

Stephan Braun

## **Entwicklung eines formalen Modells der deutschen Energieversorgung**

**IPP 16/15  
November, 2006**



Ernst-Moritz-Arndt-Universität  
Greifswald

Diplomarbeit

# Entwicklung eines formalen Modells der deutschen Energieversorgung

vorgelegt von  
Stephan Braun

Gutachter : Dr. Rödel, Dr. Hamacher

Greifswald, November 2006

Verteidigung der Diplomarbeit: Februar 2007

„Mir oft haben ich immer schon gesagt, dass - abgesehen von jugendlicher Unwissenheit - das Leben wissenschaftliche der Geographen immer weniger beruht, sich vorzugsweise auf fremden Terrain zu bewegen ... weil der Geograph immer weniger Persönlichkeit ist. Weil er sich nicht selbst zuzubehalten, dass er von Weg abgetrennt ist, für die Ausbreitung einzustufen, die immer zu verstehen, ohne sich von der Stelle zu rühren.“

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>IV</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>VII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>VIII</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2. Grundlagen - Hintergrundinformationen</b>	<b>3</b>
2.1. Energiebegriff . . . . .	3
2.2. Die Bedeutung der Energie für die moderne Volkswirtschaft . . . . .	4
2.3. Einflussfaktoren auf die Energiebereitstellung . . . . .	6
2.4. Struktur des deutschen Energiesystems . . . . .	7
2.5. Energiegewinnung . . . . .	9
2.6. Energieverbrauch . . . . .	12
2.7. Geographische Verhältnisse Deutschlands als Grundlage der Gewinnung regenerativer Energie (Wasserkraft, Geothermie, Solarenergie und Windenergie) . . . . .	17
<b>3. Rohstoffe und Rohstoffversorgung der Bundesrepublik</b>	<b>23</b>
3.1. Braunkohle . . . . .	23
3.2. Steinkohle . . . . .	24
3.3. Erdgas . . . . .	25
3.4. Erdöl . . . . .	28
<b>4. Der Stromsektor</b>	<b>31</b>
4.1. Entwicklung der Stromnachfrage . . . . .	31
4.2. Struktur des Stromsektors . . . . .	32
4.3. Kraftwerke . . . . .	34
4.4. Zukunftsaussichten im Stromsektor . . . . .	36
<b>5. Wärmesektor</b>	<b>39</b>
5.1. Entwicklung der Wärmenachfrage . . . . .	39
5.2. Struktur des Wärmesektors . . . . .	41
5.3. Zukunftsaussichten im Wärmesektor . . . . .	41

<b>6. Deutschlands Verkehrssektor</b>	<b>42</b>
6.1. Struktur des Verkehrssektors . . . . .	42
6.2. Fahrzeugverkehr . . . . .	43
6.3. Binnenschifffahrt . . . . .	43
6.4. Bahnverkehr . . . . .	45
6.5. Flugverkehr . . . . .	45
6.6. Zukunftsaussichten im Verkehrssektor . . . . .	45
<b>7. Modell - lineare Optimierung</b>	<b>47</b>
7.1. Modellbegriff . . . . .	47
7.2. Allgemeines zu Energiemodellen . . . . .	47
7.3. Optimierung mit TIMES . . . . .	49
7.4. Aufgabenstellung der linearen Optimierung . . . . .	50
<b>8. Modellierung der deutschen Energiestruktur mit TIMES</b>	<b>55</b>
8.1. Allgemeine Beschreibung der Modellierung mit TIMES . . . . .	55
8.1.1. Das RES Konzept . . . . .	55
8.1.2. Die räumliche Auflösung des Modells . . . . .	56
8.1.3. Der Zeithorizont des Modells . . . . .	57
8.1.4. Allgemeines zu Gütern . . . . .	59
8.1.5. Allgemeines zu Prozessen . . . . .	60
8.1.6. Kapazitäten . . . . .	61
8.1.7. Kosten von Prozessen . . . . .	62
8.1.8. Beschränkungen im Modell/der Lösungsmenge . . . . .	63
8.1.9. Treiber der Energienachfrage . . . . .	63
8.2. Konkrete Modellierung des Deutschlandmodells . . . . .	64
8.2.1. Modellierung des Strommarktes . . . . .	64
8.2.2. Modellierung des Wärmemarktes . . . . .	69
8.2.3. Modellierung des Industriesektors . . . . .	69
8.2.4. Modellierung des GHD-Sektors . . . . .	70
8.2.5. Modellierung des Haushaltssektors . . . . .	71
8.2.6. Modellierung des Verkehrssektors . . . . .	73
8.2.7. Implementierung der Energienachfragetreiber . . . . .	76
8.2.8. Szenarien . . . . .	76

<b>9. Ergebnisse</b>	<b>78</b>
9.1. Allgemeines . . . . .	78
9.2. Modellszenario1 . . . . .	82
9.2.1. Aussagen zu den Modellergebnissen . . . . .	82
9.2.2. Stromerzeugung . . . . .	83
9.2.3. Industriesektor . . . . .	90
9.2.4. GHD-Sektor . . . . .	91
9.2.5. Haushaltssektor . . . . .	93
9.2.6. Verkehrssektor . . . . .	94
9.2.7. Treiber - Primärenergieverbrauch - $CO_2$ - Strompreise . . . . .	97
9.3. Modellszenario2 . . . . .	101
9.3.1. Aussagen zu den Modellergebnissen . . . . .	101
9.3.2. Grafiken des Modellszenario2 . . . . .	102
9.4. Modellszenario3 . . . . .	106
9.4.1. Aussagen zu den Modellergebnissen . . . . .	106
9.4.2. Grafiken des Modellszenario3 . . . . .	107
9.5. Modellszenario4 . . . . .	116
9.5.1. Aussagen zu den Modellergebnissen . . . . .	116
9.5.2. Grafiken des Modellszenario4 . . . . .	117
9.6. Modellszenario5 . . . . .	121
9.6.1. Aussagen zu den Modellergebnissen . . . . .	121
9.6.2. Grafiken des Modellszenario5 . . . . .	122
<b>10. Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>126</b>
<b>11. Danksagung und eidesstattliche Erklärung</b>	<b>129</b>
<b>Literatur</b>	<b>130</b>
<b>A. Tabellen</b>	<b>135</b>
<b>B. Karten</b>	<b>139</b>
<b>C. Ausschnitt aus der programmierten Modellierung</b>	<b>141</b>





---

33.	Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2015)	85
34.	Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2025)	86
35.	Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2035)	87
36.	Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2045)	88
37.	Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2055)	89
38.	Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario1)	90
39.	Anteil des Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario1)	90
40.	Energie zur Raumwärmeerzeugung des GHD-Sektor (Szenario1)	91
41.	Anteile der Heiztechnologien im GHD-Sektor (Szenario1)	91
42.	Entwicklung der Fläche des GHD-Sektor (Szenario1)	92
43.	Anteile der Energieträger im GHD-Sektor - ohne Raumwärmeerzeugung (Szenario1)	92
44.	Entwicklung des Wohnraumes (Szenario1)	93
45.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario1)	93
46.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario1)	94
47.	Leistungen der Verkehrsträger am Personenverkehr (Szenario1)	94
48.	Anteile der Verkehrsträger am Personenverkehr (Szenario1)	95
49.	Fahrleistung der PKW Technologien (Szenario1)	95
50.	Leistungen der Verkehrsträger am Güterverkehr - summiert (Szenario1)	96
51.	Leistung der Verkehrsträger am Güterverkehr (Szenario1)	96
52.	Anteile der Verkehrsträger am Güterverkehr (Szenario1)	97
53.	Entwicklung des BIP (Szenario1)	97
54.	Entwicklung der Personenkilometer (Szenario1)	98
55.	Entwicklung der Transportkilometer (Szenario1)	98
56.	Entwicklung des $CO_2$ Ausstoßes (Szenario1)	99
57.	Anteile der Sektoren am $CO_2$ Ausstoß (Szenario1)	99
58.	Entwicklung der Strompreise (Szenario1)	100
59.	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario1)	100
60.	Energie zur Raumwärmeerzeugung des GHD-Sektor (Szenario2)	102
61.	Anteile der Heiztechnologien im GHD-Sektor (Szenario2)	103
62.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario2)	103
63.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario2)	104
64.	Fahrleistung der PKW Technologien (Szenario2)	104
65.	Entwicklung der Strompreise (Szenario2)	105
66.	Gesamtstromerzeugung Szenario3	107

---

67.	Stromerzeugung Szenario3 (Jahr 2015)	108
68.	Stromerzeugung Szenario3 (Jahr 2025)	109
69.	Stromerzeugung Szenario3 (Jahr 2055)	110
70.	Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario3)	111
71.	Anteile des Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario3)	111
72.	Anteile der Energieträger im GHD-Sektor - ohne Raumwärmeerzeugung (Szenario3)	112
73.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario3)	112
74.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario3)	113
75.	Fahrleistung der PKW Technologien (Szenario3)	113
76.	Entwicklung des $CO_2$ Ausstoßes (Szenario3)	114
77.	Entwicklung der Strompreise (Szenario3)	114
78.	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario3)	115
79.	Stromerzeugung Szenario4 (Jahr 2015)	117
80.	Energie zur Raumwärmeerzeugung des GHD-Sektor (Szenario4)	118
81.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario4)	118
82.	Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario4)	119
83.	Entwicklung des $CO_2$ Ausstoßes (Szenario4)	119
84.	Entwicklung der Strompreise (Szenario4)	120
85.	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario4)	120
86.	Gesamtstromerzeugung Szenario5	122
87.	Stromerzeugung Szenario5 (Jahr 2025)	123
88.	Stromerzeugung Szenario5 (Jahr 2055)	124
89.	Entwicklung der Strompreise (Szenario5)	125
90.	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario5)	125
91.	Karte der Steinkohlebergwerke in Deutschland	139
92.	Flughäfen in Deutschland	140
93.	LNG Terminals in Europa	141

## Tabellenverzeichnis

1.	Kosten der Kraftwerke . . . . .	67
2.	Stromgestehungskosten_1 . . . . .	79
3.	Stromgestehungskosten_2 . . . . .	80
4.	Stromgestehungskosten_3 . . . . .	80
5.	Aktuelle Rahmendaten Deutschlands . . . . .	135
6.	Liste der Raffinerien in Deutschland . . . . .	135
7.	Liste derzeit in Betrieb befindlicher Kernkraftwerke . . . . .	136
8.	Liste der deutschen Kraftwerke mit anteiliger Braun-/Steinkohlebefeuerung	136
9.	Energieinhalt von Energieträgern (Steinkohleeinheit-SKE) . . . . .	138

## Abkürzungsverzeichnis

BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
DEBRIV	Dt. Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (Bundesverband Braunkohle)
EEV	Endenergieverbrauch
EnEV	Energiesparverordnung für Gebäude
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GAMS	General Algebraic Modelling System
GEMIS	Globales-Emissions-Modell integrierter Systeme
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Gtoe	Gigatonnen Ölequivalent ( $1\text{Gtoe} \approx 11.63 \cdot 10^9 \text{ MWh}$ )
GTZ	Gradtagzahl
GuD	Gaskraftwerk mit Dampfturbine
IEA	International Energy Agency
ifmo	Institut für Mobilitätsforschung
IGCC	Integrated gasification combined cycle
LNG	Liquid natural gas
LPG	Liquified petroleum gas (Autogas)
MWh,TWh	Megawattstunden, Terawattstunden ( $1\text{TWh} = 10^6 \text{ MWh}$ )
MWV	Mineralölwirtschaftsverband
PEV	Primärenergieverbrauch
PFC	Pulverised fuel (coal)
PJ,GJ	Petajoule, Gigajoule ( $1\text{GJ} \approx 0.278 \text{ MWh}$ )
Pkm,Fkm,tkm	Personenkilometer, Fahrzeugkilometer, Tonnenkilometer
RES	reference energy system
SKE	Steinkohleeinheit ( $1 \text{ tSKE} \approx 8.14 \text{ MWh}$ )
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
VBA	Visual Basic for Application
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VRE	Verband der regionalen Energieversorger

# 1. Einleitung

Auf Grund knapper werdender Rohstoffe auf der einen Seite und einem steigenden Energieverbrauch auf der anderen Seite werden nachhaltige Energieversorgungsstrategien für die Staaten immer wichtiger. Um in der Zukunft energiepolitische Zielsetzungen wirksam umzusetzen, können computergestützte mathematische Modelle für Entscheidungsfindungen herangezogen werden. Energiemodelle werden allerdings derzeit in der Politik und von der Industrie eher selten für Entscheidungen genutzt. Da es mit ihnen aber möglich ist, komplexe Zusammenhänge darzustellen und darauf aufbauend Szenarien zu entwickeln, sollten Energiemodelle mehr Beachtung finden.

In der vorliegenden Arbeit wird der Versuch unternommen, die Energiestruktur Deutschlands durch ein computergestütztes Optimierungsmodell zu beschreiben. Motivation für diese Arbeit war das Escobalt Projekt. Escobalt ist ein durch das Interreg 3B Programm der Europäischen Union finanziertes Projekt, das zum Ziel hat, den rationalen Umgang mit Energie zu fördern. Dafür werden Strategien und Aktionspläne durch die Projektteilnehmer entwickelt. An diesem Projekt sind Teilnehmer verschiedener Ostseeanrainerstaaten beteiligt, wobei die Koordination bei der Regionalverwaltung von Uusimaa in Finnland liegt. Ursprüngliches Ziel der vorliegenden Arbeit war es, den Projektteilnehmern einen Gesamtüberblick über die momentane energiewirtschaftliche Situation Deutschlands zu geben. Diese Arbeit geht nun über die anfänglich angedachte reine Beschreibung hinaus, indem die Energiestruktur zusätzlich als modelliertes System Eingang findet.

Mit Hilfe des prozessanalytischen, dynamischen Optimierungsmodells TIMES wurde ein einfaches Energiemodell erstellt, welches die Hauptenergieströme Deutschlands veranschaulicht. Hierbei findet die lineare Optimierung Anwendung, so dass unter vorgegebenen Restriktionen die Energieversorgung kostenminimal gewährleistet wird. Durch Veränderung von Parametern werden Simulationen vorgenommen, die eventuell eintretende Szenarien beschreiben. Es können also mögliche Trends für zukünftige Entwicklungen abgelesen werden. Das Modell und die entwickelten Szenarien werden im weiteren Verlauf der Arbeit vorgestellt.

Die Quellenlage für diese Arbeit ist differenziert zu betrachten. Über die Energiestruktur

Deutschlands direkt gibt es nur sehr wenig Literatur. So wurde hier vor allem mit dem Buch „*Energiemarkt Deutschland*“ von Hans Wilhelm Schiffer gearbeitet. Dieses Buch wurde in der Vergangenheit oft aktualisiert. Im Bereich der mathematischen Grundlagen für die Optimierung ist die Literaturlage als gut zu bewerten. Jedoch sind die meisten Bücher aus diesem Bereich in englischer Sprache verfasst. Da es kaum umfassende Literatur über die gesamte Energiestruktur gibt, mussten Informationen aus vielen Teilbereichen zusammengetragen werden. Über diese Teilbereiche der Energieversorgung (z.B. Energiepolitik, Solarenergie) sind einige Bücher zu finden, die jedoch oftmals eher technischer als geographischer Natur sind. Da für diese Arbeit vor allem sehr aktuelles Zahlenmaterial benötigt wurde, ist häufig auf Internetveröffentlichungen (z.B. des Statistischen Bundesamtes oder der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) zurückgegriffen worden. Für die Zukunftsaussichten des deutschen Energiemarktes gibt es Studien. Im Rahmen dieser Arbeit wurden hier vor allem zwei Studien und zwar „*Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*“ des Energiewirtschaftlichen Institutes zu Köln, sowie eine aktuelle Mobilitätsstudie des Institutes für Mobilitätsforschung verwendet.

Zu Beginn der Arbeit werden allgemeine Grundlagen und Hintergrundinformationen vermittelt. Dies ist für das Verständnis der komplexen Zusammenhänge notwendig. Hierbei wird auch auf geographische Voraussetzungen für die Nutzung von erneuerbaren Energien eingegangen. In Kapitel 3 wird eine Übersicht über die für die Energieversorgung wichtigsten Rohstoffe gegeben. Anschließend werden der Stromsektor, der Wärmesektor und der Verkehrssektor in ihrer Struktur beschrieben. Diese Informationen finden Eingang in der späteren Modellierung. In den darauf folgenden Kapiteln werden die mathematischen Grundlagen, sowie die eigentliche Modellierung des Deutschlandmodells erläutert. Abschließend werden Modellsimulationen mit den zugehörigen Ergebnissen präsentiert. Im Anhang sind als zusätzliche Information noch Abbildungen und Tabellen vorhanden. Ferner befindet sich eine CD mit dem gesamten Modell und ein Schaubild über die Modellstruktur zur Ansicht im Anhang. Der Autor wünscht dem Leser viel Vergnügen bei der Lektüre dieser Arbeit.

## 2. Grundlagen - Hintergrundinformationen

### 2.1. Energiebegriff

„Energie ist die Fähigkeit eines Körpers Arbeit zu verrichten“<sup>1</sup> ([25], Gesellschaft für wiss.-technische Information mbH). Sie ist eine Größe, die den Zustand eines Systems beschreibt. Energie kann zum Beispiel in folgende Energieformen unterschieden werden.

- mechanische Energie
- thermische Energie
- elektrische Energie
- magnetische Energie

Energie wird immer nur umgewandelt! Sie kann in einem geschlossenen System weder erzeugt noch vernichtet werden. Dies ist die Aussage des Energieerhaltungssatzes. Die umgangssprachlich verwendeten Begriffe des Energieverlustes bzw. der Energieverschwendung umschreiben die Umwandlung der Energie in verschiedene Energieformen. Im folgenden sind Beispiele für Energieumwandlungen aufgeführt:

- elektrische Energie ↔ mechanische Energie (Elektromotor)
- thermische Energie ↔ mechanische Energie (Dampfturbine)
- mechanische Energie ↔ elektrische Energie (Generator)
- chemische Energie ↔ thermische Energie (Kohleofen)
- ...

So ist man beim Autofahren an der Umwandlung in mechanische Energie interessiert. Es wird aber auch Energie in Wärmeenergie umgewandelt. Diese Energieform ist hier aber uninteressant und bedeutet im Hinblick auf die dadurch verlorene mechanische Energie einen Energieverlust. Energie wird mit dem Formelzeichen  $E$  abgekürzt und in der Einheit  $J$  (Joule)<sup>2</sup> gemessen. Die Leistung ( $P$ ) bezeichnet die Energieumsetzungsrate, also die Zeit, in welcher die vorhandene Energie verfügbar gemacht werden kann. Die Leistung wird in Watt ( $W$ ) angegeben.

---

<sup>1</sup>Arbeit : „Bei der Bewegung eines Körpers unter der Wirkung einer Kraft verändert sich der Zustand des Körpers. Arbeit ist ein Maß dieser Zustandsänderung, die durch die Kraft herbeigeführt wird“ [29], Huber).

<sup>2</sup>1 Joule = 1 Wattsekunde(Ws)

## 2.2. Die Bedeutung der Energie für die moderne Volkswirtschaft

Die Sonne versorgt die Erde mit Energie. Sie ist die Grundlage der Entstehung des Lebens auf der Erde. Durch ihre Energie wird Biomasse aufgebaut, deren Energie später genutzt werden kann (z.B. Holz bzw. Kohle). Darüber hinaus hat sie einen Einfluss auf weitere Energienutzungsformen (so ist die Sonneneinstrahlung auch Ursache des globalen Windsystems - Windenergienutzung). Auf der Erde sind zur Deckung des Wärme-, Strom- und Treibstoffbedarfs des Menschen hauptsächlich einige Kohlenstoffverbindungen in Form von Erdöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle von Bedeutung<sup>3</sup>. Daneben wird Uran zur Nutzung von Kernenergie verwendet. Vor allem in der zweiten und dritten Welt spielt Holz als Brennstoff noch eine große Rolle. Neben Holz gibt es den in letzten Jahren auch andere Formen von Biomasse (z.B. Raps), die als Energieträger besonders in den Industrieländern genutzt werden. Die Nutzung von Wind-, Wasser- und Solarenergie spielt weltweit gesehen noch eine sehr untergeordnete Rolle. Auch Erdwärme wird bisher sehr wenig genutzt. In Zukunft gibt es vielleicht auch andere Energiequellen. So könnte es sein, dass die Menschheit in Zukunft vermehrt Wasserstoff zur Energiegewinnung nutzt. Auf Grund der Bedeutung der konventionellen Energieträger werden diese im Weiteren noch etwas ausführlicher betrachtet. Steinkohle, Braunkohle, Erdöl und Erdgas sind aus anorganischem Material im Laufe von Millionen von Jahren entstanden. So entstand Steinkohle vor allem im Karbon (vor 280-345 Mio. Jahren) und Braunkohle im Tertiär (vor 2,5-65 Mio. Jahren). Anhand des heutigen Verbrauchs dieser Energieträger und dem Wissen über Lagerstätten, lässt sich die Reichweite der Rohstoffe abschätzen. Dabei sind die Begriffe Reserven<sup>4</sup> und Ressourcen<sup>5</sup> zu unterscheiden. In der folgenden Grafik (Abbildung 1) ist die vergangene und in die Zukunft projizierte Förderung von Rohstoffen dargestellt.

---

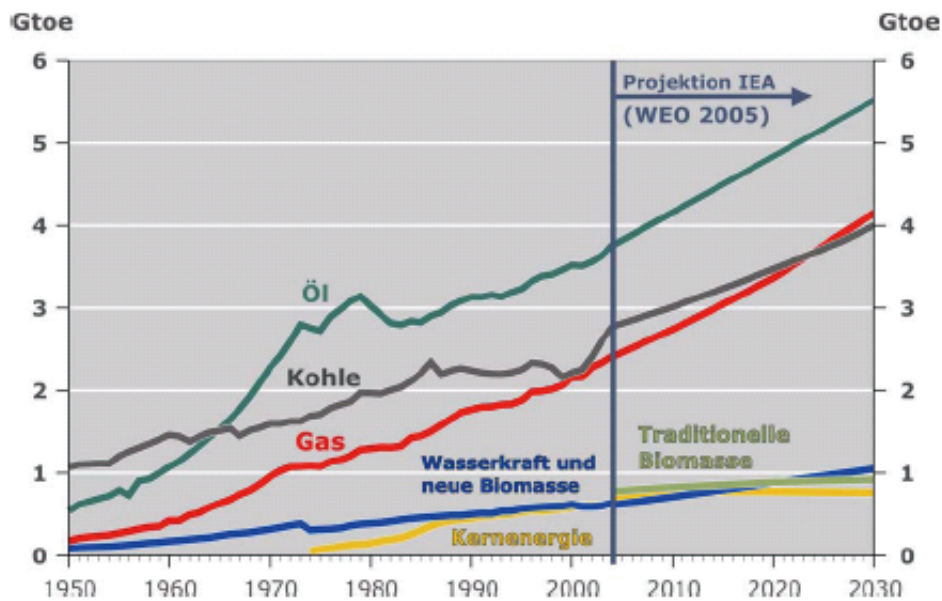
<sup>3</sup>siehe auch Anhang A S.138 - Tabelle über den Energieinhalt der wichtigsten Energieträger

<sup>4</sup>Reserven: Teil des Gesamtpotentials, der mit großer Genauigkeit erfasst wurde und der mit den derzeit technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden kann. ([7], Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe)

<sup>5</sup>Ressourcen: Teil des Gesamtpotentials, der entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar ist, oder geologisch noch nicht genau erfasst ist. ([7], Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe)



Abbildung 1: Entwicklung der Förderung von Energieträgern (weltweit)



Quelle : [7], Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Es ist ersichtlich, dass der Primärenergieverbrauch<sup>6</sup> in der Vergangenheit stark angestiegen ist und sich dieser Trend auch in Zukunft fortsetzen wird. Energie ist der Motor der Gesellschaften. Mit steigendem wirtschaftlichem Wachstum und einhergehendem Wohlstand wächst der Energiebedarf. Die weltweite Energiebedarfssteigerung wird vor allem durch die aufstrebenden Schwellenländer (Brasilien, China, Indien,..) verursacht. Die genauen Steigerungsraten des Energieverbrauches der Zukunft sind aber nicht sicher zu bestimmen, da sie von vielen unbekanntem Einflussgrößen abhängen. In diesem Sinne wären hier unter anderem das weltweite Wirtschaftswachstum, Spekulationen auf den Energiemärkten, Transportengpässe, als auch unterschiedliche Ressourcenbewertungen zu nennen. Da die konventionellen Rohstoffe begrenzt sind, wird es in Zukunft vermehrt zu Konflikten um diese kommen. Jedes Land muss seine Ressourcenbezüge absichern, um die zukünftige Energieversorgung gewährleisten zu können. Hierbei können Energiemodelle eine wichtige Hilfestellung leisten. Die Einflussfaktoren auf die Ausgestaltung der Energieversorgung werden im folgendem Abschnitt beschrieben.

<sup>6</sup>Primärenergie: „Energie in ursprünglicher, noch nicht aufbereiteter Form“ ([38], Quaschnig) / hierzu zählen nach Quaschnig Energieformen bzw. Energieträger wie z.B. Kohle, Rohöl, Solarstrahlung oder Wind

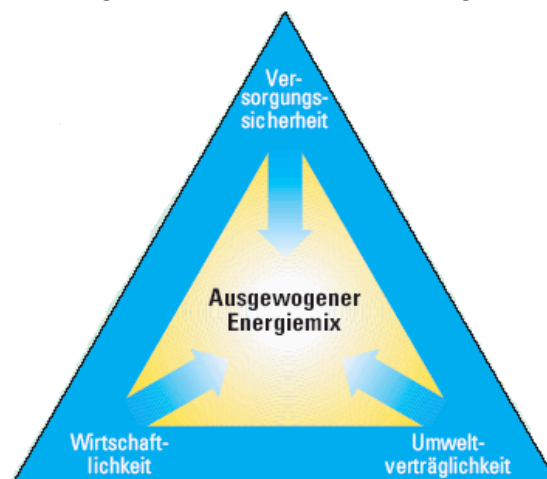
### 2.3. Einflussfaktoren auf die Energiebereitstellung

Bei der zukünftigen Gestaltung der Energieversorgung sollten folgende Punkte diskutiert werden. Dies zuletzt auch um Akzeptanz und Glaubwürdigkeit bei den Energienutzern zu bewerkstelligen.

- Bedarf an Energie
- Verfügbarkeit von Energie
- Notwendiger Aufwand bis zur kostengünstigen Wirtschaftlichkeit
- Technologische Handhabbarkeit/Fertigkeit im Umgang mit Technologien
- Wirtschaftsverträglichkeit
- Umweltverträglichkeit
- Sozialverträglichkeit

Zu weiteren Erklärungen dieser Punkte siehe ([28], Heinloth). Es gibt also verschiedene Interessen u. Einflüsse, welche bei der Gestaltung eines Energiemixes Beachtung finden. Dies führt zu einer spezifischen Energiestruktur. Die drei Hauptziele bei der Energiebereitstellung sind in Abbildung 2 zusammengefasst. Die Ziele stehen oft in Konkurrenz zueinander (so können Kohlekraftwerke sehr wirtschaftlich arbeiten, jedoch sind sie nicht so umweltverträglich wie andere Technologien). Im nächsten Abschnitt wird eine kurze

Abbildung 2: Einflüsse auf die Energiestruktur



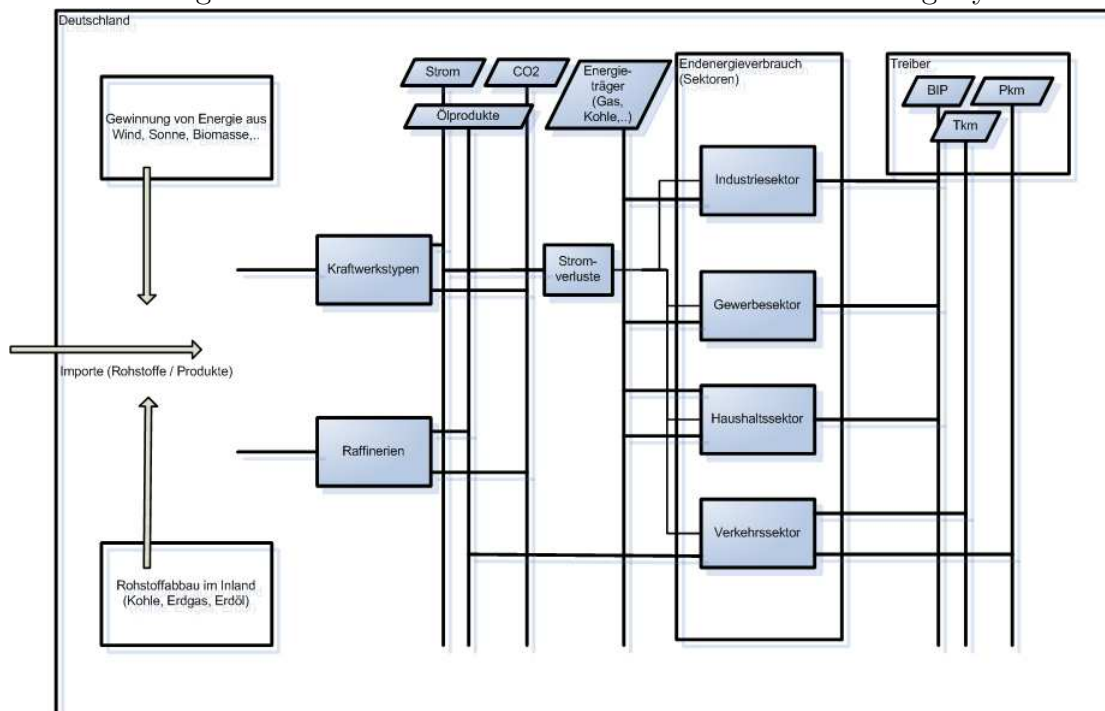
Quelle : [24], Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus

Beschreibung über das modellierte Deutschlandmodell gegeben, damit der Leser einen groben Überblick über später genauer beschriebene Bestandteile der deutschen Energiestruktur erhält.

## 2.4. Struktur des deutschen Energiesystems

In Abbildung 3 ist die deutsche Energiestruktur stark vereinfacht dargestellt. Die Darstellung dient dazu, einen Gesamtüberblick über die Energieflüsse zu geben. Die einzelnen Elemente finden sich später in der Modellierung wieder.

Abbildung 3: Grobe Struktur des modellierten deutschen Energiesystems



Rohstoffe werden importiert<sup>7</sup> bzw. im Inland gefördert. Diese Rohstoffe werden in Kraftwerken bzw. Raffinerien verarbeitet. Auftretende Energieverluste werden im Modell durch die Angabe von Wirkungsgraden berücksichtigt. Die Endenergieträger<sup>8</sup> gelangen anschließend in die nachfragenden Sektoren (Industriesektor, Gewerbesektor, Haushaltssektor und Verkehrssektor).

<sup>7</sup>neben den Importen wird später im Modell eine festgesetzte Menge Strom exportiert - ansonsten wurden Exporte vernachlässigt

<sup>8</sup>Endenergie: „Energie in der Form, wie sie dem Endverbraucher zugeführt wird“ ([38], Quaschnig) / hierzu zählen nach Quaschnig z.B. Erdgas Elektrizität oder Fernwärme

Diese Energie wird vom Verbraucher als Nutzenergie<sup>9</sup> verwendet. Angetrieben wird die Nachfrage in diesem Modell durch das BIP, sowie durch die Mobilität im Personen- und Güterverkehr. Es wären auch andere Treiber der Energienachfrage denkbar. So könnte z.B. neben dem BIP auch die Bevölkerungsentwicklung als Treiber der Energienachfrage fungieren. Des Weiteren wird im Modell der  $CO_2$ -Ausstoß berücksichtigt. Eine ausführlichere schematische Darstellung des Energiemodells ist im Einband zu finden und eine genauere Beschreibung erfolgt in den folgenden Kapiteln dieser Arbeit.

Die Entwicklung der Energiestruktur Deutschlands spiegelt sich sehr vielfältig im Landschaftsbild wieder. Es gibt historische, soziale, kulturelle, wirtschaftliche und technische Aspekte, welche für die Regionen Deutschlands in Zusammenhang mit der Energiestruktur von Bedeutung sind. Da ausführliche Beschreibungen zu diesen Thematiken den Rahmen dieser Arbeit sprengen würden, kann hierauf nur in kurzer Form im Sinne von Denkanstößen eingegangen werden. Es soll aber klar werden, dass es vielfältigste Beziehungen zwischen der Energiestruktur und den verschiedenen Teildisziplinen der Geographie (z.B. regionale Geographie, Kulturgeographie, Bevölkerungsgeographie,..) gibt. Als Beispiel der Beziehung Energiestruktur zu einem konkreten Raum, soll hier das Ruhrgebiet genannt sein. Schon anhand der umgangssprachlichen Bezeichnung „*Kohlenpott*“ wird die Beziehung zur Energie deutlich. Der gesamte angesprochene Raum ist durch die Förderung der Kohle geprägt. So nahm die Bevölkerungsentwicklung in Folge der Industrialisierung und dem damit einhergehenden steigenden Energiebedarf stark zu<sup>10</sup>. Auch geomorphologische Veränderungen sind im Ruhrgebiet auf Grund des ausgeprägten Bergbaus zu beobachten (so sind durch Absenkungen und Grundwasserveränderungen Schäden an Gebäuden u. landwirtschaftlich genutzten Flächen aufgetreten). Ein weiteres Beispiel für durch Kohle hervorgerufene Landschaftsveränderungen findet man in der Niederlausitz. Dort werden ehemalige Braunkohletagebaue geflutet. In den nächsten zwanzig Jahren wird in der Niederlausitz Europas größte „*künstliche*“ Wasserlandschaft<sup>11</sup> entstehen. Hiermit wäre auch ein Zusammenhang zur Tourismusgeographie hergestellt. Neben der Kohle gibt es aber auch andere Beispiele um Bezüge zur Geographie herzustellen. So ist z.B. oft von der „*Verspargelung*“ der Landschaft die Rede, womit

---

<sup>9</sup>Nutzenergie: „*Energie in der vom Endverbraucher genutzten Form*“

([38], Quaschnig) / hierzu zählen nach Quaschnig z.B. Licht zur Beleuchtung oder Wärme zur Heizung

<sup>10</sup>eine Abbildung über die Bevölkerungsentwicklung des Ruhrgebietes findet man unter [www.ruhrgebiet-regionalkunde.de](http://www.ruhrgebiet-regionalkunde.de)

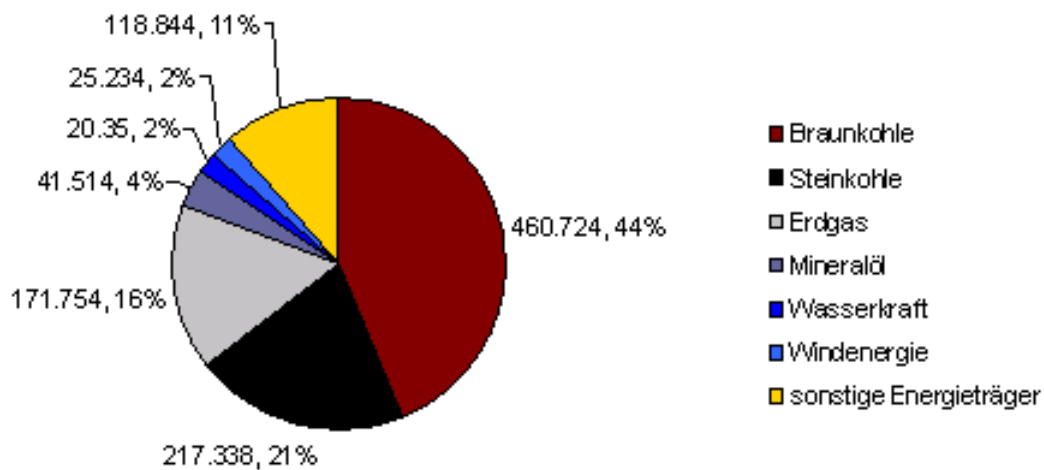
<sup>11</sup>siehe hierzu auch [www.Niederlausitz.de](http://www.Niederlausitz.de)

der massive Zubau durch Windkraftanlagen gemeint ist. Ein weiteres landschaftsveränderndes Element wären Talsperren, welche zum Teil für die Stromerzeugung gebraucht werden. Die angesprochenen Punkte sind so Beispiele für den engen Zusammenhang zwischen der Energiestruktur und der Geographie Deutschlands. Im nächsten Kapitel wird die Energieversorgung Deutschlands näher beleuchtet.

## 2.5. Energiegewinnung

Die Energiegewinnung wird durch den Rohstoffabbau im Inland bzw. durch Rohstoffimporte gewährleistet. Auch aus Wasser, Erdwärme, Wind und Sonnenlicht kann Energie gewonnen werden.

Abbildung 4: Inländische Energiegewinnung in  $10^6$  MWh (Jahr 2004)

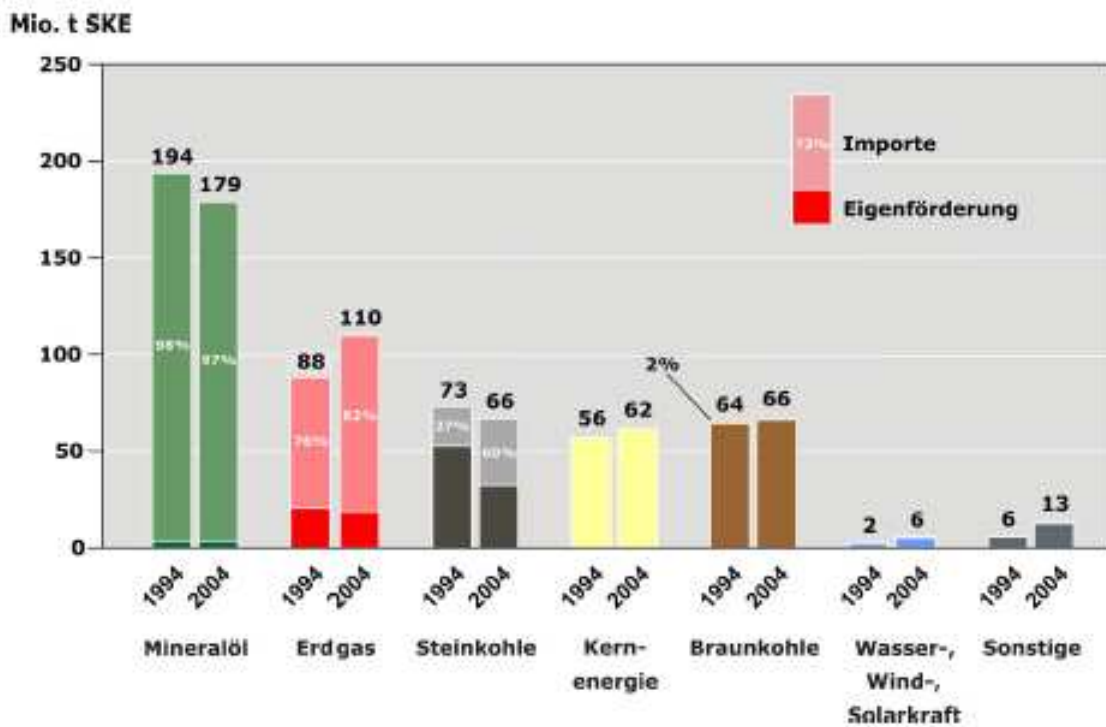


Quelle : nach Daten aus ([12], DEBRIV)

Die Anteile der Energieträger an der inländischen Energiegewinnung sind in Abbildung 4 dargestellt. Es wird deutlich, dass Braunkohle unter den heimischen Energieträgern die bedeutendste Rolle spielt. Die klassischen Energieträger (Kohle, Gas und Öl) tragen mehr als 80% zur deutschen Energiegewinnung bei. Die regenerativen Energien sind nur zu einem geringen Prozentsatz vertreten. Zu den einzelnen Energieträgern werden in den nächsten Abschnitten noch ausführlichere Informationen gegeben.

Deutschland kann seinen Energiebedarf nur zu einem geringen Teil aus heimischen Energieträgern decken. Der Großteil der im Inland benötigten Energieträger wird deshalb aus dem Ausland bezogen. Die Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten ist in Abbildung 5 dargestellt.

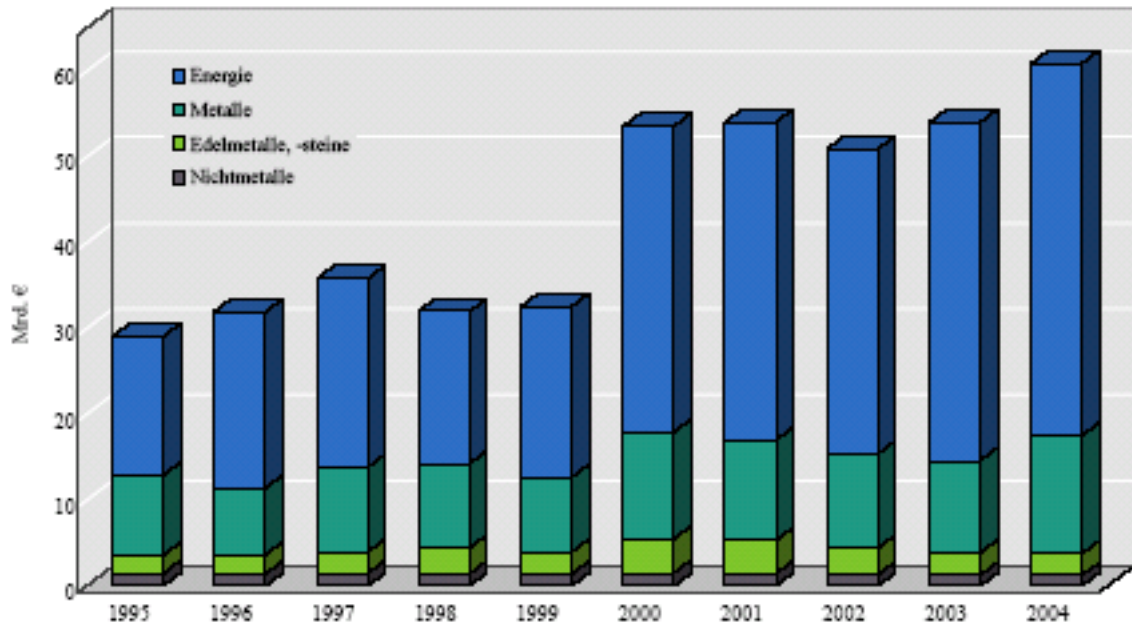
Abbildung 5: Deutschlands Importabhängigkeit



Quelle : [6], Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Neben den eigentlichen Rohstoffimporten werden auch aus diesen hergestellte Produkte importiert (z.B. Mineralöl bzw. Strom). Der Import erfolgt je nach Gut durch Leitungen, bzw. durch die verschiedenen verkehrstechnischen Transportsysteme (Bahn, Schifffahrt,..). Aus den Rohstoffen werden die für den Verbraucher gewünschten Endenergieträger hergestellt (z.B. Benzin durch Raffinerien). Die Kosten der Rohstoffimporte betragen im Jahr 2004 60,9 Mrd. Euro. Von diesen Kosten sind 40,9% dem Erdöl und 23,6% dem Erdgas zuzurechnen, 4,8% entfielen auf Kohle und 1,9% auf andere Energieträger ([6], Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe). In Abbildung 6 ist der Wert der Rohstoffeinfuhren im Laufe der Zeit als Säulendiagramm veranschaulicht.

Abbildung 6: Ausgaben für Rohstoffimporte



Quelle : [6], Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

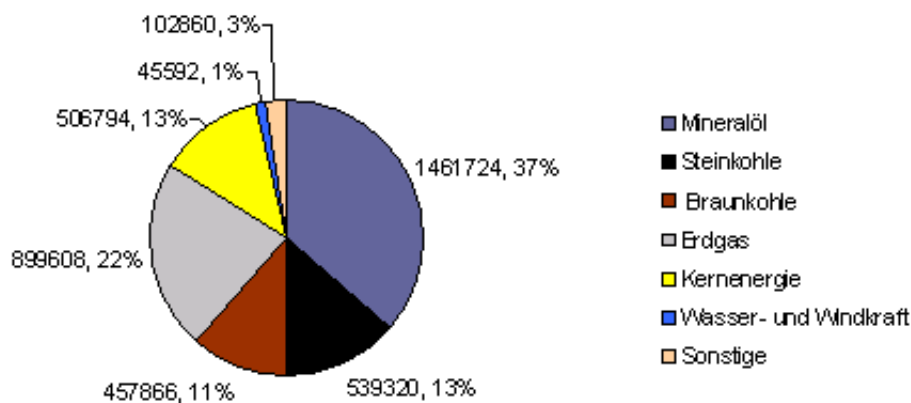
Die Importabhängigkeit Deutschlands von einzelnen Energierohstoffen, insbesondere wären hier Steinkohle und Erdgas zu nennen, hat zwischen den Jahren 1994 und 2004 zugenommen. Experten gehen davon aus, dass sich diese Importabhängigkeit in den nächsten Jahren noch verstärken wird (vgl. [6], Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe)

Im Allgemeinen wird mit einem immer wieder zu hinterfragenden Energiemix versucht, Chancen zu realisieren und dabei auftretende Risiken zu minimieren. Die heimischen Energieträger tragen zu einer Risikominderung bei, da die Lagerstätten gut erforscht sind und die Kosten der Förderung der Energieträger gut abgeschätzt werden können. So trägt auch deutsche Kohle zu einer erhöhten Versorgungssicherheit bei. Außerdem bleiben durch die heimische Förderung Arbeitsplätze im Land erhalten, was politisch erwünscht ist. Kernenergie wird im Rahmen des durch den Bundestag beschlossenen Atomausstiegs an Bedeutung verlieren. Daher ist davon auszugehen, dass die heimischen Energieträger, und damit insbesondere Braunkohle, auch in Zukunft noch ihre Rolle im Energiemix spielen werden. Auf den derzeitigen Energiemix zur Deckung des Energieverbrauchs wird im nächsten Abschnitt näher eingegangen.

## 2.6. Energieverbrauch

Deutschland baut seine Energieversorgung auf verschiedene Energieträger auf. Es sei jedoch angemerkt, dass die unterschiedlichen Energieträger für verschiedene Energienutzungen verwendet werden (so wird z.B. die Windenergie zur Stromerzeugung genutzt, nicht aber zur Wärmeerzeugung). Dies hat auch zur Folge, dass die Energieträger zu sehr unterschiedlichen Anteilen in die einzelnen nachfragenden Sektoren (z.B. Haushaltssektor) fließen. In Abbildung 7 ist der Energiebedarf Deutschlands nach Energieträgern dargestellt. Mineralöl nimmt unter allen Energieträgern den bisher größten Anteil ein. Dies zeigt, dass der Verkehrssektor eine wichtige Rolle beim Energieverbrauch spielt, da der Verkehrssektor derzeit fast vollständig vom Mineralöl abhängig ist. Die regenerativen Energien dagegen spielen bis jetzt noch eine untergeordnete Rolle zur Deckung der Energienachfrage.

Abbildung 7: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in  $10^3$  MWh (Jahr 2004)



Quelle : nach Daten aus ([11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit)

Im Vergleich zu Deutschland, das einen Primärenergieverbrauch von ca. 3950 TWh im Jahr 2004 hatte, sind im folgenden Vergleichswerte für andere Industrieländer angegeben. Diese Werte beziehen sich jedoch auf das Jahr 2003 (vgl. hierzu [11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit).

Land	Primärenergieverbrauch
Frankreich	3170 TWh
Japan	6032 TWh
USA	26550 TWh

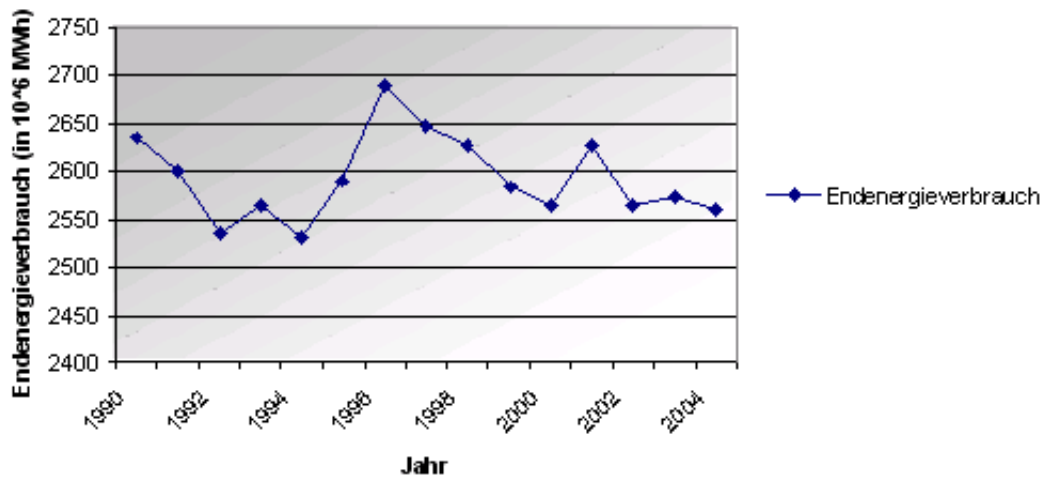


Der Endenergieverbrauch Deutschlands teilte sich 2004 folgendermaßen auf.

Sektor	Energieverbrauch (in 10 <sup>6</sup> MWh)	Energieverbrauch (Anteil in%)
Industrie	661,78	25,86
GHD	416,77	16,28
Haushalte	753,76	29,45
Verkehr	726,90	28,40

Insgesamt betrug der Endenergieverbrauch 2555,96 TWh (314,4 Mio SKE). Damit betrug der Endenergieverbrauch ca. 64% des Primärenergieverbrauchs. Die abweichende Energiemenge ist durch Umwandlungs- bzw. Transportverluste zu erklären. In der Statistik wird der Energieverbrauch hinsichtlich der Energienutzung aufgegliedert. Hierbei wird unterschieden zwischen Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme, Warmwasser, sonstiger Prozesswärme, mechanischer Energie und Beleuchtung. In den verschiedenen Sektoren wird Energie sehr unterschiedlich genutzt. So wird im Verkehrssektor Energie fast ausschließlich für die Erzeugung von mechanischer Arbeit benutzt. Die Raumwärmeerzeugung spielt in diesem Sektor nahezu keine Rolle. Genaue Angaben zur Nutzung der Energie in den verschiedenen Sektoren für das Jahr 2004 findet man bei ([46], Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.).

Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der letzten Jahre



Quelle : nach Daten aus ([1], Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen)

Aus Abbildung 8 ist ersichtlich, dass der Endenergiebedarf<sup>12</sup> für ein Jahr nicht genau vorhergesagt werden kann. Bei einer längeren Zeitreihe wäre ein Trend besser ausfindig zu machen. Infolge der Schwankungen des Endenergieverbrauchs, variiert natürlich auch die Menge der bereitzustellenden Primärenergie (beide Verbräuche sollten gut miteinander korrelieren). Ein Teil der Schwankungen des Endenergiebedarfs lässt sich auf die schwankende Heizenergienachfrage zurückführen. Diese wiederum ist von den jährlich schwankenden Witterungsverhältnissen abhängig. So war das Jahr 1994 ein sehr warmes Jahr, in welchem der Energiebedarf im Haushaltssektor um ca. 10 Mio t SKE niedriger lag als 1997 (nach Daten der AG-Energiebilanzen). Die restlichen Schwankungen gehen auf die veränderte Nachfrage der übrigen Energienutzungen zurück. Mit Hilfe des Konzeptes der Gradtagzahlen können Schwankungen im Bereich der Heizenergienachfrage erklärt werden. Dieser Begriff wird im folgenden erläutert. Allerdings spielen Gradtagzahlen für die spätere Modellierung keine Rolle. Es soll lediglich ein erster Eindruck vermittelt werden, wie komplex die Energienachfrageproblematik ist. Auf weitere Konzepte zur Beschreibung der Energienachfrage kann im Rahmen dieser Arbeit nicht eingegangen werden.

---

<sup>12</sup>In der Literatur wird oft der Begriff Energiebedarf verwendet. Allerdings ist diese Bezeichnung eher ungünstig gewählt, da das Wort Bedarf eine genaue Planbarkeit suggeriert (Stichwort Sozialismus - Planwirtschaft). Daher sollte Energiebedarf durch den Begriff der Energienachfrage ersetzt werden.

