einen Anteil von 41,1 % aus. Die Kapazität der Reformierungsanlagen lag bei 7,18 Mio. t pro Jahr (702 PJ/a). Das entsprach, bezogen auf die Destillationskapazität von Rohöl, einem Anteil von 6,3 %. Nach Auskunft des Mineralölwirtschaftverbands ergab sich dadurch für das betrachtete Jahr ein durchschnittlicher Auslastungsgrad von 95,8 %.

Der Raffinerieeinsatz setzt sich aus dem Rohöl und einem Produkteinsatz zusammen. Diese Einsatzstoffe können Halbfabrikate wie z. B. Naphtha, Reformate, Isomerisate, Alkylate, Pyrolysebenzine und Gasöle sein. Auch Destillationsrückstände und Chemieprodukte (wie z. B. MTBE) zählen zu diesen Stoffen. Sie werden entweder direkt mit den Stoffströmen der Raffinerieanlagen vermischt oder in der Vakuumdestillation bzw. den Konversionsanlagen weiterverarbeitet. Für das Jahr 2003 kamen etwa 9 Mio. t (376 PJ) zum Produktwiedereinsatz.

Der Bruttoraffinerieausstoß betrug für das Jahr 2003 116,166 Mio. t. Wie aus **Tabelle 6-2** ersichtlich, wird die Produktpalette in drei Bereiche eingeteilt:

- Die Hauptprodukte, wie Rohbenzin, Ottokraftstoffe, Dieselkraftstoff, Heizöl
- Die Nebenprodukte, wie Raffineriegas, Flüssiggas, Flugturbinenkraftstoff, Bitumen
- Sonstige Produkten wie Schmierstoffe, Aromaten

Die Erzeugung der Produkte aus der Hauptgruppe betrug 96,013 Mio. t (4.200 PJ), an Nebenprodukten 18,560 Mio. t (850 PJ). An sonstigen Produkten wurde eine Menge in Höhe von 3,222 Mio. t produziert.

Tabelle 6-2: *Gesamteinsatz und Erzeugung der Raffinerien in 1.000 t /MWV 04/*

Edukte / Produkte	Input / Output in 1.000 t
Rohöleinsatz	109.113
Produkteinsatz	9.024
Gesamteinsatz	**118.137**
Erzeugung:	
Rohbenzin	8.693
Ottokraftstoff	24.878
Benzinkomponenten	1.517
Dieselkraftstoff	29.470
Heizöl, leicht	18.673
Mitteldestillatkomponenten	496
Heizöl, schwer	10.939
HS-Komponenten	1.292
Summe Hauptprodukte	**96.013**
Flüssiggas	3.056
Raffineriegas	4.452
Testbenzin	36
Flugturbinenkraftstoff, schwer	4.194
Andere Leuchtöle (z. B. Petroleum)	10
Bitumen	3.521
Petrolkoks	1.799
Wachse, Paraffine, Vaseline etc.	216
Andere Rückstände	1.276
Summe Nebenprodukte	**18.560**
Summe Schmierstoffe	**1.594**
Bruttoraffinerieerzeugung	116.166
Sonstige Produkte	1.628
Verluste	342

Für die Jahresproduktion wurden 7,047 Mio. t (304 PJ) des Raffinerieausstoßes für den Eigenverbrauch der Raffinerien benötigt. Der Bedarf gliedert sich dabei in 1,760 Mio. t Heizöl (73 PJ), 0,663 Mio. t Petrolkoks (21 PJ) und 4,625 Mio. t Raffineriegas und sonstige Produkte (210 PJ). Sie kamen als Brennstoffe in den Prozessanlagen zur Unterfeuerung der Öfen und in den eigenen Kraftwerken zur Strom- und Dampferzeugung zum Einsatz. Pro verarbeitende Tonne Rohöl wurden somit 64,8 kg Brennstoff eingesetzt. Die während des Umwandlungsprozesses entstandenen Verluste betrugen 0,342 Mio. t (14,3 PJ). Das ergibt einen Verlust von 3,1 kg Brennstoff pro eingesetzter Tonne Rohöl. Der Großteil dieser Verluste waren abgefackelte Gase. Nur ein geringer Teil ging als Emission von Kohlenwasserstoffen bei der Lagerung und Verladung von Mineralölen verloren. Es ergab sich nach Auskunft des MWV für das Jahr 2003 ein

Wirkungsgrad der Raffinerien von 93 %. **Abbildung 6-5** fasst die Mineralölbilanz für das Jahr 2003 graphisch zusammen.

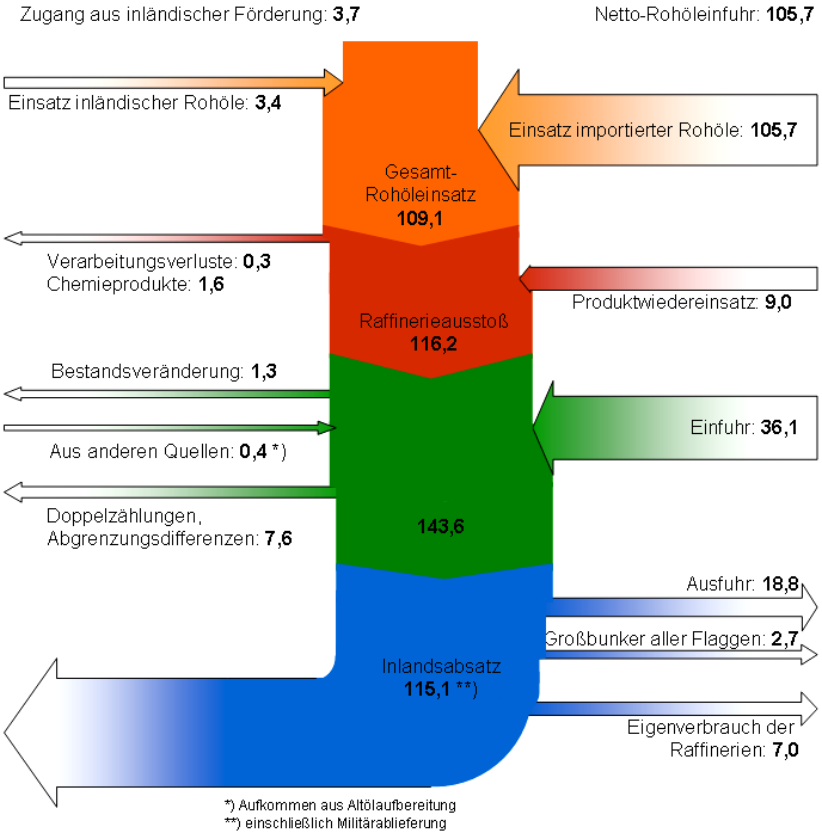

Abbildung 6-5: *Mineralöl-Bilanz 2003 in Millionen Tonnen /MWV 04/*

6.1.3.3 Kosten und Zusammenfassung

Im Rahmen des Nationalen Informationssystems (NIS) wurden Daten über die Kosten der in Betrieb befindlichen Raffinerien der Mineralölindustrie veröffentlicht.

Demnach ergaben sich für eine verarbeitete Tonne Rohöl durchschnittliche Gesamtkosten in Höhe von 262 €/t. **Abbildung 6-6** zeigt die Verteilung der Gesamtkosten auf die einzelnen Kostenpositionen.

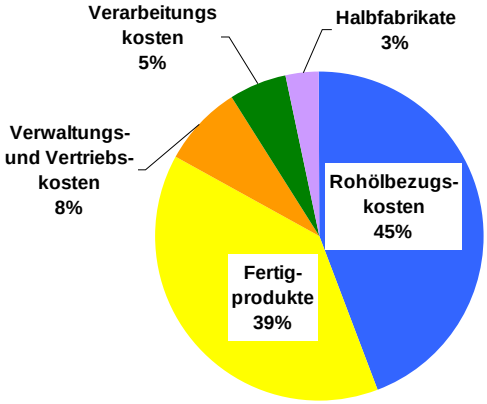

Abbildung 6-6: *Aufschlüsselung der Kosten zur Verarbeitung einer Tonne Rohöl /SCHM 05/*

Die größte Kostenstelle für dieses Jahr nahm der Anteil der Rohölbezugskosten mit 115 €/t (45 %) ein. Der Zukauf der notwendigen Fertigprodukte schlug mit einem Wert von 101 €/t (39 %) zu Buche. Die Anteile der Verwaltungs- und Vertriebskosten mit 21 €/t (8 %), der Verarbeitungskosten in Höhe von 14 €/t (5 %) und der Kosten für Halbfabrikate mit 9 €/t (3 %) betrugen in Summe lediglich 16 % der Gesamtkosten.

Tabelle 6-3 fasst die technischen Parameter der Raffinerien abschließend zusammen.

Tabelle 6-3: *Umwandlungsmatrix der Raffinerien /GOE 06/*

	Einheit	Raffinerien
Anzahl der Anlagen	-	14
Anlagentyp	-	Rohölraffinerien
Technik	-	Stand der Technik
Altersstruktur	-	1927-1997
Durchschnittsalter der Anlagen	a	50
technische Lebensdauer der Anlagenkomponenten	a	15
Auslastungsgrad	%	95,8
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	%	93
Kosten	Euro/t	262
Rohöldestillationskapazität	Mt RÖE (PJ)	114,8 (4.806)
Gesamteinsatz	Mt (PJ)	118,1 (4.944)
Primärenergieeinsatz	Mt RÖE (PJ)	109,1 (4.568)
Produkteinsatz	Mt (PJ)	9,0 (376)
Bruttoraffinerieerzeugung	kt	116.166
davon: Hauptprodukte	kt (PJ)	96.013 (4.200)
Nebenprodukte	kt (PJ)	18.560 (840)
Schmierstoffe	kt	1.594
Sonstige Produkte (z. B. Aromaten)	kt	1.628
Eigenverbrauch	kt (PJ)	7.047 (304)
Verluste	kt (PJ)	342 (14,3)
Nettoraffinerieerzeugung	kt	109.119

6.1.4 Heizwerke

Heizwerke sind Anlagen, die der reinen Wärmebereitstellung dienen. Die erzeugte Wärme kann als Heißwasser oder Dampf in Nah- und Fernwärmenetze oder in Inselnetze eingespeist werden. Dabei werden Heizwerke in der Regel zur Abdeckung von kurzfristigen Spitzenlasten des Wärmebedarfs eingesetzt. Sie sind innerhalb weniger Minuten voll einsatzbereit. Zusätzlich dienen sie als Reservekapazitäten bei Störungen oder geplanten Stillständen von Heizkraftwerken. Da die tatsächlichen Betriebszeiten trotz ständiger Einsatzbereitschaft relativ gering sind, ist man in den letzten Jahren dazu übergegangen, die Anlagen zu modernisieren und auf einen Betrieb ohne Beaufsichtigung (BoB) umzurüsten. Zum Teil wurden ehemalige Heizwerke während der Modernisierungsphase in GuD-Kraftwerke umgebaut.

Als Informationsquelle über aktive Heizwerke dienten die Veröffentlichungen der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW). Im Jahr 2003 waren in Deutschland 2.236 Heizwerke in Betrieb. Diese wurden im Zeitraum von 1963-2003 errichtet. Die installierte Wärmeengpassleistung betrug 21.793 MW und hatte damit einen Anteil von 48 % an den gesamten Fernwärmeerzeugungsanlagen. Dagegen nahm die Wärmeerzeugung durch die Heizwerke von 52.133 TJ einen eher geringen Anteil von 16 % ein. Der Brennstoffeinsatz in Form von Gas, Öl, Kohle und anderen Stoffen betrug 61.014 TJ. Der größte Anteil (72 %) wurde durch den Einsatz von Gas abgedeckt.

Aus den veröffentlichten Daten ergab sich ein berechneter Gesamtwirkungsgrad von 85,4 %. Um eine Wärmeerzeugung der einzelnen Brennstoffe abschätzen zu können, wurden aus IKARUS brennstoffabhängige Wirkungsgrade für Industrieanlagen ermitteltet /IKA DB/. Wie in **Tabelle 6-4** zu sehen ist, lag auf Grund der niedrigeren ausgewiesenen Einzelwirkungsgrade – bezogen auf den Gesamtwirkungsgrad – die Summe der Einzelerzeugungen unterhalb der Gesamtwärmeeinspeisung.

Tabelle 6-4: *Umwandlungsmatrix der Heizwerke /GOE 06/*

	Einheit	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Öl	Sonstiges[1]
Anzahl der Anlagen	-	2.236				
Anlagentyp	-	Heißwassererzeuger, Sattdampferzeuger				
Altersstruktur		ca. 1963-2003				
Investitionskosten	€/kW	400-800	800-1.000	200-500	200-500	k.A.
Engpassleistung (Wärme)	MW	21.793				
Primärenergieeinsatz gesamt	TJ	61.014				
Primärenergieeinsatz	TJ	3.661	610	43.930	6.101	6.712
Wärmenetzeinspeisung (ges.)	TJ	52.133				
Wärmenetzeinspeisung	TJ	2.929	476	36.901	5.064	5.571
Verluste	TJ	9.587				
Wirkungsgrad η (gesamt)	-	0,854				
Wirkungsgrad η	-	0,80	0,78	0,84	0,83	0,83
thermischer Wirkungsgradbereich	%	k.A.	k.A.	≤ 96	k.A.	70-85

[1] Müll, Erneuerbare Energien

6.1.5 Kraftwerke

Die Struktur des Kraftwerksbereichs zur allgemeinen Stromversorgung ist prinzipiell in drei Bereiche geteilt (siehe **Abbildung 6-7**):

- Thermische Kraftwerke (Wärmekraftprinzip)
- Mechanische/hydraulische Kraftwerke
- Elektrochemische/photoelektrische Kraftwerke

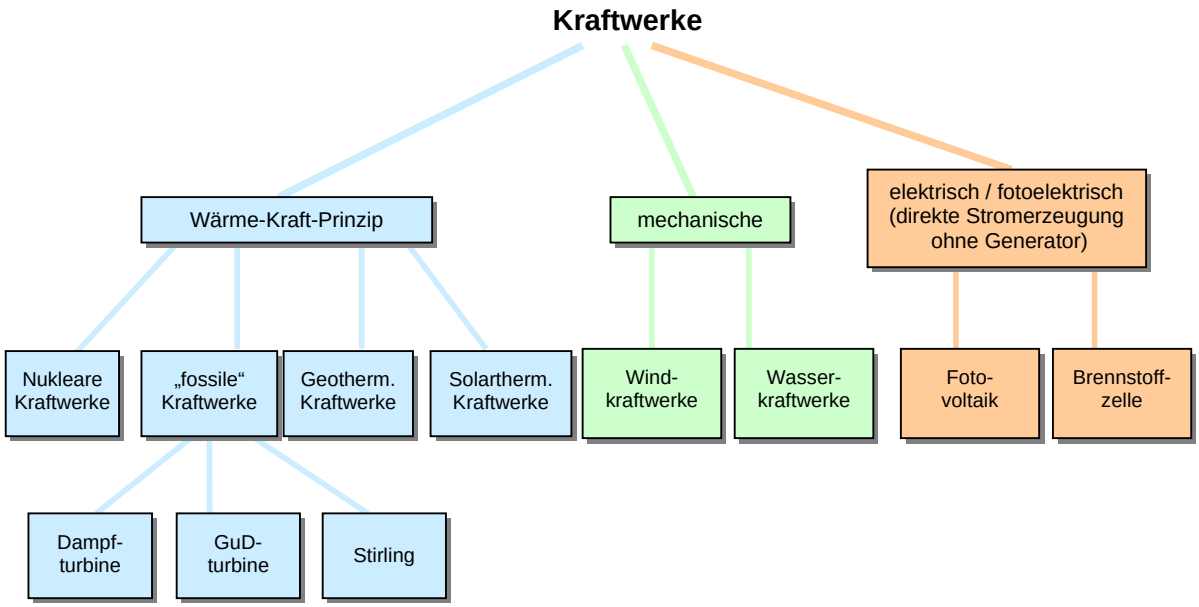

Abbildung 6-7: *Übersicht der Kraftwerksanlagen /BIN 04/*

Kraftwerke, die nach dem Wärme-Kraft-Prinzip arbeiten (thermische Kraftwerke), stehen in Deutschland anzahlmäßig und in ihrer Vielfältigkeit an erster Stelle. Neben den „fossilen“ Kraftwerken, z. B. den Braun- und Steinkohlekraftwerken, den Gas- und GuD-Kraftwerken, beinhaltet dieser Sektor auch die Kernkraftwerke, die Biomassekraftwerke und die geothermischen Kraftwerke. Ihr Einsatz kommt sowohl bei der Stromerzeugung als auch bei der Wärmeerzeugung zum Tragen. In die Kategorie der mechanischen Kraftwerke fallen die verschiedenen Typen der Windkraftwerke und der Wasserkraftwerke, welche in der Regel nur zur Elektrizitätsbereitstellung dienen. Die dritte Gruppe des Kraftwerkssektors, die den Strom über elektrochemische (Brennstoffzellen) oder photoelektrische (Photovoltaikanlagen) Vorgänge gewinnen, tragen im Vergleich zu den anderen Kraftwerkstypen am wenigsten zur Endenergiebereitstellung bei.

In **Abbildung 6-8** ist die Häufigkeitsverteilung der installierten Kraftwerksleistung und -anzahl in Deutschland für das Jahr 2000 dargestellt. Man erkennt, dass eine Vielzahl an kleinen Anlagen existiert, die jedoch lediglich eine geringe Leistung bereitstellen. 75 % der gesamten Leistung ist in 168 (ca. 14 %) Anlagen installiert.

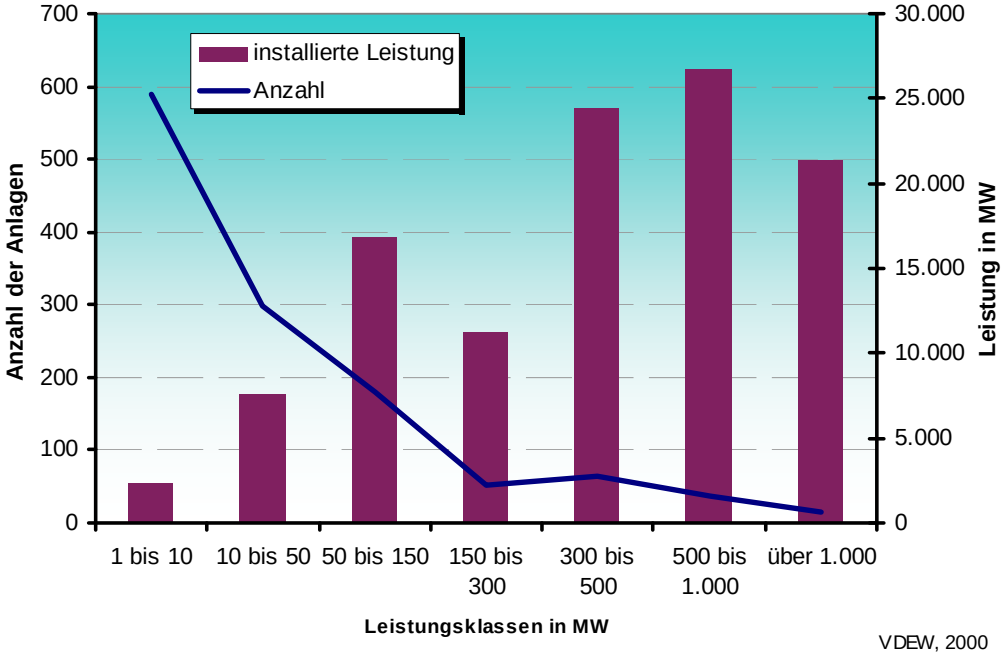

Abbildung 6-8: *Häufigkeitsverteilung der installierten Kraftwerksleistung und -anzahl in Deutschland für das Jahr 2000*

In Deutschland wurden 2003 in allen Sektoren rund 497 TWh an Strom verbraucht. Zur Erzeugung wurden 5.471 PJ an Primärenergie eingesetzt. **Abbildung 6-9** zeigt die prozentuale Aufteilung der Energieträger auf den Gesamteinsatz. Mehr als die Hälfte des Stroms wird aus Stein- und Braunkohle erzeugt. Ein Drittel der Stromerzeugung entfällt auf die Kernenergie. Erdgas hat in den letzten Jahren einen starken Zuwachs erlebt und besitzt inzwischen einen Anteil von ca. 10 %. Die erneuerbaren Energien werden mit Faktor 1 auf Primärenergie bewertet. Ihr Anteil am Energieträgereinsatz liegt somit bei 3 % und teilt sich mit jeweils 1,5 % nahezu vollständig auf Wasser- und Windkraft auf. Bezogen auf die Stromerzeugung ergibt sich ein Anteil von 9 % für die erneuerbaren Energien.

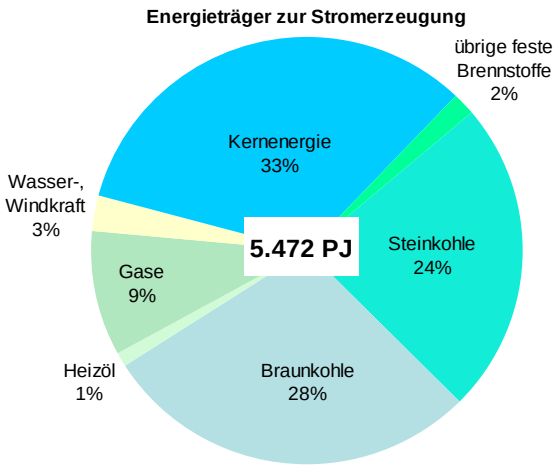

Abbildung 6-9: *Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung in Deutschland 2003 /AGEB 05/*

Die Aufteilung der Bruttostromerzeugung nach den Energieträgern zeichnet ein ähnliches Bild. Auch wenn der Anteil der regenerativen Stromerzeugung in den letzten Jahren zugenommen hat, wird der Markt dennoch von den fossilen Energieträgern dominiert (**Abbildung 6-10**). Diese stellen ebenfalls die größten installierten Stromerzeugungseinheiten, während zur Nutzung von regenerativen Energien vorzugsweise kleinere dezentrale Anlagen zum Einsatz kommen.

In deutschen Kraftwerken wurden im Jahr 2003 etwa 607 TWh Strom erzeugt, von dem ca. 8 TWh exportiert wurden.

