Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IER

Forschungsbericht

Kosten regionaler Energie – und Klimapolitik-

Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene

Bastian Rühle

Band 113

Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik– Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene

Von der der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Bastian Rühle
geboren in Berlin

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. E. Göde

Tag der Einreichung: 15. Dezember 2011
Tag der mündlichen Prüfung: 22. Juli 2013

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)
Dr. rer. pol. U. Fahl

2013

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis iii

Tabellenverzeichnis vii

Abkürzungsverzeichnis ix

Vorbemerkung xi

Kurzfassung der Ergebnisse xiii

Abstract xv

1 Einleitung 1
1.1 Problemstellung und Zielsetzung 1
1.2 Methodik und Aufbau der Arbeit 2

2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage in den Bundesländern 5
2.1 Situation im Freistaat Bayern 5
2.2 Situation in Hessen 9
2.3 Situation im Freistaat Sachsen 12

3 Grundlagen regionaler Energiesystemmodellierung 19
3.1 Methodische Grundlagen der Energiesystemmodellierung 19
3.1.1 Lineare Optimierung und marginale Kosten 20
3.1.2 Energiesystemmodellgenerator TIMES 20
3.1.3 Referenzenergiesystem 22
3.2 Allgemeine Rahmenbedingungen der Szenarioanalysen 25
3.2.1 Preisentwicklung der Energieträger 26
3.2.2 Preisentwicklung der CO_2-Zertifikate 30
3.2.3 Kapazitäten und Kosten für die CO_2-Speicherung 30
3.2.4 Technologische und kraftwerksspezifische Annahmen 31
3.2.5 Stromimportrestriktionen 33
3.3 Regionale Rahmenbedingungen und Annahmen der Szenarioanalysen 34
3.3.1 Allgemeine regionale Bewertung 34
3.3.2 Entwicklung der Energienachfrage 35
3.3.3 Ressourcenverfügbarkeit 43
3.3.4 Potenziale und Nutzung erneuerbarer Energieträger 44

4 Durchführung regionaler Szenarioanalysen ... 53
4.1 Auswahl der Szenarien ... 53
4.1.1 Referenzszenarien *(REF)* ... 55
4.1.2 Klimaschutzprogramme der Landesregierungen (KL-Szenariogruppe) ... 56
4.1.3 Klimaschutzszenario „-40%“ gegenüber dem Basisjahr 1990 (K90) ... 57
4.1.4 Klimaschutzszenario Einheitliche Pro-Kopf-Emissionen *(KOPF)* ... 58
4.1.5 Klimaschutzszenario Einheitliche marginale Minderungskosten *(MARG)* ... 59
4.1.6 Varianten zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke *(mK)* ... 60
4.2 Szenarioergebnisse für Bayern ... 60
4.2.1 Endenergieverbrauch in Bayern ... 61
4.2.2 Nettostromerzeugung in Bayern ... 63
4.2.3 Primärenergieverbrauch in Bayern ... 65
4.2.4 CO_2-Emissionen in Bayern ... 66
4.2.5 Indikatoren für das bayerische Energiesystem ... 67
4.3 Szenarioergebnisse für Hessen ... 69
4.3.1 Endenergieverbrauch in Hessen ... 70
4.3.2 Nettostromerzeugung in Hessen ... 72
4.3.3 Primärenergieverbrauch in Hessen ... 74
4.3.4 CO_2-Emissionen in Hessen ... 75
4.3.5 Indikatoren für das hessische Energiesystem ... 76
4.4 Szenarioergebnisse für Sachsen ... 79
4.4.1 Endenergieverbrauch in Sachsen ... 79
4.4.2 Nettostromerzeugung in Sachsen ... 81
4.4.3 Primärenergieverbrauch in Sachsen ... 84
4.4.4 CO_2-Emissionen in Sachsen ... 85
4.4.5 Indikatoren für das sächsische Energiesystem ... 86

5 Vergleich und Bewertung der Modellergebnisse ... 89
5.1 Regionale Unterschiede bei den Minderungmaßnahmen ... 89
5.2 Vergleich der Minderungskosten ... 96
5.3 Zusammenfassende Bewertung der Modellergebnisse ... 102

6 Schlussbetrachtung ... 107
6.1 Bewertung energiepolitischer Kernfragen ... 108
6.2 Allgemeine Handlungsempfehlungen für die regionale Politik ... 110

7 Literaturverzeichnis ... 113

Anhang: Ergebnistabellen der Szenariorechnungen ... 123

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Entwicklung der Primärenergieverbrauchs in Bayern ohne Berücksichtigung des Stromimportsaldos im Zeitraum 1990 bis 2008 6

Abbildung 2-2: Entwicklung der Bruttostromerzeugung und des Stromimports in Bayern im Zeitraum 2000 bis 2007 7

Abbildung 2-3: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Bayern im Zeitraum 1990 bis 2007 8

Abbildung 2-4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Hessen im Zeitraum 1990 bis 2007 9

Abbildung 2-5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung und des Stromimports in Hessen im Zeitraum 2000 bis 2008 10

Abbildung 2-6: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Hessen im Zeitraum 2000 bis 2006 11

Abbildung 2-7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Sachsen im Zeitraum 1990 bis 2007 13

Abbildung 2-8: Entwicklung der Energieproduktivität in Bayern, Hessen und Sachsen seit 1991 14

Abbildung 2-9: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Sachsen im Zeitraum 1991 bis 2006 15

Abbildung 2-10: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Sachsen im Zeitraum 1990 bis 2007 16

Abbildung 3-1: Grundstruktur des Energiesystemmodells 22

Abbildung 3-2: Preisprognosen für Rohöl (frei Grenze) 26

Abbildung 3-3: Preisprognosen für Erdgas (frei Grenze) 29

Abbildung 3-4: Preisprognosen für Steinkohle (frei Grenze) 29

Abbildung 3-5: Entwicklung der Investitionskosten erneuerbarer Technologien 33

Abbildung 3-6: Kosten-Potenzial-Kurve für feste Biomasse 46

Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch in Bayern nach Energieträgern 61

Abbildung 4-2: Differenzen des bayerischen Endenergieverbrauchs im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung 62

Abbildung 4-3: Realisierte Einsparungen im bayerischen Endenergieverbrauch 63

Abbildung 4-4: Nettostromerzeugung in Bayern nach Energieträgern 64

Abbildung 4-5: Nettoengpassleistung in Bayern nach Energieträgern..... 65

Abbildung 4-6: Primärenergieverbrauch in Bayern nach Energieträgern 66

Abbildung 4-7: CO_2-Emissionen in Bayern nach Sektoren 67

Abbildung 4-8: Endenergieverbrauch in Hessen nach Energieträgern 70

Abbildung 4-9: Differenzen des hessischen Endenergieverbrauchs im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung 71

Abbildung 4-10: Realisierte Einsparungen im hessischen Endenergieverbrauch..... 72

Abbildung 4-11: Nettostromerzeugung in Hessen nach Energieträgern..... 73

Abbildung 4-12: Nettoengpassleistung in Hessen nach Energieträgern 74

Abbildung 4-13: Primärenergieverbrauch in Hessen nach Energieträgern..... 75

Abbildung 4-14: CO_2-Emissionen in Hessen nach Sektoren..... 76

Abbildung 4-15: Endenergieverbrauch in Sachsen nach Energieträgern..... 80

Abbildung 4-16: Differenz des sächsischen Endenergieverbrauchs im Vergleich zur Referenzentwicklung 80

Abbildung 4-17: Realisierte Einsparungen im sächsischen Endenergieverbrauch 81

Abbildung 4-18: Nettostromerzeugung in Sachsen nach Energieträgern 82

Abbildung 4-19: Differenz in der Nettostromerzeugung in Sachsen im Vergleich zur Referenzentwicklung 83

Abbildung 4-20: Nettoengpassleistung in Sachsen nach Energieträgern..... 84

Abbildung 4-21: Primärenergieverbrauch in Sachsen nach Energieträgern 85

Abbildung 4-22: CO_2-Emissionen in Sachsen nach Sektoren 86

Abbildung 5-1: Differenzen im Endenergieverbrauch der drei Bundesländer bis 2030 im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in PJ nach Energieträgern..... 90

Abbildung 5-2: Differenzen im Endenergieverbrauch der drei Bundesländer bis 2030 im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in PJ nach Sektoren 91

Abbildung 5-3: Vergleich zusätzlicher Endenergieeinsparungen in PJ in den drei Bundesländer in 2020 im Vergleich zur jeweiligen Referenz und deren prozentualer Anteil am Endenergieverbrauch ohne Verkehrssektor..... 92

Abbildung 5-4: Differenzen der Nettostromerzeugung in 2020 und 2030 in Sachsen im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in TWh 93

Abbildung 5-5: Vergleich der prozentualen Veränderung des Primärenergieverbrauchs der drei Bundesländer im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in PJ im Jahr 2020 94

Abbildung 5-6: Gegenüberstellung der durchschnittliche Minderungskosten und der prozentualen Minderung im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung für alle Minderungsszenarien der drei Bundesländer 96

Abbildung 5-7: Gegenüberstellung der durchschnittliche Minderungskosten und der prozentualen Minderung im Vergleich zur Referenzentwicklung ohne Kernenergie für alle Minderungsszenarien der drei Bundesländer 98

Abbildung 5-8: Gegenüberstellung der marginalen Minderungskosten in 2020 und der prozentualen Minderung im Vergleich Referenzentwicklung ohne Kernenergie für Minderungsszenarien in den drei Bundesländern 101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Detaillierung der Nachfragesektoren in den regionalen Energiesystemmodellen für Bayern, Hessen und Sachsen 23

Tabelle 3-2: Maximales Potenzial für die CO_2-Verpressung in deutschen Gasfeldern und Kosten für den CO_2-Transport zu den Lagerstätten in Norddeutschland 31

Tabelle 3-3: Entwicklung der Kraftwerksparameter fossiler Kraftwerke im Zeitraum 2007 bis 2030 32

Tabelle 3-4: Derzeitiger Stand und Bevölkerungsentwicklung in den drei Bundesländern bis 2030 in 1000 Einwohner sowie prozentuale Veränderung gegenüber 2006 36

Tabelle 3-5: Entwicklung des jährlichen Personenverkehrsaufkommens in den drei Bundesländern bis 2030 in Personenkilometer je Einwohner 39

Tabelle 3-6: Entwicklung des Güterverkehrsaufkommens in den drei Bundesländern bis 2030 in Mrd. Tonnenkilometer 39

Tabelle 3-7: Entwicklung des auf den Nettoproduktionswert bezogenen Stromverbrauchs in Bayern in kJ/$€_{05}$ 41

Tabelle 3-8: Entwicklung des auf den Nettoproduktionswert bezogenen Brennstoffverbrauchs in Bayern in kJ/$€_{05}$ 42

Tabelle 3-9: Reserven und Ressourcen an Braunkohle in Sachsen – Aktiver Tagebau und mögliche Anschlussfelder 44

Tabelle 3-10: Energiepotenzial für nachwachsende biogene Festbrennstoffe in Bayern 46

Tabelle 3-11: Nutzung und Primärenergiepotenzial erneuerbarer Energieträger in den drei Bundesländern in PJ pro Jahr 50

Tabelle 3-12: Mindestnutzung und Potenzial für die Stromerzeugung in 2020 aus erneuerbaren Energieträgern in den drei Bundesländern in PJ pro Jahr 51

Tabelle 4-1: Szenarienübersicht 54

Tabelle 4-2: Minderungsziele für die Szenariogruppe *K90* 58

Tabelle 4-3: Minderungsziele für die Szenariogruppe *KOPF* 59

Tabelle 4-4: Entwicklung der CO_2-Preise in der Szenariogruppe *MARG* bis 2030 in $€_{2005}$/t CO_2 59

Tabelle 4-5: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien mit Kernenergie für Bayern ... 68

Tabelle 4-6: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien ohne Kernenergie für Bayern ... 69

Tabelle 4-7: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien mit Kernenergie für Hessen ... 77

Tabelle 4-8: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien ohne Kernenergie für Hessen ... 78

Tabelle 4-9: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien für Sachsen ... 87

Tabelle 5-1: Gesamtübersicht der Szenarioergebnisse ... 95

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der ökonomischen Parameter der Klimaschutzszenarien ... 99

Tabelle 5-3: Szenarienvergleich für CO_2-Minderungsindikatoren ... 102

Tabelle A-1: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KLmK* ... 127

Tabelle A-2: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KLoK* ... 129

Tabelle A-3: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *K90mK* ... 131

Tabelle A-4: Modelloergebnisse für Bayern im Szenario *K90oK* ... 133

Tabelle A-5: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KOPFoK* ... 135

Tabelle A-6: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *MARGmK* ... 137

Tabelle A-7: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *MARGoK* ... 139

Tabelle A-8: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KLmK* ... 141

Tabelle A-9: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KLoK* ... 143

Tabelle A-10: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *K90mK* ... 144

Tabelle A-11: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *K90oK* ... 147

Tabelle A-12: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KOPFoK* ... 149

Tabelle A-13: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *MARGmK* ... 151

Tabelle A-14: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *MARGoK* ... 153

Tabelle A-15: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *KL* ... 155

Tabelle A-16: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *KOPF* ... 157

Tabelle A-17: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *MARG* ... 159

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
bbl	Barrel
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BWS	Bruttowertschöpfung
BY	Szenariogruppen für Bayern
CO_2	Kohlendioxid
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare Energien Wärmegesetz
EFOM	Energy Flow Optimisation Model
EJ	Exajoule
el.	elektrisch
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU	Europäische Union
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
Ha	Hektar
HDR	Hot-Dry Rock
HMULV	Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz
HS	Szenariogruppen für Hessen
IEA	Internationale Energie Agentur
INKLIM	Integriertes Klimaschutzprogramm Hessen
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
K90	Szenariogruppe Klimaschutz 40% gegenüber dem Basisjahr 1990
KL	Szenariogruppe Klimaschutzprogramme der Landesregierungen
KOPF	Szenariogruppe Klimaschutz Einheitliche Pro-Kopf-Emissionen
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MARG	Szenariogruppe Einheitliche marginale Minderungskosten
MARKAL	Market Allocation Model
Mio.	Millionen
MJ	Megajoule

mK	Szenariovarianten mit Kernenergie
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
oK	Szenariovarianten ohne Kernenergie
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
RES	Referenzenergiesystem
REF	Szenariogruppe Referenzentwicklung
SK	Steinkohle
SMWA	Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
SN	Szenariogruppen für Sachsen
StMWIVT	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
t	Tonnen
TJ	Terajoule
Tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunden
TEHG	Treibhausgas Emissionshandelsgesetz
TIMES	The Integrated MARKAL EFOM System
UBA	Umweltbundesamt
WEO	World Energy Outlook
€	Euro
$	US-Dollar
v. a.	vor allem
z. B.	zum Beispiel

Vorbemerkung

Die vorliegende Untersuchung basiert auf Datengrundlagen, die im Rahmen von Gutachten vorrangig während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart entstanden sind. Diese zu Grunde liegenden Studien sind durch die inhaltliche und finanzielle Unterstützung des *Sächsischen Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (SMWA)*, des *Hessischen Ministeriums für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz (HMULV)* sowie des *Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT)* ermöglicht worden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sind Vereinheitlichungen getroffen worden, die eine möglichst konsistente Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen auf Bundesländerebene gewährleisten sollen. Es ist daher dringend darauf hinzuweisen, dass aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Untersuchungsschwerpunkte die Ergebnisse dieser Arbeit nicht direkt mit den Resultaten der Ursprungsuntersuchungen zu vergleichen sind und daher keine direkten Schlussfolgerungen für eine konkrete politische Umsetzung eines einzelnen Bundeslandes möglich sind. Vielmehr sollen allgemeine und grundsätzliche Kernaussagen in Bezug auf regionale Klimaschutzstrategien getroffen und wissenschaftlich belegt werden, um bei der energiewirtschaftlichen Ausgestaltung von zukünftigen Programmen berücksichtigt werden zu können.

Ich bedanke mich bei Prof. Dr. Ing. Alfred Voß für die Betreuung der Arbeit und bei Prof. Dr. Ing. Eberhard Göde für die Übernahme des Koreferats. Darüber hinaus danke ich vor allem Dr. rer. pol. Ulrich Fahl für die zahlreichen Anregungen und die fruchtbare, jahrelange Zusammenarbeit. Besonders wertvoll war außerdem der Austausch mit Dr. Ing. Markus Blesl und Dr. Ing Uwe Remme, für deren Unterstützung ich mich ebenfalls herzlich bedanke.

Berlin, im November 2013

Bastian Rühle

Kurzfassung der Ergebnisse

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden für Bayern, Hessen und Sachsen vereinheitlichte Energiesystemmodellrechnungen mit harmonisierten Rahmenbedingungen durchgeführt. Die grundsätzliche Zielsetzung ist die einheitliche Bewertung der Implikationen verschiedener Klimaschutzstrategien in regionalen Energiesystemen sowie die Ableitung robuster CO_2-Minderungspfade. Die Bewertung basiert auf einem möglichst einheitlichen Datengerüst und ist mit einem linearen Optimierungsmodell vorgenommen worden. Dafür werden für die einzelnen Regionen der Bedarfsvektor für die Energienachfrage bestimmt und durch Abbildung des derzeitigen Energiesystems, zukünftige optimierte Ausgestaltungen unter Berücksichtigung von CO_2-Restriktionen berechnet.

Die Ergebnisse der ausgeführten Szenarioanalysen zeigen, dass CO_2-Minderungsstrategien, die über absolute Emissionsreduktionen definiert sind, zu stark variierenden CO_2-Minderungskosten und deutlichen volkswirtschaftlichen Mehrbelastungen führen können. Demgegenüber wird deutlich, dass Konzepte mit einer Vorgabe von einheitlichen marginalen Minderungskosten für alle emittierenden Umwandlungs- und Endenergieverbrauchssektoren, bezogen auf die kumulierten Mehrkosten und die dazugehörige erreichte prozentuale CO_2-Minderung in den drei untersuchten Bundesländern, durchgängig eine robuste Strategie darstellt.

Weiterhin werden im Rahmen der Untersuchung Ableitungen und Empfehlungen zu einzelnen Kernfragen bezüglich der Ausgestaltung regionaler Energiesysteme getroffen. Dabei wird deutlich, dass CO_2-Minderungsziele mit einer Verlängerung von Laufzeiten hessischer und bayerischer Kernkraftwerke zu weit geringeren volkswirtschaftlichen Mehrkosten erreichbar sind als in den entsprechenden Szenarien ohne Kernenergie. Dieser Effekt verstärkt sich bei Erhöhung der Reduktionsvorgaben von energiebedingten Treibhausgasen.

Die Rolle der erneuerbaren Energien ist vor allem in den ambitionierten Treibhausgasminderungsszenarien von großer Bedeutung. Allerdings ist die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen mit erheblichen Mehrkosten verbunden. Regionale Mindestquoten für die Nutzung erneuerbarer Energien mit dem Ziel einer Senkung der energiebedingten CO_2-Emissionen unterwandern das übergeordnete Klimaschutzinstrument des Emissionshandels. Die gezwungene Einhaltung solcher lokalen Quoten ohne Berücksichtigung der Gesamtsystemeffekte verhindert im Hinblick auf eine bestmögliche Minderungsstrategie eine optimale Ausgestaltung des gesamten deutschen und europäischen Energiesystems.

Die Nettobilanz des Imports und Exports von Stromlieferungen über die jeweiligen Landesgrenzen hat maßgeblichen Einfluss auf die Ausgestaltung der Stromerzeugung und somit auch auf die CO_2-Bilanz eines Bundeslandes. Bei absoluten Zielformulierungen sollte daher dringend eine entsprechende Berücksichtigung und Anrechnung des Stromimportsaldos erfolgen. Die Option der CO_2-Abscheidung und Verpressung wird im betrachteten Zeitraum bis 2030 von zunehmender Bedeutung. Sie wird insbesondere bei Kernenergieausstiegsszenarien eine wichtige Minderungsoption darstellen.

Der Nutzung von Einsparpotenzialen in den Anwendungsbereichen wird in Bezug auf den Klimaschutz und die Ressourcenschonung eine entscheidende Rolle zukommen. Die Landesregierungen der einzelnen Bundesländer können und sollten insbesondere in diesem Bereich ihren vorhandenen Einfluss aktiv nutzen. Allerdings sollte dabei eine eindeutige Fokussierung und Beschränkung auf Bereiche erfolgen, welche nicht bereits im Treibhausgasemissionshandelsgesetz berücksichtigt sind. Eine Orientierung an den Grenzkosten bzw. Zertifikatspreisen des Emissionshandelssystems gewährleistet zudem eine kosteneffiziente Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen.

Im Hinblick auf die Ausgestaltung regionaler Energie- und Klimaschutzprogramme wird herausgearbeitet, dass der elementare Gedanke des europäischen Emissionshandelsgesetzes, eine festgelegte Obergrenze möglichst kostengünstig zu erreichen, mit lokalen und nicht an den Minderungskosten im Bereich der Energiewirtschaft orientierten Aktivitäten unterwandert wird. Daher sollten lokale Klimaschutzaktivitäten auf Bundesländerebene sich auf Bereiche fokussieren, die bis dato im Emissionshandelssystem unberücksichtigt sind. Mögliche Initiativen zur Ausweitung des Emissionshandelsgesetzes erscheinen sinnvoll und sollten unterstützt werden.

Abstract

The intention of the submitted thesis is to analyse a set of energy systems modelling calculations on a federal level in Germany within a harmonised framework. The results of the scenario analysis show that regional green house gas mitigation strategies, which are entirely defined by overall reduction targets, lead to significantly diverging reduction costs. Thus, they cause strongly varying additional macroeconomic impacts. However, it is made clear that through a concept with set constraints of marginal reduction costs for greenhouse gas emissions in all affected energy conversion sectors and on the end-use energy demand side, a robust solution regarding the mitigation efficiency in the three investigated federal states Bavaria, Hessen, and Saxony is ensured.

Furthermore, statements regarding key aspects which concern the configuration of regional energy systems are derived. It is concluded that CO_2 reduction targets are achievable with significantly lower economic effort when life-time extensions for Bavarian and Hessian nuclear power plants are possible. This positive effect increases additionally when green house gas reduction targets are lowered.

The impact of renewable energies is of major significance, in particular for ambitious green house gas reduction scenarios, but the increased use of renewable energies causes substantial incremental costs. The submission of minimum shares for renewable energies in order to reduce energy related CO_2 emissions subverts the superior instrument for the prevention of climate change, the emission trading scheme. The enforcement of local ratios without consideration of overall effects prevents an ideal configuration of the European energy system regarding to its optimal mitigation strategy.

The net balance of imports and exports of electricity deliveries across federal boundaries has a significant influence on the configuration of the conversion sector and consequently also on the CO_2 balance of a federal state. Therefore that aspect should be taken into account when overall targets are set. The option of CO_2 sequestration will take on greater significance within the analysed time frame until 2030. Especially within scenarios without life-time extension for nuclear power plants sequestration becomes an important mitigation strategy.

The exploitation of savings potential on the end-use energy demand side will play a decisive role regarding climate protection issues and the conservation of natural resources. Particularly in that segment the government of each federal state should use its influence proactively. However, the specific focus has to be limited on sectors that are at present excluded from the emission trading scheme. The consideration of marginal costs of the entire energy system or the prices of CO_2 certificates ensures a cost efficient implementation of mitigation strategies.

Within the thesis it is concluded that local energy and climate protection measures often subvert the initial idea of the emission trading scheme to reach an emission target in the most economical way. Thus, local climate protection activities should be focused on sectors

that are until now not represented within the trading scheme. Future initiatives to extend the CO_2 emissions trading scheme to other sectors appear to be useful and should therefore be supported by regional governments and authorities.

1 Einleitung

Der Klimaschutz ist aktuell eines der bestimmenden Themen in der politischen Diskussion und der öffentlichen Wahrnehmung. Er wird zunehmend als eine der größten Herausforderungen im 21. Jahrhundert angesehen. Unter Klimaforschern herrscht ein weitestgehender Konsens darüber, dass in den letzten Jahrzehnten eine Erderwärmung zu beobachten ist. Dies zeigt sich in Beobachtungen bezüglich steigender Durchschnittstemperaturen in der Luft und in den Ozeanen, einem weitverbreitetem Abschmelzen von Schnee, Eis und Gletschern und einer Erhöhung des Meeresspiegels. Der anthropogene Ausstoß von CO_2 ist stark gestiegen und resultierend daraus ist die Konzentration der Treibhausgase weit über der natürlichen Bandbreite der vergangenen 650.000 Jahre. Der durch den Menschen verursachte Treibhausgasausstoß hat daher mit hoher Wahrscheinlichkeit einen erkennbaren Einfluss auf die weltweiten Veränderungen in den physikalischen und biologischen Systemen /IPCC 2000 und IPCC 2007/.

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich daher innerhalb des europäischen Burden-Sharings der EU im Rahmen des 2002 ratifizierten Kyoto-Protokolls dazu verpflichtet, bis 2012 die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 21 % zu reduzieren. Weitergehende Beschlüsse sind noch in der Verhandlungsphase, aber es kann derzeit davon ausgegangen werden, dass Deutschland sich dazu verpflichten wird, bis zum Jahr 2020 eine Reduktion von 40 % gegenüber dem Basisjahr 1990 einzugehen /BMU 2008/. Europaweit kann im Falle eines Abkommens mit einer Reduzierung der europäischen Emissionen um 30 % gerechnet werden /EUC 2008c/. Eine Minderung von mindestens 20 % gegenüber 1990 erscheint innerhalb der EU derzeit realistisch und wird daher auch für die zu Grunde liegenden Eingangsparameter in den Szenariorechnungen unterstellt.

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Für die Bundesländer gibt es im Gegensatz zum Bund oder der EU keine einheitlichen Minderungsvereinbarungen. Daher sind für die Ableitung von Minderungszielen verschiedene Ansätze denkbar, welche zum Teil eine große Spannbreite besitzen /Schmid, Schaumann 1998 und Koschel et al. 2006/. Angesichts unterschiedlicher regionalwirtschaftlicher Faktoren wirft die Ableitung regionaler Klimaziele nicht unwesentliche Probleme auf. Dazu gehört, dass zur Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz des Klimaschutzes auch die Grenzvermeidungskosten in den einzelnen Bundesländern ein wichtiges Kriterium für die Allokation von Reduktionsmaßnahmen darstellen sollten. Grundsätzlich ist in Emissionen aus zwei Oberkategorien zu unterscheiden: einerseits in solche, die unter das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) fallen, wie z. B. die Emissionen aus fossilen Großfeuerungsanlagen und großen industriellen Betrieben, und auf der anderen Seite in solche

Emittenten, die nicht im TEHG berücksichtigt sind, wie z. B. private Haushalte oder der Verkehrssektor. Auch wenn es Überlegungen und Bestrebungen gibt, das derzeitige Handelssystem auszuweiten und zu verbessern /EUC 2008b/, fallen derzeit etwa nur die Hälfte der europäischen Emissionen unter das TEHG.

Die föderalen Regierungen der einzelnen Bundesländer positionieren sich innerhalb dieses rechtlichen Rahmens und setzen sich zum Teil zusätzliche klima- und energiepolitische Ziele. Innerhalb der vorliegenden Arbeit wird mit Hilfe einer Energiesystemanalyse die Tragweite existierender energiepolitischer Ziele für drei ausgewählte Bundesländer untersucht, alternativen Ansätzen gegenübergestellt und bewertet. Abschließend werden allgemeine Handlungsempfehlungen gegeben, in welchem Maße sich Landesregierungen in energie- und klimapolitischen Aspekten positionieren und engagieren sollten.

1.2 Methodik und Aufbau der Arbeit

Für die Bundesländer Bayern, Hessen und Sachsen sind Energiesystemmodelle entwickelt worden, die die Besonderheiten und Charakteristika des jeweiligen Bundeslandes abbilden. Dafür werden zunächst die drei Bundesländer in Kapitel 2 separat vorgestellt. Dies umfasst allgemeine wirtschaftliche Aspekte, aber vor allem energiepolitisch und energiewirtschaftlich relevante Details.

Die erforderlichen methodischen Grundlagen werden in Kapitel 3 erläutert. Dazu werden zunächst die mathematischen und modellspezifischen Zusammenhänge der linearen Energiesystemmodellierung dargelegt. Dies beinhaltet zum einen die Vorstellung des Modellgenerators TIMES, mit dem die Szenarioanalysen durchgeführt worden sind, sowie die Erläuterung des Konzepts des Referenzenergiesystems. Im Anschluss werden alle relevanten allgemeinen und vorwiegend überregionalen Rahmenbedingungen festgelegt. Dazu gehören unter anderem die Preisentwicklung für fossile Energieträger und CO_2-Emissionshandelszertifikate oder die Kapazitäten und dazugehörigen Kosten für die Abscheidung und unterirdische Verpressung von Kohlendioxid. In weiteren Ausführungen wird auf die charakteristischen Eigenheiten und Besonderheiten der drei Bundesländer eingegangen. Dies umfasst die Bestimmung des zukünftigen Energiebedarfs, Aspekte der Ressourcenverfügbarkeit sowie eine Potenzialanalyse und Bewertung von Nutzungsmöglichkeiten für erneuerbare Energieträger.

In Kapitel 4 werden die Szenarioanalysen beschrieben und die Ergebnisse diskutiert. Zunächst wird auf die Ausgestaltung und Auswahl der einzelnen Szenarien eingegangen. Im Anschluss wird für jedes Bundesland eine umfangreiche Ergebnisanalyse durchgeführt. Diese beinhaltet, ausgehend vom Endenergieverbrauch, die Veränderungen in den Stromerzeugungs- und Umwandlungssektoren sowie im Primärenergieverbrauch mit den sich ergebenden CO_2-Emissionen, alle relevanten Aspekte des Energiesystems. Abschließend werden

in jedem Unterkapitel bundeslandspezifische Indikatoren ausgewiesen, die in den folgenden Kapiteln weiterverarbeitet werden.

In Kapitel 5 findet eine vergleichende Bewertung der Szenarioergebnisse statt. Dafür werden zunächst die regionalen Unterschiede bei den Minderungsmaßnahmen in ausgewählten Klimaschutzszenarien vorgestellt und analysiert. Die in Kapitel 4 beschriebenen Indikatoren und hergeleiteten Minderungskosten werden für Bayern, Hessen und Sachsen im zweiten Abschnitt des Kapitels 5 zusammengefasst und miteinander verglichen.

Abschließend werden in Kapitel 6 die aus den Szenarioanalysen abgeleiteten Schlussfolgerungen präsentiert und eine zusammenfassende Bewertung energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Kernfragen abgegeben. Aus den Ergebnissen werden weiterhin wissenschaftliche Erkenntnisse mit dem Schwerpunkt der vergleichenden regionalen Energiesystemmodellierung gewonnen und eine neue Bewertungsmethode zur Effektivität von Klimaschutzmaßnahmen abgeleitet. Abschließend werden Handlungsempfehlungen für die regionale Politik formuliert.

2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage in den Bundesländern

Die Ausgangslagen in den drei betrachteten Bundesländern sind zum Teil sehr unterschiedlich und werden daher im folgenden Kapitel näher dargestellt. Zunächst wird auf die Situation des Freistaats Bayern eingegangen. Bayern ist von den drei betrachteten Bundesländern das wirtschaftsstärkste und bevölkerungsreichste. Anschließend wird der Fokus auf Hessen gelegt, dessen Energiesystem dem bayerischen ähnelt, aber insbesondere durch den bedeutenden Verkehrssektor geprägt ist. Abschließend werden die Charakteristika des Freistaats Sachsen vorgestellt. Insbesondere die strukturellen Unterschiede und die Zugehörigkeit zu den neuen Bundesländern sowie die große Bedeutung des Energieträgers Braunkohle spielen hierbei eine Rolle.

2.1 Situation im Freistaat Bayern

Der Freistaat Bayern ist das flächengrößte deutsche Bundesland und steht im Jahr 2009 bezogen auf die Einwohnerzahl mit 12,5 Millionen Einwohnern hinter Nordrhein-Westfalen an zweiter Stelle /Statistik Bayern 2010/. Dabei gilt Bayern als sehr wirtschaftsstark, insbesondere weil in den vergangenen Jahrzehnten die Transformation vom Agrar- zum Technologieland vollzogen werden konnte. Die wirtschaftlich stärkste Region ist die Landeshauptstadt München und der dazugehörige Großraum mit bedeutenden namhaften Vertretern der Automobilindustrie, der Informationstechnologiebranche und weiteren Industriezweigen sowie dem internationalen Flughafen „Franz Josef Strauß“. Weitere bedeutende Wirtschaftsstandorte befinden sich in den Umgebungen von Augsburg und Ingolstadt sowie im sogenannten bayerischen Chemiedreieck zwischen Chiemsee, Inn und Salzach. In Nordbayern befindet sich der wichtigste Wirtschaftsstandort in der Region Nürnberg–Fürth–Erlangen, aber auch einzelne Regionen im Raum Unterfranken, wie z. B. Aschaffenburg, Würzburg oder Schweinfurt, sind wirtschaftlich sehr stark.

Bayern musste im Jahr 2009 ein Schrumpfen der Wirtschaft in Höhe von 3,4 % hinnehmen. Dieser Wert liegt leicht unter dem Bundesdurchschnitt (3,5 %). Trotzdem ist das Bruttoinlandsprodukt seit dem Jahr 2000 um fast 23 % gewachsen. Im Gegensatz dazu fiel die Steigerung in Gesamtdeutschland mit unter 17 % deutlich moderater aus.

An drei Standorten in Bayern befinden sich Kernkraftwerke (KKW), das KKW Isar, das KKW Grafenrheinfeld sowie das KKW Gundremmingen. Außerdem wird in Garching bei München ein Forschungsreaktor betrieben. Die bayerische Energieerzeugung ist grundsätzlich durch einen hohen Anteil an CO_2-neutraler Stromerzeugung charakterisiert. Dazu trägt insbesondere die Kernkraft bei, aber auch der hohe Anteil erneuerbarer Energieträger, vor allem durch die großen Wasserkraftwerke in den bayerischen Alpen. In den größten Ballungsräumen München und Nürnberg sind zudem bedeutende konventionelle thermische

Heizkraftwerke installiert. Die Stadtwerke München betreiben das drittgrößte deutsche Fernwärmenetz.

Der Verkehrsbereich im Flächenland Bayern ist charakterisiert durch ein gut ausgebautes Straßennetz und eine mit 0,55 Personenkraftwagen pro Person hohe Pkw-Dichte. Der in den 1990er Jahren eröffnete Großflughafen Franz-Josef Strauß in Erding bei München ist mit fast 33 Millionen Passagieren pro Jahr nach dem hessischen Großflughafen Frankfurt/Main der zweitgrößte in Deutschland.

Obwohl die Entwicklung wichtiger Determinanten des Energieverbrauchs, wie der wirtschaftlichen Entwicklung, der Bevölkerungsentwicklung, der Verkehrleistungen oder der durchschnittlichen Wohnfläche einen starken Anstieg des Primärenergieverbrauchs hätte bewirken können, ist der Primärenergieverbrauch in den letzten zwei Jahrzehnten eher moderat angestiegen. So stieg die allein die Bevölkerungsgröße in Bayern zwischen 1990 und 2007 um mehr als 9 % an. Der Primärenergieverbrauch, der in Abbildung 2-1 dargestellt ist, wuchs trotz steigender Wirtschaftkraft, Motorisierung und Wohnflächen im selben Zeitraum ebenfalls um lediglich 10,9 %.

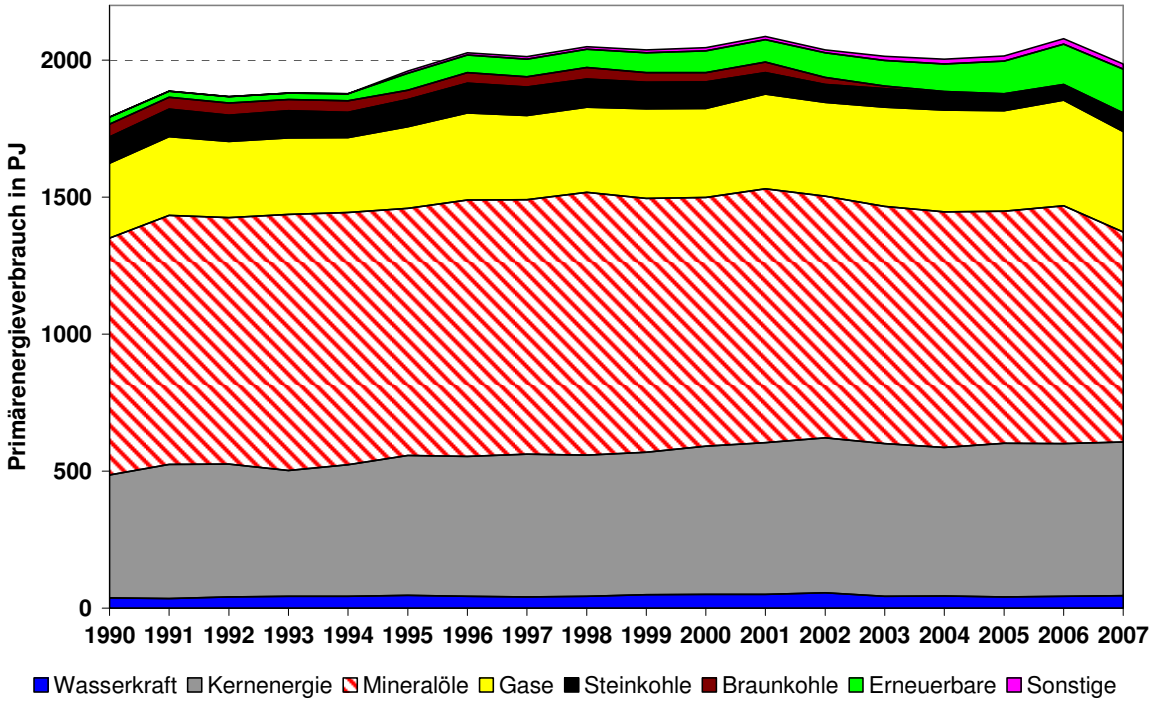

Abbildung 2-1: Entwicklung der Primärenergieverbrauchs in Bayern ohne Berücksichtigung des Stromimportsaldos im Zeitraum 1990 bis 2008
Quelle: /StMWIVT 2010/

Der größte Anteil des Primärenergieverbrauchs mit knapp 39 % (im Jahr 2007) wird durch die Mineralöle gedeckt, die insbesondere im Verkehrssektor in Form von Benzin und Diesel sowie im Haushaltssektor in Form von leichtem Heizöl Verwendung finden. Trotzdem sank der Primärenergieverbrauch von Mineralöl seit 1990 um mehr als 11 %. Der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch lag 2007 bei ca. 28 %. Der Primärenergieverbrauch

der Kernenergie stieg im Zeitraum von 1990 bis 2007 um mehr als 25 %. Weitere wichtige Primärenergieträger sind die Gase mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von knapp 19 % und die erneuerbaren Energieträger ohne die Wasserkraft, deren Nutzung insbesondere im Laufe des vergangenen Jahrzehnts drastisch gesteigert werden konnte. Seit 1990 ist eine Versechsfachung zu beobachten und allein im Zeitraum 2000 bis 2007 konnte eine Verdopplung des Primärenergieverbrauchs der erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) erreicht werden. In Bayern ist dabei vor allem die Nutzung von Biomasse sehr stark ausgeprägt. Relativ konstant auf einem Niveau von knapp 2 % bis maximal 3 % und absolut betrachtet zwischen etwa 40 bis 50 PJ und sehr von den Witterungsbedingungen abhängig ist der Anteil der Wasserkraft in den letzten Jahren. Hier fand im Gegensatz zu allen anderen erneuerbaren Energiequellen aufgrund ökologischer und wirtschaftlicher Restriktionen in den letzten Jahren kein signifikanter Ausbau mehr statt.

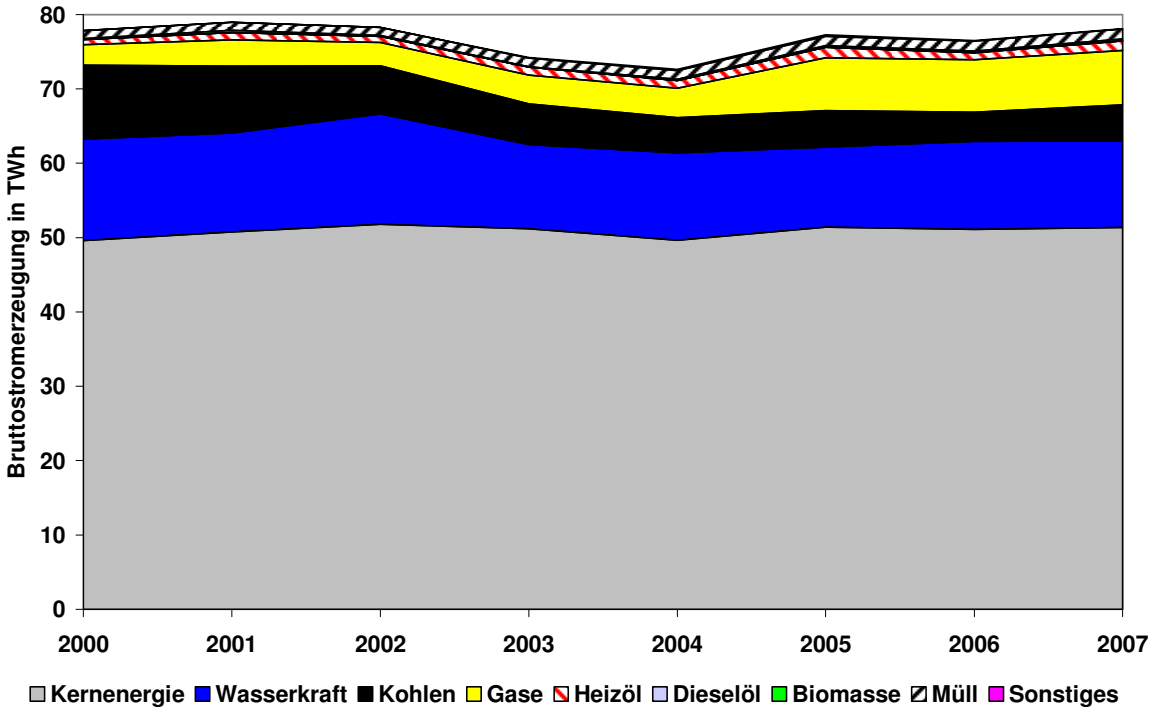

Abbildung 2-2: Entwicklung der Bruttostromerzeugung und des Stromimports in Bayern im Zeitraum 2000 bis 2007
Quelle: /StMWVIT 2009/

Bei einer von 2,9 im Jahr 1970 auf lediglich knapp über 2 Personen pro Haushalt in 2008 stark rückläufigen Haushaltsgröße erhöhte sich im gleichen Zeitraum die Anzahl der Haushalte um mehr als die Hälfte. Diese Veränderungen spezifischer demographischer Kennwerte in Kombination mit der gestiegenen Kaufkraft können als entscheidende Einflussfaktoren für einen deutlichen Anstieg energieverbrauchsrelevanter Faktoren, wie beispielsweise der Anzahl von Wohnungen, deren Ausstattung mit Energieverbrauchsaggregaten, sowie dem steigenden Bedürfnis nach Mobilität und der wachsenden Motorisierung angesehen werden. Die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung konnte in Bayern in

den vergangenen Jahrzehnten einen signifikanten Anstieg verzeichnen und liegt pro Kopf derzeit um ca. 20 % über dem bundesdeutschen Durchschnitt /DESTATIS 2009/.

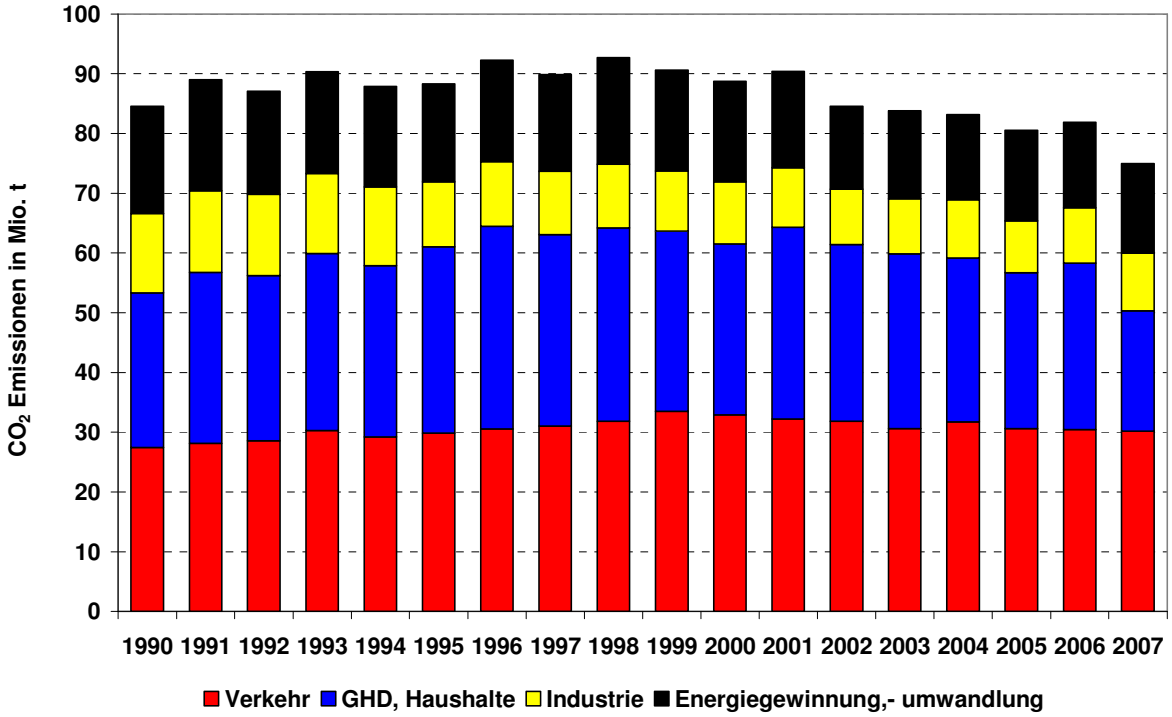

Abbildung 2-3: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Bayern im Zeitraum 1990 bis 2007
Quelle: /LAK Energiebilanzen 2010/

Die bayerische Stromerzeugung, deren Entwicklung seit 2000 in Abbildung 2-2 dargestellt ist, lag in den vergangen Jahren stets knapp unter 80 TWh pro Jahr. Sie wird von den Grundlastkraftwerken der Kernenergie dominiert. Etwa zwei Drittel der bayerischen Stromerzeugung stammt aus den bayerischen Kernkraftwerken. Zuwächse konnten im betrachteten Zeitraum seit 2000 vor allem die Stromerzeugung aus Erdgas verzeichnen, welche um über 160 % anstieg.

Die Gesamtsumme der bayerischen CO2-Emissionen aus Abbildung 2-3 sind im Zeitraum von 1990 bis 2007 um 11,3 % gesunken. Der größte Anteil mit über 40 % fällt dabei dem Verkehrssektor zu. Der Verkehrssektor ist der einzige Bereich mit steigenden Emissionen im Betrachtungszeitraum. Der Umwandlungssektor hatte im Jahr 2007 einen Anteil von 20 % (zum Vergleich in 1990: 21,2 %), die Industrie von knapp 13 % (1990: 15,7 %) und der Bereich Haushalte, GHD knapp 27 % (1990: 30,6 %).

2.2 Situation in Hessen

Das Bundesland Hessen, welches in der Mitte Deutschlands liegt, ist mit 21.115 km^2 in etwa so groß wie Sachsen und mit fast 6,1 Millionen Einwohnern /DESTATIS 2009/ das bezogen auf die Bevölkerungsstärke fünftgrößte Bundesland. Dabei gilt Hessen ebenfalls als sehr wirtschaftsstark, insbesondere durch die Banken- und Finanzregion um Frankfurt/Main. Weitere bedeutende Wirtschaftsstandorte befinden sich in den Umgebungen um Darmstadt und Rüsselsheim und in Nordhessen in der Region Kassel. Hessen musste im Jahr 2009 ein Wirtschaftsabschwung von ca. 2 % verzeichnen, dieser Wert liegt unter dem Bundesdurchschnitt von über 3 %. Ebenfalls stieg die hessische Wirtschaft in den Jahren vor der Finanz- und Wirtschaftskrise überdurchschnittlich stark an.

Hessen ist sehr stark geprägt durch die Großregion Rhein/Main um Frankfurt, wo sich der Sitz der Europäischen Zentralbank, der Deutschen Bundesbank und der Frankfurter Wertpapierbörse befindet. Durch die zentrale Lage gehört Hessen mit dem Frankfurter Flughafen, einem zentralen Knotenpunkt des Schienenverkehrs sowie diversen Hauptautobahnen zu den wichtigsten Verkehrsknotenpunkten Europas. Insbesondere der Rhein-Main Flughafen ist als drittgrößter europäischer Flughafen international bekannt und spielt sowohl wirtschaftlich als auch energiepolitisch eine wichtige Rolle

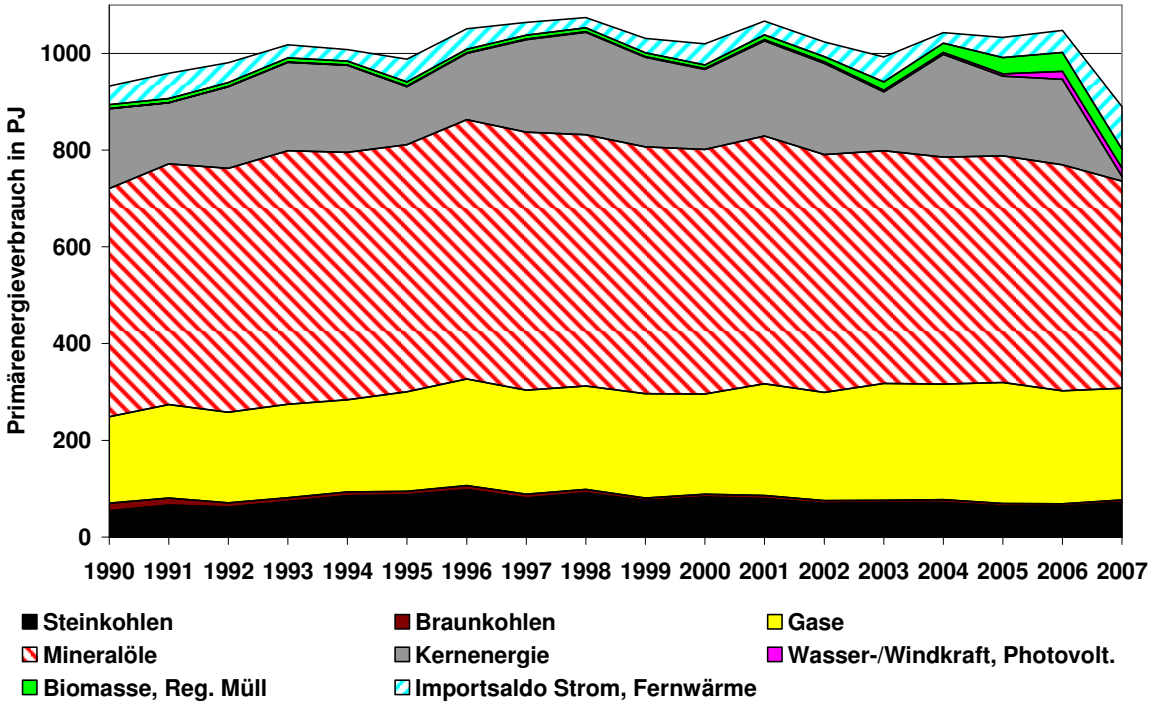

Abbildung 2-4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Hessen im Zeitraum 1990 bis 2007
Quelle: /Statistik Hessen 2010/

Der hessische Primärenergieverbrauch ist charakterisiert durch die Bedeutung der Mineralöle, die mit einem Anteil von fast 50 % dominieren (Abbildung 2-4). Der Gasanteil liegt in Hessen auf deutschem Niveau bei etwa 22 %, ebenso ist der Anteil der Kernenergie mit etwa 15 % in Normaljahren nahezu vergleichbar. Der Anteil der Kohlen ist in Hessen mit unter 10 % deutlich geringer als in der gesamten Bundesrepublik, wo er bei etwa einem Viertel liegt. Die Braunkohlen spielen in Hessen keine Rolle. Der Stromimport ist auf bundesdeutscher Ebene nicht von Bedeutung, während er in Hessen immerhin 3 % des Primärenergieverbrauchs beträgt.

Die Entwicklungen des Primär- und Endenergieverbrauchs stehen im Allgemeinen in einem engen Zusammenhang mit der Bevölkerungsentwicklung und der des Bruttoinlandsproduktes (BIP), welches in den letzten Jahren insgesamt gewachsen ist: von 179,2 Mrd. €2005 (1991) auf 207,6 Mrd. €2005 (2008). Dies bedeutet einen Zuwachs von insgesamt knapp 16 % bzw. 0,9 % pro Jahr. Der Primärenenergieverbrauch je Einwohner liegt in Hessen unter dem bundesdeutschen Wert, ebenso wie die Intensitäten bezüglich BIP und Bruttowertschöpfung in der Industrie. Besonders auffällig für die Etablierung einer modernen Industrie ist die Entwicklung der Kennziffer „Endenergieverbrauch in der Industrie je Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes“, die in Hessen bereits in der Vergangenheit deutlich unter dem bundesdeutschen Wert lag und auf kontinuierliche Effizienzverbesserungen hinweist. Aber auch das Fehlen und der Abbau energieintensiver Industrien in Hessen sind ursächlich für die Entwicklung dieses Indikators.

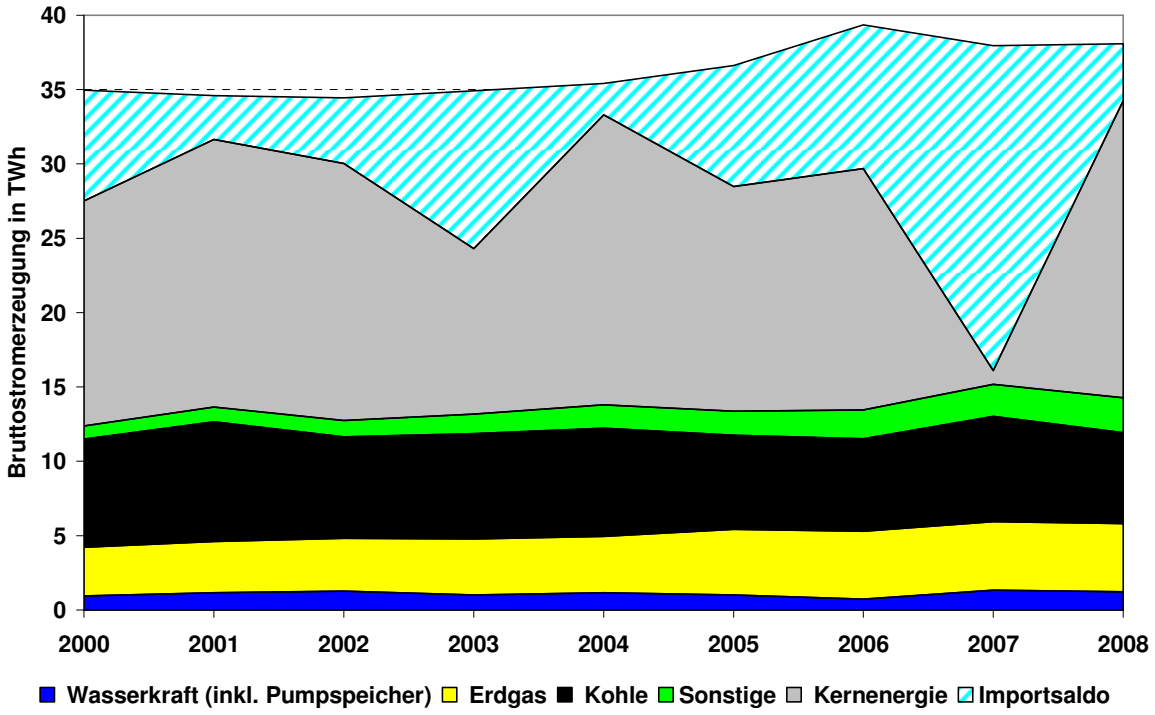

Abbildung 2-5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung und des Stromimports in Hessen im Zeitraum 2000 bis 2008
Quelle: /Statistik Hessen 2010/

Während sich die bundesdeutsche Stromerzeugung hauptsächlich aus den drei Energieträgern Steinkohle, Kernenergie und Braunkohle zusammensetzt, sind in Hessen, wie in Abbildung 2-5 dargestellt, die Kernenergie und der Stromimport am bedeutendsten. Darüber hinaus betreibt die E.ON Energie AG am Kraftwerksstandort Staudinger in Großkrotzenburg mehrere Steinkohleblöcke und plant hier in den kommenden Jahren auch die Realisierung eines modernen Kraftwerksneubaus auf Steinkohlebasis. In der mit über 670.000 Einwohnern größten hessischen Stadt Frankfurt betreibt die Mainova AG mehrere Heizkraftwerke sowie ein Fernwärmenetz. Am Standort Biblis betreibt die RWE Power AG die beiden Kernkraftwerksblöcke Biblis A und Biblis B, die entsprechend ihrer verfügbaren Reststrommengen die nächsten abzuschaltenden Reaktoren sein werden, wenn es zu dem beschlossenen Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken kommt.

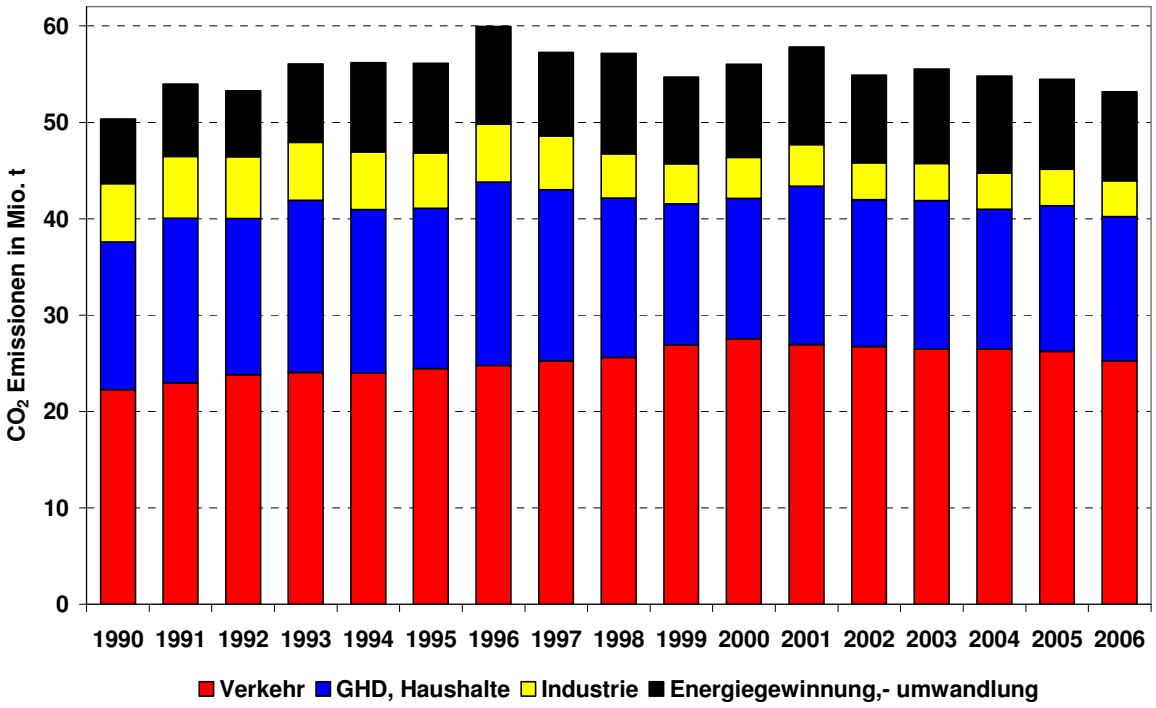

Abbildung 2-6: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Hessen im Zeitraum 2000 bis 2006
Quelle: /LAK Energiebilanzen 2010/

Der Anteil des Energieumwandlungssektors an den hessischen CO_2-Gesamtemissionen betrug im Jahr 2005 mit 9,5 Mio. t CO_2 knapp 22 % (Abbildung 2-6). Im Zuge der Umsetzung der beschlossenen Außerbetriebnahme des Kernkraftwerkes Biblis ist davon auszugehen, dass entscheidende Veränderungen auf den hessischen Energieumwandlungssektor zukommen. In der Vergangenheit sind starke Einbrüche in der Bruttostromerzeugung bei gleichzeitig steigenden Emissionen (siehe z. B. das Jahr 1995) durch Veränderungen der Stromerzeugung im KKW Biblis zu erklären. In den entsprechenden Jahren wurde ein Teil der Ausfälle durch eine erhöhte Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken kompensiert. Der Großteil der nicht erzeugten hessischen Strommengen aus den Blöcken in Biblis, wie z. B.

im Jahr 2007, wurde jedoch, wie in Abbildung 2-5 dargestellt, durch Stromimporte realisiert. Weiterhin plant die E.ON Energie AG in Großkrotzenburg bei Hanau die Inbetriebnahme eines modernen Steinkohle-Heizkraftwerks, den Block 6 des Kraftwerks Staudinger.

Wie in Abbildung 2-6 dargestellt, ist Hessen von den drei betrachteten Bundesländern das einzige, in dem die CO_2 Emissionen seit 1990 angestiegen sind. Die Steigerung beträgt bis 2006 inklusive der Emissionen für den internationalen Luftverkehr 5,6 %. Der Verkehr hatte 2006 mit knapp 48 % auch den größten Anteil an den Emissionen. Die Haushalte und der Kleinverbrauch emittieren etwa 28 %, während der Umwandlungssektor nur für 17 % der Emissionen verantwortlich ist. Relativ unbedeutend ist der Anteil der Industrie der 1990 noch bei 12 % lag und bis 2006 auf 7 % gesunken ist.

2.3 Situation im Freistaat Sachsen

Der Freistaat Sachsen ist eines der fünf neuen Bundesländer, welche 1990 gegründet worden sind und sich auf dem Gebiet der früheren DDR befinden. Mit einer Fläche von über 18.400 km^2 und etwa 4,2 Mio. Einwohnern ist Sachsen innerhalb dieser neuen Bundesländer das bevölkerungsreichste und am dichtesten besiedelte. Die sächsische Wirtschaft hat nach der Wiedervereinigung einen starken Strukturwandel erlebt, da die meisten Industriebetriebe geschlossen worden sind. Die existierenden Braunkohletagebaue und Braunkohlekraftwerke wurden zum Teil stillgelegt und durch neue ersetzt. Unter den neuen Bundesländern ist Sachsen auch das wirtschaftsstärkste, obgleich hier ebenfalls die hohe Arbeitslosigkeit sowie die Abwanderung junger, gut ausgebildeter Menschen ein ernsthaftes Problem darstellen. Die Wachstumsraten einzelner Industriebereiche liegen bei bis zu zehn Prozent und sind deutschlandweit mit am höchsten. Das sächsische Bruttoinlandsprodukt lag im Jahr 2009 bei etwa 92,9 Milliarden Euro bzw. 22.319 €/Kopf.

Die Ballungsräume Dresden, Leipzig-Halle und Chemnitz-Zwickau sind die bedeutendsten sächsischen Wirtschaftsstandorte. So haben sich diverse Industriefirmen und Zulieferbetriebe in Sachsen angesiedelt, unter anderem Volkswagen, AMD Saxony und Infineon in Dresden oder etwa Porsche in Leipzig. In der südlichen Lausitz, dem Vogtland und dem Erzgebirge gibt es zudem verdichtete ländliche Räume, die sehr dünn besiedelten Gebieten in Nordsachsen gegenüberstehen.

Die Entwicklung der Energieversorgung und der Energiemärkte in Sachsen ist seit der Wiedervereinigung 1990 im wesentlichen geprägt durch den tiefgreifenden Strukturwandel und die Liberalisierung und Wettbewerbsausrichtung der Strom- und Gasmärkte. Allgemeine Aspekte, wie die steigende steuerliche Belastungen der Energieträger, staatliche Fördermaßnahmen zu Gunsten erneuerbarer Energien, der Fernwärmesanierung und Energieeinsparung sowie die immer stärker in Vordergrund tretenden Diskussionen um den Klimaschutz, haben in Sachsen ebenso Einfluss wie in Hessen und Bayern.

Seit Beginn der wirtschaftlichen Umstrukturierungsphase zu Beginn der neunziger Jahre verzeichnete der Freistaat Sachsen einen deutlichen Rückgang im Primärenergieverbrauch (Abbildung 2-7). Von etwa 924 PJ im Jahr 1990 sank der Verbrauch bis zum Jahr 2007 um mehr als 32 % auf 624,5 PJ bei einem im Vergleich zu 1990 leicht höheren Stromexportüberschuss von 5 PJ bzw. 1,4 TWh. Nach einem kontinuierlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs auf den Tiefststand im Jahr 1999 hat sich der Primärenergieverbrauch seit 2001 in einem Bereich von knapp 620 PJ (2004) bis etwa 647 PJ (2006) stabilisiert.

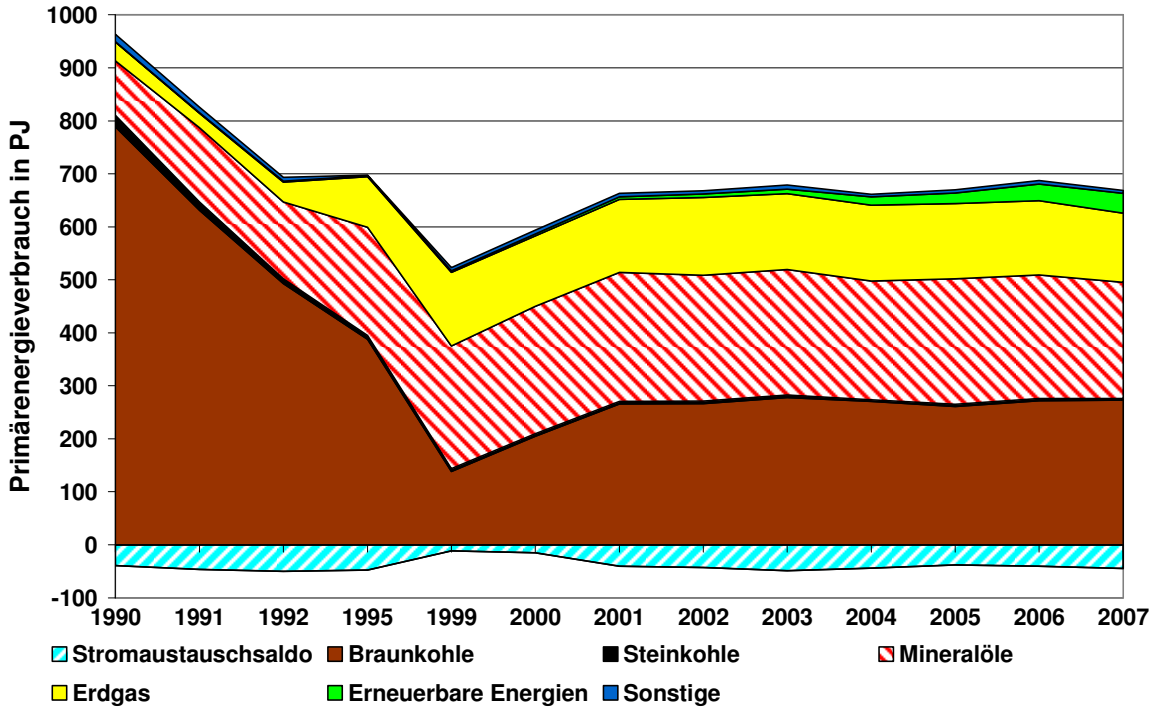

Abbildung 2-7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Sachsen im Zeitraum 1990 bis 2007
Quelle: /SMWA 2010/

Die Zuwächse seit 1999 können direkt auf die modernisierte Braunkohleverstromung in den Kraftwerken Lippendorf im mitteldeutschen Revier und Boxberg in der Lausitz zurückgeführt werden. Der Primärenergieverbrauch wurde im Jahr 2007 in Sachsen zu mehr als 35 % durch Mineralöle, zu fast 44 % durch Braunkohle und zu rund 21 % durch Gase gedeckt. Der Anteil sonstiger Energieträger, wie Abfälle, Windkraft, Wasser, Photovoltaik oder Biomasse, betrug 6 % am gesamten Primärenergieverbrauch. Braunkohle wird fast ausschließlich zur Verstromung eingesetzt, wodurch der sächsische Stromexportüberschuss in den vergangenen Jahren seit 2001 stets mindestens 10 TWh betragen hat. Die einzig bedeutenden fossilen Energievorkommen im Freistaat Sachsen stehen in Form von Braunkohle zur Verfügung. Der Großteil des restlichen Primärenergieverbrauchs wird durch Importe gedeckt und zwar insbesondere in Form von Mineralölen und Gasen, während der Steinkohle nahezu keine Bedeutung zukommt.

Die Entwicklung der Struktur des Primärenergieverbrauchs in Sachsen war, wie in Abbildung 2-7 dargestellt ist, seit 1991 sehr starken Veränderungen unterworfen. Während vor allem zu Beginn der 90-er Jahre, aber selbst bis 1999, ein stetiger Rückgang des heimischen Primärenergieträgers Braunkohle zu beobachten war, stieg dessen Verbrauch ab 2000 wieder an. Währenddessen haben sich der Primärenergieverbrauch von Gasen und Mineralölen stetig erhöht.