### Gradtagzahlen

Die Anzahl der Heiztage im Jahr steuert den Energieverbrauch, der für die Wärmeerzeugung von Nöten ist. Der Verbrauch hängt dabei von der Differenz von Außen- und gewünschter Innentemperatur<sup>13</sup> ab. Die Gradtagzahl legt nun einen Zusammenhang zwischen Außentemperatur und der festgelegten gewünschten Innentemperatur fest.

$$t_m = \frac{t_7 + t_{14} + 2 * t_{21}}{4}$$

Mit der obigen Formel wird ein Wert für die mittlere Tagestemperatur berechnet (7, 14 u. 21 sind dabei die Uhrzeiten bei denen die Temperatur gemessen wird). Ist  $t_m$  kleiner als 15°C, so wird von einem Heiztag gesprochen.

$$GTZ = \sum_{i=1}^n = (20^\circ C - t_{m,n})$$

Bei der Gradtagzahl wird nach obiger Formel also über alle Heiztage summiert. Um Trends hinsichtlich der Gradtagzahlen zu erkennen, werden lange Zeitreihen benötigt. Um eine jährliche Gradtagzahl für Deutschland zu erhalten, können die Gradtagzahlen einzelner deutscher Wetterstationen gemittelt werden. Das deutsche Wetterinstitut verwendet hierfür 20 Stationen. *„Auf Grund uneinheitlicher Temperaturverhältnisse an den einzelnen Messstationen ist es nicht trivial eine GTZ für ganz Deutschland zu bestimmen. Daher ist die Stationsauswahl von entscheidender Bedeutung.“*([2], Banschbach). Bei der Auswahl der Stationen ist die Bevölkerungsdichte in Deutschland zu beachten. Nach Banschbach ist die GTZ als Bestimmungsgröße für den Raumwärmebedarf geeignet. Sie kann den Witterungseinfluss auf die Wärmenachfrage abbilden. Jedoch sei angemerkt das Verbesserungen bei Sanierungen nicht unberücksichtigt bleiben dürfen (diese spielen bei der GTZ keine Rolle). Auf den Endenergieverbrauch haben auch warme Tage einen Einfluss. Hier muss Energie zum Kühlen aufgebracht werden. Auf Grund der derzeit noch geringen Ausstattung der Bevölkerung mit Klimaanlage wird dieser Einfluss jedoch vernachlässigt (dies kommt schon dadurch zum Ausdruck, dass in der Statistik Energie zum Kühlen/Gefrieren unter mechanische Energie, bzw. Energie für die Klimatisierung unter Raumwärme zusammengefasst wird).

---

<sup>13</sup>Innentemperatur: als gewünschte Innentemperatur werden 20° C angenommen

Die Energienachfrage könnte ganz allgemein in erster Näherung durch folgende Gleichung bestimmt sein. Diese Gleichung bringt zum Ausdruck, dass ganz allgemein mit steigendem BIP die Energienachfrage steigt und mit steigendem Energiepreis sinkt.

$$E = k_1 * \frac{BIP^\alpha}{P^\beta}$$

E-Energienachfrage

BIP-Bruttoinlandsprodukt

P-Energiepreis

$k_1$ -Konstante

$\alpha, \beta$ -variable Parameter

Später im Modell wird das Bruttoinlandsprodukt als Treiber der Energienachfrage verwendet. Der Energiebedarf könnte hierbei noch in die verschiedenen Bedarfsformen (Strombedarf, Treibstoffbedarf, usw.) aufgespalten werden. Die technologische Entwicklung ist in der obigen Gleichung nicht berücksichtigt. So würde der Stromverbrauch bei effizienteren Haushaltsgeräten zurückgehen, ganz unabhängig vom Energiepreis und dem BIP. Zu guter Letzt müsste noch so etwas wie gefühlte Sicherheit beachtet werden. Diese ist oft verschieden von der „wahren“ Sicherheit. So würden Menschen bei gefühlter schlechterer Sicherheitslage (z.B. evtl. drohender Jobverlust) ihre Konsumaktivitäten einschränken, was mit sinkendem Energieverbrauch einhergeht. Der Energieverbrauch hängt also auch von den jeweiligen Lebensumständen und Lebensgewohnheiten ab. Dies betrifft sowohl die Wohnsituation, als auch die mit Arbeit und Freizeit zusammenhängenden Tätigkeiten. So hat der zunehmend flexiblere Arbeitsmarkt Auswirkungen auf den Pendlerverkehr und damit den Treibstoffverbrauch. Ähnliches gilt für den Bereich der Freizeit. Hier ist in den letzten Jahren eine Zunahme des Freizeitverkehrs zu beobachten gewesen. Der Energiepreis ist eine wichtig Größe zur Bestimmung der Energienachfrage (prinzipiell führt ein erhöhter Energiepreis zum Sinken der Nachfrage). Sein Einfluss kann aber auch überschätzt werden. So sind die Investitionskosten für den Bau eines Hauses bzw. den Kauf eines Autos mitsamt den Betriebskosten (wie z.B. Instandhaltungskosten) bedeutend höher, als die auftretenden Energiekosten.

Der nächste Abschnitt behandelt die vorhandenen Potentiale des Landes zur innerdeutschen Energiegewinnung. Hierbei geht es zunächst um die regenerativen Energiequellen (z.B. Wasserkraftnutzung). In einem darauf folgenden Kapitel wird dann die Nutzung der deutschen Rohstoffe (Kohle, Gas, Öl) näher beschrieben.

## 2.7. Geographische Verhältnisse Deutschlands als Grundlage der Gewinnung regenerativer Energie (Wasserkraft, Geothermie, Solarenergie und Windenergie)

Für die Nutzung verschiedener Energieträger spielt die physische Geographie eine wichtige Rolle. So kann man z.B. Windkraftanlagen nur an geeigneten Windstandorten wirtschaftlich betreiben. Da auch die anderen Energiequellen standortabhängig sind, soll im Folgenden kurz auf die Wasserkraft, die Solarstrahlung, sowie die Erdwärme und die Windverhältnisse in Deutschland eingegangen werden. Informationen über diese Energiequellen sind für die spätere Modellierung wichtig (so wird z.B. auf Grund des in Deutschland fast ausgeschöpften Wasserkraftpotentials die Laufwasserkraftwerkskapazität im Modell durch Nebenbedingungen nach oben beschränkt).

### Wasserkraft

Die Wasserkraftnutzung beschränkt sich in Deutschland auf Laufwasserkraftwerke, welche an Flüssen liegen und auf Pumpspeicherwerke. Der Hauptteil (ca. 70%) der Wasserkraftenergie wird aus den Flüssen Inn, Rhein, Donau, Lech, Isar, Main, Neckar und Saar gewonnen. Bayern und Baden-Württemberg vereinen ca. 80% des deutschen wassertechnischen Arbeitsvermögens auf sich ([3], Brauch). In Norddeutschland dagegen gibt es kaum Möglichkeiten Laufwasserkraftwerke zu installieren. Die Küstenlinie Deutschlands beträgt ca. 2400 km (Nord- und Ostseeküste). Jedoch wird die Wasserkraft des Meeres, z.B. in Form von Gezeitenkraftwerken nicht genutzt. Dies hat mehrere Gründe. So ist z.B. der Großteil der deutschen Nordseeküste durch Nationalparke geschützt. Des Weiteren wird es generell kaum geeignete Standorte für diese Art von Kraftwerken geben (andere Küstenformen wären besser geeignet).

Um die zukünftige Wasserkraftnutzung abschätzen zu können, muss man sich mit dem Wasserkraftpotential auseinander setzen. Zum Thema Wasserkraftpotential in Deutschland sind Informationen unter ([3], Brauch) zu finden. Die Potentialbeschreibungen müssen unterschieden werden in theoretisches, technisches, wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential. Brauch geht davon aus, dass der Wasserkraftausbau im Umfang von 6 bis 7 TWh/a möglich ist. Diese Steigerung wäre nicht nur durch Neubaumaßnahmen, sondern vor allem durch Modernisierung von bestehenden Werken möglich (viele Werke sind äl-

ter als 40 Jahre und könnten nach Brauch ihre Leistung durch Modernisierung um 30% steigern). Derzeit wird jährlich Strom im Umfang von 21,5 TWh durch Laufwasserkraftwerke erzeugt ([8], Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit).

### Geothermie

Bei der Verwertung von Erdwärme lassen sich grob drei Nutzungsarten unterscheiden.

- Petrophysikalische Systeme  
(Nutzung von heißem Gestein - z.B. durch Hot dry rock Verfahren)
- Hydrothermale Systeme  
(Nutzung von Aquiferen bzw. Thermalquellen)
- Oberflächennahe Geothermische Systeme (z.B. Erdwärmesonden)

Die Stromerzeugung aus Geothermie betrug für das Jahr 2004 0,4 GWh, die Erzeugung von Wärme aus Geothermiequellen wird mit 1558 GWh angegeben ( [9], Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Hieraus ist erkennbar, dass die Geothermie derzeit eine vernachlässigbare Rolle in der deutschen Energiestruktur spielt<sup>14</sup>. In Zukunft wird Geothermie aber eine beachtenswerte Alternative bei der Energieversorgung darstellen, da Erdwärme im Gegensatz zu anderen regenerativen Energieformen ständig verfügbar ist. Derzeit sind die Stromgestehungskosten bei Geothermie noch nicht konkurrenzfähig. Zu den Kosten und den unterschiedlichen Geothermiepotentialen der verschiedenen Regionen Deutschlands siehe ( [27], H. Paschen, D. Oertel, R. Grünwald). Für einen aktuellen Überblick über Geothermie in Deutschland sei darüber hinaus ( [48], W. Bußmann, B. Sanner)<sup>15</sup> empfohlen.

---

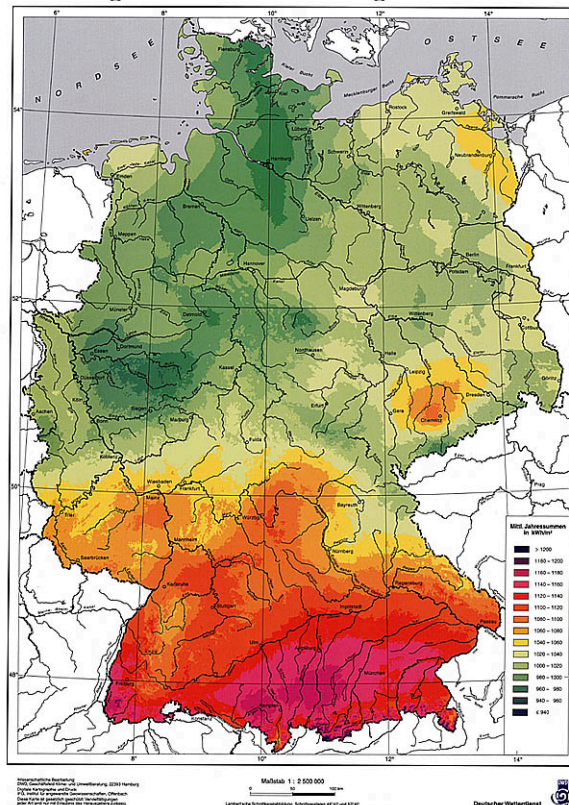
<sup>14</sup>die Gesamtstromerzeugung beträgt derzeit etwa 619 TWh - siehe hierzu Kapitel 4 (Stromsektor)

<sup>15</sup>dort findet sich unter anderem eine Liste der bestehenden bzw. geplanten Geothermieheizwerke in Deutschland

## Sonneneinstrahlung

Für die Nutzung der Sonnenenergie ist die Globalstrahlung<sup>16</sup> eine wichtige Kenngröße. Abbildung 9 zeigt die mittlere Jahressumme der Globalstrahlung (Zeitraum 1981 - 2000). Die Jahressummen reichen in Deutschland von ca. 900 - 1200  $kWh/m^2$ . Im Vergleich dazu liegen die Globalstrahlungswerte im Mittelmeergebiet bei ca. 2000  $kWh/m^2$  (in der Sahara sogar bei ca. 2500  $kWh/m^2$ ). Es ist ersichtlich, dass die Strahlungswerte von West nach Ost zunehmen. Genauso steigen die Werte tendenziell von Nord nach Süd. Ursache dafür ist zum einen die jährliche Sonnenscheindauer und zum anderen die geographische Breitenlage.

Abbildung 9: Globalstrahlung in Deutschland



Quelle : [16], Deutsche Wetterdienst

<sup>16</sup>Globalstrahlung: bezeichnet die auf eine Fläche gesamt auftreffende Strahlung (direkte, diffuse und reflektierte Strahlung)

Mit zunehmenden kontinentalen Klima, welches nach hin Osten zunimmt, verringert sich die Wolkenbildung. Dies führt zu erhöhten jährlichen Sonnenstundenzahlen. Der Einfluß der geographischen Breite auf die Sonneneinstrahlung ( $S$ ) wird durch das Lambertgesetz beschrieben.

$$S = S_0 * \sin(h)$$

Wobei  $h$  dem Sonneneinfallswinkel entspricht und  $S_0$  nach folgender Formel berechnet wird:  $S_0 = 1/4 * S_c$ .  $S_c$  ist dabei die Solarkonstante<sup>17</sup>. Wird anstelle des Sinus der Cosinus verwendet, so kann anstelle des Einfallswinkels der Breitengrad angegeben werden. Ist darüber die Anzahl der Sonnenstunden im Jahr für einen Ort bekannt, so lassen sich verschiedene Orte hinsichtlich der eingestrahlten Sonnenenergie vergleichen.

### Windverhältnisse

Windenergie wird mittels Windkraftanlagen in Strom umgewandelt. Diese Anlagen werden hinsichtlich ihres Standortes in Offshoreanlagen<sup>18</sup> und Onshoreanlagen<sup>19</sup> unterteilt. Später im Modell werden die Onshorewindräder noch einmal in 2 weitere Typen unterteilt. Diese Unterscheidung der Anlagen ist einerseits durch die vorherrschenden Windverhältnisse und andererseits durch die unterschiedlich hohen Kosten begründet. Die folgende Karte (Abbildung 10) zeigt nun die durchschnittlichen Windverhältnisse (Windgeschwindigkeiten der Jahre 1981 - 2001), wie sie in Deutschland vorherrschen. Die Windgeschwindigkeiten sind für 80m über Grund angegeben. Die Karte verdeutlicht, dass die Windgeschwindigkeiten in Deutschland von Norden nach Süden (bzw. von der Küste zum Binnenland) abnehmen. In der Karte ist dies durch eine unterschiedliche Kolorierung dargestellt (von rot nach grün - hohe bis niedrige Windgeschwindigkeiten). Ausnahmen bilden die Mittelgebirge bzw. die Alpen.

---

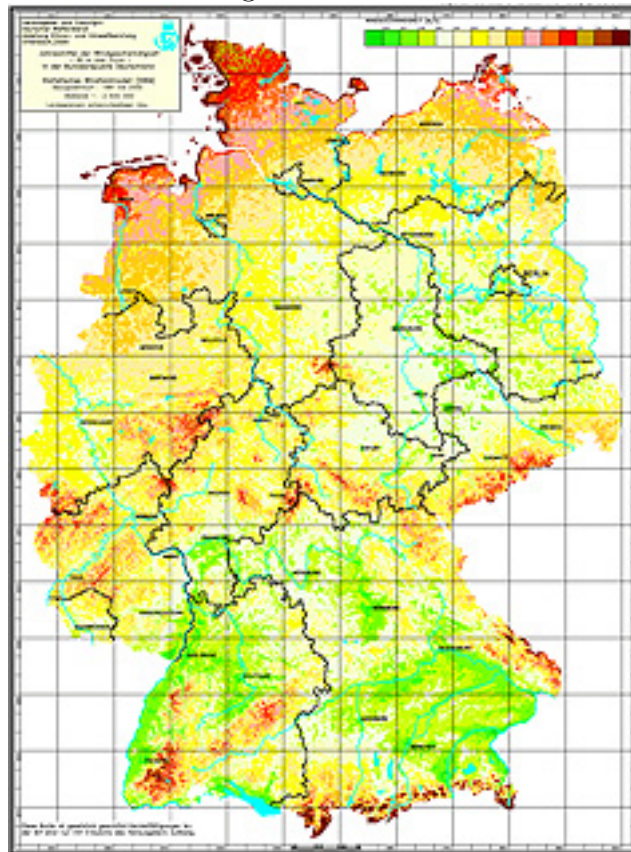
<sup>17</sup>Solarkonstante ist eigentlich keine Konstante. Sie wurde 1982 von der *World Meteorological Organization* in Genf auf  $S_c = 1371W/m^2$  festgelegt

<sup>18</sup>Anlagen die zumeist außerhalb der 12sm Zone (Ausschließliche Wirtschaftszone - AWZ) errichtet werden - sie können mit Genehmigung aber auch in näherer Küstenentfernung gebaut werden

<sup>19</sup>als Onshoreanlagen werden hier die auf dem Land errichteten Windkraftanlagen bezeichnet



Abbildung 10: Windverhältnisse



Quelle: [15], Deutsche Wetterdienst

Mit den in diesem Abschnitt gegebenen allgemeinen physiogeographischen Informationen wurde ein Überblick darüber gegeben, wie sich die Situation in Deutschland darstellt. So wird z.B. aufgrund der hydrogeographischen Verhältnisse Wasserkraft in Deutschland nie eine überragende Rolle spielen (anders als z.B. in Norwegen). Auch die Erdwärme wird in nächster Zukunft keine so große Bedeutung erlangen (Island hat dort bessere Möglichkeiten). Im Hinblick auf Wind- und Solarenergie sind die verschiedenen Orte in Deutschland hinsichtlich der Nutzung dieser Energieformen unterschiedlich gut geeignet. Diese Nutzungsbedingungen müssen in der Praxis natürlich beachtet werden. Im Modell (siehe Kap.9) findet keine Georeferenzierung statt. Es wird lediglich bestimmt, welche Energieträger das Modell verwendet. Um sinnvolle Ergebnisse durch die Modellierung zu erhalten, müssen Nebenbedingungen formuliert werden (so wird, wie erwähnt die Wasserkraftnutzung, welche in Deutschland kapazitätsmäßig kaum noch ausgebaut werden kann, beschränkt). Um eine gewisse „Georeferenzierung“ zu erreichen, können Technologien unterschieden werden (z.B. Windkraftanlagen in Norddeutschland und Windkraft-

anlagen in Süddeutschland). Eine solche Differenzierung macht wie erwähnt inhaltlich Sinn, da in verschiedenen Gebieten Deutschlands Technologien wie Windkraftanlagen mit unterschiedlich hohen Kosten belegt sind. Der wirtschaftliche Betrieb solcher Technologien ist demnach im Bundesgebiet nicht einheitlich (in diesem Beispiel sind natürlich noch die Windverhältnisse zu beachten). Eine noch feinere Aufgliederung könnte erreicht werden, indem Technologien z.B. nach Bundesländern unterschieden werden. Eine solche Unterscheidung würde dann Sinn machen, wenn es in den Bundesländern unterschiedliche Subventionierungen für die Nutzung energierelevanter Technologien gibt. So gibt es in Nordrhein-Westfalen das REN<sup>20</sup> Programm, mit welchem Investitionsmaßnahmen (z.B. Solarkollektoren) in NRW gefördert werden können. Weiterhin könnte man in der späteren Energiestrukturmodellierung verschiedenen Regionen Deutschlands unterschiedliche Potentiale und Beschränkungen zuordnen. So dass z.B. bei einem Ausbau der Wasserkraft diese in modellierten Gebietseinheiten stattfindet welche über Wasserkraftpotentiale verfügen. Für Deutschland ist festzuhalten, dass die vorhandene Energiestruktur eng verbunden ist mit den geographischen Merkmalen des Landes (so befinden sich z.B. die meisten großen Kohlekraftwerke in der Nähe der Abbaureviere - die Kernkraftwerke befinden sich an Flüssen um die Kühlung der Kondensatoren zu gewährleisten).

Abschließend zu diesem Grundlagenkapitel wurde im Anhang (Tabelle 5 S. 135) eine Tabelle über die derzeitigen Rahmenbedingungen in Deutschland zusammengetragen. Die gegebenen Informationen stehen im Zusammenhang mit dem Endenergieverbrauch und sollen dem Leser lediglich als Hintergrundinformation dienen. Teile dieser Informationen wurden bei der späteren Modellierung beachtet (z.B. Personenkilometerzahl). Andere Informationen wie die Bevölkerungsdichte finden im Energiemodell keine Beachtung, beeinflussen jedoch auch die Energiestruktur.

Neben den regenerativen Energieträgern, gibt es die fossilen Energieträger. Die in Deutschland geförderten fossilen Energieträger werden im nächsten Abschnitt behandelt.

---

<sup>20</sup>REN: Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequelle

## 3. Rohstoffe und Rohstoffversorgung der Bundesrepublik

In diesem Abschnitt geht es nun um Steinkohle, Braunkohle, Erdgas und Erdöl. Uran wird als Energieträger weggelassen, da Uran auf Grund des beschlossenen Atomausstiegs wohl keine Rolle mehr für die zukünftige deutsche Energieversorgung spielen wird. Es sei jedoch angemerkt das es in Deutschland einen Uranabbau<sup>21</sup> gab.

### 3.1. Braunkohle

Der Braunkohleabbau findet in Deutschland hauptsächlich in drei Gebieten statt. Diese Lagerstättenreviere sind im folgenden genannt.

- Rheinisches Revier<sup>22</sup>
- Mitteldeutsches Revier
- Lausitzer Revier

Neben diesen großen Revieren wäre allenfalls noch das Helmstedter Revier als Braunkohlefördergebiet<sup>23</sup> zu nennen. Im Jahr 2004 betrug die Gesamtförderung in Deutschland 181,9 Mio. t. Davon entfielen 100,3 Mio. t auf das Rheinische Revier, 59,0 Mio. t auf das Lausitzer Revier und 20,2 Mio. t auf das Mitteldeutsche Revier ([12] DEBRIV). Von der geförderten Menge wurden im Jahr 2004 167,4 Mio. t Braunkohle an die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung geliefert. Dies entspricht einem Wert von 92% der Gewinnung. Neben der Verstromung von Rohbraunkohle, findet auch eine Nutzung in Veredelungsanlagen statt. So wird aus Rohbraunkohle auch Kohlenstaub, Briketts, Wirbelschichtkohle und Koks hergestellt. Der Anteil der Rohbraunkohle, der zur Veredelung genutzt wird, nahm in der Vergangenheit stetig ab (vgl. [12] DEBRIV). Die gesamten Braunkohlevorkommen belaufen sich in Deutschland auf 77 Mrd. t. Davon sind 41 Mrd. t als gewinnbar klassifiziert worden. Verfügbar sind 6,5 Mrd. t, welche in genehmigten und erschlossenen Tagebauen liegen ([41] Schiffer,S.72).

---

<sup>21</sup>die derzeit wichtigsten Uranförderländer sind Kanada, Australien, Russland, Niger und Namibia

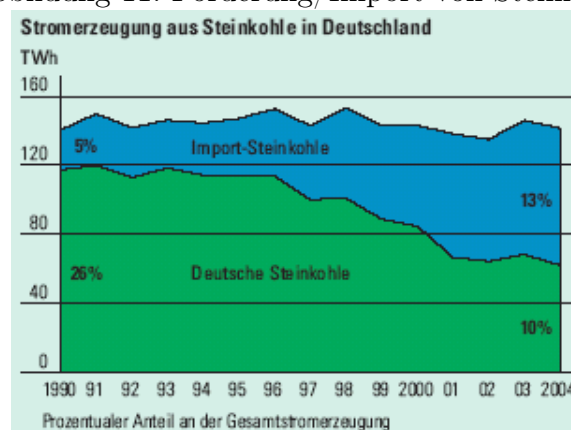
<sup>22</sup>Rheinische Revier: größte geschlossene Braunkohlevorkommen in Europa (Ausdehnung über ca. 2500km<sup>2</sup>)

<sup>23</sup>die weiteren Braunkohlefördergebiete tragen derzeit zu weniger als 1% der derzeitigen innerdeutschen Braunkohleförderung bei

### 3.2. Steinkohle

Derzeit gibt es in Deutschland 9 Bergwerke, in denen Steinkohle gefördert wird<sup>24</sup>. Diese Bergwerke verteilen sich auf das Saarrevier, das Ruhrrevier und das Revier Ibbenbühen. Im Jahr 2004 wurden in Deutschland 26,7 Mio. t SKE gefördert ([41], Schiffer). Diese Gesamtförderung geschieht allein durch die Deutsche Steinkohle AG (DSK)<sup>25</sup>. Die Förderung durch eine Gesellschaft wurde 1998 von der europäischen Kommission genehmigt (vgl. [41], Schiffer). Neben der Förderung von Steinkohle wurden noch 41,1 Mio. t SKE importiert<sup>26</sup>. Wird die Entwicklung des Verhältnisses von Eigenförderung und Steinkohleimporten in den letzten Jahren betrachtet, so fällt eine Wandlung zu Gunsten des Steinkohleimportes auf. Die Förderung von Steinkohle nahm von 52,8 Mio t SKE im Jahre 1994 auf 26,4 Mio t SKE im Jahre 2003 ab (vgl. [44], Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.). Die kontinuierlich sinkenden Fördermengen in Deutschland wurden in der Vergangenheit durch steigende Steinkohleimporte ausgeglichen. Die folgende Darstellung (Abbildung 11) verdeutlicht dies.

Abbildung 11: Förderung/Import von Steinkohle



Quelle : [23], Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus

In Bezug auf die Fördermenge ist Steinkohle nach Braunkohle der zweitwichtigste heimische Energieträger. In Bezug auf den Primärenergieverbrauch steht Steinkohle momentan nach Mineralöl und Erdgas an dritter Stelle (siehe hierzu Abbildung 7, S.12). Die größten Förderländer sind derzeit die USA, China und Indien. Im Hinblick auf

<sup>24</sup>siehe auch Abbildung 91 im Anhang, S. 139

<sup>25</sup>DSK - ist Tochtergesellschaft der RAG Aktiengesellschaft (wichtige Anteilseigner sind die E.ON AG, die RWE AG und die Thyssen Krupp AG)

<sup>26</sup>zur Herkunft von Koks und Steinkohle siehe ([23], Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus, S.50)

den Weltkohlehandel spielen außerdem Australien, Südafrika und Indonesien eine wichtige Rolle. Die Kosten der Förderung von Steinkohle in Deutschland sind viel höher als in Übersee. Dies liegt zum großen Teil an den Abbauverhältnissen. So wird Steinkohle in Deutschland nur Untertage gefördert (in Australien z.B. wird Steinkohle oft im Tagebau abgebaut). Des Weiteren spielen Arbeitskosten, sowie die Kosten, welche durch Sicherheits- und Umweltstandards entstehen eine Rolle. Die Schere bei den Förderkosten hat sich zwischen Deutschland und den Überseegebieten trotz hierzulandiger Produktivitätsfortschritte weiter geöffnet (vgl. [41], Schiffer, S.121). Dies hatte in der Vergangenheit die Schließung von Bergwerken und den Abbau von Arbeitsplätzen im Bergbau zur Folge<sup>27</sup>. Betrachtet man nun die Verwendung dieses Energieträgers, so gelangte die zur Verfügung stehende Steinkohle im Jahr 2004 in folgende Bereiche (vgl. [41], Schiffer).

- Kraftwerke            71%
- Stahlindustrie        26%
- Wärmemarkt          3%

### 3.3. Erdgas

Grob kann in der Gaswirtschaft zwischen den Gasversorgern und der übrigen Gaswirtschaft unterschieden werden. Die Versorger sind die Unternehmen, welche Haushalte, Industrie sowie Handel und Gewerbe mit Gas beliefern. Zu der übrigen Gaswirtschaft gehören die Bereiche, in denen Gas als Nebenprodukt entsteht (z.B. Steinkohlenwirtschaft, Mineralölindustrie). Hier wird Gas zumeist im Eigenverbrauch genutzt. Generell wird bei den energiewirtschaftlich interessanten Gasen zwischen Naturgasen (1) und industriell gefertigten Gasen (2) unterschieden.

- (1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas, Klärgas
- (2) Raffineriegas, Flüssiggas, Kokereigas, Stadtgas,...

Unter diesen Gassorten hat Erdgas die größte Bedeutung. Erdgas machte 2004 über 90% des deutschen Gasaufkommens aus (vgl. [41], Schiffer).

---

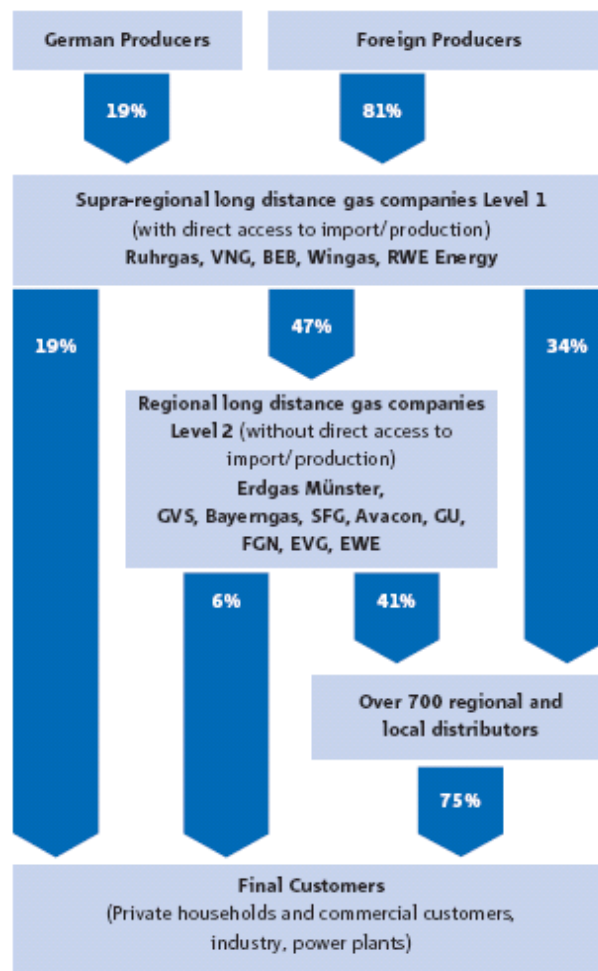
<sup>27</sup>eine Tabelle zur Umstrukturierung im deutschen Steinkohlebergbau findet man bei ([43], Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.)

In der Erdgaswirtschaft können drei Stufen unterschieden werden. Diese sind im folgenden genannt.

- Produktionsstufe und Importstufe
- Fortleitungsstufe und Weiterleitungsstufe
- Endverbraucherstufe

Diese Dreiteilung wird auch aus Abbildung 12 sichtbar.

Abbildung 12: Aufbau des deutschen Gassektors

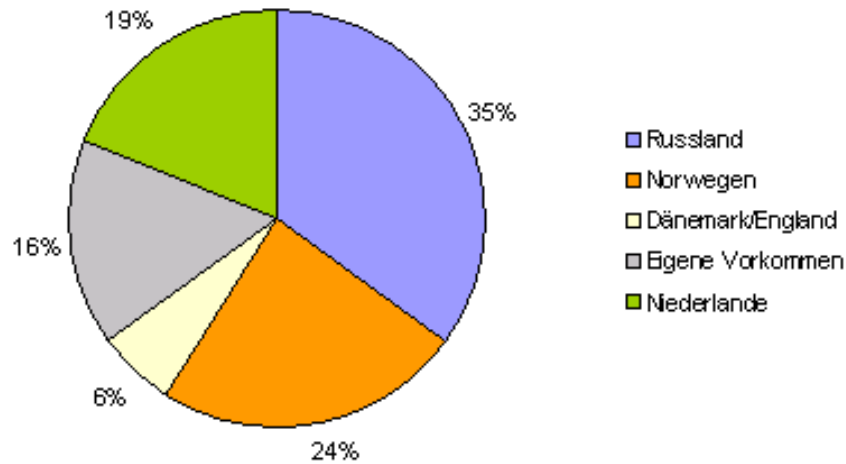


Quelle : [40], RWE

Es gibt in Deutschland 15 Ferngasgesellschaften. Auf der Weiterleitungsstufe agieren in etwa 40 und auf der Endverbraucherstufe (Ortsgasversorgungsunternehmen) ca. 670

Unternehmen (siehe vorherige Abbildung). In Deutschland liegen die Hauptfördergebiete von Erdgas in Niedersachsen, jedoch wird der überwiegende Teil an Erdgas nicht im Inland gefördert<sup>28</sup>, sondern importiert. Dies wird auch durch das kommende Schaubild (Abbildung 13) illustriert.

Abbildung 13: Gasimporte im Jahr 2004



Quelle : nach Daten aus ([40], RWE)

Das Gesamtaufkommen an Erdgas betrug im Jahr 2004 1166 Mrd. kWh. Der Bezug des Gases aus dem Ausland erfolgt auf Grundlage langfristiger Lieferverträge. Diese Verträge reichen zum Teil bis ins Jahr 2030. Der Primärenergieverbrauch<sup>29</sup> an Erdgas in Deutschland stieg von 1991 (742,2 Mrd. kWh) bis 2004 (995,7 Mrd. kWh) kontinuierlich an (vgl. [41], Schiffer). Das importierte Erdgas kommt über Pipelinesysteme nach Deutschland. Neben dem System der Pipelines gibt es noch die Möglichkeit Erdgas als LNG<sup>30</sup> mittels Seetransport zu verschiffen. Die LNG Technologie trägt derzeit zu etwa 1/4 des Welterdgashandels bei. In Deutschland gibt es derzeit kein Flüssigerdgas - Terminal (jedoch gibt es Pläne ein Terminal in Zukunft zu bauen). In Abbildung 93 im Anhang auf S.141 ist die Situation der LNG - Terminals in Europa dargestellt. Derzeit werden mehr Terminals gebaut, als im Moment bestehen. Insofern ist davon auszugehen, dass der LNG Handel in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen wird.

<sup>28</sup>Inländische Förderung: beteiligte Hauptunternehmen (vgl. [41], Schiffer)

<sup>29</sup>beim Primärenergieverbrauch sind die Abfackelungs- und Verarbeitungsverluste mit eingerechnet

<sup>30</sup>LNG - Liquefied Natural Gas (dazu wird das Erdgas auf - 160 Grad abgekühlt, das Volumen beträgt dann nur noch ca 1/600 des Normvolumens )

### 3.4. Erdöl

Der Erdölmarkt ist weltweit geprägt von den Fusionen der letzten beiden Jahrzehnte<sup>31</sup>. In Europa agieren diese Konzerne neben lokalen Anbietern. Mittlere überregionale Firmen gibt es in Europa nicht mehr. Der Grund für die angesprochenen Fusionen ist in der Globalisierung und seinen Begleiterscheinungen zu finden (Kosteneinsparungen, globales Auftreten, Stärkung der eigenen Kapitalkraft,...). Auf dem deutschen Mineralölmarkt spielen folgende Firmen eine bedeutende Rolle.

- Töchter der weltweiten Ölgesellschaften (z.B. Shell Deutschland Oil GmbH, ESSO Deutschland GmbH, Total Deutschland GmbH,...)
- Tochtergesellschaften europäischer Mineralölunternehmen (z.B. OMV Deutschland GmbH)
- Holborn Europa Raffinerie GmbH, Wilhelmshavener Raffineriegesellschaft mbH

Neben diesen Mineralölunternehmen gibt es noch unabhängige Unternehmen, welche eine Rolle bei der Mineralölversorgung spielen. Zu dieser Gruppe gehören ca. 30 Unternehmen<sup>32</sup> (vgl. [41], Schiffer). Die deutsche Mineralölbilanz für das Jahr 2004 ist in Abbildung 14 dargestellt. Das Mineralölaufkommen in Deutschland setzt sich aus eigenen Förderungen, Rohölimporten, sowie Mineralölimporten zusammen.

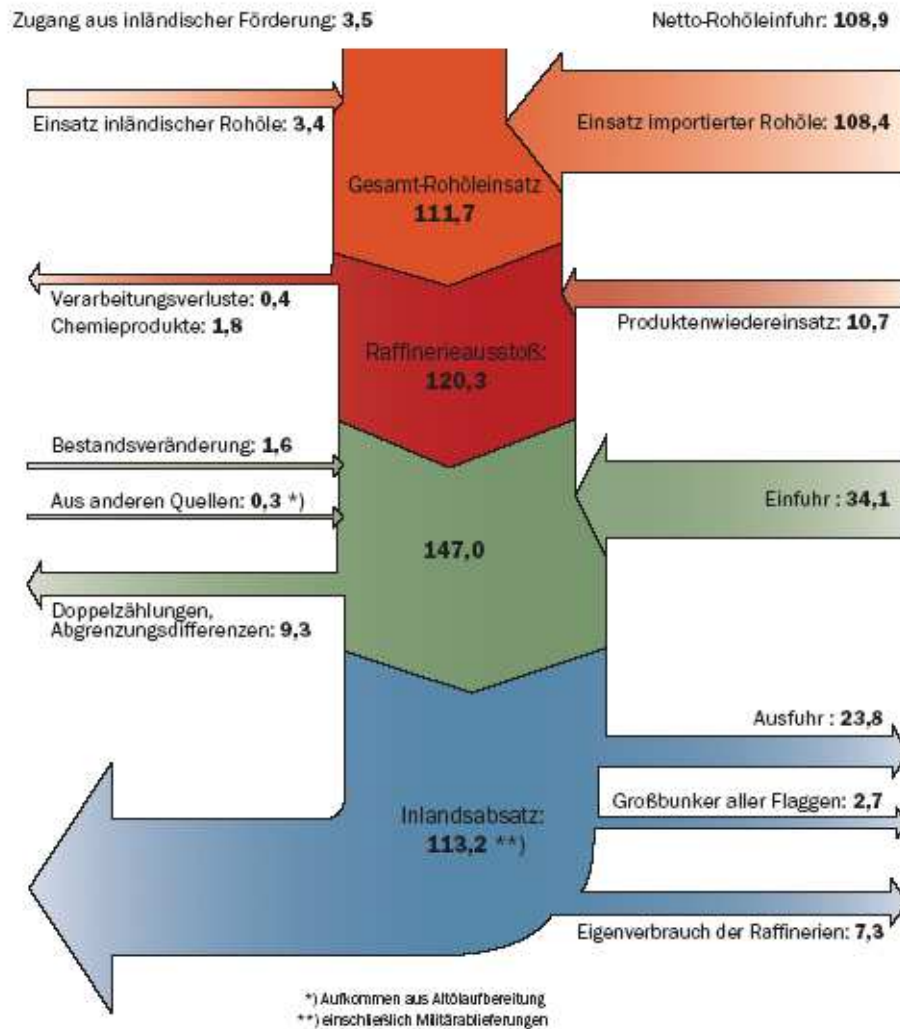
---

<sup>31</sup>so entstanden die großen Konzerne wie z.B. ExxonMobil, BP-Amoco-Arco, TotalFinaElf,...

<sup>32</sup>bei diesen Unternehmen muss noch zwischen Brokern und Händlern mit physischer Warenhaltung unterschieden werden



Abbildung 14: Mineralöl-Bilanz 2004 (in Mio. t)



Quelle : [34], MWV

Deutsche Rohölvorkommen spielen bei der Bilanz kaum eine Rolle. Die Förderung in Deutschland findet vor allem im norddeutschen Raum statt<sup>33</sup>. Das geförderte bzw. importierte Rohöl wird durch Pipelines zur Weiterverarbeitung in die Raffinerien befördert. Deutschland hatte im Jahr 1999 2966 km Pipelines, wovon 2370 km Rohölpipelines und 596 km Produktpipelines waren<sup>34</sup>. Die bedeutendsten Anlandehäfen für Rohöl sind Wilhelmshafen mit deutlichem Abstand vor Hamburg und Brunsbüttel. Die derzeit für Deutschland wichtigsten Erdölherkunftsländer sind Russland, Norwegen, Großbritannien

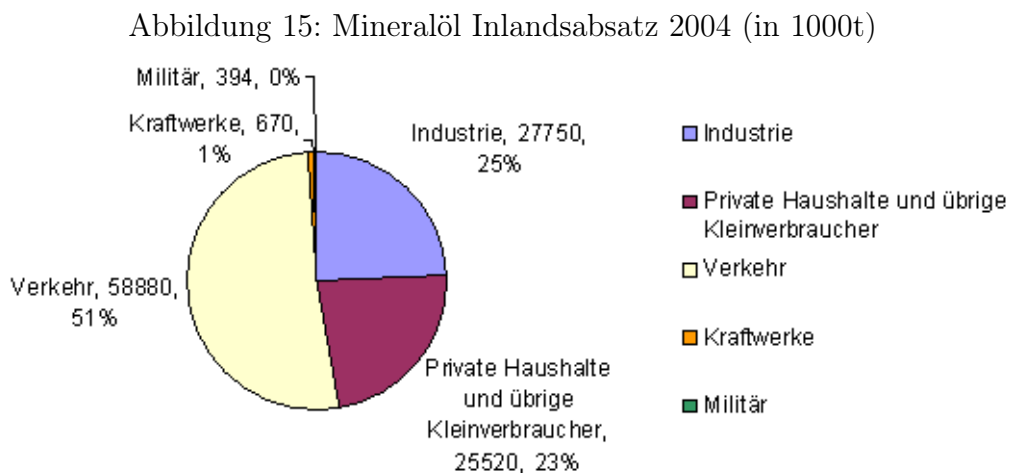
<sup>33</sup>einzigste deutsche Ölbohrplattform - Mittelplate - trägt zu mehr als 50% der inländischen Förderung bei

<sup>34</sup>mehr Informationen zur Pipelineversorgung finden sich bei [36], MWV

und Libyen (zu genauen Zahlen der letzten Jahre siehe [11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit). In Deutschland gibt es derzeit 15 Raffinerien ( siehe Tabelle 6 S. 135). Der gesamte Rohöleinsatz in den Raffinerien betrug im Jahr 2004 111726 kt (vgl. [34], MWV). Aus diesem Einsatz entstanden folgende Mengen an Hauptprodukten der Raffinierung (in 1000t)<sup>35</sup>.

- Ottokraftstoff                    24702
- Dieselkraftstoff                32118
- Heizöl (leicht)                 17267
- Heizöl schwer                 12293

Die Aufteilung des Mineralöls auf die Sektoren zeigt Abbildung 15. Hierbei ist ersichtlich, dass der Verkehrssektor mit großem Abstand am meisten Mineralöl verbraucht.



Quelle : nach Daten aus ([41], Schiffer)

Zahlenmaterial zu den Ursprungsländern der Rohöleinfuhr nach Deutschland, den Importen und Exporten von Mineralölprodukten, den Tanklagerkapazitäten, den Roh- und Mineralölimportpreisen, sowie Anmerkungen zu Steuern und Energieverbräuchen finden sich bei Veröffentlichungen des MWV (siehe z.B. [34], MWV).

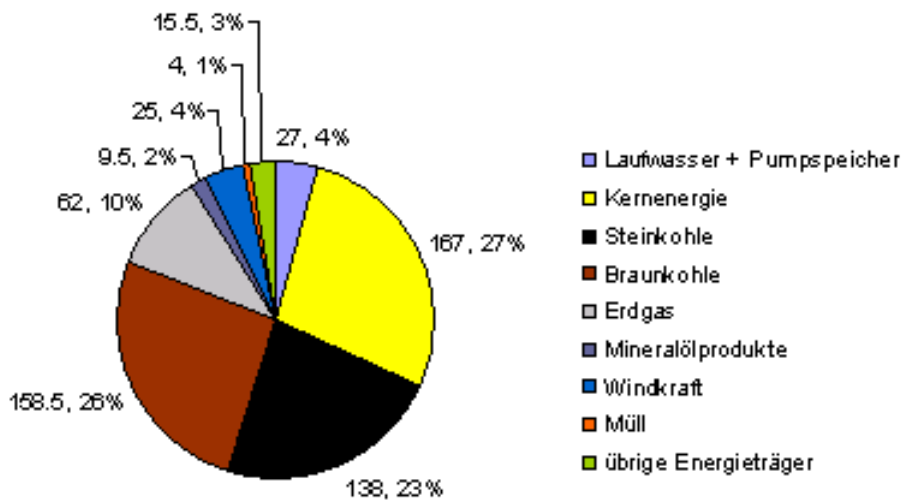
<sup>35</sup>für weiteres Zahlenmaterial zu den Raffinerieausstattungen und Raffinerieprodukten siehe [34], MWV als auch [35], MWV

## 4. Der Stromsektor

### 4.1. Entwicklung der Stromnachfrage

Die Stromproduktion in Deutschland betrug im Jahr 2005 ca. 619TWh. Es wird mit einem leicht steigenden Stromverbrauch in den nächsten Jahren gerechnet. Die Anteile der Energieträger an der derzeitigen Stromgestehung sind in etwa die folgenden.

Abbildung 16: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung (  $10^6$  MWh, Jahr 2004)



Quelle : nach Daten aus ([45], Ufer)

Hier wird deutlich, dass die konventionellen Rohstoffe den Großteil der Elektrizitätserzeugung leisten. Die regenerativen Energieträger spielen im Moment noch keine überragende Rolle. Ihr Einfluss wird auf Grund des  $CO_2$  Einsparungsziels<sup>36</sup> in den nächsten Jahren steigen müssen.

<sup>36</sup>Deutschland hatte sich verpflichtet 2005 25% weniger  $CO_2$  auszustößen als dies 1990 der Fall war - dieses Einsparziel wurde für 2005 verfehlt, so das in den nächsten Jahren der Ausstoß dieses Treibhausgases weiter verringert werden wird

## 4.2. Struktur des Stromsektors

Im Gegensatz zu den meisten anderen europäischen Ländern, in denen ein monopolistischer, beziehungsweise duopolistischer Strommarkt vorherrscht, gibt es in Deutschland eine ausgeprägte Anbieterstruktur. Man unterscheidet bei den öffentlichen Stromversorgern zwischen:

- Verbundunternehmen (Übertragungsnetzbetreiber)
- Regionale Versorger
- Lokale Versorger

Von der gesamten Stromerzeugung entfallen fast 90% auf diese Versorger (daneben gibt es private Stromerzeuger, sowie die Industrie, welche zum Teil ihren eigenen Strom generieren). Derzeit gibt es in Deutschland ca. 950 Stromversorgungsunternehmen [Schiffer, S.176]. Diese Unternehmen unterscheiden sich u.a. hinsichtlich Größe, Struktur und Rechtsform. Sie agieren vor allem regional. In Abbildung 17 ist die regionale Zersplitterung der Energieversorger anschaulich dargestellt.

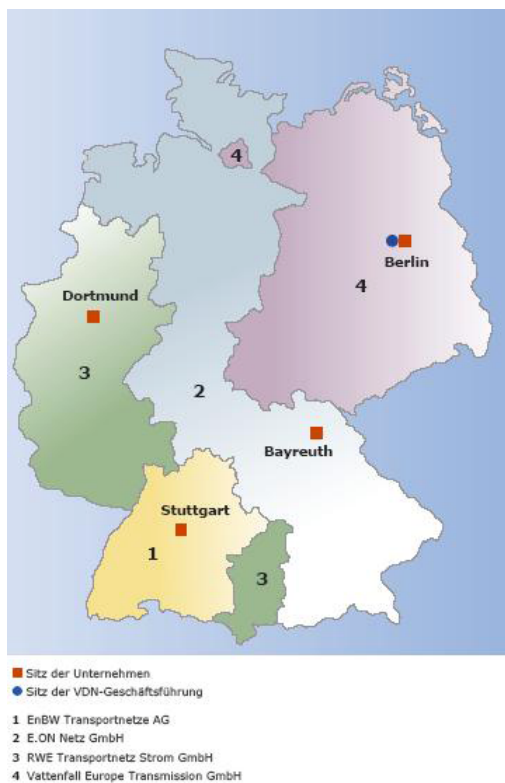
Abbildung 17: Karte der Stromnetzbetreiber



Quelle : [47], Verband der Netzbetreiber

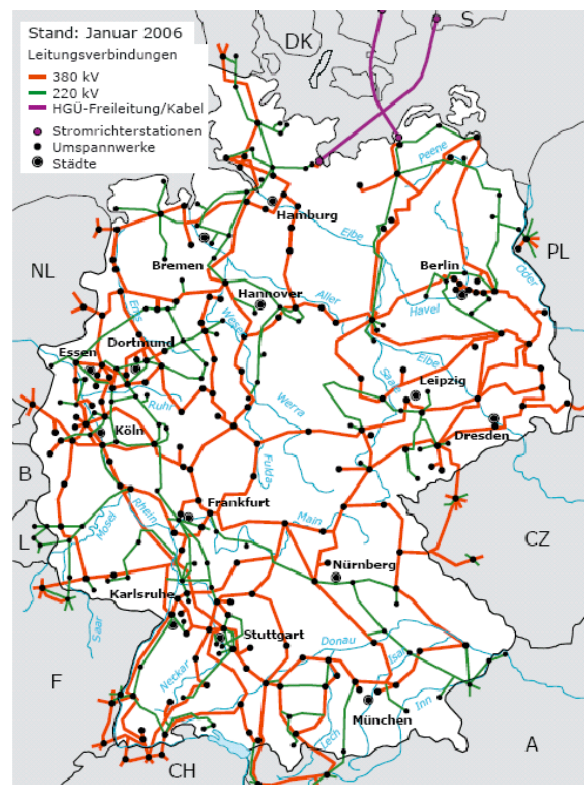
In Deutschland beherrschen vier große Übertragungsnetzbetreiber den Strommarkt. Dies sind die Vattenfall Europe AG, die EnBW AG, die E.ON AG und die RWE AG. Sie sind Eigentümer der Höchstspannungsleitungen in ihrem Netzbereich. Diese Unternehmen sind in den letzten Jahren in Folge der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes durch Fusionen entstanden (so entstand die Vattenfall Europe AG z.B. im Jahr 2002 aus dem Zusammenschluss der HEW, VEAG, Bewag und Laubag). Die regionale Verteilung des Besitzes der Höchstspannungsleitungen ist in Abbildung 18 dargestellt.

Abbildung 18: a) Regelzonen,



(a) Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

b) Höchstspannungsnetz



(b) Das deutsche Höchstspannungsnetz

Quelle : [47], Verband der Netzbetreiber

Auf der Ebene der regionalen Versorger<sup>37</sup> gibt es etwa 60 Unternehmen. Diese kaufen Strom von den überregionalen Versorgern, produzieren aber auch Strom mit eigenen Kraftwerken. Die Elektrizität wird dann an lokale Versorger, sowie auch direkt an Kunden als Letztverbraucher verkauft.

<sup>37</sup>Interessenvertretung der regionalen Energieversorger: VRE e.V.  
(Verband der regionalen Energieversorger)

Die lokalen Versorger<sup>38</sup> agieren größtmäßig auf der Gemeindegebietsebene. Vorrangig nehmen sie Verteileraufgaben wahr. Sie befinden sich zumeist im Besitz der Stadt (Gemeinde). Zusätzlich wird Elektrizität in eigenen Kraftwerken bzw. Blockheizkraftwerken erzeugt. Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes kam es auch vermehrt zu Fusionen bzw. zur Zusammenarbeit auf der lokalen Ebene. Um eine stabilere Kostenentwicklung zu garantieren, sind auch lokale Akteure daran interessiert, sich in Kooperation mit anderen lokalen Versorgern an Kraftwerksneubauten zu beteiligen. Die Kraftwerksleistung auf lokaler Ebene betrug im Jahr 2004 etwa 13000 MW. Davon stammen 9128 MW Leistung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ([41], Schiffer). Die Interessen der Stromversorger vertritt der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW).

### 4.3. Kraftwerke

In Deutschland sind derzeit 17 Kernkraftwerke in Betrieb<sup>39</sup>. Des Weiteren gibt es 9 große Braunkohlekraftwerke (>800MW) und 10 große Steinkohlekraftwerke (>800MW)<sup>40</sup>. Neben diesen Kraftwerken sind auch Gas- und GuD-Kraftwerke<sup>41</sup> zu finden. Nicht zu vergessen sind Windkraftanlagen, von denen bisher aber nur Onshoreanlagen von Bedeutung sind (bisher gibt es nur eine 4MW Offshoreanlage bei Emden). Weitere Kraftwerksarten spielen im Moment nur eine untergeordnete Rolle. So steht z.B. in Neustadt-Glewe das bisher einzige Geothermiekraftwerk<sup>42</sup> in welchem neben Wärme auch Strom produziert wird. Insgesamt standen im Jahr 2004 zur Stromerzeugung 130000 MW Nettoleistung zur Verfügung, wobei 78% auf die Kraftwerke der Elektrizitätserzeuger zurückgehen ([41], Schiffer).

---

<sup>38</sup>lokale Versorger: größte Interessenvertretung ist die VKU e.V. (Verband kommunaler Unternehmen)

<sup>39</sup>im Anhang S. 136 ist eine Liste der deutschen Kernkraftwerke zu finden

<sup>40</sup>im Anhang S. 138 ist eine Liste der deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerke zu finden

<sup>41</sup>GuD - steht für Gas und Dampf

<sup>42</sup>Informationen zu diesem Kraftwerk sind unter folgender Internetadresse zu finden  
<http://www.erdwaermekraft.de/>

Bei den Kraftwerken wird unterschieden zwischen:

- Grundleistungskraftwerke
- Mittelleistungskraftwerke
- Spitzenleistungskraftwerke

*„Dabei stellt die Grundleistung den Teil der gesamten Netto-Engpassleistung eines Kraftwerksparks dar, der - von der technischen Auslegung (Investitionsplanung) her und/oder im Hinblick auf die aktuelle Relation der Brennstoffwärmepreise - auf Grund seiner Kostenstruktur (insbesondere niedrige Arbeitskosten) zur Erzielung des Kostenminimums eine möglichst hohe Einsatzpriorität erhält“ ([41], Schiffer)*

Daraus ergibt sich eine hohe Auslastung der Grundlastkraftwerke. Zu diesem Typ zählen vor allem die Braunkohle- und die Kernkraftwerke. Mittelleistungskraftwerken wird eine mittlere Priorität hinsichtlich ihrer Kostenstruktur zugewiesen. Diese Kraftwerke sind auf wechselnde Leistung mit täglichem An- und Abfahren ausgelegt. Die Spitzenleistungskraftwerke decken die benötigten Strombedarfsspitzen ab. Sie sind also auf schnellste Leistungsänderung innerhalb eines Tages ausgelegt. Mittelleistungskraftwerke sind hauptsächlich Steinkohle und Gaskraftwerke, zu den Spitzenleistungskraftwerken zählen vor allem die Pumpspeicherkraftwerke. Da Sonne und Wind nicht dauerhaft verfügbar sind, können sowohl Windkraftanlagen, als auch Photovoltaikanlagen nicht in dieses Unterteilungsschema eingeordnet werden. Auf Grund der natürlichen Gegebenheiten (Winddargebot), dem Strombedarf, sowie den Einsatzbedingungen der Kraftwerke ergab sich für das Jahr 2004 die folgende durchschnittliche Ausnutzungsdauer.

