

Forschungsbericht FZKA-BWPLUS

Entwicklung einer kombinierten Minderungsstrategie für  
Treibhausgase und die  
Massenluftschadstoffe SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>

A. Fleury, Dr. W. Fichtner, Prof. Dr. O. Rentz  
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH)

Förderkennzeichen: BWE 20006

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes  
Baden-Württemberg gefördert

Juli 2002

## **Entwicklung einer kombinierten Minderungsstrategie für Treibhausgase und die Massenluftschadstoffe SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>**

A. Fleury, Dr. W. Fichtner, Prof. Dr. O. Rentz

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH)

### **Zusammenfassung**

Bisherige Emissionsminderungsstrategien für Luftschadstoffe wie SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> sowie für Treibhausgase (THG) beachten in der Regel die Interdependenzen zwischen Emissionsminderungsmaßnahmen nicht bzw. nur ungenügend. Unter Berücksichtigung der relevanten energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen ist es daher die Zielsetzung des Forschungsvorhabens, Auswirkungen bei der Minderung von Treibhausgasen auf andere Emissionen wie NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub> zu bestimmen. Mit dem PERSEUS-Modell für Baden-Württemberg sind dazu mit Hilfe von Szenarioanalysen künftige Entwicklungen analysiert worden. Die Modellergebnisse für die betrachteten Sektoren zeigen, dass eine CO<sub>2</sub>-Minderung eine beachtliche Minderung des Schadstoffes SO<sub>2</sub> und im geringeren Umfang des Schadstoffes NO<sub>x</sub> mit sich bringt. Dies liegt u.a. darin begründet, dass die wesentliche Maßnahme zur CO<sub>2</sub>-Emissionsbegrenzung der stärkere Einsatz vom Erdgas als Energieträger ist. Weiterhin kann eine zeitliche Verschiebung der gesetzlich-limitierten Restnutzungsstunden für Kernkraftwerke in die Perioden, für die Emissionsminderungsziele gelten, die Ausgaben zur Emissionsminderung reduzieren. Im Haushaltsektor ist die Emissionsminderung im wesentlichen mit einer Reduktion des Energiebedarfs, insbesondere durch bessere Dämmung, zu realisieren. Die Kopplung des PERSEUS-Modells an ein internationales Strom- und Zertifikatemarktmodell veranschaulicht, dass Emissionsrechte von Akteuren aus Baden-Württemberg gekauft werden würden, was zwar die Minderungsausgaben reduziert, die lokalen Emissionen aber erhöht. Schließlich zeigen Modellergebnisse, bei denen Ansätze zur Bewertung der unterschiedlichen Treibhausgase (Global Warming Potential, Radiative Forcing) berücksichtigt werden, dass kosteneffiziente Minderungsmaßnahmen für Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgase anstelle von teureren CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen realisiert werden können.

## **Development of a combined mitigation strategy for greenhouse gases and the air pollutants SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub>**

A. Fleury, Dr. W. Fichtner, Prof. Dr. O. Rentz

Institute for Industrial Production (IIP), University of Karlsruhe (TH)

### **Summary**

Emission reduction strategies for air pollutants such as SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> as well as for greenhouse gases usually do not consider the interdependencies between emission reduction measures. Taking into account the relevant energy, environmental and political framework it is the objective of the project to determine the influence of greenhouse gas emission reduction strategies on other emissions such as SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>. With the help of the model PERSEUS-BW future developments in different sectors (e.g. power, household, industry) have been analysed. The model results show that a CO<sub>2</sub>-reduction causes a considerable reduction of the pollutant SO<sub>2</sub> and to a smaller extent of the pollutant NO<sub>x</sub>. The substantial measure for emission limitation is the increased use of natural gas. Due to the fact, that the agreed German nuclear phase-out fixes a maximum remaining nuclear power generation, a temporal shift of the hours of utilisation of nuclear power plants in Baden-Württemberg into periods, in which CO<sub>2</sub>-reduction limits have to be fulfilled, also helps to decrease emission reduction costs. In the household sector the emission reduction is essentially linked with a reduction of energy use, in particular by better insulation. Furthermore, linking the PERSEUS-model to an international power and emissions trading model shows that pollution emitters from Baden-Württemberg would buy CO<sub>2</sub>-certificates, resulting in a reduction of CO<sub>2</sub>-mitigation costs but also in higher emissions in Baden-Württemberg compared to the scenario without emission trading. Finally, model results taking into account methodologies to evaluate different greenhouse gases (Global Warming Potential, Radiative Forcing) show that measures for the reduction of non-CO<sub>2</sub>-greenhouse gases are realised instead of expensive CO<sub>2</sub>-mitigation options.

## Inhaltsverzeichnis

1	Problemstellung, Zielsetzung und Lösungsweg.....	1
2	Zur Ableitung von Minderungsstrategien für Baden-Württemberg.....	4
2.1	Zur Bedeutung kombinierter Minderungsstrategien .....	4
2.2	Stand der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen in Baden-Württemberg .....	6
2.2.1	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> ).....	6
2.2.2	Methan (CH <sub>4</sub> ).....	7
2.2.3	Distickstoffmonoxid (N <sub>2</sub> O) .....	7
2.2.4	Schwefelhexafluorid und Fluorkohlenwasserstoffe .....	8
2.2.5	Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> ).....	8
2.2.6	Stickoxide (NO <sub>x</sub> ) .....	9
2.2.7	Emissionsentwicklungen in den letzten Jahren.....	10
2.3	Umweltpolitische Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg .....	11
2.3.1	Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen.....	11
2.3.2	Minderungsziele des Landes Baden-Württemberg .....	12
2.3.3	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).....	13
2.3.4	Die Energieeinsparverordnung.....	15
3	Das PERSEUS-Modell für Baden-Württemberg .....	17
3.1	Das PERSEUS-BW Modell .....	17
3.1.1	Einführung .....	17
3.1.2	Mathematische Modellbeschreibung des Grundmodells .....	18
3.2	Berücksichtigung mehrerer Treibhausgase im PERSEUS-BW Modell.....	22
3.3	Kopplung an ein internationales Strom- und Zertifikatmarktmodell.....	23
4	Struktur und Modellierung der relevanten Sektoren in Baden-Württemberg .....	26
4.1	Energieversorgungssektor.....	26
4.1.1	Der Kraftwerkspark in Baden-Württemberg .....	26
4.1.2	Investitionsalternativen im Energieversorgungssektor.....	30
4.1.2.1	Thermische Kraftwerke .....	30
4.1.2.2	Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien.....	31
4.1.2.3	Einsparkurven .....	33
4.1.2.4	Emissionsfaktoren für die Investitionsalternativen im Energieversorgungssektor.....	34
4.1.3	Modellierung des Energieversorgungssektors .....	35
4.1.3.1	Modellstruktur des Energieversorgungssektors.....	35
4.1.3.2	Exogene Modellvorgaben im Energieversorgungssektor .....	36
4.1.4	Exkurs: CO <sub>2</sub> -Abscheidung, -Transport und –Speicherung.....	39
4.2	Raumwärme- und Warmwasserversorgung in privaten Haushalten und bei Kleinverbrauchern .....	42
4.2.1	Private Haushalte und Kleinverbraucher.....	42

4.2.1.1	Private Haushalte in Baden-Württemberg .....	42
4.2.1.2	Kleinverbraucher in Baden-Württemberg .....	44
4.2.2	Investitionsalternativen im Haushalts- und Kleinverbrauchersektor .....	44
4.2.2.1	Raumwärme und Warmwasserversorgungsanlagen im Haushaltssektor .....	45
4.2.2.2	Dämmmaßnahmen im Haushaltssektor .....	46
4.2.2.3	Brennstoffeinsparung bei Kleinverbrauchern.....	47
4.2.3	Modellierung des Haushalts- und Kleinverbrauchersektors.....	48
4.2.3.1	Modellstruktur des Haushalts- und Kleinverbrauchersektors .....	48
4.2.3.2	Exogene Modellvorgaben im Haushalts- und Kleinverbrauchersektor.....	49
4.3	Industrie.....	52
4.3.1	Der Industriesektor in Baden-Württemberg.....	52
4.3.1.1	Industrielle Energiebereitstellung.....	52
4.3.1.2	Raffinerien in Baden-Württemberg .....	53
4.3.2	Investitionsalternativen im Industriesektor .....	54
4.3.2.1	Investitionsalternativen in der industriellen Energiebereitstellung.....	54
4.3.2.2	Investitionsalternativen in Raffinerien .....	55
4.3.3	Modellierung des Industriesektors.....	55
4.3.3.1	Modellstruktur des Industriesektors .....	55
4.3.3.2	Exogene Modellvorgabe in der Industrie .....	57
4.4	Personen- und Güterverkehr.....	58
4.4.1	Verkehrssituation in Baden-Württemberg .....	58
4.4.1.1	Personenverkehr in Baden-Württemberg .....	58
4.4.1.2	Güterverkehr in Baden-Württemberg.....	60
4.4.1.3	Emissionsfaktoren im Verkehrssektor .....	61
4.4.2	Investitionsalternativen im Verkehrssektor.....	61
4.4.2.1	Investitionsalternativen im Personenverkehrssektor .....	61
4.4.2.2	Investitionsalternativen im Güterverkehrssektor.....	62
4.4.2.3	Emissionsfaktoren für die Investitionsalternativen im Verkehrssektor.....	62
4.4.3	Modellierung des Verkehrssektors.....	63
4.4.3.1	Modellstruktur des Verkehrssektors .....	63
4.4.3.2	Exogene Modellvorgaben im Verkehrssektor.....	65
4.4.4	Exkurs: Kraftstoffqualität und Entschwefelung der Kraftstoffe zur kombinierten CO <sub>2</sub> - und Schadstoffreduzierung im Verkehrssektor .....	66
4.5	Landwirtschaft .....	67
4.5.1	Vieh- und Landwirtschaft in Baden-Württemberg .....	67
4.5.1.1	Bodennutzung in Baden-Württemberg .....	67
4.5.1.2	Viehhaltung in Baden-Württemberg.....	69
4.5.2	Investitionsalternativen in der Landwirtschaft .....	70
4.5.2.1	Investitionsalternativen in der Bodennutzung.....	70

4.5.2.2	Investitionsalternativen in der Tierhaltung .....	71
4.5.3	Modellierung des Landwirtschaftssektors .....	72
4.5.3.1	Modellstruktur des Landwirtschaftssektors .....	72
4.5.3.2	Exogene Modellvorgaben in der Landwirtschaft.....	73
5	Szenariodefinition und Modellergebnisse.....	75
5.1	Szenariodefinition .....	75
5.2	Modellergebnisse .....	78
5.2.1	Referenzszenario S0 .....	78
5.2.2	Szenario S1: Vorgabe einer CO <sub>2</sub> -Obergrenze .....	83
5.2.2.1	Szenario S1-A: CO <sub>2</sub> -Obergrenze im Energieversorgungssektor.....	83
5.2.2.2	Szenario S1-B: CO <sub>2</sub> -Obergrenze in allen betrachteten Sektoren.....	87
5.2.3	Szenario S2: Vorgabe einer CO <sub>2</sub> -, NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Obergrenze .....	98
5.2.4	Szenario S3: Berücksichtigung des Zertifikatehandels .....	102
5.2.5	Berücksichtigung mehrerer Treibhausgase .....	106
5.2.5.1	Szenario S4: Anwendung der GWP-Methodik.....	106
5.2.5.2	Szenario S5: Anwendung der Radiative Forcing-Methodik .....	111
5.2.6	Exkurs: Einfluss des EEG auf die Entwicklung des Energieversorgungssektors .....	112
6	Schlussfolgerungen .....	114
6.1	Zur Notwendigkeit kombinierter Minderungsstrategien .....	114
6.2	CO <sub>2</sub> -Minderungsstrategien für Baden-Württemberg .....	115
6.3	Analyse kombinierter Minderungsstrategien und der Auswirkungen des CO <sub>2</sub> -Zertifikatehandels .....	118
7	Zusammenfassung .....	121
8	Verzeichnisse .....	124
8.1	Literaturverzeichnis .....	124
8.2	Abbildungsverzeichnis.....	130
8.3	Tabellenverzeichnis.....	132

# 1 PROBLEMSTELLUNG, ZIELSETZUNG UND LÖSUNGSWEG

Mit Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls hat sich die internationale Staatengemeinschaft zur Reduzierung des Ausstoßes an Treibhausgasen verpflichtet. Für Europa wurde in diesem Zusammenhang ein Minderungsziel von 8% gegenüber den Emissionen im Jahr 1990 bis zur Verpflichtungsperiode 2008-2012 definiert. Im Rahmen des sogenannten EU burden sharings wurden die Zielvorgaben für die einzelnen europäischen Länder konkretisiert; bspw. hat sich die Bundesregierung verpflichtet, die Emissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten um 21 % zu mindern. Aber auch hinsichtlich der Emissionen der Massenschadstoffe SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> existieren neue nationale Obergrenzen auf EU-Ebene wie auch auf UN-ECE-Ebene (Europäische Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen).

Bisherige Emissionsminderungsstrategien für Luftschadstoffe wie SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> sowie auch für Treibhausgase konzentrieren sich in der Regel auf einen Schadstoff und berücksichtigen die Interdependenzen zwischen Emissionsminderungsmaßnahmen nicht bzw. nur ungenügend. Die Fokussierung auf einen Schadstoff oder auch ein Treibhausgas kann insbesondere dazu führen, dass die Emissionen von anderen Schadstoffen bzw. Treibhausgasen ansteigen und Emissionen in andere Medien verlagert werden<sup>1</sup>. Weiterhin existieren auf den Energiemärkten neue Rahmenbedingungen z. B. aufgrund der Liberalisierung und des Kernenergieausstiegs, deren Einfluss auf die Emissionen von Schadstoffen und Treibhausgasen (THG) in Betracht zu ziehen ist. Insbesondere für Baden-Württemberg mit seinem hohen Anteil Kernenergie an der Elektrizitätserzeugung stellt sich die Frage, welche Auswirkungen der Kernenergieausstieg auf Klimaschutzstrategien und auf weitere Minderungen der Massenschadstoffe hat. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass neue umweltpolitische Ansätze zur Reduzierung von Emissionen an Treibhausgasen auf der Umsetzung eines internationalen Zertifikatehandels basieren [COM 2000]. Von besonderer Bedeutung hinsichtlich kombinierter Minderungsstrategien ist hierbei, dass eine Minderung des wichtigsten Treibhausgases CO<sub>2</sub> im allgemeinen die Reduktion von weiteren Schadstoffen mit sich bringt, die bei Verzicht auf die Realisierung der Minderungsmaßnahmen an der eigentlichen Emissionsquelle infolge des Kaufs von Emissionszertifikaten nicht vor Ort realisiert wird.

Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen ist es die Zielsetzung des Forschungsvorhabens, den Einfluss einer Klimaschutzstrategie auf die SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionsentwicklung für das Land Baden-Württemberg zu ermitteln. Hierdurch sollen Empfehlungen zur Gestaltung von Emissionsminderungsstrategien für die künftige Energieversorgungsstruktur sowie die anderen treibhausgasrelevanten Sektoren (insbesondere Industrie, Landwirtschaft und Verkehr) abgeleitet werden.

---

<sup>1</sup> Gerade die Problematik der transmedialen Problemverlagerung ist in der Umweltpolitik in den letzten Jahren ins Bewusstsein gerückt und hat bereits Eingang in die Formulierung neuer Umweltgesetze (wie beispielsweise der IVU-Richtlinie) gefunden.

Als methodisches Hilfsmittel wird hierzu ein optimierendes Energie- und Stoffflussmodell, das alle relevanten Emissionsminderungsmaßnahmen in einem systemanalytischen Ansatz abbildet, entsprechend der neuen Fragestellung entwickelt. Die Modellauswertungen sollen zu Handlungsempfehlungen führen, die aus Bündeln von Emissionsminderungsmaßnahmen bestehen und je Sektor sowie sektorübergreifend aufeinander abgestimmt sind. Eine derartige integrierte Betrachtung fehlt bisher, obwohl eine vergleichbare Zielsetzung für die gesamte Bundesrepublik Deutschland 1998 als Empfehlung in der Enquête Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ erhoben wurde und zur Zeit in verschiedenen nationalen wie internationalen Gremien zur Luftreinhaltung aktiv diskutiert wird.

Eine kombinierte Betrachtung erleichtert die Umsetzung von umweltpolitischen Strategien, da hierdurch die Hidden Benefits einer regionalen Klimapolitik identifiziert und ausgewiesen werden bzw. die Strategien darauf ausgerichtet werden können, gleichzeitig einen positiven Effekt auf verschiedene Umwelteinwirkungen auszuüben. Dies soll zu einer höheren Akzeptanz bei den betroffenen Akteuren führen.

Da die Ergebnisse zu Treibhausgasminderungsstrategien u.a. von der Gewichtung der Treibhausgase abhängen, ist der Einfluss der beiden international diskutierten Bewertungsmethoden Global Warming Potential (GWP) und Radiative Forcing (RF) auf die Ergebnisse zu ermitteln und die sich ergebenden unterschiedlichen Maßnahmenbündel kritisch zu diskutieren. Ein detaillierter Vergleich der Auswirkungen beider Ansätze auf Emissionsminderungsstrategien stellt eine wesentliche innovative Komponente der Arbeit dar und kann deshalb auch in der nationalen wie internationalen Klimadiskussion neue Akzente setzen.

Um diese Zielsetzung zu erfüllen, wird folgender Lösungsweg gewählt:

In einem ersten Schritt wird in Kapitel 2 das Prinzip kombinierter Emissionsminderungsstrategien vorgestellt. Die Emissionen der relevanten Sektoren in Baden-Württemberg werden dargestellt. Dabei soll die Bedeutung der einzelnen Sektoren hinsichtlich ihres Beitrags zu den unterschiedlichen Treibhausgas- und Schadstoffemissionen ( $\text{NO}_x$  und  $\text{SO}_2$ ) gezeigt werden. Ergänzend werden die Emissionsminderungsziele sowie die umweltpolitischen Rahmenbedingungen für Baden-Württemberg vorgestellt.

In Kapitel 3 erfolgt die formale Beschreibung des optimierenden Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS, welches im Rahmen dieser Arbeit methodisch erweitert und zur Entwicklung von Emissionsminderungsstrategien eingesetzt wird. Die erforderlichen Erweiterungen betreffen die Modellstruktur (Quellcode), die Implementierung einer geeigneten Bewertungsmethodik für Treibhausgase und die Integration relevanter treibhausgas- und schadstoffemittierender Sektoren und möglicher Emissionsminderungstechnologien. Ebenso wird die modelltechnische Integration Baden-Württembergs in den internationalen Strommarkt durch die Kopplung mit einem bestehenden Strom- und Zertifikatemarktmodell ermöglicht.

In Kapitel 4 wird das PERSEUS-Modell für Baden-Württemberg vorgestellt. Sämtliche emissionsrelevante Sektoren – Energieversorgung, Haushalte und Kleinverbraucher, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallbehandlung – werden detailliert beschrieben. Hierbei wird die Datenbasis zur derzeitigen Emittentenstruktur erarbeitet. Die potenziellen Minderungsoptionen für Treibhausgase und Schadstoffe werden identifiziert sowie Modellierungsprinzipien und -annahmen explizit angegeben.

Mit Hilfe des entwickelten Modells wird in Kapitel 5 für verschiedene Szenarien die Entwicklung in den unterschiedlichen Sektoren vorgestellt. Dabei wird für unterschiedliche Emissionsminderungsziele identifiziert, welchen Einfluss die Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen auf andere Emissionen wie bspw. SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> sowohl innerhalb eines Sektors als auch sektorübergreifend hat. Die Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen werden in Kapitel 6 aufgezeigt. Kapitel 7 fasst abschließend die wesentlichen Inhalte und Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zusammen.



## **2 ZUR ABLEITUNG VON MINDERUNGSSTRATEGIEN FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG**

### **2.1 Zur Bedeutung kombinierter Minderungsstrategien**

Bisherige Emissionsminderungsstrategien für Luftschadstoffe und Treibhausgase konzentrieren sich auf einen Schadstoff / ein Treibhausgas und berücksichtigen die Auswirkungen der gewählten Minderungsmaßnahmen auf andere Stoffflüsse nur ungenügend. Dies soll im Folgenden kurz an bislang realisierten Minderungsmaßnahmen für Massenluftschadstoffe verdeutlicht werden. Die in der Bundesrepublik Deutschland eingesetzten Abscheidetechnologien für SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub sind dem eigentlichen Produktionsprozess nachgeschaltet (End-of-Pipe Technologien). Der Einsatz solcher nachgeschalteten Abscheidetechnologien zielt in erster Linie auf die Verminderung eines einzigen, bereits entstandenen Schadstoffes in einem bestimmten Medium ab. Zudem wird durch den Einsatz von Abscheidetechnologien kein allgemeiner Trend zur Effizienzsteigerung in der Energiebereitstellung induziert. Die Fokussierung auf einen Schadstoff oder auch ein Treibhausgas kann insbesondere dazu führen, dass die Emissionen von anderen Schadstoffen bzw. Treibhausgasen ansteigen und Emissionen in andere Medien verlagert werden. So führen bspw. die Rauchgasentschwefelungsverfahren auf Basis des Nasswaschprinzips zwar einerseits zu einer sehr effektiven Abscheidung des Schwefeldioxids aus dem Rauchgas, andererseits aber auch zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund von Wirkungsgradverlusten sowie zur Belastung der Abwässer aus der Rauchgasentschwefelungsanlage mit Schwefeldioxid, Chloriden, Fluoriden und Schwermetallen.

Sobald alle Emissionsquellen aufgrund gesetzlicher Vorgaben mit Maßnahmen zur Reduktion des einen Schadstoffes bzw. Treibhausgases ausgerüstet und die Investitionen für diese Anlagen getätigt worden sind, eröffnet sich durch die Nutzung von Maßnahmen zur kombinierten Minderung von mehreren Gasen allerdings kein nennenswertes ökonomisches Einsparpotential mehr. Denn aufgrund der - in Bezug auf den abzuschneidenden Massenstrom - sehr geringen Grenzkosten einmal errichteter Abscheidetechnologien, sind nahezu die gesamten Kosten der Maßnahme zur kombinierten Minderung dem einen nun zusätzlich zu mindernden Schadstoff / Treibhausgas zuzuordnen. Dennoch wäre hinsichtlich der resultierenden Gesamtkosten zur Minderung der verschiedenen Schadstoffe / Treibhausgase die Umsetzung einer Maßnahme zur kombinierten Minderung mehreren Minderungsmaßnahmen für einzelne Schadstoffe / Treibhausgase vorzuziehen. Aus diesem Grunde ist es von entscheidender Bedeutung, bei allen anstehenden Entscheidungen hinsichtlich der Umsetzung von Emissionsminderungsmaßnahmen möglichst viele Auswirkungen auf andere Stoffe zu berücksichtigen, um existierende Synergieeffekte identifizieren zu können.

Bei der Erarbeitung kombinierter Minderungsstrategien ist des Weiteren zu berücksichtigen, dass sich umweltpolitische Ziele hinsichtlich der Reduktion von anthropogenen Emissionen klimarelevanter Spurengase nicht mehr nur auf das wichtigste Treibhausgas Kohlendioxid beziehen, sondern auf die Klimawirksamkeit der Freisetzung sämtlicher Treibhausgase. Daher bedarf es bei der Entwicklung von Treibhausgas-Minderungsstrategien nicht nur der simultanen Berücksichtigung der verschiedenen Treibhausgase sondern zudem der Gegenüberstellung ihrer jeweiligen Klimawirksamkeit durch ihre temperaturerhöhende Wirkung. Der *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPPC) hat dazu die Einführung des *Global Warming Potentials* (GWP) vorgeschlagen, allerdings auch selbst feststellt, dass die Verwendung der GWP-Methodik mit bestimmten Problemen behaftet ist.

Bei der Analyse von Auswirkungen von Treibhausgasminderungsmaßnahmen auf die Emissionen an anderen Gasen ergibt sich schließlich eine weitere Besonderheit aufgrund des aktuell im Zentrum der politischen Diskussion stehenden Instrumentes des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels. Vor dem Hintergrund des Kyoto-Protokolls hat die Europäische Kommission ein Grünbuch zu einem europaweiten Zertifikatehandel angenommen und darauf aufbauend einen Direktivenvorschlag zur Ausgestaltung und Einführung des Zertifikatehandels unterbreitet. Ausgehend von ihren EU-Burden-Sharing-Verpflichtungen sollen die einzelnen Mitgliedsstaaten der EU eine global fixierte Emissionsmenge für CO<sub>2</sub>-Emissionen festlegen. Diese wird dann gestückelt, verbrieft und in Form von Emissionsrechten (sogenannten Zertifikaten) verteilt. Emittenten müssen mindestens Emissionsrechte in der Höhe ihrer Emissionen halten, darüber hinausgehende Rechte können gehandelt werden. Obwohl die Analyse solcher Kompensationsansätze in der Luftreinhaltung bisher eine recht geringe Nutzung durch betroffene Akteure zeigt, scheinen die Spezifika der Treibhausgasproblematik günstige Rahmenbedingungen für den Erfolg dieses Instrumentes zu bieten. Einerseits eröffnet die Vielzahl von regionen- und unternehmensspezifischen Treibhausgas-Emissionsminderungsoptionen ohne eindeutig dominierende Maßnahmen<sup>2</sup>, sowie vor allem die moderaten Minderungsverpflichtungen, eine günstige Ausgangsposition für die erfolgreiche Durchführung eines Zertifikatehandels. Andererseits ist der Ort der Emissionsminderung infolge des globalen Charakters des anthropogenen Treibhauseffekts, verglichen mit Umweltproblemen wie der Bildung von Saurem Regen oder bodennahem Ozon, von geringerer Relevanz. Genau dieses Argument zeigt allerdings wiederum die Notwendigkeit, verschiedene Schadstoffe und Treibhausgase simultan zu betrachten. Denn, da eine Minderung von Treibhausgasen in der Regel auch eine Reduktion von Schadstoffen mit sich bringt, ergeben sich bei der Umsetzung von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen erhebliche regionale Auswirkungen. Der Verzicht auf die Realisierung der Minderung an der eigentlichen Emissionsquelle infolge des Kaufs von Emissionszertifikaten führt somit oftmals dazu, dass mögliche positive Effekte nicht realisiert werden, was bei der Analyse des Instrumentariums unbedingt berücksichtigt werden sollte.

---

<sup>2</sup> Ohne dominierende End-of-Pipe Technologien.

## 2.2 Stand der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen in Baden-Württemberg

Im folgenden werden die Emissionen von Treibhausgasen sowie von Schwefeldioxyden und Stickoxiden für Baden-Württemberg dargestellt.

### 2.2.1 Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>)

Im Jahr 1999 wurden in Baden-Württemberg rund 77380 kt Kohlendioxid freigesetzt (vgl. Abbildung 1). Aufgrund einer ständigen Zunahme der Verkehrsleistung im Baden-Württemberg in den letzten 20 Jahren war der Verkehrssektor mit ca. 46900 kt CO<sub>2</sub> im Jahr 1999 der Hauptemittent von Kohlendioxid. Mit ca. 23400 kt lag der Haushalts- und Kleinverbrauchersektor an zweiter Stelle. In öffentlichen Kraftwerken lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 1999 bei 17200 kt. Zwischen 1985 und 1999 ist der Brennstoffbedarf in diesem Sektor um ca. 25 % (vorwiegend Kohle) und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen auch um ca. 25 % gestiegen [StaLa 2002b].

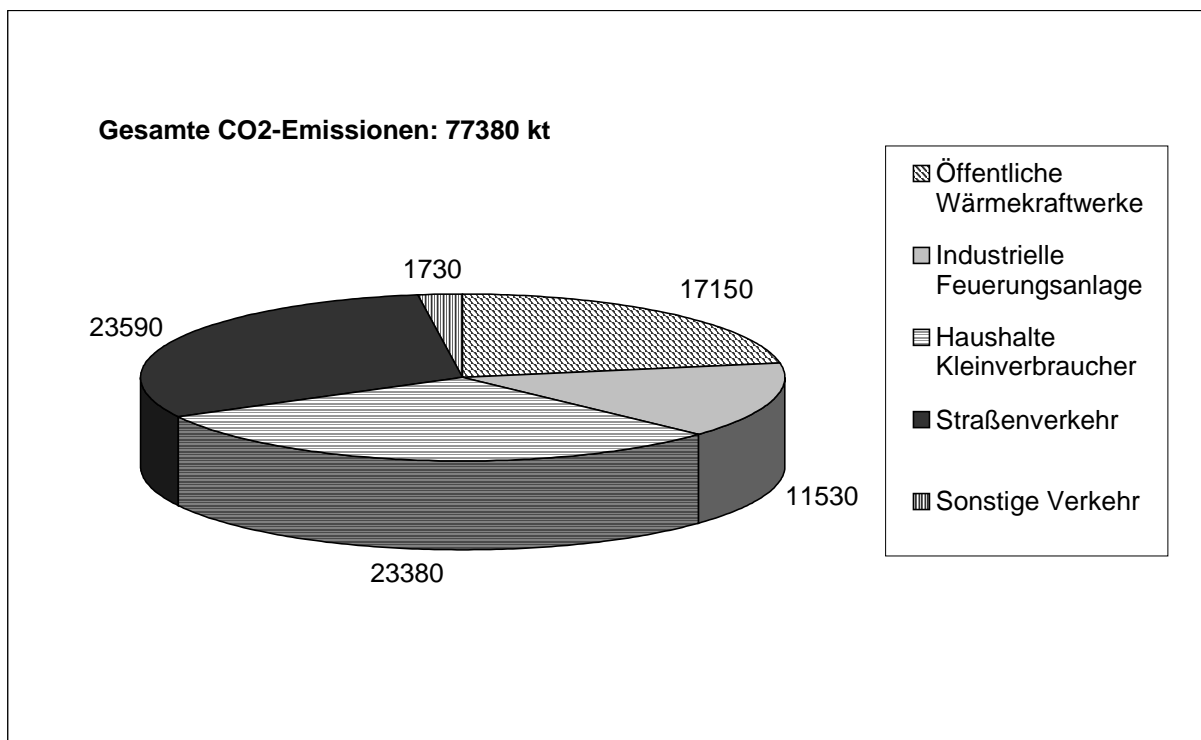


Abbildung 1: CO<sub>2</sub>-Emissionen [kt] in Baden-Württemberg im Jahre 1999 [StaLa 2002b]

### 2.2.2 Methan (CH<sub>4</sub>)

Das zweitbedeutendste Treibhausgas, Methan, entsteht auf biologischem Wege durch anaerobe Vergärung von Pflanzenresten, z. B. im Pansen von Wiederkäuern oder in Kläranlagen.

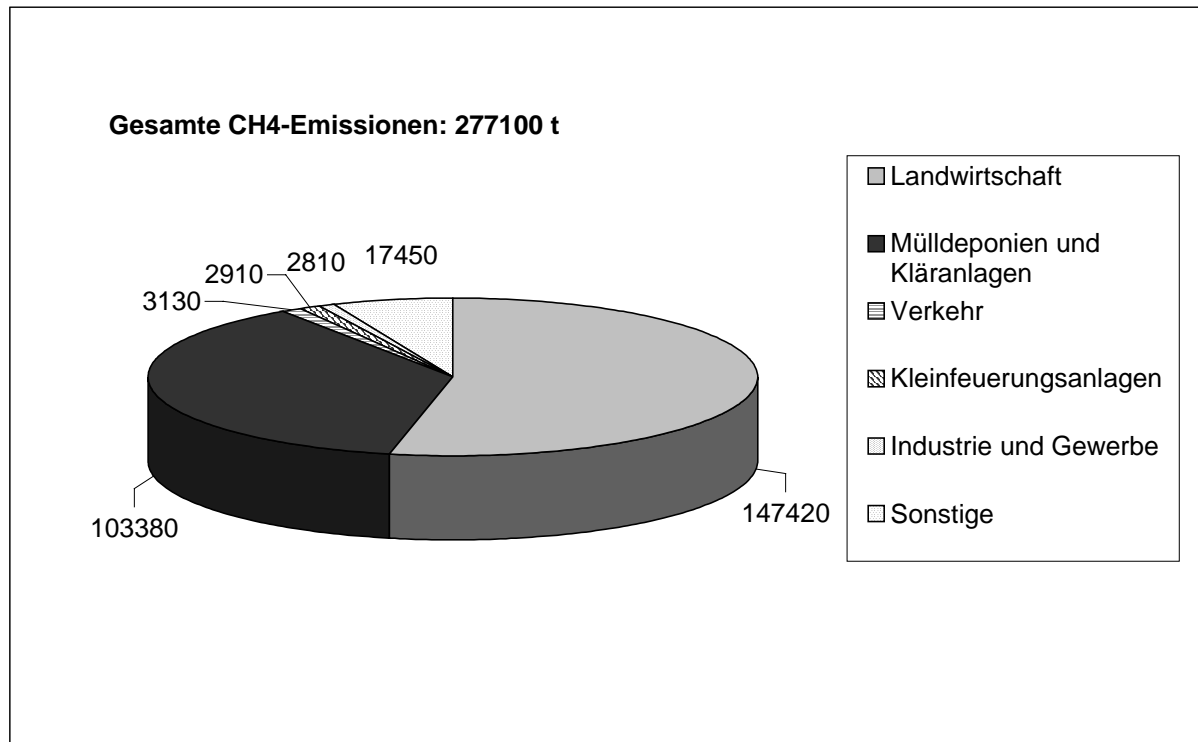


Abbildung 2: CH<sub>4</sub>-Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999 [StaLa 2002a]

In Baden-Württemberg wurden im Jahre 1999 rund 277100 Tonnen Methan (vgl. Abbildung 2) vor allem aus der landwirtschaftlichen Nutztierhaltung und Mülldeponien freigesetzt. So wurden im Jahr 1999 rund 147400 t CH<sub>4</sub> durch die Nutztierhaltung in Baden-Württemberg [StaLa 2002a] emittiert. Dies entspricht ca. 50 % der gesamten CH<sub>4</sub>-Emissionen.

### 2.2.3 Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O)

Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O, auch als Lachgas bekannt), ein weiteres Treibhausgas, stammt im wesentlichen aus der Umsetzung von Stickstoffverbindungen in Böden, der Ausbringung von stickstoffhaltigem Mineral- und Wirtschaftsdünger bzw. Stickstoffeinträgen durch industrielle Prozesse und den Verkehr. Auch die katalytische Reinigung von Kraftfahrzeugabgasen führt zu Distickstoffmonoxid-Emissionen. In Baden-Württemberg wurden im Jahr 1999 insgesamt 11220 Tonnen Distickstoffmonoxid (vgl. Abbildung 3) überwiegend als Folge der Düngerausbringung in der Landwirtschaft freigesetzt. Dies entspricht ca. 65 % der gesamten N<sub>2</sub>O-Emissionen in Baden-Württemberg (vgl. [StaLa 2002a]).

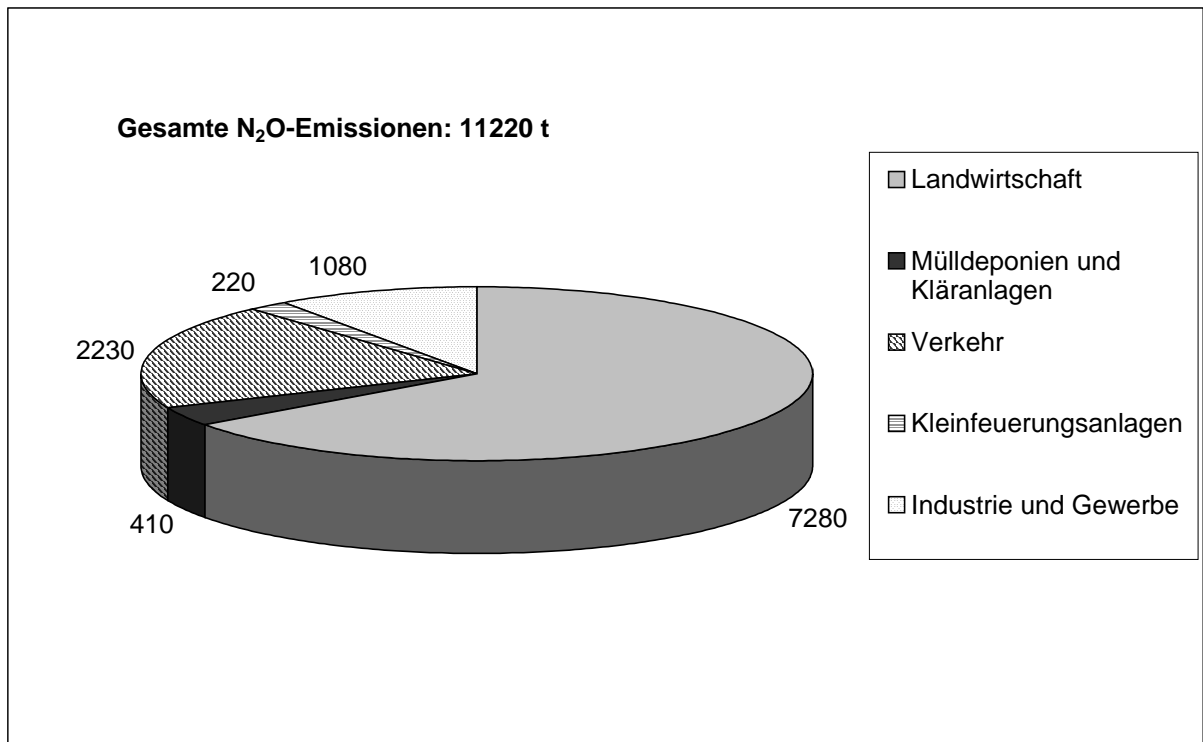


Abbildung 3: N<sub>2</sub>O-Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999 [StaLa 2002a]

#### 2.2.4 Schwefelhexafluorid und Fluorkohlenwasserstoffe

Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) sowie Fluorkohlenwasserstoffe (HFC und HCFC), werden vor allem bei der industriellen Produktion sowie beim Einsatz als Kälte- bzw. Isoliermittel freigesetzt. Schwefelhexafluorid wird beispielsweise als Isolierstoff in der Elektroindustrie oder Gießereitechnik eingesetzt. Die Emissionen von Schwefelhexafluorid stammen überwiegend aus der Aluminiumverhüttung sowie aus dem Einsatz als Ätzgas in der Halbleiterproduktion. Hauptquellen der Fluorkohlenwasserstoffe sind Polyurethan-Montageschäume in Spraydosen sowie Kälte- und Klimaanlageanlagen [Nast 1995]. In Summe über alle Emittentengruppen wurden in Baden-Württemberg im Jahre 1995 rund 279 Tonnen an HFKW, etwa 30 Tonnen an FKW und etwa 32 Tonnen Schwefelhexafluorid emittiert (vgl. [LfU 1999]).

#### 2.2.5 Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>)

Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) entsteht überwiegend bei Verbrennungsvorgängen durch Oxidation des in den Brennstoffen enthaltenen Schwefels. Kraftwerke, Feuerungen der Industrie und die Einzelfeuerungen des Kleingewerbes und der Haushalte sind die Hauptquellen. Auch der Verkehr trägt durch die Verwendung schwefelhaltiger Kraftstoffe (u.a. Diesel) zu den

Schwefeldioxidemissionen bei. Bei der Verarbeitung von Erdöl, der Metallherzeugung und der Herstellung chemischer Produkte entsteht Schwefeldioxid auch durch Produktionsprozesse [LfU 2002].

Im Jahre 1999 beliefen sich die SO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg auf rund 50.000 Tonnen (vgl. Abbildung 4). Hauptquellen von Schwefeldioxidemissionen waren Feuerungsanlagen, die in der Industrie sowie in Haushalten und bei Kleinverbrauchern eingesetzt wurden. Auf öffentliche Wärmekraftwerke entfielen knapp 20 % der gesamten Schwefeldioxidemissionen, im Straßenverkehr entstanden rund 4 % der Emissionen.

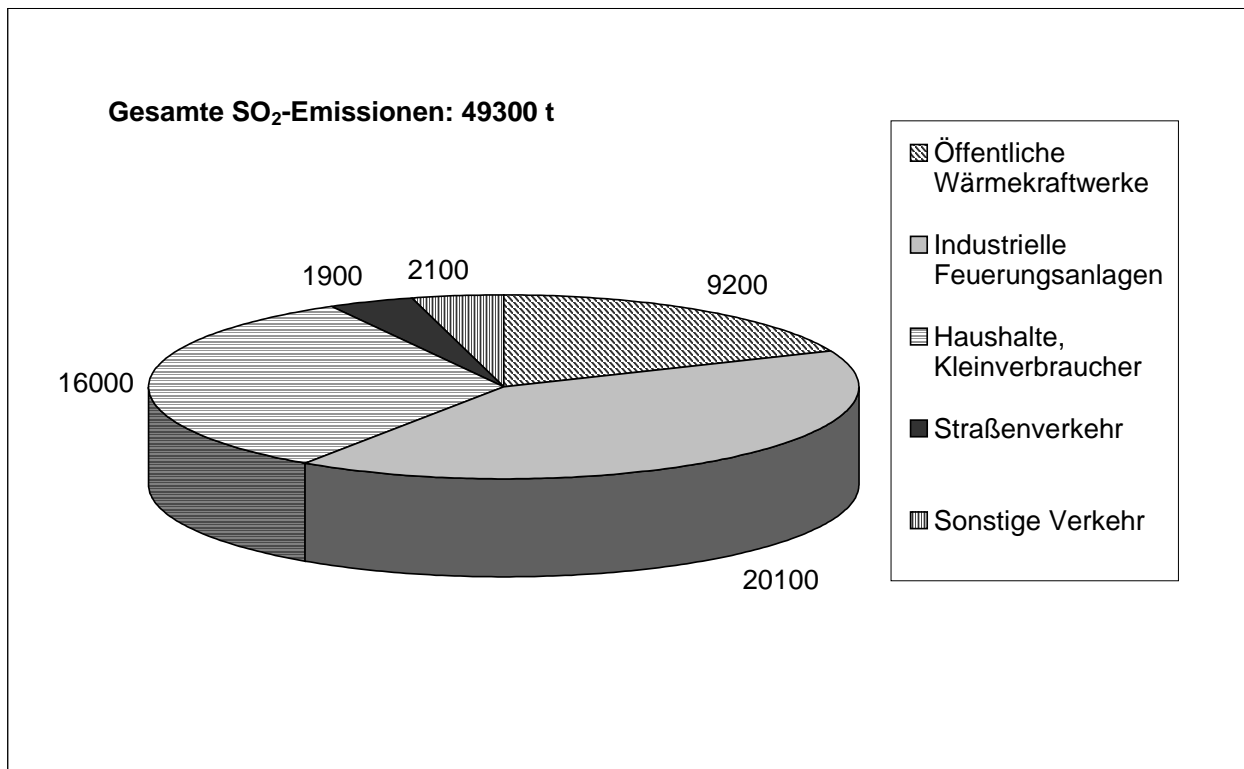


Abbildung 4: SO<sub>2</sub>-Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999 [StaLa 2002b]

### 2.2.6 Stickoxide (NO<sub>x</sub>)

Stickstoffoxide entstehen bei Verbrennungsprozessen zum einen durch die Umwandlung des im Brennstoff enthaltenen Stickstoffes und zum anderen durch die Oxidation des Stickstoffes, welcher der Verbrennung über die Luft zugeführt wird. Bei diesem Vorgang wird in erster Linie Stickstoffmonoxid (NO) freigesetzt, das in der Atmosphäre rasch zu Stickstoffdioxid (NO<sub>2</sub>) oxidiert wird [LfU 2002].

Die in Baden-Württemberg emittierte Menge an Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) betrug im Jahr 1999 nahezu 178.000 Tonnen. Die NO<sub>x</sub>-Emissionen aus öffentlichen Wärmekraftwerken wurden zwischen 1985 und 1998 um 78 % auf 13000 t reduziert. Mit einem Anteil von rund 54 % an diesen Emissionen kommt dem Straßenverkehr eine entscheidende Bedeutung zu. Weitere 18 % der NO<sub>x</sub>-Emissionen entstehen durch sonstigen Verkehr, so dass auf den Verkehrssektor insgesamt rund drei Viertel der NO<sub>x</sub>-Emissionen entfallen. Während aus industriellen Feuerungsanlagen und aus Feuerungsanlagen von Haushalten / Kleinverbrauchern jeweils rund 10 % der NO<sub>x</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg stammen, wurden aus öffentlichen Wärmekraftwerken im Jahr 1999 nur etwa 7 % der NO<sub>x</sub>-Emissionen emittiert (vgl. Abbildung 5).

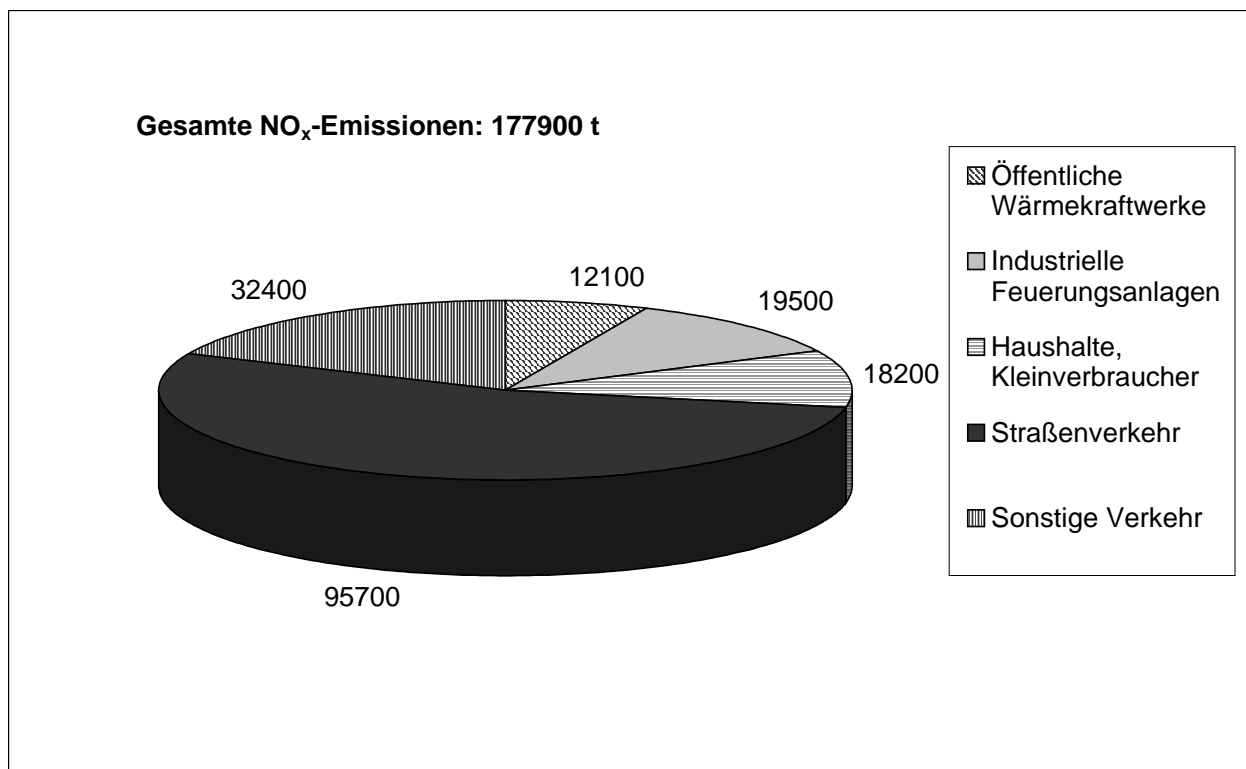


Abbildung 5: NO<sub>x</sub>-Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999

### 2.2.7 Emissionsentwicklungen in den letzten Jahren

Hinsichtlich der Entwicklung der Emissionen ist festzustellen, dass diese in den letzten 20 Jahren bei den einzelnen Schadstoffen und Treibhausgasen sehr unterschiedlich verliefen. Besonders deutliche Reduktionen konnten bei den Schadstoffemissionen aus öffentlichen Wärmekraftwerken erzielt werden. Die Verringerung der Kraftwerksemissionen wurde in erster Linie durch nachgeschaltete Abgasreinigung in Form von Entschwefelungs-, Entstickungs- und Staubfilteranlagen erreicht. Die Entwicklung der Schadstoffemissionen durch industrielle Feuerungen zeigt ebenfalls deutliche Minderungserfolge. In diesem Bereich wurde die

Minderung vornehmlich durch den verstärkten Einsatz von Gas und Kohle zu Lasten des schweren Heizöls erzielt; nur bei wenigen industriellen Großfeuerungsanlagen wurden nachgeschaltete Sekundärmaßnahmen realisiert. Die Schadstoffemissionen aus Feuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern gingen ebenfalls deutlich zurück. Der Rückgang der SO<sub>2</sub>-Emissionen wurde dabei im wesentlichen durch die fortschreitende Substitution von Kohle und Heizöl durch Gas bzw. Fernwärme sowie durch die deutliche Herabsetzung des Schwefelgehaltes in leichtem Heizöl erzielt.

Die SO<sub>2</sub>-Emissionen sanken zwischen 1995 und 1998 um etwa 16 %. Die Quellengruppe Industrie und Gewerbe hat mit einem Rückgang von 16 % den größten Anteil an diesem Trend. Im Verkehrssektor fand zwar der größte Rückgang mit einer Minderung von 38 % der SO<sub>2</sub>-Emissionen, jedoch ist der Anteil dieser Gruppe an den SO<sub>2</sub>-Gesamtemissionen deutlich geringer. Die Minderung der SO<sub>2</sub>-Emissionen war unter anderem möglich durch die Reduktion des Schwefelgehaltes in Dieselmotoren. Die Stickstoffoxid-Emissionen gingen zwischen 1995 und 1998 um etwa 11 % zurück [UMEG 2000]. Demgegenüber haben die Emissionen im Straßenverkehr trotz realisierter Minderungsmaßnahmen (bspw. Einführung des geregelten Katalysators) weitaus weniger deutlich abgenommen als in anderen Emittentenbereichen, was vor allem auf steigende Verkehrsleistungen zurückzuführen ist.

Hinsichtlich der Emissionen an Treibhausgasen und hierbei hauptsächlich hinsichtlich der Emissionen an Kohlendioxid stellt sich die Entwicklung etwas anders dar. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen gingen zwar in der Bundesrepublik Deutschland bis in die Mitte der 90er Jahre unter anderem aufgrund des industriellen Niedergangs in den neuen Bundesländern, aber auch aufgrund der Modernisierung des dortigen Kraftwerksparks zurück. Da dieser Effekt jedoch keine Auswirkungen auf die Emissionen in Baden-Württemberg hatte, zeigt sich im Land ein leichter Anstieg der Kohlendioxid-Emissionen. Beobachtbare Schwankungen sind u. a. auf Witterungseinflüsse und den damit verbundenen unterschiedlich hohen Heizenergiebedarf zu erklären.