Dem Primärenergieverbrauch im Jahr 2005 von 610,3 PJ steht ein Endenergieverbrauch von 344,7 PJ gegenüber. Diese Differenz ist vorrangig auf die technischen Wirkungsgrade bei der Umwandlung in den Kraftwerken zurückzuführen. Doch auch dem nichtenergetischen Verbrauch kommt eine bedeutende Rolle zu, er beträgt 13 % des Primärenergieverbrauches. Der gesamte Endenergieverbrauch wird zu 22 % in der Industrie, zu etwa 27 % im Verkehrssektor, zu über 31 % in den Haushalten und zu 19 % vom Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nachgefragt. Die Deckung erfolgte im Jahr 2005 zu knapp 38 % durch Mineralöle, zu etwa 29 % durch Erdgas, zu mehr als 21 % durch Strom und zu fast 9 % durch Fernwärme. Die sonstigen Endenergieträger und Braun- und Steinkohle haben mit insgesamt 1,3 % einen eher unerheblichen, in den vergangenen Jahren stetig abnehmenden Anteil. Diese heutige Struktur hat sich durch die Entwicklungen in Sachsen in den letzten 15 Jahren ergeben, die durch einen absoluten Rückgang des Energieeinsatzes in der Industrie, bei den Haushalten sowie im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) gekennzeichnet waren. Im Verkehr lag der Endenergieverbrauch im Jahr 2005 dagegen deutlich über dem des Jahres 1991.

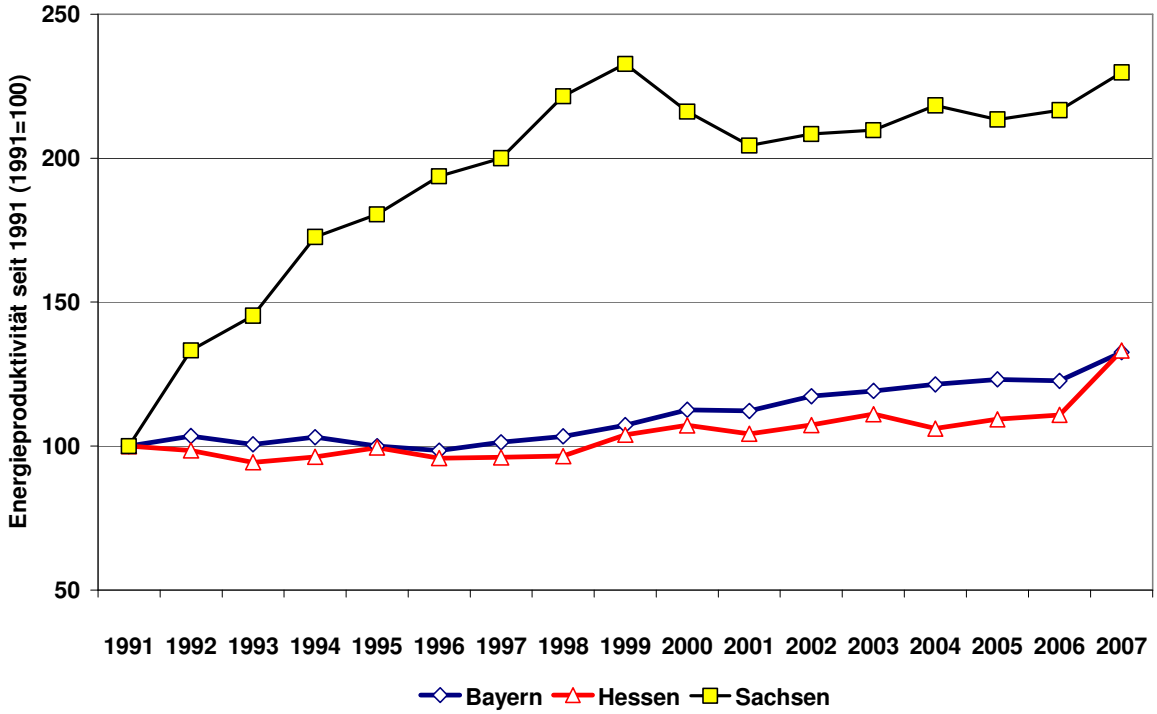

Abbildung 2-8: Entwicklung der Energieproduktivität in Bayern, Hessen und Sachsen seit 1991
Quelle: /LAK Energiebilanzen 2010/

Die Energieintensität der sächsischen Volkswirtschaft, welche sich aus dem Verhältnis von Primärenergieverbrauch zu realem Bruttoinlandsprodukt bildet, ist in den neunziger Jahren deutlich zurückgegangen. Dies war die Folge von Veränderungen der Beiträge energieintensiver Wirtschaftssektoren zum Bruttoinlandsprodukt sowie von Energieproduktivitätssteigerungen bei der Energiebereitstellung und Energieanwendung. Deutlich wird diese Produktivitätssteigerung insbesondere bei einem auf 1991 normierten Vergleich Sachsens mit Bayern und Hessen, wie er in Abbildung 2-8 vorgenommen wurde. Hier wird deutlich, dass Sachsen in Bezug auf die Energieproduktivität weitaus höhere Steigerungsraten verzeichnen konnte. Allerdings war der Ausgangswert der Produktivität im Jahr 1991 auch deutlich geringer als in Bayern und Hessen.

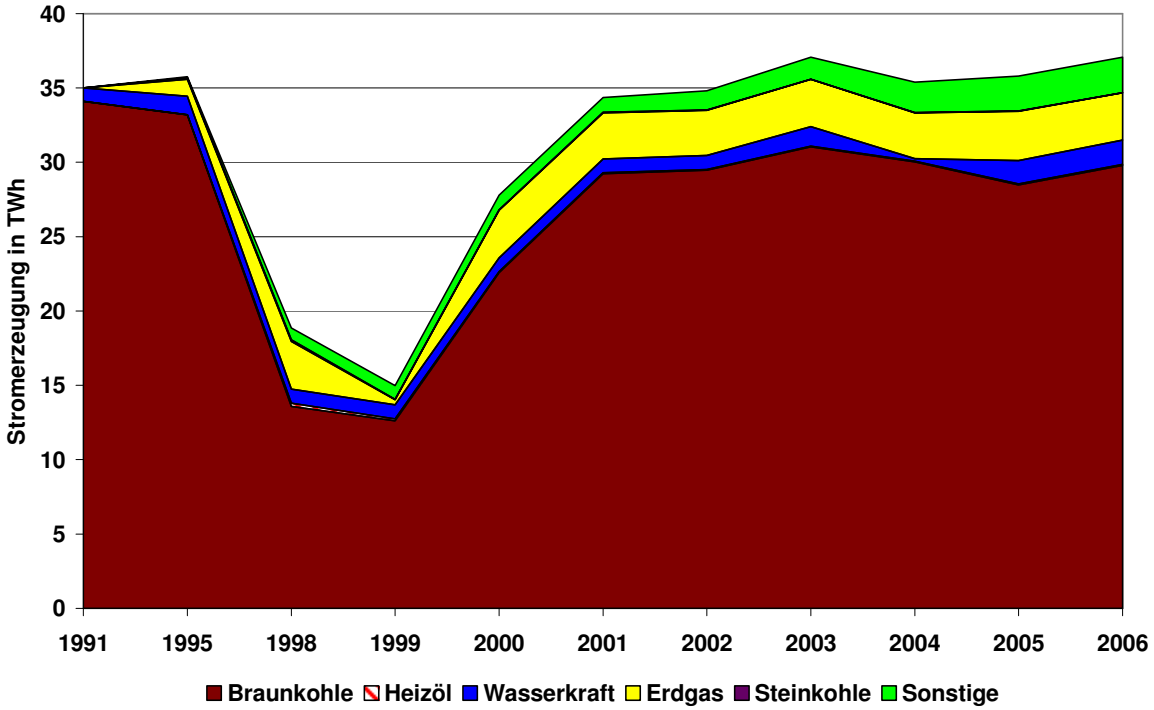

Abbildung 2-9: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Sachsen im Zeitraum 1991 bis 2006
Quelle: /SMWA 2009/

Die Stromerzeugung in Sachsen wird vor allem in den Braunkohle umwandelnden Großanlagen betrieben. Von der am 31.12.2007 installierten elektrischen Gesamtkapazität von 7,1 GW entfallen alleine 3,8 GW auf die Braunkohle Grundlast-Großkraftwerke in Lippendorf und Boxberg. Die Kapazität aller sächsischen Wärmekraftwerke beträgt 4,6 GW. Dabei kommen die mit Erdgas betriebenen Wärmekraftwerke auf eine elektrische Gesamtkapazität von 714 MW, Heizöl betriebene auf lediglich 18 MW. Die Pumpspeicherkraftwerke in Makersbach und Niederwartha verfügen über eine elektrische Kapazität von 1272 MW, die Laufwasserkraftwerke im Freistaat über 82 MW. Windenergieanlagen mit einer Gesamtkapazität von 848 MW waren Ende 2007 in Sachsen installiert. Der Anteil dieser Anlagen ist

stetig steigend, ebenso wie der der Biomasseanlagen mit einer Kapazität von 184 MW und derjenige der Photovoltaikanlagen mit 93 MW.

Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Sachsen ist in Abbildung 2-9 dargestellt. Der Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Braunkohle ist seit 1991 gesunken. Dagegen konnten Erdgas, Heizöl, sonstige Brennstoffe und die Windenergie ihre Beiträge ausweiten. Mit einem Anteil von 85 % an der Stromerzeugung im Jahr 2006 ist die Braunkohle aber weiterhin die wichtigste Säule der Stromversorgung in Sachsen. Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien konnte in den vergangenen Jahren vor allem aufgrund der EEG-Vergütungen kontinuierlich gesteigert werden. Besonders die Windkraftanlagen verzeichneten einen deutlichen Zuwachs. Prozesswärme, Fernwärme und Heißwasser werden hauptsächlich in den zentralen Wärme- und Wärmekraftanlagen von zumeist kommunalen Betreibern bereitgestellt. Die bedeutendsten Wärmekraftanlagen befinden sich in den drei Großstädten Chemnitz, Dresden und Leipzig, wobei die beiden letzteren jeweils eine moderne Erdgas-GuD-Anlage (HKW Dresden-Nossener Brücke und HKW Leipzig-Nord) besitzen.

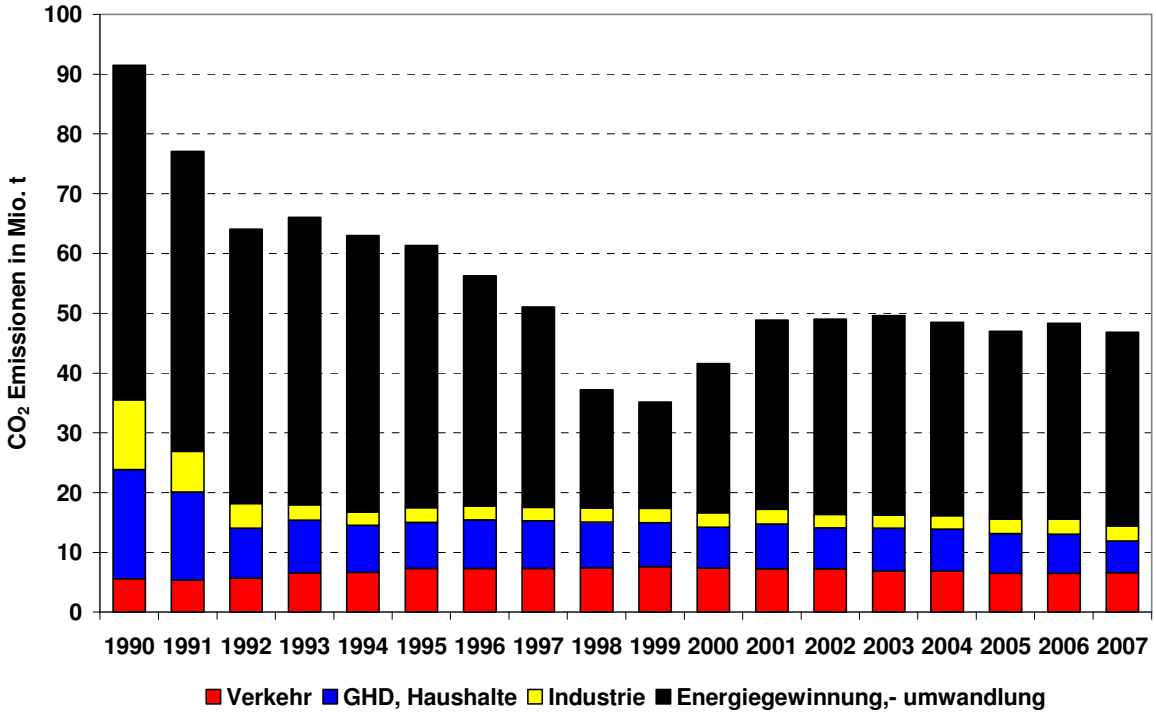

Abbildung 2-10: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Sachsen im Zeitraum 1990 bis 2007
Quelle: /LAK Energiebilanzen 2010/

Die sächsischen CO_2-Emissionen (vgl. Abbildung 2-10) sind im Zeitraum von 1990 bis 2007 auf fast die Hälfte (51,2 %) gesunken. Insbesondere der Energiegewinnungs- und Umwandlungssektor trägt mit einer Reduzierung von 42 % bei einem Anteil von 61 % (1990) bzw. 69 % (2007) maßgeblich dazu bei. Die bereits angesprochenen strukturellen Veränderungen und der fast komplette Neuaufbau der Kraftwerke sind hauptverantwortlich

für die massiven Einsparungen bei vergleichbarer Stromproduktion. Noch stärkere Einsparungen von mehr als 78 % gab es in der Industrie, wobei deren Anteil mit nur noch etwa 5 % nun relativ unbedeutend ist. Auch im Sektor GHD und Haushalte konnten deutliche Einsparungen von über 70 % erreicht werden. Der Anteil dieser Sektoren an den Gesamtemissionen lag im Jahr 2007 in Summe bei 11 %. Der Verkehrssektor ist der einzige Bereich, in dem es zu Zuwächsen in Höhe von 18 % gekommen ist. Lag der Anteil des Verkehrssektors 1990 noch bei relativ unbedeutenden 6 %, ist er heute mit 18 % nach dem Umwandlungssektor der zweithöchste.

3 Grundlagen regionaler Energiesystemmodellierung

Die von Deutschland eingegangene Verpflichtung zur Reduktion von Treibhausgasen gemäß dem Kyoto-Protokoll ist, wie bereits in der Einleitung beschrieben, lediglich auf Bundesebene völker- bzw. EU-rechtlich bindend. Allerdings sind die Bundesländer aufgrund der wachsenden Bedeutung des Klimaschutzes und der einhergehenden gestiegenen öffentlichen Wahrnehmung des Themas zunehmend bestrebt, regionale Strategien als Antwort auf das globale Klimaproblem zu entwickeln. So existieren bereits unterschiedliche Energie- und Klimaprogramme auf Bundesländerebene. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass es in der Praxis neben klimapolitischen Zielen auch weitere bedeutende wirtschafts-, verkehrs- oder energiepolitische Ziele gibt, die für die Ausgestaltung regionaler Ansätze maßgeblich sind. Hierzu gehören beispielsweise die Ziele zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und der Erhöhung der Standortqualität eines Bundeslandes, der Förderung ausgewählter Technologien oder der Erhaltung und des Ausbaus der Versorgungssicherheit.

Die Frage, nach welchen methodischen Ansätzen sich in den einzelnen Bundesländern die bundesweit vorgegebenen Minderungsziele sinnvoll auf die einzelnen Regionen aufteilen lassen, wurde bisher nur theoretisch untersucht /Fahl et al. 2004/. Obwohl die Fragestellung keinen direkten Einfluss auf die praktische Umsetzung hat, ermöglicht die entsprechende Diskussion eine gewisse Orientierung hinsichtlich des Umfangs der zu ergreifenden Minderungsmaßnahmen auf Landesebene. Ein entsprechender Ansatz soll nun im Rahmen der vorliegenden Untersuchung für drei ausgewählte Bundesländer angewendet werden. Die existierenden energie- und klimapolitischen Programme in Bayern, Hessen und Sachsen werden alternativ abgeleiteten Zielvorgaben gegenübergestellt. Im Anschluss findet eine Vorstellung der bedeutsamsten Rahmenbedingungen statt, die in die ausgeführten Szenariorechnungen eingegangen sind. Dies bezieht sich sowohl auf die regionalen Aspekte und Besonderheiten als auch auf die allgemeinen energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmendaten.

3.1 Methodische Grundlagen der Energiesystemmodellierung

Die Durchführung der regionalen Szenarioanalysen für Bayern, Hessen und Sachsen wird mit Hilfe von Energiesystemmodellen realisiert. Durch die Anwendung von Modellen ist es grundsätzlich möglich, komplexe Strukturen und das Verhalten des Energiesystems als vereinfachtes Abbild der Realität darzustellen. Dabei sind Modelle hervorragend dafür geeignet, Systemzusammenhänge aufzuzeigen. Grundsätzlich kann in Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodelle unterschieden werden /Schaumann 1997/. Energiesystemmodelle bilden die verschiedenen Stufen der Energieumwandlung und die jeweiligen Güterströme in einem Modell ab. Sie erfassen jedoch nicht die Rückwirkung von Energieträgerpreisen auf

die Entwicklung der Nachfrage. Um solche Beziehungen integriert in einem Modell zu betrachten, werden Energiewirtschaftsmodelle eingesetzt. Bedingt durch nichtlineare oder gemischt-ganzzahlige Funktionen zur Beschreibung dieser Rückwirkungen erlauben Gleichgewichtsmodelle in den meisten Fällen lediglich einen eingeschränkten Detaillierungsgrad bei der Modellierung der Systemelemente und damit der technischen Fundierung durch konkrete Einzeltechniken.

Da auf Bundesländerebene die Rückkopplungseffekte auf die Nachfrage aufgrund des begrenzten Einflusses nicht angemessen abgebildet werden können, ist der verlorene technische Detaillierungsgrad nicht adäquat zu kompensieren. Daher werden die im Rahmen dieser Arbeit zu untersuchenden Fragestellungen mit regionalen Energiesystemmodellen untersucht. Diesen liegt der Ansatz von linearen Optimierungsrechnungen zugrunde.

3.1.1 Lineare Optimierung und marginale Kosten

Von einem linearen Optimierungsmodell kann gesprochen werden, wenn die Zielfunktion und die Nebenbedingungen linear sind und alle Variablen reelle, positive Zahlenwerte annehmen dürfen. Das Optimierungsproblem beinhaltet dabei die kostenminimale Ausgestaltung eines Energiesystems unter Berücksichtigung diverser technischer oder politischer Nebenbedingungen, wie beispielsweise dem begrenzten Einsatz von Primärenergieträgern oder der Begrenzung von energiebedingten Emissionen.

Dabei ist jedem primalen Optimierungsproblem bei der Formulierung von Nebenbedingungen ein duales Optimierungsproblem zugeordnet. Im Falle einer kostenminimierten Optimierung eines Energiesystemmodells besteht das primale Problem dementsprechend aus der Minimierung der Kosten, während die Begrenzung der auftretenden CO_2-Emissionen das duale Problem darstellen könnte. Daher ergeben sich die marginalen CO_2-Minderungskosten in Form von dualen Variablen, welche auch als Schattenpreise oder marginale Grenzkosten bezeichnet werden können, aus der dualen Lösung des untersuchten linearen Optimierungsproblems /Remme 2006/. Durch die Ausweisung von marginalen Minderungskosten wird verdeutlicht und zudem monetär bewertet, was die entsprechenden Minderungsmaßnahmen kosten, die gerade noch benötigt werden, um die Emissionsanforderungen zu erfüllen. Die hierdurch verursachten Kosten entsprechen den Grenzkosten der CO_2-Vermeidung.

3.1.2 Energiesystemmodellgenerator TIMES

Die Berechungen und Analysen werden mit Hilfe des Energiesystemmodells TIMES (The Integrated MARKAL EFOM System) durchgeführt. Es handelt sich dabei um ein prozessanalytisches, dynamisches Modellschemata, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen, wie z. B. Kraftwerkstypen oder Verkehrstechnologien, und Gütern, wie z. B. Energieträgern, -formen oder Material, abgebildet wird /Remme et al. 2001/. Das Energiesystem wird dabei durch Gleichungen mathematisch

beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion optimiert. In der Praxis wird gewöhnlich nach der kostenoptimalen Lösung gesucht. Dann beschreibt die Zielfunktion die gesamten Kosten des Energiesystems im betrachteten Zeitraum und durch die Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen.

In TIMES wird das untersuchte Energiesystem mit Hilfe eines orientierten Netzwerkes beschrieben. Diese flexible Darstellung erlaubt auch die Modellierung beliebiger regionaler Energiesysteme. Beginnend bei der Primärenergie werden Energieflüsse in Nutzenergie bzw. in Energiedienstleistungen zur Befriedigung einer exogen vorgegebenen Nachfrage umgewandelt. Auf sämtlichen Stufen der Energieumwandlung können Maßnahmen zur Effizienzsteigerung oder z. B. zur Minderung der Treibhausgasemissionen betrachtet werden. TIMES führt dabei eine zeitintegrale Minimierung der Systemgesamtkosten und somit eine Optimierung der Energieversorgungsstruktur unter Einhaltung der vorgegebenen Randbedingungen durch.

Die Variablen des Energiesystemmodells TIMES sind im Wesentlichen die Energieflussvariablen zur Modellierung der Energieflüsse durch die einzelnen Systemelemente, die Kapazitätsvariablen zur Modellierung der Zubauaktivitäten bestimmter Systemelemente sowie die Zielfunktionsvariable zur Modellierung der Systemgesamtkosten. Durch den Vergleich der Systemgesamtkosten zweier verschiedener Szenarien können damit auch Aussagen über die Differenzkosten zwischen den Szenarien gemacht werden. Die Koeffizienten der Zielfunktion und die der Restriktionen sind in einem Optimierungsmodell bestimmt. Da die Koeffizienten der Zielfunktion aus den wirtschaftlichen Attributen der betrachteten Systemelemente gebildet werden, ist das Ziel des Optimierungsproblems die Ermittlung einer kostenoptimalen Technologiestruktur unter Berücksichtigung der gegebenen Restriktionen. Insofern können die Kosten als das zentrale Steuerungsprinzip der Modellrechnungen aufgefasst werden.

Die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der im Modell abgebildeten Systemelemente lassen sich durch Attribute beschreiben, die in folgende Gruppen gegliedert werden können /Schaumann 1997/:

- **wirtschaftliche Attribute**
  zur Beschreibung der Kosten, wie z. B. der fixen Kosten, variablen Kosten und Investitionskosten,
- **technologische Attribute**
  zur Beschreibung der technischen Eigenschaften, wie z. B. der Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten und Kapazitäten sowie
- **Umweltattribute**
  zur Beschreibung der Umwelteinflüsse, wie z. B. der CO_2-Emissionen.

Die Verknüpfungen der Attribute mit den Systemelementen beschreiben die technisch-physikalischen und ökonomischen Zusammenhänge des Systems und bilden die Restriktionen des Optimierungsproblems. Diese Restriktionen können ebenfalls in verschiedene Gruppen unterteilt werden:

- **Mengenbilanzen und Verhältnisgleichungen** für die Energie- und Materialflüsse,
- **Fluss-Kapazitäts-Restriktionen,** die als sogenannte Verfügbarkeitsgleichungen deklariert werden können, und
- **Begrenzungsgleichungen,** welche die Begrenzungen von einzelnen oder mehreren Energie- bzw. Materialflüssen oder Kapazitäten beschreiben.

3.1.3 Referenzenergiesystem

Für die Beschreibung der Energiesysteme der Bundesländer Bayern, Hessen und Sachsen wird die graphische Darstellungstechnik des Referenzenergiesystems (RES) /Beller 1975/ verwendet. Ein RES kann mit einem gerichteten Graphen verglichen werden, dessen Knoten den Energieträgern des Energiesystems und dessen Linien den Umwandlungsprozessen entsprechen. In der Praxis wird ein Referenzenergiesystem zur Darstellung der Prozesse mit Rechtecken und senkrechten Linien zur Darstellung der Energieträger und waagrechten Verbindungen zur Verknüpfung von Prozessen und Energieträgern verwendet, entsprechend der Darstellung in Abbildung 3-1.

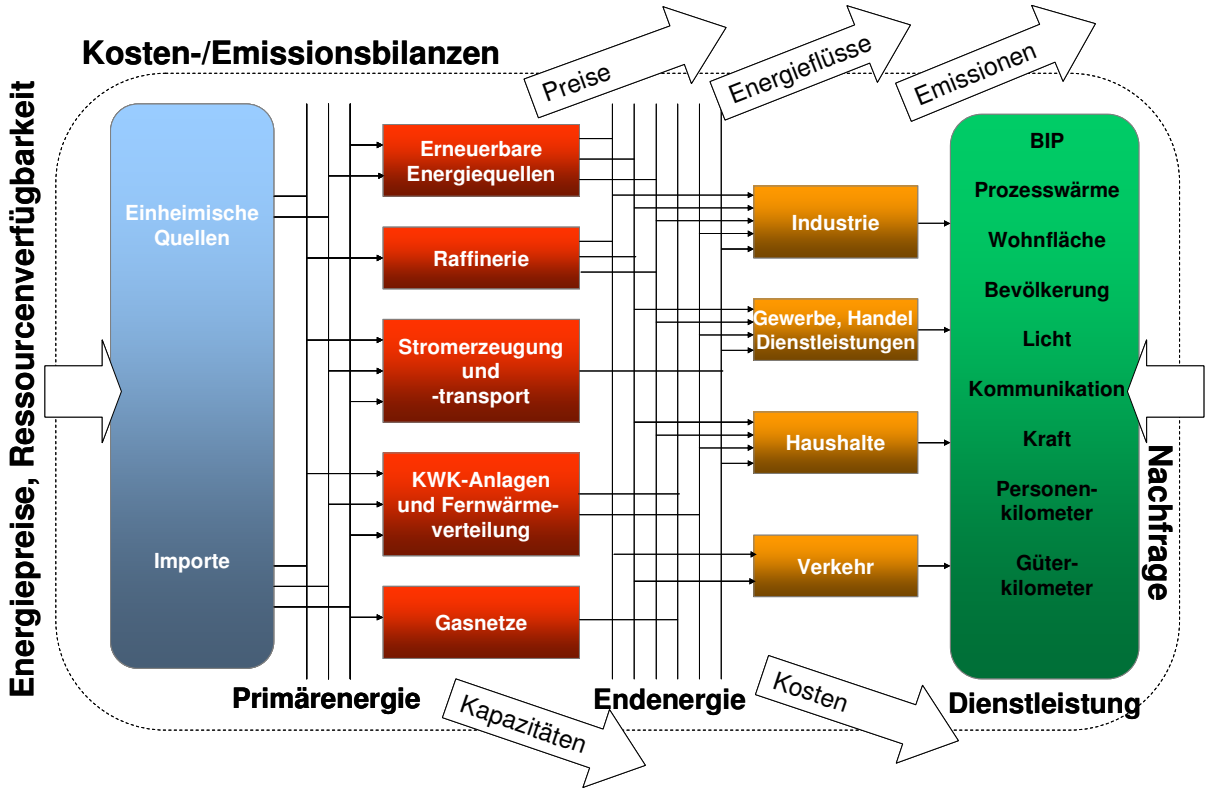

Abbildung 3-1: Grundstruktur des Energiesystemmodells

Das RES dient der Anordnung der Prozesse und Energieträger, deren heutiger oder zukünftiger Einsatz untersucht werden soll. Das bedeutet, dass das RES nicht nur den heutigen Zustand des Energiesystems darstellt, sondern auch Optionen wie neue Energieträger und neue Technologien enthalten kann. Mit einem RES werden jedoch nur qualitative Zusammenhänge beschrieben und noch keine zahlenmäßigen und funktionalen Beziehungen dargestellt.

Für die Analysen wird einheitlich für alle drei Bundesländer die in Tabelle 3-1 dargestellte Aufschlüsselung der Nachfragesektoren gewählt. Diese teilen sich auf in die Haushalte, die übrigen Verbraucher (Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor), den Verkehr und das Verarbeitende Gewerbe (Industrie).

In den ***Haushalten*** sind die Hauptreiber der Energienachfrage die Bereiche Raumwärme und Warmwasser sowie der sonstige Bedarf für die diversen mechanischen und thermischen Anwendungen, wie z. B. Waschen, Staubsaugen oder Kühlen, die Beleuchtung und die Kommunikationskomponenten, wozu unter anderem Computer, Radio- und Fernsehgeräte zählen. Die Raumwärme- und Warmwassernachfrage wird darüber hinaus in verschiedene Baualtersklassen und Gebäudetypen untergliedert.

Tabelle 3-1: Detaillierung der Nachfragesektoren in den regionalen Energiesystemmodellen für Bayern, Hessen und Sachsen

Sektor	Subsektoren
Haushalte	Ein- und Zweifamilienhäuser nach Gebäudealter (Raumwärme, Warmwasser) Mehrfamilienhäuser nach Gebäudealter (Raumwärme, Warmwasser) Sonstiger Bedarf (Kraft, Licht, Kommunikation)
Übrige Verbraucher	Nichtwohngebäude (Raumwärme und Warmwasser) Sonstiger Bedarf (Prozesswärme, Kraft, Licht, Kommunikation, Mobiler Kraftbedarf)
Verkehr	Personenverkehr (Nah- und Fernverkehr bzw. innerorts- und außerorts) Güterverkehr (Nah- und Fernverkehr bzw. innerorts- und außerorts)
Verarbeitendes Gewerbe	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung Papier-, Verlags- und Druckgewerbe Chemische Industrie Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau, Glasgewerbe, Keramik Metallerzeugung und –bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen Maschinenbau Fahrzeugbau Sonstige Wirtschaftszweige

Im Bereich ***Gewerbe, Handel, Dienstleistung*** stammt der Großteil der Energienachfrage aus dem Bedarf an Raumwärme und Warmwasser in Nichtwohngebäuden sowie dem sonstigen Bedarf. Hierzu zählen Prozesswärme, Kraftanwendungen, wie z. B. für Säge- oder Fräsmaschinen, der mobile Kraftbedarf und wie in den Haushalten die Kommunikation und die Beleuchtung.

Die Nachfrage im ***Verkehrsektor*** wird grundsätzlich untergliedert in den Personen- und Güterverkehr. Darüber hinaus ist eine weitere Vorgabe die Unterscheidung zwischen dem Nah- und Fernverkehr sowie in Abhängigkeit von der Flexibilität des Systems bereits eine Diversifizierung auf die unterschiedlichen Verkehrsträger möglich.

Die Energienachfrage im ***verarbeitenden Gewerbe*** wird untergliedert in die unterschiedlichen Industriezweige einer Modellregion. Von Bedeutung sind dabei insbesondere die energieintensiven Bereiche, wie z. B die chemische Industrie, und solche Sektoren, in denen eine im Vergleich mit anderen Bereichen stark veränderte Entwicklung der Energieproduktivität erwartet und unterstellt wird.

Die ***Umwandlungssektoren*** werden dabei in folgende Bereiche unterschieden:

- Allgemeine Stromversorgung,
- Heizwerke und Heizkraftwerke,
- Industrielle Dampf- und Stromerzeugung,
- Gasversorgung,
- Erneuerbare Energiequellen,
- Wasserstoff- und Methanolerzeugung,
- Nichtenergetischer Verbrauch.

Zusätzlich werden in Bayern Raffinerien und in allen Bundesländern der Import und Transport von Raffinerieprodukten abgebildet. Innerhalb der Modelle werden weiterhin sowohl die Förderung, die Aufbereitung, die Umwandlung, der Transport, die Verteilung und der Endverbrauch der nutzbaren Energieträger als auch alle wesentlichen derzeit genutzten Techniken zur Wandlung und Nutzung dieser Energieträger betrachtet. Ebenso werden Optionen zur Verbesserung der Wirkungsgrade dieser Techniken abgebildet. Dazu gehören die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme oder Möglichkeiten zur Energieeinsparung bei den Endverbrauchern, dargestellt als Einspartechnologien. Außerdem findet ein großes Bündel zukünftiger, heute bereits bekannter Möglichkeiten zur Energiebereitstellung, -nutzung und -einsparung Berücksichtigung. Dazu zählen unter anderem auch alternative Kraftstoffe und Antriebstechniken im Verkehr. Die Transport- und Verteilungsverbindungen zwischen den Subsystemen gewährleisten die Berücksichtigung von damit verbundenen Kosten und Verlusten. Weitere Berücksichtigung findet das Angebot erneuerbarer Energieträger. Hierbei werden sowohl die Potenziale als auch die Kostenseite bewertet und gehen in Form von sogenannten Kosten-Potenzial-Kurven in das Modell ein.

Neben den strukturellen Informationen, die im RES abgebildet sind, werden weitere quantitative Informationen in Form von Zeitreihen von Attributen, wie beispielsweise der Entwicklung des Wirkungsgrades eines Kraftwerkstyps, eingegeben. Vorgegeben werden bei der Optimierung beispielsweise:

- der anfängliche Anlagenbestand im Ausgangszustand,
- die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage auf Basis der ökonomischen und demographischen Entwicklung,
- die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise,
- die die Technologien und Güter charakterisierenden Parameter sowie

die energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen und die Szenariocharakterisierungen.

Diese Aspekte werden in den folgenden Unterkapiteln näher ausgeführt, wobei anschließend auch in Kapitel 4 auf die energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen und Szenariocharakterisierungen näher eingegangen wird.

3.2 Allgemeine Rahmenbedingungen der Szenarioanalysen

Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Annahmen und Rahmenbedingungen erläutert und die bedeutendsten Einflussfaktoren exemplarisch vorgestellt. Grundsätzlich sind die gewählten Annahmen für alle betrachteten Bundesländer von enormer Bedeutung, denn die Setzung der Rahmenbedingungen und die Festlegung der Systemgrenzen haben unmittelbaren Einfluss auf die Optimierungsergebnisse der Modellrechnungen. Die kostenminimale Zielfunktion bewirkt einen permanenten Vergleich der verschiedenen Versorgungsoptionen. Daher ist eine realistische und insbesondere konsistente Wahl aller Eingangsparameter unabdingbar für die Gewährleistung einer aussagekräftigen Analyse.

Zu den bestimmenden Eingangsparametern gehören dabei internationale Brennstoffpreise zuzüglich der regionalen Kostenzuschläge für den Transport des Brennstoffs zum Kraftwerk. Die Preise für CO_2-Emissionszertifikate, die sich am Markt bilden, fließen ebenfalls in jene Szenariorechnungen als externe Größe ein, in denen ein Zertifikatspreis vorgegeben wird. Für die Ausgestaltung des Energiesystems mit fossilen Kraftwerken und einer möglichen Abtrennung von CO_2 sind weiterhin die überregionalen Potenziale zur Speicherung von Bedeutung. Die hierfür existierenden Potenziale in deutschen Gasfeldern werden quantifiziert und kostenseitig bewertet.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Festlegung der Systemgrenzen von Bedeutung für die Ableitung des Nachfragevektors sowie die Abbildung der realen Austauschprozesse ist. Für eine konsistente Umsetzung wird dafür das Energiesystem innerhalb des jeweiligen Bundeslandes detailliert abgebildet. Die Austauschprozesse mit anderen Regionen werden abgebildet und mit den entsprechenden Informationen über Kapazitäten und Preise

bzw. Kosten quantitativ bewertet. Dazu gehören wie bereits erwähnt sowohl die Preisentwicklungen für fossile Energieträger und CO_2-Zertifikate als auch Annahmen bezüglich der CO_2-Speichermöglichkeiten. Insgesamt erscheint es sinnvoll, für die Szenarioanalysen eine möglichst belastbare und solide Entwicklung zu unterstellen.

Weiterhin spielt die Wahl der kraftwerksspezifischen und technologiespezifischen Parameter eine wichtige Rolle. Diese orientieren sich an bisherigen Untersuchungen und werden im Rahmen der Arbeit mit Fokus auf die erneuerbaren Technologien vorgestellt. Grundsätzlich sind Annahmen zu treffen bezüglich der Wirkungsgrade, Investitionskosten sowie Wartungs- und Betriebskosten.

3.2.1 Preisentwicklung der Energieträger

Die gewählte Preisentwicklung für Energieträger basiert auf dem World Energy Outlook 2007 der Internationalen Energie Agentur (IEA) /IEA 2007/. Wie sich diese Preisentwicklung im Vergleich zu anderen veröffentlichten Prognosen darstellt, ist in Abbildung 3-2 bis Abbildung 3-4 dargestellt.

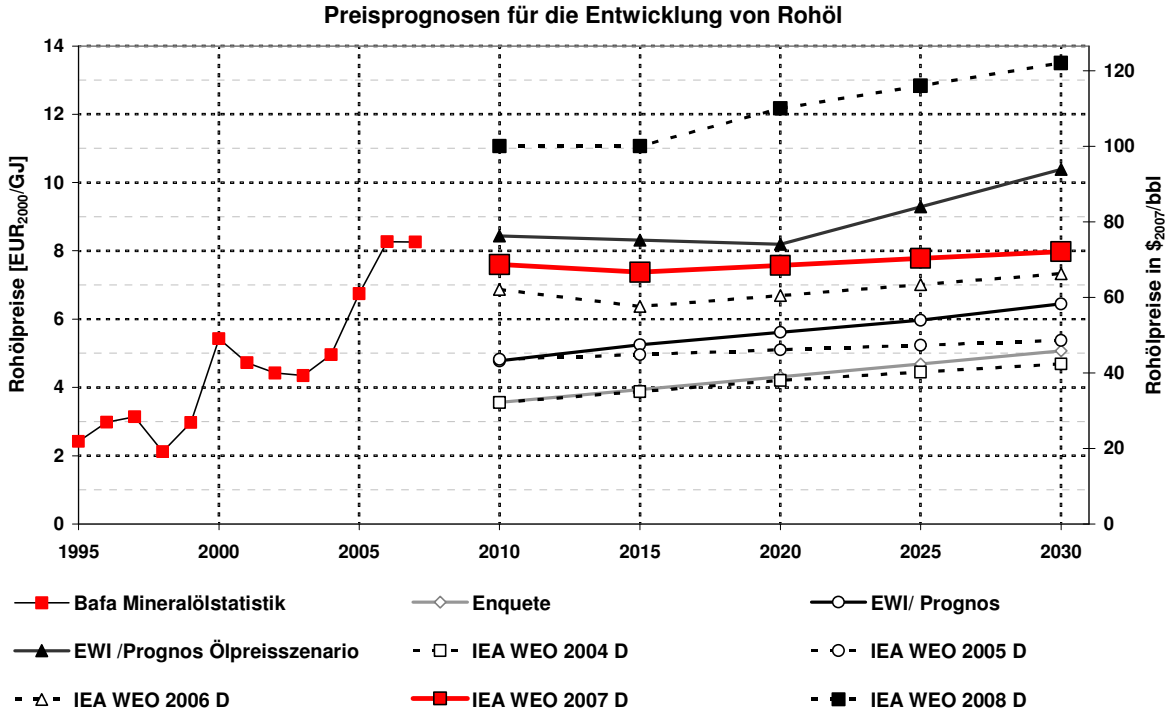

Abbildung 3-2: Preisprognosen für Rohöl (frei Grenze)

Quellen: /Bafa 2008/, /Enquete 2000/, /EWI/prognos 2005/, /IEA 2004/, /IEA 2005/, /IEA 2006/, /IEA 2007/, /IEA 2008/

In der unterstellten Preisprognose in Abbildung 3-2 fällt der Ölpreis zunächst im Zeitraum 2010 bis 2015 leicht von 63,8 $\$_{2007}$/bbl auf 61,9 $\$_{2007}$/bbl, was einem nominalen Wert von 74,3 $/bbl entspricht. Er erhöht sich dann bis 2030 stetig auf 67,0 $\$_{2007}$/bbl. Bei einer Inflationsrate von 2,3 % pro Jahr entspricht dies einem nominalen Ölpreis von 113,1 $/bbl im Jahr 2030. Die gewählte Preisentwicklung stellt eine solide, moderate Ent-

wicklung dar, die insbesondere durch die jüngste Entwicklung mit einem weltweiten Konjunkturrückgang korrespondiert. Allen Preisangaben in € liegt ein unterstellter Dollarkurs von 1,28 $/€ zu Grunde.

Exkurs: Einfluss von Energieträgerpreisen

Die Entwicklung von zukünftigen Energieträgerpreisen ist ein wichtiger Einflussparameter für die Ausgestaltung eines Energiesystems. Obwohl mögliche Sensitivitäten von Preisentwicklungen im Rahmen dieser Untersuchung aufgrund einer anderweitig formulierten Zielstellung nicht untersucht worden sind, erscheint es notwendig, auf den Einfluss von schwankenden Energieträgerpreisen einzugehen. Langfristige Preisprognosen für fossile Energieträger sind meist stark von kurzfristigen Ereignissen und Preisbewegungen geprägt. Dabei wirkt der Leitpreis des Erdöls meist direkt auf die anderen bedeutenden fossilen Energieträgerpreise ein. Insbesondere zwischen den Erdgaspreisen und den Rohölpreisen besteht eine hohe Korrelation durch die häufig praktizierte Ölpreisbindung und die relativ stark ausgeprägte Substituierbarkeit der Energieträger zumindest für Anwendungen im Energiesektor. Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass die Brennstoffe Erdgas, Stein- und Braunkohle nahezu ausschließlich im Energieumwandlungssektor eingesetzt werden, während der Einsatz von Rohöl auch in anderen Branchen, wie beispielsweise in der chemischen Industrie verbreitet ist. Analog dazu findet auch der erneuerbare Energieträger Holz vorrangig in anderen Wirtschaftszweigen, wie z. B. in der Möbel- oder Papierindustrie, Verwendung. Diese Konkurrenznutzung hat zusätzlich einen starken Einfluss auf die Preisentwicklung und erschwert die Prognostizierbarkeit.

Grundsätzlich ist von einer Erschöpfung der fossilen Brennstoffe bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2030 nicht auszugehen, wobei das Erdöl derzeit mit einer statischen Reichweite von etwa 40 Jahren bezogen auf die derzeitig nachgewiesenen Reserven die geringste Reichweite besitzt. Die Preisentwicklung der Energieträger ist vorrangig von der Nachfrage und dem Angebot abhängig, wobei die zukünftige Nachfrage stark von den Veränderungen der Energiesysteme in den Industrieländern sowie den Entwicklungen der Schwellen- und Entwicklungsländer bedingt sein wird. Das Angebot an fossilen Brennstoffen, insbesondere von Erdöl wird auch zukünftig stark durch das Preisniveau beeinflusst und getrieben werden. Grundsätzlich werden Investitionen in aufwendige Fördertechniken wirtschaftlich, sobald ein nachhaltig höheres Preisniveau erwartet wird. Die sehr geringen Ölpreise Mitte der 1990er Jahre bis Anfang 2000 haben dazu geführt, dass entsprechende Investitionen nicht getätigt worden sind. Die extremen Ölpreise von 2008 von bis zu 150 $/bbl sind somit auch als Folge der geringen Ölpreise im vorangegangenen Jahrzehnt anzusehen.

Preisprognosen gehen grundsätzlich von einem eher konstanten Verlauf aus. Starke Schwankungen, wie sie in der Realität zu beobachten sind, werden aufgrund der Unsicherheiten nicht prognostiziert und abgebildet. Bei einem konstanten realen Ölpreis von etwa 70 $/bbl, wie ihn die IEA im World Energy Outlook 2007 angenommen hat, erscheint dies ein solider Pfad, der in Mittelung die zu erwartenden Schwankungen abbildet. Daher wird er im Rahmen dieser Untersuchung ebenfalls verwendet.

Die Auswirkungen höherer Energiepreise sind in einer Vielzahl von Studien untersucht worden. Bei deutlich höheren Energiepreisen ist insbesondere im Energieumwandlungssektor eine Verschiebung von Erdgaskraftwerken zu kapitalintensiven dafür jedoch Brennstoffpreis unabhängigeren Kohlekraftwerken zu beobachten. Dieser Trend wäre bei einer Verwendung höherer Energiepreise bereits in einem Referenzszenario ohne Klimaschutzanforderungen zu beobachten.

Für die Preisentwicklung von Erdgas frei Grenze wird ebenfalls die Prognose des World Energy Outlooks 2007 /IEA 2007/ als Basis herangezogen. Auch weitere Preisprognosen für Erdgas sind in Abbildung 3-3 dargestellt. Der angenommene Erdgaspreis steigt ab 2010 auf leicht über 2 $cent_{2007}$/kWh und erhöht sich dann weiter bis 2030 auf 2,3 $cent_{2007}$/kWh. Dies entspricht im Jahr 2030 einem nominalen Preis von 4 cent/kWh bei einer angenommenen Inflation von 2,3 %.

Analog zur Preisentwicklung von Rohöl und Erdgas wird auch der Kohlepreis entsprechend dem World Energy Outlook 2007 /IEA 2007/ festgesetzt. Die verschiedenen Preisentwicklungen sind in Abbildung 3-4 gezeigt. Der Grenzübergangspreis beträgt im 2010 zunächst 58 $€_{2007}$/t und erhöht sich dann bis 2030 auf knapp 64 $€_{2007}$/t. Dies entspricht im Jahr 2030 einem nominalen Preis von 107 €/t Steinkohle. Für die Bestimmung des Steinkohlepreises frei Kraftwerk müssen noch Umschlag- und Transportkosten hinzugerechnet werden, deren Größenordnung bei bis zu 15 €/t liegt. Diese Transportzuschläge sind in Abhängigkeit von der regionalen Lage und Anbindung für alle drei Bundesländer berücksichtigt worden.

Für die Annahme der Preisentwicklung für Braunkohle in Sachsen ist eine Unabhängigkeit zu anderen überregional gehandelten Energieträger unterstellt worden. Die Abbaukosten bestimmen das Preisniveau maßgeblich. Dieses liegt über den Modellierungszeitraum bis 2030 nahezu konstant bei 1,17 bis 1,34 $€_{2000}$/GJ und damit deutlich unter den Annahmen für konkurrierende Primärenergieträger wie Steinkohle und Erdgas.

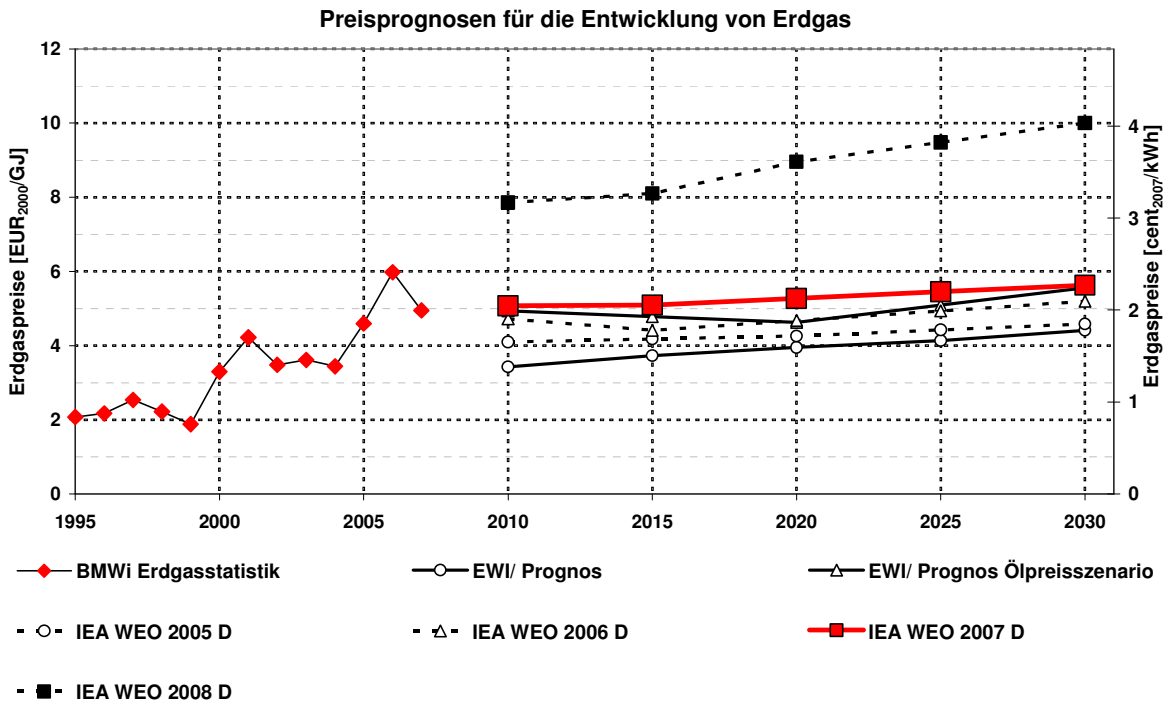

Abbildung 3-3: Preisprognosen für Erdgas (frei Grenze)

Quellen: /BMWi 2008/, /EWI/prognos 2005/, /IEA 2004/, /IEA 2005/, /IEA 2006/, /IEA 2007/, /IEA 2008/

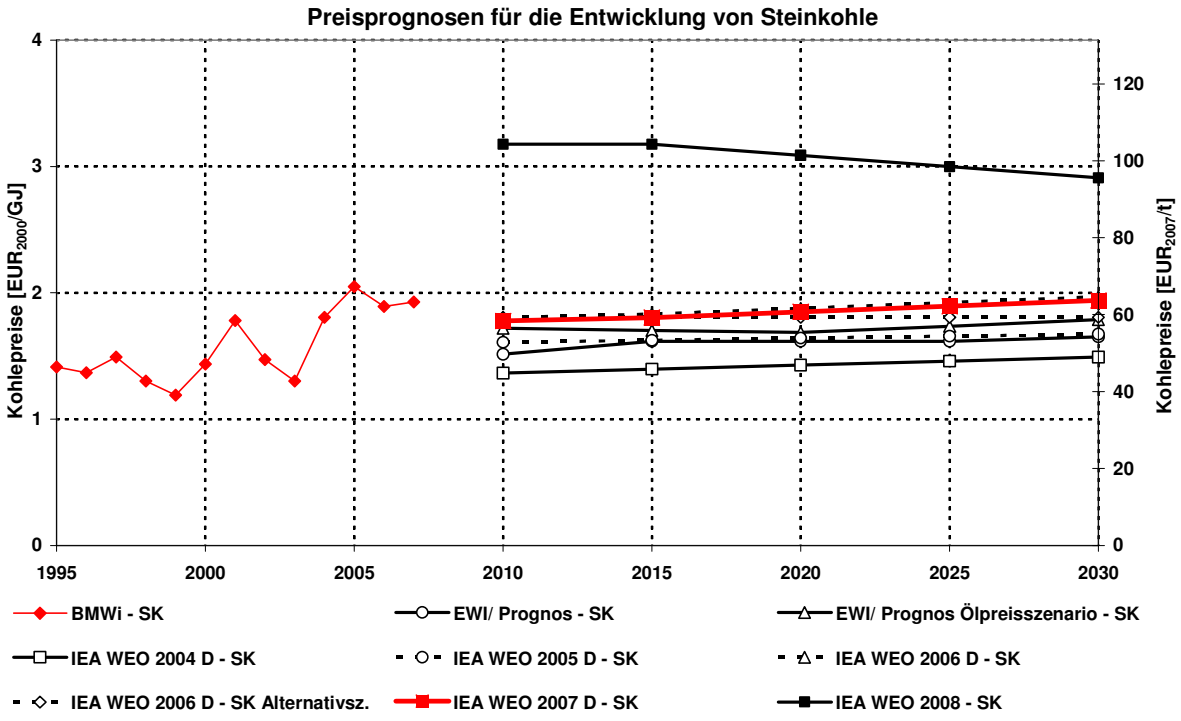

Abbildung 3-4: Preisprognosen für Steinkohle (frei Grenze)

Quellen: /Bafa 2008/, /Enquete 2000/, /EWI/prognos 2005/, /IEA 2004/, /IEA 2005/, /IEA 2006/, /IEA 2007/, /IEA 2008/

3.2.2 Preisentwicklung der CO_2-Zertifikate

Der Preispfad für die exogen vorgegebenen CO_2-Zertifikatspreise des Europäischen Emissionshandelssystems ist mit dem für die Europäische Kommission entwickelten TIMES-PAN-EU-Modell bestimmt worden. Es werden zwei unterschiedliche Pfade verwendet: in einem bleibt es beim deutschen Ausstieg aus der Kernenergie, beim zweiten kommt es zu einer Laufzeitverlängerung für die bundesdeutschen Kernkraftwerke. Auf europäischer Ebene ist eine Verschärfung des Kyoto-Protokolls bis 2020 und eine weitergehende verstärkte Gesamtminderung bis 2030 unterstellt worden. Die entsprechenden zu Grunde liegenden Klimaschutzziele für die EU gegenüber dem Basisjahr 1990 liegen für 2010 bei 8 %, für 2020 bei 20 % sowie für das Jahr 2030 bei 37 %. Die daraus resultierenden Zertifikatspreise liegen im Jahr 2020 bei 37 $€_{2005}$/t (mit Kernenergie: 35 $€_{2005}$/t) und am Ende des Betrachtungszeitraumes 2030 bei 94 $€_{2005}$/t (mit Kernenergie: 81 $€_{2005}$/t) /Blesl 2008/. Mögliche Minderungsverschärfungen, die derzeitig auf europäischer Ebene diskutiert werden, hätten eine dementsprechende Erhöhung der Zertifikatspreise zur Folge. Aus Gründen der Transparenz und der Übersichtlichkeit wurde im Rahmen dieser Untersuchung nur der erwähnte Preispfad untersucht.

3.2.3 Kapazitäten und Kosten für die CO_2-Speicherung

Innerhalb der Untersuchung wird davon ausgegangen, dass die Speicherung und Verpressung von abgeschiedenem CO_2 aus fossilen Kraftwerken innerhalb der Energiesysteme der drei untersuchten Bundesländer bis 2030 eine Minderungsmöglichkeit darstellen wird. Dabei orientiert sich die maximale Kapazität an der Bevölkerungsstärke des jeweiligen Bundeslandes, da angenommen wird, dass aufgrund der geologischen Beschaffenheiten, des technischen Fortschrittes und der rechtlichen Rahmenbedingungen innerhalb des betrachteten Zeitraumes lediglich die Speicherung in Gasfeldern als ernsthafte, großtechnische Option in Deutschland in Betracht kommen wird.

Die Gesamtkapazität für die Speicherung in deutschen Gasfeldern wird, wie in Tabelle 3-2 zu erkennen ist, mit 2500 Mio. t CO_2 angesetzt /UBA 2006/. Daher ergibt sich bei gleichmäßiger Verteilung auf einen 40 Jahreszeitraum eine jährliche Kapazität von 62,5 Mio. t CO_2 für Gesamtdeutschland. Die jeweiligen Potenziale werden anteilsmäßig über die Bevölkerungsstärke des jeweiligen Bundeslandes hergeleitet, so dass das Potenzial in Bayern am höchsten ist, obwohl derzeit keine bedeutenden fossilen Großkraftwerke im Freistaat vorhanden sind. Die Kosten für den Transport variieren mit der Entfernung zwischen dem Kraftwerks- und dem Lagerstättenstandort. Somit beeinflussen drei Hauptfaktoren die Wirtschaftlichkeit der Abscheidung und Verpressung. Zunächst sind die einhergehenden Wirkungsgradverluste und der damit verbundene Brennstoffmehraufwand von Bedeutung, des Weitern sind die Transportkosten zu berücksichtigen und schließlich die Kosten für die Verpressung in einem Gasfeld oder in einem anderweitigen Speichermedium.

Tabelle 3-2: Maximales Potenzial für die CO_2-Verpressung in deutschen Gasfeldern und Kosten für den CO_2-Transport zu den Lagerstätten in Norddeutschland

	Bayern	Hessen	Sachsen	Deutschland
Gesamtpotenzial [Mio. t CO_2]	387	181	113	2 500
Jährliches Potenzial ab 2020 [Mio. t CO_2/a]	9,7	4,5	2,8	62,5
Kosten für die Verpressung [€/t CO_2]	10	10	10	10
Durchschnittliche Entfernung [km]	400	350	300	200
Zusätzliche Kosten für den Transport in Pipelines [€/t CO_2]	4	3,5	3	2

Quelle: /UBA 2006/

3.2.4 Technologische und kraftwerksspezifische Annahmen

Die technologiespezifischen Charakteristika und deren Entwicklung über den Gesamtmodellierungszeitraum bis zum Jahr 2030, die in die Modellrechungen einfließen, basieren auf den Ergebnissen einer Studie für die europäische Kommission /CASES 2008/.

Die Entwicklung der Investitionskosten für erneuerbare Technologien im Zeitraum 2007 bis 2030 ist in Abbildung 3-5 dargestellt. Insbesondere die PV-Module für Dächer und Freiflächen besitzen demzufolge ein erhebliches Kostenminderungspotenzial von mehr als 50 % für Freiflächenanlagen auf 2000 €/kW. Die Investitionskosten für Dachanlagen erreichen bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2750 €/kW und sinken damit im Vergleich zu 2007 um etwa 48 %. Dahingegen ist das Investitionskostenniveau für Holzheizkraftwerke und Windkraftanlagen bereits gegenwärtig deutlich geringer und liegt in einem Bereich von 1750 bis 1000 €/kW. Dementsprechend fällt die erwartete Senkung der Investitionskosten deutlich moderater aus. Holzheizkraftwerke werden um knapp 9 % preiswerter und die aufzubringenden Kosten für Windkraftanlagen sinken um 5 %.

Die wichtigsten Parameter, wie der elektrische und thermische Wirkungsgrad in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie die spezifischen Investitionskosten, sind für verschiedene fossile Kraftwerkstypen in Tabelle 3-3 zusammengefasst /CASES 2008/. Dabei wird bis 2030 eine Zunahme der Effizienz der Anlagen bei gleichzeitiger Senkung der Investitionskosten erwartet.

Die Verbesserungen des elektrischen Wirkungsgrades in Kondensationskraftwerken liegen für herkömmliche Kraftwerke mit einem Dampfkreislauf bei bis zu. 6 %. Deutlich höhere Effizienzsteigerungen werden bei internen Vergasungskraftwerken mit Gas- und Dampfkreislauf (IGCC) erwartet. Hier beträgt die Wirkungsgradverbesserung knapp 10 %. Für Anlagen mit CO_2-Abscheidung wird in 2030 ein Wirkungsgradverlust von etwa 6 % be-

zogen auf den elektrischen Wirkungsgrad unterstellt. Die höchsten Gesamtwirkungsgrade von knapp 90 % erreichen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, allerdings liegen bei diesen auch die spezifischen Investitionskosten deutlich höher als bei vergleichbaren Kondensationskraftwerken. Die vorgestellten Daten bilden die Datengrundlage der Energiesystemmodellrechnungen.

Tabelle 3-3: Entwicklung der Kraftwerksparameter fossiler Kraftwerke im Zeitraum 2007 bis 2030
Quelle: /CASES 2008/

	Elektrischer Wirkungsgrad [%]		**Thermischer Wirkungsgrad bei Höchstlast [%]**		**Investitionskosten [€/kW$_{el}$]**	
	2007	**2030**	**2007**	**2030**	**2007**	**2030**
Steinkohle-Dampf-Kondensationskraftwerk	46	52			1000	895
Steinkohle-IGCC-Kondensationskraftwerk	45	54,5			1350	1100
Steinkohle-IGCC-Kondensationskraftwerk mit CO_2-Abscheidung		48,5				1370
Braunkohle-Dampf-Kondensationskraftwerk	44,5	50			1300	900
Braunkohle-IGCC-Kondensationskraftwerk	44	52,5			1200	1100
Braunkohle-IGCC-Kondensationskraftwerk mit CO_2-Abscheidung		46,5				1370
Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerk	57,5	63			500	385
Erdgas-GuD-Kraftwerk mit CO_2-Abscheidung		57				925
Gasturbine	38	40			280	220
Steinkohle-Gegendruck-Heizkraftwerk	35	38	50	51	1300	1195
Erdgas-GuD-Gegendruck-Heizkraftwerk	45	46,5	45	43,5	620	500

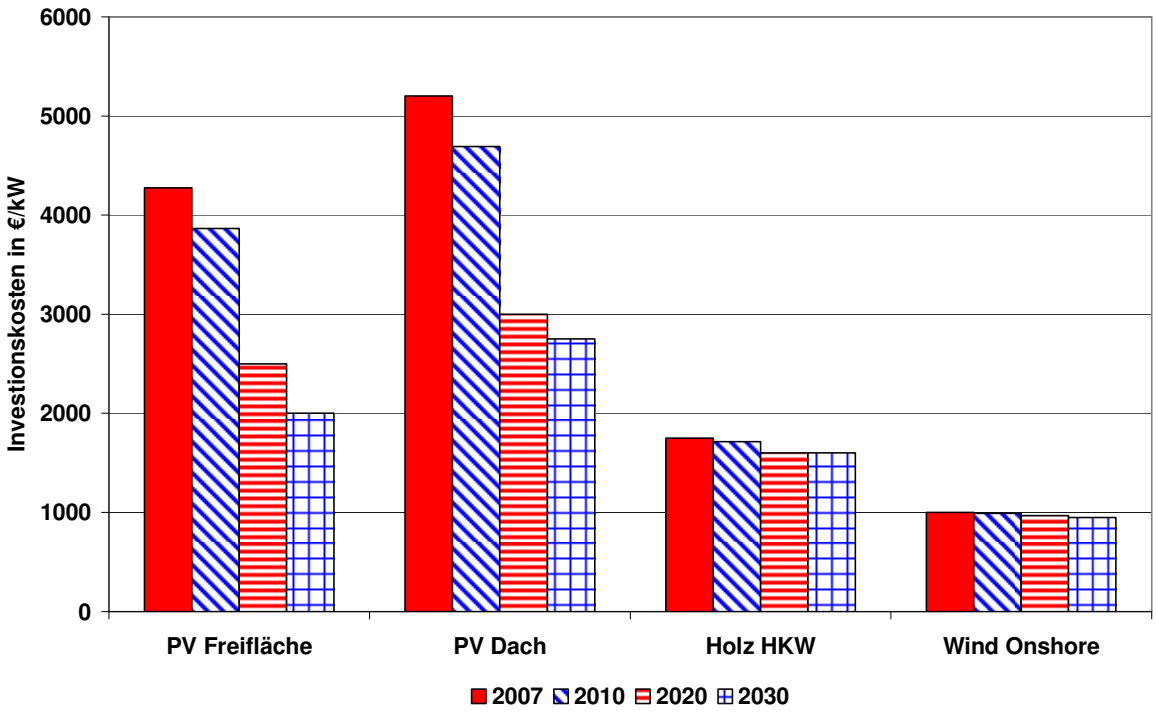

Abbildung 3-5: Entwicklung der Investitionskosten erneuerbarer Technologien
Quelle: /CASES 2008/

3.2.5 Stromimportrestriktionen

Ein weiterer wesentlicher Aspekt bezüglich der Ausgestaltung des Energiesystems ist der Stromimportsaldo. Während in den vergangenen Jahren in Bayern und Sachsen die Stromerzeugung jeweils höher war als die Stromnachfrage und daher in der Gesamtjahresbetrachtung netto Strom exportiert werden konnte, stellte sich Hessen in der Vergangenheit stets als Stromimporteur dar. In den CO_2-Quellenbilanzen bleibt der Stromimportaustauschsaldo unberücksichtigt. Dies führt zu einer deutlichen Verzerrung der Situation zwischen den einzelnen Bundesländern, da importierter Strom als CO_2 neutral angesehen wird und im Gegensatz dazu, gegebenenfalls anfallende Emissionen von über die Landesgrenzen hinweg exportiertem Strom innerhalb des produzierenden Bundeslandes verbucht werden.

Für die ausgeführten Analysen wird daher aufgrund der Vergleichbarkeit und einer Vereinheitlichung die Annahme getroffen, dass die Stromnachfrage innerhalb eines Bundeslandes ausschließlich durch die eigene Stromerzeugung befriedigt wird und darüber hinaus kein zusätzlicher Strom exportiert werden darf. Der Stromimport aus erneuerbaren Energieträgern ist ebenso wie der konventionelle Stromimport in allen drei Bundesländern nicht zulässig.

3.3 Regionale Rahmenbedingungen und Annahmen der Szenarioanalysen

Es existieren zahlreiche Einzelanalysen und Gutachten für Bundesländer, wie z. B. für Bayern /Fahl et al. 2007/, Baden-Württemberg /Schuler 2000/, /Rüffler 2001/, Berlin /Prognos 2008b, Hamburg /Prognos 2008a/, Hessen /Koschel et al. 2006/ oder für den Freistaat Sachsen /Fahl et al. 2004/. Für die Vergleichbarkeit solcher regionalisierten Untersuchungen und Szenarioanalysen ist ein einheitlicher Ansatz erforderlich, der jedoch alle bundeslandspezifischen Besonderheiten ausreichend berücksichtigt. Dazu wird der jeweilige Ausgangszustand durch einen Abgleich mit der zur Verfügung stehenden Datenbasis im Modell vorgenommen. Dies beinhaltet unter anderem im Energieumwandlungssektor die Berücksichtigung der bestehenden Kraftwerkskapazitäten, inklusive deren Baujahr, technischer Lebensdauer, Nutzungsgrade und weiterer technischer und ökonomischer Parameter. Für die bestehenden Kernkraftwerke müssen die aktuellen Restlaufzeiten bestimmt werden. Im folgenden Absatz werden die wichtigsten Aspekte der drei Bundesländer jeweils separat vorgestellt.

3.3.1 Allgemeine regionale Bewertung

Wie bereits in Kapitel 2 ausgeführt wurde, ist Bayern das wirtschaftsstärkste deutsche Bundesland mit der zweithöchsten Bevölkerung, das aufgrund der vorhandenen Wasserkraftwerke und Kernkraftwerke relativ geringe jährliche spezifische CO_2-Emissionen in Höhe von 6,7 t CO_2 je Einwohner hat (Stand: 2005). Demgegenüber liegen die jährlichen Pro-Kopf-Emissionen in Hessen mit 9,0 t CO_2/Einwohner (Stand: 2005) bereits deutlich höher. In Sachsen sind die spezifischen Emissionen mit 11,3 t CO_2 je Einwohner und Jahr (2006) mit Abstand am höchsten /LAK Energiebilanzen 2009/. Die Gründe für die deutlichen Unterschiede sind leicht auszumachen. In Hessen und Bayern tragen die CO_2-freien Stromerzeugungstechniken Kernenergie und Wasserkraft in erheblichem Maße zur Versorgung bei. In Sachsen bildet die Braunkohle die Hauptquelle der Stromerzeugung. Zudem exportierte Sachsen in der Vergangenheit einen bedeutenden Anteil des erzeugten Stroms (Export von 11,3 TWh im Jahr 2006), während Bayern nur geringe Mengen exportierte (Export von 2,2 TWh im Jahr 2005) und sich vor allem Hessen in den vergangenen Jahren stets als ein Netto-Stromimporteur darstellte (Import von 12,6 TWh im Jahr 2006). Dieser Aspekt bleibt bei den Zielformulierungen und herkömmlichen Betrachtungen meist unberücksichtigt.

Darüber hinaus ist der bayerische Pro-Kopf-Verbrauch im Verkehrsektor im Bundesländervergleich der zweithöchste. Durch die vorhandenen regionalen Begebenheiten, die insbesondere das Betreiben großer Wasserkraftwerke ermöglichen, und zusätzliche Aktivitäten der Staatsregierung ist die Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien deutschlandweit mit am weitesten fortgeschritten. Dies trifft vor allem auf die Nutzung von Wasser-

kraft und Photovoltaikanlagen zu. Aber auch der Anteil von Niedrigenergie- und Passivhäusern ist im Bundesvergleich sehr hoch und zudem wird ein bedeutender Anteil der Heizwärme- und Warmwassererzeugung bereits durch regenerative Quellen realisiert /StMWIVT 2008/.

Hessen gehört ebenfalls zu den wirtschaftsstarken Bundesländern und verfügt über einen sehr ausgeprägten Dienstleistungssektor, eine teilweise energieintensive Industrie ist ebenfalls ansässig. Die Energieerzeugung ist derzeit stark geprägt durch das RWE Kernkraftwerk Biblis und die E.ON Steinkohlekraftwerke am Standort Staudinger in Großkrotzenburg. Dennoch ist Hessen, wie bereits erwähnt, insgesamt ein Netto-Importeur von Strom. Eine hessische Besonderheit ist die herausragende Bedeutung des Verkehrssektors. Dies ist zum einen begründet durch die zentrale Lage in der Mitte Deutschlands und Europas mit wichtigen Autobahnen und insbesondere dem Frankfurter Flughafen als einem der wichtigsten Flughäfen und Drehkreuze in Europa.

Sachsen hat im Vergleich zu Hessen und Bayern eine deutlich geringere Wirtschaftskraft. Das sächsische Energiesystem hat sich seit Anfang der 1990er Jahre stark verändert. Die Braunkohleverstromung stellt zwar nach wie vor das Kernstück des sächsischen Energiesystems dar, allerdings ist durch die Erneuerung des Kraftwerksparks die Effizienz deutlich gestiegen und einhergehend konnten die CO_2-Emissionen signifikant gesenkt werden. Sachsen war, wie bereits ausgeführt worden ist, in den vergangenen Jahren stets Netto-Stromexporteur. Das Verkehrsaufkommen ist im Vergleich zu Bayern und Hessen deutlich geringer, was auch auf die geringere Wirtschaftskraft zurückgeführt werden kann. Zudem ist kein bedeutender Großflughafen wie in München oder Frankfurt vorhanden, so dass die Emissionen des Flugverkehrs deutlich geringer sind als in Bayern und vor allem in Hessen.

3.3.2 Entwicklung der Energienachfrage

Eine wichtige Eingangsgröße ist die Energienachfrage, deren Berechnung in Anlehnung an die Einzelgutachten bestimmt wird und in weiteren Berechnungsschritten auf die Nachfrageebene umgerechnet worden ist. Die Anpassung der wirtschaftlichen Entwicklung erfolgt einheitlich über die Annahmen des PROGNOS Deutschland-Reports /PROGNOS 2006/. Dazu gehören insbesondere die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) sowie die Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes. Entsprechend werden die durch das BIP beeinflussten Parameter hergeleitet und angepasst. Alle weiteren regionalen Parameter, wie beispielweise der Heizbedarf in den privaten Haushalten, entsprechen denen der Gutachten Energieprognose Bayern 2030 /Fahl et al. 2007/, für Hessen denen des INKLIM 2012 Abschlussberichtes /Koschel et al. 2006/ bzw. des INKLIM Update Berichtes für Hessen /Fahl et al. 2009a/ sowie für Sachsen den Ausarbeitungen für das Energieprogramm Sachsen 2004 /Fahl et al. 2004/. Aktuelle Entwicklungen, wie z. B. die Verschärfung der Energieeinspar-

verordnung, werden zusätzlich berücksichtigt und fließen in die finale Bestimmung des Bedarfvektors ein.