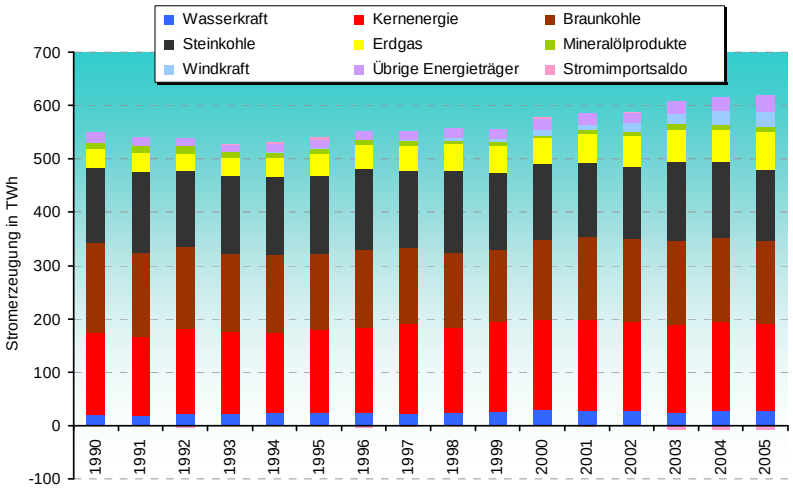

Abbildung 6-10: *Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland von 1990 bis 2005 /AGEB 05/*

6.1.5.1 Kernkraftwerke

Ende 2003 waren in Deutschland 19 Kernkraftwerke (KKW) der Baulinie Leichtwasserreaktoren am Netz. Die Standorte der einzelnen Kernkraftwerke sind in **Abbildung 6-11** dargestellt. Im November 2003 wurde das Kernkraftwerk Stade aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt.

Die 19 Kernkraftwerke untergliedern sich in 13 Druckwasserreaktoren (DWR) und in 6 Siedewasserreaktoren (SWR). In beiden Reaktortypen wird „leichtes“ Wasser als Moderator und Kühlmittel eingesetzt. Beide Typen unterscheiden sich im Wesentlichen in der jeweiligen Kühlmitteltemperatur und dem dazugehörenden Druck. In einem DWR herrschen im Primärkreislauf Temperaturen von etwa 325 °C bei einem Druck von 158 bar (15 MPa). Durch dieses Temperatur-/Druckverhältnis siedet das Wasser im Kreislauf nicht, sondern liegt als heißes Wasser unter hohen Temperaturen vor. Das Wasser des ersten Kreislaufs gibt Wärme an das Wasser des zweiten Kühlkreislaufs ab, in dem aufgrund des niedrigeren Drucks (etwa 60 bar, 6 MPa) das Wasser verdampft. Der entstehende Dampf wird anschließend der Turbine zugeführt.

Bei einem SWR dagegen beträgt die Temperatur des Kühlmittels rund 280 °C bei einem Druck von 70 bar (7 MPa). Bei diesem Typ entsteht im Kreislauf unmittelbar Dampf, der wiederum der Turbine zugeführt wird. Durch diesen Unterschied ergeben sich auch Differenzen zwischen Bau- und Betriebsweise. Ein Unterschied in Bezug auf die Sicherheit existiert allerdings nicht. Die Kernkraftwerke wurden, je nach Baujahr, nach

verschiedenen Standards gebaut. Alle deutschen Kraftwerke fallen allerdings in die zweite Reaktorgeneration und besitzen eine technische Lebensdauer von mindestens 40 Jahren.

Abbildung 6-11: *Kommerzielle Leistungsreaktoren /DAF 04/*

Im Konsens zum Atomausstieg zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgern vom 14. Juni 2000 wurden für die Erzeugung in bestehenden Kernkraftwerken (KKW) Reststrommengen definiert, welche in den einzelnen Kraftwerken ab

01. Januar 2000 noch produziert werden dürfen. Dabei wurde auch die Möglichkeit vereinbart, die Laufzeit eines Kraftwerkes zu verlängern, indem Reststrommengen von unwirtschaftlichen auf wirtschaftlichere Kraftwerke übertragen werden.

Die Festlegung der Reststrommenge bezieht sich auf eine Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren ab Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebes. Weiterhin wird eine durchschnittliche Jahresproduktion aufgrund der 5 höchsten Jahresproduktionen zwischen 1990 und 1999 errechnet. Es wird angenommen, dass sich diese in den weiteren Jahren um 5,5 % erhöht.

Die KKW haben im Jahr 2003 mit einer Bruttoleistung von 22.365 MW in Summe 594,4 PJ (165,1 TWh) Grundlaststrom produziert. Abzüglich des Eigenverbrauchs und der Verluste von etwa 31,3 PJ (8,7 TWh) ergab sich eine Nettostromerzeugung von rund 563,1 PJ (156,4 TWh). Die vom Deutschen Atomforum ermittelten Betriebsdaten der einzelnen KKW werden in **Tabelle 6-5** dargelegt. Darüber hinaus wurden im Jahr 2003 durch Heizdampfauskopplung im KKW Stade 99.738 GJ (27.705 MWh) Wärme für eine nahe gelegene Saline abgeführt. Diese Saline wurde nahezu zeitgleich mit der Schließung des Kernkraftwerks stillgelegt (siehe Tabelle 6-5). /DAF 04/

In Kernkraftwerken wird Urandioxid oder auch Uran-/Plutonium-Mischoxid in Tablettenform als Brennstoff verwendet. Für die Energiegewinnung liegt der jährliche Brennstoffeinsatz, laut der Aussage eines Mitarbeiters des Deutschen Atomforums, bei etwa 450 t. Um diese Menge an Brennstoffen herzustellen, werden rund 300 t Uran benötigt. Der eingesetzte Brennstoff hat eine Verweilzeit im Reaktor von drei bis vier Jahren. Insgesamt sind in allen deutschen Atomkraftwerken etwa 1.900 t Brennstoff im Einsatz. Im Durchschnitt waren die einzelnen Kernkraftwerke im Jahr 2003 7.696 Stunden zur Stromerzeugung verfügbar. Dadurch ergab sich eine durchschnittliche Zeitverfügbarkeit von 87,7 %. Im restlichen Zeitraum wurden die Anlagen für die jährliche Revision und den Brennelementewechsel heruntergefahren. Der Wirkungsgradbereich der deutschen Atomkraftwerke liegt zwischen 31 % und 36 %. Der durchschnittliche Wirkungsgrad von etwa 33 % liegt damit 2 % höher als der weltweite Durchschnitt. Ursachen für den erhöhten Wirkungsgrad sind unter anderem die folgenden Maßnahmen der Kraftwerksbetreiber:

- Die Turbinenbeschaufelung wird ständig durch geometrische Veränderungen der Schaufeln optimiert.
- Erhöhung der Abbrände der Brennelemente und somit erhöhte Energieausbeute.

Beide Maßnahmen führen zu einer Senkung der Kosten und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit. Die momentanen Stromgestehungskosten einer Kilowattstunde Strom aus einem Kernkraftwerk liegen damit im Bereich von 1,5 ct bis 3 ct.

Tabelle 6-5: *Betriebsdaten der KKW 2003 /DAF 04/*

Kernkraftwerk	Nennleistung		Bruttostrom-erzeugung	Zeitverfüg-barkeit	Arbeitsver-fügbarkeit
	Brutto MW	Netto MW	MWh	in Prozent	in Prozent
Biblis A	1.225	1.167	2.853.819	27,46	26,57
Biblis B	1.300	1.240	8.283.663	75,68	75,32
Brokdorf KBR	1.440	1.370	11.115.984	90,22	90,11
Brunsbüttel KKB	806	771	5.099.079	78,51	76,31
Emsland KKE	1.400	1.329	11.708.140	95,91	95,84
Grafenrheinfeld KKG	1.345	1.275	10.823.259	93,56	93,39
Grohnde KWG	1.430	1.360	11.579.328	95,24	95,00
Grundremmingen KRB-B	1.344	1.284	10.028.480	95,03	94,38
Grundremmingen KRB-C	1.344	1.288	10.440.965	90,54	89,16
Isar KKI-1	912	878	6.576.107	88,73	87,36
Isar KKI-2	1.475	1.400	12.323.240	96,93	96,53
Krümmel KKK	1.316	1.260	9.908.703	89,15	88,16
Neckar GKN-I	840	785	6.508.853	94,79	90,54
Neckar GKN-II	1.365	1.269	11.298.890	95,99	95,80
Obrigheim KWO	375	340	2.588.884	88,44	88,29
Philippsburg KKP-1	926	890	6.711.460	87,09	86,00
Philippsburg KKP-2	1.485	1.392	11.626.134	94,00	93,48
Stade KKS[1]	672	640	4.864.733	99,98	99,94
Unterweser KKU	1.410	1.345	9.747.672	89,98	88,34
Gesamt	22.365	21.283	165.087.393	87,66	87,03

[1] am 14. November 2003 außer Betrieb genommen

6.1.5.2 Steinkohlekraftwerke

Die derzeit betriebenen Steinkohlekraftwerke wurden im Zeitraum von 1957 bis 1994 gebaut und teilweise mit neuen Technologien modernisiert. Heute sind Kraftwerke der Dampf- oder GuD-Prozesse unter anderem mit Techniken der Staubfeuerung, Wirbelschichtfeuerung, Druckwirbelschichtfeuerung oder Schmelzkammerfeuerung ausgestattet.

Die Technik des Dampfprozesses basiert auf dem einheitlichen Prinzip des Clausius-Rankine-Prozesses (siehe **Abbildung 6-12**) und gilt für alle Dampfturbinenkraftwerke. Bei Dampfturbinenkraftwerken wird der eingesetzte Brennstoff in einem Kessel unter Luftzufuhr verbrannt. Das dabei entstehende Verbrennungsgas, auch Rauchgas genannt, heizt das Wasser im Dampferzeuger auf. Der dabei entstehende heiße Wasserdampf liegt in modernen Prozessanlagen bei überkritischen Dampfzuständen mit Temperaturwerten von 600 °C bei 300 bar vor. Der Dampf wird dem Dampfturbosatz, bestehend aus der Hochdruck-, Mitteldruck-, und Niederdruckturbine zugeführt und in mechanische Energie umgewandelt. Dabei wird ein Generator zur Stromerzeugung angetrieben. Der Dampf wird soweit entspannt, bis die Kondensation eintritt. Der bei

Turbinenaustritt energiearme Dampf wird anschließend in einem Kondensator vollständig kondensiert und über eine Speisewasserpumpe in den Kreislauf zurückgeführt. Die Rauchgase durchlaufen eine Rauchgasreinigungsanlage und entweichen anschließend über einen Schornstein in die Atmosphäre.

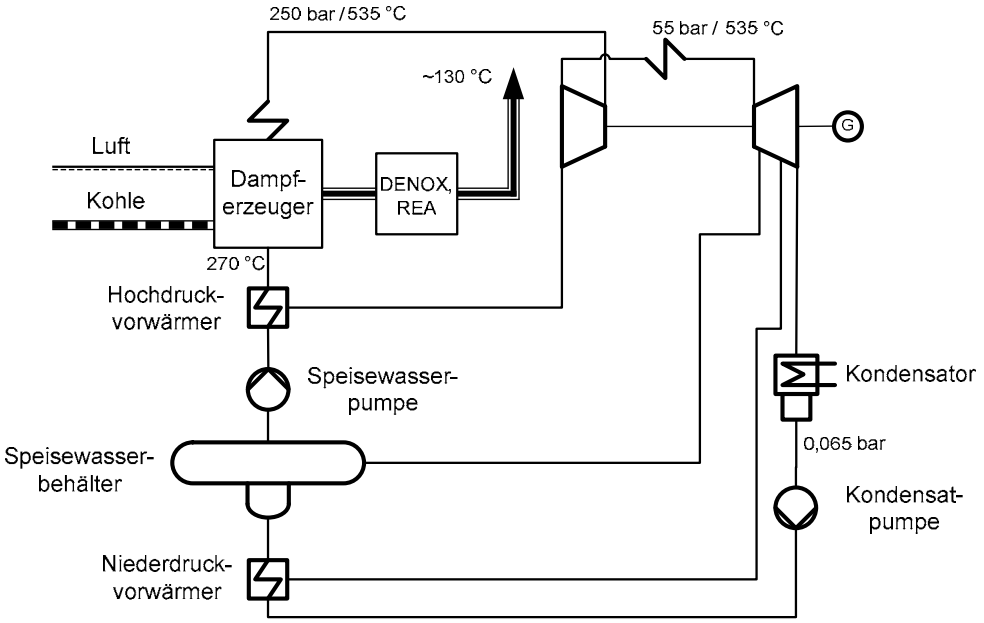

Abbildung 6-12: *Anlagenschema eines Dampfkraftwerks*

Steinkohlekraftwerke werden der Kategorie der Mittellastversorgung zugeordnet. Dies ist auch erkennbar an der durchschnittlichen Ausnutzungsdauer von 4.500 Stunden im Jahr 2003. In diesem Zeitraum produzierten die Kraftwerke 114,9 TWh Strom (brutto). Für den Eigenverbrauch werden etwa 5,8 % der Bruttostromerzeugung angesetzt. Für die Erzeugung betrug der gesamte Primärenergieeinsatz im Jahr 2003 969,6 PJ bzw. 23.509 Mio. t Steinkohle. Neben Steinkohle kamen auch zusätzliche Produkte wie Tiermehl oder Klärschlamm als Brennstoff zum Einsatz. /VIK 05/

Der durchschnittliche Wirkungsgrad aller deutschen Steinkohlekraftwerke lag 2003 bei 37 % /FDP 04/. Technische Fortschritte im Bereich der Brennstoffausnutzung, insbesonders durch Dampftemperaturen von 600° C und höherem Dampfdruck, sind neben anderen Entwicklungen für die Wirkungsgradsteigerung von Steinkohlekraftwerken verantwortlich. Dadurch besitzen moderne Kraftwerke Wirkungsgrade von 46 %. Bedingt durch den individuellen Brennstoffeinsatz unterscheidet sich die Effizienz der einzelnen Kraftwerkstypen in der Differenz um 3 %-5 %. Beim Neubau eines Steinkohlekraftwerks liegen die Investitionskosten pro installiertem Kilowatt bei 900 Euro bis 1.100 Euro /eigene Berechnungen aus aktuellen Neubauprojekten/. Die Stromgestehungskosten liegen bei Steinkohlekraftwerken im Durchschnitt bei 3,4 ct/kWh.

6.1.5.3 Braunkohlekraftwerke

Die bestehenden Braunkohlekraftwerke wurden mehrheitlich im Zeitraum von 1996-2003 errichtet. Bei einem Teil der älteren Braunkohlekraftwerke wurden Modernisierungsmaßnahmen durchgeführt. Die eingesetzten Techniken der Braunkohlekraftwerke entsprechen denen der Dampfkraftwerke. Diese Technik wurde in Kapi-

tel 6.1.5.2 näher erläutert. Da die Braunkohlekraftwerke meist aus mehreren Blöcken bestehen, ist die Leistung der Gesamtanlage eines Standorts in der Regel höher als die der einzelnen Blöcke. Die einzelnen Blöcke besitzen installierte Leistungen im Bereich von 150-1.000 MW. In Summe ergibt sich daraus eine Bruttoleistung von 21.659 MW. Im Jahr 2003 wurden in allen Braunkohlekraftwerken 1.448,8 PJ in Form von Braunkohle eingesetzt. Daraus ergab sich eine Bruttostromerzeugung von rund 151,6 TWh. Der Eigenbedarf an Strom wird bei Braunkohlekraftwerken mit 5,6 % angesetzt. Die Ausnutzungsdauer der Kohlekraftwerke lag bei 7.240 Stunden – daher werden Braunkohle-Kraftwerke der Grundlastversorgung zugeordnet. /VIK 05/, /SKW 04/

Der durchschnittliche Wirkungsgrad der Braunkohlekraftwerke liegt bei etwa 34 %. Mit dem heutigen Stand der Kraftwerkstechnik, z. B. bei BoA-Kraftwerken (Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik) lassen sich Wirkungsgrade in Höhe von 44-46 % erreichen. Ursache hierfür ist eine bessere Brennstoffausnutzung, besonders durch höhere Dampftemperaturen von 600° C. Die Kosten für einen Neubau liegen bei 1.000-1.200 €/kWh /eigene Berechnungen aus aktuellen Neubauprojekten/. Die Stromgestehungskosten bei Braunkohlekraftwerken liegen mit 2-3 ct/kWh im Bereich eines Grundlastkraftwerks.

6.1.5.4 Gaskraftwerke

Gaskraftwerke werden in verschiedene Kategorien gegliedert. Differenziert nach Umwandlungstechnologien können Erdgas-Stromerzeuger unter anderem als reine Dampfkraftwerke, als Gasturbinenkraftwerke oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) gebaut werden. Die Funktionsweise der Gasturbinenkraftwerke, der Joule-Bryton-Prozess, soll im Folgenden kurz erläutert werden.

Gasturbinenkraftwerke

Ein Verdichter saugt aus der Umgebung Luft an, verdichtet sie und führt sie der Brennkammer zu. Dort wird sie zusammen mit dem eingespritzten Brennstoff unter nahezu konstantem Druck verbrannt. Das dabei entstehende Verbrennungsgas besitzt Temperaturen von bis zu 1.500 °C. Diese heißen Verbrennungsgase durchströmen anschließend die Turbinen, welche die Strömungsenergie in mechanische Energie umwandeln. Die Abgase besitzen beim Verlassen der Turbine noch eine relativ hohe Temperatur von 400-500 °C. Ist der Gasturbine eine Dampfturbine nachgeschaltet (GuD-Prozess), so können die Abgase zur Beheizung des Dampferzeugers genutzt werden (siehe **Abbildung 6-13**). Der damit erzeugte Dampf wird anschließend über den herkömmlichen Dampfturbinenprozess entspannt (siehe auch Kapitel 6.1.5.2). Die Dampfleistung, und damit die elektrische Leistung, kann durch eine zusätzliche Befeuerung des Dampfkessels erhöht werden. Der Einsatz des sauerstoffreichen Abgases aus der Gasturbine wird durch den hohen Luftüberschuss beim Betrieb der Gasturbine ermöglicht. Aus der Kombination beider Turbinenarten ergeben sich hohe Wirkungsgrade. Der Spitzenwert lag im Jahr 2003 bei 58,4 %.

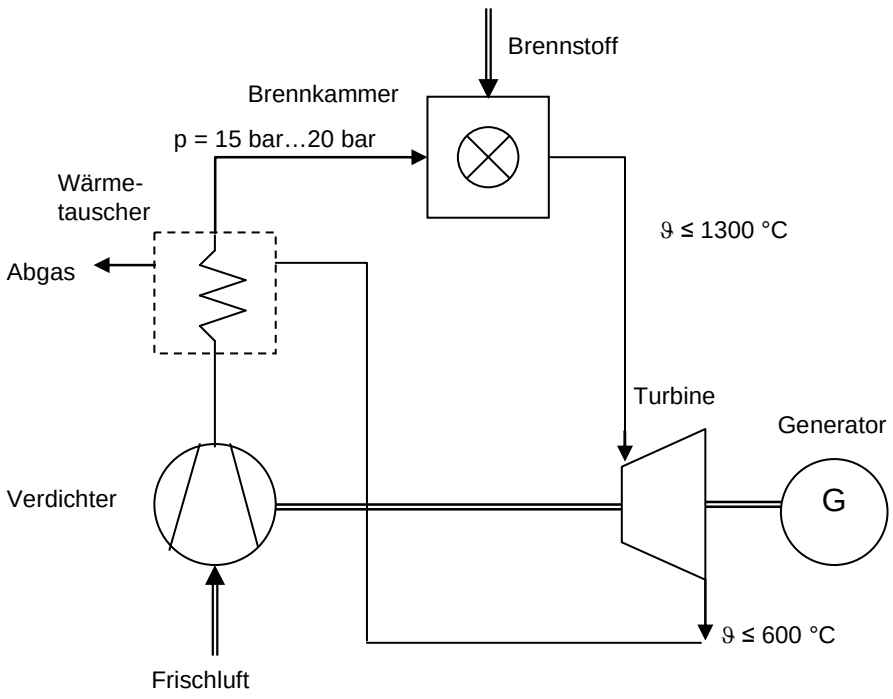

Abbildung 6-13: *Schema eines Gasturbinenkraftwerks /UNIH 05/*

Die betriebenen Gaskraftwerke wurden im Zeitraum von 1969-2002 errichtet. Die Leistungen der einzelnen Kraftwerke liegen in einem Bereich von 150-400 MW. In Summe ergibt sich für alle Gaskraftwerke eine Gesamtbruttoleistung von 15.564 MW. Die Bruttostromerzeugung lag für das Jahr 2003 bei 23,5 TWh. Der Brennstoffeinsatz aus Erdgas und Erdölgas betrug 178,8 PJ. Der Auslastungsgrad der Gasturbinenkraftwerke lag mit 21,3 % bzw. 2.100 Volllaststunden im Bereich der Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Die Auslastung der Gaskraftwerke mit integriertem GuD-Prozess lag höher. Genauere Zahlen dazu konnten bei der Recherche nicht erhalten werden. /VIK 05/

Die Kosten für den Bau eines neuen Gaskraftwerks liegen zwischen 450 €/kW und 600 €/kW /eigene Berechnungen aus aktuellen Neubauprojekten/. Die Stromgestehungskosten aus einem GuD-Prozess sind mit 4,7 ct/kWh niedriger, als die von reinen Gasturbinenkraftwerken, die bei 6,6 ct/kWh liegen.

6.1.5.5 Ölkraftwerke

Ölkraftwerke können sowohl auf der Technik von Dampf- als auch von Gasturbinenkraftwerken basieren. Beide Verfahren wurden in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben. Die heute betriebenen Ölkraftwerke wurden zwischen 1968 und 1997 erbaut. Der Leistungsbereich dieser Kraftwerke liegt zwischen 50 MW und 400 MW. Aufsummiert ergibt sich für die installierte Bruttoleistung ein Wert von 6.962 MW. Während des Betriebs im Jahr 2003 wurden 24,8 PJ an Heizöl und Diesel eingesetzt. Dadurch ergab sich eine Bruttostromerzeugung von 9,7 TWh. /VIK 05/

GT-Ölkraftwerke sind typische Spitzenlastkraftwerke. Die relativ niedrigen Investitionskosten von 450-650 €/kW stehen den hohen Stromgestehungskosten gegenüber. Auf Grund der steigenden Primärenergiekosten wurden einige Ölkraftwerke vom Netz genommen. Sie werden allerdings noch als Reservekapazitäten gehalten.

6.1.5.6 Umwandlungsmatrix

Folgende Matrix (siehe **Tabelle 6-6**) gibt einen Überblick über die vorhandenen konventionellen Kraftwerke der Stromerzeugung.