## **2.3 Umweltpolitische Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg**

### **2.3.1 Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen**

Der gesetzgebende Rahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen ist das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über die Klimaänderung (United Nations Framework Convention on Climate Change UNFCCC), das beim Erd-Gipfel von Rio und den ergänzenden Conferences of the Parties – COP - (z.B. den Konferenzen von Kyoto (COP3), Bonn (COP5) und Marrakesch (COP7)) erarbeitet wurde.

Beim "Erd-Gipfel" von Rio im Juni 1992 verpflichteten sich die Staaten, im Jahre 2000 das Niveau ihrer Emissionen von 1990 zu erreichen. Die aktuellen Emissionsentwicklungen zeigen



allerdings, dass nur sehr wenige Staaten diese Verpflichtung verwirklicht haben [UNFCCC 2001]. In Kyoto, auf der 3. Konferenz der Vertragsstaaten (COP3) im Dezember 1997, legten die beteiligten Staaten das Niveau der Reduzierung auf 5,2 % bezogen auf 1990 fest. Das sogenannte Kyoto-Protokoll bezieht sich nicht nur auf Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), sondern auch auf fünf weitere Treibhausgase: Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O), Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>). Neben der Möglichkeit, die Emissionen im eigenen Land zu mindern, wurden ergänzend drei sogenannte "Flexibility Mechanisms" eingeführt. In der Klimarahmenkonvention wurde dazu als Option zur internationalen Kooperation in der Klimavorsorge ein Kompensationsansatz - welcher als *Joint Implementation* (JI) bezeichnet wird – verankert. 1997 wurde im zur Klimarahmenkonvention gehörenden Kyoto-Protokoll die Kooperation durch Joint Implementation auf die sogenannten Annex I Staaten (Industrienationen und osteuropäische Länder) beschränkt. Durch die Einführung des *Clean Development Mechanism* (CDM) wurde allerdings für alle anderen Vertragsstaaten ein vergleichbares Instrumentarium geschaffen. Zusätzlich wurde ein *Emissionszertifikatehandel* beschlossen, dessen Spezifikation bisher allerdings weitgehend offen blieb. Während JI und CDM projektbasierte Ansätze sind, bei dem ein Land (Investor) seine Minderungsverpflichtungen erfüllen kann, indem es Minderungsmaßnahmen auf dem Territorium einer anderen Vertragspartei (Gastgeber) durchführt, wird bei einem Emissionszertifikatehandel ein länderübergreifendes System frei handelbarer Emissionszertifikate geschaffen.

### **2.3.2 Minderungsziele des Landes Baden-Württemberg**

Die Minderungsziele des Landes Baden-Württemberg werden im Umweltplan vom Jahr 2000 [MUVBW 2000] vorgestellt. Das Leitbild dieses Plans ist die „dauerhafte umweltgerechte und nachhaltige Entwicklung Baden-Württembergs“.

Die Klimaschutzpolitik des Landes hat als Ziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf unter 70 Mio. t/a (77 Mio. t im Jahr 2000) bis 2005 und unter 65 Mio. t/a bis 2010 zu senken. Da die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 1990 bei rund 74 Mio. t lagen, entspricht dies einer Minderung von 12 % ab 2010 im Vergleich zu 1990. Die Minderungsrate ist dementsprechend geringer als die entsprechenden Ziele für Deutschland. Um die Ziele zu erreichen, sollen Maßnahmen im Bereich rationeller Energieverwendung in privaten Haushalten, Industrie und Gewerbe (bspw. Verbesserung des Wirkungsgrades elektrischer Haushaltsgeräte), rationelle Energieversorgung (effizientere Energieumwandlung), verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen und CO<sub>2</sub>-Reduktion im Verkehr ( Ziel: -10 % von 1987 bis 2005) realisiert werden. Des Weiteren soll bis zum Jahr 2010 der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch und an der Stromerzeugung verdoppelt werden: von 5,6 % im Jahre 1998 auf etwa 11 % im Jahre 2010. Schließlich sollen bis 2010 2,5 % des Primärenergieverbrauchs im Land durch dezentrale Nutzung von Biomasse, einschließlich Holz, gedeckt werden [MUVBW 2000].

Im Jahr 1999 ist das Göteborg Protokoll von den EU-Mitgliedern der United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) zur Minderung der Versauerung, der Eutrophierung und des bodennahen Ozons verabschiedet worden. Nach diesem Abkommen sind die gesetzlichen NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Obergrenzen für Großfeuerungsanlagen in der Richtlinie 2001/80/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23.10.2001 vorgegeben worden. In den Anhängen I und II sind für jedes EU-Land Höchstmengen und Zielvorgaben für die Verminderung der SO<sub>2</sub>- und der NO<sub>x</sub>-Emissionen aus bestehenden Großfeuerungsanlagen vorgeschrieben. Diese Ziele sind in Tabelle 1 für Deutschland dargestellt.

Tabelle 1: Emissionsobergrenzen für die Luftschadstoffe SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> in Deutschland bis 2010 nach der Richtlinie 2001/80/EG

	<b>Emissionen im Jahr 1990</b>	<b>Nationale Emissionsobergrenze bis 2010</b>	<b>Minderung</b>
	[t]	[t]	[%]
<b>SO<sub>2</sub></b>	5.326.000	520.000	- 90
<b>NO<sub>x</sub></b>	2.640.000	1.051.000	- 60

Jedes Mitglied der EU soll bis Oktober 2002 zum Erreichen dieser Ziele Programme entwickeln und bis Oktober 2006 überprüfen, ob alle Ziele erreicht worden sind.

Die EU-Richtlinie ist in Deutschland bisher noch nicht in nationales Recht umgesetzt. Im Rahmen der Umsetzung müssen Reduzierungsziele für die Bundesländer diskutiert werden, was noch nicht erfolgt ist. Das Land Baden-Württemberg hat sich deshalb bisher keine konkreten Minderungsziele für SO<sub>2</sub> gesetzt. Vielmehr setzt das Land zunächst noch auf die Reduzierung der Schwefelgehalte in Brenn- und Kraftstoffen (Kennzeichnung und steuerliche Begünstigung von schwefelfreien Brennstoffen).

Hinsichtlich der NO<sub>x</sub>-Emissionen hat sich Baden-Württemberg das Ziel gesetzt, die Emissionen bis zum Jahr 2005 um 45 Prozent und um 60 Prozent bis zum Jahr 2010 zu senken (Bezugsjahr 1990), was den Zielen auf Bundesebene entspricht.

### **2.3.3 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist als Nachfolgeregelung des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) am 01.04.2000 in Kraft getreten. Ziel dieses Gesetzes ist es, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln. Es regelt die Abnahme und die Vergütung von ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenem Strom durch Versorgungsunternehmen, die Netze für die

allgemeine Stromversorgung betreiben (Netzbetreiber). Die Vergütung entspricht einem Mindestpreis für Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Im Vergleich zum StrEG sind die Vergütungssätze nicht mehr an das Preisniveau auf dem Strommarkt gekoppelt, sondern festgeschrieben (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Vergütungen für EEG-geförderte Anlagen

Energieträger	Anwendungsgrenze	Vergütung	Zeitliche Entwicklung
Wasser	5 MW	<i>bis 500 kW: 7,67 Cent/kWh darüber: 6,65 Cent/kWh</i>	
Deponie-, Klärgas	5 MW		
Grubengas			
Solarstrahlung	auf Gebäuden 5 MW auf Freiflächen 100 kW	50,6 Cent/kWh	Ab 01.01.2002 jährliche Senkung der Vergütung für Neuanlagen um 5 %
Windkraft		9,10 Cent/kWh für mindestens 5 Jahre, danach in Abhängigkeit vom Ertrag 6,19 Cent/kWh	Abstufung in Abhängigkeit vom Ertrag der einzelnen Anlage; ab 01.01.2002 jährlich: Senkung der Vergütung für Neuanlagen um 1,5 %
Geothermie		<i>bis 20 MW: 8,95 Cent/kWh darüber: 7,16 Cent/kWh</i>	
Biomasse	20 MW	<i>bis 500 kW: 10,23 Cent/kWh bis 5 MW: 9,21 Cent/kWh darüber: 8,70 Cent/kWh</i>	Ab 01.01.2002 jährlich: Senkung der Vergütung für Neuanlagen um 1 %

Die im EEG vorgegebene Vergütung wird für die Dauer von 20 Jahren gewährleistet. Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren

Energiequellen an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und den eingespeisten Strom zu vergüten. Zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen bei einzelnen Netzbetreibern aufgrund einer überproportional hohen Einspeisung grünen Stroms ist anstelle der im StrEG vorgesehenen Mengengrenze (sogenannter 5-Prozent-Deckel) ein Ausgleichsmechanismus auf nationaler Ebene implementiert, der gewährleisten soll, dass jeder Netzbetreiber die gleiche finanzielle Belastung zu tragen hat. Dies wird über entsprechende Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern zum durchschnittlichen EEG-Vergütungssatz realisiert. Als weitere Neuerung gegenüber dem StrEG können neben unabhängigen Betreibern auch Versorgungsunternehmen die Vergütung nach EEG für ihre regenerativen Stromerzeugungsanlagen beanspruchen. Im EEG werden in Abhängigkeit des Energieträgers die Vergütungssätze nach Anlagengröße, Anlagenenertrag sowie dem Jahr der Inbetriebnahme differenziert.

Durch die Festlegung von Förderbeiträgen für die unterschiedlichen Energieträger können einzelne Optionen sehr gezielt unterstützt werden. Dies ermöglicht es, Technologien, die nicht konkurrenzfähig oder noch weit von der Marktreife entfernt sind, positive Impulse zu geben. Wie bereits erwähnt wurde im Umweltplan des Landes Baden-Württemberg [MUVBW 2000] das Ziel definiert, bis zum Jahr 2010 den Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch und an der Stromerzeugung zu verdoppeln und nach 2010 weiter auszubauen. Als Fördermittel soll vor allem das EEG dazu beitragen, dieses Ziel zu erreichen. Weiterhin soll die Einführung eines Quotenhandelsmodells für Baden-Württemberg als Alternative zum EEG geprüft werden. Im Umweltplan wird unterstrichen, dass die Wasserkraftkapazitäten noch nicht ausgeschöpft sind und ausgebaut werden sollten.

### **2.3.4 Die Energieeinsparverordnung**

Die Energieeinsparverordnung (EEV) zum energiesparenden Bauen ist am 1. Februar 2002 in Kraft getreten. Sie fasst die Wärmeschutzverordnung und die Heizungsanlagenverordnung vom 4. Mai 1998 zu einer einheitlichen Verordnung zusammen und verschärft die Anforderungen der Wärmeschutzverordnung vom 16. August 1994.

Ziel der EEV ist es, bei Neubauten den Energiebedarf um durchschnittlich 30 % gegenüber dem Niveau der Wärmeschutzverordnung von 1994 (Niedrigenergiehaus) zu senken. Bei bestehenden Gebäuden sind die energetischen Anforderungen bei wesentlichen Umbaumaßnahmen an Bauteilen verschärft worden. Besonders alte Heizkessel, die deutlich unter den heutigen Effizienzstandards liegen, sollen bis zum Ende des Jahres 2005 ausgetauscht werden. Bis dahin sollen auch ungedämmte Heizungs- und Warmwasserrohre sowie Dachgeschossdecken nachträglich isoliert werden. Dabei ist der Rahmen für eine freiwillige Angabe von Energieverbrauchskennwerten definiert. Die Höchstwerte des Jahresprimärenergiebedarfs und des spezifischen Transmissionswärmeverlusts sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Höchstwerte des auf die Gebäudenutzfläche und des auf das beheizte Gebäudevolumen bezogenen Jahres-Primärenergiebedarfs und des spezifischen, auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche bezogenen Transmissionswärmeverlusts in Abhängigkeit vom Verhältnis  $A/V_e$  [EnEV 2001]

Verhältnis $A/V_e$	flächenspezifischer Jahres-Primärenergiebedarf			Spezifischer, auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche bezogener Transmissionswärmeverlust	
	$Q_p$ in kWh/(m <sup>2</sup> .a) bezogen auf die Gebäudenutzfläche		$Q_p'$ in kWh/(m <sup>2</sup> .a) bezogen auf das beheizte Gebäudevolumen	HT' in W/(m <sup>2</sup> .K)	
	Wohngebäude außer solchen nach Spalte 3	Wohngebäude mit überwiegender Warmwasserbereitung aus elektrischem Strom	andere Gebäude	Nichtwohngebäude mit einem Fensterflächenanteil ≤ 30% und Wohngebäude	Nichtwohngebäude mit einem Fensterflächenanteil > 30%
1	2	3	4	5	6
≤0,2	66,00 + 2600/(100+AN)	88,00	14,72	1,05	1,55
0,3	73,53 + 2600/(100+AN)	95,53	17,13	0,80	1,15
0,4	81,06 + 2600/(100+AN)	103,06	19,54	0,68	0,95
0,5	88,58 + 2600/(100+AN)	110,58	21,95	0,60	0,83
0,6	96,11 + 2600/(100+AN)	118,11	24,36	0,55	0,75
0,7	103,64 + 2600/(100+AN)	125,64	26,77	0,51	0,69
0,8	111,17 + 2600/(100+AN)	133,17	29,18	0,49	0,65
0,9	118,70 + 2600/(100+AN)	140,70	31,59	0,47	0,62
1	126,23 + 2600/(100+AN)	148,23	34,00	0,45	0,59
≥1,05	130,00 + 2600/(100+AN)	152,00	35,21	0,44	0,58

A: wärmeübertragende Umfassungsfläche eines Gebäudes in m<sup>2</sup>

$V_e$ : beheizte Gebäudevolumen in m<sup>3</sup>

$A/V_e$ : wärmeübertragende Umfassungsfläche bezogen auf das beheizte Gebäudevolumen in m<sup>-1</sup>

Im Umweltplan [MUVBW 2000] setzt sich Baden-Württemberg das Ziel, durch Kooperation mit Kommunen und Initiativen auf Bundesebene die wärmeschutztechnische Sanierung von Altbauten systematisch zu fördern, während bei Neubauten die EEV des Bundes unterstützt wird. Über das EEV hinaus hat das Land ein Altbau modernisierungsprogramm mit den Programmteilen „Impuls-Programm Altbau“ und „Energieeinsparprogramm Altbau“ eingeführt.

### 3 DAS PERSEUS-MODELL FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG

Zur Erarbeitung in sich konsistenter kombinierter Emissionsminderungsstrategien wurde im Rahmen dieser Studie ein optimierendes Modell für Baden-Württemberg (weiter) entwickelt, das im folgenden Kapitel beschrieben wird.

#### 3.1 Das PERSEUS-BW Modell

##### 3.1.1 Einführung

Um bei der Entwicklung von Emissionsminderungsstrategien Interdependenzen adäquat berücksichtigen zu können, bietet sich der Einsatz von Optimierungsmodellen an. Aufgrund der vielfältigen Möglichkeiten, Energiesysteme detailliert nachzubilden (bspw. Verwendung von Lastkurven zur Beschreibung der Energienachfrage), wird dazu auf die Methodik der PERSEUS-Modellfamilie (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply) zurückgegriffen [Göbel 2001]. In PERSEUS-Modellen wird der gesamte Energiebereich von den Ressourcen über verschiedene Energieumwandlungsstufen bis hin zur Bereitstellung von End- bzw. Nutzenergie in einem konsistenten Ansatz abgebildet (vgl. Abbildung 6).

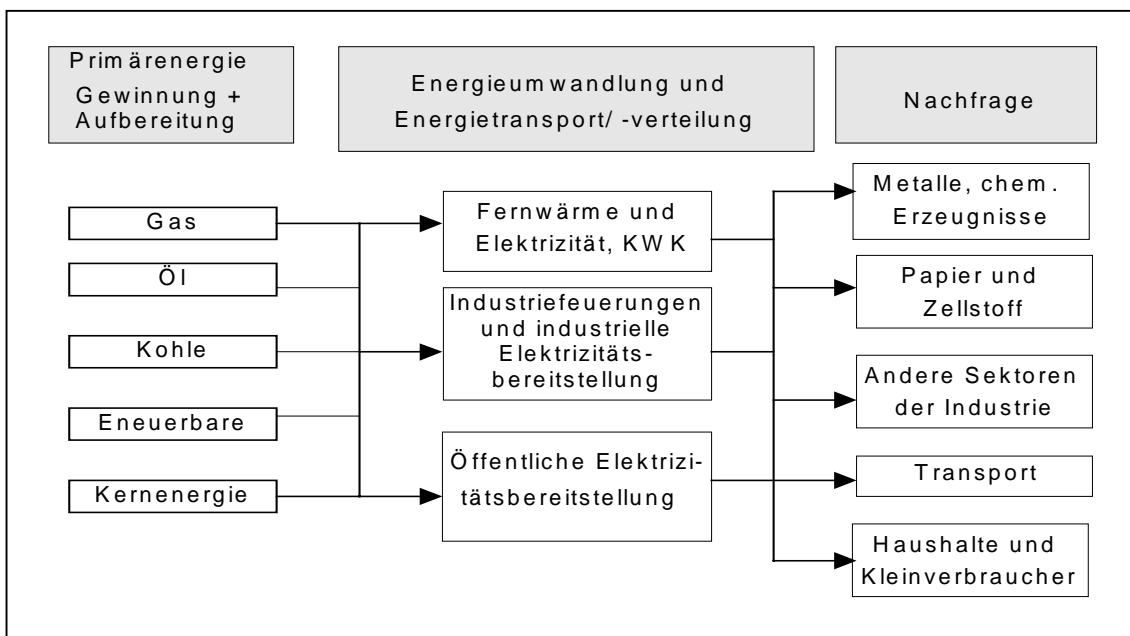


Abbildung 6: Struktureller Aufbau des Energieversorgungssektors im PERSEUS-Modell

Dieser Ansatz zur Lösung der langfristigen Kraftwerksbauplanung mittels gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung wurde im Rahmen dieser Arbeit u. a. um neue Sektoren erweitert und entsprechende Technologien und Minderungsoptionen integriert. Auf Basis der Kapitalwertmethode wird zwischen den Investitionsalternativen für unterschiedlich definierte Szenarien eine Entscheidung gefällt, wie die vorgegebene Nachfrage über den Betrachtungszeitraum zu minimalen Ausgaben gedeckt werden sollte. Hierbei werden für existierende Anlagen fixe und variable Ausgabenbestandteile, für neu zu bauende Anlagen zusätzlich die jeweilige Investition in die Zielfunktion integriert.

Im Modell werden existierende sowie zukünftige Anlagen anhand technischer (z. B. Nutzungsdauern und Wirkungsgrade), ökonomischer (z. B. Investitionen und variable Ausgaben) und ökologischer (z. B. CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren) Charakteristika beschrieben. Über modellierte Transport- und Verteilungsanlagen sind die Anlagen durch Energie- und Stoffflüsse miteinander verknüpft. Die Emissionsminderungsoptionen können wie folgt geordnet werden:

- Energieeinsparungen durch Wirkungsgradverbesserungen und durch Verwendung neuer Technologien,
- Abscheidetechnologien,
- Brennstoff- oder Wirkstoffwechsel und
- Einsatz erneuerbarer Energien.

Des Weiteren sind im Modell sämtliche Energienachfrage in den jeweiligen Sektoren integriert. Der in Teilperioden untergliederte Untersuchungszeitraum erstreckt sich vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2020. Als Basisjahr für die Modellierung wird für die meisten Sektoren das Jahr 1998 verwendet, da zum Zeitpunkt der Modellierung die erforderlichen Basisdaten zur Beschreibung der aktuellen Ausgangslage für spätere Jahre nur lückenhaft zur Verfügung standen. In den Perioden ab dem Jahr 1998 (2 Jahresperiode) ist kein Optimierungsspielraum zugelassen. Dagegen kann in der Periode ab 2000 (5 Jahresperiode) teilweise eine Optimierung stattfinden. Da ab den Jahren 2005 (5 Jahresperiode) bzw. 2010 (5 Jahresperiode) nationale wie internationale Emissionsminderungsverpflichtung vorgegeben werden sollen, wurden diese Jahre als Stützjahre in die Analysen integriert. Eine weitere Periode von den Jahren 2015 - 2020 (5 Jahresperiode) komplettiert schließlich die Differenzierung des Untersuchungszeitraums.

### **3.1.2 Mathematische Modellbeschreibung des Grundmodells**

Im Folgenden wird die grundlegende mathematische Modellformulierung vorgestellt, wobei diese Darstellung auf den Energiebereich fokussiert. Die Modellierung der anderen Sektoren verläuft allerdings analog. In diesen Bereichen werden allerdings nicht mehr ausschließlich

Energieflüsse und -technologien modelliert, sondern auch bspw. Flüsse landwirtschaftlicher Produkte.

Das zu analysierende Energiesystem bestehe aus einer Menge  $U=\{1,\dots,m\}$  existierender und zukünftig zuzubauender Anlagen. Jeder dieser Anlagen  $u \in U$  ist zumindest ein technischer Prozess  $p \in P$  ( $P=\{1,\dots,n\}$ ) zugeordnet, mit dessen Hilfe die Fahrweise der Anlage nachgebildet wird. Diese Prozesse repräsentieren den Transformationsprozess des eingehenden zum ausgehenden Energieträgers  $f \in F$  ( $F=\{1,\dots,r\}$ ). Im Modell wird der gesamte Planungshorizont in einzelne Perioden  $t \in T$  ( $T=\{0,\dots,w\}$ ) unterteilt, wobei jede dieser Perioden wiederum in Zeitintervalle  $seas \in S$  untergliedert ist. Die Zeitintervalle dienen der Nachbildung der Energienachfrage mit Hilfe von Lastkurven an charakteristischen Tagen der Periode. Jedes Zeitintervall bildet dazu einen Zeitbereich eines charakteristischen Tages (bspw. den Zeitbereich von 8.00 Uhr bis 10.00 Uhr an einem Sommerarbeitstag) für alle Tage dieses Typus nach. Aus diesem Grunde entspricht die modellierte Energienachfrage in einem Zeitintervall  $seas \in Seas$  einer Periode  $t \in T$  der durchschnittlichen Energienachfrage in diesem Zeitintervall dieser Periode multipliziert mit der Anzahl an Tagen des entsprechenden charakteristischen Tages innerhalb eines Jahres. Im Modell muss die exogen gegebene Energienachfrage  $D_{f,t,seas}$  nach den verschiedenen Energieträgern  $f \in F$  in jedem Zeitintervall  $seas \in S$  des Betrachtungszeitraumes befriedigt werden. Die Variablen des Modellansatzes sind dabei die Aktivitätsniveaus  $PL_{p,t,seas}$  der verschiedenen Betriebsweisen  $p \in P$  der energetischen Anlagen sowie die Energieflüsse  $Xi_{p,f,t,seas}$  in und die Energieflüsse  $Xo_{p,f,t,seas}$  aus den abgebildeten Prozessen (Betriebsweisen) jeweils in den unterschiedlichen Perioden  $t \in T$  und Zeitintervallen  $seas \in S$ . Des Weiteren bildet auch der in Periode  $t \in T$  errichtete kapazitive Zuwachs  $newZ_{u,t}$  der Anlagen  $u \in U$  unter Beachtung des bestehenden Kapazitätsbestandes eine Optimiervariable, die bei Bedarf auch auf ganzzahlige Werte eingeschränkt werden kann. Mit Hilfe des Parameters  $rest_{u,t,t'}$  lassen sich diejenigen Anlagen  $u \in U$  einer weiteren ggf. ganzzahligen Variable  $Z_{u,t'}$  zuweisen, die in der Periode  $t \in T$  errichtet wurden und in der Periode  $t' \geq t$  immer noch nicht das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht haben. Schließlich können Obergrenzen  $E \max_{k,t}$ , für Emissionen an bestimmten Schadstoffen / Treibhausgasen  $k \in K$  für jede Periode  $t \in T$  vorgegeben werden.

Somit lässt sich das Planungsproblem folgendermaßen formulieren:

MINIMIERE

$$\sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \left( \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{p \in P} (Xi_{p,f,t,seas} \cdot Cvar_{p,f,t,seas} + Xo_{p,f,t,seas} \cdot Cvar_{p,f,t,seas}) \right] \right] + \sum_{seas \in S} \sum_{p \in P} PL_{p,t,seas} \cdot Cvp_{p,t,seas} + \sum_{u \in U} [Z_{u,t} \cdot Capn_u \cdot (Cfix_{u,t} + Cinv_{u,t})] \right) \quad (1)$$



## UNTER DEN NEBENBEDINGUNGEN

$$\sum_{t=0}^{t'} rest_{u,t,t'} \cdot newZ_{u,t} = Z_{u,t'} \quad \forall u \in U; \forall t \in T \quad (2)$$

$$Cpo_{u,t} + Z_{u,t} \cdot Capn_u \geq \sum_{p_u} \left( \frac{PL_{p_u,t,seas}}{h_{seas}} \right) \quad \forall seas \in S; \forall u \in U; \forall t \in T \quad (3)$$

$$Xi_{p,f,t,seas} = \frac{in_{f,p} \cdot PL_{p,t,seas}}{\eta_{p,t}} \quad \forall f \in F; \forall p \in P; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (4)$$

$$PL_{p,t,seas} \cdot out_{f,p} = Xo_{p,f,t,seas} \quad \forall f \in F; \forall p \in P; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (5)$$

$$\sum_{p_{out}} Xo_{p_{out},f,t,seas} \geq D_{f,t,seas} \quad \forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (6)$$

$$\sum_{seas \in S} \sum_{p \in P} PL_{p,t,seas} \cdot E_{p,k} \leq E \max_{k,t} \quad \forall k \in K; \forall t \in T \quad (7)$$

$$PL_{p,t,seas} \in \mathbb{R}^+ \quad \forall p \in P; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (8)$$

$$Xi_{p,f,t,seas}, Xo_{p,f,t,seas} \in \mathbb{R}^+ \quad \forall f \in F; \forall p \in P; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (9)$$

$$Z_{u,t}, newZ_{u,t} \in \mathbb{R}^+ (ggf. \in \mathbb{Z}^+) \quad \forall u \in U; \forall t \in T \quad (10)$$

Die Zielfunktion des Modells (1) liegt in der Minimierung der Summe der diskontierten Ausgaben zur Deckung des exogen vorgegebenen Energiebedarfs. Die Gesamtausgaben aller in das Modell einbezogenen Technologien und Energie- bzw. Stoffflüsse werden vom 31. Dezember des Jahres, an dem der jeweilige Ausgabenbestandteil anfiel, auf den 1. Januar des Basisjahres diskontiert und anschließend über alle Jahre zum Zielfunktionswert aufaddiert. Dazu sind den Aktivitäts- und Energieflussvariablen Ausgabenkoeffizienten zugeordnet, welche die betriebsmittelverbrauchsabhängigen bzw. variablen Ausgaben charakterisieren. Fixe Ausgabenbestandteile und die spezifischen Investitionen des Kapazitätswachses sind den Kapazitätsvariablen zugeordnet. Zur adäquaten Berücksichtigung von Investitionsentscheidungen am Ende des Betrachtungszeitraums wird die Investition unter Anwendung der Annuitätenmethode über die technische Nutzungsdauer der entsprechenden Anlage aufgeteilt. Die Gleichungen (2) bestimmen die Anzahl (gegebenenfalls ganzzahlig) an neuen Anlagen, die im Planungszeitraum installiert wurden und in der Periode t noch immer verfügbar sind. Durch die Kapazitätsungleichungen (3) wird sichergestellt, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend Kapazität zur Verfügung steht, um die gewählten Aktivitätsniveaus erbringen zu können. Mit Hilfe der Nebenbedingungen (4) wird der Input in einen Prozess mit dessen Aktivitätsniveau gekoppelt, wobei der Wirkungsgrad und der Inputanteil des Prozesses berücksichtigt werden. Die Verbindung der Energie- und Stoffflüsse zum Output der einzelnen Technologien wird über die Gleichungen (5) realisiert. Die Nebenbedingungen (6) garantieren, dass die

Energienachfrage durch entsprechende Flüsse an Energieträgern in jedem Zeitintervall der verschiedenen Perioden gedeckt wird. Schließlich lassen sich die Emissionen an Schadstoffen bzw. Treibhausgasen mit Hilfe der Nebenbedingungen (7) begrenzen. Ergänzend zu diesen wichtigsten Nebenbedingungen ist es möglich, technische Gegebenheiten bestimmter energetischer Anlagen detailliert nachzubilden. Beispielsweise kann die Nutzung spezieller Anlagen nur in vorgegebenen Zeitintervallen ermöglicht werden, respektive sie in bestimmten Zeitintervallen ausgeschlossen werden (z. B. ist die Nutzung der Sonnenenergie in den Nachtstunden auszuschließen).

## Verwendete Bezeichnungen

### Indizes<sup>3</sup>:

t	:=	Perioden
f	:=	Energieträger
seas	:=	Zeitintervalle (z. B. Sommerwerktag 8.00 - 10.00 Uhr)
p	:=	Prozess
p <sub>u</sub>	:=	Prozesse zur Anlage u
p <sub>out</sub>	:=	Prozesse, die Endenergie zur Nachfragedeckung bereitstellen
u	:=	Anlage

### Indexmengen

T	:=	Perioden
F	:=	Energieträger
S	:=	Zeitintervalle
P	:=	Prozesse
U	:=	Anlagen

### Parameter

$\alpha_t$	:=	Abzinsungsfaktor in Periode t
$D_{f,t,seas}$	:=	Energienachfrage nach Energieträger f im Zeitintervall seas in Periode t
$in_{f,p}$	:=	Inputanteil des Energieträgers f im Prozess p
$out_{f,p}$	:=	Outputanteil des Energieträgers f im Prozess p
$\eta_{p,t}$	:=	Wirkungsgrad des Prozesses p in Periode t
$E_{p,k}$	:=	Emissionsfaktor für das Gas k aus Prozess p
$E_{max_{k,t}}$	:=	Obere Grenze für die Emissionen des Gases k in Periode t
$rest_{u,t,t'}$	:=	Restnutzungsdauer einer Anlage u 1, falls u in der Periode t errichtet wurde und in der Periode t' noch verfügbar ist 0, sonst
$Cvar_{p,f,t,seas}$	:=	spezifische variable Ausgaben für Energieträger f, der im Zeitintervall seas in der Periode t in / aus dem Prozess p fließt
$Cvp_{p,t,seas}$	:=	spezifische variable Ausgaben des Prozesses p im Zeitintervall seas in Periode t
$Cfix_{u,t}$	:=	spezifische fixe Ausgaben der Anlage u in Periode t

<sup>3</sup> Wird in einer Ungleichung / in der Zielfunktion der gleiche Index mehrmals benötigt, wird der jeweilige Index mit einem zusätzlichen Strich gekennzeichnet.

- $C_{inv,u,t}$  := spezifische Investition der Anlage u, über die Annuitätenmethode der Periode t zugeteilt  
 $h_{seas}$  := Stunden des Zeitintervalls seas  
 $Cap_n_u$  := Kapazität der Anlage u  
 $Cp_{o,u,t}$  := Restkapazität in t einer vor dem Betrachtungszeitraum installierten Anlage u

positive Variablen

- $PL_{p,t,seas}$  := Aktivitätsniveaus des Prozesses p im Zeitintervall seas in Periode t  
 $Xi_{p,f,t,seas}$  := Fluss des Energieträgers f in den Prozess p im Zeitintervall seas in Periode t  
 $Xo_{p,f,t,seas}$  := Fluss des Energieträgers f aus dem Prozess p im Zeitintervall seas in Periode t  
 $Z_{u,t}$  := Zahl der im Betrachtungszeitraum installierten, in Periode t noch vorhandenen Anlagen u  
 $newZ_{u,t}$  := Zahl der Anlagen u, die in Periode t installiert wurden

### 3.2 Berücksichtigung mehrerer Treibhausgase im PERSEUS-BW Modell

Zur Analyse von Treibhausgasminderungsstrategien sind im Modell Ansätze zur Bewertung der unterschiedlichen Treibhausgase zu berücksichtigen. Hierzu sind im PERSEUS-BW Modell für Baden-Württemberg verschiedene Methoden implementiert:

- Simultane Berücksichtigung von Minderungsvorgaben für jedes Treibhausgas (vgl. 7),
- Umrechnung der Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasemissionen auf CO<sub>2</sub>-Äquivalente mit Hilfe des Global Warming Potentials (GWP)–Ansatzes und
- Umrechnung der Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasemissionen auf CO<sub>2</sub>-Äquivalente durch eine zeitabhängige Quantifizierung des Radiative Forcing (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 4: Global Warming Potential und Forcing Faktoren wichtiger [IPCC 2001], [Pearman 1990]

Spurengas	Geschätzte Lebensdauer	Global Warming Potential, Integrationszeiten von		Forcing-Faktoren
		20 Jahren	100 Jahren	
	<b>Jahre</b>	<b>20 Jahren</b>	<b>100 Jahren</b>	
CO <sub>2</sub>	120	1	1	1
CH <sub>4</sub> (direkt)	10	63	23	58
N <sub>2</sub> O	150	270	296	206
FCKW-11	60	4500	3500	3970
FCKW-12	130	7100	7300	5750

Mit Hilfe von GWP-Faktoren lässt sich die Klimawirksamkeit der Freisetzung eines Kilogramms eines Treibhausgases mit der Klimawirksamkeit der Emission von einem Kilogramm Kohlendioxid vergleichen. Im PERSEUS-BW Modell werden die GWP-Faktoren mit den über den Betrachtungszeitraum emittierten Massen an Treibhausgasen multipliziert und so die CO<sub>2</sub>-Äquivalente berechnet. Ein Schwachpunkt der mit Hilfe von GWP-Faktoren ermittelten Strategien liegt allerdings darin, dass aufgrund des Verschmelzens der Informationen über „Stärke der Klimawirksamkeit“ und „Zeit“ ein hoher GWP-Faktor zum einen bedeuten kann, dass das Treibhausgas weniger klimawirksam ist, jedoch eine lange Verweilzeit in der Atmosphäre besitzt, zum anderen aber auch, dass das Treibhausgas sehr klimawirksam ist, jedoch möglicherweise nur eine geringe Verweilzeit in der Atmosphäre hat. Infolge des Verlustes des zeitlichen Aspekts bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente mit Hilfe der GWP-Faktoren lassen sich so aber keine Strategien entwickeln, die zu einer Dämpfung eines Maximums an Treibhausgaskonzentrationen führen.

Da das Abklingverhalten einer einmal emittierten Treibhausgasmasse in der Atmosphäre durch Exponentialfunktionen annäherbar ist, kann man im PERSEUS Modell die zum jedem Zeitpunkt vorhandenen Treibhausgasmassen in der Atmosphäre approximieren. Um die Klimawirksamkeit durch die temperaturerhöhende Wirkung dieser Gase abzuschätzen, werden die Treibhausgasmassen mit den sogenannten Forcing-Faktoren der jeweiligen Treibhausgase multipliziert (vgl. Tabelle 4), wodurch ein vorgegebenes maximales *Radiative Forcing* als Obergrenze berücksichtigt werden kann [Ardone 1999].

### **3.3 Kopplung an ein internationales Strom- und Zertifikatmarktmodell**

Aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes kann der Elektrizitätssektor eines Landes bzw. eines Bundeslandes nicht als abgeschlossen betrachtet werden. Vielmehr sind Möglichkeiten des Stromimports und –exports zu berücksichtigen. Des Weiteren ist davon auszugehen, dass auch Klimaschutzziele auf Staaten bzw. Länderebene nicht ausschließlich durch Umsetzung eigener Minderungsmaßnahmen erfolgen wird. Insbesondere da die meisten der Länder der EU noch deutlich davon entfernt sind, ihr Verpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls zu erreichen, hat die Europäische Kommission ein Grünbuch zu einem europaweiten Zertifikatehandel angenommen und darauf aufbauend einen Direktivenvorschlag zur Ausgestaltung und Einführung des Zertifikatehandels unterbreitet.

Zur Berücksichtigung von Möglichkeiten eines nationalen und vor allem internationalen Stromaustausches und Zertifikatehandels, wird der Elektrizitätsteil des PERSEUS-BW Modells mit einem bestehenden Strom- und Zertifikatmarktmodell [Enzensberger et al. 2001]] gekoppelt (Softlink). Dieses Strom- und Zertifikatmarktmodell basiert auf einer detaillierten Technologiedatenbank, mit deren Hilfe das europäische Elektrizitätsversorgungssystem entsprechend der ehemaligen Netzgebiete der Verbundunternehmen bzw. Staatsgebiete in verschiedene regionale Sektoren unterteilt wird (vgl. Abbildung 7). Über 500 Technologieklassen beschreiben die verschiedenen regionalen Erzeugungsstrukturen.

Interregionale Übertragungsmöglichkeiten sind gemäß den realen Kapazitäten der Kuppelleitungen, Übertragungsverlusten und Durchleitungsentgelten parametrisiert. Das implizite Marktverständnis des Modells geht von einem vollständigen Wettbewerbsmarkt aus und trägt damit den neuen Marktgegebenheiten nach der Liberalisierung Rechnung. Neben dem Energieversorgungssektor sind auch weitere energieintensive Industriesektor über einer detaillierte Modellierung abgebildet. Alle abgebildete Sektoren stehen neben dem physischen Energiemarkt auch auf einem mit ersterem direkt gekoppelten Zertifikatehandel in Verbindung. Strom- und Zertifikatspreise bestimmen sich aus den Grenzerzeugungs- bzw. Grenzvermeidungskosten. Aufgrund der Komplexität der Wirkzusammenhänge zwischen den beiden direkt miteinander gekoppelten Marktebenen des Modells und der damit verbundenen Modellgröße (ca. 3 Mio. Variablen) ist hier ein etwas aggregierterer Modellierungsansatz notwendig, um das beschriebene Problem auf heute verfügbaren PCs lösen zu können.

Mit Hilfe der integrierten Modelle werden Rückschlüsse auf die Entwicklung der Stromimport- und -exportentwicklungen sowie ggf. Zertifikatekaufs- bzw. -verkaufsentwicklungen gezogen, die die Energieversorgungsstruktur in Baden-Württemberg und damit sowohl die Emissionsentwicklung wie die Emissionsminderungsoptionen in den nächsten Jahren entscheidend beeinflussen können. Der Softlink zwischen dem europäischen Marktmodell und dem technologisch deutlich stärker differenzierten, regionalen PERSEUS-BW Modell gestattet es damit, die jeweiligen Stärken beider Modell effektiv zu nutzen.

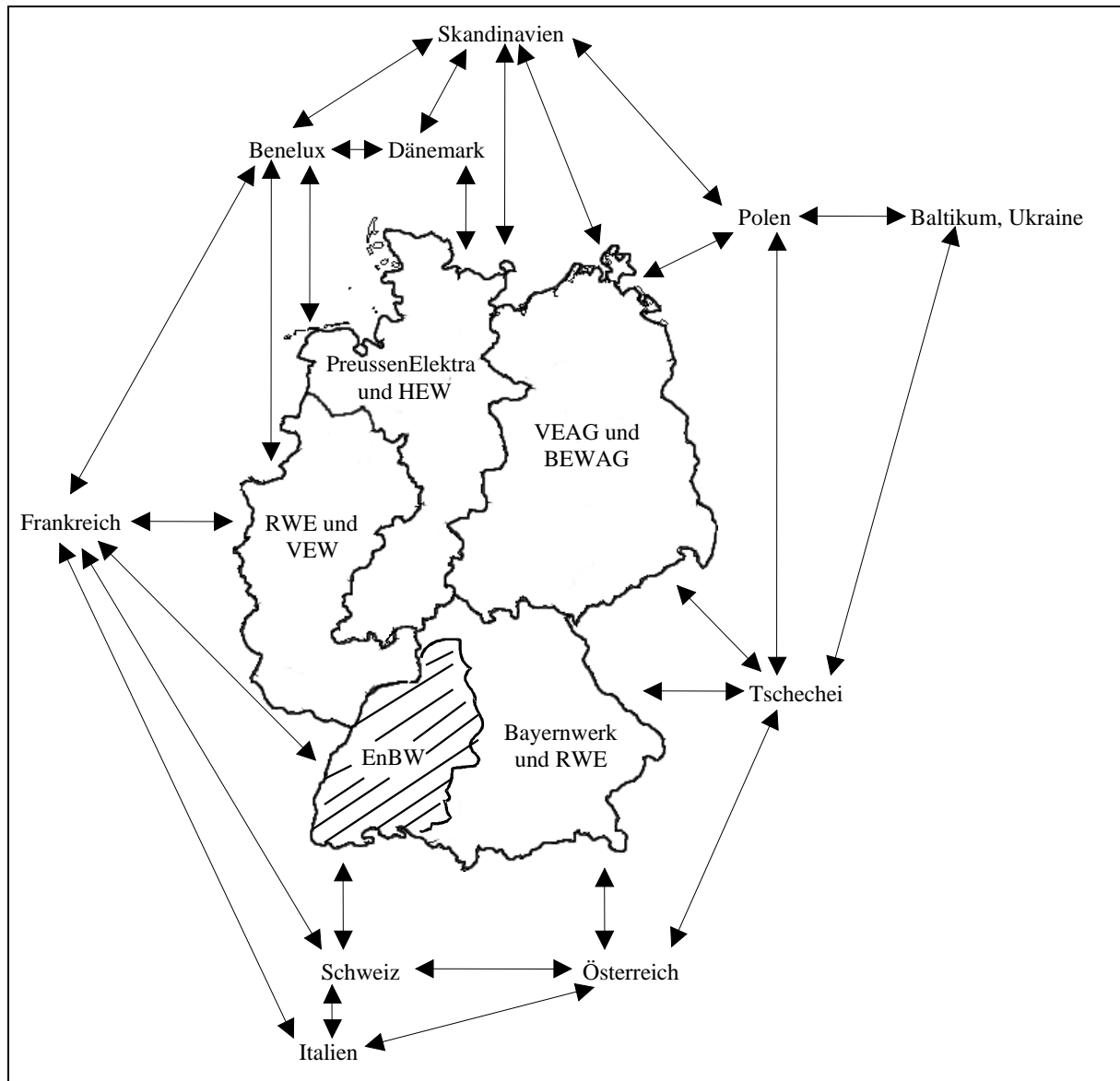


Abbildung 7: Abbildungsbereich des integrierten Energie- und Stoffflussmodells

## 4 STRUKTUR UND MODELLIERUNG DER RELEVANTEN SEKTOREN IN BADEN-WÜRTTEMBERG

### 4.1 Energieversorgungssektor

#### 4.1.1 Der Kraftwerkspark in Baden-Württemberg

##### Der Kraftwerkspark

Im folgenden wird der baden-württembergische Kraftwerkspark dargestellt. Der gesamte Kraftwerksbestand wird in Anlagen, welche mit fossilen und nuklearen Brennstoffen betrieben werden und in Kraftwerke auf Basis regenerativer Energieträger aufgeteilt.

In Baden-Württemberg wurden 1999 etwa 63 TWh elektrisch erzeugt (vgl. Tabelle 5). Bei einem Pumpstromverbrauch von ca. 2 TWh<sub>el</sub> und einem Kraftwerkseigenverbrauch von 4 TWh<sub>el</sub> wurden 1999 ca. 58 TWh<sub>el</sub> an Endverbraucher abgegeben.

Tabelle 5: Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung in Baden-Württemberg nach Energieträgern (1999) [WiMi BW 2001]

Öffentliche Kraftwerke	Mio. kWh <sub>el</sub>	%
Kernenergie	38199	60,1
Steinkohle	17648	27,8
Laufwasser	3529	5,6
Speicherwasser und Pumpspeicher	2066	3,3
Erdgas	1149	1,8
Heizöl	297	0,5
Müll	518	0,8
Klär gas	78	0,1
Windkraft	38	0,1
<b>Summe</b>	<b>63522</b>	<b>100,0</b>
- Eigenverbrauch, Pumpstromverbrauch	5697	
<b>Summe</b>	<b>57555</b>	

Die Kernenergie mit einer Engpassleistung (brutto) von ca. 4600 MW<sub>el</sub> und einer Produktion von ca. 38 TWh<sub>el</sub> im Jahr 1999 ist die wichtigste Quelle der Stromerzeugung. In Baden-Württemberg sind Kernkraftwerke an den drei Standorten Obrigheim, Philippsburg und Neckarwestheim installiert. Unter den Kernkraftwerken befinden sich mit Obrigheim und Neckarwestheim 1 Anlagen, die voraussichtlich bis 2010 das planmäßige Ende ihrer Nutzungsdauer erreichen werden. Neckarwestheim 2 ist eines der neuesten bundesdeutschen Atomkraftwerke, welches bei einer unterstellten technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren noch bis 2028 eingesetzt werden könnte.

Seit 1985 wurde die Stromerzeugung der öffentlichen Wärmekraftwerke mehr als verdoppelt. Neben einer verstärkten Nutzung der Kernenergie ist der Einsatz fossiler Energieträger um 30 % gestiegen. Der Kohleanteil ist auf über 80 % des fossilen Energieeinsatzes angestiegen, während der Heizölverbrauch zurückgegangen ist.

Der Anteil an Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Baden-Württemberg lag im Jahr 1999 bei ca. 9 % und ist in den letzten 5 Jahren ständig gestiegen (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Baden-Württemberg im Jahr 1999 [WiMi BW 2001]

<b>1999</b>	<b>Mio. kWh<sub>el</sub></b>	<b>Anteil in % an der öffentlichen Stromversorgung</b>
Wasserkraft	4893,3	8,1800
Abfälle	270,0	0,4500
Photovoltaik	2,9	0,0048
Windkraft	21,6	0,0400
Biomasse	135,2	0,2300
<b>Insgesamt</b>	<b>5323,0</b>	<b>8,9048</b>

In Tabelle 7 ist die Brutto-Engpassleistung der bedeutendsten Kraftwerke in Baden-Württemberg angegeben [WiMi BW 2001]



Tabelle 7: Brutto-Engpassleistung einzelner Kraftwerke der öffentlichen Versorgung (einschließlich der Deutschen Bahn AG<sup>4</sup>) in Baden-Württemberg Stand: 31. 12. 1999 [WiMi BW 2001]

Standort, ggf. Block-Nr.	MW <sub>el</sub>
<b>Kernenergie</b>	
Philippsburg, KKP 2	1424
Neckarwestheim, GKN 2	1365
Philippsburg, KKP 1	926
Neckarwestheim, GKN 1	840
Obrigheim, KWO	360
<b>Kohle</b>	
Mannheim, GKM, Block 3, 4, 7 und 8	1382
Karlsruhe, RDK, Block 7	650
Marbach, Werk 2 und 3	412
Karlsruhe, RDK, Block 5 und 6	350
<b>Öl</b>	
Walheim, Gasturbine D	120
<b>Kohle, Öl</b>	
Heilbronn, Block 7	690
Altbach, HKW 1	465
Heilbronn, Block 3 - 6	460
Walheim, Block 1 und 2	267
<b>Kohle, Gas</b>	
Stuttgart-Gaisburg, HKW 1 und 2	136
Altbach, HKW 2	412
<b>Öl, Gas</b>	
Mannheim, GKM, Block 5 und 6	723
Altbach, Block 4	250
Altbach, Gasturbine B und C	147
<b>Laufwasser (über 50 MW<sub>el</sub>)</b>	
Albdruck-Dogern, Rhein, deutscher Anteil	64
Ryburg-Schwörstadt, Rhein, deutscher Anteil	60
Iffezheim, Rhein, deutscher Anteil	57
Laufenburg, Rhein, deutscher Anteil	50
<b>Pumpspeicher</b>	
Hotzenwald, Unterstufe Säckingen und Hornbergstufe	1350
Schluchseewerk	512
Glems, Schwäbische Alb	90
Rudolf-Fettweis-Werk, Schwarzenbachwerk	43

<sup>4</sup> Die gesamte Bahnstromkapazität liegt bei ca. 500 MW<sub>el</sub>

Einige der bestehenden Anlagen in Baden-Württemberg werden zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme genutzt. Die Fernwärme wird aber nicht nur in Heizkraftwerken (HKW) (bspw. Altbach oder Gaisburg) sondern auch in diversen Heizwerken bereitgestellt. Die gesamte Fernwärmekapazität in Baden-Württemberg lag bei ca. 42000 TJ<sub>th</sub> im Jahr 1999 mit einer Nettostromkoppelproduktion von ca. 2430 GWh<sub>el</sub>. Die höchste Wärmeseinspeisung erfolgt in den Fernwärmenetzen in Mannheim (> 20000 TJ<sub>th</sub>), Stuttgart und Karlsruhe.

## Emissionsfaktoren

Die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die fossilen Energieträger sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Energieträger

Energieträger	CO <sub>2</sub> [kt/PJ]
Kohle	93,7
Erdgas	55,6
HEL	78,6
HS	73,6

HEL: Extra-leichtes Heizöl      HS: Schweres Heizöl

Die Emissionsfaktoren für SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und N<sub>2</sub>O für bestehende Kraftwerke beruhen auf [UMEG 1999]. In Tabelle 9 sind die durchschnittlich NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der bestehenden Anlagen angegeben. Die N<sub>2</sub>O-Emissionsfaktoren liegen bei 1 t/PJ für mit Heizöl befeuerte Anlagen und 5,6 t/PJ für kohlebefeuerte Kraftwerke. Die Emissionsfaktoren für die Heizwerke sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 9: NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der bestehenden Kraftwerken in Baden-Württemberg [UMEG 1999].

Anlage	Energieträger	SO <sub>2</sub> [t/PJ] Min.	SO <sub>2</sub> [t/PJ] Max.	NO <sub>x</sub> [t/PJ] Min.	NO <sub>x</sub> [t/PJ] Max.
Heizölkraftwerk	HEL	58,6	129,2	62,3	91,5
Kohlekraftwerk	Kohle	43	66,4	55	74,2
Kohle/Heizölkraftwerk	Kohle+HS bzw. HEL	19	61,7	28	62,8

HEL: Extra-leichtes Heizöl      HS: Schweres Heizöl

Tabelle 10: Emissionsfaktoren für die bestehenden Heizwerke in Baden-Württemberg [UMEG 1999].

Anlage	Energieträger	CO <sub>2</sub> [kt/PJ]	SO <sub>2</sub> [t/PJ]	NO <sub>x</sub> [t/PJ]	N <sub>2</sub> O [t/PJ]
Heizwerk Heidelberg	HEL	78,6	85	24	1,0
Heizwerk Stuttgart	Kohle	93,7	45,3	21,7	1,0
Heizwerk Ulm und Bietigheim	Kohle	93,7	79	154	5,6

HEL: Extra-leichtes Heizöl

#### 4.1.2 Investitionsalternativen im Energieversorgungssektor

##### 4.1.2.1 Thermische Kraftwerke

Zukünftige Optionen zum Ausbau des Kraftwerks-, Heizkraftwerks- und Heizwerkparks basieren u.a. auf der GEMIS- und IKARUS-Technologiedatenbank, die nach Absprache mit Anlagenbauern (u.a. Siemens KWU) angepasst worden sind (vgl. Tabelle 11). Emissionsfaktoren für die künftigen Anlagen stammen im wesentlichen aus [Rentz et al. 2001].