Jahr	8760 Stunden
Kernenergie	7670 Stunden
Braunkohle	7230 Stunden
Steinkohle	4460 Stunden
Lauf- und Speicherwasser	4430 Stunden
Erdgas	2730 Stunden
Wind	1600 Stunden
Pumpspeicherwasser	1070 Stunden

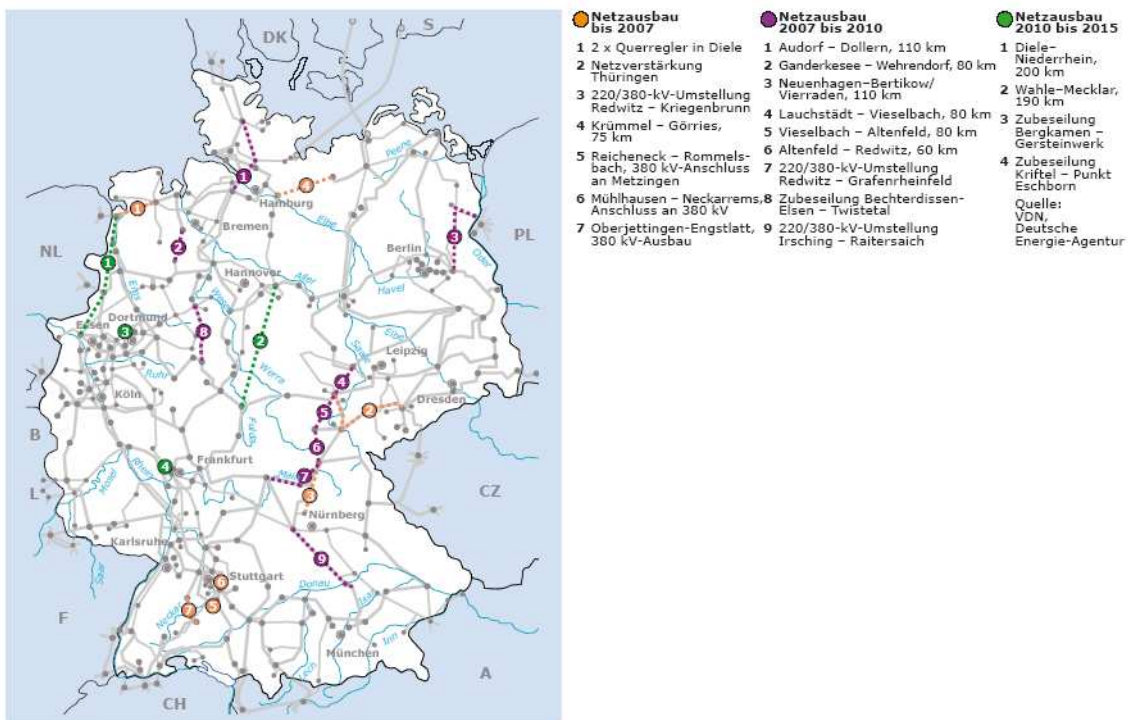
Quelle: VDEW

Anhand der Tabelle zeigt sich, weshalb von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken gesprochen wird. So werden z.B. Kernkraftwerke fast ganzjährig zur Stromerzeugung benutzt. Sie werden also zur Grundlastdeckung eingesetzt.

#### 4.4. Zukunftsaussichten im Stromsektor

Die zukünftigen Entwicklungen am Energiemarkt wurden in verschiedenen Studien untersucht (vgl. [17]). „Die verschiedenen Prognosen und Szenarien kommen zu deutlich voneinander abweichenden Ergebnissen“ ([17], Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln). Im Folgenden wird sich der Autor auf die vom BMWi<sup>43</sup> in Auftrag gegebene Prognos-Studie berufen, da diese Studie aus Sicht der Bundesregierung die am wahrscheinlichsten eintretende Situation beschreibt. Veränderungen im Stromsektor werden unter anderem durch den Ausbau des Stromnetzes begleitet. Beispielhaft ist in nachstehender Abbildung (Abbildung 19) der Leitungsausbau auf der Höchstspannungsebene bis ins Jahre 2015 zu sehen.

Abbildung 19: Stromnetzausbau bis 2015



Quelle : [47], Verband der Netzbetreiber

Aus der Darstellung lässt sich entnehmen, dass vor allem ein Ausbau in der Nord-Süd-

<sup>43</sup>BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft



Achse erfolgen wird. Dies wird auch deshalb nötig, um einer in Zukunft noch weiter ausgebauten Windenergienutzung Rechnung zu tragen. Da es mit verstärktem Windenergieausbau im dünner besiedeltem Norden vermehrt zu Energieüberschüssen im Stromnetz kommen wird, müssen diese schnell in den Süden weitergeleitet werden können. Der Primärenergieverbrauch (PEV) wird langfristig abnehmen. So wird der Verbrauch bis 2010 annähernd stabil bleiben und dann bis zum Jahr 2020 um 9% (im vgl. zu 2002) sinken. Die Anteile der Energieträger zur Stromgestehung werden sich deutlich ändern. Durch den kommenden Kernausstieg wird Atomkraft im Jahr 2020 nur noch 3% zur Stromgestehung beitragen. Der Anteil der Stein- und Braunkohle wird langfristig in etwa gleich bleiben. Die Anteile von Gas und erneuerbaren Energien werden steigen. So werden die erneuerbaren Energien im Jahr 2020 einen Anteil von 8,3% erreichen (vgl. [8]). Weiterhin wird damit gerechnet, dass der pro Kopf Verbrauch an Energie im Jahr 2020 um fast 10% unter dem vom Jahr 2002 liegt. Die Energieproduktivität (BIP/PEV) wird in Zukunft um durchschnittlich 2,1% steigen. Die prognostizierte Entwicklung der erneuerbaren Energien für die nächsten Jahre ist der Abbildung 20 zu entnehmen.

Abbildung 20: Kapazitätsentwicklung in der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien

	2005		2010		2015		2020	
	Leistung	Erzeugung	Leistung	Erzeugung	Leistung	Erzeugung	Leistung	Erzeugung
	[MW]	[TWh]	[MW]	[TWh]	[MW]	[TWh]	[MW]	[TWh]
Wasserkraft	4.660	21,5	4.858	22,7	5.089	23,8	5.237	24,5
Wind	18.428	26,5	24.100	41,4	28.600	56,9	35.600	81,8
Photovoltaik	1.458	1,0	4.136	3,4	7.070	6,3	9.973	9,3
Biomasse	2.400	13,1	2.636	17,4	3.548	23,7	4.493	30,1
Geothermie	0,2	0,0002	55	0,3	230	1,5	530	3,5
Import	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	535	2,3
<b>Summe</b>	<b>26.946</b>	<b>62,1</b>	<b>35.785</b>	<b>85,2</b>	<b>44.537</b>	<b>112,1</b>	<b>56.368</b>	<b>151,4</b>

Quelle : [8], Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
( S.51)

Im Statusbericht für den Energiegipfel 2006 (vgl. [8]) findet sich eine Tabelle über die geplanten zukünftigen Kapazitäten (>20MW) im konventionellen Kraftwerksbereich. Generell müssen bis zum Jahr 2020 ca. 40000MW Kraftwerkskapazität aus Altersgründen bzw. wegen des Atomausstiegs ersetzt werden (dies entspricht ca. 1/3 der heutigen Kraftwerkskapazität)<sup>44</sup>. Das Jahr der Inbetriebnahme steht für einige Kraftwerke noch

<sup>44</sup>Quelle: Rede (Pressekonferenz zum Wegweiser Nachhaltigkeit) des Umweltministers Jürgen Trittin (10.08.2005 - Berlin)

nicht fest. Bei anderen Technologien zur Stromerzeugung ist die zukünftige Kapazitätsentwicklung noch schwerer abzuschätzen. So sind einige Offshore Windparks noch im Genehmigungsverfahren. Andere sind prinzipiell genehmigt. Trotzdem ist nicht klar, ob eine schnelle Realisierung stattfindet. Die Geothermie ist ausbaufähig, besonders in der norddeutschen Tiefebene und im Oberrheingraben. Derzeit werden günstige Standorte für Geothermiekraftwerke gesucht. Geothermie ist grundlastfähig, jedoch sind die Stromgestehungskosten im Moment nicht konkurrenzfähig. Somit hängt die weitere Entwicklung der Geothermie von der Geschwindigkeit des Lernens im Geothermiebereich ab. Kernfusion wird in den nächsten Jahren keine Rolle spielen. Es wird damit gerechnet, dass frühestens im Jahr 2050 das erste kommerzielle Kernfusionskraftwerk ans Netz gehen könnte. Aufgrund der vorgeschriebenen  $CO_2$  - Einsparung wird es in Zukunft konventionelle Kraftwerke mit  $CO_2$  Sequestrierung<sup>45</sup> geben. Zur Sequestrierung gibt es verschiedene Verfahren (Oxyfuel Verfahren, pre-combustion capture, post-combustion capture). RWE plant, bis 2014 das erste Kraftwerk mit  $CO_2$  Abtrennung gebaut zu haben.

---

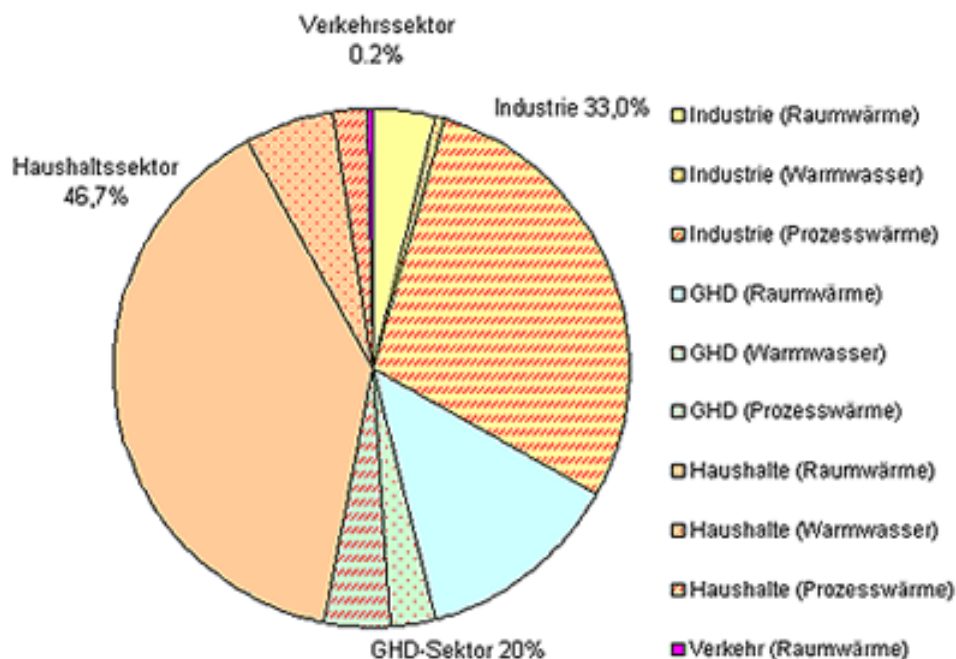
<sup>45</sup>Sequestrierung: Absonderung

## 5. Wärmesektor

### 5.1. Entwicklung der Wärmenachfrage

Insgesamt wurden im Jahre 2004  $1516,48 \cdot 10^6 \text{MWh}$  ( $186,3 \text{ Mio t SKE}$ ) Energie zur Wärmeerzeugung aufgebracht ([46], Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.). In Abbildung 21 ist der prozentuale Energieverbrauch zur Wärmeerzeugung in den einzelnen Sektoren dargestellt. Wärme wird als Raumwärme, als Prozesswärme und zur Warmwasserbereitung benötigt. Der Haushaltssektor bezieht dabei fast 50% der bereitgestellten Wärmeenergie. Im Verkehrssektor spielt Wärmeenergie kaum eine Rolle. Die Industrie verbraucht ein Drittel der Energie, welche zur Wärmeerzeugung benutzt wird, wobei ein Großteil als Prozesswärme verwertet wird. Da später im Modell der Industriesektor nicht speziell Wärme nachfragt, sondern nur einen generellen Energiebedarf hat, wird hierauf nicht weiter eingegangen.

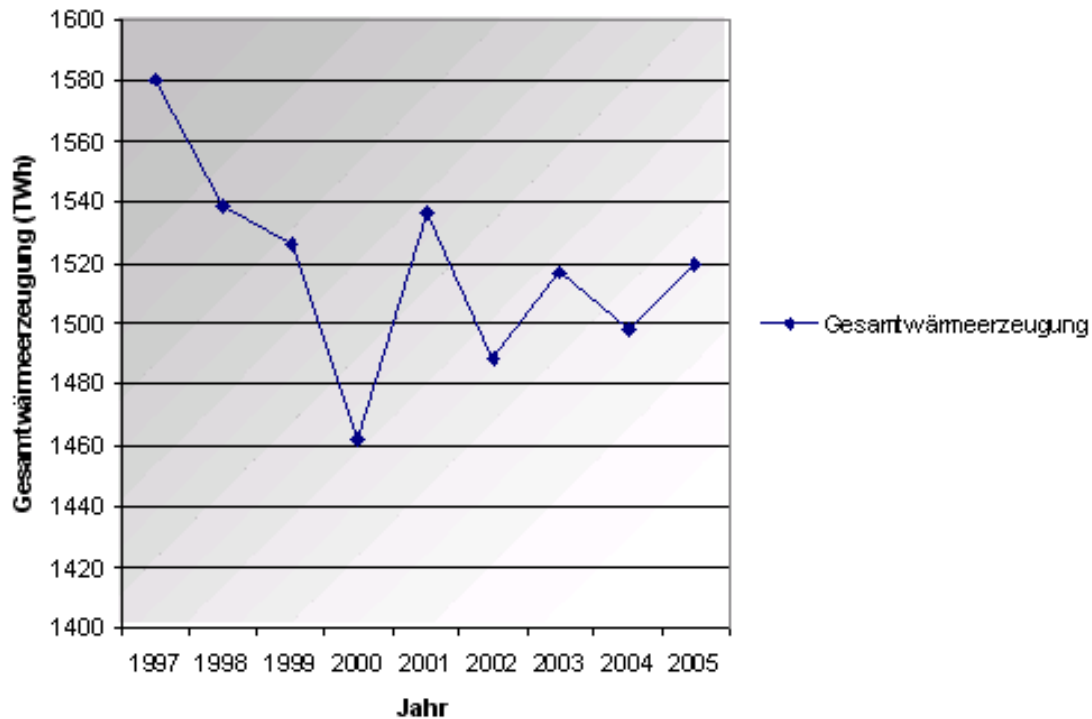
Abbildung 21: Wärmeverbrauch der Sektoren (2004)



Quelle : [46], Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.

Bei einer Betrachtung der Entwicklung der Wärmenachfrage fällt auf, dass diese Schwankungen unterliegt. Der Großteil der Schwankungen, kann wie in einem früheren Teil der Arbeit schon erwähnt auf die unterschiedliche Anzahl der Heiztage im Jahr zurückgeführt werden. Die Abbildung 22 veranschaulicht den unterschiedlichen Wärmeenergieverbrauch.

Abbildung 22: Gesamtwärmeerzeugung in Deutschland



Quelle : berechnet nach ([18], Erneuerbare-Energien)

Im Hinblick auf die Raumwärmeerzeugung ist die Heizenergienachfrage von der gegebenen Gebäudestruktur abhängig. Mit Hilfe von Sanierungen kann der Wärmeverlust von Gebäuden eingedämmt werden. Damit einhergehend sinkt die Nachfrage nach Brennstoffen. Im Modell werden Sanierungsmaßnahmen nur für den Haushaltssektor beachtet. Der Bedarf an Wärme ist in erster Linie von der Größe der zu beheizenden Wohnfläche abhängig. Die Wohnflächengröße hat sich von 2840 Millionen  $m^2$  (1992) auf 3315 Millionen  $m^2$  (2002) erhöht ([11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit). Dies ist zum Teil auch auf die sich verändernden Sozialstrukturen zurückzuführen. So hat sich z.B. der Anteil der Singlehaushalte in den letzten Jahren stetig vergrößert. Dieser Trend wird wahrscheinlich auch weiterhin anhalten.

## 5.2. Struktur des Wärmesektors

Die Wärmeversorgung kann durch Fernwärme<sup>46</sup> bzw. Nahwärme<sup>47</sup> bereitgestellt werden. Daneben wird Wärme noch am Ort des Verbrauches produziert. Fernwärme wird vor allem durch Kraftwärmekopplungsanlagen produziert. Solche Kraftwerke laufen zum größten Teil auf Erdgas- bzw. Steinkohlebasis. Daneben speisen auch Geothermieheizwerke ihre Wärme in bestehende Fernwärmenetze. In näherer Umgebung zum Verbraucher produzieren Blockheizkraftwerke Wärme mittels Kraft-Wärmekopplung. Auf der anderen Seite wird Wärme direkt beim Verbraucher erzeugt. Dies erfolgt zum größten Teil durch Heiz- bzw. Brennwertheizkessel. Die Modellierung der Wärmeversorgung wird in einem späteren Kapitel beschrieben. Der Anteil der Fernwärme im Haushaltssektor machte im Jahr 2004 ca. 7,2% der Raumwärmeerzeugung aus ([46], Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.). Zur Wärmeerzeugung wird in allen Sektoren vor allem Erdgas verwendet, gefolgt vom Mineralöl. Strom und Kohle werden nur wenig für die Beheizung genutzt.

## 5.3. Zukunftsaussichten im Wärmesektor

Im Bereich der Wärmeversorgung wird in Zukunft wohl die größte Energieeinsparung vollzogen und zwar hauptsächlich im Bereich der Raumwärmeerzeugung. Die zu beheizenden Flächen werden in Zukunft zunehmen, was generell zu einem wachsenden Energieverbrauch führen würde. Dieser Effekt wird allerdings durch Energieeinsparung auf Grund vollzogener Sanierungsmaßnahmen überkompensiert werden. Die Fernwärme wird wohl auch in Zukunft eine Rolle spielen, da der politische Wille zur Förderung der Kraftwärmekopplung zu erkennen ist. So wurden in den letzten Jahren mehrere Gesetze in diesem Zusammenhang verabschiedet (z.B. das Gesetz zur Erhaltung, Modernisierung und Ausbau der KWK vom Mai 2002). Der durchschnittliche Wärmeverbrauch eines Hauses liegt derzeit etwa bei  $160\text{kWh}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ . Ein Passivhaus<sup>48</sup> hingegen benötigt etwa  $15\text{kWh}/\text{m}^2\cdot\text{a}$  ([21], Feist). Dieser Fakt unterstreicht die enormen Energieeinsparpotentiale des Wohnsektors für die Zukunft. Die im Moment wenig verbreiteten Heiztechnologien wie Solarthermie, Wärmepumpen oder Pelletheizungen werden in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen. Diese Technologien werden aber zum Großteil weiter

---

<sup>46</sup>unter Fernwärme wird der Transport von thermischer Energie vom Erzeuger zum Verbraucher verstanden (Transportmedium: Wasser bzw. Wasserdampf)

<sup>47</sup>Übertragung von Wärme zwischen Gebäuden, wobei die Übertragungsdistanz im Vergleich zur Fernwärme nur über verhältnismäßig kurze Strecken geht

<sup>48</sup>Passivhaus: Haus welches über einen geringen Wärmeenergieverbrauch definiert ist.

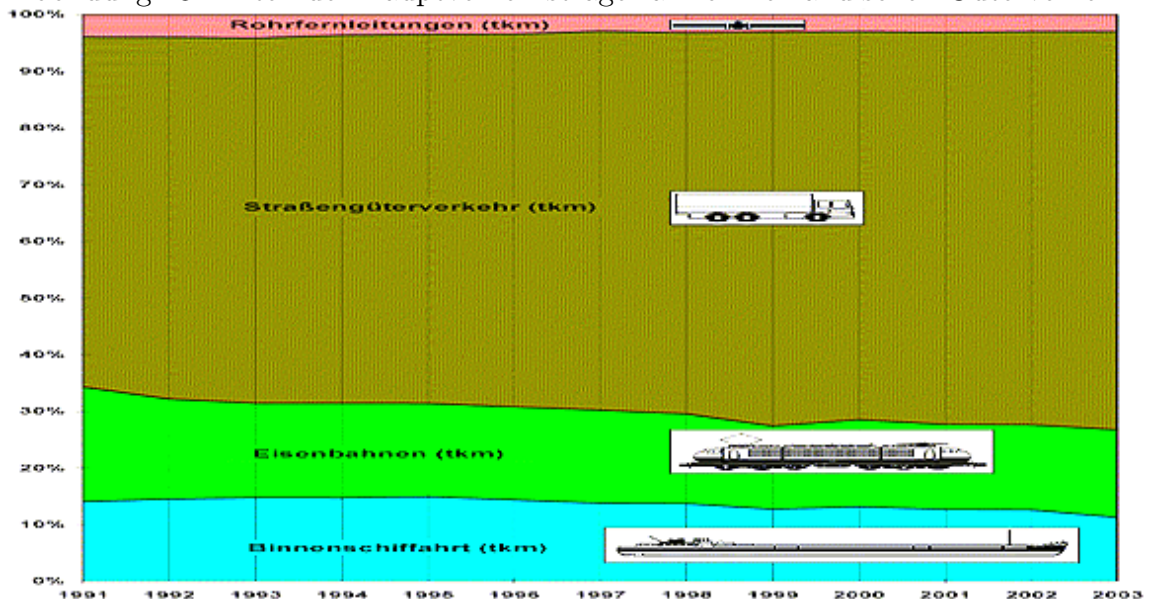
Nischenlösungen bleiben. Der dominierende Brennstoff wird weiterhin das Erdgas sein.

## 6. Deutschlands Verkehrssektor

### 6.1. Struktur des Verkehrssektors

Mineralöl macht den größten Teil am Primärenergieverbrauch aus. Der überwiegende Anteil des Mineralöls wird dabei in Form von Diesel und Benzin im Verkehrssektor benötigt. Hieran lässt sich die Bedeutung des Verkehrssektors für den Energieverbrauch erkennen. Von besonderer Bedeutung sind hier der Fahrzeugverkehr, der Schienenverkehr, die Binnenschifffahrt und der Flugverkehr. Nähere Informationen zu diesen Teilgebieten des Verkehrssektors werden in den folgenden Unterabschnitten gegeben. Die Seeschifffahrt hat für die Modellierung der Energiestruktur in Deutschland keine Bedeutung<sup>49</sup> und wird deshalb nicht weiter beschrieben. Es sollte jedoch beachtet werden, dass der Weltseehandel in den letzten Jahren stetig anstieg. Insofern spielt die Güterversorgung via Seetransport eine immer wichtigere Rolle (dies wird in Zukunft auch für den Flüssiggastankertransport gelten). Abbildung 23 zeigt die Verkehrsleistung im Güterbereich.

Abbildung 23: Anteil der Hauptverkehrsträger am binnenländischen Güterverkehr



Quelle : [49], Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes

<sup>49</sup>für die Modellierung werden nur Energieflüsse im Inland betrachtet (internationaler Seegüterverkehr wird im Modell nicht abgebildet)

## 6.2. Fahrzeugverkehr

Aktuelle Zahlen zum Fahrzeugbestand in Deutschland lassen sich vom Kraftfahrzeugbundesamt beziehen. Derzeit sind in Deutschland mehr als 46 Millionen PKWs zugelassen (davon fahren mehr als 36 Millionen Autos mit Benzin und der Rest fast ausschließlich mit Diesel). 2005 wurden nur etwas mehr als 10000 Autos in Deutschland mit Gas betrieben. Neben den PKWs gibt es derzeit ca. 2.5 Millionen LKWs und über 80000 Busse. Aufgrund der steigenden Ölpreise und des wachsenden Umweltbewusstseins gibt es ein Interesse an alternativen Kraftstoffen. Jedoch ist derzeit nicht klar, welche Alternativen sich durchsetzen werden. Ein Großteil der Ideen steckt noch in den Kinderschuhen. In diesem Zusammenhang sind viele Fragen zu klären, so auch solche, welche die Sicherheit oder das Verteilungssystem betreffen. Als Beispiel sei hier die Brennstoffzelle genannt. Diese könnte auf Wasserstoffbasis betrieben werden. Hierbei wäre die Frage zu klären, wie Wasserstoff gewonnen wird (heutzutage zumeist aus Erdgas durch Oxidationsreaktion). Die Herstellung durch Elektrolyse ist großtechnisch zu energieintensiv und die biologische Herstellung (z.B. durch Algen oder Bakterien) ist im großen Maßstab noch lange nicht möglich<sup>50</sup>. Die zweite Frage würde der Verteilung gelten (Pipelines oder Transporter, Errichtung von Tankstellennetzen). Es tritt dabei das Problem auf, Investoren für solche risikoreiche und kostspielige Projekte zu finden. Gemeint sind hiermit die Automobil- und die Mineralölindustrie. Kunden würden sich erst mit Wasserstoff betriebene Autos kaufen, wenn es ein ausreichend dichtes Netz an Wasserstofftankstellen gibt. Auf der anderen Seite würden Tankstellenbetreiber erst Wasserstoff anbieten, wenn es genügend Abnehmer gibt. Aufgrund der vielfältigen ungeklärten Fragen setzen sich alternative Kraftstoffe nur sehr langsam durch. Momentan sieht es so aus, als ob Erdgas seinen Anteil am Kraftstoffmarkt ausbauen kann. Eine Ursache dafür ist, dass Erdgas die nächsten Jahre noch steuerbefreit ist. Des Weiteren werden Biokraftstoffe und die Hybridtechnologie<sup>51</sup> in Zukunft wohl eine größere Rolle als bisher spielen. Anstelle von Treibstoffsubstitution tendiert die Industrie derzeit eher dazu, Treibstoff einzusparen.

## 6.3. Binnenschifffahrt

Die Gesamtlänge der deutschen Binnenwasserstraßen beträgt 7354 *km* ([50], Wasser und Schifffahrtsverwaltung des Bundes), davon können 6545 *km* für die Binnenschifffahrt ge-

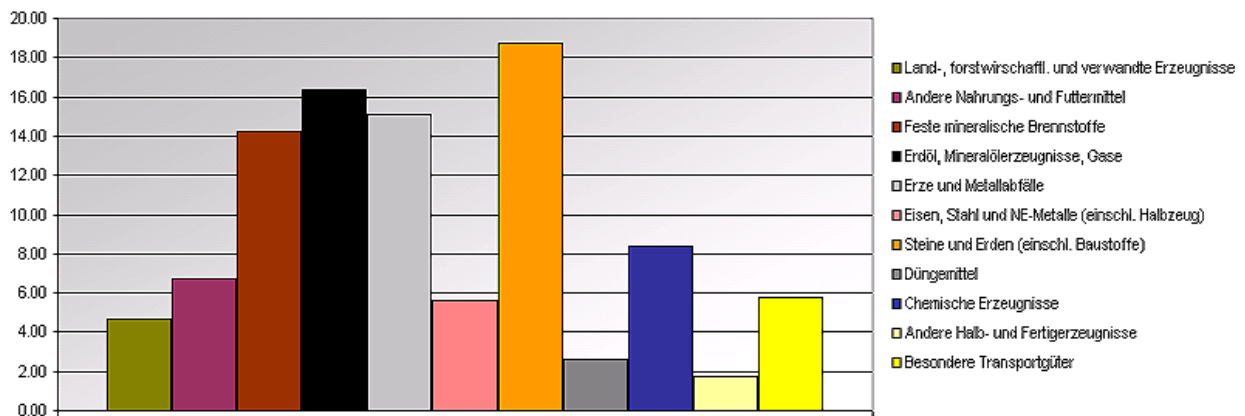
---

<sup>50</sup>Wasserstofferzeugung wird daher im Modell nur durch einen Oxidationsprozess unterstützt

<sup>51</sup>Hybridautos: können mit Benzin und Strom fahren (Beim Fahren mit Benzin wird eine Batterie aufgeladen, auf die später umgeschaltet werden kann)

nutzt werden (dies entspricht 90% der deutschen Schifffahrtswasserstraßen<sup>52</sup>). Von diesen Binnenwasserstraßen sind 1613 km Kanalstrecke. Die Binnenschifffahrt ist besonders gut für den Transport von Massengütern (z.B. Erz, Steine, . . .) geeignet. Außerdem sind viele Großstädte gut über Flüsse und Kanäle erreichbar (vor allem im Ruhrgebiet). Im Osten Deutschlands hat die Binnenschifffahrt keine große Bedeutung. Insgesamt liegt die Fernverkehrsleistung der Binnenschifffahrt unter den Verkehrsträgern bei rund 20%. Die Aufteilung der transportierten Güter für das Jahr 2005 kann Abbildung 24 entnommen werden.

Abbildung 24: Anteil der Güter am Binnenschifffahrtsgesamtverkehr (Jahr 2005)



Quelle : nach ([5], Bundesamt für Güterverkehr)

Insgesamt gliedert sich der Transport im Jahr 2005 folgendermaßen auf:

- Gesamttransport 236765000 t
- innerdeutscher Transport 56662000 t
- grenzüberschreitender Transport (Empfang) 103182000 t
- grenzüberschreitender Transport (Versand) 53360000 t

Quelle: Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes

Derzeit (Stand 31.12.2005) gibt es ca. 4800 Binnenschiffe in Deutschland. Hierzu zählen unter anderem Frachtmotorschiffe, Schleppkähne und Schubleichter. Wenn man sich die Entwicklung des Bestandes der Binnenschiffe seit den siebziger Jahren anschaut, ist ersichtlich, dass die Schiffszahlen mehr oder weniger kontinuierlich sinken. Allerdings entwickelt sich dies sehr unterschiedlich bei den verschiedenen Schiffstypen.

<sup>52</sup>die wichtigsten deutschen Binnenschifffahrtswasserstraßen finden man unter [www.elwis.de](http://www.elwis.de)



## 6.4. Bahnverkehr

Beim Personenverkehr betrug die Verkehrsleistung 1997 ca. 74 Mrd. Pkm<sup>53</sup>. Es wird geschätzt, dass im Jahr 2015 die Verkehrsleistung der Bahn im Personenverkehr auf 98 Mrd. Pkm steigen wird. Das entspricht einem Zuwachs von 32%, wobei davon ausgegangen wird, dass die Gesamtverkehrsleistung im Personenbereich um 20% steigen wird (vgl. [10], Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen). Im Güterverkehr betrug die Verkehrsleistung der Bahn 1997 73 Mrd. tkm<sup>54</sup> (19,7%). Im Jahr 2015 werden es nach Schätzungen 148 Mrd. tkm sein (24,3%). Im Fernverkehr werden fast 100% der Fahrgäste durch die Bundesbahn befördert, im Regionalverkehr sind es etwas weniger. In Zukunft werden vor allem im regionalen Bereich verstärkt auch andere Anbieter auftreten. Es ist aber davon auszugehen, dass im regionalen Bereich der Busverkehr vermehrt zur Bahnkonkurrenz wird. Die Bahn wird sich mehr auf die Magistralen und Ballungsgebiete konzentrieren (vgl. [30], Institut für Mobilitätsstudien). Die deutsche Bahn hat derzeit etwa 358 Züge im Fernverkehr und 1051 Züge im Regionalverkehr (vgl. [13], Deutsche Bahn AG) im Einsatz. Darüber hinaus dürfte es noch etwa 50 weitere Züge anderer Unternehmen geben (da andere Unternehmen ca. 5% des regionalen Personenverkehrs abdecken (vgl. Mobilitätsstudie).

## 6.5. Flugverkehr

In Deutschland wurden im Jahr 2005 mehr als 2,8 Millionen Flugzeuge durch Fluglotsen begleitet. Rund 420000 Flüge davon waren Inlandsflüge. Es wurden fast 90000 militärische Flüge gezählt. In der Statistik wird zwischen Ein- und Ausflügen, Überflügen und Inlandsflügen unterschieden. Die größte Gruppe der Flüge in Deutschland stellen die Ein- und Ausflüge dar. 1/3 der Flüge waren reine Überflüge. Der Flugverkehr über Deutschland nahm im Jahr 2005 im Vergleich zu 2004 über 5% zu, jedoch nahmen die reinen Inlandsflüge im Vergleich zum Vorjahr ab (vgl. [14], Deutsche Flugsicherung). Für die Modellierung sind lediglich die Inlandsflüge interessant. Eine Karte, welche die innerdeutschen Flughäfen zeigt, befindet sich im Anhang (siehe Abb. 92, S. 140).

## 6.6. Zukunftsaussichten im Verkehrssektor

Als Treibstoffe spielen im Verkehrssektor vor allem Benzin und Diesel eine Rolle. Im Flugverkehr wird Kerosin verwendet. Neben diesen Treibstoffen gibt es noch etliche

---

<sup>53</sup>Pkm: Personenkilometer

<sup>54</sup>tkm : Tonnenkilometer

weitere (Wasserstoff, Ethanol, Rapsmethylester, usw.), jedoch sind diese derzeit mengenmäßig unbedeutend. Eine von Esso angefertigte Studie (vgl. [20], Exxon Mobil) geht davon aus, dass bis 2020 der Anteil des Diesels und des Kerosins am Kraftstoffmarkt steigen werden, wohingegen der Anteil des Benzins sinken wird. Andere Treibstoffe kommen aufgrund ihrer geringen Bedeutung in der Studie nicht vor. Esso geht davon aus, dass bis 2020 der Mineralölverbrauch stetig sinken wird. Dies wird zurückgeführt auf die verbesserte Effizienz von Motoren als auch des Transportes (so wird mit weniger Leerfahrten im Transportwesen gerechnet). Die absolute Transportleistung im Güter- und Personenverkehr wird dennoch in Zukunft zunehmen ([30], Institut für Mobilitätsstudien).

## 7. Modell - lineare Optimierung

### 7.1. Modellbegriff

„Modell: eigentlich Nachbildung oder Entwurf von Gegenständen aller Art in zum Teil verkleinertem Maßstab. In der Naturwissenschaft soll das Modell die wesentlichen Eigenschaften des Vorbildes ausdrücken, nebensächliche außer acht lassen, um durch diese Vereinfachung zu einem übersehbaren Gedankengang oder zu einem mathematisch berechenbaren oder zu experimentellen Untersuchungen geeigneten Gegenstand zu kommen. Das Modell ist eine vereinfachende Abbildung der Realität, das durch Setzen von Annahmen (Prämissen) entwickelt wird. Es dient als Hilfe zur Beschreibung über reale Systeme. Das Modell muss stets im Kontext und der damit verbundenen Zielsetzung betrachtet werden“([4], Brockhaus der Naturwissenschaften und Technik).

Eine allgemeine Modelltheorie die weithin akzeptiert ist, wurde 1973 von Herbert Stachowiak vorgeschlagen. Der Begriff Modell zeichnet sich danach durch folgende Eigenschaften aus.

- Abbildung<sup>55</sup>
- Verkürzung<sup>56</sup>
- Pragmatismus<sup>57</sup>

### 7.2. Allgemeines zu Energiemodellen

Modelle aus dem Energiebereich lassen sich in Energie-System Modelle und Energie-Wirtschafts Modelle einteilen. Dabei modellieren Energy-System Modelle ausschließlich den Energiesektor. In diesen Modellen spielen die verschiedenen Energieformen, die Energieträger, die Energieumwandlungen, sowie die Energienutzungstechnologien eine Rolle. In Energie-Wirtschafts Modellen wird der Energiesektor oft vereinfachter dargestellt, dafür fließen aber auch Aspekte des Wirtschaftslebens in das Modell ein, welche mit dem Energiesektor verbunden sind. Die Grundlage eines solchen Modells basiert auf der

---

<sup>55</sup>Ein Modell ist Abbild/Repräsentation eines Originals

<sup>56</sup>Das Modell umfasst nicht alle Eigenschaften eines Originals, sondern nur die Eigenschaften, die der Modellentwickler bzw. der Modellnutzer für wichtig hält

<sup>57</sup>Ein Modell wird in einer bestimmter Zeit zu einem bestimmten Zweck eingesetzt - Modelle werden interpretiert

Annahme, dass die Menschen sich immer rational verhalten und es einen offen transparenten Wirtschaftsmarkt gibt. Des Weiteren können Modelle hinsichtlich ihrer Ausgestaltung in *TOP-DOWN* und *BOTTOM-UP* Entwürfe unterschieden werden ([33], Mäkelä). Abschließend kann zwischen Optimierungs- und Simulationsmodellen differenziert werden. Im Folgenden sind die verschiedenen derzeit vorhandenen Energiemodelle aufgeführt. Siehe dazu auch ([22], Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.)).

- **Modelle für globale Analysen**

  - DART (IfW, Kiel)

  - NEWAGE-W (IER, Universität Stuttgart)

  - PACE (ZEW, Mannheim)

- **Modelle des europäischen Strommarktes**

  - CEEM (ewi, Universität Köln)

  - PERSEUS-ICE (IIP, Universität Karlsruhe)

- **Modelle des deutschen Strommarktes**

  - WEsER (bei, Bremen/FORWIND, Oldenburg)

  - DIOGENES (ZEW, Mannheim)

- **Deutsche Energiesystemmodelle**

  - IKARUS-MARKAL (STE, Forschungszentrum Jülich)

  - TIMES-D (IER, Universität Stuttgart)

  - WMI (Wuppertal Institut)

- **Deutsche Energiewirtschaftsmodelle**

  - MAREsforte (LEE, Universität Bochum)

  - PANTA RHEI (gws, Osnabrück)

- **Weitere Szenariotechnik**

  - Cross-Impact-Matrix (TA-Akademie, Stuttgart/SOWI, Stuttgart)

### 7.3. Optimierung mit TIMES

„TIMES ist ein prozessanalytisches, dynamisches Optimierungsmodell und wurde innerhalb einer Arbeitsgruppe des *Energie Technology Systems Analysis Programmes (ETS-AP)* der *International Energy Agency (IEA)* entwickelt. TIMES selbst stellt ein allgemeines Modellschemata für Energiesysteme dar, die durch ein generisches Gleichungssystem beschrieben werden können.“([22], *Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.)*)

Auf Grund der Möglichkeit der Festlegung verschiedener spezifischer wirtschaftstechnischer Informationen (Technologien, Wirkungsgrade, Steuern,...) als auch der Wahl unterschiedlicher räumlicher bzw. zeitlicher Auflösungen, lassen sich in der Realität vorkommende Energiesysteme mit TIMES gut abbilden. Insofern kann TIMES als Modellgenerator aufgefasst werden. TIMES wurde durch die Programmierer in die Modellierungsumgebung von GAMS eingebettet. Die Modellierung mit TIMES basiert auf linearer Optimierung. Das heißt, dass sowohl in der Zielfunktion als auch in den Nebenbedingungen nur lineare Terme auftreten. Die Theorie der linearen Optimierung ist gut erforscht. Algorithmen für die Lösung linearer Probleme sind bekannt. Durch diese Algorithmen kann für jedes lineare Problem bestimmt werden, ob es eine Lösung hat oder nicht (eine gegebenenfalls vorhandene optimale Lösung wird immer gefunden). Das ist der Grund, warum die lineare Optimierung in der Praxis oft eingesetzt wird. Der Modellansatz mit TIMES kann durch folgende charakteristische Merkmale beschrieben werden:

- prozessorientierte Abbildung des Referenzenergiesystems
- beliebige Anzahl von Prozessen
- flexible Prozessmodellierung durch güter- und prozessspezifische Wirkungsgrade
- beliebige Anzahl von Perioden mit variabler Periodendauer
- beliebige unterjährige zeitliche Auflösung auf bis zu drei Zeitsegmentebenen
- Verwendung von Austauschprozessen zwischen Regionen zur Kopplung regionaler Modelle und zur Modellierung von Handelsvorgängen zwischen Regionen, wie z.B. Strom- oder  $CO_2$ -Emissionszertifikatehandel
- Differenzierung innerhalb einer Technologie durch Spezifizierung des Baujahres

- Option zur Verwendung preiselastischer Nachfragekurven
- Möglichkeit zur Formulierung stochastischer Optimierungsprobleme
- Möglichkeit zur Abbildung technologischen Fortschritts durch Lernkurven
- Option zur Modellierung des Kraftwerkszubaus in diskreten Blockgrößen
- Möglichkeit zur Verwendung energieträgerspezifischer Verfügbarkeiten
- detaillierte Darstellung von Investitions- und Stilllegungsmaßnahmen in der Zielfunktion

Die obige Aufzählung wurde der folgenden Quelle ([22], Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.)) entnommen. Im nächsten Abschnitt wird die Aufgabenstellung der Optimierung näher erläutert.

#### 7.4. Aufgabenstellung der linearen Optimierung

In der Wirtschaft findet man viele Probleme, welche als lineare Optimierungsprobleme formuliert werden können. Es handelt sich dabei um Maximierungs- bzw. Minimierungsprobleme (z.B. Maximierung der Auslastung von Maschinen oder Minimierung der Produktionskosten). Hieran erkennt man, dass die lineare Optimierung innerhalb der Optimierung eine wichtige Rolle spielt. Es wird bei diesen Problemstellungen ein Ziel verfolgt, welches es zu optimieren gilt. Dieses Ziel wird in der so genannten Zielfunktion beschrieben. Neben dieser Zielfunktion gibt es Beschränkungen (auch Nebenbedingungen oder Restriktionen genannt), welche in der Optimierung durch Ungleichungen beschrieben werden<sup>58</sup>. Ein lineares Optimierungsproblem mit linearer Zielfunktion und linearen Restriktionen wird als lineares Programm bezeichnet. Geometrisch gesprochen entsprechen lineare Gleichungen mit  $n$  Variablen Hyperebenen<sup>59</sup> im  $R^n$  (dem Bildraum bzw. Lösungsraum). Ungleichungen kann man sich als Halbräume denken. Die Halbräume beinhalten die zulässigen Lösungen für die jeweiligen Ungleichungen. Die zulässigen Lösungen des Optimierungsproblems werden also durch die Schnittmenge aller Halbräume bestimmt. Geometrisch interpretiert entspricht der Schnitt über endlich viele Halbräume einem konvexen<sup>60</sup> Polyeder. Gibt es ein Optimum, heißt das, dass die Lösungsmenge

<sup>58</sup>Gleichungen werden durch Ungleichungen ersetzt (z.B. die Bedingung  $x = 2$  würde ersetzt werden durch  $x \leq 2$  und  $x \geq 2$ )

<sup>59</sup>Hyperebene: Verallgemeinerung des Ebenenbegriffs (im  $R^n$  sind Hyperebenen  $n - 1$  dimensional)

<sup>60</sup>konvex: bedeutet, dass wenn  $x, y$  Lösungen sind dann ist auch  $z = \lambda * x + (1 - \lambda) * y$  Lösung, mit  $\lambda \in [0, 1]$

beschränkt ist und überdies der Schnitt über die Halbräume nicht der leeren Menge entspricht. Die Lösung (Optimum) befindet sich in einer Ecke (nach Eckentheorem) des geometrisch vorgestellten Polyeders. Ganz Allgemein könnte es auch unendlich viele Lösungspunkte auf dem Rand des Polyeders geben. Es reicht jedoch auch in diesem Fall aus nur die Ecken zu betrachten um zu einer optimalen Lösung zu gelangen. Im Allgemeinen ist die Lösung jedoch eindeutig.

Bei der linearen Optimierung wird im Allgemeinen folgendes Maximierungs-Problem bearbeitet (ein eventuell auftretendes Minimierungsproblem kann immer formal durch Multiplikation mit -1 in ein Maximierungsproblem überführt werden).

Zielfunktion:

$$Z = \text{Max} \left\{ \vec{c}^T \cdot \vec{x} \right\} \quad (1)$$

mit

$$\vec{c}^T = \left( c_1 \quad \dots \quad c_n \right), \quad \vec{x} = \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix}$$

unter den Nebenbedingungen

$$A \cdot \vec{x} \leq \vec{b}$$

mit

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mn} \end{pmatrix}, \quad \vec{b} = \begin{pmatrix} b_1 \\ \vdots \\ b_m \end{pmatrix} \text{ und } x_1, \dots, x_n \geq 0$$

Der Vektor  $\vec{c}$  ist der Vektor der Zielfunktionskoeffizienten. Die Koeffizienten können als Deckungsbeiträge bzw. Stückkosten interpretiert werden. Die Zahlen der Matrix A werden als technische Koeffizienten bezeichnet. Die Zielfunktionskoeffizienten wie auch die Matrix A werden genauso wie der Vektor  $\vec{b}$  vorgegeben. Der Vektor  $\vec{x}$  wird als Vektor der Strukturvariablen bezeichnet. Die Ausprägung der Strukturvariablen wird optimiert.

Dieses Problem wird das primale Problem genannt. Zu jedem primalen Problem (Primal) existiert ein eindeutig bestimmtes duales Problem (Dual). Das duale Problem ist ein Minimierungsproblem (bzw. ein Maximierungsproblem wenn das Ausgangsproblem ein

Minimierungsproblem ist), welches den gleichen Zielfunktionswert wie das primale Problem liefert. Das Dual des Duals ist wieder das Primal. Die Lösung des dualen Problems läßt sich aus wirtschaftlicher Sicht gut interpretieren. Sie beschreibt die Schattenpreise (Grenzkosten) von Gütern. Zum Simplexalgorithmus wie auch zur Dualität wäre z.B. ([26], Gohout) empfohlen. Die Schattenpreise lassen sich in einem freien Markt aus Angebot und Nachfrage als real eintretende Preise auffassen. Im Modell werden so später durch die Optimierung die Stromgestehungskosten ermittelt.

Das zum Primal zugehörige duale Problem hat die folgende Gestalt.

$$Z^* = \text{Min} \left\{ \vec{b}^T \cdot \vec{v} \right\} \quad (2)$$

unter den Nebenbedingungen  $A^T \cdot \vec{v} \geq \vec{c}$

$$\text{mit } \vec{v} = \begin{pmatrix} v_1 \\ \vdots \\ v_m \end{pmatrix} \text{ und } v_1, \dots, v_m \geq 0$$

Hierbei entsprechen die Vektoren  $\vec{b}$  und  $\vec{c}$  den Vektoren aus dem primalen Problem. Man beachte das hier diese Vektoren ihre „Rolle“ getauscht haben. So erscheint der Vektor  $\vec{b}$  in der Zielfunktion, wohingegen der Vektor  $\vec{c}$  die rechte Seite der Nebenbedingungen darstellt. Das T bei  $A^T$  steht für transponiert. Bei einer quadratischen Matrix A wäre  $A^T$  die Matrix, welche durch spiegeln der Matrix A an ihrer Hauptdiagonalen entsteht<sup>61</sup>. Lineare Optimierungsprobleme können mit dem von George Dantzig 1947 entwickelten Simplex-Verfahren gelöst werden. Ein Simplex ist die konvexe Hülle von n+1 unabhängigen Punkten  $\vec{x}_0, \dots, \vec{x}_n$  im mehrdimensionalen Raum ( $\mathbb{R}^n$ ). Der Simplex S ist also eine beschränkte Menge von Punkten, die mathematisch folgendermaßen definiert ist.

$$S := \{ \vec{x} \mid \vec{x} = \sum_{i=0}^n \lambda_i \cdot \vec{x}_i, \lambda_i \geq 0 \wedge \sum_{i=0}^n \lambda_i = 1 \}$$

Zum Finden des Optimums (optimale Ecke) wird im Simplex-Algorithmus ausgehend von einer zulässigen Lösung zu weiteren Ecken mit verbessertem Zielfunktionswert gewandert. Hierbei kann man sich die weiteren Ecken, welche zur Auswahl im nächsten Schritt in Betracht kommen, als Eckpunkte eines Simplexes vorstellen. Diese Eckpunktauswahl wird dann weitergeführt bis die optimale Ecke gefunden ist.

Mit Hilfe der Optimierung kann der Einsatz von Energieerzeugungstechnologien opti-

<sup>61</sup>das Transponieren ist wie folgt definiert:  $A = (a_{ij})_{m,n}$ ;  $A^T \stackrel{\text{Df.}}{=} (a_{ij}^T)_{n,m}$  mit  $a_{ij}^T \stackrel{\text{Df.}}{=} a_{ji}$



miert werden. Die wesentlichste Nebenbedingung ist, dass der Energieverbrauch durch die Energieerzeugung gedeckt werden muss. Daneben gibt es viele weitere Nebenbedingungen (z.B. Beschränkungen beim Abbau von Rohstoffen in Deutschland, Kraftwerkswirkungsgrade oder Lebensdauern von Technologien). Bezüglich der Modellierung würde die Energiestrukturoptimierung wie folgt aussehen. Die Zielfunktion lautet ganz allgemein.

$$Z = \text{Min} \left\{ \vec{c}^T \cdot \vec{x} \right\}$$

Sie wird in TIMES durch die Gleichung EQ\_OBJ beschrieben.

$$\begin{aligned} \text{EQ\_OBJ} = & \oplus \text{ Investitionskosten} \\ & \oplus \text{ Materialkosten (costs for sunk material)} \\ & \oplus \text{ Fixkosten} \\ & \oplus \text{ variable Kosten} \\ & \oplus \text{ Steuern} \\ & \oplus \text{ Überwachungskosten (surveillance costs)} \\ & \oplus \text{ Stilllegungskosten (decommissioning costs)} \\ & \ominus \text{ Subventionen} \\ & \ominus \text{ Energierückgewinnung (recuperation of sunk material)} \\ & \ominus \text{ Gutschrift (salvage value<sup>62</sup>)} \end{aligned}$$

Es werden die Gesamtkosten über den gesamten Modellzeitraum minimiert. Wobei generell Bedarfsnebenbedingungen erfüllt werden müssen (so muss, wie erwähnt die von der Zeit abhängige Stromnachfrage gedeckt werden). Dies kann durch folgende Gleichung beschrieben werden.

$\sum_k CAP_{k,i,t} * \eta_{k,i,t} * Verf_{k,i,t} \geq DM_{i,t}$ , wobei DM für Demand steht und  $i=1..I$  für die Anzahl der Demand Kategorien (z.B.  $i=1,2,3$  für Strom, Wärme und Treibstoff),  $k$  steht für die Anzahl der Prozesse, die die Nachfrage am gewünschten Gut decken können und CAP steht für die Kapazität dieser Prozesse. Durch  $\eta$  und Verf werden die Wirkungsgrade und Verfügbarkeiten der Prozesse beschrieben. Die zeitliche Änderung der Nachfrage kommt durch  $t$  in die Gleichung. Darüber hinaus sind im Modell noch viele weitere Nebenbedingungen durch Ungleichungen implementiert. Eine mögliche Nebenbedingung ist nachfolgend beispielhaft einmal aufgeführt.

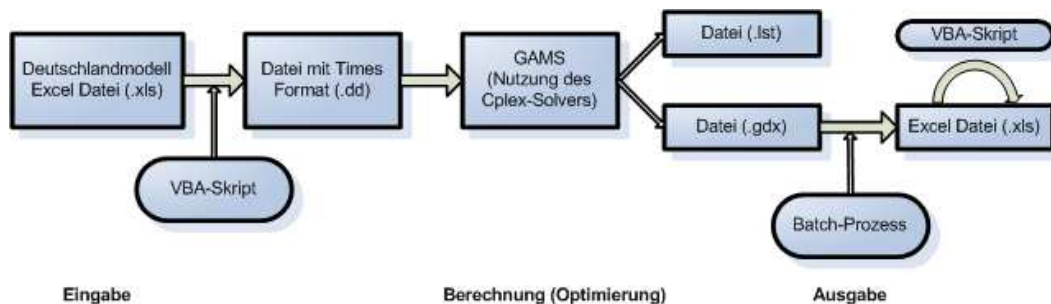
$$\sum_i TCO_{2,i,t} \leq CO_{2,t} \quad (\text{Summe über die Technologien, die } CO_2 \text{ produzieren - zum Be-}$$

<sup>62</sup>Ausgleichszahlung für Technologien, die länger als der Modellzeitraum leben

schränken des  $CO_2$  Outputs zu einem bestimmten Zeitpunkt  $t$ ). Mit Hilfe dieser Nebenbedingungen können Flüsse bzw. Kapazitäten eingeschränkt werden (so kann z.B. die Menge der importierten Steinkohle beschränkt werden oder die Kapazität der Kernkraftwerke). Neben den vom Modellierer bestimmten Ungleichungen gibt es auch Gleichungen bzw. Ungleichungen, die durch die Modellierungsumgebung selbst erzeugt werden (so muss sich z.B. die Kapazität eines Prozesses zum Zeitpunkt  $t$  aus der neu aufgebauten Kapazität und der Kapazität vergangener Zeitschritte zusammensetzen - um diese Art von Gleichungen muss sich der Modellierer also nicht kümmern).

Der Ablauf der Modellierung ist in Abbildung 25 dargestellt. Modelliert wurde zwecks Übersichtlichkeit in Excel. Prinzipiell hätte die Modellierung auch mit jedem beliebigen Editor stattfinden können. Wichtig ist, dass für das Lösen des Optimierungsproblems die Daten in einem verständlichen Format bereitgestellt werden. Hierzu werden die Daten der Exceldatei in eine Datei mit der Dateierweiterung `.dd`<sup>63</sup> geschrieben. Dafür wird ein Visual Basic Skript verwendet. Einer auszuführenden Batchdatei wird dann diese Datei (`.dd`) als Parameter übergeben. Die Lösung des Optimierungsproblems wird damit ausgelöst. Als Ergebnis der Optimierung bekommt man zwei Dateien. Die erste Datei (`.lst`)<sup>64</sup> enthält alle Gleichungen, die für die Optimierung aufgebaut wurden. Sie ist sehr hilfreich bei der Suche nach Fehlern, da die aufgebauten Gleichungen in dieser Datei überprüft werden können. Die zweite Datei (`.gdx`)<sup>65</sup> enthält die Ergebnisse der Optimierung. Mittels des Aufrufs einer weiteren Batchdatei werden Daten der `gdx`-Datei in eine Exceldatei (`.xls`) exportiert. Innerhalb dieser Exceldatei werden die Daten dann wiederum mittels VBA-Skripten ausgewertet. Die Skripte haben verschiedene Aufgaben (sie ordnen die Daten, summieren diese eventuell auf oder erstellen Diagramme).