Die Wirtschaftsentwicklung der Bundesländer wird von verschiedenen Einflussfaktoren beeinflusst, so zum Beispiel von Aspekten, wie lange und in welchem Umfang Standortbedingungen für Zweige des verarbeitenden Gewerbes im globalen Wettbewerb aufrecht erhalten werden können, oder beispielsweise, in welchem Umfang die öffentlichen Haushalte Ausgaben reduzieren müssen. Im Zeitraum bis 2030 werden damit sowohl Impulse als auch retardierende Momente für das Wirtschaftswachstum in Bayern, Hessen und Sachsen wirksam sein.

Tabelle 3-4: Derzeitiger Stand und Bevölkerungsentwicklung in den drei Bundesländern bis 2030 in 1000 Einwohner sowie prozentuale Veränderung gegenüber 2006

	Bayern		**Hessen**		**Sachsen**		**Deutschland**	
2006	12 488		6 075		4 250		82 310	
2007	12 493	0,0 %	6 070	-0,1 %	4 228	-0,5 %	82 438	+0,2 %
2010	12 576	+0,7 %	6 069	-0,1 %	4 144	-2,5 %	82 039	-0,3 %
2015	12 612	+1,0 %	6 027	-0,8 %	4 012	-5,6 %	81 790	-0,6 %
2020	12 597	+0,9 %	5 964	-1,8 %	3 875	-8,8 %	81 328	-1,2 %
2025	12 490	0,0 %	5 885	-3,1 %	3 740	-12,0 %	80 670	-2,0 %
2030	12 334	-1,2 %	5 781	-4,8 %	3 591	-15,5 %	79 750	-3,1 %

Quelle: 11. koordinierte Bevölkerungsentwicklung Variante 1-W1, /DESTATIS 2007/

Für die Bestimmung des Bedarfsvektors ist auch die Bevölkerungsentwicklung von großer Bedeutung. Als Grundlage für die Untersuchungen wurde die 11. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung herangezogen /DESTATIS 2007/. Aus der Bandbreite existierender Varianten wurde die Basisvariante 1-W1 ausgewählt, in der von einer annähernd konstanten Geburtenhäufigkeit ausgegangen wird und in der eine Basisannahme bezüglich der Lebenserwartung sowie ein jährlicher Wanderungssaldo gegenüber dem Ausland von 100.000 Personen unterstellt wird. Wie in Tabelle 3-4 zu erkennen ist, wird erwartet, dass die Einwohnerzahlen in allen drei Bundesländern sinken, wobei insbesondere in Sachsen mit einem drastischen Rückgang der Bevölkerung vor allem durch eine Überalterung und durch Wegzug zu rechnen ist.

Für die Endenergiesektoren Haushalte und Wohngebäude, das Handwerk, den Verkehrssektor und das Verarbeitende Gewerbe werden im Folgenden detailliert die Bestimmung des Nutzenergie- bzw. Endenergiebedarfs vorgestellt.

Haushalte und Wohngebäude

Aufbauend auf den Entwicklungen der Bevölkerung und der Haushalte wird für die vorliegende Untersuchung die Entwicklung des Nutzwärmebedarfs für Raumwärme, die für die Energienachfrage der Haushalte eine entscheidende Größe darstellt, entsprechend der Einzelgutachten bestimmt /IÖR 2003/, /IWU 2005/. Zunächst wird dafür für die Wohnflächen und deren Verteilung der Ausgangszustand für das Jahr 2005 ermittelt. Maßgebend für die zukünftige Entwicklung sind dann die Fortschreibungsstatistiken zum Wohnungsbestand und für die Untersetzungen hinsichtlich des Baualters und der Gebäudestruktur. Über die Veränderung der Anzahl der Haushalte sowie die Zu- und Abgänge aus dem Bestand wird dann die Fortschreibung vorgenommen. Dabei muss sowohl die Bautätigkeit im Bestand, die sich über die Sanierungsrate definiert, sowie die Verschiebungen im Wohnungsleerstand zwischen den einzelnen Baualtersklassen berücksichtigt werden. Weiterhin wird die spezifische Nachfrageentwicklung hinsichtlich der Erstnachfrage, welche insbesondere über die Größe des Wohnraums bestimmt wird, an Hand von Veränderungen in der Altersstruktur der Bevölkerung ermittelt. Für die Entwicklung der Anzahl der Haushalte werden die Einschätzungen der jeweiligen lokalen Untersuchungen verwendet.

Den getroffenen Annahmen entsprechend wird die Wohnflächennachfrage in den allen drei untersuchten Bundesländern in den kommenden zwei Dekaden um 8 bis 14 % ansteigen. Sehr unterschiedlich stellt sich dabei die Entwicklung zwischen der Gruppe der Ein- und Zweifamilienhäuser und der Mehrfamilienhäuser dar. Die bewohnte Wohnfläche in den Ein- und Zweifamilienhäusern wird sich zunehmend vergrößern. Dazu trägt auch ein Wohnflächenzuwachs in bereits vorhandenen Gebäuden bei. So ist beispielsweise die zunehmende Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse 1991-2005 auf auszubauende Dachgeschosse und ähnliche Umbauten zurückzuführen, während die bewohnte Wohnfläche im Mehrfamilienhausbestand in allen drei Bundesländern zurückgehen wird.

Trotz des Rückgangs der Zahl der Haushalte wird die Wohnflächennachfrage bis 2030 um insgesamt bis zu 5 % steigen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der höheren Anzahl bewohnter Ein- und Zweifamilienhäuser sowie in einer sich ändernden Nachfrage hinsichtlich der Wohnungsgröße. Abschließend wird eine Nutzwärmebedarfs-Berechnung für den Bereich Raumheizung pro Baualtersklasse für die Gebäudetypen Ein- und Zweifamilienhäuser sowie kleine, mittlere und große Mehrfamilienhäuser für die Stützjahre 2010, 2020 und 2030 durchgeführt. Die Berechnungen erfolgen auf Grundlage typischer Nutzwärmebedarfs-Kennwerte in kWh/(m²*a) für die zuvor ermittelten Wohnflächen.

Für die Bewertung des energetischen Zustandes der bestehenden und der neu erbauten Gebäude werden für jeden Gebäudetyp verschiedene wärmetechnische Gebäudezustände innerhalb einer Matrixstruktur definiert. Innerhalb der bestehenden Baualtersgruppen wird zwischen unsaniert, teilsaniert und saniert unterschieden. Innerhalb der Baualters-

gruppen erfolgt die Differenzierung in verschiedene Kategorien, wie z. B. der Energieeinsparverordnung 2009 und deren angenommenen verschärften Nachfolgeverordnungen, sowie Niedrigenergiehaus-Standards oder Passivhaus-Standards. Darauf aufbauend wurden entsprechend der Einzelgutachten Annahmen getroffen, zu welchen Anteilen die verschiedenen Gebäudezustände im Bestand und im Neubau vorhanden sind.

Für Wohnflächen-Zugänge und Wohnflächen-Abgänge wurden ebenfalls Festlegungen getroffen. Beim Wohnflächen-Zugang wird davon ausgegangen, dass er im Bestand zu 60 % im sanierten und zu 40 % im teilsanierten Bereich erfolgt. Sind Wohnflächen-Abgänge zu verzeichnen, werden sie zu 40 % dem unsanierten, zu 40 % dem teilsanierten und zu 20 % dem sanierten Bereich abgezogen. Des Weiteren wurde im Rahmen der Nutzwärmebedarfsabschätzungen für die Jahre 2010, 2020 und 2030 von einer jährlichen wärmetechnischen Sanierung (Nachdämmung) des jeweils vorhandenen un- und teilsanierten Bestandes ausgegangen. Die Nachdämmrate wird durchgängig mit 1,5 %/a angenommen. Im Ergebnis der Nutzwärmebedarfs-Berechnungen wird deutlich, dass der Nutzwärmebedarf in der Summe von Bestand und Neubau trotz Zunahme der bewohnten Fläche stetig abnehmen wird.

Motorisierter Verkehr

Für den Sektor des motorisierten Verkehrs sind im Rahmen der Untersuchung Annahmen zu treffen, wie sich das Verkehrsaufkommen unter den unterstellten Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 entwickeln wird. Die wesentlichen Daten zur Entwicklung des Verkehrsbereichs, welche sich aus der demographischen und wirtschaftlichen Entwicklung in den einzelnen Bundesländern ergeben, sind in Tabelle 3-5 für den Personenverkehr sowie in Tabelle 3-6 für den Güterverkehr dargestellt. Vor allem die Entwicklungen im Güterverkehr und im Straßenverkehr prägen das Gesamtbild, da in diesen Bereichen die höchsten Zuwächse zu erwarten sind.

Die spezifische Personenverkehrsleistung ist in Hessen mit über 20.000 Personenkilometer pro Jahr im Jahr 2030 deutlich höher als in Bayern und in Sachsen. Dies ist zum einen auf die erwartete Steigerung des Fluggastaufkommens am Frankfurter Flughafen zurückzuführen und die im Verhältnis zu Bayern, das ebenfalls einen Großflughafen hat, deutlich geringere Bevölkerung, und zum anderen durch die Lage Hessens als Transitland. Mit einem Anstieg von insgesamt über 24 % im Zeitraum 2005 bis 2030 liegt die Steigerungsrate in Hessen etwa doppelt so hoch wie in Bayern, wo sie nur knapp 12 % beträgt. Die höchste Steigerung der spezifischen Personenverkehrsleistung ist in Sachsen zu erwarten. Diese beträgt für den entsprechenden Zeitraum (2005-2030) über 44 %, liegt jedoch insgesamt auf einem deutlich geringeren Niveau.

Tabelle 3-5: Entwicklung des jährlichen Personenverkehrsaufkommens in den drei Bundesländern bis 2030 in Personenkilometer je Einwohner

	Bayern	Hessen	Sachsen
2005	14 160	17 285	10 566
2015	15 155	19 902	12 154
2020	15 718	20 448	14 212
2030	15 842	21 381	15 288

Quelle: eigenen Berechnungen basierend auf /IFEU 2005/

Auch im Güterverkehr werden in Sachsen die höchsten Steigerungsraten erwartet. Im Zeitraum 2005-2030 steigt die jährliche Güterverkehrsleistung von 20,1 Mrd. Tonnenkilometern auf 36,4 Mrd. Tonnenkilometer (Tkm) an. Dies entspricht einem Zuwachs von über 80 % und ist auf die noch andauernden strukturellen Veränderungen im Freistaat zurückzuführen sowie die zunehmende Transitlage des Bundeslandes nach der EU-Osterweiterung. Die Steigerungsraten in Bayern und Hessen liegen mit 30 % bis 50 % deutlich darunter.

Tabelle 3-6: Entwicklung des Güterverkehrsaufkommens in den drei Bundesländern bis 2030 in Mrd. Tonnenkilometer

	Bayern	Hessen	Sachsen
2005	106,7	40,8	20,1
2015	139,1	45,7	26,3
2020	147,6	48,2	29,5
2030	164,7	53,0	36,4

Quelle: eigenen Berechnungen basierend auf /IFEU 2005/

Die Aufteilung für den Energiebedarf im motorisierten Verkehr umfasst entsprechend der Struktur von Energiebilanzen folgende Verkehrsträger:

- Straßenverkehr
- Schienenverkehr
- Luftverkehr
- Binnenschifffahrt.

Dabei wird der Verkehr mit elektrischen Straßenbahnen nicht dem Straßenverkehr, sondern aus methodischen Gründen dem Bereich „Schienenverkehr“ zugeordnet.

Verarbeitendes Gewerbe

Die zu Grunde gelegte, zuvor beschriebene Fortschreibung des Bruttoinlandsproduktes beeinflusst die Entwicklung der Industrie maßgeblich. Da sich jedoch der spezifische Energieverbrauch in den verschiedenen Wirtschaftsbereichen zum Teil stark unterscheidet und strukturelle Veränderungen möglich sind, ist eine allgemeine Vorgabe des Wirtschaftswachstums zur Bestimmung des Endenergiebedarfs im Industriesektor nicht ausreichend. Deshalb erfolgt die Analyse der Verbrauchsentwicklung im Sektor Industrie aufgeteilt nach insgesamt neun Hauptbranchen. Diese umfassen:

- das Ernährungsgewerbe und die Tabakverarbeitung;
- das Papier-, Verlags- und Druckgewerbe;
- die chemische Industrie;
- das Glas- und Keramikgewerbe;
- die Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden;
- den sonstigen Bergbau;
- die Metallerzeugung und –bearbeitung;
- die Herstellung von Metallerzeugnissen;
- den Maschinenbau;
- den Fahrzeugbau sowie
- die sonstige Industrie.

Ein Maß für die industrielle Produktion und damit eine zweckmäßige treibende Größe für die Fortschreibung des Energieverbrauchs im Industriebereich ist der Nettoproduktionswert. Grundlage für die Projektionen des Nettoproduktionswertes der Sektoren im produzierenden Gewerbe sind die im PROGNOS Deutschland Report 2030 /PROGNOS 2006/ abgeleiteten Zahlen zur Bruttowertschöpfung für den Zeitraum bis 2030. Für die erforderliche Umrechnung dieser Werte in die erforderlichen Nettoproduktionswerte (NPW) wurden die Angaben für vergangene Jahre vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie aus den jährlichen Energieberichten verwendet.

Die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs wird zum einen von der erläuterten Produktionsentwicklung insgesamt, von derjenigen in den einzelnen Industriesektoren und von deren Zusammensetzung sowie zum anderen vom technischen Fortschritt bestimmt. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die vom Wachstum der Nettoproduktion auf den Endenergieverbrauch ausgehenden Effekte von Struktur- und Fortschrittseffekten überlagert werden. Dabei umfasst der Fortschrittseffekt Rationalisierungsmaßnahmen und Übergänge auf neue Verfahren und Technologien sowie sektorale Strukturefekte, die zu Verschiebungen führen können. Um diesen unterschiedlichen Effekten Rechnung tragen zu können, wurde für die Endenergieverbrauchsentwicklung der Industrie-

sektoren auf verschiedenste Studien und Untersuchungen zurückgegriffen (/EWI/Prognos 2004/, /IEA 2008/ u. a.).

Hierbei wird auf spezifische Bedarfswerte für Prozessenergie, Dampf, Kälte, Beleuchtung oder Kommunikation je Produktionseinheit zurückgegriffen. Durch die einzeltechnologische Betrachtungsweise können produktionsbezogene Entwicklungen berücksichtigt werden. Allerdings lässt sich diese Detailtiefe wegen des deutlichen Aufwandes nicht durchgängig für die gesamte Industrie durchführen, sondern es wurde für jene energieextensiven Branchen, in denen der Strukturwandel zu weniger energieintensiven Produkten nicht direkt abgeleitet werden kann, mittels statistischer Analysen versucht, Veränderungen und Entwicklungen abzuschätzen und somit einzubeziehen.

Tabelle 3-7: Entwicklung des auf den Nettoproduktionswert bezogenen Stromverbrauchs in Bayern in kJ/€$_{05}$

	2005	2010	2020	2030
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	1 075	1 036	1 026	1 009
Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	3 223	2 988	2 881	2 811
Chemische Industrie	2 752	2 420	2 130	1 942
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	1 420	1 317	1 225	1 138
Glasgewerbe, Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau	2 261	2 039	1 864	1 708
Maschinenbau	1 323	1 121	960	862
Fahrzeugbau	500	450	402	365
Sonstige Wirtschaftszweige	404	361	336	321
Gesamt	487	447	411	381

Quelle: eigenen Berechnungen basierend auf /EWI/Prognos 2004/ und /IEA 2008/

Exemplarisch sind die spezifischen Verbrauchswerte der bayerischen Industrie in Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8 abgebildet. Dabei ist auffällig, dass die Verringerung des spezifischen Stromverbrauchs im Vergleich zum spezifischen Brennstoffverbrauch durchgängig schwächer ausgeprägt ist. Insgesamt sinkt der spezifische Stromverbrauch zwischen 2005 und 2030 um ca. 27 % während der spezifische Brennstoffverbrauch um rund 43 % reduziert werden kann. Die Betrachtung der einzelnen Branchen zeigt, dass der spezifische Stromverbrauch beim Maschinenbau mit einem Rückgang um 35 % zwischen 2005 und 2030 am stärksten sinkt, während beim Ernährungsgewerbe und der Tabakverarbeitung lediglich mit einer Senkung von 6 % gerechnet wird. Entsprechend sinkt der spezifische Brennstoffverbrauch beim Glas- und Keramikgewerbe und der Verarbeitung von Steinen und Erden mit 23 % am geringsten und in der Chemischen Industrie mit 43 % am deutlichsten.

Tabelle 3-8: Entwicklung des auf den Nettoproduktionswert bezogenen Brennstoffverbrauchs in Bayern in kJ/€$_{05}$

	2005	2010	2020	2030
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	2 688	2 530	2 247	2 028
Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	3 758	3 471	3 093	2 832
Chemische Industrie	1 734	1 470	1 150	985
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	814	746	645	588
Glasgewerbe, Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau	9 942	9 494	8 517	7 632
Maschinenbau	2 223	1 997	1 686	1 480
Fahrzeugbau	459	445	358	303
Sonstige Wirtschaftszweige	386	367	310	267
Gesamt	503	460	378	322

Quelle: eigenen Berechnungen basierend auf /EWI/Prognos 2004/ und /IEA 2008/

Bedarfsentwicklung im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), der in den Energienbilanzen der Statistischen Landesämter häufig auch als Kleinverbrauch bezeichnet wird, beinhaltet alle Endverbraucher, die sich nicht in die Sektoren Industrie, Verkehr oder Haushalte einordnen lassen. Innerhalb der Untersuchung wird der Kleinverbrauch in prozessenergieintensive und raumwärmeintensive Bereiche unterteilt. Innerhalb der veröffentlichten Energiebilanzen werden Haushalte und der Kleinverbrauch bis dato stets gemeinsam ausgewiesen. Da jedoch der Energieverbrauch des Sektors Haushalte von anderen Faktoren bestimmt wird als der des GHD-Sektors, ist für die Analyse der zukünftigen Entwicklung des Energieverbrauchs eine Aufteilung zwischen den beiden Sektoren von Nöten.

Diese wurde durch eine detaillierte Aufgliederung, basierend auf den Erhebungen regionaler Mikrozensusuntersuchungen, aus Strom- und Gasverbrauchsstatistiken sowie einem Abgleich mit entsprechenden Energiebilanzen erstellt. Über diese Aufgliederung der Struktur zwischen Haushalte und GHD ist anschließend der Raumwärmebedarf und der Warmwasserverbrauch im Kleinverbrauch bestimmt worden.

Die Fortschreibung der Entwicklung des gesamten Bedarfsvektors, der unter anderem die Bereiche Raumwärme- und Warmwasserbedarf, Prozesswärme, Licht und Kommunikation umfasst, wird aus der Anzahl der Beschäftigten aus dem PROGNOS Deutschland Report 2030 /PROGNOS 2006/ und dem spezifischen bundesweiten Verbrauch der Beschäftigten /EWI/PROGNOS 2005/ abgeleitet.

Einsparpotenziale in den Anwendungsbereichen

Ein bedeutender Einflussfaktor für die Bestimmung des Energiebedarfs ist durch die zu erwartenden Einsparpotenziale charakterisiert. Die Einsparpotenziale für die Anwendungsbereiche der privaten Haushalte, der Industrie, dem Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor sowie dem Verkehr sind aus den Gutachten für die einzelnen Bundesländer übernommen. Für das Verarbeitende Gewerbe stammen die Potenziale aus der Teilstudie des INKLIM-Projekts /Bradke 2004/ für Hessen und sind auf die anderen Bundesländer übertragen worden. Im Bereich der Haushalte, welcher nur die Wohngebäude und nicht die Nichtwohngebäude, welche zum GHD-Sektor gehören, berücksichtigt, wurde auf die Ergebnisse von /IÖR 2003/ und /IWU 2005/ zurückgegriffen. Weiterhin wurden die bestimmten Potenziale durch aktuelle Untersuchungen /BMWi 2007/ und Entwicklungen angepasst und ergänzt /EUC 2008a/. In allen Szenarien ist bereits als Grundentwicklung die Senkung der spezifischen Verbräuche unterstellt. Dazu gehören beispielsweise Effizienzentwicklungen im Gebäudesektor, die bereits über rechtliche Rahmenbedingungen wie der Energieeinsparverordnung /EnEV 2009/ realisiert werden müssen. Im Verkehrssektor sind europäische Vorgaben adaptiert und berücksichtigt worden /COM 2008/. Darüber hinaus stehen zusätzliche Einsparmöglichkeiten grundsätzlich in allen Szenarien in gleichem Maße zur Verfügung. Den Einsparungen durch geringere Brennstoff- und Stromkosten stehen erforderliche Investitionskosten für die entsprechenden Maßnahmen gegenüber.

3.3.3 Ressourcenverfügbarkeit

Die Vorkommen fossiler Brennstoffe spielen in Hessen und Bayern keine bedeutende Rolle /BGR 2008/. In den kommenden Jahren wird mit keiner signifikanten Gewinnung fossiler Energieträger gerechnet. Demgegenüber stellt die Braunkohle in Sachsen traditionell einen wichtigen Baustein bei der Ausgestaltung des Energiesystems dar. Für die Darstellung der Ressourcenverfügbarkeit des Energieträgers Braunkohle ist im Rahmen der Erarbeitung des Energieprogramms Sachsen eine eigenständige Expertise der Technischen Universität Bergakademie Freiberg /Slaby, Drebenstedt 2003/ erstellt worden. Diese dient im Rahmen dieser Arbeit und innerhalb der Modellrechnungen als Grundlage für die Berechnungen, (vgl. Tabelle 3-9).

Tabelle 3-9: Reserven und Ressourcen an Braunkohle in Sachsen – Aktiver Tagebau und mögliche Anschlussfelder

Aktiver Tagebau	Reserven [Mio. t]	Geplante Förderung [Mio. t]	Geplante Reichweite
Mitteldeutsches Revier			
Verein. Schleenhain	360	10	2040
Lausitzer Revier			
Nochten	384	18	2030
Vorranggebiet Nochten (ab 2030)	300	18	2050/55
Reichwalde	310	9	2050/55
Mögliche Anschlussfelder			
Mitteldeutsches Revier			
Breitenfeld (Restfeld)	517	20	25
Espenhain-Störmthal	772	20	39
Lausitzer Revier			
Pechern	310	10 bis 20	16 bis 32
Weißwasser	246	10 bis 20	12 bis 24

Quelle: /Slaby, Drebenstedt 2003/, eigene Berechnungen

Entsprechend dieser Untersuchung ist in Sachsen eine sehr breite Basis an Ressourcen und Reserven für Braunkohle vorhanden. Dabei tragen die ausgewiesenen Vorräte in den potenziellen Folgetagebauen in Sachsen aus Sicht einer gegenwärtigen Bewertung und bei Nutzung der Gesamtvorkommen überwiegend Ressourcencharakter. Im Fall einer Nutzung von Teilmengen ist davon auszugehen, dass diese bereits gegenwärtig zu Kosten gewonnen werden können, die eine Einstufung dieser Teilmengen als Reserven rechtfertigen würden. Eine differenziertere Klassifikation der Vorräte erfordert jedoch eine projektbezogene Bewertung der jeweiligen Lagerstätten.

3.3.4 Potenziale und Nutzung erneuerbarer Energieträger

Im folgenden Abschnitt werden zunächst die Potenziale für erneuerbare Energieträger in den drei Bundesländern ausgewiesen. Dazu zählen Biomasse, Windkraft, Geothermie, Wasserkraft und Solarenergie. Diese Verfügbarkeiten fließen als Eingangsparameter in die Szenariorechnungen ein. Zusätzlich werden spezielle Aspekte, wie beispielsweise die Herleitung von Kosten-Potenzial-Kurven oder die Anbaustruktur für die Bestellung von

Energiepflanzen, gesondert behandelt. Abschließend findet eine Gegenüberstellung zwischen der derzeitigen Nutzung und den ermittelten Potenzialen statt und es werden Aussagen über zukünftige Annahmen zur Nutzung der erneuerbaren Energieträger getroffen.

Potenzial der Biomasse

Biomasse ist gegenwärtig der wichtigste erneuerbare Primärenergieträger in allen drei untersuchten Bundesländern. Trotzdem liegen die Potenziale von verschiedenen Arten Holz, Stroh, Energiepflanzen und Biogasen zum Teil deutlich höher als die derzeitige Nutzung. Dabei fällt nicht nur der Höhe des maximal realisierbaren technischen Potenzials der erneuerbaren Energieträger eine entscheidende Rolle zu, sondern auch dem Verhältnis zwischen Kosten und Potenzialen. Diese Beziehung kann in sogenannten Kosten-Potenzial-Kurven abgebildet werden. Sie ist beispielhaft für biogene Festbrennstoffe in den drei betrachteten Bundesländern Bayern, Hessen und Sachsen entsprechend der Einzelgutachten bestimmt worden und in Abbildung 3-6 dargestellt.

Bereits das Gesamtpotenzial variiert sehr stark und ist für feste Biomasse in Bayern mit etwa 210 PJ deutlich am höchsten. Dabei wird von einem maximalen Holzpotenzial von 100 PJ/a ausgegangen. Die Strohpotenziale werden mit 30 PJ/a bewertet, wobei angenommen wird, dass maximal ein Drittel des bayerischen Strohs für die energetische Verwertung zur Verfügung steht. Für nachwachsende Rohstoffe stehen insgesamt maximal 700.000 Hektar zur Verfügung. Der angebaute Mix ist stark auf energiehaltige Energieträger ausgelegt. Die entsprechende detaillierte Verteilung für Bayern ist in Tabelle 3-10 exemplarisch dargestellt.

Für Sachsen und Hessen liegen den Modellrechnungen die entsprechenden landesspezifischen Informationen aus den Einzelgutachten /Schneider et al. 2003/ bzw. /ISET 2005/ zu Grunde. Der bedeutendste Anteil des hessischen Biomasseaufkommens stammt mit über 19 PJ/a aus der Forstwirtschaft. Aus dem Anbau von nachwachsenden Rohstoffen können bei angenommenen 30 % der hessischen Ackerfläche ebenfalls knapp 19 PJ/a gewonnen werden. Aus Stroh können langfristig etwa 7 PJ/a energetisch genutzt werden. Insgesamt beträgt das Potenzial für die energetische Nutzung fester Biomasse in Hessen ca. 60 PJ/a.

In Sachsen beträgt das gesamte Energieträgerpotenzial auf Basis fester Biomassen etwa 37 PJ/a. Stroh besitzt mit mehr als 13,3 PJ/a den größten Anteil am Gesamtenergieträgerpotenzial. Auch Waldholz hat einen relativ großen Anteil mit 23 % bzw. 8,5 PJ. Das Potenzial des biogenen Abfalls liegt bei 5,4 PJ/a und hat somit einen Anteil von annähernd 15 %. Die Bedeutung anderer Fraktionen der festen biogenen Brennstoffe, wie z. B. Industrierestholz (7 %), Gebrauchtholz (knapp 9 %) oder Heu mit ebenfalls knapp 9 % ist dagegen eher gering. Das Gesamtpotenzial feste und gasförmige Biomasse beträgt 44,8 PJ/a.

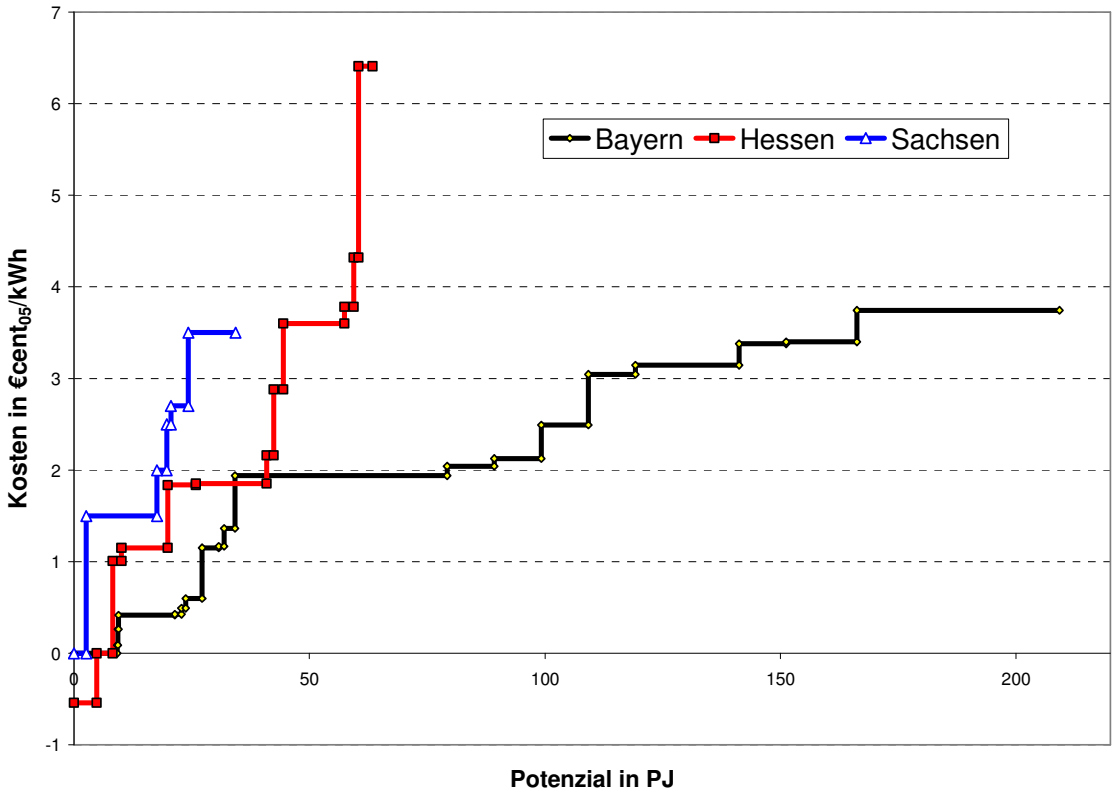

Abbildung 3-6: Kosten-Potenzial-Kurve für feste Biomasse
Quelle: /Schneider et al. 2003/, /ISET 2005/, /Fahl et al. 2009b/ und eigene Berechnungen

Tabelle 3-10: Energiepotenzial für nachwachsende biogene Festbrennstoffe in Bayern

	Energieertrag [GJ/ha]	Anteil	Fläche [1000 ha]	Energiegehalt [PJ]
Raps	45	26,0 %	182,0	8,2
Gras	48	17,0 %	119,0	5,7
Mais	94	11,5 %	80,5	7,6
Futterrüben	199	16,0 %	112,0	22,3
Miscanthus	245	10,0 %	70,0	17,2
Ganzgetreide	136	11,5 %	80,5	10,9
Hölzer	129	8,0 %	56,0	7,2
Summe	**-**	**100 %**	**700**	**79,1**

Quelle: /Fahl et al. 2009b/

Potenzial der Windkraft

Die Potenziale der Windkraft in den Bundesländern sind aus den Einzelgutachten übernommen und mit aktuellen Entwicklungen und Gutachten /dena 2010/ bzw. /dena 2005/ abgeglichen und bewertet worden. Zur Bestimmung der Obergrenze des realisierbaren Potenzials der Windstromerzeugung in Bayern wird der Ansatz des bayerischen Windenergieverbandes herangezogen. In dieser Potenzialbestimmung wird ein Flächenansatz verfolgt /BWEV 2008/, in dem davon ausgegangen wird, dass bis 2020 maximal 0,1 % der bayerischen Fläche für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen kann. Auf der entsprechend resultierenden Fläche von 7055 Hektar kann mit einer mittleren Anlagengröße von 2,5 MW und einem mittleren Platzbedarf je Anlage von 7 Hektar eine Engpassleistung von 2,5 GW installiert werden. Bei etwa 2000 Volllaststunden pro Jahr, die bei einer Höhe von etwa 100 Metern als realistisch eingeschätzt werden, ergibt sich ein technisches Stromerzeugungspotenzial für die Windenergie von 5 TWh/a. Bis 2030 kann davon ausgegangen werden, dass durch Repowering und die Erschließung weiterer Standorte das maximale technisch realisierbare Stromerzeugungspotenzial auf 7,5 TWh/a (27 PJ/a) ansteigt.

Die Potenziale für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Hessen wurden aus den Rechnungen des INKLIM-Update-Projekts übernommen /Fahl et al. 2009a/. Hierbei wird unterstellt, dass eine Verdreifachung der derzeitigen Windvorrangflächen auf 1,3 % der Gesamtfläche Hessens möglich ist. Das entsprechende Stromerzeugungspotenzial beträgt somit bis zum Jahr 2020 insgesamt 6,7 TWh/a (24,1 PJ/a) /Fahl et al. 2009a/.

In Sachsen besteht eine große Zeitabhängigkeit der Potenziale, die sich aus den Zeitpunkten der Flächenausweisung und –belegung und des Zeitpunktes des Erreichens der technischen Lebensdauer ergibt. Die Höhe des Potenzials im Zusammenhang mit der Erstbebauung bestehender bzw. ausgewiesener Eignungsgebiete zu unterschiedlichen Zeitpunkten orientiert sich an den Zubauumfängen der vergangenen Jahre. Das technische Potenzial der Windenergienutzung steigt kontinuierlich an. Verantwortlich dafür sind vor allem die Leistungserhöhung im Rahmen eines Repowerings sowie die Installation auf neu ausgewiesenen Flächen. Das Gesamtpotenzial im Jahr 2020 beträgt 2,3 TWh/a (8,5 PJ/a).

Potenzial photovoltaischer Stromerzeugung und solarthermischer Nutzung

Das theoretische Potenzial der Solarstrahlung in Bayern durch die gesamte einfallende Sonnenenergie liegt bei rund 133 EJ/a. Das technische Angebotspotenzial für die installierbaren Anlagenleistungen für multikristalline Solarzellen beträgt zwischen 9,8 und 23,0 GW auf Dach- und bei 47,5 bis 110,9 GW auf Ackerflächen. Mit dem regional unterschiedlichen Strahlungsangebot innerhalb des Freistaates ergibt sich daraus ein Stromerzeugungspotenzial von 8,0 bis maximal 22,1 TWh/a (28,8 bis 79,6 PJ/a) auf Dachflächen und zwischen 40,5 und 112,9 TWh/a (145,8 bis 406,4 PJ/a) auf Freiflächen. Die technischen Endenergie-

potenziale errechnen sich unter Berücksichtigung netz- und bedarfsseitiger Restriktionen je nach Solarzellentechnologie zu 43,5 bis 59,2 TWh/a. Dies entspricht einem maximalen Primärenergieangebot von 156,6 bis 213,1 PJ /Fahl et al. 2009b/.

Die Obergrenze des technischen Potenzials für die solarthermische Nutzung errechnet sich grundsätzlich aus den für Kollektorinstallationen verfügbaren Dach- und Freiflächen und dem sich daraus ergebenden Wärmeerzeugungspotenzial, welches deutlich höher ist als die Niedertemperaturwärmenachfrage. So beträgt das bayerische solarthermische Wärmeerzeugungspotenzial zwischen 628,5 und 951,1 PJ/a und übersteigt die Niedertemperaturwärmenachfrage erheblich. Um die angesprochenen bedarfsseitigen Restriktionen zu berücksichtigen, kann in unterschiedliche typische Systemkonfigurationen unterschieden werden:

- Eine ausschließliche solarthermische Warmwasser- bzw. Prozesswärmeerzeugung (für Temperaturen bis 100°C) hat in Bayern ein technisches Potenzial von rund 26,6 PJ/a.
- Wird durch solche Anlagen auch Raumwärme teilweise gedeckt, ergibt sich ein technisches Potenzial in Bayern von rund 107,1 PJ/a.
- Mit solaren Nahwärmesystemen könnte mit etwa 134,8 PJ/a das größte technische Endenergiepotenzial in Bayern erschlossen werden, da auf Grund der hier unterstellten saisonalen Speicherung auch deutlich größere Teile der Raumwärmenachfrage gedeckt würden.

Das Gesamtpotenzial für die solarthermische Wärmegewinnung in Bayern liegt unter Berücksichtigung der Flächenkonkurrenz mit PV-Anlagen somit bei maximal 134,8 PJ/a. Die Gesamtpotenziale in Hessen für die Stromerzeugung aus photovoltaischen Anlagen und die solarthermische Nutzung werden aus /Fahl et al. 2009a/ und /ISET 2005/ übernommen. Sie betragen jeweils maximal 46,1 PJ bis 2020. Demgegenüber ist die derzeitige Nutzung mit 0,8 PJ eher gering.

In Sachsen besitzt die Photovoltaik einen Anteil von knapp 19 % am Gesamtpotenzial der erneuerbaren Stromerzeugung /Schneider et al. 2003/. Auf solartechnisch nutzbaren Dach-, Fassaden- und Freiflächen ist ein photovoltaisches Erzeugungspotenzial vorhanden, welches 1,4 TWh/a auf Dachflächen, 0,9 TWh/a bei Fassadenanlagen und weitere 3,3 TWh/a auf Freiflächen liefern kann. Insgesamt ergibt sich damit ein Potenzial von etwa 5,6 TWh/a. Das Gesamtpotenzial für die solarthermische Nutzung und die Stromerzeugung aus photovoltaischen Anlagen beträgt in Sachsen 52 PJ.

Potenzial der Geothermie

Das Leistungspotenzial der Tiefengeothermie in Bayern beträgt im Zeitraum bis 2030, bezogen auf die elektrische Leistung, maximal 400 MW_{el}. Dabei kann von einer Volllaststundenzahl von mindestens 7000 h/a ausgegangen werden. Dadurch ergibt sich eine elektrische Energiebereitstellung von 10 PJ. Die bis 2030 maximale technisch realisierbare Wärmelei-

stung beträgt 1800 MW_{th}, was mit der Annahme einer Auslastung von 5000 h/a einem thermischen Energiepotenzial von 32 PJ entspricht.

Für Hessen liegen derzeit keine konkreten Untersuchungen für Tiefengeothermie vor. Daher wurden die Potenzialabschätzungen aus /Fahl et al. 2009a/ übernommen. Das Primärenergiepotenzial wird mit 24,1 PJ/a angesetzt.

In Sachsen besitzt die geothermische Stromerzeugung ein Gesamtpotenzial von 21 TWh. Im Vergleich zu den anderen untersuchten Bundesländern ist dieses hohe Potenzial, welches vom Institut für Energetik Leipzig ausgewiesen worden ist /Schneider et al. 2003/, eine Besonderheit. Es basiert allerdings auf der Annahme, dass in Sachsen das Hot-Dry-Rock-Verfahren im Zeitraum bis 2020 realisiert werden kann. Eine entsprechende Potenzialverfügbarkeit für diese Technologie wird für Bayern und Hessen im Rahmen dieser Untersuchung nicht angenommen.

Potenzial der Wasserkraft

Die Bestimmung des technischen Stromerzeugungspotenzials in Bayern orientiert sich an den Ausarbeitungen zum Energiedialog Bayern /Fahl et al. 2000/. Demnach wird gegenwärtig bereits ein Großteil des Potenzials genutzt. Damit hat die bayerische Wasserkraft bereits heute schon große energiewirtschaftliche Bedeutung. Allerdings sind die Zukunftsperspektiven dieser Technik beschränkt. Wesentliche Zuwächse sind aus wirtschaftlichen und anderen Gründen, wie z. B. der Natur- und Landschaftsschutzgesetzgebung, Restwasserproblematik oder Widerstände der Anrainer, kaum realisierbar. Eine verstärkte Potenzialausnutzung bei größeren Anlagen erscheint daher primär durch den Ersatz von einzelnen Anlagenteilen möglich. Älteren Anlagen können durch neue und leistungsfähigere Anlagenkomponenten verbessert werden, während kleinere Anlagen durch eine Erhöhung des Nutzungsumfangs ihre Stromerzeugung erhöhen können. Gleichzeitig kann ein Rückgang der Stromerzeugung aus Ausleitungskraftwerken auftreten, da bei der Erneuerung der Wasserkonzessionen meist ein höherer Restwasseranteil vorgeschrieben wird. Lediglich bei Kleinanlagen erscheinen bisher noch ungenutzte Standorte erschließbar. Insgesamt wird das zukünftige Potenzial der bayerischen Wasserkraft mit leichten Zuwächsen etwa auf dem gegenwärtigen Niveau verbleiben.

Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung gibt das technisch mögliche Arbeitsvermögen der Wasserkraft in Hessen mit 815 GWh/a an /ISET 2005/. Somit wird das hessische Wasserkraftpotenzial derzeit zu über 50 % genutzt. Ein Bau von neuen Wasserkraftwerken ist aufgrund ökologischer Restriktionen nicht zu erwarten. Unter der Annahme, dass der Schwerpunkt auf Modernisierung und Reaktivierung von Wasserkraftwerken gelegt wird, beträgt das Gesamtpotenzial 500 GWh pro Jahr (bzw. 1,8 PJ/a).

Da keine aktuellen Untersuchungen zur Wasserkraftnutzung in Sachsen vorliegen, wurde wie bereits in /Schneider et al. 2003/ die aus dem Jahr 1993 datierte Untersuchung

herangezogen. Diese weist im Bereich Kleinwasserkraft eine maximal installierbare Leistung von 80 MW bei einer Jahresarbeit von 320 GWh/a aus /Kubessa und Tautenhan 1993/. Insgesamt wurden 120 MW mit einer Jahresarbeit von 480 GWh/a bzw. 1,7 PJ als mögliches Wasserkraftpotenzial ermittelt.

Zusammenfassung der Potenziale erneuerbarer Energieträger

Eine Übersicht der maximal realisierbaren Potenziale für erneuerbare Energieträger ist in Tabelle 3-11 der Nutzung der jüngsten Vergangenheit (2005 bis 2007) gegenübergestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass die vorhandenen Potenziale derzeit nicht ausgeschöpft werden und für die mittelfristige Zukunft ein deutliches Steigerungspotenzial besteht. Bei den ausgewiesenen Potenzialen handelt es sich ausschließlich um technisch realisierbare Potenziale ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit.

Die größten ungenutzten Potenziale sind in allen drei Bundesländern bei der Solarenergie und der Geothermie zu beobachten. Währenddessen ist die Wasserkraft vor allem in Bayern und Hessen nahezu ausgeschöpft. Die Nutzung der Biomasse besitzt insbesondere in Bayern bereits große Bedeutung beträgt rund ein Fünftel des vorhandenen Potenzials. Auch Sachsen nutzt seine Biomassepotenziale derzeit schon zu einem Viertel, während in Hessen erst ein Zehntel des Potenzials energetisch genutzt werden können. Es muss darauf hingewiesen werden, dass es bei der statistischen Erhebung der Biomassenutzung in Abhängigkeit von der gewählten Methode zu teilweise erheblichen Abweichungen kommen kann. Die Nutzung der Windkraftpotenziale in Bayern und Hessen ist noch relativ gering, wohingegen in Sachsen bereits ein Großteil des Potenzials in 2006 genutzt werden konnte.

Tabelle 3-11: Nutzung und Primärenergiepotenzial erneuerbarer Energieträger in den drei Bundesländern in PJ pro Jahr

	Bayern		**Hessen**		**Sachsen**	
	Nutzung 2005	**Potenzial 2020**	**Nutzung 2005**	**Potenzial 2020**	**Nutzung 2006**	**Potenzial 2020**
Wasserkraft	42,4	51,0	1,4	1,8	0,9	1,7
Biomasse (gesamt)	107,8	286,3	8,8	90,4	9,8	44,8
Windkraft [1)]	2,1	27,0	3,1	24,1	5,5	8,5
Geothermie	0	42,0	0	24,2	0	102,6
Solarenergie[1)]	5,1	347,9	0,8	46,1	0,5	52,0
Summe	**157,4**	**754,2**	**14,1**	**186,6**	**16,7**	**209,6**

[1)]= Basisjahr für Nutzung von Windkraft und Solar: 2007

Quellen: /Bundesnetzagentur 2009/, /LAK Energiebilanzen 2009/, /Fahl et al. 2009a/, /Fahl et al. 2009b/, /Schneider et al. 2003/ und /ISET 2005/

Zukünftige Nutzung erneuerbarer Energieträger

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger ist in der jüngeren Vergangenheit nachdrücklich angestiegen. Dies ist vorrangig auf die politischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Die Förderung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) im Bereich der Stromerzeugung sowie über das Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) für den Wärmebereich, welches Gebäudeeigentümer dazu verpflichtet, den Wärmeenergiebedarf anteilig durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger zu realisieren, haben dafür gesorgt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien deutlich zugenommen hat und auch in Zukunft erwartungsgemäß steigen wird. Basierend auf den Daten der Energiebilanzen und der Bundesnetzagentur /Bundesnetzagentur 2009/ wurden die derzeitige Nutzung mit den bundesdeutschen Entwicklungsraten bis 2015 fortgeschrieben. Danach werden keine weiteren Restriktionen vorgegeben, so dass sich in den Referenzszenarien die in Tabelle 3-12 dargestellte Mindeststromerzeugung ergibt. Eine detaillierte aktuelle Prognose ist im Rahmen dieser Studie nicht vorgesehen, da der Fokus auf den Vergleich von CO_2-Vermeidungskosten gelegt ist.

Tabelle 3-12: Mindestnutzung und Potenzial für die Stromerzeugung in 2020 aus erneuerbaren Energieträgern in den drei Bundesländern in PJ pro Jahr

	Bayern		**Hessen**		**Sachsen**	
	Mindest-nutzung	**Potenzial**	**Mindest-nutzung**	**Potenzial**	**Mindest-nutzung**	**Potenzial**
Wasserkraft	47,6	51,0	1,2	1,8	1,2	1,7
Windkraft	3,3	27,0	2,4	24,1	6,5	8,1
Geothermie	0	10,0	0	24,2	0	75,6
Photovoltaik	9,2	213,1	1,2	46,1	0,2	20,2
Summe	**60,1**	**301,1**	**4,8**	**96,2**	**7,9**	**105,6**

Quellen: eigenen Berechnungen, /Bundesnetzagentur 2009/, /LAK Energiebilanzen 2009/, /Fahl et al. 2009a/, /Fahl et al. 2009b/, /Schneider et al. 2003/ und /ISET 2005/

4 Durchführung regionaler Szenarioanalysen

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der detaillierten Szenarioanalysen für die einzelnen Bundesländer Bayern, Hessen und Sachsen quantitativ ausgewertet. Dafür wird zunächst die Auswahl der verschiedenen Klimaschutzszenarien vorgestellt sowie deren Charakteristika näher erläutert und hergeleitet. Im Anschluss werden die Ergebnisse für die drei betrachteten Bundesländer im Einzelnen ausgewiesen und detailliert diskutiert. Dies bildet die Grundlage für den in Kapitel 5 angestellten Vergleich zwischen den erreichten Minderungen und den dazugehörigen Mehrkosten.

4.1 Auswahl der Szenarien

Im Gegensatz zu den existierenden Gutachten und Studien für die drei Bundesländer /Fahl et al. 2004, Koschel et al. 2006 und Fahl et al. 2007/ wird von einer detaillierten Darstellung eines Referenzszenarios abgesehen, da die zu untersuchende Fragestellung unabhängig von der Ausgestaltung eines sogenannten *„Business as usual“*-Szenarios angesehen werden kann. Im Vergleich zum Referenzszenario sind letztlich nur die volkswirtschaftlichen Mehrkosten für die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen sowie die erreichte Minderung von energiebedingten Treibhausgasen von Interesse. In den ausgewiesenen Referenzszenarien werden keine Klimaschutzmaßnahmen getroffen, um explizit eine Ausweisung der Kosten des Klimaschutzes in den sonstigen Szenarien gewährleisten zu können.

Die Klimaschutzszenarien werden für die Bundesländer Bayern, Hessen und Sachsen berechnet. Dabei wird für jeden Szenariotyp in Bayern und Hessen jeweils eine Variante *Kernenergieausstieg (oK)* sowie eine Alternativvariante *Laufzeitverlängerung (mK)* bestimmt. In Sachsen wird diese Option hingegen nicht umgesetzt. Aufgrund des derzeitigen politischen und gesellschaftlichen Umfeldes wird die Option eines Kernkraftwerksneubaus in den betrachteten Bundesländern ausgeschlossen. Dafür wird der Berechnung von Szenarien mit Laufzeitverlängerung bereits eine signifikante Aussagekraft eingeräumt. Eine Übersicht der berechneten Szenarien ist in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Szenarienübersicht

Bayern		Hessen		Sachsen	
Szenario	**Bedingung**	**Szenario**	**Bedingung**	**Szenario**	**Bedingung**
BYREFoK	Keine Bedingungen, kein CO_2-Preis	*SNREF*	Keine Bedingungen, kein CO_2-Preis	*SNREF*	Keine Bedingungen, kein CO_2-Preis
BYREFmK	Wie *BYREFoK* mit Kernenergie	*HSREFmK*	Wie *HSREFoK* mit Kernenergie	---	---
BYKLoK	Klimaschutz nach Programm der Staatsregierung = 70 Mio. t. CO_2 in 2020	*HSKLoK*	Klimaschutz nach Landesregierung: 15 % Erneuerbare am EEV ohne Verkehr bis 2015	*SNKL*	Klimaschutz nach Landesregierung: Steigerung des Anteils der Erneuerbaren bis 2020 auf 25 % und Senkung des Pro-Kopf-Endenergieverbrauchs in den Bereichen Strom, Wärme und Treibstoffe bis 2020 um 20 % gegenüber dem Jahr 2000
BYKLmK	Wie *BYKLoK* mit Kernenergie	*HSKLmK*	Wie *HSKLoK* mit Kernenergie	---	---
BYK90oK	Klimaschutz: Absolute Minderung: 40 % gg. 1990	*HSK90oK*	Klimaschutz: Absolute Minderung: 40 % gg. 1990	*SNK90*	Klimaschutz: Absolute Minderung: 40 % gg. 1990
BYK90mK	Wie *BYK90oK* mit Kernenergie	*HSK90mK*	Wie *HSK90oK* mit Kernenergie	---	---
BYKOPFoK	Klimaschutz pro Einwohner (DEU)- 40 % gg. 1990 ohne Kernenergie	*HSKOPFoK*	Klimaschutz pro Einwohner (DEU)- 40 % gg. 1990 ohne Kernenergie	*SNKOPF*	Klimaschutz pro Einwohner (DEU)- 40 % gg. 1990 ohne Kernenergie
BYKOPFoK	wie *BYKOPFoK* mit Kernenergie	*HSKOPFmK*	wie *HSKOPFoK* mit Kernenergie	---	---
BYMARGoK	Zertifikatspreise Deutschland: - 40 % 2020: 39,9 €/t CO_2 2030: 101,5 €/t CO_2	*HSMARGoK*	Zertifikatspreise Deutschland: - 40 % 2020: 39,9 €/t CO_2 2030: 101,5 €/t CO_2	*SNMARG*	Zertifikatspreise Deutschland: - 40 % 2020: 39,9 €/t CO_2 2030: 101,5 €/t CO_2
BYMARGmK	Zertifikatspreise Deutschland: - 40 % Mit Laufzeitverlängerung der Kernenergie 2020: 37,7 €/t CO_2 2030: 87,4 €/t CO_2	*HSMARGmK*	Zertifikatspreise Deutschland: - 40 % Mit Laufzeitverlängerung der Kernenergie 2020: 37,7 €/t CO_2 2030: 87,4 €/t CO_2	---	---

Im Folgenden werden die einzelnen regionalen Szenarien näher vorgestellt und die entscheidenden Restriktionen und Parameter für die Modellrechnungen hergeleitet.

1. Die Szenariogruppe *„REF“* beinhaltet keine Treibhausgasminderungsrestriktionen und dient als Vergleichsbasis für die übrigen Klimaschutzszenarien.
2. Die Szenariogruppe „*KL*“ umfasst existierende Zielvorgaben, die von den jeweiligen Landesregierungen explizit formuliert worden sind.
3. Die Szenariogruppe „*K90*“ umfasst die prozentuale Zielvorgabe einer Minderung der CO_2-Emissionen um 40 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020, die direkt von der deutschen Zielvorgabe übernommen worden ist.
4. Die Szenariogruppe „*KOPF*“ beinhaltet als Zielvorgabe identische Pro-Kopf-Emissionen für Deutschland und alle Bundesländer bei einer Minderungsvorgabe bis 2020 von -40 % für die energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland gegenüber dem Basisjahr 1990. Die Berechnung basiert auf der Erreichung dieser Zielvorgaben für Deutschland und einer Bevölkerungsentwicklung entsprechend den Ergebnissen der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung.
5. Die Szenariogruppe „*MARG*“ beinhaltet als Zielvorgabe die einheitliche Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen in allen Sektoren bis zu einer exogen vorgegebenen Höhe, die sich an den zu erwartenden Zertifikatspreisen aus dem europäischen Emissionshandelsgesetz ableitet.

4.1.1 Referenzszenarien *(REF)*

Die berechneten Referenzszenarien dienen lediglich als Vergleichsbasis für die berechneten Klimaschutzszenarien. Sie werden daher nicht detailliert diskutiert, sondern nur als Referenz bezüglich der Kosten und der verursachten Emissionen herangezogen. Für Bayern und Hessen wird jeweils ein Referenzszenario mit und ohne Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke berechnet, wobei der Neubau von Kernkraftwerken grundsätzlich in allen Bundesländern ausgeschlossen wird, da er unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in Deutschland als unrealistisch angesehen wird. In den Szenarien mit Kernenergie wird eine Laufzeitverlängerung von 20 Jahren unterstellt, so dass im Betrachtungszeitraum bis 2030 in Bayern und Hessen kein Kernkraftwerk vom Netz genommen wird. In den Szenarien ohne Kernenergie wird hingegen davon ausgegangen, dass die bayerischen und hessischen Kernkraftwerke gemäß den 2002 vereinbarten Restlaufzeiten betrieben werden und danach vom Netz genommen werden. Bezüglich der Klimaschutzvorgaben wurden in den Referenzszenarien keine zusätzlichen Annahmen getroffen. Dies betrifft sowohl die Emissionsobergrenze als auch die CO_2-Zertifikatspreise.

4.1.2 Klimaschutzprogramme der Landesregierungen (KL-Szenariogruppe)

In der Szenariogruppe KL werden die derzeit existierenden und diskutierten Energie- und Klimaschutzprogramme in den drei betrachteten Bundesländern untersucht. Diese sind in ihrer Form und Zielsetzung sehr unterschiedlich.

1. Bayern

Die bayerische Staatsregierung hat für Bayern das Ziel ausgegeben, eine Verringerung der jährlichen energiebedingten CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020 auf deutlich unter 6 Tonnen je Einwohner zu erreichen /STMUGV 2007/. Daher wurde das Ziel einer Emissionsobergrenze von 70 Millionen Tonnen CO_2 bis 2020 vorgegeben und untersucht. Allerdings ist dieses Ziel an die einschränkende Bedingung der Verlängerung von Restlaufzeiten bayerischen Kernkraftwerke gekoppelt worden. Im Rahmen dieser Arbeit wird nun auch untersucht, wie sich ein solches Ziel erreichen lässt, wenn es bei einem endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie bleiben sollte.

2. Hessen

Die hessische Landesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die im integrierten Klimaschutzprogramm INKLIM 2012 herausgearbeiteten Maßnahmen umzusetzen und die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zu unterstützen. Dabei sind keine verbindlichen Emissionsobergrenzen formuliert worden. Stattdessen strebt Hessen eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger auf 15 % des Endenergieverbrauchs ohne den Verkehr an /HMULV 2007/. Damit einhergehend soll eine Diversifizierung der Energieträgerquellen, eine Steigerung der Energieeffizienz sowie daraus resultierend auch eine Treibhausgasemissionsminderung erreicht werden.

3. Sachsen

Gemäß dem Energieprogramm 2007 strebt die Sächsische Staatsregierung eine Senkung des Pro-Kopf-Endenergieverbrauchs in den Bereichen Strom, Wärme und Treibstoffe bis zum Jahr 2020 in Höhe von durchschnittlich 20 % gegenüber dem Jahr 2000 an /SMWA 2007/. Dabei sollen die Effizienzsteigerungen bevorzugt in Bereichen erzielt werden, in denen nachhaltig die niedrigsten Kosten entstehen. Weiterhin strebt Sachsen nach 2020 eine jährliche Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 1,5 % gegenüber dem Wert des jeweiligen Vorjahres an. Darüber hinaus ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch bis zum Jahr 2010 auf 13 %, bis zum Jahr 2020 auf 25 % und bis zum Jahr 2050 auf 60 % zu steigern. Zwischen 2020 und 2050 wird im Rahmen dieser Arbeit eine lineare Fortschreibung der Quote angenommen, so dass für das Jahr 2030 eine Quote von 36,7 % abgeleitet werden kann. Generelles Ziel der sächsischen Staatsregierung ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien um mindestens einen Prozentpunkt pro Jahr am

jeweils noch benötigten Energiemix zu steigern. In den ersten Jahren wird dies nach ihrer Einschätzung nur im Strombereich umsetzbar sein. Danach werden auch die Bereiche Treibstoffe und Wärme deutlich aufholen, zumal die technischen Einsparpotenziale in diesen Sektoren als besonders groß angesehen werden.

Das Energieprogramm Sachsen legt nicht nur Ziele fest, sondern gibt auch Einschätzungen zu Realisierungsmöglichkeiten. So gibt die sächsische Staatsregierung folgende Potenzialeinschätzung /LEP 2007/: Bei Windenergieanlagen kann allein durch Repowering bereits bei gleicher Anlagenanzahl die Stromerzeugung deutlich gesteigert werden, so dass mittelfristig das Potenzial einer Einspeisung bei rund 2 TWh/a liegen soll. Diese Potenzialabschätzung korrespondiert mit den Eingangsparametern der Modellrechnungen. Es wird weiterhin abgeschätzt, dass durch den Neubau von Biogasanlagen eine elektrische Gesamtleistung von bis zu 250 MW errichtet werden kann. Da das Potenzial aus Alt- und Resthölzern nur begrenzt ausbaubar ist, werden die Möglichkeiten für eine gesteigerte Nutzung vor allem im verstärkten Anbau von schnell wachsenden Energiehölzern und landwirtschaftlichen Energiepflanzen gesehen.

4.1.3 Klimaschutzszenario „-40%“ gegenüber dem Basisjahr 1990 (K90)

In der Szenariogruppe *K90* wird die häufig diskutierte deutsche Zielvorgabe mit einer Gesamtreduktion der Emissionen ab 2020 um 40 % gegenüber 1990 untersucht. Diese prozentuale Minderung bezogen auf das Basisjahr 1990 wird direkt auf die Bundesländer übertragen und als Restriktion vorgegeben. Dieser Ansatz stellt insbesondere unter der Vorgabe des Kernenergieausstiegs für Hessen und Bayern ein extrem ambitioniertes Ziel dar. Demgegenüber ist diese Vorgabe im Freistaat Sachsen aufgrund der bereits in der Vergangenheit getätigten Umstrukturierungsmaßnahmen im Energiebereich und aufgrund des ausgeglichenen Stromimportsaldos in den Modellrechnungen ohne zusätzliche Minderungsvorgaben bereits im Referenzszenario erreicht.

In Tabelle 4-2 sind die entsprechenden quantitativen Ziele dargestellt und den historischen Emissionen gegenübergestellt. Demnach muss Hessen seine Emissionen innerhalb von 15 Jahren (2005 - 2020) um mehr als 40 % senken. Auch in Bayern ist eine deutliche Reduktion in diesem Zeitraum notwendig. Hierzu muss eine Minderung von fast 37 % erreicht werden. Das heißt, dass sowohl in Bayern als auch in Hessen nahezu die gesamte Minderungsleistung zukünftig noch zu erbringen ist.

Tabelle 4-2: Minderungsziele für die Szenariogruppe *K90*

		Bayern [Mio. t CO_2/a]	Hessen [Mio. t CO_2/a]	Sachsen [Mio. t CO_2/a]
Statistik	1990	84,5	43,4	77,4
	1995	88,3	47,9	61,4
	2000	88,6	45,6	41,6
	2001	90,4	47,5	48,8
	2002	84,6	44,6	49,0
	2003	83,8	45,5	49,6
	2004	83,2	44,7	48,5
	2005	80,5	44,0	51,1
Zieljahre	2010	70,0	38,0	47,7
	2020	**50,7**	**26,0**	**46,5**
	2030	50,7	26,0	46,5

4.1.4 Klimaschutzszenario Einheitliche Pro-Kopf-Emissionen *(KOPF)*

Im Szenario *Einheitliche Pro-Kopf-Emissionen* werden die deutschen Pro-Kopf-Emissionen eines Minderungsszenarios von -40 % bis 2020 gegenüber 1990 auf die einzelnen Bundesländer übertragen. Der Zielwert der identischen Pro-Kopf-Emissionen von jährlich 7,3 Tonnen CO_2 wird entsprechend aus Deutschland für Bayern, Hessen und Sachsen mit den Bevölkerungsprojektionen aus der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung multipliziert und für das Jahr 2020 angesetzt. Dies ergibt für Bayern einen Zielwert von 91,9 Millionen Tonnen CO_2 im Jahr 2020. Dieser liegt deutlich über dem derzeitigen Niveau und stellt daher zumindest bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke keine Klimaschutzanforderung dar. Mit den entsprechenden Pro-Kopf-Emissionen wird für Hessen ein Zielwert von 43,5 Millionen Tonnen CO_2 abgeleitet. Für den Zeitraum von 2005 bis 2020 werden die Zielwerte linear interpoliert und für den Zeitraum ab 2020 bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes konstant fortgeschrieben. An Sachsen stellt dieser Ansatz eindeutig die höchsten Anforderungen, da hier die Pro-Kopf-Emissionen derzeit noch am höchsten sind. Die Minderungspfade für die drei Bundesländer sind in Tabelle 4-3 dargestellt.

Tabelle 4-3: Minderungsziele für die Szenariogruppe *KOPF*

		Bayern [Mio. t CO_2/a]	Hessen [Mio. t CO_2/a]	Sachsen [Mio. t CO_2/a]
Statistik	1990	84,5	43,3	77,4
	1995	88,3	47,9	61,4
	2000	88,8	45,6	41,6
	2005	80,5	44,0	51,1
Zieljahre	2010	86,9	43,8	40,8
	2020	**91,9**	**43,5**	**28,3**
	2030	91,9	43,5	28,3

4.1.5 Klimaschutzszenario Einheitliche marginale Minderungskosten *(MARG)*

Für alle drei Bundesländer wird in diesem Szenario ein einheitlicher CO_2-Preispfad für alle Sektoren vorgegeben, der sich bei Erfüllung einer 40 %-igen CO_2-Minderung auf Bundesebene bis 2020 ergeben würde. Dadurch werden alle Minderungsmaßnahmen bis zu diesem vorgegebenen CO_2-Preis wirtschaftlich und somit umgesetzt. Für die Unterszenarien mit und ohne Kernenergie werden jeweils zwei verschiedene Preispfade berechnet. Die Zertifikatspreise wurden mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PAN EU /Blesl 2008/ bestimmt und sind in Tabelle 4-4 dargestellt.

Tabelle 4-4: Entwicklung der CO_2-Preise in der Szenariogruppe *MARG* bis 2030 in $€_{2005}$/t CO_2

	Ohne Laufzeitverlängerung	Mit Laufzeitverlängerung
2010	9,7	9,7
2015	23,7	21,6
2020	39,9	37,3
2025	74,4	51,9
2030	101,5	87,4

Quelle: TIMES-PAN EU Modellrechnungen /Blesl 2008/

4.1.6 Varianten zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke *(mK)*

Die Betreiber der bayerischen Kernkraftwerke Grundremmingen, Grafenrheinfeld und Isar 1 und 2 sowie der beiden Blöcke A und B des hessischen Kernkraftwerks Biblis hatten sich im Jahr 2000 im Atomkonsens mit der Bundesregierung und durch das von der Bundesregierung im Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität /BG 2002/ zunächst rechtlich darauf geeinigt, die bestehenden Kraftwerke nach Produktion von vereinbarten Reststrommengen vom Netz zu nehmen. Ungeachtet dessen wurden auf Landes- und Bundesebene sowie von Seiten der Energieversorgungsunternehmen vielfach die Möglichkeiten von Laufzeitverlängerungen der Kraftwerke diskutiert. Der Bundestag verabschiedete am 28. Oktober 2010 eine Novelle des Atomgesetzes für eine Laufzeitverlängerung. Dadurch wurden die Betriebszeiten der vor 1980 in Betrieb gegangenen Reaktoren um acht Jahre und die der zehn übrigen Kernkraftwerke um 14 Jahre verlängert. In Folge der Ereignisse am japanischen Kernkraftwerk Fukushima im März 2011 hatte die Bundesregierung eine Neubewertung und Prüfung der deutschen Kernkraftwerke vorgenommen. Durch den Erlass eines dreimonatigen Moratoriums mussten zunächst Kernkraftwerksblöcke, die vor 1980 ans Netz gegangen waren, abgeschaltet werden. Mit dem Beschluss der Bundesregierung vom 6. Juni 2011 ist festgelegt worden, dass die im Zuge der Sicherheitsüberprüfung stillgelegten Kernkraftwerke und das KKW Krümmel nicht wieder ans Netz gehen dürfen. Darüber hinaus sollen bis zum Jahr 2022 alle Kernreaktoren abgeschaltet werden.

Ungeachtet der politischen Lage, die in den vergangenen Jahren sehr starken Wechseln unterzogen war, werden im Rahmen dieser Arbeit für alle Szenariogruppen Varianten mit Laufzeitverlängerungen von 20 Jahren analysiert. Das bedeutet, dass in diesen Varianten die bayerischen und hessischen Kernkraftwerke bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes, dem Jahr 2030, nicht vom Netz gehen werden. Wie bereits zuvor erwähnt, entfällt diese Variante in Sachsen, da es keine sächsischen Kernkraftwerke gibt und aufgrund der derzeitigen politischen Lage die Option von Kernkraftwerksneubauten in Deutschland als nicht realistisch eingestuft wird und den Ergebnissen der Kernenergieszenarien für Bayern und Hessen bereits ausreichend Aussagekraft im Hinblick auf den Klimaschutz eingeräumt wird.

4.2 Szenarioergebnisse für Bayern

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellrechnungen für das bayerische Energiesystem dargestellt und die wichtigsten Aspekte präsentiert und diskutiert. Die berechneten Szenarien umfassen annähernd die gesamte Bandbreite der Variationen. Lediglich das

Szenario *KOPFmK* wird nicht betrachtet, da es im Vergleich zur Referenz mit Kernenergie keine Minderungsanforderung stellt.

Zunächst wird die Entwicklung des Endenergieverbrauchs diskutiert. Dazu gehören die Aufteilung auf Energieträger, die entsprechenden Differenzen gegenüber der Referenz sowie die realisierten Einsparungen. Anschließend werden die Ergebnisse im Bezug auf die Nettostromerzeugung und der dafür erforderlichen Nettoengpassleistung der Kraftwerke diskutiert. Über die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs werden dann die CO_2-Emissionen bestimmt, bevor abschließend die ökonomischen und minderungsrelevanten ökologischen Kennwerte der einzelnen Szenarien miteinander verglichen werden.

4.2.1 Endenergieverbrauch in Bayern

Der historische Endenergieverbrauch für 1995, 2000 und 2005 ist in Abbildung 4-1 der Entwicklung in den einzelnen Jahren für die Jahre 2020 und 2030 gegenübergestellt. Darin ist erkennbar, dass das Gesamtniveau zwar annähernd konstant bleibt, es sind jedoch beim Mineralölverbrauch und insbesondere bei der Nutzung der sonstigen erneuerbaren Energien und der Biomasse deutliche Abweichungen zu beobachten. Die deutlichsten Einsparungen sind in den *K90*-Szenarien zu beobachten, wobei insbesondere der Mineralölverbrauch deutlich zurückgeht.

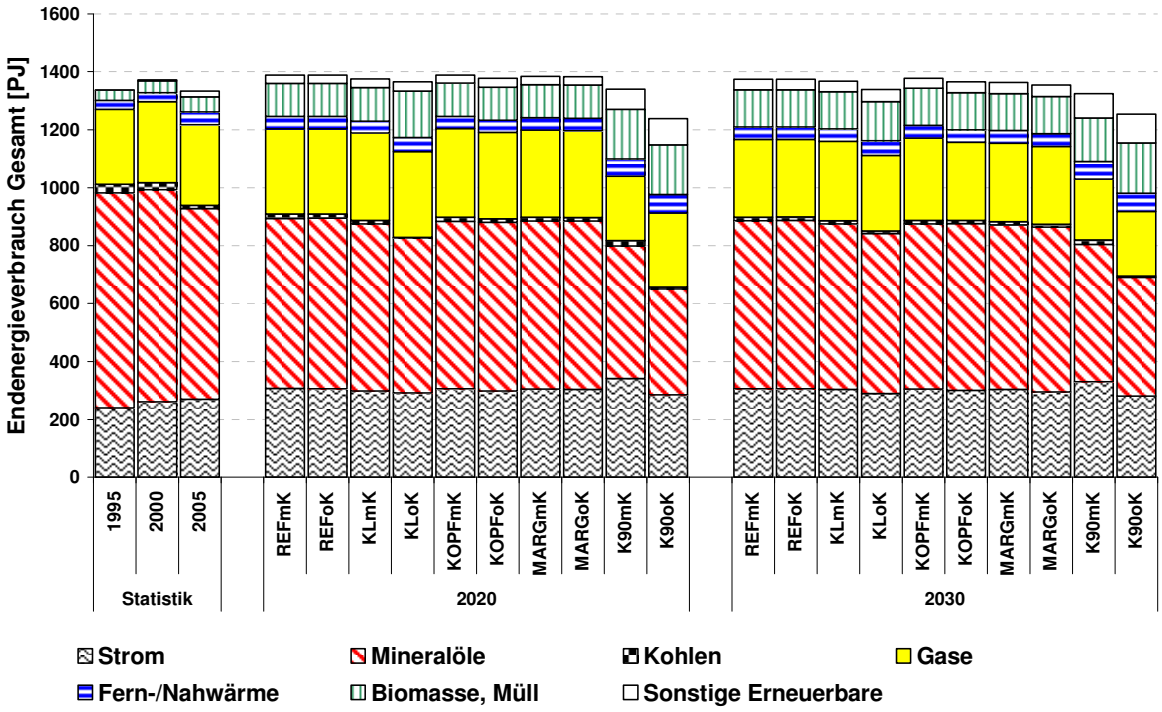

Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch in Bayern nach Energieträgern

Dies wird verdeutlicht durch die abgebildeten Differenzen im Vergleich zu den jeweiligen Referenzentwicklungen (mit bzw. ohne Kernenergie) in Bezug auf den bayerischen Endenergieverbrauch. Die entsprechende graphische Darstellung ist in Abbildung 4-2 zu sehen. Dabei sind vor allem in den *K90*-Szenarien, in denen eine 40 %-ige CO_2-Minderung gegenüber 1990 erreicht wird, deutliche Einsparungen insbesondere von Mineralölen, Erdgas und Strom sowie ein Brennstoffwechsel zu erneuerbaren Energieträgern und Biomasse zu beobachten. Weiterhin kommt es im *K90oK*-Szenario zu einer Einsparung von Strom im Endenergieverbrauch, während im *K90mK*-Szenario aufgrund der unterschiedlichen Preisstruktur im Strommarkt unter identischen Klimaschutzrestriktionen eine Zunahme des Stromverbrauchs zu beobachten ist. Der Einsparung von fossilen Brennstoffen und Strom (zumindest im *K90oK*-Szenario) steht eine verstärkte Nutzung von Fern- und Nahwärme sowie von erneuerbaren Energieträger gegenüber. Dieser Trend ist von der Tendenz her auch in dem Szenario *Klimaschutzprogramm der Landesregierungen ohne Kernenergie (KLoK)* zu beobachten, wenn auch nicht so stark ausgeprägt wie in der *K90*-Szenariogruppe. In allen sonstigen Szenarien kommt es zu eher geringfügigen Verschiebungen im Endenergieverbrauch.