Tabelle 11: Kraftwerksoptionen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

Datengröße	Leistung	Spezifische Investitionen	Leistungs-kosten	Arbeitskosten	Netto-Wirkungsgrad
Einheit	MW <sub>el</sub>	Euro/kW <sub>el</sub>	Euro / (kW <sub>el</sub> *a)	Cent/kWh <sub>el</sub>	%
<b>Brennstoff</b>	<b>Erdgas</b>				
Typ	GuD-Kraftwerk				
2005	800	408	14	0,05	59
2010	800	403	14	0,05	60
Typ	Gasturbinen (Spitzenlast)				
2005	150	260	6	0,15	35
2010	150	255	6	0,15	36
<b>Brennstoff</b>	<b>Steinkohle</b>				
Typ	Staubfeuerung, unterkritischer Dampferzeuger				
2005	700	765	37	0,15	42,5
2010	700	765	37	0,15	43
Typ	Wirbelschichtfeuerung				
2005	350	1046	57	0,15	45
2010	350	1020	57	0,15	46
Typ	Integrierte Vergasung - GuD				
2005	450	1120	97	0,15	50
2010	450	1070	97	0,15	51

Die in Tabelle 11 angegebenen Kraftwerke sind Zubauoptionen für die Stromversorgung. Des Weiteren werden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auch als Minderungsoptionen im Modell eingesetzt, die beispielhaft in Tabelle 12 dargestellt sind.

Tabelle 12: Kraftwerksoptionen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen [Fritsche et al. 1999], [IKARUS 2001]

<b>Daten- größe</b>	<b>Leistung</b>	<b>Spezifische Investitionen</b>	<b>Leistungs- kosten</b>	<b>Arbeitskosten</b>	<b>Netto- Wirkungsgrad</b>
<b>Einheit</b>	<b>MW<sub>el</sub></b>	<b>Euro/kW<sub>el</sub></b>	<b>Euro / (kW<sub>el</sub>*a)</b>	<b>Cent/kWh<sub>el</sub></b>	<b>%</b>
<b>Brennstoff</b>	<b>Erdgas</b>				
Typ	GuD-Kraftwerk				
2010	800	400	14	0,05	91
<b>Brennstoff</b>	<b>Kohle</b>				
Typ	KWK-Anlage				
2010	600	750	40	0,15	73

#### 4.1.2.2 Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Als Zukunftsoptionen für Wasserkraftwerke kommen nur Maßnahmen zur Instandhaltung, beziehungsweise Verbesserungen an bestehenden Anlagen in Frage (Installation neuer Maschinensätze, Reduktion von Verlusten, Vergrößerung der Ausbauwassermenge, usw.). Die Wiederinbetriebnahme alter Kraftwerksstandorte bei kleinen Wasserkraftanlagen ist auch möglich.

Die Potentialabschätzung für die Windkraftwerke erfolgt auf Basis der innerhalb der Standortklassen zur Anlageninstallation verfügbaren Fläche. Dabei werden zahlreiche Restriktionen, wie beispielsweise Mindestabstände zu anderen Objekten, berücksichtigt. Auf Grundlage des ermittelten technisch nutzbaren Flächenpotentials kann die theoretisch installierbare Anlagenleistung bestimmt werden. Eine Auswertung der Angaben zu verfügbaren Flächenpotentials für Windkraftanlagen in [Nitsch 1999], [Kaltschmitt et al. 1992], [Wiese et al. 1994] zeigt, dass zwischen den verschiedenen Quellen deutliche Unterschiede existieren. Im Rahmen einer vorsichtigen Potentialabschätzung wird der unterste Wert von 811 MW für Baden-Württemberg angenommen. Die Daten zu den spezifischen Investitionen für die Windkraftanlagen wurden auf der Grundlage von Datenblättern in [BWE 1999] und [BWE 2000] bestimmt (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Entwicklung der spezifischen Investitionen von Windkraftanlagen

Jahr		2000	2010	2020
spez. Investition	[Euro/kW <sub>el</sub> ]	947	814	743

Obwohl beim Einsatz von Biobrennstoffen CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, werden Biobrennstoffe als CO<sub>2</sub>-neutral angesehen, da das bei der energetischen Nutzung freiwerdende CO<sub>2</sub> zuvor beim Pflanzenwachstum der Atmosphäre entzogen und gebunden wurde. Es wird zwischen flüssigen (Rapsöl), gasförmigen (Biogas, Deponie- und Klärgas) und festen Biobrennstoffen unterschieden. Die verfügbare Anbaufläche der unterschiedlichen verwertbaren Pflanzen wird berücksichtigt und damit das Potential für jede Sorte berechnet. Rapsöl wird bislang kaum in der Energieerzeugung in Baden-Württemberg genutzt und in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Aufgrund der Einführung der Technischen Anleitung Siedlungsabfall (TA Siedlungsabfall) wird im Modell mit einem Rückgang der verfügbaren Deponiegasmenge von 2,9 PJ/a in 2000 auf 0,15 PJ/a im Jahr 2020 gerechnet; für Klärgas wird ein konstantes Potential von 0,2 PJ<sub>el</sub> unterstellt [Dreher 2001], [Kaltschmitt et al. 1993]. Unter die festen Biobrennstoffe werden Holz, Stroh und sonstige Pflanzen wie Chinagrass gezählt, deren Potentiale und Preise in Tabelle 14 dargestellt sind. Dieses Potential verteilt auf den Energieversorgungssektor und den Industriesektor.

Tabelle 14: Potentiale und Preisentwicklung fester biogener Brennstoffe [Kaltschmitt et al. 1993], [Dreher 2001]

Energieträger	Potential [PJ/a]	Preis [Euro/GJ]			
		2000	2010	2020	2030
Durchschnittliches Holzsortiment	20	3,8	4,6	5,4	6,5
Plantagenholz	20	4,3	5,2	6,0	7,2
Reststroh	5,8	3,3	4,0	4,6	5,5
Energiepflanzen	14,6	4,8	5,8	6,7	8,1

Im Bereich der Solarenergie ist in Baden-Württemberg überwiegend die Installation von Photovoltaikkleinanlagen relevant. Nach [Nitsch 1999] ergibt sich nach Abzug der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten eine für Photovoltaikanlagen verfügbare Gebäudefläche von 75 km<sup>2</sup> für Baden-Württemberg. Charakteristische Daten zu Photovoltaikanlagen sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Daten zu Photovoltaikanlagen [Dreher 2001], [Photon 2000, S. 58-63], [BMU 2000b], [Staiß et al. 1994]

Photovoltaikanlagen ab ...		2000	2005	2010	2020
Wirkungsgrad des Photovoltaikmoduls und des Wechselrichters		9,56%	10,93%	12,83%	14,25%
Spezifische Investition [Euro/kW]	Kleinanlagen	10330	8450	6560	5190
	Großanlagen	6630	5410	4210	3320

Geothermie kann sowohl zur Wärmegewinnung als auch zur Stromerzeugung eingesetzt werden. In Baden-Württemberg sind als nachgewiesene hydrothermale Energievorkommen vor allem das Oberrheinbecken sowie das Molassebecken von Bedeutung [Kayser 1999]. Die Technologie zur geothermischen Stromerzeugung befindet sich derzeit noch im Versuchsstadium. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen erst am Ende des Analysezeitraumes [2000-2020] für einen breiten Einsatz zur Verfügung stehen werden. Mit geschätzten Stromgestehungskosten im Bereich von 14 – 25 Cent/kWh [Kaltschmitt et al. 1993] bildet diese Technologie evtl. zukünftig eine vielversprechende Alternative.

#### 4.1.2.3 Einsparkurven

Ergänzend zu den unterschiedlichen Erzeugungsprozessen werden im Modell Maßnahmen zur Stromeinsparung in Form von Einsparkurven für die Bereiche private Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie berücksichtigt [Nitsch et al. 2001] (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 16: Einsparkurven für die privaten Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie im Energieversorgungssektor

	Trend: Effizienzsteigerung		Trend: Nachhaltigkeit	
	2010	2020	2010	2020
<b>Industrie</b>				
Einsparung [PJ]	1,4	4,1	2,8	8,1
Zusatzkosten [Mio. Euro]	25	80	50	185
<b>Private Haushalte</b>				
Einsparung [PJ]	3,6	7,8	7,1	15,6
Zusatzkosten [Mio. Euro]	180	445	410	1005
<b>Kleinverbraucher</b>				
Einsparung [PJ]	2,3	4,1	4,5	8,2
Zusatzkosten [Mio. Euro]	100	205	225	455

#### 4.1.2.4 Emissionsfaktoren für die Investitionsalternativen im Energieversorgungssektor

Emissionsfaktoren für die Investitionsalternativen werden teilweise aus den Datenbanken IKARUS [IKARUS 2001] und GEMIS [Fritsche et al. 1999] abgeleitet. Für die Kraftwerke auf Basis von fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen sind auch Emissionsfaktoren aus [Rentz et al. 2001] entnommen (vgl. Tabelle 17).

Tabelle 17: Emissionsfaktoren für Kraftwerke und Heizwerke [Rentz et al. 2001], [Fritsche et al. 1999], [IKARUS 2001].

Anlage	Energieträger	CO <sub>2</sub> [kt/PJ]	SO <sub>2</sub> [t/PJ]	NO <sub>x</sub> [t/PJ]	N <sub>2</sub> O [t/PJ]
GuD-Kraftwerk (>300MW)	Erdgas	55,6	0,5	28,0	0,5
Gasturbine (Spitzenlast)	Erdgas	55,6	0,5	41,9	0,5
Kohlekraftwerk mit Staubfeuerung,	Kohle	93,7	60	55,3	4,0
Kohlekraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung	Kohle	93,7	154	46,9	4,0
GuD-Kraftwerk mit integrierter Vergasung	Kohle	93,7	55,3	60	4,0
Kohlekraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung	Kohle+Holz	70,28	68	68	4,0
Ölkraftwerk	HEL	78,6	83,1	55,1	1,0
Ölkraftwerk	HS	73,6	64,7	45,2	1,0
Heizwerk	Müll	20,7	14,7	103,7	3,0
Heizwerk	Kohle	93,7	221,7	106,2	5,6
Heizwerk	Gas	55,6	0,5	33,1	0,5

HEL: Extra-leichtes Heizöl

HS: Schweres Heizöl

### **4.1.3 Modellierung des Energieversorgungssektors**

#### **4.1.3.1 Modellstruktur des Energieversorgungssektors**

##### **Abbildung der Energieversorgungsanlagen**

Die Abbildung des Kernenergieausstiegs im Modell erfolgt durch Vorgabe der kumulierten Produktionsmenge von 587 TWh<sub>el</sub> (Reststrommenge nach der „Kernenergieausstieg-Vereinbarung“ [BMU 2000a]). Diese Menge kann innerhalb des Planungszeitraumes, bei Berücksichtigung der Lebensdauer der Anlagen, beliebig zwischen den Kernkraftwerken in Baden-Württemberg aufgeteilt werden.

Zur detaillierten Analyse der Auswirkungen einer Anlagenstilllegung werden Großanlagen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen (>100 MW<sub>el</sub>) nach Standorten differenziert, während kleinere Anlagen nach Anlagentypen zu Kraftwerksklassen und Standorten zusammengefasst sind. Die Daten beruhen u.a. auf Statistiken des Verbands der Elektrizitätswirtschaft [VDEW 2000] sowie Geschäftsberichten unterschiedlicher Energieversorgungsunternehmen.

Wasserkraftanlagen werden in Groß- und Kleinanlagen sowie Pumpspeicher beziehungsweise Speicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss unterschieden. Windkraft spielt in Baden-Württemberg im Vergleich zu küstennahen Bundesländern nur eine geringe Rolle, was vor allem durch die schlechten Windverhältnisse begründet ist. Bei der Analyse der Windkraftnutzung erfolgt eine Differenzierung der Standorte nach gleichen mittleren Windgeschwindigkeiten (Geschwindigkeitsklassen schwach ( $\leq 4,5$  m/s), mittel (4,5 – 6,5 m/s) und stark ( $\geq 6,5$  m/s)).

##### **Fernwärmeversorgung**

Da bei Kraftwerken, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, Elektrizität und Wärme erzeugt wird, ist es erforderlich, den Fernwärmemarkt ebenfalls in das Modellsystem zu integrieren.

##### **Modellstruktur**

Im folgenden soll die Modellstruktur des Energieversorgungssektors kurz umrissen werden (vgl. Abbildung 8). Die Energieträger fließen als Importflüsse zu den unterschiedlichen Kraftwerken. Die in den Kraftwerken erzeugten Strom- und Wärmeflüsse werden in ihre jeweiligen Netze eingespeist und zu den unterschiedlichen Verbrauchern weiterverteilt.



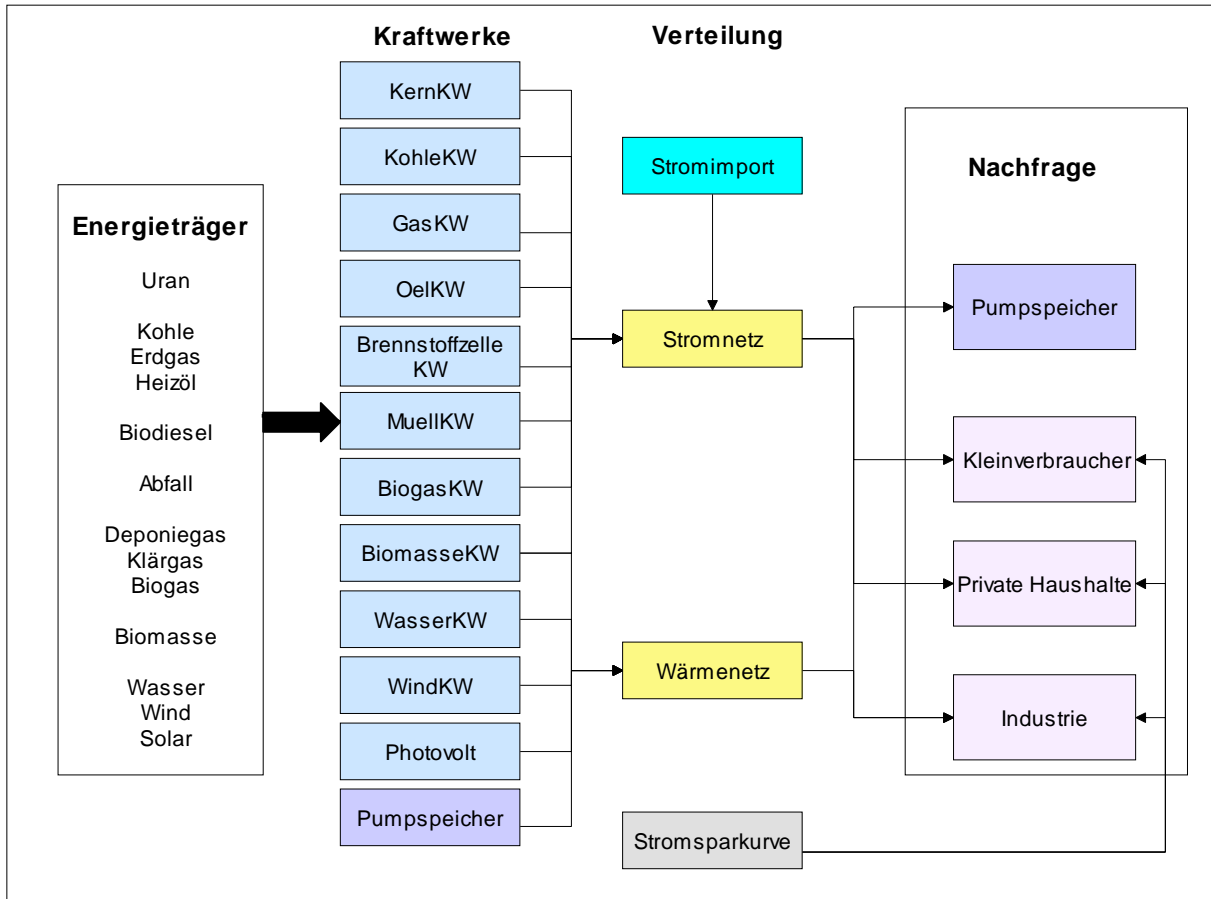


Abbildung 8: Strom- und Wärmenetz im Modell PERSEUS-BW

#### 4.1.3.2 Exogene Modellvorgaben im Energieversorgungssektor

##### Preisentwicklung der fossilen Energieträger

Neben der Energienachfrage ist die Preisentwicklung der Energieträger ein wichtiger Parameter für die Entwicklung des Kraftwerkparcs. Die Preise der unterschiedlichen fossilen Brennstoffe sind aus [Prognos 2000] entnommen. Tabelle 18 gibt einen Überblick über die Entwicklung der wichtigsten Energieträgerpreise in den unterschiedlichen Sektoren.

Tabelle 18: Preisentwicklung der fossilen Brennstoffe [Cent/kWh] in den berücksichtigten Sektoren [Prognos 2000]

Brennstoff	Bezieher	2000	2005	2010	2015	2020
Erdgas	Kraftwerke / Industrie	1,04	0,98	1,04	1,15	1,28
	Haushalte	3,20	3,34	3,73	4,22	4,96
Heizöl schwer	Kraftwerke / Industrie	0,78	0,84	0,85	0,89	0,96
	Haushalte	2,29	2,70	2,96	3,41	4,15
Heizöl leicht	Kraftwerke / Industrie	1,55	1,78	1,79	1,88	2,02
	Haushalte	2,29	2,70	2,96	3,41	4,15
Benzin		6,62	6,71	6,80	7,14	7,14
Diesel		4,83	4,99	5,03	5,15	5,40
Steinkohle	Kraftwerke / Industrie	0,55	0,57	0,57	0,57	0,56
	Haushalte	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85
Uran	Kraftwerke	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39

### Entwicklung der Stromnachfrage

Die Energienachfrage wird im Modell auf Basis der Nachfragemenge und der Nachfrageganglinie modelliert. Die Gesamtnachfrage und der Lastverlauf werden in folgende Gruppen differenziert: Sondervertragskunden, Privathaushalte und Kleinverbraucher (Tarifkunden) für die Stromnachfrage [VDEW 1985], [Fritsche 1993] sowie Privathaushalte, Kleinverbraucher und Industrie für die Fernwärmenachfrage [AGFW 1998].

Die einzelnen Jahre des Analysezeitraumes [2000-2020] werden zur Abbildung von Nachfrageschwankungen in repräsentative Zeitintervalle unterteilt. Zur Modellierung saisonabhängiger Variationen wird zwischen den Jahreszeiten Sommer (April bis Oktober) und Winter (November bis März) unterschieden. Die Lastverläufe innerhalb dieser Jahreszeiten werden durch jeweils einen typischen Tag modelliert. Ergänzend wird zur Abbildung von Lastspitzen ein sogenannter Max-Tag als der Tag mit maximaler Netzbelastung in das Modell integriert. Die Einteilung der Tage in 8 Intervalle zur Nachbildung der Lastkurven orientiert sich am zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage in der zu analysierenden Region. Die Lastkurve und deren Nachbildung ist beispielhaft für einen Wintertag für Privathaushalte in Abbildung 9 dargestellt.

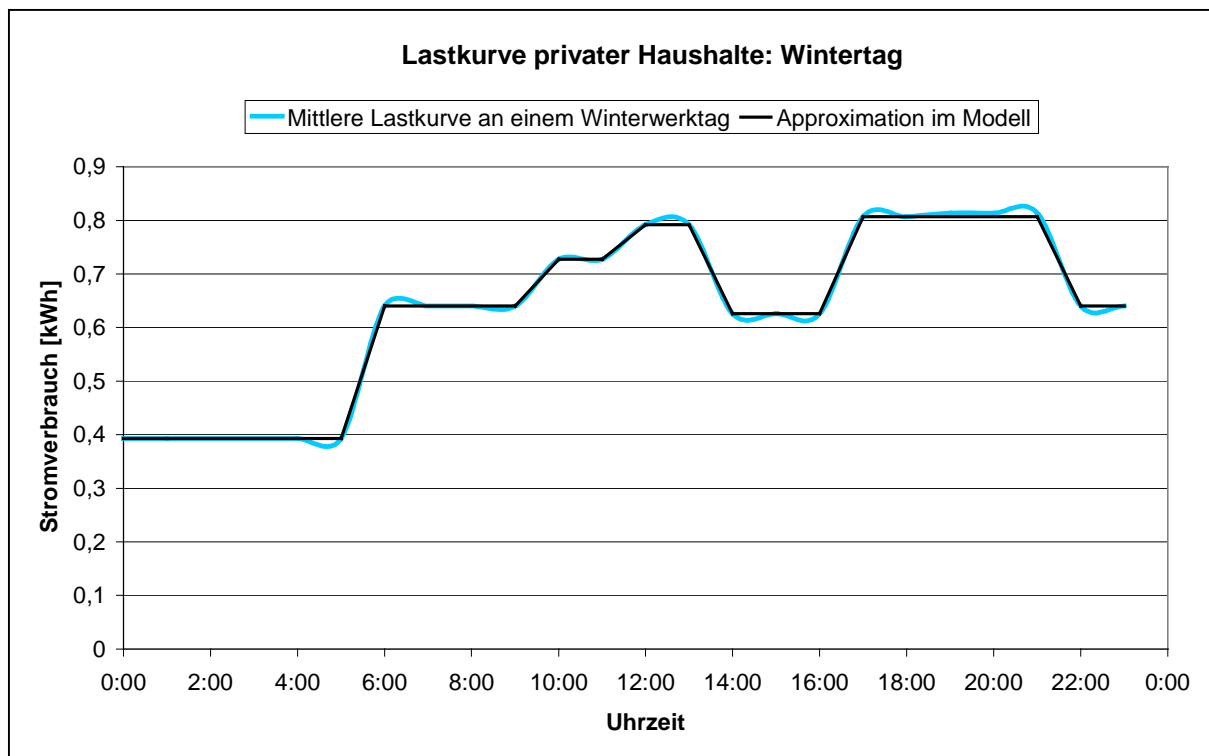


Abbildung 9: Lastkurve für einen privaten Haushalt an einem typischen Winterwerktag

Für die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage wird der in [Prognos 2000] dargestellte Wachstumspfad unterstellt (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 19: Stromnachfrage nach Verbraucherkategorie im Baden-Württemberg [VDEW 2000], [Prognos 2000]

Jahr	2000	2005	2010	2015	2020
Sondervertragskunden [TWh]	24,7	25,8	26,9	27,9	28,9
Privathaushalte [TWh]	18,0	18,0	18,0	18,1	18,2
Kleinverbraucher [TWh]	18,8	19,6	20,3	21,1	21,8

### Entwicklung der Fernwärmenachfrage

Die Fernwärmenachfrage wird ebenfalls in drei Hauptverbraucher unterteilt: Industrie, Privathaushalte und Kleinverbraucher. Die Entwicklung dieser Nachfrage ist für Kleinverbraucher in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Entwicklung der Fernwärmenachfrage im Kleinverbrauchersektor [Nitsch et. al. 2001]

Nachfrage	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020
Kleinverbraucher	PJ	10,4	8,1	7,6	6,7	5,8

Für den Haushalts- und Industriesektor wird die Fernwärme als Anteil am gesamten Prozesswärme- bzw. Warmwasserbedarf in diesem Sektor berücksichtigt (vgl. Kapitel 4.2 bzw. 4.3).

#### 4.1.4 Exkurs: CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung

Eine Alternative zur CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion ist die Abscheidung, der anschließende Transport und schließlich die Speicherung/Endlagerung dieses Gases an geeigneten Standorten. Die vielversprechendsten Abscheidetechnologien sind:

**Absorptionsverfahren:** Unter Absorption versteht man die Anlagerung eines gasförmigen Stoffes an eine Flüssigkeit. Absorptionsverfahren sind industriell erprobte und die am weitesten verbreiteten Techniken zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung. Mit ihnen können hohe Reinheiten und Abtrenngrade erreicht werden. Für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus einem Kraftwerksprozess kommen wegen der großen Mengen und des damit verbundenen hohen Waschmittelverbrauchs aber nur regenerative Prozesse in Betracht. Hierbei wird das CO<sub>2</sub> reversibel, chemisch oder physikalisch an das Absorptionsmittel gebunden. Anschließend wird es mit geeigneten Verfahren wieder freigesetzt und das regenerierte Absorptionsmittel kann zur erneuten CO<sub>2</sub> Aufnahme eingesetzt werden.

**Adsorptionsverfahren:** Unter Adsorption versteht man die Anlagerung und Bindung bestimmter Komponenten aus Gasgemischen (Flüssigkeitsgemischen) an der Oberfläche poröser grenzflächenaktiver Feststoffe. Als Adsorptionsmittel kommen Aktivkohle, Aktivkoks, Kohlenstoffmolekularsieve, Kieselgel, Aluminiumoxidgell oder Zeolith – Molekularsieve zum Einsatz. Die Regeneration des Absorptionsmittels erfolgt je nach Verfahren durch Temperaturerhöhung (Temperaturwechseladsorption) oder Druckabsenkung (Druckwechseladsorption). Es sind schon verschiedentlich Labor- und Demonstrationsanlagen verwirklicht worden, mit CO<sub>2</sub> Abtrenngraden zwischen 60 und 90 % bei Adsorptionsdrücken von 1 bis 21 bar und hohen Produktreinheiten. Über einen großtechnischen Einsatz von Adsorptionsverfahren zur CO<sub>2</sub> Abtrennung finden sich in der Literatur keine Angaben.

**Membranverfahren:** Die Membran dient als selektive Barriere zwischen zwei Phasen, indem die unterschiedlichen spezifischen Membranpermeabilitäten der zu trennenden Gase ausgenutzt werden. Es können nur bestimmte Gasmoleküle passieren, so dass Gase angereichert werden können. Man unterscheidet zwischen Polymer- und Keramik- bzw. Hybridmembranen.

Membranen werden in der petrochemischen Industrie zur Trennung von H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-Gemischen oder auch zur Trennung von Gasgemischen aus CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> verwendet.

**Kältetechnische Verfahren:** CO<sub>2</sub> kann physikalisch durch Auskondensieren, Sublimieren oder Destillieren aus einem Gasgemisch getrennt werden, wenn die anderen Gase entweder nicht kondensierbar sind bzw. deren Kondensations- und Sublimationstemperaturen unter denen von CO<sub>2</sub> liegen. Um einen CO<sub>2</sub>-Abtrenngrad von 90 % bei Synthesegasen zu erreichen, sind bei der Abtrennung durch direktes Kondensieren hohe Drücke und niedrige Temperaturen notwendig. Bei -56 °C sind mindestens 88 bar und bei 0 °C mindestens 592 bar erforderlich. Bei Temperaturen unter der Tripelpunkttemperatur von -56,6°C sublimiert CO<sub>2</sub>. Hier sind jedoch nur mäßige Drücke notwendig, um einen 90 %-igen Abtrenngrad zu erreichen. Bei -70°C wären das 33,6 bar und bei -57°C 88,2 bar. Technisch ist aber das Ausfrieren von CO<sub>2</sub> noch nicht ausgereift.

Die Kosten für die Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus dem Verbrennungsprozess betragen je nach Verfahren zwischen 10 und 50 Euro/t CO<sub>2</sub>.

## **Transport**

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgas erfordert den Transport des Gases bis zum Speicherungsstandort, außer wenn der Produktionsort in unmittelbarer Nähe zu einem Speicher-Aquifer oder einem entleerten Erdgasfeld liegt. Ein konventionelles Gaskraftwerk von 1000 MW emittiert jährlich ca. 3 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, was in flüssiger Form einer Menge von 3 Millionen m<sup>3</sup> pro Jahr entspricht. Der Transport einer solchen Menge ist über Schienen- oder Straßenverkehr nicht sinnvoll, außer in Ausnahmefällen bei kleineren Feuerungsanlagen und über kurze Strecken. Eine wirtschaftlich machbare Lösung ist die Nutzung von Pipelines [Skovholt 1993]. Generell erfordert ein effizienter CO<sub>2</sub>-Transport eine hohe Dichte des transportierten Mediums, deshalb ist nur der Transport von überkritischem CO<sub>2</sub> geeignet. Das Pipelinesystem besteht aus folgenden Hauptelementen: CO<sub>2</sub>-Komprimierung vom atmosphärischen Druck bis auf ca. 110 bar, Pumpstationen (mit Kühlsystemen alle 250 km), Sicherheitsventilen und Korrosionskontrollpunkten. Die Kosten für die Kompression vom atmosphärischen Druck auf einen Transportdruck von 80 bar, belaufen sich bei einer jährlichen CO<sub>2</sub> - Menge zwischen 1 Mt und 4 Mt auf ungefähr 7 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Wird auf 120 bar verdichtet, erhöhen sich die Kosten nochmals um ca. 10 %. Die Pipelinedurchmesser liegen zwischen 400 und 1600 mm. Die Kosten je Meter (+/- 40 %) variieren zwischen 450 und 4600 Euro [Göttlicher 1999]. Die Kosten für den Transport über eine Strecke von 100 km bewegen sich zwischen 6 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> für eine jährliche CO<sub>2</sub> - Menge von 1 Mt und 2,5 Euro pro Tonne bei einer jährlichen Menge von 4 Mt.

## **Speichermöglichkeiten in Baden-Württemberg**

Im baden-württembergischen Teil des nördlichen Oberrheingraben zwischen Karlsruhe und Mannheim und des südlichen Oberrheingraben zwischen Karlsruhe und Basel gibt es verschiedene Gesteinsformationen, sogenannte tiefe saline Aquifere, deren Speicher-

kapazitäten aber derart gering sind, dass eine wirtschaftliche CO<sub>2</sub>-Speicherung nicht möglich ist. Auch die Volumina mehrerer entleerter Erdöl- und Erdgasfelder im Oberrheingraben sind so gering, dass sie für eine CO<sub>2</sub> Speicherung nicht in Frage kommen. Im schwäbischen Teil des Molassebeckens der Schwäbischen Alb sind mehrere Sedimentschichten als saline Aquifere ausgebildet, deren Parameter gute Speichereigenschaften versprechen. Die grundwasserleitenden Schichten des mittleren und oberen Weißen Jura könnten auch ein geeigneter Speicherstandort sein. Im Untersuchungsgebiet besteht auch die Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung in der entleerten Erdöllagerstätte Fronhofen–Illmensee, nordwestlich von Ravensburg. Zur Zeit wird diese Lagerstätte als Erdgasspeicher genutzt. Im folgenden soll die Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Erdöllagerstätte Fronhofen–Illmensee beispielhaft vorgestellt werden [Geyer et al. 1991], [Sauer 1981], [Villinger et al. 1985].

Für den CO<sub>2</sub> - Transport können Pipelines entlang schon bestehender Trassen gebaut werden. Damit können Kosten für die Erschließung und Genehmigungsverfahren eingespart werden. Alle in Abbildung 10 aufgeführten Kraftwerksstandorte liegen in der Nähe einer schon bestehenden Pipelinetrasse. Die Entfernungen von den Kraftwerken zum Speicher Fronhofen–Illmensee entlang den Pipelinetrassen sind in Abbildung 10 dargestellt:

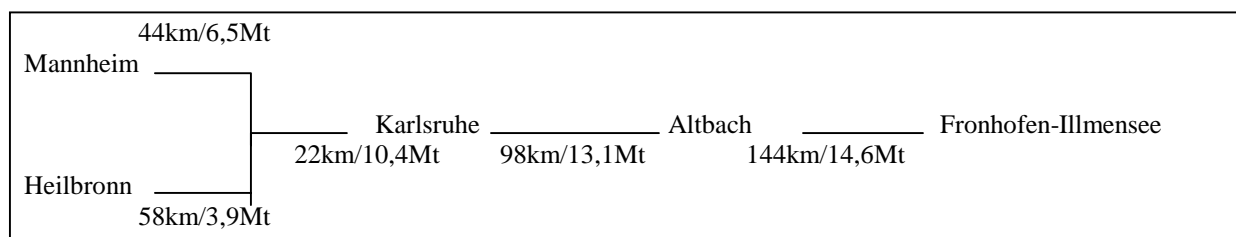


Abbildung 10: Pipelinetrassendaten am Beispiel des CO<sub>2</sub>-Speichers in Fronhofen–Illmensee

Bei einer Strömungsgeschwindigkeit von 1,5 m/s kann eine Pipeline mit 0,75 m Durchmesser (max. Kapazität 18 Mt) die ganze CO<sub>2</sub>-Fracht aus den größten baden–württembergischen Kraftwerken befördern. Die Baukosten für eine solche Pipeline betragen zwischen 65 und 90 Millionen Euro pro 100 km. Bei einer Transportmenge von 4 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr und 15 Jahren Betriebszeit betragen die Transportkosten ca. 2,7 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Die Kosten für die Einspeisung liegen bei einer Betriebszeit von 25 Jahren zwischen 1,5 (1000 m Tiefe) und 6 Euro (3500 m Tiefe) pro Tonne CO<sub>2</sub>. Diese CO<sub>2</sub>-Minderungsoption könnte eine Alternative für die Zukunft werden.

## 4.2 Raumwärme- und Warmwasserversorgung in privaten Haushalten und bei Kleinverbrauchern

### 4.2.1 Private Haushalte und Kleinverbraucher

#### 4.2.1.1 Private Haushalte in Baden-Württemberg

Mehr als 30 % des Endenergiebedarfs in Baden-Württemberg wird für das Beheizen von Gebäuden benötigt. Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeitraum 1990-1998 zeigt im Bereich privater Haushalte einen Anstieg um ca. 6 %. Ursache hierfür ist vor allem der Zuwachs an beheiztem Gebäudevolumen. Die Gesamtwohnfläche in Baden-Württemberg betrug im Jahr 2000 ca. 400 Mio. m<sup>2</sup>. Der Bestand an Wohngebäude in Baden-Württemberg ist in Tabelle 21 für das Jahr 2000 dargestellt. [StaLa 2001]. Der heutige durchschnittliche Energieverbrauch liegt zwischen 70 und 100 kWh/(m<sup>2</sup>·a). Die Einführung der Energiesparverordnung (siehe Kapitel 2.3.4) führt zu einem durchschnittlichen zulässigen Wärmebedarf von ca. 80 kWh/(m<sup>2</sup>·a). Bei Nichtwohngebäuden (Gewerbe, Kleinverbraucher) ist der Dämmungszustand kaum bekannt.

Tabelle 21: Bestand an Wohngebäuden am 31.12.2000 in Baden-Württemberg nach Anzahl der Wohnungen [StaLa 2001]

<b>Wohngebäude</b>					
<b>Gesamt</b>		<b>davon</b>			
		<b>Mit 1 oder 2 Wohnungen</b>		<b>Mit 3 oder mehr Wohnungen</b>	
<b>Wohnfläche</b>	<b>Wohnungen</b>	<b>Wohnfläche</b>	<b>Wohnungen</b>	<b>Wohnfläche</b>	<b>Wohnungen</b>
<b>100 m<sup>2</sup></b>	<b>Anzahl</b>	<b>100 m<sup>2</sup></b>	<b>Anzahl</b>	<b>100 m<sup>2</sup></b>	<b>Anzahl</b>
4.139.008	4.593.606	2.497.441	2.317.928	1.641.567	2.275.678

Im Rahmen des Klimaschutzes eröffnet die Energieversorgung des Gebäudebereichs wesentliche Einsparpotenziale. Mit einem Anteil von 46 % bzw. 36 % sind Heizöl bzw. Erdgas die Hauptenergiequellen für die Heizungen im Haushaltsektor. Die Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Baden-Württemberg im Jahr 1999 ist in Abbildung 11 dargestellt. Der gesamte Brennstoff- und Fernwärmeverbrauch zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung lag 1999 bei ca. 300 PJ [WiMi BW 2001].

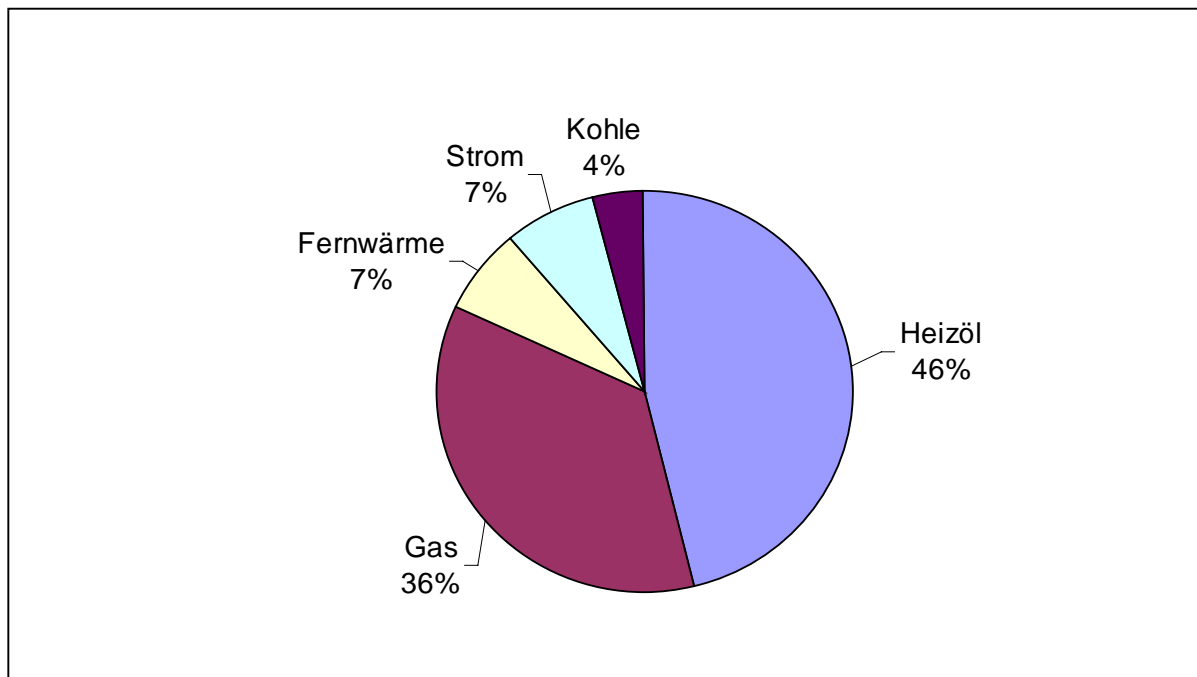


Abbildung 11: Beheizungsstruktur des Wohnbestandes nach Energieträger in Baden-Württemberg im Jahr 1999 [WiMi BW 2001]

Die Struktur der Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg mit einer Kapazität kleiner als 100 kW im Jahr 2000 ist in Tabelle 22 dargestellt.



Tabelle 22: Feuerungsanlagen mit einer Kapazität kleiner als 100 kW im Jahr 2000 nach Feuerungstyp [LIV 2001]

Anlagentyp	Leistung		
	11-25 kW	25-50 kW	50-100 kW
Ölfeuerungsanlagen mit Verdampfungsbrennern	8066	-	-
Ölfeuerungsanlagen mit Zerstäubungsbrennern	308763	545477	97069
Gasfeuerungsanlagen mit Brennern ohne Gebläse	351220	95127	27711
Gasfeuerungsanlagen mit Brennern mit Gebläse	16279	34555	17735
Raumluftunabhängige Gasfeuerstätten	33468	1565	216

Aktuelle Daten zum Dämmungsstand der bestehenden Gebäude stehen nicht zur Verfügung. In [StaLa 1996] sind Daten (Stand 1993) zur Anzahl der Gebäude mit durchgeführten bau- und wohntechnischen Veränderungen angegeben. Es wurde angenommen, dass der Dämmungsbestand einem maximalen Heizwärmebedarf von ca. 0,56 GJ/(m<sup>2</sup>·a) (ca. 155 kWh/(m<sup>2</sup>·a)) in Einfamilienhäusern und 0,45 GJ/(m<sup>2</sup>·a) (ca. 125 kWh/(m<sup>2</sup>·a)) in Mehrfamilienhäusern entspricht.

#### 4.2.1.2 Kleinverbraucher in Baden-Württemberg

Der Kleinverbrauchersektor ist sehr heterogen. 50 % des Endenergiebedarfs der Kleinverbraucher (auch eingestuft als „Gewerbe, Handel, Dienstleistung“) wird zur Deckung des Heizwärmebedarfs genutzt. Der gesamte Brennstoff- und Fernwärmeverbrauch zur Warmwasser-, Raumwärme- und Prozesswärmeerzeugung lag im Jahr 1999 bei ca. 160 PJ.

#### 4.2.2 Investitionsalternativen im Haushalts- und Kleinverbrauchersektor

Emissionsminderungsoptionen im Haushaltssektor bestehen in der Auswahl der Heizungstechnologien und in der Dämmungsverbesserung innerhalb oder außerhalb des Renovierungsprozesses. Diese beiden Optionen werden im Folgenden detaillierter vorgestellt.

#### 4.2.2.1 Raumwärme und Warmwasserversorgungsanlagen im Haushaltssektor

Durch die Verwendung verbesserter Verbrennungstechniken ist es möglich die Effizienz der Raumwärmeversorgungsanlagen zu verbessern. Wesentliche technische Lösungen sind der Einsatz von atmosphärischen Kesseln oder Brennwertkesseln. Erneuerbare Energiequellen werden im Rahmen dieser Studie auch berücksichtigt, insbesondere die Nutzung von Biomasse, Solaranlagen, Wärmepumpen oder Brennstoffzellen. Technische, wirtschaftliche und umweltrelevante Daten zu Zukunftsoptionen in der Raumwärme- und Warmwasserversorgung bei privaten Haushalten sind der Datenbank GEMIS [Fritsche et al. 1999] entnommen (vgl. Tabelle 23). Die Nutzungsdauer der Anlagen liegt zwischen 15 und 20 Jahren.

Tabelle 23: Technische, wirtschaftliche und umweltrelevante Charakteristik der relevanten Heizungsoptionen

Beschreibung	Input	Netto- wir- kungs- grad	Investi- tion	Leis- tungs- kosten	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	CH <sub>4</sub>
			Euro/kW	Euro/kW	kt/PJ	t/PJ	t/PJ	t/PJ	t/PJ
Zentrale Gasheizung (atmosphärisch)	Erdgas	0,85	460,2	19,4	55,2	22,4	0,4	0,3	1,1
Gasbrennwertkessel	Erdgas	0,97	690,2	24,0	55,2	25,8	0,4	0,4	1,0
Etagengasheizung (atmosphärisch)	Erdgas	0,85	409,0	20,5	55,2	22,4	0,4	0,4	1,4
Gasheizung(Gebläse)	Erdgas	0,85	511,3	20,5	55,2	22,4	0,4	0,3	1,1
Ölkessel (atmosphärisch)	Heizöl	0,85	562,4	21,5	74,4	23,0	77,4	0,6	0,1
Ölkessel (Raketenbrenner)	Heizöl	0,85	639,1	23,0	76,7	20,7	79,8	0,6	0,0
Steinkohlezentralheizung	Briketts	0,65	511,3	20,5	96,4	55,9	558,5	10,5	307,1
Braunkohlezentral- heizung	Briketts	0,65	511,3	20,5	98,3	78,7	75,8	4,8	91,2
Steinkohlekoksheizung	Koks	0,65	511,3	20,5	92,5	61,3	514,7	0,8	4,1
Flüssiggasheizung (atmosphärisch)	LPG	0,85	460,2	19,4	63,6	22,3	0,0	1,0	5,0
Elektrische Nachtspeicherheizung	Strom	0,99	767,0	0,0					
Wärmepumpe (Erdreich)	Strom	4,3	1191,0	28,5					
Wärmepumpe (Luft)	Strom	3,8	1026,0	28,5					
Wärmepumpe (Wasser)	Strom	5	1216,0	28,5					
Biogasheizung	Biogas	0,85	460,2	19,4		24,4	29,3	1,1	5,5
Strohheizung	Stroh	0,65	818,1	30,7		102,9	71,4	7,0	102,9
Chinagraskessel	China- gras	0,85	485,8	12,8		59,8	19,0	10,0	2,0
Holzzentralheizung	Holz	0,8	690,2	15,3		102,9	55,3	10,4	103,9

Als weitere Option für Neubauten ist die Nahwärmeversorgung von großer Bedeutung für die Versorgung von Siedlungen oder Mehrfamilienhäusern. Die unterschiedlichen Technologien sind [Nast 1995] und [Neuffer et al. 2001] entnommen worden.

Für die Warmwasseraufbereitung besteht die Möglichkeit, Einzelgeräte zu nutzen. Emissionsminderungsoptionen für die Warmwasseraufbereitung liegen vorwiegend in der Effizienzsteigerung der Warmwasseraufbereitungsanlagen (Verbesserung der Brennertechnik) und Verhaltensmaßnahmen zur Energieverbrauchssenkung. Die Daten zu den Optionen sind in Tabelle 24 dargestellt. Bei Zubauoptionen werden mit Heizöl oder Kohle betriebene Einzelgeräte vernachlässigt. Ihr Anteil im Jahr 1993 war jeweils kleiner als 9 % [StaLa 1996]. Die Nutzungsdauer der Anlagen liegt wiederum bei 20 Jahren.

Tabelle 24: Einzelgeräte zur Warmwasseraufbereitung bei privaten Haushalten

Beschreibung	Netto- wirkungsgrad	Investition	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	CH <sub>4</sub>
		Euro/kW	kt/PJ	t/PJ	t/PJ	t/PJ	t/PJ
Erdgas-einzelgerät	0,9	760	55,1	22,4	0,43	1,1	5,6
Elektrisches Einzelgerät	0,95	230	-	-	-	-	-

#### 4.2.2.2 Dämmmaßnahmen im Haushaltssektor

Die Gebäudeinstandhaltung und die energiebewusste Modernisierung sind wichtige Energieverbrauchs- und Emissionsminderungsoptionen. Aufgrund des geringen Neubaubedarfs im Vergleich zum Altbaubestand liegt das wichtigste Potential zur Energieeinsparung in den Altbauten. Die bedeutendste Maßnahme ist die Wärmedämmung von Wänden, Decken und Dächern und der Einsatz von Zweischeiben-Wärmeschutzverglasung. Weitere Einsparmöglichkeiten liegen in der Effizienzverbesserung bei der Lüftung (Steuerung, Ausstopfen von undichten Stellen, usw.) oder den Verhaltensänderungen der Bewohner (Verringerung der Raumtemperatur, angepasste Lüftung, usw.).

Durch Sanierungsmaßnahmen am Baubestand und den Einsatz effizienterer Dämmmaßnahmen im Neubau ist es möglich, den Energiebedarf der privaten Haushalte und Kleinverbraucher zu mindern. Die Sanierungseffizienz, d.h. die Verbesserung des Wärmeleistungsbedarfs je Sanierungsfall, hängt vom Gebäudealter (Ausgangsniveau des unsanierten Gebäudes), vom Umfang der Sanierungsmaßnahmen und vom Zeitpunkt der Sanierung ab [Prognos 2000]. Die Charakteristika der einfachsten und effizientesten Dämmmaßnahmen innerhalb oder außerhalb des Renovationszyklus (Heizenergiebedarf je nach Dämmung und Kosten der Maßnahme) sind in Tabelle 25 dargestellt. Weitere Dämmmaßnahmen ordnen sich zwischen diesen beiden Extremen ein.

Tabelle 25: Leistung und Kosten der einfachsten und effizientesten Dämmmaßnahmen [nach Absprache mit dem Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe]

Dämmung			Alte EFH	Neue EFH	Alte MFH	Neue MFH
Einfachste Dämmmaßnahme	Leistung GJ/m <sup>2</sup>		0,492	0,294	0,395	0,273
	Kosten Euro/GJ	1	12,1	1,7	7,2	1,9
		2	30,8	-	18,6	-
Effizienteste Dämmmaßnahme	Leistung GJ/m <sup>2</sup>		0,212	0,212	0,175	0,205
	Kosten Euro/GJ	1	115,7	46,7	64,2	45,3
		2	273,7	-	161,1	-

EFH: Ein-/Zweifamilienhaus  
MFH: Mehrfamilienhaus

1: Innerhalb des Renovierungszyklus  
2: Außerhalb des Renovierungszyklus

Mit einem Heizwärmebedarf zwischen 30 und 70 kWh/(m<sup>2</sup> · a) sind Niedrigenergiehäuser im Neubaubereich eine sinnvolle Alternative, wobei die Mehrkosten ca. 2 bis 8 % der Baukosten entsprechen. Bei Passivhäusern liegt der Heizwärmebedarf zwischen 10 und 30 kWh/(m<sup>2</sup> · a), bei Nullenergiehäusern fast bei null. Diese beiden Varianten stehen schon zur Verfügung und werden mittel- bis langfristig aus wirtschaftlichen Gründen weiter eingesetzt [Nitsch et. al. 2001].

#### 4.2.2.3 Brennstoffeinsparung bei Kleinverbrauchern

Als Investitionsalternativen bei Kleinverbrauchern werden Brennstoffsparmaßnahmen berücksichtigt [Nitsch et. al. 2001]. Die Brennstoffeinsparkurve für Kleinverbraucher ist in Tabelle 26 dargestellt.

Tabelle 26: Brennstoffeinsparkurven für die privaten Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie im Energieversorgungssektor

	Trend: Effizienzsteigerung		Trend: Nachhaltigkeit	
	2010	2020	2010	2020
Einsparung [PJ]	3,2	8,1	6,8	17,1
Zusatzkosten [Mio. Euro]	45	140	100	320

## 4.2.3 Modellierung des Haushalts- und Kleinverbrauchersektors

### 4.2.3.1 Modellstruktur des Haushalts- und Kleinverbrauchersektors

Der Haushaltssektor untergliedert sich zum einen in alte und neue Gebäude und zum anderen in Ein-/Zweifamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser. Dabei gelten Wohngebäude, welche vor dem Jahr 1993 errichtet wurden, als alt. Diese Grenze ergibt sich aus den zur Verfügung stehenden Daten bezüglich detaillierter Statistiken zur Beheizungsstruktur in Baden-Württemberg.

Zusätzlich zur konventionellen Heizung und Warmwasseraufbereitungsanlagen werden Fern- und Nahwärmesysteme in der Untersuchung berücksichtigt. Auf der Basis der aktuellen Fernwärmeversorgungsstruktur des Landes Baden-Württemberg wurde angenommen, dass das aktuelle Fernwärmenetz nicht erweitert wird (vgl. Abbildung 12).