Abbildung 25: Ablaufschema der Modellierung



<sup>63</sup>dd: steht für data dictionary file

<sup>64</sup>lst: listening file

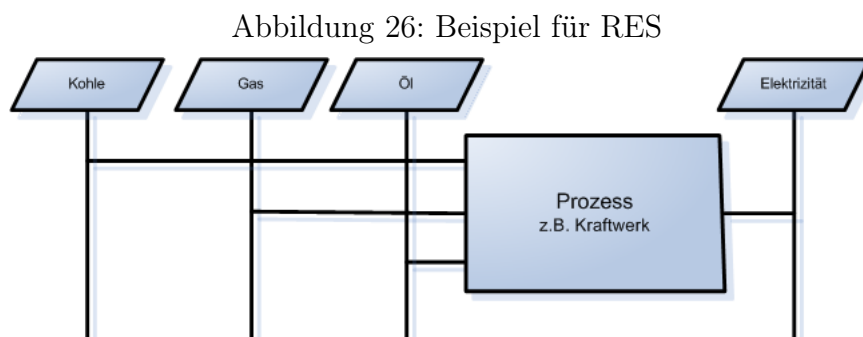
<sup>65</sup>gdx: GAMS dynamic data exchange file

## 8. Modellierung der deutschen Energiestruktur mit TIMES

### 8.1. Allgemeine Beschreibung der Modellierung mit TIMES

In diesem Kapitel wird TIMES als Modellgenerator näher beschrieben (so wird z.B. näher auf die räumliche und zeitliche Auflösung bei der Modellierung eingegangen). Anschließend wird die konkrete Modellierung der deutschen Energiestruktur beschrieben. An dieser Stelle sei erwähnt, dass das Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung zusammen mit der Universität Stuttgart ein Deutschlandmodell auf Basis von TIMES entwickelt hat. Dieses Modell trägt den Namen TIMES-D und untersucht die Energiewirtschaft in Deutschland bis auf ein Szenario<sup>66</sup> im Modellzeitraum 1995-2050. Dieses Modell ist das einzige dem Autor bekannte bisherige Energiemodell, welches sich auf die gesamte Energiestruktur in Deutschland bezieht. Da zum Einen dieses Modell älter ist und nur Informationen für das verkürzte Szenario zur Verfügung standen, wurde kein Vergleich der Ergebnisse mit TIMES-D vorgenommen. Die Topologie des Modells wird durch das im nächsten Abschnitt beschriebene RES Konzept veranschaulicht.

#### 8.1.1. Das RES Konzept



RES steht für **r**eference **e**nergy **s**ystem. Es handelt sich hierbei um eine graphische Darstellung eines Energiemodells. In Energiesystemmodellen gibt es zwei Arten von Komponenten. Zum einen wären dies Güter (commodities) und zum anderen Prozesse (processes). Zwischen Gütern und Prozessen wird ein qualitativer Zusammenhang hergestellt (kein quantitativer). Die Güter sind in der obigen Abbildung als senkrechte Linien dargestellt und die Prozesse als Rechtecke. Sie sind dadurch gekennzeichnet, dass

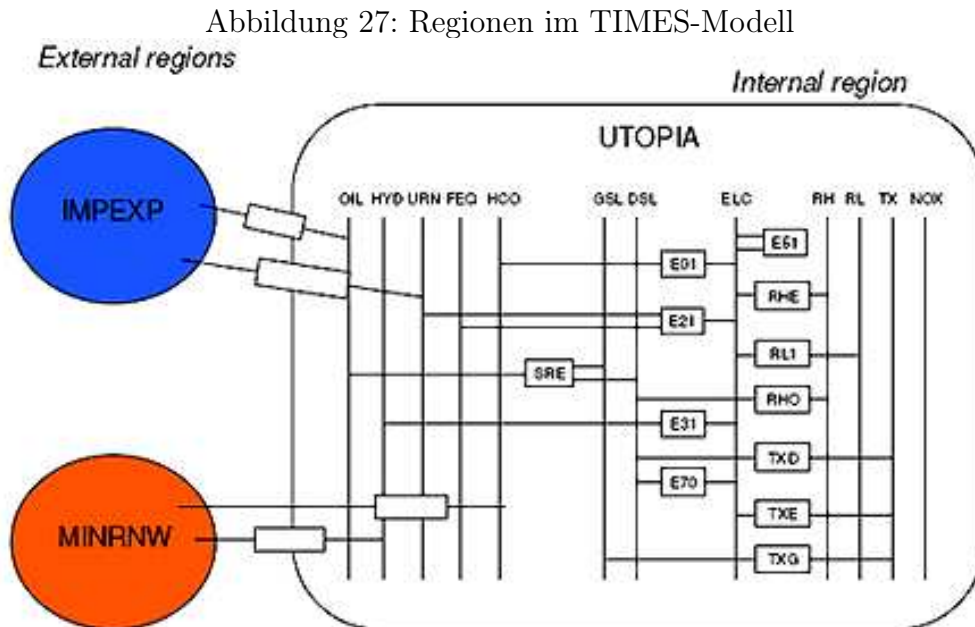
<sup>66</sup>ein Szenario (Modellexperiment 4) läuft bis 2030

sie Güter (Input) in andere Güter (Output) transformieren. Ein RES ist als gerichteter Graph aufzufassen. Im RES sind auch die Technologien enthalten, die erst im Verlauf des Modells zur Verfügung stehen. Daher kann man sagen, dass das RES über eine zeitliche Komponente verfügt. Die Güterflüsse gehen im RES immer von links nach rechts. Das heißt am linken Ende des Rechtecks sind die Inputs zu finden und am rechten die Outputs. Güter sind zum Beispiel die Primärenergieträger oder aus diesen hergestellte Produkte. Sie können aber auch abstrakter sein (wie z.B. beheizter Wohnraum in  $m^3$ ). Bei den Prozessen handelt es sich zumeist um Objekte, die in der Realität als Technologien wiederzufinden sind (z.B. Kraftwerke, Öfen). Des Weiteren gibt es Prozesse, die nicht direkt in der Realität wiederzufinden sind (z.B. Prozesse zum Modellieren von Güterverlusten). Zu guter Letzt existieren noch Prozesse, die Güter umbenennen (für den Fall, dass den Verbraucher das Herkunftsland nicht interessiert, kann z.B. importierte Kohle aus Russland, Polen, Australien, usw. nach dem Import nur noch als Kohle bezeichnet werden). Diese Prozesse dienen vor allem der Übersichtlichkeit. Sie werden auch als *dummy Prozesse* bezeichnet.

### 8.1.2. Die räumliche Auflösung des Modells

Modelle in TIMES setzen sich aus verschiedenen Regionen zusammen. Der Untersuchungsraum Deutschland wird als eine Region betrachtet, welche mit anderen Regionen in Kontakt steht. Das heißt, dass es zwischen Deutschland und anderen externen Regionen Beziehungen gibt. Durch diese Handelsbeziehungen kann dann z.B. die Emissionszertifikateweitergabe modelliert werden. Von diesen externen Regionen können Güter importiert werden. Es ist auch möglich Güter in diese Regionen zu exportieren (z.B. findet in Deutschland ein Import und Export von Strom statt). Als eine externe Region kann sich die restliche Welt vorgestellt werden. So gibt es für viele Güter, wie z.B. Erdöl einen Weltmarktpreis (hierbei ist unter Umständen nur interessant, dass das Erdöl zu einem bestimmten Preis lieferbar ist - woher es genau kommt, spielt keine Rolle). Im Generellen können für verschiedene Länder Importregionen geschaffen werden. Neben diesen echten Importregionen gibt es noch unechte Importregionen. Diese Regionen stellen Rohstoffabbauregionen des Untersuchungsraumes dar. Das heißt also z.B., dass deutsche Braunkohle durch einen derartigen Prozess nach Deutschland „importiert“ wird. Selbst Wasser oder Wind wird für null Euro „importiert“. Innerhalb Deutschlands gibt es im vorliegenden Modell keine feineren Regionen. Es findet keine Georeferenzierung durch das Modell statt. Es ist aber möglich das Modell ein wenig feiner zu strukturieren. Das funktioniert z.B. durch die Unterscheidung von Technologien (so wurde im Modell

zwischen verschiedenen Windkraftanlagen unterschieden: Offshore-Anlagen, Anlagen in Norddeutschland, Anlagen in Süddeutschland). Zur Veranschaulichung der Regionenmodellierung in TIMES dient Abbildung 27.



Hierbei steht IMPEXP für die Import und Exportregionen. Diese müssen aber nicht miteinander übereinstimmen. MINRNW bezeichnet die Abbauregionen.

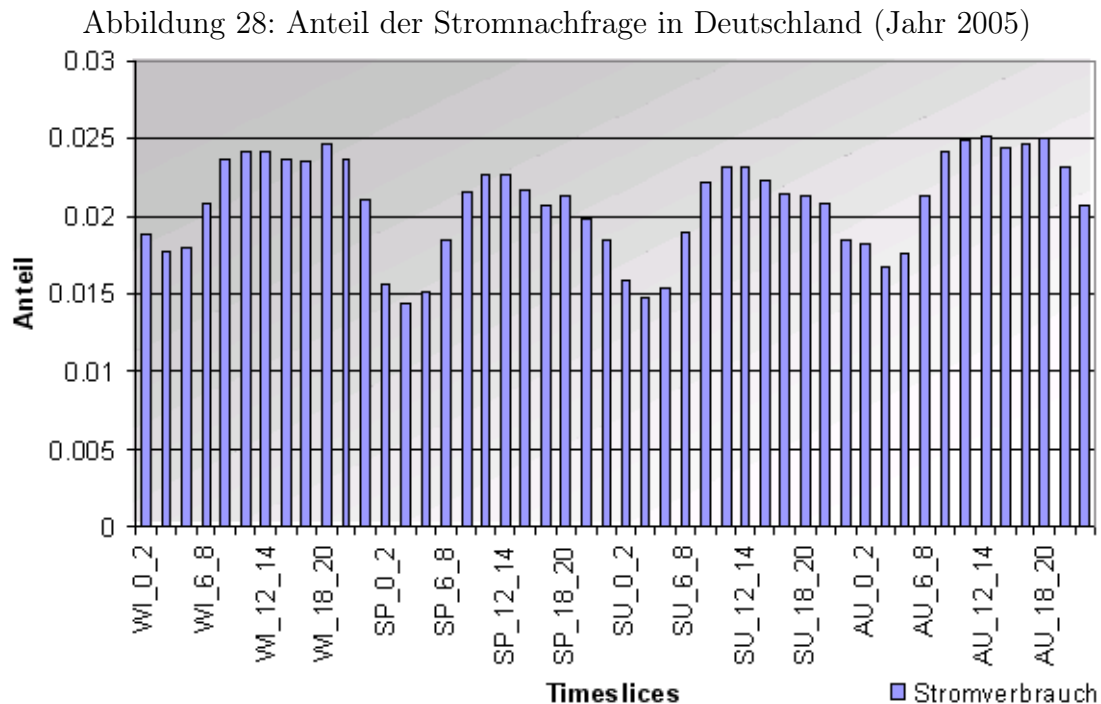
### 8.1.3. Der Zeithorizont des Modells

Als Modellzeitraum wurde eine Zeitspanne von 2005 bis 2064 gewählt. Hierbei sind die Jahre 2005,2015,2025,2035,2045,2055 die Jahre, in denen Entscheidungen getroffen werden können (*MILESTONEYEARS*). Jedes dieser Jahre steht für eine Zeitperiode von zehn Jahren<sup>67</sup>. Mit entfernterer Zukunft nimmt die Aussagekraft des Modells natürlich ab. Der Modellzeitraum wurde trotzdem so lang gewählt, um auch langfristige Trends zu entdecken, was bei Verwendung eines kürzeren Zeitraumes nicht möglich wäre.

Für die meisten Güter wurde eine jährliche Nachfrage unterstellt (z. B. bei Benzin- oder Dieselmotoren). Aufgrund der Nachfragestruktur nach Elektrizität wurde als zeitliche Auflösung ein zweistündiger Takt gewählt. Hierbei wurde unterschieden zwischen

<sup>67</sup>so steht z. B. das Jahr 2055 für den Zeitraum 2055-2064

einem typischen Frühlings-, Sommer-, Herbst- und Wintertag. So wurden für einen Wintertag die Nachfragewerte der Monate Januar, Februar und März gemittelt<sup>68</sup>. Eine größere Zeitauflösungsstruktur würde der Nachfrage nicht gerecht werden, eine feinere Auflösungsstruktur würde aber nur zu vermehrtem Rechenaufwand führen und nicht zu einer wesentlich verbesserten Aussagekraft des Modells. Das folgende Diagramm (Abbildung 28) veranschaulicht die zeitliche Auflösung der Stromnachfrage in Deutschland für das Jahr 2005.

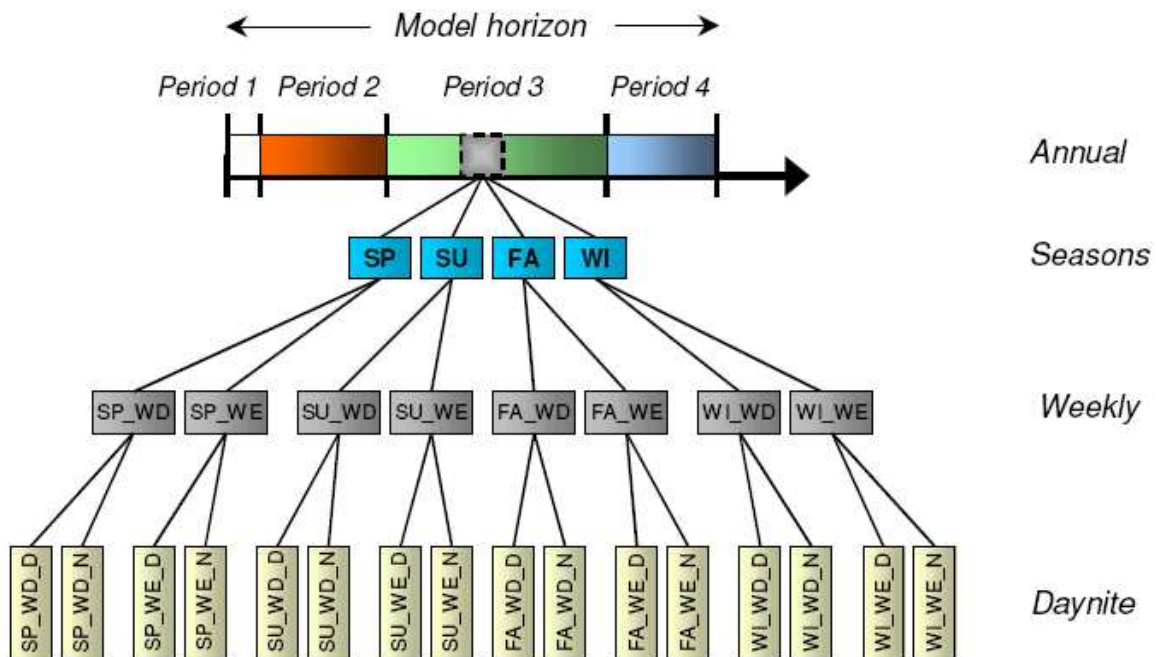


Die zeitliche Auflösung muss später korrekt interpretiert werden. Da die Stromnachfrage eine feine zeitliche Auflösung besitzt, müssen auch die Kraftwerke mit dieser Auflösung arbeiten. Die Kraftwerke benötigen Rohstoffe (z.B. Steinkohle) um die jeweilige Nachfrage zu decken. Diese Rohstoffe werden im Modell mit derselben zeitlichen Auflösung in das Kraftwerk gegeben. Jedoch werden in der Realität die Kohleanlieferungen für das Kraftwerk sicher nicht mit der zeitlichen Stromnachfragestruktur übereinstimmen (eher stimmt der Besatz der Öfen mit Kohle mit der zeitlichen Auflösung der Nachfrage überein). Neben den schon erwähnten *Milestoneyears*, gibt es in TIMES noch die sogenannten *Pastyears*. Pastyears bezeichnet die Menge der Jahre, die vor dem Modellbeginn liegen. In diesen Jahren wurden Entscheidungen gefällt (Investitionen), die für die Modellierung

<sup>68</sup>WI\_14\_16 : steht für einen Wintertag - Uhrzeit: 14-16 Uhr

relevant sind. Die Vereinigung der Milestoneyears mit den Pastyears wird als *Modelyears* bezeichnet. Die Gesamtheit aller Jahre für die es Informationen im Modell gibt, sind die sogenannten *Datayears*. Die zeitliche Auflösungsebene der Prozesse kann mittels eines Baumdiagramms veranschaulicht werden. Abbildung 29 zeigt eine solche Veranschaulichung. Es wird deutlich, dass Prozesse in verschiedenen zeitlichen Auflösungsebenen arbeiten können.

Abbildung 29: Baum der Zeithierarchie



Quelle : [39], Remme and Loulou

#### 8.1.4. Allgemeines zu Gütern

Neben der allgemeinen Festlegung der Regionen und der Zeitstruktur im Modell müssen auch die vorkommenden Güter definiert werden. Es gibt Güter und Gütergruppen. Diese werden im Modell unter (*COM*) und (*COM\_GRP*) deklariert. Jedes Gut ist auch eine Gütergruppe (triviale Gütergruppe), aber nicht jede Gütergruppe ist auch Gut. Mit echten Gütergruppen können logisch zusammengehörende Güter zusammengefasst werden. Dasselbe Gut kann auch zu verschiedenen Gütergruppen gehören. (z.B. gehören Braunkohle und Steinkohle zur Gütergruppe Kohle / Steinkohle ist aber auch in der Gütergruppe Industrierohstoffe zu finden). In (*COM\_GMAP*) werden die Güter den echten Gütergruppen zugeordnet. Des Weiteren wird jedem Gut noch seine Güterart

zugeordnet. Die Güter können als NRG (Energy), FIN (Financial), DEM (Demand), MAT (Material) oder ENV (Environment) definiert werden. Den Gütern werden darüber hinaus noch ihre Zeitstruktur (in *COM\_TS*), ihr Zeitstrukturlevel (in *COM\_TSL*) und ihre Einheiten (in *COM\_TS*) gegeben. Zu guter Letzt kann den Gütern, die als DEM deklariert wurden auch der Bedarf zugeordnet werden. Zum Bedarf (z.B. Energienachfrage) werden in einem folgendem Abschnitt noch weitere Informationen bereitgestellt.

### 8.1.5. Allgemeines zu Prozessen

Es werden in TIMES verschiedenste Prozesse unterschieden. So z.B. IRE, STG oder HPL-Prozesse (**i**nterregional **e**xchange **p**rocess, **s**torage processes, **h**eat**p**lant process). Daneben gibt es noch etliche weitere Prozesse, die TIMES unterstützt. Diese Prozesse haben spezielle Eigenschaften, jedoch gibt es auch einen prinzipiellen Aufbau. Zunächst wird die Topologie eines Prozesses festgelegt. Es muss also festgelegt werden, welche Güter in den Prozess hinein gehen und welche Güter aus dem Prozess entstehen. Außerdem wird die Aktivität und die Kapazität eines Prozesses mit entsprechenden Einheiten festgeschrieben. Die Aktivität kann beliebig festgelegt werden, jedoch ist nach inhaltlichen Gesichtspunkten meist vorbestimmt, was als Aktivität gewählt werden sollte. So ist die Aktivität der Kraftwerksprozesse die erzeugte Elektrizität (Output) und bei der Raffinerie die eingehende Rohölmenge (Input). Falls aber Diesel von besonderem Interesse ist, könnte als Aktivität des Raffinerieprozesses auch die erzeugte Dieselmenge verwendet werden. Des Weiteren muss dem Prozess noch ein Umrechnungsfaktor von Kapazität in Aktivität mitgeteilt werden. Dieser Faktor beträgt in den meisten Prozessen Achttausendsiebenhundertsechzig (da das Jahr  $24 \cdot 365 = 8760$  Stunden hat). In den anderen Prozessen ist dieser Umrechnungsfaktor gleich Eins. Anschließend muss noch bestimmt werden, um was für einen Prozesstyp es sich handelt (z.B. IRE oder HPL) und auf welcher Zeitebene er läuft. Bei der Zeitebene gibt es in diesem Modell Prozesse, die jährlich (*ANNUAL*) bzw. welche in feinerer zeitlicher Auflösung (*DAYNITE*) laufen. So läuft z.B. der Raffinerieprozess auf (*ANNUAL*), da es nur einen jährlichen Bedarf an Treibstoffen gibt. Zu guter Letzt kann jeder Prozess im Laufe der Zeit noch in seiner Kapazität (*CAP\_BND*) bzw. Aktivität (*ACT\_BND*) beschränkt werden.

Neben den allgemeinen, für jeden Prozess zu definierenden Parametern können dem Prozess auch spezielle Eigenschaften (z.B. Subventionen oder prozessspezifische Diskonten) hinzugefügt werden. Abgesehen von speziellen Prozessen, wie den Importprozessen kann man sich für die meisten Prozesse folgende Fragen überlegen. Die Antworten



können wiederum mit Hilfe von Parametern und Restriktionen festgelegt werden.

Wieviel Kapazität existiert bereits?

Wie schnell können diese Kapazitäten ausgebaut werden?

Gibt es Subventionen oder Belastungen?

In welcher Höhe treten Kosten auf?

Wie ist der Wirkungsgrad von Prozessen und wie könnte er sich in Zukunft verändern?

Ausführlichere Angaben zu diesen Fragen und zu speziellen Prozessen werden in den nachstehenden Kapiteln gemacht.

### 8.1.6. Kapazitäten

Zum Zeitpunkt des Modellbeginns muss die vorhandene energiewirtschaftliche Infrastruktur berücksichtigt werden. So sind die verschiedensten Prozesse, wie z.B. Kraftwerke und Raffinerien schon vorhanden. Diese vorhandenen Kapazitäten können dem Modell mittels *NCAP\_PASTI*<sup>70</sup> mitgeteilt werden. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die vorhandenen Kapazitäten unterschiedlich alt sind. Den aus der Vergangenheit stammenden Investitionen wird also ein Jahr (Element aus der Menge Pastyears) zugeordnet. Darüber hinaus können im Modell auch gegenwärtige Investitionen für Anlagen eingeführt werden, die erst in Zukunft in Betrieb genommen werden (so sind zum Beispiel derzeit Kraftwerke im Bau die ganz sicher in ein bis zwei Jahren an das Stromnetz angeschlossen sein werden). Die Jahre dieser zukünftigen Investitionsentscheidungen müssen nicht aus der Menge der Milestoneyears stammen (es kann sich hier um beliebige Jahre im Modellzeitraum der Zukunft handeln, gemeint sind also Elemente der Menge Datayear). Der Modellgenerator arbeitet in diesem Fall intern mit Interpolationen. Es wird bei dem Modell davon ausgegangen, dass errichtete Kraftwerke eine technische (*T\_LIFE*) und eine wirtschaftliche (*E\_LIFE*) Lebensdauer besitzen. Standardmäßig wird die wirtschaftliche Lebensdauer der technischen Lebensdauer gleichgesetzt. Nach Ablauf der technischen Lebensdauer verfällt die Kapazität. Durch die Variation der wirtschaftlichen Lebensdauer kann die Zeitdauer von Zahlungen beeinflusst werden (mit Ablauf der wirtschaftlichen Lebensdauer müssen die Kapazitäten abbezahlt sein). Der Zeitpunkt der Investitionsentscheidung muss nicht mit der Verfügbarkeit eines Prozesses übereinstimmen. So braucht der Bau von Kraftwerken Zeit. Diese Verzögerungszeit kann durch (*NCAP\_ILED*) berücksichtigt werden.

---

<sup>70</sup>NCAP : steht hierbei immer für neue Kapazitäten

### 8.1.7. Kosten von Prozessen

Bei den Prozesskosten (z.B. bei Kraftwerken) werden die folgenden Kosten unterschieden.

- Investitionskosten
- Fixkosten
- variable Kosten

Diese Kosten wurden für das Modell aus Gemis<sup>71</sup> (Version 4.3) entnommen. Investitionskosten sind die Kosten, die zum Aufbau der Kapazität nötig sind. Fixkosten sind die Kosten, die immer und unabhängig vom laufenden Betrieb anfallen (z.B. Kosten für Lagermieten). Schließlich bezeichnen variable Kosten die Kosten, die in Abhängigkeit vom laufenden Betrieb anfallen. Des Weiteren sind Steuern bzw. Subventionen zu beachten, welche für Prozesse z.B. durch *NCAP\_ITAX* und *NCAP\_ISUB* festgelegt werden können. Im Modell wird eine globale Diskontrate verwendet. Daneben können für die einzelnen Prozesse noch lokale Diskontraten gesetzt werden. Zu guter Letzt spielen für die Prozesse noch die Brennstoffkosten eine bedeutende Rolle. Mit Hilfe dieser Informationen können zum Beispiel die Stromgestehungskosten berechnet werden.

$$K_{Strom} = \frac{A + K_{Fix}}{VL} + K_{Var} + \frac{K_{Bren}}{v} + \frac{E_{CO_2} * K_{CO_2}}{v * 1000}$$

$$A = \frac{K_{INV}(1+r)^T * r}{(1+r)^T - 1}$$

A Annuität<sup>72</sup>

$K_{Inv}$  Investitionskosten

$K_{Var}$  variable Kosten

$K_{Bren}$  Brennstoffkosten

$v$  Wirkungsgrad

VL Volllaststunden

$E_{CO_2}$  spezifische  $CO_2$  Emission

$K_{CO_2}$  Fixkosten  $CO_2$  Kosten

<sup>71</sup>Gemis: Global Emission Model for integrated Systems

Download: kostenlos unter <http://www.gemis.de>

<sup>72</sup>Annuität: regelmäßige Jahresleistung (Zahlung) zur Tilgung einer Schuld (zur Herleitung der Annuitätenformel siehe [32], Matschke)

r Kalkulationszinssatz (Diskontrate)

T Abschreibungszeitraum (wirtschaftliche Lebensdauer eines Prozesses)

Die Stromgestehungskosten werden als Lösung des dualen Problems berechnet. Diese Lösungen können im GDX-Viewer betrachtet werden. Die oben genannten Formeln dienen der Nachvollziehbarkeit der vom Optimierungsalgorithmus ausgegebenen Werte.

### 8.1.8. Beschränkungen im Modell/der Lösungsmenge

Die mögliche Lösungsmenge des Optimierungsproblems wird durch die Nebenbedingungen festgelegt. Diese Lösungsmenge kann man sich als endlichen Schnitt über Halbräume denken. Die optimale Lösung liegt, wie erwähnt in einer Ecke der Lösungsmenge und die Ecken stellen geometrisch den Schnitt von Hyperebenen dar. Alle Nebenbedingungen werden aus der Realität übernommen. So wurde die Kernkraftwerkskapazität im Laufe der Zeit immer mehr beschränkt. Auch gewünschte zukünftige Energieflüsse können in das Modell durch Nebenbedingungen aufgenommen werden (so kann man z.B. angeben, dass im Jahr 2035 der Windenergieanteil bei der Stromerzeugung mindestens einen gewissen Prozentwert erreichen soll). Es können im Modell also untere bzw. obere Schranken für Kapazitäten bzw. Güterflüsse angegeben werden. Neben diesen allgemeinen Einschränkungen müssen noch Beschränkungen berücksichtigt werden, die die Zeitdifferenz beachten. So ist es sinnvoll die Kapazitätsentwicklung zwischen zwei Zeitschritten zu beschränken (in wenigen Jahren kann sich schon rein technisch/logistisch die Kapazität einer Technologie nicht vervielfältigen). Die Ergebnisse der Modellierung hängen also stark von der Wahl der Beschränkungen ab. Auf der einen Seite muss man viele Beschränkungen einführen, da sonst keine sinnvollen Ergebnisse entstehen. Auf der anderen Seite können aber durch die Wahl zu vieler Nebenbedingungen mögliche Entwicklungen ausgeschlossen werden. Hier muss der Modellierer sehr kritisch sein.

### 8.1.9. Treiber der Energienachfrage

Die Treiber der Energienachfrage müssen im Modell als *Demand (DEM)* deklariert werden. Um verschiedene Szenarien zu simulieren, kann der Nutzer dem Modell die für die Zukunft zu erwartenden Entwicklungen der Treiber übergeben. Die geschieht mit Hilfe der *Commodity Projection (COM\_PROJ)*. Außerdem kann dem Programm eine Fraktionierung des Bedarfes von bestimmten Gütern mitgeteilt werden. Dies ist sinnvoll, da die Nachfrage nach einem Gut zeitlich nicht immer gleich ist, wie am Beispiel des Stromes ersichtlich ist (Abb. 28, S.58). Zum Teil sind die Entwicklungstreiber nicht

direkt erkennbar. So steuert die Bevölkerungsentwicklung den Wohnraumbedarf (und damit den Raumwärmebedarf) nur bedingt. Mindestens so wichtig ist das soziale Verhalten der Menschen. So kam es trotz stagnierender Bevölkerungszahl in den letzten Jahren zu einem erhöhten Wohnraumbedarf. Dies kann teilweise auf den erhöhten Anteil von Singlewohnungen zurückgeführt werden. Die Abschätzungen der Entwicklungen der Treiber als auch die Treiber selbst sollten daher immer wieder hinterfragt werden.

## 8.2. Konkrete Modellierung des Deutschlandmodells

Bei der Modellierung der deutschen Energiestruktur wird der Energiefluss von der Primärenergie hin zur Endenergie modelliert. Dabei wird die Energienachfrageseite durch den Industrie-, den Haushalts-, den Gewerbe- und den Verkehrssektor beschrieben. Vorgegeben werden dem Modell die Entwicklung der nachfragenden Energietreiber als auch die Entwicklung der Brennstoffpreise und Technologiekosten. Technologisches Lernen ist in Form von Wirkungsgradverbesserungen im Modell implementiert. Der heutige Bestand des Kraftwerksparks mit seiner Altersstruktur ist dem Modell ebenfalls bekannt.  $CO_2$  Zertifikatspreise können im Modell eingegeben werden (diese wurden standardmäßig auf 0 € gesetzt). Des Weiteren wurde die exportierte Strommenge als konstant angesehen. Die Diskontrate<sup>73</sup> wurde auf 5% festgesetzt, wobei das Jahr 2005 als Basisjahr der Diskontierung genommen wurde. Marktanteile im Verkehrssektor wurden zum Teil vorgegeben. Im Baubestand des Wohnsektors finden Abriss und Sanierungsmaßnahmen statt. Als politische Vorgaben wurden der Atomausstieg und die Nutzung der Kraftwärmekopplung berücksichtigt. Das Ergebnis der Optimierung liefert die Ausgestaltung des Technologiebestands (Art und Umfang). Des Weiteren liefert die Optimierung den Energieeinsatz (Menge, Art der Energieträger), die Emissionsentwicklung (hier nur  $CO_2$ ) und die Grenzkosten der Energieträger (z.B. Strompreise). Die Zielfunktion liefert die Gesamtkosten, welche die Volkswirtschaft aufbringen muss, um die Szenarien mit ihrer Energienachfrage abzusichern. Im Weiteren wird die Modellierung der einzelnen Teilbereiche beschrieben.

### 8.2.1. Modellierung des Strommarktes

Um die Strom- und Wärmeerzeugung abzubilden, müssen die Primärenergieträger dem Modell zur Verfügung gestellt werden. Dies geschieht durch Importprozesse (wie schon erwähnt gehören hierzu auch die Abbauprozesse inländischer Rohstoffe). Die Rohstoff-

---

<sup>73</sup>Diskontrate: Abzinsungsrate

beschaffung wurde im Modell durch mehrere Prozesse modelliert, was aber nicht weiter von Bedeutung ist. Es muss aber auf geeignete Restriktionen geachtet werden. So muss z.B. auf Grund der Lagerstättenausmaße die Erdölförderung in Deutschland beschränkt werden. Zu den für das Modell relevanten Energieträgern gehören Erdöl, Erdgas, Uran als auch Biomasse, Erdwärme, Wind und Sonnenstrahlung. Im Modell sind verschiedene Importregionen aufgeführt. Diese spielen eigentlich keine Rolle. Jedoch könnten später im Modell Länder als Importregionen bevorzugt werden. Das ist insofern sinnvoll, als dass eine zu große Abhängigkeit von einem Exporteur politisch und wirtschaftlich nicht gewollt ist. Weiterhin wäre es denkbar, Importregionen in Zukunft ausscheiden zu lassen (so wird z.B. Großbritannien in den nächsten Jahren seine Gasexporte auf Grund erschöpfender Quellen einstellen).

Als Ausgangspunkt der Stromerzeugung wurden zuerst die Kraftwerke modelliert. Hierbei finden folgende Kraftwerkstypen Beachtung.

- Steinkohlekraftwerk (HARDCOAL\_PLANT)
- Braunkohlekraftwerk (LIGNITE\_PLANT)
- Gaskraftwerk (GAS\_PLANT)
- Gaskraftwerk mit Dampfturbine (GUD\_PLANT)
- Kernkraftwerk (NUCLEAR\_PLANT)
- Kraftwerke mit  $CO_2$  Sequestrierung auf Basis von Steinkohle, Braunkohle und Gas
  - (HARDCOAL\_SEQ)
  - (LIGNITE\_SEQ)
  - (GAS\_SEQ)
- Kraftwärmekopplungskraftwerke auf Basis von Steinkohle, Braunkohle und Gas
  - (KWK\_HARDCOAL)
  - (KWK\_LIGNITE)
  - (KWK\_GAS)
  - (KWK\_GAS\_GUD)
- Steinkohlekraftwerk (pulverisierte Steinkohle) (PFC\_HARDCOAL\_PLANT)

- Kohlekraftwerk mit Kohlevergasung (IGCC)
- Laufwasserkraftwerk (HYDRO\_POWER\_STATION)
- Windkraftanlagen
  - (WIND\_POWER\_OFFSHORE)
  - (WIND\_POWER\_ONSHORE\_NORD)
  - (KWK\_POWER\_ONSHORE\_SUED)
- Photovoltaikanlage (PHOTO\_VOLTAINC)
- Pumpspeicherkraftwerk (PUMP\_STATION)

In Klammern sind die Namen der Prozesse angegeben, wie sie im Modell bezeichnet sind.<sup>74</sup> Pumpspeicherwerke spielen eine besondere Rolle. Sie produzieren im eigentlichen Sinne keinen Strom, sondern dienen zum Speichern überschüssiger Energie, welche bei Bedarf dann aber doch in Strom umgewandelt werden kann. In Deutschland wird es sicher auf Grund der Strahlungsverhältnisse keine großen Solarkraftwerke geben, jedoch wurde die Solartechnologie als Technologie zur Elektrizitätserzeugung mit in das Modell aufgenommen. Sie findet derzeit vor allem Verwendung bei „*stand alone*“ Bereichen (z.B. Parkautomaten, Bojen,..). Es gibt mehrere Kraftwärmekopplungskraftwerke. Diese werden nach den zugrundeliegenden Brennstoffen unterschieden. Bei den Windkraftanlagen wird eine Unterscheidung nach Offshorewindkraftanlagen und Onshorewindkraftanlagen vorgenommen. Die Onshorewindkraftanlagen wurden noch einmal unterteilt in Anlagen die in Norddeutschland bzw. in Süddeutschland stehen. Durch diese Unterscheidung erreicht man eine gewisse Georeferenzierung. Die Unterscheidung ist nötig, da es in Deutschland ein nicht gleichmäßiges Windangebot gibt. Darüber hinaus unterscheiden sich auch die Kosten (so ist die Erbauung von Offshorewindparks sehr viel teurer als Anlagen auf dem Festland). Die Kraftwerke mit  $CO_2$  Sequestrierung<sup>75</sup> und auch Kraftwerke, die auf Kohlevergasung bzw. Kohlepulverisierung beruhen, sind Zukunftstechnologien. Sie werden im Modell ab einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Kernfusionskraftwerke wurden im Modell nicht berücksichtigt, da mit deren Verfügbarkeit erst in sehr ferner Zukunft gerechnet wird. So könnten Kernfusionskraftwerke bei optimistischer Annahme frühestens ab dem Jahr 2050 Strom ins Netz speisen. Als Rohstoffe für

---

<sup>74</sup>Hierbei wurden international bekannte englischsprachige Namen verwendet, welche eine eventuelle spätere Erweiter- und Verbesserung durch andere Modellierer begünstigen soll. Leider konnte keine stringente Namenskonvention über alle Prozesse im gesamten Modell verwirklicht werden.

<sup>75</sup>Sequestrierung: Vermeidung

die Stromerzeugung spielen Stein- u. Braunkohle, sowie Uran und Erdgas eine Rolle. Darüber hinaus kann in einem Kraftwerk ein geringer Anteil von Schweröl in Strom umgesetzt werden. Die Verbrennung von Müll zur Elektrizitätsgewinnung wird im Modell nicht berücksichtigt.

In der folgenden Tabelle sind die verwendeten Kosten der Kraftwerke angegeben. Dabei sind die Investitionskosten in (€\MW) die Fixkosten in (€\MW.a) und die variablen Kosten in (€\MWh) angegeben.

Tabelle 1: Kosten der Kraftwerke

Jahr	Kraftwerkstyp	Inv.-kost.	Fixkost.	var. Kost.
2005	HARDCOAL_PLANT	1202750	40625	7.54
2015	HARDCOAL_PLANT	1133250	34750	9.98
2025	HARDCOAL_PLANT	1131333	31500	9.98
2035	HARDCOAL_PLANT	1182833	29500	9.98
2045	HARDCOAL_PLANT	1238000	29000	9.98
2055	HARDCOAL_PLANT	1238000	29000	9.98
2005	LIGNITE_PLANT_SEQ	1500000	49000	7.54
2015	LIGNITE_PLANT_SEQ	1529000	55000	7.54
2025	LIGNITE_PLANT_SEQ	1730000	65000	7.54
2035	LIGNITE_PLANT_SEQ	1370000	65000	7.54
2045	LIGNITE_PLANT_SEQ	1370000	65000	7.54
2055	LIGNITE_PLANT_SEQ	1370000	65000	7.54
Quellen der Kraftwerkskosten: GEMIS <sup>76</sup> bzw. 8techdata.xls <sup>77</sup>				

Die obige Tabelle gibt nur die Kosten für zwei Kraftwerkstypen an. Die eingebauten Kosten der restlichen Kraftwerke sind im Modell (auf CD im Einband) zu finden. Abschätzungen der variablen Kosten waren besonders schwer zu finden. Bei nicht Vorhandensein von Kostenabschätzungen für spätere Jahre, wurden diese gleich den heutigen Kosten gesetzt bzw. es wurden für plausibel erachtete Werte eingesetzt. So kann man

<sup>76</sup>Gemisdatenbank: kann heruntergeladen werden unter <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>

<sup>77</sup>8techData.xls: befindet sich auf der CD (Quellen der Datei: SERF4, Role of fusion in the future energy market with CO2 constraints. SERF4 Socio-Economic Research on Fusion. Lechón et al, 2005 ; OECD/NEA/IEA, Projected costs of generating electricity. 1998 and 2005 updates ; IER, IER database ; ECN, Technologies and technology learning, contributions to IEA's energy technology perspectives. Smekens et al. 2003)

ganz allgemein davon ausgehen, dass neuere Technologien höhere Investitionskosten besitzen als schon länger bekannte. Angaben zu den Kosten der Kraftwerke wurden vor allem aus ([37], OECD) und der GEMIS Datenbank entnommen. Die wirtschaftliche und technische Lebensdauer der Kraftwerke wurde gleichgesetzt. Bei der technischen Lebensdauer wurde zumeist mit dreißig (Gaskraftwerke) bzw. vierzig (Kohlekraftwerke) Jahre gerechnet (eine Ausnahme bilden die Kernkraftwerke, die nach dem Willen der Bundesregierung nach 32 Betriebsjahren stillgelegt werden sollen und Wasserkraftwerke, die eine technische Lebensdauer von einhundert Jahren bekamen). Kernkraftwerke dürfen nach den Standardeinstellungen im Modell nicht neu gebaut werden. Die Wirkungsgrade der Kraftwerke wurden für die Zukunft als steigende Werte implementiert<sup>78</sup>. Die Forderung nach Elektrizität kann durch den Nutzer indirekt gesteuert werden. Der Nutzer kann in Excel das Bruttoinlandsprodukt als Treiber der Energienachfrage verändern. Die Energieverluste, welche aufgrund des Eigenverbrauchs der Kraftwerke auftreten und auch durch Leitungsverluste bedingt sind, werden durch einen Prozess (*ENERGY\_LOSS*) berücksichtigt. Im Jahr 2001 gab es z.B. ein Gesamtstromaufkommen von 610,7 TWh, verbraucht wurden im Inland jedoch nur 502,5 TWh ([11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit). Die Differenz erklärt sich aus Verlusten, sowie aus dem Stromexport. Der Stromexport wurde im Modell für die Jahre als konstant festgesetzt. Hierbei wurde der Wert des Stromexportes für 2005 herangezogen. Es wurde also davon ausgegangen, dass Deutschland auch weiterhin Stromexportnation bleibt. Der betreffende Prozess im Modell heißt (*EXPORT\_ENERGY*). Ein weiterer Prozess (*ELECTRICITY\_TS*) gibt dem Strom seine zeitliche Struktur. Dieser Prozess ist deshalb nötig, da der Strom im Modell nicht entsprechend seiner zeitlichen Nachfragestruktur nachgefragt wird. Zu erwähnen ist auch der Prozess *ELECTRICITY\_CHANGE*. Er teilt den Strom in *ELECTRICITY\_INDUSTRY*, *ELECTRICITY\_TRADE*, *ELECTRICITY\_HOUSEHOLD* und *ELECTRICITY\_TRAFFIC* auf. Diese fließen dann in die einzelnen Sektoren. Kraftwerke, die  $CO_2$  produzieren müssen dafür Zertifikate bereithalten, die zum Teil kostenlos (bestimmtes Kontingent) erhältlich sind, im anderen Fall aber bezahlt werden müssen. Mit dem unterschiedlichen  $CO_2$  Ausstoß der Kraftwerke variiert der Gesamtpreis der zu erstehenden Zertifikate. Dies kann sich für die Optimierung als durchaus interessant erweisen. Der Zertifikatehandel geschieht durch die Prozesse *IMP\_CERT* und *EXP\_CERT*. Für das Jahr 2005 wurde die Kraftwerksstruktur festgelegt. In den späteren modellierten Jahren entscheidet dann der Optimierungsalgorithmus, mit welchen Kraftwerkstypen der Strombedarf gedeckt wird.

---

<sup>78</sup>zu Wirkungsgraden der Kohlekraftwerke siehe z.B. ([42], Schilling)



### 8.2.2. Modellierung des Wärmemarktes

Der Wärmebedarf wird durch verschiedenste Energieträger gedeckt, wie z.B. durch leichtes Heizöl, Erdgas, Steinkohle oder Erdwärme. Dabei kann die Wärme entfernt vom Verbraucher entstehen (Fernwärme) oder direkt in der Nähe des Verbrauchers erzeugt werden. Für die Fernwärmeversorgung stehen die Kraftwärmekopplungskraftwerke zur Verfügung. Die Fernwärmeversorgung muss im Modell eingeschränkt werden, da diese andernfalls zu sehr genutzt wird. Dies liegt daran, dass Fernwärme bei vorhandenem Fernwärmenetz sehr günstig produziert werden kann. Der Bau und die Instandhaltung des Fernwärmenetzes erfolgt aber nicht kostenfrei. Diese Kosten müssten eigentlich beachtet werden. Da das Modell den Ausbau und die Instandhaltung des Fernwärmenetzes nicht berücksichtigt, wird die Fernwärmeversorgung beschränkt. Des Weiteren kann Wärme im Modell durch Geothermieheizwerke (*GEOTHERMAL*) bereitgestellt werden. Für die Wärmeversorgung vor Ort stehen dem Modell mehrere Technologien zur Verfügung. Hier wären z.B. Kessel, Brennwärgekessel, Wärmepumpen oder Pelletheizungen genannt. Im Haushaltssektor hängt der Wärmebedarf von der Wohnfläche als auch dem Gebäudezustand ab. Im Verkehrssektor spielt die Wärmeversorgung praktisch keine Rolle und für den Industriesektor wurde die explizite Wärmenachfrage nicht modelliert. Für den GHD-Sektor kann die zu beheizende Fläche durch den Modellnutzer schätzungsweise angegeben werden. Dies ist nötig, da hierfür keine amtliche Statistik vorhanden ist. Die Prognosstudie gibt auch keinen absoluten Wert für die zu beheizende Fläche im GHD-Sektor an, spricht jedoch von einer 20%-igen Steigerung bis zum Jahr 2030 (vgl. [19], EWI).

### 8.2.3. Modellierung des Industriesektors

Der Industriesektor wurde vereinfacht durch einen einzigen Prozess (*INDUSTRY*) modelliert. In diesen Prozess gehen Steinkohle, Koks, Schweröl, Leichtöl, Erdgas, Fernwärme, Elektrizität und Zertifikate ein und es entsteht  $CO_2$  und Wirtschaftskraft (hier *BIP*). Koks wird dabei durch einen Kokereiprozess (*COKING\_PLANT*), in den Steinkohle fließt, bereitgestellt. Für das Jahr 2005 wurden dem Modell die prozentualen Anteile der Inputfaktoren fest vorgegeben. Für die weiteren Milestoneyears wurden Intervalle vorgegeben, in welchen die Anteile der Inputfaktoren schwanken dürfen<sup>79</sup>. Die Faktoren zur

---

<sup>79</sup>zu den Substitutionsmöglichkeiten in der Energiewirtschaft siehe auch ([31], Karbenn)

Umrechnung der Einsatzgüter in Wirtschaftsleistung wurden folgendermaßen berechnet. Zuerst wurde die Menge der verschiedenen Einsatzgüter für das Jahr 2005 aus einer Statistik herausgesucht. Als zweites wurden die Industriepreise der Güter für eine MWh aus Statistiken abgelesen. Das billigste Gut bekam den Faktorwert 1, für die übrigen Güter wurden entsprechend höhere Faktorwerte gewählt (so führt z.B. ein doppelt so hoher Preis zu dem Faktorwert 2). Die Mengen der verschiedenen Einsatzgüter wurden danach mit den jeweiligen Faktorwerten multipliziert und anschließend aufsummiert.

$$S = \sum_{i=1}^n EG_i * FW_i$$

$EG_i$  Einsatzmenge Gut i

$FW_i$  Faktorwert Gut i

Jetzt lässt sich das BIP (des Jahres 2005) durch S teilen. Es entsteht ein Wert, der multipliziert mit den Faktorwerten die Umrechnungsfaktoren der Güter in BIP ergibt.

$$UF_i = \frac{BIP}{S} * FW_i$$

$UF_i$  Umrechnungsfaktor für Gut i

#### 8.2.4. Modellierung des GHD-Sektors

Die Modellierung des GHD-Sektors wird durch zwei Prozesse dargestellt (*TRADE* u. *BIP\_CHANGE4*). Wobei der Prozess *TRADE* die Raumwärmenachfrage des GHD-Sektors abbildet und der Prozess *BIP\_CHANGE4* für die restliche Energieverwendung des Sektors zuständig ist. Für die Deckung der Raumwärmenachfrage stehen für diesen Sektor folgende Technologien zur Verfügung:

- Heizkessel auf Ölbasis (*TRADE\_HEIZKESSEL*)
- Heizkessel auf Gasbasis (*TRADE\_HEIZKESSEL2*)
- Brennwertheizkessel auf Ölbasis (*TRADE\_BRENNWERTHEIZKESSEL*)
- Brennwertheizkessel auf Gasbasis (*TRADE\_BRENNWERTHEIZKESSEL2*)
- Elektroheizung (*TRADE\_ELEC\_HEATER*)
- Kohleofen (*TRADE\_OFEN*)
- Fernwärme (*CHANGE\_HEAT3*)

Die Fernwärme wird in den Kraftwärmekopplungskraftwerken produziert. Durch verschiedene Dummy Prozesse wird diese Fernwärme dann umbenannt in Fernwärme für Haushalte bzw. Fernwärme für den GHD-Sektor (hier wird noch unterschieden ob Fernwärme für die Raumwärmeerzeugung oder für die Erzeugung von Prozesswärme verwendet wird). Da die Heizperiode nicht das ganze Jahr beträgt, wurde die Verfügbarkeit der Heiztechnologien auf 2000/8760 gesetzt (hierbei wird angenommen, dass nur 2000h im Jahr geheizt wird). Die Heiztechnologien erzeugen Wärme, die durch den Prozess (*TRADE*) in beheizte Gewerbefläche umgerechnet wird. Die beheizte Gewerbefläche wurde für die Milestoneyears mit  $1350000000\text{ m}^2$  angenommen (da es für die zu beheizende Gewerbefläche keine amtliche Zahl gibt, obliegt es dem Nutzer hier plausible Zahlen einzusetzen). Im Prozess (*BIP\_CHANGE4*) werden die Inputfaktoren in Wirtschaftskraft umgerechnet. Dies geschieht, wie zuvor im Industriesektor. Es sind lediglich die Verbrauchswerte und die Energieträgerkosten des Gewerbesektors einzusetzen um die Umrechnungsfaktoren der Güter in diesem Sektor zu bestimmen.

### **8.2.5. Modellierung des Haushaltssektors**

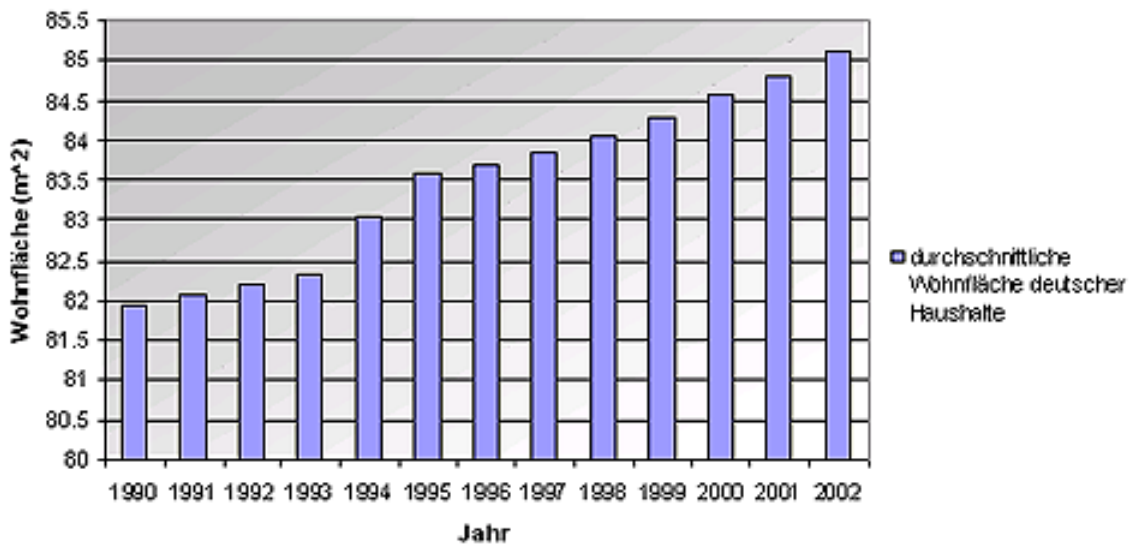
Im Modell wird zwischen Altbausubstanz, saniertem Altbau und Neubau unterschieden. Dabei unterteilt sich der Neubau noch einmal in Neubau nach EnEV Norm, Niedrigenergiehäuser und Passivhäuser. Je nach Gebäudetyp wird mehr Energie benötigt um die Raumwärmenachfrage zu decken. Der Altbau geht im Laufe der Zeit durch Sanierungsmaßnahmen in sanierten Altbau über. Die Sanierungsgeschwindigkeit kann innerhalb eines bestimmten Intervalls ablaufen. Der Optimierungsalgorithmus entscheidet dann, wieviel sanierter Altbau aufgebaut wird. Sanierungen kosten Geld, dafür wird aber Energie und damit  $CO_2$  eingespart. In der Realität wird die Sanierungsgeschwindigkeit durch vom Staat unterstützte Sanierungsprogramme determiniert. Industrie und Handel haben im Modell auch eine Wärmenachfrage, unterliegen jedoch keinem Sanierungsprozess. Des Weiteren wird im Laufe der Zeit Altbau verringert. Das entspricht in der Praxis dem Abriss von Altbausubstanz. Im Modell ist dies dadurch geregelt, dass die Altbausubstanz jährlich um 1% vermindert wird. Dieser Wert wurde vom Modellierer vorläufig festgelegt und kann natürlich vom Modellnutzer abgeändert werden (im Prozess *ALTBAU*). Da es mit steigendem Wohlstand (BIP) einen vermehrten Bedarf an Wohnraum gibt, wird die Differenz zum Altbau mit Neubauten gedeckt. Hierbei entscheidet sich das Modell zwischen dem Aufbau von ENEV-, Niedrigenergie- und Passivneubauten. Zur Deckung des Raumwärmebedarfs stehen dem Modell folgende Technologien zur Verfügung.