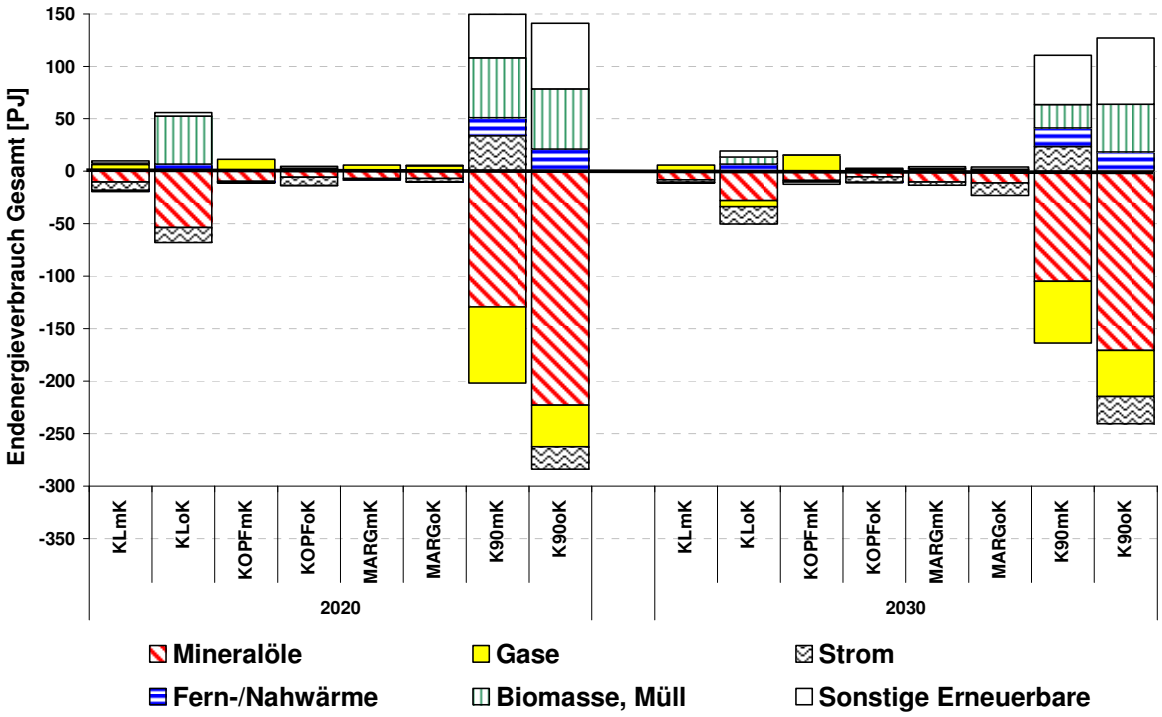

Abbildung 4-2: Differenzen des bayerischen Endenergieverbrauchs im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung

Neben den Verschiebungen in der Struktur des Endenergieverbrauchs sind die genutzten Einsparungen für die deutlichen Veränderungen im Endenergieverbrauch verant-

wortlich[1]. Erwartungsgemäß sind, wie in Abbildung 4-3 erkennbar ist, die höchsten genutzten Einsparpotenziale im Szenario *K90oK* zu beobachten. Hier kommt es in allen betrachteten Sektoren (Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und der Industrie) sowohl bei den Brennstoffen als auch beim Strom zu deutlichen Einsparungen von insgesamt über 120 PJ im Jahr 2030. Zusätzlich zu den Einsparungen sind auch Verschiebungen zu effizienteren Antriebstechniken im Verkehr möglich, die in dieser Betrachtung unberücksichtigt bleiben. Weiterhin wird deutlich, dass ein Großteil der Brennstoffeinsparungen in den Haushalten bereits in den Referenzszenarien wirtschaftlich ist und auch die Möglichkeit zu Brennstoffeinsparungen im GHD-Sektor in allen betrachteten Szenarien verstärkt genutzt werden. Auffällig ist, dass signifikante Stromeinsparungen in der Industrie und im GHD-Sektor nur in den *oK*-Szenarien umgesetzt werden.

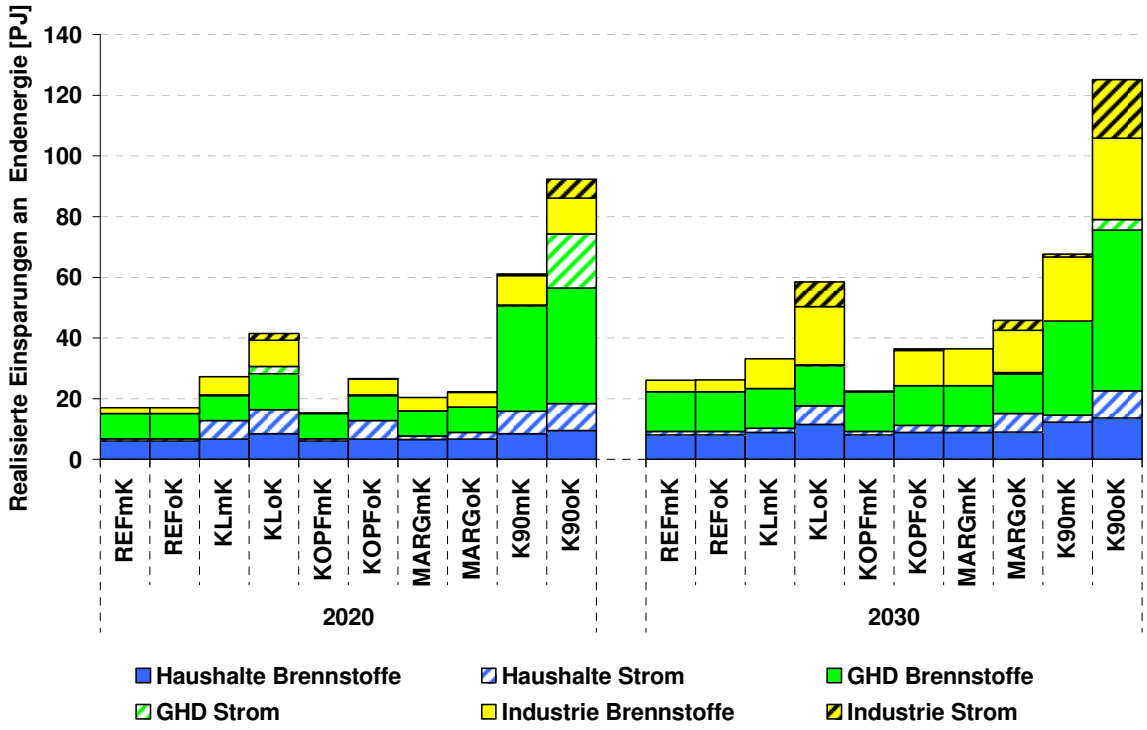

Abbildung 4-3: Realisierte Einsparungen im bayerischen Endenergieverbrauch

4.2.2 Nettostromerzeugung in Bayern

In der Vergangenheit ist Bayern nahezu durchgängig Stromexporteur gewesen. Im Durchschnitt wurden im Zeitraum von 1995 bis 2007 jährlich etwa 1,6 TWh mehr erzeugt, als innerhalb Bayerns verbraucht worden ist. Durch eine zukünftig erhöhte Stromnachfrage liegt in nahezu allen Szenarien die Nettostromerzeugung über dem historischen Niveau trotz des

[1] Modelltechnisch können Endenergieeinsparungen über explizit formulierte Einsparoptionen befriedigt werden. Die Kosten und Potenziale dieser Einsparoptionen müssen dabei exogen vorgegeben werden.

angenommenen ausgeglichenen Stromimportsaldos. Dabei trägt die Wasserkraft in allen zukünftigen Szenarien konstant zur Stromerzeugung bei. Deutliche Unterschiede sind zwischen den Szenarien mit und ohne Kernenergie zu erkennen. In Szenarien, in denen es zu einer Laufzeitverlängerung kommt, trägt diese zwischen 50 % und 56 % zur Nettostromerzeugung bei. Bei Abschaltung der bayerischen Kernkraftwerke werden die wegfallenden Strommengen in den einzelnen Szenarien sehr unterschiedlich ersetzt. In der Referenz erfolgt dies nahezu vollständig durch zusätzliche Steinkohlekraftwerke, während in den Szenarien *KLoK* und *K90oK* vorrangig Erdgaskraftwerke und in den Szenarien *KOPFoK* und *MARGoK* eine Mischung von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken die Stromlücke schließen. Darüber hinaus kommt es insbesondere im *K90oK*-Szenario zu einem massiven Anstieg der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen und sonstige erneuerbare Energiequellen. In allen Klimaschutzszenarien werden ab 2030 auch Technologien zur Abscheidung und Verpressung von CO_2 genutzt. Diese Methode der CO2-Abscheidung wird dabei primär in Steinkohlekraftwerken und in einigen Szenarien (*KLoK*, *K90oK* und *K90mK*) auch in Erdgasneubaukraftwerken umgesetzt.

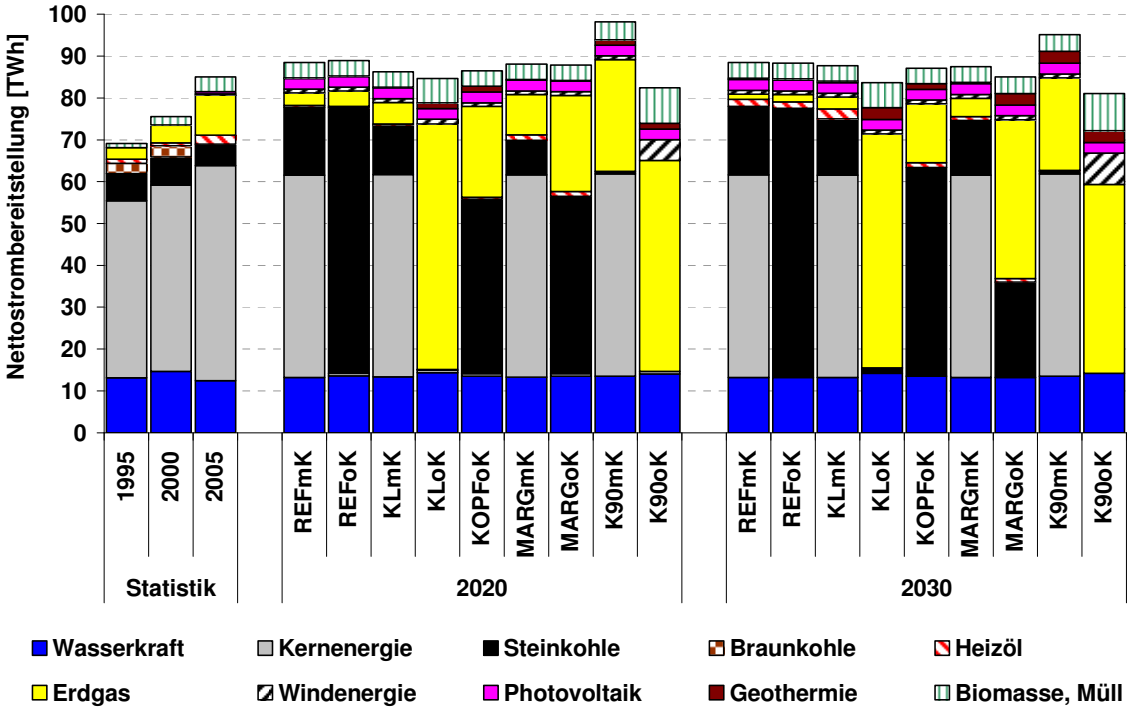

Abbildung 4-4: Nettostromerzeugung in Bayern nach Energieträgern

Die entsprechenden für die Stromerzeugung erforderlichen Nettoengpassleistungen für die einzelnen Szenarien sind Abbildung 4-5 dargestellt. Die maximale Gesamtnettoengpassleistung steigt im *K90oK*-Szenario bis 2020 auf 23,6 GW und damit um 38 % gegenüber dem historischen Wert aus dem Jahr 2005 an. Auch hier sind die Kapazitäten der Wasserkraftwerke in allen Szenarien annähernd konstant in einem Bereich von 2,8 bis maximal 3 GW in den *K90*-Szenarien sowie im Szenario *KLoK*. Die wegfallenden Kernkraftwerkskapa-

zitäten werden in der Referenz und den Szenarien *KOPFoK* und *MARGoK* durch Steinkohlekraftwerke ersetzt, wohingegen in den Szenarien *KLoK* und *K90oK* vor allem Erdgaskraftwerke die wegfallenden Grundlastkapazitäten der Kernenergie kompensieren. Die Kapazitäten der photovoltaischen Stromerzeugung nehmen in allen Szenarien deutlich zu, wobei zwischen den einzelnen Szenarien keine signifikanten Unterschiede auftreten. Währenddessen ist die Zunahme von Windkraftanlagen, erhöhte Reserve für fluktuierende Stromerzeugung und eine zunehmende Stromerzeugung aus Biomasse am deutlichsten im *K90oK*-Szenario zu beobachten.

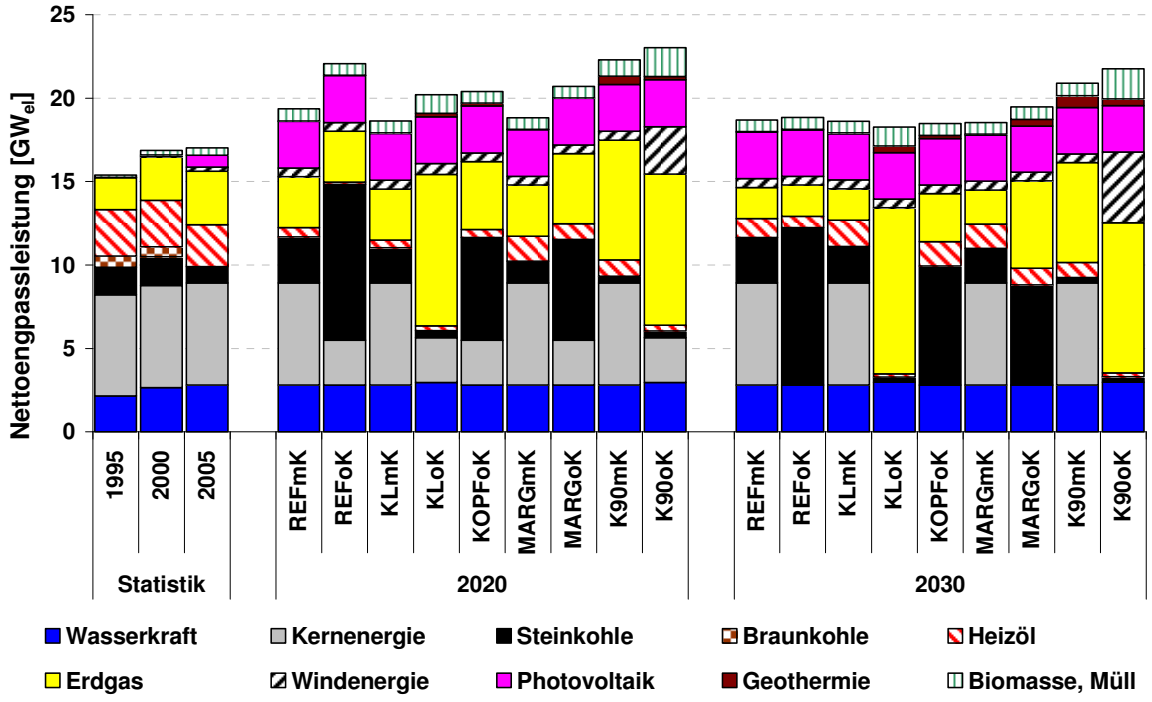

Abbildung 4-5: Nettoengpassleistung in Bayern nach Energieträgern

4.2.3 Primärenergieverbrauch in Bayern

Der bayerische Primärenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode ist in Abbildung 4-6 im Szenarienvergleich dargestellt. Dabei wird das Niveau vorrangig durch die Ausgestaltung von Laufzeitverlängerungen bestimmt. Da durch die Wirkungsgradmethode die für Kernkraftwerke angesetzten Wirkungsgrade unter denen moderner fossiler Kraftwerke sind, befindet sich der Primärenergieverbrauch in den *mK*-Szenarien insgesamt auf einem höheren Niveau. Der Verbrauch der Mineralöle ist in allen Szenarien um mindestens 7 % unter dem Niveau von 2005. Das heißt, dass Effizienzverbesserungen und die Verwendung von Alternativkraftstoffen im Verkehr bereits in den Referenzszenarien ohne Minderungsanforderungen wirtschaftlich sind. Die Wasserkraft ist, wie in den vorher beschriebenen Kapiteln dargestellt, im Beitrag zum Primärenergieverbrauch ebenfalls konstant. Deutliche Veränderungen sind beim Primärenergieverbrauch der Erdgase zu beobachten. Hier findet

eine verstärkte Nutzung vor allem in den Szenarien *KLoK, MARGoK* und *K90oK* statt, d. h. in jenen Szenarien, in denen Klimaschutzanstrengungen unternommen werden und die Kernenergie nicht zur Verfügung steht. In den sonstigen Szenarien verharrt das Erdgas durchgängig auf nahezu konstantem Niveau. Weiterhin sind deutliche Unterschiede im Steinkohleverbrauch zu beobachten. Die Schwankungen liegen dabei im Bereich einer Abnahme von 13 % (in den *K90*-Szenarien und im *KLoK*-Szenario) und einer Verzehnfachung (Referenz ohne Kernenergie) verglichen mit dem Ausgangsniveau von 2005. Der Beitrag der Biomasse steigt in allen Szenarien deutlich an. Die Zuwachsraten liegen in einem Bereich von minimal + 50 % (in den Referenzszenarien) bis zu + 200 % (*K90oK*-Szenario).

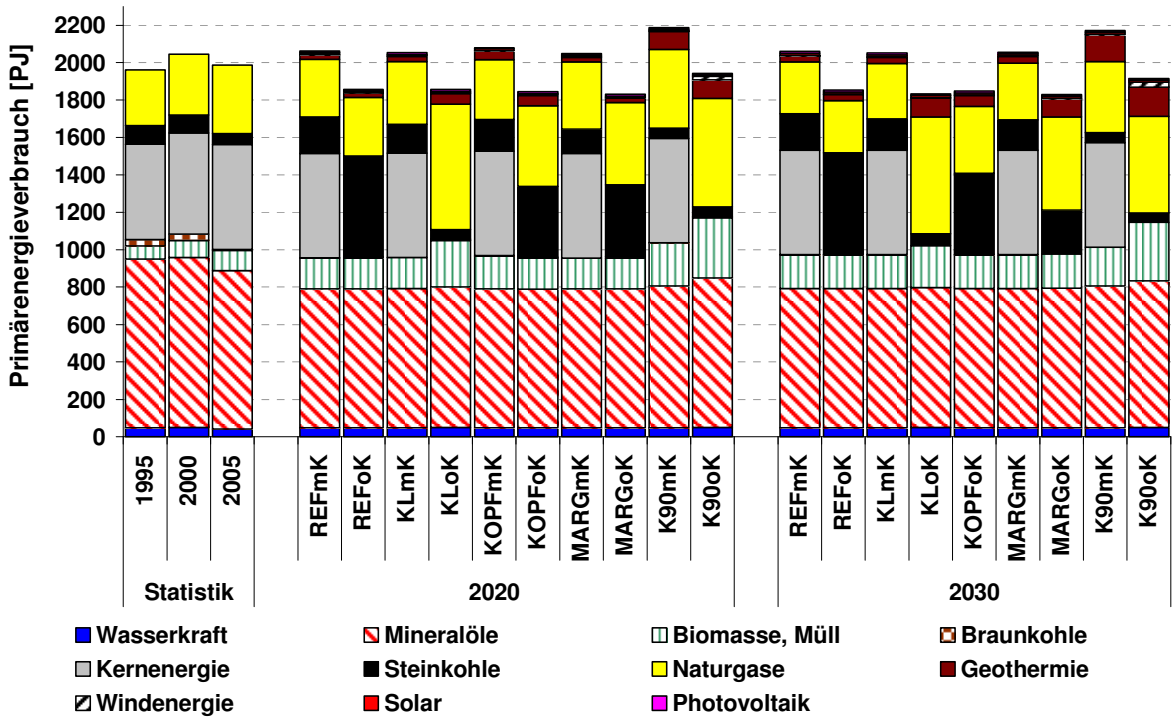

Abbildung 4-6: Primärenergieverbrauch in Bayern nach Energieträgern

4.2.4 CO_2-Emissionen in Bayern

Die historische Entwicklung der CO_2-Emissionen in Bayern von 1990 bis 2005 ist den Ergebnissen der berechneten Szenarien für 2020 und 2030 in Abbildung 4-7 gegenübergestellt. Darin ist erkennbar, dass in der Referenz bereits erhebliche Unterschiede in Abhängigkeit der Regelungen zur Kernenergie zu beobachten sind. In einem Szenario ohne Kernenergie und ohne weitere CO_2-seitige Restriktionen ist ein deutlicher Zuwachs der Emissionen zu beobachten. So liegen im *REFoK*-Szenario die Emissionen mit mehr als 110 Mio. t CO_2 in 2020 in etwa 30 Millionen Tonnen CO_2 über denen des Jahres 2005. Die maximale Minderung mit 40 % gegenüber 1990 aus den *K90*-Szenarien entspricht einer Minderung von 36 %.

Die größten Differenzen sind im Umwandlungsbereich zu beobachten. Hier spielt ab 2020 auch die Nutzung der CO_2-Abscheidung und Verpressung eine entscheidende Rolle. Die Emissionen dieses Bereiches können um maximal 72 % des Ausgangswertes aus 2005 gesenkt werden. Im Verkehr treten in den meisten Szenarien trotz deutlicher Reduzierungen gegenüber 2005 in Höhe von bis zu 23 % (*K90oK* in 2020) auch in den ambitionierten Klimaschutzszenarien anteilig die höchsten Emissionen auf. In den Bereichen Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und in der Industrie kommt es ebenfalls in allen Szenarien im Vergleich zum Jahr 2005 zu einer deutlichen Reduzierung der Emissionen. Diese liegen in einem Bereich von 14 % (*REFoK* in 2020) bis maximal 48 % im Szenario *K90oK* in 2030.

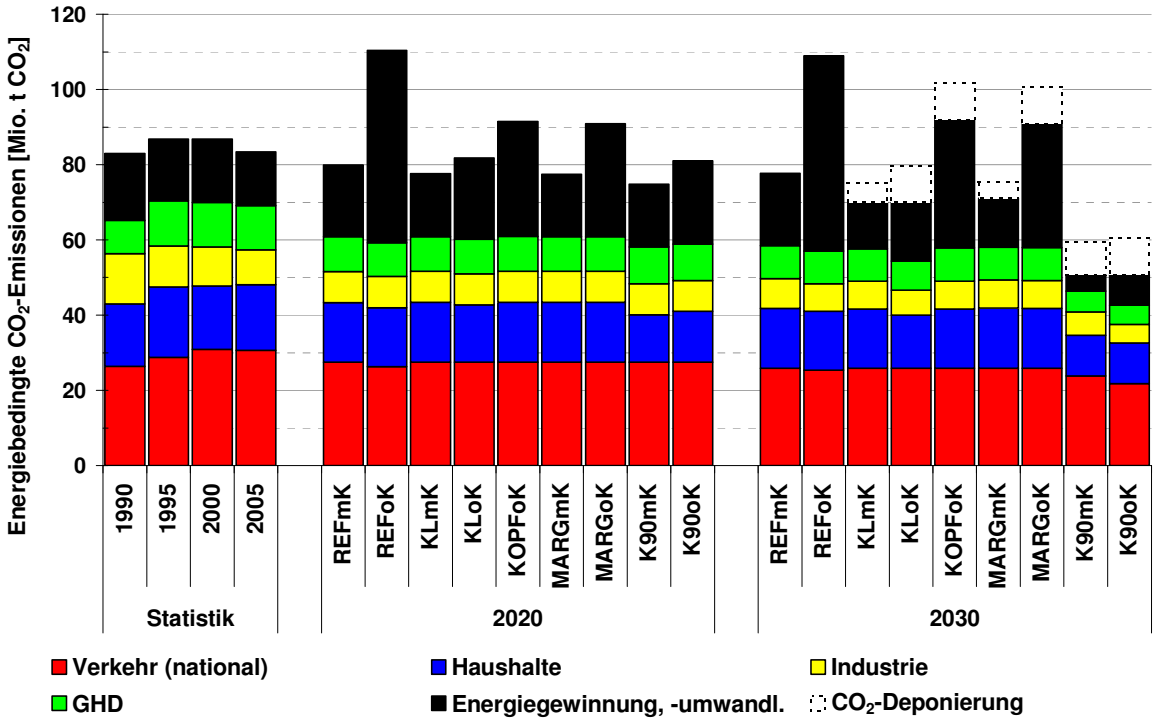

Abbildung 4-7: CO_2-Emissionen in Bayern nach Sektoren

4.2.5 Indikatoren für das bayerische Energiesystem

Die wichtigsten ökonomischen und ökologischen Indikatoren im Hinblick auf die Bewertung von Treibhausgasminderungsstrategien in Klimaschutzszenarien in Bayern sind in Tabelle 4-5 und in Tabelle 4-6 aufgeführt. Zunächst wird die Differenz der kumulierten Systemkosten gegenüber der Referenz mit Kernenergie ausgewiesen. Dieser Indikator zeigt, dass grundsätzlich Klimaschutzziele nur mit deutlichen Mehrkosten zu erreichen sind. Ist die Vorgabe zudem, entsprechende Ziele ohne Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke zu erreichen, steigen die Mehrkosten zusätzlich drastisch an. Während die Differenz der Mehrkosten innerhalb einer Szenariogruppe in der Referenzentwicklung zwischen den Varianten *REFmk* und *REFoK* 7,1 Mrd. € beträgt, steigt diese zwischen den Szenarien *KLmK* und *KLoK* auf 21,8 Mrd. € an und erreicht in der Gruppe *K90* zwischen den Szenarien *K90oK*

und *K90mK* maximal 44,8 Mrd. €. Das bedeutet, dass insbesondere für ambitionierte Klimaschutzziele die Frage der Laufzeitverlängerungen von enormer ökonomischer Bedeutung ist und durch die Abschaltung der Kernkraftwerke deutliche Mehrkosten auf die Volkswirtschaft zukommen.

Die moderatesten Mehrkosten treten in den *KOPF*- bzw. *MARG*-Szenariogruppen auf, wobei das Szenario *KOPF* für die Variante *mK* bereits in der Referenz erfüllt wird und daher, wie bereits in der Einführung des Kapitels erwähnt worden ist, hier nicht aufgeführt wird. Im Szenario *KOPFoK* ist mit Zusatzkosten gegenüber dem *Referenzszenario ohne Kernenergie* in Höhe von 3 Mrd. € lediglich eine relativ moderate Kostensteigerung notwendig, wobei die damit verbundenen Gesamtemissionen mit über 90 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr deutlich über dem Niveau aus der Vergangenheit liegen. Für die Szenariogruppen *KL* liegen die Mehrkosten im Vergleich zur jeweiligen Referenz zwischen 1,3 und 16,2 Mrd. € teilweise bereits deutlich höher, wobei die mit Abstand höchsten Mehrkosten in der Szenariogruppe *K90* zu beobachten sind. Sie liegen in einem Bereich von 21 bis 58,7 Mrd. € (als Differenz zwischen *REFoK* und *K90oK*).

Die geringsten marginalen Minderungskosten treten in 2020 in den *MARG*-Szenarien auf und liegen mit 37,3 $€_{05}$/t CO_2 (*MARGmK*) und maximal 39,9 $€_{05}$/t CO_2 *(MARGoK)* deutlich unter denen der anderen Szenariogruppen. Die Grenzkosten in den Gruppen KL und *K90* liegen in einem Bereich von deutlich über 100 €/t und betragen im Szenario *K90oK* maximal 1038,5 €/t im Jahr 2020. Das *KOPFoK*-Szenario besitzt aufgrund der konstanten Minderungsanforderung im Zeitraum 2020 bis 2030 am Ende des Betrachtungszeitraumes mit 53,4 €/t die geringsten marginalen Minderungskosten.

Tabelle 4-5: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien mit Kernenergie für Bayern

Szenario	Kumulierte Differenz-kosten gegenüber Referenz mit Kern-energie	Marginale Minde-rungskos-ten	Marginale Minde-rungskos-ten	Mittlere Stromge-stehungs-kosten	Kumulierte CO_2-Minderung gegen *REFmK*	Durch-schnittliche Minde-rungskos-ten	Pro-zentuale kumulierte Minderung gegen *REFmK*
	bis 2030	in 2020	in 2030	2030	bis 2030	bis 2030	
	[Mrd. $€_{05}$]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/MWh]	[Mio. t CO_2]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]
BYREFmK				50,7			
BYKLmK	1,3	122,6	24,8	52,7	132,8	10,0	6,7 %
BYMARGmK	0,9	37,3	87,4	51,8	117,6	7,9	6,0 %
BYK90mK	21,0	517,4	257,4	56,9	442,3	47,4	22,5 %

Beim Betrachten der mittleren Stromgestehungskosten, welche in der fünften Spalte aufgeführt sind, wird deutlich, dass die Werte aller Szenarien mit einer Laufzeitverlängerung deutlich unter denen ohne Kernenergie liegen. Insbesondere im *K90oK*-Szenario ist mit einer deutlichen Erhöhung zu rechnen ist, denn hier liegen die Stromgestehungskosten mit mehr als 95 $€_{05}$/MWh annähernd doppelt so hoch wie in den Szenarien mit Kernenergie.

In der jeweils sechsten Spalte sind die Emissionsminderungen kumuliert über den Gesamtbetrachtungszeitraum von 2010 bis 2030 gegenüber der jeweiligen Referenz zusammengefasst. Daraus ergeben sich in der siebten Spalte die durchschnittlichen Minderungskosten als Quotient der kumulierten Mehrkosten und der kumulierten CO_2-Minderung. Die prozentuale kumulierte Minderung in der letzten Spalte ist die Minderung gegenüber der jeweiligen Referenzentwicklung und liegt in einem Bereich von 6,7 % bis 38 %. Diese wird für den Vergleich der Szenarien je Bundesland übergreifend herangezogen und in Kapitel 5 noch näher analysiert.

Tabelle 4-6: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien ohne Kernenergie für Bayern

Szenario	Kumulierte Differenzkosten gegenüber Referenz mit Kernenergie	Marginale Minderungskosten	Marginale Minderungskosten	Mittlere Stromgestehungskosten	Kumulierte CO_2-Minderung gegen *REFoK*	Durchschnittliche Minderungskosten	Prozentuale kumulierte Minderung gegen *REFoK*
	bis 2030	in 2020	in 2030	2030	bis 2030	bis 2030	
	[Mrd. $€_{05}$]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/MWh]	[Mio. t CO_2]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]
BYREFoK	7,1			62,3			
BYKLoK	23,1	236,6	137,4	71,2	652,3	24,5	26,0 %
BYKOPFoK	10,0	98,2	53,4	67,3	277,4	10,6	11,0 %
BYMARGoK	11,3	39,9	101,5	77,0	332,2	12,7	13,2 %
BYK90oK	65,8	1038,5	575,6	95,9	953,9	61,5	38,0 %

4.3 Szenarioergebnisse für Hessen

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnungen des hessischen Energiesystems vorgestellt und die wichtigsten Aspekte diskutiert. Die berechneten Szenarien umfassen ebenfalls wie in Bayern annähernd die gesamte Bandbreite der Variationen, d. h., dass für alle möglichen Szenarien je zwei Unterszenarien mit und ohne Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke berechnet worden sind. Lediglich das Szenario *KOPFmK* wird nicht gesondert ausgewiesen, da die Minderungsanforderungen ebenfalls bereits in der Referenz-

entwicklung mit Kernenergie erreicht werden. Zunächst wird der Endenergieverbrauch präsentiert und dann die Nettostromerzeugung mit den einhergehenden Kapazitäten diskutiert. Über die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs werden dann die CO_2-Emissionen bestimmt, bevor abschließend die ökonomischen Kennwerte der einzelnen Szenarien miteinander verglichen werden.

4.3.1 Endenergieverbrauch in Hessen

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Hessen ist in Abbildung 4-8 für die Jahre 2020 und 2030 den historischen Werten gegenübergestellt. Auffällig ist in Hessen der dominante und zunehmend bedeutende Anteil des Flugkraftstoffes, der insbesondere durch den Verbrauch am Großflughafen Frankfurt/Main bedingt ist und daher für Hessen in der entsprechenden Grafik gesondert ausgewiesen wird. Ohne Berücksichtigung der Flugkraftstoffe sinkt der Endenergieverbrauch um mindestens 16 % bereits in der Referenz (2020) und maximal um 24 % im Szenario *K90oK* (2030), während unter Berücksichtigung der Flugkraftstoffe im Szenario *K90oK* (2030) lediglich 10 % Reduktion des Endenergieverbrauchs gegenüber dem Basisjahr 2005 erreicht werden. Generell tragen in den Szenarien weniger Mineralöle und Gase und dafür mehr erneuerbare Energien sowie Fern- und Nahwärme zum Endenergieverbrauch bei.

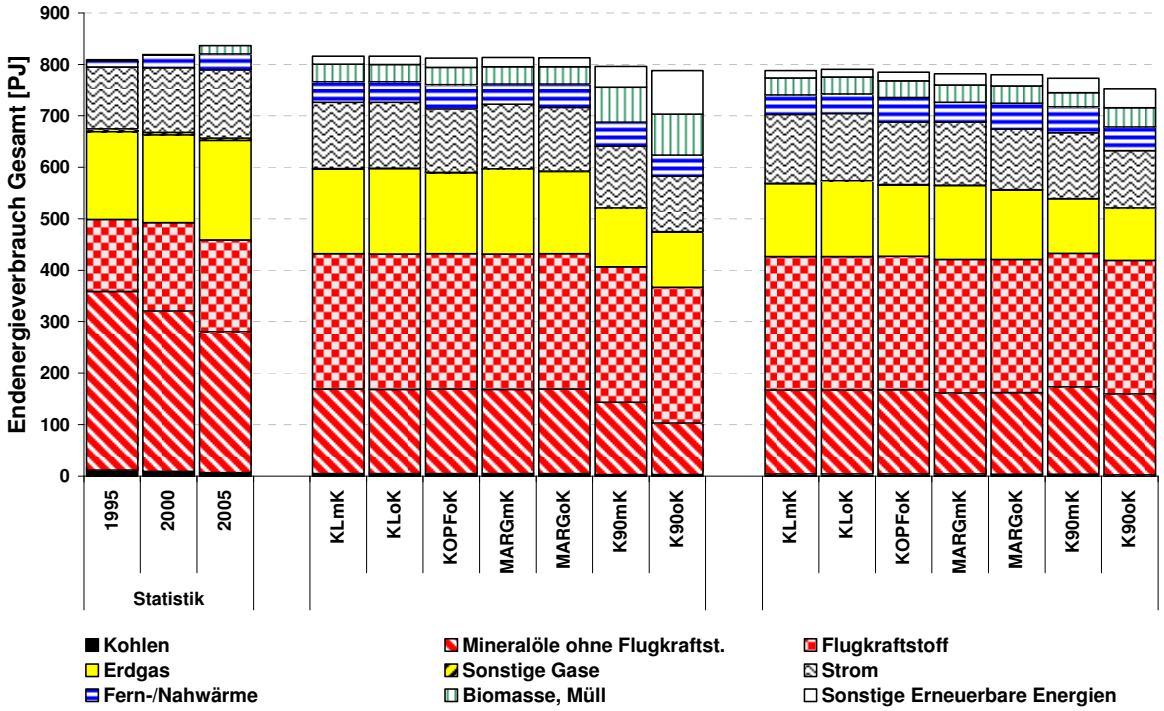

Abbildung 4-8: Endenergieverbrauch in Hessen nach Energieträgern

Die Differenzen in der Entwicklung des hessischen Endenergieverbrauchs im Vergleich zu der jeweiligen Referenz sind in Abbildung 4-9 dargestellt. In der Szenariogruppe

KL kommt es lediglich zu sehr geringen Einsparungen von Gasen. Im Szenario *KOPFoK* verringert sich der Gasverbrauch deutlich und bis 2030 zusätzlich der Stromverbrauch. Kompensiert werden diese Einsparungen vorrangig durch eine verstärkte Nutzung von Nah- und Fernwärme. In der Szenariogruppe *MARG* sind Verringerungen im Strom-, Gas- und Mineralölverbrauch zu beobachten. Hingegen kommt es hier im Szenario *MARGoK* zu einer Zunahme des Endenergieverbrauchs von Nah- und Fernwärme. Die deutlichsten Unterschiede im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung sind in der Szenariogruppe *K90* zu erkennen. Insbesondere in 2020 und vorrangig im Szenario ohne Kernenergie kommt es zu deutlichen Einsparungen von Mineralölen, Gasen und Strom. Demgegenüber steht eine steigende Nutzung von Biomasse, sonstigen erneuerbaren Energieträgern sowie von Nah- und Fernwärme.

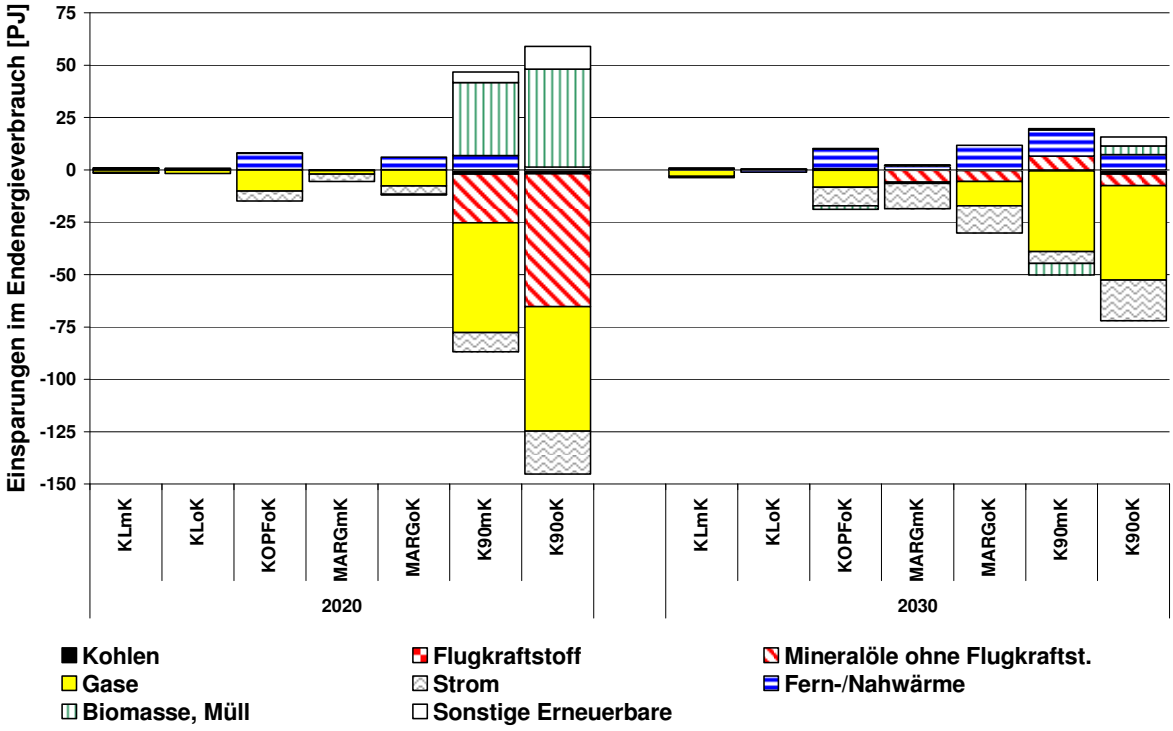

Abbildung 4-9: Differenzen des hessischen Endenergieverbrauchs im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung

Wie bereits in den Szenarioanalysen für Bayern zu beobachten war, sind neben den Verschiebungen in der Struktur des hessischen Endenergieverbrauchs auch die genutzten Einsparungen für die deutlichen Veränderungen im Endenergieverbrauch verantwortlich. Die höchsten genutzten Einsparpotenziale sind im Szenario *K90oK* zu beobachten (vgl. Abbildung 4-10). Hier kommt es in allen betrachteten Endenergiesektoren, also den Haushalten, dem Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor (GHD) und der Industrie, sowohl bei den Brennstoffen als auch beim Strom zu signifikanten Einsparungen von insgesamt etwa 45 PJ bis zum Jahr 2030. Auch in Hessen wird deutlich, dass bereits ein Teil (ca. 13 PJ) der Brennstoffeinsparungen in den Haushalten, dem GHD-Sektor und in der Industrie sowie ein Teil der industriellen Stromeinsparungen bereits in den Referenz-

szenarien Teil der optimalen Lösung sind. Auffällig ist, dass signifikante Einsparpotenziale im GHD-Sektor erst in den *K90*-Szenarien umgesetzt werden.[2]

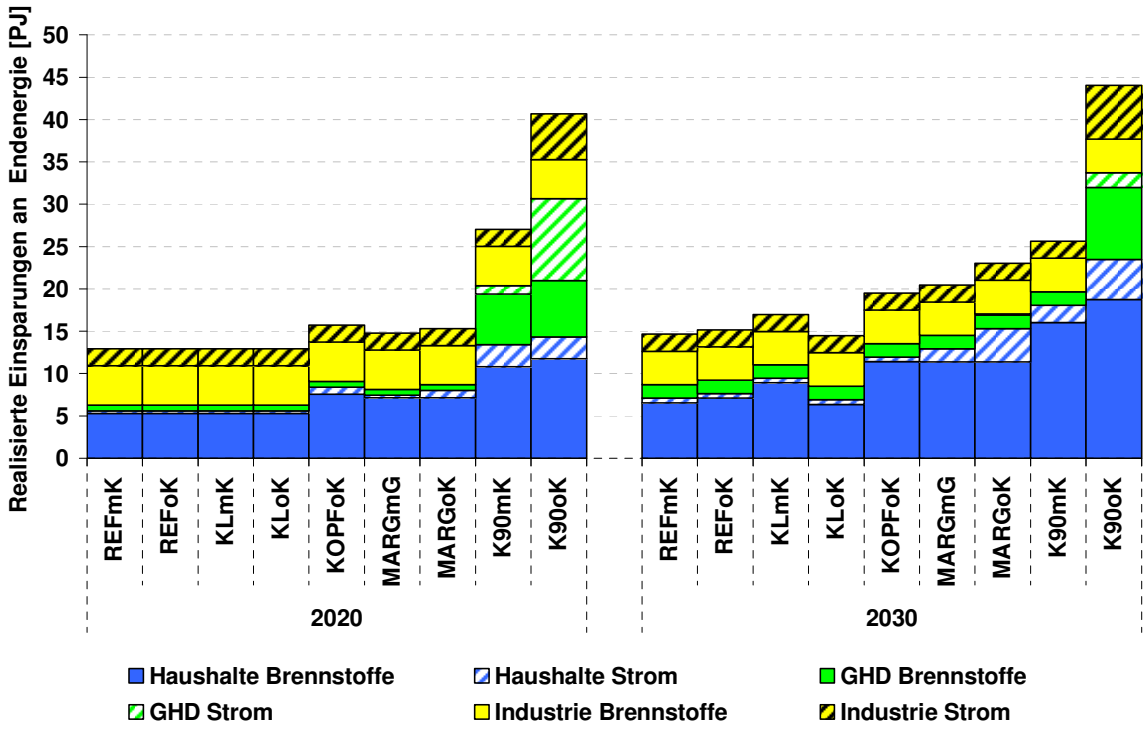

Abbildung 4-10: Realisierte Einsparungen im hessischen Endenergieverbrauch

4.3.2 Nettostromerzeugung in Hessen

Das Gesamtniveau der Nettostromerzeugung liegt in 2020 und 2030 in allen Szenarien deutlich über dem Niveau der Vergangenheit. Der aus den Modellannahmen und aufgrund der Vergleichbarkeit mit den anderen Bundesländern gewählte Ansatz eines ausgeglichenen Stromimportsaldos bedingt diese Erhöhung. In allen Szenarien ist grundsätzlich ein deutlicher Zuwachs der Stromerzeugung aus Erdgas zu beobachten. Die wegfallenden Strommengen aus der Kernenergie werden in den *oK*-Szenarien ohne Laufzeitverlängerungen sehr unterschiedlich ersetzt. In den Szenarien *REFoK* und *KLoK* und *KOPFoK* findet ein Ersatz primär durch Steinkohle statt. In den Szenarien *MARGoK* und *K90oK* steigt vor allem die Stromerzeugung aus Erdgas und Windkraft deutlich an. In allen Szenarien steigt die Windstromerzeugung deutlich über das historische Niveau, wobei der Zuwachs besonders stark in den Szenariogruppen *MARG* und *K90* zu beobachten ist. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft bleibt in allen Szenarien auf historischem Niveau. Die Stromerzeugung aus Biomasse erhöht sich in allen Szenarien und besonders deutlich in den

[2] Es muss darauf hingewiesen werden, dass auch im Verkehr Einsparpotenziale genutzt werden, die in der aufgeführten Abbildung jedoch nicht dokumentiert sind, da lediglich Brennstoff- und Stromeinsparungen dokumentiert werden, die im Verkehr keine Rolle spielen.

K90-Szenarien. Die photovoltaische Stromerzeugung verzeichnet zwar starke Zuwächse, bleibt jedoch in der Gesamtbetrachtung für Hessen durchgängig eher unbedeutend.

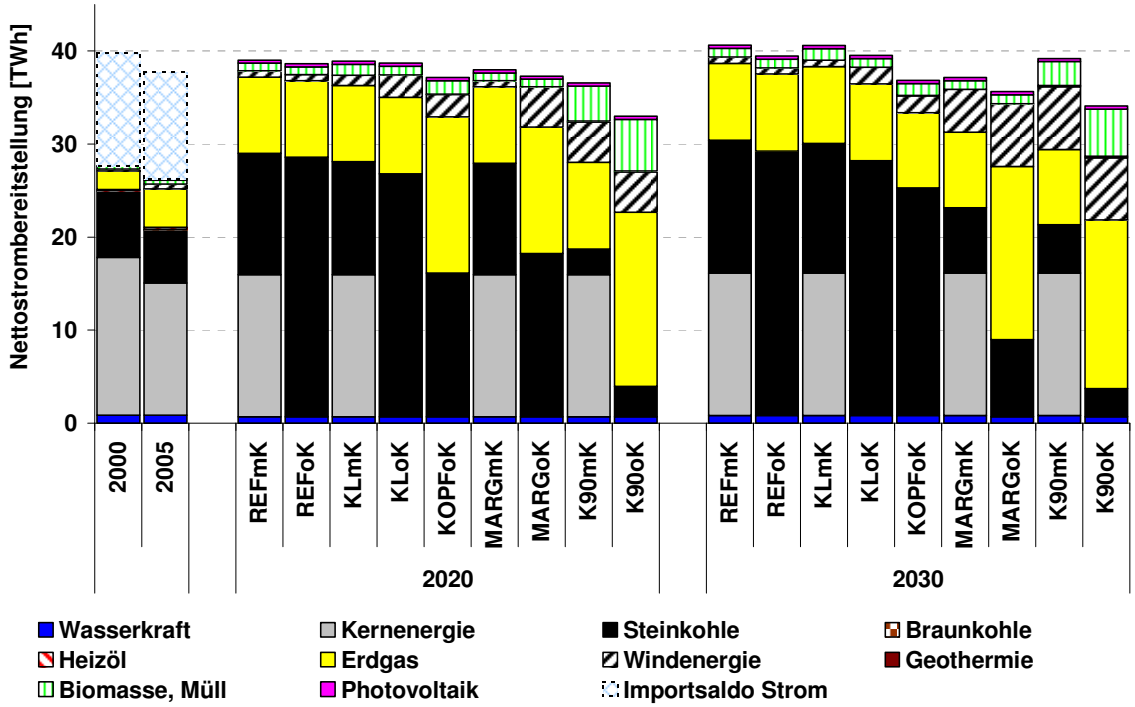

Abbildung 4-11: Nettostromerzeugung in Hessen nach Energieträgern

Die erforderliche Nettoengpassleistung ist in Abbildung 4-12 dargestellt. Insgesamt liegt das Niveau deutlich über den historischen Werten. Dies liegt vorrangig an der notwendigen Erhöhung durch den ausgeglichenen Stromimportsaldo und außerdem am verstärkten Ausbau der Windkraftanlagen und der photovoltaischen Stromerzeugung, deren jährliche Nutzungsstunden auch in Zukunft deutlich unter denen konventioneller Kraftwerke liegen werden. Daher ist im Szenario *K90oK* eine Zunahme der installierten Nettoengpassleistung von 123 % im Vergleich zu 2005 erforderlich. Der Ersatz der Kernkraftwerke in den *oK*-Szenarien wird vorrangig durch Steinkohlekraftwerke realisiert. In den Szenariogruppen *MARG* und *K90* sowie im Szenario *KOPFoK* tragen auch verstärkt Steinkohlekraftwerke mit CO_2-Abscheidung bei. Deren Anteil an der Nettostromerzeugung liegt beispielsweise im Szenario *K90oK* zwischen 4 % in 2020 und knapp 9 % in 2030. Bei stärkerem Ausbau der erneuerbaren Energien und verschärften Klimaschutzanforderungen steigt darüber hinaus der Anteil flexibler Erdgaskraftwerke.

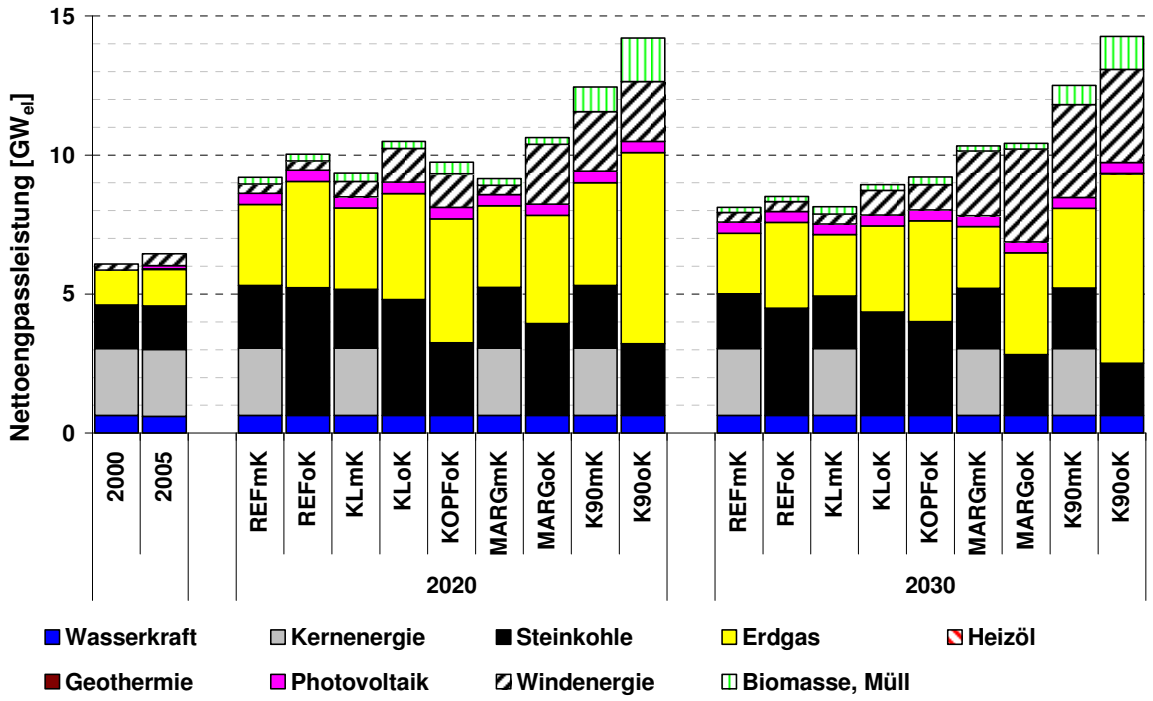

Abbildung 4-12: Nettoengpassleistung in Hessen nach Energieträgern

4.3.3 Primärenergieverbrauch in Hessen

Die Entwicklung des hessischen Primärenergieverbrauchs für 2020 und 2030 ist in Abbildung 4-13 den historischen Werten gegenübergestellt. Es kommt zu deutlichen Einsparungen von Mineralölen, wobei die Flugkraftstoffe in Hessen gesondert ausgewiesen werden und zukünftig deutlich zunehmen werden. Dies beruht auf der Annahme des weiteren Ausbaus des Großflughafens in Frankfurt am Main und einer weiteren Zunahme des internationalen Luftverkehrs. Die Bedeutung der Gase am Primärenergieverbrauch bleibt in Hessen auf gleichem Niveau, wobei es lediglich im Szenario *MARGoK* zu dauerhaften Zuwächsen von maximal etwa 5 % kommt. In allen anderen Szenarien kommt es bis 2030 zu Einsparungen von Gasen von bis zu maximal 36 % im Szenario *K90mK*. Deutliche Zuwächse verzeichnet in allen Szenarien der Primärenergieverbrauch der Biomasse, wobei insbesondere in den *K90*-Szenarien bis 2030 eine deutliche Zunahme mit einer Vervierfachung des Biomasseverbrauchs zu beobachten ist. Bezogen auf den Gesamtprimärenergieverbrauch bleibt die Windenergie trotz einer Verachtfachung in den Szenarien *MARGoK*, *K90mK* und *K90oK* mit einem Anteil von unter 3 % relativ unbedeutend.

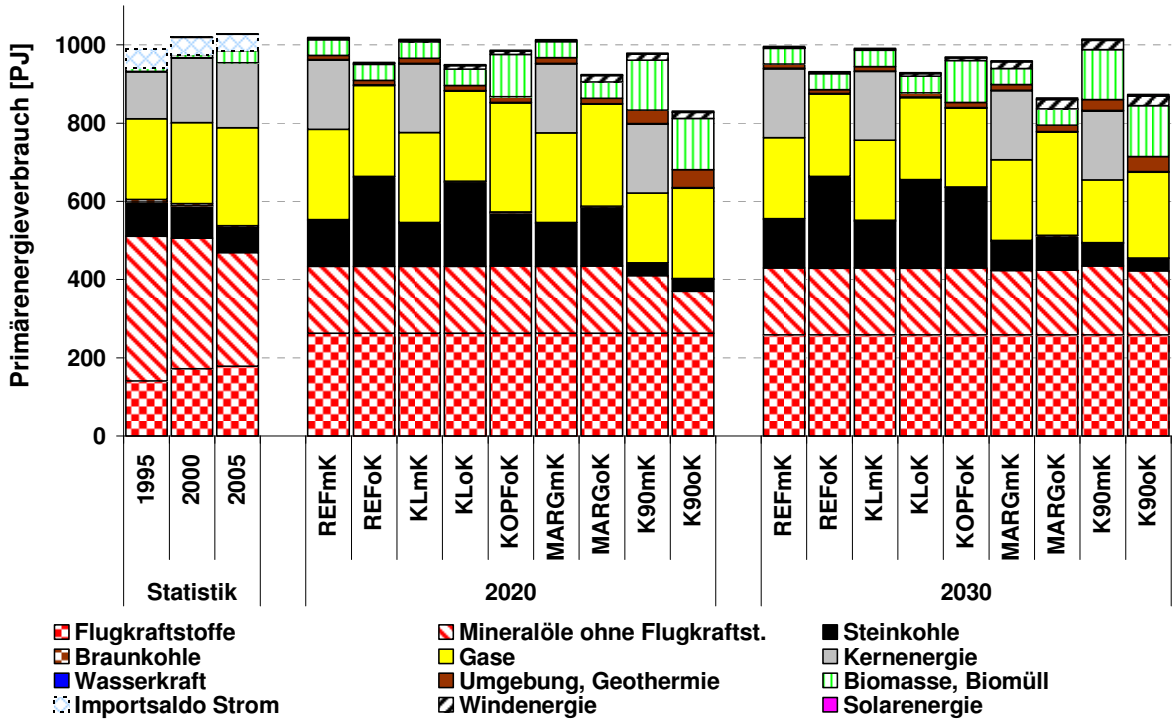

Abbildung 4-13: Primärenergieverbrauch in Hessen nach Energieträgern

4.3.4 CO_2-Emissionen in Hessen

Die hessischen CO_2-Emissionen der Vergangenheit sind in Abbildung 4-14 den berechneten Werten für die Szenarien gegenübergestellt. Das Gesamtniveau in den Minderungsszenarien liegt im Vergleich zu 2005 im Modelljahr 2020 zwischen einer Zunahme von 12 % und einer Minderung von maximal 41 %, welche in den *K90*-Szenarien stattfindet. Der internationale Flugverkehr ist dabei nicht berücksichtigt, so dass nur 20 % der Emissionen des Luftverkehrs der hessischen CO_2-Bilanz zugeschrieben werden. Im nationalen Verkehr kommt es im Vergleich zu 2005 in allen Szenarien zu Einsparungen von mindestens 12 %. In den Szenarien *K90oK* um *K90mK* sind die signifikantesten Reduktionen zu beobachten. Diese betragen bis zum Jahr 2020 bis zu 48 %.

Im privaten Haushaltssektor werden in allen Minderungsszenarien bereits in 2020 im Vergleich zu 2005 etwa 40 % eingespart und bis zum Jahr 2030 die Minderung auf insgesamt über 45 % angehoben. In der Szenariogruppe *K90* liegt die erreichte Minderung im Bereich der privaten Haushalte bereits in 2020 bei 52 % und steigert sich dann bis 2030 auf 57 %. Die Einsparungen im Gewerbe, Handel, Dienstleistungssektor liegen im Jahr 2020 zwischen 30 und 40 % und in 2030 bei maximal 45 %. Die CO_2-Emissionen in der Industrie sinken um mindestens 55 %. Der maximale Beitrag wird mit 74 % wiederum im Szenario *K90oK* erreicht, wobei die Reduktionen in den Szenarien *MARGoK* und *K90mK* nur unmerklich geringer sind. Die größte Bandbreite von Veränderungen ist im Energieumwandlungssektor zu beobachten. Deutlichen Einfluss auf die Höhe der

Emissionen dieses Bereiches haben vor allen Dingen die Nutzung der CO_2-Abscheidung sowie die Frage der Fortführung der Kernenergie.

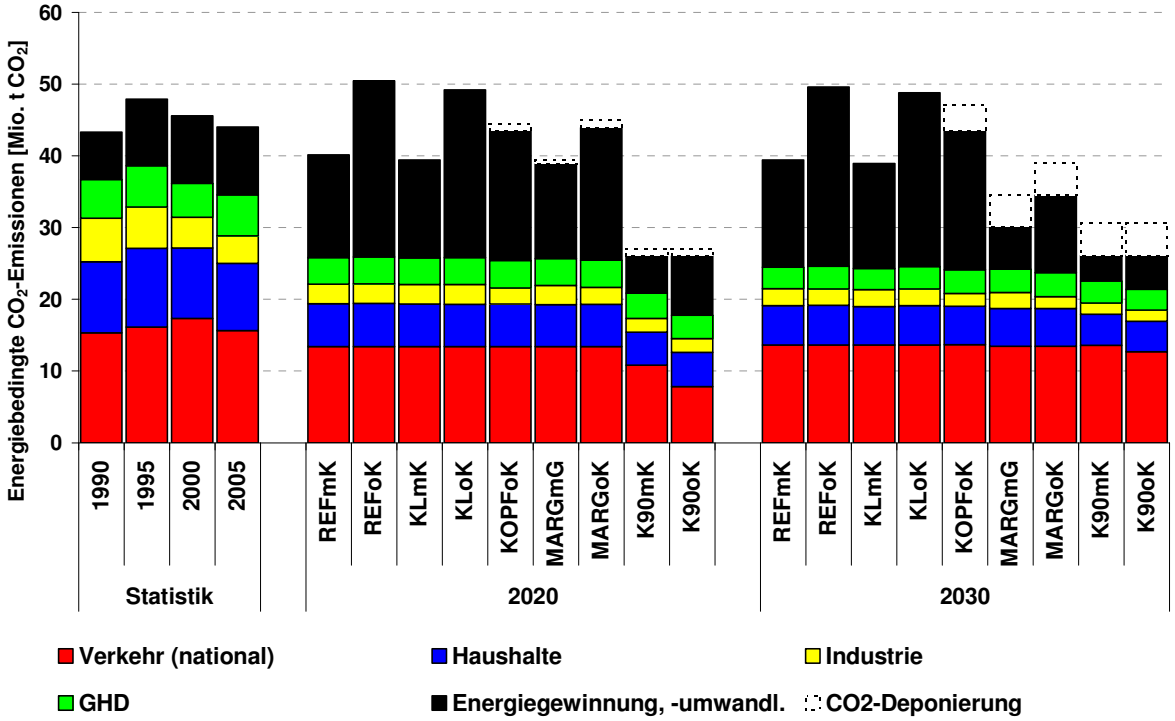

Abbildung 4-14: CO_2-Emissionen in Hessen nach Sektoren

In einigen Szenarien kommt es im Umwandlungssektor zu einer drastischen Zunahme der Emissionen aufgrund der verstärkten Nutzung von fossilen Stromerzeugungstechniken. Insbesondere in den Szenarien ohne Kernenergie sind daher deutliche Erhöhungen der CO_2-Emissionen zu verzeichnen. Im *KLoK*-Szenario steigen die Emissionen des Umwandlungsbereiches gegenüber 2005 um + 147 %, aber auch in den *mK*-Szenarien kommt es teilweise zu erhöhten Emissionen von maximal 39 % in 2020. Die größten Einsparungen gibt es bis 2020 mit bis zu 46 % erwartungsgemäß im *K90mK*-Szenario, aber auch im *K90oK*-Szenario können im Umwandlungssektor bis zu 13 % gegenüber 2005 gemindert werden. Von großer Bedeutung ist auch in Hessen analog zu den bayerischen Modellergebnissen die Nutzung der CO_2-Abscheidungstechnologie, welche in den allen Szenarien mit expliziten Klimaschutzanforderungen die Wirtschaftlichkeit erreicht.

4.3.5 Indikatoren für das hessische Energiesystem

Die wichtigsten minderungsrelevanten Indikatoren für Hessen sind in Tabelle 4-7 sowie in Tabelle 4-8 aufgeführt. In der jeweils zweiten Spalte der beiden Tabellen zeigen die Differenzen der kumulierten Systemkosten gegenüber der Referenz mit Kernenergie, wie auch bereits in Bayern zu beobachten gewesen war, dass Klimaschutzziele grundsätzlich nur mit deutlichen Mehrkosten zu erreichen sind. Auch hier wird deutlich, dass mit der Vorgabe, entsprechende Ziele ohne die Option von Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke

erreichen zu müssen, die Mehrkosten gegenüber der jeweiligen Referenzentwicklung zum Teil drastisch ansteigen.

Tabelle 4-7: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien mit Kernenergie für Hessen

Szenario	Kumulierte Differenz-kosten gegenüber Referenz mit Kern-energie	Marginale Minde-rungskos-ten	Marginale Minde-rungskos-ten	Mittlere Stromge-stehungs-kosten	Kumulierte CO_2-Minderung gg. *REFmK*	Durch-schnittliche Minde-rungskos-ten	Pro-zentuale kumulierte Minderung
	bis 2030	in 2020	in 2030	2030	bis 2030	bis 2030	Gegen REF
	[Mrd. $€_{05}$]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/MWh]	[Mio. t CO_2]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]
HSREFmK				51,8			
HSKLmK	0,9	k.A.	k.A.	53,1	17,2	55	1,8%
HSMARGmK	1,6	37,3	87,4	52,0	74,9	22	8,0%
HSK90mK	37,8	592	197	61,7	283,8	133	30,2%

Während der Unterschied in der Referenzentwicklung zwischen den Varianten *REFmk* und *REFok* sowie in den Klimaschutzszenarien zwischen *KLmK* und *KLoK* bei jeweils 6,3 Mrd. € liegt, steigt diese Differenz zwischen den Szenarien *MARGoK* und *MARGmK* auf 10,5 Mrd. € an und beträgt in der Gruppe *K90* als Differenz zwischen den Szenarien *K90oK* und *K90mK* maximal 64 Mrd. €. Das bedeutet analog zu den bayerischen Ergebnissen, dass insbesondere bei ambitionierten Klimaschutzzielen die Frage von Laufzeitverlängerungen enormen Einfluss auf die volkswirtschaftliche Mehrbelastung besitzt. Bei einer Bewertung der Mehrkosten für die einzelnen Szenarien unabhängig von der Frage der Laufzeitverlängerung wird deutlich, dass die moderatesten Szenarien in Hessen kostenseitig in den *KL*- und *MARG*-Szenariogruppen zu finden sind. Wobei das Szenario *KOPF* für die Variante *mK* bereits in der Referenz erfüllt wird und daher hier nicht explizit aufgeführt wird. Auch das Szenario *KOPFoK* ist mit 5,9 Mrd. € Mehrkosten noch mit einer relativ moderaten Kostensteigerung erreichbar, wobei die Höhe der Emissionen mit über 90 Millionen Tonnen CO_2 deutlich über dem Niveau der historischen Werte liegt. Für die Szenariogruppen *K90* liegen die Differenzen dabei zwischen 37,8 und 95,6 Mrd. € mit Abstand am höchsten.

In der jeweils dritten und vierten Spalte sind die marginalen Minderungskosten in $€_{05}$/t CO_2 für die Jahre 2020 und 2030 aufgeführt. Hier wird deutlich, dass bei Erreichung des Minderungsziels im *K90*-Szenario für Hessen sehr hohe marginale Minderungskosten von bis zu 1.145 €/t CO_2 auftreten. Im Szenario mit Kernenergie (*K90mK*) liegen die Kosten mit einer Spannbreite von 197 bis knapp 600 €/t zwar deutlich geringer als im Szenario ohne

Kernenergie, jedoch deutlich über den Grenzkosten in der *MARG*-Szenariogruppe. Diese liegen, wie bereits in Bayern beschrieben, zwischen 37 und 102 €/t CO_2. In einer vergleichbaren Größenordnung sind die marginalen Minderungskosten des *KOPFoK*-Szenarios. Für die *KL*-Szenariogruppe konnten keine Grenzkosten ausgewiesen werden, da die Emissionsminderung keine Optimierungsrandbedingung darstellt. Emissionsminderungen in dieser Szenariogruppe entstehen daher ausschließlich durch Folgeeffekte anderweitiger Umstrukturierungen im Energiesystem.

Tabelle 4-8: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien ohne Kernenergie für Hessen

Szenario	Kumulierte Differenzkosten gegenüber Referenz mit Kernenergie	Marginale Minderungskosten	Marginale Minderungskosten	Mittlere Stromgestehungskosten	Kumulierte CO_2-Minderung gg. jeweilige *REFoK*	Durchschnittliche Minderungskosten	Prozentuale kumulierte Minderung
	bis 2030	in 2020	in 2030	2030	bis 2030	bis 2030	Gegen REF
	[Mrd. $€_{05}$]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/MWh]	[Mio. t CO_2]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]
HSREFoK	6,3			60,6			
HSKLoK	7,2	k.A.	k.A.	61,7	25,4	36	2,2%
HSKOPFoK	12,1	51	87	61,7	149,1	39	13,0%
HSMARGoK	10,9	39,9	101,5	60,6	177,5	26	15,4%
HSK90oK	101,8	1145	650	74,7	494,5	193	43,0%

Die mittleren Stromgestehungskosten der berechneten Szenarien sind in der jeweils fünften Spalte der Tabelle 4-7 und der Tabelle 4-8 aufgeführt. Sie liegen in einem Bereich zwischen 51,8 €t_{05}/MWh und knapp 74,7 $€_{05}$/MWh. Die Kosten in den Szenarien ohne Kernenergie liegen etwa 20 % über denen mit Laufzeitverlängerungen. Auch hier erhöht sich, wie bereits bei der Betrachtung der Gesamtsystemkosten beobachtet werden konnte, die Differenz insbesondere bei ambitionierten Klimaschutzszenarien.