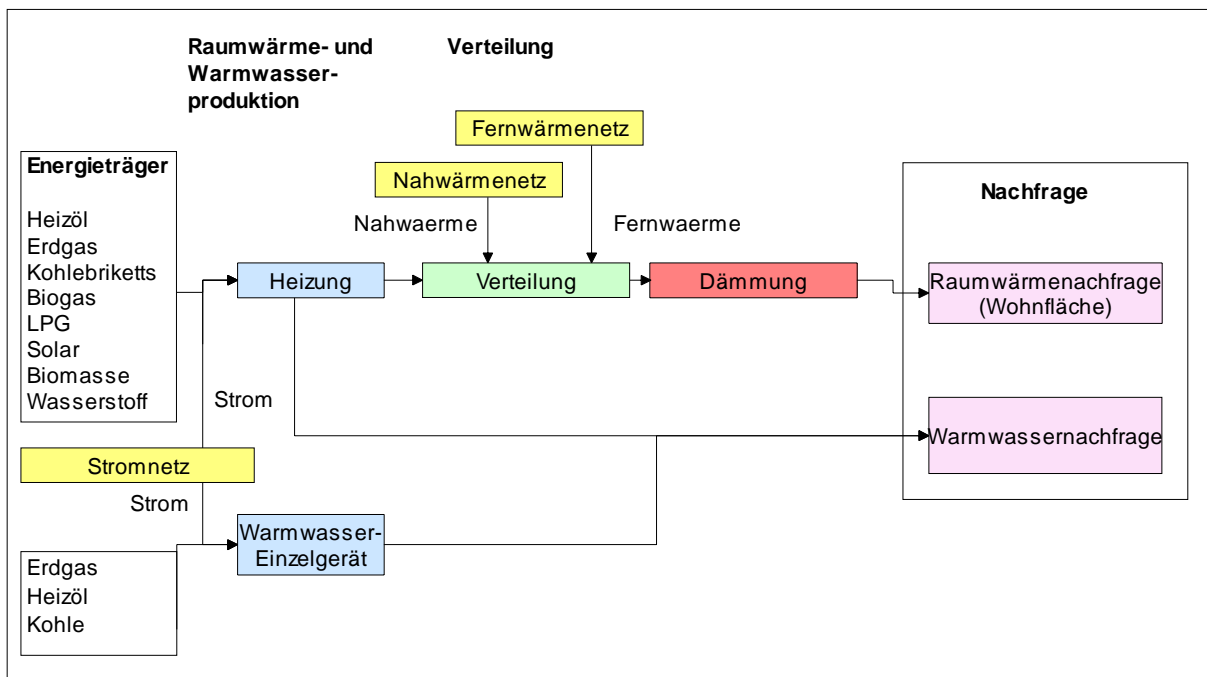


Abbildung 12: Modellierung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in den privaten Haushalten im Modell PERSEUS-BW

Bei Kleinverbrauchern wird nur der Brennstoffverbrauch und dessen Entwicklung mit dem Einsatz von Brennstoffsparmaßnahmen auf der Grundlage von [Nitsch et. al. 2001] berücksichtigt. Der Fernwärmeverbrauch wird im Energieversorgungssektor getrennt abgebildet (vgl. Kapitel 4.1).

#### 4.2.3.2 Exogene Modellvorgaben im Haushalts- und Kleinverbrauchersektor

##### Wohnfläche und Wohnflächenentwicklung

Zur Berechnung der Wohnungsflächenentwicklung ist der Bedarf für Wohnungsersatz- und Wohnungsneubau auf Grundlage von Statistiken des statistischen Landesamtes Baden-Württemberg berücksichtigt worden (vgl. Tabelle 27).

Tabelle 27: Wohnungsdefizit 1998 sowie Wohnungsneubaubedarf und -ersatzbedarf 1999 bis 2010 [StaLa 1996]

	<b>Absolutes Wohnungsdefizit</b>	<b>Wohnungsdefizit in % des Wohnungsbestandes 1998</b>
<b>Wohnungsdefizit Ende 1998</b>	36516	0,8
<b>Wohnungsneubaubedarf 1999 bis 2010</b>	120507	2,6
<b>Wohnungsersatzbedarf 1999 bis 2010</b>	102391	2,2
<b>Wohnungsbedarf insgesamt 1999 bis 2010</b>	259414	5,6

Mit der Unterteilung in alte und neue Ein-/Zweifamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) ergibt sich die in Tabelle 28 dargestellte Wohnflächenentwicklung. Sie entspricht der „Nachfrage“ in diesem Sektor. Als Referenz wurde die Wohnfläche des Jahres 1993 angenommen. In diesem Jahr waren ca. 53 % der Wohnfläche dem Bereich EFH und ca. 47 % dem Bereich MFH zugeordnet. Der durchschnittliche jährliche Wohnungsbedarf von 1993 bis 2005 wird auf der Grundlage von [Walla et al. 1997] und nach 2005 mit Hilfe der Daten in Tabelle 27 berechnet. Mit diesen Werten kann die Fläche im Neubausektor geschätzt werden.

Tabelle 28: Wohnflächenentwicklung in Baden-Württemberg ([StaLa 2002d] und eigene Berechnung)

Gebäudekategorie		2000	2005	2010	2015	2020
alte EFH	100 m <sup>2</sup>	2.191.336	2.168.213	2.145.090	2.121.967	2.098.844
neue EFH	100 m <sup>2</sup>	309.341	423.266	537.191	651.116	765.041
alte MFH	100 m <sup>2</sup>	1.300.574	1.286.850	1.273.127	1.259.403	1.245.679
neue MFH	100 m <sup>2</sup>	340.993	408.608	476.224	543.839	611.454
<b>Summe</b>	<b>100 m<sup>2</sup></b>	<b>4.142.245</b>	<b>4.286.938</b>	<b>4.431.631</b>	<b>4.576.325</b>	<b>4.721.018</b>

Die Warmwassernachfrage wurde als proportional zur Wohnfläche approximiert. Sie kann durch Einzelgeräte oder Zentralheizungen befriedigt werden.

### Heizungsstruktur

Die verschiedenen Heizungstechniken werden in Block- bzw. Zentralheizungen, Etagenheizungen und Einzelgeräte zur Warmwasserversorgung unterschieden, um die Beheizungsstruktur im Modell abzubilden.

Die technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Parameter der unterschiedlichen Heizungsarten stammen aus der GEMIS-Datenbank [Fritsche et al. 1999]. Die Entwicklung des Anteils der Hauptenergieträger unterschiedlicher Heizungen ist nach [Prognos 2000] geschätzt worden. Ein Mindestanteil der wesentlichen Energieträger – Fernwärme, Heizöl, Erdgas, Braunkohle und Strom - wird im Modell jeweils für alte EFH, neue EFH, alte MFH und neue MFH vorgegeben.

### Dämmmaßnahmen

Als Sanierungshäufigkeit ist ein durchschnittlicher jährlicher Ersatz von rund einem zwanzigstel des Bestandes eines Jahres für alle Häuserkategorien gewählt worden. Dieser Wert ist auf der Grundlage von [Prognos 2000] bestimmt worden (vgl. Tabelle 29).

Tabelle 29: Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudealter (in % p.a.) [Prognos 2000]

Alter (Jahre)	EFH	MFH
0-5	0	0
6-10	0	0,1
11-15	0,1	0,7
16-20	0,2	1,2
21-25	0,2	1,2
26-30	0,2	1,3
31-35	0,4	1,3
36-40	1	1,2
41+	1	1,2

### Kleinverbraucher

Aufgrund der Heterogenität dieses Sektor ist der Aggregationsgrad bei der Abbildung im Modell hoch. Nur wenige Daten stehen zur Beheizungsstruktur zur Verfügung. Es sind lediglich der Brennstoffverbrauch, dessen Entwicklung und zwei Einsparkurven im Modell eingefügt, ohne einzelne Technologien zu berücksichtigen. In Tabelle 30 ist die Entwicklung des Brennstoffsverbrauchs für den Sektor Kleinverbraucher dargestellt. Dabei wird die autonome Effizienzverbesserung in diesem Sektor dadurch berücksichtigt, dass der Brennstoffverbrauch zwischen 2000 und 2020 abnimmt.

Tabelle 30: Entwicklung des Brennstoffsverbrauchs für Kleinverbraucher in Baden-Württemberg [WiMi BW 2000], [Nitsch et. al. 2001], [Schuler 2000]

Kleinverbraucher	2000	2005	2010	2015	2020
Brennstoffverbrauch [PJ]	149	139	127	119	111



## 4.3 Industrie

### 4.3.1 Der Industriesektor in Baden-Württemberg

Der Industriebereich bildet einen sehr heterogenen Bereich, bei dem die Energieverbräuche sehr unterschiedlich sind. Im Rahmen dieses Projektes sind einerseits industrielle Feuerungen zur Strom- und Wärmeerzeugung für den eigenen Bedarf, andererseits die in Baden-Württemberg existierende Raffinerie getrennt abgebildet worden.

#### 4.3.1.1 Industrielle Energiebereitstellung

Die Stromerzeugung der industriellen Eigenanlagen lag im Jahr 1999 bei 3051,5 GWh<sub>el</sub> in Baden-Württemberg. Die Stromerzeugung nach Energieträgern ist in Tabelle 31 dargestellt [VIK 2001]. Rund 96 % der produzierten Strommenge wird von den Industrieunternehmen selbst genutzt.

Tabelle 31: Stromerzeugung der industriellen Eigenanlagen (über 1000 kVA Nennleistung) in GWh 1999 [VIK 2001].

	Wasser- kraft- anlagen	Wärmeanlagen betrieben mit					Insgesamt
		Stein- kohle	Heizöl	Erdgas	Sonst. Gase	Sonst. Brennst.	
Stromerzeugung [GWh <sub>el</sub> ]	61,1	395,6	281,2	1304,8	557,7	431,1	3051,5

Abgesehen vom Strom sind Erdgas und Heizöl die Hauptenergieträger, wie Tabelle 32 verdeutlicht.

Tabelle 32: Energieverbrauch in der Industrie im Jahr 1998 [WiMi BW 2000]

	Kohle	Öle	Gase	Flüssig- gase	Fern- wärme	Sonstige	Strom (gesamt)	Summe
[PJ/a]	14,1	37,4	66,2	6,4	7,4	0,4	86,7	218,6
Anteil %	6,5%	17,1%	30,3%	2,9%	3,4%	0,2%	40%	100%

### 4.3.1.2 Raffinerien in Baden-Württemberg

Die Mineralölraffinerie Oberrhein (MiRO) in Karlsruhe ist Deutschlands größte Raffinerie und die einzige in Baden-Württemberg. Sie produziert ca. 16 Millionen Tonnen an Mineralölprodukten wie Benzin, Diesel, Heizöl, Propylen und Bitumen im Jahr. Die Energiebilanz der Raffinerie ist in Tabelle 33 dargestellt. Der Rohöleinsatz lag im Jahr 1998 bei ca. 637500 TJ, der Stromverbrauch bei Gewinnung und Umwandlung bei ca. 2030 TJ.

Tabelle 33: Energiebilanz der Raffinerie in Baden-Württemberg [WiMi BW 2000]

[TJ]	Rohbenzin	Ottokraftstoffe	Dieselmotorenstoffe	Flugturbinenkraftstoff	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Petrolkoks	andere Mineralölprodukte	Flüssiggas	Raffineriegas
<b>Produktion</b>	2.596	221.242	127.205	4.085	144.480	26.547	18.660	36.848	13.217	26.068
<b>Eigenverbrauch</b>					214	1.106	6.272		3.454	23.020

Die Kapazitäten der Verarbeitungsanlagen verteilen sich wie in Tabelle 34 dargestellt.

Tabelle 34: Kapazitäten der Verarbeitungsanlagen in der Raffinerie (2001) [Miro 2002]

Anlage	Tonnen Anlagendurchsatz pro Jahr
Rohöldestillationsanlagen	14,9 Mio.
Vakuumdestillationsanlagen	7,2 Mio.
Entschwefelungsanlagen:	
für Gasöle	10,8 Mio.
für Benzine	4,1 Mio.
Schwefelgewinnung (Clausanlagen)	132.000 Tonnen pro Jahr
Dampferzeugung	1.318 Tonnen pro Stunde
Stromerzeugung	75 MW

Die Produktion verteilt sich auf Benzin (5,5 Mio.t/Jahr), Mitteldestillate (leichtes Heizöl, Dieselkraftstoff, Düsentreibstoff) (6,5 Mio.t/Jahr), Schweres Heizöl (0,3 Mio.t/Jahr), Bitumen (0,8 Mio.t/Jahr), Petrolkoks / Kalzinat (0,4 Mio.t/Jahr), Propylen (0,3 Mio.t/Jahr). Die maximalen Jahresfrachten für die Schadstoffemissionen im Jahr 2002 sind für SO<sub>2</sub>: 9500 t, NO<sub>x</sub>: 2950 t, Staub: 200 t und CO: 550 t.

#### 4.3.2 Investitionsalternativen im Industriesektor

##### 4.3.2.1 Investitionsalternativen in der industriellen Energiebereitstellung

Die technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Daten der Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in der Industrie sind [IKARUS 2001], [Fritsche et al. 1999]), [Rentz et al. 2001] und [Frankfurt 1999] entnommen. Sie sind nach Energieträgern und Output (nur Strom, nur Wärme, Kopplung von Strom und Wärme) unterteilt. Die wesentlichen Prozesse sind in Tabelle 35 dargestellt. Die Nutzungsdauern der verschiedenen Technologien liegen zwischen 15 und 35 Jahren.

Tabelle 35: Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in der Industrie

Anlage	Energie-träger	Netto-wirkungsgrad (el.)	Investition	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
			Euro/kW	kt/PJ	t/PJ	t/PJ
Biomasse HKW mit Holzvergasung	Biomasse	0,35	3367	0	175	12
Heizöl HKW (Gegendruckturbine)	Heizöl	0,38	1282	93	49,2	78,9
Kohle HKW (Gegendruckturbine)	Steinkohle	0,29	1282	93	98,6	200
Gasturbine + Kessel	Erdgas	0,31	425	56	40,3	0,49
Gasturbine + Kessel	Erdgas	0,31	327	56	37,6	0,49
Industrielle GuD	Erdgas	0,38	922	56	37,6	0,49
ErdgasMHKW	Erdgas	0,34	476	54,8	78,1	0,5
HeizölMHKW	Heizöl	0,37	377	74,28	125,0	74,69

<b>Anlage</b>	<b>Energie-träger</b>	<b>Netto-wirkungsgrad (th.)</b>	<b>Investition</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>SO<sub>2</sub></b>
			<b>Euro/kW</b>	<b>kt/PJ</b>	<b>t/PJ</b>	<b>t/PJ</b>
Biomassekessel	Biomasse	0,93	307	0	175	12
Heizölkessel	Heizöl	0,91	153	73,6	49,3	86
Steinkohlekessel	Steinkohle	0,93	307	93,1	102	218
Erdgaskessel	Erdgas	0,94	153	55,6	37,6	0,5

#### 4.3.2.2 Investitionsalternativen in Raffinerien

Als Emissionsminderungsoptionen im Raffineriebereich wurden zwei Energiesparmaßnahmen definiert, die technische Verbesserungen und Energiesparmaßnahmen nachbilden (vgl. Tabelle 36).

Tabelle 36: Energiesparmaßnahmen für die Raffinerie

	<b>Potential [GJ/t Produkt]</b>	<b>Fixe Kosten [Euro/(Jahr·GJ eingespart)]</b>
<b>Maßnahme 1</b>	0,15	5,61
<b>Maßnahme 2</b>	0,15	18,71

#### 4.3.3 Modellierung des Industriesektors

##### 4.3.3.1 Modellstruktur des Industriesektors

Im Modell wird zwischen Heizwerken und Heizkraftwerken unterschieden. Ein Teil des Wärmebedarfs wird mit Fernwärme aus dem Energieversorgungssektor gedeckt. Die folgenden Energieträger wurden als Input berücksichtigt: Heizöl, Kohle, Erdgas, Biomasse und Biogas. Die Nachfrage unterteilt sich in Strom- und Wärmenachfrage (Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser) (vgl. Abbildung 13).

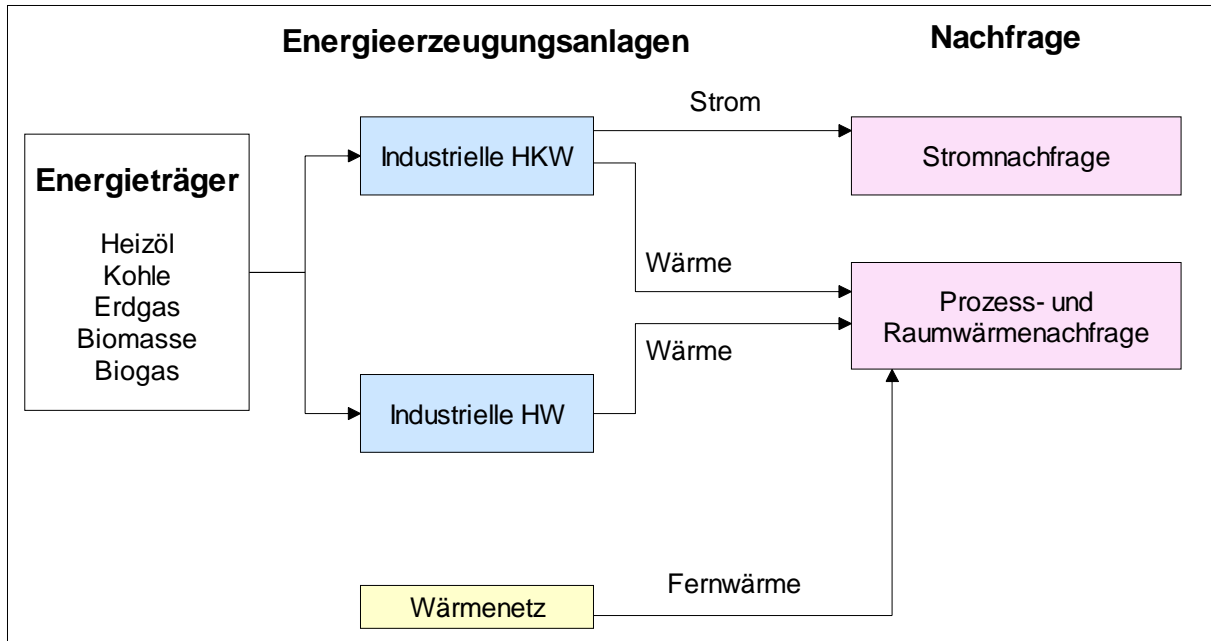


Abbildung 13: Modellierung der Stromproduktion zur eigenen Nutzung und der Wärmeversorgung im Industriesektor

Aufgrund ihrer besonderen Beiträge zu den Emissionen von Treibhausgasen und Schadstoffen sind Raffinerien im PERSEUS-BW-Modell gesondert abgebildet. Der Systeminput ist Rohöl, die gesamte Mineralölproduktion bildet den Systemoutput. Im Modell sind zwei Sparmaßnahmen abgebildet, die technischen Verbesserungen der Prozesse entsprechen. Das Prinzip der Modellierung ist in Abbildung 14 dargestellt.

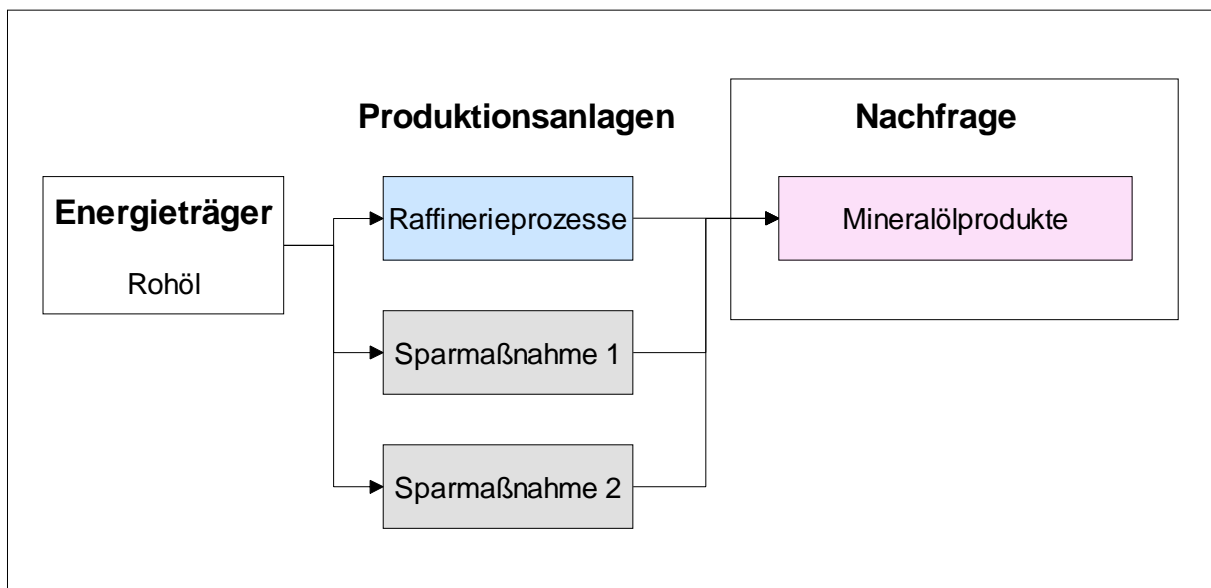


Abbildung 14: Modellierung der Raffinerien im Industriesektor

### 4.3.3.2 Exogene Modellvorgabe in der Industrie

#### Strom- und Wärmenachfrage in der Industrie

Im Modell ist unterstellt, dass die Strom- und Wärmenachfrage in der Industrie in den nächsten zwanzig Jahren steigen wird. Diese Entwicklung ist in Tabelle 37 dargestellt.

Tabelle 37: Entwicklung der Energienachfrage im Industriesektor

<b>Energienachfrage</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
Strom aus eigenen Anlagen [PJ]	12,7	13,2	13,8	14,3	14,9
Fernwärme [PJ]	7,4	7,5	7,6	8,1	8,8
Heiz- und Prozesswärme [PJ]	126,4	128,0	129,1	130,6	132,2

Die Emissionsminderungsoptionen im Industriebereich sind einerseits ein Brennstoffswitch und andererseits der Einsatz von effizienteren Technologien wie bspw. KWK-Anlagen. Die technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Parameter zur Beschreibung dieser Optionen sind [IKARUS 2001], [Fritsche et al. 1999], [Frankfurt 1999] entnommen. Des Weiteren sind im Modell Sterbelinien für bestehende Heizkraftwerke und Heizwerke sowie ein Mindestanteil für jeden Energieträger integriert.

#### Raffinerien

Auf der Grundlage der Prognose des Mineralölwirtschaftsverbands [MWV 2002] ist die Entwicklung des Erdölverbrauchs und der Produktion von Mineralölprodukten für Baden-Württemberg berechnet worden (vgl. Tabelle 38). Demnach wird bis zum Jahr 2015 die Mineralölproduktion um ca. 10 % zurückgehen und um weitere 6 % bis 2020.

Tabelle 38: Entwicklung der Mineralölproduktion in Baden-Württemberg

	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Mineralölproduktion [PJ]</b>	605	616	593	556	522

## **4.4 Personen- und Güterverkehr**

### **4.4.1 Verkehrssituation in Baden-Württemberg**

In den 90er Jahren fanden wichtige politische und wirtschaftliche Umwälzungen statt, wie zum Beispiel die Verwirklichung des EU-Binnenmarks und die Wiedervereinigung, die einen erheblichen Einfluss auf die Mobilität gehabt haben. Insbesondere der grenzüberschreitende Verkehr hat im Laufe der 90er Jahre stark an Bedeutung gewonnen. Hiervon ist das Land Baden-Württemberg mit seiner Grenze zu Frankreich und der Schweiz besonders betroffen.

#### **4.4.1.1 Personenverkehr in Baden-Württemberg**

Der Bereich des Personenverkehrs ist durch eine hohe Mobilität der Menschen und die Zunahme des Berufs- und Freizeitverkehrs charakterisiert [LfU 2000]. Der Verkehr trägt wesentlich zur Umweltbelastung und zum Ressourcenverbrauch bei und wird Prognosen zufolge weiter wachsen. Die meisten Emissionen entfallen auf den privaten Personenverkehr.

Im Jahr 2000 betrug der Dieselanteil bei Pkws ca. 16% in Baden-Württemberg, während die Ottomotoren ca. 84 % des Pkw-Bestandes ausmachten. Die Emissionswerte bestehender Pkw sind in Tabelle 39 dargestellt. Rund 85 % der Pkw sind mit Anlagen zur Schadstoffreduzierung ausgerüstet. Im Jahr 2000 lag die Krafträderanzahl bei etwa 502.590 in Baden-Württemberg (vgl. Tabelle 39).

Tabelle 39: Bestand an Personenkraftwagen in Baden-Württemberg nach Schadstoffgruppen (Juli 2000) [StaLa 2002c]

Pkw Ins- gesamt	Davon								
	Pkw mit Schadstoffreduzierung		Schadstoffarm nach US-Norm <sup>1)</sup>	davon				Alt-Pkw <sup>2)</sup>	
				schadstoffarm nach EU- Richtlinie <sup>3)</sup>					
		Euro 1   Euro 2   Euro 3   Euro 4							
1.000 Stück		%		1.000 Stück					
<b>Insgesamt</b>									
5.735,9	4.879,7	85,1	1.503,3	1.047,2	1.081,7	1.003,4	244,1	856,2	
<b>Ottomotor</b>									
4.791,8	4.077,1	85,1	1.348,7	874,9	764,8	844,7	244,0	714,7	
<b>Dieselmotor</b>									
944,1	802,6	85,0	154,6	172,3	316,9	158,7	0,1	141,5	
1) US-Norm (XXIII).									
2) Europa-Norm (XXV); bedingt schadstoffarm (XXIV); Pkw ohne Schadstoffminderung.									
3) Erläuterung der unterschiedlichen Normen in Kapitel 4.4.2.3									

Im öffentlichen Bereich verteilt sich der Personenverkehr auf die drei Verkehrsarten Schiene (Nah und Fernverkehr), Kraftomnibusse (9517 im Jahr 2000) und Straßenbahnen. Das Schienennetz wird überwiegend von der Deutschen Bahn AG betrieben. 1997 lag die Streckennetzlänge bei ca. 3820 km; 51 % davon sind elektrifiziert, auf der restlichen Strecke können nur mit Diesel betriebene Züge eingesetzt werden.

Die Verkehrsleistung in Personenkilometer (pkm) (Produkt aus Personenanzahl und Weg der transportierten Personen) wurde aus Daten für Deutschland abgeleitet [BMV 1998] (vgl. Tabelle 40).



Tabelle 40: Personenverkehrsleistung im Jahr 2000 in Baden-Württemberg nach Verkehrsbereich [BMV 1998], eigene Berechnungen

<b>Verkehrsbereich</b>	<b>[Mio. pkm]</b>
Pkw	102 302
Kraftrad	1 508
Bahn (Nahverkehr)	2 700
Bahn (Fernverkehr)	5 803
Straßenbahn	890
Bus	8 281
Luftverkehr	1 812
<b>Summe</b>	<b>123 296</b>

#### 4.4.1.2 Güterverkehr in Baden-Württemberg

Zwischen 1990 und 1998 ist die Güterverkehrsleistung insgesamt um 11,7 % und die der Lkw um 16 % in Baden-Württemberg gestiegen. Mit ca. 41000 Millionen tkm im Jahr 1998 ist der Straßenverkehr der Hauptverkehrsträger (vgl. Tabelle 41).

Tabelle 41: Verkehrsleistung des Güterverkehrs in Baden-Württemberg 1998 nach Verkehrsträgern [StaLa 2000]

<b>Verkehrsträger</b>	<b>Mio. tkm</b>	<b>%</b>
Straßenverkehr	41 197	73,3
Eisenbahn	7 644	13,6
Binnenschifffahrt	6 356	11,3
Rohöfnerleitungen	988	1,8
<b>Insgesamt</b>	<b>56 186</b>	<b>100</b>

Die Länge des Wasserstraßennetzes in Baden-Württemberg beträgt 523 km, ca. 350 km davon werden für die gewerbliche Güterschifffahrt genutzt (Bundeswasserstraßen auf dem Rhein, Neckar und Main, Landeswasserstraßen Basel - Rheinfelden - Rheinstetten - Neuburgweier). Der Luftverkehrsanteil ist marginal.

#### 4.4.1.3 Emissionsfaktoren im Verkehrssektor

Der Verkehrssektor ist eine bedeutende Emissionsquelle. Wie in Tabelle 42 dargestellt, trägt der Straßenverkehr am meisten zum Emissionsausstoß bei [UMEG 2000]. Auf der Grundlage dieser Daten und weiteren Datenbanken [IKARUS 2001] wurden die Emissionsfaktoren für die bestehenden Verkehrsmittel abgeleitet.

Tabelle 42: Emissionen des Verkehrs in Baden-Württemberg 1998 in t/a [UMEG 2000]

Emission	Straßenverkehr		Schiffverkehr		Schienenverkehr		Flugverkehr		Gesamt	
	t/a	%	t/a	%	t/a	%	t/a	%	t/a	%
CO <sub>2</sub> (kt/a)	18524	95,5	470	2,4	265	1,4	139	0,7	<b>19398</b>	<b>100</b>
SO <sub>2</sub>	4721	93,0	224	4,4%	88	1,7	44	0,9	<b>5077</b>	<b>100</b>
NO <sub>x</sub>	98276	87,6	8135	7,3	4840	4,3	874	0,8	<b>112125</b>	<b>100</b>
N <sub>2</sub> O	2763	100	-	-	-	-	-	-	<b>2763</b>	<b>100</b>
CH <sub>4</sub>	2714	100	-	-	-	-	-	-	<b>2714</b>	<b>100</b>

#### 4.4.2 Investitionsalternativen im Verkehrssektor

##### 4.4.2.1 Investitionsalternativen im Personenverkehrssektor

Durch die Verschärfung der Euronormen sind die Konstrukteure gezwungen, innovative Maßnahmen zu treffen, um die Emissionsgrenzen einzuhalten. Die Einhaltung der NO<sub>x</sub>-Emissionen erfolgt vor allem durch den Einsatz von Katalysatoren. Eine Vereinbarung zwischen der Europäischen Union und der Automobilindustrie hat sich das Ziel gesetzt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen der neuen Pkw um durchschnittlich 140 g/km zu mindern. Minderungsmaßnahmen sind bspw. die Effizienzsteigerung der Motoren, die Nutzung von umweltschonenden Kraftstoffen wie Biodiesel und die Gewichtsreduzierung der Fahrzeuge.

Die Zubauoptionen im Verkehrssektor berücksichtigen die Entwicklung der Euronormen, die Effizienzsteigerung der Antriebe sowie einen Brennstoffswitch. Diese Maßnahmen sind vorwiegend für den Bereich des Straßenverkehrs integriert.

Die Brennstoffzelle ist auch eine vielsprechende Alternative für Pkw. Aufgrund der noch notwendigen technischen Entwicklung ist im Modell angenommen worden, dass diese

Technologie erst ab 2015 konkurrenzfähig auf dem Markt zur Verfügung stehen wird. In Tabelle 43 sind die Parameter der unterschiedlichen berücksichtigten Brennstoffzellen dargestellt. Die im Modell hinterlegte Investition für Brennstoffzellenfahrzeuge liegt bei 18000 Euro pro Fahrzeug.

Tabelle 43: Eigenschaften der unterschiedlichen Brennstoffzellen für Pkw [Oertel et al. 2000]

Input		Wasserstoff	Methanol	Methan	Benzin
Wirkungsgrad	l/100km	3	5	4	6
Lebensdauer	Jahr	12	12	12	12
CO <sub>2</sub>	g/km	0	160	80	180
CH <sub>4</sub>	g/km	0	0,004	0,01	0,004
NO <sub>x</sub>	g/km	0	0,0025	0,0015	0,005
CO	g/km	0	0,002	0,002	0,002
VOC	g/km	0	0,001	0	0,038

#### 4.4.2.2 Investitionsalternativen im Güterverkehrssektor

Bei Lkw können die Grenzwerte der Euronorm 3 mit motortechnischen Maßnahmen erreicht werden, während bei der Euronorm 4 voraussichtlich eine Nachbehandlung des Abgases notwendig sein wird. Wie für den Personenverkehr berücksichtigen die Optionen im Güterstraßentransport die Entwicklung der Euronormen und die Effizienzsteigerung der Antriebe. Beim Schienengütertransport ist auch die weitere Elektrifizierung von Schienenstrecken möglich.

#### 4.4.2.3 Emissionsfaktoren für die Investitionsalternativen im Verkehrssektor

Die Emissionsgrenzwerte für die Schadstoffe CO, HC, NO<sub>x</sub> und Partikel für Pkw, Lkw und Busse sind in der EU in den letzten Jahren verschärft worden (sogenannte Euronormen). Ab 2005 gelten für Pkw und Lkw die Vorgaben der Euronorm 4, die je nach Kraftstoff und Schadstoff einer Minderung von 68 bis 86 % beziehungsweise um 61 bis 95 % gegenüber der Euronorm 1 entsprechen (vgl. Tabelle 44 und 45).

Tabelle 44: Abgasgrenzwerte für Pkw nach den unterschiedlichen Euronormen

		<b>Euro 1</b>	<b>Euro 2</b>	<b>Euro 3</b>	<b>Euro 4</b>
<b>Gültig ab</b>		<b>1992</b>	<b>1996</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>
CO [g/km]	Benzin	3,16	2,2	2,3	1,0
	Diesel	3,16	1,0	0,64	0,5
VOC [g/km]	Benzin	-	-	0,2	0,1
NO <sub>x</sub> [g/km]	Benzin	-	-	0,15	0,08
	Diesel	-	-	0,5	0,25
VOC+ NO <sub>x</sub> [g/km]	Benzin	1,13	0,5	-	-
	Diesel	1,13	0,7	0,56	0,3
Partikel [g/km]	Diesel	0,18	0,08	0,05	0,025

Tabelle 45: Abgasgrenzwerte für Lkw nach den unterschiedlichen Euronormen

	<b>Euro 0</b>	<b>Euro 1</b>	<b>Euro 2</b>	<b>Euro 3</b>	<b>Euro 4</b>	<b>Euro 5</b>
<b>Gültig ab</b>	<b>1988</b>	<b>1992</b>	<b>1996</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	
CO [g/kWh]	12,3	4,9	4,0	5,45	4,0	4,0
VOC [g/ kWh]	-	-	-	0,2	0,1	-
NO <sub>x</sub> [g/ kWh]	-	-	-	0,15	0,08	-
VOC+NO <sub>x</sub> [g/ kWh]	-	1,13	0,5	-	-	-
Partikel	-	0,18	0,08	0,05	0,025	-

### 4.4.3 Modellierung des Verkehrssektors

#### 4.4.3.1 Modellstruktur des Verkehrssektors

##### Personenverkehr

Der Personenverkehr teilt sich auf in privaten Verkehr mit Personenkraftwagen oder Krafträdern und öffentlichen Verkehr: Nah- und Fernschienenverkehr (ÖNPV und Bahn), Omnibus- und Flugverkehr. Die Personenverkehrsnachfrage wird in Personenkilometer (pkm) vorgegeben. Die Modellierungsstruktur des Personenverkehrs in Baden-Württemberg ist in Abbildung 15 dargestellt. Der Anteil der verschiedenen Energieträger bei den unterschiedlichen Transportmitteln ist in Form von unteren Grenzen vorgegeben.

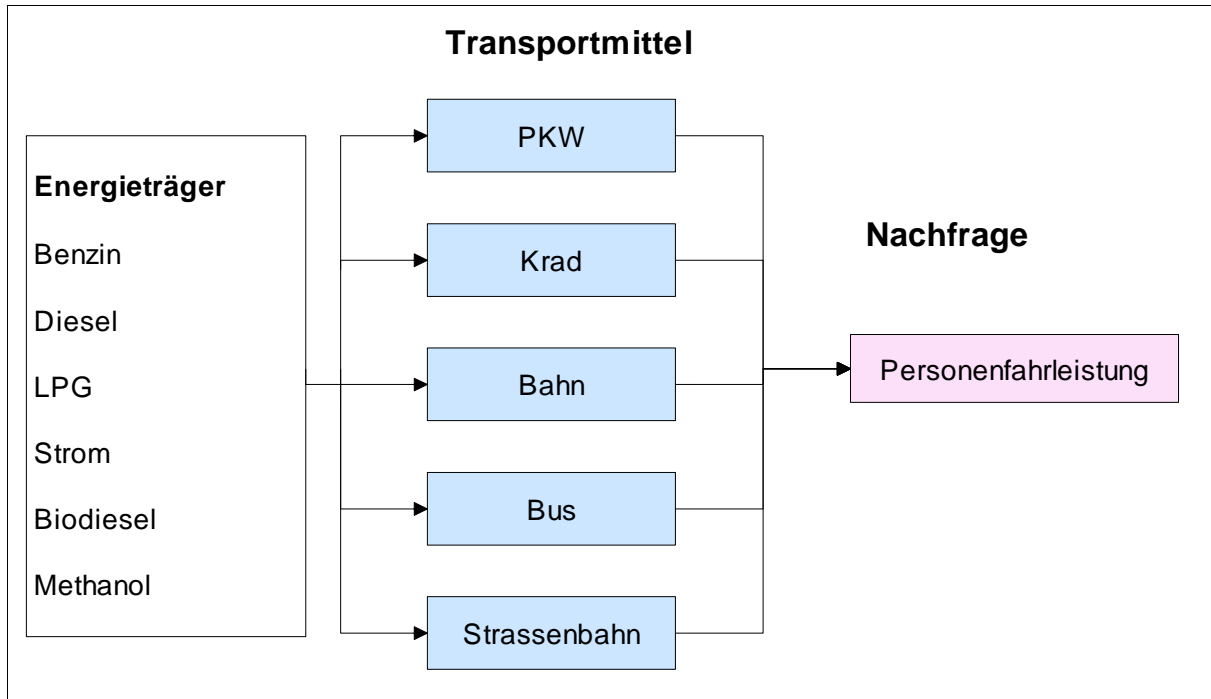


Abbildung 15: Modellstruktur des Personenverkehrssektor im Modell PERSEUS-BW

## Güterverkehr

Der Güterverkehr gliedert sich in Straßenverkehr (Lkw), Eisenbahn, Binnenschifffahrt und Luftverkehr. Die Verkehrsleistung des Güterverkehrs („Nachfrage“) wird in Tonnenkilometer (tkm) ausgedrückt, wodurch nicht nur das Aufkommen sondern auch die zurückgelegte Entfernung des Frachtgutes berücksichtigt wird. Das Modellierungsprinzip des Personenverkehrs in Baden-Württemberg ist in Abbildung 16 dargestellt.

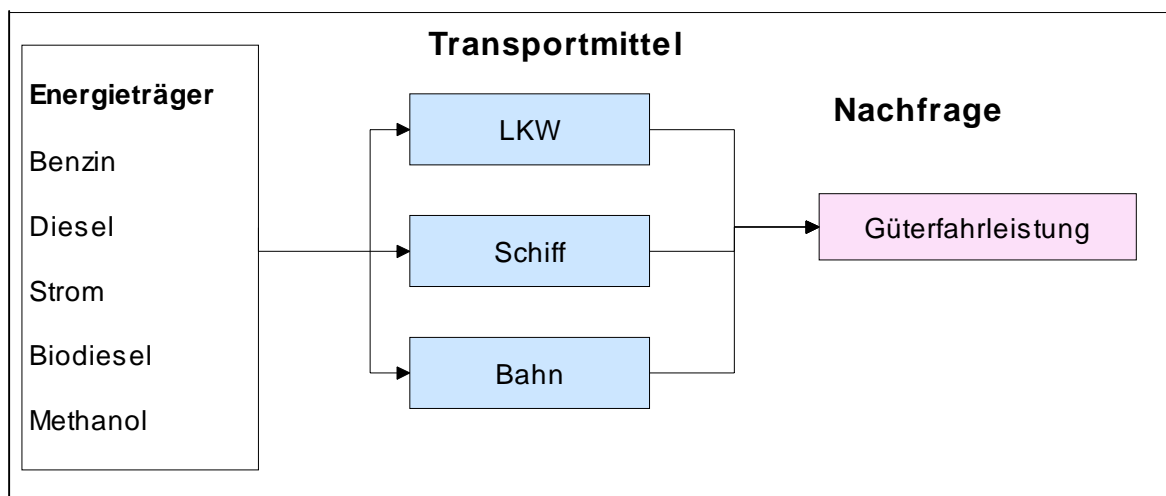


Abbildung 16: Modellstruktur des Güterverkehrssektors im Modell PERSEUS-BW

#### 4.4.3.2 Exogene Modellvorgaben im Verkehrssektor

##### Personenverkehrsentwicklung

Die Personenverkehrsnachfrage wird im Modell als Personenverkehrsleistung oder Personenleistung dargestellt, das heißt als Produkt aus den zu befördernden Personen und den zurückgelegten Entfernungen (in pkm). Wie in Tabelle 46 dargestellt, wird im Modell davon ausgegangen, dass das Aufkommen beim Personenverkehr zunimmt.

Tabelle 46: Entwicklung der Personenverkehrsleistung in Baden-Württemberg nach Verkehrsträgern [StaLa 2002b], [Prognos 2000], eigene Berechnung

<b>Verkehrsträger</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
Pkw [Mio. pkm]	102302	109921	116153	119600	120793
Krad [Mio. pkm]	1508	1508	1602	1602	1602
Bahn (Nahverkehr) [Mio. pkm]	2700	2851	3009	3009	3088
Bahn (Fernverkehr) [Mio. pkm]	5803	6372	6726	7080	7257
Straßenbahn [Mio. pkm]	890	958	1065	1065	1065
Bus [Mio. pkm]	8281	8507	8627	8627	8627
Luftverkehr [Mio. pkm]	1812	2157	2449	2682	2799
<b>Summe [Mio. pkm]</b>	<b>123296</b>	<b>132273</b>	<b>139630</b>	<b>143664</b>	<b>145231</b>

##### Güterverkehrsentwicklung

Die Entwicklung der Güterverkehrsleistung im Betrachtungszeitraum von 2000 bis 2020 ist in Tabelle 47 dargestellt.

Tabelle 47: Entwicklung der Güterverkehrsleistung in Baden-Württemberg nach Verkehrsträgern [StaLa 2000], [Prognos 2000], eigene Berechnung

<b>Verkehrsträger</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
Lkw [Mio. tkm]	42593	46343	50607	55082	58971
Bahn [Mio. tkm]	7893	8553	9068	9377	9789
Schiff [Mio. tkm]	6575	7156	7660	7962	8265
<b>Summe [Mio. tkm]</b>	<b>57061</b>	<b>62052</b>	<b>67335</b>	<b>72422</b>	<b>77025</b>

## Kraftstoffverteilung

Für Pkw ist der minimale Anteil von jedem Kraftstoff auf der Grundlage von [Prognos 2000] im Modell integriert worden (vgl. Tabelle 48). Wegen der höheren Effizienz der Dieselmotoren ist ein Anstieg des Anteils mit dieselgetriebenen Motoren vorgegeben.

Tabelle 48: Im Modell vorgegebene Verteilung der Energieträger im Pkw-Bereich

Energieträger	2000	2005	2010	2015	2020
Benzin	79,2%	78,7%	77,7%	76,0%	73,5%
Diesel	9,7%	10,1%	10,7%	11,7%	12,9%
Biodiesel	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%
Strom	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,4%
LPG	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,8%
Optimierungsfreiraum	11,1%	11,2%	11,4%	11,7%	12,2%

Für den Schienentransport besteht die Möglichkeit, die Dieselantriebsmaschinen durch Elektromotoren zu ersetzen.

### 4.4.4 Exkurs: Kraftstoffqualität und Entschwefelung der Kraftstoffe zur kombinierten CO<sub>2</sub>- und Schadstoffreduzierung im Verkehrssektor

Eine große Herausforderung für die Zukunft ist die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kraftfahrzeugen. Außerdem ist bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen mit Dieselmotor eine weitere Reduzierung der Partikelemissionen notwendig. Als vielversprechende Wege zur Erreichung dieser Ziele werden moderne Dieselmotoren mit neuen Abgasreinigungstechniken sowie direkteinspritzende Ottomotoren angesehen, wobei diese Motoren bei den bisherigen Schwefelgehalten im Kraftstoff von 50 ppm (schwefelarme Kraftstoffe) fahrzeugtechnisch nicht optimal und kosteneffizient eingesetzt werden können. Bei allen Technologien, bei denen eine Bildung von Sulfat in Konkurrenz zu den gewünschten Prozessen (NO<sub>x</sub>-Reduktion, HC-, CO-, Partikel-Oxidation) ablaufen kann, ermöglicht die Minimierung des Schwefelgehaltes die Optimierung der erwünschten Reaktion. Dies gilt für den Einsatz von NO<sub>x</sub>-Speicher-katalysatoren für Ottomagermotoren und vor allem bei Dieselmotoren (wegen der niedrigen Abgastemperaturen) für Dieseloxydationskatalysatoren alleine oder in Kombination mit Partikelfiltern. Schwefelfreie Kraftstoffe erhöhen den Wirkungsgrad und vor allem die Dauerhaltbarkeit der Minderungssysteme. Sollen gleichzeitig auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert werden, so lassen sich maximale Verbrauchsminderungen durch Ottomagermotoren und direkteinspritzende Dieselmotoren unter Verwendung von NO<sub>x</sub>-Speicher-katalysatoren nur

mit schwefelfreien Kraftstoffen (max. 10 ppm) optimal realisieren, da andernfalls ein Teil des Einsparpotentials durch die bei höheren Schwefelgehalten häufige notwendige Regeneration und den dadurch verursachten Mehrverbrauch wieder aufgezehrt wird.

Da die Entschwefelung auf weniger als 10 ppm jedoch mit einem zusätzlichen Energieverbrauch (und damit höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Raffinerien) verbunden ist, ergibt sich daraus ein Zielkonflikt zwischen dem Klima- und dem Umweltschutz. Aufgrund der deutlichen Emissionsvorteile und der erhöhten Dauerhaltbarkeit der Kraftfahrzeuge ist ersichtlich, dass eine Einführung auch dann sinnvoll ist, wenn eine CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung bei den Autos durch den Energiemehrverbrauch in den Raffinerien kompensiert werden würde. Nach den Einschätzungen des Umweltbundesamtes sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Raffinerien jedoch deutlich geringer als die Einsparung bei den Autos, so dass sich durch die weitreichende Entschwefelung der Kraftstoffe eine kombinierte Reduzierung von CO<sub>2</sub>- und Schadstoffemissionen erreichen lässt.

## **4.5 Landwirtschaft**

### **4.5.1 Vieh- und Landwirtschaft in Baden-Württemberg**

Die Landwirtschaft ist eine der Hauptquellen für Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgase, insbesondere für CH<sub>4</sub> aus der Tierhaltung und N<sub>2</sub>O aus der Bodennutzung. Drei Hauptemissionsquellen sind in der Landwirtschaft zu beachten:

- N<sub>2</sub>O-Emissionen aus Böden,
- CH<sub>4</sub>-Emissionen aus der Fermentation im Pansen von Wiederkäuern sowie
- CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Güllebehandlung

#### **4.5.1.1 Bodennutzung in Baden-Württemberg**

Die landwirtschaftlich genutzte Fläche in Baden-Württemberg verteilt sich wie in Tabelle 49 dargestellt.



Tabelle 49: Bodennutzung in Baden-Württemberg im Jahr 1999 [MELR-BW 2001]

	<b>Einheit</b>	<b>1999</b>
Genutzte Fläche	1000 ha	1473,1
Ackerland	1000 ha	849,5
Dauergrünland	1000 ha	573,7
Rebland	1000 ha	23,6
Obstanlagen und Baumschulen	1000 ha	23,8

Die N<sub>2</sub>O-Emissionen stammen aus drei Quellen [Bates 2001], wobei die Böden die Hauptquelle sind:

- Direkte Stickstoff-Emissionen aus den Böden, bzw. durch die Anwendung von Düngemitteln,
- Indirekte Emissionen durch die Handhabung von Düngemitteln (Lagerung, Verluste oder Verwitterung),
- Emissionen aus gelagerten Viehexkrementen.

N<sub>2</sub>O wird durch unvollständige Denitrifikations- (anaerobische mikrobiologische Reduktion von Nitraten oder Nitriten zu Stickoxiden) und Nitrifikationsprozesse (Oxidation von Ammonium zu Nitraten oder Nitriten) erzeugt. Entscheidend für die Höhe der N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Landwirtschaft ist die Düngerhandhabung: zum einen wird sie durch die aufgebrachte Menge an Stickstoffdünger, zum anderen durch die Tierexkrement- und Reststoffbehandlung sowie die Struktur, die Lüftung und den pH-Wert des Bodens beeinflusst. Aktuelle Studien zeigen, dass rund 1,25 % des in mineralischen Stickstoffdünger enthaltenen Stickstoffs direkt als N<sub>2</sub>O und ca. 1,9 % direkt und indirekt als N<sub>2</sub>O freigesetzt wird. Die Unsicherheit bezüglich dieser Emissionsschätzung ist allerdings relativ hoch. Darüber hinaus hängen diese Emissionen von den Bodeneigenschaften, den Wetterbedingungen, usw. ab [IPCC 1997].

Als gesetzlicher Hintergrund für die Anwendung von Düngemitteln gilt die Düngeverordnung, die im Juli 1996 in Kraft getreten ist [BMELF 1996]. Nach dieser Verordnung sind „Düngemittel im Rahmen der guten fachlichen Praxis zeitlich und mengenmäßig so auszubringen, dass Nährstoffe von den Pflanzen weitestgehend ausgenutzt werden können und damit Nährstoffverluste bei der Bewirtschaftung sowie damit einhergehende Einträge in Gewässer weitestgehend vermieden werden“. Stickstoffhaltige Düngemittel sollen bedarfsorientiert ausgebracht werden und während der Zeit des Pflanzenwachstums verfügbar sein. Außerdem muss der Boden für die Düngemittel aufnahmefähig sein und die Geräte zur Verteilung des Düngemittels dem Stand der Technik entsprechen, damit die Verluste so gering wie möglich sind und einhergehende Einträge in Gewässer vermieden werden. Voraussetzung für die Düngebedarfsermittlung ist die Bestimmung der im Boden verfügbaren Reserven an Nährstoffen, die nach bestimmten Grundsätzen zu ermitteln sind. Außerdem ist die Nutzung von

Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft und Sekundärrohstoffdünger zu begrenzen. Der N<sub>2</sub>-Düngemittelverbrauch in Baden-Württemberg lag bei ca. 154504 t im Wirtschaftsjahr 1999/2000 [StaLA 2001].

#### 4.5.1.2 Viehhaltung in Baden-Württemberg

Die Viehbestandverteilung im Jahr 2000 in Baden-Württemberg ist in Tabelle 50 dargestellt.