Altbau	Neubau
Heizkessel auf Ölbasis ( <i>ALTBAU_HEIZKESSEL</i> )	Heizkessel auf Ölbasis ( <i>NEUBAU_HEIZKESSEL</i> )
Heizkessel auf Gasbasis ( <i>ALTBAU_HEIZKESSEL2</i> )	Heizkessel auf Gasbasis ( <i>NEUBAU_HEIZKESSEL2</i> )
Brennwertheizkessel auf Ölbasis ( <i>ALTBAU_BRENNWERTHEIZKESSEL</i> )	Brennwertheizkessel auf Ölbasis ( <i>NEUBAU_BRENNWERTHEIZKESSEL</i> )
Brennwertheizkessel auf Gasbasis ( <i>ALTBAU_BRENNWERTHEIZKESSEL2</i> )	Brennwertheizkessel auf Gasbasis ( <i>NEUBAU_BRENNWERTHEIZKESSEL2</i> )
Ofen ( <i>ALTBAU_OFEN</i> )	Solarthermieanlage ( <i>NEUBAU_SOLARTHERMAL</i> )
Elektroheizung ( <i>ALTBAU_ELECHEATER</i> )	Wärmepumpe ( <i>NEUBAU_HEATPUMP</i> )
Pelletofen ( <i>ALTBAU_PELLETHEATER</i> )	Pelletofen ( <i>NEUBAU_PELLETHEATER</i> )
Fernwärme ( <i>CHANGE_HEAT1</i> )	Fernwärme ( <i>CHANGE_HEAT2</i> )

In Deutschland gibt es derzeit 40 Mio. Wohneinheiten. Die durchschnittliche Wohneinheitsgröße beträgt  $85 \text{ m}^2$  (vgl. z.B. [11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit). Vierundzwanzig Millionen Wohneinheiten werden dem Altbau zugerechnet. Hierbei handelt es sich um die Daten, die dem Modell für das Jahr 2005 zur Verfügung stehen. Die Zunahme der Wohnfläche in Deutschland wurde mit 0.5% angenommen. Aus den hinter der Abbildung 30 stehenden Zahlen wurde die prozentuale durchschnittliche Zunahme der Wohnfläche der letzten Jahre folgendermaßen berechnet (hierbei steht WF - für Wohnfläche).

$$\text{durchschnittl\_Wohnungsgroessenzunahme} = \sqrt[12]{\frac{WF_{2002}}{WF_{1990}}} - 1 \approx 0.003160$$

Abbildung 30: Durchschnittliche Wohnungsgröße in Deutschland



Quelle : [11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit

Im Jahr 2005 wurde 75% der Energie, welche in den Haushaltssektor ging zur Raumwärmeerzeugung benutzt (zur Wärmeerzeugung insgesamt wurden sogar mehr als 91% verwendet - [46], Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.). Die Energieflüsse für die Nichtraumwärmeerzeugung wurden für den Haushaltssektor nicht modelliert (bzw. für den Stromverbrauch nur mit einem Prozess). Dies ist einerseits der Dominanz der Energienachfrage für die Raumwärmenutzung geschuldet. Andererseits ist eine Ausdifferenzierung von Technologien/Energieträgern oft nicht nötig, da oft keine Alternativen zur Verfügung stehen oder benutzt werden (so wird z.B. die Beleuchtung fast ausschließlich durch Elektrizität gewährleistet).

### 8.2.6. Modellierung des Verkehrssektors

Bei der Betrachtung des Verkehrssektors wird deutlich, dass hier nach der Art des Transportes unterschieden werden sollte. So wird erstmal ganz grob zwischen Personenverkehr und Güterverkehr differenziert. Diese Unterteilung könnte man noch weiter aufgliedern (z.B. könnte der Personenverkehr in privaten und geschäftlichen Verkehr aufgeteilt werden). Des Weiteren sollte man den Transport nach der Transportkilometerzahl unterscheiden, da für verschiedene Entfernungen auch andere Transportmittel bevorzugt werden. Im Modell wird zuerst nur zwischen Personen- und Gütertransport unterschieden. Zum überwiegend größten Teil ist der Verkehrssektor vom Erdöl abhängig. Am Anfang der Modellierung steht deshalb die Modellierung einer Raffinerie. Sie erzeugt schwere und

leichtere Kohlenwasserstoffketten (diese stehen in einem festen Verhältnis). Endprodukte des Raffinerieprozesses sind schweres Heizöl, leichtes Heizöl, Diesel, Benzin und Kerosin. Neben diesem Raffinerieprozess gibt es als weitere Prozesse Crackanlagen. Diese Crackanlagen sind in der Praxis natürlich integraler Bestandteil einer Raffinerie. Durch diese Prozesse ist es z.B. möglich leichtes Heizöl aus schwerem Heizöl herzustellen. Ein anderer Prozess spaltet Wasserstoff aus leichtem Heizöl ab. Neben herkömmlichen Treibstoffen, wie Diesel, Benzin und Kerosin spielen im Verkehrssektor in Zukunft vermehrt noch andere Treibstoffe eine Rolle. Dies wären z.B. RME<sup>80</sup>, Bioethanol oder Biogas. Außerdem haben Erdgasautos heute schon eine gewisse Bedeutung. Die Brennstoffzellentechnologie ist sicher in Zukunft auch nicht zu vernachlässigen. Da Autogas<sup>81</sup> sich in den letzten Jahren nicht am Markt festsetzen konnte, wird auch nicht damit gerechnet, dass dies in Zukunft der Fall sein wird. Autogas wird daher in der Modellierung nicht berücksichtigt. Für die jeweiligen Treibstoffe stehen verschiedene Autotypen zur Verfügung. So gibt es z.B. Prozesse, die Autos mit Ottomotor bzw. Dieselmotor modellieren. Neben den Autos sind noch Prozesse für Flugzeug, Bahn und Binnenschifffahrt vorhanden. Der Treiber für die Entwicklung des Personenverkehrs ist die Personenbeförderungsleistung. Diese kann als Indikator für Mobilität durch den Nutzer in Excel festgelegt werden. Der Gütertransport wird angetrieben durch die geforderten Gütertransportkilometer. Beim Transport muss es einige Nebenbedingungen geben. So muss z.B. der inländische Flugverkehr auf Grund des hohen Treibstoffverbrauches durch Restriktionen in das Modell hineingezwungen werden. Für die Wahl der Transportmittel sind nicht nur die direkten Kosten von Bedeutung. In diesem Zusammenhang haben Flugzeuge den Vorteil des schnelleren Transportes (die gegenüber langsameren Transportmitteln gewonnene Zeiterparnis entspricht Gewinnen - *Zeit ist Geld* - da dieser Fakt nicht modelliert wurde, muss es Nebenbedingungen geben, damit das Flugzeug als Transportmittel genutzt wird). Die genauen Prozesse, welche dem Verkehrssektor zur Verfügung stehen, sind die folgenden.

Für den Personentransport:

- OTTO\_CAR (Benzin)
- OTTO\_CAR2 (Benzin oder Erdgas)
- OTTO\_CAR3 (Bioethanol)
- DIESEL\_CAR (Diesel)
- DIESEL\_CAR2 (Biodiesel)

---

<sup>80</sup>RME : Rapsmethylester

<sup>81</sup>Autogas (LPG) : Propan/Butan Gemisch

- *HYBRID\_CAR* (Benzin + Batteriestrom)
- *HYBRID\_CAR2* (Diesel + Batteriestrom)
- *CELL\_CAR* (Brennstoffzellenauto - Wasserstoff)
- *BUS* (Diesel)
- *TRAIN* (Strom)
- *AIRPLANE* (Kerosin)

Für den Gütertransport:

- *DIESEL\_LORRY* (LKW - Diesel)
- *TRAIN\_COM* (Strom)
- *IN\_NAV* (Binnenschifffahrt - Diesel)

Weitere Prozesse im Modell:

- *REFINERY* (Raffinerieprozess)
- *BIO\_REFINERY* (Raffinerie zur Erzeugung von Biodiesel)
- *BIO\_FERMENTATION* (Fermentationsprozess zur Erzeugung von Bioethanol)
- *BIO\_GASPLANT* (Erzeugungsanlage von Biogas)
- *OXIDATION* (Zum Abspalten von Wasserstoff aus Leichtöl)
- *OXIDATION2* (Zum Abspalten von Wasserstoff aus Erdgas)
- *CRACK\_FACILITY1..4* (Crackprozesse zum Aufcracken von Schweröl)
- *CHANGE\_PERS\_TRANSPORT1..4* (Prozesse zum Umrechnen in Pkm)

Als Treibstoffe spielen bei den Autos derzeit nur Benzin und Diesel eine größere Rolle. Die biogenen Kraftstoffe werden in Zukunft an Bedeutung gewinnen, finden derzeit in Deutschland aber nur wenig Beachtung. Ausschlaggebend für die Wahl der Autos sind vor allem die Investitionskosten (so wurden Benzin- und Dieselaautos mit 20000 Euro Investitionskosten belegt - neuere Technologien, wie Hybridautos bekamen einen höheren Preis - in diesem Fall einen 25% höheren Preis als Benzinautos). Die biogenen Kraftstoffe erhielten Kosten lediglich in Höhe ihrer Herstellungskosten. Der eigentliche Rohstoff (bei der Herstellung von Biodiesel könnte z.B. Rapsöl, Sonnenblumenöl, Sojabohnenöl, Palmöl, usw..verwendet werden) bekam im Modell keinen Preis. Dieser wäre sicher schwierig festzulegen. Es wäre aber interessant, in welcher Höhe man obere Grenzen für die Nutzung von Biokraftstoffen festlegen sollte (im Modell wird die Nutzung von

Biokraftstoffen nicht beschränkt - jedoch kann sicher in Zukunft nicht genug Biomasse angebaut werden, um den gesamten Kraftstoffbedarf zu decken).

### 8.2.7. Implementierung der Energienachfrage treiber

Als Treiber der Energienachfrage wurden für das Modell die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und auch die Entwicklung der Mobilität herangezogen. Unter Mobilität werden die Personenmobilität als auch die Gütermobilität verstanden, welche sich in den Variablen Personenkilometer und Tonnenkilometer ausdrücken. Die Personenmobilität nimmt bis zum Jahr 2025 um durchschnittlich 0,4% zu und die Gütermobilität wird im gleichen Zeitraum um 2,7% steigen ([30], Institut für Mobilitätsstudien). Die Studie führt dabei hauptsächlich einen Trend der Vergangenheit in der Zukunft fort. In den letzten 20 Jahren ist in der Studie das BIP - Wachstum mit durchschnittlich 1,8% angegeben. Die Steigerung der Personenmobilität wurde mit 0,4% bis zum Jahr 2055 angenommen. Die Gütermobilität wurde aus den Angaben der Studie übernommen, jedoch wurde das Wachstum nach 2025 abgeschwächt. Das BIP - Wachstum wurde als leicht steigend im Modell implementiert.

### 8.2.8. Szenarien

Fünf Szenarien wurden für dieses Modell exemplarisch ausgewählt. Diese werden im Folgenden beschrieben.

- Szenario1

Dieses ist das Standardszenario (Basisszenario). In diesem Szenario wurden eine Diskontrate von 5%, eine jährliche BIP-Steigerung von 1%, sowie weitere abgeschätzte Parameter für die Zukunft (z.B. Kraftwerkskosten) aus der Literatur übernommen.

- Szenario2

Dieses Szenario entspricht dem Standardszenario bis auf die Diskontrate, welche auf 8% gesetzt wurde.

- Szenario3

Dieses Szenario entspricht grundsätzlich dem Standardszenario. Jedoch wurde der  $CO_2$  Ausstoß nach oben beschränkt. Die Werte der  $CO_2$  Beschränkung sind in der nachfolgenden Tabelle angegeben.



$CO_2$ Ausstoß	Jahr
902661297 t	2015
812395167 t	2025
722129037 t	2035
631862907 t	2045
541596778 t	2055

(die  $CO_2$  Begrenzung des Jahres 2015 ist der  $CO_2$  Wert, der im Basisszenario für das Jahr 2005 entstand)

- Szenario4

Dieses Szenario entspricht ebenfalls dem Standardszenario (aber mit erhöhten Gaspreisen)

urspr. Preis	Jahr	Preise im Gaspreiserhöhungsszenario
13.96	2005	13.96
17.08	2015	22.20
19.60	2025	25.48
22.30	2035	28.99
24.99	2045	32.49
24.99	2055	32.49

(die Preise sind in (€\MWh) angegeben, wobei in diesem Szenario um 30% teurere Preise als im Basisszenario verwendet wurden)

- Szenario5

Dieses Szenario entspricht dem Standardszenario (jedoch ohne Kernkraftwerksausstieg). Die Kernkraftwerkslaufzeiten wurden bei 32 Jahren gelassen. Die Uranpreise bekamen folgende Werte (3.20 €\MWh (2005), 3.22 €\MWh (2015), 3.48 €\MWh (2025), 3.83 €\MWh (2035), 4.18 €\MWh (2045), 4.18 €\MWh (2055)). Die  $CO_2$  Werte wurden, wie in Szenario3, beschränkt.

## 9. Ergebnisse

### 9.1. Allgemeines

Zu jedem der Szenarien wurden 29 Grafiken entwickelt. Für das erste Szenario werden 28 Grafiken ausgegeben. Für die weiteren Szenarien werden nur ausgewählte Grafiken präsentiert. Daher wird auf die CD im Einband verwiesen, die alle Grafiken enthält. Es fehlen vor allem Grafiken, die sich mit den verschiedenen Modell Szenarien gar nicht oder nur sehr gering ändern (die Treiber z.B. wurden für alle Szenarien gleich gelassen und liefern daher gleiche Grafiken). Auch der Verkehrssektor bleibt wegen seinen Beschränkungen relativ starr und verändert sich kaum. Die Elektrizitätserzeugung nimmt mit den Jahren in allen Szenarien zu (zu beachten ist, dass in den betreffenden Grafiken die Pumpspeicherwerknutzung mit eingetragen ist). In Abhängigkeit von den genutzten Kraftwerkstypen ändern sich die Stromgestehungskosten. Je nach Szenario variieren demnach auch die Mengen der einzelnen Energieträger, welche in die Sektoren fließen. Das erste Szenario wird von mir als Basisszenario bezeichnet. Auf Grund der Komplexität der Thematik sind sicher keine genauen Vorhersagen über die langfristige zukünftige Entwicklung der Energiestruktur möglich. Es ist aber möglich durch Parameterveränderungen Trends zu verfolgen bzw. ganz allgemein Zusammenhänge aufzudecken. Deswegen werden im Weiteren die folgenden Szenarien mit dem Basisszenario verglichen.

Auf Grund der bis jetzt relativ einfachen Modellierung neigt das Modell dazu über die Zeit gesehen eine „*Monokulturlandschaft*“ durchzusetzen. Dies ist auf die Eigenschaften der linearen Optimierung zurückzuführen. Der günstigste Prozess wird von der Optimierung gewählt. Es wird dann im großen Maß auf diesen Prozess gesetzt. Ein ausgleichendes Denken im Sinne der Energieversorgungsrisikominimierung kennt die lineare Optimierung nicht. Ist Gas z.B. sehr billig, so wird hauptsächlich auf Gas gesetzt, unabhängig vom Gedanken, ob dadurch eine verstärkte Abhängigkeit von gasexportierenden Staaten entsteht. Als Folge dessen setzt sich in den Modellszenarien immer ein Kraftwerk deutlich im Kraftwerkspark durch (in den Szenarien entweder die Atomkraftwerke, Sequestrierungskraftwerke bzw. Steinkohlekraftwerke (PFC)). Das zu schnelle Dominieren einer Technologie kann durch Nebenbedingungen eingeschränkt werden (so könnte man das zu schnelle Anwachsen der Kapazität von einem zum nächsten Zeitschritt beschränken). Daneben können Mindestmengen von Technologien festgelegt werden, um das Aussterben dieser zu verhindern. Solche unteren Schranken sind aber inhaltlich schwer festzu-

legen. Um einen besseren Mix in den Modellergebnissen zu erreichen, ist es weiterhin notwendig mehr Struktur in das Modell zu geben. So könnte man spezifische Nachfragekurven (z.B. für Wärme oder Elektrizität) für die einzelnen Sektoren implementieren. Dies ist aber auf Grund der Datenlage schwierig zu organisieren. Auch könnten auf der Angebotsseite Dargebotskurven genauer spezifiziert werden (z.B. Angebot von Wind- oder Sonnenenergie).

Anhand der Stromgestehungskosten (siehe hierzu Formel S.62) lässt sich nachvollziehen, welcher Kraftwerkstyp bei der zu Grunde liegenden Preiskonstellation als optimal angenommen wird. Es sei hier daran erinnert, dass die Investitionskosten bei der Berechnung des Strompreises durch die Annuität berücksichtigt sind. In den folgenden Tabellen wurden einmal die Stromgestehungskosten für drei Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von den zu berücksichtigenden Parametern untersucht. Die Stromgestehungskosten sind hierbei als die Vollkosten eines Kraftwerks umgelegt auf eine Stunde zu verstehen.

Tabelle 2: Stromgestehungskosten\_1

Berechnung wurde für das Jahr 2005 durchgeführt mit folgenden festen Parametern								
Zinsrate: 5%, Abschreibungszeit: 30Jahre, Volllaststunden: 8000, $CO_2$ -Kosten: 20€/t								
K-Typ	BP	$\eta$	I-Kost.	Annu.	F-kost.	var.-Kost.	Emiss.	Str.-kost
Gaskraftwerk	13,99	0,38	507000	32981	10218	6,81	0,20	59,55
K-PFC	6,60	0,46	820000	53342	36600	2,70	0,34	43,07
K-kraftwerk	3,20	0,33	1900000	123598	53000	5,09	0,00	36,87
Legende:								
K-Typ:Kraftwerkstyp, BP:Brennstoffpreis, I.-Kost: Investitionskosten, F-kost:Fixkosten								
var.-Kost.: variablen Kosten, Str.-kost: Stromgestehungskosten, Annu.:Annuität								
Emiss.: spezifische $CO_2$ Emission, K-PFC: Kohlekraftwerk, K-kraftwerk:Kernkraftwerk								
Preise sind angegeben in €/MW bzw. €/MWh								

Tabelle 3: Stromgestehungskosten\_2

Berechnung wurde für das Jahr 2005 durchgeführt mit folgenden festen Parametern								
Zinsrate: 5%, Abschreibungszeit: 30Jahre, Volllaststunden: 5000, $CO_2$ -Kosten: 20€/t								
K-Typ	BP	$\eta$	I-Kost.	Annu.	F-kost.	var.-Kost.	Emiss.	Str.-kost
Gaskraftwerk	13,99	0,38	507000	32981	10218	6,81	0,20	62,79
K-PFC	6,60	0,46	820000	53342	36600	2,70	0,34	49,82
K-kraftwerk	3,20	0,33	1900000	123598	53000	5,09	0,00	50,11
Legende: K-Typ:Kraftwerkstyp, BP:Brennstoffpreis, I.-Kost: Investitionskosten, F-kost:Fixkosten var.-Kost.: variablen Kosten, Str.-kost: Stromgestehungskosten, Annu.:Annuität Emiss.: spezifische $CO_2$ Emission, K-PFC: Kohlekraftwerk, K-kraftwerk:Kernkraftwerk Preise sind angegeben in €/MW bzw. €/MWh								

Tabelle 4: Stromgestehungskosten\_3

Berechnung wurde für das Jahr 2005 durchgeführt mit folgenden festen Parametern								
Zinsrate: 5%, Abschreibungszeit: 30Jahre, Volllaststunden: 8000, $CO_2$ -Kosten: 0€/t								
K-Typ	BP	$\eta$	I-Kost.	Annu.	F-kost.	var.-Kost.	Emiss.	Str.-kost
Gaskraftwerk	13,99	0,38	507000	32981	10218	6,81	0,20	49,03
K-PFC	6,60	0,46	820000	53342	36600	2,70	0,34	28,29
K-kraftwerk	3,20	0,33	1900000	123598	53000	5,09	0,00	36,87
Legende: K-Typ:Kraftwerkstyp, BP:Brennstoffpreis, I.-Kost: Investitionskosten, F-kost:Fixkosten var.-Kost.: variablen Kosten, Str.-kost: Stromgestehungskosten, Annu.:Annuität Emiss.: spezifische $CO_2$ Emission, K-PFC: Kohlekraftwerk, K-kraftwerk:Kernkraftwerk Preise sind angegeben in €/MW bzw. €/MWh								

Es wurden also beispielhaft drei Kraftwerkstypen ausgewählt. Man kann aus den Berechnungen erkennen, welche Kraftwerke gut zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden können. So sind Kernkraftwerke bei 8000 Volllaststunden viel konkurrenzfähiger als mit 5000 Volllaststunden. Weiterhin ist ersichtlich, dass die Kosten für den Ausstoß von  $CO_2$  entscheidend den Zubau von Kraftwerkstechnologien bestimmen. Mit einer Er-

höhung der Zinsrate werden teurere Technologien zunehmend uninteressanter, da die Investitionskosten mehr an Gewicht gewinnen würden (so würde z.B. Kernenergie stark an Bedeutung verlieren). Genauso wie durch die Berechnung der Stromgestehungskosten der aufgebaute Kraftwerkspark erklärt werden kann, so könnten für den Verkehrssektor die Transportkosten berechnet werden. Die Technologie mit den geringsten Transportkosten sollte sich gegenüber den Konkurrenztechnologien durchsetzen.

Die Gesamtkosten über den ganzen Modellhorizont unterscheiden sich nur unwesentlich. Eine Ausnahme bildet hier das Szenario, bei welchem die Diskontrate erhöht wurde (bei einer höheren Diskontrate sinken die Gesamtkosten). So fielen in diesem Szenario nur ca. 75% der Gesamtkosten des Basisszenarios an. Das Szenario mit der Gaspreiserhöhung führte im Modell zu den höchsten Gesamtkosten. Die Szenarien, in welchen eine  $CO_2$  Einsparung gefordert wird, unterscheiden sich kaum. So würde die  $CO_2$  Einsparung mit Atomausstieg nur ca. 0,3% mehr Finanzmittel benötigen als ohne Atomausstieg. Dies liegt daran, dass die Kernkraftwerke im Ausstiegsszenario durch eine Technologie (Sequestrierungskraftwerke) ersetzt werden, die von ihrer Kostenstruktur her ähnlich der der Kernkraftwerke ist.

Durch die duale Lösung sind die Grenzkosten der Güter bestimmt. Die aus dem Modell bestimmten Stromgestehungskosten sind den Abbildungen der einzelnen Szenarien zu entnehmen. Dabei sind die Stromgestehungskosten im Atomausstiegsszenario mit  $CO_2$  Beschränkung am höchsten. Des Weiteren kann man sich über diese Grenzkosten die finanziellen Belastungen durch die  $CO_2$  Ersparnisse verdeutlichen. So gibt der Wert der Grenzkosten beim  $CO_2$  den Geldwert an, der gespart werden würde, wenn eine Tonne  $CO_2$  mehr produziert werden würde, als im Modell durch die Restriktionen erlaubt ist. Diese Kostenersparnis würde in beiden  $CO_2$  Einsparerszenarien zwischen 0 € und 69 € liegen, wobei diese Ersparnis im Laufe der Zeit mit schärferer  $CO_2$  Restriktion steigt. In der Realität kostet langfristig gesehen aber nicht nur die  $CO_2$  Einsparung Geld. Im Gegenteil, die vermehrte Emission von Treibhausgasen wird mit ihren Folgeerscheinungen (hervorgerufen durch die globale Erwärmung) noch weitaus mehr Geld kosten.

## 9.2. Modellszenario1

### 9.2.1. Aussagen zu den Modellergebnissen

Hierbei handelt es sich um das Basisszenario, bei welchem Daten verwendet wurden, die von früheren und heutigen Zahlenmaterialien ausgehend in die Zukunft projiziert wurden. So wurden z.B. die in der Literatur veröffentlichten geschätzten Kosten für zukünftige Kraftwerkskosten verwendet. Der Kernkraftwerksausstieg ist in diesem Szenario verankert. Eine  $CO_2$  Beschränkung wird nicht gefordert. Für das Modell wird in diesem Szenario eine Diskontrate von 5% angenommen.

Im Folgenden sind zuerst die Grafiken des Stromsektors zu finden. Aus den Grafiken sind die Schwankungen der Nutzung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien zur Deckung der Stromnachfrage erkennbar. Es wird deutlich, dass das Modell im Laufe der Zeit sich vor allem auf einen Kraftwerkstyp stützt. In diesem Fall handelt es sich um ein Kohlekraftwerk auf Steinkohlebasis. Die Kohle wird in diesem Kraftwerk vor dem Verbrennen pulverisiert. Dadurch wird eine bessere Verbrennung garantiert. Da diese Kraftwerke einen hohen Wirkungsgrad haben und mit relativ niedrigen Investitionskosten angegeben sind, setzen sie sich durch. Es müsste also Kohle im Modell beschränkt werden, damit andere Energieträger im Szenario mehr Berücksichtigung finden. Bei den Inputfaktoren der Industrie gewinnt Strom an Bedeutung (der Stromanteil befindet sich ab 2045 an der ihm zugelassenen Obergrenze - Strom darf in diesem Sektor einen Inputanteil zwischen 22% und 47% haben). Beim Heizen dominiert als Brennstoff in diesem Szenario das Erdgas (Erdgas steht in den Szenarien hauptsächlich in Konkurrenz zum Heizöl). Steinkohle bleibt als Industrieinputfaktor erhalten. Die Braunkohle wird als Energieträger verdrängt (hier muss man aber sehen, dass es sicher politisch nicht gewollt ist, die heimische Braunkohle aufzugeben - insofern wird dies wohl in Zukunft nicht geschehen - es ist also sicher vernünftig an dieser Stelle im Modell noch Restriktionen einzubauen). Die Fernwärmeversorgung wurde für den Haushaltssektor eingeschränkt. In den Modellgrafiken sieht man aber, dass es vielleicht günstiger wäre, die Fernwärmeversorgung für den Altbau- wie auch für den Neubaubestand separat zu begrenzen. Die Flächennachfrage des Gewerbesektors ist, wie schon erwähnt, geschätzt (amtliches statistisches Zahlenmaterial hierfür gibt es nicht).

## 9.2.2. Stromerzeugung

Abbildung 31: Gesamtstromerzeugung Szenario1

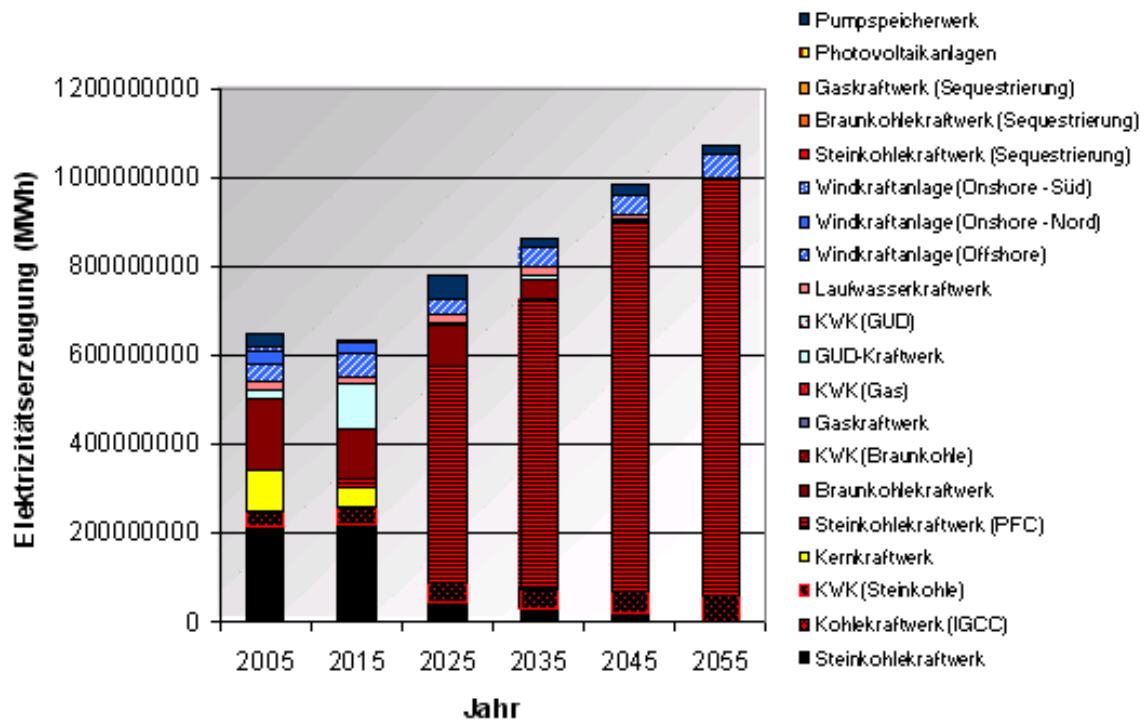


Abbildung 32: Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2005)

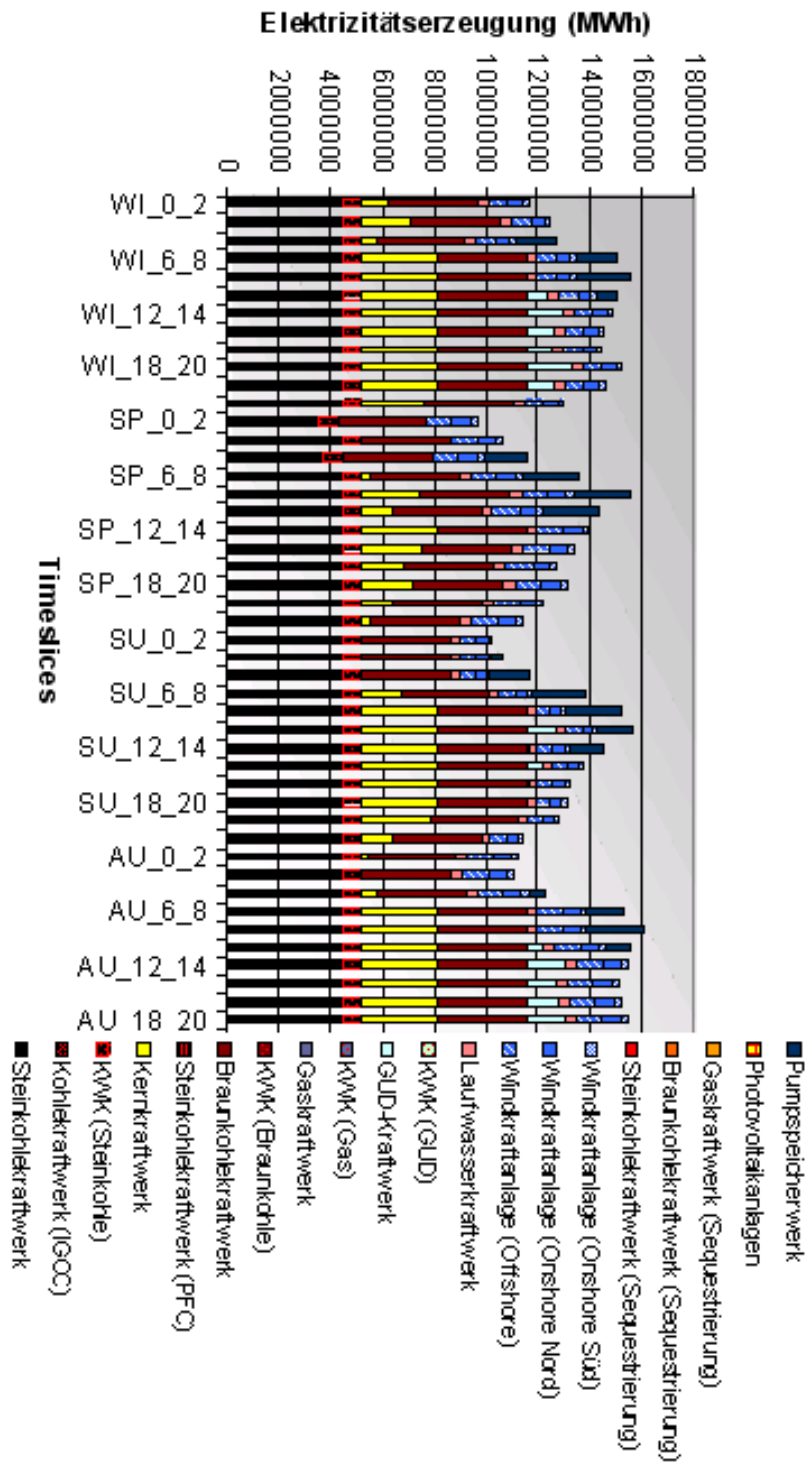




Abbildung 33: Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2015)

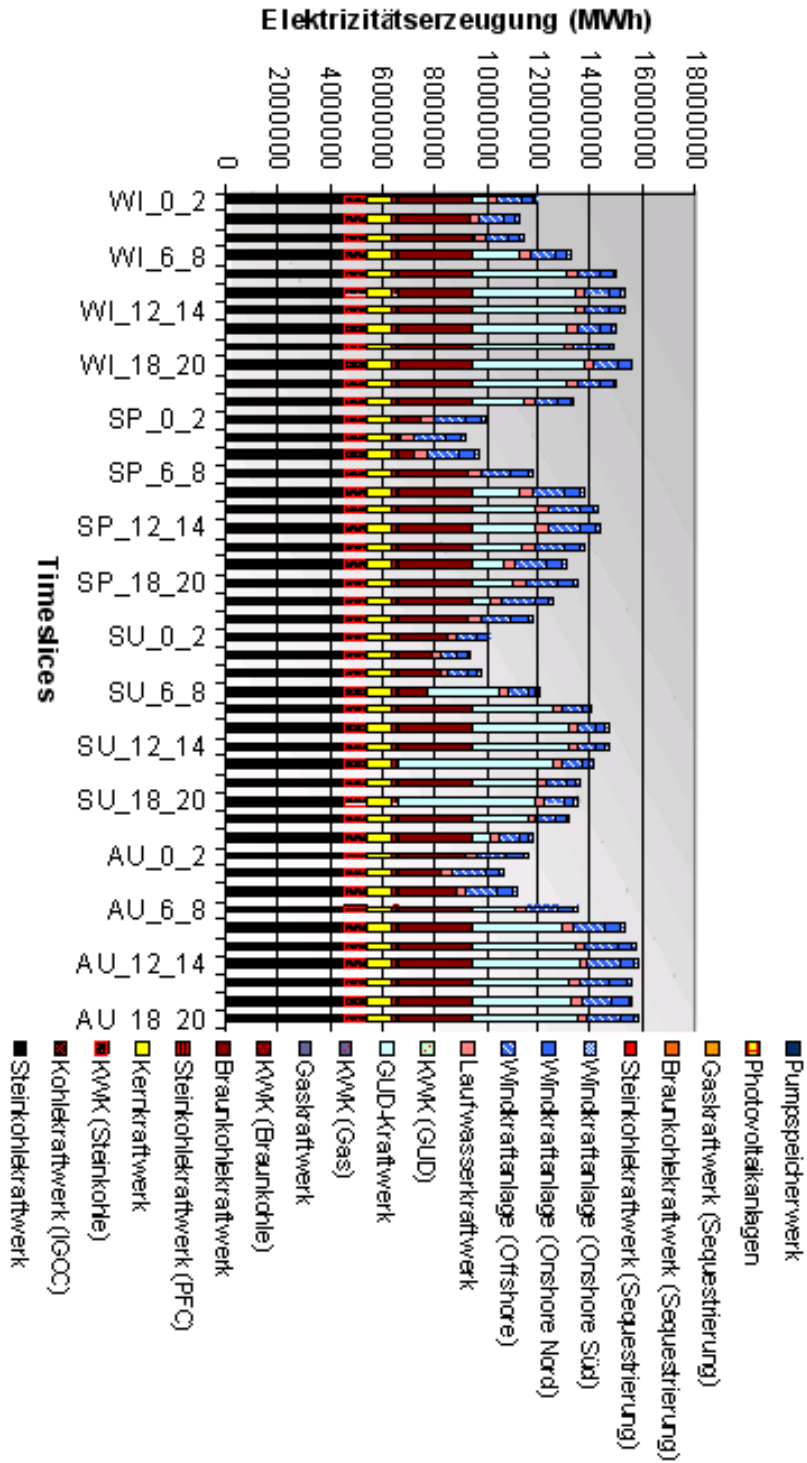


Abbildung 34: Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2025)

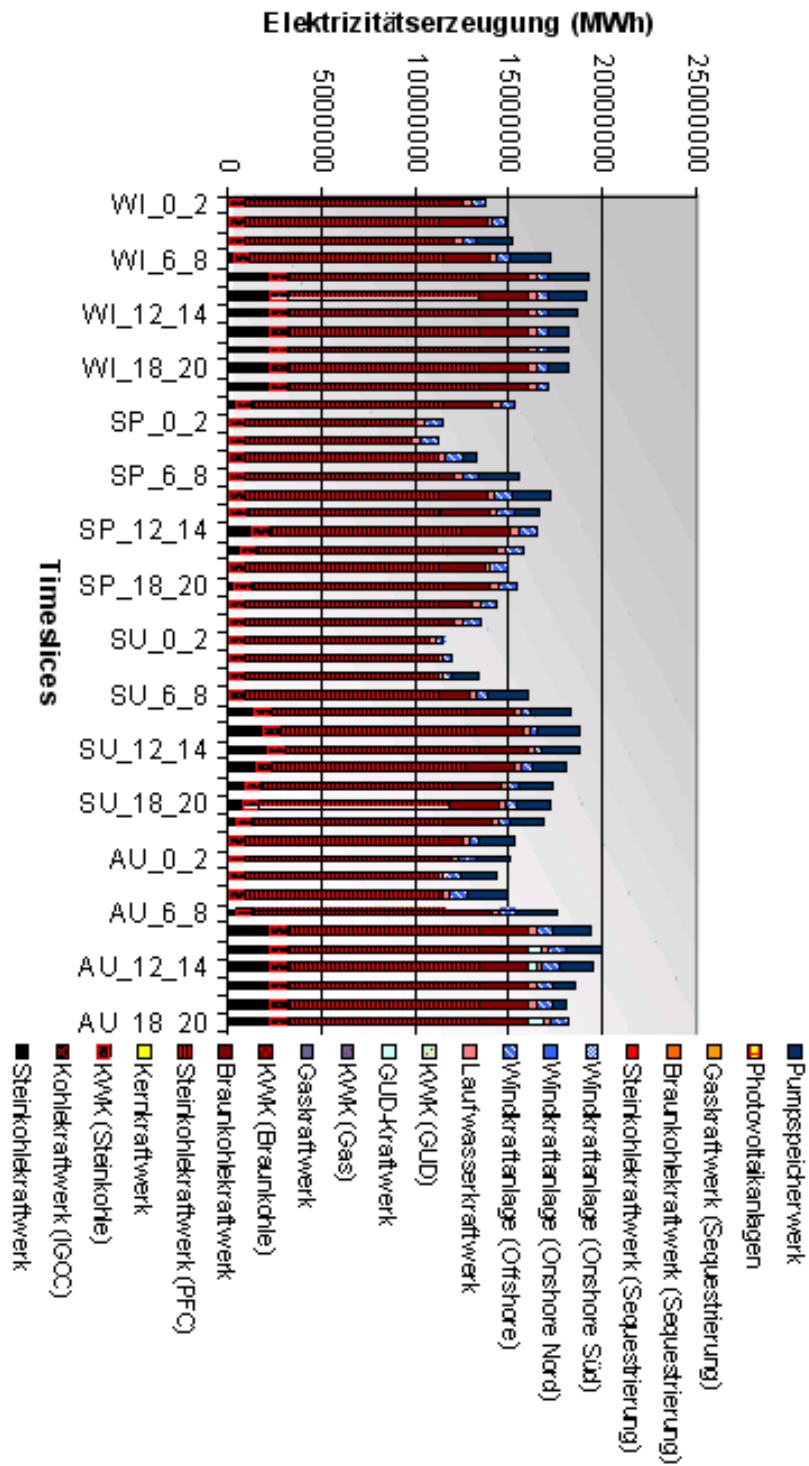


Abbildung 35: Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2035)

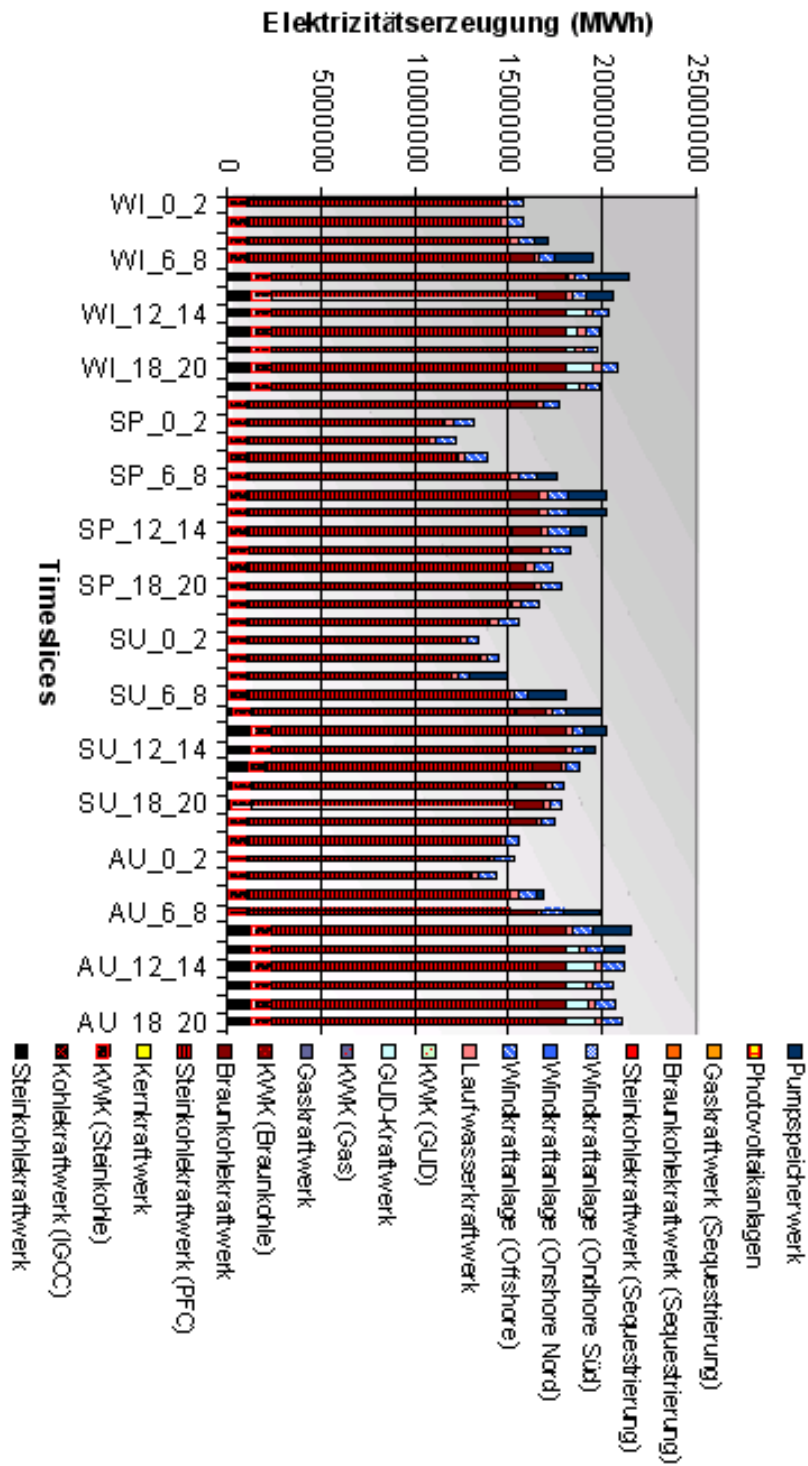


Abbildung 36: Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2045)

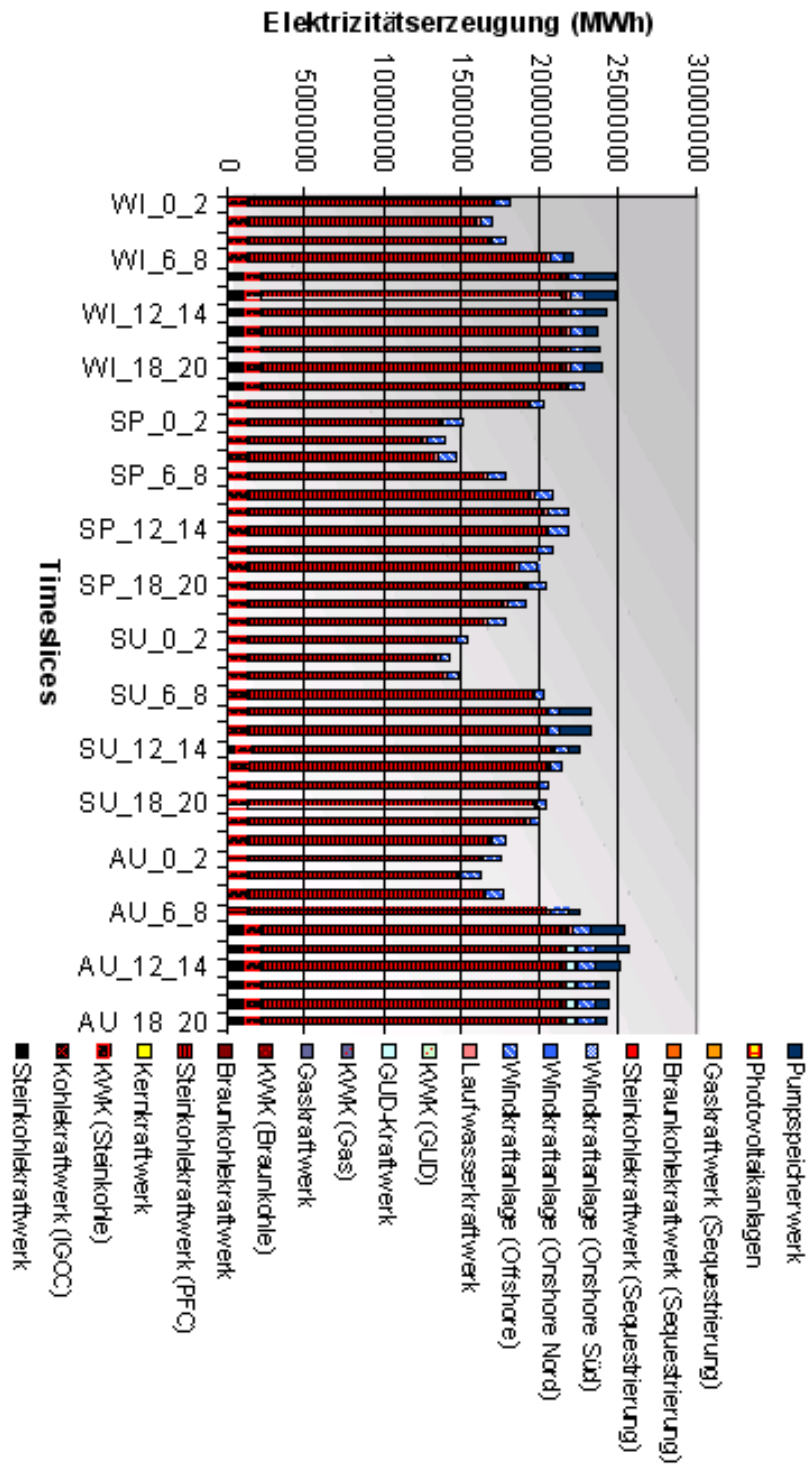
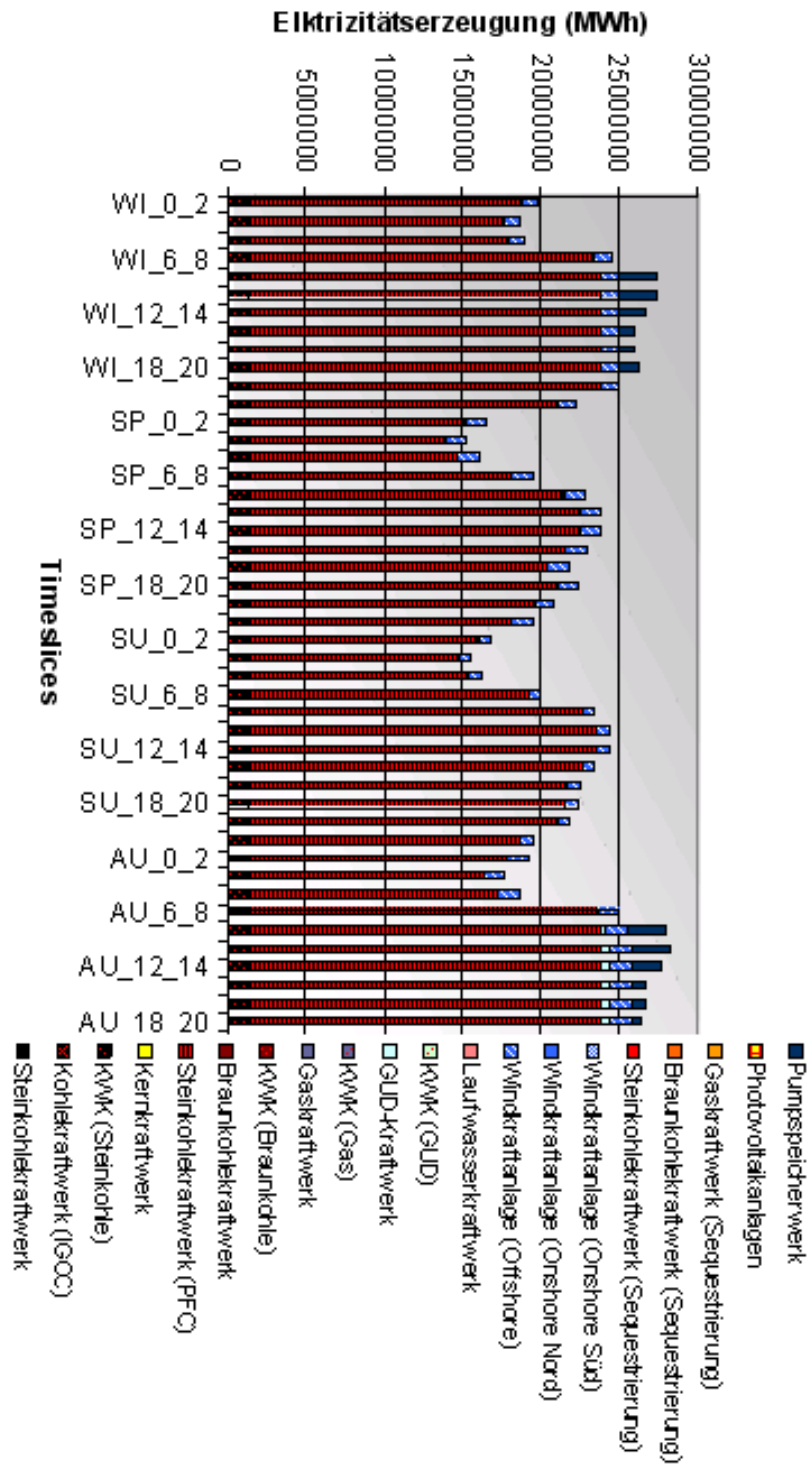


Abbildung 37: Stromerzeugung Szenario1 (Jahr 2055)



9.2.3. Industriesektor

Abbildung 38: Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario1)

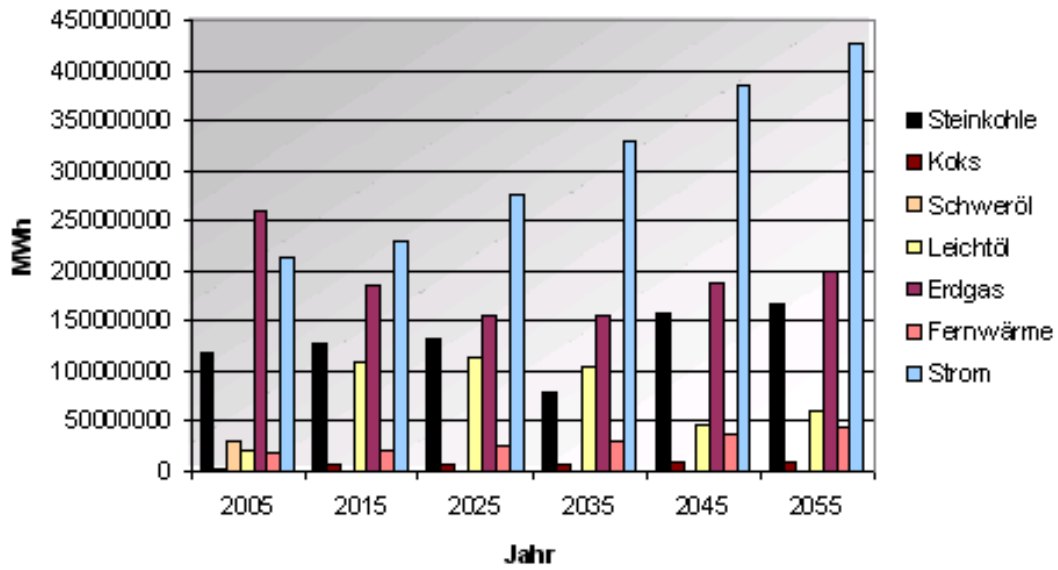
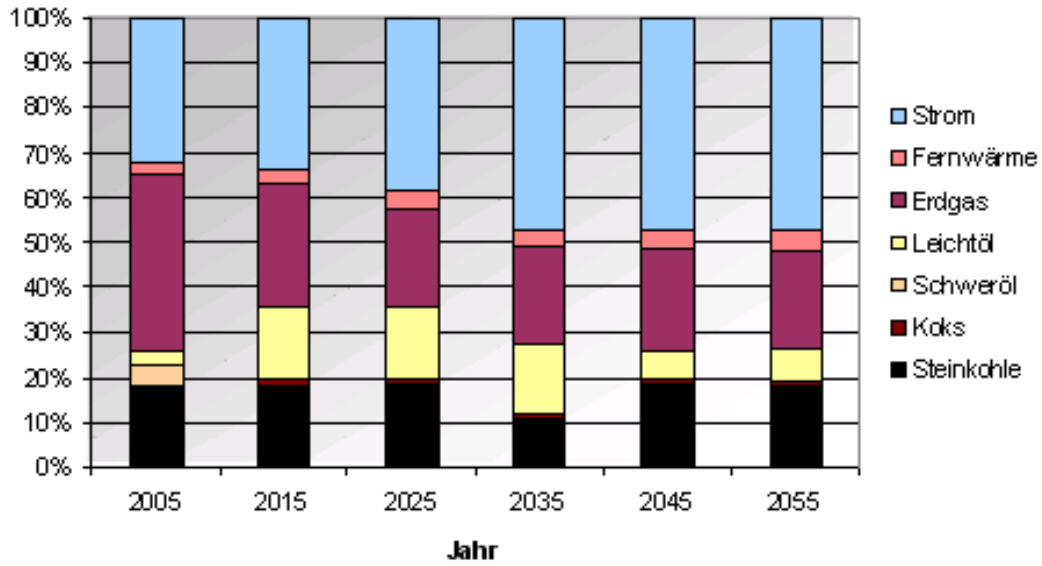