Tabelle 6-6: *Umwandlungsmatrix der konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung /GOE 06/*

	Einheit	Kernkraftwerke	Steinkohlekraftwerke
Anzahl der Anlagen	-	19	k.A.
Anlagentyp	-	SWR (6), DWR (13)	konventionelle Steinkohlekraftwerke
Technik	-	2. Reaktorgeneration	Dampfturbinen mit Staubfeuerung oder Wirbelschichtfeuerung, Druckwirbelschichtfeuerung mit GuD-Prozess, Schmelzkammerfeuerung
Altersstruktur	-	1969-1989	1957-1994
Durchschnittsalter der Anlagen	a	21,9	k.A.
technische Lebensdauer	a	40 (wahrscheinlich 60)	40
Stromgestehungskosten	ct/kWh	1,5-3	3,4
Investitionssumme	€/kW	1.900 – 3.750	900-1.250
installierte Bruttoleistung	MW	22.365	28.868
installierte Nettoleistung	MW	21.283	24.989
Bereich der elektr. Nennleistung	MW	340-1.400	160-865
Primärenergieeinsatz	-	450 t Brennstoff bzw. 1803 PJ	969,6 PJ
Bruttostromerzeugung	GWh	165.087	114.918
Nettostromerzeugung	GWh	156.400	k.A.
Wärmenetzeinspeisung	MWh	27.705 (für Saline)	-
Eigenverbrauch	GWh	8.687	6.665
Verluste		im Eigenverbrauch enthalten	k.A.
Ausnutzungsdauer Strom	h/a	7.696	4.500
Ausnutzungsgrad	%	87,7	51,4
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	%	35	37
elektr. Nettowirkungsgrad (Bereich)	%	34-36	37-46

Fortsetzung Tabelle 6-6: *Umwandlungsmatrix der konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung /GOE 06/*

	Einheit	Braunkohlekraftwerke	Gaskraftwerke		Ölkraftwerke
			GuD	ohne GuD	
Anzahl der Anlagen	-	15	k.A.	k.A.	k.A.
Anlagentyp	-	BoA-Kraftwerke, konventionelle Braunkohlekraftwerke	GuD-Kraftwerk	Gaskraftwerk	Ölkraftwerk
Technik	-	Druckwirbelschichtfeuerung, zirkulierende Wirbelschichtfeuerung, Staubfeuerung	kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlage	Gasturbine mit Abhitzekessel	Dampfturbinen, Gasturbinen, GuD
Altersstruktur	-	1963-2003	1969-2002		1968-1997
Durchschnittsalter der Anlagen	a	k.A	k.A.	k.A.	k.A.
technische Lebensdauer	a	40	35		35
Stromgestehungskosten	ct/kWh	2-3	4,7	6,6	k.A.
Investitionssumme	€/kW	1.000-1.500	400-650		450-650
installierte Bruttoleistung	MW	21.659	15.564		6.962
installierte Nettoleistung	MW	20.119	k.A.	k.A.	k.A.
Bereich der elektr. Nennleistung	MW	150-1.000	150-400		50-400
Primärenergieeinsatz	-	165,3 Mio. t Braunkohle bzw. 1.448,8 PJ	178,8 PJ (inkl. Erdölgas)		24,8 PJ (Heizöl inkl. Diesel)
Bruttostromerzeugung	GWh	151.653	23.495		2.570
Nettostromerzeugung	GWh	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Wärmenetzeinspeisung	MW	-	-	-	-
Eigenverbrauch	GWh	8.493	k.A.	3 % der Erzeugung	129
Verluste		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Ausnutzungsdauer Strom	h/a	7.240	k.A.	2.100	k.A.
Ausnutzungsgrad	%	82,6	k.A.	23,9	k.A.
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	%	34	50		k.A.
elektr. Nettowirkungsgrad (Bereich)	%	30-43	39-58	33-45	k.A.

6.1.6 KWK-Anlagen

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), oder auch Heizkraftwerke genannt, ermöglichen es, in einem Prozess Strom und Nutzwärme gleichzeitig zu produzieren. Dabei steht die Wärme in Form von heißem Wasser oder unter Hochdruck stehendem Dampf zur Verfügung. Die gewonnene Wärme kann zu Heizzwecken in ein Nah- oder Fernwärmenetz eingespeist oder als Prozessdampf bei industriellen Fertigungsverfahren eingesetzt werden. Bei bestimmten technischen Voraussetzungen können im Kraftwerksprozess an verschiedenen Stellen Teile des Dampfstromes zur Wärmenutzung entnommen werden, z. B. direkt nach dem Abhitzekessel, nach der Gegendruckturbine oder über Entnahmekondensationsturbinen. Zusätzlich nutzt man

die Abgaswärme. Diese wird an einen Heißwasser-/Dampfkreislauf abgegeben. In allen Fällen wird bei einer Wärmeauskopplung die Möglichkeit der Erzeugung von elektrischer Arbeit gemindert. Gleichzeitig steigen durch die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme der Wirkungsgrad und die Brennstoffausnutzung in KWK-Anlagen (bis zu 90 %). Durch den Einsatz von KWK kann zusätzlich der Primärenergieverbrauch gesenkt und dadurch die Entstehung von Treibhausgasen reduziert werden. Als Brennstoff wird in den KWK-Anlagen hauptsächlich Erdgas eingesetzt. Außerdem kommen Stein-, Braunkohle, Mineralöle, Biobrennstoffe und Siedlungsmüll zum Einsatz. Oftmals besteht der Brennstoff aus einer Kombination verschiedener Brennstoffe, z. B. aus Kohle und Klärschlamm.

Im Hauptbericht der Fernwärmeerzeugung über das Jahr 2003 der AGFW wurde für alle Heizkraftwerke ein Brennstoffeinsatz von 490.860 TJ angegeben. Die Verluste betrugen dabei 102,2 PJ. Zusätzlich wurden rund 3,7 PJ als Abwärme in die Umgebung abgegeben /AGFW 05/. Die Ausnutzungsdauer aller KWK-Anlagen im Jahr 2003 lag bei 2.764 h zur Stromerzeugung und bei 2.681 h zur Wärmeerzeugung /AGFW 05/.

Die Investitionskosten und auch die Betriebskosten liegen bei KWK-Anlagen höher als bei herkömmlichen Kraftwerken mit vergleichbarer Leistung. Da durch die Erzeugung von Strom und Wärme die Primärenergie wesentlich effektiver eingesetzt, liegen die Gesamtkosten bei einer KWK-Anlage niedriger als bei konventionellen Kraftwerken.

6.1.6.1 Dampfturbinen-Kraftwerke

Die Dampfturbinen werden generell in zwei verschiedene Bauarten unterteilt, in Kondensationsturbinen (K) und Gegendruckturbinen (GD).

In einer Kondensationsturbine wird der Dampf auf ein sehr niedriges Druckniveau entspannt. Damit liegt die Kondensationstemperatur nahe der Umgebungstemperatur. Ein hoher Anteil der Wärme wird so zur Stromerzeugung genutzt. Bei Entnahmekondensations- oder Anzapfkondensationsturbinen wird ein Teil des Dampfmassenstroms zwischen Turbine und Kondensator in einer oder mehreren Druckstufen entnommen. Dabei ist eine aktuelle Anpassung an den Strom- und Wärmebedarf möglich, d. h. eine reine Stromproduktion ohne Wärmeauskopplung ist ebenfalls möglich.

Bei einer Gegendruckturbine wird der Dampf auf ein erhöhtes Druck- und Temperaturniveau oberhalb des Umgebungsdrucks und der Umgebungstemperatur entspannt. Dadurch kann der Dampf entweder direkt oder über einen Heizkondensator für Heizzwecke oder technische Prozesse verwendet werden. Diese Art von Turbine erreicht Stromkennzahlen in einem Bereich von 0,3 bis 0,55. Bei einer Entnahmegegendruckturbine besteht die Option, einen Teil des Dampfmassenstroms in einer oder mehreren Druckstufen zwischen Dampfeintritt in die Turbine und dem Gegendruckabdampfstutzen zu entnehmen. Da die Stromkennzahl stark prozessabhängig ist, kann sie daher bei beiden Bauarten sehr variieren.

Untergliedert nach Brennstoffeinsatz, kommen heute KWK-Anlagen mit Dampfturbinen als Kohle-, Gas-, Öl- und Müllkraftwerke zum Einsatz. Im Jahr 2003 waren davon 151 Dampfturbinenkraftwerke /VIK 05/ im Einsatz, deren installierte elektrische Nettoleistung bei 7.120 MW und die Wärmeengpassleistung bei 17.669 MW lagen. Die Nettostromerzeugung betrug 18.390 GWh, der Betrag der Wärmenetzeinspeisung 170.169 TJ /AGFW 05/.

Angaben über die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Heizkraftwerke waren während der Recherchen und auch auf Nachfrage bei verschiedenen Instituten nicht zu erhalten. Deshalb beziehen sich die Angaben auf verschiedene Kraftwerkshersteller und Kraftwerksbetreiber, deren Werte allerdings nicht den gesamten Kraftwerksbereich repräsentieren. Als Gesamtwirkungsgrad der Heizkraftwerke werden Werte bis zu 90 % erreicht. Aufgegliedert in die beiden Bereiche werden beim elektrischen Wirkungsgrad eine Spanne von 21 bis 38 % und bei den thermischen Kraftwerken Werte bis zu 68 % erreicht. Dadurch ergibt sich für die Heizkraftwerke in den alten bzw. neuen Bundesländern eine mittlere Stromkennzahl von 0,38 bzw. 0,45. /AGFW 05/

Die Investitionskosten für ein kohlebetriebenes Heizkraftwerk liegen laut Anlagenhersteller zwischen 900 €/kW und 1.200 €/kW /BEI 04/ und sind, wie schon in Kapitel 6.1.6 erwähnt, etwas höher als bei konventionellen Kraftwerken. Als technische Lebensdauer eines Dampfturbinenkraftwerkes werden 30 Jahre angesetzt. Die Stromgestehungskosten pro Kilowattstunde reichen von 2,5-5,3 ct/kWh, abhängig vom Kraftwerkstyp und Brennstoffeinsatz. Dabei wurde, wie auch bei den folgenden Kraftwerkstypen der KWK-Anlagen, eine Wärmegutschrift von 1,5 ct/kWh berücksichtigt /BEI 04/.

6.1.6.2 Gasturbinen-Kraftwerke

Die Hauptkomponenten eines Gasturbinenprozesses sind der Verdichter, die Brennkammer und die Turbine. Die Umgebungsluft wird im Verdichter komprimiert und unter Zugabe des Brennstoffes der Brennkammer zugeführt. Das in der Brennkammer entstehende Rauchgas wird in der Turbine entspannt. Die Abgase der Gasturbine verlassen diese etwa bei Atmosphärendruck und Temperaturen im Bereich um 500 °C. Diese können direkt, über einen Wärmetauscher oder zur weiteren Dampferzeugung in einem Abhitzekessel genutzt werden. Je nach Bauweise kann der Abhitzekessel auch zugefeuert werden. In diesem Fall wird die sauerstoffreiche Abluft als vorgewärmte Verbrennungsluft mit Brennstoff verbrannt. In einer Gasturbine können lediglich flüssige oder gasförmige Brennstoffe zum Einsatz kommen. Die Stromkennzahlen liegen in einem Bereich von 0,4 bis 0,8, wobei die hohen Werte bei großen Anlagen erreicht werden. Im Durchschnitt lag im Jahr 2003 die Stromkennzahl bei 0,55 /AGFW 05/.

Die vorhandenen Gasturbinen kommen in Gas- und Ölkraftwerken zum Einsatz. Insgesamt waren davon 48 im Jahr 2003 in Betrieb /VIK 05/. Diese stellten eine installierte elektrische Nettoleistung von 981 MW. Die Engpassleistung der Wärmeerzeugung lag bei 1.693 MW. In Summe erzeugten die Gasturbinenkraftwerke 1.386 GWh Strom (netto) und speisten 9.086 TJ in die Nah- und Fernwärmenetze ein /AGFW 05/. Über die Angaben des Gesamtwirkungsgrades gab es keine aussagekräftigen Veröffentlichungen.

Für den Neubau eines gasturbinenbetriebenen Heizkraftwerks liegen die Investitionskosten im Bereich von 450-900 €/kW /BEI 04/. Die Lebensdauer liegt bei 30 Jahren. Die Stromgestehungskosten werden mit 3,5-7,9 ct/kWh angegeben /BEI 04/.

6.1.6.3 Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD)

Ein GuD-Kraftwerk besteht aus einem Gasturbinenprozess, der einem Dampfturbinenprozess vorgeschaltet ist (**Abbildung 6-14**). In diesen Anlagen (auch Kombi-Anlagen genannt) wird der Dampf, der in der Gasturbine erzeugt wird, zur weiteren Nutzung in eine Dampfturbine geleitet. In dieser wird der Dampf entspannt. Um den hohen Sauerstoffgehalt des Abgases der Gasturbine zu nutzen, wird diese Abluft bei einer Zusatz-

befeuerung der Dampfturbine als Verbrennungsluft verwendet. Während in der Gasturbine nur flüssige oder gasförmige Brennstoffe eingesetzt werden, können in der Dampfturbine auch andere Brennstoffe verarbeitet werden. Typische KWK-GuD-Anlagen kombinieren Gasturbinen mit Abhitzekessel und Gegendruck- oder Entnahmekondensations-Dampfturbinen. Die Stromkennzahl ist dabei stark prozessabhängig und liegt zwischen 0,7 und 1,2 /AGFW 05/.

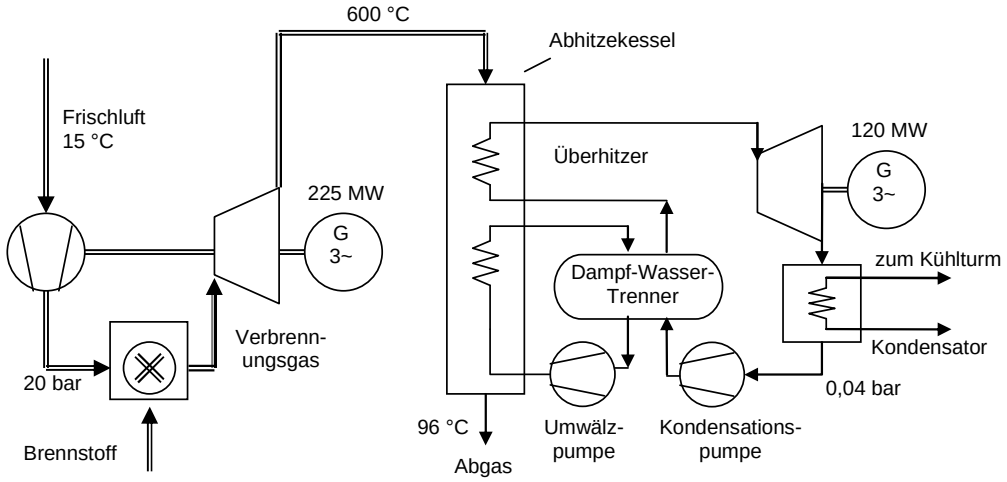

Abbildung 6-14: *Schema eines Gas-und-Dampfkraftwerk /UNIH 05/*

Im Jahr 2003 waren in Deutschland 23 GuD-Kraftwerke als KWK-Anlagen in Betrieb /VIK 05/. Diese bestanden meist aus einer Gasturbine mit Abhitzekessel, kombiniert mit einer Entnahmekondensationsturbine oder Gegendruckturbine. In Summe hatten die Anlagen eine elektrische Nettoleistung von 2.101 MW und eine Wärmeengpassleistung von 3.013 MW. Die Nettostromerzeugung betrug 7.780 GWh bei einer Wärmenetzeinspeisung von 33.683 TJ. Dadurch ergab sich eine mittlere Stromkennzahl von 0,79 bzw. 0,88 in den alten bzw. neuen Bundesländern /AGFW 05/. Über den durchschnittlichen Wirkungsgrad wurden wiederum keine Zahlen veröffentlicht.

Die Investitionssumme beträgt pro Kilowatt 450-600 € und ist vergleichbar mit der im konventionellem Kraftwerksbereich. Die Lebensdauer dieses Kraftwerkstyps ist mit 30 Jahren angesetzt. Die Stromgestehungskosten liegen bei 3,0-5,5 ct/kWh. /BEI 04/

6.1.6.4 Blockheizkraftwerke (BHKW)

In Blockheizkraftwerken kommen in erster Linie Verbrennungskraftmaschinen wie Diesel- oder Ottomotoren zum Einsatz. Allerdings können die Blockheizkraftwerke auch aus Gasturbinen oder Brennstoffzellen bestehen. Ein Schema über den Aufbau ist in **Abbildung 6-15** ersichtlich. Die Stromkennzahl ist von den Wirkungsgraden der mechanischen Energieerzeuger des Verbrennungsmotors abhängig und liegt im Bereich von 0,5 bis 0,9.

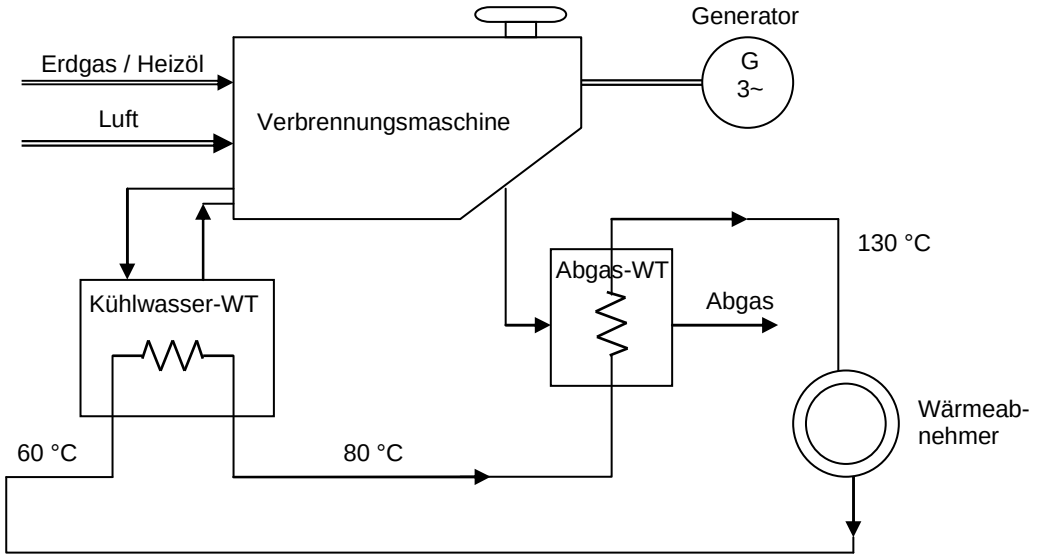

Abbildung 6-15: *Schema eines Blockheizkraftwerks /UNIH 05/*

Im Jahr 2003 waren 432 Blockheizkraftwerke im Einsatz /VIK 05/. Diese wurden mit Gasottomotoren, Dieselmotoren und Gasturbinen – mit oder ohne Abhitzekessel – betrieben. Die installierte Leistung betrug 520 MW elektrisch und 904 MW thermisch. In Summe wurden 2.082 kWh Strom und 11.764 TJ Wärme erzeugt und bereitgestellt /AGFW 05/. Der durchschnittliche Wirkungsgrad lag bei 85 %, wobei die Effizienz der einzelnen Kraftwerke im Bereich von 53-91 % lag. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad lag bei 36 %, der durchschnittliche thermische Wirkungsgrad bei 49 %. Für die mittlere Stromkennzahl ergab sich für die alten Bundesländer ein Wert von 0,58 und für die neuen Bundesländer ein Wert von 0,75 /AGFW 05/.

Für den Neubau eines Blockheizkraftwerkes ist mit Investitionskosten in Höhe von 940-1100 €/kW zu rechnen. Die Stromgestehungskosten sind abhängig von der Anlagengröße und Ausnutzungsdauer. Sie liegen in einem Bereich von 5,1-15,5 ct/kWh. /BEI 04/

6.1.6.5 Umwandlungsmatrix der KWK-Anlagen

Im Folgenden sind die technischen Parameter der KWK-Kraftwerke im derzeitigen Anlagenbestand dargestellt (**Tabelle 6-7**).

Tabelle 6-7: *Umwandlungsmatrix der KWK-Anlagen /GOE 06/*

	Einheit	Dampfturbinen	Gasturbinen	GuD-Anlagen	Blockheiz-kraftwerke
Anzahl der Anlagen	-	151	48	23	432
Anlagentyp	-	Kohle, Öl- und Gaskraftwerke, Müllkraftwerk	Ölkraftwerk, Gaskraftwerk,	GuD-Kraftwerk	Gaskraftwerk
Technik	-	Entnahme-kondensation (EK), Anzapfkondensation (AK), Gegendruck (GD), Entnahmegegen-druck (EGD)	Gasturbine (GT), GT mit Abhitzekessel (GTAK), GT mit zusatzgefeuer-tem Abhitzekessel (GTzAK)	Kombination aus GTAK, GD und EK	Gasottomotor, Dieselmotor, GT, GTAK
Alterstruktur	-	1964-2003			
technische Lebensdauer	a	30	30	30	20
Stromgestehungskosten	ct/kWh	2,5-5,3	3,5-7,9	3,0-5,5	5,1-15,5
Investitionssumme	€/kW	900-1200 (Kohle)	450-800	450-600	940-1.100
install. elektr. Nettoleistung	MW	7.120	981	2.102	520
Bereich der elektr. Nennleistung	MW	160-440	k.A.	k.A.	0,01-2000
Engpassleistung (Wärme)	MW	17.669	1.693	3.013	904
Primärenergieeinsatz	TJ	490.860			
Nettostromerzeugung	GWh	18.390	1.386	7.780	2.082
Wärmenetzeinspeisung	TJ	170.169	9.086	33.683	11.740
Verluste	TJ	102.243			
Abwärme	TJ	3.667			
Ausnutzungsdauer Strom	h/a	2.764			
Ausnutzungsdauer Wärme	h/a	2.681			
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	%	k.A.	k.A.	k.A.	53-91 (85)
elektr. Nettowirkungsgrad (Bereich bzw. Durchschnitt)	%	21-38	23-31	31-54	20-46 (36)
therm. Wirkungsgrad (Bereich bzw. Durchschnitt)	%	bis 69	k.A.	k.A.	33-60 (49)
mittlere Stromkennzahl	-	0,38/0,45 (alte/neue Bundesländer)	0,55/0,55	0,79/0,88	0,58/0,75

6.1.7 Regenerative Energien

6.1.7.1 Wasserkraftwerke

Die vorhandenen Wasserkraftwerke setzen sich in Deutschland aus den Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherwasserkraftwerken zusammen. Je nach Bauart dient der produzierte Strom, um Grundlasten, Mittellasten oder Spitzenlasten abzudecken. Pumpspeicherkraftwerke sind im eigentlichen Sinne nicht der regenerativen Erzeugung zuzuordnen, da sie als Speichertechnologie konventionelle Stromerzeugung veredeln bzw. bedarfsgerecht anbieten. Im Jahr 2003 waren rund 7.200

Wasserkraftwerke im Einsatz /GOI 06/. Gut zwei Drittel dieser Anlagen fallen in die Kategorie Kleinwasserkraftanlagen (installierte Leistung kleiner 1 MW), die weniger als 10 % des erzeugten Stroms aus Wasserkraft produzieren. Das größte deutsche Wasserkraftwerk ist das Pumpspeicherkraftwerk im Goldisthal. Es wurde im Jahr 2003 in Betrieb genommen und hat eine Leistung von 1.060 MW.

Die installierte Bruttoleistung lag Ende 2003 bei 4.625 MW, wobei 20.362 GWh Strom (netto) erzeugt wurden /VIK 05/. Trotz leichter Steigerung der installierten Leistung nahm die Stromerzeugung im Jahr 2003 im Vergleich zum Jahr 2002 wegen geringer Niederschläge bzw. des heißen Sommers ab. Die durchschnittliche Auslastung lag im Jahr 2003 bei 4.400 Stunden. Zu berücksichtigen ist, dass die Pumpspeicherkraftwerke mit ihrer geringen Laufzeit zur Abdeckung von Spitzenlasten diesen Wert senken. Wasserkraftwerke besitzen Wirkungsgrade im Bereich von 70-80 %. Einzelne erreichen auch Werte von über 90 % /GOI 06/.