Tabelle 50: Viehbestand in Baden-Württemberg für das Jahr 2000 [MELR-BW 2001]

Pferde <sup>1)</sup>	Rindvieh		Schafe	Schweine	Hühner <sup>1)</sup>	Gänse, Enten, Truthähne <sup>1)</sup>
	insgesamt	darunter Milchkühe				
56.949	1.234.200	429.100	298.500	2.201.836	4.365.939	755.885

1) Daten von 1999

In der Viehhaltung sind zwei Emissionsquellen zu unterscheiden: CH<sub>4</sub>-Emissionen aus den Verdauungsprozessen von Tieren und die CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Tiergülle.

Im Pansen von Tieren wird die Nahrung in flüchtige Fettsäuren, CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> fermentiert. Die flüchtigen Fettsäuren werden vom Blut aufgenommen und als Energiequelle genutzt, während CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> in die Atmosphäre abgegeben werden. Die Effizienz der Nahrungsumwandlung hängt von der Art der Nahrung und der mikrobiologischen Aktivität (Fermentation durch Bakterien) im Pansen ab [Bates 2001]. Zwischen 4 bis 10% der in der Nahrung enthaltenen Energie gehen durch die CH<sub>4</sub>-Bildung verloren [Hendricks et al. 1999].

Gülle enthält relativ komplexe organische Komponenten, die auf natürliche Weise von Bakterien abgebaut werden. Dabei entsteht unter Abwesenheit von Sauerstoff Methan, während unter aeroben Bedingungen CO<sub>2</sub> erzeugt wird. Dieses CO<sub>2</sub> fließt in den natürlichen CO<sub>2</sub>-Zyklus ein, wohingegen das CH<sub>4</sub> ein höheres Treibhauspotential entwickelt. Die emittierten Mengen hängen von der Zusammensetzung der Gülle und dem Umgang damit ab (Lagerung, Ausbringung als Düngemittel, Temperatur, Feuchtigkeit etc.). Um die Methan-Emissionen zu mindern, ist dafür zu sorgen, dass der Abbau unter aeroben Bedingungen stattfindet, um die Entwicklung des CH<sub>4</sub>-Gases zu minimieren, beziehungsweise dass der anaerobe Abbau kontrolliert geschieht. Dabei wird das produzierte Methan durch eine Verbrennung in CO<sub>2</sub> umgewandelt. Die anfallende Energie kann zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung verwendet werden. Die durchschnittlichen Emissionsfaktoren wurden nach [Bates 2001] berechnet und sind zusammen mit denen der Gülleproduktion in Tabelle 51 angegeben.

Tabelle 51: Gülleproduktion und Methanemissionen aus Gülle nach Tiersorte [Bates 2001]

		<b>Kuh</b>	<b>Rind</b>	<b>Schwein</b>
<b>Gülle</b>	<b>[t/(Tier·a)]</b>	17,3	8,7	1,7
<b>Methanemission</b>	<b>[kg/(Tier·a)]</b>	29	11	4

## 4.5.2 Investitionsalternativen in der Landwirtschaft

### 4.5.2.1 Investitionsalternativen in der Bodennutzung

Die durch die Anwendung von mineralischem und organischem N-Dünger erzeugten N<sub>2</sub>O-Emissionen aus dem Boden können durch den optimalen Einsatz von Düngemittel reduziert werden. Dazu ist der Einsatz dem Pflanzenbedarf sowie die Wahl des Düngemittels der Pflanzenart anzupassen. Durch die Aufbringung über effektive Technologien (angepasstes und regelmäßig gewartetes Düngerausbreitungsgerät) sowie die Optimierung der Düngerverteilung lassen sich die Emissionen vermindern.

Die Bestimmung des Stickstoffgehaltes landwirtschaftlicher Böden kann durchgeführt werden, um die spezifisch notwendige Menge an Stickstoffdünger zu bestimmen. Daneben spielen die Wetterbedingungen eine wesentliche Rolle für die N<sub>2</sub>O-Emissionsrate. Technologien wie z.B. das Global Positioning System (GPS) können bei der Optimierung der Düngerverteilung helfen. Der ökonomische Nutzen dieser Option ist aber schwer einzuschätzen.

Die wesentlichen Maßnahmen, die schon angewandt werden, sind eine bessere Wartung der Düngemittelstreumaschinen, um eine gleichmäßige Verteilung des Düngemittels sicherzustellen, und das Einhalten von düngungsfreien Zonen oder die Optimierung der Verteilungsgeometrie, um Verluste am Rand der Felder zu vermeiden. Bestehender Stickstoff im Boden oder Stickstoff von organischem Dünger (Mist) sollte bei der Düngung berücksichtigt werden, damit die mineralische Stickstoffdüngung nicht zu hoch ausfällt. Die Anwendung beider Düngungsformen, organisch und mineralisch, verlangt die Aufstellung einer Nährstoffbilanz mit deren Hilfe der Verbrauch an mineralischem Düngemittel reduziert werden kann. Der Nachteil dieser Möglichkeiten ist das Risiko von Produktionsverlusten, wenn das Düngemittelangebot insgesamt zu niedrig ist [Bates 2001].

Eine andere Minderungsoption ist die Einführung von Nitrifikationshemmern zusammen mit dem Düngemittel in den Boden, die die Umwandlung des Stickstoffs in N<sub>2</sub>O um ca. 20 % verringern. Die Kosten des Düngemittels mit Nitrifikationshemmern liegen ca. 40 % höher als bei normalen Produkten.

Die Daten zu den Minderungsoptionen in der Bodennutzung sind in Tabelle 52 dargestellt.

Tabelle 52: Optionen im Bereich der Bodennutzung (Düngung) nach [Bates 2001], [IPCC 1997]

Düngungsmethode	Kosten	N <sub>2</sub> O-Emissionen
	Euro/(ha·a)	kg/ha
Konventionelle Düngung	76	4,33
Effiziente Düngung <sup>1)</sup>	87	4,16
Nitrifikationshemmer	107	3,47

1) Wartung des Düngerverteilers

#### 4.5.2.2 Investitionsalternativen in der Tierhaltung

Die meisten Optionen zur Minderung der CH<sub>4</sub>-Emission aus Verdauungsprozessen beruhen auf der Erhöhung der Fermentationseffizienz, indem der Anteil der durch Fermentation produzierten flüchtigen Fettsäuren erhöht und die CH<sub>4</sub>-Produktion reduziert wird [Bates 2001]:

- Effizientere Nahrungsverwertung durch optimierte Ernährungsweise,
- Verbesserte Panseneffizienz und Tierproduktivität durch Futterzusätze,
- Genetische Behandlung der Tiere zur Produktivitätssteigerung (Selektivität),
- Reduktion des Viehbestands.

Optionen zur Minderung der CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus Gülle beruhen auf der Behandlung der Gülle:

- Entfernung der Gülle aus dem Stall und Lagerung bei niedrigeren Temperaturen. Diese Option erlaubt es, die Ammoniak-Emissionen ebenfalls zu mindern.
- Kontrollierte anaerobe Vergärung mit der Produktion von Biogas (ca. 65 % CH<sub>4</sub> und 35 % CO<sub>2</sub>, Heizwert zwischen 17 und 25 MJ/m<sup>3</sup>). 40 bis 60 % des organischen Anteils der Gülle wird dabei in Biogas umgewandelt. Dieses Biogas kann direkt in einem angepassten Kessel verbrannt oder abgefackelt werden. Die Reststoffe können als Düngemittel benutzt werden. Oft werden andere organische Komponenten der Gülle beigemischt.

In den Tabellen 53 und 54 sind die Optionen in der Tierhaltung dargestellt.

Tabelle 53: Optionen in der Tierhaltung: Verdauung

Option	Kosten	CH <sub>4</sub> -Emissionen
	Euro/Tier	kg/Tier
Futteradditive (Kühe)	417	93,8
Futteradditive (Rinder)	196	44,1
Genetische Behandlung (Kühe)	94	92,2
Genetische Behandlung (Rinder)	44	43,3

Tabelle 54: Optionen in der Tierhaltung: Güllebehandlung

Option	Kosten	CH <sub>4</sub> -Emissionen	N <sub>2</sub> O-Emissionen
	Euro/t Gülle	kg/Tier	kg/Tier
Emissionsarme Kuhgüllelagerung	9	26,1	2,0
Emissionsarme Rindergüllelagerung	17	9,9	1,4
Emissionsarme Schweinegüllelagerung	88	3,6	0,4

Die Kosten für die Biogasreaktoren hängen von der Anlagengröße ab. Durchschnittlich werden Kosten von 12,7 Euro/ t Gülle für eine dezentrale Anlage mit einer Kapazität von 9000 t Gülle pro Jahr angenommen. Diese Reaktoren ermöglichen die Minderung der CH<sub>4</sub>-Emissionen um ca. 1,3 kg/t Gülle (Minderung von ca. 75 %).

### 4.5.3 Modellierung des Landwirtschaftssektors

#### 4.5.3.1 Modellstruktur des Landwirtschaftssektors

Die Modellierungsstruktur des Landwirtschaftssektors ist in Abbildung 17 dargestellt. Ein minimaler Anteil der unterschiedlichen Emissionsminderungsoptionen ist vorgegeben, um den Bestand in Baden-Württemberg zu berücksichtigen. Auf der Grundlage von Daten für Deutschland und der EU-Mitgliedstaaten sind dazu Werte für Baden-Württemberg geschätzt worden.

Für eine gegebene Tieranzahl bzw. Agrarfläche (Nachfrage) kann unter den unterschiedlichen Optionen die optimale Kombination bei Berücksichtigung der schon vorhandenen Maßnahmen gewählt werden.

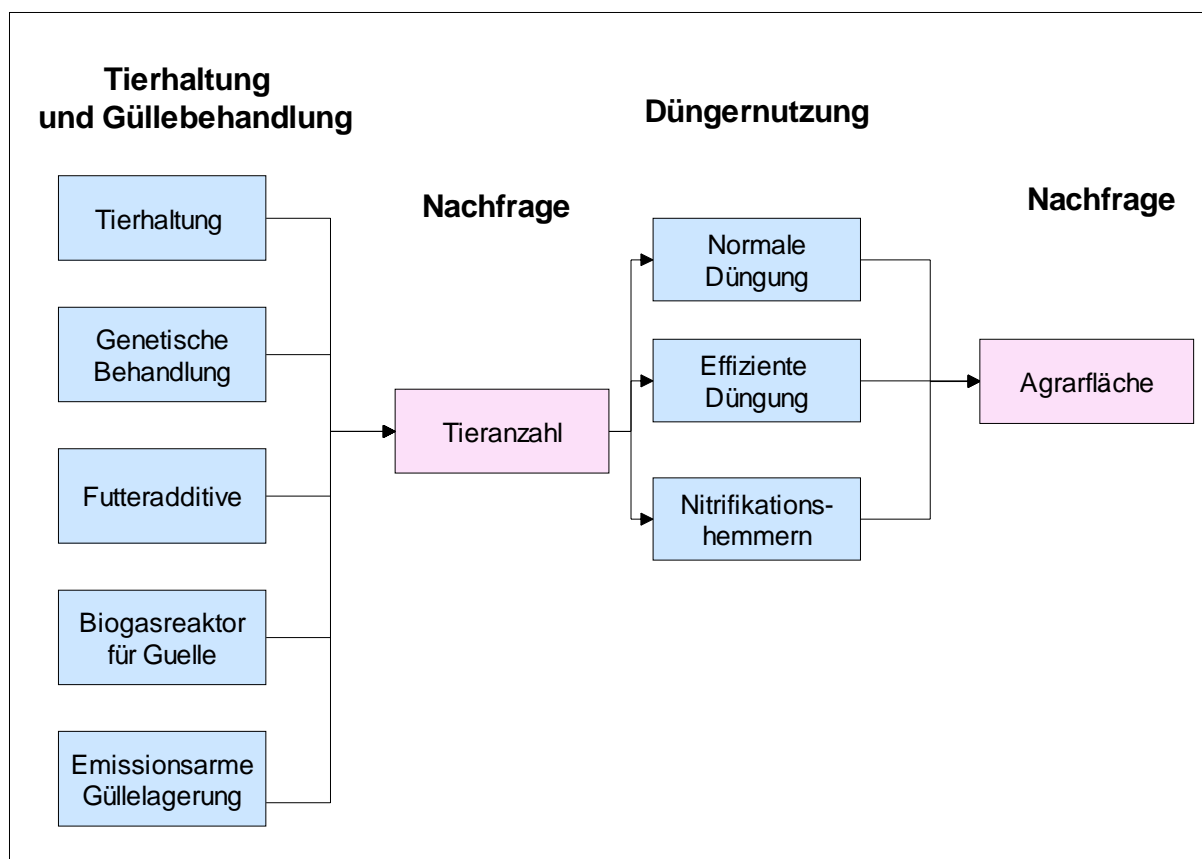


Abbildung 17: Modellstruktur des Landwirtschaftssektors im Modell PERSEUS-BW

#### 4.5.3.2 Exogene Modellvorgaben in der Landwirtschaft

Auf Grundlage einer Prognose zur Entwicklung des Tierbestandes in Deutschland wurde die Entwicklung für Baden-Württemberg abgeschätzt (vgl. Tabelle 55).

Tabelle 55: Entwicklung des Tierbestandes in Baden-Württemberg

Tiersorte	2000	2005	2010	2015	2020
Geflügel	5.004.519	5.452.799	5.941.233	6.473.418	7.053.274
Kühe	429.100	376.186	329.798	289.129	253.476
Rinde	805.100	730.584	662.965	601.604	545.922
Schweine	2.244.000	2.303.335	2.364.239	2.426.754	2.490.921

Die Gülleproduktion ist mit den folgenden Faktoren berechnet worden:

17,3 t/(Kuh·a), 8,7 t/(Rind·a) und 1,7 t/(Schwein·a).

Hinsichtlich der Bodenfläche wurde nur die genutzte Ackerlandfläche berücksichtigt, wobei angenommen worden ist, dass diese Fläche innerhalb des Betrachtungszeitraums [2000-2020] konstant bleibt (849500 ha).

## 5 SZENARIODEFINITION UND MODELLERGEBNISSE

### 5.1 Szenariodefinition

Im folgenden werden Szenarien definiert, mit deren Hilfe die Auswirkungen bestehender internationaler, nationaler und landespezifischer Emissionsminderungsziele im Bereich des Klimaschutzes sowie für SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> und energiepolitischer Rahmenbedingungen (u.a. Ausstieg aus der Kernenergie, Brennstoffpreisentwicklung) analysiert werden. Die verschiedenen Szenarien decken die Bandbreite an möglichen Rahmenbedingungen und Emissionszielen ab. Die Anwendung der mit Hilfe der definierten Szenarien beim Modelleinsatz realisierten Szenarioanalyse dient dazu, Sensitivitäten der Ergebnisse zu identifizieren und robuste Strategien zu entwerfen.

Im Betrachtungszeitraum von 2000-2020 werden die folgenden Szenarien analysiert: Das Referenzszenario (ohne Emissionsobergrenze, Szenario S0) und Szenarien mit vorgegebener Emissionsobergrenze für CO<sub>2</sub> und/oder NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub>.

In allen Szenarien sind die folgenden Rahmenbedingungen unterstellt:

- Die Primärenergiepreise entwickeln sich wie in Kapitel 4.1.3.2 dargestellt. Insbesondere steigen die Erdgaspreise in stärkerem Umfang als die Kohle- oder Heizölpreise.
- Die Ergebnisse der Konsensgespräche zum Kernenergieausstieg werden in das Modell integriert.
- Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird als wesentliches Förderinstrument zur Unterstützung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen berücksichtigt und behält in der derzeit vorliegenden Form Gültigkeit im gesamten Betrachtungszeitraum [2000-2020].

Mit Hilfe des Referenzszenarios soll die zukünftige Entwicklung des betrachteten baden-württembergischen Systems für den Fall untersucht werden, dass keine Emissionsobergrenzen vorgegeben werden.

Im Szenario S1 sind CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen ab 2008, entsprechend einer CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung von jeweils 10 %, 21 % und 25 % im Vergleich zu den Werten von 1990 vorgegeben, wobei diese Obergrenze bis zum Jahr 2020 konstant bleibt<sup>5</sup>. Mit Hilfe dieser

---

<sup>5</sup> Die Emissionsminderungsvorgaben von 21 % und 25 % ab 2008 entsprechen dem Ziel Deutschlands im Rahmen des Kyoto-Protokolls, vgl. Kapitel 2.3.



Emissionsobergrenzen soll der Einfluss von CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgaben auf das betrachtete System analysiert werden. Im Szenario S1-A wird die CO<sub>2</sub>-Emissionsvorgabe nur im Energieversorgungssektor berücksichtigt, während im Szenario S1-B alle relevanten Sektoren miteinbezogen werden. Die Emissionsobergrenzen für die beiden CO<sub>2</sub>-Minderungsszenarien sind in Tabelle 56 dargestellt.

Tabelle 56: CO<sub>2</sub>-Obergrenzen in den Szenarien S1-A und S1-B

Szenario	Referenz	CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe			
	1990	-10%	-15%	-21%	-25%
	CO <sub>2</sub> -Emiss. [kt]	CO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenzen kt/a			
S1-A (Energieversorgung)	17.270	15.543	14.680	13.643	12.953
S1-B (Alle Sektoren)	71.801	64.621	61.030	56.723	53.851

In einem zweiten Szenario S2 wird eine kombinierte CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgabe entsprechend den deutschen Zielen, die auf Baden-Württemberg heruntergebrochen wurden, berücksichtigt:

- Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Sektoren um 21 % ab 2008 bis zum Jahr 2020 (Bezugsjahr 1990),
- Minderung der SO<sub>2</sub>-Emissionen ab 2010 bis zum Jahr 2020 um 70 % (Bezugsjahr 1990) <sup>6</sup>,
- Minderung der NO<sub>x</sub>-Emissionen ab 2005 bis zum Jahr 2010 um 45 % und um 60 % ab 2010 bis zum Jahr 2020 (Bezugsjahr 1990).

Zusammenfassend sind die Emissionsobergrenzen des Szenarios S2 in Tabelle 57 dargestellt.

<sup>6</sup> Das Ziel für Deutschland liegt bei einer SO<sub>2</sub>-Minderung von 90 % ab 2010 (Bezugsjahr 1990). Dieses Ziel kann aber selbst bei Einsatz aller im Modell betrachteten Minderungsoptionen nicht erreicht werden, weshalb das Minderungsziel für Baden-Württemberg auf 70 % festgesetzt wurde.

Tabelle 57: NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen im Szenario S2

	<b>Referenz</b>		
<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>1990</b>	<b>Ab 2010</b>	
<b>Minderungsvorgabe</b>	-	-70%	
<b>Emissionen [t/a]</b>	99.800	28.000	
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>1990</b>	<b>Ab 2005</b>	<b>Ab 2010</b>
<b>Minderungsvorgabe</b>	-	-45%	-60%
<b>Emissionen [t/a]</b>	228.000	125.400	91.200

Im Szenario S3 wird zusätzlich ein Zertifikatehandel für CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigt und die gleiche Emissionsobergrenze wie im Szenario S1-A vorgegeben. Mit Hilfe dieses Szenarios soll der Einfluss des Zertifikatehandels (mit einem Zertifikatspreis von 20 Euro/t CO<sub>2</sub>, vgl. Kapitel 3.3) auf die Emissionen in Baden-Württemberg analysiert werden.

In den Szenarien S4 und S5 werden weitere Treibhausgase berücksichtigt und Obergrenzen für das Global-Warming-Potential (GWP) und das Radiative Forcing (RF) mit dem Zeithorizont 2080 vorgegeben. Dabei soll analysiert werden, welche Maßnahmen bei Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasen wirtschaftlich sinnvoll sind und geringere Ausgaben als CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen aufweisen. Im Szenario S4 wird eine Emissionsbegrenzung in Form eines konstanten, maximalen CO<sub>2</sub>-Äquivalents („GWP-Wert“) ab 2008 bis 2020 berücksichtigt. Diese Obergrenze entspricht dem GWP-Wert aus Szenario S1-B. Im Szenario S5 wird ein maximaler Radiative-Forcing-Wert für den Zeithorizont 2080 vorgegeben, der dem im Szenario S1-B (CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgabe von 21 % ab 2008 mit dem Bezugsjahr 1990) erhaltenen Wert entspricht.

Die unterschiedlichen Szenarien sind in Tabelle 58 nochmals zusammengefasst.

Tabelle 58: Zusammenfassung der unterschiedlichen Szenarien

Szenario	CO <sub>2</sub> - Obergrenze	NO <sub>x</sub> - Obergrenze	SO <sub>2</sub> - Obergrenze	Zertifikate- handel	GWP- Obergrenze	RF- Obergrenze
Szenario S0 Referenz	-	-	-	-	-	-
Szenario S1-A	Energie- sektor	-	-	-	-	-
Szenario S1-B	Alle Sektoren	-	-	-	-	-
Szenario S2	Alle Sektoren	Alle Sektoren	Alle Sektoren	-	-	-
Szenario S3	Energie- sektor	-	-	Zertifikats- preis: 20 Euro/t CO <sub>2</sub>	-	-
Szenario S4	-	-	-	-	Alle Sektoren	-
Szenario S5	-	-	-	-	-	Alle Sektoren

## 5.2 Modellergebnisse

### 5.2.1 Referenzszenario S0

Im Folgenden wird die Entwicklung in den verschiedenen Sektoren im Referenzszenario aufgezeigt, wobei ein Schwerpunkt auf der Darstellung der Entwicklung der Elektrizitäts- und Wärmebereitstellung und Raumwärmeproduktion bei privaten Haushalten liegt.

#### Energieversorgung

Im Rahmen des Kernenergieausstiegs wurde die restliche Produktionsmenge der Kernkraftwerke in Baden-Württemberg auf 580 TWh festgelegt. Diese Strommenge kann von den Betreibern innerhalb des Planungszeitraums beliebig auf die unterschiedlichen Kernkraftwerke aufgeteilt werden. Da Kernkraftwerke im Vergleich zu Konkurrenztechnologien geringere variable Ausgaben aufweisen, ist es unter den unterstellten Rahmenbedingungen sinnvoll, die gesetzlich vereinbarten Volllaststunden bei den Kernkraftwerken möglichst schnell zur Stromproduktion zu verwenden. Deshalb werden Kernkraftwerkskapazitäten nur noch bis

zur Periode 2015-2020 genutzt. Die im Grundlastbereich hierdurch ab dem Jahre 2010 fehlenden Kapazitäten werden sukzessive durch Steinkohlekraftwerke (insbesondere mit Staubfeuerung) ersetzt (vgl. Abb.18).

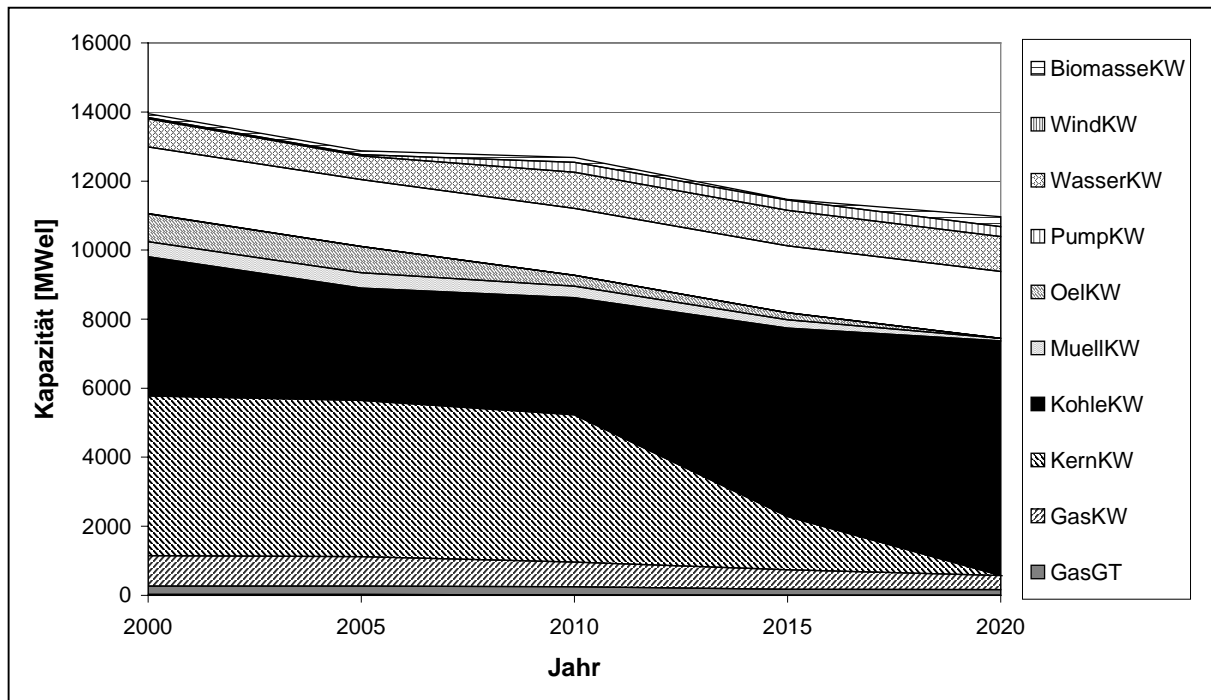


Abbildung 18: Kapazitäten im Energieversorgungssektor im Referenzszenario S0

Da unterstellt wurde, dass die Erdgas- und Erdölpreise stärker als die Kohlepreise steigen, bietet sich der verstärkte Einsatz erdgasbefeuerteter Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) lediglich in der Periode ab 2005 an.

Aufgrund der Vergütung auf Basis des EEG steigt die Windkapazität in Baden-Württemberg. In der Periode ab 2005 werden Anlagen an Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten eingesetzt; ab der Periode beginnend in 2010 wird zudem das Potential an Standorten mit mittleren Windgeschwindigkeiten ausgenutzt. Maßnahmen zur Instandhaltung, beziehungsweise Verbesserungen bestehender Wasserkraftwerke sowie die Wiederinbetriebnahme alter Kraftwerksstandorte werden realisiert. Des Weiteren zeigen die Modellergebnisse, dass Biomasse- und Müllkraftwerke gebaut werden (vgl. Abbildung 19).

Mit der Einführung der Technischen Anleitung Siedlungsabfall (TA-Siedlungsabfall) ist die Lagerung von Abfällen auf Deponien verboten, wodurch die direkte Nutzung des Abfalls zur Stromerzeugung steigt und die Deponiegasproduktion sinkt. Deponiegaskraftwerke werden nach und nach stillgelegt. Ältere Müllkraftwerke werden durch effizientere Kraftwerke ersetzt und die Stromproduktion steigt von ca. 0,080 TWh<sub>el</sub> im Jahr 2000 auf ca. 0,5 TWh<sub>el</sub> im Jahr 2020.

In geringem Umfang trägt auch ein erhöhter Stromimport zur Deckung der entfallenden Kernkraftwerkskapazitäten bei. Die Kopplung des PERSEUS-BW Modells an das internationale Strommarktmodell (vgl. Kapitel 3.3) zeigt, dass Kraftwerkskapazitäten auf Kohlebasis, aufgrund von Standortvorteilen, vor allem außerhalb Baden-Württembergs zugebaut werden und es zu einem erhöhten Stromimport in Baden-Württemberg kommt.

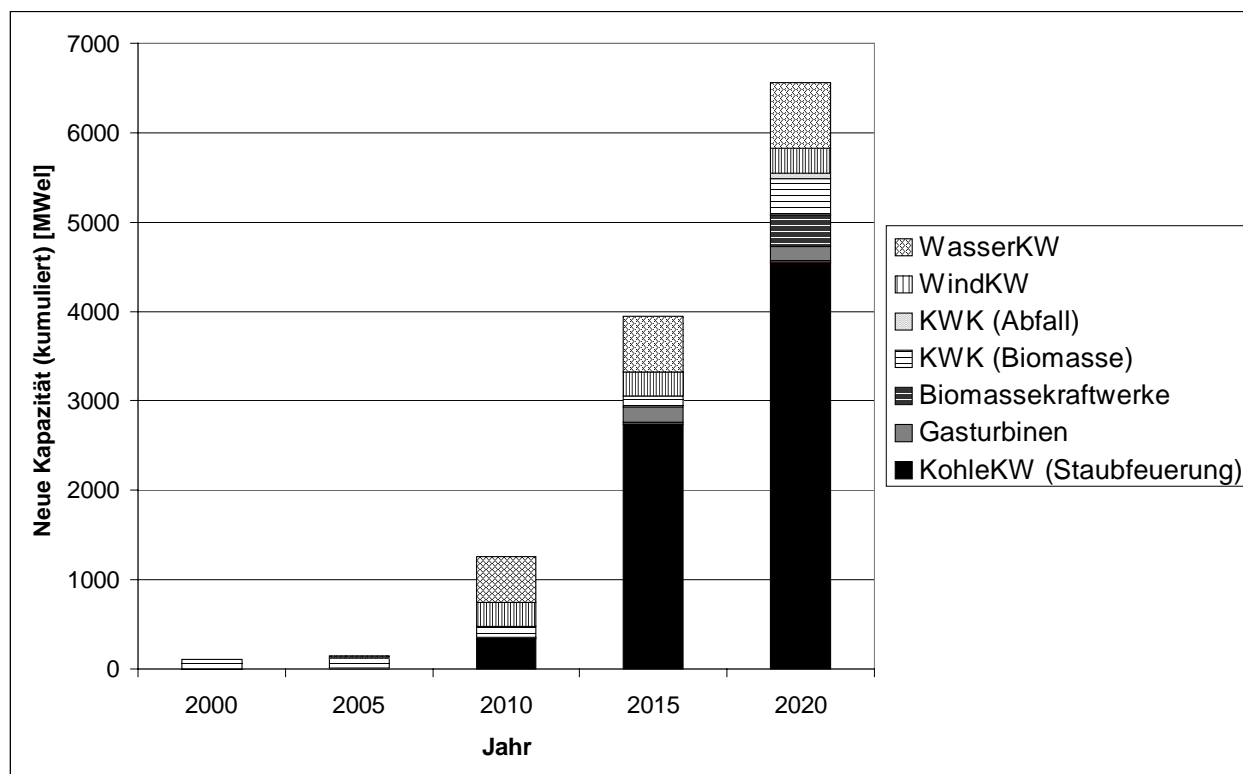


Abbildung 19: Neue Kraftwerkskapazitäten im Energieversorgungssektor

Die gesamte Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg sinkt von rund 14 000 MW<sub>el</sub> im Jahr 2000 auf ca. 11 000 MW<sub>el</sub> im Jahr 2020. Aufgrund einer besseren Auslastung der Anlagen steigt dabei die Stromproduktion sogar leicht an.

Insgesamt ergibt sich aufgrund des verstärkten Einsatzes von fossilen Kraftwerken ein deutlicher Anstieg der CO<sub>2</sub>-, SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen (vgl. Tabelle 59).

Tabelle 59: Emissionsentwicklung im Energieversorgungssektor im Referenzszenario

	2000	2010	2015	2015	2020
CO <sub>2</sub> [kt]	18.530	17.100	18.370	29.810	33.380
NO <sub>x</sub> [t]	23.130	23.070	26.070	23.180	27.470
SO <sub>2</sub> [t]	12.600	11.780	12.260	20.190	23.690

## Private Haushalte

Im Haushaltssektor zeigen die Modellergebnisse, dass trotz einer Steigerung der Wohnfläche der Energiebedarf durch bessere Dämmung von Altbauten innerhalb des Renovationszyklus und durch besser gedämmte Neubauten sinkt. In Tabelle 60 ist die Heizwärmeproduktion der Wohnfläche gegenübergestellt. Die Umsetzung der Dämmmaßnahmen ist ohne Emissionsbeschränkungen wirtschaftlich und geht mit einer Emissionsreduzierung einher: die CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken von ca. 13900 kt im Jahr 2000 auf ca. 12100 kt im Jahr 2020, die NO<sub>x</sub>-Emissionen von ca. 10100 t auf ca. 4400 t und die SO<sub>2</sub>-Emissionen von 9 900 t auf 4400 t.

Tabelle 60: Entwicklung der Gesamtwohnfläche und der Heizwärmeproduktion in Baden-Württemberg

	2000	2005	2010	2015	2020
Gesamtwohnfläche [Mio. m <sup>2</sup> ]	435	446	457	469	474
Heizwärmeproduktion [TWh]	63,8	62,5	61,5	60,7	58,6

## Industrie

Die Ergebnisse im Industriesektor hingegen zeigen, dass der Endenergiebedarf in der Industrie um ca. 8 % zwischen 2000 und 2020 steigt. Aufgrund der Brennstoffpreisunterschiede zwischen Kohle und Erdgas wird vorwiegend Steinkohle eingesetzt. Keine weiteren Maßnahmen zur Effizienzsteigerung (wie zum Beispiel der verstärkte Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) werden realisiert. Damit nehmen in diesem Sektor die CO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen um ca. 25 % bzw. ca. 35 % zu. Die SO<sub>2</sub>-Emissionen verdoppeln sich sogar. Eine Ausnahme von dieser Entwicklung zeigt sich im Raffineriebereich; hier nehmen die Emissionen an Schadstoffen und Treibhausgasen mit der Produktion ab.

## Verkehr

Im Verkehrssektor sinken die NO<sub>x</sub>-Emissionen mit der sukzessiven Einführung der Euronormen. Im Kraftfahrzeugbestand zeigt sich eine Umrüstung auf schadstoffarme Neufahrzeuge. Aufgrund steigender Fahrleistungen sowohl im Personenverkehr als auch im Gütertransport steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen allerdings um ca. 15 % zwischen 2000 und 2020. Die Maßnahmen zur Verbrauchsminderung der Fahrzeuge können diesen Anstieg nicht ausgleichen. Des Weiteren zeigen die Modellergebnisse, dass der Anteil an Dieselmotoren im Personenverkehr steigt. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass trotz der autonomen Effizienzverbesserung beim Personenverkehr und der Erhöhung des Dieselmotors am gesamten Treibstoffbedarf die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Sektor deutlich steigen.

## Emissionen

Im Haushaltssektor sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Einsatz von effizienten Dämmmaßnahmen innerhalb des Renovationszyklus. Im Energieversorgungssektor dagegen steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch der Bau von fossil befeuerten Kraftwerken, die die Kernkraftwerke ersetzen. Im Verkehrssektor schließlich steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Zusammenhang mit der steigenden Fahrleistung trotz des Einsatzes von effizienteren Dieselmotoren. Die SO<sub>2</sub>-Emissionen folgen einer ähnlichen Entwicklung wie die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die NO<sub>x</sub>-Emissionen steigen im Energie- und Industriesektor, während sie im Haushaltssektor und Verkehrssektor sinken. Wenn das gesamte System in Summe betrachtet wird, sinken die NO<sub>x</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg, während die CO<sub>2</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen zunehmen (vgl. Tabelle 61).

Tabelle 61: CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzszenario S0

	2000	2005	2010	2015	2020
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen [kt]</b>					
Energie	18.500	17.100	18.400	29.800	33.400
Haushalte - Kleinverbraucher	21.800	20.900	19.900	19.000	17.800
Industrie	12.800	13.100	13.800	14.300	14.800
Verkehr	19.100	20.200	21.500	21.600	22.300
<b>Summe CO<sub>2</sub></b>	<b>72.200</b>	<b>71.300</b>	<b>73.600</b>	<b>84.700</b>	<b>88.300</b>
<b>NO<sub>x</sub>-Emissionen [t]</b>					
Energie	23.100	23.100	26.100	23.200	27.500
Haushalte - Kleinverbraucher	16.800	17.300	13.900	9.800	11.800
Industrie	11.700	12.200	13.000	13.600	14.300
Verkehr	130.700	81.000	48.100	37.300	33.600
<b>Summe NO<sub>x</sub></b>	<b>182.400</b>	<b>133.600</b>	<b>101.100</b>	<b>83.900</b>	<b>87.200</b>
<b>SO<sub>2</sub>-Emissionen [t]</b>					
Energie	12.600	11.800	12.300	20.200	23.700
Haushalte - Kleinverbraucher	14.300	13.900	12.900	12.000	11.000
Industrie	17.500	18.900	21.400	23.600	26.000
Verkehr	7.700	8.400	5.500	6.800	7.100
<b>Summe SO<sub>2</sub></b>	<b>52.100</b>	<b>53.000</b>	<b>52.100</b>	<b>62.600</b>	<b>67.800</b>

## **5.2.2 Szenario S1: Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze**

### **5.2.2.1 Szenario S1-A: CO<sub>2</sub>-Obergrenze im Energieversorgungssektor**

In diesem Szenario wird eine konstante Obergrenze für die CO<sub>2</sub>-Emissionen ab 2008 bis 2020 unterstellt, die einer Minderung von 21% bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 im Energieversorgungssektor entspricht. Dieses Szenario ist dadurch geprägt, dass anstelle der Steinkohle verstärkt Erdgas in neu zu errichtenden GuD-Anlagen zur Verstromung eingesetzt wird, um die CO<sub>2</sub>-Obergrenze einhalten zu können. Im Jahr 2010 ist mehr Kapazität installiert als eigentlich benötigt wird, was darauf zurückzuführen ist, dass in diesem Jahr zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe neue GuD-Anlagen (zur Strom- und Wärmeproduktion) zugebaut werden. Die Modellergebnisse veranschaulichen, dass noch vorhandene Kraftwerkskapazitäten auf Kohlebasis in dieser Periode kaum genutzt werden.

Des Weiteren zeigen die Modellergebnisse im CO<sub>2</sub>-Minderungsszenario den verstärkten Einsatz von Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien. Das Potential von Windkraftanlagen an Standorten mit hohen, mittleren und geringen Windgeschwindigkeiten wird im Jahr 2020 voll genutzt. Kleine Wasserkraftwerke werden modernisiert, was zu einer höheren installierten Leistung im Jahr 2010 führt. Das Biomassepotential wird ebenfalls in der Periode ab 2010 ausgebaut, wobei sich die in Baden-Württemberg zur Energiebereitstellung eingesetzte Holzmenge auf den Energieversorgungs- und Industriesektor verteilt. In der Periode ab 2015 erreichen einige Biomassekraftwerke das Ende ihrer Lebensdauer und werden nur teilweise ersetzt (neue Biomassekraftwerkskapazitäten ca. 120 MW<sub>el</sub>, stillgelegte Kapazitäten ca. 200 MW<sub>el</sub> in der Periode ab 2015). Die Kapazität an Windkraftanlagen steigt weiter, wohingegen der Anteil an Photovoltaikstrom an der Stromerzeugung marginal bleibt. In Abbildung 20 ist die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg dargestellt.



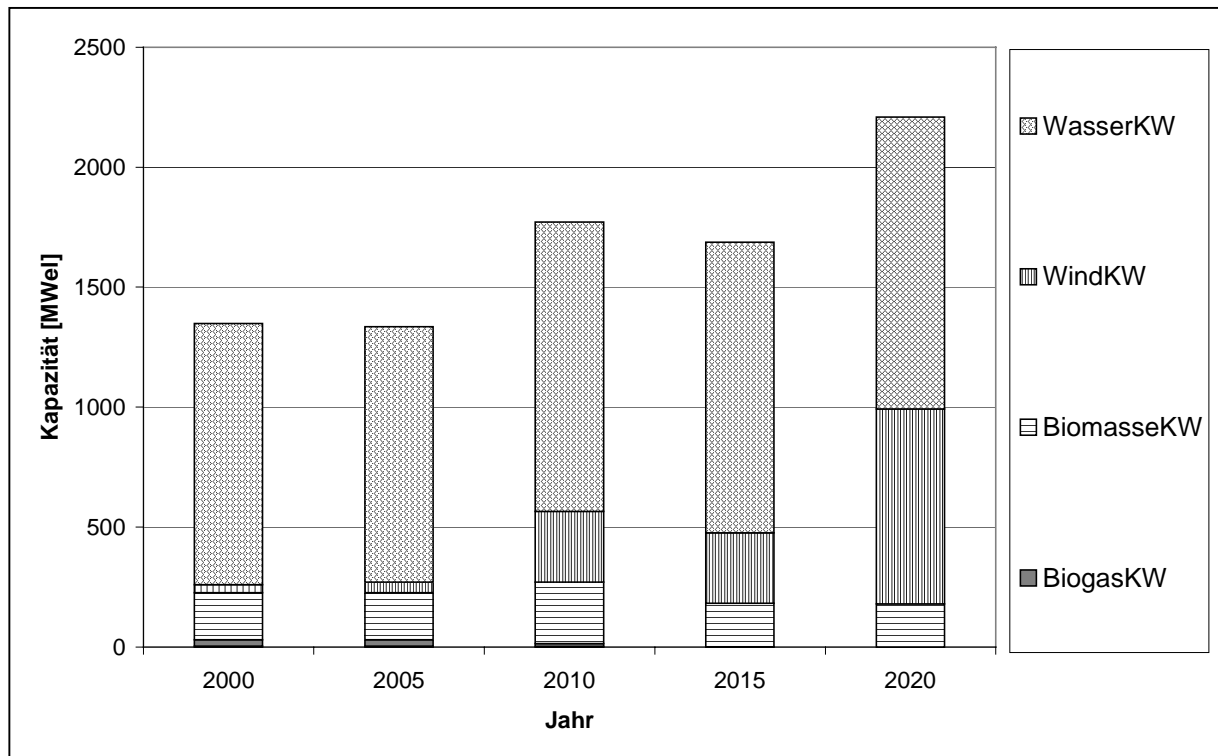


Abbildung 20: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg im Szenario S1-A

Eine Verlagerung der Nutzung der Kernenergie im Rahmen der vorgegebenen Restnutzungsdauer und Reststrommenge in die Perioden ab dem Jahr 2010 bzw. 2015 trägt ebenfalls dazu bei, die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze einzuhalten. Aufgrund des stärkeren Einsatzes der Kernkraftwerke im Jahre 2010 wird in dieser Periode weniger Strom nach Baden-Württemberg importiert. Die Verteilung der Stromproduktion nach Energieträgern ist in Abbildung 21 dargestellt.

Aufgrund der durch die beschriebenen Maßnahmen erzielten Verringerung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors bei der Bereitstellung von Elektrizität erbringen Stromsparoptionen auf der Nachfrageseite einen vergleichsweise geringen Anteil an einer konsistenten Minderungsstrategie. Dieser geringe Beitrag liegt unter anderem darin begründet, dass zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zuerst energieangebotsseitige Maßnahmen ergriffen werden. Aufgrund der neuen Angebotsstrukturen vermindern sich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro bereitgestellter Kilowattstunde, was auf die wirtschaftliche Effizienz von Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung auf der Nachfrageseite einen relevanten Einfluss hat, da nun durch Stromeinsparmaßnahmen weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden können.

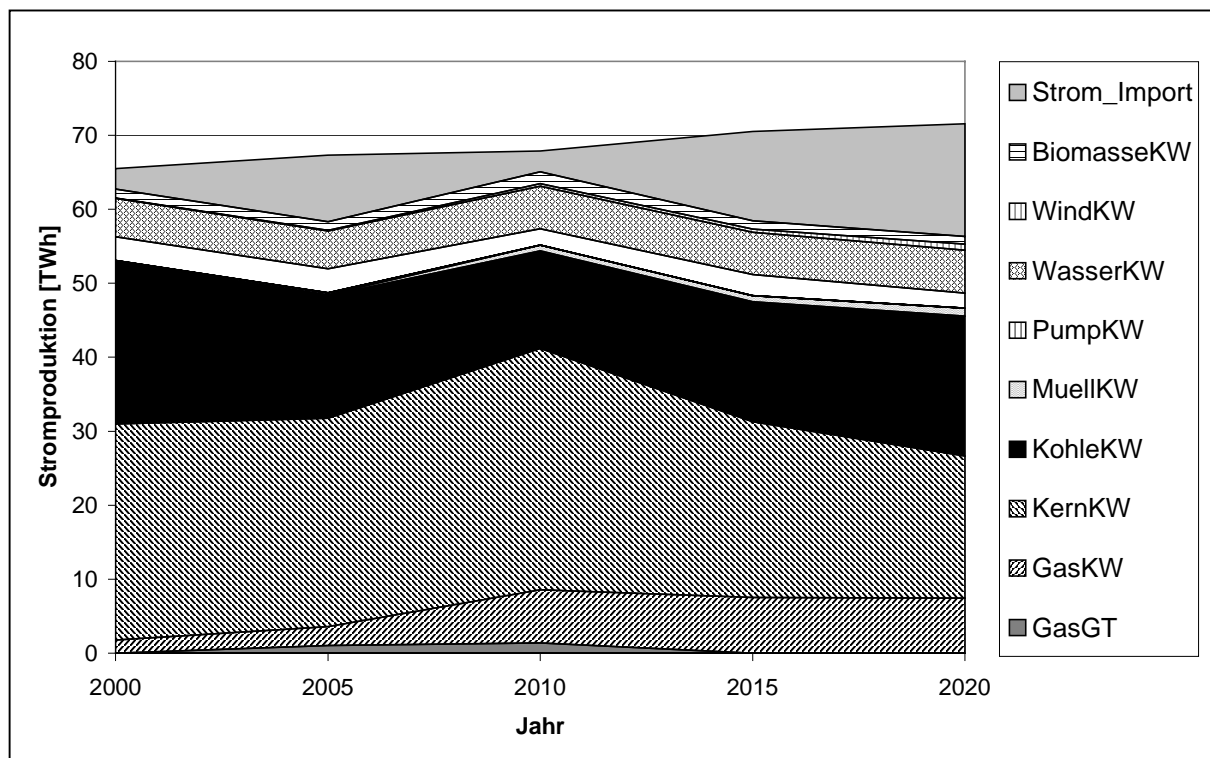


Abbildung 21: Entwicklung der Stromproduktion [in TWh] in Baden-Württemberg im Szenario S1-A

Infolge der beschriebenen Entwicklungen sinken die  $\text{SO}_2$ -Emissionen im Vergleich zum Referenzfall im Jahr 2010 bzw. 2020 um über 35 % bzw. 55 %. Die  $\text{NO}_x$ -Emissionen sinken ebenfalls, wenn auch deutlich geringer.

### Ergebnisse bei Vorgabe geringerer $\text{CO}_2$ -Emissionsobergrenzen

Abbildung 22 zeigt die Verteilung von Kraftwerkskapazitäten bei unterschiedlichen  $\text{CO}_2$ -Minderungszielen im Jahr 2020. Die Modellergebnisse verdeutlichen, dass bei strengeren  $\text{CO}_2$ -Obergrenzen der Anteil an Gaskraftwerken steigt, während der Anteil an Kohlekraftwerken sinkt. In allen Fällen wird das Windpotential an sämtlichen Standorten ausgeschöpft.

Trotz der gleichen Stromnachfrage bei den verschiedenen Minderungsfällen steigt die installierte Kraftwerkskapazität. Dies liegt daran, dass aufgrund der  $\text{CO}_2$ -Emissionsobergrenze einige bestehende Anlagen nicht voll genutzt werden und neue Anlagen gebaut werden, um die Emissionsvorgaben einzuhalten.

Eine steigende  $\text{CO}_2$ -Emissionsobergrenze wirkt sich auch auf die  $\text{NO}_x$ - und  $\text{SO}_2$ -Emissionen im Energieversorgungssektor aus, mit der Senkung der Kohlekraftwerkskapazitäten und der Erhöhung der Gaskraftwerkskapazitäten vermindern sich die  $\text{NO}_x$  und  $\text{SO}_2$ -Emissionen (vgl. Tabelle 62).

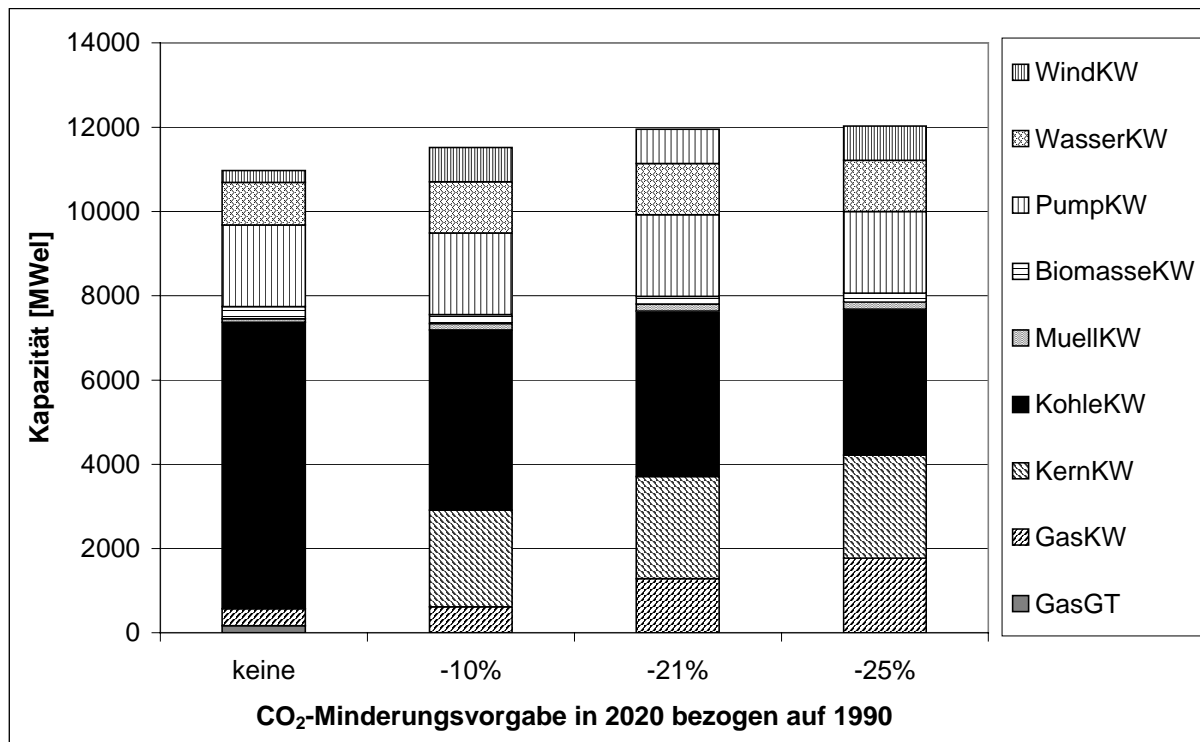


Abbildung 22: Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2020 (nach eingesetzten Energieträgern) in Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Minderungsziel im Szenario S1-A

Tabelle 62: Entwicklung der NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen in Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Minderungsziel im Szenario S1-A

Minderungsvorgabe	NO <sub>x</sub> [t]			
	2005	2010	2015	2020
-10%	32.750	31.800	26.650	26.050
-21%	32.550	30.700	24.150	23.650
-25%	32.550	29.600	23.500	22.900
Minderungsvorgabe	SO <sub>2</sub> [t]			
	2005	2010	2015	2020
-10%	12.200	10.500	11.200	11.700
-21%	11.750	7.850	9.850	10.550
-25%	11.750	6.600	8.200	8.800

## Kosten

In Tabelle 63 ist die Entwicklung der Kosten der letzten geminderten Tonne CO<sub>2</sub> [Euro/t] (Grenzkosten) im Szenario S1-A bei einem CO<sub>2</sub>-Minderungsziel von 21% in Bezug auf 1990 dargestellt.