Abbildung 39: Anteil des Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario1)



9.2.4. GHD-Sektor

Abbildung 40: Energie zur Raumwärmeerzeugung des GHD-Sektor (Szenario1)

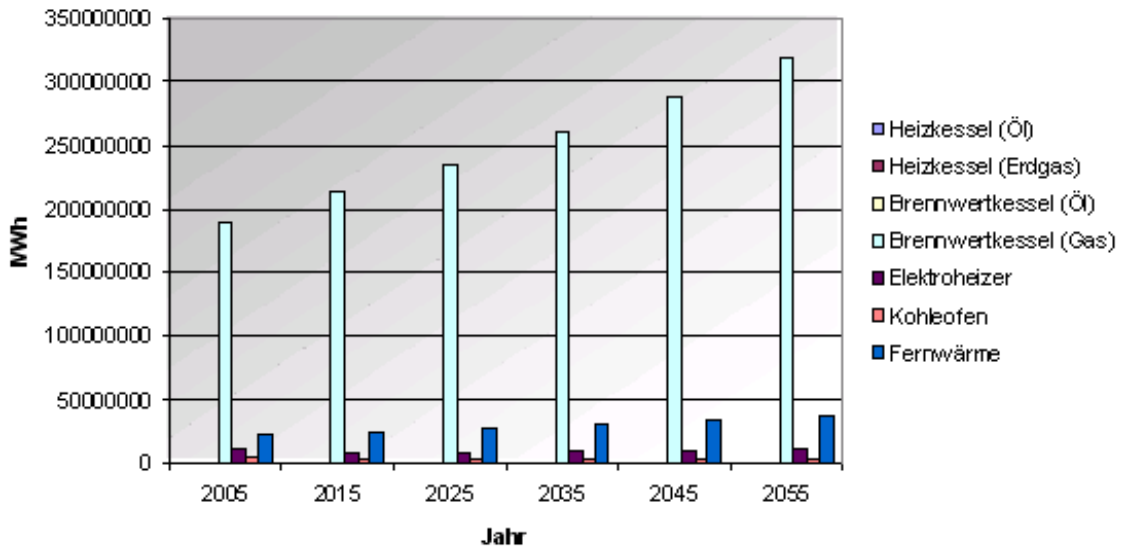


Abbildung 41: Anteile der Heiztechnologien im GHD-Sektor (Szenario1)

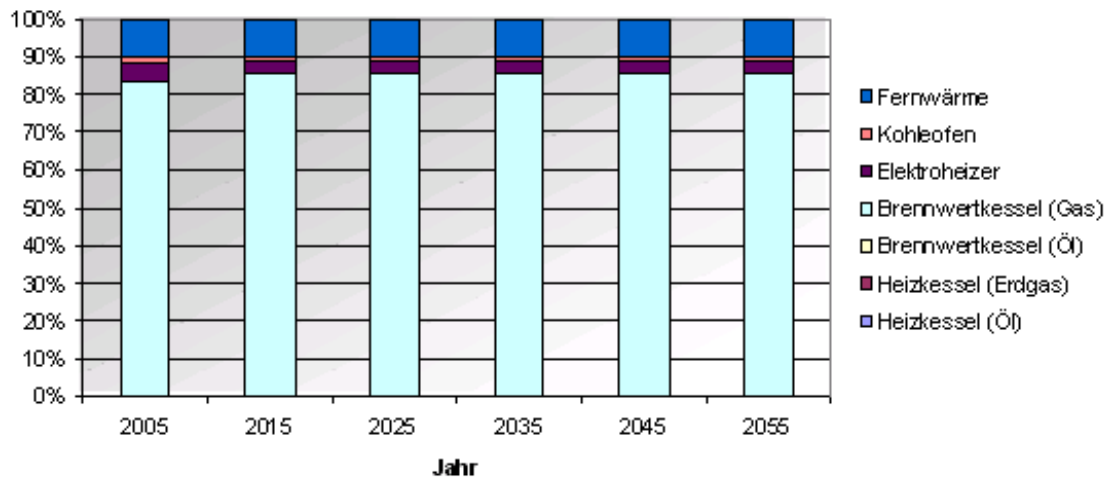


Abbildung 42: Entwicklung der Fläche des GHD-Sektor (Szenario1)

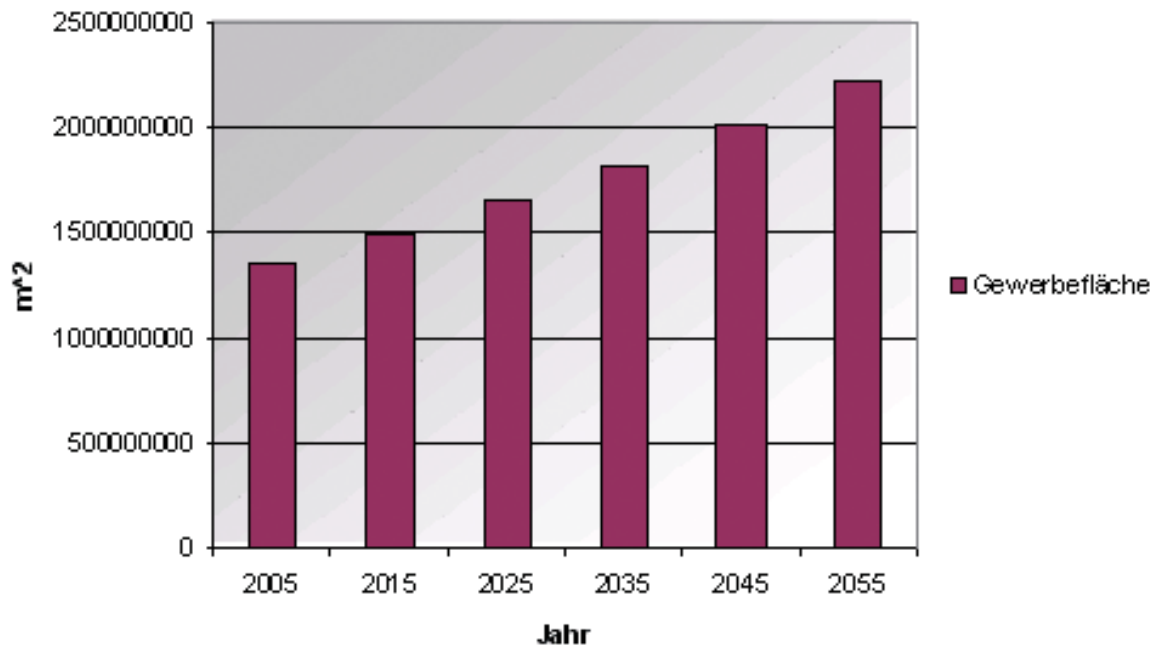
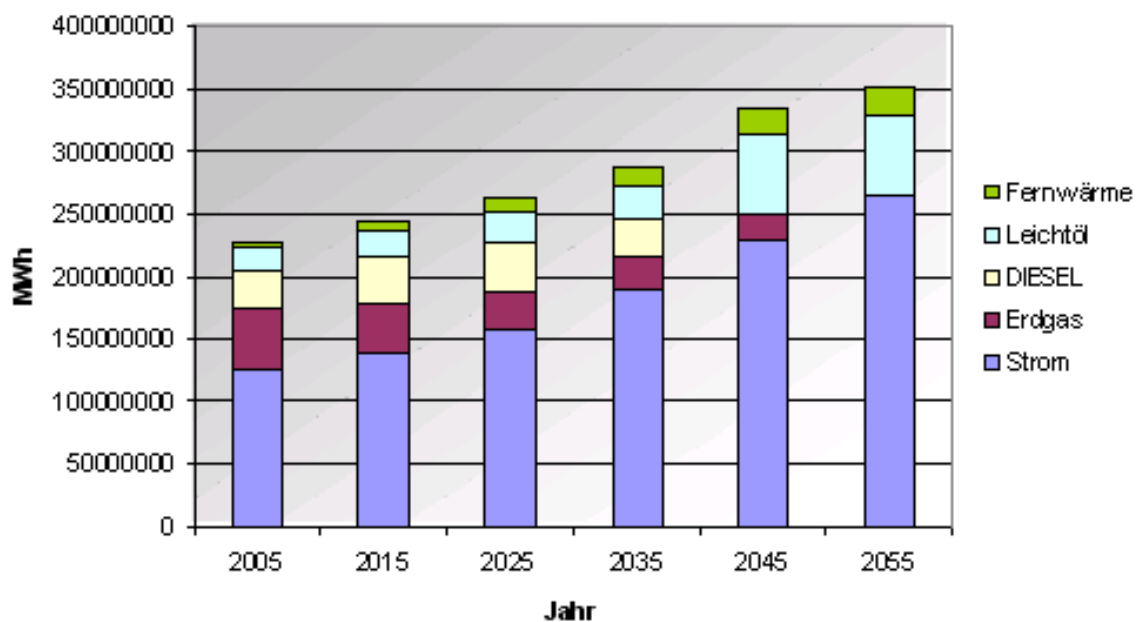


Abbildung 43: Anteile der Energieträger im GHD-Sektor - ohne Raumwärmeerzeugung (Szenario1)





## 9.2.5. Haushaltssektor

Abbildung 44: Entwicklung des Wohnraumes (Szenario1)

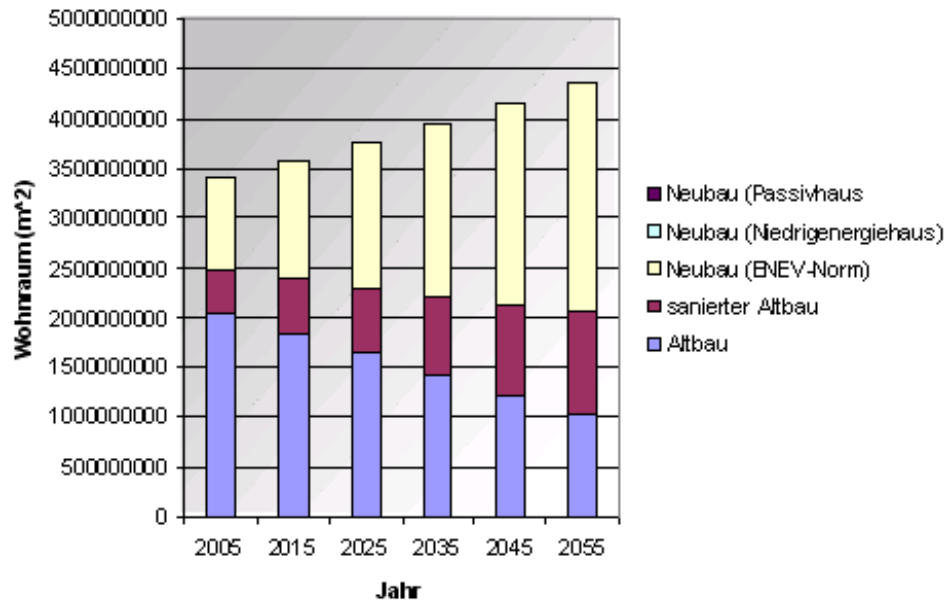


Abbildung 45: Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario1)

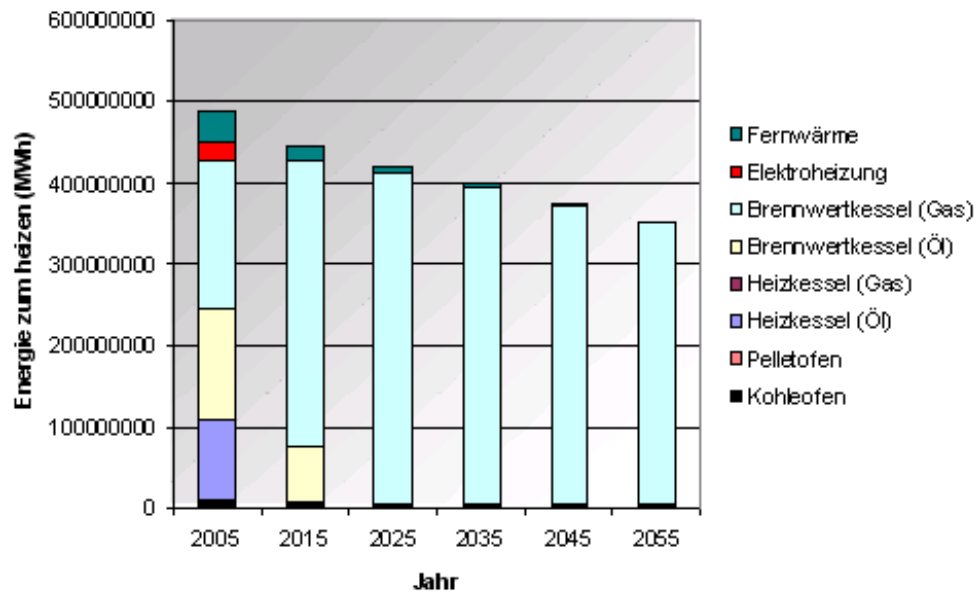
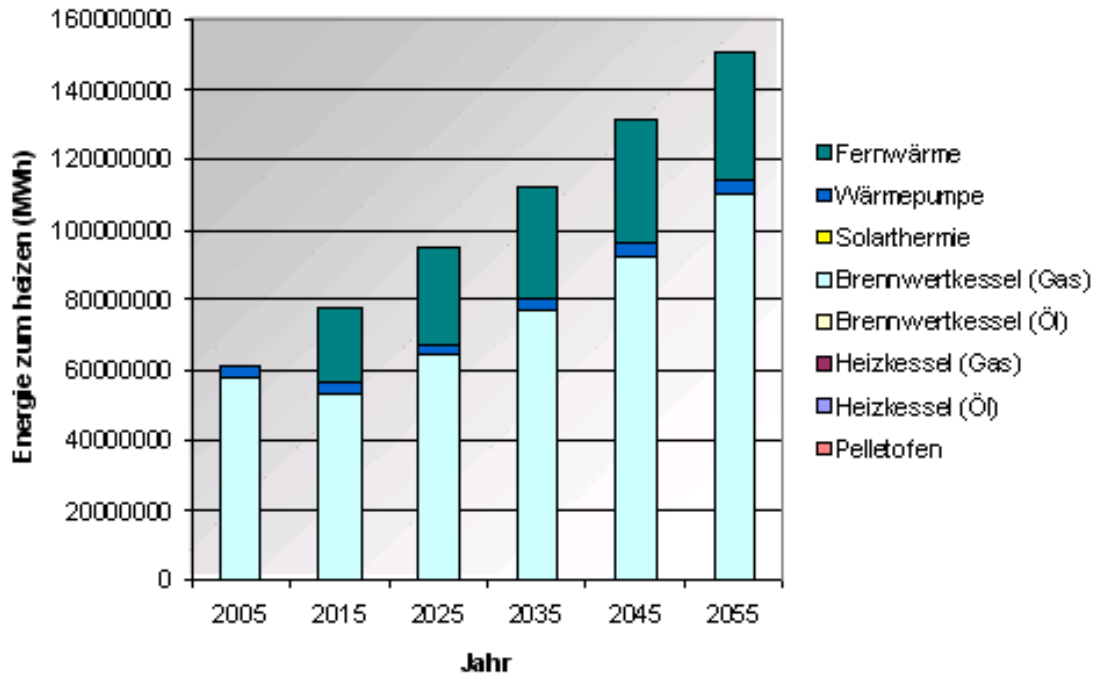


Abbildung 46: Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario1)



### 9.2.6. Verkehrssektor

Abbildung 47: Leistungen der Verkehrsträger am Personenverkehr (Szenario1)

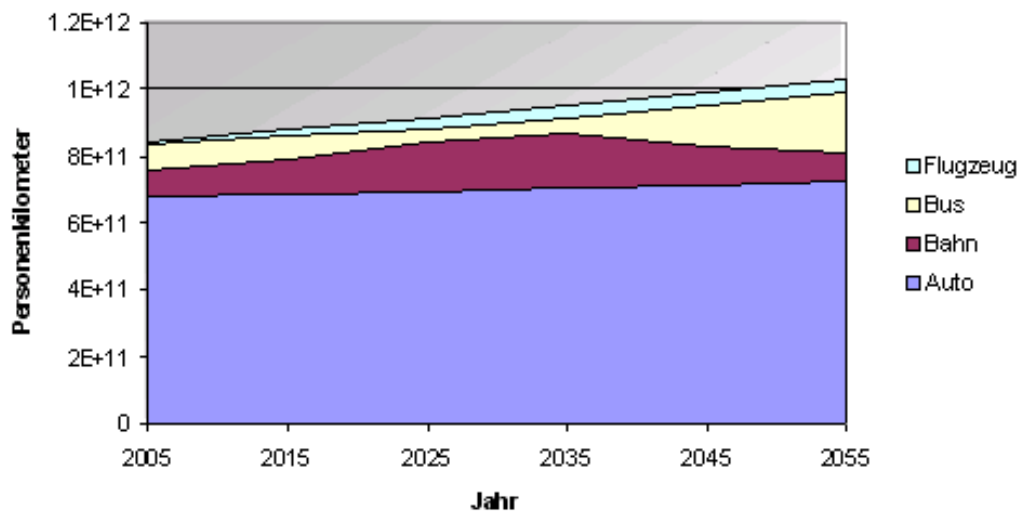


Abbildung 48: Anteile der Verkehrsträger am Personenverkehr (Szenario1)

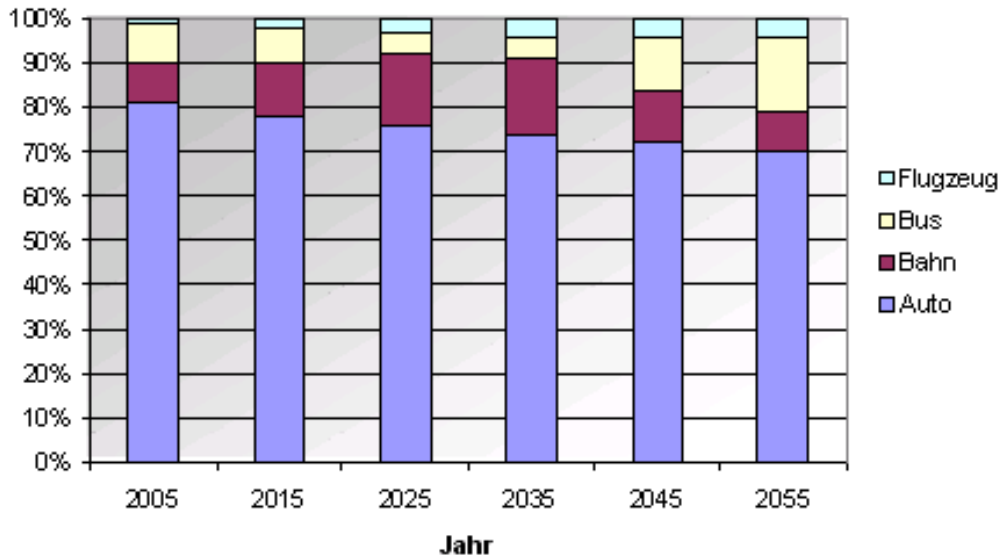


Abbildung 49: Fahrleistung der PKW Technologien (Szenario1)

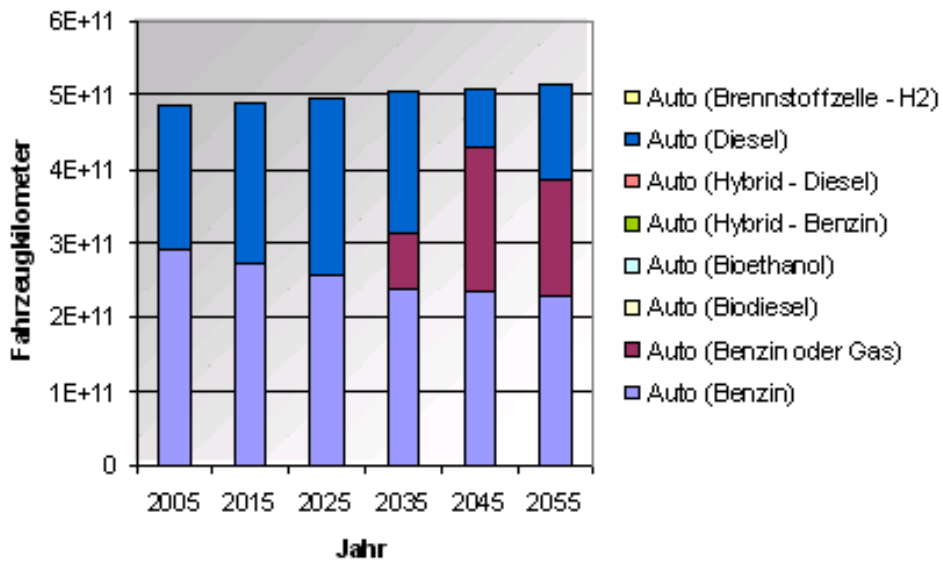


Abbildung 50: Leistungen der Verkehrsträger am Güterverkehr - summiert (Szenario1)

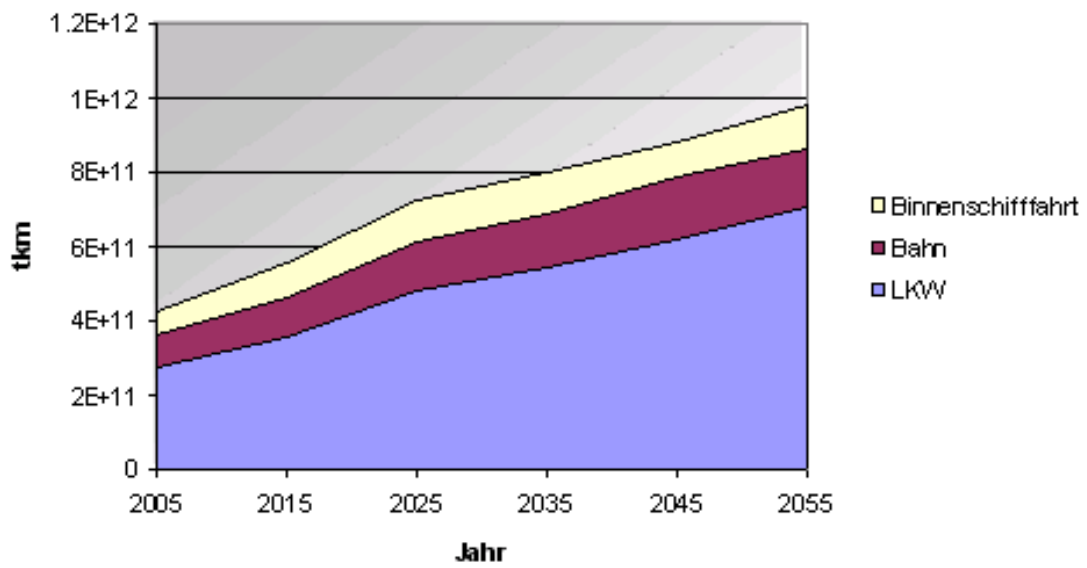


Abbildung 51: Leistung der Verkehrsträger am Güterverkehr (Szenario1)

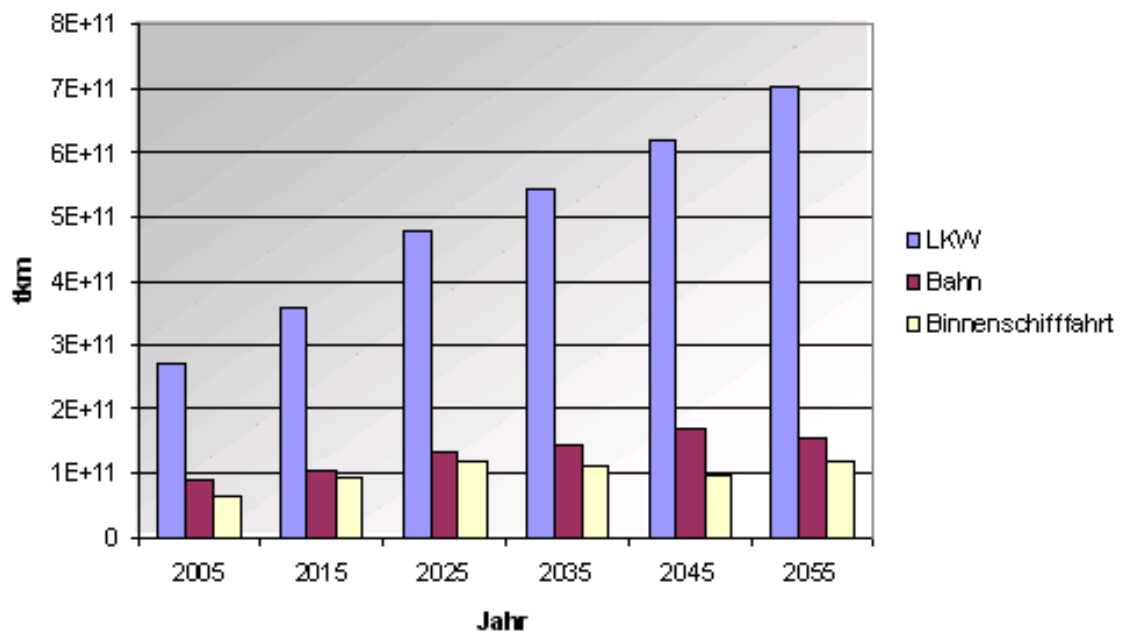
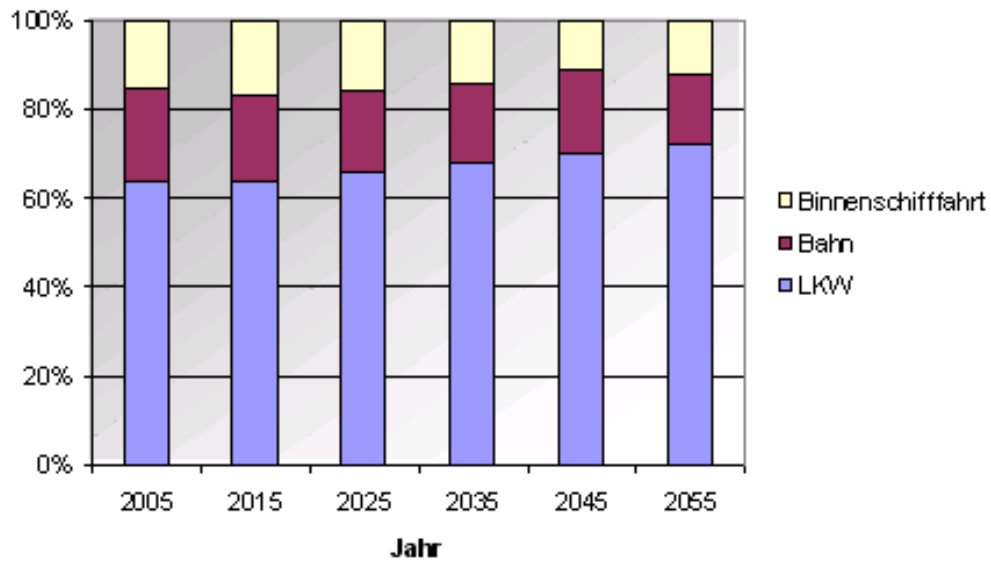


Abbildung 52: Anteile der Verkehrsträger am Güterverkehr (Szenario1)



### 9.2.7. Treiber - Primärenergieverbrauch - $CO_2$ - Strompreise

Abbildung 53: Entwicklung des BIP (Szenario1)

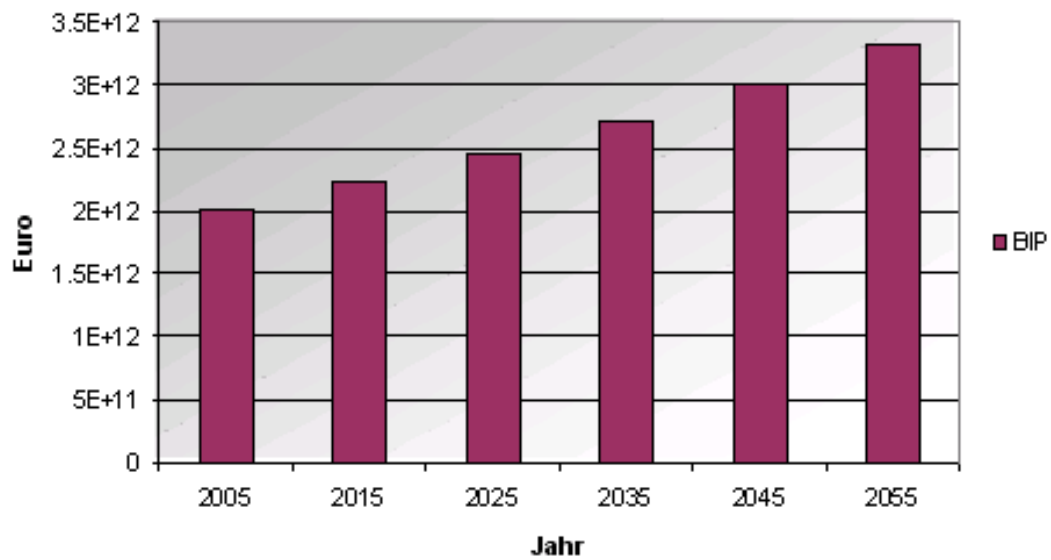


Abbildung 54: Entwicklung der Personenkilometer (Szenario1)

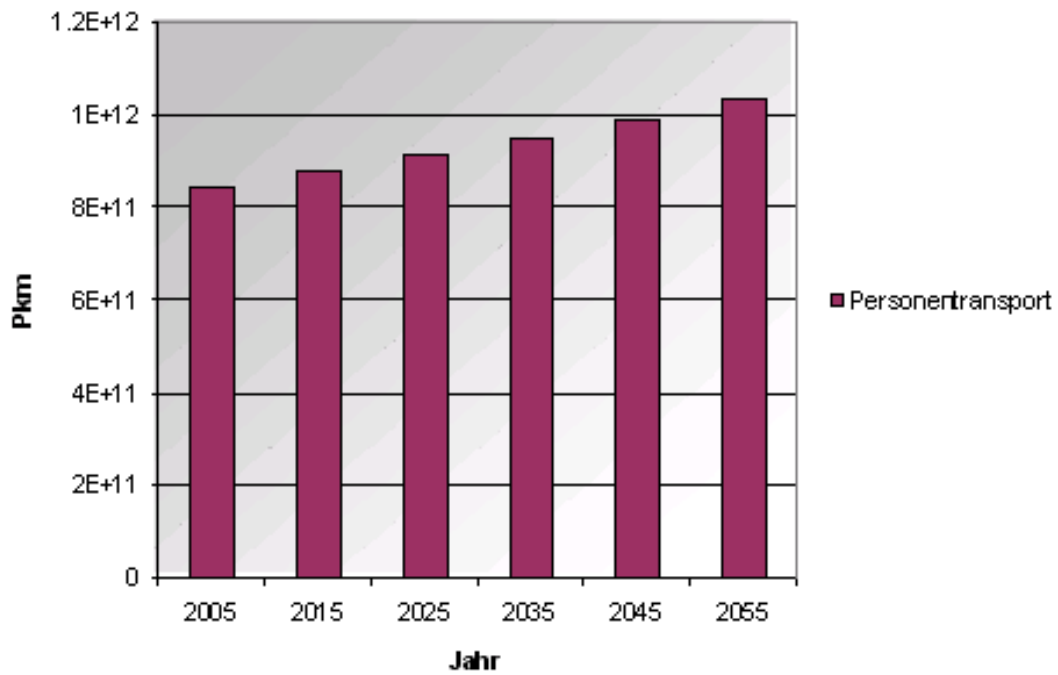


Abbildung 55: Entwicklung der Transportkilometer (Szenario1)

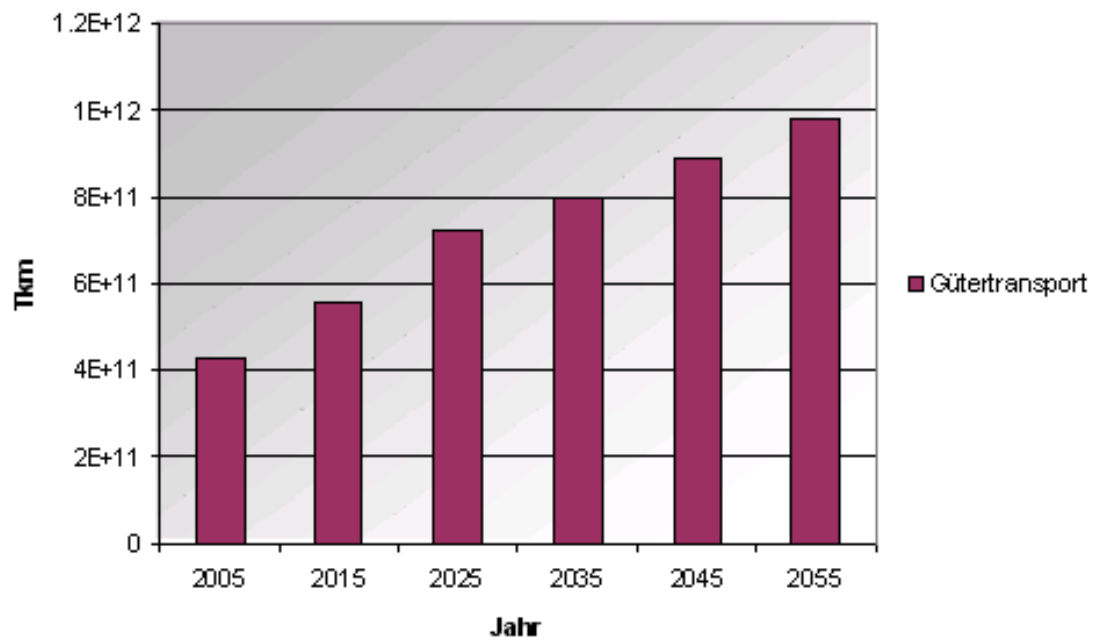


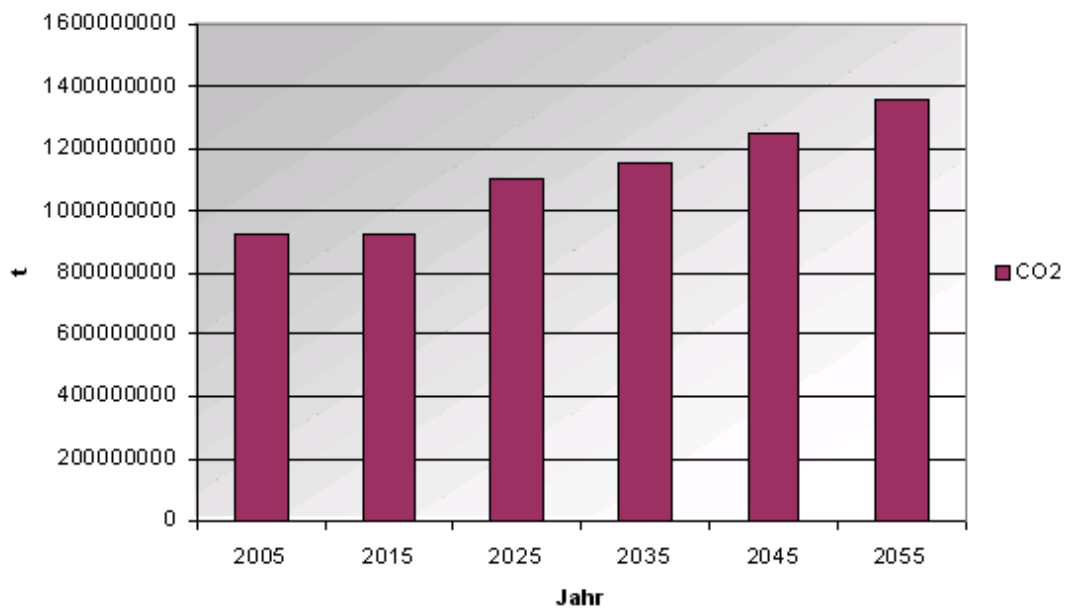
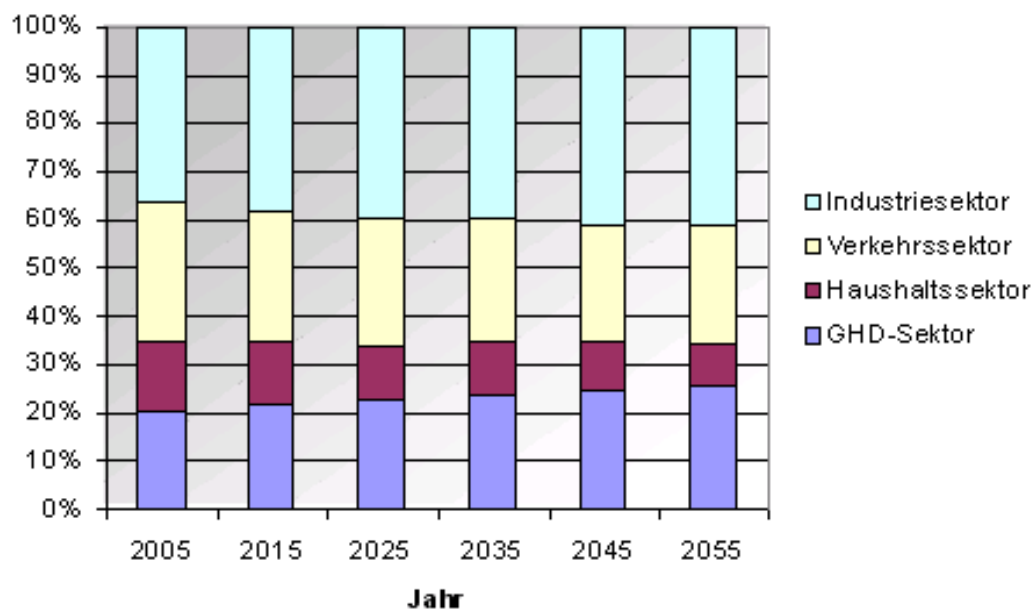
Abbildung 56: Entwicklung des  $CO_2$  Ausstoßes (Szenario1)Abbildung 57: Anteile der Sektoren am  $CO_2$  Ausstoß (Szenario1)

Abbildung 58: Entwicklung der Strompreise (Szenario1)

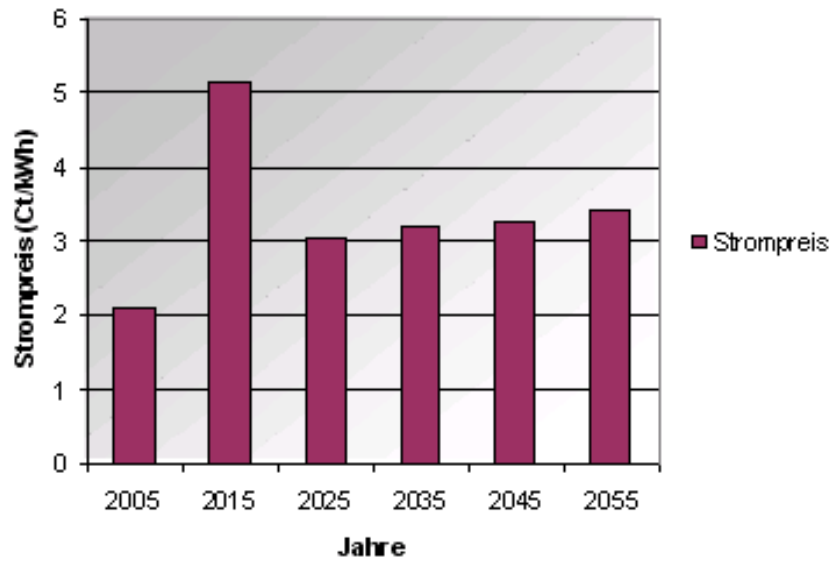
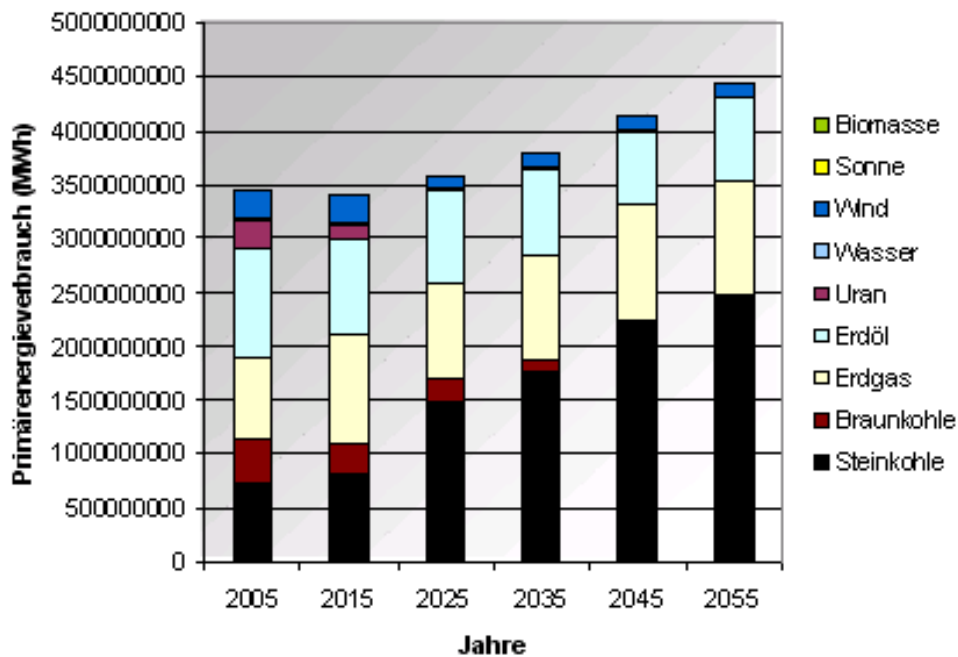


Abbildung 59: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario1)





## 9.3. Modellszenario2

### 9.3.1. Aussagen zu den Modellergebnissen

Dieses Szenario ähnelt dem Basisszenario. Es wurde lediglich die Diskontrate von 5% auf 8% erhöht. Der Einfluss der veränderten Rate auf die Energieflüsse soll hiermit untersucht werden.

Der Stromsektor wird von der erhöhten Diskontrate kaum beeinflusst. Es wird jedoch z.B. ca. 5,5% mehr Braunkohle im Jahr 2035 in Braunkohlekraftwerken verarbeitet als im gleichen Jahr des Basisszenarios (dies ist hier erwähnt, da man die Veränderung auf Grund des geringen Unterschiedes nicht in den Grafiken ablesen kann - Daten zum Nachrechnen sind auf der beigefügten CD enthalten). Ansonsten hat die Veränderung der Diskontrate einen Einfluss auf die Nutzung der verschiedenen Technologien. So wird im Haushalts-, wie im Gewerbesektor bei der 8% Diskontrate zu erst der Heizkessel u. später erst der Brennwertkessel genutzt (bei der 5% Diskontrate wurde immer nur der Brennwertkessel verwendet). Dies liegt daran, dass ab einer gewissen Höhe der Zinsrate die teurere Technologie (in diesem Fall der Brennwertkessel) trotz höheren Wirkungsgrades unrentabel ist. Mit der Zeit setzt sich auf Grund steigender Brennstoffpreise diese Technologie dann aber doch wieder durch (der Heizkessel benötigt wegen seines geringeren Wirkungsgrades zu hohe Brennstoffmengen). Die unterschiedliche Nutzung der Heiztechnologie hat wegen der verschiedenen Wirkungsgrade auch einen unterschiedlichen  $CO_2$  Ausstoß zur Folge. So entsteht im Szenario2 für das Jahr 2005 mehr  $CO_2$  als im gleichen Jahr des Basisszenarios. Die Strompreise sind sehr niedrig. Der hohe Ausschlag der Strompreise 2015 ist durch den vermehrten Neuaufbau von Kraftwerkskapazitäten (Kraftwerke müssen ersetzt werden - insbesondere Kernkraftwerke) erklärbar.

## 9.3.2. Grafiken des Modellszenario2

Abbildung 60: Energie zur Raumwärmeerzeugung des GHD-Sektor (Szenario2)

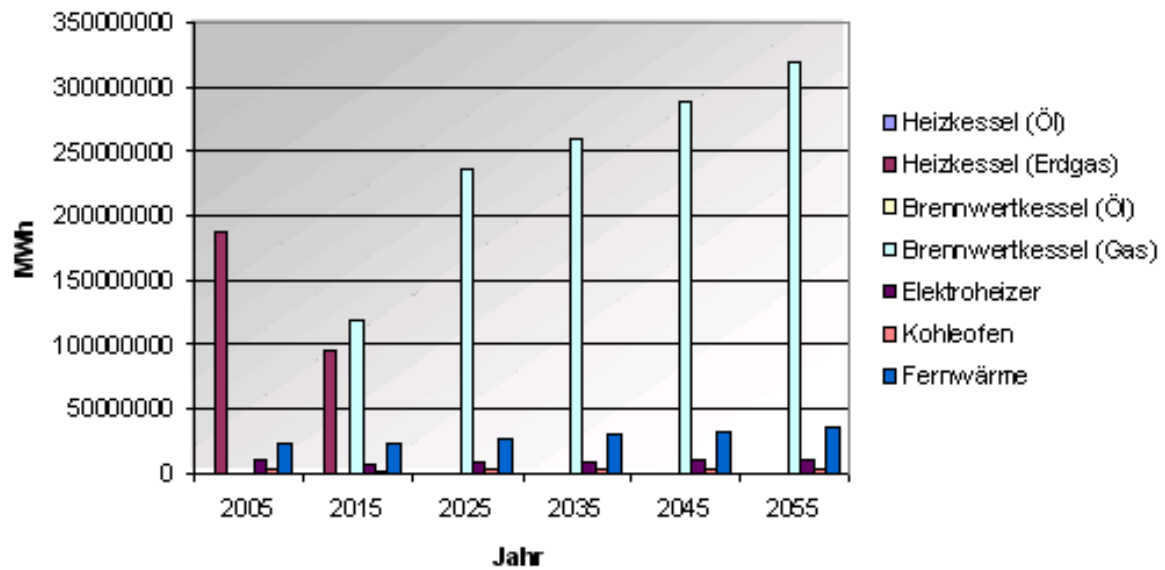


Abbildung 61: Anteile der Heiztechnologien im GHD-Sektor (Szenario2)

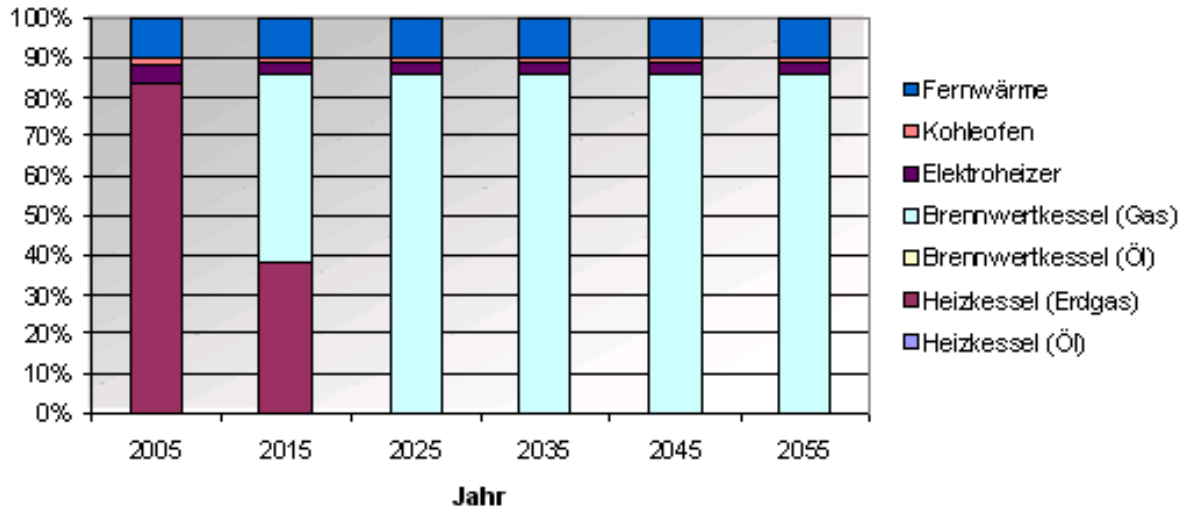


Abbildung 62: Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario2)

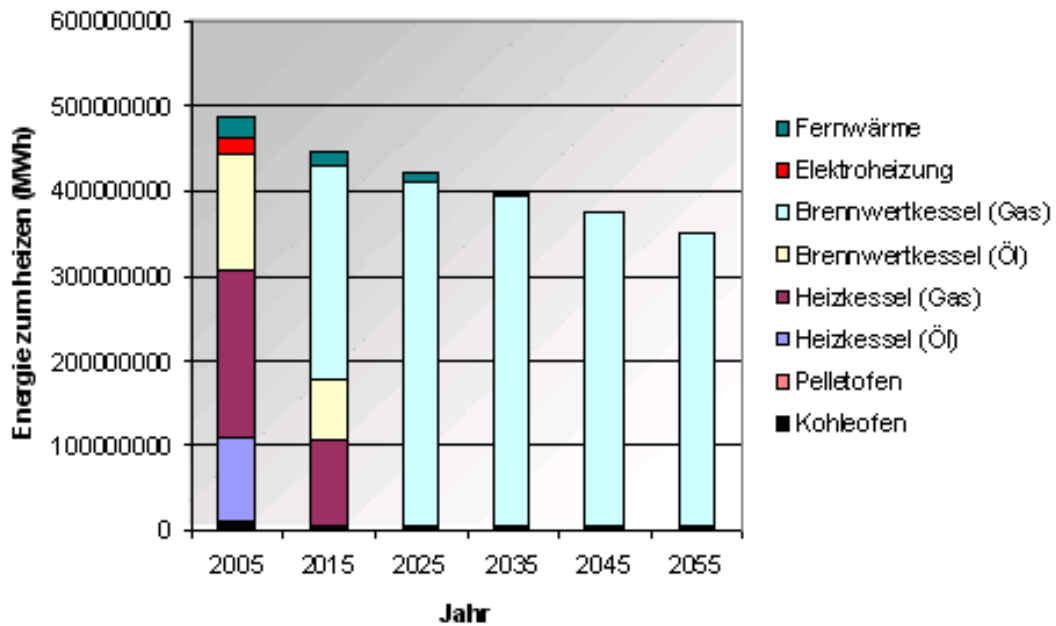


Abbildung 63: Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario2)

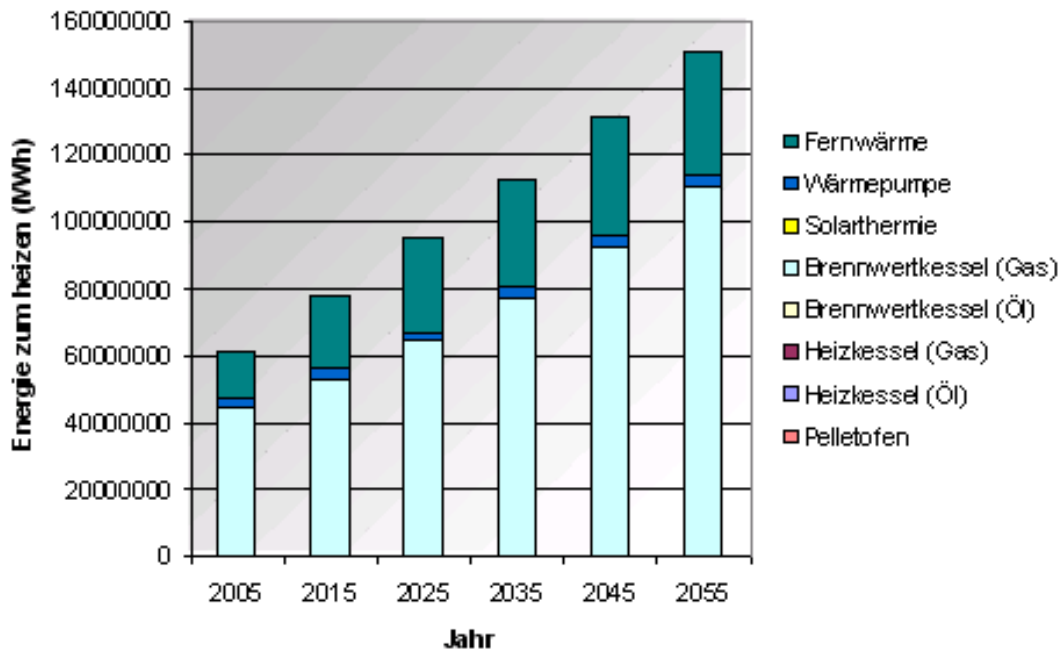


Abbildung 64: Fahrleistung der PKW Technologien (Szenario2)

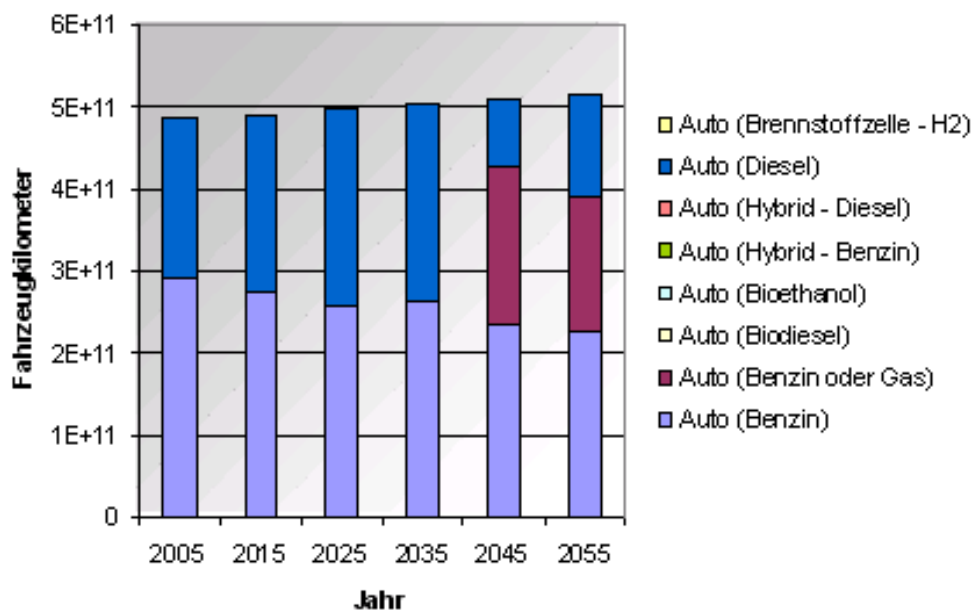
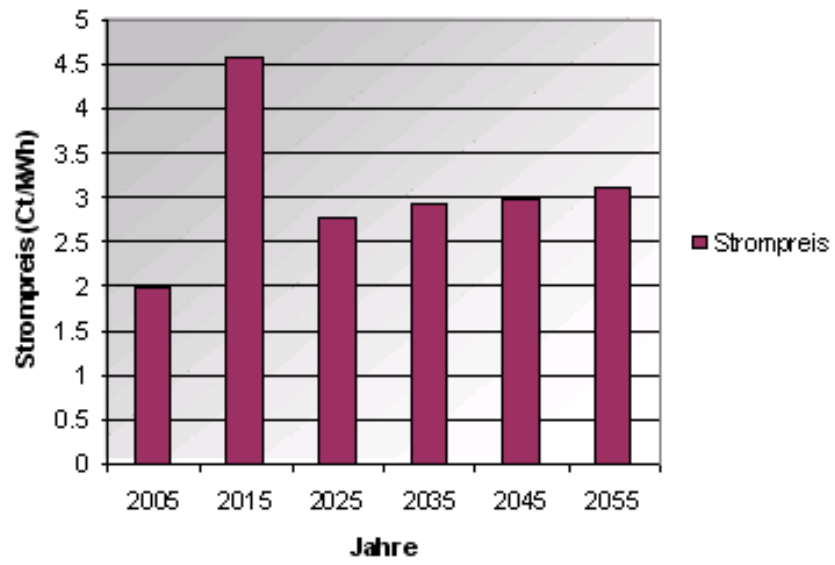


Abbildung 65: Entwicklung der Strompreise (Szenario2)



## 9.4. Modellszenario3

### 9.4.1. Aussagen zu den Modellergebnissen

Hierbei handelt es sich um ein Szenario, bei dem der Gesamt- $CO_2$ -Ausstoß mit den Jahren reduziert werden soll.