Die Investitionskosten für ein neues Wasserkraftwerk liegen je nach Größe zwischen 2.000 €/kW und 12.000 €/kW, wobei die Kosten mit der Größe eines Kraftwerks abnehmen. Für die Modernisierung eines Kraftwerks muss man mit Kosten von 1.000-3.000 €/kW rechnen. Bedingt durch die oft hohen Investitionskosten liegen die Stromgestehungskosten bei bis zu 22 ct/kWh. Die untere Grenze von 3 ct/kWh wird durch ältere, schon abgeschriebene Kraftwerke gesetzt.

6.1.7.2 Windenergieanlagen (WEA)

Seit den 80er Jahren ist die technische Entwicklung stetig vorangeschritten (siehe **Abbildung 6-16**). Auch die Zahl der Inbetriebnahmen neuer WEA nahm in den letzten Jahren erheblich zu. Im Einsatz sind, mit wenigen Ausnahmen, Anlagen mit horizontaler Antriebswelle. An diesen sind überwiegend 3-Blatt-Rotoren installiert. Die Leistung wird über zwei verschiedene Mechanismen, der Stall- und der Pitchregelung, begrenzt.

Bei der Stallregelung kommt es bei zu hohen Windgeschwindigkeiten zu einem Strömungsabriss am Rotorblatt. Entstehende Wirbel sind die Ursache für eine schlagartige Reduzierung der Leistungsaufnahme. Bei der Pitchregelung wird der Strömungsabriss durch die Einzelblattverstellung erzeugt und so ein „sanftes“ Abbremsen des Motors eingeleitet.

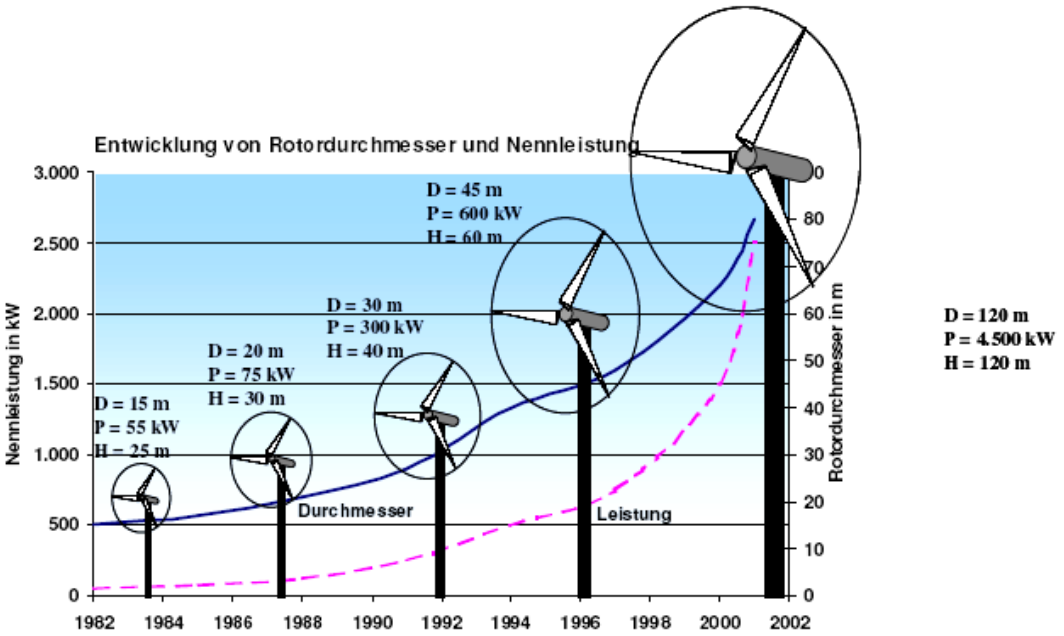

Abbildung 6-16: *Baugrößenentwicklung von Windenergieanlagen /TUB 05/*

Gegen Ende der 80er Jahre wurde die Leistungsregelung durch Pitch- und Stallregelungen gleichermaßen realisiert. Bei den neueren Anlagen hat sich ein Trend zur Pitchregelung entwickelt. In Summe sind heute zwei Drittel der Anlagen pitchgesteuert. In der Generatorbauweise werden überwiegend Asynchronmaschinen eingesetzt. Die Regelung der Drehzahl ist unter anderem von der Getriebeart abhängig. Die Anzahl der Regelungsausführungen – variabel oder gestuft – wird in etwa gleichen Mengen eingesetzt.

Im Jahr 2003 wurde in Deutschland die Windstromerzeugung weiter ausgebaut. Durch einen Zubau von insgesamt 1.703 neuen Windenergieanlagen stieg somit die Anzahl der Anlagen in ganz Deutschland auf rund 15.387 onshore Anlagen /BVWE 04/, deren Standorte in **Abbildung 6-17** aufgezeigt werden. Zusätzlich zur Erschließung von neuen Standorten werden in Deutschland viele kleinere WEA eines Standortes nach Ablauf ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer durch neue Windkraftanlagen gleicher bzw. höherer Nennleistung ersetzt. Ein Teil der Altanlagen wird danach ins Ausland exportiert. Gründe für dieses Repowering sind die beschränkten Gebiete mit hohen Windgeschwindigkeiten und geringen Turbulenzen und auch die Möglichkeit der Gewinnsteigerung der Betreiber.

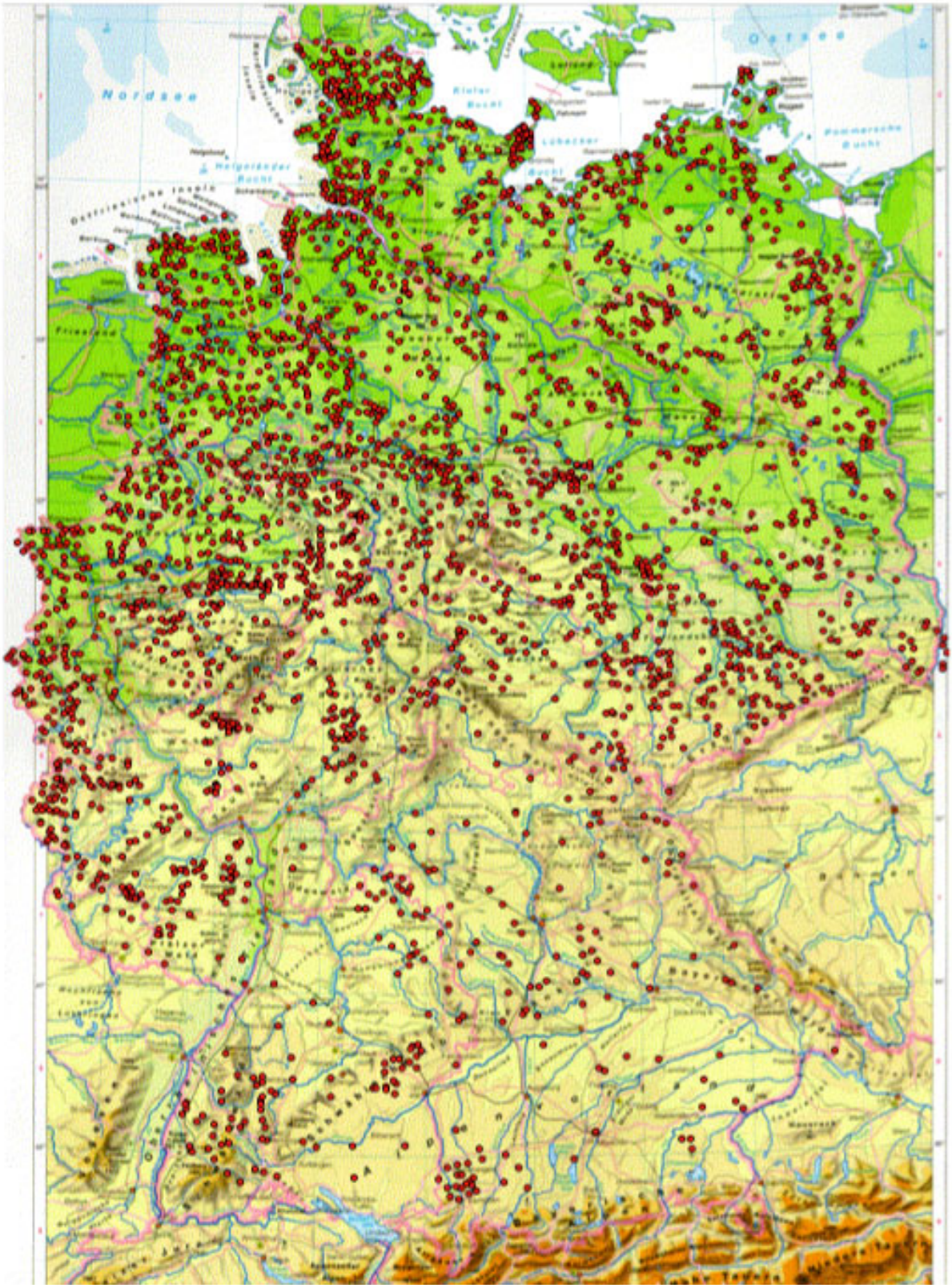

Abbildung 6-17: *Räumliche Verteilung aller in Deutschland installierter WEA (März 2004) /REISI 06/*

Insgesamt hatten die Windenergieanlagen eine installierte Gesamtleistung von 14,6 GW, wobei die Leistungen der einzelnen WEA in einem Spektrum von 30 kW bis

2,5 MW liegen /BVWE 04/. Dabei sind die größten installierten Windenergieleistungen auf die Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen verteilt. Die potenzielle Stromerzeugung lag im Jahr 2003 in dem Bereich von 93,6 PJ (26 TWh) /BWK 04/. Allerdings wurde dieser Wert weit unterschritten. Ursache hierfür waren einerseits die schlechten Windverhältnisse über das Jahr verteilt und andererseits die Tatsache, dass ein Teil der Windkraftanlagen erst im Laufe des Jahres in Betrieb genommen wurde. Der tatsächliche Wert des eingespeisten Windstroms wurde auf etwa 66,6 PJ (18,5 TWh) geschätzt /BWK 04/ (bei einer gemittelten Volllaststundenzahl von 1634 Stunden pro Jahr). Dies ergab einen durchschnittlichen Ausnutzungsgrad der WEA von knapp 19 %. Der Wirkungsgrad der WEA wird über den Leistungsbeiwert bemessen, der das Verhältnis der abgegebenen Leistung zu der im Wind enthaltenen Leistung ausdrückt. Der im Jahr 1926 von A. Betz theoretisch berechnete Grenzwert liegt bei 59 %. Der aktuell erreichte aerodynamische Wirkungsgrad liegt bei über 50 %. Große Wirkungsgradsteigerungen auf Grund von technischen Innovationen sind nicht mehr zu erwarten. Berücksichtigt man die mechanischen Verluste und die Umwandlungsverluste, so liegen die Leistungsbeiwerte der betriebenen WEA, je nach Baujahr und Anlagengröße, bei 40-45 % /BVWE 04/. Die Wirkungsgradsteigerungen, welche in den letzten Jahren erreicht wurden, sind vor allem auf verbesserte aerodynamische Profile der Rotoren zurückzuführen. Die Stromgestehungskosten liegen bei Windenergieanlagen in einem Bereich von 6-12 ct/kWh /BMU 04/.

6.1.7.3 Fotovoltaik

Der Aufbau einer Fotovoltaikanlage ist in **Abbildung 6-18** dargestellt. Die Solarzellen selbst bestehen aus großflächigen Fotodioden, die unter Ausnutzung des photoelektrischen Effekts die Lichtenergie in elektrische Energie umwandeln. Um die erzeugte Energie in ein öffentliches Stromnetz einzuspeisen, muss die von den Solarzellen erzeugte Gleichspannung von einem Wechselrichter auf Netzspannung transformiert und wechselgerichtet werden. Neben der netzparallelen Nutzung von Fotovoltaikanlagen werden mitunter auch Anlagen als Inselsysteme betrieben. Im Jahr 2003 waren 23 MW_p als Inselanlagen installiert.

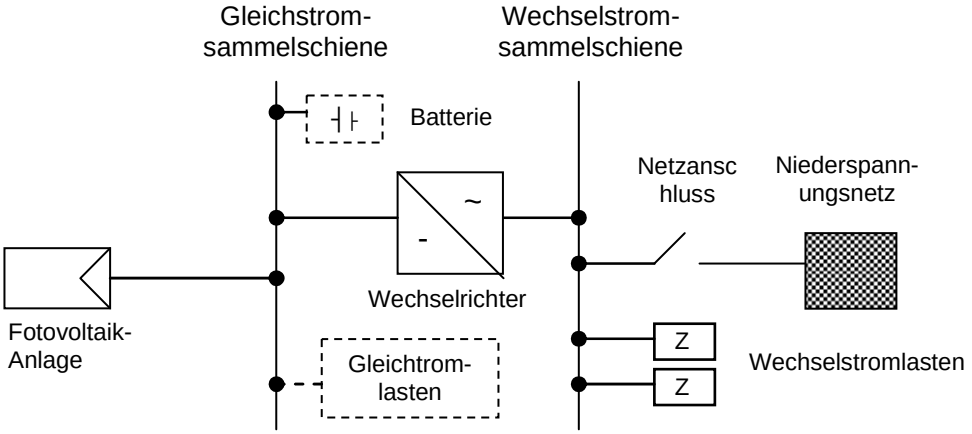

Abbildung 6-18: *Schema einer Fotovoltaikanlage /UNIH 05/*

Die ersten Fotovoltaikanlagen entstanden in Deutschland vor 1990. Seitdem erfolgt ein – nicht zuletzt getrieben durch das Erneuerbare-Energieen-Gesetz (EEG) – steter

Zubau. So waren im Jahr 2003 1.400 Anlagen in Betrieb. In Summe ergaben sich dadurch 388 MW_p /VIK 05/, wobei der Leistungsbereich von wenigen kW bei Privathaushalten bis zu 4 MW bei Großanlagen reicht. Alle Anlagen erzeugten rund 323 GWh Strom (netto) /BMU 04/. Nach Angaben der Anlagenhersteller und Betreiber fällt der Eigenverbrauch nur nachts an und liegt bei nahezu Null kWh.

Die Wirkungsgrade der Solarzellen liegen momentan in einem Bereich von 6 % bis 36 %, wobei marktübliche Solarmodule einen Wirkungsgradbereich von 12 % bis 16 % haben. Zusätzlich zu dem niedrigen Wirkungsgrad haben Fotovoltaikanlagen eine geringe Ausnutzungsdauer, die in Deutschland im Jahr 2003 im Jahresmittel bei 832 h lag /VIK 05/. Die Investitionskosten für 1 kW_p lagen bei rund 4.000 €. Dadurch ergaben sich Stromgestehungskosten von 46 ct/kWh bis 57 ct/kWh /QUA 06/. Die technische Lebensdauer wird von den Herstellern mit 25 bis 30 Jahren angegeben.

6.1.7.4 Bioenergie

Unter dem Begriff Biomasse werden Pflanzen, Tiere, ihre Abfall- und Reststoffe sowie organische Haus-, Gewerbe- und Industrieabfälle zusammengefasst. Zur energetischen Nutzung dieser Bioenergieträger kommen zur Energiegewinnung feste (z. B. Holz, Stroh), flüssige (z. B. Pflanzenöle, Biodiesel) und gasförmige Biomasseträger (z. B. Biogas, Klärgas, Deponiegas) zum Einsatz. Diese werden in verschiedenen Anlagentypen wie Biomasseanlagen für feste Brennstoffe, Biogasanlagen, Klärgasanlagen usw. in die Endenergieträger Wärme, Strom und Biokraftstoffe umgewandelt. Der zu durchlaufende Umwandlungsprozess wird in **Abbildung 6-19** dargestellt.

Da es zur Energiegewinnung aus Biomasse eine Vielzahl an technischen Möglichkeiten gibt, sollen im Weiteren nur folgende zwei Anlagentypen:

- Biomasseanlagen fester Brennstoffe,
- Biogasanlagen

detailliert dargestellt werden. Diese beiden Anlagentypen tragen mit dem größten Anteil zur biogenen Stromerzeugung bei.

Auf die anderen Verfahren zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse, wie Klärgasanlagen, Deponiegasanlagen, Pflanzenöl-BHKWs oder Müllverbrennungsanlagen, wird hier nicht weiter eingegangen.

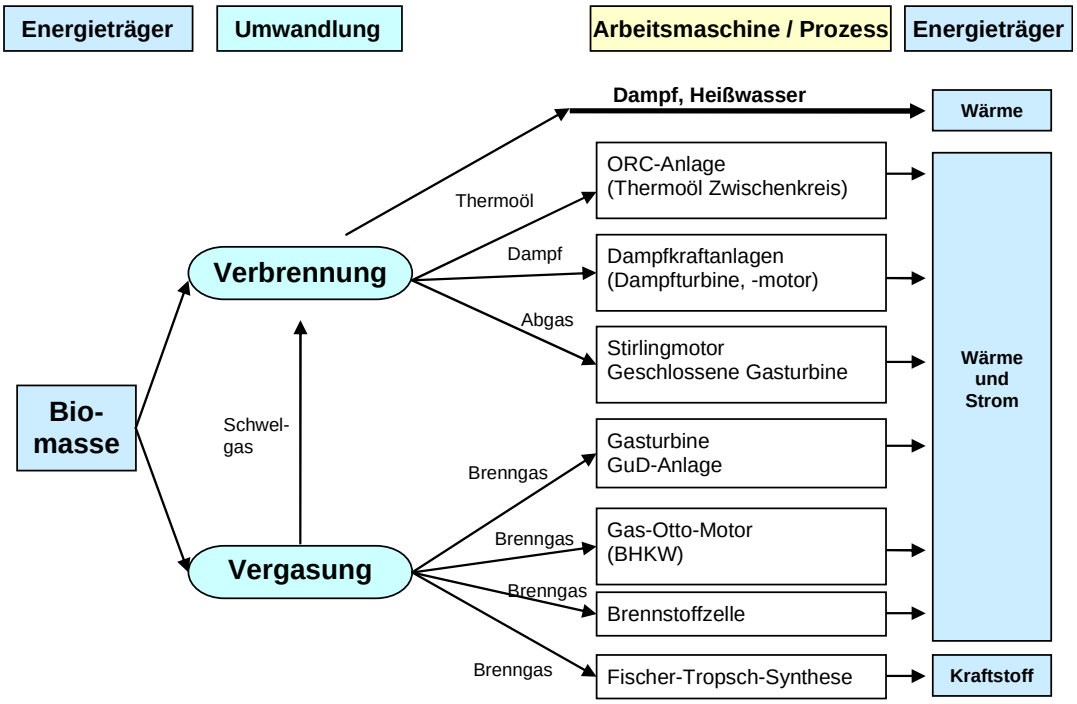

Abbildung 6-19: *Umwandlungsschritte und Prozesse zur Erzeugung von Wärme und Strom aus fester Biomasse /FNR 05/*

Biomasseanlagen fester Brennstoffe

Bei der Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten, Strom und Wärme zu gewinnen – die Verbrennung oder die Vergasung der Brennstoffe. Dabei können bei beiden Verfahrensarten die üblich verwendeten Festbrennstoffe wie holzartige (Waldrestholz, Industrierestholz, Späne und andere) oder halmgutartige Biomasse (z. B. Stroh, Mais, Winterroggen, Winterweizen) eingesetzt werden (siehe auch **Abbildung 6-20**). Im allgemeinen Kraftwerkssektor kommen allerdings zur Strom- und Wärmeversorgung der Öffentlichkeit überwiegend Brennstoffe aus dem Bereich der holzartigen Biomasse zum Einsatz. Nur ein geringer Anteil Stroh und andere Pflanzen kommen zusätzlich als Brennstoff in Frage.

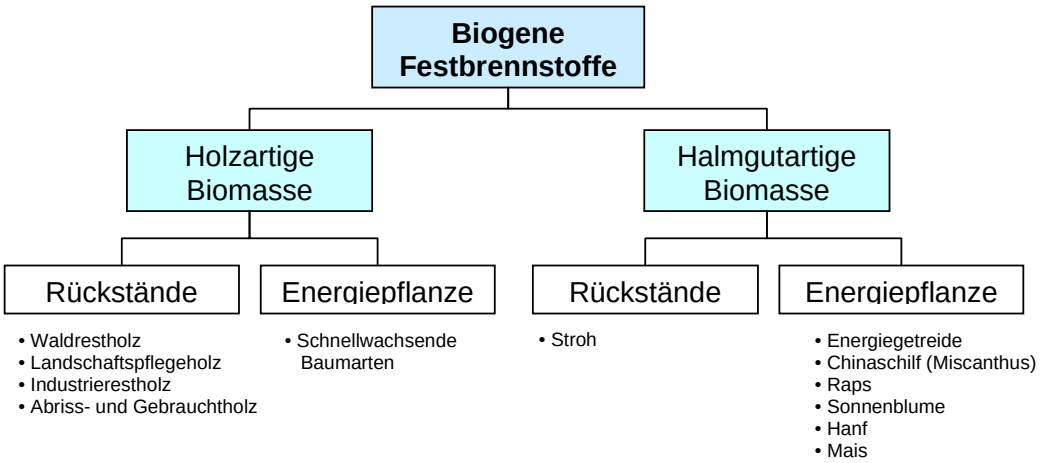

Abbildung 6-20: *Übersicht biogener Festbrennstoffe /FNR 02/*

Seit Anfang der 1990er Jahre bis zum Jahr 2003 waren rund 90 Biomassekraftwerke (BMKW, BMHKW, BMHW) zur kommerziellen Energieerzeugung im Einsatz, deren Standorte in **Abbildung 6-21** dargestellt sind. Diese haben eine installierte Bruttoleistung von 440 MW. Die Leistungen der einzelnen Anlagen lagen im Bereich von einigen Kilowatt bis zu 20 MW /IE 03/. Auf Grund der erheblichen Schwankungen im Leistungsbereich ergibt sich auch eine große Spanne im Wirkungsgradbereich. So erreichen die Biomassekraftwerke, je nach Größe und Bauart, elektrische Wirkungsgrade von 3-35 % (netto), thermische Wirkungsgrade bei Biomasseheizwerken von 70-85 %. Bei Biomasseheizkraftwerken wird ein elektrischer Wirkungsgrad von rund 35 % und ein thermischer Wirkungsgrad von 55 % erreicht.