Tabelle 63: Grenzkosten im Szenario S1-A (CO<sub>2</sub>-Minderungsziel von 21% in Bezug auf 1990)

	2010	2015	2020
<b>Kosten der letzten geminderten Tonne CO<sub>2</sub> [Euro /t]</b>	35	25	35

In der Periode ab dem Jahr 2010 wird in angebotsseitige Minderungsoptionen investiert, obwohl noch ausreichend Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind, um die CO<sub>2</sub>-Obergrenze einzuhalten. Dem gegenüber erreichen in der Periode ab 2015 vermehrt Kraftwerke das Ende ihres Lebensdauer, weshalb ein Zubau unausweichlich ist und die Grenzkosten von 35 Euro/t CO<sub>2</sub> auf 25 Euro/t CO<sub>2</sub> sinken. U.a. aufgrund steigender Gaspreise erhöhen sich die Grenzkosten im Jahr 2020 wieder auf 35 Euro/t CO<sub>2</sub>.

### 5.2.2.2 Szenario S1-B: CO<sub>2</sub>-Obergrenze in allen betrachteten Sektoren

Auch in diesem Szenario werden die meisten CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen im Energieversorgungssektor realisiert: bei einer Minderungsvorgabe von 21 % ab 2008 im Vergleich zum Referenzszenario sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen (Bezugsjahr 1990) um ca. 70 % in diesem Sektor. Dagegen trägt der Verkehrssektor kaum zu einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Die geringen Minderungsanstrengungen in diesem Sektor sind hauptsächlich mit einer Erhöhung der Effizienz der Motoren verbunden. Der Verkehrssektor bleibt somit die wichtigste CO<sub>2</sub>-Emissionsquelle in Baden-Württemberg. Weitere CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsmaßnahmen sollten in den Haushalts- und Industriesektoren realisiert werden, um die Minderungsziele einhalten zu können.

## Energieversorgung

Im Energieversorgungssektor werden vor allem Gasanlagen (vorwiegend KWK-Anlagen aber auch GuD-Anlagen rein zur Stromerzeugung ohne Wärmeproduktion) und weniger Kohlekraftwerke zugebaut: Im Jahr 2020 liegt die Gasanlagenkapazität bei ca. 4500 MW<sub>el</sub>, während sie bei einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze nur im EVU-Sektor ca. 1300 MW<sub>el</sub> beträgt. In Abbildung 23 werden die Kraftwerkskapazitäten in den Szenarien S1-A und S1-B einander gegenübergestellt. Die gesamte installierte Kapazität an Kraftwerken ist in der Periode ab 2020

im Szenario S1-B um 2500 MW<sub>el</sub> höher als im Szenario S1-A. Die noch vorhandenen Kohlekraftwerke (Kapazität von ca. 2000 MW<sub>el</sub> ab 2020) werden kaum genutzt, um die für alle Sektoren vorgegebene CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze einhalten zu können. Das gesamte Biomassepotenzial (Holz und Stroh) wird in der Periode ab dem Jahr 2020 komplett in KWK-Anlagen genutzt. Selbst die integrierte Vergasung von Holz kommt in die Lösung und das Synthesegas wird in effizienten GuD-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Um die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze einhalten zu können, zeigen die Modellergebnisse auch den Einsatz von Photovoltaikanlagen im Energieversorgungssektor ab 2020. In einem ergänzenden Szenario mit dem gleichen Emissionsminderungsziel wie im Szenario S1-B wurden Brennstoffzellenkraftwerke als Minderungsoptionen ab 2020 ins Modell integriert. Die Modellergebnisse zeigen, dass diese Technologie nun anstelle von Photovoltaikanlagen realisiert werden würde. Zusammenfassend verdeutlichen die Modellergebnisse, dass nahezu alle Minderungsoptionen im Energieversorgungssektor gewählt werden, um die CO<sub>2</sub>-Obergrenze einzuhalten. Damit sind Minderungen in den anderen Sektor in einem geringeren Umfang notwendig. Allerdings werden auf der Energienachfrageseite noch immer nur sehr wenige Optionen zur Stromeinsparung genutzt.

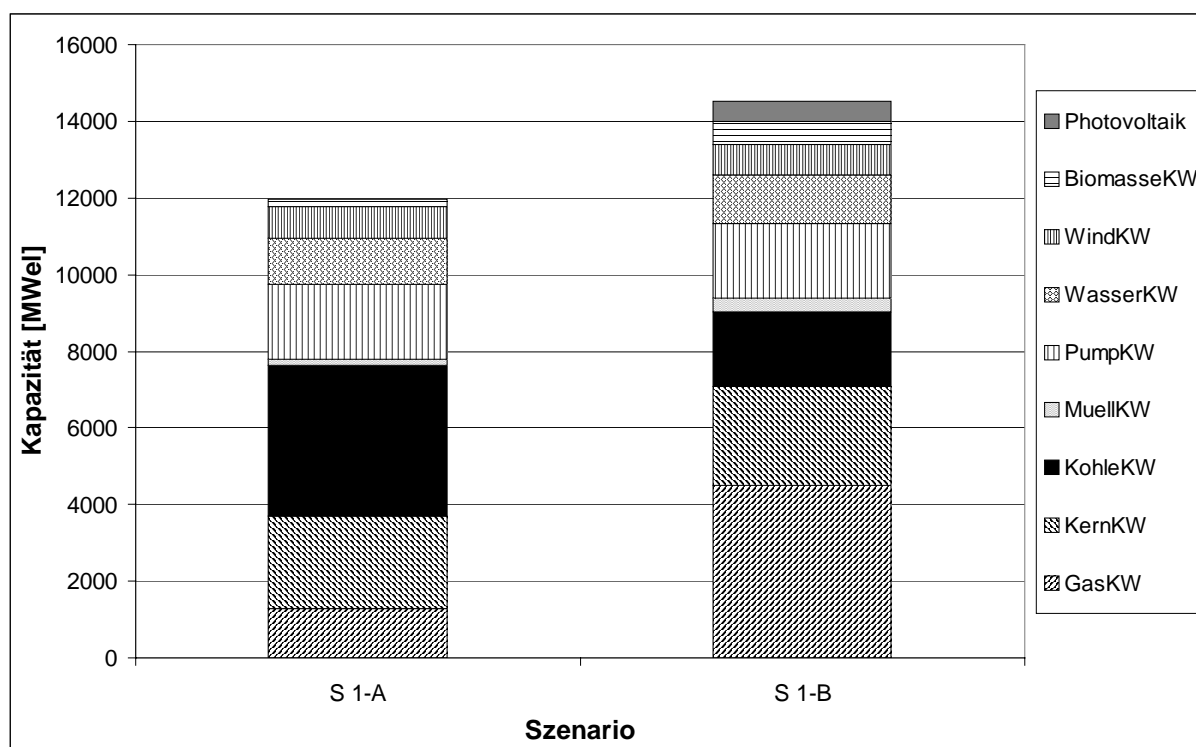


Abbildung 23: Kapazitäten der Kraftwerke in Baden-Württemberg in den Szenarien S1-A und S1-B im Jahr 2020 (CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgabe: -21% in Bezug auf 1990)

## Private Haushalte - Kleinverbraucher

Im Haushaltsektor werden zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze Maßnahmen im Heizungsbereich und bei der Isolierung der Gebäude realisiert. Im Bereich Heizwärmeerzeugung wird verstärkt in Erdgas-Zentralheizungen mit Gebläsebrenner oder Brennwertkessel investiert. Trotz steigender Gaspreise amortisiert sich die Mehrinvestition gegenüber konventionellen Gasheizungen im Laufe der Nutzungsdauer. Bestehende Fernwärmenetze werden weiter genutzt, der Anteil an Heizölanlagen nimmt dagegen ab. Dies liegt einerseits an den steigenden Ölpreisen, andererseits aber auch an den schlechteren CO<sub>2</sub>-Emissionswerten von Heizölanlagen im Vergleich zu Erdgasanlagen. Die Modellergebnisse zeigen, dass in Mehrfamilienhäusern Erdgas die dominierende Rolle spielt. Die Entwicklung der Energieträgerverteilung ist in Abbildung 24 dargestellt.

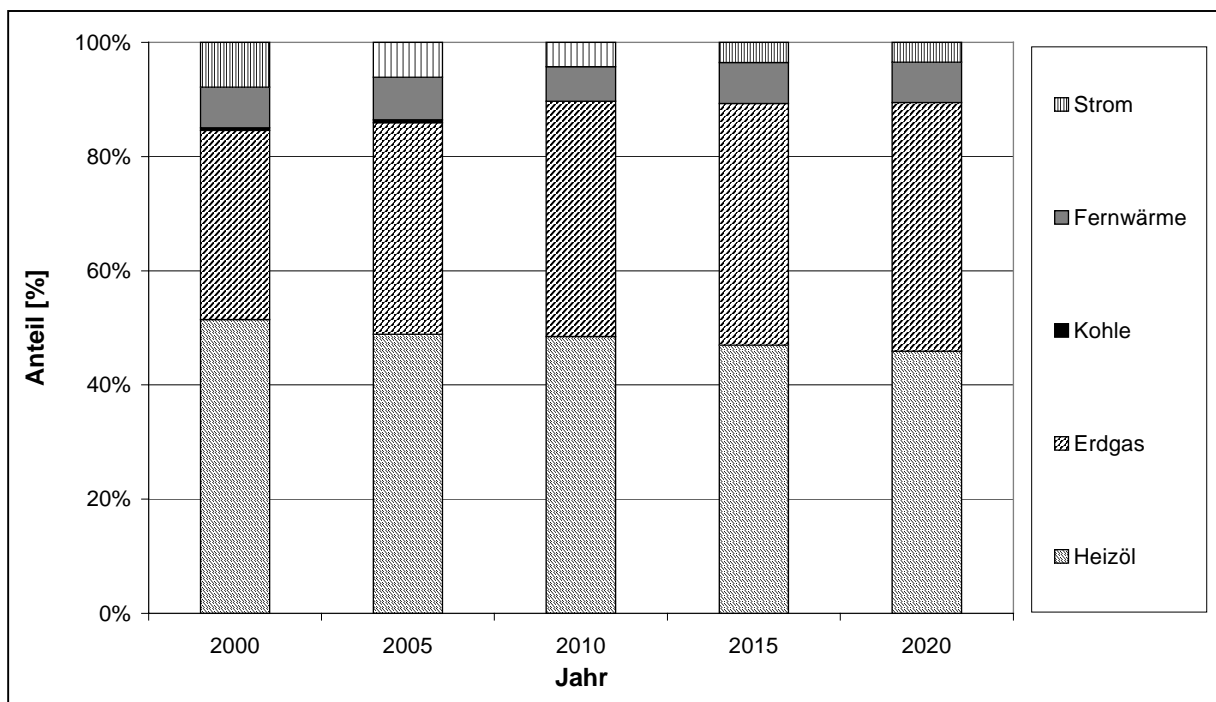


Abbildung 24: Energieträgerverteilung im Haushaltssektor für die Heizwärmeversorgung im Szenario S1-B

Wärmepumpen werden auch als weitere Emissionsminderungsalternative in Einfamilienhäuser gewählt: in Neubauten steigt der Anteil an Wärme aus Wärmepumpen zwischen 2010 und 2020 von 5 % auf 13 %. Des Weiteren zeigen die Modellergebnisse, dass der Einsatz von Nahwärmesystemen mit einem Anteil von 5 % an der gesamten Heizenergie in Neubauten im Jahr 2020 eine weitere Lösung darstellt. Zwischen den Perioden 2000 und 2020 verdoppelt sich die installierte Kapazität an Nahwärmeeinrichtungen (auf Basis von Erdgas und Biomasse).

Um den Heizenergiebedarf zu verringern, und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern, wird stark in effiziente Dämmmaßnahmen investiert. Im Jahr 2020 weisen mehr als 50 % der Wohnflächen

im Altbau- und Neubaubereich einen Wärmebedarf kleiner  $0,35 \text{ GJ/m}^2$  auf, während im Referenzfall der Wärmebedarf für die meisten Wohnflächen über  $0,35 \text{ GJ/m}^2$  lag.

Durch effizientere Heizungsanlagen und Dämmmaßnahmen sinkt der Energieverbrauch um 10 % im Jahr 2010 und 15 % im Jahr 2020 (vgl. Abb.25).

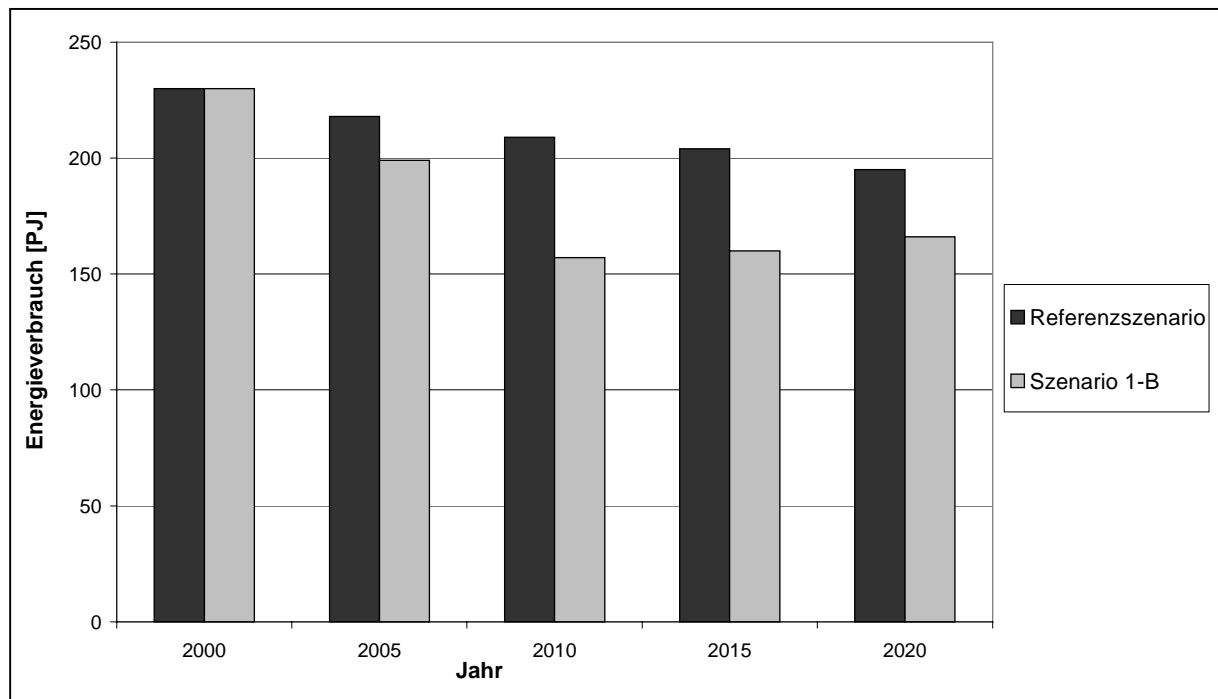


Abbildung 25: Energieverbrauch im Haushaltssektor im Referenzszenario und im Szenario S1-B (CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe: -21 % ab 2008 bezogen auf 1990)

Bei Kleinverbrauchern sind autonome Effizienzverbesserungen bereits in der Brennstoffnachfrageentwicklung berücksichtigt. Weitere Sparmaßnahmen werden nicht realisiert.

## Industrie

In der Industrie vergrößert sich die Nutzung von Erdgas zur Wärme- und Stromerzeugung, während der Anteil an Heizöl und Kohle abnimmt. Als Minderungsoption in der Periode 2010-2015 wird u.a. der verstärkte Einsatz von Biomasse gewählt. Die zur Verfügung stehende Biomasse verteilt sich auf den Energie- und den Industriesektor. Ab 2015 wird sie vor allem im Energieversorgungssektor eingesetzt und der Anteil an Biomasse als Brennstoff in der Industrie sinkt wieder leicht. In Abbildung 26 ist die Entwicklung der Anteile der eingesetzten Brennstoffe zur industriellen Strom- und Wärmeerzeugung zwischen 2000 und 2020 dargestellt. Die gesamte Stromproduktion findet in KWK-Anlagen statt.

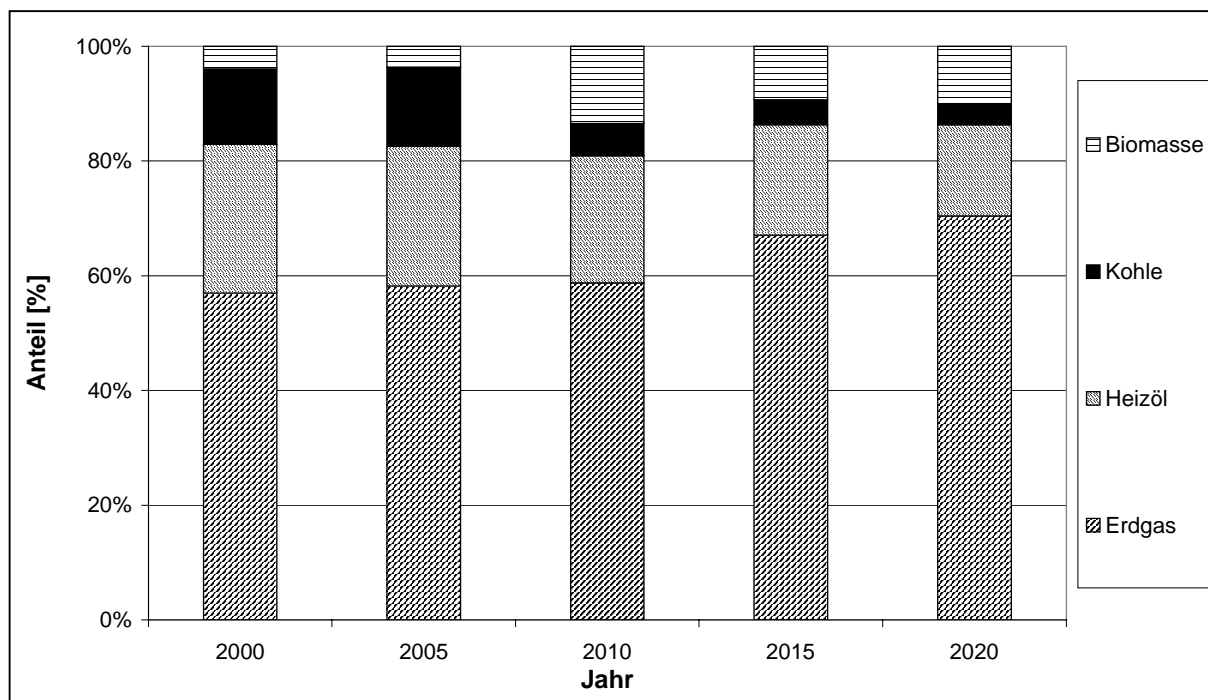


Abbildung 26: Entwicklung der Anteile an eingesetzten Brennstoffen in der Industrie zwischen 2000 und 2020 (CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe: -21 % bezogen auf 1990 ab 2008)

Die Erhöhung des Erdgasverbrauches führt zu einem Anstieg der NO<sub>x</sub>-Emissionen um 6 % im Jahr 2010 im Vergleich zum Referenzszenario. Die SO<sub>2</sub>-Emissionen hingegen sinken wegen des geringeren Öl- und Steinkohleeinsatzes um 55 % im Jahr 2010 und 80 % im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 27).



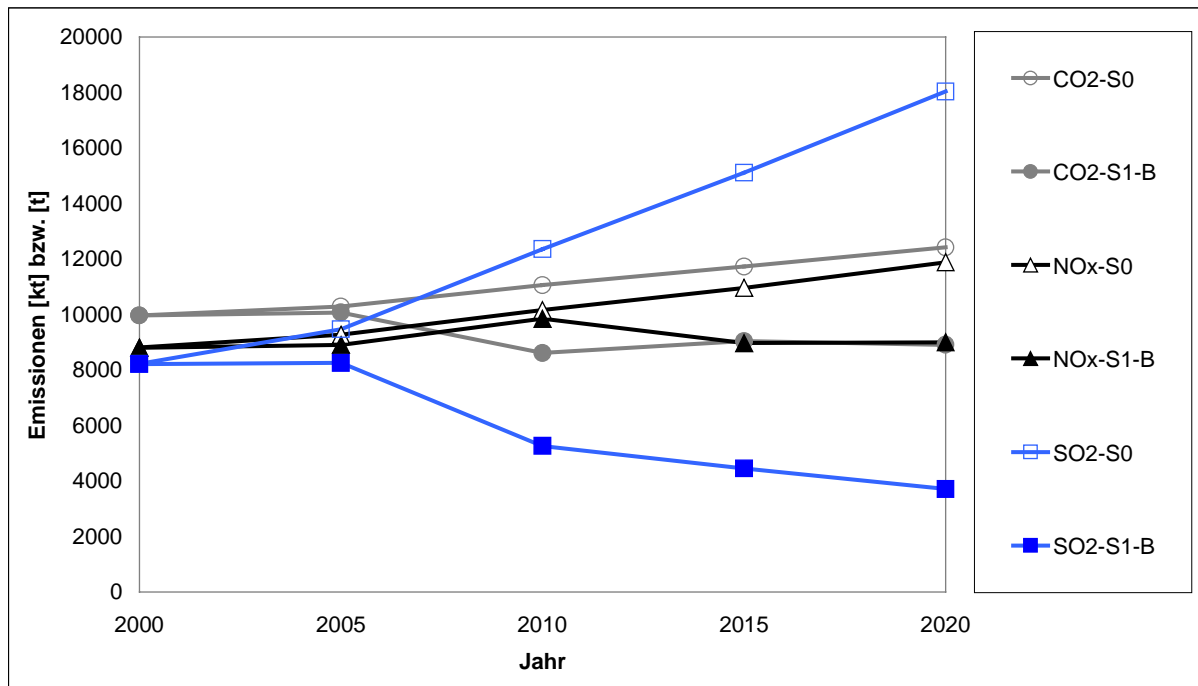


Abbildung 27: CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen (in [kt] für CO<sub>2</sub>, in [t] für NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub>) im Industriesektor, im Referenzszenario S0 und im Szenario S1-B (CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe: - 21 % bezogen auf 1990 ab 2008)

## Verkehr

Im Verkehrssektor werden beim Personentransport erst im Jahr 2020 Maßnahmen getroffen. Die Modellergebnisse zeigen, dass ca. 11 % der gesamten PKW-Fahrleistung mit H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Fahrzeugen befriedigt wird. Allerdings deckt Wasserstoff nur ca. 2 % des gesamten Energieverbrauchs für Pkw. Aufgrund des Brennstoffzelleneinsatzes sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 10 % in diesem Sektor im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzfall. Die Ergebnisse zeigen auch, dass weitere Strecken für den Schienentransport elektrifiziert werden sollten.

## Emissionen

Wie bereits erwähnt, findet ein Grossteil der Emissionsminderung im Energieversorgungssektor statt. Die beschriebenen Effizienzsteigerungen in den anderen Sektoren und die Umsetzung von ökonomisch sinnvollen Energiesparmaßnahmen, insbesondere die bessere Isolierung innerhalb des Renovationszyklus im Haushaltssektor, tragen zum Absinken der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Abbildung 28 zeigt die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den unterschiedlichen Sektoren.

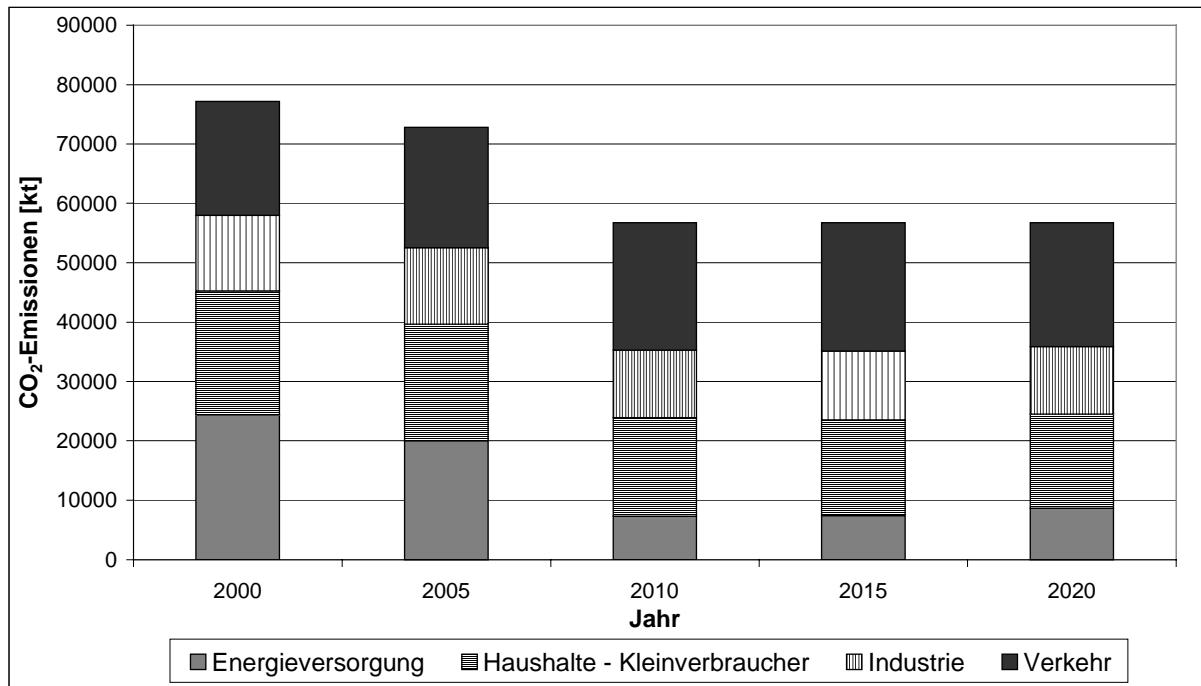


Abbildung 28: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario S1-B in den unterschiedlichen Sektoren (CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe: - 21 % gezogen auf 1990 ab 2008)

Mit der Einführung von CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsmaßnahmen ist eine Senkung der NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Durch den Energieträgerwechsel von Kohle auf Erdgas vermindern sich insbesondere die SO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Einsparung von fossilen Brennstoffen insbesondere im Haushaltsektor trägt gleichzeitig zur Treibhausgas- und Schadstoffminderung bei. Die Entwicklung der NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen in den unterschiedlichen Sektoren ist in den Abbildungen 29 bzw. 30 dargestellt. In der Periode ab 2010 sinken die NO<sub>x</sub>-Emissionen um ca. 20 % und die SO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 40 % ab 2010 und 55 % ab 2020 im Vergleich zum Referenzszenario S0.

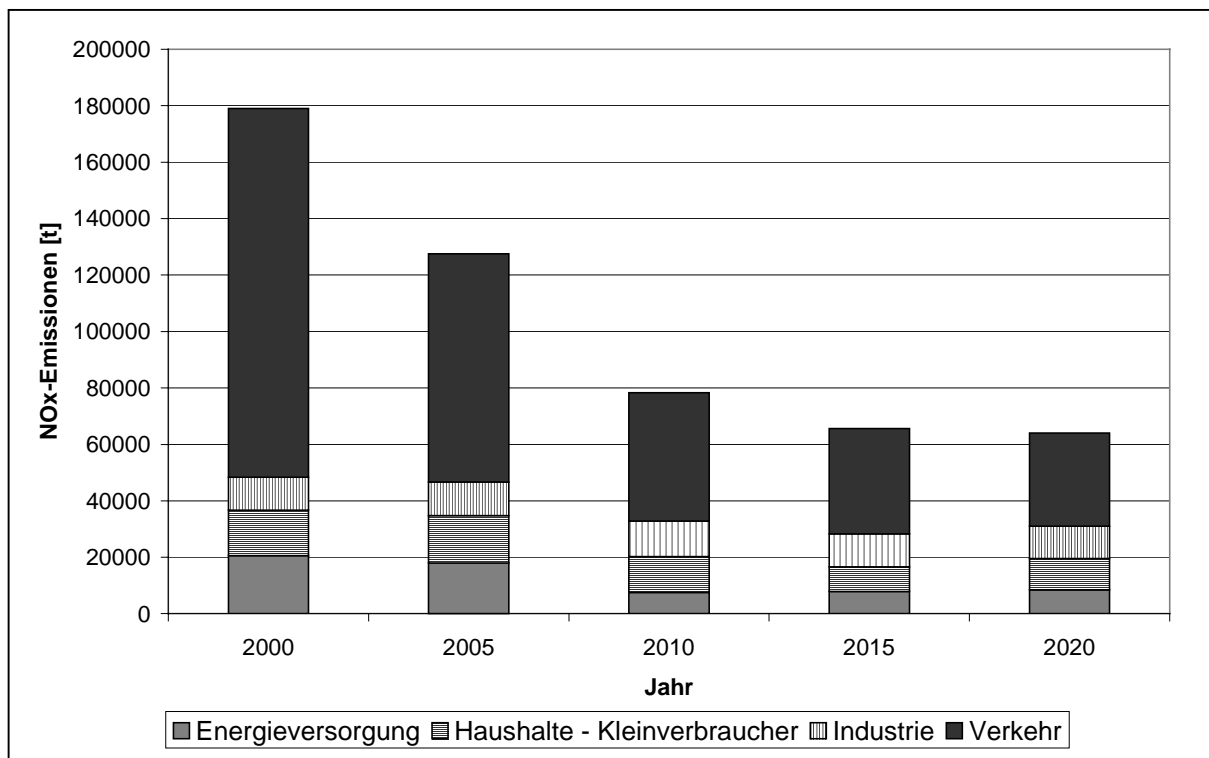


Abbildung 29: Entwicklung der NO<sub>x</sub>-Emissionen im Szenario S1-B in den unterschiedlichen Sektoren (CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe: - 21 % bezogen auf 1990 ab 2008)

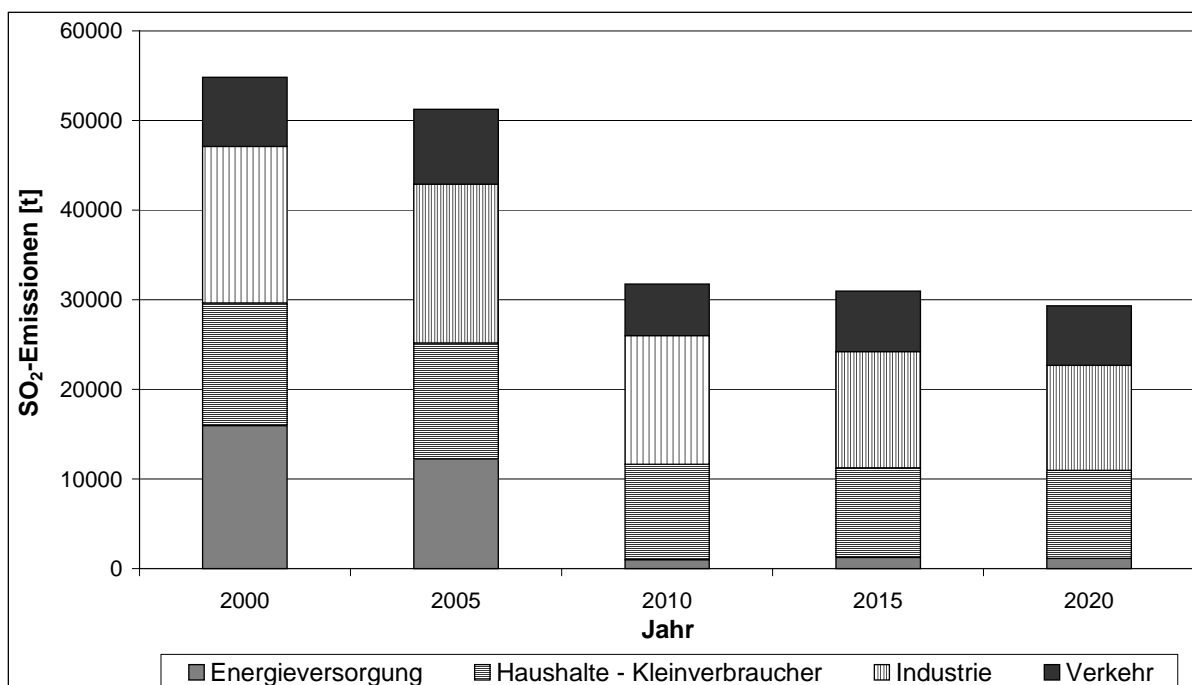


Abbildung 30: Entwicklung der SO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario S1-B in den unterschiedlichen Sektoren (CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe: - 21 % bezogen auf 1990 ab 2008)

## Ergebnisse bei Vorgabe geringerer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen

Bei einer CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 21 % bezogen auf 1990 ab 2008 werden nahezu alle Minderungsoptionen im Energieversorgungssektor gewählt. In Abbildung 31 ist die Verteilung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern im Jahr 2020 bei verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben dargestellt. Die Modellergebnisse zeigen deutlich, dass bei steigenden CO<sub>2</sub>-Minderungszielen der Anteil an Gaskraftwerken bis zu einer CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von ca. 21 % zunimmt, während der Anteil an Kohlekraftwerken sinkt. Des Weiteren wird deutlich, dass die Reststrommenge aus Kernkraftwerken bei höheren Vorgaben stärker verlagert wird. Bei einer Vorgabe von 10 % werden im Jahr 2020 16 TWh<sub>el</sub>, bei einer Vorgabe von 15 % 18 TWh<sub>el</sub> und bei einer Vorgabe von 21 % 20 TWh<sub>el</sub> aus Kernkraftwerken produziert. Diese Verlagerung führt zu einem geringen Stromimport im Jahr 2020. Das Wind- und Biomassepotential wird bei strengeren Vorgaben voll ausgenutzt. Ab Minderungsvorgaben größer als 21 % sind fast alle Minderungsoptionen ausgeschöpft und es muss in teure CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen (wie bspw. Photovoltaik-Anlagen) investiert werden.

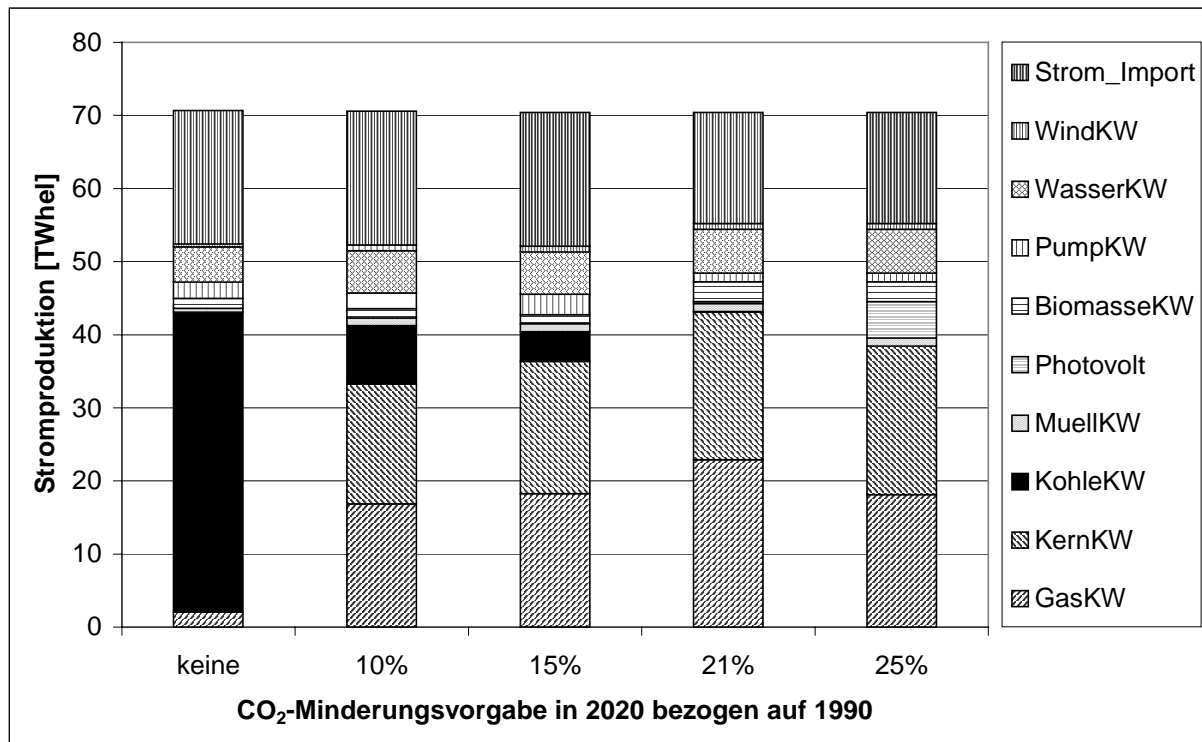


Abbildung 31: Stromproduktion nach Energieträgern bei verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben im Jahr 2020 im Szenario S1-B

Für alle CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben werden vorwiegend Minderungsoptionen im Energieversorgungssektor realisiert. Im Haushaltssektor werden bei steigenden Minderungsvorgaben immer mehr effiziente Dämmmaßnahmen eingesetzt, wodurch der Heizenergieverbrauch sinkt. Während sich im Referenzszenario die Stromproduktion in der Industrie auf Kraftwerke und Heizkraftwerke verteilt, wird schon bei einer CO<sub>2</sub>-

Minderungsvorgabe von 10 % fast die gesamte Strommenge in Heizkraftwerken produziert. Mit einer steigenden Vorgabe sinkt der Anteil von Strom aus Heizöl- und Steinkohleanlagen an der gesamten Stromproduktion, während der Anteil von Strom aus Erdgasheizkraftwerken steigt. Ebenso erhöht sich bei höheren Minderungszielen der Anteil an Wärme aus Biomasseheizwerken. Erst für CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben von 21 % werden im Verkehrssektor Maßnahmen umgesetzt (bspw. Einsatz von Brennstoffzellenmotoren). In Abbildung 32 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den verschiedenen Sektoren bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben des Szenarios S1-B im Jahr 2020 dargestellt.

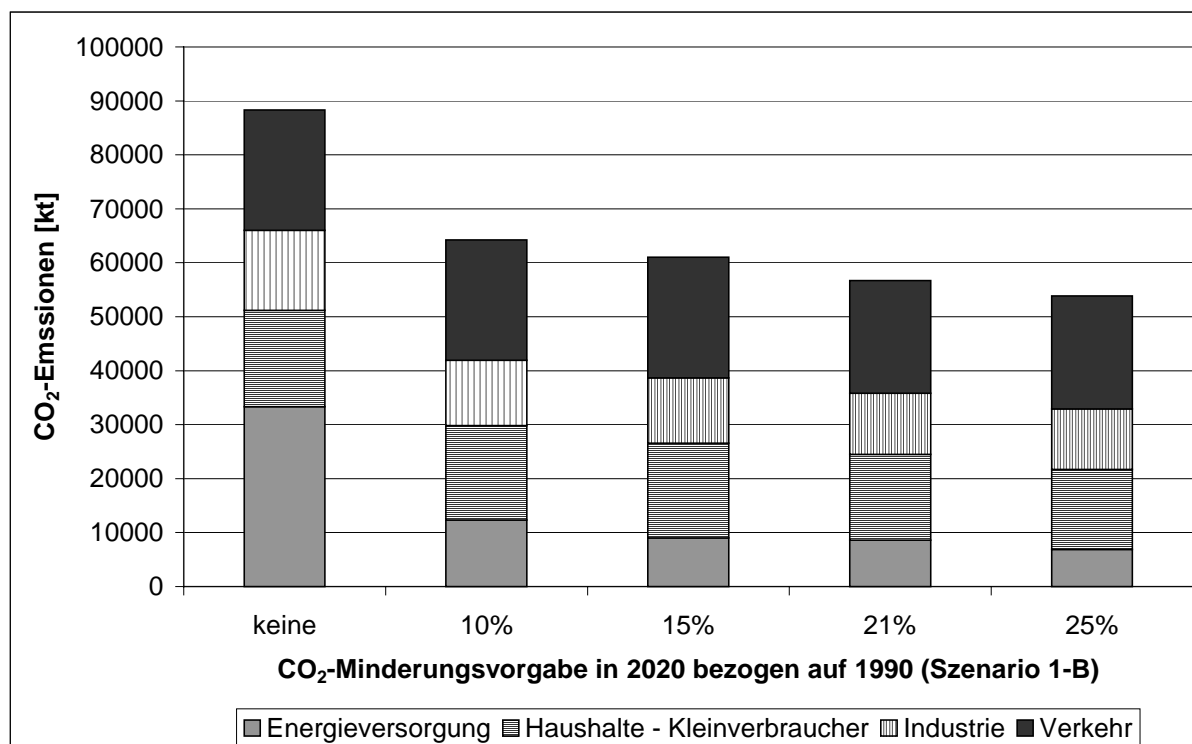


Abbildung 32: CO<sub>2</sub>-Emissionen in den verschiedenen Sektoren bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben des Szenarios S1-B im Jahr 2020

In Abbildung 33 sind die NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>- Emissionen für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben in den verschiedenen Sektoren für die Periode ab dem Jahr 2020 dargestellt. Die Modellergebnisse zeigen, dass mit einer steigenden CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe die gewählten Minderungsoptionen zu immer geringeren NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen führen.

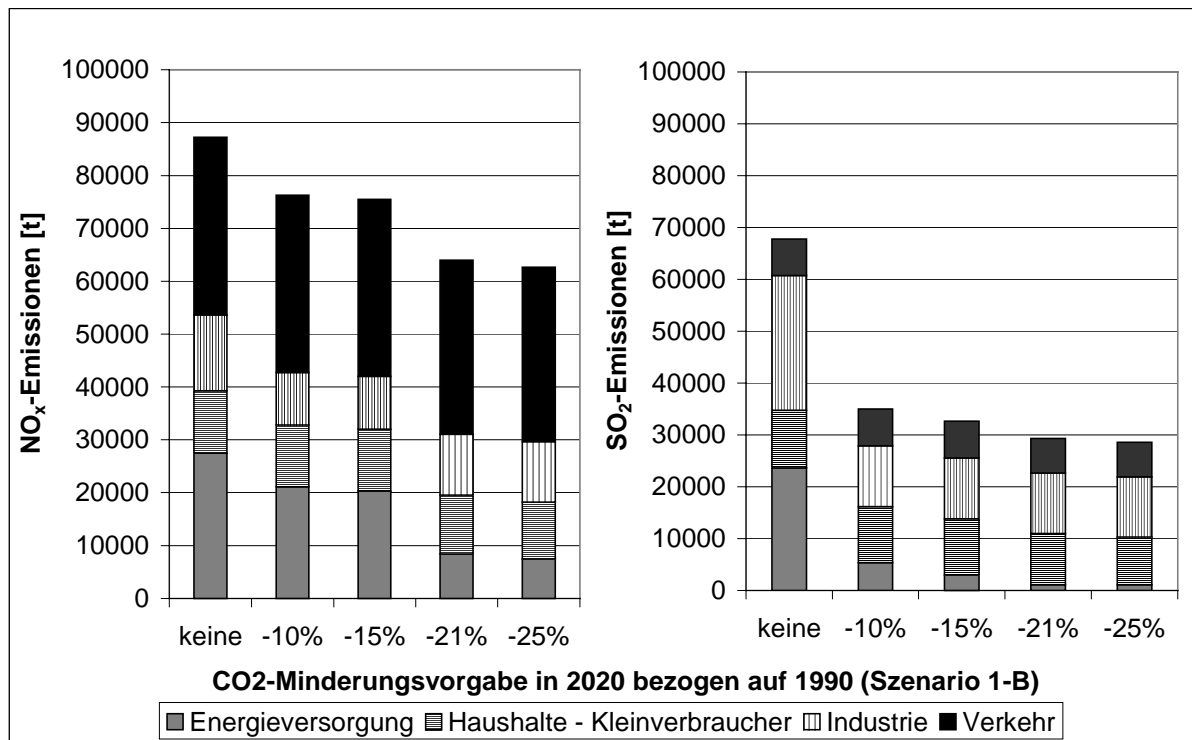


Abbildung 33: NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>- Emissionen in den verschiedenen Sektoren bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben des Szenarios S1-B im Jahr 2020

### Grenzkosten

In Tabelle 64 sind die Kosten der letzten geminderten Tonne CO<sub>2</sub> für die Minderungsvorgaben von 10 % ,15 % , 21 % und 25 % in Bezug auf 1990 ab 2008 dargestellt.

Tabelle 64: Grenzkosten für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben im Szenario S1-B

CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe	Kosten der letzten geminderten Tonne CO <sub>2</sub> [Euro /t]		
	2010	2015	2020
10 %	37	35	40
15 %	48	42	55
21 %	1.010	50	420
25 %	1.680	70	450

Die höheren Grenzkosten im Jahr 2010 liegen darin begründet, dass neue Kraftwerke (vorwiegend Gaskraftwerke) zugebaut werden müssen, um die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze einzuhalten, obwohl genügend Kapazität vorhanden ist. Bei einer CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 10% erreicht die Gesamtkapazität ca. 14300 MW<sub>el</sub>, während sie im Referenzfall bei einem Wert von ca. 12600 MW<sub>el</sub> im gleichen Jahr liegt. Viele vorhandene Anlagen werden nicht voll ausgelastet. In der Periode ab 2015 erreichen ca. 3000 MW<sub>el</sub> an Kraftwerken (Block 1 des

Kernkraftwerks Neckarwestheim, unterschiedliche Kohle- und Ölkraftwerke) das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer. Bis 2020 werden weitere Anlagen stillgelegt, insbesondere Kohlekraftwerke, die dann das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben. Sie werden vorwiegend durch Gasanlagen ersetzt. U.a. aufgrund der steigenden Preise für den Primärenergieträger Erdgas steigen die Kosten der letzten geminderten Tonne CO<sub>2</sub> ab 2020 wieder. Zum Erreichen der Minderungsvorgaben von 21 % bedarf es selbst des Einsatzes von Photovoltaikanlagen, wodurch sich die Grenzkosten deutlich erhöhen.

### 5.2.3 Szenario S2: Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Obergrenze

Im Szenario S1-B zeigte sich bereits, dass eine kombinierte Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Schadstoffe NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub> stattfindet, wenn eine CO<sub>2</sub>-Obergrenze vorgegeben wird. In den Perioden ab den Jahren 2010, 2015 und 2020 liegen die NO<sub>x</sub>-Emissionen im Szenario S1-B bereits unter den berechneten NO<sub>x</sub>-Vorgaben für Baden-Württemberg für eine CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von -21 % bezogen auf die Emissionen im Jahre 1990 ab 2008 (vgl. Kapitel 5.1). Nur in der Periode ab 2005 sind die NO<sub>x</sub>-Emissionen um 2 % höher als die NO<sub>x</sub>-Obergrenze. Hinsichtlich der SO<sub>2</sub>-Emissionen zeigen die Modellergebnisse, dass im Szenario S1-B die SO<sub>2</sub>-Vorgaben für Baden-Württemberg um ca. 10 % im Jahr 2010 und ca. 5 % im Jahr 2020 überschritten werden (vgl. Tabelle 65).

Tabelle 65: NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen im Szenario S2 sowie NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario S1-B

	2005	2010	2015	2020
NO <sub>x</sub> -Obergrenze [t]	125.400	91.200	91.200	91.200
NO <sub>x</sub> -Emissionen im Szenario S1-B [t]	127.582	78.294	65.627	64.011
SO <sub>2</sub> -Obergrenze [t]	-	28.000	28.000	28.000
SO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario S1-B [t]	51.254	31.760	30.988	29.337

Daraus ergibt sich, dass bei Vorgabe der beschriebenen NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Obergrenzen weitere NO<sub>x</sub>-Minderungsmaßnahmen in der Periode ab 2005 und SO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in den Perioden ab 2010, 2015 und 2020 realisiert werden müssen.

### Energieversorgung

Im Energieversorgungssektor wird die Nutzung der Restproduktionsmenge aus Kernkraftwerken ähnlich wie im Szenario S1-B verschoben und die stillgelegten Anlagen vorwiegend durch Gaskraftwerke (GuD) ersetzt, wobei im Jahr 2020 die installierte Kapazität dieser Kraftwerke im Szenario S2 um 5 % höher ist als im Szenario S1-B. Zudem wird ab 2010 fast kein Strom

mehr in Kohlekraftwerken produziert, obwohl noch Kapazitäten vorhanden sind. Die Modellergebnisse zeigen des Weiteren, dass Biomassekraftwerke (Holz) stärker ausgelastet werden (5000 bis 6000 h/a in der Periode 2005-2010 gegenüber ca. 4000 h/a im Szenario S1-B). Diese Maßnahmen tragen in erster Linie zur Minderung der CO<sub>2</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen im gesamten betrachteten System bei. Die SO<sub>2</sub>-Emissionen sind im Energieversorgungssektor um 80 % in der Periode ab 2010 und um 35 % in der Periode ab 2020 geringer als im Szenario S1-B. Hingegen ist die Reduktion der NO<sub>x</sub>-Emissionen geringer als im Szenario S1-B (- 20 % ab 2020 im Szenario 2 im Vergleich zum Referenzfall, - 65 % ab 2020 im Szenario S1-B im Vergleich zum Referenzfall). Im Szenario S1-B wurde Stroh als Energieträger zur Strom- und Wärmeerzeugung (gekoppelte Produktion) genutzt, dem gegenüber wird im Szenario S2 vornehmlich Holz zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Mit Holz befeuerte KWK-Anlagen haben einen höheren NO<sub>x</sub>-Emissionsfaktor aber einen geringeren SO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor als mit Stroh befeuerte KWK-Anlagen.

Die Modellergebnisse zeigen, dass in diesem Szenario vorwiegend der Energieversorgungssektor zur CO<sub>2</sub>- und SO<sub>2</sub>-Minderung beiträgt. Die hierfür gewählten Minderungsmaßnahmen führen aber zu einer Erhöhung der NO<sub>x</sub>-Emissionen im Vergleich zum Szenario S1-B. Daher müssen in anderen Sektoren, u.a. im Haushalt- und Verkehrssektor, Maßnahmen ergriffen werden, einerseits um die NO<sub>x</sub>-Obergrenze in der Periode 2005-2010 einzuhalten, andererseits aber auch, um die SO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahr 2010 weiter zu mindern.