Bei diesem Szenario lässt sich deutlich erkennen, dass auf einen anderen Kraftwerkstyp ausgewichen wird. Ab dem Jahr 2025 werden massiv Sequestrierungskraftwerke gebaut (im Jahr 2015 ist Sequestrierung im Modell noch nicht erlaubt). Hierbei wird auf Sequestrierung auf Basis von Steinkohle gesetzt. Auch im Industriesektor wird  $CO_2$  eingespart. So verdrängt dort das Erdgas die Steinkohle. Bei der Verbrennung von Erdgas wird weniger  $CO_2$  freigesetzt als bei der Verbrennung von Kohle. Erdgas wird weiterhin als Energieträger zur Nichtraumwärmeerzeugung des Gewerbesektors genutzt (im Basisszenario wird Erdgas durch Strom verdrängt). Auch im Haushaltssektor wird das  $CO_2$  sparende Erdgas verwendet. Gegen Ende des Modells wird darüber hinaus Biomasse zur Raumwärmeerzeugung genutzt (Biomasse kann sich in Szenarien ohne  $CO_2$  Beschränkung nicht behaupten). Im Verkehrssektor setzen sich vermehrt Autos durch, welche auch Biogas als Treibstoff nutzen. Es ist erkennbar, dass die Strompreise bei einem solchen Szenario deutlich und dauerhaft über dem heutigen Strompreisniveau liegen.

## 9.4.2. Grafiken des Modellszenario3

Abbildung 66: Gesamtstromerzeugung Szenario3

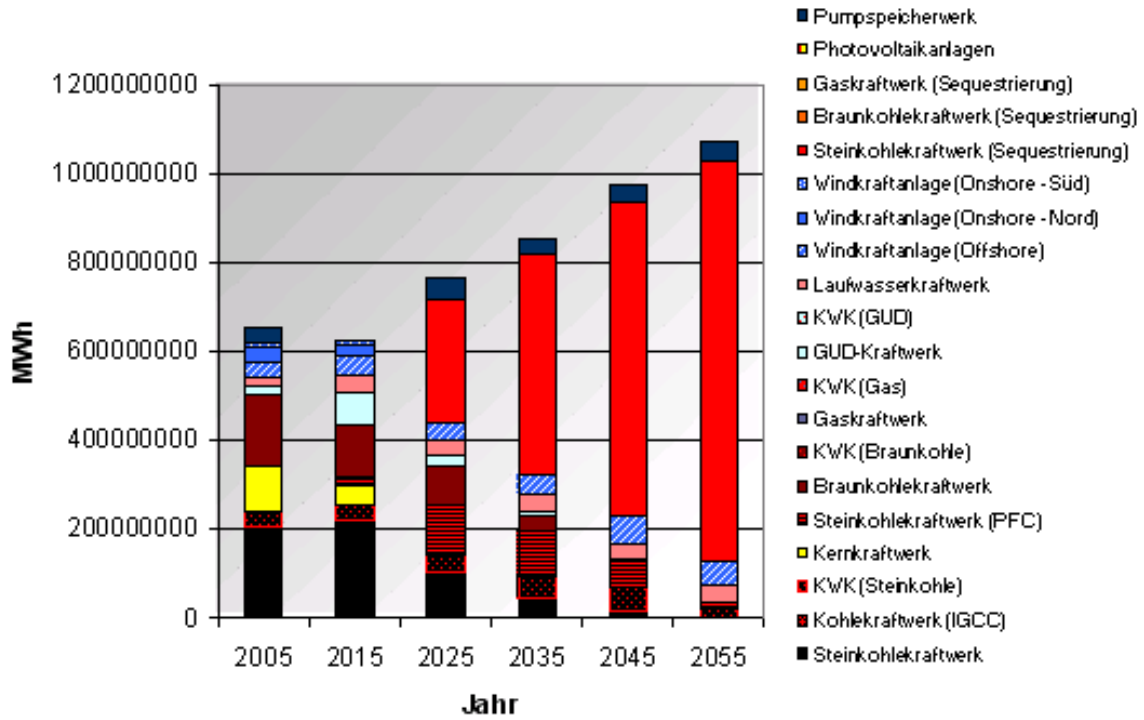


Abbildung 67: Stromerzeugung Szenario3 (Jahr 2015)

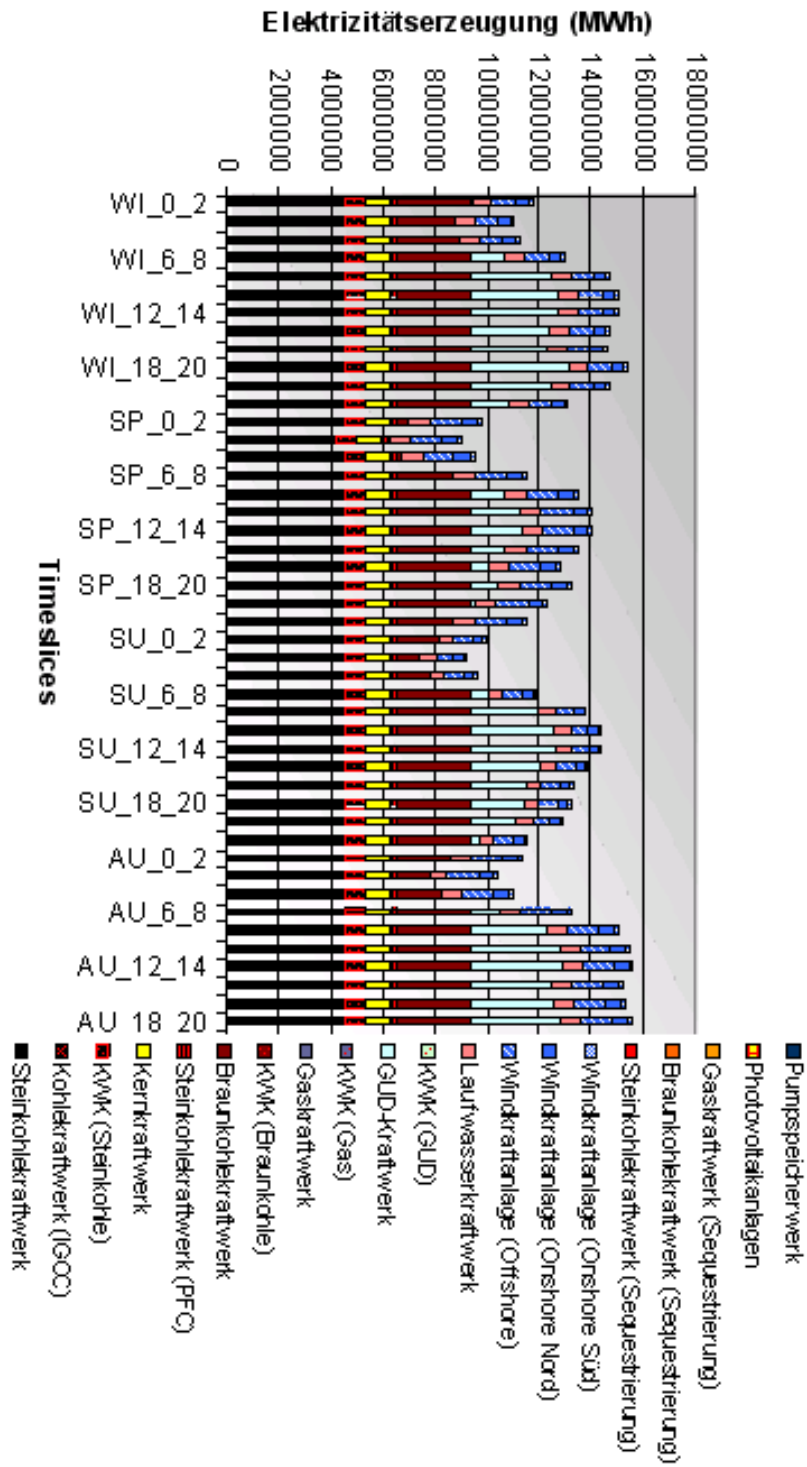




Abbildung 68: Stromerzeugung Szenario3 (Jahr 2025)

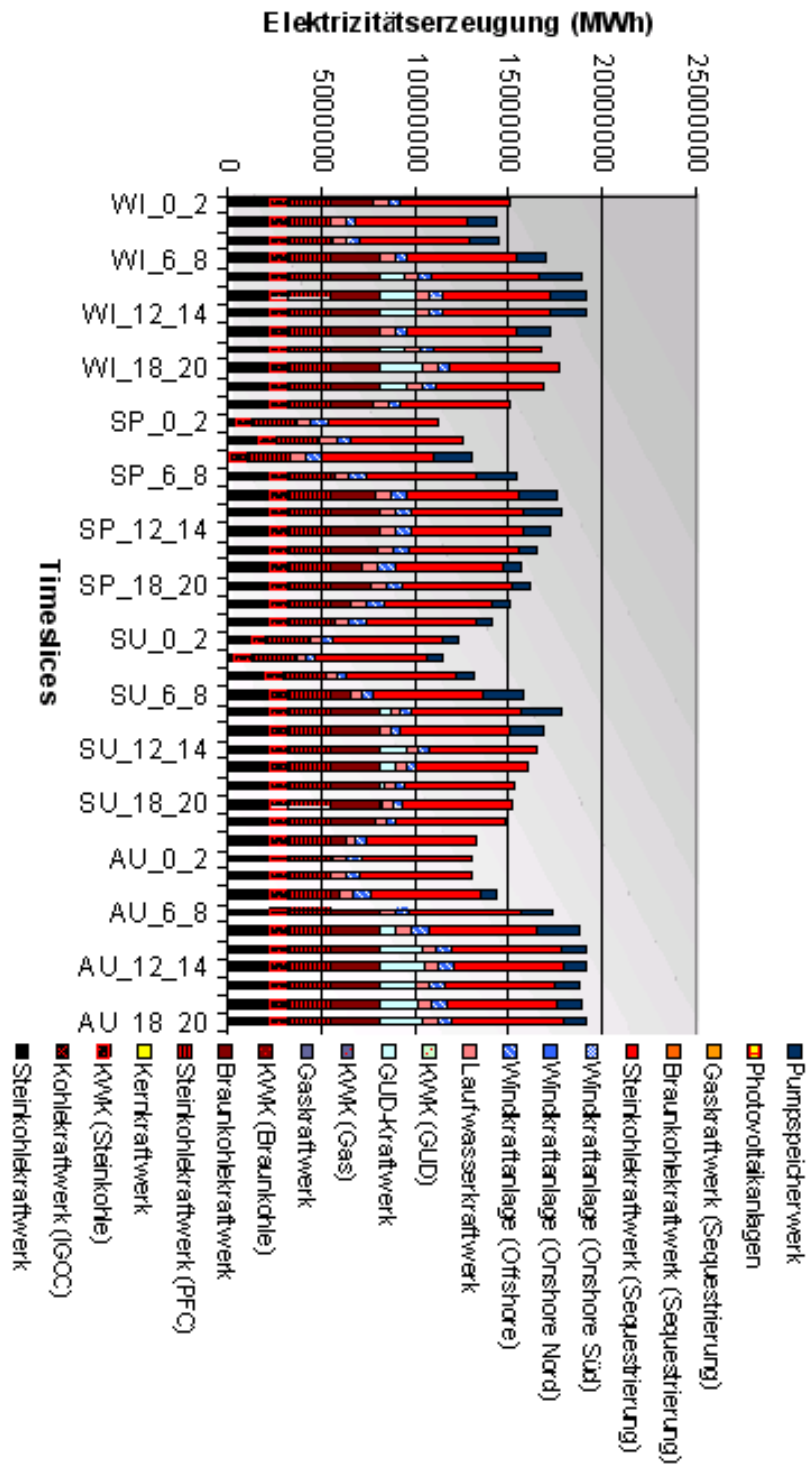


Abbildung 69: Stromerzeugung Szenario3 (Jahr 2055)

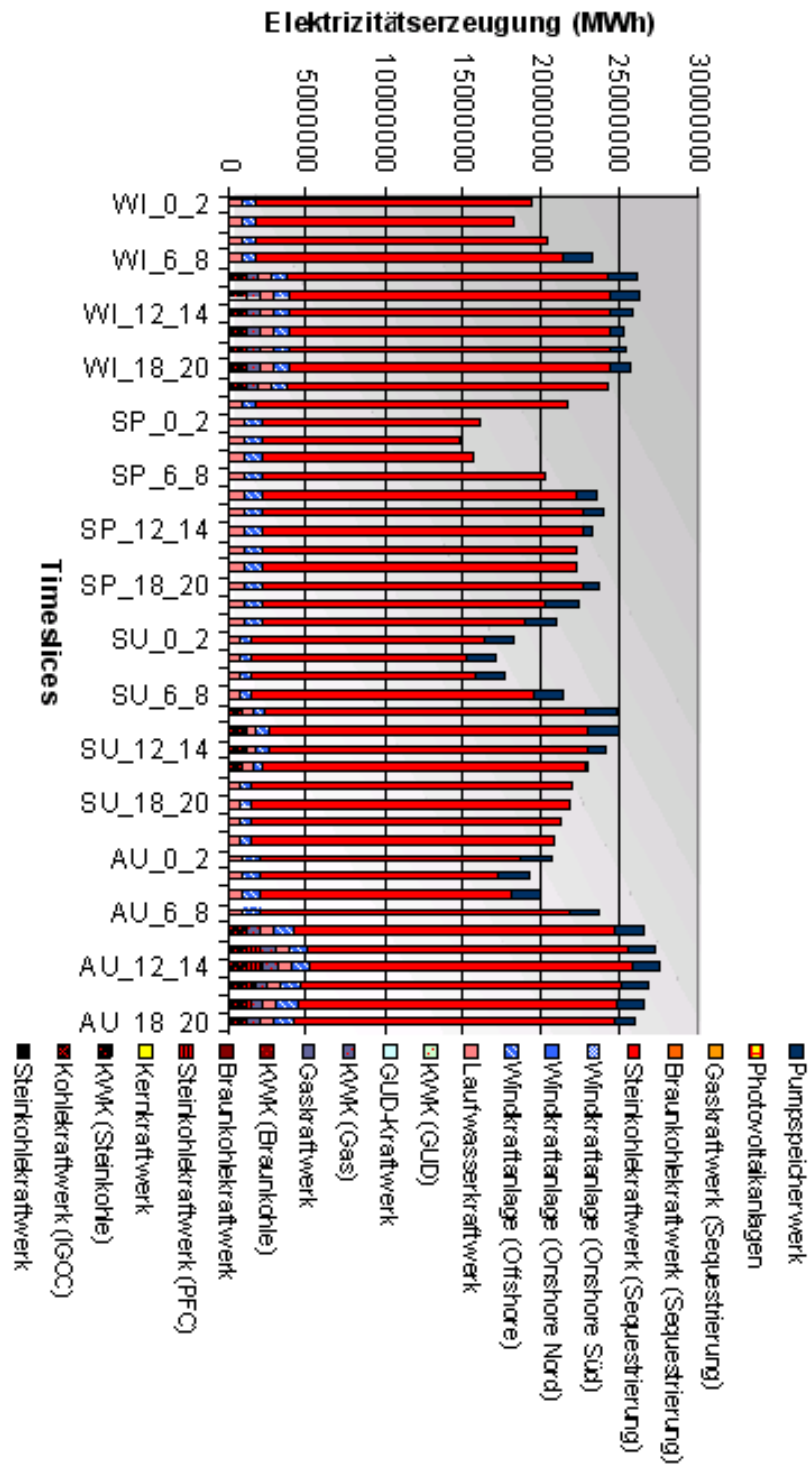


Abbildung 70: Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario3)

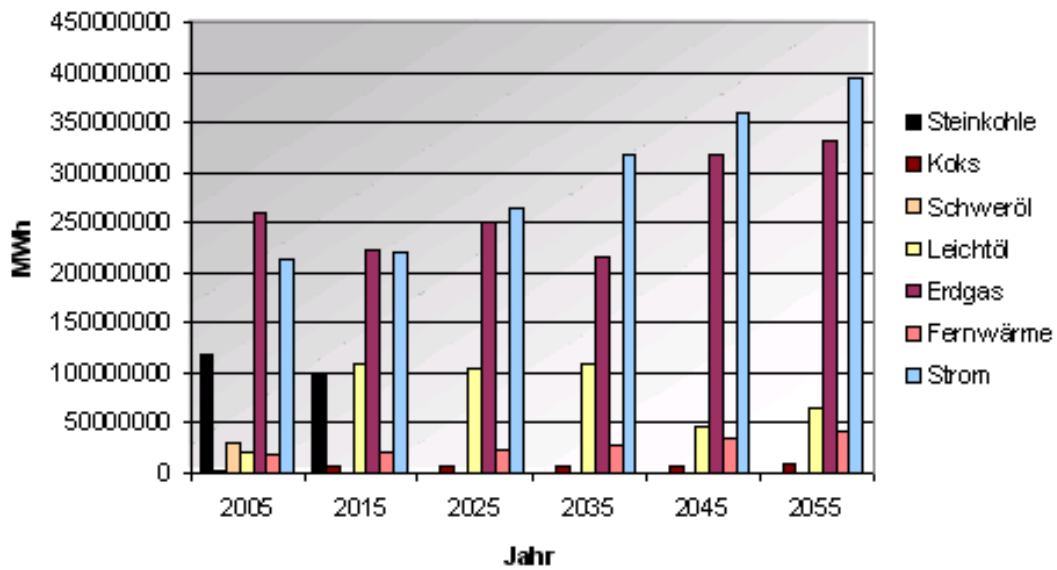


Abbildung 71: Anteile des Energieinput im Industrie-Sektor (Szenario3)

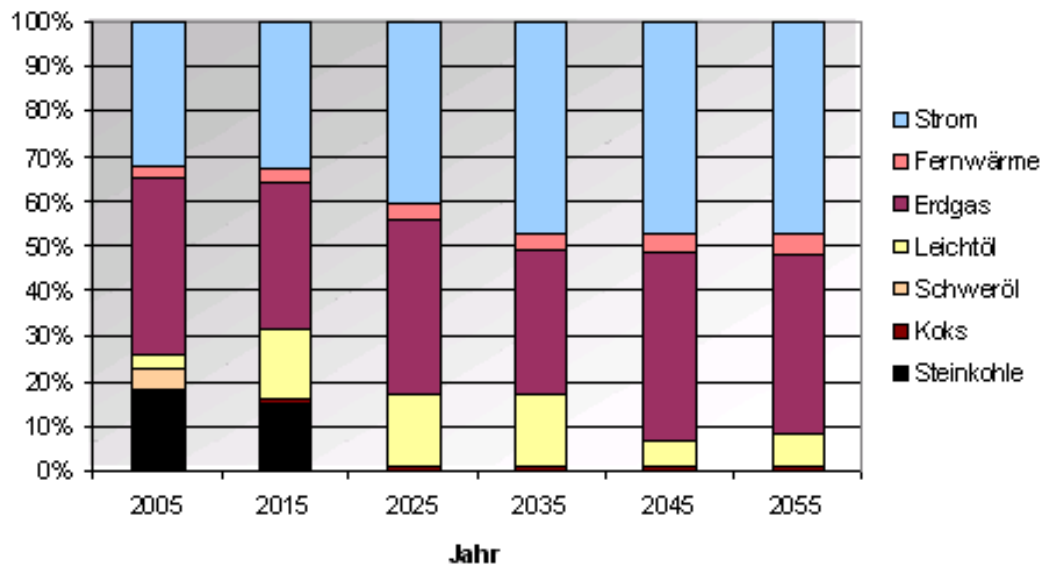


Abbildung 72: Anteile der Energieträger im GHD-Sektor - ohne Raumwärmeerzeugung (Szenario3)

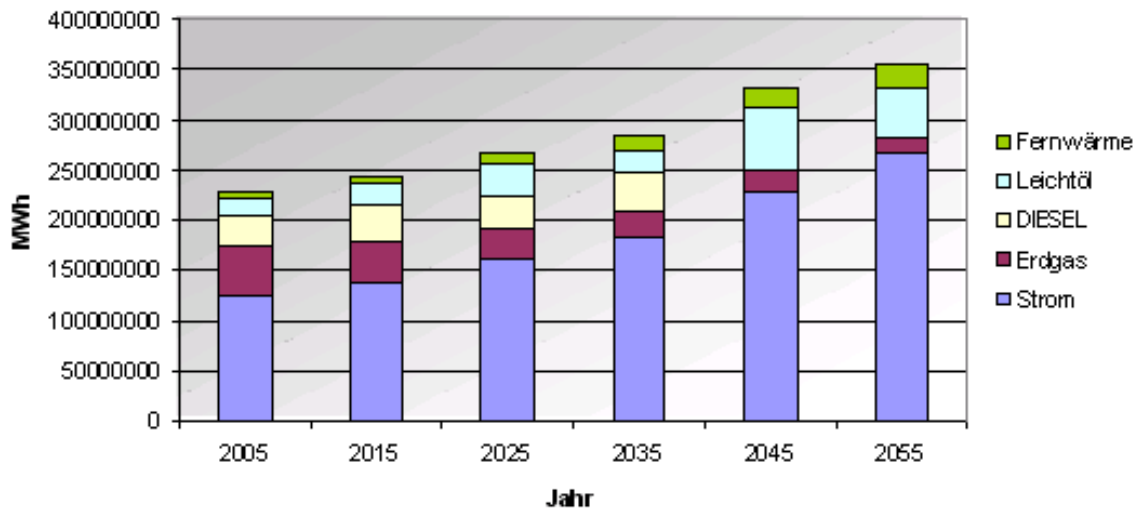


Abbildung 73: Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario3)

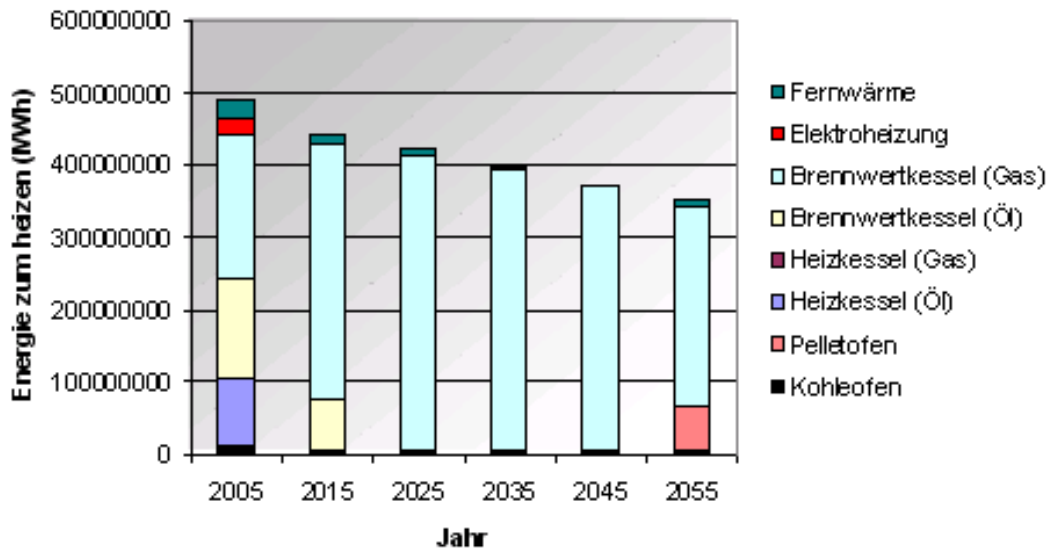


Abbildung 74: Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario3)

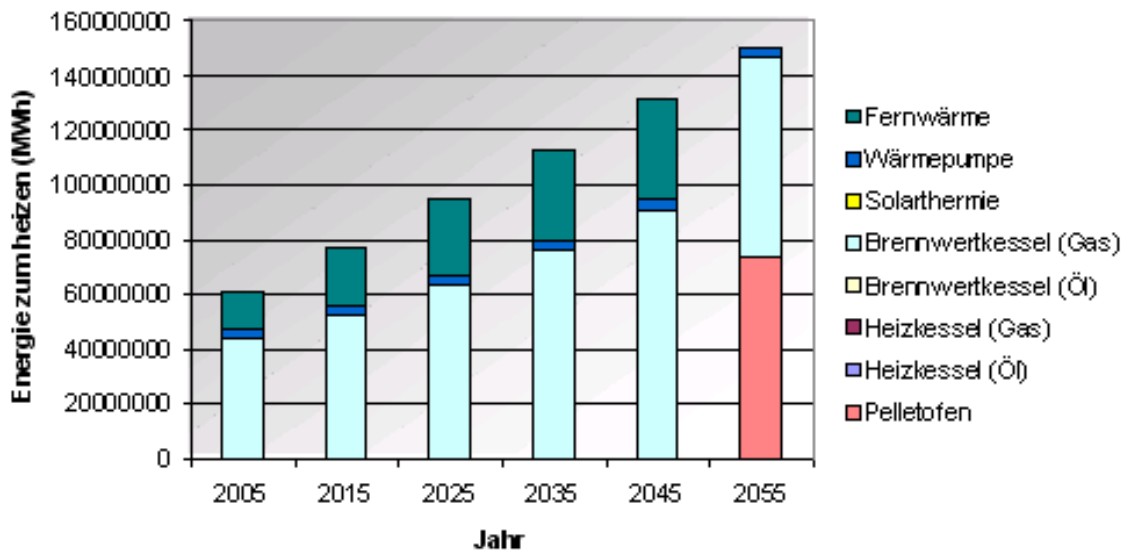


Abbildung 75: Fahrleistung der PKW Technologien (Szenario3)

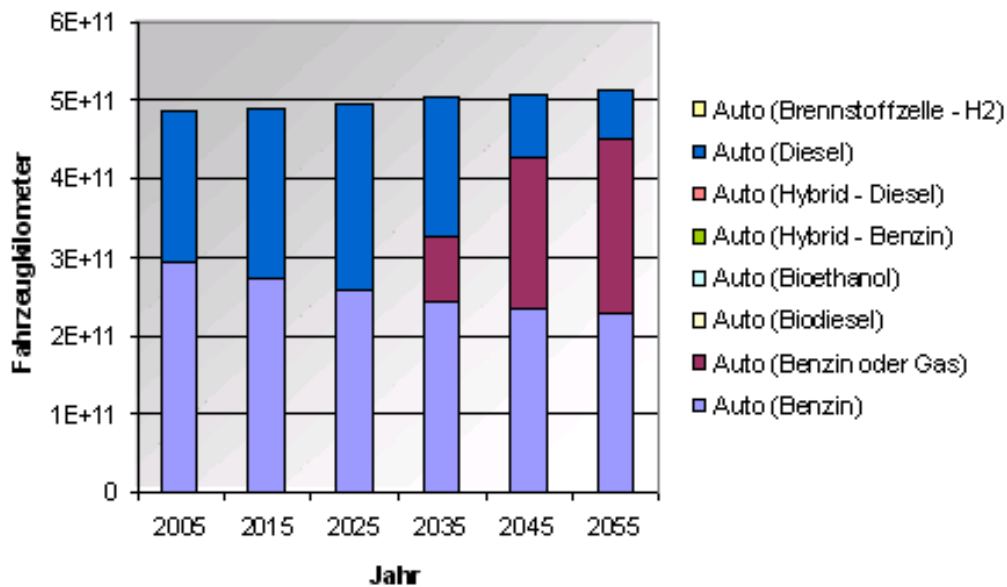


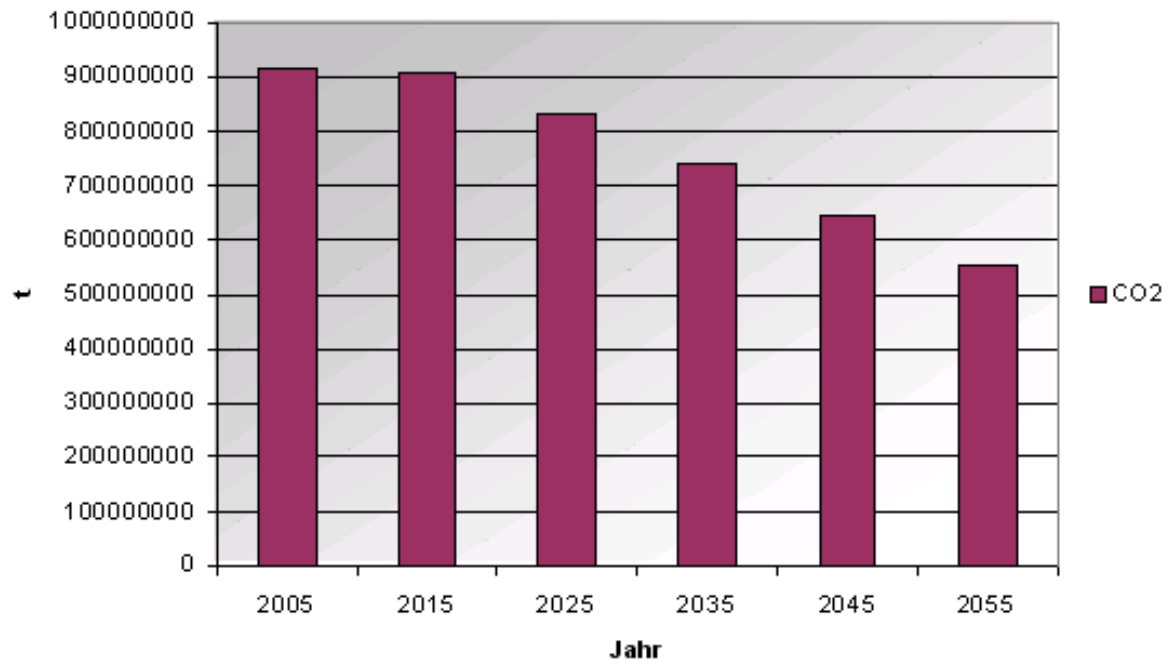
Abbildung 76: Entwicklung des  $CO_2$  Ausstoßes (Szenario3)

Abbildung 77: Entwicklung der Strompreise (Szenario3)

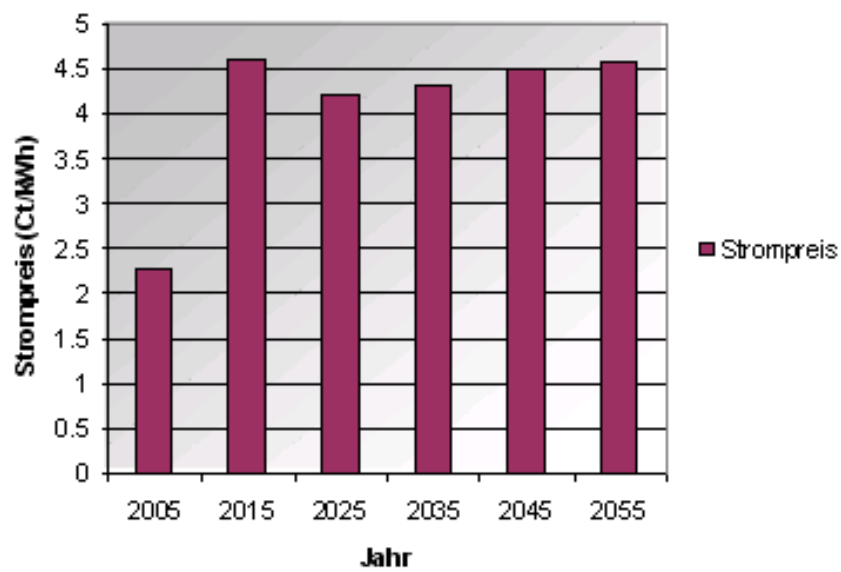
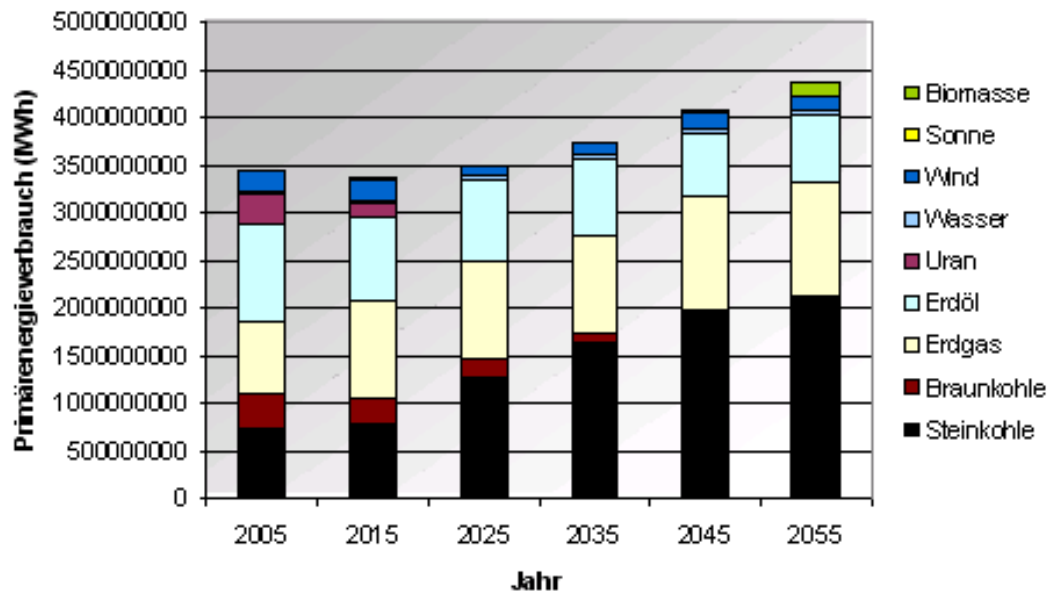


Abbildung 78: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario3)



## 9.5. Modellszenario4

### 9.5.1. Aussagen zu den Modellergebnissen

In diesem Szenario werden die Importpreise für Erdgas erhöht (ab 2015 sind die Preise gegenüber dem Basisszenario um 30% erhöht worden).

Langfristig etabliert sich in diesem Szenario wieder das Kohlekraftwerk, welches auch im Basisszenario dominiert. Im Jahr 2015 werden im Vergleich zum Basisszenario die GuD-Kraftwerke weniger genutzt. Im Gewerbesektor, wie auch im Haushaltssektor setzt sich der Brennwertkessel auf Heizölbasis gegenüber dem Brennwertkessel auf Erdgasbasis durch. Zu beachten ist hier, dass der Neubau viel weniger Energie braucht als der Altbau (die Grafik des Neubaus könnte hier irreführend wirken). Der Strompreis von 2015 ist etwas höher als im Basisszenario. Die Preise späterer Jahre gleichen ungefähr denen des Ausgangsszenarios. Der Strompreis ist 2015 etwas höher, da auf Grund erhöhter Stromnachfrage noch mehr Kraftwerkskapazität aufgebaut werden muss. Die Industrie kann ihre Inputfaktoren in einem gewissen Rahmen substituieren. Da der Gaspreis in diesem Szenario so hoch ist, wird z.B. im Jahr 2015 durch die Industrie ca. 8% mehr Strom bezogen als im gleichen Jahr des Ausgangsszenarios. Der Gesamtenergieverbrauch liegt in den Jahren immer etwas höher als im Szenario1.



9.5.2. Grafiken des Modellszenario4

Abbildung 79: Stromerzeugung Szenario4 (Jahr 2015)

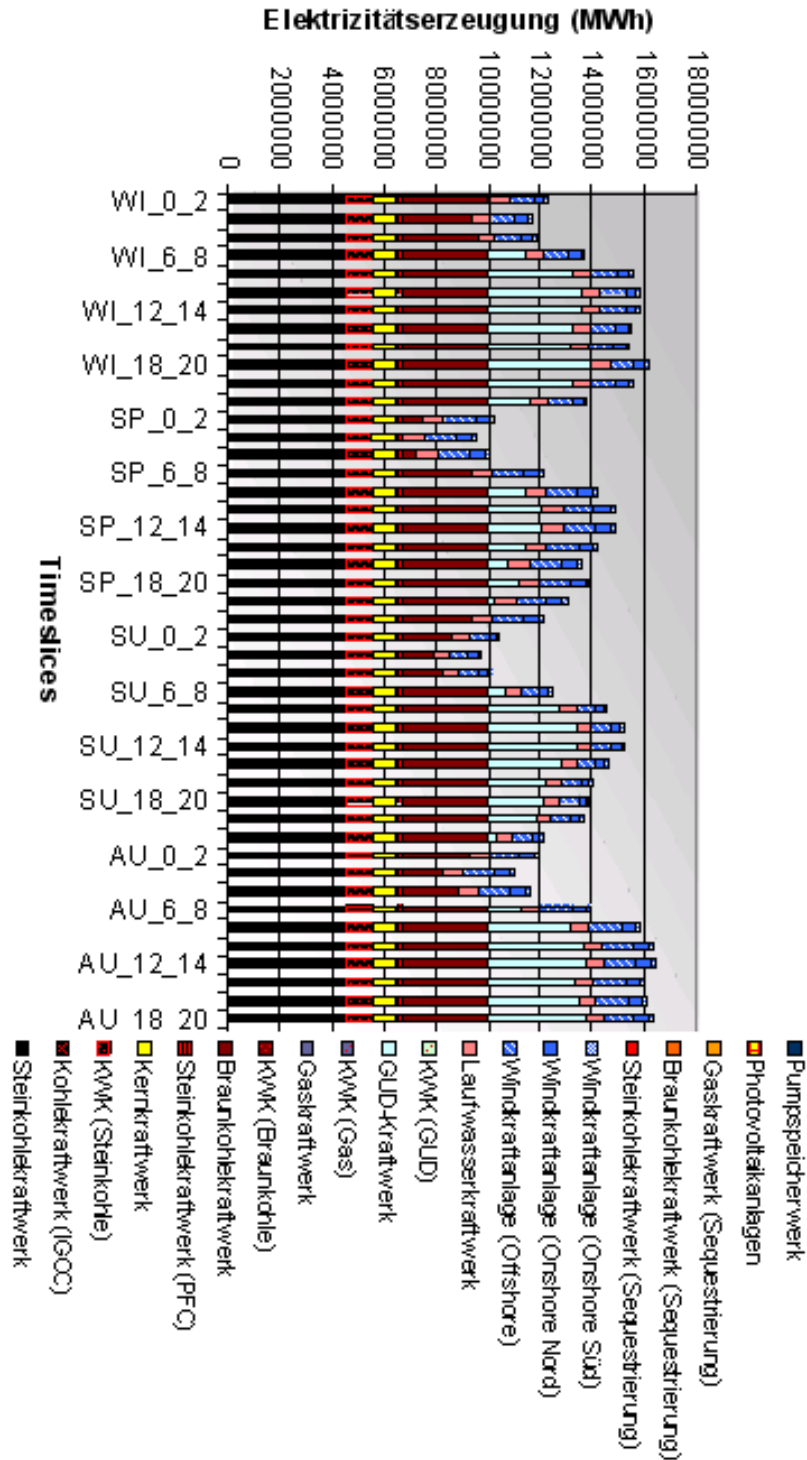


Abbildung 80: Energie zur Raumwärmeerzeugung des GHD-Sektor (Szenario4)

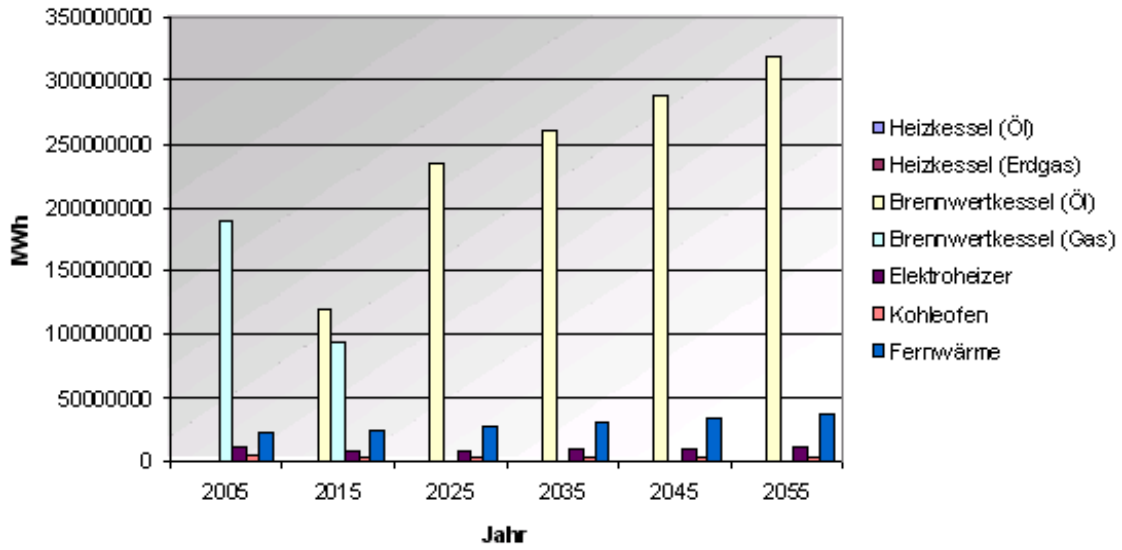


Abbildung 81: Energie für Raumwärmeerzeugung im Altbaubereich (Szenario4)

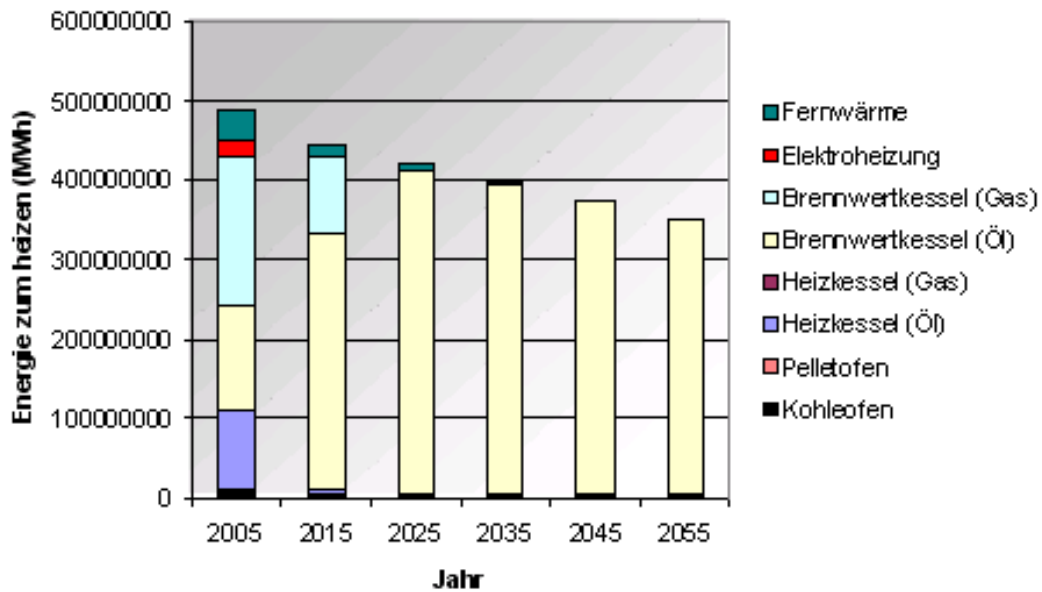


Abbildung 82: Energie für Raumwärmeerzeugung im Neubaubereich (Szenario4)

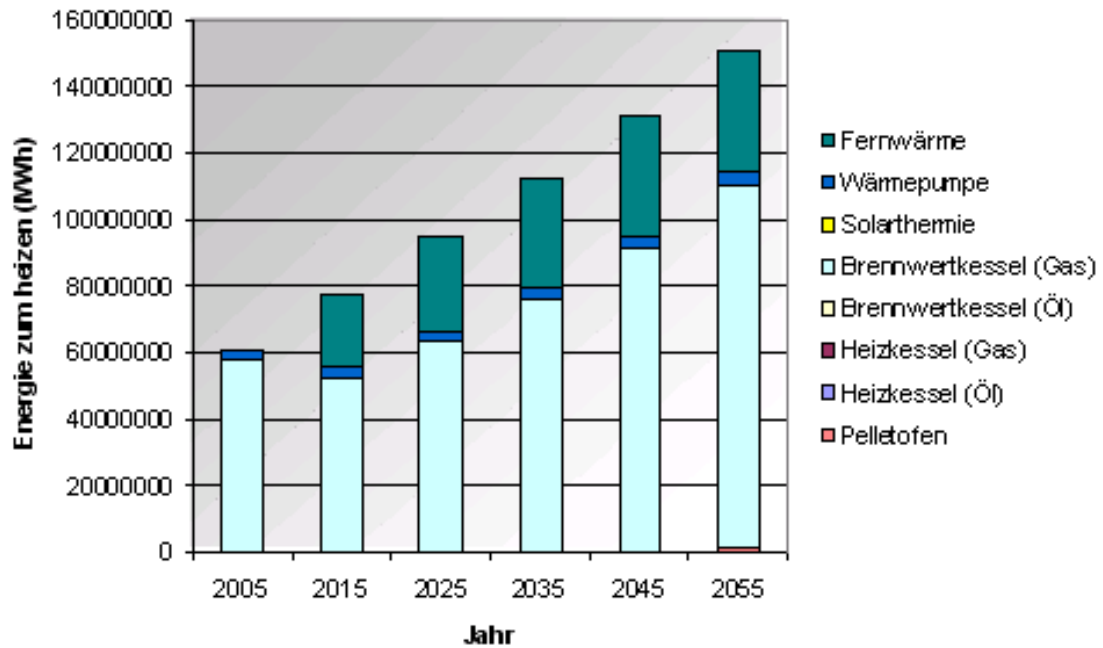
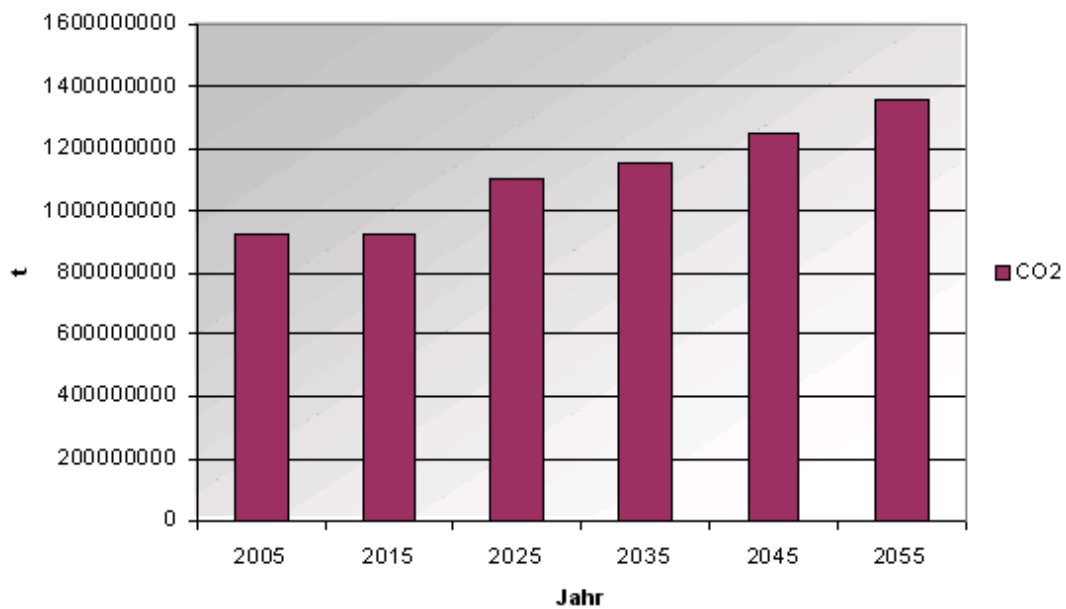
Abbildung 83: Entwicklung des  $CO_2$  Ausstoßes (Szenario4)

Abbildung 84: Entwicklung der Strompreise (Szenario4)

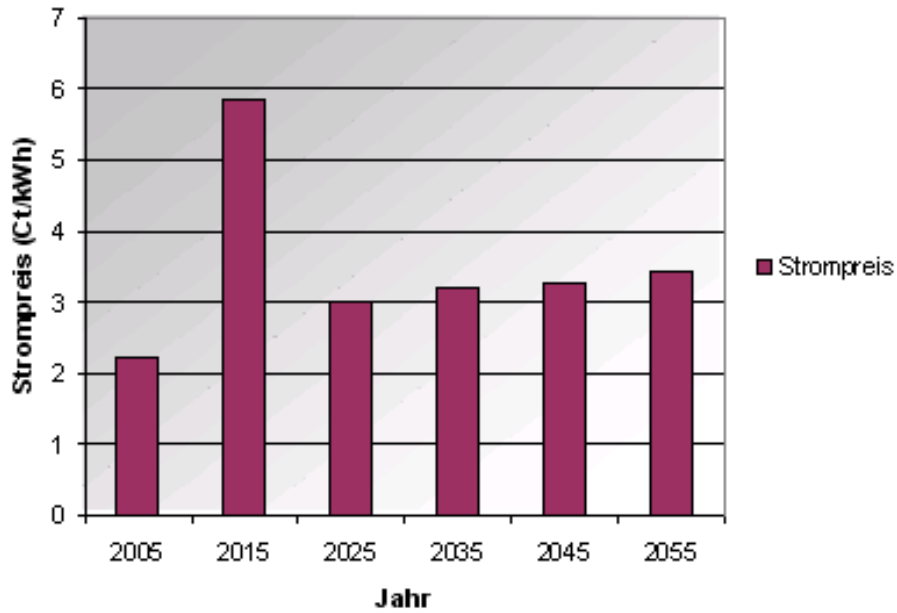
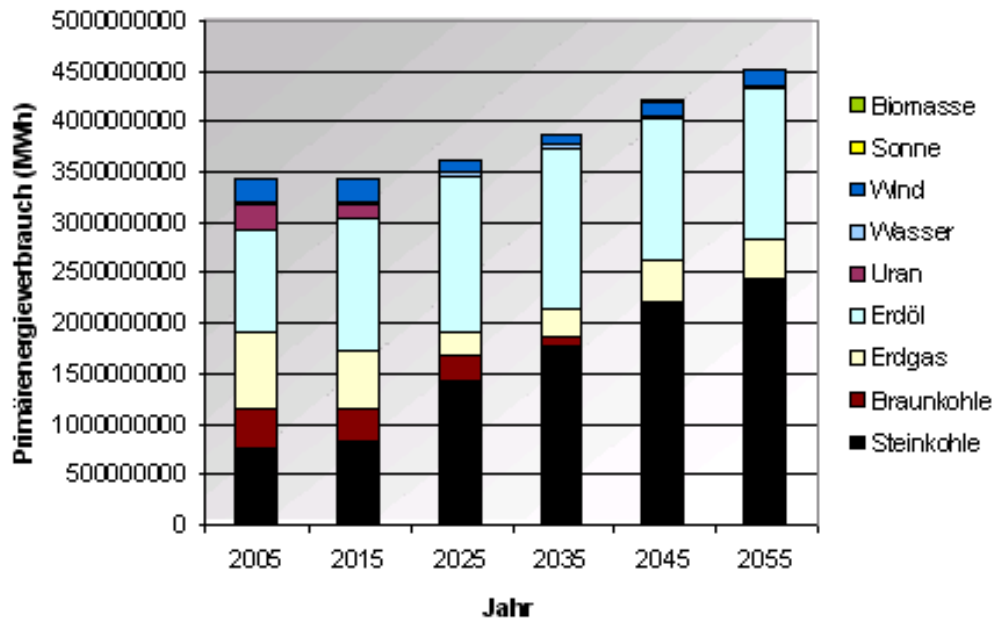


Abbildung 85: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario4)



## 9.6. Modellszenario5

### 9.6.1. Aussagen zu den Modellergebnissen

Bei diesem Szenario wird die Kernenergienutzung zugelassen. Der  $CO_2$  Ausstoß wird wie in Szenario3 beschränkt.