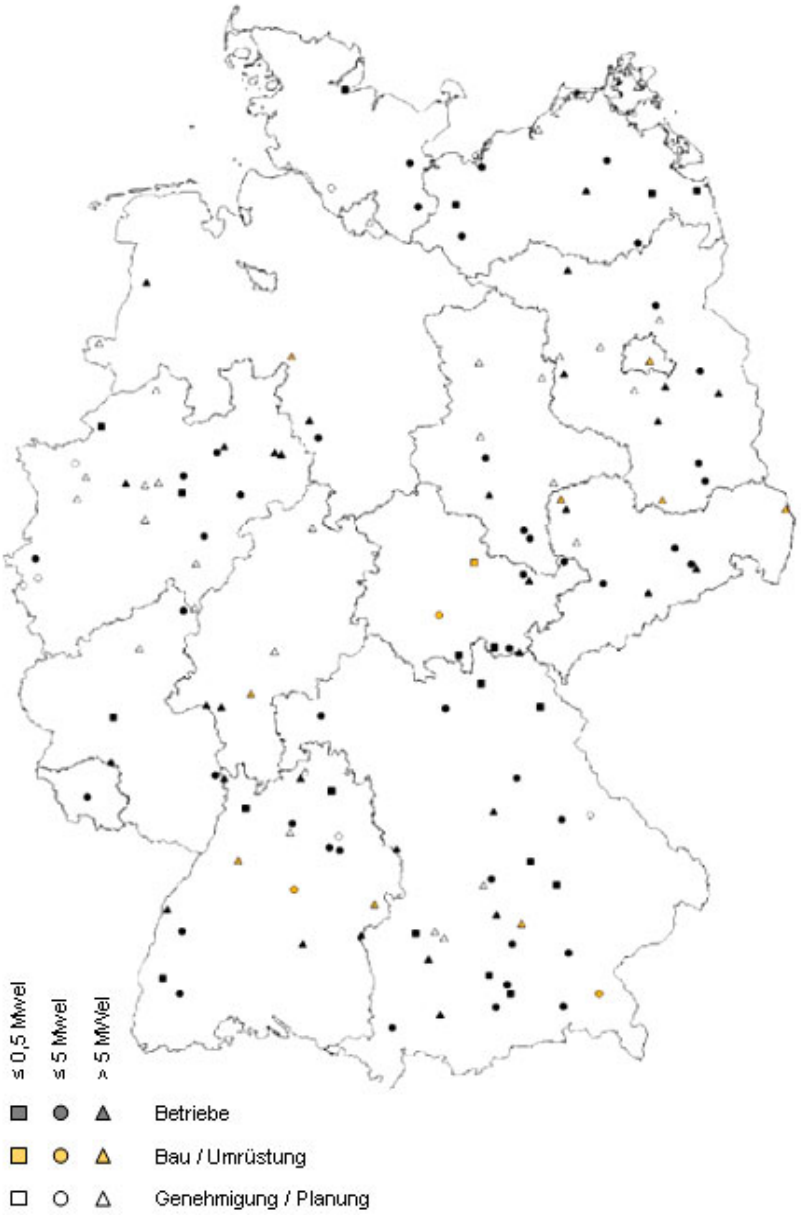

Abbildung 6-21: *Standorte der bestehenden und geplanten Biomassekraftwerke /IE 03/*

An fester Biomasse werden in Deutschland nahezu ausschließlich Hölzer energetisch verwertet. Im Jahr 2003 wurden 4,7 Mio. t Brennstoff /IE 03/ in den Kraftwerken eingesetzt, wobei die Menge auch einen geringen Anteil an Stroh und anderen halmgutartigen Brennstoffen beinhaltet. Die Biomasse wird zunächst vorbehandelt (getrocknet und zerkleinert), bevor sie dem Kraftwerksprozess zugeführt wird. Dabei wird der Brennstoff bei 150-600 °C vergast (Pyrolyse). Die Produkte, Holzkohle und Brenngase, werden anschließend verbrannt. Die verwendete Technik zur Verbrennung variiert zwischen Rostfeuerung (Vorschubrost-, Wanderrost- und Rückschubrostfeuerung) und Wirbelschichtfeuerung (ab einer Anlagengröße von 20 MW rentabel), sowie Schachtfeuerung und Unterschubfeuerung. Die Nettostromerzeugung aller Anlagen im Jahr 2003 betrug 1.700 GWh /BMU 04/. Zusätzlich wurden 52.000 GWh Wärme in die Nah- und Fernwärmenetze eingespeist /BMU 04/.

Die spezifischen Investitionskosten eines Biomassekraftwerks liegen je nach Größe zwischen 1.300 €/kW und 2.500 €/kW /Angaben verschiedener Hersteller/. Die Stromgestehungskosten liegen zwischen 5,3 ct/kWh und 18,6 ct/kWh. Auf Grund der hohen Investitionskosten und den daraus resultierenden Stromgestehungskosten der Biomassekraftwerke können momentan nur BMKW mit Dampfprozess ab einer Leistung von 20 MW – auch ohne Förderungsmaßnahmen – rentabel Strom erzeugen.

Biogasanlagen (BGA)

Biogasanlagen beruhen auf dem Prinzip der Vergasung organischer Stoffe und der anschließenden Verbrennung des entstandenen Gases. Hierfür können feste und flüssige Substrate wie Gülle, Mist, organische Reststoffe (z. B. Speiseabfälle, Altfett, Biertreber, Schlempe) und nachwachsende Rohstoffe in Form von Silagen eingesetzt werden. Diese werden vor dem Einsatz im Fermenter (Faulbehälter) etwa eine Stunde auf 70 °C erhitzt, um die notwendige Hygienisierung durchzuführen. Bei den Biogastechnologien gibt es zwei Arten der Vergärung (mesophil und thermophil), die erwähnenswert sind.

Rund 90 % der BGA werden im mesophilen Bereich betrieben. Die Vergärung findet hier bei Temperaturen von 30-45 °C statt. Die thermophile Vergärung wird dagegen bei Temperaturen über 50 °C durchgeführt. Abhängig von Temperatur und eingesetzten Bakterienstämmen findet die Vergärung in anaerober oder aerober Atmosphäre statt. Dabei entsteht ein Gasgemisch aus Methan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff und anderen Komponenten. Zur energetischen Verwertung wird das entstandene Gas je nach Anlagengröße in einem Zündstrahlmotor (bis 250 kW) oder in Gas-Otto-Motoren verbrannt. Mit Motor- und Abgaswärme wird der Fermenter beheizt. Der Eigenbedarf der BGA liegt hierfür bei 30-50 % der erzeugten Wärme und bei 5-10 % des erzeugten Stroms. Das Verfahrensschema einer Biogasanlage wird **Abbildung 6-22** dargestellt.

Bis zum Jahr 2003 sind in Deutschland 1.760 Biogasanlagen erbaut worden /IE 03/, wobei ein starker Zuwachs an Biogasanlagen erst seit der finanziellen Förderung der erneuerbaren Energien erkennbar ist. Alle Anlagen haben in Summe eine installierte Bruttoleistung von 190 MW /IE 03/. Die einzelnen Anlagen liegen dabei in einem Bereich von 20 kW_{el} bis 2,5 MW_{el}. In den Biogasanlagen wurden im betrachteten Jahr 2003 rund 550.000 m^3 Biogas erzeugt /IE 03/ und zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Stromerzeugung lag bei 1.100 GWh (netto) und die eingespeiste Wärmemenge bei 1.500 GWh /BMU 04/.

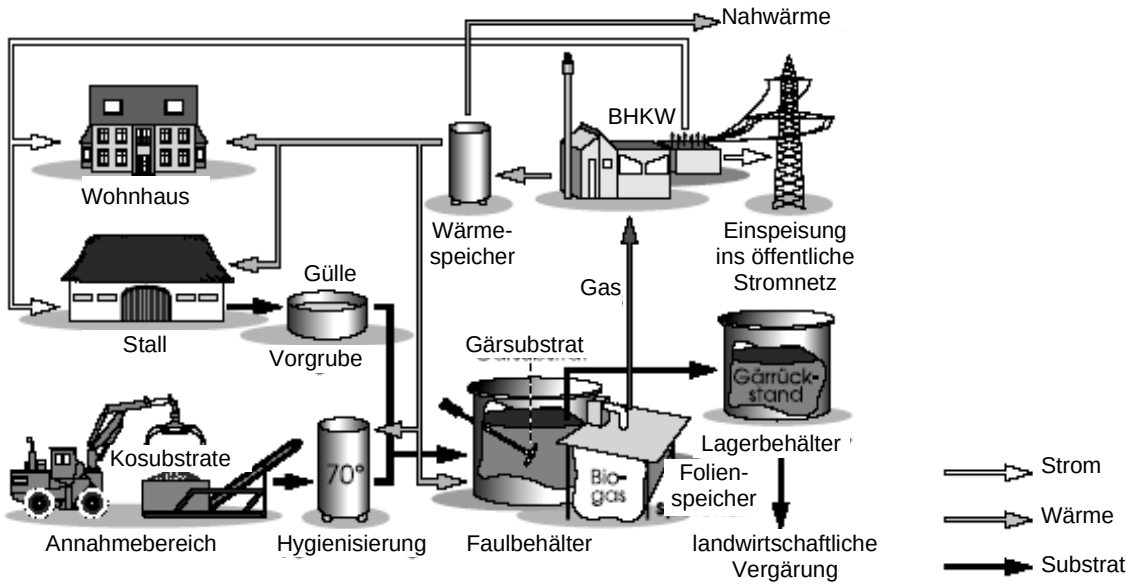

Abbildung 6-22: *Verfahrensschema einer Biogasanlage /FNR 02/*

Die Wirkungsgrade liegen je nach Anlagentyp und Anlagengröße bei 30-36 % im elektrischen Bereich und bei 44-59 % im thermischen Bereich. Als Gesamtwirkungsgrad ergibt sich im Durchschnitt ein Wert von 90 %. Die heutigen spezifischen Investitionskosten einer Biogasanlage liegen nach verschieden Angaben von Herstellern zwischen 2.400 €/kW und 3.800 €/kW. Die Stromgestehungskosten sind von der Größe der BGA und dem Substrateinsatz abhängig. Sie variieren zwischen 7,6 ct/kWh und 21,5 ct/kWh.

6.1.7.5 Umwandlungsmatrix

Die Informationen zu der Thematik regenerativer Energien ist in **Tabelle 6-8** ersichtlich.

Tabelle 6-8: *Umwandlungsmatrix der regenerativen Energien (hydraulische Anlagen) /GOE 06/*

	Einheit	Windkraftanlagen	Wasserkraftanlagen
Anzahl der Anlagen (gesamt)	-	15.387	7.200
Anlagentyp	-	horizontale Rotorwelle, Stall- und Pitch-Regelung	Laufwasser, Speicherwasser, Pumpspeicherwasser
Technik	-	variable Drehzahl, mit Getriebe oder getriebelos	Francis-Turbine, Kaplan-Turbine, Pelton-Turbine, Durchströmturbine
Altersstruktur		1986-2003	1922-2003
Durchschnittsalter der Anlagen	a	ca. 9	k.A.
technische Lebensdauer	a	20	60-80
Stromgestehungskosten	ct/kWh	6-12	3-22
Investitionssumme	€/kW	900-1.200	2.000-12.000
installierte elektrische Bruttoleistung (ges.)	MW	14.645	4.625
Bereich der elektrischen Nennleistung	MW	0,025-2,5	0,02-1.060
Bruttostromerzeugung	GWh	20.347	20.672
Nettostromerzeugung (gesamt)	GWh	18.500	20.362
Eigenverbrauch	GWh	1.847	310
Ausnutzungsdauer Strom	h/a	1.634 (gemittelte Volllaststunden)	4.400
Ausnutzungsgrad Wärme	%	18,7	k.A.
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	%	-	70-80
elektr. Nettowirkungsgrad (Bereich bzw. Durchschnitt)	%	-	70-95
Leistungsbeiwert (abgegebene Leistung/im Wind enthaltene Leistung), Verluste schon berücksichtigt, c_{Pmax}	%	40-45	-

Fortsetzung Tabelle 6-8: *Umwandlungsmatrix der regenerativen Energien (fotoelektrische Energiewandlung) /GOE 06/*

	Einheit	Fotovoltaik
Anzahl der Anlagen (gesamt)	-	1.400
Anlagentyp	-	Fotovoltaikanlage
Technik	-	Solarzellen, Solarmodule
Altersstruktur		1990-2003
technische Lebensdauer	a	25-30
Stromgestehungskosten	ct/kWh	46-57
Investitionssumme	€/kW	4.000
installierte elektrische Bruttoleistung (ges.)	MW	388
Bereich der elektrischen Nennleistung	MW	< 0,01-4
Wärmeengpassleistung	MW	-
Nettostromerzeugung (gesamt)	GWh	323
Wärmenetzeinspeisung (gesamt)	GWh	-
Verluste		k.A.
Ausnutzungsdauer Strom	h/a	832
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	%	12
elektr. Nettowirkungsgrad (Bereich bzw. Durchschnitt)	%	6-36
thermischer Wirkungsgrad (Bereich bzw. Durchschnitt)	%	-

Fortsetzung Tabelle 6-8: *Umwandlungsmatrix der regenerativen Energien (Wärmekraftanlagen) /GOE 06/*

	Einheit	Biomasseanlagen		
		Festbrennstoffe	flüssige Brennstoffe	Biogasanlagen
Anzahl der Anlagen (gesamt)	-	90	160	1760
Anlagentyp	-	Biomasseheizkraftw. (BMHKW), BMKW, BMHW	Pflanzenöl-BHKW	BHKW
Technik	-	Rostfeuerung, Unterschub-, Einblasfeuerung, Wirbelschichtfeuerung (ab 10 MW)	s. BHKW	Zündstrahlmotor oder Gas-Otto-Motor
Alterstruktur		1990-2003	bis 2003	1981-2003
technische Lebensdauer	a	20	20	20
Stromgestehungskosten	ct/kWh	5,7-18,6	19,1-37,2	7,5-21,5
Investitionssumme	€/kW	1.300-2.500	1.800	2.400-3.800
install. elektr. Bruttoleistung (ges.)	MW	950		
davon:	MW	440	12	190
Bereich der elektr. Nennleistung	MW	0,015-20	0,03-2,6	0,01-2,5
Wärmeengpassleistung	MW	k.A.	10,8[1]	k.A.
Primärenergieeinsatz	PJ	61 (4,7 Mio. t) Altholz, Stroh und halmartige Brennstoffe	0,418[1]	550.000 m³ Biogas
Bruttostromerzeugung	MWh	k.A.	76.000	k.A.
Nettostromerzeugung (gesamt)	MWh	1.700.000	70.000	1.100.000
Wärmenetzeinspeisung (gesamt)	GWh	52.264	220	1.500
Eigenverbrauch	MWh	k.A.	6.000	30-50 % der Wärme für Fermenter, 5-10 % des Stroms
Ausnutzungsdauer Strom	h/a	5.411		
Wirkungsgrad η (Durchschnitt)	-	k.A.	84%	90 %
elektr. Nettowirkungsgrad (Bereich bzw. Durchschnitt)	%	3 %-35 % (je nach Anlagengröße)	38-45 %	30-36 %
thermischer Wirkungsgrad (Bereich bzw. Durchschnitt)	%	55 %-85 % (abhängig von BMKW/BMHKW + Größe)	46-57 %	44-59 %

[1] Angaben zu 2001

6.2 Leitungs- und Fackelverluste

6.2.1 Transport und Verteilung von Endenergieträgern

In Deutschland wurden 2003 im Umwandlungssektor etwa 9.300 PJ an Endenergieträgern für die Nutzung in den anderen Sektoren bereitgestellt. Die Aufteilung auf die einzelnen Arten ist in **Abbildung 6-23** dargestellt.

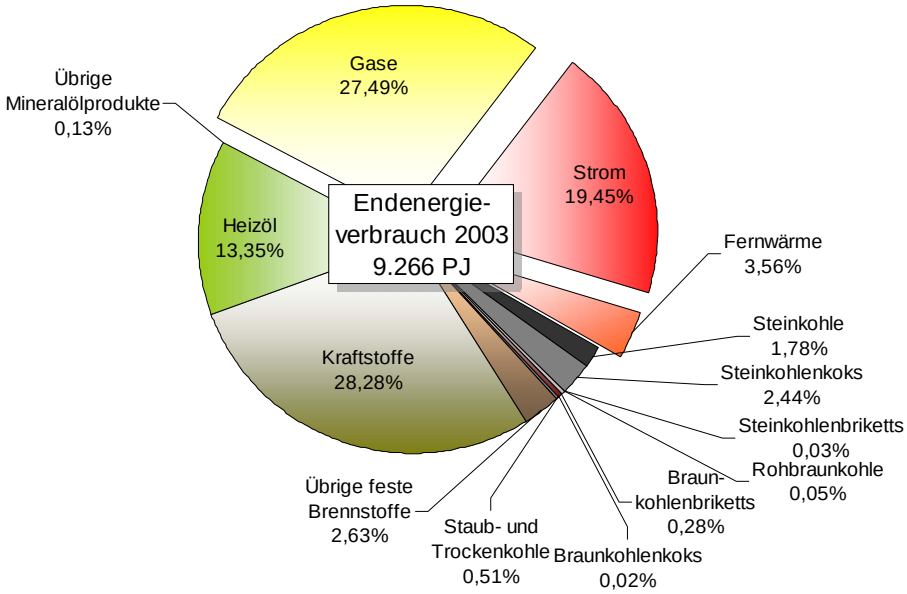

Abbildung 6-23: *Verbrauch von Endenergieträgern in Deutschland 2003 /AGEB 05/*

Diese Energieträger werden üblicherweise nicht dezentral am Einsatzort bereitgestellt, was einen Transport zum Endverbraucher bedingt. Etwa die Hälfte der Energieträger – vornehmlich Mineralöl- und Kohleprodukte – wird über Straße, Schiene und Wasserwege befördert. Die dafür notwendige Energie ist im Szenario implizit in den Bereichen Verkehr, GHD oder Industrie enthalten und wird auch in den Energiebilanzen nicht als Verluste aufgeführt.

Der Transport leitungsgebundener Energie – Erdgas, Strom und Fernwärme – wird hingegen als „Fackel- und Leitungsverluste“ dem Sektor „Umwandlung“ zugeordnet. Diese Verteilsysteme sollen daher im Folgenden näher vorgestellt werden.

Die absolut größten Verluste traten 2002 bei der Stromverteilung auf. Der Anteil der Verluste bei der Gasverteilung – größtenteils Fackelverluste – und bei der Fernwärme waren in etwa gleich groß. Die Aufteilung zeigt **Abbildung 6-24**.

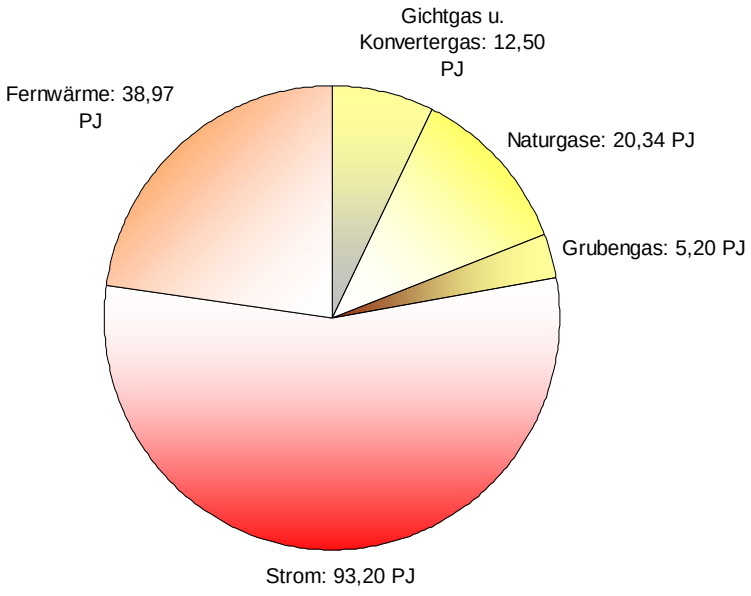

Abbildung 6-24: *Fackel- und Leitungsverluste in Deutschland 2002 /AGEB 05/*

6.2.2 Liberalisierung der Netze – das Energiewirtschaftsgesetz

Die Bundesnetzagentur erklärt die Situation beim Betrieb der Strom- und Gasnetze in Deutschland wie folgt /BNA 06/:

„In Deutschland bestanden in der Energiewirtschaft bis 1998 Gebietsmonopole. Die vertikal integrierten Versorgungsunternehmen hatten in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ein gesetzlich anerkanntes Monopol inne. Neben der staatlichen Fach- und Preisaufsicht erfolgte eine kartellbehördliche Missbrauchsaufsicht.

Der Anstoß zu einer Liberalisierung des Energiemarktes erfolgte auf europäischer Ebene. Bereits in den achtziger Jahren entwickelte die Europäische Kommission eine legislatorische Grundkonzeption zur Verwirklichung des europäischen Energiebinnenmarktes. Die EU-Binnenmarktrichtlinien Elektrizität und Gas bauten auf diesem Konzept auf und bezweckten vornehmlich die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Marktgeschehens.

Die EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt wurde mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) des Jahres 1998 in nationales Recht umgesetzt. Das EnWG verfolgt seither die Öffnung des Marktes für leitungsgebundene Energie. Die staatlich eingerichteten Gebietsmonopole waren damit abgeschafft. Mit einer Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte 2003 die Umsetzung der EU-Richtlinie zum Gasbinnenmarkt.

Noch im selben Jahr wurden auf europäischer Ebene neue Richtlinien zur Verwirklichung des Energiebinnenmarktes beschlossen.

Mit diesen Beschleunigungsrichtlinien verfolgte der europäische Gesetzgeber die Absicht, die Liberalisierung im Energiebereich und die Schaffung von einheitlichen Wettbewerbsbedingungen auf dem Erdgas- bzw. Elektrizitätsbinnenmarkt weiter voranzutreiben. Anders als die Binnenmarktrichtlinien überlassen die Beschleunigungsrichtlinien dem Mitgliedstaat nicht mehr die Wahl zwischen einem verhandelten oder

regulierten Zugang zum Netz. Vielmehr wurde der regulierte Netzzugang als einzig mögliche Umsetzung europäischen Rechts festgelegt.

Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005 setzt die europäischen Richtlinien zum Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt in nationales Recht um."

Im Unterschied zu den Strom- und Gasnetzen unterliegen Wärmenetze nicht der Liberalisierung. Der Betrieb und die Wartung von Fernwärmeleitungen ist somit immer gleichzeitig Aufgabe des Betreibers der Erzeugungsanlagen.

6.2.3 Stromnetz

6.2.3.1 Europäisches Verbundnetz

In Europa existieren mehrere Verbundnetze für Strom, die es den Ländern ermöglichen, Strom grenzübergreifend zu handeln. Die Vernetzung dient zudem der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung, da beispielsweise Kraftwerksausfälle kompensiert werden können.

Abbildung 6-25 zeigt die verschiedenen frequenzsynchronen Gebiete in Europa. Deutschland liegt im Verbundnetz der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity). Gleichzeitig besteht eine Verbindung zum CENTREL-Verbund.