## **Haushalte**

Im Haushaltssektor weisen die Modellergebnisse das Absinken des Heizwärmebedarfs um 2 % in der Periode 2005-2010 gegenüber dem Szenario S1-B aus. Die Senkung des Heizwärmebedarfs wird durch den Einsatz von effektiveren Isolierungsmaßnahmen im Altbau innerhalb des Renovierungszyklus erreicht. Im Szenario S2 liegt der durchschnittliche Raumwärmebedarf bei ca. 0,457 GJ/m<sup>2</sup> in alten Einfamilienhäusern und bei ca. 0,365 GJ/m<sup>2</sup> in alten Mehrfamilienhäusern (etwa 0,463 GJ/m<sup>2</sup> in alten Einfamilienhäusern bzw. 0,465 GJ/m<sup>2</sup> in alten Mehrfamilienhäusern im Szenario S1-B). Die NO<sub>x</sub>-Emissionen erreichen aufgrund dieser Maßnahmen ca. 13400 t im Szenario 2, während sie im Szenario S1-B bei ca. 16800 t liegen.

Auch nach der Periode 2005-2010 wird verstärkt in effiziente Dämmmaßnahmen investiert, wodurch der Brennstoffbedarf um 15 % ab 2010 und um 10 % in der Periode ab 2020 im Vergleich zum Szenario S1-B sinkt. Dabei verringern sich die CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>- Emissionen um 15 %, 13 % und 18 % im Jahr 2010 im Vergleich zum Szenario S1-B.

## **Industrie**

Im Industriesektor werden Erdgasanlagen in ähnlichem Umfang wie im Szenario S1-B eingesetzt, was eine SO<sub>2</sub>- Minderung bedingt, allerdings werden keine weiteren SO<sub>2</sub>- oder NO<sub>x</sub>- Minderungsoptionen realisiert.



## **Verkehr**

Die Modellergebnisse im Szenario S1-B zeigten, dass im Jahr 2005 Benzin-Pkw mit der Euronorm 1 noch vorhanden sind. Im Gegensatz dazu werden sie im Szenario S2 durch Benzin-Pkw mit Euronorm 2 ersetzt. Weiterhin ist der Anteil an Krafträdern mit der Euronorm 1 im Szenario S2 geringer als im Szenario S1-B. Diese Maßnahmen führen zu einer Minderung der NO<sub>x</sub>-Emissionen im Personenverkehrssektor von ca. 29500 t im Szenario S1-B auf ca. 27500 t im Szenario S2 im Jahr 2005.

Die Modellergebnisse im Güterverkehrssektor zeigen, dass Lkw teilweise mit Euronorm 2 und teilweise mit Euronorm 3 ausgestattet sind, während im Szenario S1-B bereits im Jahr 2005 nur noch Lkw mit Euronorm 2 vorhanden sind. Die NO<sub>x</sub>-Emissionen sinken so von ca. 51500 t im Szenario S1-B auf ca. 44500 t im Szenario S2 im Jahr 2005.

## **Emissionen**

Im Vergleich zum Szenario S1-B werden NO<sub>x</sub>-Minderungsmaßnahmen in der Periode 2005-2010 und SO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen ab 2010 realisiert, um die Minderungsvorgaben zu erreichen. Zur Einhaltung der NO<sub>x</sub>-Emissionsvorgabe in der Periode 2005-2010 werden in erster Linie im Haushalts- und Verkehrssektor Maßnahmen ergriffen, wohingegen durch Maßnahmen im Energie- und Haushaltssektor vor allem die Minderung der CO<sub>2</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglicht wird. Dagegen sind die NO<sub>x</sub>-Emissionen im Energieversorgungssektor höher als im Szenario S1-B, nicht zuletzt aufgrund des Einsatzes von Holz-KWK-Anlagen. In den Abbildungen 34, 35 und 36 sind die CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario S2 für die unterschiedlichen Sektoren dargestellt.

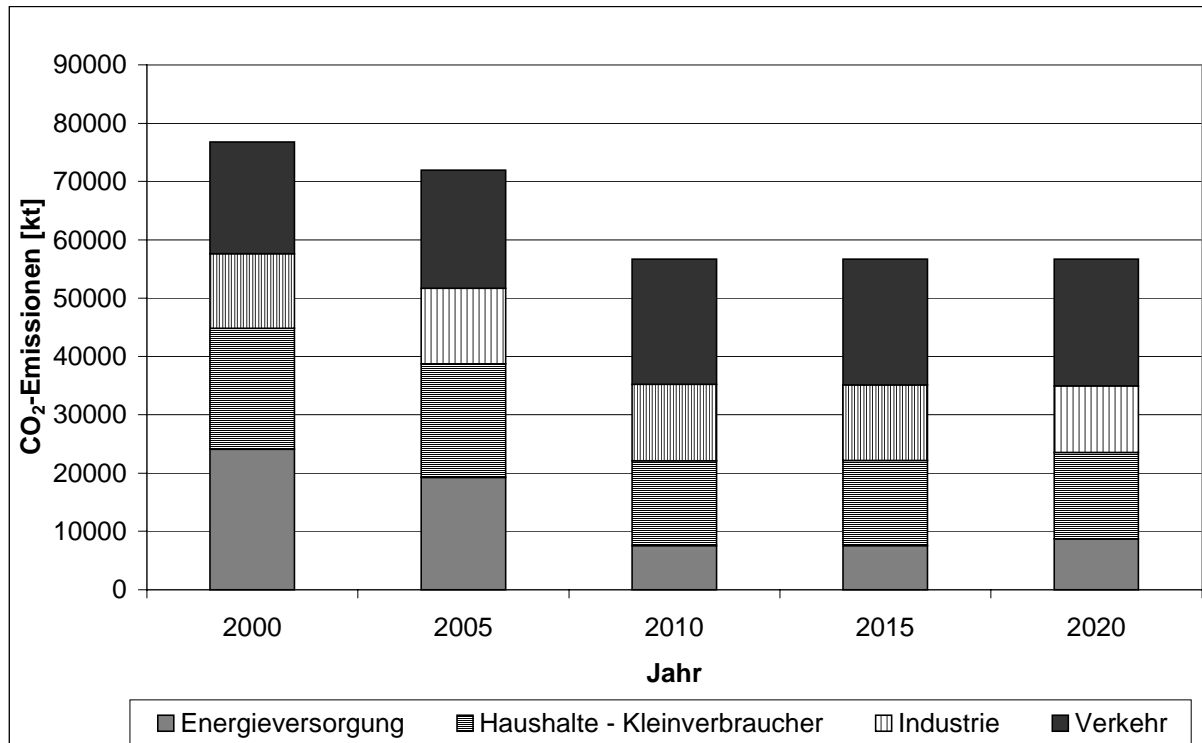


Abbildung 34: CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Sektoren im Szenario S2

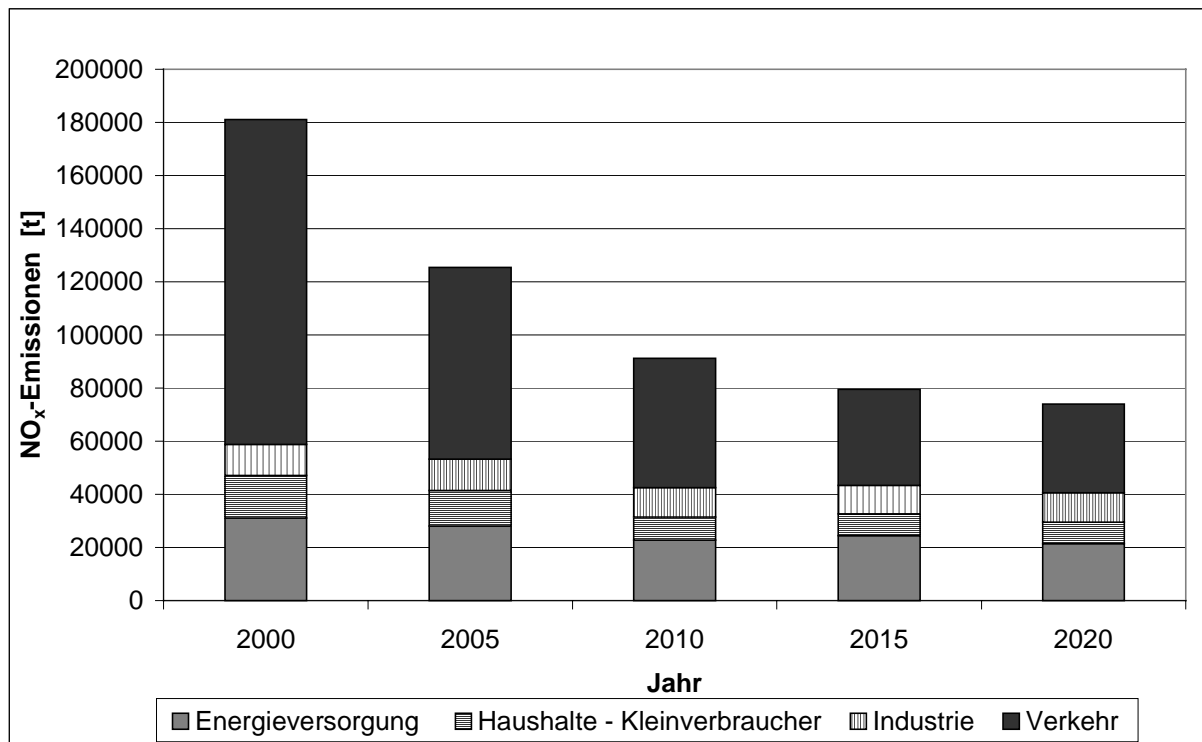


Abbildung 35: NO<sub>x</sub>-Emissionen nach Sektoren im Szenario S2

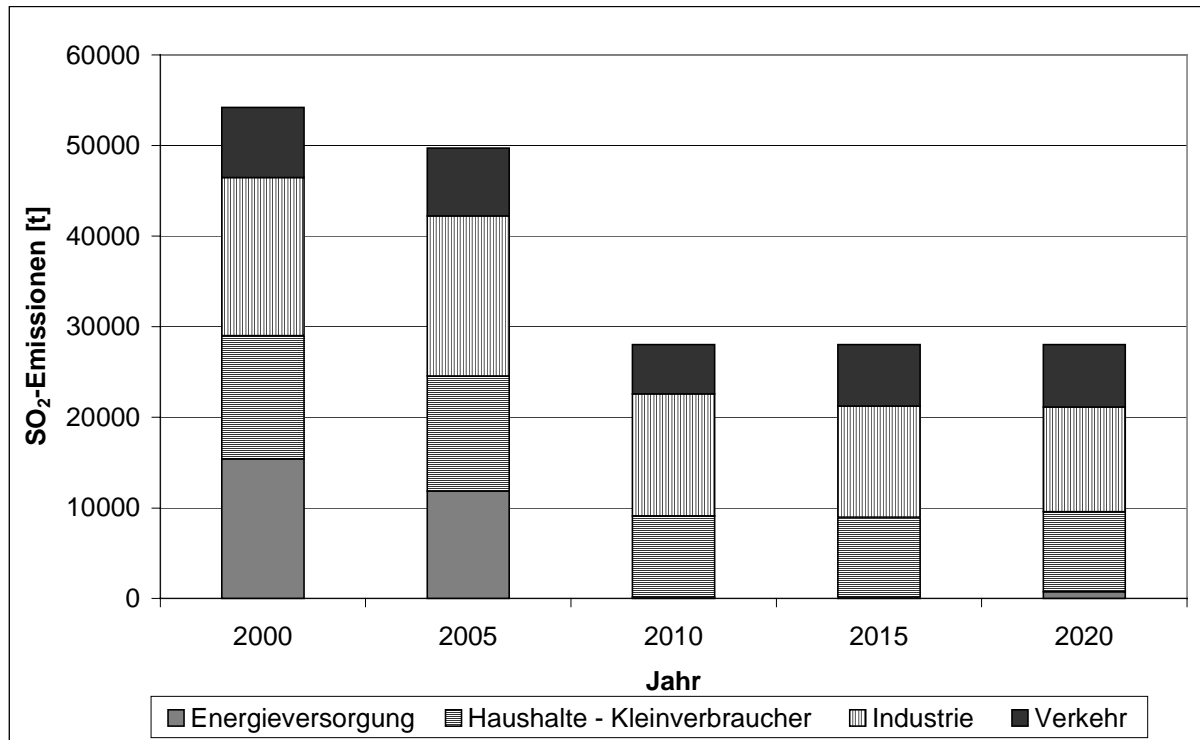


Abbildung 36: SO<sub>2</sub>-Emissionen nach Sektoren im Szenario S2

#### 5.2.4 Szenario S3: Berücksichtigung des Zertifikatehandels

In diesem Szenario wird eine CO<sub>2</sub>-Emissionsvorgabe von 21 % in Bezug auf 1990 ab 2008 vorgegeben. Wird im internationalen Strommarktmodell (vgl. Kapitel 3.3) der Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten integriert, so zeigen die Modellergebnisse, dass sich im Jahre 2010 ein Zertifikatspreis von unter 20 Euro/tCO<sub>2</sub> einstellen wird, wenn ein gleichmäßiges Herunterbrechen der EU-Burden-Sharing-Verpflichtung auf alle Sektoren und alle THG (ab 2008 bis 2020 konstante Minderungsverpflichtung) unterstellt wird. Unter anderem aufgrund des Kernenergieausstiegs fungiert Baden-Württemberg dabei als Käufer von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten.

##### Energieversorgung

Im Energieversorgungssektor zeigen die Modellergebnisse, dass die Entwicklungstendenz des Kraftwerksparks ähnlich wie im Referenzfall S0 ist: Nutzung der Reststromproduktionsmenge der Kernkraftwerke bis 2020 und Ersatz der Kernkraftwerke vorwiegend durch Kohlekraftwerke besonders ab 2020, da ab dieser Periode die Reststromproduktion der Kernkraftwerke ausgeschöpft ist. Durch die Verlagerung der Nutzung der Reststrommenge ist die Stromproduktion aus Kernkraftwerken in der Periode ab 2015 in diesem Szenario doppelt so hoch wie im Referenzszenario.

Im Vergleich zum Szenario S1-A, in dem das gleiche Minderungsziel für die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Energieversorgungssektor vorgegeben ist, wird das Windpotential im Szenario S3 nur wenig genutzt. Die Stromproduktion aus Windkraftwerken erreicht im Szenario S3 im Jahr 2020 nicht einmal 0,4 TWh<sub>el</sub>, während sie im Szenario S1-A bei ca. 0,8 TWh<sub>el</sub> liegt.

Im Szenario 3 ist die installierte Kapazität an Kohlekraftwerken um ca. 5 % höher in den Perioden ab 2010 und 2015 und um ca. 65 % höher ab 2020 im Vergleich zum Szenario S1-A. Dagegen ist die Kapazität der Gaskraftwerke um 50 % geringer ab 2010 im Vergleich zum Szenario S1-A. In Abbildung 37 ist die Stromproduktion nach Energieträgern für die Szenarien S3 und S1-A dargestellt. Ab 2020 werden Kohlekraftwerke und Biomasseanlagen zugebaut, um die Kernkraftwerke zu ersetzen. Damit erreicht die Kapazität der Biomassekraftwerke ca. 250 MW<sub>el</sub> im Jahr 2020 im Szenario S3 während sie bei ca. 180 MW<sub>el</sub> im Szenario S1-A liegt. Trotzdem werden vorwiegend CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte eingekauft, um die Emissionsobergrenze einzuhalten.

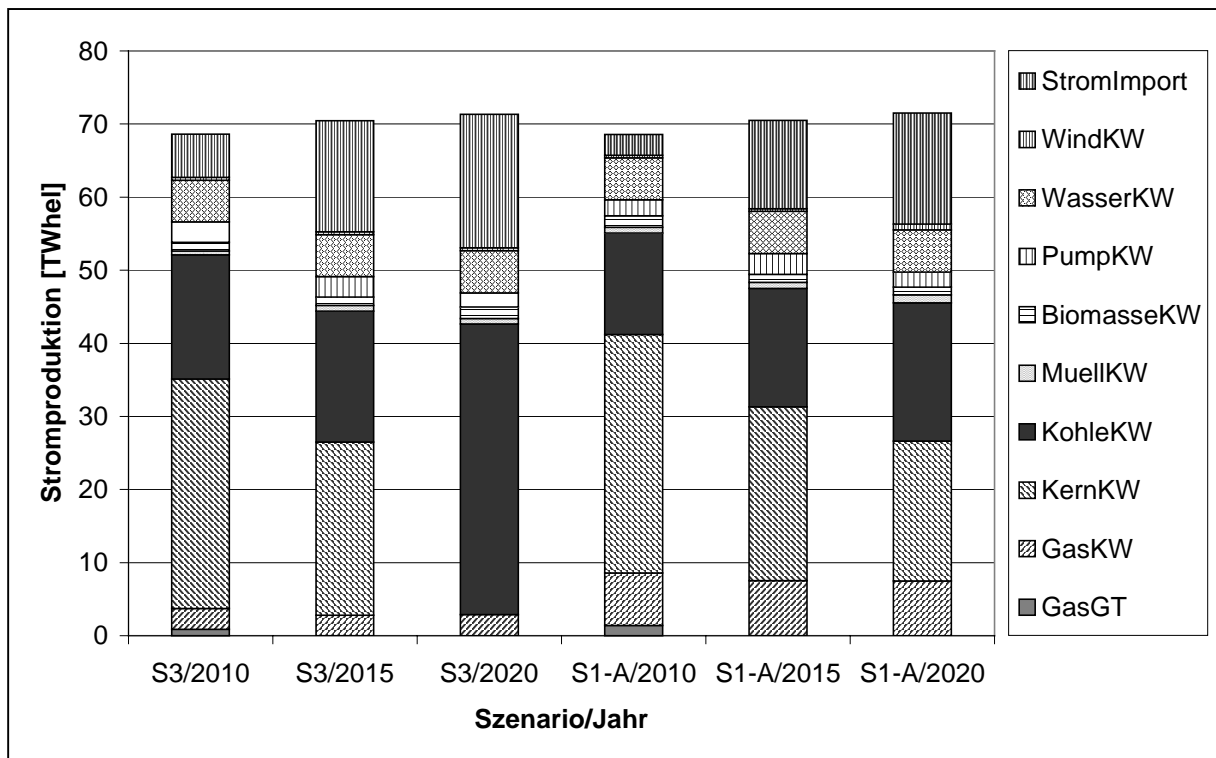


Abbildung 37: Stromproduktion nach Energieträgern im Energieversorgungssektor in den Perioden ab 2010, 2015 und 2020 in den Szenarien S3 und S1-A

## Emissionen

Die Modellergebnisse zeigen, dass in den Perioden ab 2010 und 2015 die Reststrommenge aus Kernkraftwerken genutzt wird. Mit Hilfe dieser Verlagerung und des Zukaufs von Emissionsrechten kann die CO<sub>2</sub>-Obergrenze kosteneffizient erreicht werden. Es werden nur wenige weitere CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in Baden-Württemberg realisiert. Im Jahr 2010

entsprechen die Emissionsrechte ca. 2000 kt CO<sub>2</sub> und im Jahre 2015 ca. 1200 kt CO<sub>2</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden in Baden-Württemberg um 10 % im Jahr 2010 und um 45 % im Jahr 2015 im Vergleich zum Referenzszenario gemindert. Dagegen liegt die CO<sub>2</sub>-Minderung in Baden-Württemberg im Szenario S1-A im Vergleich zum Referenzszenario um ca. 20 % niedriger im Jahr 2010. Im Jahr 2015 ist die CO<sub>2</sub>-Minderung in den Szenarien S3 und S1-A vergleichbar, u.a. aufgrund der Nutzung der Kernkraftwerke in den beiden Szenarien. Im Jahr 2020 ist die Nutzung der Reststrommenge der Kernkraftwerke ausgeschöpft; dennoch werden nur wenige Maßnahmen realisiert, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg zu mindern. Vielmehr werden CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte in Höhe von ca. 16600 kt CO<sub>2</sub> gekauft. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden so im Jahre 2020 in Baden-Württemberg im Vergleich zum Referenzfall nur um 5 % gemindert, während im Szenario S1-A die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung 50 % im Vergleich zum Referenzszenario erreicht. In Abbildung 38 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Energieversorgungssektor für die Szenarien S0, S3 und S1-A dargestellt.

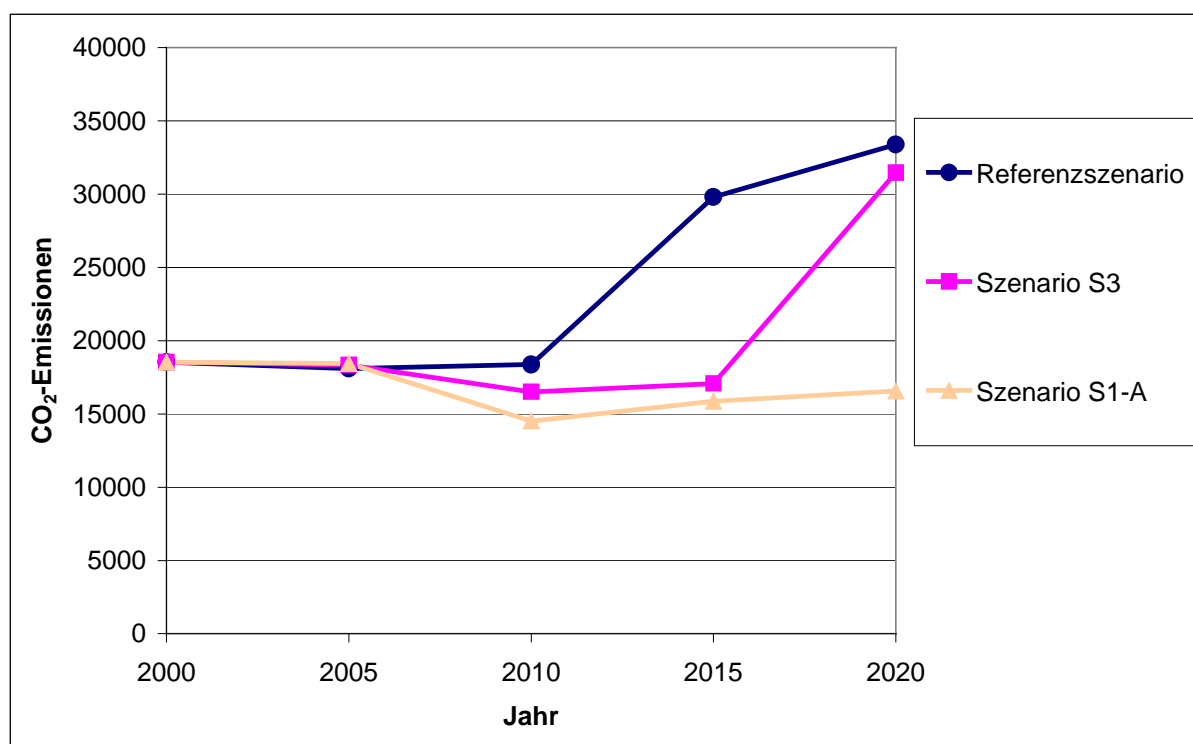


Abbildung 38: CO<sub>2</sub>-Emissionen im Energieversorgungssektor im Referenzszenario S0, Szenario S1-A und Szenario S3

U.a. durch den stärkeren Einsatz von Kohlekraftwerken sind die NO<sub>x</sub>-Emissionen im Energieversorgungssektor um ca. 22 % im Jahr 2010 und ca. 27 % im Jahr 2015 höher als im Referenzfall und um ca. 5 % bzw. 20 % höher als im Szenario S1-A. Ab 2015 wird in den Szenarien S3 und S1-A mehr Reststrom aus den Kernkraftwerken genutzt als im Referenzszenario S0 (ca. 24 TWh<sub>el</sub> in den Szenarien S3 und S1-A, ca. 12 TWh<sub>el</sub> im Referenzszenario) und die SO<sub>2</sub>-Emissionen in den Szenarien S3 und S1-A liegen ca. 50 % unter

den Werten des Referenzszenarios. In Tabelle 66 sind die NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen in den Szenarien S3, S1-A und S0 ab 2010 im Energieversorgungssektor dargestellt.

Tabelle 66: NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen in den Szenarien S3, S1-A und S0 ab 2010 im Energieversorgungssektor

	2010	2015	2020
<b>NO<sub>x</sub>-Emissionen [t]</b>			
S3	31.700	29.500	39.900
S1-A	30.700	24.200	23.600
S0	26.100	23.200	27.500
<b>SO<sub>2</sub>-Emissionen [t]</b>			
S3	11.000	10.500	20.800
S1-A	7.800	9.800	10.600
S0	12.300	20.200	23.700

In der Periode ab 2020 steht auch im Szenario S3 keine Reststrommenge aus Kernkraftwerken mehr zur Verfügung. Da allerdings nur wenige CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in Baden-Württemberg realisiert werden, sondern CO<sub>2</sub>-Zertifikate zugekauft werden, steigen die SO<sub>2</sub>- sowie die NO<sub>x</sub>-Emissionen an. Die SO<sub>2</sub>-Emissionen liegen um 40 % höher als im Szenario S1-A und die NO<sub>x</sub>-Emissionen sind zweimal so hoch als im Szenario S1-A.

Die Modellergebnisse zeigen, dass CO<sub>2</sub>-Emissionen nur teilweise in Baden-Württemberg gemindert werden, sondern eher CO<sub>2</sub>-Zertifikate gekauft werden. Somit ergeben sich nur geringe Synergieeffekte bei der Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen hinsichtlich der Schadstoffe NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub>.

### **Grenzkosten**

Die Preise der CO<sub>2</sub>-Zertifikate sind geringer als die Grenzkosten, die sich im Szenario S1-A ergeben. Nur die Minderungsoptionen, die geringere Grenzkosten aufweisen, werden umgesetzt. Im Vergleich zum Szenario S1-A führt der Bezug von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten einerseits zu geringeren Ausgaben, andererseits aber zu höheren CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg.

## 5.2.5 Berücksichtigung mehrerer Treibhausgase

### 5.2.5.1 Szenario S4: Anwendung der GWP-Methodik

In diesem Szenario wird eine Emissionsbegrenzung in Form der Vorgabe maximaler GWP-Werte ab 2008 im Modell berücksichtigt, wobei die Werte sich an den entsprechenden GWP-Werten des Szenarios S1-B orientieren (CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe: -21 % bezogen auf 1990 ab 2008). Aus diesem Grunde wird im folgenden kurz die Entwicklung der GWP-Werte im Szenario S1-B aufgezeigt.

#### Szenario S1-B

In Tabelle 67 sind die GWP-Werte für die Treibhausgasemissionen in den unterschiedlichen Sektoren für das Szenario S1-B dargestellt.

Tabelle 67: GWP-Werte nach Sektoren im Szenario S1-B bei einer CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 21 % bezogen auf 1990 ab 2008

<b>GWP Wert [Mio. CO<sub>2</sub>-Eq]</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
Energieversorgung	24,6	20,3	7,4	7,5	8,8
Haushalte-Kleinverbraucher	20,9	19,6	16,7	16,2	15,9
Industrie	12,8	13,0	11,4	11,6	11,3
Transport	19,8	20,9	22,1	22,4	21,6
Landwirtschaft	3,9	3,6	3,4	3,2	3,0
Abfalllagerung	2,9	2,7	2,2	2,0	1,8
<b>Summe (Obergrenze in S4)</b>	<b>87,9</b>	<b>80,1</b>	<b>63,2</b>	<b>62,9</b>	<b>62,4</b>

Aufgrund des Einsatzes von CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen ab 2008 in den Sektoren Energieversorgung, Industrie, Haushalte, Kleinverbraucher und Verkehr sinken die GWP-Werte. Die Modellergebnisse zeigen des Weiteren, dass die GWP-Werte im Sektor Abfalllagerung deutlich abnehmen. Dies ist auf das Treibhausgas Methan zurückzuführen, das bei der Abfalllagerung freigesetzt wird. Denn aufgrund der Anforderungen der Technischen Anleitung Siedlungsabfall (TA-Siedlungsabfall) sinken die gelagerte Abfallmenge und damit auch die CH<sub>4</sub>-Emissionen. Ein Teil des so erzeugten Deponiegases wird zudem in Heizkraftwerken verwertet, wobei zu berücksichtigen ist, dass Methan einen höheren GWP-Wert hat als CO<sub>2</sub>, das bei der energetischen Nutzung von CH<sub>4</sub> emittiert wird. Im Landwirtschaftssektor bedingt sich eine autonome Emissionsminderung bereits aus der Reduzierung der gehaltenen Tiere [Bates 2001]. Des Weiteren werden CH<sub>4</sub>-Minderungsoptionen wie die Güllelagerung oder der Einsatz von Biogasreaktoren umgesetzt.

Die Summe der sich im Szenario S1-B ergebenden GWP-Werte ist für die einzelnen Jahre als Obergrenze im Szenario S4 vorgegeben.

### Szenario S4

In Tabelle 68 sind die GWP-Werte für die Treibhausgasemissionen in den unterschiedlichen Sektoren im Szenario S4 dargestellt. Die Summe der GWP-Werte aller Sektoren entspricht der im Szenario S4 vorgegebenen Obergrenze (Summe der GWP-Werte des Szenarios S1-B für jedes Jahr).

Tabelle 68: GWP-Werte im Szenario S4

<b>GWP Wert [Mio. CO<sub>2</sub>-Eq]</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
Energieversorgung	24,6	20,3	7,3	7,4	8,7
Haushalte-Kleinverbraucher	21,1	19,8	17,1	16,6	16,3
Industrie	12,8	13,0	11,5	11,8	11,5
Transport	19,8	20,9	22,1	22,4	21,6
Landwirtschaft	3,9	3,6	2,9	2,7	2,5
Abfalllagerung	2,9	2,7	2,2	2,0	1,8
<b>Summe</b>	<b>85,1</b>	<b>80,0</b>	<b>63,1</b>	<b>62,9</b>	<b>62,4</b>

### Energieversorgungssektor

Wie im Szenario S1-B werden CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsoptionen vorwiegend im Energieversorgungssektor realisiert. Bei den realisierten Maßnahmen handelt es sich um die Verschiebung der Reststrommenge aus Kernkraftwerken, den Ersatz von stillgelegten Kraftwerken durch Gaskraftwerke sowie die Ausnutzung des Windpotentials. Im Gegensatz zum Szenario S1-B kommen Photovoltaikanlagen in den Jahren der Periode ab 2020 nicht in die Lösung, Biomasse-KWK-Anlagen werden aber auch weiterhin zugebaut (vgl. Abbildung 39).



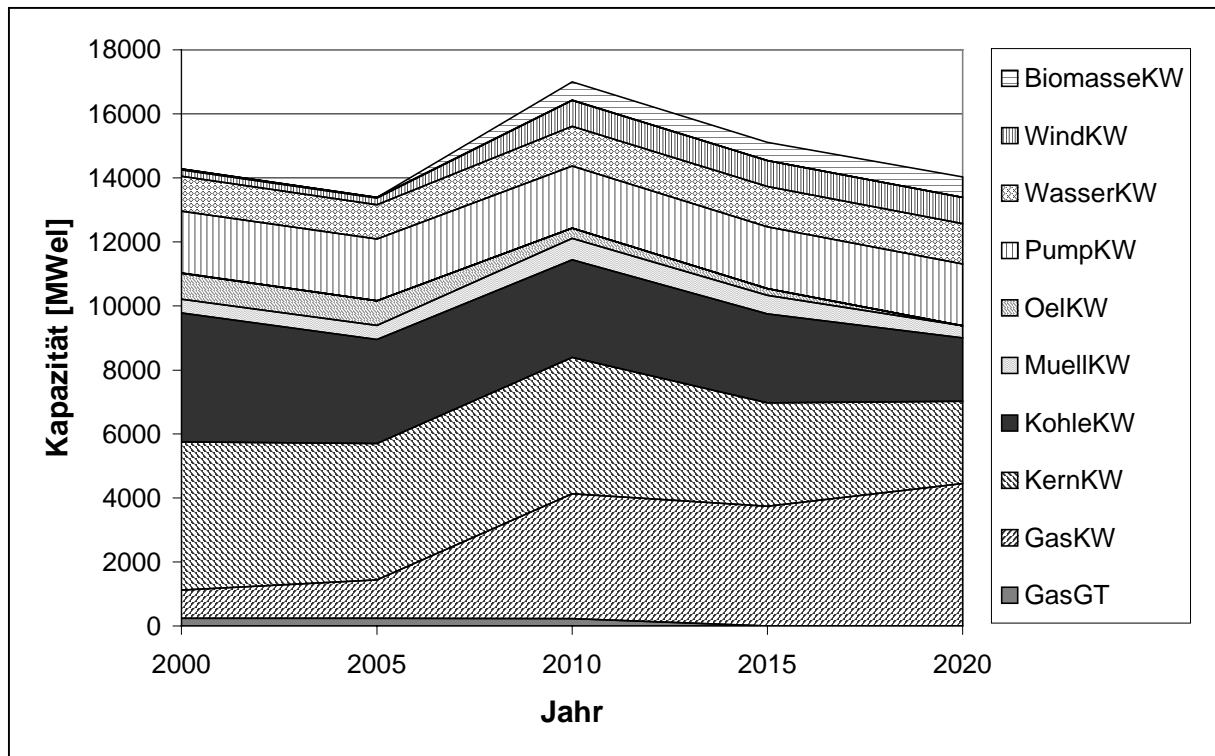


Abbildung 39: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten (nach eingesetzten Energieträgern) im Energieversorgungssektor im Szenario S4.

Die höhere Kapazität in der Periode ab 2010 liegt darin begründet, dass neue Kraftwerke zugebaut werden, um die sehr restriktive GWP-Obergrenze einhalten zu können, obwohl genügend Kapazität zur Verfügung steht. Viele vorhandene Anlagen werden nicht voll ausgelastet. In der Periode ab 2015 erreichen einige Kraftwerke das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer und die neuen Kraftwerke (vorwiegend Gaskraftwerke) werden besser ausgelastet, was zu einer Senkung der installierten Kraftwerkskapazität führt. Diese Tendenz zeigt sich auch im Szenario S1-B.

Aufgrund der realisierten Minderungsmaßnahmen liegen die GWP-Werte im Energieversorgungssektor ab 2010 leicht unter den Werten des Szenarios S1-B. Die N<sub>2</sub>O-Emissionen der eingesetzten Gaskraftwerke sind etwas geringer und der GWP-Wert in CO<sub>2</sub>-Equivalenten von N<sub>2</sub>O ist ca. 300 mal höher als der Wert von CO<sub>2</sub>.

### Private Haushalte und Kleinverbraucher

Im Haushaltssektor liegen die GWP-Werte im Szenario S4 etwas höher als im Szenario S1-B. Es werden weniger Minderungsmaßnahmen für Treibhausgase als im Szenario S1-B realisiert. Während die Heizungsstruktur sich ähnlich wie im Szenario S1-B entwickelt, werden weniger Dämmmaßnahmen realisiert. Damit sind der Heizwärmebedarf und der Energieträgerbedarf um ca. 5 % ab 2010 höher als im Szenario S1-B. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen sich um den gleichen Prozentsatz.

## **Industrie**

Im Szenario S4 liegt die Kapazität an Biomasseheizwerken um ca. 20 % unter dem Wert des Szenarios S1-B. Dagegen erhöht sich die Produktion aus Gasheizkraftwerken um ca. 5 %. Mit dieser höheren Wärmeproduktion aus Erdgasheizwerken sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen und damit die GWP-Werte im Industriesektor um ca. 3 % höher ab 2010 als im Szenario S1-B.

## **Verkehr**

Der Verkehrssektor entwickelt sich wie im Szenario S1-B. Erst im Jahr 2020 werden Maßnahmen getroffen: ca. 11 % der gesamten PKW-Fahrleistung wird mit H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Fahrzeugen befriedigt und der Wasserstoffverbrauch entspricht ca. 2 % des gesamten Energieverbrauchs für Pkw.

## **Landwirtschaft**

Die Modellergebnisse zeigen, dass allein durch die gewählten Emissionsminderungsmaßnahmen im Energieversorgungssektor die GWP-Obergrenze nicht eingehalten wird. Während die Treibhausgasemissionen im Haushalts- und im Industriesektor steigen, werden kosteneffiziente Minderungsmaßnahmen in der Landwirtschaft realisiert. Diese konzentrieren sich auf Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen wie CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O. Durch den Einsatz von Minderungsoptionen für diese Gase kann auf die Realisierung teurerer CO<sub>2</sub>-Minderungstechnologien in anderen Sektoren verzichtet werden.

In der Landwirtschaft werden die CH<sub>4</sub>-Emissionen durch den Einsatz genetisch behandelte Tiere (Erhöhung der Produktivität, effizientere Verdauung) und die stärkere Nutzung von Biogasreaktoren zur Verwertung der Gülle um ca. 10 % ab 2010 im Vergleich zum Szenario S1-B gemindert. Obwohl die Kosten von Düngern mit Nitrifikationshemmern (Mineraldüngung) um 40 % höher sind als die Kosten von „Standarddüngern“, wird diese Minderungsmaßnahme eingeführt. Die N<sub>2</sub>O-Emissionen sinken um ca. 20 % ab 2010 durch den Einsatz dieser Maßnahme und die Gülleverwertung in der Tierhaltung.

## **Emissionen**

Im Vergleich zum Szenario S1-B, in dem die Emissionsminderung nur durch eine CO<sub>2</sub>-Minderung erreicht werden kann, werden bei der GWP-Methodik andere Treibhausgase berücksichtigt. Dabei ist die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen geringer im Szenario S4 als im Szenario S1-B und es werden Minderungsoptionen für andere Treibhausgase eingesetzt. In Abbildung 40 ist die Minderungsrate im Vergleich zum Referenzfall für die Szenarien S1-B und S4 im Jahr 2020 dargestellt.

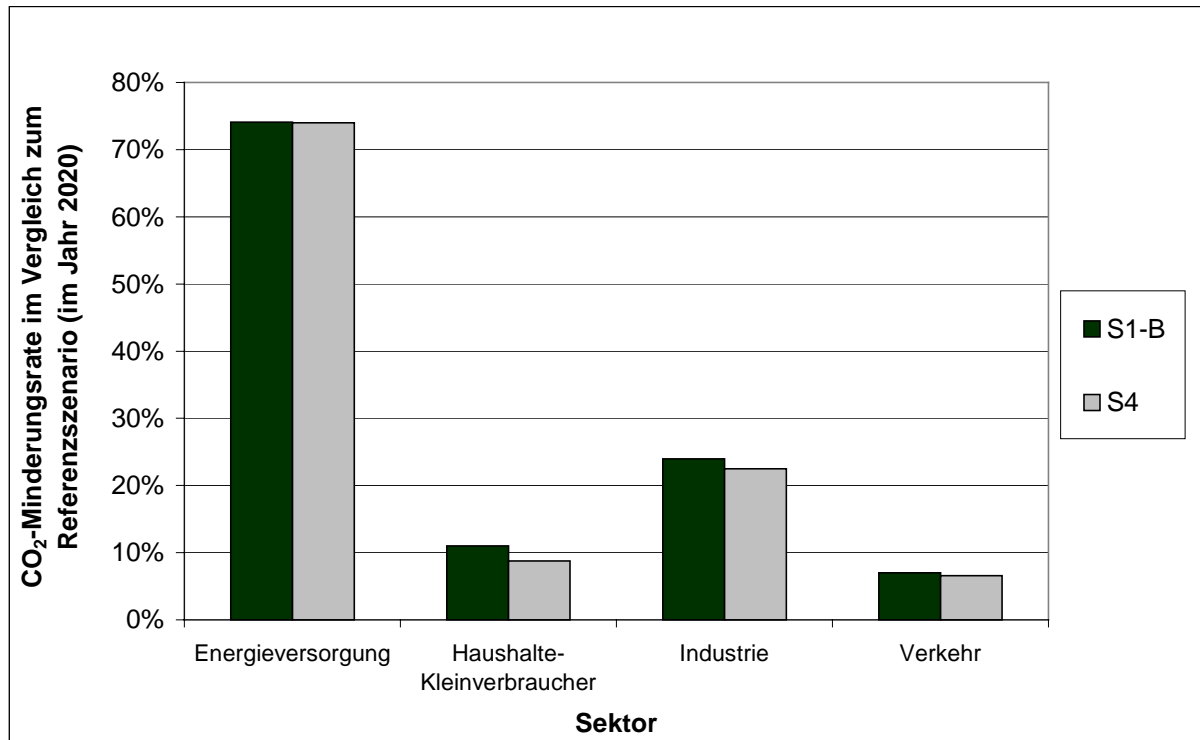


Abbildung 40: CO<sub>2</sub>-Minderungsrate im Vergleich zum Referenzfall für die Szenarien S1-B und S4 im Jahr 2020

Es wird deutlich, dass etwas weniger in CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen im Haushaltsektor und in der Industrie investiert wird.

Die NO<sub>x</sub>-Emissionen sind um einige Prozente höher im Szenario S4 als im Szenario S1-B im Energieversorgungssektor und Haushaltssektor ab 2010. Dagegen wird im Industriesektor Warm- und Prozesswasser eher in Gasheizwerken als in Biomasseheizwerken hergestellt. Die NO<sub>x</sub>-Emissionsfaktoren der eingesetzten Erdgasheizwerke liegen etwas niedriger als bei Biomasseheizwerken mit gleichem Wirkungsgrad (37 t/PJ Input statt 175 t/PJ Input). Damit sind die NO<sub>x</sub>-Emissionen in diesem Sektor um etwa 4 % geringer im Szenario S4 als im Szenario S1-B.

Durch den leicht verstärkten Einsatz von Biomassekraftwerken sind die SO<sub>2</sub>-Emissionen im Energieversorgungssektor um einige Prozente höher als im Szenario S1-B. Da weniger Energie durch den geringen Einsatz von Dämmmaßnahmen im Haushaltssektor eingespart wird, sind die SO<sub>2</sub>-Emissionen im Haushaltssektor um ca. 3 % höher als im Szenario S1-B. Bei den anderen Sektoren bleiben die SO<sub>2</sub>-Emissionen in der gleichen Größenordnung.

## Kosten

Die jährlichen entscheidungsrelevanten Ausgaben sind im Szenario S4 um ca. 3 % geringer ab 2010 im Vergleich zum Szenario S1-B. In Tabelle 69 ist die Entwicklung der entscheidungsrelevanten Ausgaben im Szenario S4 im Vergleich zum Szenario S1-B dargestellt.

Tabelle 69: Entwicklung der entscheidungsrelevanten diskontierten Ausgaben im Szenario S4 im Vergleich zum Szenario S1-B

Sektor	2010	2015	2020
Energieversorgung	- 1 %	- 1 %	- 2 %
Haushalte-Kleinverbraucher	- 4 %	- 3 %	- 3 %
Industrie	+ 1 %	+ 1 %	+ 1 %
Verkehr	0 %	0 %	0%
Landwirtschaft	+ 250 %	+ 250 %	+ 250 %
<b>Alle Sektoren</b>	<b>- 1 %</b>	<b>- 1 %</b>	<b>- 1 %</b>

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass bei der Vorgabe einer GWP-Obergrenze durch die Umsetzung von Minderungsoptionen u.a. in der Landwirtschaft auf die Realisierung kostenintensiver Maßnahmen in anderen Sektoren verzichtet werden kann. Mit diesen Maßnahmen lassen sich im Vergleich zur Minderung der exakt gleichen Menge an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bei ausschließlicher Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> Einsparungen in Höhe von ca. 50 Mio. Euro pro Jahr erreichen.

### 5.2.5.2 Szenario S5: Anwendung der Radiative Forcing-Methodik

In diesem Szenario wird eine Emissionsbegrenzung in Form der Vorgabe eines maximalen Radiative-Forcing-Werts für einen vorgegebenen Zeithorizont im Modell berücksichtigt, wobei die Werte sich an dem entsprechenden Radiative-Forcing-Wert des Szenarios S1-B für den gleichen Zeithorizont orientieren. Die Radiative-Forcing-Methodik errechnet die zu einem bestimmten Zeitpunkt noch vorhandene Masse eines zuvor emittierten Treibhausgases. Dabei werden die dynamischen Aspekte einer Emissionsminderung berücksichtigt, was bei der GWP-Methodik nicht der Fall ist (vgl. Kapitel 3.2).

Wird das Radiative Forcing als Bewertungsansatz für Treibhausgasemissionen gewählt, erfolgt für den Betrachtungszeitraum nach dem Jahr 2080 keine Realisierung von CH<sub>4</sub>-Minderungsoptionen. Die am Ende der Untersuchungsperiode (2020) noch in der Atmosphäre verbliebenen Treibhausgase werden bis 2080 größtenteils durch natürliche Prozesse abgebaut. Selbst wenn der Zeitpunkt, für den die Bilanzierung der noch in der Atmosphäre verbliebenen

Massen früherer Emissionen durchgeführt wird, auf das Jahr 2040 gelegt wird, werden keine Maßnahmen zur Minderung der CH<sub>4</sub>-Emissionen realisiert.

Trotz der langen Verweilzeit von N<sub>2</sub>O in der Atmosphäre werden keine Minderungsoptionen für dieses Treibhausgas realisiert, denn die Kosten der N<sub>2</sub>O-Minderungsoptionen in der Landwirtschaft (Nitrifikationshemmer) liegen sehr hoch im Vergleich zu anderen CO<sub>2</sub>-Minderungsalternativen. So führt der Einsatz von Nitrifikationshemmern zu Kosten von ca. 35000 Euro pro geminderter Tonne N<sub>2</sub>O im Vergleich zur normalen Düngung. Dies entspricht Kosten von ca. 170 Euro pro geminderter Tonne CO<sub>2</sub>.

### **5.2.6 Exkurs: Einfluss des EEG auf die Entwicklung des Energieversorgungssektors**

In Ergänzung zu den bisherigen Szenarien wurden weitere Modellläufe durchgeführt, wobei die Vergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) nicht berücksichtigt wurde. Im Szenario S0-A wird keine Emissionsobergrenze vorgegeben und im Szenario S1-C wird eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 21 % ab 2008 in Bezug auf 1990 im Energieversorgungssektor vorgegeben.

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen im Energieversorgungssektor geringer ist, wenn keine Vergütung des produzierten Stroms nach EEG erfolgt. Während im Szenario S0 die Windkraftwerkskapazität ca. 290 MW<sub>el</sub> im Jahr 2010 und ca. 280 MW<sub>el</sub> im Jahr 2020 erreicht, liegt sie im Szenario S0-A bei 30 MW<sub>el</sub> im Jahr 2010 und fast bei null im Jahr 2020 (vgl. Abbildung 41). Ebenso wird das Biomassepotential im Szenario S0-A kaum genutzt, während im Jahr 2020 im Szenario S0 die Kapazität von Biomassekraftwerken ca. 290 MW<sub>el</sub> erreicht. Die Wasserkraftwerke werden wie im Referenzszenario S0 eingesetzt. In den beiden Szenarien S0 und S0-A werden die Reststrommengen der Kernkraftwerke bereits in den früheren Perioden ausgenutzt (vgl. Kapitel 4.1.1). Da im Szenario S0-A weniger Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien eingesetzt werden, liegt die Kapazität der Kohlekraftwerke im Jahr 2020 um ca. 200 MW<sub>el</sub> höher im Szenario S0-A als im Szenario S0. Damit sind auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 6 % höher im Jahr 2010 und ca. 10 % höher im Jahr 2020.

Wenn eine CO<sub>2</sub>-Obergrenze vorgegeben wird, so zeigen die Modellergebnisse, dass auch im Szenario S1-C weniger Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien als im entsprechenden Szenario S1-A mit EEG-Vergütung eingesetzt werden. Die Windkapazität liegt bei 30 MW<sub>el</sub> im Szenario S1-C während sie im Szenario S1-A rund 800 MW<sub>el</sub> im Jahr 2020 erreicht. Um die CO<sub>2</sub>-Emissionen einzuhalten, wird im Szenario S1-C einerseits die Nutzung der Reststrommenge wie im Szenario S1-A verlagert, andererseits aber auch mehr in Gaskraftwerke investiert. In Tabelle 70 ist die Entwicklung der Gas- und Kohlekraftwerkskapazitäten in den Szenarien S1-A und S1-C dargestellt.