In diesem Szenario setzt sich die Stromversorgung mittels Kernenergie gegenüber der Sequestrierungstechnologie durch. Hierbei sind die Brennstoffpreise dominierend. Uran ist in der Vergangenheit der günstigste Energieträger gewesen und wurde daher im Modell auch in der Zukunft als günstigster Energieträger implementiert. Die Investitionskosten von Kernkraftwerken sind hingegen die teuersten bei den Kraftwerkstechnologien. Im Industriesektor wird auf Grund des  $CO_2$  Einsparziels die Steinkohle durch Erdgas bzw. Strom ersetzt. Die Verdrängung der Steinkohle erfolgt jedoch langsamer als im Szenario3 (reine  $CO_2$  Einsparscenario). Die Energieträger des Haushalts- und des Gewerbesektors unterscheiden sich nur unwesentlich (im Vergleich zu Szenario3). Es wird in Szenario5 im Haushaltsektor jedoch für 2055 etwas weniger Biomasse genutzt. Die Stromgestehungskosten sind geringer als in Szenario3, jedoch teurer als im Basisszenario ohne  $CO_2$  Beschränkung. Der Primärenergieverbrauch liegt in diesem Szenario deutlich über allen anderen Szenarien. Dies liegt daran, dass die Kernkraftwerke verhältnismäßig geringe Wirkungsgrade besitzen.

## 9.6.2. Grafiken des Modellszenario5

Abbildung 86: Gesamtstromerzeugung Szenario5

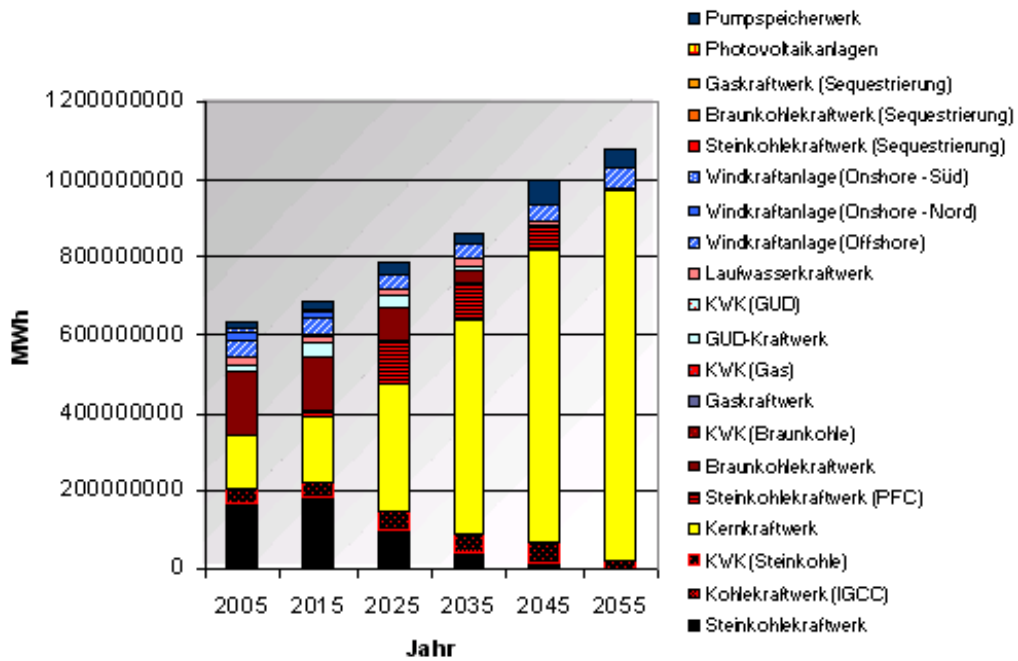


Abbildung 87: Stromerzeugung Szenario5 (Jahr 2025)

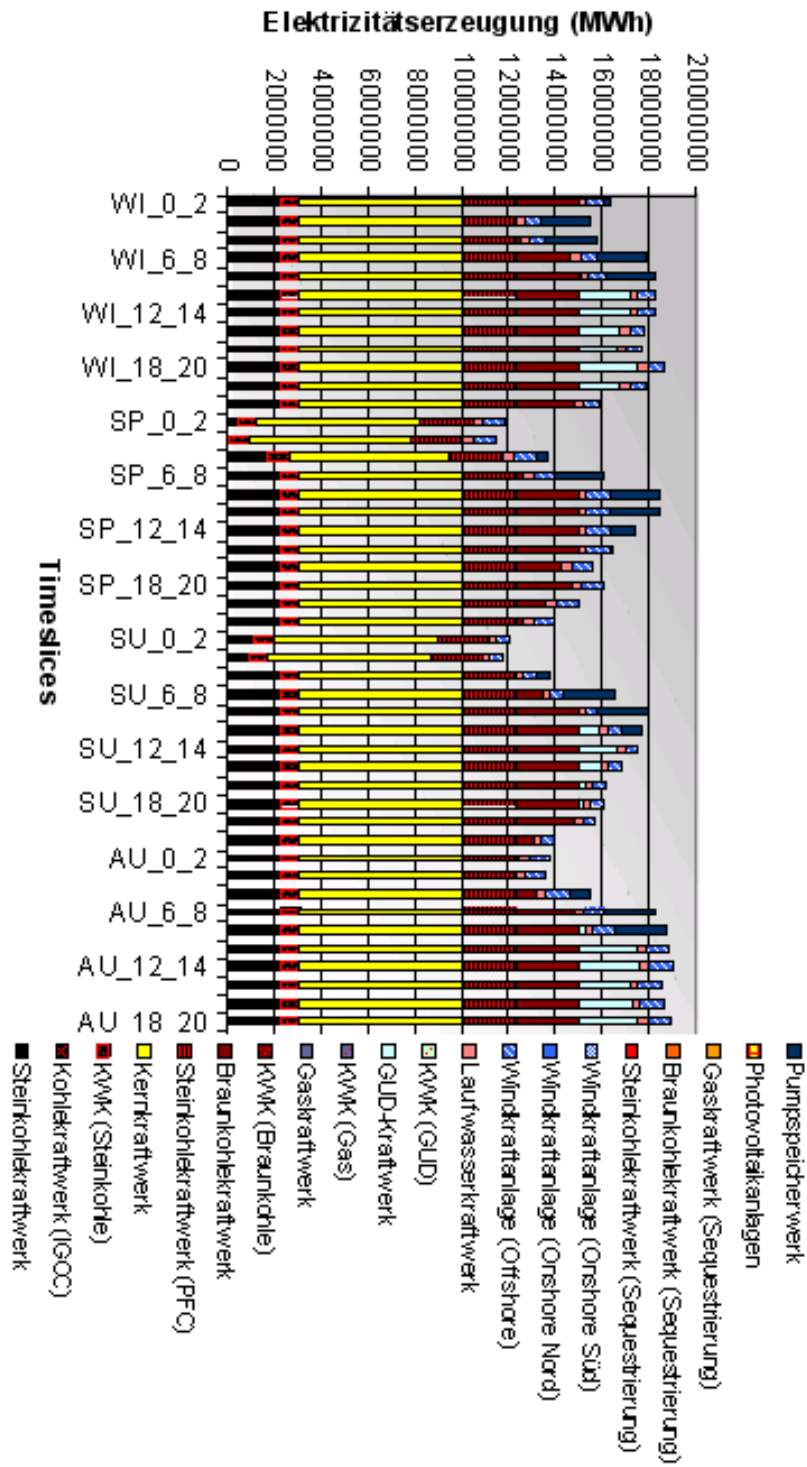


Abbildung 88: Stromerzeugung Szenario5 (Jahr 2055)

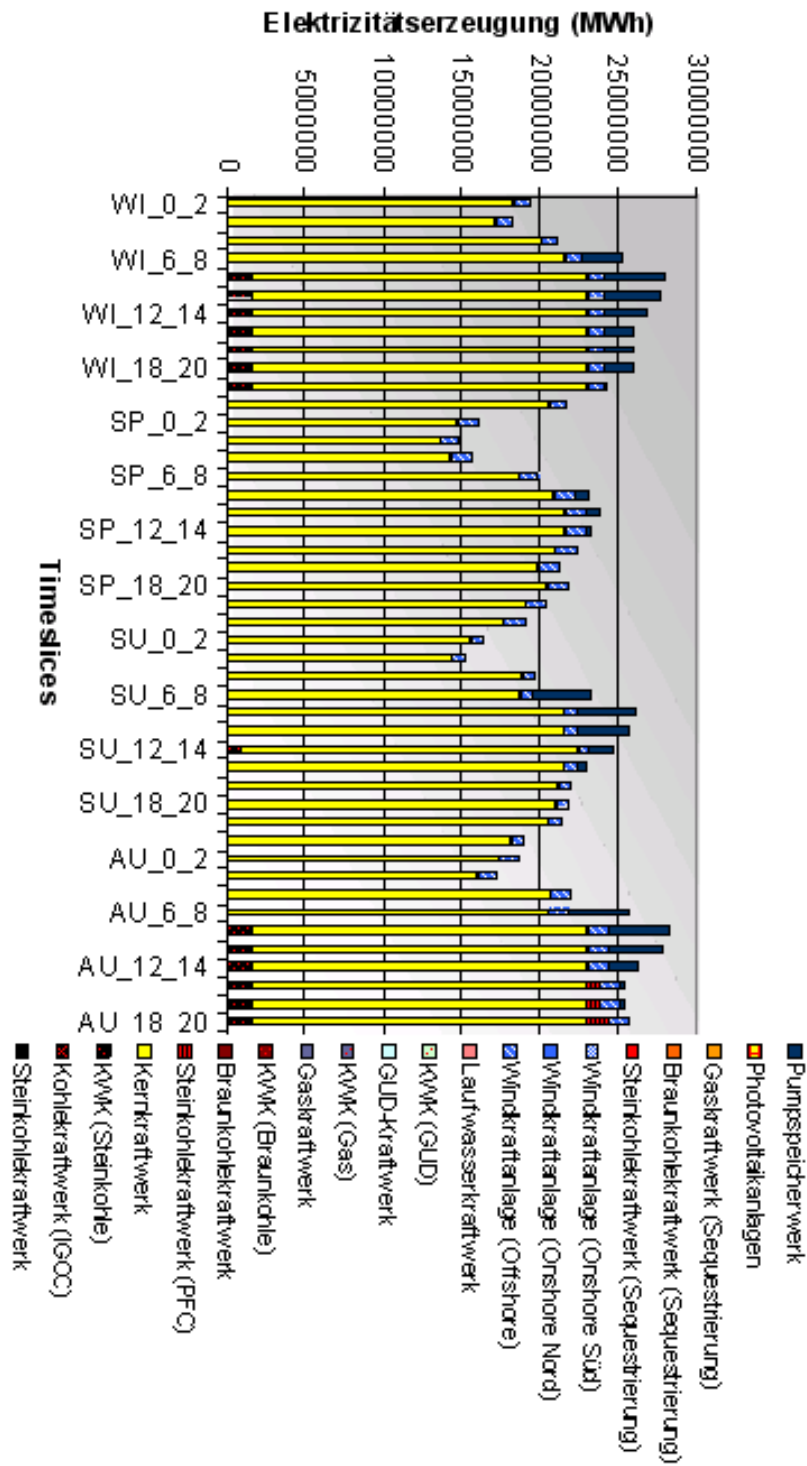




Abbildung 89: Entwicklung der Strompreise (Szenario5)

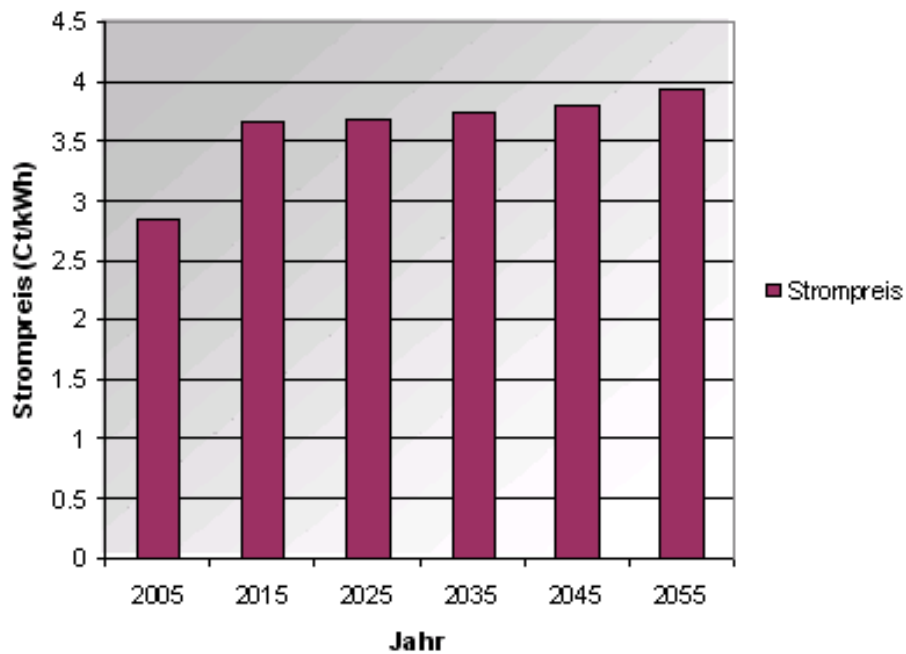
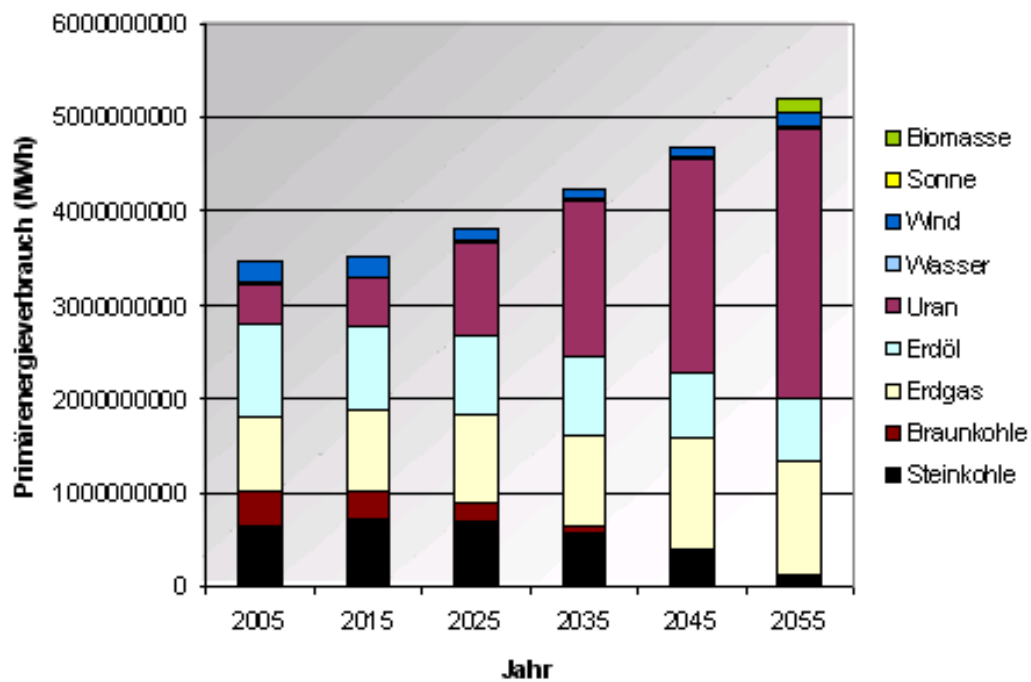


Abbildung 90: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (Szenario5)



## 10. Zusammenfassung und Ausblick

Mit dieser Arbeit wurde ein Überblick über die derzeitige Energieversorgung Deutschlands gegeben. Darüber hinaus wurden mit Hilfe eines linearen Optimierungsmodells mögliche zukünftige Entwicklungen hinsichtlich der Energiestruktur aufgezeigt. Die Zielfunktion wird bei dieser Optimierung unter gegebenen Restriktionen minimiert. Es werden somit die minimalen Kosten der Energieversorgung für den Zeitraum 2005-2064 berechnet. Bei der Modellierung werden Importe als auch Eigenförderungen von Rohstoffen berücksichtigt. Des Weiteren wurde der bestehende Kraftwerkspark mit seiner Altersstruktur im Modell abgebildet. Die Energieträger werden durch implementierte Prozesse in die durch den Nutzer nachgefragte Endenergieform umgewandelt. Diese fließt dann in die verschiedenen Sektoren (Haushaltssektor, Gewerbesektor, Industriesektor und Verkehrssektor). Als Treiber der Energienachfrage wurde das BIP als auch die Mobilität der Bevölkerung und der Güter verwendet. Hierbei wurden Abschätzungen aus Studien über die zukünftige Entwicklung dieser Treiber im Modell vorgegeben. Als erstes Szenario wurde das Basisszenario erstellt, bei welchem heutige Annahmen über zukünftige Entwicklungen für das Modell verwendet wurden. Darüber hinaus gibt es vier weitere untersuchte Szenarien (ein Szenario ohne Atomausstieg aber mit  $CO_2$  Reduktion, ein Szenario mit erhöhten Gaspreisen, ein reines  $CO_2$  Reduktionsszenario und ein Szenario mit veränderter Diskontrate).

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die lineare Optimierung ein Instrument ist, um energiewirtschaftliche Prozesse besser zu verstehen. Mit Hilfe von Szenarien kann man zeigen, dass der Handel mit  $CO_2$  Zertifikaten ein mögliches Regulierungsmittel für die Zusammensetzung eines gewünschten zukünftigen Kraftwerksparks darstellt. Des Weiteren ist durch die Szenarien erkennbar, dass der Atomausstieg einer rein politischen Willensbildung geschuldet ist (ohne diesen erzwungenen Atomausstieg würde es wahrscheinlich aus wirtschaftlicher Sicht in Zukunft weiterhin Atomkraftwerke geben). Auch zeigt sich, dass Gas und Öl bei den Heiztechnologien in enger Konkurrenz stehen. Das heißt, dass diese beiden Energieträger als Brennstoffe schnell gegeneinander ausgetauscht werden können. Mit Hilfe von Variationen der Gas- und Ölpreise können diese Substitutionsvorgänge beobachtet werden. Die regenerativen Energieträger setzten sich in den Modellen kaum durch. Generell müsste man sagen, dass sich die regenerativen Energieformen wohl erst stärker durchsetzen werden, wenn staatliche Subventionen fließen. Auch die Brennstoffzellentechnologie konnte sich als Alternative im Verkehrssek-

tor nicht durchsetzen. Dies stimmt mit dem heutigem Wissensstand überein, da heute noch völlig unklar ist, wie in Zukunft Wasserstoff billig in großen Mengen produziert werden kann. Die Stromgestehungskosten werden sich in Abhängigkeit von den Zielvorstellungen über die Kraftwerksparkzusammensetzung entwickeln. So muss sich im Falle der Forderung einer  $CO_2$  Ausstoßreduzierung auf steigende Strompreise eingestellt werden. Zu guter Letzt wurde festgestellt, dass die Gesamtkosten für die Deckung der Energieversorgung vor allem von der zugrunde gelegten Zinsrate abhängen. Im Folgenden werden noch einige Ideen für die Verbesserung der bisherigen Modellierung gegeben.

Bei der linearen Optimierung können die Ergebnisse mit veränderten Bedingungen (z.B. veränderte Brennstoffpreise) unter Umständen stark schwanken. Daher wäre es von Vorteil Sensitivitätsanalysen durchzuführen um herauszufinden, ob sich bei kleineren Eingabeschwankungen die Ausgabe nur wenig oder stark ändert. Der Modellhorizont läuft über einen langen Zeitraum, wodurch die Entwicklungstrends immer unsicherer werden. So lassen sich für entferntere Zeiten immer weniger Abschätzungen für Modellparameter finden. Auf der anderen Seite wurde so ein langer Zeitraum gewählt, da innerhalb kurzer Zeitspannen oft überhaupt kein Trend erkannt werden kann. Das Modell sollte jedoch dahingehend geändert werden, dass als Dauer zwischen den Entscheidungsjahren ein kürzer Zeitraum gewählt wird (so könnte das Modell z.B. alle fünf Jahre Entscheidungen treffen, anstatt wie im Modell implementiert alle zehn Jahre). Dadurch wird zwar der Rechenaufwand des Modells größer, was bei einem linearen Optimierungsproblem aber durch den Computer ohne größere Probleme bewältigt werden kann. Weiterhin wäre es gut, wenn die Kraftwerke nicht als Kraftwerke, sondern als Kraftwerksblöcke modelliert werden, da die Kraftwerksblöcke eines Kraftwerks eine unterschiedliche Altersstruktur besitzen. Bei der Industrie und dem Handel könnte der Strukturwandel Berücksichtigung finden, so dass die Industrie in Zukunft gegenüber dem Handel immer weiter an Bedeutung verliert. Da die Raumwärmenachfrage eine bedeutende Rolle bei der Energienachfrage spielt, könnte über so einen langen Zeitraum die Klimaerwärmung mit berücksichtigt werden (so könnte z.B. eingebaut werden, dass die durchschnittliche Temperaturerhöhung in den nächsten fünfzig Jahren um einen bestimmten Betrag steigt, was zu einer geringeren Raumwärmenachfrage führt). Bei einer solchen Implementierung dürfte man aber nicht den Aspekt der Kühlung vernachlässigen. Des Weiteren müsste der Verkehrssektor genauer modelliert werden, um gute Ergebnisse zu erhalten (so ist z.B. in erster Linie zwischen Nah- und Fernverkehr zu unterscheiden). Auch andere Entscheidungskriterien als der Preis müssten herangezogen werden (so werden

z.B. Flüge wegen der geringen Reisedauer gebucht). Diese anderen Entscheidungskriterien sind aber schwieriger zu implementieren, da sie nicht direkt fassbar sind und oft auch monetär ausgedrückt werden müssen. Zu guter Letzt könnte man sich überlegen, inwieweit Risiken bei der Energieversorgung im Modell berücksichtigt werden können. Hierzu müsste das Modell eine stochastische Komponente enthalten, so dass risikoreiche Strategien zur Energieversorgung nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit vom Modell ausgegeben werden.

## 11. Danksagung und eidesstattliche Erklärung

An dieser Stelle möchte ich mich vor allem bei meinen Diplomarbeitsbetreuern bedanken, die mich sehr hilfreich mit Ideen bei der Anfertigung dieser Arbeit unterstützt haben. Ich danke Herrn Dr. Rödel dafür, dass es möglich gewesen ist über die lange Zeit einen Arbeitsplatz im Büro zu bekommen. So konnte man über verschiedene Fragestellungen diskutieren. Auch war es so leichter möglich Internetrecherchen zu betreiben, die in meiner Arbeit eine nicht unwichtige Rolle spielten. Des Weiteren danke ich Dr. Hamacher, der die Idee für diese Arbeit hatte. Durch ihn fand vorrangig die Betreuung dieser Arbeit statt. Die Aufenthalte in Garching haben durch die anregenden Diskussionen um die Modellierung die Arbeit immer ein gutes Stück vorangebracht (hierbei möchte ich nicht unerwähnt lassen, dass mir die Aufenthalte in Garching auch viel Spaß gemacht haben). Zu guter Letzt möchte ich noch meiner Freundin Kathleen für die Unterstützung bei der Durchsicht dieser Arbeit danken.

### Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich an Eides Statt, dass ich die Arbeit selbstständig und nur unter Zuhilfenahme der ausgewiesenen Hilfsmittel angefertigt habe.

Greifswald, den 20. November 2006

Stephan Braun

---

## Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland. [http://ag-energiebilanzen.de/eev\\_energietraeger.xls](http://ag-energiebilanzen.de/eev_energietraeger.xls) (letztmalig besucht: 10. November 2006), 2005.
- [2] V. Banschbach. Einflussgrößen des energieverbrauchs - eine empirische analyse für deutschland. Diplomarbeit, Universität Heidelberg, 2003.
- [3] H. Brauch. *Energiepolitik*. Springer, 1997.
- [4] Brockhaus der Naturwissenschaften und Technik. Modellbegriff. <http://www9.informatik.uni-erlangen.de/sfb603/Saeulen/Modelle/Allgemein> (letztmalig besucht: 4. Juli 2006), 1998.
- [5] Bundesamt für Güterverkehr. Jahresbericht 2005. [http://www.bag.bund.de/cIn\\_001/nn\\_46210/SharedDocs/Publikationen/DE/Marktbeobachtung/Marktbe\\_2005-Jahresber,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Marktbe\\_2005-Jahresber.pdf](http://www.bag.bund.de/cIn_001/nn_46210/SharedDocs/Publikationen/DE/Marktbeobachtung/Marktbe_2005-Jahresber,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Marktbe_2005-Jahresber.pdf) (letztmalig besucht: 3. November 2006), 2006.
- [6] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Heft XXXIII. <http://www.bgr.de/Rohstoffsituationsbericht2004.pdf> (letztmalig besucht: 1. Juli 2006), 2005.
- [7] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Kurzstudie - Reserven Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004. [http://www.bgr/Ressourcen\\_Rohstoffe\\_2004\\_BGR.pdf](http://www.bgr/Ressourcen_Rohstoffe_2004_BGR.pdf) (letztmalig besucht: 2. Oktober 2006), 2004.
- [8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Internetpräsenz der Bundesregierung. [http://www.abc/Energie\\_Statusbericht\\_0603.pdf](http://www.abc/Energie_Statusbericht_0603.pdf) (letztmalig besucht: 10. Juni 2006), 2006.
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Bericht der Bundesrepublik Deutschland 2005 zur Erreichung des Richtziels für den Verbrauch von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2010. [http://www.../ee\\_eubericht\\_erneuerbare\\_Energien.pdf](http://www.../ee_eubericht_erneuerbare_Energien.pdf) (letztmalig besucht: 26. Oktober 2006), 2005.

- 
- [10] Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen . Bundesverkehrswegeplan 2003. [http://www.bmvbs.de/Anlage/original\\_15944/Bundesverkehrswege-plan-2003-Beschluss-der-Bundesregierung-vom-02.-Juli-2003.pdf](http://www.bmvbs.de/Anlage/original_15944/Bundesverkehrswege-plan-2003-Beschluss-der-Bundesregierung-vom-02.-Juli-2003.pdf) (letztmalig besucht: 6. November 2006), 2003.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Energiedaten - Zahlen und Fakten - Nationale und Internationale Entwicklung. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energiestatistiken/energiedaten.html> (letztmalig besucht: 30. Juni 2006), 2005.
- [12] DEBRIV. Braunkohle in Deutschland 2005. [http://www.debriv.de/Kohle\\_Deutschland\\_Debriv.pdf](http://www.debriv.de/Kohle_Deutschland_Debriv.pdf) (letztmalig besucht: 1. Juli 2006), 2006.
- [13] Deutsche Bahn AG. Geschäftsbericht 2005. [http://www.db.de/site/shared/dateianhaenge/berichte/geschaeftsbericht\\_\\_2005\\_\\_konzern\\_\\_low\\_\\_res.pdf](http://www.db.de/site/shared/dateianhaenge/berichte/geschaeftsbericht__2005__konzern__low__res.pdf) (letztmalig besucht: 6. November 2006), 2006.
- [14] Deutsche Flugsicherung. Geschäftsbericht 2005. [http://www.dfs.de/dfs/internet/deutsch/default/download/gb2005\\_de.pdf](http://www.dfs.de/dfs/internet/deutsch/default/download/gb2005_de.pdf) (letztmalig besucht: 6. November 2006), 2006.
- [15] Deutsche Wetterdienst. Internetpräsenz des deutschen Wetterdienstes. [http://www.dwd.de/de/wir/Geschaeftsfelder/KlimaUmwelt/Leistungen/Klimakarten/Windkarten\\_BRD\\_Beispiel.htm](http://www.dwd.de/de/wir/Geschaeftsfelder/KlimaUmwelt/Leistungen/Klimakarten/Windkarten_BRD_Beispiel.htm) (letztmalig besucht: 28. Juni 2006), 2006.
- [16] Deutsche Wetterdienst. Internetpräsenz des deutschen Wetterdienstes. [http://www.dwd.de/de/wir/Geschaeftsfelder/KlimaUmwelt/Leistungen/Klimakarten/Globalstrahlung/Globalstrahlungskarte\\_brd\\_beispiel.htm](http://www.dwd.de/de/wir/Geschaeftsfelder/KlimaUmwelt/Leistungen/Klimakarten/Globalstrahlung/Globalstrahlungskarte_brd_beispiel.htm) (letztmalig besucht: 28. Juni 2006), 2006.
- [17] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. *EWI-Prognos-Studie die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*. 2005.
- [18] Erneuerbare-Energien. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/37338/20010/> (letztmalig besucht: 28. Oktober 2006), 2006.
- [19] PROGNOSE-AG, EWI. *EWI-Prognos-Studie die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*. 2005.

- 
- [20] Exxon Mobil. ESSO Energieprognose 2003. [http://www.exxonmobil.de/unternehmen/service/publikationen/downloads/files/Energieprognose\\_03.pdf](http://www.exxonmobil.de/unternehmen/service/publikationen/downloads/files/Energieprognose_03.pdf) (letztmalig besucht: 4. Juli 2006), 2003.
- [21] W. Feist. Passivhausstandard - erwiesenermaßen energiesparend. [http://www.passivhaustagung.de/Passivhaus\\_D/Passivhaus\\_Praxisergebnisse.html](http://www.passivhaustagung.de/Passivhaus_D/Passivhaus_Praxisergebnisse.html) (letztmalig besucht: 2. November 2006), 2006.
- [22] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.). *Energiemodelle zum europäischen Klimaschutz*. Lit, 2004.
- [23] Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus. Steinkohle 2005 - Zukunft braucht Kohle. [http://www.steinkohle.de/Jahresbericht\\_Steinkohle.pdf](http://www.steinkohle.de/Jahresbericht_Steinkohle.pdf) (letztmalig besucht: 10. Juli 2006), 2005.
- [24] Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus. [http://www.gvst.de/site/steinkohle/herausforderung\\\_zielkonflikte.htm](http://www.gvst.de/site/steinkohle/herausforderung\_zielkonflikte.htm) (letztmalig besucht: 3. September 2006).
- [25] Gesellschaft für wiss.-technische Information mbH. Was ist Energie? <http://www.bine.info/pdf/publikation/ba1503internetx.pdf> (letztmalig besucht: 9. November 2006).
- [26] W. Gohout. *Operations Research*. Ouldenburg, 2000.
- [27] H. Paschen, D. Oertel, R. Grünwald. Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. <http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab84.pdf> (letztmalig besucht: 26. Oktober 2006), 2003.
- [28] K. Heinloth. *Die Energiefrage - Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken und Kosten*. Vieweg, 1997.
- [29] G. Huber. Arbeit und Energie. [http://www.physnet.uni-hamburg.de/ilp/huber/de/downloads/vorlesung\\_heumann\\_kapitel\\_3\\_2.pdf](http://www.physnet.uni-hamburg.de/ilp/huber/de/downloads/vorlesung_heumann_kapitel_3_2.pdf) (letztmalig besucht: 9. November 2006).
- [30] Institut für Mobilitätsstudien. Zukunft der Mobilität - Szenarien für das Jahr 2025. [http://www.ifmo.de/pdf/publikationen/2005/Zukunft\\_der\\_Mobilitaet\\_Szenarien\\_2025.pdf](http://www.ifmo.de/pdf/publikationen/2005/Zukunft_der_Mobilitaet_Szenarien_2025.pdf) (letztmalig besucht: 12. September 2006), 2005.
- [31] F. Karbenn. *Substitutionswettbewerb in der Energiewirtschaft*. etv, 1996.



- 
- [32] M. Matschke. *Allgemeine Betriebswirtschaft 2*. 2002.
- [33] J. Mäkelä. Development of an energy system model of the nordic electricity production system. Master's thesis, Universität Helsinki, 2000.
- [34] MWV. Mineralöl-Zahlen 2004. [http://www.mwv.de/Mineralölzahlen\\_2004.pdf](http://www.mwv.de/Mineralölzahlen_2004.pdf) (letztmalig besucht: 12. Juli 2006), 2005.
- [35] MWV. Foliensatz 2005 - Teil D -Raffinerien/Raffinerieprozesse. [http://www.mwv.de/d-raffinerien\\_spez.pdf](http://www.mwv.de/d-raffinerien_spez.pdf) (letztmalig besucht: 12. Juli 2006), 2005.
- [36] MWV. Mineralölversorgung mit Pipelines. <http://www.mwv.de/pipelines.pdf> (letztmalig besucht: 12. Juli 2006), 2000.
- [37] OECD. *Projected Costs of Generating Electricity*. 2005.
- [38] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme*. Hanser, 2006.
- [39] U. Remme and R. Loulou. *Documentation for the Times Model Part 2*, 2005.
- [40] RWE. Utilities - Gas - Downstream - Market Data. [http://www.rwe.de/RWE\\_gas\\_downstream\\_fact.pdf](http://www.rwe.de/RWE_gas_downstream_fact.pdf) (letztmalig besucht: 12. Juli 2006), 2005.
- [41] H.-W. Schiffer. *Energiemarkt Deutschland*. TÜV-Verl., 2005.
- [42] H.-D. Schilling. Wie haben sich die Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke entwickelt und was ist künftig zu erwarten? <http://www.energie-fakten.de/pdf/wirkungsgrade.pdf> (letztmalig besucht: 6. November 2006), 2004.
- [43] Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 50 Jahre Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. [http://www.steinkohle.de/Langfassung\[1\]\\_Kohle.pdf](http://www.steinkohle.de/Langfassung[1]_Kohle.pdf) (letztmalig besucht: 10. Juli 2006), 2005.
- [44] Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2003. [http://www.steinkohle.de/Langfassung\[1\]\\_Kohle.pdf](http://www.steinkohle.de/Langfassung[1]_Kohle.pdf) (letztmalig besucht: 10. Juli 2006), 2004.
- [45] D. Ufer. Analyse der energiewirtschaftlichen Situation 2005 in Deutschland. <http://www.xxx.de/ufer-hintergrund.pdf> (letztmalig besucht: 4. Juli 2006), 2005.

- [46] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. Endenergieverbrauch in Deutschland 2004 - Energie Spezial. [http://www.ag-energiebilanzen.de/Energie\\_Spezial\\_EV\\_2004\[1\].pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/Energie_Spezial_EV_2004[1].pdf) (letztmalig besucht: 10. Oktober 2006), 2006.
- [47] Verband der Netzbetreiber. Internetpräsenz des VDN. <http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/DatenFakten/Daten+Fakten2006.pdf> (letztmalig besucht: 10. Juni 2006), 2006.
- [48] W. Bußmann, B. Sanner. Geothermie in Deutschland: aktuelle Trends und Entwicklungen. [http://www.exportinitiative.de/media/article005617/Vortrag\\_BussmannGeoWasser.pdf](http://www.exportinitiative.de/media/article005617/Vortrag_BussmannGeoWasser.pdf) (letztmalig besucht: 26. Oktober 2006).
- [49] Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes. Anteil der Hauptverkehrsträger an der Verkehrsleistung am Binnländischen Güterverkehr. <http://www.wsv.de/Schifffahrt/Statistik/pdf/Hauptverkehrstraeger.pdf> (letztmalig besucht: 2. November 2006), 2005.
- [50] Wasser und Schifffahrtsverwaltung des Bundes. Gliederung - Bundeswasserstraßen. [http://www.wsv.de/Wasserstrassen/Gliederung\\_Bundeswasserstrassen/Gliederung\\_Bundeswasserstrassen\\_Druck.pdf](http://www.wsv.de/Wasserstrassen/Gliederung_Bundeswasserstrassen/Gliederung_Bundeswasserstrassen_Druck.pdf) (letztmalig besucht: 3. November 2006), 2006.

## A. Tabellen

Tabelle 5: Aktuelle Rahmendaten Deutschlands

Bevölkerung (2005)	82.438.000 EW
Fläche	352022 km <sup>2</sup>
Bevölkerungsdichte	231 EW/km <sup>2</sup>
BIP/EW (PPP) (2005)	27720 Euro
Erwerbstätige (2004)	38,4 Mio.
Anzahl der Haushalte (2004)	39,1 Mio.
Wohnfläche (2002)	3,315 Mio. m <sup>2</sup>
Endenergieverbrauch (Strom) (2004)	505,5 TWh
Endenergieverbrauch (2004):	2559 TWh
Primärenergieverbrauch (2004):	4001,6 TWh
PKW-Bestand (2004)	45 Mio.
Personenkilometer (2005)	840 Mrd. Pkm
Gütertransportkilometer (2005)	425,6 Mrd. tkm
Endenergieverbrauch (Verkehr) (2004)	727 TWh
Endenergieverbrauch (Industrie) (2004)	662 TWh
Endenergieverbrauch (Haushalte) (2004)	754 TWh
Endenergieverbrauch (Gewerbe) (2004)	417 TWh
Stromsaldo (Stromexport-Stromimport) (2005)	8524 GWh
Quelle: stat. Bundesamt, VDEW, Bundesamt für Güterverkehr, BMWA	

Tabelle 6: Liste der Raffinerien in Deutschland

Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg / Ingolstadt	RVK	12 Mio. t
Buna SOW Leuna Olefinverbund GmbH	Böhlen		
Elbe Mineralölwerke Raffineriezentrum Hamburg-Harburg	Hamburg	RDK	5,1 Mio. t
Elbe Mineralölwerke Schmierstoffwerk Grasbrook	Hamburg	SK	0,58 Mio. t
Erdölraffinerie Emsland	Lingen	RDK	4,0 Mio. t
Erdölwerk Holstein	Heide	RDK	4,5 Mio. t
Esso Raffinerie Ingolstadt	Ingolstadt	RDK	5,0 Mio. t
H & R Chemisch-Pharmazeutische Spezialitäten GmbH	Salzbergen	SK	0,2 Mio. t
H & R Oelwerke Schindler	Hamburg	NEG	0,24 Mio. t
Holborn Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	RDK	4,65 Mio. t
MiRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	RDK	14,9 Mio. t
Mitteldeutsches Bitumenwerk GmbH	Webau	BK	0,18 Mio. t
OMV Deutschland GmbH	Burghausen	RDK	3,5 Mio. t
PCK Raffinerie GmbH Schwedt	Schwedt	RDK	10,8 Mio. t
Rheinland Raffinerie Werk Godorf	Köln Godorf	RDK	9,8 Mio. t
Rheinland Raffinerie Werk Wesseling	Wesseling	RDK	7,0 Mio. t
Ruhr Oel GmbH	Gelsenkirchen	RDK	12,9 Mio. t
TOTAL Bitumen Deutschland GmbH & Co.	Brunsbüttel-Ostermoor	BK	0,57 Mio. t
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Spergau	RDK	11,1 Mio. t
Wilhelmshavener Raffineriegesellschaft mbH	Wilhelmshaven	RDK	10,3 Mio. t
RDK: Rohöldestillationskapazität / RVK: Rohölverarbeitungskapazität / SK: Schmierölkapazität NEG: Netto-Einsatzkapazität zur Grundölerzeugung / BK: Bitumenkapazität Quelle: MWV - www.mwv.de			

Tabelle 7: Liste derzeit in Betrieb befindlicher Kernkraftwerke

Kraftwerk	Typ	Jahr der Inbetriebnahme	vorraus. Stilllegung
Brokdorf	DWR	1986	2019
Brunsbüttel	SWR	1977	2009
Krümmel	SWR	1984	2016
Unterweser	DWR	1979	2012
Emsland	DWR	1988	2020
Grohnde	DWR	1985	2017
Biblis A	DWR	1975	2008
Biblis B	DWR	1977	2009
Grafenrheinfeld	DWR	1982	2014
Isar/Ohu 1	SWR	1979	2011
Isar/Ohu 2	DWR	1988	2020
Philippsburg 1	SWR	1980	2011
Philippsburg 2	DWR	1985	2017
Neckarwestheim 1	DWR	1976	2009
Neckarwestheim 2	DWR	1989	2021
Gundremmingen B	SWR	1984	2016
Gundremmingen C	SWR	1985	2016
SWR-Siedewasserreaktor, DWR-Druckwasserreaktor			

Tabelle 8: Liste der deutschen Kraftwerke mit anteiliger Braun-/Steinkohlebefuerung

Braunkohlekraftwerke			Steinkohlekraftwerke	
Nr.	Ort/Name	Leistung(MW)	Ort/Name	Leistung(MW)
1	Altbach-Deizisau	877.0	Amsdorf	48.0
2	Aschaffenburg	309.2	Arzberg	134.0
3	Bergkamen	747.0	Bautzen	35.0
4	Berlin-Moabit	155.0	Boxberg	1907.0
5	Berlin-Oberhavel	200.0	Brottewitz	26.0
6	Berlin-Reuter	165.0	Buschhaus	330.0
7	Berlin-Reuter West	600.0	Chemnitz-Nord	185.0
8	Berlin-Rudow	100.0	Cottbus	81.7
9	Berlin-Schöneeweide	5.0	Delitzsch	8.0
10	Bexbach	714.0	Dessau	57.0
11	Bielefeld	137.0	Deuben	86.0
12	Braunschweig	72.0	Duisburg	15.0
13	Bremen-Farge	342.9	Düren	10.0
14	Bremen-Hafen	440.0	Elsdorf	13.0
15	Bremen-Hastedt	130.0	Euskirchen	6.0
16	Buer	244.0	Frankfurt / Oder	49.0
17	Castrop-Rauxel	68.0	Frechen	202.0
18	Datteln	319.2	Frimmersdorf	2413.0
18	Datteln	319.2	Frimmersdorf	2413.0
19	Dettingen / Karlstein	105.0	Hürth-Knapsack (Goldenberg)	171.0
20	Dormagen	35.0	Jänschwalde	3010.0
21	Dortmund-Knepper	325.0	Kassel-Mittelfeld	38.0
22	Duisburg	199.0	Klingenberg	185.0
23	Duisburg-Walsum	560.0	Köln-Merkenich	63.0
24	Düsseldorf-Flingern	80.0	Könnern	29.0

Fortsetzung folgt ...

Nr.	Ort/Name	Leistung (MW-Brutto)	Ort/Name	Leistung
25	Düsseldorf-Lausward	326.0	Kreuzau	4.0
26	Ensdorf	420.0	Lippendorf	1730.0
27	Flensburg	145.0	Mumsdorf / Phönix	110.0
28	Frankfurt-Gutleutstrasse	177.0	Neugersdorf	8.0
29	Frankfurt-Hoechst	60.0	Neurath	2219.0
30	Frankfurt-West	120.0	Niederaussem	3879.0
31	Gelsenkirchen-Buer	73.9	Nürnberg	24.1
32	Glückstadt	14.0	Osnabrück	15.0
33	Hagen-Kabel	36.0	Schkopau	900.0
34	Hamburg-Hafen	240.0	Schwarze Pumpe	1600.0
35	Hamburg-Tiefstack	189.0	Senftenberg	11.0
36	Hamm-Westfalen	305.0	Vetschau	22.0
37	Hannover	242.0	Ville / Berrenrath	107.0
38	Hannover-Stöcken	286.0	Wachtberg / Fortuna Nord	93.0
39	Heilbronn 3-7	1150.0	Wahlitz	37.4
40	Herdecke	94.0	Weisweiler	2258.0
41	Herne	950.0	Zeitz	20.0
42	Herne-Shamrock	132.0	Zülpich	6.0
43	Heyden / Petershagen	913.0		
44	Ibbenbüren B	752.0		
45	Karlsruhe-Rheinhafen	550.0		
46	Kiel-Ost	340.0		
47	Leverkusen	46.0		
48	Lünen	500.0		
49	Lünen BHKW	14.0		
50	Mannheim	1395.0		
51	Marl	80.0		
52	Mehrum	901.0		
53	München-Nord	350.0		
54	Münster-Hafen	46.3		
55	Neumünster	81.0		
56	Nürnberg-Sandreuth	135.0		
57	Offenbach	60.0		
58	Porta Westfalica / Veltheim	430.0		
59	Quierschied-Weiher	1007.0		
60	Rostock	535.9		
61	Saarbrücken-Römerbrücke	56.0		
62	Scholven B-F	2056.0		
63	Siersdorf	340.0		
64	Staudinger / Großkrotzenburg	1923.0		
65	Stuttgart-Gaisburg	136.0		
66	Uerdingen	130.0		
67	Ulm	27.0		
68	Voerde	1420.0		
69	Voerde-West / Möllen	700.0		
70	Völklingen-Fenne	410.0		
71	Walheim	267.0		
72	Wedel	260.0		
73	Werdohl-Elverlingsen	487.0		
74	Werne-Gersteinwerk	450.0		
75	Wilhelmshaven	788.1		
76	Wolfsburg VW Nord-Süd	106.0		

Fortsetzung folgt ...

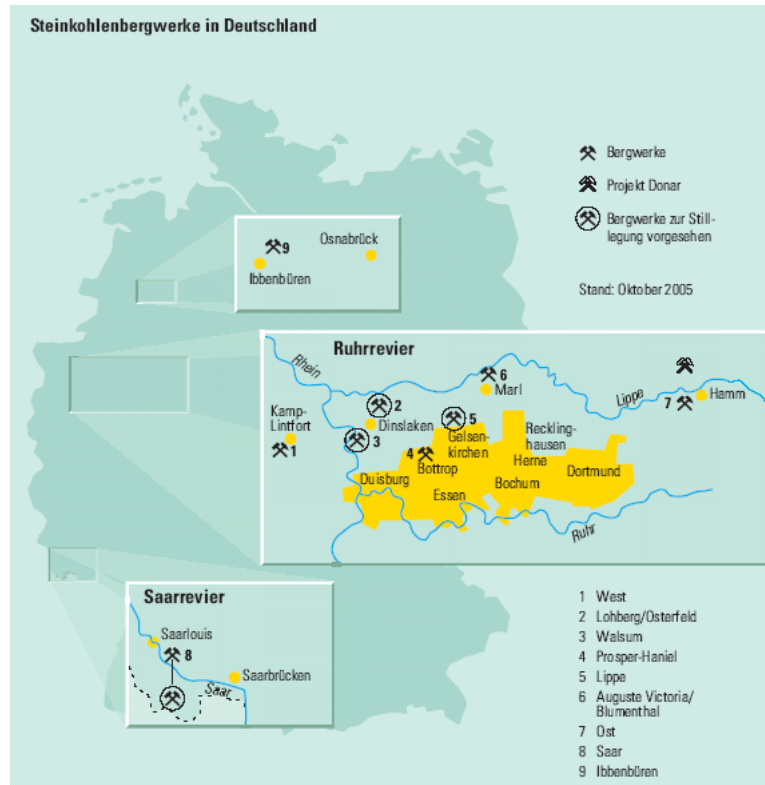
Nr.	Ort/Name	Leistung (MW-Brutto)	Ort/Name	Leistung
77	Wolfsburg VW West	260.0		
78	Wuppertal-Barmen	82.0		
79	Würzburg	52.0		
80	Zolling-Anglberg	474.0		
Quelle: Bundesanstalt für Rohstoffe				

Tabelle 9: Energieinhalt von Energieträgern (Steinkohleeinheit-SKE)

Energieträger	Mengeneinheit	SKE-Faktor	Heizwert(kJ)
Steinkohle	kg	1,027	30,092
Braunkohle	kg	0,312	9,152
Erdöl(roh)	kg	1,447	42,413
Erdgas	$m^3$	1,083	31,736
Diesel	kg	1,466	42,960
Benzin	kg	1,486	43,543
Heizöl leicht	kg	1,460	42,801
1 kg SKE entspricht 29,3076 MegaJoule (MJ)			
Quelle: [11], Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit			

## B. Karten

Abbildung 91: Karte der Steinkohlebergwerke in Deutschland

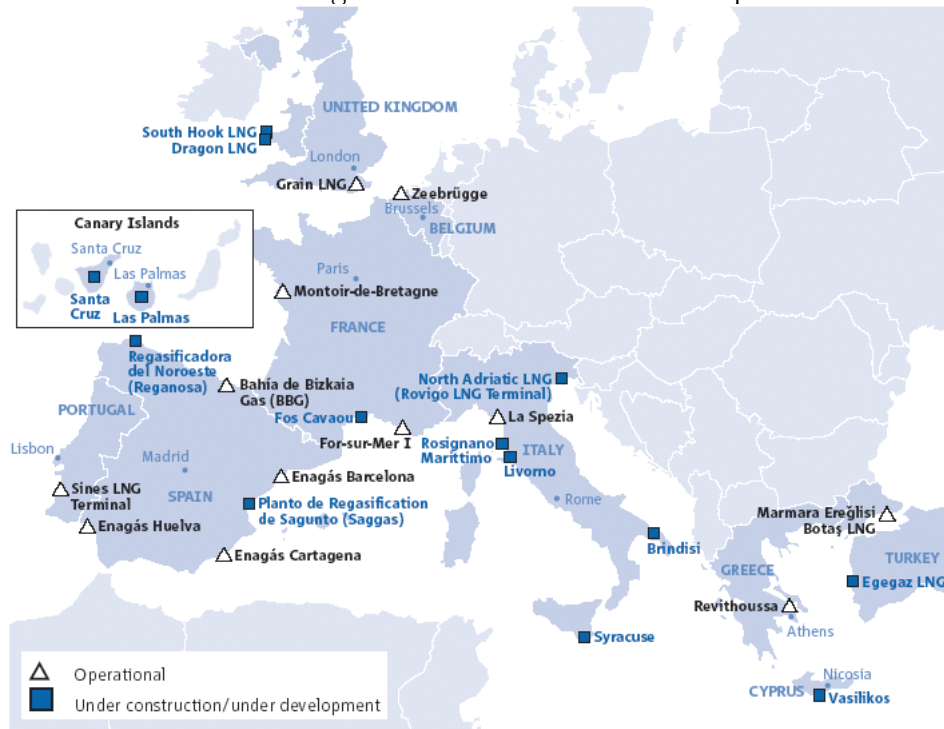


Quelle : [23], Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus





Abbildung 93: LNG Terminals in Europa



Quelle : [40], RWE

## C. Ausschnitt aus der programmierten Modellierung

```

SET ALL_REG
GER
EXPORT_REG
MINING_REG
FLO_REG
IMPR_CERTIFICATE
EXPR_CERTIFICATE
I_WORLD
/;
SET REG
/
GER
/;
SET CUR
/
EUR
/;
SET COM_GMAP
/
GER.GAS.GAS_NOR
GER.GAS.GAS_NET
    
```

```
GER.GAS.GAS_RUS
GER.ALL_NRG.GAS_NOR
GER.ALL_NRG.GAS_NET
GER.ALL_NRG.GAS_RUS
GER.ALL_NRG.HARDCOAL_RUS
GER.ALL_NRG.HARDCOAL_POL
GER.ALL_NRG.HARDCOAL_CZE
GER.ALL_NRG.URAN_AUS
GER.ALL_NRG.URAN_SOU
GER.REFINERY_OUTPUT.DIESEL
GER.REFINERY_OUTPUT.PETROL
GER.REFINERY_OUTPUT.HEAVY_OIL
GER.REFINERY_OUTPUT.LIGHT_OIL
GER.REFINERY_OUTPUT.KEROSENE
GER.REFINERY_OUTPUT.REFINERY_REST
GER.CERTCO2.CERTCO2_BUY
GER.CERTCO2.CERTCO2_FREE
GER.INPUT_HARDCOAL_PLANT.HEAVY_OIL
GER.INPUT_HARDCOAL_PLANT.HARDCOAL_GER
/;
```

```
    SET TOP
/
GER.LIGNITE_PLANT.LIGNITE_GER.IN
GER.LIGNITE_PLANT.CERTCO2_BUY.IN
GER.LIGNITE_PLANT.CERTCO2_FREE.IN
GER.LIGNITE_PLANT.ELECTRICITY.OUT
GER.LIGNITE_PLANT.CO2.OUT
/;
```