Die kumulierten Minderungen der CO_2-Emissionen über den gesamten Betrachtungszeitraum gegenüber der jeweiligen Differenz (*REFmK* bzw. *REFoK*) sind in der drittletzten Spalte aufgeführt. Zu den geringsten Einsparungen in Höhe von 17 bis 25 Mio. t CO_2 kommt es in den *KL*-Szenarien. Im Vergleich dazu ist die erreichte kumulierte Minderung in den Szenarien *KOPFoK* und *MARGoK* mit 149 bis 178 Mio. t CO_2 bereits deutlich höher. Für das *MARGmK*-Szenario mit Kernenergie ist der Minderungseffekt nicht so stark ausgeprägt und liegt kumuliert bei lediglich 75 Mio. t CO_2. Die größten kumulierten Reduzierungen treten in der *K90*-Szenariogruppe auf. Sie liegen zwischen 283 und 495 Mio. t CO_2.

Die Quotienten aus den kumulierten Minderungskosten und den kumulierten CO_2-Minderungsmengen sind in der vorletzten Spalte dargestellt. Die geringsten durchschnittlichen Kosten ergeben sich mit 22 bis 26 $€_{05}$/t CO_2 in den *MARG*-Szenarien. In den *K90*-Szenarien liegen die durchschnittlichen Minderungskosten mit bis zu 193 $€_{05}$/t CO_2 mit Abstand am höchsten, dafür ist die prozentuale Minderung, die in der letzten Spalte abgebildet ist, mit 30 bis 43 % am deutlichsten.

4.4 Szenarioergebnisse für Sachsen

Die Ergebnisse für die berechneten Szenarien des sächsischen Energiesystems beschränken sich im Vergleich zur Referenz auf drei weitere Alternativen. Das Szenario *K90* erübrigt sich, da bereits in der Referenzentwicklung unter den getroffenen Annahmen, wie z. B. dem ausgeglichenen Stromimportsaldo, die Emissionsobergrenze unterschritten wird. Szenarien mit der Option des Baus von Kernkraftwerken werden nicht berechnet.

4.4.1 Endenergieverbrauch in Sachsen

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Sachsen ist in Abbildung 4-15 im Szenariovergleich dargestellt. Im Szenario *SNKL* kommt es dabei zu den deutlichsten Einsparungen. Währenddessen stabilisiert sich der Gesamtendenergieverbrauch des *SNKOPF*-Szenarios auf dem Niveau der Vergangenheit. Es ist erkennbar, dass in der Referenz und in *SNKOPF* und *SNMARG* der Stromverbrauch deutliche Zuwächse verzeichnen kann. In allen Szenarien steigt der Endenergieverbrauch von Biomasse und sonstigen Erneuerbaren Energien zu Lasten von Mineralölen und Gasen.

Zur Verdeutlichung der Unterschiede im Endenergieverbrauch im Vergleich zur Referenz für die Jahre 2020 und 2030 dient die in Abbildung 4-16 gewählte Darstellung. Im Szenario *SNKL* kommt es zu starken Einsparungen bei den fossilen Energieträgern in Form von Mineralölen, Erdgas und Kohlen sowie von Strom. Demgegenüber steht eine verstärkte Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien, die vor allem durch die Nutzung von Umgebungswärme realisiert wird. Im *SNKOPF*-Szenario kommt es im Jahr 2020 zu einer deutlichen Erhöhung der Nutzung durch Biomasse, die jedoch im Jahr 2030 wieder abnimmt. Dies ist damit zu begründen, dass das Klimaschutzziel für 2030 keine weitere Verschärfung beinhaltet und durch andere Maßnahmen kostengünstiger zu erreichen ist. Demgegenüber findet die Erhöhung der Biomassenutzung im Szenario *SNKL* nicht statt, da die Biomassepotenziale in diesem Szenario verstärkt in der Verstromung genutzt werden, um die vorgegeben Quote der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zu erreichen. Daher wird im *SNKOPF* Szenario vermehrt Fernwärme genutzt. Demgegenüber kommt es im *SNMARG*-Szenario zu geringen Einsparungen von Strom und fossilen Energieträgern.

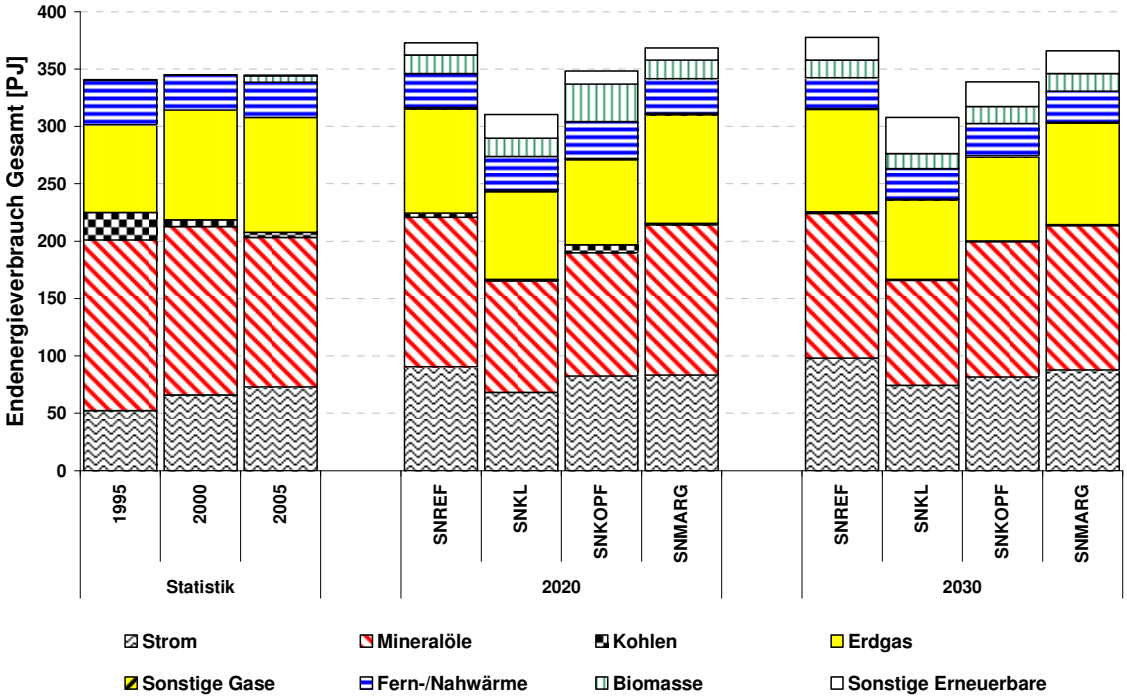

Abbildung 4-15: Endenergieverbrauch in Sachsen nach Energieträgern

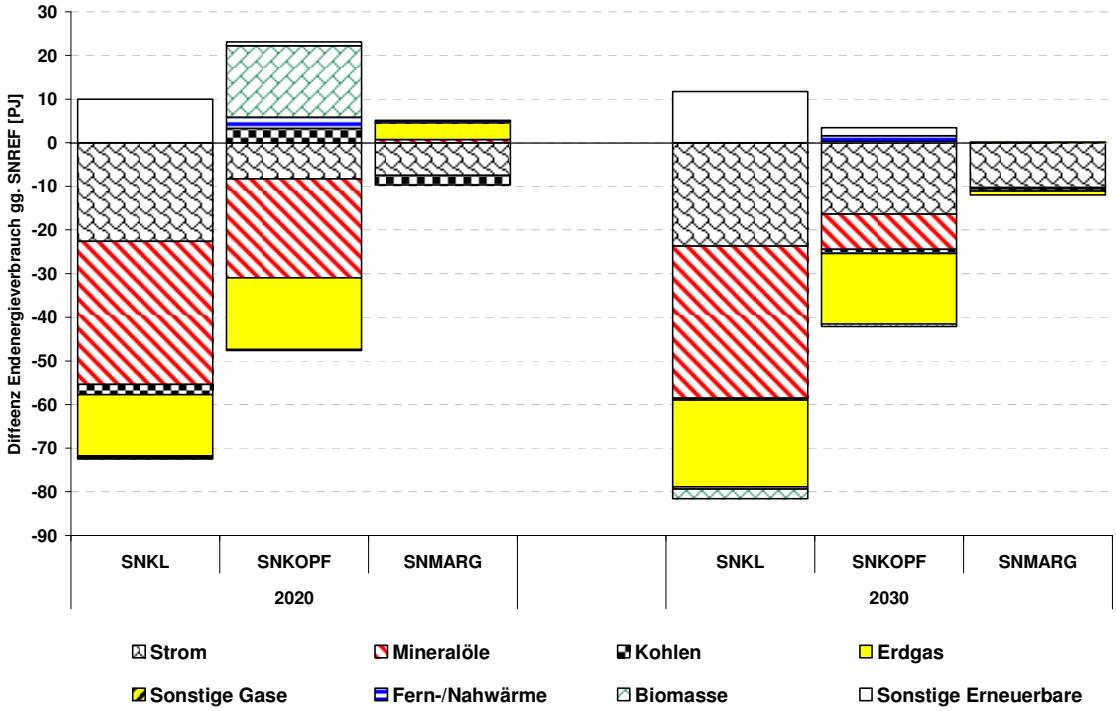

Abbildung 4-16: Differenz des sächsischen Endenergieverbrauchs im Vergleich zur Referenzentwicklung

Wie bereits in Bayern und Hessen sind nicht nur die Substitutionseffekte, sondern vor allem die Einsparungen in den Anwendungsbereichen für die Verringerung des Endenergieverbrauchs verantwortlich. Wie in Abbildung 4-17 zu sehen ist, werden bereits bis 2020 in der Referenz und in allen anderen Szenarien im Haushaltssektor signifikante Brennstoffeinsparungen in Höhe von mindestens 13,6 PJ realisiert. Auch die Brennstoffeinsparungen in der Industrie liegen in den Klimaschutzszenarien bei mindestens 8,2 PJ, so z. B. im *SNMARG*-Szenario im Jahr 2020, und erreichen maximal 19,5 PJ in 2030 im *SNKL*-Szenario. In der Industrie kommt es zusätzlich zu bedeutenden Stromeinsparungen in allen Szenarien. Die Einsparungen in den Minderungsszenarien liegen hierbei zwischen 7,2 und 16,6 PJ. Signifikante Stromeinsparpotenziale werden hingegen fast ausschließlich in den Szenarien *SNKL* und *SNKOPF* umgesetzt. Die Gesamthöhe der realisierten Einsparungen liegen bei maximal 66,0 PJ im Jahr 2020 bzw. bei 81,6 PJ in 2030 und werden im auf Effizienz fokussierten *SNKL*-Szenario erreicht.

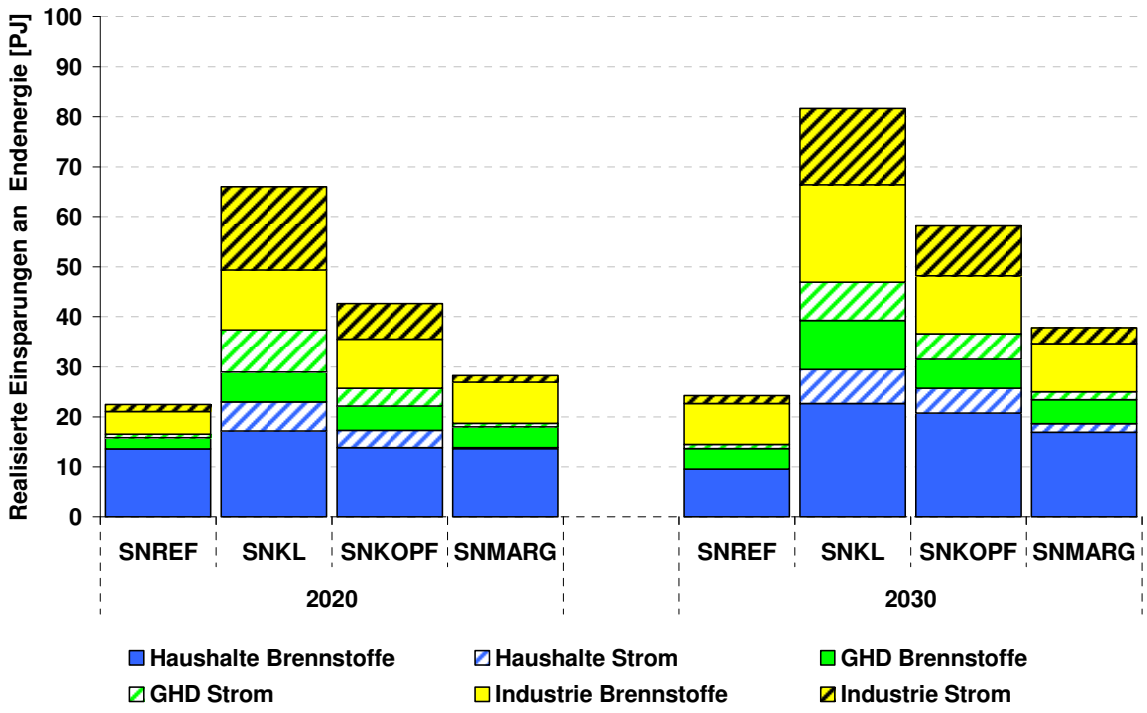

Abbildung 4-17: Realisierte Einsparungen im sächsischen Endenergieverbrauch

4.4.2 Nettostromerzeugung in Sachsen

In Abbildung 4-18 ist die Entwicklung der sächsischen Stromerzeugung dargestellt. Diese wird dabei in allen berechneten Szenarien, wie bereits in der Vergangenheit, auch in den kommenden Jahrzehnten weiterhin von der Braunkohleverstromung dominiert. Dabei ist das Gesamtniveau im Vergleich zu 2005 deutlich geringer, was allerdings vor allem mit der Annahme eines ausgeglichenen Stromimportsaldos zu begründen ist. Diese Annahme ist für die

Vergleichbarkeit innerhalb dieser Arbeit zwar unumgänglich, in der Realität jedoch als eher unwahrscheinlich anzusehen.

Die Stromerzeugung aus Erdgas spielt ab 2020 in Sachsen nur noch im *SNKOPF*-Szenario eine Rolle. Deutliche Zuwächse verzeichnet vor allem die Windkraft. Das maximale Potenzial von 2,3 TWh/a wird bereits in 2020 in allen Alternativszenarien erreicht. Lediglich in der Referenz wird dieser Wert 2020 mit 1,8 TWh/a noch nicht vollständig erreicht. Im Jahr 2030 wird dann auch in diesem Szenario das maximale Potenzial ausgeschöpft.

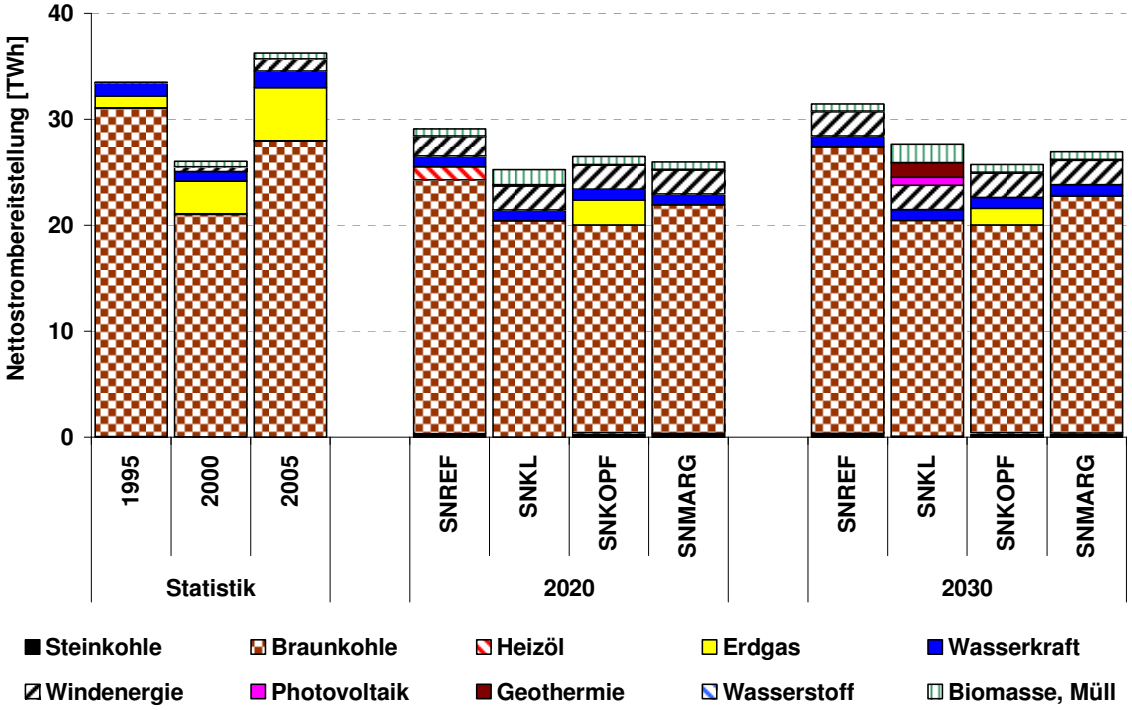

Abbildung 4-18: Nettostromerzeugung in Sachsen nach Energieträgern

Die Differenzen bezüglich der Nettostrombereitstellung im Vergleich zur Referenzentwicklung werden in Abbildung 4-19 aufgezeigt. In allen Szenarien kommt es dabei zu einer deutlichen Abnahme der Braunkohleverstromung von bis zu 7,4 TWh/a. Deutlich wird auch der steigende Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Szenario *SNKL* entsprechend den Szenariorandbedingungen. Die geothermische Stromerzeugung trägt hier ab 2030 entscheidend zur Erreichung des vorgegebenen Anteils erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung bei. Die photovoltaische Stromerzeugung und die Umwandlung aus Biomasse zeigen ebenfalls eine signifikante Erhöhung.

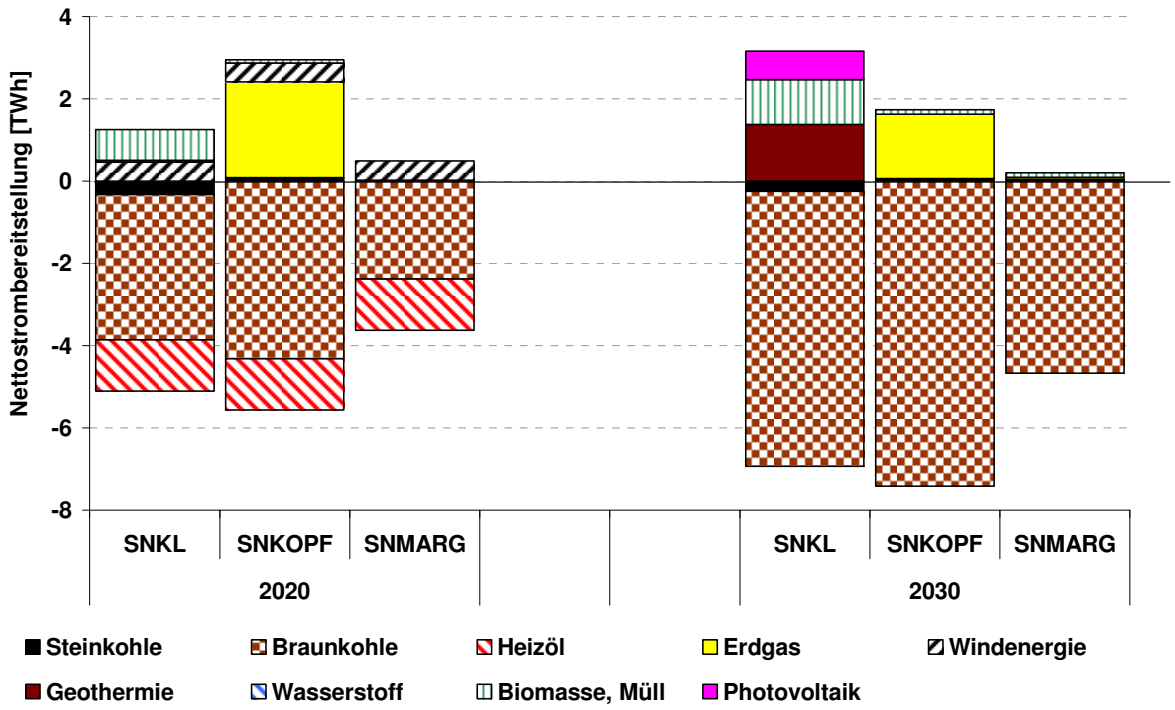

Abbildung 4-19: Differenz in der Nettostromerzeugung in Sachsen im Vergleich zur Referenzentwicklung

Die erforderliche Nettoengpassleistung in Sachsen ist in Abbildung 4-20 dargestellt. Insgesamt liegt das Niveau trotz einer geringeren Nettostromerzeugung über den historischen Werten von 2000 und 2005. Dies liegt vorrangig am verstärkten Ausbau der Windkraftanlagen und anderer erneuerbarer Energietechniken, wie beispielsweise der photovoltaischen Stromerzeugung, deren jährliche Nutzungsstunden auch in Zukunft deutlich unter denen konventioneller Kraftwerke liegen werden. Geothermische Stromerzeugungsanlagen und Kraftwerke mit Biomassefeuerung bzw. Zufeuerung in konventionellen Braunkohlekraftwerken verzeichnen einen deutlichen Zuwachs. Die Zunahme der Steinkohle ist in allen Szenarien zu beobachten. Hierbei handelt es sich um industrielle KWK-Anlagen.

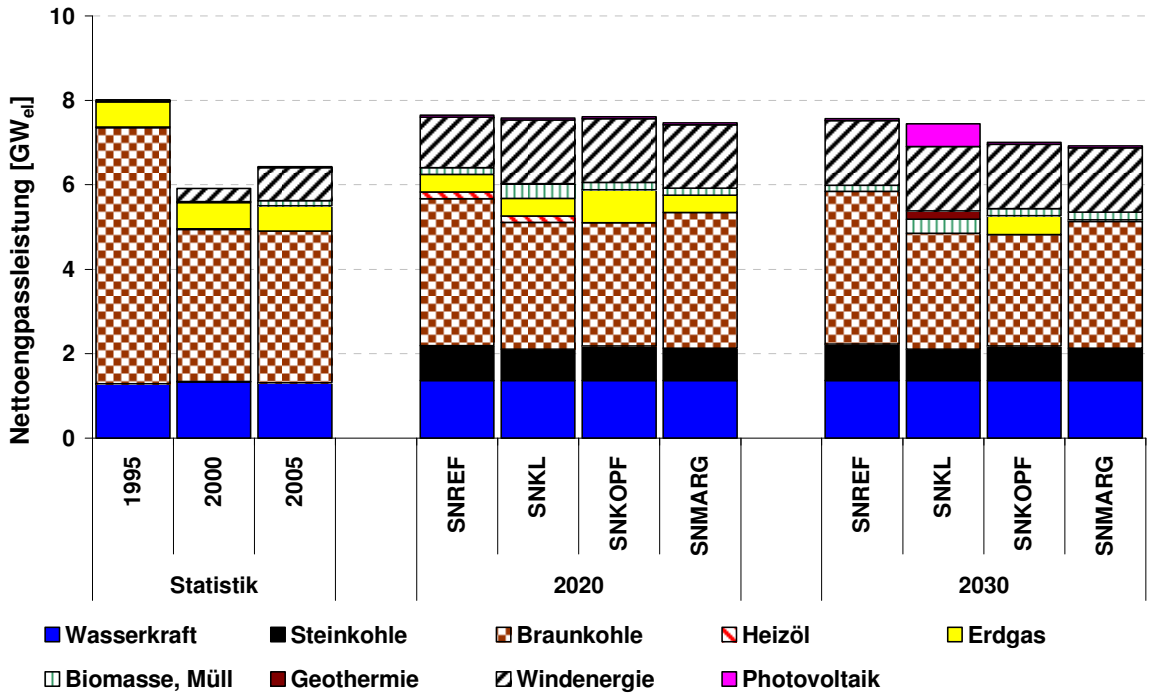

Abbildung 4-20: Nettoengpassleistung in Sachsen nach Energieträgern

4.4.3 Primärenergieverbrauch in Sachsen

Die Struktur des sächsischen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern ist in Abbildung 4-21 dargestellt. Das Niveau liegt in allen Szenarien deutlich unter den Werten der Vergangenheit. Dies kann vor allem auf eine effizientere Brennstoffausnutzung in modernen Kraftwerken sowie den zukünftig ausgeglichenen Stromimportsaldo zurückgeführt werden, welcher aufgrund der vereinheitlichten Rahmenbedingungen angenommen wird. Eine detaillierte Betrachtung zu Effizienzsteigerungen wurde in Abschnitt 4.4.1 diskutiert. Für die Vergangenheit ist zur Verdeutlichung des Einflusses des Stromimports der jeweilige Wert vom Gesamtniveau abgezogen worden. Unter der Annahme, dass der exportierte Strom vor allem aus den Braunkohlegrundlastkraftwerken stammt, ist der Wirkungsgradeffekt des Exportstromes in der gewählten Darstellung nicht berücksichtigt und würde bei Beachtung dieses Effektes zu noch größeren Abzügen im historischen Primärenergieverbrauch führen. Dieser Ansatz ist jedoch aufgrund der schwierigen Zuordnung statistisch nicht zulässig. In allen Szenarien kommt es zu deutlichen Primärenergieeinsparungen von Braunkohle, Mineralölen und Gasen. Demgegenüber steht ein deutlicher Zuwachs des Verbrauchs an Biomasse und Geothermie.

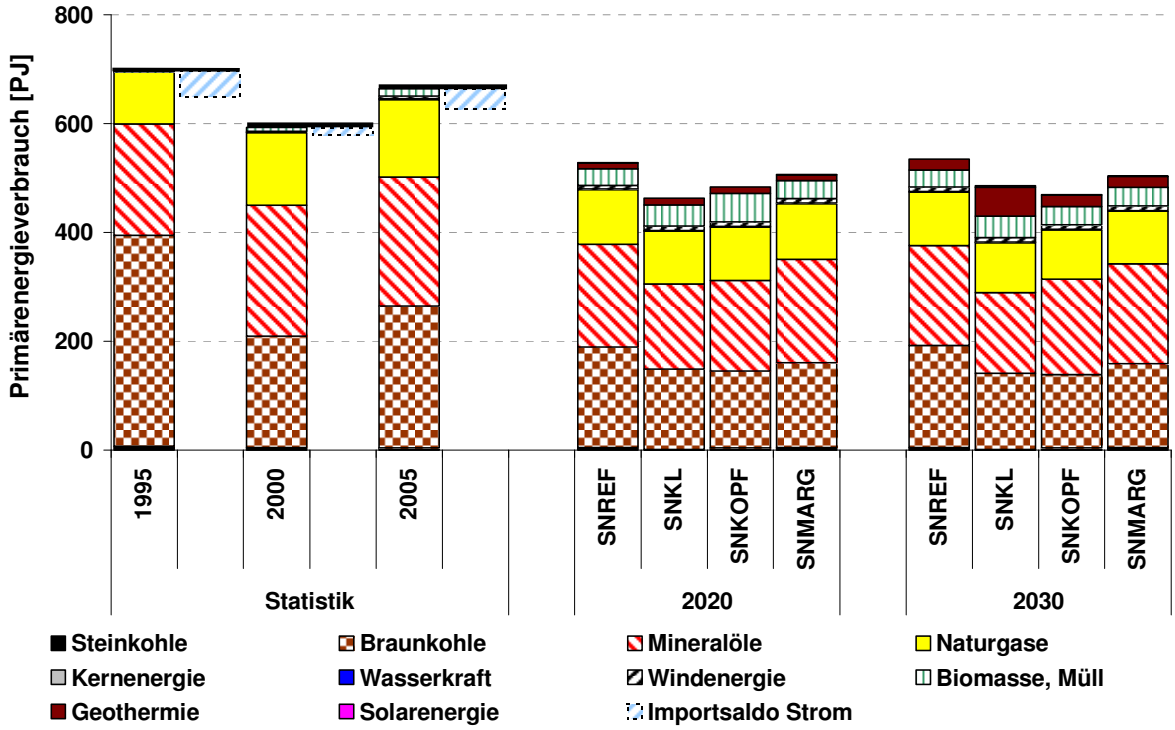

Abbildung 4-21: Primärenergieverbrauch in Sachsen nach Energieträgern

4.4.4 CO_2-Emissionen in Sachsen

Die CO_2-Emissionen für die Vergangenheit und die berechneten Szenarien in den Jahren 2020 und 2030 sind für Sachsen in Abbildung 4-22 dargestellt. Dabei kommt es im Vergleich zu 1991 in allen Szenarien zu einer Gesamteinsparung von mindestens 53 %. Die deutlichsten sektoralen Einsparungen sind dabei bei den Haushalten und in der Industrie zu beobachten. In beiden Sektoren liegt die Minderung bei über 70 % bzw. bei maximal 82 % im Szenario *SNKOPF* (Haushalte) bzw. 85 % im Szenario *SNKL* (Industrie). Ebenfalls zu signifikanten Einsparungen kommt es im Bereich der Energiegewinnung und -umwandlung. Hier liegen die Minderungsquoten in allen Szenarien durchgängig über 57 %. Die maximale Minderung wird im Szenario *SNKOPF* erreicht. Diese beträgt 69 % im Jahr 2020 bzw. 70 % im Jahr 2030. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen beträgt die Minderungsquote in allen Szenarien etwa 50 %. Lediglich im Verkehr kommt es im Vergleich zu 1990 bis 2020 zu einer deutlichen Steigerung der Emissionen von mindestens 8 % (*SNKL*) bis zu über 40 % (*SNREF* und *SNMARG*).

Verglichen zum Basisjahr 2005 kommt es in den Klimaschutzszenarien zu Gesamteinsparungen von mindestens 36 % (*SNMARG*) und maximal 45 % (2020) bzw. 46 % (2030) im Szenario *SNKOPF*. Die deutlichsten Einsparungen sind in den privaten Haushalten zu beobachten und liegen in den Klimaschutzszenarien zwischen 59 % und 68 %. Die Industrie mindert die CO_2-Emissionen mindestens um 20 % (*SNMARG*) und am deutlichsten im Szenario *SNKL* mit bis zu 58 % bis 2030. In der Energiegewinnung und -umwandlung können etwa 50 % CO_2-Emissionen im Vergleich zu 2005 eingespart werden, wobei hier

noch einmal auf den ausgeglichenen Stromimportsaldo hingewiesen werden muss, der das Bild im Vergleich zur Vergangenheit etwas verzerrt. Im Verkehr kommt es im Gegensatz zum Basisjahr 1990 im Vergleich mit dem Referenzjahr 2005 zumindest in den Szenarien *SNKL* und *SNKOPF* (2020) zu Einsparungen. Demgegenüber steigen die Emissionen dieses Sektors im Szenario *SNMARG* um über 20 %. Die Minderungsquoten im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen liegen in einem Bereich von 36 (*SNKOPF, SNK*) bis 45 % (*SNMARG*).

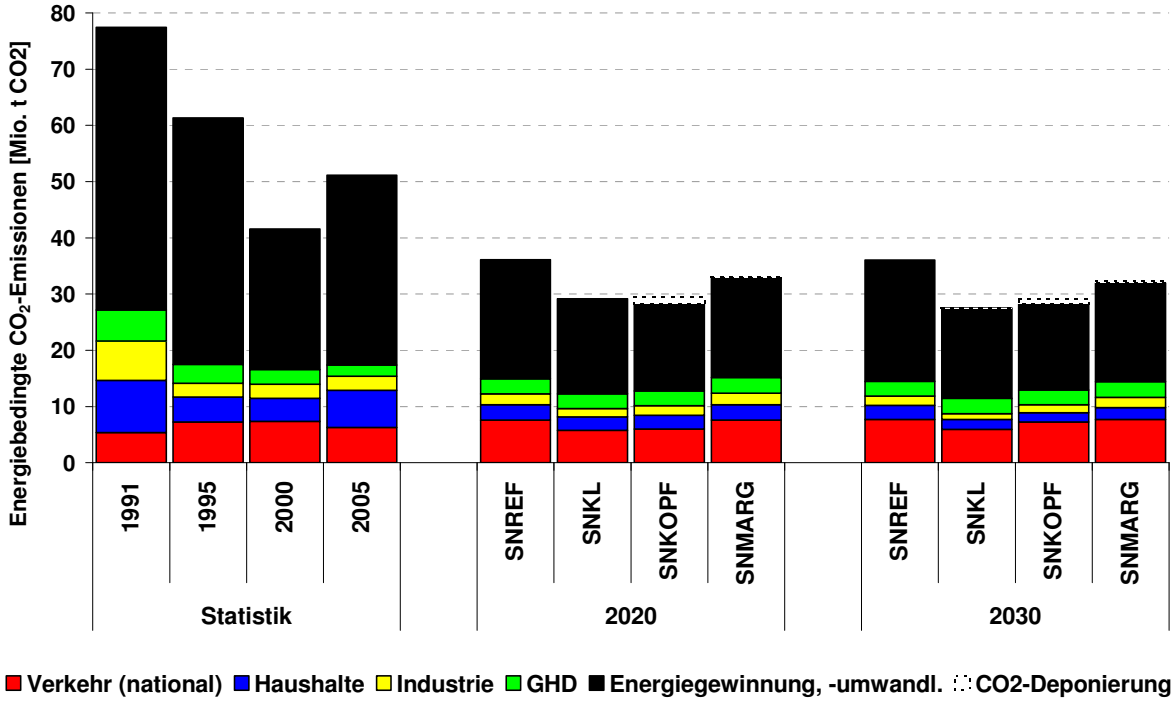

Abbildung 4-22: CO_2-Emissionen in Sachsen nach Sektoren

4.4.5 Indikatoren für das sächsische Energiesystem

Die wichtigsten Indikatoren des sächsischen Energiesystems, wie z. B. die Differenzkosten zwischen den Szenarien und der Referenzentwicklung, die marginalen Minderungskosten, die erreichte CO_2-Minderung gegenüber der Referenz sowie die resultierenden durchschnittlichen CO_2-Minderungskosten, sind in Tabelle 4-9 zusammengefasst. Die kumulierten Differenzkosten gegenüber der Referenz sind im Szenario *SNKL* mit fast 26 Mrd. $€_{05}$ mit Abstand am höchsten. Demgegenüber erscheinen die Mehrkosten von 6,1 Mrd. $€_{05}$ im Szenario *SNKOPF* deutlich moderater.

Das Szenario *SNMARG* ist mit Mehrkosten von 0,8 Mrd. $€_{05}$ das mit Abstand ökonomischste Klimaschutzszenario. Die marginalen Minderungskosten im Szenario *SNKL* sind im Vergleich am geringsten, wobei dies damit zu begründen ist, dass die Szenariorandbedingungen die Erreichung kosteneffizienter Emissionsminderungen nicht als Ziel hat und dadurch kostengünstige Minderungspotenziale bestehen, die nicht Teil der vorgegebenen

Randbedingungen gewesen sind und somit ungenutzt bleiben. Demgegenüber sind die durchschnittlichen Minderungskosten des Szenarios *SNKL* mit 199 €/t CO_2 drastisch höher. Die marginalen Minderungskosten im *SNKOPF*-Szenario liegen mit bis zu 168 €/t in 2020 deutlich über denen des *SNMARG*-Szenarios mit 39,9 €/t. Jedoch gleichen sich die Kosten bis 2030 an und liegen bei 127 bzw. 102 €/t CO_2. Demgegenüber sind die durchschnittlichen Minderungskosten im Szenario *SNMARG* mit 12,2 €/t deutlich geringer als im *SNKOPF*-Szenario. Allerdings ist die kumulierte Minderung in den Szenarien *SNKL* und *SNKOPF* mit bis zu 128 Mio. t CO_2 annähernd doppelt so hoch wie im *SNMARG*-Szenario. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten bewegen sich aufgrund der dominanten Rolle der sächsischen Braunkohleverstromung in einem Bereich von maximal etwa 2,8 $cent_{05}$/kWh unter Annahme des in Abschnitt 3.2.1 dargestellten Braunkohlepreises in Höhe von maximal 1,34 $€_{2000}$/GJ bzw. 0,52 $cent_{05}$/kWh.

Tabelle 4-9: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien für Sachsen

Szenario	Kumulierte Differenz-kosten gegenüber Referenz	Marginale Minde-rungskos-ten	Marginale Minde-rungskos-ten	Mittlere Stromge-stehungs-kosten	Kumulierte CO_2-Minderung gg. jeweilige REF	Durch-schnitt-liche Minde-rungskos-ten	Pro-zentuale kumulierte Minderung
	bis 2030	in 2020	in 2030	2030	bis 2030	bis 2030	gegen REF
	[Mrd. $€_{05}$]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/MWh]	[Mio. t CO_2]	[$€_{05}$/t]	[$€_{05}$/t]
SNREF				26,5			
SNKL	25,6	15,5	21,7	27,3	128,4	199,1	14,2%
SNKOPF	6,1	168,4	127,3	28,0	116,5	52,0	12,9%
SNMARG	0,8	39,9	101,5	26,6	63,3	12,2	7,0%

5 Vergleich und Bewertung der Modellergebnisse

Im folgenden Kapitel werden zunächst die regionalen Unterschiede bei den Klimaschutzminderungsmaßnahmen zwischen den betrachteten Bundesländern Bayern, Hessen und Sachsen herausgearbeitet. Dabei werden die Szenarien mit den anspruchvollsten Minderungszielen und die als robust eingestufte Klimaschutzszenariogruppe *MARG*, welche über einheitliche marginale Minderungskosten definiert ist, für alle drei untersuchten Bundesländer analysiert und bewertet. Ausgehend vom Endenergieverbrauch werden die Einsparoptionen beleuchtet, um dann über die Veränderungen in der Nettostromerzeugung zum Primärenergieverbrauch zu gelangen. Aus diesem ergeben sich die Veränderungen bei den direkten energiegebundenen CO_2-Emissionen.

Anschließend erfolgt eine Aufstellung und Bewertung der Minderungsbeiträge einzelner Maßnahmen in den Regionen, der ökonomische Vergleich der berechneten Szenarien sowie eine Bewertung der jeweiligen Zielvorgaben im Hinblick auf die im Betrachtungszeitraum insgesamt erreichte CO_2-Minderung. Dazu sind die Minderungskosten, deren Herleitung bereits in den vorhergehenden Kapiteln eingehend beschrieben worden sind, für alle Szenarien in den drei Bundesländern Bayern, Hessen und Sachsen dem Nutzen, also der erreichten Minderung, gegenübergestellt. Nachfolgend erfolgt eine analoge Bewertung der marginalen Minderungskosten im Jahr 2020 bezogen auf die erreichte Gesamtminderung.

Im letzten Abschnitt des Kapitels wird eine qualitative Wertung der Ergebnisse durch eine Einordnung der Szenariogruppen vorgenommen. Dabei werden die einzelnen Szenariogruppen auf ihre Wirksamkeit bezüglich einer überregional effektiven CO_2-Minderungsstrategie bewertet und eingeordnet.

5.1 Regionale Unterschiede bei den Minderungmaßnahmen

Im folgenden Abschnitt wird eine detaillierte Aufschlüsselung und Zuordnung der Minderungsmaßnahmen in den einzelnen Bundesländern vorgenommen. Dabei wird der Fokus primär auf die Veränderungen im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung gelegt. Dieser Ansatz wird gewählt, um jene Maßnahmen eindeutig herausstellen zu können, welche unmittelbar durch Klimaschutzanforderungen bedingt sind. Grundsätzlich ist im Hinblick auf die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien zum einen das jeweils anspruchsvollste Szenario mit den schärfsten Klimaschutzanforderungen herangezogen worden. Für Bayern und Hessen ist dies in der *K90*-Szenariogruppe gewährleistet, während für Sachsen die Erreichung einheitlicher gesamtdeutscher Pro-Kopf CO_2-Emissionen im Szenario *SNKOPF* die größte Herausforderung darstellt. Darüber hinaus werden die Veränderungen der *MARG*-Szenarien gegenüber der jeweiligen Referenzentwicklung interpretiert, da diese Szenariogruppe in allen drei Bundesländern eine robuste Klima-

schutzstrategie gewährleistet. Dabei wird weniger auf die allgemeinen Unterschiede eingegangen, die bereits in Kapitel 2 detailliert diskutiert worden sind, sondern auf die Veränderungen und Auswirkungen der Klimaschutzstrategien im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung.

Die Differenzen im Endenergieverbrauch zwischen den ambitionierten Klimaschutzszenarien, d. h. den *K90-Szenarien* für Bayern und Hessen bzw. dem *KOPF-Szenario* für Sachsen, bzw. den robusten *MARG*-Szenarien und der jeweiligen Referenzentwicklung sind in Abbildung 5-1 graphisch dargestellt. In Bayern kommt es in allen Szenarien zu einer teilweise sehr deutlichen Reduzierung des Mineralölverbrauchs. Insbesondere im *BYK90oK*-Szenario sinkt dieser um fast 180 PJ und wird nur teilweise durch einen Mehrverbrauch von Fern- und Nahwärme, Biomasse und Umgebungswärme kompensiert. Auffällig ist, dass in Bayern im ambitionierten *K90*-Szenario mit Kernenergie der Stromverbrauch ansteigt. In Hessen und Sachsen fallen die Effekte aufgrund des niedrigeren Niveaus des Endenergieverbrauchs deutlich geringer aus. In beiden Bundesländern kommt es vor allem zu einer Einsparung von Erdgas, Strom und zumindest teilweise von Mineralölen. In Hessen wird diese Reduzierung durch einen Mehrverbrauch von Fernwärme und Geothermie (und hierbei insbesondere durch Umgebungswärme) zumindest teilweise kompensiert. In Sachsen kommt es zu keinem nennenswerten Mehrverbrauch eines bestimmten Endenergieträgers.

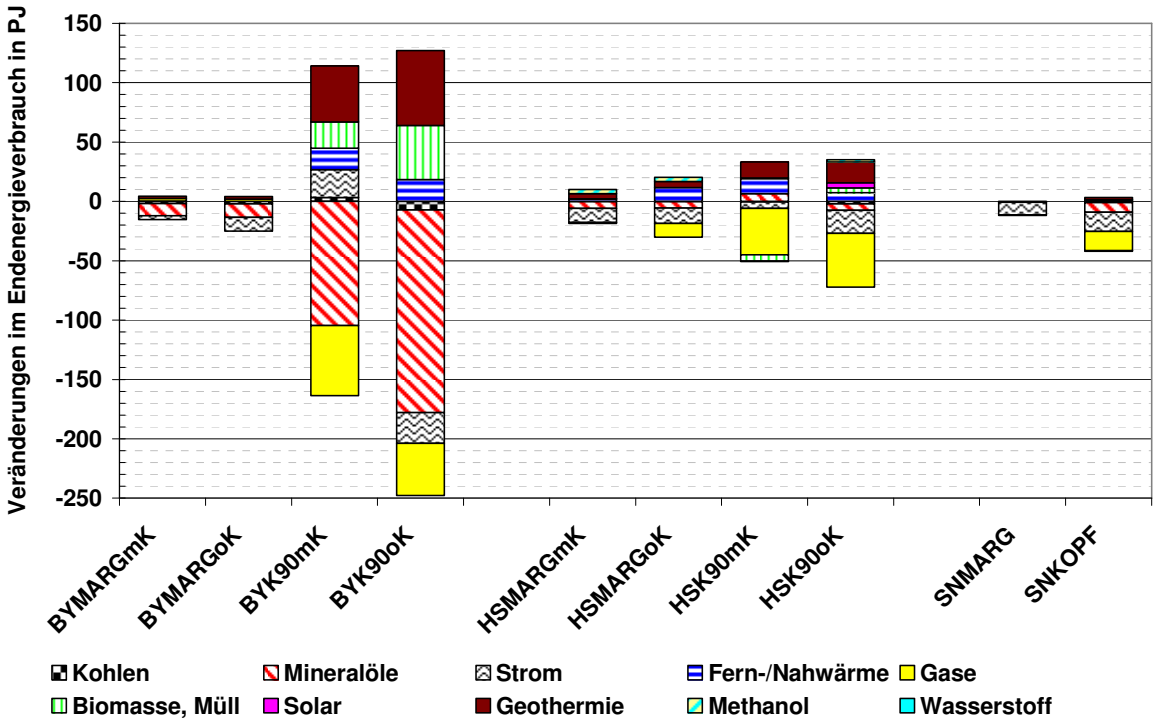

Abbildung 5-1: Differenzen im Endenergieverbrauch der drei Bundesländer bis 2030 im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in PJ nach Energieträgern

Die sektorale Betrachtung der Veränderungen des Endenergieverbrauchs der Klimaschutzszenarien im Vergleich zur jeweiligen Referenz ist in Abbildung 5-2 dargestellt und zeigt, dass es in nahezu allen Sektoren in den drei Bundesländern durchgängig zu Nettoeinsparungen kommt. Lediglich im sächsischen Kleinverbrauch kommt es aufgrund einer erhöhten eigenständigen dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in beiden Szenarien zu einem leicht erhöhten Endenergieverbrauch. In Bayern sind zunächst vor allem Einsparungen in der Industrie, und erst bei stärkeren Anforderungen im Haushalt und GHD-Sektor zu beobachten. Erst bei sehr hohen Anforderungen (*BYK90oK*) gibt es Nettoeinsparungen im Verkehr. In Hessen und Sachsen sind es vor allem die Haushalte, in denen Einsparungen durchgängig realisiert werden können. Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor sinkt in beiden Bundesländern eher moderat. Die sächsische Industrie reagiert auf Klimaschutzanforderungen deutlich ausgeprägter als die hessische, welche lediglich im *K90oK*-Szenario nennenswerte Nettoreduzierungen ausweist.

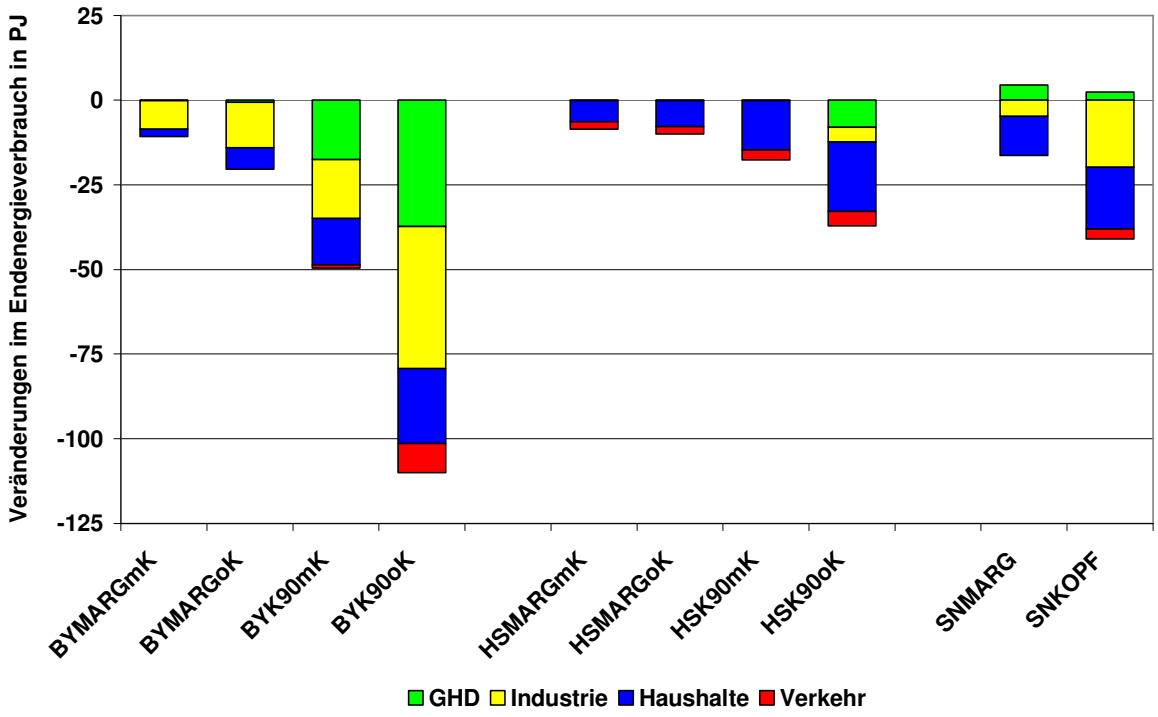

Abbildung 5-2: Differenzen im Endenergieverbrauch der drei Bundesländer bis 2030 im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in PJ nach Sektoren

Neben den Brennstoff- und Energieträgersubstitutionen haben die realisierten zusätzlichen Einsparungen einen wichtigen Einfluss auf die Ausgestaltung des Endenergieverbrauchs. Die deutlichsten Einsparungen für Hessen und Bayern im *K90oK*-Szenario werden, wie in Abbildung 5-3 zu erkennen ist, sowohl im Gewerbe, Handel, Dienstleistungssektor als auch im Haushaltssektor umgesetzt. Während es in Bayern und Hessen in der Industrie neben Stromeinsparungen (*BYK90oK* und *SNKOPF*) auch zu deutlichen Brennstoffeinsparungen kommt, werden im hessischen verarbeitenden Gewerbe

lediglich Stromeinsparmaßnahmen umgesetzt. Diese Unterschiede sind hauptsächlich mit den strukturellen industriellen Besonderheiten zu begründen. Werden die realisierten Einsparungen auf den absoluten Endenergieverbrauch ohne Berücksichtigung des Verkehrssektors bezogen, erscheinen diese mit unter 10 % zwar relativ gering. Allerdings ist hierbei zu beachten, dass bereits in der Referenzentwicklung eine ambitionierte Verschärfung der Energieeffizienz unterstellt worden ist und die ausgewiesenen Einsparungen somit nur die zusätzlichen Effekte darstellen.

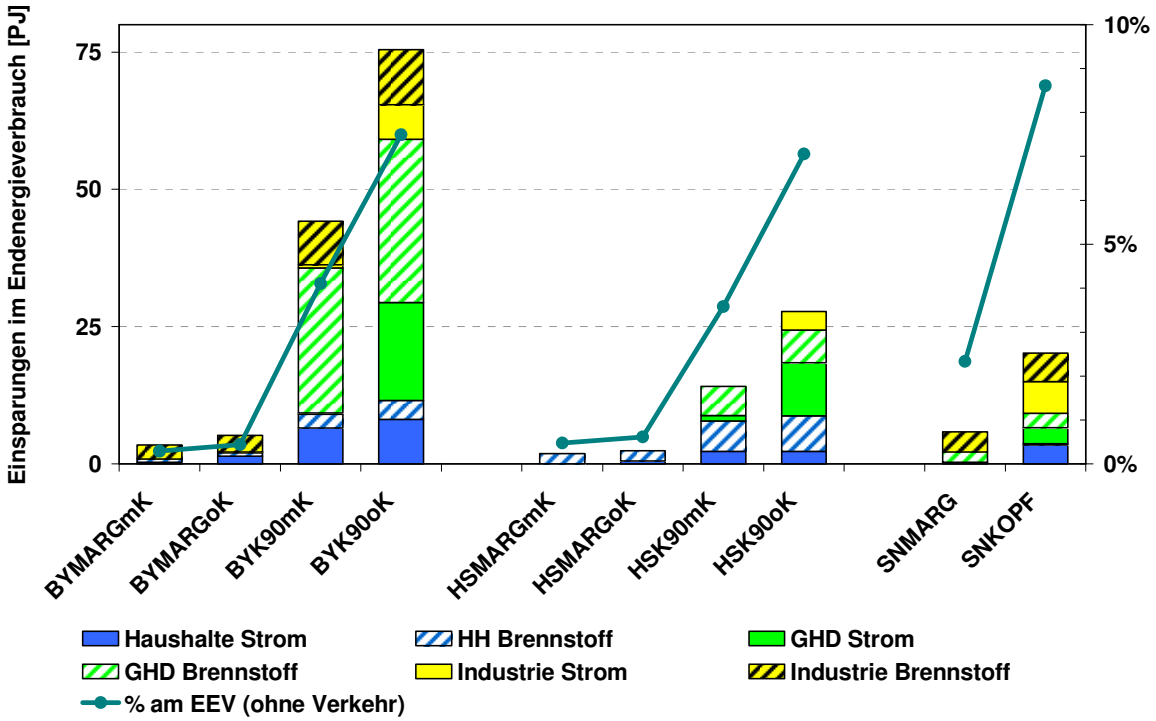

Abbildung 5-3: Vergleich zusätzlicher Endenergieeinsparungen in PJ in den drei Bundesländer in 2020 im Vergleich zur jeweiligen Referenz und deren prozentualer Anteil am Endenergieverbrauch ohne Verkehrssektor

In der Entwicklung des Energieumwandlungssektors, welche in Form der Nettostromerzeugung in Abbildung 5-4 dargestellt ist, sind zwischen den einzelnen Szenarien und im Vergleich der einzelnen Regionen deutliche Unterschiede zu beobachten. Während in Bayern insbesondere im *BYK90oK*-Szenario ein ausgeprägter Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas und erneuerbaren Energien wie Biomasse und Windenergie zu beobachten ist, kommt es in den betrachteten Klimaschutzszenarien *SNMARG* und *SNKOPF* in Sachsen zu einer verringerten Braunkohlestromerzeugung und einer lediglich geringfügigen Kompensation durch eine erhöhte Erzeugung durch Erdgaskraftwerke. Primär sind es Stromeinsparungen von bis zu 5,7 TWh, die in Sachsen die Veränderungen zur Referenzentwicklung charakterisieren. Da die Auswirkung im Freistaat Sachsen im Jahr 2020 im Vergleich mit Hessen und Bayern eher moderat ausfällt, ist in der Abbildung 5-4 auch die Auswirkung im Jahr 2030 abgebildet, welche die grundsätzliche Tendenz der Entwicklung verdeutlichen soll. Deutlich mehr Sensitivitäten zwischen den unterschiedlichen Szenarien

sind in Hessen und in Bayern zu beobachten. Während in den *MARG*-Szenarien der Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas dominiert und lediglich im Szenario *HSMARGoK* ein Teil der reduzierten Steinkohlestromerzeugung durch verstärkte Windenergienutzung ausgeglichen wird, sind die *K90*-Szenarien durch eine deutlich verstärkte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien charakterisiert. Die Stromerzeugung aus Biomasse liegt sowohl in Bayern als auch in Hessen bei bis zu 4,8 TWh signifikant höher als in der Referenzentwicklung und auch die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen wächst durchgängig um fast 4 TWh.

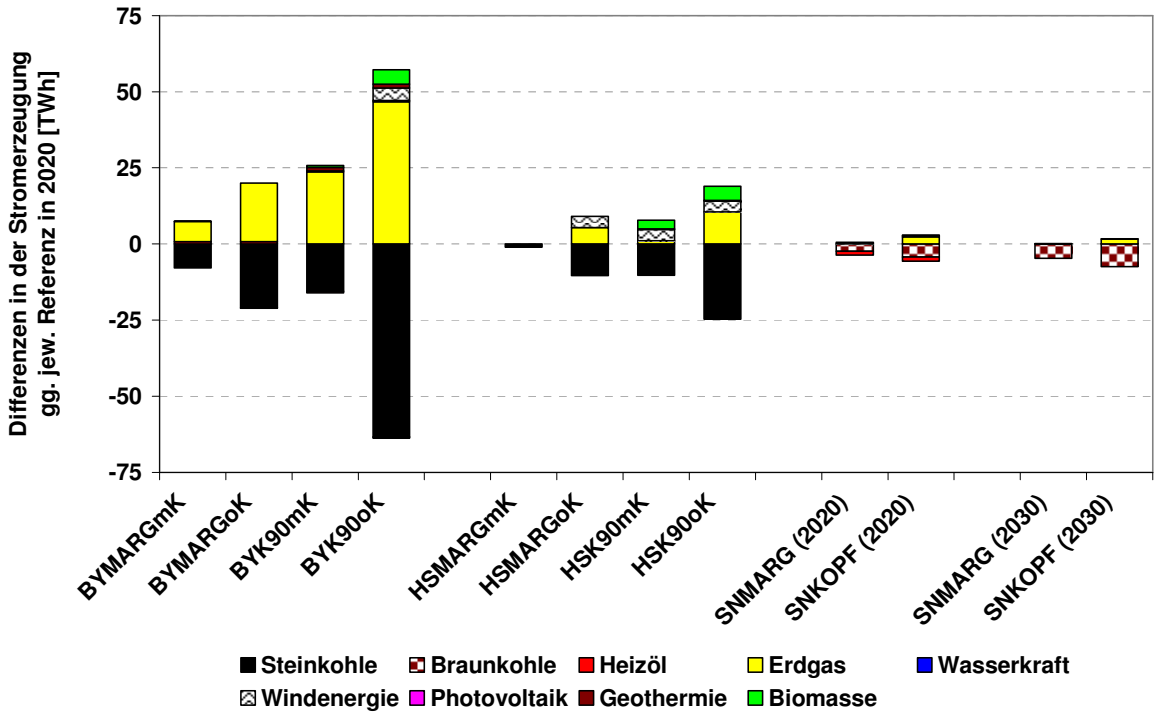

Abbildung 5-4: Differenzen der Nettostromerzeugung in 2020 und 2030 in Sachsen im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in TWh

Abgeleitet aus den zuvor beschriebenen Veränderungen im Endenergieverbrauch und in der Stromerzeugung ist in Abbildung 5-5 die prozentuale Veränderung des Primärenergieverbrauchs im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung dargestellt. Auffällig sind insbesondere die hohen Steigerungsraten der Windenergie von über 500 % in nahezu allen Szenarien in Hessen. Lediglich bei einer Orientierung an den marginalen Kosten und einer gleichzeitigen Verlängerung der Laufzeiten für hessische Kernkraftwerke kommt es zu keinem signifikanten Ausbau der Windenergie. In den *K90*-Szenarien steigt der Primärenergieverbrauch aus geothermischen Energiequellen sowohl in Bayern als auch in Hessen deutlich um bis zu 300 %. Auch der Anteil der Biomassen am Primärenergieverbrauch erhöht sich durchgängig in signifikantem Maße. Grundsätzlich kommt es zu teilweise drastischen Reduktionen von fossilen Energieträgern. Vor allem die Braun- und Steinkohlen tragen in deutlich geringerem Maße zur Energieversorgung bei, so

verringert sich der Beitrag der Steinkohle in Hessen um bis zu 86 % (im *HSK90oK*-Szenario).

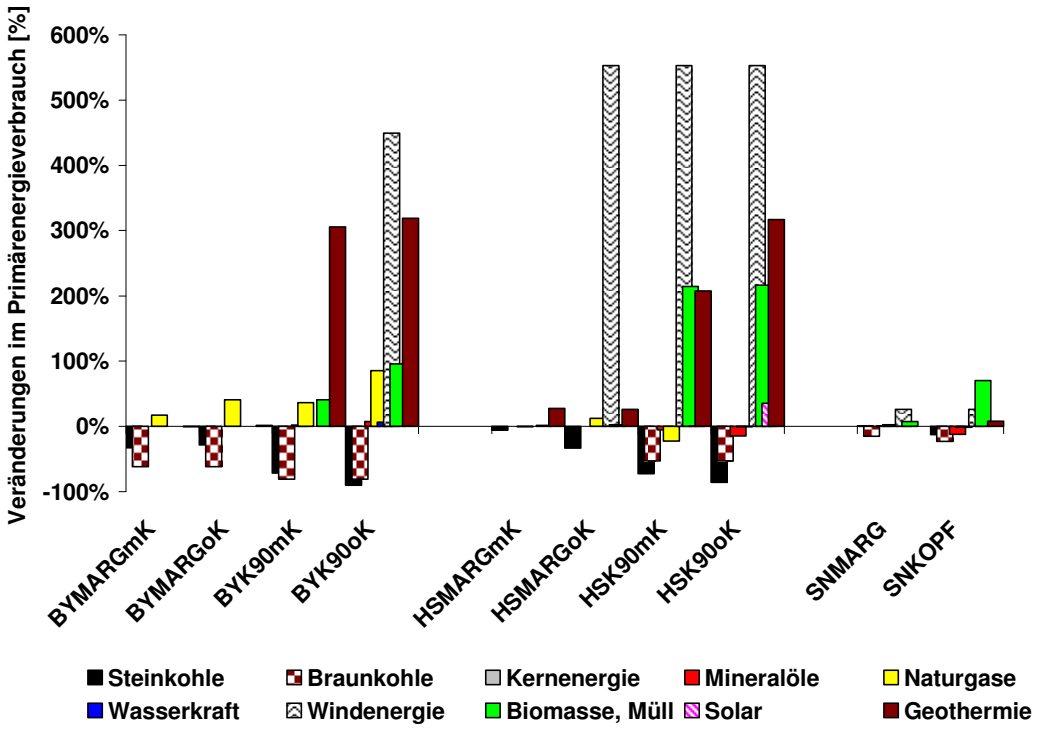

Abbildung 5-5: Vergleich der prozentualen Veränderung des Primärenergieverbrauchs der drei Bundesländer im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung in PJ im Jahr 2020

In einer Gesamtübersicht der Ergebnisse der Modellrechnungen für die drei Bundesländer in Tabelle 5-1 sind die zuvor präsentierten Einzelergebnisse qualitativ zusammengefasst. Hierbei werden Aussagen über Veränderungen des Endenergieverbrauchs, der Stromerzeugung und des resultierenden Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern getroffen. Für den Bereich des Endenergieverbrauchs werden darüber hinaus der Strom und Fern- und Nahwärmeverbrauch näher analysiert. Der Stromverbrauch sinkt in Hessen und Sachsen durchgängig deutlich. In Bayern hängt es von der Klimaschutzstrategie und der Frage der Laufzeitverlängerung ab, ob der Stromverbrauch signifikant steigt oder schrumpft. Der Endenergieverbrauch von Fern- und Nahwärme steigt in Bayern und Hessen deutlich. In Sachsen ist keine Veränderung zur Referenzentwicklung erkennbar. Der Mineralölverbrauch sinkt in Bayern sehr stark, in Hessen zum Teil stark und in Sachsen nur leicht. Der Anteil der Kohlen am Endenergieverbrauch ist bereits in der Referenzentwicklung marginal, daher sind keine weiteren Reduktionseffekte möglich. Der Endenergieverbrauch von Gas sinkt in allen drei Bundesländern in den meisten Szenarien sehr deutlich. Erneuerbare Energien kommen in Bayern und Hessen verstärkt zum Einsatz. In Sachsen sind weder im *MARG* noch im *K90*-Szenario signifikante Veränderungen im Endenergieverbrauch von Erneuerbaren Energien zu beobachten. Nur im *SNKL*-Szenario sind deutliche Steigerungen zu beobachten.

Während in der Stromerzeugung durch Mineralöle nur sehr leichte oder gar keine Veränderungen auftreten, sinkt in nahezu allen Klimaschutzszenarien bundesländerübergreifend die Stromerzeugung aus Braunkohle- (Sachsen) und Steinkohlekraftwerken. Dafür ist in nahezu allen Szenarien eine erhöhte Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken und durch Erneuerbare zu beobachten.

Im Primärenergieverbrauch kommt es in allen drei Bundesländern vor allem zu Einsparungen bei den Kohlen. Kompensiert wird dies durch den verstärkten Einsatz von Erneuerbaren. In Bayern ist durchgängig in allen Szenarien ein erhöhter Primärenergieeinsatz von Gasen zu beobachten. In Hessen und Sachsen kommt es zudem zu leichten Einsparungen von Mineralölen, während in Bayern in einem Szenario sogar ein leichter Mehrverbrauch an Mineralölen auftritt.

Tabelle 5-1: Gesamtübersicht der Szenarioergebnisse

	Mineralöle			Kohlen			Gase			Erneuerbare		
	BY	HS	SN	BY	HS	SN	BY	HS	SN	BY	HS	SN
Endenergie-verbrauch	−−−	+−−	−	0	0	0	−−	−−	−−	++	+	++
Stromerzeugung	+	0	−	−−−	−−	−−−	+++	++	++	++	++	++
Primärenergie-verbrauch	+	−	−	−−−	−−	−−−	+++	+−	0	++	++	+++
Sonstige Veränderungen im Endenergieverbrauch												
	BY	HS	SN									
Stromverbrauch	++−−	−−−	−−−									
Fern- und Nah-wärmeverbrauch	++	++	0									

Bedeutung der Symbole:

0	keine nennenswerte Effekte
+	leichte Steigerung in einzelnen Szenarien
++	deutliche Steigerung in einzelnen Szenarien
+++	deutliche Steigerung in allen Szenarien
−	leichte Minderung in einzelnen Szenarien
−−	deutliche Minderung in einzelnen Szenarien
−−−	deutliche Minderung in allen Szenarien

BY = Bayern; HS = Hessen; SN = Sachsen

5.2 Vergleich der Minderungskosten

Die wirtschaftliche Bewertung und Einordnung der untersuchten Szenarien kann mit unterschiedlichen Analysemethoden durchgeführt werden. Grundsätzlich müssen für die Erreichung von Klimaschutzzielen zum Teil erhebliche Mehrkosten aufgewendet werden. Eine Bewertungsmethode basiert darauf, diese Mehrkosten ins Verhältnis mit der jeweils erreichten Treibhausgasminderung zu setzen. Entsprechend dieses Ansatzes werden zunächst die Ergebnisse bezogen auf ihre durchschnittlichen Minderungskosten bewertet und anschließend findet eine alternative Bewertung basierend auf den marginalen Minderungskosten statt.

Für den einheitlichen Vergleich und die quantitative Einordnung aller berechneten Szenarien werden zunächst die durchschnittlichen Minderungskosten näher betrachtet. Dabei werden die durchschnittlichen Minderungskosten in $€_{2005}$/t CO_2 aus den kumulierten Mehrkosten gegenüber der Referenz und der im Vergleich zur Referenz erreichten kumulierten Minderung abgeleitet. Die entsprechenden Werte sind in Abbildung 5-6 graphisch dargestellt. Hierbei bildet in einem ersten Schritt die jeweilige Referenzentwicklung ohne Kernenergie *(oK)* die Basis für alle Szenarienergebnisse ohne Kernenergie und dementsprechend die Referenzentwicklung mit Kernenergie *(mK)* die Basis für alle Minderungsszenarien, in denen eine Laufzeitverlängerung möglich ist.

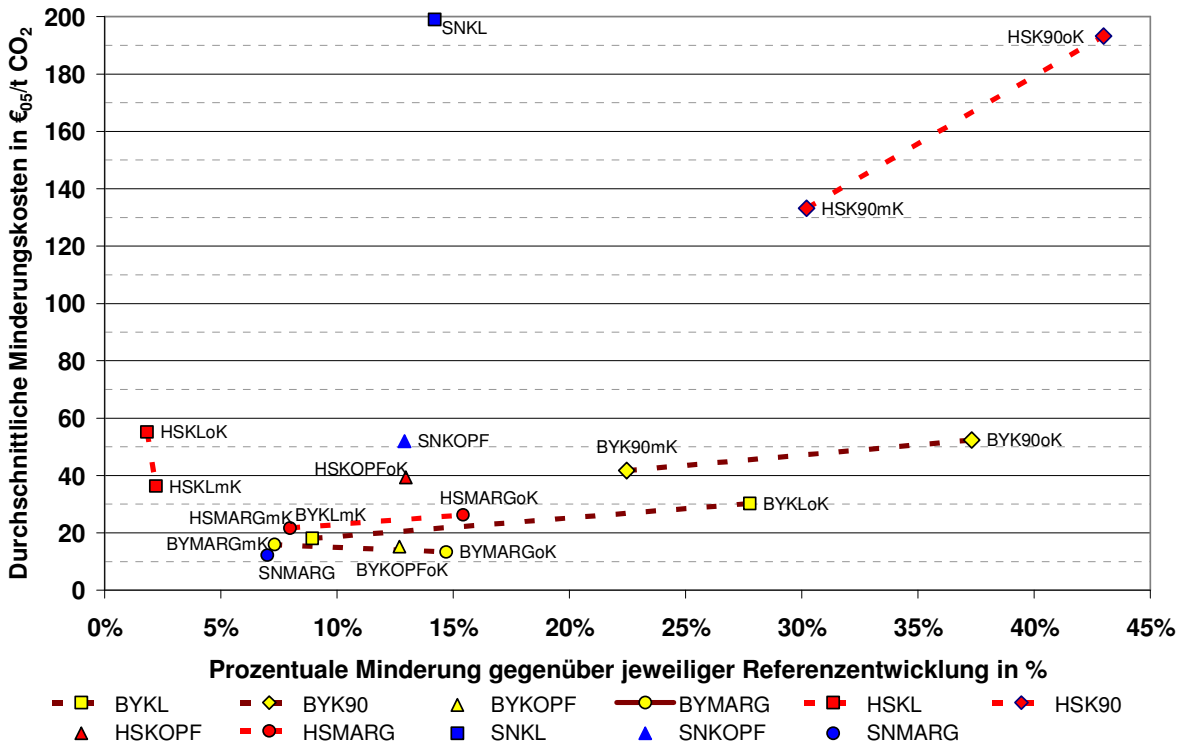

Abbildung 5-6: Gegenüberstellung der durchschnittliche Minderungskosten und der prozentualen Minderung im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung für alle Minderungsszenarien der drei Bundesländer

Wenn innerhalb einer Szenariogruppe beide Varianten mit und ohne Kernenergie existieren, so sind die entsprechenden Punkte in Abbildung 5-6 durch eine gepunktete Gerade miteinander verbunden. Die prozentuale Minderung gegenüber der Referenz ist in den *oK*-Szenarien durchgängig höher als in den *mK*-Szenarien. Das bedeutet, dass bei zwei miteinander durch eine Linie verbundenen Punkten, der rechts abgebildete Wert dem entsprechenden *oK*-Szenario zuzuordnen ist. Die einzelnen Szenariogruppen sind mit Hilfe von Symbolen einheitlich dargestellt, während die einzelnen Bundesländer farblich unterschieden werden.