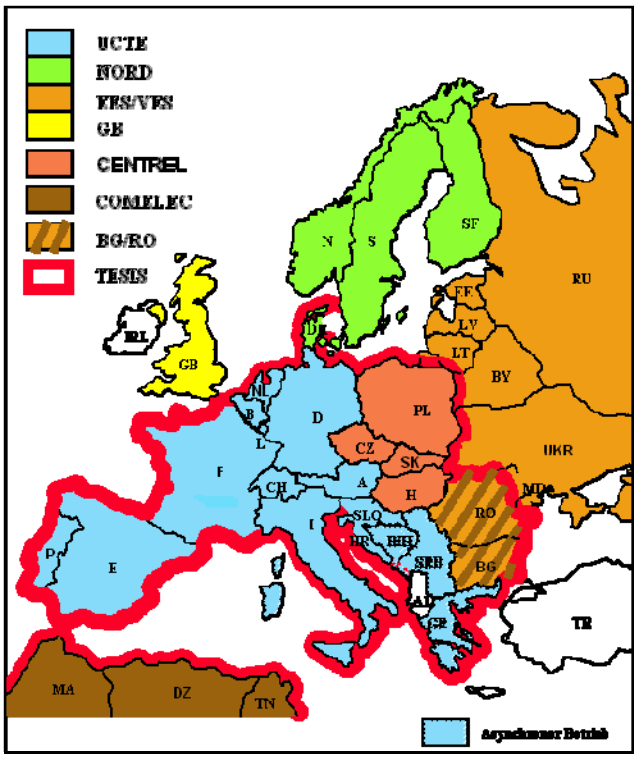

Abbildung 6-25: *Stromnetze in Europa /VDN 06/*

In **Tabelle 6-9** sind die für Deutschland im Jahr 2004 relevanten Übertragungskapazitäten aus dem angrenzenden Ausland eingetragen.

Nach /UCTE 04/ basiert die konventionelle Übertragungskapazität von grenzüberschreitenden Stromleitungen auf Parametern, welche innerhalb der UCTE für die Berechnung der thermischen Belastungsfähigkeit jeder Stromleitung festgelegt sind. Für Freileitun-

gen sind dies: eine Außentemperatur von 35° C und eine Windgeschwindigkeit von 0,56 m/s im rechten Winkel zu der Stromleitung sowie Spannungsebene. Die Bedingungen, die in unterschiedlichen Ländern zu unterschiedlichen Zeiten des Jahres für den Betrieb der Netzsysteme relevant sind, können erheblich von den oben genannten abweichen. Da die tatsächlich zulässige Belastungsfähigkeit der Stromleitung von vielen weiteren Faktoren abhängt, wie beispielsweise der Struktur des Netzes, der Spannungsstabilisierung, den tatsächlichen Umwelteinflüssen, den Stabilitätsgrenzen, der n-1 Sicherheit etc., hat die konventionelle Übertragungskapazität unter dem Gesichtspunkt des Netzbetriebes oder der Wirtschaftlichkeit keine Relevanz, erlaubt jedoch zunächst einen Vergleich der Größenordnung der verschiedenen Stromleitungen. Aus der Addition der konventionellen Übertragungskapazität von verschiedenen Stromleitungen kann die reale gesamte Übertragungskapazität nicht abgeleitet werden; dies führt in Bezug auf den Betrieb des Übertragungsnetzes zu irrelevanten Ergebnissen.

Tabelle 6-9: *Konventionelle thermische Übertragungskapazität nach Deutschland für das Jahr 2004 /UCTE 04/*

Land	Übertragungskapazität in MVA
Niederlande	9.687
Frankreich	5.930
Schweiz	12.726
Österreich	11.935
Dänemark	3.570
Luxemburg	4.150
Tschechien	5.917
Polen	2.950

6.2.3.2 Deutsches Verteilnetz

Das deutsche Höchstspannungsnetz im Jahr 2005 zeigt folgendes Bild (**Abbildung 6-26**). Die Übertragungsnetze sind vorwiegend zur Ausregelung von regionalen Engpässen notwendig. Erst mit steigendem Ausbau der Windenergieeinspeisung übernehmen sie immer mehr auch Transportaufgaben innerhalb Deutschlands. Während Starklastzeiten leiten sie den Windstrom von den Einspeisepunkten vorwiegend im Norden in Richtung der Verbraucherzentren im Süden ab.

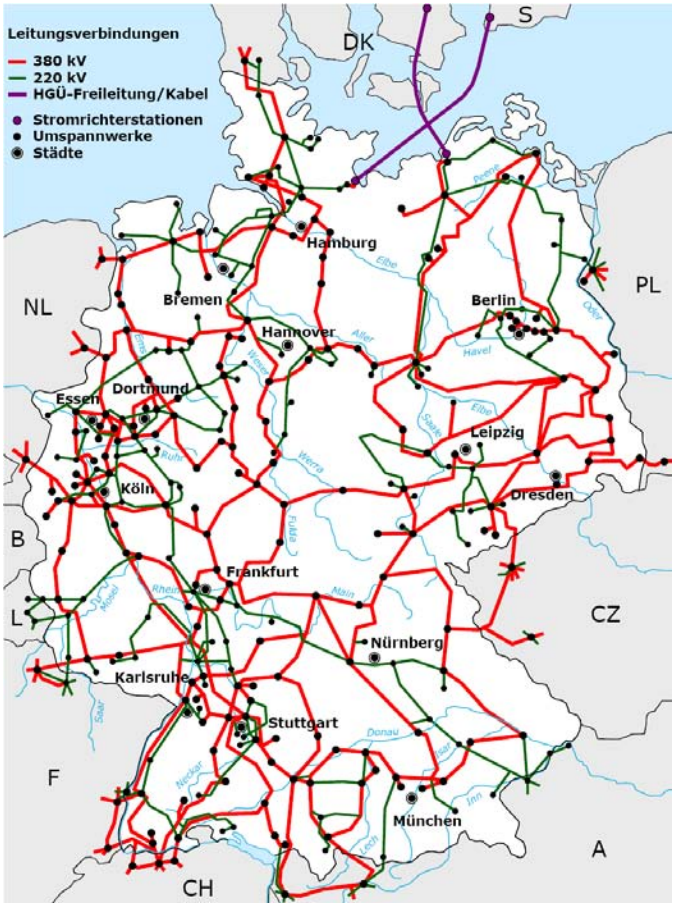

Abbildung 6-26: *Deutsches Höchstspannungsnetz 2005 /VDN 06/*

In Deutschland sind etwa 1,7 Mio. km an Stromleitungen verbaut. Mit ca. 1 Mio. km ist der weitaus größte Teil davon für die lokale Verteilung notwendig (**Tabelle 6-10**). Mit steigender Spannungsebene werden gleichzeitig die Stromkreislängen kleiner, da in Deutschland die Kraftwerke vorwiegend in Nähe der Verbraucherzentren angesiedelt wurden und damit eine weite Verteilung des Stromes nur bedingt notwendig ist.

Tabelle 6-10: *Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland 2005 /VDN 06/*

	NS: Niederspannung (0,4 kV)	MS: Mittelspannung (6 bis ≤ 60 kV)	HS: Hochspannung (> 60 bis < 220 kV)	HöS: Höchstspannung (220 und 380 kV)	Gesamt: Alle Spannungs-ebenen
Stromkreislänge gesamt in Deutschland in km	1.070.000	494.000	74.700	36.000	1 .674.700
Anzahl der Transformatoren		557.700	7.500	1.100	566.300
Nennleistung der Transformatoren in MW		268.200	260.000	31.000	

6.2.3.3 Technisch-physikalischer Hintergrund zu Verlusten im Stromnetz

Alle Betriebsmittel eines elektrischen Netzes sind mit ohmschen, induktiven und kapazitiven Widerständen behaftet. Daher ist Transport elektrischer Energie im Stromnetz mit Verlusten verbunden. Durch Änderung der Netztopologie, die Verwendung höherer Übertragungsspannungen, die Verwendung verlustärmerer Übertragungs-

leitungen usw. wird versucht, die entstehenden Wirk- und Blindleistungsverluste so gering wie möglich zu halten. Bei den Netzverlusten wird unterschieden zwischen vom Laststrom abhängigen und unabhängigen Verlustleistungen.

Laststromabhängige Verlustleistungen
Die Verlustleistung ist abhängig vom Stromfluss durch das Betriebsmittel und dessen Impedanz. Dazu zählen z. B. folgende Verluste:

- Leiterverluste der Freileitungen und Kabel
- Mantelverluste der Kabel
- Wicklungsverluste der Transformatoren

Laststromunabhängige Verlustleistungen

- Koronaverluste der Freileitungen
- Ableitungsverluste der Freileitungen
- dielektrische Verluste in der Kabelisolation
- Leerlaufverluste der Transformatoren

Die laststromabhängigen Verluste sind vielfach größer als die laststromunabhängigen. Der Großteil der Verlustleistungen tritt hauptsächlich in den Leitungen und den Transformatoren auf. Weitere Verluste entstehen in Drosseln, Kondensatorbänken und anderen Betriebsmitteln.

Leitungsverluste
Jede Leitung im Stromnetz hat einen elektrischen Widerstand. Dieser ist abhängig von der Länge l der Leitung, deren Querschnitt A und deren materialspezifischem Widerstandsbeiwert ρ. Dieser spezifische Widerstand ρ ist für eine Betriebstemperatur von 20 °C gegeben. Daraus lässt sich der Widerstand R_{20} der Leitung bei dieser Temperatur bestimmen.

$$R_{20} = \rho \cdot \frac{l}{A}$$

Ist der materialspezifische Temperaturkoeffizient α gegeben, kann der elektrische Widerstand R der Leitung für jede Betriebstemperatur T bestimmt werden.

$$R = R_{20}(1 + \alpha \cdot (T - 20°C))$$

Der Widerstand R hat einen Spannungsabfall ΔU zur Folge. Dieser ist direkt proportional zur Stromstärke I.

$$\Delta U = R \cdot I$$

Die Verlustleistung P_V der Übertragungsleitung ist daher direkt proportional zum Widerstand und nimmt quadratisch mit der Stromstärke I zu.

$$P_V = \Delta U \cdot I = R \cdot I^2$$

Daher ist man bemüht, den Strom durch die Leitung möglichst gering zu halten, indem man eine hohe Übertragungsspannung U verwendet.

Die elektrische Verlustleistung wird in Wärme umgesetzt, was wiederum in einer Erhöhung der Betriebstemperatur resultiert. Die maximal zulässige Betriebstemperatur bestimmt daher die thermische Grenzleistung der Übertragungsleitung.

Trafoverluste
Das Transformieren elektrischer Energie zwischen zwei Spannungsebenen ist verlustbehaftet. Die Verluste treten dabei in zwei verschiedenen Formen auf. Zum einen weisen die Spulen des Trafos einen ohmschen Widerstand auf. Es kommt also zu den gleichen Verlusten wie beim Transport in den Übertragungsleitungen. Diese Verluste bezeichnet man beim Trafo als so genannte Kupferverluste.

Weiter entstehen in Transformatoren so genannte Eisenverluste. Durch das periodische Wechseln des Magnetfeldes im Eisenkern werden in den Trafoblechen Wirbelströme induziert. Diese sind energetisch nicht nutzbar und führen nur zur Erwärmung des Eisenkerns. Durch Reduzierung der Blechdicke sowie geschickte Anordnung einzelner Blechteile wird versucht, diese Wirbelstromverluste so gering wie möglich zu halten. Allerdings sind dabei aus technischer Sicht Grenzen gesetzt.

Zusätzliche Verluste entstehen in Transformatoren durch magnetische Streufelder. Damit werden die Teile des primärseitig erzeugten Magnetfeldes bezeichnet, die die Sekundärspule nicht durchdringen und daher nicht zur Induktion beitragen.

6.2.3.4 Entwicklung der Verluste im deutschen Stromnetz

Für die Szenarioerstellung müssen spezifische Kennwerte ermittelt werden, die eine periodische Fortschreibung erlauben. Es sollen kurz zwei Möglichkeiten gegenübergestellt werden.

Bei guter Datenlage kann gegebenenfalls auch eine auf die Stromnetzkreislänge in km bezogene Kennzahl angesetzt werden. Dazu müssten eine lokale Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur sowie die genauen physikalischen Stromflüsse bekannt sein. Im Rahmen einer umfassenden Szenarioanalyse für Gesamtdeutschland ist dies nicht möglich und auch nicht praktikabel.

Im Fall der Stromnetze bietet sich daher die Einführung einer verbrauchsspezifischen Verlustkennzahl an, da dieser Wert aus Sicht des Umwandlungssektors eine gesicherte Eingangsgröße darstellt und nicht aus einer internen Berechnung hervorgeht. Zudem zeigt sich bei einer Analyse der Energiestatistiken vergangener Jahre, dass die Verluste im Stromnetz eine gewisse Konstanz aufweisen. So zeigt **Abbildung 6-27**, dass die auf den Verbrauch bezogenen Netzverluste durchschnittlich bei 4,9 % liegen. In den letzten Jahren sind sie leicht angestiegen, was auf den wachsenden Anteil der dezentralen Windstromeinspeisung und die Zunahme des Stromhandels zurückzuführen sein kann. Dadurch übernimmt das Netz immer mehr Transportaufgaben, die in etwas höheren Verlusten resultieren.

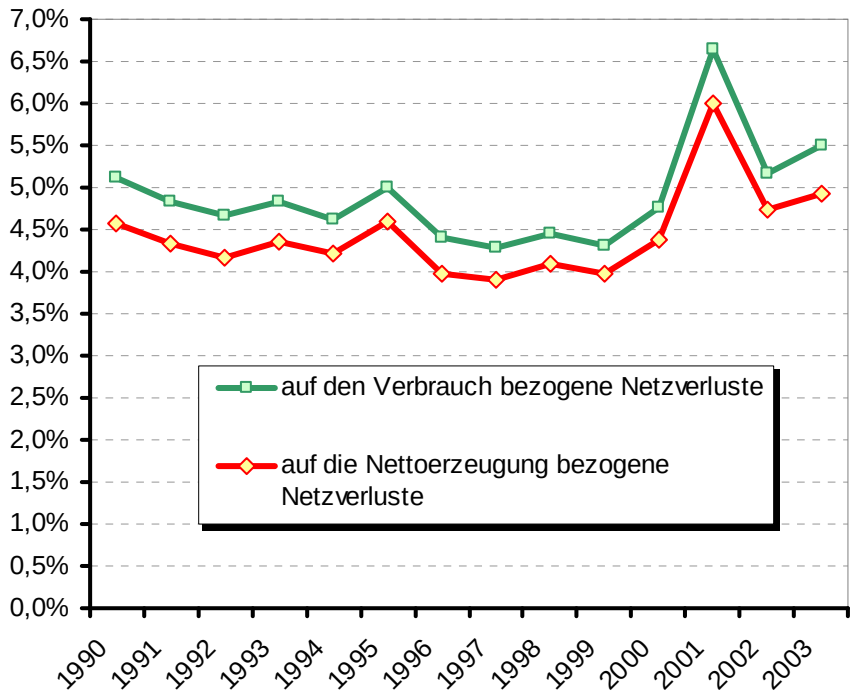

Abbildung 6-27: *Verluste im deutschen Stromnetz in der zeitlichen Entwicklung /AGEB 06/*

Zur Berechnung in ZEN wird eine modifizierte Variante dieser verbrauchsspezifischen Kennzahl verwendet. Hier sind die Verluste auf den Nettoausstoß der Kraftwerke bezogen. Dadurch wird berücksichtigt, dass auch der Strom, der in anderen Anlagen des Umwandlungssektors (z. B. in Raffinerien) verbraucht und als Eigenverbrauch gezählt wird, transportiert werden muss. Diese Kurve liegt in Abbildung 6-27 unter den auf den Verbrauch bezogenen Netzverlusten bei einem derzeitigen Durchschnittswert von 4,45 %. Langfristig ist zu erwarten, dass sich die Netzverluste dem Wert 4,7 % annähern werden, wenn die Stromtransporte über das Netz weiter zunehmen.

6.2.4 Gasnetze

6.2.4.1 Herkunft des deutschen Erdgases

Anders als Strom und Fernwärme stammt Erdgas nicht aus einer energetischen Umwandlung. Vielmehr wird es überwiegend im Ausland gefördert. Erdgas, das in Deutschland verbraucht wird, stammt vornehmlich aus vier Quellen. Russland stellt mit knapp 37 % den größten Anteil des in Deutschland verbrauchten Erdgases. Der zweitwichtigste Lieferant für Deutschland ist Norwegen mit einem Anteil von 26 % an der Erdgasbereitstellung. Die Niederlande und Deutschland selbst decken 17 % und 16 % des Bedarfs. Weitere Länder, wie z. B. Dänemark u. a., haben einen Anteil von gut 4 % an der Erdgasversorgung. Die zeitliche Entwicklung des Naturgasaufkommens in Deutschland zeigt **Abbildung 6-28**, aufgeteilt auf die verschieden Herkunftsländer.

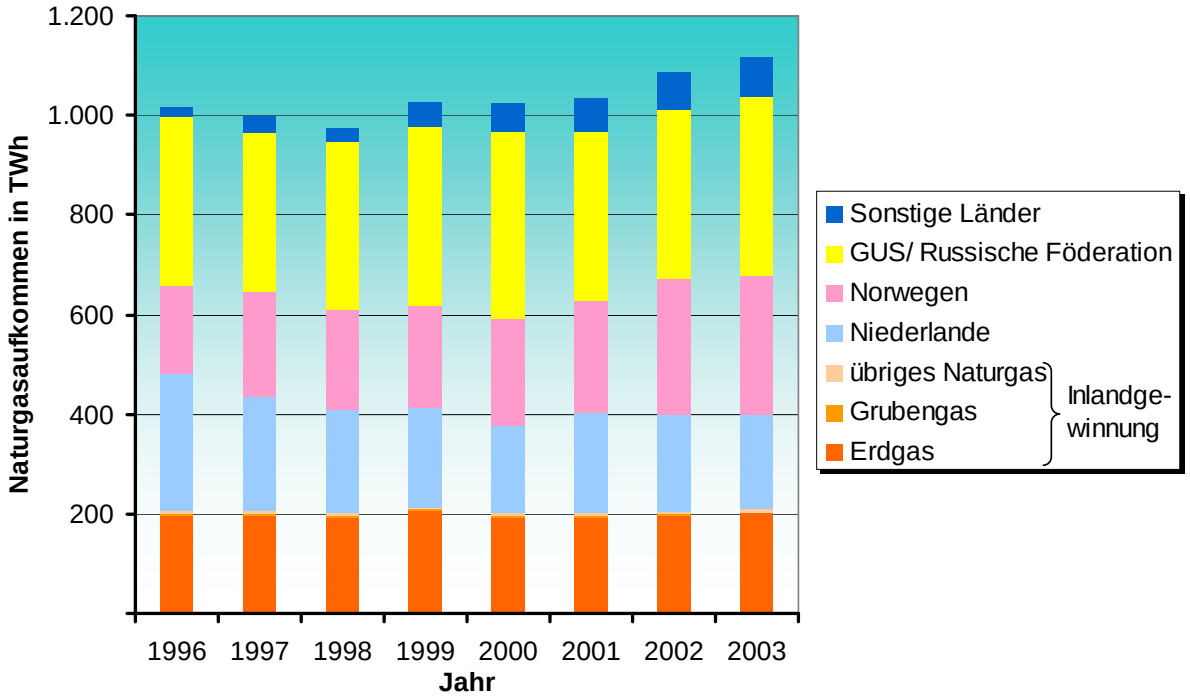

Abbildung 6-28: *Zeitliche Entwicklung des Naturgasaufkommens in Deutschland /STBU 4.6.5/*

Fernverteilung

Die Verteilung und der Transport des Erdgases geschehen derzeit in Deutschland ausschließlich via Pipelines. Der Ferntransport als LNG nach vorangegangener Verflüssigung durch Tankschiffe spielt in Deutschland bisher keine Rolle. Wie die Stromnetze in unterschiedliche Spannungsebenen, so sind die Gasnetze in Netze unterschiedlicher Druckniveaus eingeteilt (**Tabelle 6-11**).

Tabelle 6-11: *Druckniveaus für Erdgasnetze /DIT 98/*

Druckstufen	Druck
Niederdruck	≤ 10 kPa
Mitteldruck	10 kPa-100 kPa
Hochdruck	> 100 kPa

Erdgas aus Russland wird auf einen Druck von 75 bar komprimiert /LEC 05/. Weitere übliche Druckniveaus für interkontinentale Erdgasfernleitungen sind 67,5 bar (DN 900/PN 66), 80 bar (DN 1.400/PN 80) und 120 bar (DN 1.600/PN 120). Die nachfolgenden regionalen Verteilnetze werden dann bei einem niedrigeren Druck betrieben. Im Gegensatz zum Stromnetz, in welchem Energie nur geringfügig gespeichert werden kann, ist im Gasnetz eine gewisse Speicherung des Erdgases durch eine Druckerhöhung, die so genannte Leitungsatmung, möglich. Zusätzlich stehen Kavernenspeicher, oder die Möglichkeit, ausgebeutete Erdgasfelder als Speicher zu nutzen, zur Verfügung.

Lokale Verteilung

Für die Endanwendung muss das Gas auf einen Versorgungsdruck von 8-50 mbar über Umgebungsdruck entspannt werden (vgl. **Tabelle 6-12**). Dies geschieht in Entspannungsanlagen, in denen auch stoffliche Verluste auftreten können. Üblicherweise wird das Enthalpiegefälle bei der Entspannung nicht weiter energetisch genutzt.

Tabelle 6-12: *Kategorien von Gasgeräten mit zugehörigen Druckniveaus /ASUE 04/*

Kategorie	Prüfgase	Versorgungsdruck
I_{2ELL}	G 20, G 25	20 mbar
$II_{2ELL3B/P}$	G 20, G 25, G 30	20 mbar; 50 mbar
$III_{1abd2ELL3B/P}$	G 110, G 120, G 20, G 25, G 30	8 mbar, 20 mbar; 50 mbar

1-2-3: 1./2./3. Gasfamilie (Die Buchstaben a, b, d kennzeichnen verschiedene Stadtgas-Qualitäten.)
E-LL: hochkaloriges bzw. niederkaloriges Erdgas (entspricht in etwa Erdgas H bzw. L)
B/P: Butan/Propan

6.2.4.2 Fernleitungsnetz

Russisches Erdgas gelangt vornehmlich über den Nordkorridor sowie den Mittleren Korridor nach Europa. Die neue North-European Gas Pipeline (NEGP) hat eine Länge von etwa 5.500 km. Diese Entfernung und die gegebenen Druckverhältnisse in den Pipelines bewirken, dass das Erdgas vom Förderungsgebiet bis zum Verbraucher in Deutschland sieben Tage unterwegs ist. Über diese langen Transportstrecken kommt es zu Druckverlusten in den Rohrleitungssystemen. Daher finden sich alle 100 bis 200 km Verdichterstationen, die den Druck auf den Auslegungswert erhöhen (bis zu 100 bar). Die Verdichterstationen werden, je nach Anschlussmöglichkeiten an das Elektrizitätsnetz, entweder mit Gasturbinen, Gasmotoren oder Elektromotoren angetrieben. Unterschiede ergeben sich hier durch die Wirkungsgrade, die für Gasturbinen zwischen 24 und 28 % und für Elektromotoren zwischen 88 und 92 % liegen. Des Weiteren werden Schiebergruppen benötigt. Diese sind für Reparaturen und Wartungsarbeiten unerlässlich. Betroffene Leitungsabschnitte werden entweder abgeschiebert und das Gas abgelassen oder das Gas wird in andere Leitungen umgeleitet /LEC 05/.