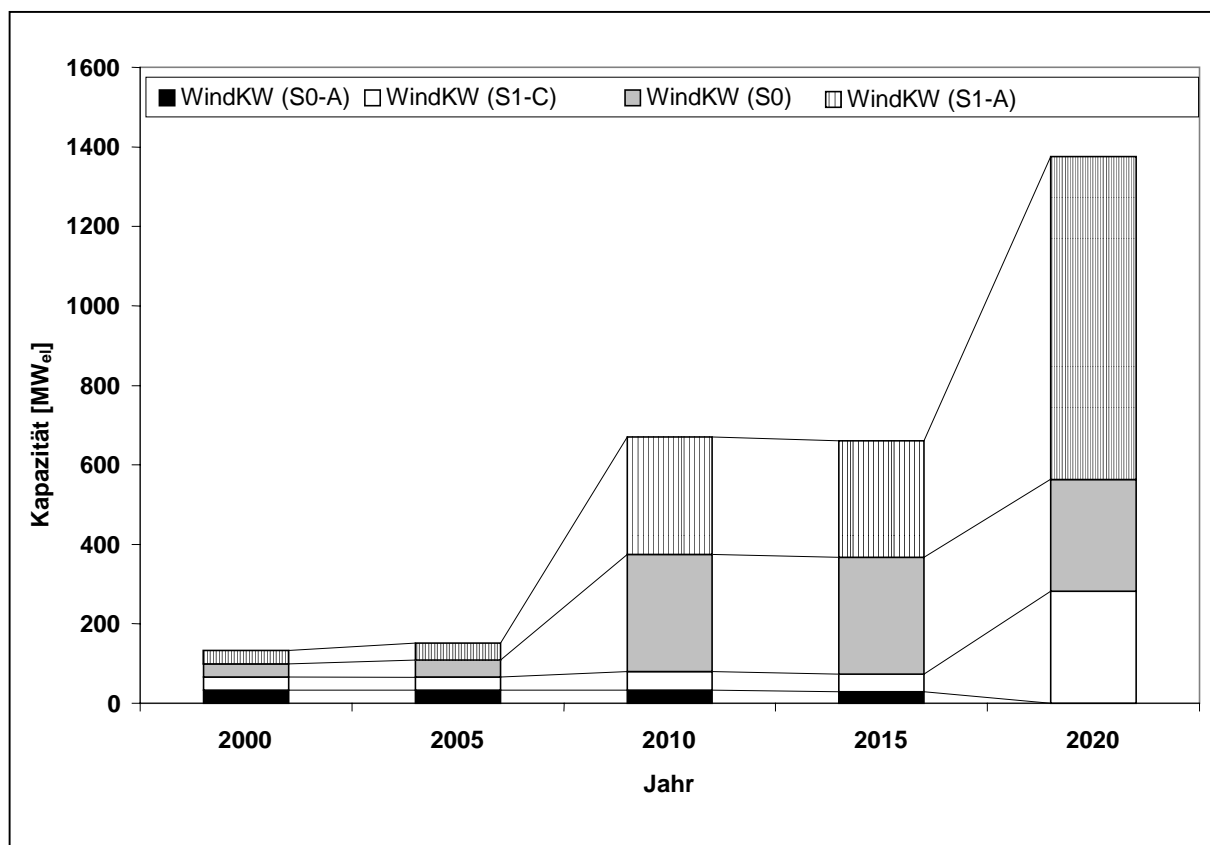


Abbildung 41: Installierte Windkraftwerkskapazitäten ohne und mit Berücksichtigung der Vergütung durch das EEG

Tabelle 70: Entwicklung der Gas- und Kohlekraftwerkskapazitäten in den Szenarien S1-A und S1-C

	2000	2005	2010	2015	2020
Gaskraftwerke S1-A [MW <sub>el</sub> ]	880	860	1.600	1.440	1.280
Kohlekraftwerke S1-A [MW <sub>el</sub> ]	4.030	3.250	3.390	3.460	3.930
Gaskraftwerke S1-C [MW <sub>el</sub> ]	880	980	2.730	2.580	2.720
Kohlekraftwerke S1-C [MW <sub>el</sub> ]	4.030	3.260	3.060	2.710	2.840

## 6 SCHLUSSFOLGERUNGEN

### 6.1 Zur Notwendigkeit kombinierter Minderungsstrategien

Ein Schwachpunkt bisheriger Emissionsminderungsstrategien war die Fokussierung auf einen Schadstoff, wodurch die Auswirkungen der gewählten Minderungsmaßnahme auf andere Stoffflüsse nur ungenügend berücksichtigt wurden. Dies konnte unter anderem darin resultieren, dass hinsichtlich des betrachteten Stoffes optimale Minderungsmaßnahmen zu einem Anstieg der Emissionen von anderen Schadstoffen bzw. Treibhausgasen führten und Emissionen in andere Medien verlagert wurden. Sollen aufbauend auf bereits existierenden Strukturen für Minderungsmaßnahmen für einen Schadstoff / ein Treibhausgas weitere Schadstoffe / weitere Treibhausgase reduziert werden, führt dies zu sehr hohen Kosten für die kombinierte Minderung aufgrund der in Bezug auf den abzuschneidenden Massenstrom sehr geringen Grenzkosten der existierenden Maßnahmen. Aus diesem Grunde ist es von hoher Bedeutung bei Entscheidungen hinsichtlich der Umsetzung von Emissionsminderungsmaßnahmen frühzeitig möglichst viele Auswirkungen auf andere Stoffe zu berücksichtigen, um existierende Synergieeffekte identifizieren zu können. Des Weiteren führt auch die Forderung, dass sich Strategien zur Reduktion anthropogener Emissionen klimarelevanter Spurengase auf die Eindämmung der Klimawirksamkeit der Freisetzung sämtlicher Treibhausgase beziehen sollten, zur Notwendigkeit mehrere Emissionen simultan zu betrachten. Schließlich sind bei der Identifikation solcher Synergieeffekte Auswirkungen aufgrund des Einsatzes flexibler umweltpolitischer Instrumente, wie bspw. des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels, zu berücksichtigen. Denn der Verzicht auf die Realisierung der Minderung an der eigentlichen Emissionsquelle infolge des Kaufs von Emissionszertifikaten führt oftmals dazu, dass mögliche positive Effekte, wie bspw. die Reduktion von weiteren Schadstoffen, nicht vor Ort realisiert werden.

Zur Erarbeitung in sich konsistenter kombinierter Emissionsminderungsstrategien für Baden-Württemberg wurde im Rahmen dieser Studie ein optimierendes Modell (PERSEUS-BW) entwickelt, mit dessen Hilfe der gesamte Energiebereich, aber auch die für die Emissionen von Nicht-CO<sub>2</sub> Treibhausgasen relevanten Sektoren der Abfall- und Landwirtschaft in einem konsistenten Ansatz abgebildet werden. Des Weiteren sind zur differenzierten Bewertung der verschiedenen Treibhausgase im Modell verschiedene Methoden implementiert. Schließlich ist der Elektrizitätsteil des Modells für Baden-Württemberg mit einem bestehenden Strom- und Zertifikatemarktmodell gekoppelt, um so Möglichkeiten des Stromaustausches und Zertifikatehandels adäquat berücksichtigen zu können.

## 6.2 CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien für Baden-Württemberg

Auf Basis der erzielten Ergebnisse des PERSEUS-Modells zu CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien für Baden-Württemberg lassen sich folgende Schlußfolgerungen hinsichtlich kosteneffizienter Handlungsstrategien in den verschiedenen betrachteten Sektoren ziehen:

### **Energieversorgungssektor**

Ohne CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben zeigen die Modellergebnisse eine möglichst schnelle Nutzung der gesetzlich vereinbarten Volllaststunden bei Kernkraftwerken. Die im Grundlastbereich durch den Ausstieg aus der Kernenergie ab der Periode von 2010 an auslaufenden Kapazitäten sollten in erster Linie durch Zubau von Steinkohlekraftwerken substituiert werden. Denn aufgrund des unterstellten Anstiegs des Gaspreises stellen importkohlebefeuerte Steinkohlekraftwerke die wirtschaftlichste Alternative zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage in Grundlastzeiten dar. Durch die Vergütung auf Basis des EEG ist die verstärkte Nutzung von Windkapazitäten in Baden-Württemberg insbesondere an Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten eine kosteneffiziente Maßnahme. Aufgrund der Einführung der TA-Siedlungsabfall wird sich die direkte Nutzung von Abfall zur Stromerzeugung erhöhen, wohingegen die Deponiegasproduktion sinken wird. Schließlich zeigen die Ergebnisse des an das Modell für Baden-Württemberg gekoppelten internationalen Strommarktmodells, dass aufgrund von Standortvorteilen Kraftwerkskapazitäten auf Kohlebasis vor allem außerhalb Baden-Württembergs zugebaut werden und es so zu einem erhöhten Stromimport in Baden-Württemberg kommen wird.

Wird demgegenüber eine konstante Obergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahre 2008 unterstellt, die einer Minderung von 21% bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 im Energieversorgungssektor entspricht, so wird anstelle der Steinkohle verstärkt Erdgas in neu zu errichtenden GuD-Anlagen zur Verstromung eingesetzt. Zudem sollte der Einsatz von Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien weiter ausgebaut werden, und insbesondere das Potential von Windkraftanlagen an sämtlichen Standorten genutzt werden. Des Weiteren ist es für Energieversorgungsunternehmen sinnvoll, die Nutzung der Kernenergie im Rahmen der vorgegebenen Reststrommenge in die Perioden ab dem Jahr 2010 bzw. 2015 zu verlagern, um so die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze einhalten zu können. Aufgrund des stärkeren Einsatzes der Kernkraftwerke in der Periode ab 2010 wird in dieser Periode weniger Strom nach Baden-Württemberg importiert als im Szenario ohne CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe. Aufgrund der durch die beschriebenen Maßnahmen erzielten Verringerung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors bei der Bereitstellung von Elektrizität werden keine Stromsparoptionen auf der Nachfrageseite eingesetzt.

Wird die CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 21% bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 auf sämtliche Sektoren bezogen, so werden vom Modell nahezu sämtliche Minderungsmaßnahmen im Energieversorgungssektor gewählt. Da in den anderen Sektoren weitaus weniger Optionen



vorhanden sind, bedarf es zur Erreichung dieses Minderungsziels extremer Anstrengungen im Energieversorgungssektor, was sich nicht zuletzt in den extrem hohen Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-Minderung widerspiegelt. Um die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze einhalten zu können, zeigen die Modellergebnisse sogar den Einsatz von Photovoltaikanlagen bzw. von stationären Brennstoffzellen in der Periode ab 2020. Da die Realisierung stationärer Brennstoffzellen auch zur dezentralen Wärmebereitstellung eingesetzt werden könnte und zur kombinierten Minderung von Treibhausgasen und Schadstoffemissionen beitragen würde, bietet diese Technologie eine vielversprechende Option, deren spezifische Investitionen allerdings durch weitere Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten noch deutlich zu reduzieren sind.

### **Private Haushalte**

Ohne CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben zeigen die Modellergebnisse, dass sich trotz einer Steigerung der Wohnfläche der Energiebedarf im Alt- und Neubau durch den Einsatz effizienterer Dämmmaßnahmen vermindern wird. Trotz der Notwendigkeit von Investitionen in Dämmmaßnahmen führt die Einsparung an Primärenergieträgern zu einer Senkung der Gesamtkosten in diesem Sektor.

Wird die CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 21% bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 auf sämtliche Sektoren bezogen, eröffnet der Haushaltssektor bedeutende Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Reduktion. Neben Anpassungen des Verhaltens der Gebäudenutzer spielen baukonstruktive und haustechnische Maßnahmen eine wichtige Rolle zur Energieverbrauchs- und damit Emissionsminderung. Einerseits sollte verstärkt in Dämmmaßnahmen investiert werden, um den Heizenergieverbrauch weiter zu mindern, andererseits effiziente Heizungsanlagen mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen installiert werden. Die im Haushaltsbereich bereits existierende Energiesparverordnung sowie das Klimaschutzprogramm können dazu beitragen, die skizzierten Entwicklungen zu forcieren.

Trotz steigender Gaspreise sollte verstärkt in Erdgas-Zentralheizungen mit Gebläsebrennern oder Brennwertkessel, die einen besseren Wirkungsgrad aufweisen, investiert werden und dagegen die Raumwärmeversorgung auf Basis von Heizölanlagen mit schlechten CO<sub>2</sub>-Emissionswerten verringert werden. Das Fernwärmenetz sollte weiter betrieben werden und Nahwärmenetze auf Basis von Erdgas oder Biomasse sollten an geeigneten Standorten ausgebaut werden. Im Haushalts- und Kleinverbrauchersektor werden durch die Energiesparverordnung, die eine Minderung des Energiebedarfs in Neubauten von durchschnittlich etwa 30 % im Vergleich zum bisherigen Stand vorsieht, und das Klimaschutzprogramm im Gebäudebestand, das zinsgünstige Kredite für Energieeinsparungsmaßnahmen (Dämmung, Besserung der Haustechnik, usw.) vorsieht [BMU 2000c], bereits erste Anreize hierfür gesetzt.

## **Industrie**

Um den unterstellten Anstieg des Endenergiebedarfs in der Industrie von ca. 8 % zwischen 2000 und 2020 decken zu können, wird nach den Modellergebnissen vor allem Steinkohle eingesetzt. Dadurch werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Sektor weiter steigen. Die Einführung der Vergütung des produzierten Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung nach Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG-Gesetz) bietet allerdings einen ersten Anreiz, mehr in KWKG-Anlagen zu investieren, was zu einer Effizienzsteigerung der Strom- und Wärmeversorgung und einer Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen könnte.

Wird eine konstante Obergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahre 2008 unterstellt, sollte im Industriebereich verstärkt in mit Erdgas oder Biomasse befeuerte Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung investiert werden.

## **Verkehr**

Der Straßenverkehr ist eine der wichtigsten CO<sub>2</sub>-Emissionsquellen in Baden-Württemberg. Eine autonome Effizienzsteigerung der Fahrzeuge in diesem Sektor ist u.a. durch die Einführung von Euronormen oder Abkommen zur Senkung des Kraftstoffverbrauchs zu erwarten. Die Fahrleistung sowohl im Personenverkehr als auch im Gütertransport wird aber in den nächsten 20 Jahren weiter steigen. Die im Rahmen der Modellanalysen identifizierten Maßnahmen zur Effizienzsteigerung reichen nicht, um diese Entwicklung auszugleichen, so dass sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Sektor weiter erhöhen werden.

Wird die CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 21% bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 auf sämtliche Sektoren bezogen, sollten im Verkehrssektor ab 2020 weitere Maßnahmen getroffen werden, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern. Der Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen stellt in diesem Zusammenhang eine vielversprechende Option dar. Des Weiteren sollte die Elektrifizierung der Schienenstrecken vorangetrieben werden.

## **Grenzkosten**

Bei der Vorgabe einer Obergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahre 2008 in sämtlichen Sektoren werden vorwiegend Emissionsminderungsmaßnahmen im Energieversorgungssektor realisiert. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Kosten der letzten geminderten Tonne CO<sub>2</sub> (Grenzkosten) bei einer CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 10 % in Bezug auf 1990 einen Wert von ca. 37 Euro/t CO<sub>2</sub> und bei einer Minderungsvorgabe von 15 % in Bezug auf 1990 von ca. 48 Euro/t CO<sub>2</sub> erreichen werden. Wird die Minderungsverpflichtung nur auf den Energieversorgungssektor bezogen, liegen die Grenzkosten bei ca. 30 Euro/t CO<sub>2</sub>.

## **Entwicklung anderer Emissionen**

Ohne CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Energieversorgungssektor sowie in der Industrie steigen. Da auslaufende Kernkraftwerkskapazitäten in erster Linie durch Zubau von Steinkohlekraftwerken substituiert werden, werden sich zudem in diesem Sektor die SO<sub>2</sub>-Emissionen und in einem geringeren Umfang die NO<sub>x</sub>-Emissionen erhöhen. Der Einsatz von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien aufgrund des EGG reicht nicht aus, um diese Entwicklung auszugleichen. Ebenso hat der Einsatz von Steinkohle in der Industrie zur Produktion von Strom und Wärme eine Steigerung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen zur Folge. Dagegen führt die Brennstoffeinsparung aufgrund des Einsatzes von effizienten Dämmmaßnahmen im Haushaltssektor zu einer Reduktion der NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen.

Wird demgegenüber eine konstante Obergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahre 2008 unterstellt, werden mit der Verlagerung der Nutzung der Kernkraftwerke und dem Einsatz von Erdgas-GuD-Anlagen sowie Windkraftanlagen sowohl die SO<sub>2</sub>- als auch die NO<sub>x</sub>-Emissionen sinken. Die Modellergebnisse verdeutlichen, dass die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einen beachtlichen Einfluss auf die Entwicklung der NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen hat. Im Verkehrssektor führt die Einführung immer strengerer Euronormen zu einer bedeutenden Minderung der NO<sub>x</sub>-Emissionen, unabhängig von der Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass bei einer CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 21% für sämtliche Sektoren bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 die NO<sub>x</sub>-Emissionen um ca. 20 % und die SO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 40 % sinken.

### **6.3 Analyse kombinierter Minderungsstrategien und der Auswirkungen des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels**

Im folgenden werden Schlußfolgerungen hinsichtlich kombinierter Minderungsstrategien, der Auswirkungen eines CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels für Baden-Württemberg und der simultanen Berücksichtigung mehrerer Treibhausgase aufgezeigt, die sich aus den Ergebnissen des PERSEUS-Modells ableiten lassen:

#### **Simultane Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Obergrenze**

Eine kombinierte Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Schadstoffe NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub> findet bereits statt, wenn eine CO<sub>2</sub>-Obergrenze vorgegeben wird. Werden im Modell allerdings neben einer CO<sub>2</sub>-Restriktion auch NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Obergrenzen entsprechend den nationalen Zielvorgaben integriert, müssen weitere Maßnahmen getroffen werden, um die Emissionen der Schadstoffe zu mindern. Neben dem Energieversorgungssektor (wesentliche Maßnahmen: Verschiebung der Restproduktionsmenge aus Kernkraftwerken, GuD-Anlagen sowie verstärkter Einsatz erneuerbarer Energieträger) sollte auch der Haushaltssektor und der Verkehrssektor

dazu beitragen, die Ziele Baden-Württembergs hinsichtlich der NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen: Im Haushaltssektor durch den Einsatz effizienterer Dämmmaßnahmen zur Brennstoffeinsparung und im Verkehrssektor durch den früheren Ersatz von Fahrzeugen mit der Euronorm 1 durch Fahrzeuge mit geringeren NO<sub>x</sub>-Emissionen.

### **Auswirkungen eines CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels**

Die Modellergebnisse des internationalen Strommarktmodell zeigen, dass sich bei einem Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten von der Periode ab dem Jahr 2010 an ein Zertifikatspreis von rund 20 Euro/t CO<sub>2</sub>, einstellen wird, wenn ein gleichmäßiges Herunterbrechen der Verpflichtung durch das EU-Burden-Sharing auf alle Sektoren und alle Treibhausgase (ab 2008 bis 2020 konstante Minderungsverpflichtung) unterstellt wird. Unter anderem aufgrund des Kernenergieausstieges liegen die Kosten zur Realisierung der Minderungsvorgaben in Baden-Württemberg mit seinem hohen Anteil an Strom aus nuklearen Kapazitäten deutlich höher. Aus diesem Grunde werden das Land Baden-Württemberg bzw. Unternehmen aus Baden-Württemberg als Käufer von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten auftreten. So zeigen die Modellergebnisse, dass im Jahre 2010 rund 12 %, im Jahre 2015 rund 7 % und im Jahre 2020 rund 45 % der CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtungen durch den Zukauf von Zertifikaten realisiert werden. Dadurch ergeben sich insbesondere im Energieversorgungssektor Entwicklungen, die eher mit den Strukturen ohne Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtung zu vergleichen sind, als mit dem Szenario der Erfüllung der Vorgabe ausschließlich innerhalb Baden-Württembergs. Aufgrund des hohen Anteils der Minderungsverpflichtung der durch Zertifikatkauf erbracht wird, können Synergieeffekte zwischen der Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Minderung von Schadstoffen wie NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub> nur in geringem Umfang realisiert werden. Gegenüber der Realisierung der CO<sub>2</sub>-Minderungs Vorgabe ausschließlich in Baden-Württemberg steigen die NO<sub>x</sub>-Emissionen / SO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahre 2010 um 3 % / 40 %, im Jahre 2020 sogar um 70 % / 95 %, was durch eine Begrenzung des durch den Zukauf von Zertifikaten zu erbringenden Anteils entsprechend reduziert werden kann. Andererseits lassen sich durch den Zukauf von Zertifikaten Einsparungen in Höhe von ca. 120 Mio. Euro pro Jahr erzielen, was dem damit verbundenen Anstieg der NO<sub>x</sub>-Emissionen und SO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüberzustellen ist.

### **Berücksichtigung mehrerer Treibhausgase**

Werden Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgase, insbesondere CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O, mitberücksichtigt, können die Minderungsvorgaben durch den Einsatz kosteneffizienter Maßnahmen für diese Treibhausgase realisiert werden, weshalb auf die Umsetzung teurerer CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen verzichtet werden kann.

Die Entwicklung von Minderungsstrategien mit Hilfe der GWP-Methodik zeigt, dass CH<sub>4</sub>-Minderungsoptionen aufgrund des größeren GWP-Faktors zum Einsatz kommen sollten. Hierbei

sind Biogasreaktoren zur energetischen Verwertung der Gülle in der Viehhaltung sowie die genetische Behandlung der gehaltenen Tiere von Bedeutung, sowohl was das Potential als auch was die Kosten dieser Maßnahmen anbelangt. Durch den hohen GWP-Faktor von  $N_2O$  sind auch Minderungsmaßnahmen für dieses Treibhausgas sinnvoll, insbesondere der Einsatz von Nitrifikationshemmern bei Stickstoffdüngern in der Landwirtschaft. Mit diesen Maßnahmen lassen sich im Vergleich zur Minderung der exakt gleichen Menge an  $CO_2$ -Äquivalenten bei ausschließlicher Berücksichtigung von  $CO_2$  Einsparungen in Höhe von ca. 50 Mio. Euro pro Jahr erreichen.

Wird die Radiative Forcing Methode zur Bewertung der Treibhausgase herangezogen, erfolgt für die Betrachtungszeiträume nach dem Jahr 2040 keine Realisierung von  $CH_4$ -Minderungsoptionen. Denn die am Ende der Untersuchungsperiode (2020) noch in der Atmosphäre vorhandenen Treibhausgase werden bis 2040 größtenteils durch natürliche Prozesse abgebaut. Aufgrund von Verweilzeiten von 120-150 Jahren verlieren  $N_2O$  und somit Minderungsmaßnahmen für  $N_2O$  bei sehr weit entfernten Betrachtungshorizonten an Bedeutung.

## 7 ZUSAMMENFASSUNG

Bisherige Emissionsminderungsstrategien für Luftschadstoffe wie  $\text{SO}_2$  und  $\text{NO}_x$  sowie für Treibhausgase (THG) konzentrieren sich in der Regel auf einen Schadstoff und berücksichtigen die Interdependenzen zwischen Emissionsminderungsmaßnahmen nur ungenügend, wodurch existierende Synergieeffekte nicht genutzt werden können. Des Weiteren ist bei der Erarbeitung kombinierter Minderungsstrategien zu berücksichtigen, dass sich umweltpolitische Klimaziele nicht nur auf Kohlendioxid beziehen, sondern auf die Klimawirksamkeit der Freisetzung sämtlicher Treibhausgase. Schließlich sind bei der Identifikation von Synergieeffekten zwischen verschiedenen Gasen Auswirkungen aufgrund des Einsatzes flexibler umweltpolitischer Instrumente, wie bspw. des  $\text{CO}_2$ -Zertifikatehandels, zu berücksichtigen. Denn der Kauf von Emissionszertifikaten kann zum Verzicht auf die Realisierung von  $\text{CO}_2$ -Minderungen führen, wobei mögliche positive Effekte, wie bspw. die Reduktion von weiteren Schadstoffen, nicht vor Ort realisiert werden.

Unter Berücksichtigung der relevanten energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen ist es daher die Zielsetzung des Forschungsvorhabens, Auswirkungen bei der Minderung von Treibhausgasen auf andere Emissionen wie  $\text{NO}_x$  und  $\text{SO}_2$  zu bestimmen. Hierzu wurde im Rahmen dieser Studie ein optimierendes Modell für Baden-Württemberg entwickelt und eingesetzt, mit dessen Hilfe der gesamte Energiebereich aber auch die für die Emissionen von Nicht- $\text{CO}_2$ -Treibhausgasen relevanten Sektoren in einem konsistenten Ansatz abgebildet werden. Des Weiteren wurden zur differenzierten Bewertung der verschiedenen Treibhausgase verschiedene Methoden im Modell integriert. Schließlich wurde der Elektrizitätsteil des Modells für Baden-Württemberg mit einem bestehenden Strom- und Zertifikatemarktmodell gekoppelt, um Möglichkeiten des Stromaustausches und Zertifikatehandels adäquat berücksichtigen zu können.

Für den Fall, dass keine Emissionsminderungsvorgaben bestehen, zeigen die Modellergebnisse, dass im Energieversorgungssektor eine möglichst schnelle Nutzung der gesetzlich vereinbarten Volllaststunden bei Kernkraftwerken stattfindet und die Kernkraftwerke in erster Linie durch Zubau von Steinkohlekraftwerken substituiert werden. Durch die Vergütung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes stellen die verstärkte Nutzung von Windkapazitäten sowie die direkte Nutzung von Abfall zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg kosteneffiziente Maßnahmen dar. Die Kopplung des Sektors der Stromerzeugung des Modells für Baden-Württemberg an ein internationales Strommarktmodell zeigt, dass aufgrund von Standortvorteilen Kraftwerkskapazitäten auf Kohlebasis vor allem außerhalb Baden-Württembergs zugebaut werden, was zu einem erhöhten Stromimport in Baden-Württemberg kommen wird. In der Industrie ist eine Steigerung des Strom- und Wärmebedarfs unterstellt, die vorwiegend mit Anlagen auf Basis von Steinkohle gedeckt wird, wodurch die Emissionen auch in diesem Sektoren weiter steigen werden.

Wird demgegenüber eine konstante Obergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahre 2008 unterstellt, so wird im Energieversorgungssektor anstelle der Steinkohle verstärkt Erdgas in neu zu errichtenden effizienten GuD-Anlagen zur Verstromung eingesetzt. Zudem sollte der Einsatz von Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien weiter ausgebaut werden. Weiterhin kann eine zeitliche Verschiebung der gesetzlich limitierten Restnutzungsstunden für Kernkraftwerke in Perioden, für die Emissionsminderungsziele gelten, die Ausgaben zur Emissionsminderung reduzieren. Aufgrund des stärkeren Einsatzes der Kernkraftwerke im Jahre 2010 wird in dieser Periode weniger Strom nach Baden-Württemberg importiert. Die Stromsparoptionen auf der Nachfrageseite spielen keine wichtige Rolle. In der Industrie sollten stärker Anlagen auf der Basis von Erdgas eingesetzt werden; im Haushaltssektor zeigen die Modellergebnisse die Vorteilhaftigkeit von effizienten Dämmmaßnahmen selbst im Fall ohne Emissionsminderungsvorgaben. Die Modellergebnisse zeigen, dass eine CO<sub>2</sub>-Minderung eine beachtliche Minderung des Schadstoffes SO<sub>2</sub> von ca. 40 % und des Schadstoffes NO<sub>x</sub> von ca. 20 % bei einer CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe von 21 % in Bezug auf 1990 bedingt.

Werden gleichzeitig CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Obergrenzen vorgegeben, die sich an den nationalen Zielen orientieren, so sollten weitere Maßnahmen im Haushaltssektor und im Verkehrssektor dazu beitragen, die Ziele von Baden-Württemberg hinsichtlich der NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen: Im Haushaltssektor durch baukonstruktive und haustechnische Maßnahmen (effizientere Dämmmaßnahmen) und im Verkehrssektor durch den früheren Ersatz von Fahrzeugen mit hohen NO<sub>x</sub>-Emissionsfaktoren sowie die Förderung von schwefelarmen Kraftstoffen. Die Kopplung des Modells an ein internationales Strom- und Zertifikatemarktmodell veranschaulicht, dass Emissionsrechte von Akteuren aus Baden-Württemberg gekauft werden würden, was zwar die Minderungsausgaben mindert, die lokalen Emissionen aber erhöht. Im Energieversorgungssektor zeigen sich in diesem Szenario Entwicklungen, die eher mit den Strukturen ohne Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtung zu vergleichen sind, als mit dem Szenario der Erfüllung der Vorgabe ausschließlich innerhalb Baden-Württembergs. Gegenüber der Realisierung der CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabe ausschließlich in Baden-Württemberg lassen sich durch den Zukauf von Zertifikaten zwar Einsparungen in Höhe von rund 120 Mio. Euro pro Jahr erzielen, allerdings steigen die NO<sub>x</sub>-Emissionen / SO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahre 2010 auch um ca. 5 % / 40 % bzw. im Jahre 2020 sogar um ca. 70 % / 95 %.

Schließlich wurden im Rahmen dieser Studie Ansätze zur Bewertung der unterschiedlichen Treibhausgase (Global Warming Potential (GWP), Radiative Forcing(RF)) berücksichtigt. Bei Einsatz der GWP-Methodik zeigt sich, dass die Realisierung von Nicht-Treibhausgas-Minderungsmaßnahmen, insbesondere in der Landwirtschaft, es erlaubt, auf die Umsetzung teurerer CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen zu verzichten. Mit diesen Maßnahmen lassen sich im Vergleich zur Minderung der gleichen Menge an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bei ausschließlicher Berücksichtigung von Kohlendioxid Einsparungen in Höhe von ca. 50 Mio. Euro pro Jahr erreichen. Des Weiteren zeigen die Modellanalysen, dass bei der Radiative Forcing Methode für die Betrachtungszeiträume nach dem Jahr 2040 keine Realisierung von CH<sub>4</sub>-Minderungsoptionen erfolgt, da die am Ende der Untersuchungsperiode (2020) noch in der

Atmosphäre vorhandenen Treibhausgase bis 2040 größtenteils durch natürlichen Prozesse abgebaut werden.



## 8 VERZEICHNISSE

### 8.1 Literaturverzeichnis

- [AGFW 1998] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1997. Frankfurt/Main: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme AGFW- e.V., 1998.
- [Ardone 1999] Ardone, A. V.: Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen. Frankfurt am Main: Peter Lang, 1999.
- [Bates 2001] Bates, J.: Economic evaluation of emission reductions of nitrous oxides and methane in agriculture in the EU - Bottom-up analysis. AEA Technology Environment, 2001.
- [BMELF 1996] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten: Verordnung über die Grundsätze der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung) vom 26. Januar 1996, 1996.
- [BMU 2000a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Hrsg: Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000.  
[http://www.bmu.de/sachthemen/atomkraft/konsens\\_download.htm](http://www.bmu.de/sachthemen/atomkraft/konsens_download.htm)  
2000.
- [BMU 2000b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Berlin, 2000.
- [BMU 2000c] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationales Klimaschutz. [www.bmu.de](http://www.bmu.de), 2000.
- [BMV 1998] Bundesministerium für Verkehr: Verkehr in Zahlen 1998. Hamburg: Deutscher Verkehrs-Verlag, 1998.
- [EnEV 2001] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV) ) vom 16. November 2001. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, 2001.

- [BWE 1999] Bundesverband Windenergie: Windenergie 1999, 1999.
- [BWE 2000] Bundesverband Windenergie: Windenergie 2000, 2000.
- [COM 2000] Commission of the European Communities: Green Paper on greenhouse gas emissions trading within the European Union, COM (2000) 87 final. Brüssel: COM, 2000.
- [Dreher 2001] Dreher, M.: Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt - Eine Untersuchung unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Gesichtspunkten am Beispiel der Region Baden-Württemberg, 2001.
- [Frankfurt 1999] Energiereferat der Stadt Frankfurt am Main; Dezernat Umwelt, Energie und Brandschutz: Energiereferat - Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen. Frankfurt: Energiereferat der Stadt Frankfurt am Main; Dezernat Umwelt, Energie und Brandschutz, 1999.
- [Enzensberger et al. 2001] Enzensberger, N.; Wietschel, M.; Rentz, O.: PERSEUS-ZERT. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), 2001.
- [Fritsche 1993] Fritsche, U.: Least-Cost Planning Fallstudie Hannover. Freiburg/Darmstadt/Wuppertal: Öko-Institut, 1993.
- [Fritsche et al. 1999] Fritsche, U.; Rausch, L.: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS 3.1). Darmstadt: Öko-Institut, 1999.
- [UMEG 1999] Gesellschaft für Umweltmessungen und Umwelterhebungen mbH (UMEG): Emissionserklärungen genehmigungsbedürftiger Anlagen in Baden-Württemberg für das Jahr 1996 (Datenauszug). Karlsruhe, 1999.
- [UMEG 2000] Gesellschaft für Umweltmessungen und Umwelterhebungen mbH (UMEG): Emissionskataster Baden-Württemberg 1998. Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, 2000.
- [Geyer et al. 1991] Geyer, O.; Gwinner, M.: Geologie von Baden-Württemberg. 4. Neubearbeitung. Stuttgart: Schweizerbart, 1991.
- [Göbel 2001] Göbel, M.: Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt. Karlsruhe, 2001.
- [Göttlicher 1999] Göttlicher, G.: Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.

- [Hendricks et al. 1999] Hendricks, C. A.; de Jager, D.: Global methane and nitrous oxide emissions: options and potential for reduction. Utrecht (NL): Ecofys, Energy and Environment, 1999.
- [IPCC 2001] Houghton, J. T.; Ding, Y: Climate Change 2001: The Scientific Basis. <http://www.ipcc.ch/pub/tar/wg1/001.htm>, 2001.
- [IKARUS 2001] IKARUS: IKARUS Retrievalsystem - Version 3.2, 2001.
- [IPCC 1997] IPCC: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.htm>, 1997.
- [Kaltschmitt et al. 1992] Kaltschmitt, M.: Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg, 1992.
- [Kaltschmitt et al. 1993] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energieträger in Deutschland - Kosten und Potentiale. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 1993.
- [Kayser 1999] Kayser, M.: Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart, 1999.
- [LfU 1999] Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg (LfU): Die Luft in Baden-Württemberg Jahresbericht 1998. Karlsruhe: Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg, 1999.
- [LfU 2000] Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg (LfU): Umweltdaten 2000. <http://www.lfu.baden-wuerttemberg.de/lfu/abt1/veroeff/index.html>. Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg, 2000.
- [LfU 2002] Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg (LfU): Die Luft in Baden-Württemberg. <http://www.lfu.baden-wuerttemberg.de/>, 2002.
- [LIV 2001] Landesinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks Baden-Württemberg: Altersstruktur von Feuerungsanlagen Baden-Württemberg - Erhebung 2000. Landesinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks Baden-Württemberg, 2001.
- [Miro 2002] Mineralölraffinerie Oberrhein: <http://www.miro-ka.de/>. Karlsruhe, 2002.
- [MWV 2002] Mineralölwirtschaftsverband e.V.: MWV-Prognose 2020 für die Bundesrepublik Deutschland. Hamburg: Mineralölwirtschaftsverband, 2002.

- [MELR-BW 2001] Ministerium für Ernährung und ländlichen Raum: Landwirtschaft in Baden-Württemberg 2001. Stuttgart: Ministerium für Ernährung und ländlichen Raum, 2001.
- [MUVBW 2000] Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg: Umweltplan Baden-Württemberg. Stuttgart: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, 2000.
- [Nast 1995] Nast, M.: Die Konkurrenzfähigkeit von Nahwärmesystemen in Neubaugebieten. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff Forschung Baden-Württemberg, 1995.
- [Neuffer et al. 2001] Neuffer, H; Witterhold, F.-G.: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in den Liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien - Pluralistische Wärmeversorgung. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW), Frankfurt am Main, 2001.
- [Nitsch 1999] Nitsch, J.: Regenerative Energien in Baden-Württemberg. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 1999.
- [Nitsch et. al. 2001] Nitsch, J.; Klann, U.; Nast, M; Bradke, H.; Jochem, E.; Mannsbaart, W.; Staiß, F.; Mantel, E.; Steinborn, F.: Struktur und Entwicklung der zukünftigen Stromversorgung Baden-Württembergs. Stuttgart, Karlsruhe: Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer-Institut Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), 2001.
- [Oertel et al. 2000] Oertel, D.; Fleischer, T.: TA-Projekt "Brennstoffzellen-Technologie" - Endbericht. Berlin: TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2000.
- [Pearman 1990] Pearman, G. I.: Limiting Greenhouse Effects - Controlling Carbon Dioxide Emissions. Chichester: John Wiley & Sons, 1990.
- [Photon 2000] Photon: Marktübersicht Solarmodule 2000. Photon, 2000.
- [Prognos 2000] Prognos AG - EWI: Energiereport - Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2000.
- [Rentz et al. 2001] Rentz, O.; Karl, U.; Peter, H.: Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010. Karlsruhe: Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU), Universität Karlsruhe (TH), 2001.

- [Sauer 1981] Sauer, K.: Geothermische Synthese des Oberrheingrabens zwischen Karlsruhe und Mannheim (Anteil Baden-Württemberg) : Bestandsaufnahme. Freiburg i. Br.: Geologisches Landesamt Baden-Württemberg, 1981.
- [Schuler 2000] Schuler, A: Entwicklung eines Modell zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg. Pergamon Press, 2000.
- [Skovholt 1993] Skovholt, O.: CO<sub>2</sub> transportation system. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 1993.
- [Staiß et al. 1994] Staiß, F.; Böhnisch, H.; Pfisterer, F.: Photovoltaische Stromerzeugung - Import solarer Elektrizität - Wasserstoff. Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [StaLa 1996] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Statistik von Baden-Württemberg - 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993. Statistisches Landesamt, 1996.
- [StaLa 2000] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Baden-Württemberg in Wort und Zahl 12/2000 - Entwicklung des Güterverkehrs in Baden-Württemberg in den 90er-Jahren. Stuttgart: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2000.
- [StaLA 2001] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Die Land- und Fortwirtschaft 2000 - Band 561. Stuttgart: 2001.
- [StaLa 2001] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Statistische Berichte Baden-Württemberg - Bestand an Wohngebäuden, Wohnungen und Räumen in Baden-Württemberg 2000. Stuttgart: Statistisches Landesamt, 2001.
- [StaLa 2002a] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Baden-Württemberg in Wort und Zahl, Nr. 05/02. Stuttgart: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2002.
- [StaLa 2002b] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Daten zur Umwelt. <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de>, 2002.
- [StaLa 2002c] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Umwelt, Verkehr. <http://statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/>. Karlsruhe: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2002.
- [StaLa 2002d] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Wohnungsdefizit 1998 sowie Wohnungsneubedarf und -ersatzbedarf 1999 bis 2010. <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de>. Stuttgart: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2002.

- [UNFCCC 2001] United Nations: United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol (UNFCCC). <http://www.unfccc.int/>, 2001.
- [VDEW 1985] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Ermittlung der Last-ganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres. Frankfurt/Main: VDEW, 1985.
- [VDEW 2000] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg für das Jahr 1998. Stuttgart: Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., 2000.
- [VIK 2001] Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.(VIK) (Hrsg): Statistik der Energiewirtschaft 1999/2000. VIK - Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., 2001.
- [Villinger et al. 1985] Villinger, E.; Köhler, W.-R.: Hydrogeologische Karte von Baden-Württemberg, Grundwasserlandschaften. Freiburg i. Br.: Geologisches Landesamt Baden, 1985.
- [Walla et al. 1997] Walla, W; Bracht-Schwarz, W.; Richter, H.: Statistik und Landeskunde - Jahrbuch 1995/96 - Regionalisierte Wohnungsbedarfsprognose. Stuttgart: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 1997.
- [Wiese et al. 1994] Wiese, A.; Albiger, J.; Kaltschmitt, M.: Windenergie-Nutzung. Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [WiMi BW 2000] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg: Energiebericht 99. Stuttgart: Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 2000.
- [WiMi BW 2001] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg: Energiebericht 2000. Stuttgart: Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 2001.

## 8.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: CO <sub>2</sub> -Emissionen [kt] in Baden-Württemberg im Jahre 1999.....	6
Abbildung 2: CH <sub>4</sub> -Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999 .....	7
Abbildung 3: N <sub>2</sub> O-Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999.....	8
Abbildung 4: SO <sub>2</sub> -Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999.....	9
Abbildung 5: NO <sub>x</sub> -Emissionen [t] in Baden-Württemberg im Jahre 1999 .....	10
Abbildung 6: Struktureller Aufbau des Energieversorgungssektors im PERSEUS-Modell.....	17
Abbildung 7: Abbildungsbereich des integrierten Energie- und Stoffflussmodells.....	25
Abbildung 8: Strom- und Wärmenetz im Modell PERSEUS-BW.....	36
Abbildung 9: Lastkurve für einen privaten Haushalt an einem typischen Winterwerktag .....	38
Abbildung 10: Pipelinetrasseneigenschaften am Beispiel vom CO <sub>2</sub> -Speicher in Fronhofen– Illmensee .....	41
Abbildung 11: Beheizungsstruktur des Wohnbestandes nach Energieträger in Baden- Württemberg im Jahr 1999 .....	43
Abbildung 12: Modellierung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in den privaten Haushalten im Modell PERSEUS-BW.....	48
Abbildung 13: Modellierung der Stromproduktion zur eigenen Nutzung und der Wärmeversorgung im Industriesektor .....	56
Abbildung 14: Modellierung der Raffinerien im Industriesektor .....	56
Abbildung 15: Modellstruktur des Personenverkehrssektor im Modell PERSEUS-BW .....	64
Abbildung 16: Modellstruktur des Güterverkehrssektors im Modell PERSEUS-BW.....	64
Abbildung 17: Modellstruktur des Landwirtschaftssektors im Modell PERSEUS-BW .....	73
Abbildung 18: Kapazitäten im Energieversorgungssektor im Referenzszenario S0.....	79
Abbildung 19: Neue Kraftwerkskapazitäten im Energieversorgungssektor .....	80
Abbildung 20: Entwicklung der Kraftwerkskapazität auf Basis erneuerbarer Energien in Baden- Württemberg im Szenario S1-A .....	84
Abbildung 21: Entwicklung der Stromproduktion [in TWh] in Baden-Württemberg im Szenario S1-A .....	85
Abbildung 22: Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2020 (nach eingesetzten Energieträgern) in Abhängigkeit vom CO <sub>2</sub> -Minderungsziel im Szenario S1-A.....	86
Abbildung 23: Kapazitäten der Kraftwerke in Baden-Württemberg in den Szenarien S1-A und S1-B im Jahr 2020 (CO <sub>2</sub> -Emissionsminderungsvorgabe: -21% in Bezug auf 1990) .....	88
Abbildung 24: Energieträgerverteilung im Haushaltssektor für die Heizwärmeversorgung im Szenario S1-B .....	89

Abbildung 25: Energieverbrauch im Haushaltssektor im Referenzszenario und im Szenario S1-B (CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe: -21 % ab 2008 bezogen auf 1990) .....	90
Abbildung 26: Entwicklung der Anteile an eingesetzten Brennstoffen in der Industrie zwischen 2000 und 2020 (CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe: -21 % bezogen auf 1990 ab 2008) ...	91
Abbildung 27: CO <sub>2</sub> -, NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Emissionen (in [kt] für CO <sub>2</sub> , in [t] für NO <sub>x</sub> und SO <sub>2</sub> ) im Industriesektor im Referenzszenario S0 und im Szenario S1-B (CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe: - 21 % bezogen auf 1990 ab 2008).....	92
Abbildung 28: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario S1-B in den unterschiedlichen Sektoren (CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe: - 21 % gezogen auf 1990 ab 2008) .....	93
Abbildung 29: Entwicklung der NO <sub>x</sub> -Emissionen im Szenario S1-B in den unterschiedlichen Sektoren (CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe: - 21 % bezogen auf 1990 ab 2008) .....	94
Abbildung 30: Entwicklung der SO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario S1-B in den unterschiedlichen Sektoren (CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe: - 21 % bezogen auf 1990 ab 2008) .....	94
Abbildung 31: Stromproduktion nach Energieträgern bei verschiedenen CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgaben im Jahr 2020 im Szenario S1-B .....	95
Abbildung 32: CO <sub>2</sub> -Emissionen in den verschiedenen Sektoren bei unterschiedlichen CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgaben des Szenarios S1-B im Jahr 2020 .....	96
Abbildung 33: NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> - Emissionen in den verschiedenen Sektoren bei unterschiedlichen CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgaben des Szenarios S1-B im Jahr 2020 .....	97
Abbildung 34: CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Sektoren im Szenario S2 .....	101
Abbildung 35: NO <sub>x</sub> -Emissionen nach Sektoren im Szenario S2 .....	101
Abbildung 36: SO <sub>2</sub> -Emissionen nach Sektoren im Szenario S2 .....	102
Abbildung 37: Stromproduktion nach Energieträgern im Energieversorgungssektor in den Perioden ab 2010, 2015 und 2020 in den Szenarien S3 und S1-A .....	103
Abbildung 38: CO <sub>2</sub> -Emissionen im Energieversorgungssektor im Referenzszenario S0, Szenario S1-A und Szenario S3 .....	104
Abbildung 39: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten (nach eingesetzten Energieträgern) im Energieversorgungssektor im Szenario S4. ....	108
Abbildung 40: CO <sub>2</sub> -Minderungsrate im Vergleich zum Referenzfall für die Szenarien S1-B und S4 im Jahr 2020 .....	110
Abbildung 41: Installierte Windkraftwerkskapazität ohne und mit Berücksichtigung der Vergütung des EEG .....	113



### 8.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Emissionsobergrenzen für die Luftschadstoffe SO <sub>2</sub> und NO <sub>x</sub> in Deutschland bis 2010 nach der Richtlinie 2001/80/EG .....	13
Tabelle 2: Vergütungen für EEG-geförderte Anlagen.....	14
Tabelle 3: Höchstwerte des auf die Gebäudenutzfläche und des auf das beheizte Gebäudevolumen bezogenen Jahres-Primärenergiebedarfs und des spezifischen, auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche bezogenen Transmissionswärmeverlusts in Abhängigkeit vom Verhältnis A/ V <sub>e</sub> .....	16
Tabelle 4: Global Warming Potential und Forcing Faktoren wichtiger .....	22
Tabelle 5: Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung in Baden-Württemberg nach Energieträgern (1999).....	26
Tabelle 6: Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Baden-Württemberg im Jahr 1999.....	27
Tabelle 7: Brutto-Engpassleistung einzelner Kraftwerke der öffentlichen Versorgung (einschließlich der Deutschen Bahn AG) in Baden-Württemberg Stand: 31. 12. 1999 .....	28
Tabelle 8: CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren für fossile Energieträger .....	29
Tabelle 9: NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren der bestehenden Kraftwerke in Baden-Württemberg.....	29
Tabelle 10: Emissionsfaktoren für die bestehenden Heizwerke in Baden-Württemberg.....	30
Tabelle 11: Kraftwerksoptionen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen .....	30
Tabelle 12: Kraftwerksoptionen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen...31	
Tabelle 13: Entwicklung der spezifischen Investitionen von Windkraftanlagen .....	32
Tabelle 14: Potentiale und Preisentwicklung fester biogener Brennstoffe [Kaltschmitt et al.]....	32
Tabelle 15: Daten zu Photovoltaikanlagen .....	33
Tabelle 16: Einsparkurven für die privaten Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie im Energieversorgungssektor.....	33
Tabelle 17: Emissionsfaktoren für Kraftwerke und Heizwerke auf Basis von Brennstoffen.....	34
Tabelle 18: Preisentwicklung der fossilen Brennstoffen [Cent/kWh] in den berücksichtigten Sektoren .....	37
Tabelle 19: Stromnachfrage nach Verbraucherkategorie im Baden-Württemberg .....	38
Tabelle 20: Entwicklung der Fernwärmefrage im Kleinverbrauchersektor .....	39
Tabelle 21: Bestand an Wohngebäuden am 31.12.2000 in Baden-Württemberg nach Anzahl der Wohnungen.....	42
Tabelle 22: Anzahl an Feuerungsanlagen mit einer Kapazität kleiner als 100 kW im Jahr 2000 nach Feuerungstyp .....	44

Tabelle 23: Technische, wirtschaftliche und umweltrelevante Charakteristik der relevanten Heizungsoptionen .....	45
Tabelle 24: Einzelgeräte zur Warmwasseraufbereitung bei privaten Haushalten .....	46
Tabelle 25: Leistung und Kosten der einfachsten und effizientesten Dämmmaßnahmen.....	47
Tabelle 26: Brennstoffsparkurven für die privaten Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie im Energieversorgungssektor.....	47
Tabelle 27: Wohnungsdefizit 1998 sowie Wohnungsneubedarf und -ersatzbedarf 1999 bis 2010 .....	49
Tabelle 28: Wohnflächenentwicklung in Baden-Württemberg .....	50
Tabelle 29: Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudealter (in % p.a.)	51
Tabelle 30: Entwicklung des Brennstoffsverbrauchs für Kleinverbraucher in Baden-Württemberg .....	51
Tabelle 31: Stromerzeugung der industriellen Eigenanlagen (über 1000 kVA Nennleistung) in GWh 1999.....	52
Tabelle 32: Energieverbrauch in der Industrie im Jahr 1998 .....	52
Tabelle 33: Energiebilanz der Raffinerie in Baden-Württemberg.....	53
Tabelle 34: Kapazitäten der Verarbeitungsanlagen in der Raffinerie (2001).....	53
Tabelle 35: Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in der Industrie .....	54
Tabelle 36: Energiesparmaßnahmen für die Raffinerie.....	55
Tabelle 37: Entwicklung der Energienachfrage im Industriesektor .....	57
Tabelle 38: Entwicklung der Mineralölproduktion in Baden-Württemberg .....	57
Tabelle 39: Bestand an Personenkraftwagen in Baden-Württemberg nach Schadstoffgruppen (Juli 2000) .....	59
Tabelle 40: Personenverkehrsleistung im Jahr 2000 in Baden-Württemberg nach Verkehrsbereich.....	60
Tabelle 41: Verkehrsleistung des Güterverkehrs in Baden-Württemberg 1998 nach Verkehrsträgern .....	60
Tabelle 42: Emissionen des Verkehrs in Baden-Württemberg 1998 in t/a .....	61
Tabelle 43: Eigenschaften der unterschiedlichen Brennstoffzellen für Pkw .....	62
Tabelle 44: Abgasgrenzwerte für Pkw nach den unterschiedlichen Euronormen.....	63
Tabelle 45: Abgasgrenzwerte für Lkw nach den unterschiedlichen Euronormen.....	63
Tabelle 46: Entwicklung der Personenverkehrsleistung in Baden-Württemberg nach Verkehrsträgern .....	65
Tabelle 47: Entwicklung der Güterverkehrsleistung in Baden-Württemberg nach Verkehrsträgern .....	65
Tabelle 48: Im Modell vorgegebene Verteilung der Energieträger im Pkw-Bereich.....	66
Tabelle 49: Bodennutzung in Baden-Württemberg im Jahr 1999 .....	68

Tabelle 50: Viehbestand in Baden-Württemberg für das Jahr 2000.....	69
Tabelle 51: Gülleproduktion und Methanemissionen aus Gülle nach Tiersorte .....	70
Tabelle 52: Optionen im Bereich der Bodennutzung (Düngung).....	71
Tabelle 53: Optionen in der Tierhaltung: Verdauung.....	72
Tabelle 54: Optionen in der Tierhaltung: Güllebehandlung.....	72
Tabelle 55: Entwicklung des Tierbestandes in Baden-Württemberg .....	73
Tabelle 56: CO <sub>2</sub> -Obergrenzen in den Szenarien S1-A und S1-B .....	76
Tabelle 57: NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenzen im Szenario S2 .....	77
Tabelle 58: Zusammenfassung der unterschiedlichen Szenarien .....	78
Tabelle 59: Emissionsentwicklung im Energieversorgungssektor im Referenzszenario .....	80
Tabelle 60: Entwicklung der Gesamtwohnfläche und der Heizwärmeproduktion in Baden- Württemberg .....	81
Tabelle 61: CO <sub>2</sub> -, NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Emissionen im Referenzszenario S0 .....	82
Tabelle 62: Entwicklung der NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Emissionen in Abhängigkeit vom CO <sub>2</sub> - Minderungsziel im Szenario S1-A.....	86
Tabelle 63: Grenzkosten im Szenario S1-A (CO <sub>2</sub> -Minderungsziel von 21% in Bezug auf 1990).....	87
Tabelle 64: Grenzkosten für unterschiedliche CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgaben im Szenario S1-B .....	97
Tabelle 65: NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenze im Szenario S2 sowie NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> - Emissionen im Szenario S1-B .....	98
Tabelle 66: NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Emissionen in den Szenarien S3, S1-A und S0 ab 2010 im Energieversorgungssektor.....	105
Tabelle 67: GWP-Werte nach Sektoren im Szenario S1-B bei einer CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgabe von 21 % bezogen auf 1990 ab 2008.....	106
Tabelle 68: GWP-Werte im Szenario S4.....	107
Tabelle 69: Entwicklung der entscheidungsrelevanten diskontierten Ausgaben im Szenario S4 im Vergleich zum Szenario S1-B .....	111
Tabelle 70: Entwicklung der Gas- und Kohlekraftwerkskapazität in den Szenarien S1-A und S1-C .....	113