Die durchschnittlichen Minderungskosten liegen über alle drei Bundesländer betrachtet in einem Bereich von 12 bis 200 $€_{05}$/t CO_2. Die maximale kumulierte CO_2-Minderung im Vergleich zur Referenzentwicklung liegt bei bis zu 43 % und wird im Szenario *HSK90oK* erreicht. Diese Größe ist auf der Ordinate von Abbildung 5-6 abgebildet. Die höchsten durchschnittlichen Minderungskosten, welche auf der Abszisse aufgetragen sind, müssen im Szenario *SNKL,* einem Klimaschutzszenario entsprechend des Programms der sächsischen Landesregierung, aufgewendet werden und betragen fast 200 $€_{05}$/t CO_2 bei einer prozentualen CO_2-Minderung gegenüber der Referenz von 14 %. Die höchsten Minderungskosten in Bayern und Hessen treten in der Szenariogruppe *K90* auf, in der die CO_2-Emissionen gegenüber 1990 um 40 % gemindert werden. Für Bayern liegen diese in einem Bereich von 40 bis knapp 60 $€_{05}$/t CO_2 noch in einem moderaten Bereich. Währenddessen liegen die entsprechenden Werte für Hessen zwischen 130 und 190 $€_{05}$/t CO_2 und somit bereits deutlich höher. Die übrigen Szenarien in Bayern verhalten sich bezogen auf ihre Minderungswirkung und die damit verbundenen Kosten nahezu linear. In einem Minderungsbereich von 6 % bis 26 % liegen die durchschnittlichen Minderungskosten bei 8 bis 24 $€_{05}$/t CO_2. Das heißt, dass die Szenarien *KOPF*, *KL* und *MARG* für Bayern robuste Minderungsstrategien darstellen.

Abgesehen von der *HSK90*-Szenariogruppe befinden sich die durchschnittlichen Minderungskosten in den Szenarien für Hessen in einem verhältnismäßig moderaten Bereich von etwas über 20 bis knapp unter 60 $€_{05}$/t CO_2. Insbesondere unter Vernachlässigung der *HSK*-Szenariogruppen, in denen für eine nur sehr geringe Minderung von etwa 2 % Mehrkosten von bis zu 60 $€_{05}$/t CO_2 aufgebracht werden müssen, weisen die Szenarien *KOPF* und *MARG* die günstigsten ökonomischen Minderungsparameter auf. Vor allem die *MARG*-Szenarien sind mit durchschnittlichen Minderungskosten von unter 30 $€_{05}$/t CO_2 am kosteneffizientesten. Die erreichte Minderung im Vergleich zur Referenz liegt dabei in einem Bereich von 8 % im *HSMARGmK*-Szenario bis 15,4 % im *HSMARGoK*-Szenario.

Die größte Bandbreite weisen die durchschnittlichen Minderungskosten in Sachsen auf. Sie liegen in einem Bereich von 12 bis 200 $€_{05}$/t. Im Szenario *SNKL* mit den höchsten Kosten in Höhe von 200 $€_{05}$/t CO_2 wird eine prozentuale Gesamtminderung gegenüber der Referenz von weniger als 15 % erreicht. Demgegenüber ist das *SNKOPF*-Szenario mit einer entsprechenden Fokussierung auf den Klimaschutz deutlich effizienter. Mit deutlich

geringeren durchschnittlichen Minderungskosten von etwa 55 $€_{05}$/t CO_2 sind nahezu 13 % Minderung möglich. Das Szenario *SNMARG* erreicht mit relativ geringen durchschnittlichen Minderungskosten von lediglich 12 $€_{05}$/t CO_2 eine Gesamtminderung von immerhin 7 %.

Mit dem zuvor ausgeführten Vergleich ist es möglich Aussagen über die Auswirkungen der Szenarien zu treffen unabhängig von der übergeordneten Frage der Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke. Für einen absoluten Vergleich der Szenarien und eine Bewertung der Effektivität ist es erforderlich, eine einheitliche Referenz zu wählen. Daher bietet sich als Vergleichsbasis das Szenario *REFoK* mit den höchsten CO_2-Emissionen an. Der Vergleich zwischen der prozentualen Minderung gegenüber dem *REFoK*-Szenario und den durchschnittlichen Minderungskosten über den Gesamtzeitraum von 2010 bis 2030 ist in Abbildung 5-7 dargestellt. Es wird deutlich, dass alle Klimaschutzszenarien mit Kernenergie geringere Minderungskosten haben als die entsprechenden Szenarien ohne Kernenergie und einige eine Reduktion von über 20 % mit Minderungserlösen erreichen.

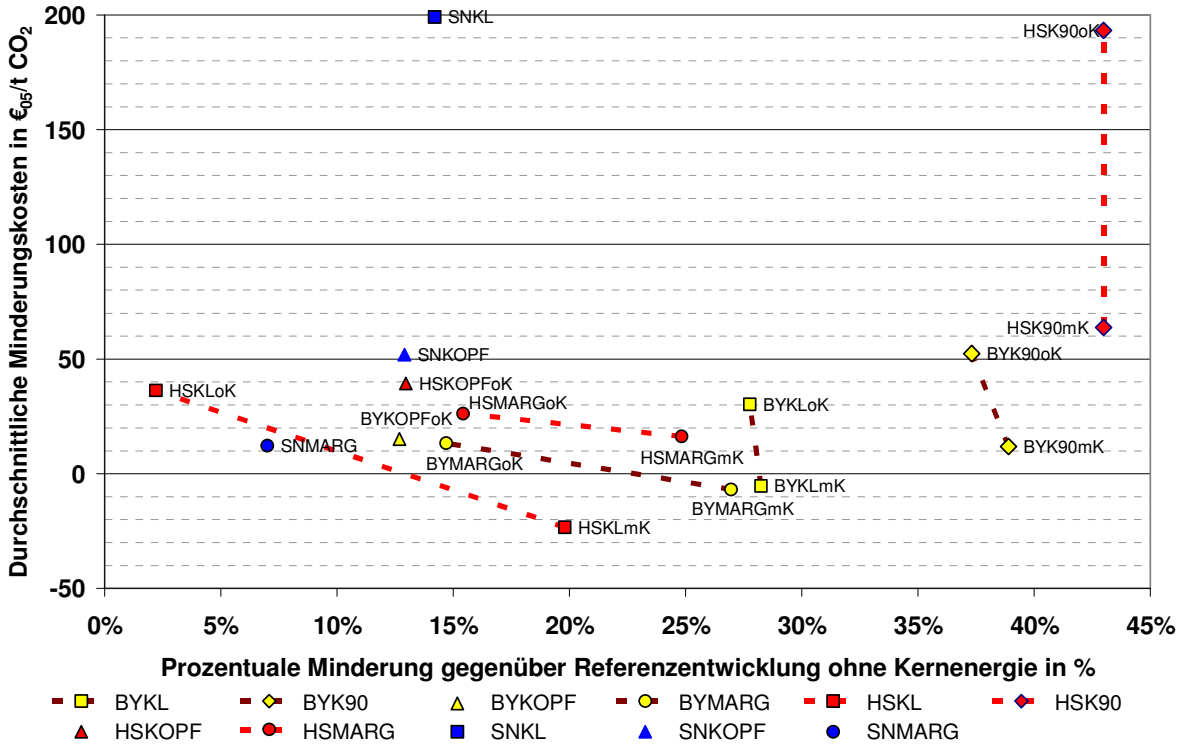

Abbildung 5-7: Gegenüberstellung der durchschnittliche Minderungskosten und der prozentualen Minderung im Vergleich zur Referenzentwicklung ohne Kernenergie für alle Minderungsszenarien der drei Bundesländer

Zusammenfassend sind in Tabelle 5-2 die durchschnittlichen Minderungskosten und die erreichte kumulierte Minderung gegenüber der Referenzentwicklung ohne Kernenergie aufgeführt. In der letzten Spalte ist der spezifische Minderungsaufwand als Verhältnis der beiden Größen berechnet worden. Dies ermöglicht eine Einschätzung über die minderungsabhängigen Kosten und eine Bewertung bezüglich der Effektivität des jeweils betrachteten Szenarios. Szenarien mit einer CO_2-Minderung und negativen durchschnittlichen Minde-

rungskosten, d. h. einem Minderungserlös, sind immer effektiv. In diesem Fall weist das System trotz Emissionsreduktion keine Mehrkosten im Vergleich zur Referenz auf. Grundsätzlich gilt: Je geringer der Quotient zwischen Kosten und Nutzen, desto effektiver ist das jeweilige Szenario.

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der ökonomischen Parameter der Klimaschutzszenarien

Szenario	Durchschnittliche Minderungskosten bis 2030 [€$_{05}$/t]	Kumulierte Minderung gegenüber Referenz-entwicklung ohne Kernenergie[%]	Effektivität der Minderung [€$_{05}$/t]/[%-Minderung]
KL-Szenariogruppe			
BYKLmK	-5,3	28,2	-0,2
BYKLoK	30,2	27,8	1,1
HSKLmK	- 23,3	19,8	- 1,2
HSKLoK	36,3	2,2	16,5
SNKL	199,1	14,2	14,0
KOPF-Szenariogruppe			
BYKOPFoK	15,6	12,7	1,2
HSKOPFoK	39,4	13,0	3,0
SNKOPF	52,0	12,9	4,1
MARG-Szenariogruppe			
BYMARGmK	- 6,9	27,0	- 0,3
BYMARGoK	13,3	14,7	0,9
HSMARGmK	16,3	24,8	0,7
HSMARGoK	26,3	15,4	1,7
SNMARG	12,2	7,0	1,7
K90-Szenariogruppe			
BYK90mK	11,9	38,9	0,3
BYK90oK	52,4	37,3	1,4
HSK90mK	63,8	43,0	1,5
HSK90oK	193,2	43,0	4,5

Für Bayern sind die Szenarien *BYKLmK* und *BYMARGmK* mit negativen Quotienten am effektivsten und auch das Szenario *BYK90mK* ist mit einem spezifischen Minderungsaufwand von 0,3 (€/t je %) sehr effektiv. Von den Szenarien ohne Kernenergie ist das *BYMARGoK*-Szenario mit 0,9 (€/t je %) am effektivsten. Das aufwendigste Minderungsszenario in Bayern ist das BYK90oK-Szenario mit 1,4 (€/t je %). Steht die Kernenergie nicht zur Verfügung, wird der geringste spezifische Minderungsaufwand gegenüber der Referenzentwicklung in Hessen und in Sachsen in den *MARG*-Szenarien erreicht. Die entsprechenden Quotienten liegen mit 1,7 (€/t je %) über den Werten für Bayern, sind jedoch deutlich geringer als in den alternativen Minderungsszenarien in Hessen und Sachsen. Am ineffektivsten sind die KL-Szenarien mit 16,5 (€/t je %) in Hessen und 14 (€/t je %) in Sachsen.

In diversen Untersuchungen, in denen der Fokus auf Klimaschutzstrategien gelegt wird, werden häufig die marginalen Minderungskosten als ein signifikanter Parameter ausgewiesen (z. B. /Schlesinger et al. 2004/). Sie sind grundsätzlich ein geeigneter Marktindikator und sind bestimmt durch die jeweilige Grenztechnologie, d. h. die Technologie oder Maßnahme, welche die nächste zusätzliche Minderungseinheit beitragen könnte. Bei einer umweltökonomischen Herangehensweise führt der Ausgleich von Grenzkosten zu einer kosteneffizienten Gesamtstrategie. Das Verhältnis zwischen den marginalen Minderungskosten der untersuchten Szenarien im Jahr 2020 und deren prozentualer Minderung gegenüber der jeweiligen Referenzentwicklung für den Gesamtzeitraum ist in Abbildung 5-8 für alle untersuchten Szenarien in den drei Bundesländern Bayern, Hessen und Sachsen dargestellt. Die mit Abstand höchsten marginalen Kosten fallen in den *K90*-Szenarien in Bayern und in Hessen an. Steht die Kernenergie weiterhin zur Verfügung, sind marginale Minderungskosten im Bereich von 500 bis 600 €/t CO_2 möglich, wohingegen diese ohne Laufzeitverlängerungen auf deutlich über 1.000 €/t CO_2 ansteigen. Die *KL*-Szenarien in Hessen und Sachsen sind nicht primär auf Minderungsmaßnahmen optimiert. Dadurch gibt es Maßnahmen, deren direkter Beitrag deutlich günstiger wäre als die erreichten durchschnittlichen Minderungskosten. Dies ist ein eindeutiger Hinweis darauf, dass eine ineffiziente Minderungsstrategie vorliegt.

Der *MARG*-Szenariogruppe liegt der Ansatz zu Grunde, dass die CO_2-Emissionen in Deutschland bis 2020 insgesamt um 40 % gegenüber 1990 gesenkt werden und der daraus resultierende und abgeleitete Grenzpreis für CO_2 für die regionalen Gesamtenergiesysteme angesetzt wird. Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass in einem entsprechenden Szenario die erzielte Minderung in Bayern und Hessen in einem Bereich von 15 bis 27 % gegenüber der Referenzentwicklung deutlich über der Abnahme in Sachsen mit nur 7 % liegt.

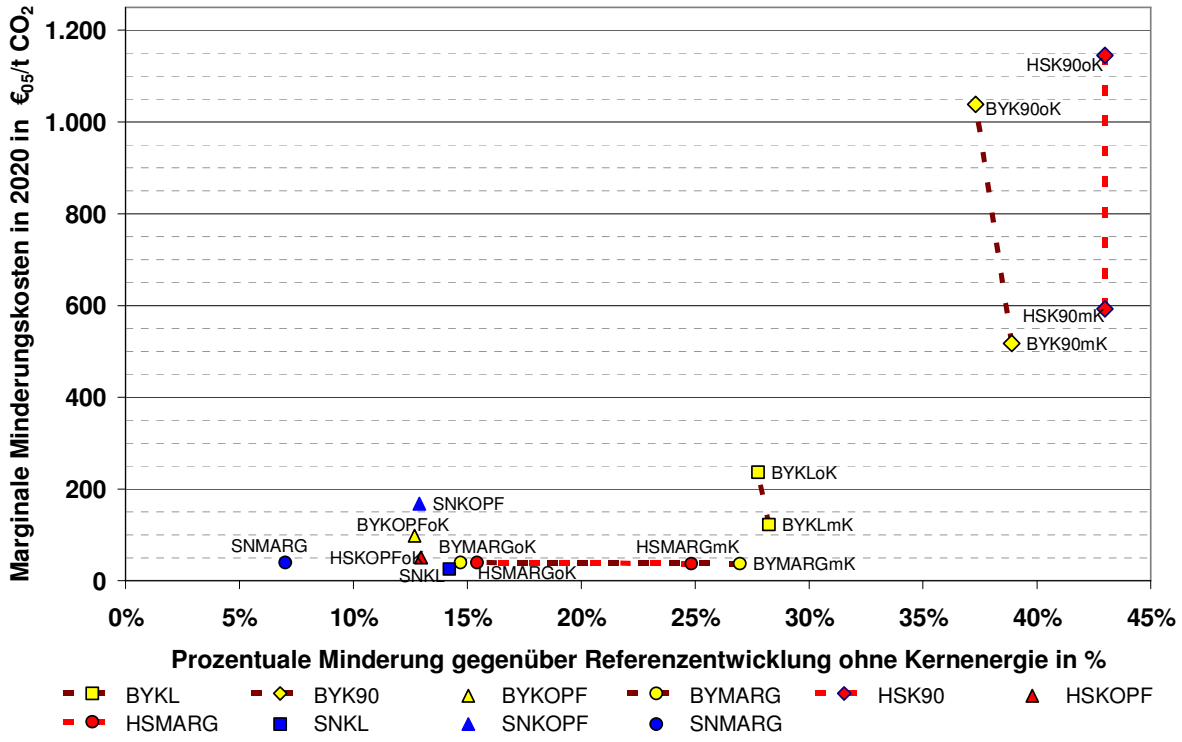

Abbildung 5-8: Gegenüberstellung der marginalen Minderungskosten in 2020 und der prozentualen Minderung im Vergleich Referenzentwicklung ohne Kernenergie für Minderungsszenarien in den drei Bundesländern

Die Hauptgründe dafür liegen darin, dass in Sachsen bereits in der jüngeren Vergangenheit signifikante Umstrukturierungen in der Energiewirtschaft und in der Industrie umgesetzt wurden und zukünftige zusätzliche Maßnahmen in Sachsen erst bei höheren CO_2-Preisen wirtschaftlich sind. Dies wird noch deutlicher, wenn ein Vergleich zum Basisjahr 1990 bzw. für Sachsen zum Jahr 1991 herangezogen wird. Während im Jahr 2020 in Sachsen die Minderung im Vergleich zum Basisjahr im Szenario *SNMARG* bei über 57 % liegt, sinken die CO_2-Emissionen in Bayern und Hessen gegenüber 1990 um maximal lediglich 10 %. Kommt es zu einer Abschaltung der Kernkraftwerke, erhöhen sich die CO_2-Emissionen im Vergleich zu 1990 sogar um bis zu 13 % (*BYMARGoK*). Detaillierte Aussagen über die Entwicklungen in der *MARG*-Szenariogruppe sind darüber hinaus im folgenden Kapitel 5.3 zu finden.

5.3 Zusammenfassende Bewertung der Modellergebnisse

Basierend auf den in Kapitel 4 präsentierten Modellergebnissen sowie den in den vorherigen Abschnitten des Kapitels 5 ausgeführten vergleichenden Analysen werden im folgenden Unterkapitel die Szenariengruppen bezüglich ihrer Minderungskosten und Robustheit zusammenfassend qualitativ bewertet.

Zuvor soll eine zusammenfassende Bewertung dieser Szenarien bezüglich ihrer CO_2-Minderungsparameter vorgenommen werden. Dafür ist in der ersten Spalte der Tabelle 5-3 zunächst die prozentuale Minderung gegenüber dem Basisjahr 1990 (bzw. gegenüber 1991 für den Freistaat Sachsen) aufgeführt. Die deutlichsten Minderungen mit bis zu 64 % sind in Sachsen zu beobachten. In Bayern und Hessen kommt es in Szenarien ohne Kernenergie teilweise auch zu einer Erhöhung der CO_2-Emissionen im Vergleich zum Basisjahr. Die geringsten Pro-Kopf-Emissionen werden mit 4,3 in Bayern bzw. 4,4 Tonnen pro Jahr und Einwohner in Hessen jeweils in der *K90*-Szenariogruppe erreicht. Demgegenüber sind die sächsischen Pro-Kopf-Emissionen in einem Bereich von 7,3 bis 8,5 t CO_2/Jahr signifikant höher.

Tabelle 5-3: Szenarienvergleich für CO_2-Minderungsindikatoren

		Veränderung der CO_2-Emissionen in 2020 gegenüber 1990 [%]			Pro-Kopf-Emissionen in 2020 [t CO_2 /Jahr]			Grenzkosten [€$_{2005}$/t CO_2]			Effektivitätsmaß [€$_{05}$/t]/[%-Minderung]		
		BY	HS	SN	BY	HS	SN	BY	HS	SN	BY	HS	SN
KL	*mK*	-16	-9	k.A.	5,6	6,6	k.A.	123	k.A.	k.A.	-0,2	-1,2	k.A.
	oK	-16	+14	-62	5,6	8,2	7,5	237	k.A.	16	1,1	16,5	14,0
K90	*mK*	-40	-40	k.A.	4,3	4,4	k.A.	517	1145	k.A.	0,3	1,5	k.A.
	oK	-40	-40	k.A.	4,3	4,4	k.A.	1039	592	k.A.	1,4	4,5	k.A.
KOPF	*oK*	+11	+1	-64	7,3	7,3	7,3	98	51	168	1,2	3,0	4,1
MARG	*mK*	-10	-10	k.A.	5,9	6,5	k.A.	37	37	k.A.	-0,3	0,7	k.A.
	oK	+13	+1	-58	7,4	7,4	8,5	40	40	40	0,9	1,7	1,7

In der vorletzten Spalte der Tabelle 5-3 sind die Grenzkosten als Maß für die Effizienz der Minderungsstrategie aufgeführt. Die geringsten Grenzkosten mit unter 40 €/t CO_2 treten bis auf Ausnahme des *SNKL*-Szenarios in der *MARG*-Szenariogruppe auf. Erweitert um das Maß der Effektivität (siehe Abschnitt 5.2), welches eine Aussage über den spezifischen Minderungsaufwand über den Gesamtbetrachtungszeitraum erlaubt und in der letzten Spalte gezeigt wird, zeigt sich, dass alle *MARG*-Szenarien eine durchgängig hohe Effektivität aufweisen und im Vergleich zu dem angesprochenen *SNKL*-Szenario trotz leicht höherer Grenzkosten eine insgesamt robustere Strategie darstellen. Alle Szenarien mit Laufzeitverlängerung (*mK*) haben ein sehr geringes Effektivitätsmaß, das heißt, eine sehr

hohe Effektivität, die zum Teil sogar ein negatives Vorzeichen hat. In diesem Fall entstehen trotz Minderung im Vergleich zur Referenzentwicklung keine Mehrkosten. Grundsätzlich lassen sich über die Szenariogruppen somit folgende Aussagen ableiten:

- Die *KL*-Szenariogruppe, die über die jeweiligen Programme der Landesregierungen definiert ist, stellt sich äußerst inhomogen dar. Die verschiedenen Ansätze sind zudem durch regionale Besonderheiten und Restriktionen geprägt. Die Wirksamkeit der einzelnen Landesprogramme bezogen auf die Minderung energiebedingter CO_2-Emissionen ist daher sehr unterschiedlich. Die *KL*-Szenariogruppe stellt bezogen auf die Umsetzung eines kosteneffizienten Klimaschutzes mit den unterstellten Rahmenbedingungen lediglich in Bayern eine robuste Option dar. Dem gegenüber ist die primäre Ausrichtung der Landesprogramme in Hessen und in Sachsen nicht auf die CO_2-Minderung gerichtet, sondern liegt eher auf Aktionen in anderen Teilbereichen des Energiesystems, wie z. B. der Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger. Die Szenariogruppe ist überregional betrachtet aus Sicht des Klimaschutzes nicht effizient.

- Die Szenariogruppe *KOPF*, die über einheitliche Pro-Kopf-Emissionen in einem 40 %-igen Minderungsszenario für Deutschland definiert ist, besitzt in Bayern und Hessen bezüglich ihrer Minderungswirkung eine starke Abhängigkeit von der Frage der Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke. Besteht die Option, Kernkraftwerke bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes, dem Jahr 2030, weiter zu betreiben, sind die festgelegten spezifischen Emissionen bereits ohne zusätzliche Minderungsrestriktionen in der Referenzentwicklung erreicht. Findet der Kernenergieausstieg statt, lässt sich durch die *KOPF*-szenariospezifischen Emissionsrestriktionen in den beiden Bundesländern Bayern und Hessen eine Minderung erreichen, die mit moderaten Mehrkosten verbunden ist. Demgegenüber stellt dieser Ansatz an das sächsische Energiesystem eine sehr hohe Anforderung und ist verbunden mit einem hohen finanziellen Aufwand. Die Minderungseffektivität, als Relation zwischen den durchschnittlichen Minderungskosten und der prozentualen Gesamtminderung gegenüber der Referenzentwicklung, ist in diesem Fall deutlich geringer als in Bayern oder Hessen.

- Die Umsetzung der Minderungsziele in der *K90*-Szenariogruppe, definiert als 40 %-CO_2-Minderung gegenüber dem Basisjahr 1990, erfordert für die drei untersuchten Bundesländer stark unterschiedliche Anstrengungen. So sind die *K90*-Szenarien für Bayern und Hessen vor allem bei einem gleichzeitigen Kernenergieausstieg mit einem sehr hohen Minderungsaufwand verbunden, während das Ziel, die Emissionen um 40 % gegenüber 1990 zu senken, in Sachsen bereits in der Referenzentwicklung erreicht wird.

- Die *MARG*-Szenariogruppe erreicht durchgängig in allen Bundesländern unabhängig von der Frage der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken nahezu die beste Kosten-Minderungseffektivität und -effizienz. In Hessen und Sachsen sind die entsprechenden Minderungen mit dem geringsten zusätzlichen Aufwand verbunden und auch im bayerischen Energiesystem gewährleistet der *MARG*-Ansatz mit Kernenergie und ohne Kernenergie eindeutig das beste Verhältnis zwischen Minderungskosten und erreichter Minderung.

Maßnahmen in den *MARG*-Szenarien auf Landesebene

Die folgenden Maßnahmen kristallisieren sich in den empfehlenswerten *MARG*-Szenarien als umsetzungswürdig heraus und erfordern zum Großteil den Einfluss und die Unterstützung der jeweiligen Landesregierung. Maßnahmen und Aktionen, die als Ergebnis des Emissionshandels angesehen werden können, bedingen hingegen keine zusätzliche Einflussnahme der Landesregierung. Die spezifischen Pro-Kopf Emissionen sind in den untersuchten Szenarien um bis zu 20 % geringer als in der Referenz.

Im ***Energieumwandlungssektor*** sind deutliche Verschiebungen bezüglich des Primärenergieträgers von Steinkohle bzw. in Sachsen von Braunkohle zu Erdgas zu beobachten. Da dieser Effekt im vom Treibhausgas Emissionshandelsgesetz (TEHG) beeinflussten Sektor stattfindet, wird dies nicht explizit als Landesmaßnahme eingeordnet. Das TEHG beeinflusst in der Realität bereits derzeitig die Investitionsentscheidungen von Energieversorgungsunternehmen, die ihrerseits eine Preisentwicklung für die CO_2-Zertifikate im europäischen Markt unterstellen.

In der ***Industrie*** kommt es innerhalb der *MARG*-Szenarien im Vergleich zu den Referenzentwicklungen in allen drei Bundesländern zu deutlichen Brennstoff- und Stromeinsparungen über den gesamten Betrachtungszeitraum. Die anteilig höheren Effekte in Bayern und Hessen sind im Vergleich zu Sachsen mit unterschiedlichen Strukturen zu begründen. Die Effizienz in der Industrieproduktion muss im Zeitraum von 2010 bis 2030 um etwa 30 % gesteigert werden. Dies sind annähernd weitere 3 % im Vergleich zur Referenz.

Im ***GHD-Sektor*** findet eine Reduzierung des Heizöleinsatzes in Höhe von 30 % im Vergleich zur Referenzentwicklung statt. Diese Einsparungen werden durch einen verstärkten Einsatz von Erdgas und Fern- und Nahwärme kompensiert.

In den ***Haushalten*** können insbesondere Stromeinsparungen beobachtet werden. Dies wird durch effizientere Elektrogeräte, vor allen bei Warmwassererhitzern und her-

kömmlichen Stromheizungen erreicht. Brennstoffeinsparungen werden hingegen durch den verstärkten Einsatz von Nachtspeicherheizungen, insbesondere in den Szenarien mit Kernenergie, und der verstärkten Nutzung von Umgebungswärme und oberflächennahen Erdwärmepumpen erreicht. Bezogen auf die Endenergieträger ist insgesamt eine Einsparung von Strom und Heizöl zugunsten einer leicht erhöhten Nutzung von Fern- und Nahwärme und Umgebungswärme und Geothermie zu beobachten. Der flächenspezifische Endenergieverbrauch in Haushalten liegt um bis zu 5 % unter den Werten der Referenzszenarien.

Im ***Verkehrssektor*** sind in den *MARG*-Szenarien keine Veränderungen im Vergleich zur Referenzentwicklung zu beobachten. Dies zeigt, dass Maßnahmen im Verkehrssektor bezogen auf ihren CO_2-Minderungskosten deutlich teurer sind, als Maßnahmen in allen anderen Bereichen. Darunter fallen sowohl alternative Antriebe im motorisierten Individualverkehr, als auch die Stärkung des öffentlichen Nahverkehrs. Allerdings sind Maßnahmen die auf eine Erhöhung der Besetzungsgrade oder eine Minderung der Verkehrsleistungen im Rahmen der Untersuchung aufgrund mangelnder Möglichkeiten zur Quantifizierung nicht untersucht worden. So stellen bestimmte Maßnahmen im Verkehrssektor, wie z. B. der Ausbau von Mitfahrzentralen oder Car-Pool Systemen wirtschaftlich mit Erlösen verbundene Minderungsmaßnahmen dar und sollten daher auf Landesebene explizit unterstützt werden.

Um die marginalen Kosten als Steuerungselement auch auf Landesebene hinreichend berücksichtigen zu können, werden folgende Ziele definiert:

- Die Brennstoffeffizienz bezogen auf die Wirtschaftskraft (BIP) im Vergleich zu 2010 muss um 30 % gesteigert werden.
- Die Energieeffizienz in der Industrie (bezogen auf die Bruttowertschöpfung) soll im Zeitraum bis 2030 ebenfalls um 30 % gesteigert werden.
- Der Senkung des spezifischen Endenergieverbrauchs aller Haushalte (Energie je Wohnfläche) muss durch Unterstützung von Energieeinssparmaßnahmen, effiziente Anwendungen (z. B. Wärmepumpen) und insbesondere eine Erhöhung der Sanierungsrate im Zeitraum 2010 bis 2030 auf 25 % erreichen.
- Der Besetzungsgrad im motorisierten Individualverkehr sollte im Zeitraum bis 2030 um 0,2 gesteigert werden. Dies bedeutet eine lineare Steigerung von 0,1 pro Dekade.

Eine Bewertung der Minderungseffektivität ist mit Hilfe der durchschnittlichen abdiskontierten Minderungskosten durchgeführt worden. Dieser Parameter wurde ins Verhältnis gesetzt zu der prozentualen Minderung gegenüber der Referenzentwicklung über den Gesamtzeitraum. Wie zuvor ausgeführt, sind separat ausgewiesene marginale Minderungskosten kein geeigneter Indikator für die volkswirtschaftliche Bewertung von Klimaschutzszenarien. Dies ist vorrangig darauf zurückzuführen, dass die zeitliche Homogenität bei

marginalen Minderungskosten nicht gewährleistet ist und zudem keine direkten Informationen über Kosten von tatsächlich umgesetzten Maßnahmen innerhalb des Gesamtzeitraumes abgeleitet werden können. Lediglich die jeweilige Grenztechnologie wird kostenmäßig bewertet und ist daher „Preis-setzend“.

Als Marktindikator sind die marginalen Kosten hingegen geeignet und empfehlen sich als Steuerungselement unter Marktbedingungen. Die Ausweitung des Treibhausgasemissionshandelsektors auf alle Sektoren des Energiesystems erscheint daher ein geeignetes Mittel für eine möglichst kosteneffiziente Ausgestaltung des Energiesystems mit ambitionierten Klimaschutzanforderungen.

6 Schlussbetrachtung

Im abschließenden Kapitel wird ein Überblick über die Ergebnisse der im Rahmen der Untersuchung durchgeführten Modellrechnungen und Szenarioanalysen gegeben. Dafür werden Aussagen zu den wichtigsten energiepolitischen Aspekten und Kernfragen getätigt. Alle Schlussfolgerungen und Bewertungen basieren auf den Ergebnissen der Szenariorechnungen und den entsprechenden Auswertungen im Rahmen dieser Arbeit. Zum Abschluss folgt eine Ableitung von allgemeinen Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger. Dabei wird keine explizite Bewertung existierender Länderprogramme vorgenommen. Stattdessen werden allgemeine Handlungsempfehlungen ausgesprochen, die sich direkt aus den Ergebnissen und Schlussfolgerungen dieser Untersuchung ergeben. Dafür wird noch einmal darauf hingewiesen, dass der ausschließliche Fokus der Analyse auf der Erreichbarkeit und Wirksamkeit regionaler Klimaschutzziele liegt und andere energiepolitische Aspekte, wie z. B. die Versorgungssicherheit, Arbeitsmarkteffekte oder Akzeptanzfragen für einzelne Technologien, nicht Gegenstand der Untersuchung gewesen sind.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist ein einheitlicher Bewertungsansatz für die drei Bundesländer Bayern, Hessen und Sachsen im Hinblick auf die optimale Ausgestaltung des regionalen Energiesystems unter unterschiedlichen Klimaschutzanforderungen ausgeführt worden. Die Neuheit der Untersuchung ist dabei die konsequente Vereinheitlichung der Kernannahmen und Rahmenbedingungen für gleichartige Szenarioanalysen mit Hilfe eines linearen Optimierungsmodells und die dadurch ermöglichte Vergleichbarkeit von Minderungsstrategien und deren Implikationen in verschiedenen Regionen.

Die durchgeführten Modellrechnungen zeigen, dass eine Formulierung absoluter regionaler Klimaschutzziele auf Bundesländerebene innerhalb des existierenden europäischen und nationalen Rahmens nicht Ziel führend sein kann. Dies ist damit begründet, dass die Eigenschaften eines komplexen Energiesystems sowie die überregionalen, den Energiemarkt und insbesondere den europäischen Emissionshandel charakterisierenden Aspekte bei einer absoluten Formulierung eines Minderungsziels nicht ausreichend berücksichtigt werden. Die durch lokale oder regionale Aktivitäten bedingten volkswirtschaftlichen Belastungen stehen im Vergleich zu den erreichten klimaschutzorientierten Treibhausgasminderungen in einem deutlichen Missverhältnis. Dies bedeutet, dass mit einem vergleichbaren finanziellen Aufwand global betrachtet wirksamere Klimaschutzmaßnahmen außerhalb der Region umgesetzt werden können. Der elementare Gedanke des europäischen Emissionshandelsgesetzes, eine festgelegte Obergrenze möglichst kostengünstig zu erreichen, wird mit regionalen und nicht an den Minderungskosten im Bereich der Energiewirtschaft orientierten Aktivitäten unterwandert. Regionale Klimaschutzaktivitäten auf Bundesländerebene sollten sich daher auf die Sektoren und Bereiche fokussieren, welche nicht im Emissionshandelssystem

berücksichtigt sind, und sich an den marginalen Minderungskosten des Gesamtsystems orientieren.

Die Ergebnisse und Auswertungen der verschiedenen Minderungsansätze verdeutlichen weiterhin, dass sowohl einheitliche Minderungsziele, die auf ein bestimmtes Basisjahr bezogen werden, als auch das Ziel, identische Pro-Kopf-Emissionen zu erreichen, nicht durchgängig praktikabel und übergreifend umsetzbar erscheinen. Da bereits die in den drei untersuchten Bundesländern Bayern, Hessen und Sachsen bestehenden Voraussetzungen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu unterschiedlich sind, erscheint kein absoluter Minderungsansatz durchgängig sinnvoll. So sorgen beispielsweise CO_2-intensive Industrien oder Techniken, wie die Braunkohleverstromung in Sachsen, die bereits über das TEHG reguliert wird, für hohe Pro-Kopf-Emissionen. Hinzu kommt, dass ein bedeutender Anteil des in Sachsen erzeugten Stroms exportiert wird, d. h. die Emissionen bilanztechnisch dem Freistaat zugerechnet werden, der Verbrauch jedoch in anderen Regionen stattfindet. Die Formulierung absoluter Minderungsziele erscheint allenfalls bei der Beschränkung auf jene Endverbrauchssektoren geeignet, die nicht im Emissionshandel berücksichtigt sind. Grundsätzlich ist die Umsetzung von Minderungsmaßnahmen bis zu einer Höhe der marginalen Grenzkosten des Gesamthandelssystems, welches alle Bereiche umfassen sollte, am wirksamsten und wirtschaftlichsten.

Der Anteil der erneuerbaren Energien hat auf die lokalen Treibhausgasemissionen zwar einen Einfluss, jedoch ist der Effekt innerhalb des europäischen Gesamtsystems vernachlässigbar, da die Obergrenze der Emissionen EU-weit festgelegt wird. Dies bedeutet, dass eine Entlastung der deutschen Treibhausgasbilanz zu einer Mehrproduktion in anderen EU-Ländern führt bzw. im Allgemeinen eine Verlagerung von effizienten fossilen Kraftwerken hin zu weniger effizienten mit geringerer Brennstoffausnutzung stattfindet.

6.1 Bewertung energiepolitischer Kernfragen

Einige Kernfragen für die Ausgestaltung von energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden im folgenden Abschnitt noch einmal im Hinblick auf ihren Einfluss und Bedeutung für einen kostenoptimierten Klimaschutz aufgeführt und zusammenfassend bewertet. Diese Erkenntnisse beruhen auf den detaillierten Ergebnissen der Szenariorechnungen und den entsprechenden Auswertungen in den zuvor präsentierten Kapiteln.

- **Regionale Klimaschutzziele:** Die Formulierung absoluter Klimaschutzziele ist nicht zu empfehlen. Ein Großteil der betroffenen Emissionen ist bereits im europäischen TEHG berücksichtigt. Daher stehen absolute regionale Zielvorgaben für einzelne Bundesländer einer möglichst wirtschaftlichen Erreichung von Emissionsreduktionen entgegen.

- **Nutzung der Kernenergie:** Die Ausgestaltung des Energiesystems mit Kernkraftwerken ist volkswirtschaftlich stets günstiger als die entsprechende Variante mit identischen Rahmenbedingungen ohne Verfügbarkeit dieser Option. Der Kostenvorteil durch Kernkraftwerke erhöht sich dabei zunehmend mit der Vorgabe verschärfter Minderungsanforderungen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht kann die Kernenergie somit einen signifikanten Beitrag zur kostengünstigen Umsetzung von Klimaschutzzielen beitragen. Durch Laufzeitverlängerungen bestehender Kernkraftwerksblöcke lassen sich ambitionierte Klimaschutzziele mit deutlich geringerem finanziellen Aufwand erreichen als in den respektiven Ausstiegsszenarien.

- **Erneuerbare Energien:** Erneuerbare Energiequellen können einen wichtigen Beitrag zur Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung leisten. Allerdings sind die Potenziale begrenzt und die Eigenschaften, wie beispielsweise die Fluktuation der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen und photovoltaischen Anlagen, erfordern zum Teil umfassende Anpassungen des restlichen Energiesystems. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist in Deutschland in großem Maße abhängig von der Ausgestaltung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), das in seiner derzeitigen Form, entgegen der häufig unterstellten Wirkung, kein klimapolitisches Instrument darstellt. Die Modellergebnisse zeigen jedoch auch, dass die Bedeutung der erneuerbaren Energien zur Erreichung regionaler Klimaschutzziele nicht zu vernachlässigen ist. Dies bezieht sich vor allem auf die Nutzung im Wärmemarkt. Mit dem Erneuerbaren Energien Wärmegesetz ist ein erster Schritt in diese Richtung erfolgt. Durch die Wirkung des Gesetzes erhalten Bundesländer Gestaltungsspielraum für die Ausgestaltung des lokalen Heizmarktes. Im Stromerzeugungsbereich ist allerdings die derzeitige EEG-Umlage bereits sehr umfassend und daher bedarf es zumindest für etablierte Erzeugungstechnologien keiner weiteren Förderung auf Landesebene. Da die Umlage auf alle Stromkunden in Deutschland gleichmäßig verteilt wird, könnte über das EEG vergüteter Strom auch verbrauchsabhängig bilanztechnisch auf die einzelnen Bundesländer übertragen werden.

- **Einsparmaßnahmen:** Die Nutzung von Einsparpotenzialen in den Anwendungsbereichen ist in allen Bundesländern unabhängig von der Ausgestaltung des Klimaschutzszenarios von erheblicher Bedeutung. Allerdings ist für eine kosteneffiziente Nutzung der Potenziale eine Bestimmung der Kosten-Vermeidungskurve hilfreich. Insbesondere sollten sogenannte „no regret“ Optionen, die sowohl wirtschaftlich als auch emissionsreduzierend sind, ermittelt und umgesetzt werden. Dazu zählen beispielsweise bestimmte Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich oder im Verkehrssektor die Erhöhung der Beladungs- und Besetzungsgrade. Die Formulierung absoluter pauschaler Einsparziele unabhängig von den jeweiligen Potenzia-

len und Kosten ist hingegen kein Bestandteil einer kosteneffizienten Minderungsstrategie.

- **CO_2-Abscheidung und Verpressung:** In nahezu allen Szenarien mit Minderungsvorgaben stellen sich die Abscheidung und Verpressung von CO_2 wirtschaftlich dar und werden somit umgesetzt. Für die Realisierung dieser Technologie muss jedoch zunächst auf Bundesebene mit Unterstützung der Bundesländer ein gesetzlicher Rahmen geschaffen werden. Die Bundesländer können dabei die Rolle der aktiven Unterstützer einnehmen und für sich vorrangig für Akzeptanz und Verständnis innerhalb der Bevölkerung einsetzen.

- **Kraft-Wärme-Kopplung:** Sowohl für fossile als auch für erneuerbare Brennstoffe stellt die energetische Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine energieeffiziente, Ressourcen schonende und am Klimaschutz orientierte Option der Energieumwandlung dar. Auch die Möglichkeit der Mitverbrennung von Biomasse in fossilen Großkraftwerken wird den Modellrechnungen zufolge einen bedeutenden Beitrag zur zukünftigen Ausgestaltung der Energiesysteme liefern können.

- **Fern- und Nahwärme:** Für die Nutzung von hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist das Vorhandensein einer entsprechenden Infrastruktur und der Anschluss an Wärmeverbraucher essentiell. Unter Berücksichtigung zukünftig sinkender Wärmelasten für einzelne Anschlüsse aufgrund von Effizienzentwicklungen in den Anwendungsbereichen werden ein Ausbau der Netzinfrastruktur und das Erschließen neuer Versorgungsgebiete von Nöten sein.

- **Windkraftanlagen:** Der maximale Beitrag der Windenergie hängt sehr stark von den Windverhältnissen aber auch von den raumplanerischen Voraussetzungen im jeweiligen Bundesland ab. Hier sollten einheitliche Richtlinien auf Bundesländerebene eingeführt werden, so dass zukünftig die Investitionsentscheidung primär durch die erwartete Wirtschaftlichkeit bestimmt wird. Die zukünftige Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte und die Umsetzung des Netzausbaus werden dabei von entscheidender Bedeutung sein.

6.2 Allgemeine Handlungsempfehlungen für die regionale Politik

Im Folgenden werden abschließend allgemein gültige Handlungsempfehlungen für die Ausgestaltungsmöglichkeiten im Rahmen regionaler Energie- und Klimapolitik gegeben. Die vorgestellten Ergebnisse verdeutlichen, dass von einer expliziten Formulierung absoluter regionaler Klimaschutzziele auf Bundesländerebene innerhalb des existierenden euro-

päischen und nationalen Rahmens abzuraten ist. Regionale Zielvorgaben bezüglich erneuerbarer Energien sind aus Aspekten des Klimaschutzes ebenfalls nicht empfehlenswert, solange ein übergeordnetes Klimaschutzinstrument, wie der europäische Emissionshandel existiert. Auch wenn weitere Aspekte, wie beispielsweise die Importabhängigkeit dadurch unter Umständen positiv beeinflusst werden können, so sind im Hinblick auf den Klimaschutz zusätzliche Förderungen für Erneuerbare Energien nicht Ziel führend und zumeist kontraproduktiv, da sie ein effektives Emissionsminderungssystem untergraben und den Markt ineffizient werden lassen. Zudem schaffen die Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung der EEG-Strommengen, die den Markt nachhaltig beeinflussen, signifikante Risiken für Investitionen in neue, effiziente jedoch kapitalintensive Kraftwerke, die sich am Strommarkt behaupten müssen.

Es wird daher empfohlen, dass Landesregierungen ihren vorhandenen Spielraum vorrangig dazu zu nutzen, die Potenziale für Treibhausgasminderungsmaßnahmen in den vom TEHG unberücksichtigten Sektoren auszuschöpfen. Dabei sollten insbesondere die marginalen Minderungskosten bzw. die CO_2-Zertifikatspreise als Größenordnung für eine effiziente Klimaschutzpolitik dienen. Empfehlenswert wäre eine Ausweitung des bestehenden Systems auf alle Sektoren des Energiesystems und eine möglichst einheitliche Bewertung der Emissionen. Der häufig auf Landesebene praktizierte Ansatz, ordnungspolitisch auf die Ausgestaltung des Energiesystems Einfluss zu nehmen, steht einer möglichst effizienten Minderungsumsetzung entgegen.

Den Landesregierungen wird zudem empfohlen, Gestaltungsspielräume zur Realisierung von Einsparpotenzialen vor allem in den Bereichen aktiv zu nutzen, in denen bis dato wirtschaftliche Maßnahmen durch Hemmnisse nicht umgesetzt werden konnten. Solche „no regret“ Optionen müssen in einem ersten Schritt bestimmt werden, um anschließend genutzt werden zu können. Zudem wird aus den Ergebnissen der Weltklimakonferenz in Kopenhagen deutlich, dass die Probleme des Klimawandels und die damit einhergehende Notwendigkeit, die Treibhausgasemissionen reduzieren zu müssen, nur auf globaler Ebene gelöst werden können. Auch wenn regionale Leuchtturmprojekte in Einzelfällen politisch und gesellschaftlich sinnvoll erscheinen, sind sie im Hinblick auf die globale direkt messbare Wirksamkeit eher unbedeutend und sollten daher auf ein vertretbares finanzielles Minimum beschränkt werden.

7 Literaturverzeichnis

/Bafa 2008/

Bafa BMWi Bafa Statistik, Stand: Juli 2008

/Beller 1975/

Beller M.: Sourcebook for Energy Assessment, BNL-50493, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, 1975.

/BG 2002/

Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil 1 Nr. 26: Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität. 2002.

/BGR 2008/

Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. Kurzstudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.

/Blesl 2008/

Blesl M.: Modellrechnungen TIMES Pan EU mit Minderungsanforderungen von 40% für Deutschland und 20 % für EU gegenüber 1990, persönliche Mitteilung; Stuttgart, 2008.

/BMWi 2007/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland gemäß EU-Richtlinie über „Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen“ (2006/32/EG), November 2007.

/BMWi 2008b/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Erdgasstatistik, 2008.

/BMU 2008/

Bundesumweltministerium: Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklungen, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2008.

/Bundesnetzagentur 2009/

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2009. www.bundesnetzagentur.de, 2009.

/BWEV 2008/

Bayerischer Windenergie Verband: Potenzialabschätzungen für die Nutzung von Windkraftanlagen im Freistaat Bayern. 2008.

/CASES 2008/

Cost Assessment of Sustainable Energy Systems (CASES): Private costs of electricity and heat generation. Co-ordination action funded by the European Commission under the sixth framework, Sustainable Energy Systems, Brüssel, 2008.

/COM 2008/

European Parliament legislative resolution of 17 December 2008 on the proposal for a regulation of the European Parliament and the Council setting emission performance standards for new passenger cars as part of the Community's integrated approach to reduce CO_2 emissions from light-duty vehicles (COM (2007) 0856 – C6-0022/208 – 2007/0297 (COD)), Brüssel, 2008.

/dena 2005/

Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI), E.ON Energie AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE) Transportnetz Strom, Vattenfall Europe (VE) Transmission, Köln, 2005.

/dena 2008/

Deutsche Energie-Agentur GmbH: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), Berlin, 2008.

/dena 2010/

dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020, Berlin, 2010.

/Eisenmenger et al. 2006/

Eisenmenger, M., Pötzsch, O., Sommer, B.: 11. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung: Annahmen und Ergebnisse, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2006.

/HMULV 2007/

Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz: Nachhaltige Umweltpolitik in Hessen. Bilanz des Hessischen Ministeriums für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz für die Legislaturperiode 2003 – 2008. Wiesbaden, 2007.

/EnEV 2009/

Energieeinsparverordnung 2009: http://www.bmvbs.de, Stand: März 2009.

/Enquete 2000/

Enquete Kommission des Deutschen Bundestages: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Berlin, 2000.

/EUC 2008a/

European Commission (2008a): 20 % by 2020: Europe's climate change opportunity, COM (2008) 13 final, European Commission, Brüssel, 2008.

/EUC 2008b/

European Commission: Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading system of the Community, Communication COM (2008) 30 final, European Commission, Brüssel, 2008.

/EUC 2008c/

European Commission: Proposal for a DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020, SEC (2008) 85, European Commission, Brüssel, 2008.

/EWI/Prognos 2005/

EWI/Prognos: Energiereport IV - Studie Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030; Köln, 2005.

/EWI/PROGNOS 2006/

EWI/PROGNOS: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage; Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030; Köln, Basel; August 2006.

/Fahl et al. 2000/

Fahl, U., Kaltschmitt, M. und Voß A.: Potenziale der Nutzung regenerativer Energieträger in Bayern. Faktenbasis 6 für den Energiedialog Bayern, Stuttgart, 2000.

Fahl et al. 2004/

Fahl, U., Rühle, B. und Voß A.: Wissenschaftliche Begleitung des Energieprogramms Sachsen. Schlussbericht zum Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2004.

/Fahl et al. 2005/

Fahl, U., Koschel H., Löschel A., Rühle B. und Wolf H.: Regionale Klimaschutzprogramme – Zur integrierten Analyse von Kosten des Klimawandels und des Klimaschutzes auf regionaler Ebene; DIW Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung; Nr. 74 (2005), 2, S. 286–309, Berlin, 2005.

/Fahl et al. 2007/

Fahl, U., Rühle, B., Blesl, M., Ellersdorfer, I., Eltrop, L., Harlinghausen, D.-C., Küster, R., Rehrl, T., Remme, U. und Voß, A.: Energieprognose Bayern 2030, Gutachten im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Endbericht, Stuttgart, 2008.

/Fahl et al. 2009a/

Fahl, U., Rühle, B., und Voß A.: INKLIM Update. Schlussbericht zum Gutachten im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2009.

/Fahl et al. 2009b/

Fahl, U., Rühle, B., und Voß A.: Erneuerbaren Energien Quote – Ergänzungsgutachten zur Energieprognose Bayern 2030. Gutachten im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2010.

/IEA 2004/
Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2004, Paris, 2004.

/IEA 2005/
Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2005, Paris, 2005.

/IEA 2006/
Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2006, Paris, 2006.

/IEA 2007/
Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2007, Paris, 2007.

/IEA 2008/
Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2008, Paris, 2008.

/IÖR 2003/
Institut für ökologische Raumentwicklung e. V. Dresden in Zusammenarbeit mit invencon Innovative Energieconsulting: Expertise Wärmedienstleistung im Wohngebäudesektor für das Energieprogramm Sachsen, Dresden, 2003.

/IPCC 2000/
Intergovernmental Panel on Climate Change: Special Report on Emissions Scenarios (SRES). University Press, Cambridge, 2000.

/IPCC 2007/
Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2007 Synthesis Report, Genf, 2007.

/ISET 2005/
Institut für Solare Energieversorgungstechnik: Teilbericht Integriertes Klimaschutzprogramm Hessen 2012 - Abschlussbericht zur Bestimmung und Nutzung erneuerbarer Energien in Hessen. Hanau, 2005.

/IWU 2005/
Institut Wohnen und Umwelt: Teilbericht Integriertes Klimaschutzprogramm Hessen 2012; Themenbereich: Wärmeversorgung von Gebäuden; Darmstadt, 2005.

/LAK Energiebilanzen 2009/

Länderarbeitskreis Energiebilanzen: Zeitreihen von Energie- und CO_2-Indikatoren, Energie- und CO_2-Indikatoren im letzten Bilanzjahr, Stand: 20.11.2009.

/LEP 2007/

Landesentwicklungsplan Sachsen, Dresden, 2007.

/Koschel et al. 2006/

Koschel, H., Moslener, U., Sturm, B., Fahl, U., Rühle, B. und Wolf, H: Integriertes Klimaschutzprogramm Hessen - InKlim 2012. Gutachten im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt. Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, Mannheim, 2007.

/Kubessa und Tautenhan 1993/

Kubessa, M.:; Tautenhan, F.: Beitrag der Wasserkraft als regenerative Energiequelle zur Energieerzeugung in den neuen Bundesländern, Teil 1: Sachsen. Leipzig, 1993.

/Loulou et al. 2005/

Loulou R., Remme, U., Kanudia, A. Lehtila, A. und Goldstein, G.: Documentation for the TIMES-Model. Energy Technology Systems Analysis Programme, www.etsap.org, 2005.

/PROGNOS 2006/

Prognos AG: Deutschlandreport 2030, Basel, 2006.

/PROGNOS 2008a/

Prognos AG: Ist Analyse des Wärmemarktes Hamburg 2004 bis 2006 und Prognosen bis 2030. Nutzenergie und Endenergie, Berlin, 2008.

PROGNOS 2008b/

Prognos AG: Ist Analyse des Wärmemarktes Berlin 2004 bis 2006 und Prognosen bis 2030. Nutzenergie und Endenergie, Berlin, 2008.

/Remme et al. 2001/

Remme, U., Goldstein G., Schlenzig, C. und Schellmann, U.: MESAP/TIMES – Advanced decision support for energy and environmental planning. in Chamoni und Leisten (Hrsg.), Operational Research Proceeding 2001, S. 59-66, Springer-Verlag, Berlin, 2001.

/Remme 2006/

Remme, U.: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation, Forschungsbericht Band 99, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2006.

/Rüffler 2001/

Rüffler, W.: Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg. Dissertation, Forschungsbericht Band 77, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2001.

/RWI/forsa 2005/

RWI/forsa: Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für das Jahr 2003, Endbericht zum Forschungsprojekt 61/04 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, RWI Essen und forsa, Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analyen mbH, Berlin, 2005.

/RWI/forsa 2008/

RWI/forsa: Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für das Jahr 2005, Endbericht zum Forschungsprojekt 15/06 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, RWI Essen und forsa, Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analyen mbH, Berlin, 2008.

/Schaumann 1997/

Schaumann, P.: Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung: Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell. Dissertation, Forschungsbericht Band 36, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 1997.

/Schlesinger et al. 2004/

Schlesinger, M.; Kirchner, A. und Fahl, U.: Analyse der Wirksamkeit von CO_2-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung. Endbericht, prognos/IER, Basel, 2004.

/Schmid, Schaumann 1998/

Schmid, G. und Schaumann, P.: Burden Sharing in a European Framework – Carbon Reduction Strategies for 13 European Countries. In: Läge, Egbert und Peter Schaumann (Hrsg.): Energy Models for Decision Support – New Challenges and Possible Solutions – Joint FORUM / ETSAP Workshop am 4. / 5. Mai 1998, Proceedings. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart, 1998.

/Schneider et al. 2003/

Schneider, S., Wilfert, R., Schröder, G. und Falkenberg, D.: Expertise zur Nutzung erneuerbarer Energien in Sachsen erstellt im Rahmen der Erarbeitung des Energieprogramms Sachsen 2004 , Institut für Energetik & Umwelt gGmbH (IE), Leipzig, 2003.

/Schuler 2000/

Schuler, A.: Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg, Forschungsbericht 66, Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2000.

/Slaby, Drebenstedt 2003/

Slaby, D. und Drebenstedt, C.: Energiereserven und –ressourcen (Welt, national, Sachsen) und Energiepreisentwicklung; Expertise 5 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des „ENERGIEPROGRAMM SACHSEN“, TU Bergakademie Freiberg, 2003.

/SMWA 2007/

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: Energieprogramm Sachsen 2007. Leitlinien und Schwerpunkte der sächsischen Energiepolitik, Dresden, 2007.

/SMWA 2009/

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: Energiedaten 2006, Dresden, 2009.

/SMWA 2010/

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Sachsen, Dresden, 2010.

/Statistik Bayern 2010/

Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung, http://www.statistik.bayern.de, München, 2010.

/Statistik Hessen 2010/

Hessisches Statistisches Landesamt: Industrie, Bau, Handwerk, Energie / Landesdaten, Wiesbaden, 2010

/STMUGV 2007/

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit: Klimaprogramm Bayern 2020. Minderung von Treibhausgasen, Anpassung an den Klimawandel, Forschung und Entwicklung http://www.stmugv.bayern.de/umwelt/klimaschutz/klimaprogramm/index.htm, München, 2007.

/StMWIVT 2008/

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie: Energieeffizienz in Bayern – Daten und Fakten. München, 2008.

/UBA 2006/

Umweltbundesamt 2006 „Technische Abscheidung und Speicherung von CO2 – nur eine Übergangslösung“ Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen, Dessau, 2006

Anhang: Ergebnistabellen der Szenariorechnungen

Tabelle 3-1: Detaillierung der Nachfragesektoren in den regionalen Energiesystemmodellen für Bayern, Hessen und Sachsen 23

Tabelle 3-2: Maximales Potenzial für die CO_2-Verpressung in deutschen Gasfeldern und Kosten für den CO_2-Transport zu den Lagerstätten in Norddeutschland 31

Tabelle 3-3: Entwicklung der Kraftwerksparameter fossiler Kraftwerke im Zeitraum 2007 bis 2030 32

Tabelle 3-4: Derzeitiger Stand und Bevölkerungsentwicklung in den drei Bundesländern bis 2030 in 1000 Einwohner sowie prozentuale Veränderung gegenüber 2006 36

Tabelle 3-5: Entwicklung des jährlichen Personenverkehrsaufkommens in den drei Bundesländern bis 2030 in Personenkilometer je Einwohner 39

Tabelle 3-6: Entwicklung des Güterverkehrsaufkommens in den drei Bundesländern bis 2030 in Mrd. Tonnenkilometer 39

Tabelle 3-7: Entwicklung des auf den Nettoproduktionswert bezogenen Stromverbrauchs in Bayern in kJ/$€_{05}$ 41

Tabelle 3-8: Entwicklung des auf den Nettoproduktionswert bezogenen Brennstoffverbrauchs in Bayern in kJ/$€_{05}$ 42

Tabelle 3-9: Reserven und Ressourcen an Braunkohle in Sachsen – Aktiver Tagebau und mögliche Anschlussfelder 44

Tabelle 3-10: Energiepotenzial für nachwachsende biogene Festbrennstoffe in Bayern 46

Tabelle 3-11: Nutzung und Primärenergiepotenzial erneuerbarer Energieträger in den drei Bundesländern in PJ pro Jahr 50

Tabelle 3-12: Mindestnutzung und Potenzial für die Stromerzeugung in 2020 aus erneuerbaren Energieträgern in den drei Bundesländern in PJ pro Jahr 51

Tabelle 4-1: Szenarienübersicht 54

Tabelle 4-2: Minderungsziele für die Szenariogruppe *K90* 58

Tabelle 4-3: Minderungsziele für die Szenariogruppe *KOPF* 59

Tabelle 4-4: Entwicklung der CO_2-Preise in der Szenariogruppe *MARG* bis 2030 in $€_{2005}$/t CO_2 59

Tabelle 4-5: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien mit Kernenergie für Bayern 68

Tabelle 4-6: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien ohne Kernenergie für Bayern 69

Tabelle 4-7: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien mit Kernenergie für Hessen 77

Tabelle 4-8: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien ohne Kernenergie für Hessen 78

Tabelle 4-9: Ökonomische und ökologische Indikatoren der Szenarien für Sachsen 87

Tabelle 5-1: Gesamtübersicht der Szenarioergebnisse 95

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der ökonomischen Parameter der Klimaschutzszenarien 99

Tabelle 5-3: Szenarienvergleich für CO_2-Minderungsindikatoren 102

Tabelle A-1: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KLmK* 127

Tabelle A-2: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KLoK* 129

Tabelle A-3: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *K90mK* 131

Tabelle A-4: Modelloergebnisse für Bayern im Szenario *K90oK* 133

Tabelle A-5: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KOPFoK* 135

Tabelle A-6: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *MARGmK* 137

Tabelle A-7: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *MARGoK* 139

Tabelle A-8: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KLmK* 141

Tabelle A-9: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KLoK* 143

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,6	4,5	4,3	4,2
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					0,4	0,3	0,3	0,4
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					0,8	0,7	0,8	0,8
9.8	**Summe**	**TWh**					**6,8**	**5,6**	**5,3**	**5,4**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					110,1	123,6	127,0	135,7
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					15,5	7,9	7,1	7,9
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ					1,2			
10.8	Biomasse	PJ					10,6	10,5	10,7	11,0
11.9	**Summe**	**PJ**					**137,4**	**142,0**	**144,8**	**154,6**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	43,4	35,2	33,6	33,3
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	10,8	8,8	8,4	8,3
11.3	Abwärme	PJ					0,1	0,1	0,0	0,2
11.4	Summe Erzeugung	PJ					54,3	44,2	42,0	41,9
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**54,3**	**44,2**	**42,0**	**41,9**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	205,4	215,1	215,6	224,3
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	2,5	2,4	2,2	2,1
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	437,0	434,0	436,1	429,0
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	246,8	230,9	221,4	210,0
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	9,9	8,4	7,6
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	70,8	69,5	69,1	68,2
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**973,8**	**961,7**	**952,9**	**941,2**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	205,4	215,1	215,6	224,3
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4	0,7	0,6	0,4	0,3
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	437	434	436	429
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	247	231	221	210
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0	0	0	0
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					11	12	12	13
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**901**	**893**	**886**	**876**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,8	1,8	1,8	1,8
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	9,9	8,4	7,6
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	59,9	57,4	56,8	55,6
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**72,9**	**69,2**	**67,0**	**65,1**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	22,9	23,4	23,4	24,2
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,4	2,7	2,5	2,3
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	4,1	3,7	3,5	3,1
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	6,6	5,9	5,7	5,5
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	14,0	13,4	13,6	13,6
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**50,0**	**49,2**	**48,8**	**48,8**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					29,20	28,75	28,47	29,01
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					419,13	562,37	705,15	848,89
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					333,56	410,15	472,91	524,82

Tabelle A-10: ..... Modellergebnisse für Hessen im Szenario *K90mK* 144

Tabelle A-11: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *K90oK* 147

Tabelle A-12: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KOPFoK*..... 149

Tabelle A-13: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *MARGmK* 151

Tabelle A-14: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *MARGoK* 153

Tabelle A-15: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *KL* 155

Tabelle A-16: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *KOPF* 157

Tabelle A-17: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *MARG*..... 159

Tabelle A-1: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KLmK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11,45	11,99	12,23	12,39	12,61	12,74	12,84	12,84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4,92	5,31	5,55	5,67	5,93	6,07	6,18	6,22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412,80	451	498	528	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36,06	37,6	40,7	42,3	43,9	44,6	45,4	46,6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	178	186	188	186	183
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14369	14792	14786	14528	14271
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{05}	329,2	331,2	389,2	414,4	515,1	571,3	626,8	682,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{05}		87,0	115,5	130,9	159,8	175,5	189,3	200,6
2.3	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	107	139	148	156	165
2.4	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{05}$		0,85	0,78	0,81	0,87	0,84	0,83	0,82
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	36,8	29,9	24,9	11,5	16	12	11	11
3.2	Mineralölprodukte	PJ	699,6	742,7	732,5	670,3	590	577	575	571
3.3	Gase	PJ	210,1	258,0	279,5	265,6	314	301	289	275
3.4	Kernenergie	PJ								
3.5	Strom	PJ	214,1	238,9	260,4	269,4	297	298	301	303
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23,6	31,6	30,0	45,2	42	42	42	43
3.7	Erneuerbare	PJ	11,5	34,9	41,0	70,8	128	146	160	164
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,0	0,8	2,9	4,7				
3.9	**Summe**	**PJ**	**1196**	**1337**	**1371**	**1337**	**1389**	**1375**	**1378**	**1367**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	295	271	272	289	275	276	274	271
4.2	GHD	PJ	197	270	281	237	282	281	285	286
4.3	Haushalte	PJ	308	370	355	368	396	392	400	399
4.4	Verkehr	PJ	392	426	464	444	436	426	420	412
4.5	**Summe**	**PJ**	**1192**	**1337**	**1371**	**1337**	**1389**	**1375**	**1378**	**1367**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	25,6	27,2	28,6	32,2	32,7	34,0	35,0	35,5
5.2	GHD	TWh	16,2	18,8	22,3	17,7	25,9	26,3	26,7	26,7
5.3	Haushalte	TWh	15,4	17,7	18,6	21,4	22,0	20,5	20,0	20,0
5.4	Verkehr	TWh	2,3	2,7	2,9	3,5	2,0	2,0	2,0	2,1
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**59,5**	**66,4**	**72,3**	**74,8**	**82,6**	**82,8**	**83,7**	**84,3**
5.6	Umwandlung	TWh	0,8	0,9	0,8	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1
5.7	Leitungsverluste	TWh	4,2	1,8	1,8	1,9	2,3	2,3	2,3	2,4
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0,4	0,5	0,7	0,6	0,3	0,1		
5.9	**Summe**	**TWh**	**64,8**	**69,6**	**75,6**	**78,3**	**86,3**	**86,3**	**87,1**	**87,7**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher									
6	**Netto-Strombereitstellung**									
6.1	Steinkohle	TWh		6,5	6,7	5,1	8,9	11,9	12,8	13,4
6.2	Braunkohle	TWh		2,4	2,7					
6.3	Heizöl	TWh		1,0	0,7	2,2	0,2	0,2	0,8	2,3
6.4	Erdgas	TWh		2,8	4,2	9,7	8,3	5,2	4,4	2,8
6.5	Kernenergie	TWh		44,6	46,8	51,4	48,3	48,3	48,3	48,3
6.6	Wasserkraft	TWh		13,1	14,7	12,5	13,4	13,3	13,2	13,2
6.7	Wind	TWh			0,0	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6.9	Andere Brennstoffe	TWh		1,0	2,0	3,5	3,7	3,9	3,9	4,1
6.10	**Summe**	**TWh**		**71,3**	**77,9**	**84,9**	**86,3**	**86,3**	**87,1**	**87,7**
6.11	Importsaldo Strom	TWh	-2,2	-2,3	-2,3	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				3,7	8,4	7,7	8,0	7,9
6.13	Anteil KWK	%				4,4	9,7	9,0	9,2	9,0
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW		1,7	1,7	1,2	1,8	2,1	2,0	2,2
7.2	Braunkohle	GW		0,7	0,6					
7.3	Heizöl	GW		2,8	2,8	2,0	0,5	0,5	1,2	1,6
7.4	Erdgas	GW		1,9	2,6	3,0	3,4	3,1	2,2	1,9
7.5	Kernenergie	GW		6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
7.6	Wasserkraft	GW		2,1	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
7.7	Wind	GW		0,0	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
7.8	Photovoltaik	GW			0,1	0,6	2,8	2,8	2,8	2,8
7.9	Andere Brennstoffe	GW		0,1	0,3	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8
7.10	**Summe**	**GW**		**15,4**	**16,9**	**16,4**	**18,7**	**18,6**	**18,4**	**18,7**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					2,8	2,4	2,3	2,2
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
8.1	Steinkohle	PJ					48,2	71,6	75,4	75,2
8.2	Braunkohle	PJ					0,3			
8.3	Heizöl	PJ					2,9	2,0	7,7	21,1
8.4	Erdgas	PJ					50,2	24,4	20,9	12,6
8.5	Kernenergie	PJ					558,0	558,0	558,0	558,0
8.6	Wasserkraft	PJ					47,7	47,7	47,7	47,7
8.7	Wind	PJ					3,2	3,3	3,3	3,3
8.8	Photovoltaik	PJ					9,2	9,2	9,2	9,2
8.9	Andere Brennstoffe	PJ					4,3	10,6	10,4	13,5
8.10	**Summe**	**PJ**					**723,9**	**726,6**	**732,6**	**740,6**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,3	2,9	3,4	3,9
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh					0,3			
9.4	Erdgas	TWh					2,0	3,2	3,1	2,5
9.5	Sonstige Gase	TWh					0,4	1,3	1,3	1,3
9.6	Kernenergie	TWh								
9.7	Müll	TWh								
9.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,4	0,3	0,3	0,3
9.9	**Summe**	**TWh**					**8,4**	**7,7**	**8,0**	**7,9**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					61,2	39,0	46,0	53,9
10.3	Mineralöle	PJ					0,1			
10.4	Erdgas	PJ					8,6	24,3	22,4	17,8
10.5	Sonstige Gase	PJ					0,0			
10.7	Müll	PJ					17,3	17,3	17,3	17,3
10.8	Andere Brennstoffe	PJ					26,9	28,1	28,3	28,1
10.9	**Summe**	**PJ**					**114,1**	**108,8**	**113,9**	**117,1**
11	**Fernwärmeerzeugung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ					39,2	37,0	37,9	38,0
11.2	Heizwerke	PJ					4,9	5,5	5,5	5,5
11.3	Abwärme	PJ						0,8	0,9	0,9
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**					**44,2**	**43,2**	**44,2**	**44,4**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	150	154	163	168
12.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
12.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	847	743	745	743	746
12.4	Naturgase	PJ	270	297	325	367	361	335	317	295
12.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	558	558	558	558
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38	47	51	50	60	60	60	60
12.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	112	178	201	215	224
12.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
12.9	**Summe**	**PJ**	**1780**	**1953**	**2037**	**1990**	**2051**	**2053**	**2057**	**2051**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	150	154	163	168
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	845	742	745	743	746
13.4	Naturgase	PJ	265	294	325	366	361	335	317	295
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	558	558	558	558
13.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
13.9	**Summe**	**PJ**	**1705**	**1814**	**1894**	**1904**	**1849**	**1833**	**1821**	**1806**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	0,71	67%	67%	64%	61%	60%	59%	59%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.2	Braunkohlen	PJ	0,4	0,3	0,3	0,2				
14.3	Mineralöle	PJ	4,6	18,9	1,6	1,5	1			
14.4	Naturgase	PJ	4,9	2,7	0,1	1,1				
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38,1	49,9	57,8	54	60	60	60	60
14.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27,2	66,9	83,6	112	141	160	176	186
14.8	**Summe**	**PJ**	**75**	**139**	**143**	**169**	**202**	**220**	**236**	**246**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17,8	16,4	16,9	14,3	16,8	11,4	12,3	13,5
15.2	Industrie	Mio. t	13,4	10,9	10,4	9,2	8,2	8,0	7,4	7,0
15.3	GHD	Mio. t	8,9	12,0	11,8	11,7	9,2	8,7	8,6	8,5
15.4	Haushalte	Mio. t	16,6	18,7	16,8	17,5	16,0	15,6	15,7	15,7
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	26,4	28,8	30,9	30,6	27,5	26,3	25,9	25,4
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**83,0**	**86,8**	**86,8**	**83,4**	**77,6**	**70,0**	**70,0**	**70,0**
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,7	1,8	1,8
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a					58,87	60,59	61,95	60,93
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1205,63	1505,60	1813,53	2123,76
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1069,68	1217,92	1343,01	1446,67