Eine Alternative zum Ferntransport durch Fernleitungssysteme bietet die Erdgasverflüssigung (LNG). Durch den verstärkten Wettbewerb auf dem Erdgasmarkt ist die Verflüssigung und der anschließende Seetransport von Erdgas heute bereits wirtschaftlich. Für Deutschland spielt diese Technologie aufgrund des ausgebauten Fernleitungsnetzwerkes jedoch bisher keine Rolle. So bestehen lediglich für Wilhelmshaven Planungen für ein LNG-Terminal /NOW 05/.

Das regionale Verteilnetz mit einer Gesamtlänge von 375.000 km wird in folgender **Abbildung 6-29** gezeigt.

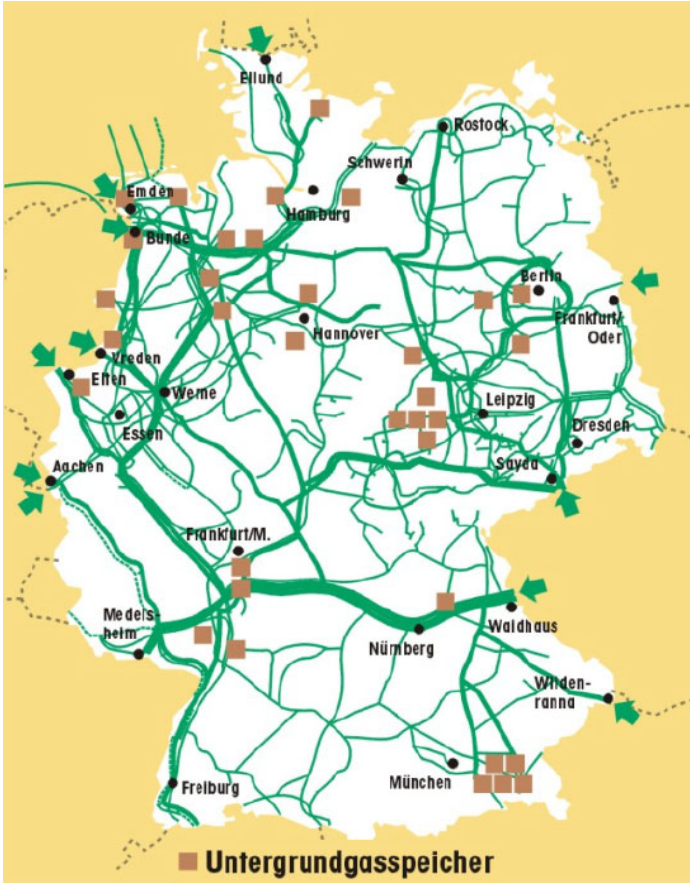

Abbildung 6-29: *Überregionale Erdgasleitungen und -speicher in Deutschland /VNG 03/*

6.2.4.3 Verluste in Gasnetzen

Stoffliche Verluste treten in Gasnetzen selbst nur sehr selten auf. Bei den herrschenden hohen Drücken in den Transportnetzen und überregionalen Verteilnetzen hätte ein Leck verheerende Folgen. Ungeplante Leckagen können sich daher vornehmlich in Kompressor- oder Entspannungsstationen befinden. Dort kann gezielt Gas abgefackelt werden, wenn etwa Überdruckventile anspringen bzw. Leitungsabschnitte abgeschiebert werden. Auch bei den unkonventionellen Gasarten, wie Gicht-, Gruben- oder Klärgas oder auch anderen Begleitgasen wie Erdölgas in Raffinerien, kann Gas abgefackelt werden.

Energetische Verluste entstehen durch Druckverluste aufgrund der Rohrreibung und Drosselverluste bei Entspannungsanlagen. In diesen wird das Gas vom Druck des Transportnetzes (z. B. 55 bar) auf den Druck des Netzes der regionalen Verteiler oder Sonderkunden (5-13 bar) entspannt. Üblicherweise geschieht dies, ohne die enthaltene Energiemenge zu nutzen.

Der bei der Förderung auftretende Druckverlust in Rohrleitungen durch Reibung hängt vom Rohrdurchmesser, dem Gasdurchsatz, der Rohroberflächenbeschaffenheit, dem Druckniveau in der Leitung und der Dichte des Transportgases ab und muss in regelmäßigen Abständen durch Zwischenverdichter ausgeglichen werden. Die Verluste können mit dem Fortleitungsgesetz für Hochdruckgase in Rohrleitungen wie folgt berechnet werden.

$$p_a^2 - p_e^2 = \lambda \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot p_0 \cdot \frac{T}{T_0} \cdot l \cdot K \cdot q^2 \cdot \frac{1}{d^5}$$

p_a, p_e: Anfangs- bzw. Enddruck der Pipeline in Pa
λ: Rohrreibungszahl
ρ_0: Gasdichte unter Normbedingungen in kg/m³
p_0: Normdruck (101.300 Pa)
T: Gastemperatur in K
T_0: Normtemperatur (273,2 K)
l: Länge der Pipeline in m
K: Kompressibilitätsfaktor des Gases
q: Volumenstrom unter Normbedingungen in m³/s
d: Durchmesser der Pipeline in m

Für den Ferntransport muss er auf den Betriebsdruck der Pipeline verdichtet werden. Die hierzu benötigte theoretische Leistung kann aus der Gleichung für isentrope Verdichtung, d. h. ohne Wärmeabfuhr während der Verdichtung, berechnet werden.

$$P = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot R_S \cdot T \cdot \dot{V}_n \cdot \rho_n \cdot \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right]$$

κ: Isentropenexponent des Gases
R_S: spezifische Gaskonstante in J/kg·K
T: Temperatur des Gases in K
$\dot{V}_n$: Volumenstrom unter Normbedingungen in m³/s
ρ_n: Dichte unter Normbedingungen in kg/m³
p_1, p_2: Eingangs-, Ausgangsdruck Verdichter in Pa

6.2.5 Wärmenetze

6.2.6 Fern-/Nahwärmenetze

Von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme werden in regelmäßigen Abständen Kennzahlen von Fernwärmenetzen der Mitgliedsunternehmen veröffentlicht. **Abbildung 6-30** zeigt die Entwicklung der Trassenleistung in MW/km, die absoluten jährlichen Netzverluste und die Netzverluste bezogen auf die Netzeinspeisung im zeitlichen Verlauf.

Danach hat die Trassenleistung in den letzten Jahren kontinuierlich abgenommen, was auf eine verringerte Abnahme durch verbesserte Gebäudedämmung sowie Rückbau von Gebäuden in fernwärmeversorgten Gebieten zurückzuführen ist. Gleichzeitig haben die relativen Verluste dadurch von etwa 10 % auf ca. 14 % zugenommen.

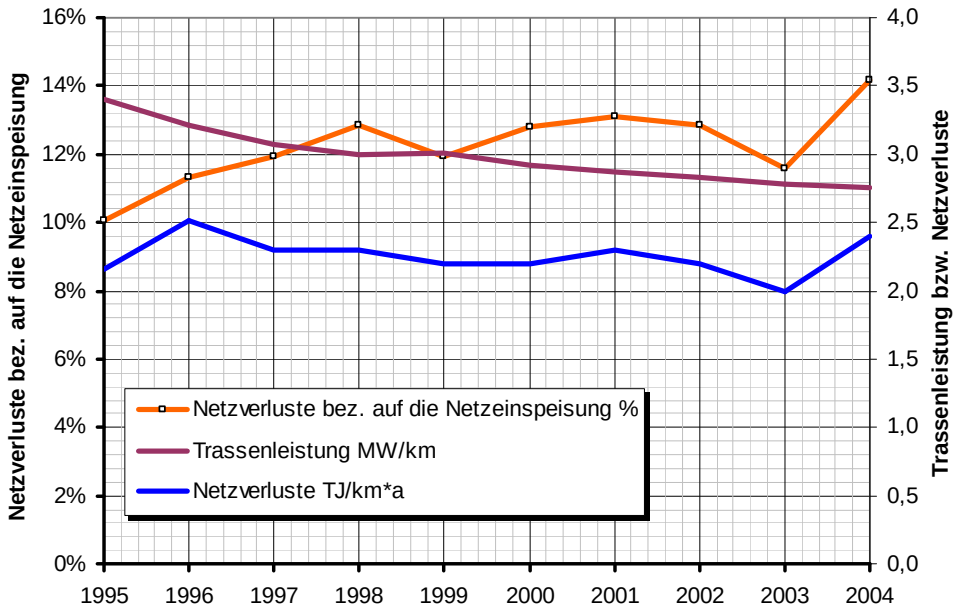

Abbildung 6-30: *Entwicklung der Netzverluste in Fernwärmenetzen /AGFW 05/*

Die Wärmeverluste der Rohrleitungen hängen im Wesentlichen vom Rohrdurchmesser, von der Wandstärke des Rohres, von der Leitungslänge und dem Temperaturniveau des Wärmemediums ab. So errechnet sich der Wärmestrom an einem differenziellen Abschnitt eines Rohres zu:

$$d\dot{Q}_W = \alpha \cdot \pi \cdot d_i \cdot dx \cdot (T_M - T_B)$$

α	Wärmeübergangszahl
d_i	Rohrinnendurchmesser
dx	differenzieller Längenabschnitt
T_M	Temperatur des Mediums
T_B	Temperatur des Bodens

Die Wärmeübergangszahl wird dabei durch die Art der Strömung im Rohr (laminar oder turbulent), der Wärmeleitfähigkeit der verwendeten Materialien sowie dem Wärmeübergang zwischen Rohraussenwand und Umgebung beeinflusst.

Heute werden überwiegend Kunststoffverbundmantelrohre eingesetzt. Diese bestehen aus einem Stahlmediumrohr und einer Dämmschicht aus Polyethan-Hartschaum und einem Mantel aus Polyethylen. In Teilen des Bestandes sind auch Betontrogkanäle verbaut.

6.3 Primärenergieverbrauch und CO_2-Emissionen

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2003 etwa 14.400 PJ /AGEB 05/. Dieser Wert ergibt sich als Summe aller fossilen und regenerativen Primärenergieträger. Diese werden gegebenenfalls nach der Wirkungsgradmethode bilanziert, wie z. B. bei Windenergie, Kernkraft etc. Die Endenergie stellt den Teil der Primärenergie dar, die nach Abzug von nichtenergetischem Verbrauch sowie Transport- und Umwandlungsverlusten dem Verbraucher zur Verfügung steht. Das Verhältnis von

End- zu Primärenergieverbrauch beträgt etwas weniger als zwei Drittel. Berücksichtigt man den nichtenergetischen Verbrauch in der Größenordnung von etwa 1 EJ, so ergeben sich für die Umwandlung der Primärenergieträger Verluste von insgesamt knapp 4,2 EJ oder knapp 30 % des Primärenergiebedarfs. Diese sind überwiegend auf die Elektrizitätserzeugung zurückzuführen. Die Endenergie wird den vier Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD), Haushalte und Verkehr zugeordnet (siehe **Abbildung 6-31**). Näheres hierzu findet sich in den einzelnen Kapiteln zu den Sektoren.

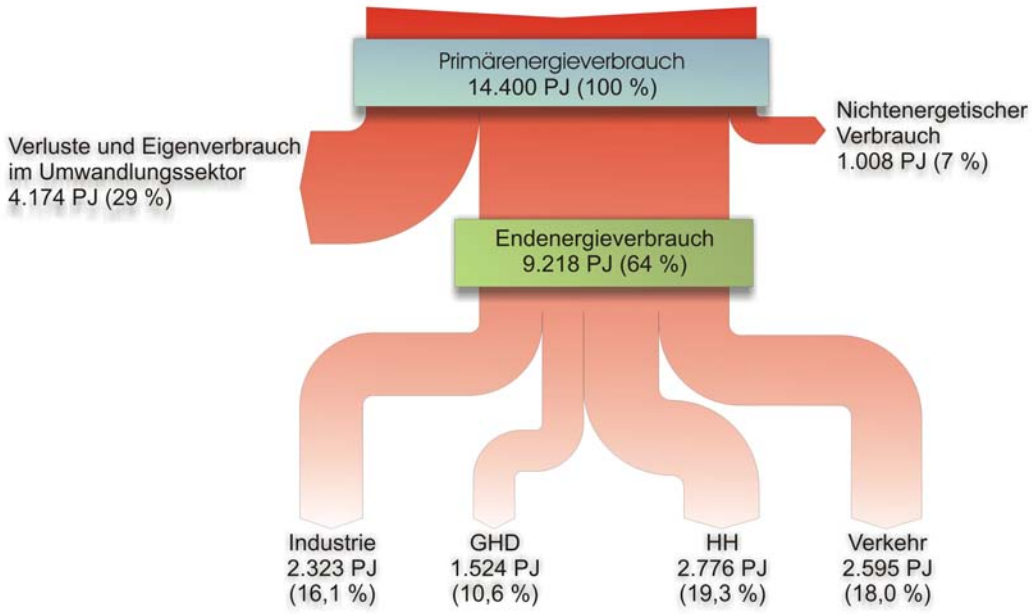

Abbildung 6-31: *Energieflussbild für Deutschland 2003* /GEI 05/

Rund 74 % der in Deutschland eingesetzten Primärenergieträger werden importiert. Die Bundesrepublik ist folglich verhältnismäßig stark vom Weltmarkt abhängig.

Mineralöl

Der Mineralölverbrauch ist seit 2001 kontinuierlich gesunken. Dies ist zum Teil auf Effizienzsteigerungen zurückzuführen, aber auch auf ein verändertes Verbraucherverhalten aufgrund des kontinuierlichen Preisanstiegs. Um konkretere Aussagen über die Entwicklung des Mineralölverbrauches machen zu können, muss jedoch auch der grenzüberschreitende „Tanktourismus“, insbesondere beim Fernverkehr, berücksichtigt werden. Da hierzu allerdings keine belastbaren Daten existieren /THÖ 05/, bleibt dieser Aspekt in den Energiebilanzen unberücksichtigt.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und erreichte im Jahr 2004 einen neuen Höchststand /THÖ 05/. Die Entwicklung des letzten Jahres ist im Wesentlichen dem Sektor Industrie zuzuschreiben. Hier wurde aufgrund einer Konjunkturbelebung vermehrt Erdgas eingesetzt /SCH 05/. 25 % des Erdgases wurden in diesem Sektor verwendet /AGEB 05/. Die Gesamtentwicklung dieses Energieträgers hängt allerdings vor allem vom Wärmemarkt ab. Der Erdgasverbrauch ist aus diesem Grund insbesondere auch von den klimatischen Verhältnissen abhängig. Etwa 50 % des

Erdgases werden in privaten Haushalten und im GHD-Sektor verwendet /AGEB 05/. Dies ist im Wesentlichen auf einen zunehmenden Bestand von Erdgasheizungen in den letzten Jahren zurückzuführen. Der Erdgaseinsatz in Kraftwerken veränderte sich von 2003 auf 2004 dagegen kaum und blieb mit etwa 410 PJ konstant /AGEB 05/.

Steinkohle

Der Steinkohleverbrauch nahm in den letzten Jahren beständig ab. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf einen verringerten Einsatz von Steinkohle zur Stromerzeugung zurückzuführen. Zusätzlich war auch der industrielle Steinkohleeinsatz in den letzten Jahren rückläufig, wenngleich nicht so ausgeprägt. Der Anteil des industriellen Steinkohlebedarfs macht außerdem nur einen Bruchteil des Umwandlungssektors aus. Der Anteil von Steinkohle am Wärmemarkt ist nahezu vernachlässigbar.

Braunkohle und Kernbrennstoffe

Der Einsatz von Braunkohle und Kernbrennstoffen blieb ab Mitte der 1990er Jahre annähernd konstant /THÖ 05/. Nach der Wiedervereinigung wurden in Ostdeutschland die dort bestehenden Braunkohlekraftwerke stillgelegt oder saniert.

Unter „Sonstigen“ sind in **Abbildung 6-32** die Energieträger zusammengefasst, die sich nicht den anderen Bereichen zuordnen lassen. Dazu zählen beispielsweise biogene Energieträger, Abfall, Solarthermie u. a. Wie aus Abbildung 6-32 hervorgeht, hat sich der gesamte Primärenergieverbrauch seit 1990 nur minimal in seiner Höhe verändert.

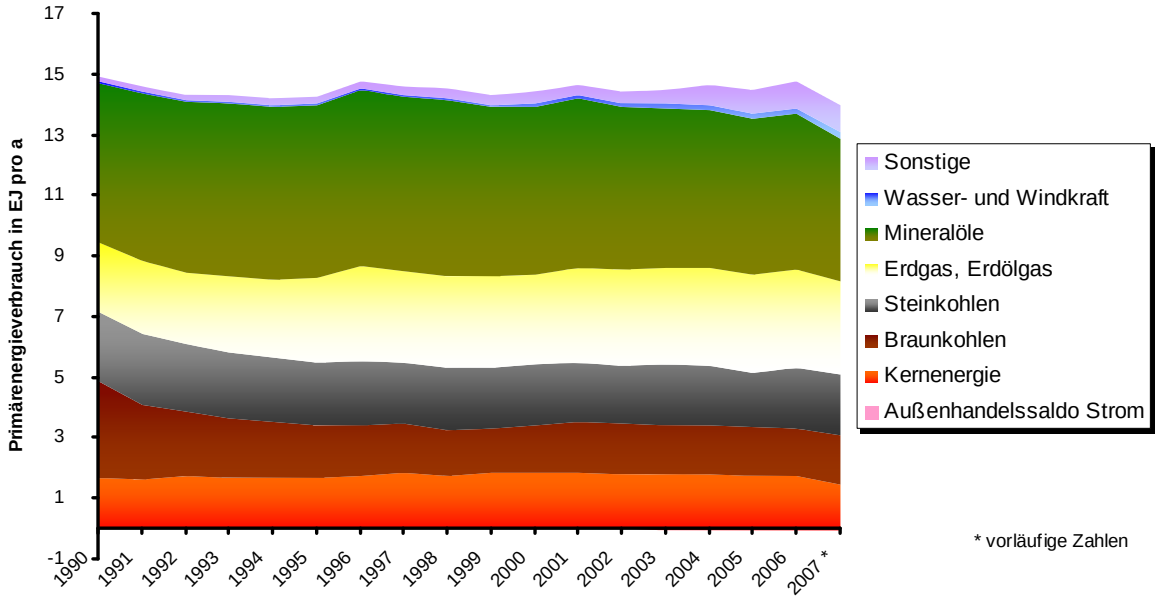

Abbildung 6-32: *Primärenergieverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2007 /AGEB 08/*

7 Quellen

/AEG 93/ Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH*: Allgemeines Eisenbahngesetz § 2 Absatz 2, 3 und 5 (AEG)* aus Bundesgesetzblatt Teil 1 (BGB1), Köln, 1993

/AGEB 03/ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB): *Statistiken zur Energiebilanz in Deutschland*, Berlin, 2008

/AGEB 04/ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB): *Statistiken zur Energiebilanz 2003 in Deutschland*, Berlin, September/Oktober 2004

/AGEB 05/ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB), *Statistiken zur Energiebilanz in Deutschland*, Berlin, Dezember 2005

/AGEB 06/ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB): *Energiebilanz der Bundesrepublik 2002*, Berlin, 2006

/AGEB 08/ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB): *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik 1990 bis 2007,* Berlin, 2008

/AGEB V/ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): *Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland*, Berlin, 2002, www.ag-energiebilanzen.de

/AGFW 05/ Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e. V. (AGFW): *Hauptberichte der Fernwärmeversorgung – Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland*, Frankfurt am Main, 1995 bis 2005

/ALU 95/ Aluminium-Zentrale Düsseldorf (Hrsg.): *Aluminium-Taschenbuch Band 1: Grundlagen und Werkstoffe*, Aluminium-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1995

/ANG 00/ Angloher, J.; Dreier, Th.: *Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung – Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 1)*, Wasserstoff-Initiative Bayern, München, 2000

/ASUE 04/ Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.: *Gasinstallation: Tipps für die Praxis – Begriffe, Daten, technische Regeln*, Berlin, 2004

/AVL 95/ Fleisch, T.H.; Meurer, P.C.: *DME – Der Dieselkraftstoff für das 21. Jahrhundert?,* Motor und Umwelt – Visionen zu Kraftstoffverbrauch und Emissionen, AVL List GmbH, Graz, August 1995

/BAFA 04/ Budesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): *Amtliche Mineralölstatistik*, Berlin, 1996 bis 2004

/BEC 02/ Becker: *Zeit des Wandels*, E.ON Ruhrgas, Essen, 2002, www.econsense.de

/BEI 04/ Pfaffenberger, W.; Hille, M.: *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen,* Bremer Energie Institut, Bremen, 2004

/BGW 05/ Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft: *Gasbrennwert und Solar immer beliebter,* Berlin, 2006, www.erdgaspresseservice.de

/BIN 04/ Fachinformationszentrum Karlsruhe: *Effiziente Kraftwerke*, Bonn, 2004

/BIN 88/ BINE Projekt Info-Service Nr. 10: *Wärmerückgewinnung in der Glasindustrie, Entwicklung und Erprobung eines Wärmetauschers zur Vorheizung von Schmelzgut*, Eggenstein-Leopoldshafen, 1988

/BMU 04/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU: *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, Berlin, 2004

/BMVBS 06/ Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (BMVBS): *Verkehr in Zahlen 2004 bis 2005*, Abteilung für Energie, Verkehr und Umwelt, Berlin, 2006

/BMW 05/ Bayerische Motorenwerke AG: *Zukunft Wasserstoff. Magazin für die Mitarbeiter der BMW Group*, München, 2005

/BMWi 08/ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung*, Berlin, 10.07.2008

/BNA 06/ Bundesnetzagentur: *Historie der Liberalisierung*, Bonn, August 2006, www.bundesnetzagentur.de

/BOD 07/ Bodenhaupt, F.: *Gasbeleuchtung*, Birkenheide, Februar 2007, www.strassenbeleuchtung.de

/BOS 03/ Robert Bosch GmbH: *Kraftfahrtechnisches Taschenbuch,* 25. Auflage, Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden, 2003

/BUT 08/ Buttner, W.: *Einführung Beleuchtungstechnik*, Präsentation im Rahmen des Fachforums: Kosten- und Energiesparen durch effiziente Beleuchtungssysteme, Nürnberg, 2008

/BUT 97/ Buttermann, H.: *Rohstoff- und Energieverbrauch in der Papierindustrie*, RWI-Mitteilung, Heft 3/4, Essen, 1997

/BVG 05/ Bundesverband Glasindustrie e. V.: *Jahresberichte der Jahrgänge 1996 bis 2005*, Düsseldorf, 1996 bis 2005