Tabelle A-2: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KLoK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11,45	11,99	12,23	12,39	12,61	12,74	12,84	12,84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4,92	5,31	5,55	5,67	5,93	6,07	6,18	6,22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412,80	451	498	528	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36,06	37,6	40,7	42,3	43,9	44,6	45,4	46,6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	178	186	188	186	183
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14369	14792	14786	14528	14271
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{05}	329,2	331,2	389,2	414,4	515,1	571,3	626,8	682,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{05}		87,0	115,5	130,9	159,8	175,5	189,3	200,6
2.3	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	107	139	148	156	165
2.4	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{05}$		0,85	0,78	0,81	0,87	0,84	0,83	0,82
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	36,8	29,9	24,9	11,5	15	3	4	8
3.2	Mineralölprodukte	PJ	699,6	742,7	732,5	670,3	588	535	544	553
3.3	Gase	PJ	210,1	258,0	279,5	265,6	306	296	282	262
3.4	Kernenergie	PJ								
3.5	Strom	PJ	214,1	238,9	260,4	269,4	295	291	289	289
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23,6	31,6	30,0	45,2	43	48	49	50
3.7	Erneuerbare	PJ	11,5	34,9	41,0	70,8	144	192	189	177
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,0	0,8	2,9	4,7				
3.9	**Summe**	**PJ**	**1196**	**1337**	**1371**	**1337**	**1391**	**1365**	**1357**	**1339**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	295	271	272	289	272	271	262	254
4.2	GHD	PJ	197	270	281	237	283	276	278	281
4.3	Haushalte	PJ	308	370	355	368	400	392	397	392
4.4	Verkehr	PJ	392	426	464	444	436	425	420	412
4.5	**Summe**	**PJ**	**1192**	**1337**	**1371**	**1337**	**1391**	**1365**	**1357**	**1339**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	25,6	27,2	28,6	32,2	32,4	33,3	33,5	33,2
5.2	GHD	TWh	16,2	18,8	22,3	17,7	25,9	25,7	26,4	26,5
5.3	Haushalte	TWh	15,4	17,7	18,6	21,4	21,6	19,9	18,4	18,5
5.4	Verkehr	TWh	2,3	2,7	2,9	3,5	2,0	2,0	2,0	2,1
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**59,5**	**66,4**	**72,3**	**74,8**	**81,9**	**80,9**	**80,3**	**80,3**
5.6	Umwandlung	TWh	0,8	0,9	0,8	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
5.7	Leitungsverluste	TWh	4,2	1,8	1,8	1,9	2,3	2,3	2,2	2,2
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0,4	0,5	0,7	0,6	0,1	0,4		
5.9	**Summe**	**TWh**	**64,8**	**69,6**	**75,6**	**78,3**	**85,3**	**84,7**	**83,7**	**83,7**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher									
6	**Netto-Strombereitstellung**									
6.1	Steinkohle	TWh		6,5	6,7	5,1	7,7	0,1	0,3	1,2
6.2	Braunkohle	TWh		2,4	2,7					
6.3	Heizöl	TWh		1,0	0,7	2,2	0,3	0,0	0,0	0,1
6.4	Erdgas	TWh		2,8	4,2	9,7	25,3	58,7	57,6	55,9
6.5	Kernenergie	TWh		44,6	46,8	51,4	31,5	0,6	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh		13,1	14,7	12,5	13,3	14,4	14,2	14,2
6.7	Wind	TWh			0,0	0,2	0,9	1,1	0,9	0,9
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6.9	Andere Brennstoffe	TWh		1,0	2,0	3,5	3,7	7,2	8,1	8,8
6.10	**Summe**	**TWh**		**71,3**	**77,9**	**84,9**	**85,3**	**84,7**	**83,7**	**83,7**
6.11	Importsaldo Strom	TWh	-2,2	-2,3	-2,3	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				3,7	9,3	6,8	7,3	7,0
6.13	Anteil KWK	%				4,4	10,9	8,1	8,8	8,3
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW		1,7	1,7	1,2	1,4	0,4	0,4	0,3
7.2	Braunkohle	GW		0,7	0,6					
7.3	Heizöl	GW		2,8	2,8	2,0	0,7	0,3	0,2	0,2
7.4	Erdgas	GW		1,9	2,6	3,0	5,1	9,1	9,8	10,0
7.5	Kernenergie	GW		6,1	6,1	6,1	5,2	2,7	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW		2,1	2,6	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
7.7	Wind	GW		0,0	0,1	0,1	0,5	0,6	0,5	0,5
7.8	Photovoltaik	GW			0,1	0,6	2,8	2,8	2,8	2,8
7.9	Andere Brennstoffe	GW		0,1	0,3	0,7	0,7	1,3	1,4	1,6
7.10	**Summe**	**GW**		**15,4**	**16,9**	**16,4**	**19,2**	**20,2**	**18,2**	**18,3**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					2,6	2,7	2,6	2,3
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
8.1	Steinkohle	PJ					51,6	0,3	1,4	5,3
8.2	Braunkohle	PJ					2,5			
8.3	Heizöl	PJ					5,5	0,1	0,1	0,7
8.4	Erdgas	PJ					140,1	352,9	343,9	332,4
8.5	Kernenergie	PJ					363,6	6,9		
8.6	Wasserkraft	PJ					47,7	50,7	50,9	51,2
8.7	Wind	PJ					3,2	4,1	3,3	3,3
8.8	Photovoltaik	PJ					9,2	9,2	9,2	9,2
8.9	Andere Brennstoffe	PJ					8,0	41,0	57,0	77,4
8.10	**Summe**	**PJ**					**631,3**	**465,3**	**465,8**	**479,5**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					4,6	0,1	0,4	1,5
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh					0,8			
9.4	Erdgas	TWh					2,2	4,0	4,0	2,4
9.5	Sonstige Gase	TWh					1,3	0,9	1,1	1,3
9.6	Kernenergie	TWh								
9.7	Müll	TWh								
9.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,4	1,9	1,8	1,8
9.9	**Summe**	**TWh**					**9,3**	**6,8**	**7,3**	**7,0**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					39,3	1,5	3,6	12,5
10.3	Mineralöle	PJ					0,4			
10.4	Erdgas	PJ					24,5	33,2	34,4	27,8
10.5	Sonstige Gase	PJ					0,1			
10.7	Müll	PJ					17,3	17,3	17,3	17,3
10.8	Andere Brennstoffe	PJ					26,9	65,9	69,2	67,5
10.9	**Summe**	**PJ**					**108,5**	**117,8**	**124,4**	**125,0**
11	**Fernwärmeerzeugung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ					38,2	44,7	45,6	45,7
11.2	Heizwerke	PJ					6,2	5,4	5,6	6,2
11.3	Abwärme	PJ								0,4
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**					**44,4**	**50,1**	**51,2**	**52,2**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	139	53	54	63
12.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
12.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	847	742	750	746	746
12.4	Naturgase	PJ	270	297	325	367	459	670	651	625
12.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38	47	51	50	60	64	63	64
12.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	112	195	312	328	336
12.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
12.9	**Summe**	**PJ**	**1780**	**1953**	**2037**	**1990**	**1961**	**1856**	**1843**	**1833**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	139	53	54	63
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	845	742	750	746	746
13.4	Naturgase	PJ	265	294	325	366	459	670	651	625
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
13.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
13.9	**Summe**	**PJ**	**1705**	**1814**	**1894**	**1904**	**1743**	**1543**	**1490**	**1472**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	0,71	67%	67%	64%	68%	79%	79%	78%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.2	Braunkohlen	PJ	0,4	0,3	0,3	0,2				
14.3	Mineralöle	PJ	4,6	18,9	1,6	1,5				
14.4	Naturgase	PJ	4,9	2,7	0,1	1,1				
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38,1	49,9	57,8	54	60	64	63	64
14.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27,2	66,9	83,6	112	158	249	289	298
14.8	**Summe**	**PJ**	**75**	**139**	**143**	**169**	**219**	**313**	**352**	**361**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17,8	16,4	16,9	14,3	21,6	15,7	15,5	15,9
15.2	Industrie	Mio. t	13,4	10,9	10,4	9,2	8,3	7,2	6,7	6,0
15.3	GHD	Mio. t	8,9	12,0	11,8	11,7	9,2	8,0	7,8	8,2
15.4	Haushalte	Mio. t	16,6	18,7	16,8	17,5	15,2	14,5	14,1	14,5
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	26,4	28,8	30,9	30,6	27,5	24,9	25,9	25,4
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**83,0**	**86,8**	**86,8**	**83,4**	**81,8**	**70,2**	**70,0**	**70,0**
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,7	1,8	1,8
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a					59,81	64,03	65,14	63,79
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1209,41	1526,10	1849,64	2174,42
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1071,96	1228,45	1359,88	1468,40

Tabelle A-3: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *K90mK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11,45	11,99	12,23	12,39	12,61	12,74	12,84	12,84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4,92	5,31	5,55	5,67	5,93	6,07	6,18	6,22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412,80	451	498	528	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36,06	37,6	40,7	42,3	43,9	44,6	45,4	46,6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	178	186	188	186	183
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14369	14792	14786	14528	14271
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{05}	329,2	331,2	389,2	414,4	515,1	571,3	626,8	682,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{05}		87,0	115,5	130,9	159,8	175,5	189,3	200,6
2.3	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	107	139	148	156	165
2.4	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{05}$		0,85	0,78	0,81	0,87	0,84	0,83	0,82
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	36,8	29,9	24,9	11,5	14	19	17	16
3.2	Mineralölprodukte	PJ	699,6	742,7	732,5	670,3	573	458	461	474
3.3	Gase	PJ	210,1	258,0	279,5	265,6	289	222	225	210
3.4	Kernenergie	PJ								
3.5	Strom	PJ	214,1	238,9	260,4	269,4	306	340	330	329
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23,6	31,6	30,0	45,2	43	60	61	61
3.7	Erneuerbare	PJ	11,5	34,9	41,0	70,8	160	241	250	234
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,0	0,8	2,9	4,7				
3.9	**Summe**	**PJ**	**1196**	**1337**	**1371**	**1337**	**1385**	**1340**	**1344**	**1324**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	295	271	272	289	273	272	266	259
4.2	GHD	PJ	197	270	281	237	286	265	274	268
4.3	Haushalte	PJ	308	370	355	368	391	383	388	386
4.4	Verkehr	PJ	392	426	464	444	436	421	416	411
4.5	**Summe**	**PJ**	**1192**	**1337**	**1371**	**1337**	**1385**	**1340**	**1344**	**1324**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	25,6	27,2	28,6	32,2	32,6	37,7	36,3	36,8
5.2	GHD	TWh	16,2	18,8	22,3	17,7	25,9	27,5	27,8	28,4
5.3	Haushalte	TWh	15,4	17,7	18,6	21,4	24,5	24,0	24,4	23,8
5.4	Verkehr	TWh	2,3	2,7	2,9	3,5	2,0	5,3	3,2	2,5
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**59,5**	**66,4**	**72,3**	**74,8**	**85,1**	**94,4**	**91,7**	**91,5**
5.6	Umwandlung	TWh	0,8	0,9	0,8	1,0	1,1	0,8	0,9	0,9
5.7	Leitungsverluste	TWh	4,2	1,8	1,8	1,9	2,4	2,5	2,4	2,4
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0,4	0,5	0,7	0,6	0,2	0,4	0,4	0,4
5.9	**Summe**	**TWh**	**64,8**	**69,6**	**75,6**	**78,3**	**88,8**	**98,2**	**95,4**	**95,2**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher									
6	**Netto-Strombereitstellung**									
6.1	Steinkohle	TWh		6,5	6,7	5,1	6,2	0,6	0,6	0,6
6.2	Braunkohle	TWh		2,4	2,7					
6.3	Heizöl	TWh		1,0	0,7	2,2	1,4		0,2	0,2
6.4	Erdgas	TWh		2,8	4,2	9,7	12,3	26,7	23,3	22,2
6.5	Kernenergie	TWh		44,6	46,8	51,4	48,3	48,3	48,3	48,3
6.6	Wasserkraft	TWh		13,1	14,7	12,5	13,4	13,5	13,5	13,5
6.7	Wind	TWh			0,0	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6.9	Andere Brennstoffe	TWh		1,0	2,0	3,5	3,7	5,6	6,0	6,8
6.10	**Summe**	**TWh**		**71,3**	**77,9**	**84,9**	**88,8**	**98,2**	**95,4**	**95,2**
6.11	Importsaldo Strom	TWh	-2,2	-2,3	-2,3	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				3,7	10,3	12,1	12,2	12,2
6.13	Anteil KWK	%				4,4	11,6	12,3	12,8	12,8
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW		1,7	1,7	1,2	1,3	0,4	0,3	0,3
7.2	Braunkohle	GW		0,7	0,6					
7.3	Heizöl	GW		2,8	2,8	2,0	1,4	1,0	0,9	0,9
7.4	Erdgas	GW		1,9	2,6	3,0	3,5	7,2	6,3	6,0
7.5	Kernenergie	GW		6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
7.6	Wasserkraft	GW		2,1	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
7.7	Wind	GW		0,0	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
7.8	Photovoltaik	GW			0,1	0,6	2,8	2,8	2,8	2,8
7.9	Andere Brennstoffe	GW		0,1	0,3	0,7	0,7	1,5	1,5	1,5
7.10	**Summe**	**GW**		**15,4**	**16,9**	**16,4**	**19,1**	**22,3**	**21,3**	**20,9**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					2,4	5,0	4,8	4,3
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
8.1	Steinkohle	PJ					43,9	15,4	15,2	14,9
8.2	Braunkohle	PJ					0,3			
8.3	Heizöl	PJ					13,6		1,5	1,7
8.4	Erdgas	PJ					59,6	113,0	91,9	84,8
8.5	Kernenergie	PJ					558,0	558,0	558,0	558,0
8.6	Wasserkraft	PJ					47,7	47,7	47,7	47,7
8.7	Wind	PJ					3,2	3,3	3,3	3,3
8.8	Photovoltaik	PJ					9,2	9,2	9,2	9,2
8.9	Andere Brennstoffe	PJ					8,1	15,2	30,4	50,2
8.10	**Summe**	**PJ**					**743,6**	**761,7**	**757,1**	**769,8**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					4,0	3,0	3,0	2,9
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh					0,8			
9.4	Erdgas	TWh					3,8	6,2	6,3	6,4
9.5	Sonstige Gase	TWh					1,4	0,0	0,0	0,0
9.6	Kernenergie	TWh								
9.7	Müll	TWh								
9.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,4	2,9	2,9	2,8
9.9	**Summe**	**TWh**					**10,3**	**12,1**	**12,2**	**12,2**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					32,0			
10.3	Mineralöle	PJ					2,6			
10.4	Erdgas	PJ					36,8	99,8	99,8	99,8
10.5	Sonstige Gase	PJ					0,5			
10.7	Müll	PJ					17,3	17,3	17,3	17,3
10.8	Andere Brennstoffe	PJ					26,9	64,8	62,1	62,2
10.9	**Summe**	**PJ**					**116,2**	**181,9**	**179,2**	**179,3**
11	**Fernwärmeerzeugung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ					38,8	56,2	56,3	56,2
11.2	Heizwerke	PJ					5,5	6,8	7,1	7,2
11.3	Abwärme	PJ							0,2	1,0
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**					**44,2**	**63,0**	**63,7**	**64,3**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	122	55	55	54
12.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
12.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	847	742	759	757	759
12.4	Naturgase	PJ	270	297	325	367	365	419	400	379
12.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	558	558	558	558
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38	47	51	50	60	60	60	60
12.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	112	210	335	358	362
12.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
12.9	**Summe**	**PJ**	**1780**	**1953**	**2037**	**1990**	**2058**	**2187**	**2189**	**2172**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	122	55	55	54
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	845	742	759	757	759
13.4	Naturgase	PJ	265	294	325	366	365	419	400	379
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	558	558	558	558
13.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
13.9	**Summe**	**PJ**	**1705**	**1814**	**1894**	**1904**	**1825**	**1855**	**1833**	**1788**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	0,71	67%	67%	64%	60%	56%	55%	55%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.2	Braunkohlen	PJ	0,4	0,3	0,3	0,2				
14.3	Mineralöle	PJ	4,6	18,9	1,6	1,5				
14.4	Naturgase	PJ	4,9	2,7	0,1	1,1				
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38,1	49,9	57,8	54	60	60	60	60
14.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27,2	66,9	83,6	112	173	272	296	324
14.8	**Summe**	**PJ**	**75**	**139**	**143**	**169**	**233**	**333**	**356**	**384**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17,8	16,4	16,9	14,3	16,7	4,1	4,0	4,1
15.2	Industrie	Mio. t	13,4	10,9	10,4	9,2	8,3	6,3	6,2	5,5
15.3	GHD	Mio. t	8,9	12,0	11,8	11,7	9,8	5,0	5,6	5,3
15.4	Haushalte	Mio. t	16,6	18,7	16,8	17,5	12,6	11,3	10,8	10,4
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	26,4	28,8	30,9	30,6	27,5	23,6	23,8	25,2
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**83,0**	**86,8**	**86,8**	**83,4**	**74,8**	**50,3**	**50,4**	**50,5**
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,7	1,8	1,8
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a					59,50	64,01	64,82	63,48
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1208,08	1524,63	1846,84	2169,39
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1071,22	1227,63	1358,53	1466,30

Tabelle A-4: Modelloergebnisse für Bayern im Szenario *K90oK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11,45	11,99	12,23	12,39	12,61	12,74	12,84	12,84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4,92	5,31	5,55	5,67	5,93	6,07	6,18	6,22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412,80	451	498	528	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36,06	37,6	40,7	42,3	43,9	44,6	45,4	46,6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	178	186	188	186	183
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14369	14792	14786	14528	14271
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{05}	329,2	331,2	389,2	414,4	515,1	571,3	626,8	682,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{05}		87,0	115,5	130,9	159,8	175,5	189,3	200,6
2.3	BWS Verarbeitendes Gewerbe	Mrd. EUR_{05}								
2.4	Erwerbstätige	Mio.								
2.3	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	107	139	148	156	165
2.4	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{05}$		0,85	0,78	0,81	0,87	0,84	0,83	0,82
2.6	Zinssatz (international)	% p. a.								
2.7	technischer Fortschritt	% p. a.								
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	36,8	29,9	24,9	11,5	14	7	6	5
3.2	Mineralölprodukte	PJ	699,6	742,7	732,5	670,3	584	366	411	410
3.3	Gase	PJ	210,1	258,0	279,5	265,6	288	255	240	223
3.4	Kernenergie	PJ						11	10	10
3.5	Strom	PJ	214,1	238,9	260,4	269,4	299	284	258	280
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23,6	31,6	30,0	45,2	44	64	63	62
3.7	Erneuerbare	PJ	11,5	34,9	41,0	70,8	151	247	260	273
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,0	0,8	2,9	4,7		16		
3.9	**Summe**	**PJ**	**1196**	**1337**	**1371**	**1337**	**1380**	**1249**	**1248**	**1264**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	295	271	272	289	268	264	249	235
4.2	GHD	PJ	197	270	281	237	286	249	234	248
4.3	Haushalte	PJ	308	370	355	368	391	380	381	377
4.4	Verkehr	PJ	392	426	464	444	436	356	385	404
4.5	**Summe**	**PJ**	**1192**	**1337**	**1371**	**1337**	**1380**	**1249**	**1248**	**1264**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	25,6	27,2	28,6	32,2	31,7	32,2	31,2	30,1
5.2	GHD	TWh	16,2	18,8	22,3	17,7	25,9	20,9	18,5	25,3
5.3	Haushalte	TWh	15,4	17,7	18,6	21,4	23,5	20,9	20,1	20,2
5.4	Verkehr	TWh	2,3	2,7	2,9	3,5	2,0	5,0	2,0	2,1
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**59,5**	**66,4**	**72,3**	**74,8**	**83,1**	**79,0**	**71,7**	**77,7**
5.6	Umwandlung	TWh	0,8	0,9	0,8	1,0	1,1	1,1	1,2	1,1
5.7	Leitungsverluste	TWh	4,2	1,8	1,8	1,9	2,3	2,3	2,1	2,3
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0,4	0,5	0,7	0,6	0,1			
5.9	**Summe**	**TWh**	**64,8**	**69,6**	**75,6**	**78,3**	**86,6**	**82,4**	**75,0**	**81,1**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher									
6	**Netto-Strombereitstellung**									
6.1	Steinkohle	TWh		6,5	6,7	5,1	7,8			
6.2	Braunkohle	TWh		2,4	2,7					
6.3	Heizöl	TWh		1,0	0,7	2,2	0,4			
6.4	Erdgas	TWh		2,8	4,2	9,7	26,4	50,4	41,5	45,1
6.5	Kernenergie	TWh		44,6	46,8	51,4	31,5	0,6	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh		13,1	14,7	12,5	13,3	14,1	14,2	14,2
6.7	Wind	TWh			0,0	0,2	0,9	5,0	6,1	7,5
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6.9	Andere Brennstoffe	TWh		1,0	2,0	3,5	3,7	9,8	10,7	11,7
6.10	**Summe**	**TWh**		**71,3**	**77,9**	**84,9**	**86,6**	**82,4**	**75,0**	**81,1**
6.11	Importsaldo Strom	TWh	-2,2	-2,3	-2,3	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				3,7	10,3	9,4	8,1	7,6
6.13	Anteil KWK	%				4,4	11,9	11,4	10,9	9,4
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW		1,7	1,7	1,2	1,4	0,4	0,4	0,3
7.2	Braunkohle	GW		0,7	0,6					
7.3	Heizöl	GW		2,8	2,8	2,0	0,7	0,3	0,3	0,2
7.4	Erdgas	GW		1,9	2,6	3,0	5,0	9,1	8,2	9,0
7.5	Kernenergie	GW		6,1	6,1	6,1	5,2	2,7	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW		2,1	2,6	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
7.7	Wind	GW		0,0	0,1	0,1	0,5	2,8	3,5	4,2
7.8	Photovoltaik	GW			0,1	0,6	2,8	2,8	2,8	2,8
7.9	Andere Brennstoffe	GW		0,1	0,3	0,7	0,7	2,5	2,6	2,7
7.10	**Summe**	**GW**		**15,4**	**16,9**	**16,4**	**19,1**	**23,6**	**20,6**	**22,3**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					2,5	3,8	3,7	3,4
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
8.1	Steinkohle	PJ					50,5	2,6	2,7	2,7
8.2	Braunkohle	PJ					2,5			
8.3	Heizöl	PJ					5,9			
8.4	Erdgas	PJ					138,5	303,4	254,0	274,3
8.5	Kernenergie	PJ					363,6	6,9		
8.6	Wasserkraft	PJ					47,7	50,7	50,9	51,2
8.7	Wind	PJ					3,2	18,0	22,0	27,0
8.8	Photovoltaik	PJ					9,2	9,2	9,2	9,2
8.9	Andere Brennstoffe	PJ					8,9	47,3	62,5	82,3
8.10	**Summe**	**PJ**					**630,0**	**438,2**	**401,3**	**446,6**

		Einheit	1990 Statistik	1995	2000	2005	2015 Modellergebnisse	2020	2025	2030
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					4,3	0,7	0,8	0,7
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh					0,8			
9.4	Erdgas	TWh					3,2	4,4	3,2	2,7
9.5	Sonstige Gase	TWh					1,4		0,0	0,0
9.6	Kernenergie	TWh								
9.7	Müll	TWh								
9.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,5	4,2	4,2	4,2
9.9	**Summe**	**TWh**					**10,3**	**9,4**	**8,1**	**7,6**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					39,0			
10.3	Mineralöle	PJ					0,4			
10.4	Erdgas	PJ					39,9	30,7	20,7	17,8
10.5	Sonstige Gase	PJ					0,1			
10.7	Müll	PJ					17,3	17,3	17,3	17,3
10.8	Andere Brennstoffe	PJ					26,7	100,7	103,8	106,5
10.9	**Summe**	**PJ**					**123,3**	**148,6**	**141,8**	**141,6**
11	**Fernwärmeerzeugung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ					40,7	57,8	56,4	56,4
11.2	Heizwerke	PJ					5,1	7,0	6,6	6,3
11.3	Abwärme	PJ								
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**					**45,9**	**64,8**	**63,0**	**62,7**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	139	51	50	50
12.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
12.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	847	742	798	777	783
12.4	Naturgase	PJ	270	297	325	367	449	580	512	516
12.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38	47	51	50	60	78	82	87
12.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	112	200	428	444	480
12.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
12.9	**Summe**	**PJ**	**1780**	**1953**	**2037**	**1990**	**1956**	**1943**	**1867**	**1916**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	139	51	50	50
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	845	742	798	777	783
13.4	Naturgase	PJ	265	294	325	366	449	580	512	516
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
13.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
13.9	**Summe**	**PJ**	**1705**	**1814**	**1894**	**1904**	**1732**	**1516**	**1403**	**1412**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	0,71	67%	67%	64%	68%	74%	72%	70%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.2	Braunkohlen	PJ	0,4	0,3	0,3	0,2				
14.3	Mineralöle	PJ	4,6	18,9	1,6	1,5				
14.4	Naturgase	PJ	4,9	2,7	0,1	1,1				
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38,1	49,9	57,8	54	60	78	82	87
14.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27,2	66,9	83,6	112	164	349	381	417
14.8	**Summe**	**PJ**	**75**	**139**	**143**	**169**	**224**	**427**	**463**	**504**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17,8	16,4	16,9	14,3	22,1	10,8	8,1	9,2
15.2	Industrie	Mio. t	13,4	10,9	10,4	9,2	8,2	5,7	4,9	4,2
15.3	GHD	Mio. t	8,9	12,0	11,8	11,7	9,6	5,3	5,1	4,7
15.4	Haushalte	Mio. t	16,6	18,7	16,8	17,5	13,5	11,5	10,9	9,6
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	26,4	28,8	30,9	30,6	27,5	17,8	21,7	23,0
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**83,0**	**86,8**	**86,8**	**83,4**	**81,0**	**51,1**	**50,7**	**50,8**
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,7	1,8	1,8
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a					60,78	72,82	71,74	68,43
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1211,44	1569,92	1925,46	2273,77
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1073,22	1250,32	1394,73	1511,11

Tabelle A-5: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *KOPFoK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11,45	11,99	12,23	12,39	12,61	12,74	12,84	12,84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4,92	5,31	5,55	5,67	5,93	6,07	6,18	6,22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412,80	451	498	528	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36,06	37,6	40,7	42,3	43,9	44,6	45,4	46,6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	178	186	188	186	183
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14369	14792	14786	14528	14271
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{05}	329,2	331,2	389,2	414,4	515,1	571,3	626,8	682,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{05}		87,0	115,5	130,9	159,8	175,5	189,3	200,6
2.3	BWS Verarbeitendes Gewerbe	Mrd. EUR_{05}								
2.4	Erwerbstätige	Mio.								
2.3	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	107	139	148	156	165
2.4	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{05}$		0,85	0,78	0,81	0,87	0,84	0,83	0,82
2.6	Zinssatz (international)	% p. a.								
2.7	technischer Fortschritt	% p. a.								
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	36,8	29,9	24,9	11,5	17	12	11	11
3.2	Mineralölprodukte	PJ	699,6	742,7	732,5	670,3	592	583	581	575
3.3	Gase	PJ	210,1	258,0	279,5	265,6	313	297	285	269
3.4	Kernenergie	PJ								
3.5	Strom	PJ	214,1	238,9	260,4	269,4	297	298	296	300
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23,6	31,6	30,0	45,2	43	43	43	44
3.7	Erneuerbare	PJ	11,5	34,9	41,0	70,8	128	144	159	166
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,0	0,8	2,9	4,7				
3.9	**Summe**	**PJ**	**1196**	**1337**	**1371**	**1337**	**1390**	**1377**	**1375**	**1365**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	295	271	272	289	276	277	273	269
4.2	GHD	PJ	197	270	281	237	283	282	286	287
4.3	Haushalte	PJ	308	370	355	368	396	392	395	397
4.4	Verkehr	PJ	392	426	464	444	436	426	420	412
4.5	**Summe**	**PJ**	**1192**	**1337**	**1371**	**1337**	**1390**	**1377**	**1375**	**1365**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	25,6	27,2	28,6	32,2	32,6	33,9	34,9	35,3
5.2	GHD	TWh	16,2	18,8	22,3	17,7	25,9	26,3	26,5	26,6
5.3	Haushalte	TWh	15,4	17,7	18,6	21,4	22,0	20,5	18,8	19,4
5.4	Verkehr	TWh	2,3	2,7	2,9	3,5	2,0	2,0	2,0	2,1
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**59,5**	**66,4**	**72,3**	**74,8**	**82,6**	**82,7**	**82,2**	**83,4**
5.6	Umwandlung	TWh	0,8	0,9	0,8	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1
5.7	Leitungsverluste	TWh	4,2	1,8	1,8	1,9	2,3	2,3	2,3	2,2
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0,4	0,5	0,7	0,6	0,1	0,4	0,4	0,4
5.9	**Summe**	**TWh**	**64,8**	**69,6**	**75,6**	**78,3**	**86,0**	**86,4**	**85,9**	**87,1**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher									
6	**Netto-Strombereitstellung**									
6.1	Steinkohle	TWh		6,5	6,7	5,1	31,9	41,7	45,0	49,9
6.2	Braunkohle	TWh		2,4	2,7					
6.3	Heizöl	TWh		1,0	0,7	2,2	0,2	0,5	1,1	1,2
6.4	Erdgas	TWh		2,8	4,2	9,7	2,0	21,6	17,8	14,0
6.5	Kernenergie	TWh		44,6	46,8	51,4	31,5	0,6	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh		13,1	14,7	12,5	13,3	13,5	13,5	13,5
6.7	Wind	TWh			0,0	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6.9	Andere Brennstoffe	TWh		1,0	2,0	3,5	3,7	5,0	5,0	5,1
6.10	**Summe**	**TWh**		**71,3**	**77,9**	**84,9**	**86,0**	**86,4**	**85,9**	**87,1**
6.11	Importsaldo Strom	TWh	-2,2	-2,3	-2,3	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				3,7	7,5	7,5	8,5	7,7
6.13	Anteil KWK	%				4,4	8,7	8,7	9,9	8,8
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW		1,7	1,7	1,2	5,0	6,2	6,4	7,1
7.2	Braunkohle	GW		0,7	0,6					
7.3	Heizöl	GW		2,8	2,8	2,0	0,5	0,5	1,5	1,5
7.4	Erdgas	GW		1,9	2,6	3,0	3,4	4,1	3,2	2,9
7.5	Kernenergie	GW		6,1	6,1	6,1	5,2	2,7	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW		2,1	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
7.7	Wind	GW		0,0	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
7.8	Photovoltaik	GW			0,1	0,6	2,8	2,8	2,8	2,8
7.9	Andere Brennstoffe	GW		0,1	0,3	0,7	0,7	0,9	0,9	1,0
7.10	**Summe**	**GW**		**15,4**	**16,9**	**16,4**	**21,0**	**20,4**	**18,1**	**18,5**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					2,9	2,4	2,3	2,2
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
8.1	Steinkohle	PJ					219,4	287,3	312,7	342,7
8.2	Braunkohle	PJ					0,5			
8.3	Heizöl	PJ					1,6	4,5	10,2	10,5
8.4	Erdgas	PJ					11,5	117,4	98,3	78,3
8.5	Kernenergie	PJ					363,6	6,9		
8.6	Wasserkraft	PJ					47,7	47,7	47,7	47,7
8.7	Wind	PJ					3,2	3,3	3,3	3,3
8.8	Photovoltaik	PJ					9,2	9,2	9,2	9,2
8.9	Andere Brennstoffe	PJ					3,0	37,8	37,7	37,6
8.10	**Summe**	**PJ**					**659,6**	**514,0**	**519,0**	**529,2**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,2	2,8	3,3	3,7
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					1,9	3,2	3,6	2,5
9.5	Sonstige Gase	TWh					0,0	1,3	1,3	1,3
9.6	Kernenergie	TWh								
9.7	Müll	TWh								
9.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,4	0,3	0,3	0,3
9.9	**Summe**	**TWh**					**7,5**	**7,5**	**8,5**	**7,7**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					62,1	46,9	46,9	53,5
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					9,0	29,5	26,7	17,8
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.7	Müll	PJ					17,3	17,3	17,3	17,3
10.8	Andere Brennstoffe	PJ					26,9	27,5	28,2	28,1
10.9	**Summe**	**PJ**					**115,3**	**121,1**	**119,1**	**116,6**
11	**Fernwärmeerzeugung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ					39,6	38,4	39,4	38,7
11.2	Heizwerke	PJ					5,0	5,2	5,2	5,2
11.3	Abwärme	PJ						1,0	0,4	1,0
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**					**44,6**	**44,6**	**45,0**	**44,8**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	323	378	401	436
12.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
12.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	847	745	742	744	746
12.4	Naturgase	PJ	270	297	325	367	321	431	394	357
12.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38	47	51	50	60	60	60	60
12.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	112	178	226	241	249
12.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
12.9	**Summe**	**PJ**	**1780**	**1953**	**2037**	**1990**	**1993**	**1844**	**1841**	**1848**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	323	378	401	436
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	0	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	845	744	742	744	746
13.4	Naturgase	PJ	265	294	325	366	321	431	394	357
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
13.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
13.9	**Summe**	**PJ**	**1705**	**1814**	**1894**	**1904**	**1790**	**1599**	**1578**	**1576**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	0,71	67%	67%	64%	70%	84%	84%	83%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.2	Braunkohlen	PJ	0,4	0,3	0,3	0,2				
14.3	Mineralöle	PJ	4,6	18,9	1,6	1,5	1			
14.4	Naturgase	PJ	4,9	2,7	0,1	1,1				
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38,1	49,9	57,8	54	60	60	60	60
14.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27,2	66,9	83,6	112	141	185	202	211
14.8	**Summe**	**PJ**	**75**	**139**	**143**	**169**	**202**	**245**	**262**	**271**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17,8	16,4	16,9	14,3	30,5	33,1	34,4	36,2
15.2	Industrie	Mio. t	13,4	10,9	10,4	9,2	8,2	8,1	7,4	6,9
15.3	GHD	Mio. t	8,9	12,0	11,8	11,7	9,3	8,8	8,8	8,7
15.4	Haushalte	Mio. t	16,6	18,7	16,8	17,5	15,9	15,6	15,7	15,6
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	26,4	28,8	30,9	30,6	27,5	26,3	25,9	25,4
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**83,0**	**86,8**	**86,8**	**83,4**	**91,5**	**91,9**	**92,3**	**92,7**
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,7	1,8	1,8
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a					59,27	61,93	63,26	62,12
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1206,77	1513,52	1827,95	2144,28
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1070,36	1221,95	1349,69	1455,39

Tabelle A-6: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *MARGmK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11,45	11,99	12,23	12,39	12,61	12,74	12,84	12,84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4,92	5,31	5,55	5,67	5,93	6,07	6,18	6,22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412,80	451	498	528	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36,06	37,6	40,7	42,3	43,9	44,6	45,4	46,6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	178	186	188	186	183
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14369	14792	14786	14528	14271
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{05}	329,2	331,2	389,2	414,4	515,1	571,3	626,8	682,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{05}		87,0	115,5	130,9	159,8	175,5	189,3	200,6
2.3	BWS Verarbeitendes Gewerbe	Mrd. EUR_{05}								
2.4	Erwerbstätige	Mio.								
2.3	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	107	139	148	156	165
2.4	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{05}$		0,85	0,78	0,81	0,87	0,84	0,83	0,82
2.6	Zinssatz (international)	% p. a.								
2.7	technischer Fortschritt	% p. a.								
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	36,8	29,9	24,9	11,5	16	13	12	10
3.2	Mineralölprodukte	PJ	699,6	742,7	732,5	670,3	590	580	581	569
3.3	Gase	PJ	210,1	258,0	279,5	265,6	315	300	288	271
3.4	Kernenergie	PJ								
3.5	Strom	PJ	214,1	238,9	260,4	269,4	297	304	301	303
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23,6	31,6	30,0	45,2	43	43	43	44
3.7	Erneuerbare	PJ	11,5	34,9	41,0	70,8	128	142	156	167
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,0	0,8	2,9	4,7				
3.9	**Summe**	**PJ**	**1196**	**1337**	**1371**	**1337**	**1389**	**1384**	**1380**	**1363**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	295	271	272	289	276	278	274	268
4.2	GHD	PJ	197	270	281	237	282	283	286	285
4.3	Haushalte	PJ	308	370	355	368	395	397	400	397
4.4	Verkehr	PJ	392	426	464	444	436	426	420	412
4.5	**Summe**	**PJ**	**1192**	**1337**	**1371**	**1337**	**1389**	**1384**	**1380**	**1363**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	25,6	27,2	28,6	32,2	32,7	34,0	35,0	35,5
5.2	GHD	TWh	16,2	18,8	22,3	17,7	25,9	26,4	26,5	26,9
5.3	Haushalte	TWh	15,4	17,7	18,6	21,4	21,9	22,2	20,2	19,5
5.4	Verkehr	TWh	2,3	2,7	2,9	3,5	2,0	2,0	2,0	2,1
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**59,5**	**66,4**	**72,3**	**74,8**	**82,4**	**84,5**	**83,7**	**84,0**
5.6	Umwandlung	TWh	0,8	0,9	0,8	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
5.7	Leitungsverluste	TWh	4,2	1,8	1,8	1,9	2,3	2,4	2,3	2,4
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0,4	0,5	0,7	0,6	0,2	0,1		
5.9	**Summe**	**TWh**	**64,8**	**69,6**	**75,6**	**78,3**	**86,0**	**88,1**	**87,1**	**87,5**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher									
6	**Netto-Strombereitstellung**									
6.1	Steinkohle	TWh		6,5	6,7	5,1	9,0	8,2	11,5	13,0
6.2	Braunkohle	TWh		2,4	2,7					
6.3	Heizöl	TWh		1,0	0,7	2,2	0,2	1,3	1,0	0,9
6.4	Erdgas	TWh		2,8	4,2	9,7	7,9	9,6	5,6	4,4
6.5	Kernenergie	TWh		44,6	46,8	51,4	48,3	48,3	48,3	48,3
6.6	Wasserkraft	TWh		13,1	14,7	12,5	13,4	13,3	13,2	13,2
6.7	Wind	TWh			0,0	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6.9	Andere Brennstoffe	TWh		1,0	2,0	3,5	3,7	3,8	3,9	4,1
6.10	**Summe**	**TWh**		**71,3**	**77,9**	**84,9**	**86,0**	**88,1**	**87,1**	**87,5**
6.11	Importsaldo Strom	TWh	-2,2	-2,3	-2,3	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				3,7	8,1	7,8	8,3	7,8
6.13	Anteil KWK	%				4,4	9,4	8,9	9,5	8,9
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW		1,7	1,7	1,2	1,8	1,3	1,8	2,1
7.2	Braunkohle	GW		0,7	0,6					
7.3	Heizöl	GW		2,8	2,8	2,0	0,5	1,5	1,5	1,5
7.4	Erdgas	GW		1,9	2,6	3,0	3,4	3,1	2,2	2,1
7.5	Kernenergie	GW		6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
7.6	Wasserkraft	GW		2,1	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
7.7	Wind	GW		0,0	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
7.8	Photovoltaik	GW			0,1	0,6	2,8	2,8	2,8	2,8
7.9	Andere Brennstoffe	GW		0,1	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
7.10	**Summe**	**GW**		**15,4**	**16,9**	**16,4**	**18,7**	**18,8**	**18,5**	**18,6**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					2,9	2,4	2,3	2,1
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
8.1	Steinkohle	PJ					47,3	38,8	64,2	75,5
8.2	Braunkohle	PJ					0,3			
8.3	Heizöl	PJ					1,7	12,7	9,6	8,4
8.4	Erdgas	PJ					48,9	49,3	26,8	20,6
8.5	Kernenergie	PJ					558,0	558,0	558,0	558,0
8.6	Wasserkraft	PJ					47,7	47,7	47,7	47,7
8.7	Wind	PJ					3,2	3,3	3,3	3,3
8.8	Photovoltaik	PJ					9,2	9,2	9,2	9,2
8.9	Andere Brennstoffe	PJ					4,2	8,6	10,5	13,5
8.10	**Summe**	**PJ**					**720,5**	**727,5**	**729,4**	**736,1**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,4	3,2	3,5	3,6
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					1,9	3,0	3,2	2,6
9.5	Sonstige Gase	TWh					0,3	1,3	1,3	1,3
9.6	Kernenergie	TWh								
9.7	Müll	TWh								
9.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,4	0,3	0,3	0,3
9.9	**Summe**	**TWh**					**8,1**	**7,8**	**8,3**	**7,8**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					63,7	48,5	48,5	48,5
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					7,3	25,3	23,9	20,0
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.7	Müll	PJ					17,3	17,3	17,3	17,3
10.8	Andere Brennstoffe	PJ					26,9	27,5	28,2	28,1
10.9	**Summe**	**PJ**					**115,2**	**118,6**	**117,9**	**113,9**
11	**Fernwärmeerzeugung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ					39,6	38,7	39,2	37,2
11.2	Heizwerke	PJ					5,0	5,2	5,1	5,7
11.3	Abwärme	PJ						0,8	0,3	2,0
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**					**44,6**	**44,6**	**44,6**	**44,9**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	149	130	153	164
12.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	1	0	0
12.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	847	742	744	743	746
12.4	Naturgase	PJ	270	297	325	367	360	361	323	302
12.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	558	558	558	558
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38	47	51	50	60	60	60	60
12.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	112	179	195	211	227
12.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
12.9	**Summe**	**PJ**	**1780**	**1953**	**2037**	**1990**	**2051**	**2048**	**2050**	**2056**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	149	130	153	164
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	1	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	845	742	744	743	746
13.4	Naturgase	PJ	265	294	325	366	360	361	323	302
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	558	558	558	558
13.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
13.9	**Summe**	**PJ**	**1705**	**1814**	**1894**	**1904**	**1849**	**1834**	**1818**	**1807**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	0,71	67%	67%	64%	61%	60%	60%	59%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.2	Braunkohlen	PJ	0,4	0,3	0,3	0,2				
14.3	Mineralöle	PJ	4,6	18,9	1,6	1,5				
14.4	Naturgase	PJ	4,9	2,7	0,1	1,1				
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38,1	49,9	57,8	54	60	60	60	60
14.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27,2	66,9	83,6	112	142	154	172	189
14.8	**Summe**	**PJ**	**75**	**139**	**143**	**169**	**202**	**214**	**232**	**249**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17,8	16,4	16,9	14,3	16,7	14,6	13,0	12,3
15.2	Industrie	Mio. t	13,4	10,9	10,4	9,2	8,3	8,2	7,5	6,8
15.3	GHD	Mio. t	8,9	12,0	11,8	11,7	9,2	8,8	8,7	8,4
15.4	Haushalte	Mio. t	16,6	18,7	16,8	17,5	15,9	15,6	15,9	15,5
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	26,4	28,8	30,9	30,6	27,5	26,3	25,9	25,4
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**83,0**	**86,8**	**86,8**	**83,4**	**77,5**	**73,5**	**71,1**	**68,4**
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,7	1,8	1,8
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a					58,80	60,48	61,91	60,98
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1205,57	1504,93	1812,50	2122,94
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1069,66	1217,59	1342,54	1446,27

Tabelle A-7: Modellergebnisse für Bayern im Szenario *MARGoK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11,45	11,99	12,23	12,39	12,61	12,74	12,84	12,84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4,92	5,31	5,55	5,67	5,93	6,07	6,18	6,22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412,80	451	498	528	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36,06	37,6	40,7	42,3	43,9	44,6	45,4	46,6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	178	186	188	186	183
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14369	14792	14786	14528	14271
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{05}	329,2	331,2	389,2	414,4	515,1	571,3	626,8	682,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{05}		87,0	115,5	130,9	159,8	175,5	189,3	200,6
2.3	BWS Verarbeitendes Gewerbe	Mrd. EUR_{05}								
2.4	Erwerbstätige	Mio.								
2.3	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	107	139	148	156	165
2.4	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{05}$		0,85	0,78	0,81	0,87	0,84	0,83	0,82
2.6	Zinssatz (international)	% p. a.								
2.7	technischer Fortschritt	% p. a.								
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	36,8	29,9	24,9	11,5	16	13	11	10
3.2	Mineralölprodukte	PJ	699,6	742,7	732,5	670,3	591	582	581	570
3.3	Gase	PJ	210,1	258,0	279,5	265,6	315	300	287	269
3.4	Kernenergie	PJ								
3.5	Strom	PJ	214,1	238,9	260,4	269,4	296	303	294	294
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23,6	31,6	30,0	45,2	43	43	43	44
3.7	Erneuerbare	PJ	11,5	34,9	41,0	70,8	129	143	156	167
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,0	0,8	2,9	4,7				
3.9	**Summe**	**PJ**	**1196**	**1337**	**1371**	**1337**	**1389**	**1382**	**1372**	**1354**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	295	271	272	289	276	277	272	263
4.2	GHD	PJ	197	270	281	237	283	283	286	285
4.3	Haushalte	PJ	308	370	355	368	396	396	395	393
4.4	Verkehr	PJ	392	426	464	444	436	426	420	412
4.5	**Summe**	**PJ**	**1192**	**1337**	**1371**	**1337**	**1389**	**1382**	**1372**	**1354**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	25,6	27,2	28,6	32,2	32,6	33,9	34,5	34,6
5.2	GHD	TWh	16,2	18,8	22,3	17,7	25,9	26,4	26,4	26,5
5.3	Haushalte	TWh	15,4	17,7	18,6	21,4	21,8	21,7	18,8	18,4
5.4	Verkehr	TWh	2,3	2,7	2,9	3,5	2,0	2,0	2,0	2,1
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**59,5**	**66,4**	**72,3**	**74,8**	**82,3**	**84,0**	**81,7**	**81,6**
5.6	Umwandlung	TWh	0,8	0,9	0,8	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
5.7	Leitungsverluste	TWh	4,2	1,8	1,8	1,9	2,3	2,3	2,3	2,3
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0,4	0,5	0,7	0,6	0,1	0,4		
5.9	**Summe**	**TWh**	**64,8**	**69,6**	**75,6**	**78,3**	**85,8**	**87,8**	**85,1**	**85,0**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher									
6	**Netto-Strombereitstellung**									
6.1	Steinkohle	TWh		6,5	6,7	5,1	31,0	42,4	42,1	22,8
6.2	Braunkohle	TWh		2,4	2,7					
6.3	Heizöl	TWh		1,0	0,7	2,2	0,2	1,2	0,9	0,8
6.4	Erdgas	TWh		2,8	4,2	9,7	2,6	22,9	19,7	38,0
6.5	Kernenergie	TWh		44,6	46,8	51,4	31,5	0,6	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh		13,1	14,7	12,5	13,3	13,5	13,2	13,2
6.7	Wind	TWh			0,0	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6.9	Andere Brennstoffe	TWh		1,0	2,0	3,5	3,7	3,8	5,7	6,7
6.10	**Summe**	**TWh**		**71,3**	**77,9**	**84,9**	**85,8**	**87,8**	**85,1**	**85,0**
6.11	Importsaldo Strom	TWh	-2,2	-2,3	-2,3	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				3,7	7,6	7,9	8,5	7,6
6.13	Anteil KWK	%				4,4	8,8	9,0	10,0	8,9
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW		1,7	1,7	1,2	4,9	6,0	6,0	6,0
7.2	Braunkohle	GW		0,7	0,6					
7.3	Heizöl	GW		2,8	2,8	2,0	0,5	0,9	1,0	1,0
7.4	Erdgas	GW		1,9	2,6	3,0	3,4	4,2	3,9	5,2
7.5	Kernenergie	GW		6,1	6,1	6,1	5,2	2,7	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW		2,1	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
7.7	Wind	GW		0,0	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
7.8	Photovoltaik	GW			0,1	0,6	2,8	2,8	2,8	2,8
7.9	Andere Brennstoffe	GW		0,1	0,3	0,7	0,7	0,7	1,0	1,2
7.10	**Summe**	**GW**		**15,4**	**16,9**	**16,4**	**20,9**	**20,7**	**18,0**	**19,5**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					2,8	2,4	2,3	2,1
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
8.1	Steinkohle	PJ					214,2	293,4	292,2	148,8
8.2	Braunkohle	PJ								
8.3	Heizöl	PJ					1,6	11,0	8,2	7,4
8.4	Erdgas	PJ					19,1	124,2	108,6	216,8
8.5	Kernenergie	PJ					363,6	6,9		
8.6	Wasserkraft	PJ					47,7	47,7	47,7	47,7
8.7	Wind	PJ					3,2	3,3	3,3	3,3
8.8	Photovoltaik	PJ					9,2	9,2	9,2	9,2
8.9	Andere Brennstoffe	PJ					3,2	8,6	53,0	73,5
8.10	**Summe**	**PJ**					**661,8**	**504,3**	**522,3**	**506,7**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,2	2,8	3,3	3,4
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					1,9	3,5	3,6	2,5
9.5	Sonstige Gase	TWh					0,1	1,3	1,3	1,3
9.6	Kernenergie	TWh								
9.7	Müll	TWh								
9.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,4	0,3	0,3	0,4
9.9	**Summe**	**TWh**					**7,6**	**7,9**	**8,5**	**7,6**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					61,0	45,8	45,8	45,8
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					4,7	31,8	26,8	18,2
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.7	Müll	PJ					17,3	17,3	17,3	17,3
10.8	Andere Brennstoffe	PJ					26,9	27,5	28,1	31,3
10.9	**Summe**	**PJ**					**109,9**	**122,4**	**118,0**	**112,6**
11	**Fernwärmeerzeugung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ					39,6	38,5	38,9	38,3
11.2	Heizwerke	PJ					5,0	5,2	5,2	5,7
11.3	Abwärme	PJ						0,9	0,5	1,3
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**					**44,6**	**44,6**	**44,6**	**45,3**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	314	383	380	235
12.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	1	0	0
12.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	847	743	744	743	747
12.4	Naturgase	PJ	270	297	325	367	326	440	406	498
12.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38	47	51	50	60	60	60	60
12.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	112	179	196	254	289
12.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
12.9	**Summe**	**PJ**	**1780**	**1953**	**2037**	**1990**	**1988**	**1831**	**1843**	**1830**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	57	314	383	380	235
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	5	2	1	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	845	743	744	743	747
13.4	Naturgase	PJ	265	294	325	366	326	440	406	498
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	560	364	7	0	0
13.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-8	0	0	0	0
13.9	**Summe**	**PJ**	**1705**	**1814**	**1894**	**1904**	**1786**	**1616**	**1568**	**1518**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	0,71	67%	67%	64%	70%	86%	83%	81%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.2	Braunkohlen	PJ	0,4	0,3	0,3	0,2				
14.3	Mineralöle	PJ	4,6	18,9	1,6	1,5				
14.4	Naturgase	PJ	4,9	2,7	0,1	1,1				
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	38,1	49,9	57,8	54	60	60	60	60
14.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27,2	66,9	83,6	112	142	155	215	252
14.8	**Summe**	**PJ**	**75**	**139**	**143**	**169**	**202**	**215**	**275**	**312**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17,8	16,4	16,9	14,3	30,0	34,5	32,9	25,2
15.2	Industrie	Mio. t	13,4	10,9	10,4	9,2	8,2	8,2	7,4	6,7
15.3	GHD	Mio. t	8,9	12,0	11,8	11,7	9,2	8,8	8,8	8,5
15.4	Haushalte	Mio. t	16,6	18,7	16,8	17,5	16,0	15,7	15,9	15,5
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	26,4	28,8	30,9	30,6	27,5	26,3	25,9	25,4
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**83,0**	**86,8**	**86,8**	**83,4**	**90,9**	**93,5**	**90,9**	**81,3**
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,7	1,8	1,8
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a					59,23	61,90	63,38	62,90
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1206,69	1513,16	1827,92	2148,18
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					1070,32	1221,78	1349,64	1456,65

Tabelle A-8: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KLmK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresende)	Mio.	5,8	6,0	6,1	6,1	6,03	6,0	5,9	5,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2,5	2,7	2,8	2,9	2,98	3,0	3,0	3,0
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.4	Bewohnte Wohnfläche	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.5	Bewohnte Wohnfläche pro Kopf	m² / EW			40,6	42,2	44,6	45,7	46,8	47,9
1.6	Personenkilometer	Mrd.				105,3	119,9	122,0	122,9	123,6
1.7	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW				17285	19902	20448	20878	21381
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. $Euro_{2005}$			197,5	202,7	237,2	257,0	273,9	290,8
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. $Euro_{2005}$		50,8	53,2	54,6	58,1	61,2	63,0	64,9
2.3	Erwerbstätige	Mio.		2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,9
2.4	Tonnenkilometer (BIP abhängig)	Mrd.		33,5	39,3	40,8	45,7	48,2	50,9	53,0
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $T€_{2005}$		658	740	747	787	788	808	817
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	17,6	11,5	9,0	7,1	5,2	5,0	4,5	4,3
3.2	Mineralölprodukte	PJ	448,4	486,4	483,5	451,8	429,5	427,0	429,4	422,3
3.3	Gase	PJ	158,7	176,8	175,6	197,9	174,0	165,7	154,7	142,4
3.4	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Strom	PJ	116,4	120,1	125,8	131,9	127,3	128,7	130,3	133,7
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	11,1	12,2	24,4	30,9	49,0	39,6	38,0	37,9
3.7	Erneuerbare	PJ	0,6	1,7	1,1	23,6	50,4	49,5	49,2	46,7
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ					0,3	0,3	0,3	0,2
3.9	**Summe**	**PJ**	**752,9**	**808,7**	**819,5**	**843,2**	**835,7**	**815,9**	**806,3**	**787,5**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	136,8	132,5	117,4	118,9	106,0	103,4	101,1	99,0
4.2	GHD	PJ	120,5	128,2	123,9	147,2	124,3	117,2	111,6	107,2
4.3	Haushalte	PJ	185,4	207,5	196,1	209,7	187,4	175,4	168,7	160,8
4.4	Verkehr	PJ	310,3	340,6	382,0	367,4	418,0	419,8	424,9	420,5
5	**Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	12,2	11,4	11,4	11,7	11,8	12,1	12,3	12,5
5.2	GHD	TWh	9,5	9,9	11,5	13,0	12,3	11,8	12,3	12,7
5.3	Haushalte	TWh	9,0	10,0	10,2	10,7	8,8	9,2	8,9	9,3
5.4	Verkehr	TWh	1,7	2,0	1,9	1,2	2,4	2,6	2,6	2,7
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**32,3**	**33,4**	**35,0**	**36,6**	**35,4**	**35,8**	**36,2**	**37,1**
5.6	Eigenverbrauch	TWh					0,8	0,8	0,8	0,8
5.7	Gewinnung, Umwandlung, Leitungsverluste	TWh	0,5	1,3	1,8	2,5	1,9	1,9	1,9	2,0
5.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,8	0,9	0,8	0,9	0,5	0,5	0,5	0,7
5.9	**Summe**	**TWh**	**33,7**	**35,5**	**37,5**	**40,0**	**38,6**	**38,9**	**39,4**	**40,6**
6	**Netto-Stromerzeugung**									
6.1	Steinkohle	TWh			7,2	5,7	11,3	12,1	13,0	14,0
6.2	Braunkohle	TWh				0,1				
6.3	Heizöl	TWh			0,1	0,2				
6.4	Erdgas	TWh			2,0	4,1	8,3	8,2	8,1	8,3
6.5	Kernenergie	TWh			16,9	14,2	15,3	15,3	15,3	15,3
6.6	Wasserkraft	TWh			0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,8
6.7	Wind	TWh			0,2	0,5	1,5	1,1	0,7	0,7
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
6.9	Erneuerbare, Müll	TWh			0,3	0,4	1,2	1,2	1,2	1,2
6.10	**Summe**	**TWh**			**27,6**	**26,2**	**38,6**	**38,9**	**39,4**	**40,6**
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh			k. A.	k. A.	6,6	5,4	5,1	5,2
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW			1,6	1,6	2,1	2,1	1,8	1,9
7.2	Braunkohle	GW								
7.3	Heizöl	GW			0,0	0,0				
7.4	Erdgas	GW			1,2	1,3	3,1	2,9	2,7	2,2
7.5	Kernenergie	GW			2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
7.6	Wasserkraft	GW			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
7.7	Wind	GW			0,212	0,4	0,7	0,6	0,3	0,3
7.8	Photovoltaik	GW				0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
7.9	Erneuerbare, Müll	GW					0,3	0,3	0,3	0,3
7.10	**Summe**	**GW**			**6,1**	**6,4**	**9,7**	**9,4**	**8,5**	**8,1**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW			k. A.	k. A.	2,5	2,4	2,3	2,1
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung (Wirkungsgradmethode)**									
8.1	Steinkohle	PJ	43,8	81,5	78,0	59,6	94,3	96,7	103,0	111,4
8.2	Braunkohle	PJ	8,2	1,6	1,4	1,6				
8.3	Heizöl	PJ	2,3	3,1	0,7	0,7				
8.4	Gase	PJ	25,2	23,5	29,2	44,4	46,1	46,1	46,1	47,1
8.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176,3	176,3	176,3	176,3
8.6	Wasserkraft	PJ	0,6	1,0	1,2	1,4	5,9	5,9	5,9	7,7
8.7	Wind	PJ		0,1	0,8	1,8	5,2	4,0	2,4	2,5
8.8	Photovoltaik	PJ		0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2
8.9	Erneuerbare, Müll	PJ			1,3	11,3	0,5	0,5	0,5	0,5
8.10	Wasser-Pumpspeicher	PJ		3,1	1,2	3,1	1,3	1,3	1,3	1,8
8.11	**Summe**	**PJ**	**201,0**	**234,4**	**277,8**	**286,0**	**330,9**	**332,1**	**336,7**	**348,5**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,2	4,0	3,8	3,6
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					0,4	0,4	0,3	0,5
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					1,0	1,0	1,0	1,0
9.8	**Summe**	**TWh**					**6,6**	**5,4**	**5,1**	**5,2**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					103,0	106,4	106,0	96,7
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					8,5	8,0	7,2	8,2
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ								
10.8	Biomasse	PJ					15,8	15,8	16,0	16,3
11.9	**Summe**	**PJ**					**127,3**	**130,2**	**129,1**	**121,1**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	43,1	35,0	33,7	33,4
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	10,8	8,8	8,4	8,4
11.3	Abwärme	PJ					0,4	0,4	0,2	0,5
11.4	Summe Erzeugung	PJ					54,3	44,2	42,3	42,2
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**54,3**	**44,2**	**42,3**	**42,2**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	108,5	109,4	115,1	119,9
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	2,5	2,4	2,2	2,1
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	436,9	434,0	436,0	429,7
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	238,6	229,9	217,5	204,4
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176,3	176,3	176,3	176,3
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	6,4	5,2	3,6	3,7
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	75,9	75,0	74,6	72,5
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**1045,2**	**1032,2**	**1025,5**	**1008,6**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	108,5	109,4	115,1	119,9
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4	0,7	0,6	0,4	0,3
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	437	434	436	430
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	239	230	218	204
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176	176	176	176
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					11	12	12	13
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**972**	**962**	**958**	**943**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,8	1,8	1,8	1,8
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1				
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	6,4	5,2	3,6	3,7
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	65,0	62,9	62,3	59,9
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**73,2**	**69,9**	**67,7**	**65,4**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	13,6	13,6	14,1	14,6
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,4	2,7	2,5	2,3
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	4,0	3,7	3,3	3,0
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	6,6	5,9	5,7	5,3
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	14,0	13,4	13,6	13,6
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**40,6**	**39,4**	**39,3**	**38,9**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					28,91	28,46	28,19	28,67
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					417,22	558,99	700,33	842,65
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					332,28	408,08	470,20	521,60

Tabelle A-9: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KLoK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresende)	Mio.	5,8	6,0	6,1	6,1	6,03	6,0	5,9	5,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2,5	2,7	2,8	2,9	2,98	3,0	3,0	3,0
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.4	Bewohnte Wohnfläche	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.5	Bewohnte Wohnfläche pro Kopf	m² / EW			40,6	42,2	44,6	45,7	46,8	47,9
1.6	Personenkilometer	Mrd.				105,3	119,9	122,0	122,9	123,6
1.7	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW				17285	19902	20448	20878	21381
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. $Euro_{2005}$			197,5	202,7	237,2	257,0	273,9	290,8
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. $Euro_{2005}$		50,8	53,2	54,6	58,1	61,2	63,0	64,9
2.3	Erwerbstätige	Mio.		2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,9
2.4	Tonnenkilometer (BIP abhängig)	Mrd.		33,5	39,3	40,8	45,7	48,2	50,9	53,0
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $T€_{2005}$		658	740	747	787	788	808	817
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	17,6	11,5	9,0	7,1	5,2	4,8	4,5	4,3
3.2	Mineralölprodukte	PJ	448,4	486,4	483,5	451,8	429,5	427,0	429,4	422,4
3.3	Gase	PJ	158,7	176,8	175,6	197,9	174,4	166,4	158,4	147,2
3.4	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Strom	PJ	116,4	120,1	125,8	131,9	126,8	128,2	127,1	130,7
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	11,1	12,2	24,4	30,9	49,0	39,6	37,7	37,6
3.7	Erneuerbare	PJ	0,6	1,7	1,1	23,6	50,6	49,5	49,1	47,9
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ					0,3	0,3	0,3	0,2
3.9	**Summe**	**PJ**	**752,9**	**808,7**	**819,5**	**843,2**	**835,7**	**815,9**	**806,5**	**790,3**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	136,8	132,5	117,4	118,9	106,0	103,4	101,1	99,0
4.2	GHD	PJ	120,5	128,2	123,9	147,2	124,3	117,2	111,7	107,0
4.3	Haushalte	PJ	185,4	207,5	196,1	209,7	187,4	175,4	168,8	163,8
4.4	Verkehr	PJ	310,3	340,6	382,0	367,4	418,0	419,8	424,9	420,5
5	**Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	12,2	11,4	11,4	11,7	11,8	12,1	12,3	12,5
5.2	GHD	TWh	9,5	9,9	11,5	13,0	12,2	11,7	11,4	11,9
5.3	Haushalte	TWh	9,0	10,0	10,2	10,7	8,8	9,2	8,9	9,3
5.4	Verkehr	TWh	1,7	2,0	1,9	1,2	2,4	2,6	2,6	2,7
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**32,3**	**33,4**	**35,0**	**36,6**	**35,2**	**35,6**	**35,3**	**36,3**
5.6	Eigenverbrauch	TWh					0,8	0,8	0,8	0,8
5.7	Gewinnung, Umwandlung, Leitungsverluste	TWh	0,5	1,3	1,8	2,5	1,8	1,8	1,7	1,8
5.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,8	0,9	0,8	0,9	0,5	0,5	0,5	0,7
5.9	**Summe**	**TWh**	**33,7**	**35,5**	**37,5**	**40,0**	**38,3**	**38,7**	**38,3**	**39,5**
6	**Netto-Stromerzeugung**									
6.1	Steinkohle	TWh			7,2	5,7	24,1	26,1	26,2	27,4
6.2	Braunkohle	TWh				0,1				
6.3	Heizöl	TWh			0,1	0,2				
6.4	Erdgas	TWh			2,0	4,1	9,4	8,2	8,1	8,2
6.5	Kernenergie	TWh			16,9	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh			0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,8
6.7	Wind	TWh			0,2	0,5	2,8	2,4	2,0	1,8
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
6.9	Erneuerbare, Müll	TWh			0,3	0,4	1,0	0,9	0,9	1,0
6.10	**Summe**	**TWh**			**27,6**	**26,2**	**38,3**	**38,7**	**38,3**	**39,5**
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh			k. A.	k. A.	6,8	5,6	5,3	5,4
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW			1,6	1,6	3,8	4,2	3,6	3,7
7.2	Braunkohle	GW								
7.3	Heizöl	GW			0,0	0,0				
7.4	Erdgas	GW			1,2	1,3	4,0	3,8	3,6	3,1
7.5	Kernenergie	GW			2,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
7.7	Wind	GW			0,212	0,4	1,4	1,2	1,0	0,9
7.8	Photovoltaik	GW				0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
7.9	Erneuerbare, Müll	GW					0,3	0,3	0,3	0,2
7.10	**Summe**	**GW**			**6,1**	**6,4**	**10,5**	**10,5**	**9,4**	**8,9**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW			k. A.	k. A.	2,5	2,6	2,5	2,6
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung (Wirkungsgradmethode)**									
8.1	Steinkohle	PJ	43,8	81,5	78,0	59,6	187,6	196,0	195,3	200,7
8.2	Braunkohle	PJ	8,2	1,6	1,4	1,6				
8.3	Heizöl	PJ	2,3	3,1	0,7	0,7				
8.4	Gase	PJ	25,2	23,5	29,2	44,4	51,8	46,1	46,1	47,0
8.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	PJ	0,6	1,0	1,2	1,4	5,9	5,9	5,9	7,7
8.7	Wind	PJ		0,1	0,8	1,8	10,0	8,7	7,2	6,4
8.8	Photovoltaik	PJ		0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2
8.9	Erneuerbare, Müll	PJ			1,3	11,3	1,5	0,5	0,5	0,5
8.10	Wasser-Pumpspeicher	PJ		3,1	1,2	3,1	1,3	1,3	1,3	1,8
8.11	**Summe**	**PJ**	**201,0**	**234,4**	**277,8**	**286,0**	**259,3**	**259,7**	**257,6**	**265,3**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,6	4,5	4,3	4,2
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					0,4	0,3	0,3	0,4
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					0,8	0,7	0,8	0,8
9.8	**Summe**	**TWh**					**6,8**	**5,6**	**5,3**	**5,4**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					110,1	123,6	127,0	135,7
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					15,5	7,9	7,1	7,9
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ					1,2			
10.8	Biomasse	PJ					10,6	10,5	10,7	11,0
11.9	**Summe**	**PJ**					**137,4**	**142,0**	**144,8**	**154,6**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	43,4	35,2	33,6	33,3
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	10,8	8,8	8,4	8,3
11.3	Abwärme	PJ					0,1	0,1	0,0	0,2
11.4	Summe Erzeugung	PJ					54,3	44,2	42,0	41,9
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**54,3**	**44,2**	**42,0**	**41,9**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	205,4	215,1	215,6	224,3
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	2,5	2,4	2,2	2,1
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	437,0	434,0	436,1	429,0
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	246,8	230,9	221,4	210,0
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	9,9	8,4	7,6
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	70,8	69,5	69,1	68,2
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**973,8**	**961,7**	**952,9**	**941,2**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	205,4	215,1	215,6	224,3
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4	0,7	0,6	0,4	0,3
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	437	434	436	429
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	247	231	221	210
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0	0	0	0
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					11	12	12	13
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**901**	**893**	**886**	**876**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,8	1,8	1,8	1,8
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	9,9	8,4	7,6
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	59,9	57,4	56,8	55,6
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**72,9**	**69,2**	**67,0**	**65,1**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	22,9	23,4	23,4	24,2
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,4	2,7	2,5	2,3
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	4,1	3,7	3,5	3,1
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	6,6	5,9	5,7	5,5
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	14,0	13,4	13,6	13,6
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**50,0**	**49,2**	**48,8**	**48,8**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					29,20	28,75	28,47	29,01
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					419,13	562,37	705,15	848,89
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					333,56	410,15	472,91	524,82

Tabelle A-10: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *K90mK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresende)	Mio.	5,8	6,0	6,1	6,1	6,03	6,0	5,9	5,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2,5	2,7	2,8	2,9	2,98	3,0	3,0	3,0
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.4	Bewohnte Wohnfläche	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.5	Bewohnte Wohnfläche pro Kopf	m² / EW			40,6	42,2	44,6	45,7	46,8	47,9
1.6	Personenkilometer	Mrd.				105,3	119,9	122,0	122,9	123,6
1.7	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW				17285	19902	20448	20878	21381
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. $Euro_{2005}$			197,5	202,7	237,2	257,0	273,9	290,8
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. $Euro_{2005}$		50,8	53,2	54,6	58,1	61,2	63,0	64,9
2.3	Erwerbstätige	Mio.		2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,9
2.4	Tonnenkilometer (BIP abhängig)	Mrd.		33,5	39,3	40,8	45,7	48,2	50,9	53,0
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $T€_{2005}$		658	740	747	787	788	808	817
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	17,6	11,5	9,0	7,1	3,3	2,9	2,5	3,8
3.2	Mineralölprodukte	PJ	448,4	486,4	483,5	451,8	419,3	403,7	431,3	428,9
3.3	Gase	PJ	158,7	176,8	175,6	197,9	141,7	114,7	108,0	106,4
3.4	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Strom	PJ	116,4	120,1	125,8	131,9	122,2	119,9	120,7	128,2
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	11,1	12,2	24,4	30,9	48,6	46,4	44,1	49,9
3.7	Erneuerbare	PJ	0,6	1,7	1,1	23,6	86,4	107,8	75,5	55,5
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ								
3.9	**Summe**	**PJ**	**752,9**	**808,7**	**819,5**	**843,2**	**821,5**	**795,4**	**782,1**	**772,7**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	136,8	132,5	117,4	118,9	105,1	103,4	101,1	99,0
4.2	GHD	PJ	120,5	128,2	123,9	147,2	121,4	110,4	103,9	107,1
4.3	Haushalte	PJ	185,4	207,5	196,1	209,7	180,0	164,7	155,2	149,1
4.4	Verkehr	PJ	310,3	340,6	382,0	367,4	415,0	416,9	422,0	417,6
5	**Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	12,2	11,4	11,4	11,7	11,8	12,1	12,4	12,7
5.2	GHD	TWh	9,5	9,9	11,5	13,0	11,7	11,3	11,1	12,2
5.3	Haushalte	TWh	9,0	10,0	10,2	10,7	8,0	7,4	7,1	7,6
5.4	Verkehr	TWh	1,7	2,0	1,9	1,2	2,4	2,6	2,9	3,2
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**32,3**	**33,4**	**35,0**	**36,6**	**33,9**	**33,3**	**33,5**	**35,6**
5.6	Eigenverbrauch	TWh					0,8	0,8	0,8	0,8
5.7	Gewinnung, Umwandlung, Leitungsverluste	TWh	0,5	1,3	1,8	2,5	1,9	1,8	1,9	2,0
5.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,8	0,9	0,8	0,9	0,5	0,5	0,5	0,7
5.9	**Summe**	**TWh**	**33,7**	**35,5**	**37,5**	**40,0**	**37,2**	**36,4**	**36,7**	**39,0**
6	**Netto-Stromerzeugung**									
6.1	Steinkohle	TWh			7,2	5,7	2,7	2,7	2,8	5,2
6.2	Braunkohle	TWh				0,1				
6.3	Heizöl	TWh			0,1	0,2				
6.4	Erdgas	TWh			2,0	4,1	12,7	9,3	8,1	8,1
6.5	Kernenergie	TWh			16,9	14,2	15,3	15,3	15,3	15,3
6.6	Wasserkraft	TWh			0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,8
6.7	Wind	TWh			0,2	0,5	2,8	4,3	5,6	6,7
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
6.9	Erneuerbare, Müll	TWh			0,3	0,4	2,6	3,7	3,8	2,6
6.10	**Summe**	**TWh**			**27,6**	**26,2**	**37,2**	**36,4**	**36,7**	**39,0**
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh			k. A.	k. A.	7,0	6,9	5,6	6,2
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW			1,6	1,6	2,1	2,3	1,9	2,2
7.2	Braunkohle	GW								
7.3	Heizöl	GW			0,0	0,0				
7.4	Erdgas	GW			1,2	1,3	2,9	3,7	3,4	2,9
7.5	Kernenergie	GW			2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
7.6	Wasserkraft	GW			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
7.7	Wind	GW			0,212	0,4	1,4	2,1	2,8	3,3
7.8	Photovoltaik	GW				0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
7.9	Erneuerbare, Müll	GW					0,6	0,9	0,9	0,7
7.10	**Summe**	**GW**			**6,1**	**6,4**	**10,5**	**12,4**	**12,4**	**12,5**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW			k. A.	k. A.	3,0	3,2	3,2	3,2
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung (Wirkungsgradmethode)**									
8.1	Steinkohle	PJ	43,8	81,5	78,0	59,6	49,4	49,4	49,4	65,1
8.2	Braunkohle	PJ	8,2	1,6	1,4	1,6				
8.3	Heizöl	PJ	2,3	3,1	0,7	0,7				
8.4	Gase	PJ	25,2	23,5	29,2	44,4	73,3	49,1	42,5	42,6
8.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176,3	176,3	176,3	176,3
8.6	Wasserkraft	PJ	0,6	1,0	1,2	1,4	5,9	5,9	5,9	7,7
8.7	Wind	PJ		0,1	0,8	1,8	10,0	15,5	20,0	24,1
8.8	Photovoltaik	PJ		0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2
8.9	Erneuerbare, Müll	PJ			1,3	11,3	2,2	2,8	7,0	3,9
8.10	Wasser-Pumpspeicher	PJ		3,1	1,2	3,1	1,3	1,3	1,3	1,8
8.11	**Summe**	**PJ**	**201,0**	**234,4**	**277,8**	**286,0**	**319,7**	**301,5**	**303,7**	**322,8**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					3,1	2,7	2,2	3,5
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					1,7	1,0	0,3	0,5
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					2,2	3,2	3,2	2,1
9.8	**Summe**	**TWh**					**7,0**	**6,9**	**5,6**	**6,2**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					30,0	30,0	30,0	55,6
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					21,0	15,7	7,1	7,2
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ					0,1			
10.8	Biomasse	PJ					36,4	49,1	51,0	35,5
11.9	**Summe**	**PJ**					**87,5**	**94,7**	**88,1**	**98,4**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	40,5	38,6	35,8	42,0
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	10,1	9,7	9,0	10,5
11.3	Abwärme	PJ					3,2	3,2	3,2	2,0
11.4	Summe Erzeugung	PJ					53,8	51,5	47,9	54,5
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**53,8**	**51,5**	**47,9**	**54,5**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	32,0	31,8	31,7	57,6
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	1,3	1,1	0,8	1,8
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	426,5	409,9	437,8	434,9
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	232,9	178,3	162,3	160,3
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176,3	176,3	176,3	176,3
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	16,7	21,2	25,3
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	133,3	162,9	135,1	103,4
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**1013,6**	**977,0**	**965,2**	**959,6**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	32,0	31,8	31,7	57,6
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4				0,0
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	427	410	438	435
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	222	166	152	156
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176	176	176	176
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					38	48	20	13
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**896**	**832**	**818**	**837**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,3	1,1	0,8	1,8
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1	10,6	12,3	10,6	4,3
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	16,7	21,2	25,3
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	94,8	114,5	115,0	90,8
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**117,9**	**144,6**	**147,6**	**122,2**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	7,7	5,2	3,7	3,5
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,2	1,9	1,7	1,6
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	4,1	3,5	3,1	3,1
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	5,9	4,6	4,4	4,3
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	12,1	10,8	13,1	13,6
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**32,0**	**26,1**	**26,1**	**26,1**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					30,57	31,02	29,72	29,42
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					424,57	577,37	728,59	876,87
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					337,12	418,77	485,29	538,88

Tabelle A-11: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *K90oK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresende)	Mio.	5,8	6,0	6,1	6,1	6,03	6,0	5,9	5,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2,5	2,7	2,8	2,9	2,98	3,0	3,0	3,0
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.4	Bewohnte Wohnfläche	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.5	Bewohnte Wohnfläche pro Kopf	m² / EW			40,6	42,2	44,6	45,7	46,8	47,9
1.6	Personenkilometer	Mrd.				105,3	119,9	122,0	122,9	123,6
1.7	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW				17285	19902	20448	20878	21381
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. $Euro_{2005}$			197,5	202,7	237,2	257,0	273,9	290,8
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. $Euro_{2005}$		50,8	53,2	54,6	58,1	61,2	63,0	64,9
2.3	Erwerbstätige	Mio.		2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,9
2.4	Tonnenkilometer (BIP abhängig)	Mrd.		33,5	39,3	40,8	45,7	48,2	50,9	53,0
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $T€_{2005}$		658	740	747	787	788	808	817
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	17,6	11,5	9,0	7,1	3,3	2,9	2,6	2,3
3.2	Mineralölprodukte	PJ	448,4	486,4	483,5	451,8	377,1	363,6	392,2	416,7
3.3	Gase	PJ	158,7	176,8	175,6	197,9	134,1	108,6	104,5	102,0
3.4	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Strom	PJ	116,4	120,1	125,8	131,9	114,1	107,5	104,5	111,0
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	11,1	12,2	24,4	30,9	44,0	40,9	44,0	46,1
3.7	Erneuerbare	PJ	0,6	1,7	1,1	23,6	118,1	130,2	120,1	72,5
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ					21,7	33,8	0,0	2,1
3.9	**Summe**	**PJ**	**752,9**	**808,7**	**819,5**	**843,2**	**812,4**	**787,6**	**768,0**	**752,6**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	136,8	132,5	117,4	118,9	102,4	99,7	97,1	94,7
4.2	GHD	PJ	120,5	128,2	123,9	147,2	113,8	101,8	95,6	99,0
4.3	Haushalte	PJ	185,4	207,5	196,1	209,7	178,6	163,2	153,2	142,7
4.4	Verkehr	PJ	310,3	340,6	382,0	367,4	417,7	422,9	422,0	416,2
5	**Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	12,2	11,4	11,4	11,7	11,1	11,1	11,2	11,3
5.2	GHD	TWh	9,5	9,9	11,5	13,0	10,3	8,9	8,4	10,5
5.3	Haushalte	TWh	9,0	10,0	10,2	10,7	7,8	7,2	6,8	6,4
5.4	Verkehr	TWh	1,7	2,0	1,9	1,2	2,4	2,6	2,6	2,7
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**32,3**	**33,4**	**35,0**	**36,6**	**31,7**	**29,8**	**29,0**	**30,8**
5.6	Eigenverbrauch	TWh					0,8	0,8	0,8	0,8
5.7	Gewinnung, Umwandlung, Leitungsverluste	TWh	0,5	1,3	1,8	2,5	1,9	1,7	1,7	1,8
5.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,8	0,9	0,8	0,9	0,5	0,5	0,5	0,5
5.9	**Summe**	**TWh**	**33,7**	**35,5**	**37,5**	**40,0**	**34,9**	**32,9**	**32,0**	**33,9**
6	**Netto-Stromerzeugung**									
6.1	Steinkohle	TWh			7,2	5,7	3,2	3,3	3,1	3,0
6.2	Braunkohle	TWh				0,1				
6.3	Heizöl	TWh			0,1	0,2				
6.4	Erdgas	TWh			2,0	4,1	23,6	18,7	17,1	18,1
6.5	Kernenergie	TWh			16,9	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh			0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7
6.7	Wind	TWh			0,2	0,5	2,8	4,3	5,6	6,7
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
6.9	Erneuerbare, Müll	TWh			0,3	0,4	4,4	5,5	5,2	5,0
6.10	**Summe**	**TWh**			**27,6**	**26,2**	**34,9**	**32,9**	**32,0**	**33,9**
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh			k. A.	k. A.	6,8	6,7	6,2	6,1
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW			1,6	1,6	2,4	2,6	2,0	1,9
7.2	Braunkohle	GW								
7.3	Heizöl	GW			0,0	0,0			0,0	0,0
7.4	Erdgas	GW			1,2	1,3	7,1	6,9	6,4	6,8
7.5	Kernenergie	GW			2,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
7.7	Wind	GW			0,212	0,4	1,4	2,1	2,8	3,3
7.8	Photovoltaik	GW				0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
7.9	Erneuerbare, Müll	GW					1,2	1,6	1,4	1,2
7.10	**Summe**	**GW**			**6,1**	**6,4**	**13,1**	**14,2**	**13,6**	**14,3**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW			k. A.	k. A.	5,0	5,4	4,9	4,5
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung (Wirkungsgradmethode)**									
8.1	Steinkohle	PJ	43,8	81,5	78,0	59,6	52,6	52,6	49,4	49,4
8.2	Braunkohle	PJ	8,2	1,6	1,4	1,6				
8.3	Heizöl	PJ	2,3	3,1	0,7	0,7				
8.4	Gase	PJ	25,2	23,5	29,2	44,4	133,8	105,2	96,0	105,0
8.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	PJ	0,6	1,0	1,2	1,4	5,9	5,9	5,9	5,9
8.7	Wind	PJ		0,1	0,8	1,8	10,0	15,5	20,0	24,1
8.8	Photovoltaik	PJ		0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2
8.9	Erneuerbare, Müll	PJ			1,3	11,3	5,5	6,4	10,9	11,5
8.10	Wasser-Pumpspeicher	PJ		3,1	1,2	3,1	1,3	1,3	1,3	1,3
8.11	**Summe**	**PJ**	**201,0**	**234,4**	**277,8**	**286,0**	**210,2**	**188,0**	**184,7**	**198,5**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					2,4	1,7	1,5	1,5
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					0,7	0,3	0,3	0,3
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					3,7	4,8	4,5	4,3
9.8	**Summe**	**TWh**					**6,8**	**6,7**	**6,2**	**6,1**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					21,8	21,8	30,0	30,0
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					19,0	7,5	7,1	6,9
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ								
10.8	Biomasse	PJ					54,5	68,2	66,4	65,9
11.9	**Summe**	**PJ**					**95,3**	**97,5**	**103,5**	**102,8**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	34,3	30,9	34,4	36,4
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	8,6	8,6	8,6	9,1
11.3	Abwärme	PJ					4,0	4,0	4,0	4,0
11.4	Summe Erzeugung	PJ					47,0	43,5	47,0	49,5
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**47,0**	**43,5**	**47,0**	**49,5**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	32,0	31,8	31,7	31,6
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	1,3	1,1	0,9	0,7
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	383,7	369,6	397,8	422,8
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	289,6	231,0	214,7	219,5
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	16,7	21,2	25,3
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	172,0	193,1	188,4	148,2
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**889,8**	**843,3**	**854,7**	**848,1**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	32,0	31,8	31,7	31,6
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4				
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	384	370	398	423
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	270	209	196	205
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0	0	0	0
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					64	63	61	25
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**771**	**707**	**686**	**684**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,3	1,1	0,9	0,7
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1	19,9	21,6	18,9	14,9
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	16,7	21,2	25,3
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	86,6	96,5	127,6	123,2
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**119,0**	**135,9**	**168,6**	**164,1**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	11,1	8,3	6,7	4,7
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,2	1,9	1,7	1,6
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	3,7	3,3	3,0	2,9
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	6,1	4,7	4,5	4,2
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	8,9	7,9	10,1	12,7
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**32,0**	**26,1**	**26,1**	**26,1**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					34,09	34,94	32,79	31,65
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					437,64	609,24	777,89	938,86
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					345,53	437,21	511,43	569,64

Tabelle A-12: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *KOPFoK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresende)	Mio.	5,8	6,0	6,1	6,1	6,03	6,0	5,9	5,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2,5	2,7	2,8	2,9	2,98	3,0	3,0	3,0
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.4	Bewohnte Wohnfläche	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.5	Bewohnte Wohnfläche pro Kopf	m² / EW			40,6	42,2	44,6	45,7	46,8	47,9
1.6	Personenkilometer	Mrd.				105,3	119,9	122,0	122,9	123,6
1.7	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW				17285	19902	20448	20878	21381
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. $Euro_{2005}$			197,5	202,7	237,2	257,0	273,9	290,8
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. $Euro_{2005}$		50,8	53,2	54,6	58,1	61,2	63,0	64,9
2.3	Erwerbstätige	Mio.		2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,9
2.4	Tonnenkilometer (BIP abhängig)	Mrd.		33,5	39,3	40,8	45,7	48,2	50,9	53,0
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $T€_{2005}$		658	740	747	787	788	808	817
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	17,6	11,5	9,0	7,1	4,9	4,8	4,5	4,2
3.2	Mineralölprodukte	PJ	448,4	486,4	483,5	451,8	446,2	427,3	429,4	423,0
3.3	Gase	PJ	158,7	176,8	175,6	197,9	153,0	157,8	148,3	139,0
3.4	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Strom	PJ	116,4	120,1	125,8	131,9	122,9	123,4	120,9	121,6
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	11,1	12,2	24,4	30,9	49,4	47,3	48,3	48,2
3.7	Erneuerbare	PJ	0,6	1,7	1,1	23,6	50,3	51,4	51,0	48,7
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ					0,3	0,3	0,3	0,2
3.9	**Summe**	**PJ**	**752,9**	**808,7**	**819,5**	**843,2**	**827,1**	**812,3**	**802,7**	**784,8**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	136,8	132,5	117,4	118,9	105,1	103,4	101,1	99,0
4.2	GHD	PJ	120,5	128,2	123,9	147,2	123,6	117,0	111,6	107,0
4.3	Haushalte	PJ	185,4	207,5	196,1	209,7	183,4	172,1	165,1	158,4
4.4	Verkehr	PJ	310,3	340,6	382,0	367,4	415,0	419,8	424,9	420,4
5	**Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	12,2	11,4	11,4	11,7	11,8	12,1	12,3	12,5
5.2	GHD	TWh	9,5	9,9	11,5	13,0	11,7	11,5	11,2	11,1
5.3	Haushalte	TWh	9,0	10,0	10,2	10,7	8,2	8,1	7,4	7,6
5.4	Verkehr	TWh	1,7	2,0	1,9	1,2	2,4	2,6	2,6	2,7
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**32,3**	**33,4**	**35,0**	**36,6**	**34,1**	**34,3**	**33,6**	**33,8**
5.6	Eigenverbrauch	TWh					0,8	0,8	0,8	0,8
5.7	Gewinnung, Umwandlung, Leitungsverluste	TWh	0,5	1,3	1,8	2,5	1,6	1,6	1,5	1,6
5.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,8	0,9	0,8	0,9	0,5	0,5	0,5	0,7
5.9	**Summe**	**TWh**	**33,7**	**35,5**	**37,5**	**40,0**	**37,1**	**37,1**	**36,4**	**36,8**
6	**Netto-Stromerzeugung**									
6.1	Steinkohle	TWh			7,2	5,7	9,4	15,4	19,5	24,5
6.2	Braunkohle	TWh				0,1				
6.3	Heizöl	TWh			0,1	0,2				
6.4	Erdgas	TWh			2,0	4,1	22,3	16,8	12,5	8,1
6.5	Kernenergie	TWh			16,9	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh			0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,8
6.7	Wind	TWh			0,2	0,5	2,8	2,4	2,0	1,8
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
6.9	Erneuerbare, Müll	TWh			0,3	0,4	1,6	1,5	1,3	1,3
6.10	**Summe**	**TWh**			**27,6**	**26,2**	**37,1**	**37,1**	**36,4**	**36,8**
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh			k. A.	k. A.	7,1	6,5	6,4	6,3
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW			1,6	1,6	2,2	2,6	2,7	3,4
7.2	Braunkohle	GW								
7.3	Heizöl	GW			0,0	0,0				
7.4	Erdgas	GW			1,2	1,3	4,6	4,5	4,1	3,6
7.5	Kernenergie	GW			2,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
7.7	Wind	GW			0,212	0,4	1,4	1,2	1,0	0,9
7.8	Photovoltaik	GW				0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
7.9	Erneuerbare, Müll	GW					0,4	0,4	0,3	0,3
7.10	**Summe**	**GW**			**6,1**	**6,4**	**9,7**	**9,7**	**9,2**	**9,2**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW			k. A.	k. A.	2,9	2,9	2,7	2,6
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung (Wirkungsgradmethode)**									
8.1	Steinkohle	PJ	43,8	81,5	78,0	59,6	84,4	118,5	144,4	180,8
8.2	Braunkohle	PJ	8,2	1,6	1,4	1,6				
8.3	Heizöl	PJ	2,3	3,1	0,7	0,7				
8.4	Gase	PJ	25,2	23,5	29,2	44,4	117,8	91,1	70,4	44,0
8.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	PJ	0,6	1,0	1,2	1,4	5,9	5,9	5,9	7,7
8.7	Wind	PJ		0,1	0,8	1,8	10,0	8,7	7,2	6,6
8.8	Photovoltaik	PJ		0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2
8.9	Erneuerbare, Müll	PJ			1,3	11,3	2,4	2,4	1,4	0,8
8.10	Wasser-Pumpspeicher	PJ		3,1	1,2	3,1	1,3	1,3	1,3	1,8
8.11	**Summe**	**PJ**	**201,0**	**234,4**	**277,8**	**286,0**	**223,0**	**229,0**	**231,8**	**242,9**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					4,8	4,9	5,0	5,0
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					1,0	0,3	0,3	0,3
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					1,3	1,3	1,2	1,1
9.8	**Summe**	**TWh**					**7,1**	**6,5**	**6,4**	**6,3**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					87,0	120,5	133,0	138,1
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					33,5	23,5	13,7	6,8
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ								
10.8	Biomasse	PJ					19,8	18,1	17,4	17,2
11.9	**Summe**	**PJ**					**140,3**	**162,2**	**164,1**	**162,0**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	43,4	41,6	42,4	42,4
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	10,9	10,4	10,6	10,6
11.3	Abwärme	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
11.4	Summe Erzeugung	PJ					54,3	52,1	53,1	53,0
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**54,3**	**52,1**	**53,1**	**53,0**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	92,3	136,4	166,9	205,2
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	2,5	2,4	2,2	2,1
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	453,9	434,3	436,1	429,7
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	305,6	278,9	240,3	201,0
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	9,9	8,4	7,8
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	78,3	77,6	77,4	75,2
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**943,8**	**939,5**	**931,4**	**921,0**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	92,3	136,4	166,9	205,2
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4	0,7	0,6	0,4	0,3
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	454	434	436	430
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	305	279	240	201
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0	0	0	0
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					11	12	12	13
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**863**	**862**	**856**	**848**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,8	1,8	1,8	1,8
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1	0,3	0,3	0,3	0,3
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	9,9	8,4	7,8
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	67,3	65,6	65,1	62,6
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**80,6**	**77,6**	**75,6**	**72,5**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	16,9	18,2	18,5	18,8
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,3	2,3	2,0	1,8
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	4,2	3,8	3,5	3,3
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	6,6	5,9	5,7	5,4
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	14,1	13,4	13,6	13,6
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**44,1**	**43,6**	**43,3**	**43,0**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					29,51	28,97	28,64	29,06
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					421,25	565,77	709,37	853,84
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					335,01	412,29	475,41	527,59

Tabelle A-13: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *MARGmK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresende)	Mio.	5,8	6,0	6,1	6,1	6,03	6,0	5,9	5,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2,5	2,7	2,8	2,9	2,98	3,0	3,0	3,0
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.4	Bewohnte Wohnfläche	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.5	Bewohnte Wohnfläche pro Kopf	m² / EW			40,6	42,2	44,6	45,7	46,8	47,9
1.6	Personenkilometer	Mrd.				105,3	119,9	122,0	122,9	123,6
1.7	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW				17285	19902	20448	20878	21381
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. $Euro_{2005}$			197,5	202,7	237,2	257,0	273,9	290,8
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. $Euro_{2005}$		50,8	53,2	54,6	58,1	61,2	63,0	64,9
2.3	Erwerbstätige	Mio.		2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,9
2.4	Tonnenkilometer (BIP abhängig)	Mrd.		33,5	39,3	40,8	45,7	48,2	50,9	53,0
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $T€_{2005}$		658	740	747	787	788	808	817
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	17,6	11,5	9,0	7,1	5,1	4,8	4,5	4,1
3.2	Mineralölprodukte	PJ	448,4	486,4	483,5	451,8	429,6	426,8	429,1	416,7
3.3	Gase	PJ	158,7	176,8	175,6	197,9	175,7	165,2	156,3	144,7
3.4	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Strom	PJ	116,4	120,1	125,8	131,9	126,4	125,5	122,3	121,7
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	11,1	12,2	24,4	30,9	49,0	39,6	39,0	39,3
3.7	Erneuerbare	PJ	0,6	1,7	1,1	23,6	46,1	51,0	52,2	51,5
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ					0,3	0,3	0,3	3,7
3.9	**Summe**	**PJ**	**752,9**	**808,7**	**819,5**	**843,2**	**832,3**	**813,2**	**803,6**	**781,7**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	136,8	132,5	117,4	118,9	106,0	103,4	101,1	99,0
4.2	GHD	PJ	120,5	128,2	123,9	147,2	124,3	117,2	111,7	107,0
4.3	Haushalte	PJ	185,4	207,5	196,1	209,7	184,0	172,7	166,0	157,4
4.4	Verkehr	PJ	310,3	340,6	382,0	367,4	417,9	419,8	424,9	418,4
5	**Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	12,2	11,4	11,4	11,7	11,8	12,1	12,3	12,5
5.2	GHD	TWh	9,5	9,9	11,5	13,0	12,2	11,7	11,4	11,3
5.3	Haushalte	TWh	9,0	10,0	10,2	10,7	8,7	8,5	7,6	7,4
5.4	Verkehr	TWh	1,7	2,0	1,9	1,2	2,4	2,6	2,6	2,7
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**32,3**	**33,4**	**35,0**	**36,6**	**35,1**	**34,9**	**34,0**	**33,8**
5.6	Eigenverbrauch	TWh					0,8	0,8	0,8	0,8
5.7	Gewinnung, Umwandlung, Leitungsverluste	TWh	0,5	1,3	1,8	2,5	1,8	1,8	1,8	1,9
5.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,8	0,9	0,8	0,9	0,5	0,5	0,5	0,7
5.9	**Summe**	**TWh**	**33,7**	**35,5**	**37,5**	**40,0**	**38,3**	**38,0**	**37,0**	**37,1**
6	**Netto-Stromerzeugung**									
6.1	Steinkohle	TWh			7,2	5,7	10,7	12,0	11,0	7,1
6.2	Braunkohle	TWh				0,1				
6.3	Heizöl	TWh			0,1	0,2				
6.4	Erdgas	TWh			2,0	4,1	9,0	8,2	8,1	8,1
6.5	Kernenergie	TWh			16,9	14,2	15,3	15,3	15,3	15,3
6.6	Wasserkraft	TWh			0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,8
6.7	Wind	TWh			0,2	0,5	0,9	0,7	0,7	4,6
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
6.9	Erneuerbare, Müll	TWh			0,3	0,4	1,4	0,9	0,9	0,9
6.10	**Summe**	**TWh**			**27,6**	**26,2**	**38,3**	**38,0**	**37,0**	**37,1**
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh			k. A.	k. A.	6,9	5,7	5,5	5,6
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW			1,6	1,6	2,1	2,2	1,9	2,2
7.2	Braunkohle	GW								
7.3	Heizöl	GW			0,0	0,0				
7.4	Erdgas	GW			1,2	1,3	3,1	2,9	2,7	2,2
7.5	Kernenergie	GW			2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
7.6	Wasserkraft	GW			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
7.7	Wind	GW			0,212	0,4	0,4	0,3	0,3	2,3
7.8	Photovoltaik	GW				0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
7.9	Erneuerbare, Müll	GW					0,2	0,2	0,2	0,2
7.10	**Summe**	**GW**			**6,1**	**6,4**	**9,4**	**9,2**	**8,7**	**10,3**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW			k. A.	k. A.	2,5	2,4	2,5	2,7
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung (Wirkungsgradmethode)**									
8.1	Steinkohle	PJ	43,8	81,5	78,0	59,6	91,7	96,9	93,1	75,5
8.2	Braunkohle	PJ	8,2	1,6	1,4	1,6				
8.3	Heizöl	PJ	2,3	3,1	0,7	0,7				
8.4	Gase	PJ	25,2	23,5	29,2	44,4	49,7	46,1	46,1	46,1
8.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176,3	176,3	176,3	176,3
8.6	Wasserkraft	PJ	0,6	1,0	1,2	1,4	5,9	5,9	5,9	7,7
8.7	Wind	PJ		0,1	0,8	1,8	3,2	2,4	2,4	16,7
8.8	Photovoltaik	PJ		0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2
8.9	Erneuerbare, Müll	PJ			1,3	11,3	6,6	0,5	0,5	0,5
8.10	Wasser-Pumpspeicher	PJ		3,1	1,2	3,1	1,3	1,3	1,3	1,8
8.11	**Summe**	**PJ**	**201,0**	**234,4**	**277,8**	**286,0**	**335,9**	**330,6**	**326,9**	**325,8**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,5	4,6	4,6	4,5
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					0,5	0,4	0,3	0,4
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					0,9	0,7	0,7	0,7
9.8	**Summe**	**TWh**					**6,9**	**5,7**	**5,5**	**5,6**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					98,8	107,3	101,2	72,5
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					13,1	8,1	7,1	7,0
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ					8,0			
10.8	Biomasse	PJ					9,3	9,3	9,5	9,8
11.9	**Summe**	**PJ**					**129,2**	**124,7**	**117,8**	**89,3**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	43,0	34,9	34,7	34,5
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	10,7	8,7	8,7	8,6
11.3	Abwärme	PJ					0,6	0,6	0,0	0,6
11.4	Summe Erzeugung	PJ					54,3	44,2	43,4	43,7
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**54,3**	**44,2**	**43,4**	**43,7**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	109,7	109,8	103,4	74,6
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	2,5	2,4	2,2	2,0
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	439,5	433,7	435,8	423,3
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	244,7	229,2	219,5	206,5
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176,3	176,3	176,3	176,3
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	4,4	3,6	3,6	17,9
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	65,3	70,1	71,0	78,4
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**1042,3**	**1025,1**	**1011,9**	**979,1**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	109,7	109,8	103,4	74,6
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4	0,7	0,6	0,4	0,2
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	439	434	436	423
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	245	229	219	207
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	176	176	176	176
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					11	12	12	13
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**982**	**962**	**948**	**894**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,8	1,8	1,8	1,8
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1				
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	4,4	3,6	3,6	17,9
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	54,3	58,0	58,6	65,9
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**60,5**	**63,4**	**64,0**	**85,6**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	14,1	13,2	11,1	5,9
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,4	2,7	2,4	2,3
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	4,1	3,7	3,5	3,2
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	6,6	5,8	5,6	5,2
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	14,0	13,4	13,6	13,5
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**41,3**	**38,8**	**36,3**	**30,1**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					28,86	28,44	28,26	28,92
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					416,93	558,55	700,06	843,33
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					332,08	407,80	470,00	521,73

Tabelle A-14: Modellergebnisse für Hessen im Szenario *MARGoK*

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresende)	Mio.	5,8	6,0	6,1	6,1	6,03	6,0	5,9	5,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2,5	2,7	2,8	2,9	2,98	3,0	3,0	3,0
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.4	Bewohnte Wohnfläche	Mio. m²			246,5	256,9	268,8	272,5	275,4	276,9
1.5	Bewohnte Wohnfläche pro Kopf	m² / EW			40,6	42,2	44,6	45,7	46,8	47,9
1.6	Personenkilometer	Mrd.				105,3	119,9	122,0	122,9	123,6
1.7	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW				17285	19902	20448	20878	21381
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. $Euro_{2005}$			197,5	202,7	237,2	257,0	273,9	290,8
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. $Euro_{2005}$		50,8	53,2	54,6	58,1	61,2	63,0	64,9
2.3	Erwerbstätige	Mio.		2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,9
2.4	Tonnenkilometer (BIP abhängig)	Mrd.		33,5	39,3	40,8	45,7	48,2	50,9	53,0
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $T€_{2005}$		658	740	747	787	788	808	817
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
3.1	Kohlen	PJ	17,6	11,5	9,0	7,1	5,6	4,8	4,3	4,0
3.2	Mineralölprodukte	PJ	448,4	486,4	483,5	451,8	430,7	427,3	423,6	417,0
3.3	Gase	PJ	158,7	176,8	175,6	197,9	175,6	160,3	146,9	135,4
3.4	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Strom	PJ	116,4	120,1	125,8	131,9	125,1	123,9	119,2	117,6
3.6	Fern-/Nahwärme	PJ	11,1	12,2	24,4	30,9	49,0	45,5	50,6	50,5
3.7	Erneuerbare	PJ	0,6	1,7	1,1	23,6	46,1	50,6	50,6	51,5
3.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ					0,3	0,3	3,7	3,7
3.9	**Summe**	**PJ**	**752,9**	**808,7**	**819,5**	**843,2**	**832,5**	**812,8**	**799,0**	**779,7**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
4.1	Industrie	PJ	136,8	132,5	117,4	118,9	106,0	103,4	101,1	99,0
4.2	GHD	PJ	120,5	128,2	123,9	147,2	124,3	117,2	111,5	106,9
4.3	Haushalte	PJ	185,4	207,5	196,1	209,7	184,3	172,4	163,6	155,5
4.4	Verkehr	PJ	310,3	340,6	382,0	367,4	417,9	419,7	422,9	418,3
5	**Stromverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	TWh	12,2	11,4	11,4	11,7	11,8	12,1	12,3	12,5
5.2	GHD	TWh	9,5	9,9	11,5	13,0	11,9	11,5	11,2	10,9
5.3	Haushalte	TWh	9,0	10,0	10,2	10,7	8,7	8,2	7,0	6,6
5.4	Verkehr	TWh	1,7	2,0	1,9	1,2	2,4	2,6	2,6	2,7
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**32,3**	**33,4**	**35,0**	**36,6**	**34,8**	**34,4**	**33,1**	**32,7**
5.6	Eigenverbrauch	TWh					0,8	0,8	0,8	0,8
5.7	Gewinnung, Umwandlung, Leitungsverluste	TWh	0,5	1,3	1,8	2,5	1,6	1,6	1,5	1,7
5.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,8	0,9	0,8	0,9	0,6	0,5	0,5	0,5
5.9	**Summe**	**TWh**	**33,7**	**35,5**	**37,5**	**40,0**	**37,7**	**37,3**	**35,9**	**35,6**
6	**Netto-Stromerzeugung**									
6.1	Steinkohle	TWh			7,2	5,7	15,7	17,5	14,0	8,3
6.2	Braunkohle	TWh				0,1				
6.3	Heizöl	TWh			0,1	0,2				
6.4	Erdgas	TWh			2,0	4,1	16,8	13,6	14,4	18,6
6.5	Kernenergie	TWh			16,9	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6.6	Wasserkraft	TWh			0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7
6.7	Wind	TWh			0,2	0,5	2,8	4,3	5,6	6,7
6.8	Photovoltaik	TWh			0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
6.9	Erneuerbare, Müll	TWh			0,3	0,4	1,4	0,9	0,9	0,9
6.10	**Summe**	**TWh**			**27,6**	**26,2**	**37,7**	**37,3**	**35,9**	**35,6**
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh			k. A.	k. A.	7,0	6,5	7,0	7,0
7	**Netto-Engpaßleistung**									
7.1	Steinkohle	GW			1,6	1,6	3,1	3,3	2,0	2,2
7.2	Braunkohle	GW								
7.3	Heizöl	GW			0,0	0,0				
7.4	Erdgas	GW			1,2	1,3	4,1	3,9	3,6	3,7
7.5	Kernenergie	GW			2,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	GW			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
7.7	Wind	GW			0,212	0,4	1,4	2,1	2,8	3,3
7.8	Photovoltaik	GW				0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
7.9	Erneuerbare, Müll	GW					0,3	0,2	0,3	0,2
7.10	**Summe**	**GW**			**6,1**	**6,4**	**9,9**	**10,6**	**9,7**	**10,4**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW			k. A.	k. A.	2,5	2,5	2,5	2,7
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung (Wirkungsgradmethode)**									
8.1	Steinkohle	PJ	43,8	81,5	78,0	59,6	123,4	132,4	109,4	83,8
8.2	Braunkohle	PJ	8,2	1,6	1,4	1,6				
8.3	Heizöl	PJ	2,3	3,1	0,7	0,7				
8.4	Gase	PJ	25,2	23,5	29,2	44,4	87,7	76,0	84,6	108,5
8.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	PJ	0,6	1,0	1,2	1,4	6,4	5,9	5,9	5,9
8.7	Wind	PJ		0,1	0,8	1,8	10,0	15,5	20,0	24,1
8.8	Photovoltaik	PJ		0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2
8.9	Erneuerbare, Müll	PJ			1,3	11,3	6,7	0,5	1,2	1,4
8.10	Wasser-Pumpspeicher	PJ		3,1	1,2	3,1	1,4	1,3	1,3	1,3
8.11	**Summe**	**PJ**	**201,0**	**234,4**	**277,8**	**286,0**	**236,8**	**232,8**	**223,6**	**226,2**

		Einheit	1990	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik				Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	TWh					5,5	5,4	6,0	6,0
9.2	Braunkohle	TWh								
9.3	Mineralöle	TWh								
9.4	Erdgas	TWh					0,5	0,4	0,3	0,3
9.5	Sonstige Gase	TWh								
9.6	Kernenergie	TWh					0,0	0,0	0,0	0,0
9.7	Erneuerbare, Müll	TWh					0,9	0,7	0,7	0,7
9.8	**Summe**	**TWh**					**7,0**	**6,5**	**7,0**	**7,0**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
10.1	Steinkohle	PJ					107,2	121,9	127,6	86,0
10.2	Braunkohle	PJ								
10.3	Mineralöle	PJ								
10.4	Erdgas	PJ					29,9	20,8	13,8	13,7
10.5	Sonstige Gase	PJ								
10.6	Kernenergie	PJ					0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	PJ					8,1			
10.8	Biomasse	PJ					9,3	9,3	9,5	9,8
11.9	**Summe**	**PJ**					**154,5**	**152,0**	**150,9**	**109,6**
11	**Fernwärmebereitstellung**									
11.1	Heizkraftwerke	PJ	9,1	10,5	23,9	25,3	43,1	40,0	44,4	44,2
11.2	Heizwerke	PJ	3,6	3,1	3,2	8,0	10,8	10,0	11,1	11,1
11.3	Abwärme	PJ					0,5	0,5	0,2	0,2
11.4	Summe Erzeugung	PJ					54,3	50,5	55,6	55,5
11.5	Import	PJ								
11.6	**Summe Bereitstellung**	**PJ**	**12,7**	**13,6**	**27,1**	**33,3**	**54,3**	**50,5**	**55,6**	**55,5**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
12.1	Steinkohlen	PJ	54,0	87,5	82,8	64,3	145,2	150,9	129,9	88,0
12.2	Braunkohlen	PJ	16,4	7,1	5,6	5,3	2,5	2,4	2,1	2,0
12.3	Mineralöle	PJ	471,9	510,7	505,6	468,5	440,8	434,3	430,5	423,6
12.4	Gase	PJ	178,4	205,7	207,4	250,4	295,4	260,8	251,6	263,9
12.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	16,7	21,2	25,3
12.7	sonstige (Müll)	PJ	7,7	8,5	7,2	34,2	65,2	69,7	79,0	80,4
12.8	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
12.9	**Summe**	**PJ**	**932,4**	**988,5**	**1019,8**	**1033,2**	**960,3**	**934,7**	**914,2**	**883,3**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13.1	Steinkohlen	PJ	43,3	85,3	66,9	66,8	145,2	150,9	129,9	88,0
13.2	Braunkohlen	PJ	7,8	5,3	3,8	5,4	0,7	0,6	0,3	0,2
13.3	Mineralöle	PJ	471,7	509,8	505,6	473,2	441	434	430	424
13.4	Naturgase	PJ	179,0	205,7	209,8	244,2	295	261	251	263
13.5	Kernenergie	PJ	164,6	120,5	165,2	164,8	0	0	0	0
13.6	Importsaldo Strom, Fernwärme	PJ	38,7	47,4	43,9	41,4				
13.7	Biokraftstoff	PJ					11	12	12	13
13.8	**Summe**	**PJ**	**905,1**	**973,9**	**995,2**	**995,9**	**893**	**859**	**824**	**787**
14	**Gewinnung/Bestandsentnahme im Inland**									
14.1	Steinkohlen	PJ	10,6	2,2	16,0	-2,5				
14.2	Braunkohlen	PJ	8,6	1,8	1,8	-0,1	1,8	1,8	1,8	1,8
14.3	Mineralöle	PJ	0,2	0,9		-4,7				
14.4	Naturgase	PJ	-0,5	0,0	-2,4	6,1	0,0	0,0	0,7	1,0
14.5	Kernenergie	PJ								
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0,6	1,1	2,0	4,3	11,2	16,7	21,2	25,3
14.7	sonst. Erneuerbare (incl . Müll)	PJ	7,7	8,5	6,7	27,6	54,3	57,6	66,6	67,8
14.8	**Summe**	**PJ**	**27,2**	**14,6**	**24,1**	**30,8**	**67,3**	**76,2**	**90,4**	**95,9**
15	**CO_2-Emissionen**									
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	6,6	9,3	9,4	9,5	20,1	18,5	15,8	10,8
15.2	Industrie	Mio. t	6,0	5,8	4,3	3,80	2,4	2,4	1,8	1,7
15.3	GHD	Mio. t	5,4	5,7	4,8	5,7	4,2	3,8	3,5	3,3
15.4	Hausbrand	Mio. t	9,9	11,0	9,8	9,39	6,7	5,9	5,6	5,2
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	15,3	16,1	17,3	15,7	14,0	13,4	13,5	13,5
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**43,3**	**47,9**	**45,6**	**44,0**	**47,4**	**43,9**	**40,3**	**34,5**
16	**Weitere Indikatoren**									
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$					29,29	28,89	28,73	29,50
16.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					419,26	563,10	706,92	852,63
16.3	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$					333,63	410,54	473,75	526,37

Tabelle A-15: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *KL*

		Einheit	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik			Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**								
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	4.57	4.43	4.27	4.01	3.88	3.74	3.59
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2.03	2.10	2.03	1.94	1.88	1.81	1.74
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	146	150	150	158	162	164	166
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	31.99	33.78	34.99	39.3	41.9	43.9	46.2
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.	42	44	46	49	51	53	55
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	9088	9942	10835	12154	13135	14212	15288
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**								
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{2000}	78.1	75.7	76.8	107.3	118.7	130.4	142.2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{2000}	18.4	29.5	40.5	60.8	72.7	87.0	101.3
2.3	BWS Verarbeitendes Gewerbe	Mrd. EUR_{2000}							
2.3	Erwerbstätige	Mio.	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9
2.4	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.	17.0	17.1	20.1	26.3	29.5	33.0	36.4
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{2000}$	0.93	0.58	0.50	0.43	0.41	0.38	0.36
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**								
3.1	Kohlen	PJ	23.9	5.9	4.6	2	1	1	1
3.2	Mineralölprodukte	PJ	148.7	146.6	130.1	133	97	88	91
3.3	Gase	PJ	76.4	95.6	100.0	92	78	83	70
3.4	Strom	PJ	52.4	66.2	73.1	83	68	75	74
3.5	Fern-/Nahwärme	PJ	38.9	30.4	30.7	31	29	26	26
3.6	Erneuerbare	PJ	0.5	0.3	5.6	25	27	28	33
3.7	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ			0.7	1	10	9	12
3.8	**Summe**	**PJ**	**341**	**345**	**345**	**367**	**310**	**309**	**308**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**								
4.1	Industrie	PJ	59	67	76	79	56	56	48
4.2	GHD	PJ	81	75	67	79	78	79	81
4.3	Haushalte	PJ	100	101	108	93	84	86	80
4.4	Verkehr	PJ	101	102	94	116	93	88	98
4.5	**Summe**	**PJ**	**341**	**345**	**345**	**367**	**310**	**309**	**308**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**								
5.1	Industrie	TWh	4.2	6.1	8.2	10.5	6.8	8.3	7.6
5.2	GHD	TWh	5.4	6.3	6.1	6.5	6.3	6.1	6.6
5.3	Haushalte	TWh	4.6	5.8	5.4	5.6	4.7	4.7	4.7
5.4	Verkehr	TWh	0.2	0.2	0.6	0.5	1.1	1.6	1.8
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**14.6**	**18.4**	**20.3**	**23.1**	**18.9**	**20.7**	**20.7**
5.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.5	2.5	1.6	3.8	3.5	5.4
5.7	Leitungsverluste	TWh	3.4	2.0	0.5	1.9	1.6	1.3	0.6
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	1.4	0.9	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9
5.9	**Summe**	**TWh**	**20.2**	**21.8**	**23.9**	**27.5**	**25.3**	**26.5**	**27.7**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher								
6	**Netto-Strombereitstellung**								
6.1	Steinkohle	TWh	0.1	0.0		0.0			0.1
6.2	Braunkohle	TWh	31.0	21.0	27.9	20.9	20.4	20.3	20.4
6.3	Heizöl	TWh	0.0	0.1	0.1			0.1	
6.4	Erdgas	TWh	1.1	3.1	5.0	1.7			
6.5	Wasserkraft	TWh	1.2	0.9	1.6	1.0	1.0	1.0	1.0
6.6	Wind	TWh	0.0	0.5	1.2	1.9	2.3	2.3	2.3
6.7	Photovoltaik	TWh		0.0		0.1	0.1	0.2	0.8
6.8	Andere Brennstoffe	TWh	0.0	0.5	0.6	1.8	1.5	2.7	3.1
6.9	**Summe**	**TWh**	**33.5**	**26.0**	**36.3**	**27.5**	**25.3**	**26.5**	**27.7**
6.10	Importsaldo Strom	TWh	-13.1	-3.9	-10.6				
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh	2.5			5.2	3.4	3.3	3.3
6.12	Anteil KWK	%	7.5%			18.8	13.3	12.6	12.0
7	**Netto-Engpaßleistung**								
7.1	Steinkohle	GW	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7
7.2	Braunkohle	GW	6.1	3.6	3.6	3.1	3.0	2.7	2.7
7.3	Heizöl	GW	0.0	0.0		0.2	0.2	0.1	
7.4	Erdgas	GW	0.6	0.6	0.6	0.4	0.4	0.4	0.0
7.5	Wasserkraft	GW	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
7.6	Wind	GW	0.0	0.3	0.8	1.3	1.5	1.5	1.5
7.7	Photovoltaik	GW	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.8
7.8	Andere Brennstoffe	GW	0.0	0.0	0.1	0.1	0.5	0.6	0.7
7.9	**Summe**	**GW**	**8.0**	**5.9**	**6.4**	**7.2**	**7.7**	**7.7**	**7.9**
7.10	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW	1.1			4.4	4.4	4.4	3.9
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**								
8.1	Steinkohle	PJ	1.2	0.2	0.3	0.2			
8.2	Braunkohle	PJ	341.3	192.6	256	19.8	13.5	12.1	12.3
8.3	Heizöl	PJ	1.3	0.4	0.4				
8.4	Erdgas	PJ	7.0	16.3	26	6.3			
8.5	Wasserkraft	PJ	0.4	0.8	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0
8.6	Wind	PJ	0.1	1.6	4.2	7.0	8.1	8.2	8.2
8.7	Photovoltaik	PJ			0.1	0.2	0.2	0.6	2.7
8.8	Andere Brennstoffe	PJ				6.2	6.1	27.3	37.9
8.9	**Summe**	**PJ**	**351**	**212**	**289**	**40.6**	**28.9**	**49.1**	**62.2**

		Einheit	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik			Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**								
9.1	Steinkohle	TWh				0.0			
9.2	Braunkohle	TWh				2.0	2.0	2.0	2.0
9.3	Mineralöle	TWh							
9.4	Erdgas	TWh				1.7			
9.5	Sonstige Gase	TWh				0.8	0.8	0.8	0.8
9.6	Müll	TWh							
9.7	Andere Brennstoffe	TWh				0.6	0.6	0.6	0.6
9.8	**Summe**	**TWh**				**5.2**	**3.4**	**3.3**	**3.3**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**								
10.1	Steinkohle	PJ	1.2			0.5			0.8
10.2	Braunkohle	PJ	30.2	18.5		146.7	141.4	138.5	134.5
10.3	Mineralöle	PJ	0.4						
10.4	Erdgas	PJ	8.0	24.5		13.7			
10.5	Sonstige Gase	PJ							
10.6	Müll	PJ				3.0	3.0	3.0	3.0
10.7	Andere Brennstoffe	PJ				17.2	13.8	16.9	16.8
10.8	**Summe**	**PJ**	**39.8**	**43.0**		**181.2**	**158.2**	**158.3**	**155.1**
11	**Fernwärmeerzeugung**								
11.1	Heizkraftwerke	PJ	29.7	29.4	30.3	25.5	24.3	20.6	21.1
11.2	Heizwerke	PJ	15.0	6.5	6.7	6.4	6.1	5.2	5.3
11.3	Abwärme	PJ						0.9	1.0
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**	**44.7**	**35.9**	**37.0**	**31.9**	**30.4**	**26.7**	**27.4**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**								
12.1	Steinkohlen	PJ	7.1	4.8	4.3	2	1	1	2
12.2	Braunkohlen	PJ	387.9	205.0	260.7	160	148	144	140
12.3	Mineralöle	PJ	204.3	240.2	236.8	194	156	146	148
12.4	Naturgase	PJ	95.6	133.3	142.2	112	97	100	92
12.5	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0.5	2.4	6.2	8	10	10	12
12.6	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	1.5	7.1	14.0	49	51	76	92
12.7	Importsaldo Strom	PJ	-47.3	-14.2	-38.2				
12.8	**Summe**	**PJ**	**650**	**579**	**626**	**526**	**463**	**476**	**486**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**								
13.1	Steinkohlen	PJ	7	5	4	2	1	1	2
13.2	Braunkohlen	PJ	40	-12	3	0	0		
13.3	Mineralöle	PJ	204	240	237	194	156	146	148
13.4	Naturgase	PJ	96	133	142	112	97	100	92
13.5	Importsaldo Strom	PJ	-47	-14	-38				
13.7	**Summe**	**PJ**	**299**	**352**	**372**	**309**	**255**	**247**	**242**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	53%	63%	0.65	59%	55%	52%	50%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**								
14.1	Braunkohlen	PJ	348.3	217.1	258	160	148	144	140
14.2	Mineralöle	PJ							
14.3	Naturgase	PJ							
14.4	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0.5	2.4	3.7	8	10	10	12
14.5	sonst. Erneuerbare	PJ	1.6	1.2	2.7	49	51	76	92
14.6	**Summe**	**PJ**	**350**	**221**	**265**	**217**	**208**	**230**	**244**
15	**CO_2-Emissionen**								
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	43.9	24.9	33.7	18.9	16.9	16.4	16.0
15.2	Industrie	Mio. t	2.5	2.4	2.5	2.0	1.5	1.4	1.1
15.3	GHD	Mio. t	3.3	2.7	1.9	2.8	2.6	2.8	2.7
15.4	Haushalte	Mio. t	4.4	4.1	6.6	2.7	2.4	2.3	1.8
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	7.3	7.4	6.3	7.6	5.8	5.3	5.9
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**61.4**	**41.6**	**51.1**	**34.1**	**29.2**	**28.2**	**27.5**
16	**Weitere Indikatoren**								
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a				15.74	16.86	17.91	17.80
16.2	Auf 2000 abdiskontierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$/a				8.74	7.70	6.72	5.49
16.3	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$				379.30	462.34	550.50	639.75
16.4	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$				351.23	392.26	428.06	457.87

Tabelle A-16: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *KOPF*

		Einheit	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik			Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**								
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	4.57	4.43	4.27	4.01	3.88	3.74	3.59
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2.03	2.10	2.03	1.94	1.88	1.81	1.74
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	146	150	150	158	162	164	166
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	31.99	33.78	34.99	39.3	41.9	43.9	46.2
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.	42	44	46	49	51	53	55
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	9088	9942	10835	12154	13135	14212	15288
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**								
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{2000}	78.1	75.7	76.8	107.3	118.7	130.4	142.2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{2000}	18.4	29.5	40.5	60.8	72.7	87.0	101.3
2.3	BWS Verarbeitendes Gewerbe	Mrd. EUR_{2000}							
2.3	Erwerbstätige	Mio.	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9
2.4	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.	17.0	17.1	20.1	26.3	29.5	33.0	36.4
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{2000}$	0.93	0.58	0.50	0.43	0.41	0.38	0.36
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**								
3.1	Kohlen	PJ	23.9	5.9	4.6	4	7	0	0
3.2	Mineralölprodukte	PJ	148.7	146.6	130.1	135	108	107	118
3.3	Gase	PJ	76.4	95.6	100.0	87	75	81	74
3.4	Strom	PJ	52.4	66.2	73.1	87	82	82	82
3.5	Fern-/Nahwärme	PJ	38.9	30.4	30.7	31	32	29	28
3.6	Erneuerbare	PJ	0.5	0.3	5.6	23	44	44	36
3.7	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ			0.7				
3.8	**Summe**	**PJ**	**341**	**345**	**345**	**366**	**348**	**344**	**339**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**								
4.1	Industrie	PJ	59	67	76	77	65	58	61
4.2	GHD	PJ	81	75	67	78	77	78	81
4.3	Haushalte	PJ	100	101	108	95	92	93	82
4.4	Verkehr	PJ	101	102	94	116	114	114	115
4.5	**Summe**	**PJ**	**341**	**345**	**345**	**366**	**348**	**344**	**339**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**								
5.1	Industrie	TWh	4.2	6.1	8.2	11.3	9.4	8.8	8.6
5.2	GHD	TWh	5.4	6.3	6.1	6.6	6.7	7.0	7.2
5.3	Haushalte	TWh	4.6	5.8	5.4	5.7	5.7	5.7	5.2
5.4	Verkehr	TWh	0.2	0.2	0.6	0.5	1.1	1.4	1.8
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**14.6**	**18.4**	**20.3**	**24.0**	**22.9**	**22.9**	**22.7**
5.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.5	2.5	0.4	0.5	0.5	0.5
5.7	Leitungsverluste	TWh	3.4	2.0	0.5	2.3	2.2	2.3	1.6
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	1.4	0.9	0.6	1.0	0.9	0.9	0.9
5.9	**Summe**	**TWh**	**20.2**	**21.8**	**23.9**	**27.7**	**26.5**	**26.6**	**25.8**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher								
6	**Netto-Strombereitstellung**								
6.1	Steinkohle	TWh	0.1	0.0		0.3	0.4	0.4	0.4
6.2	Braunkohle	TWh	31.0	21.0	27.9	21.0	19.6	19.6	19.6
6.3	Heizöl	TWh	0.0	0.1	0.1	1.2			
6.4	Erdgas	TWh	1.1	3.1	5.0	1.7	2.3	2.4	1.6
6.5	Wasserkraft	TWh	1.2	0.9	1.6	1.1	1.0	1.0	1.0
6.6	Wind	TWh	0.0	0.5	1.2	1.7	2.3	2.3	2.3
6.7	Photovoltaik	TWh		0.0		0.1	0.1	0.1	0.1
6.8	Andere Brennstoffe	TWh	0.0	0.5	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8
6.9	**Summe**	**TWh**	**33.5**	**26.0**	**36.3**	**27.7**	**26.5**	**26.6**	**25.8**
6.10	Importsaldo Strom	TWh	-13.1	-3.9	-10.6				
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh	2.5			4.7	4.6	4.6	3.8
6.12	Anteil KWK	%	7.5%			17.1	17.4	17.5	14.9
7	**Netto-Engpaßleistung**								
7.1	Steinkohle	GW	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8
7.2	Braunkohle	GW	6.1	3.6	3.6	3.1	2.9	2.6	2.6
7.3	Heizöl	GW	0.0	0.0		0.2			
7.4	Erdgas	GW	0.6	0.6	0.6	0.4	0.8	0.8	0.4
7.5	Wasserkraft	GW	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
7.6	Wind	GW	0.0	0.3	0.8	1.1	1.5	1.5	1.5
7.7	Photovoltaik	GW	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
7.8	Andere Brennstoffe	GW	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4
7.9	**Summe**	**GW**	**8.0**	**5.9**	**6.4**	**7.1**	**7.8**	**7.5**	**7.2**
7.10	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW	1.1			4.3	4.4	4.5	4.1
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**								
8.1	Steinkohle	PJ	1.2	0.2	0.3	1.2	1.5	1.5	1.5
8.2	Braunkohle	PJ	341.3	192.6	256	20.9	7.1	7.1	7.1
8.3	Heizöl	PJ	1.3	0.4	0.4				
8.4	Erdgas	PJ	7.0	16.3	26	6.3	10.8	11.2	8.2
8.5	Wasserkraft	PJ	0.4	0.8	1.1	0.9	1.0	1.0	0.9
8.6	Wind	PJ	0.1	1.6	4.2	5.9	8.1	8.2	8.2
8.7	Photovoltaik	PJ			0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
8.8	Andere Brennstoffe	PJ				2.5	2.8	2.8	2.7
8.9	**Summe**	**PJ**	**351**	**212**	**289**	**38.0**	**31.5**	**31.9**	**28.9**

		Einheit	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik			Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**								
9.1	Steinkohle	TWh				0.3	0.4	0.4	0.4
9.2	Braunkohle	TWh				2.0	2.0	2.0	2.0
9.3	Mineralöle	TWh							
9.4	Erdgas	TWh				1.7	1.5	1.5	0.7
9.5	Sonstige Gase	TWh				0.2	0.3	0.3	0.3
9.6	Müll	TWh							
9.7	Andere Brennstoffe	TWh				0.5	0.5	0.4	0.4
9.8	**Summe**	**TWh**				**4.7**	**4.6**	**4.6**	**3.8**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**								
10.1	Steinkohle	PJ	1.2			3.2	4.2	4.2	4.1
10.2	Braunkohle	PJ	30.2	18.5		158.5	141.4	137.9	134.5
10.3	Mineralöle	PJ	0.4						
10.4	Erdgas	PJ	8.0	24.5		13.7	11.7	11.7	5.3
10.5	Sonstige Gase	PJ							
10.6	Müll	PJ							
10.7	Andere Brennstoffe	PJ				8.6	8.5	8.2	8.0
10.8	**Summe**	**PJ**	**39.8**	**43.0**		**184.1**	**165.8**	**162.0**	**151.9**
11	**Fernwärmeerzeugung**								
11.1	Heizkraftwerke	PJ	29.7	29.4	30.3	25.7	26.8	24.1	23.6
11.2	Heizwerke	PJ	15.0	6.5	6.7	6.4	6.7	6.0	5.9
11.3	Abwärme	PJ							
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**	**44.7**	**35.9**	**37.0**	**32.2**	**33.5**	**30.1**	**29.5**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**								
12.1	Steinkohlen	PJ	7.1	4.8	4.3	5	4	4	5
12.2	Braunkohlen	PJ	387.9	205.0	260.7	173	141	138	135
12.3	Mineralöle	PJ	204.3	240.2	236.8	196	166	165	175
12.4	Naturgase	PJ	95.6	133.3	142.2	108	98	105	90
12.5	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0.5	2.4	6.2	7	10	10	10
12.6	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	1.5	7.1	14.0	38	64	63	55
12.7	Importsaldo Strom	PJ	-47.3	-14.2	-38.2				
12.8	**Summe**	**PJ**	**650**	**579**	**626**	**527**	**484**	**484**	**469**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**								
13.1	Steinkohlen	PJ	7	5	4	5	4	4	5
13.2	Braunkohlen	PJ	40	-12	3	0	7	7	7
13.3	Mineralöle	PJ	204	240	237	196	166	165	175
13.4	Naturgase	PJ	96	133	142	108	98	105	90
13.5	Importsaldo Strom	PJ	-47	-14	-38				
13.7	**Summe**	**PJ**	**299**	**352**	**372**	**309**	**293**	**293**	**277**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	53%	63%	0.65	59%	57%	58%	59%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**								
14.1	Braunkohlen	PJ	348.3	217.1	258	173	134	131	128
14.2	Mineralöle	PJ							
14.3	Naturgase	PJ							
14.4	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0.5	2.4	3.7	7	10	10	10
14.5	sonst. Erneuerbare	PJ	1.6	1.2	2.7	38	47	51	55
14.6	**Summe**	**PJ**	**350**	**221**	**265**	**218**	**191**	**191**	**192**
15	**CO_2-Emissionen**								
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	43.9	24.9	33.7	20.7	15.5	15.7	15.3
15.2	Industrie	Mio. t	2.5	2.4	2.5	1.8	1.7	1.3	1.4
15.3	GHD	Mio. t	3.3	2.7	1.9	2.8	2.6	2.6	2.6
15.4	Haushalte	Mio. t	4.4	4.1	6.6	2.8	2.4	2.3	1.6
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	7.3	7.4	6.3	7.7	6.0	6.4	7.2
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**61.4**	**41.6**	**51.1**	**35.7**	**28.3**	**28.2**	**28.2**
16	**Weitere Indikatoren**								
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a				15.48	15.88	16.27	16.40
16.2	Auf 2000 abdiskontierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$/a				8.60	7.25	6.10	5.06
16.3	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$				378.43	457.32	537.93	620.25
16.4	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$				350.68	389.67	422.42	449.91

Tabelle A-17: Modellergebnisse für Sachsen im Szenario *MARG*

		Einheit	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik			Modellergebnisse			
1	**Demographische Rahmenannahmen**								
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	4.57	4.43	4.27	4.01	3.88	3.74	3.59
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	2.03	2.10	2.03	1.94	1.88	1.81	1.74
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	146	150	150	158	162	164	166
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	31.99	33.78	34.99	39.3	41.9	43.9	46.2
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.	42	44	46	49	51	53	55
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	9088	9942	10835	12154	13135	14212	15288
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**								
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR_{2000}	78.1	75.7	76.8	107.3	118.7	130.4	142.2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR_{2000}	18.4	29.5	40.5	60.8	72.7	87.0	101.3
2.3	BWS Verarbeitendes Gewerbe	Mrd. EUR_{2000}							
2.3	Erwerbstätige	Mio.	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9
2.4	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.	17.0	17.1	20.1	26.3	29.5	33.0	36.4
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / $TEUR_{2000}$	0.93	0.58	0.50	0.43	0.41	0.38	0.36
3	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**								
3.1	Kohlen	PJ	23.9	5.9	4.6	4	1	1	1
3.2	Mineralölprodukte	PJ	148.7	146.6	130.1	134	131	127	126
3.3	Gase	PJ	76.4	95.6	100.0	90	96	99	89
3.4	Strom	PJ	52.4	66.2	73.1	84	83	87	88
3.5	Fern-/Nahwärme	PJ	38.9	30.4	30.7	31	30	29	27
3.6	Erneuerbare	PJ	0.5	0.3	5.6	23	27	31	35
3.7	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ			0.7				
3.8	**Summe**	**PJ**	**341**	**345**	**345**	**366**	**368**	**373**	**366**
4	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**								
4.1	Industrie	PJ	59	67	76	76	76	78	76
4.2	GHD	PJ	81	75	67	79	80	81	84
4.3	Haushalte	PJ	100	101	108	95	96	97	89
4.4	Verkehr	PJ	101	102	94	116	117	117	118
4.5	**Summe**	**PJ**	**341**	**345**	**345**	**366**	**368**	**373**	**366**
5	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**								
5.1	Industrie	TWh	4.2	6.1	8.2	10.6	10.2	11.1	11.4
5.2	GHD	TWh	5.4	6.3	6.1	6.5	6.7	7.0	7.2
5.3	Haushalte	TWh	4.6	5.8	5.4	5.7	5.6	5.7	5.2
5.4	Verkehr	TWh	0.2	0.2	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6
5.5	**Endenergie**	**TWh**	**14.6**	**18.4**	**20.3**	**23.3**	**23.1**	**24.3**	**24.4**
5.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.5	2.5	0.4	0.5	0.6	0.5
5.7	Leitungsverluste	TWh	3.4	2.0	0.5	2.0	1.4	1.3	1.1
5.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	1.4	0.9	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9
5.9	**Summe**	**TWh**	**20.2**	**21.8**	**23.9**	**26.6**	**26.0**	**27.1**	**27.0**
	*) Pumpstrom-, Drucklusftspeicher								
6	**Netto-Strombereitstellung**								
6.1	Steinkohle	TWh	0.1	0.0		0.3	0.4	0.4	0.4
6.2	Braunkohle	TWh	31.0	21.0	27.9	20.9	21.6	22.4	22.4
6.3	Heizöl	TWh	0.0	0.1	0.1				
6.4	Erdgas	TWh	1.1	3.1	5.0	1.7		0.2	0.0
6.5	Wasserkraft	TWh	1.2	0.9	1.6	1.0	1.0	1.0	1.0
6.6	Wind	TWh	0.0	0.5	1.2	1.9	2.3	2.3	2.3
6.7	Photovoltaik	TWh		0.0		0.1	0.1	0.1	0.1
6.8	Andere Brennstoffe	TWh	0.0	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8
6.9	**Summe**	**TWh**	**33.5**	**26.0**	**36.3**	**26.6**	**26.0**	**27.1**	**27.0**
6.10	Importsaldo Strom	TWh	-13.1	-3.9	-10.6				
6.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh	2.5			4.7	3.0	3.3	3.2
6.12	Anteil KWK	%	7.5%			17.7	11.6	12.2	11.8
7	**Netto-Engpaßleistung**								
7.1	Steinkohle	GW	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8
7.2	Braunkohle	GW	6.1	3.6	3.6	3.1	3.2	3.0	3.0
7.3	Heizöl	GW	0.0	0.0					
7.4	Erdgas	GW	0.6	0.6	0.6	0.4	0.4	0.5	0.0
7.5	Wasserkraft	GW	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
7.6	Wind	GW	0.0	0.3	0.8	1.3	1.5	1.5	1.5
7.7	Photovoltaik	GW	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
7.8	Andere Brennstoffe	GW	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4
7.9	**Summe**	**GW**	**8.0**	**5.9**	**6.4**	**7.1**	**7.6**	**7.5**	**7.1**
7.10	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW	1.1			4.1	4.1	4.2	3.8
8	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**								
8.1	Steinkohle	PJ	1.2	0.2	0.3	1.1	1.3	1.3	1.4
8.2	Braunkohle	PJ	341.3	192.6	256	19.8	21.1	26.8	26.8
8.3	Heizöl	PJ	1.3	0.4	0.4				
8.4	Erdgas	PJ	7.0	16.3	26	6.3		0.7	0.2
8.5	Wasserkraft	PJ	0.4	0.8	1.1	0.9	0.9	0.9	0.9
8.6	Wind	PJ	0.1	1.6	4.2	7.0	8.1	8.2	8.2
8.7	Photovoltaik	PJ			0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
8.8	Andere Brennstoffe	PJ				2.5	2.5	2.8	2.7
8.9	**Summe**	**PJ**	**351**	**212**	**289**	**37.9**	**34.1**	**40.9**	**40.5**

		Einheit	1995	2000	2005	2015	2020	2025	2030
			Statistik			Modellergebnisse			
9	**KWK-Netto-Stromerzeugung**								
9.1	Steinkohle	TWh				0.3	0.4	0.4	0.4
9.2	Braunkohle	TWh				2.0	2.0	2.0	2.0
9.3	Mineralöle	TWh							
9.4	Erdgas	TWh				1.7		0.2	0.1
9.5	Sonstige Gase	TWh				0.2	0.2	0.3	0.3
9.6	Müll	TWh							
9.7	Andere Brennstoffe	TWh				0.5	0.5	0.5	0.4
9.8	**Summe**	**TWh**				**4.7**	**3.0**	**3.3**	**3.2**
10	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**								
10.1	Steinkohle	PJ	1.2			3.1	3.6	3.6	4.0
10.2	Braunkohle	PJ	30.2	18.5		146.7	141.4	137.9	134.5
10.3	Mineralöle	PJ	0.4						
10.4	Erdgas	PJ	8.0	24.5		13.7		1.5	0.4
10.5	Sonstige Gase	PJ							
10.6	Müll	PJ							
10.7	Andere Brennstoffe	PJ				8.6	8.5	9.6	9.4
10.8	**Summe**	**PJ**	**39.8**	**43.0**		**172.2**	**153.5**	**152.6**	**148.2**
11	**Fernwärmeerzeugung**								
11.1	Heizkraftwerke	PJ	29.7	29.4	30.3	25.8	24.9	23.8	22.4
11.2	Heizwerke	PJ	15.0	6.5	6.7	6.5	6.2	5.9	5.6
11.3	Abwärme	PJ							
11.4	**Summe (AGFW)**	**PJ**	**44.7**	**35.9**	**37.0**	**32.3**	**31.2**	**29.7**	**28.0**
12	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**								
12.1	Steinkohlen	PJ	7.1	4.8	4.3	5	5	5	5
12.2	Braunkohlen	PJ	387.9	205.0	260.7	160	156	158	154
12.3	Mineralöle	PJ	204.3	240.2	236.8	195	190	185	183
12.4	Naturgase	PJ	95.6	133.3	142.2	112	102	108	97
12.5	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0.5	2.4	6.2	8	10	10	10
12.6	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	1.5	7.1	14.0	38	44	50	54
12.7	Importsaldo Strom	PJ	-47.3	-14.2	-38.2				
12.8	**Summe**	**PJ**	**650**	**579**	**626**	**518**	**506**	**515**	**503**
13	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**								
13.1	Steinkohlen	PJ	7	5	4	5	5	5	5
13.2	Braunkohlen	PJ	40	-12	3	0	7	7	7
13.3	Mineralöle	PJ	204	240	237	195	190	185	183
13.4	Naturgase	PJ	96	133	142	112	102	108	97
13.5	Importsaldo Strom	PJ	-47	-14	-38				
13.7	**Summe**	**PJ**	**299**	**352**	**372**	**312**	**304**	**304**	**292**
	Anteil Importe fossiler ET am PEV	%	53%	63%	0.65	60%	60%	59%	58%
14	**Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)**								
14.1	Braunkohlen	PJ	348.3	217.1	258	160	149	151	147
14.2	Mineralöle	PJ							
14.3	Naturgase	PJ							
14.4	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	0.5	2.4	3.7	8	10	10	10
14.5	sonst. Erneuerbare	PJ	1.6	1.2	2.7	38	44	50	54
14.6	**Summe**	**PJ**	**350**	**221**	**265**	**207**	**202**	**210**	**211**
15	**CO_2-Emissionen**								
15.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	43.9	24.9	33.7	19.2	17.6	18.0	17.5
15.2	Industrie	Mio. t	2.5	2.4	2.5	1.9	2.0	2.0	1.8
15.3	GHD	Mio. t	3.3	2.7	1.9	2.8	2.8	2.8	2.7
15.4	Haushalte	Mio. t	4.4	4.1	6.6	2.8	2.7	2.6	2.1
15.5	Verkehr (national)	Mio. t	7.3	7.4	6.3	7.7	7.6	7.7	7.7
15.6	**Summe**	**Mio. t**	**61.4**	**41.6**	**51.1**	**34.4**	**32.8**	**33.0**	**31.9**
16	**Weitere Indikatoren**								
16.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. $Euro_{05}$/a				15.39	15.43	15.84	16.18
16.2	Auf 2000 abdiskontierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$/a				8.55	7.04	5.94	4.99
16.3	Kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$				378.40	455.30	533.82	614.97
16.4	Auf 2000 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. $Euro_{05}$				350.69	388.70	420.60	447.70

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung
- Bibliothek -
D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
http://www.ier.uni-stuttgart.de

Band 113 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten, 15 €

Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerks-einsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten, 15 €

Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten, 15 €

Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten, 15 €

Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten, 15 €

Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten, 15 €

Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten, 15 €

Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten, 15 €

Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten, 15 €

Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten, 15 €

Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten, 13 €

Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten, 18 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten, 10 €

Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
Mai 2007, 152 Seiten, 13 €

Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten, 20 €

Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten, 10 €

Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten, 13 €

Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten, 18 €

Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten, 15 €

Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €

Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €

Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €

Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €

Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €

Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €

Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €

Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €

Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €

Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €

Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €

Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €

Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten, 18 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×*Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
September 2000, 168 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
August 2000, 118 Seiten, 10 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
Juli 2000, 242 Seiten, 15 €

Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
Juli 2000, 188 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
Juni 2000, 146 Seiten, 13 €

Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €

Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
Mai 2000, 154 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
April 2000, 212 Seiten, 15 €

Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
April 2000, 282 Seiten, 18 €

Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten, 15 €

Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO_2-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten, 18 €

Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
März 2000, 148 Seiten, 13 €

Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €

Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten, 13 €

Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten, 10 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten, 15 €

Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten, 20 € *(z. Zt. vergriffen)*
Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €

Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
Mai 1999, 236 Seiten, 15 €

Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbrauchersektor
Januar 1999, 306 Seiten, 20 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
Januar 1999, 252 Seiten, 18 €

Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €

Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von *NetWork* - Der Netzwerkeditor
September 1998, 112 Seiten, 10 €

Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten, 15 €

Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells '*E³Net*' und Integration neuer methodischer Ansätze in das *IKARUS*-Instrumentarium (*ECOLOG II*)
Juli 1998, 110 Seiten, 10 €

Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten, 15 €

Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten, 15 €

Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €

Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €

Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €

Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €

Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €

Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten, 10 €

Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO_2-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
August 1997, 156 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAIK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten, 13 €

Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten, 10 €

Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten, 8 €

Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
Januar 1997, 282 Seiten, 18 €

Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €

Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten, 10 €

Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten, 15 €

Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €

Band 31 W. Rüffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €

Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €

Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €

Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €

Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €

Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €

Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten, 20 €

Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €

Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten, 3 €

Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €

Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €

Band 20 M. Fischedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €

Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €

Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €

Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO_2- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €

Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €

Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €

Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €

Band 12 U. Fahl, M. Fischedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO_2-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €

Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €

Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €

Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO_2- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €

Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €

Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €

Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 € *(z. Zt. vergriffen)*

Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €

Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystrcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €

Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten, 18 €