/BVT 01a/ Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC): *Reference Document on Best Available Techniques in the Ferrous Metals Processing Industry*, Bundesumweltamt, Berlin, 2001

/BVT 01b/ Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU): *Referenzdokument über die Besten Verfügbaren Techniken in der Zellstoff- und Papierindustrie*, Bundesumweltamt, Berlin, 2001

/BVT 01c/ Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU): *Referenzdokument über die Besten Verfügbaren Techniken in der Chloralkaliindustrie*, Bundesumweltamt, Berlin, 2001

/BVT 01d/ Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC): *Reference Document on Best Available Techniques in the Cement and Lime Manufacturing Industries*, Bundesumweltamt, Berlin, 2001

/BVT 01e/ Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC): *Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry*, Bundesumweltamt, Berlin, 2001

/BVWE 04/ Bundesverband WindEnergie-Service GmbH: *Windenergie 2004*, Osnabrück, 2004

/BWK 04/ BWK Das Energie-Fachmagazin: *Der Energiemarkt im Fokus*, Band 56, Nr. 4, Düsseldorf, 2004

/BWK 06/ BWK Das Energie-Fachmagazin: *Knapp unter Vorjahresniveau*, Band 58, Nr. 3, Düsseldorf, 2006

/CSS 07/ Corradini, R.; Podhajsky, R.; Noack, B.: *Labeling of Household Appliances – Case Study: Server*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2007

/DAF 04/ Deutsches Atomforum e. V.: *Kernenergie in Deutschland – Jahresbericht 2003*, Berlin, 2004

/DBAG 05/ Deutsche Bahn AG: *Daten & Fakten 2005, Mobility Networks Logistics*, Berlin, 2005

/DBAT 98/ Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment: *The Netherlands Dutch Notes on BAT for the Chloralkali Industry*, Infomil, 1998

/DIN 04/ Deutsches Institut für Normung e. V.: *DIN EN 228: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren,* Deutsche Fassung EN 228:2004. Beuth Verlag, Berlin, März 2004

/DIN 1946-2/ Norm DIN 1946-2: *Raumlufttechnik – Gesundheitliche Anforderungen (VDI-Lüftungsregeln)*, DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, Januar 1994

/DIN 4108-6/ Norm DIN V 4108-6: *Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs*, DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, Juni 2003

/DIN 4701-10/ Norm DIN V 4701-10: *Energetische Bewertung Raum- und klimatechnischer Anlagen – Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung*, DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, Februar 2001

/DIT 98/ Dittmann, A.; Zschernig, J.: *Energiewirtschaft*, Teubner, Stuttgart, 1998

/DIW 06/ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): *Wochenbericht 32/2006: Rückgang von Fahrleistung und Kraftstoffverbrauch im Jahr 2005, anhaltender Trend zum Diesel-Pkw*, Berlin, 2006

/DKV 02/ Deutscher Kälte- und Klimatechnischer Verein e. V.: *Statusbericht Nr. 22 – Energiebedarf für die technische Erzeugung von Kälte,* Stuttgart, 2002

/DWV 04/ Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e. V.: *Wasserstoff – Der neue Energieträger,* Berlin, 2004

/EES 07/ Przywara, B.: *Energy Efficient Servers and the IT-Market*, Präsentation im Rahmen der IIR Konferenz „Energieeffizienz in IT & RZ", Offenbach, 2007

/EIK 06/ Eikmeier, B. et al.: *Nationales Potenzial für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung*, EuroHeat&Power, 35. Jg, Heft 6, Frankfurt, 2006

/ENQ 02/ Deutscher Bundestag, Referat für Öffentlichkeitsarbeit, Bericht der Enquete Kommission: *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung*, Berlin, 2002

/ENV 02/ Strobl, W.; Zittel, W.: *Energie und Verkehr*, Energiehandbuch: Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie, Eckhard Rebhan, Berlin, 2002

/EUS 05/ EUROSTAT: *Energiebilanzen*, Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaft, Luxemburg, 2003 bis 2005

/EWI 05/ Schulz, W. et al.: *Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahre 2030*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Prognos AG, Köln, Basel 2005

/FDP 04/ Bundesparteitag der FDP: *Mit liberalem Energieprogramm Planungssicherheit für die Wirtschaft und Verbraucher herstellen*, Dresden, 2004

/FFE 04/ Arndt, U. et al.: *Brennstoffzellensysteme für portable und stationäre Kleingeräte – Technikbewertung und Potenziale*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2004

/FFE 06a/ Beer, M. et al.: *EduaR&D: Ganzheitliche dynamische Bewertung von KWK mit Brennstoffzellen*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2006

/FFE 06b/ Blank, T.: *Speicherpotenziale; Innovative Batteriesysteme – Stand der Technik und mögliche Entwicklungen*, Unveröffentlichte Studie, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2006

/FFE 08/ Beer, M. et al.: *CO_2-Verminderung in Deutschland,* Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2008

/FFE 99a/ Layer, G. et al.: *Ermittlung von Energiekennzahlen für Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 1999

/FFE 99b/ Tzscheutschler, P.: *Ganzheitliche Bilanzierung von Grundstoffen und Halbzeugen*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 1999

/FFE-04 08/ Steck, M.: *Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen*

Energien – Endbericht, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2008

/FFE-12 08/ von Roon, S. et al.: *Kleine KWK-Systeme im Kraftwerksverbund – Prüfstandsuntersuchungen und energiewirtschaftliche Bewertung der disponiblen Regelleistung – Teilprojekt E2 im Verbundforschungsvorhaben Kraftwerkwerke des 21. Jahrhunderts (KW21)*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2008

/FIS 92/ Fischli, U. et al.: *Elektrizitätsbedarf der Zementindustrie*, RAVEL, Bern, 1992

/FNR 02/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe – FNR – e. V.: *Energie aus Biomasse*, Gülzow, 2005

/FNR 05/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe – FNR – e. V.: *Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen*, 2. Auflage, Gülzow, 2005

/FRI 92/ Fritsche, U.; Albert, G.; Thomas, S.: *Datenanalyse zur westdeutschen Industrie: Potentiale zu rationellen Energienutzung*, Öko-Institut e. V., Darmstadt/Freiburg, Mai 1992

/FZJÜ 05/ Forschungszentrum Jülich: *Lang- und kurzfristige Optimierungsstrategien – Analyse unter Einsatz eines multi-regionalen Energiesystemmodells*, Jülich, 2005

/GEI 01/ Geiger, B. et al.: *Energiewirtschaftliche Daten – Energieverbrauch in Deutschland*, BWK, Band 53, Nr. 1/2, Springer Verlag Düsseldorf, 2001

/GEI 05/ Geiger, B. et al.: *Energieverbrauch in Deutschland – Daten, Fakten, Kommentare*, BWK, Band 57, Nr. 1/2, Springer Verlag Düsseldorf, 2005

/GEI 99/ Geiger, B.; Gruber, E.; Megele, W.: *Energieverbrauch und Einsparung in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen*, Physika-Verlag Heidelberg, 1999

/GÖT 06/ Götz, B.: *persönliche Mitteilung*, Verband Deutscher Papierfabriken e. V., Bonn, 2006

/GOI 06/ Goethe Institut: *Der Strom, der aus dem Wasser fließt*, München, Januar 2006, www.goethe.de

/GRZ 07/ Pfahl, S.: *Grüne Rechenzentren-Schlüssel zu einer effizienten IT-Infrastruktur*, Grußwort des BMU im Rahmen der Konferenz „Energieeffizienz in IT & RZ“, Offenbach, 2007

/GSH 07/ Huser, A.; Grieder, T.; Wiederkehr, K.: *Geräteausstattung und Stromverbrauch von Schweizer Haushalten*, Bulletin SEV/VSE 4/06, http://www.strom.ch, 2006

/GüKG 05/ Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH: *Güterverkehrsgesetz § 1 (GüKG)*, aus Bundesgesetzblatt Teil 1 (BGB1. IS. 1485), Köln, 1998

/HEI 97/ Heinen, K.-H.: *Elektrostahl-Erzeugung*, Verlag Stahleisen GmbH, Düsseldorf, 1997

/IE 03/ Institut für Energietechnik und Umwelt: *Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Endbericht*, Leipzig, 2003

/IFO 06/ Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung e. V.: *Statistische Daten zur Entwicklung des Gebäudebestands*, München, 2006

/IFO 83/ Gebhardt, A.: *Studien zur Industriewirtschaft 25, Auswirkungen von Energiepreiserhöhungen auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Produktionen der deutschen Industrie*, Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung e. V., München, 1983

/IKA 5-14/ Gierga, M.; Erhorn, H.: *Bestand und Typologie beheizter Nichtwohngebäude in Westdeutschland (IKARUS: TP 5-14)*, Fraunhofer-Institut für Bauphysik, Forschungszentrum Jülich GmbH, Stuttgart, 1994

/IKA 93/ IKARUS: *Instrumente für die Entwicklung von Strategien zur Reduktion energiebedingter Klimagasemissionen in Deutschland*, Teilprojekt: „Endenergie Industrie“ GEU mbH, Leipzig, 1993

/IKA DB/ Fachinformationszentrum Karlsruhe: *IKARUS-Datenbank 4.1,* Eggenstein-Leopoldshafen, 2002

/ISI 03/ Ragwitz, M. et al.: *Introduction of alternative transport fuels in the European Energy Market: Techno-economic barriers and perspectives,* Work package D: Hydrogen, AFTEEM ESTO STUDY, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2003

/ISO 00/ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: *Innovative Systeme und optimierte Techniken zur energetischen Gebäudesanierung (ISOTEG)*, München, 2000

/IUP 97/ Initiative Umwelt und Papier (IUP): *Schriften Papier – Es gibt nichts besseres als Papierrecycling,* Bonn, 1997

/IWU 06/ Institut für Wohnen und Umwelt GmbH (IWU): *Klimadaten deutscher Stationen – Quelle Deutscher Wetterdienst*, Darmstadt, Mai 2006

/IWU 08/ Institut für Wohnen und Umwelt GmbH (IWU): *Berechnungstool – Klimadaten Deutscher Stationen*, Darmstadt, 2008

/JOO 98/ Joosten, L. A. J.: *Process Data Descriptions for the production of synthetic organic materials*, Department of Science, Technology and Society at Utrecht University, Utrecht, 1998

/KBA 06/ Kraftfahrtbundesamt (KBA): *Statistische Mitteilung, Reihe 1: Fahrzeugzulassungen*, Flensburg, 2006

/KRÜ 02/ Krüger, R.: *Systemanalytischer Vergleich alternativer Kraftstoff- und Antriebskonzepte in der Bundesrepublik Deutschland*, Fortschritts-Berichte VDI Reihe 12 Nr. 499, VDI Verlag, Düsseldorf, 2002

/LEC 05/ Lechtenböhmer, S. et al.: *Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems*, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Ener-gie, Wuppertal, Februar 2005

/LIE 97/ Liesegang, C.: *Energie- u. prozessbedingte Emissionen bei der Herstellung ausgewählter Baustoffe*, Diplomarbeit, FH München, Fachbereich 06, Physikalische Technik, München, 1997

/LIN 95/ Linden, D.; Reddy, T.B.: *Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, 1995

/MAU 93/ Mauch, W.: *Kumulierter Energieaufwand für Güter und Dienstleistungen – Basis für Ökobilanzen*, IFE-Schriftenreihe, Heft 26, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU München, 1993

/GOE 06/ Goetz, M.: *Analyse des Umwandlungssektors und dessen zukünftige Entwicklung bis 2050 in Deutschland*, Diplomarbeit an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, März 2006

/MIK 06/ Statistisches Bundesamt: *Mikrozensus Erhebungen und Zusatzerhebungen*, Wiesbaden, Jahrgänge 2002 bis 2005

/MWV 03/ Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV): *Mineralöl und Raffinerien*, Hamburg, 2003

/MWV 03a/ Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV): *Jahresbericht 2003: Mineralölzahlen 2003*, Hamburg, 2003

/MWV 04/ Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV): *Mineralöl-Zahlen 2003*, Hamburg, 2004

/MWV 05/ Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV): *Mineralöl-Zahlen 2004*, Hamburg, Mai 2005

/NOW 05/ Nowak, W.; Beckervordersandforth, C.: *Gaswirtschaft – Gastechnik*, BWK Das Energie-Fachmagazin, Bd. 57 Nr. 4, 2005

/OES 05/ Oeser, M.: *Ökologische und ökonomische Bewertung alternativer Antriebskonzepte*, Studienarbeit, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2005

/ÖKO 91/ Öko-Institut e. V.: *Datenanalyse zur westdeutschen Industrie*, Darmstadt/ Freiburg, 1992

/PAP 06/ Verband Deutscher Papierfabriken: *Leistungsbericht Papier 2006*, Bonn, 2006

/PBefG 61/ Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH: *Personenbeförderungsgesetz § 42 (PBefG)* aus Bundesgesetzblatt Teil 1 (BGB1 I 1961/ 241), Köln, 1961

/QUA 06/ Quaschning, V.: *Solarstrom*, Berlin, Februar 2006, www.volker-quaschning.de

/REISI 06/ *Renewable Energy Information System on Interent – REISI,* http://reisi.iset.uni-kassel.de, Januar 2006

/RUD 89/ Rudolph, M.; Schaefer, H.: *Elektrothermische Verfahren*, Springer-Verlag, Heidelberg, 1989

/RWI 97/ Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsförderung e. V.: *CO_2-Monitoring der deutschen Industrie- ökologische und ökonomische Verifikation*, Essen, 1997

/SCH 04/ Schiffer, H.-W.: *Deutscher Energiemarkt 2003 – Primärenergie - Mineralöl - Braunkohle - Steinkohle - Erdgas - Elektrizität - Energiepreise - Importrechnung - CO_2-Emissionen,* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54. Jg. Heft 3, Essen, 2004

/SCH 05/ Schiffer, H.-W.: *Deutscher Energiemarkt 2004 – Primärenergie - Mineralöl - Braunkohle - Steinkohle - Erdgas - Elektrizität - Energiepreise - Importrechnung - CO_2-Emissionen,* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. Heft 3, Essen,2005

/SCHM 05/ Schmitt, D.: *Daten zur Entwicklung und der Kosten- und Ertragslage der Mineralölindustrie in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2004*, Erdöl Erdgas Kohle, 121. Jg. Heft 7/8, Hamburg, 2005

/SCHW 96/ Schwarz, G.; Schwarzenau, F.: *Systemtechnologie zur primären NO_X-Minderung bei Glasschmelzwannen*, Hotwork Köster GmbH, Partenstein Ruhrgas AG, Essen, 1996

/SKW 04/ Statistik der Kohlewirtschaft e. V.: *Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2003*, Essen/Köln, 2004

/SKW 05/ Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.: *Zur Lage des Kohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland – Jahr 2004*, Essen/Köln, März 2005

/SLM 04/ Schlomann, B. et al.: *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – Abschlussbericht an das BMWA*, Berlin/ Nürnberg/ Leipzig/ München, 2004

/SLM 05/ Schlomann, B. et al.: *Technische und rechtliche Anwendungsmöglichkeiten einer verpflichtenden Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs strombetriebener Haushalts- und Bürogeräte – Abschlussbericht an das BMWA*, Karlsruhe/ München/ Dresden, 2005

/STAN 05/ Stan, C.: *Alternative Antriebe für Automobile*, Springer Verlag Berlin/ Heidelberg/ New York, 2005

/STBU 03a/ Statistisches Bundesamt: *Bautätigkeit und Wohnungen*, Fachserie 5, Reihe 1, Wiesbaden, 2003

/STBU 03b/ Statistisches Bundesamt: *Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen*, Ausgabe 2003, Wiesbaden, 2003

/STBU 05a/ Statistisches Bundesamt: *Qualitätsbericht*: *Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden*, Wiesbaden, 2005

/STBU 05b/ Statistisches Bundesamt: *Statistische Mitteilung Fachserie 8 Verkehr, Reihe 1.2: Verkehr im Überblick*, Wiesbaden, 2005

/STBU 05c/ Statistisches Bundesamt: *Fachserie 4, Reihe 2.1: Produzierendes Gewerbe – Indizes der Produktion und der Arbeitsproduktivität im Produzierenden Gewerbe*, Wiesbaden, 2005

/STBU 05d/ Statistisches Bundesamt: *Statistische Mitteilung Fachserie 8 Verkehr, Reihe 2: Eisenbahnverkehr*, Wiesbaden, 2005

/STBU 05e/ Statistisches Bundesamt: *Statistische Mitteilung Fachserie 8 Verkehr, Reihe 6.2: Luftverkehr auf allen Flugplätzen*, Wiesbaden, 2005

/STBU 05f/ Statistisches Bundesamt: *Statistische Mitteilung Fachserie 8 Verkehr, Reihe 4: Binnenschifffahrt*, Wiesbaden, 2005

/STBU 06a/ Statistisches Bundesamt: *Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden*, Wiesbaden, 2006

/STBU 06b/ Statistisches Bundesamt: *Verkehr – Seeschifffahrt, Fachserie 8, Reihe 5*, Wiesbaden, 2006

/STBU 06c/ Statistisches Bundesamt: *Verkehr – Binnenschifffahrtsstatistik, Fachserie 8, Reihe 4*, Wiesbaden, 2006

/STBU 06d/ Statistisches Bundesamt: *Verkehr – Luftverkehr auf allen Flugplätzen, Fachserie 8, Reihe 6.2*, Wiesbaden, 2006

/STBU 4.1.1/ Statistisches Bundesamt: *Fachserie 4, Reihe 1.1: Produzierendes Gewerbe – Beschäftigung, Umsatz und Energieversorgung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden*, Wiesbaden, 1996 bis 2003

/STBU 4.6.4/ Statistisches Bundesamt: *Fachserie 4, Reihe 6.4: Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden*, Wiesbaden, 1996 bis 2005

/STBU 4.6.5/ Statistisches Bundesamt: *Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft, Fachserie 4, Reihe 6.5,* Wiesbaden, 1998 bis 2006

/STBU 5.1/ Statistisches Bundesamt: *Fachserie 5, Reihe 1 „Bautätigkeit und Wohnen“*, Wiesbaden, 1996 bis 2004

/STJB 06/ Statistisches Bundesamt: *Statistische Jahrbücher der Jahrgänge 1996 bis 2006*, Wiesbaden, 1996 bis 2006

/STO 08/ Stolzenberg, A.; *Energiemanagement – Sensorik und Vorschaltgeräte*; Präsentation im Rahmen des Fachforums: Kosten- und Energiesparen durch effiziente Beleuchtungssysteme, Nürnberg, 2008

/TAU 01/ Taupp, M.: *Biodiesel,* Seminararbeit am Lehrstuhl für Lebensmittelchemie, Institut für Pharmazie und Lebensmittelchemie, Julius-Maximilians-Universität Würzburg, 2000

/THA 90/ Schwanhäusser et al.: *Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr – Ermittlung und Vergleich der spezifischen Energieverbräuche*, Verkehrswissenschaftliches Institut der Rhein.- Westf. technischen Hochschule Aachen, 1990

/THÖ 05/ Thöne, E.; Fahl, U.: *Energiewirtschaftliche Gesamtsituation,* BWK Band 57 Nr. 4, Düsseldorf, 2005

/TUB 05/ Technische Universität Berlin: *Einschränkungen für das Repowering unter Berücksichtigung der genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen*, Berlin, 2005

/TUHH 06/ Rulfs, H.: *Forschungsarbeiten an Schiffsmaschinen*, TU Harburg, Institut für Energietechnik, Bereich Schiffsmaschinen, Hamburg, 2006

/UCTE 04/ Union for the Co-ordination of transmission of electricity: *Statistical Yearbook 2004*, Brüssel, 2005

/UNIH 05/ Universität Hannover – Zentrum der Didaktik: *Primärenergiewandlung,* Hannover, Dezember 2005, www.zdt.uni-hannover.de

/VCI 05/ *Chemiewirtschaft in Zahlen*, Ausgabe 2005, Verband der Chemischen Industrie e. V., Frankfurt, 2005

/VDEW 02/ Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW): *Endenergieverbrauch in Deutschland 2001,* VDEW-Materialien M-23/2002, Berlin, Dezember 2002

/VDEW 03/ Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW): *Endenergieverbrauch in Deutschland 2002*, VDEW-Materialien M-19/2003, Berlin, Dezember 2003

/VDEW 05/ Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW): *Endenergieverbrauch in Deutschland 2003*, VDEW-Materialien M-16/2004, Berlin, Januar 2005

/VDEW 06/ Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW): *Endenergieeinsatz in Deutschland 2004*, Energie spezial, Berlin, 2006

/VDI 04/ Kiesgen, G. et al.: *Die Weiterentwicklung des Wasserstoffantriebs im BMW 7er,* VDI-Berichte Nr. 1852, 2004, VDI Verlag, Düsseldorf, 2004

/VDI 05a/ Verein deutscher Ingenieure: *Zuckersüße Alternative, Ethanolgewinnung in Brasilien,* VDI Nachrichten Nr. 26, Düsseldorf, 01.07.2005

/VDI 05b/ Verein deutscher Ingenieure: *Prius setzt bei CO_2 Bestmarke*, VDI Nachrichten Nr. 30, Düsseldorf, 29.07.2005

/VDI 2067/ Verein deutscher Ingenieure: *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung*, VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1, 2000

/VDN 06/ Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, Berlin, Juni 2006, www.vdn-berlin.de

/VDV 04/ Verband deutscher Verkehrsunternehmen (VDV): *VDV Statistik 2004*, Köln, 2005

/VIK 05/ Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft – VIK-e. V.: *Statistik der Energiewirtschaft – Ausgabe 2005*, Essen, 2005

/VNG 03/ *Gasnetzkarte*; Verbundnetzgas AG, Leipzig, August 2006, www.vng.de

/WI 05/ Irrek, W. et al.: *Beratung und Sensortechnik für energieeffiziente Bürobeleuchtungssysteme – Überarbeiteter Endbericht im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung*, Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, 2005

/WIE 96/ Wiegand, J.; Neubauer, E.; Ehrig, R.: *Betriebserfahrung mit dem LoNOXMelter*, Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke Wiegand & Söhne, Steinbach am Wald, Ruhrgas AG, Essen, 1996

/WIMA 06/ Fischle, H.: *Superkondensatoren, made by WIMA*, WIMA Spezialvertrieb elektronischer Bauelemente GmbH & Co.KG, Berlin, 2006

/WVB 04/ Wirtschaftvereinigung Bergbau – WVB-e. V.: *Jahresbericht 2003*, Berlin, 2004, www.wv-bergbau.de, Stand: Januar 2006

/WVM 05/ Wirtschaftsvereinigung Metall: *Metallstatistik 2004,* Düsseldorf, 2005

/WVS 05/ Wirtschaftsvereinigung Stahl: *Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2005/ 2006*, Düsseldorf, 2005

/ZFE 00/ Drasdo, P.; Starrmann, F.: *Analyse und Prognose des Energieeinsatzes, des Energieaufkommens und der CO_2-Emissionen der Zellstoff- und Papierindustrie in Deutschland*, ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft, Köln, 3/2000

/ZIV 07/ Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband (ZIV): *Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks*, Sankt Augustin, verschiedene Jahre, 2007