

## **7 Zusammenfassende Einordnung**

Nimmt man die Warnungen der Klimatologen ernst, so stehen die Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländer vor einer der gewaltigsten Herausforderungen, der sich die Menschheit je gegenüber sah. Auf dem Weg zu einer klimaverträglichen Energieversorgung, die globales Handeln erfordert, kommt in internationaler Abstimmung den Industrienationen, insbesondere in Ost- und Westeuropa, eine Schrittmacherrolle, eine wegweisende Funktion zu.

Die Landesregierung von Baden-Württemberg legt in ihrem Energieprogramm 1991 entsprechend der Empfehlung der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages als Orientierung ein CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel bis zum Jahr 2005 von 30 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1987 für das Bundesland Baden-Württemberg zugrunde, obwohl Baden-Württemberg mit rd. 8 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr bereits im Jahr 1987 um 32 % niedrigere Pro-Kopf-Emissionen aufweist als die alte Bundesrepublik Deutschland mit ca. 11,7 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr und um 43 % niedrigere Pro-Kopf-Emissionen als das vereinte Deutschland mit rd. 14 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr.

Unabhängig von dem letztendlich notwendigen Umfang der Treibhausgasminderung kommt bei der Formulierung von energiepolitischen Strategien und Konzepten zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung der Differenzierung zwischen dem technisch Möglichen, dem wirtschaftlich Darstellbaren und dem ökologisch Effizienten eine besondere Bedeutung zu. Rein technisch gesehen stehen zumindest auf längere Sicht sehr weitgehende Treibhausgasminderungsmöglichkeiten zur Verfügung. Aber nicht alles was technisch machbar ist, ist auch wirtschaftlich darstellbar und schon gar nicht effizient im Sinne der Nutzung knapper verfügbaren Ressourcen zur Vermeidung von Klimaveränderungen.

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, die technischen Möglichkeiten zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg durch einen verstärkten Erdgaseinsatz aufzuzeigen und sie hinsichtlich ihrer Minderungspotentiale, ihrer Kosten und sonstigen Auswirkungen zu quantifizieren. Die Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Verminderung durch eine verstärkte Erdgasnutzung in der Strom- und Fernwärmeerzeugung sind dabei zu vergleichen mit anderen denkbaren Maßnahmen, die - wie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und aus Kernenergie oder eine rationellere Stromanwendung - zur Reduktion der auf die Strom- und Fernwärmebereitstellung entfallenden Treibhausgasemissionen beitragen können. Desweiteren ist die Verwendung von Erdgas in der Strom- und Fernwärmebereitstellung alternativen Verwendungsmöglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Minderung in anderen energieverbrauchenden Bereichen gegenüberzustellen.

Bei der Untersuchung der Möglichkeiten zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Strom- und Fernwärmeversorgung durch einen verstärkten Erdgaseinsatz steht die Substitution der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken im Vordergrund. Dieser Untersuchungsteil wird entsprechend ausführlich behandelt. Im Jahr 1987 hatte die öffentliche Elektrizitätsversorgung einen Anteil von rund 88,4 % an der gesamten Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg. Deshalb wird die Untersuchung auf diesen Teilbereich der Stromversorgung eingeschränkt, d. h., die industrielle Eigenstromerzeugung und die Stromerzeugung der Deutschen Bundesbahn werden nicht mit betrachtet. Da sich jedoch die Stromerzeugungskapazitäten der Deutschen Bundesbahn in Baden-Württemberg aus Beteiligungen an Kraftwerken ergibt, die gemeinsam mit der öffentlichen Elektrizitätsversorgung betrieben werden, sind die Ergebnisse der Studie auch auf diesen Teil der gesamten Stromversorgung übertragbar.

Eine Betrachtung aller Unternehmen, die elektrische Energie und/oder Fernwärme erzeugen und in die öffentliche Versorgung einspeisen (insgesamt 180 Unternehmen), ist weder aus modelltechnischen Gründen möglich noch im Rahmen der zu bearbeitenden Fragestellung sinnvoll. Deshalb werden nur die Versorgungsunternehmen betrachtet, die einen Großteil der in Baden-Württemberg nachgefragten Elektrizität erzeugen. Dies sind die beiden Verbundunternehmen, das regionale Versorgungsunternehmen sowie die vier größeren Stadtwerke im Lande. Sie versorgen damit auch den überwiegenden Teil der Landesfläche - direkt oder indirekt über nachgeschaltete, unabhängige Verteilungsunternehmen - mit elektrischer Energie.

Aufgrund der Tatsache, daß das Schwergewicht der Untersuchung auf den Einsatzmöglichkeiten von Erdgas zur Strom- und Fernwärmeversorgung liegt, bleiben damit solche Systeme explizit ausgeschlossen, die außerhalb dieses Betrachtungsfeldes liegen. Beispiele hierfür sind die gesamten Maßnahmen zur rationellen Energieanwendung (außer rationelle Stromanwendung), der weitaus größte Teil der Einsatzmöglichkeiten der erneuerbaren Energiequellen (bis auf die Stromerzeugungssysteme), weitere Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie, wie z. B. der Hochtemperaturreaktor oder die Kernheizwerke, sowie die neuen Sekundärenergieträger (Wasserstoff, Methanol usw.) und der gesamte Bereich des Verkehrs.

### **Energiepolitische und energierechtliche Rahmenbedingungen**

Die Energiewirtschaft des Landes hat sich bei der Erfüllung ihres Auftrages, einer zu jeder Zeit sicheren Stromversorgung, an eine Reihe von energiepolitischen und energierechtlichen Rahmenbedingungen zu halten. Hierbei handelt es sich zum einen um den sog. **Jahrhundertvertrag**, der vor dem Hintergrund der zweiten Ölkrise geschlossen wurde. Ein Ziel dieses Vertrages war es, den Ölverbrauch durch eine stärkere Nutzung der heimischen Energieträger zu verringern. Nach dem im Jahre 1980 mit 15-jähriger Laufzeit geschlossenen Vertrag verpflichteten sich die

deutschen Kraftwerksbetreiber in der Zeit von 1981 bis 1995 ansteigende Mengen deutscher Steinkohle zur Verstromung zu beziehen.

Ob der in der dritten Kohlerunde, in der über eine Fortführung des Jahrhundertvertrages über das Jahr 1995 hinaus verhandelt wurde, im November 1991 gefundene Kompromiß, der vorsieht, die garantierte deutsche Steinkohlenfördermenge bis zum Ende dieses Jahrzehnts auf weniger als 55 Mio. t/a zu verringern, Bestand haben wird, hängt im wesentlichen auch von den kommenden Entscheidungsprozessen der Europäischen Gemeinschaft ab. Nach diesem Kompromiß ist vorgesehen, die jährlich zu verstromende Steinkohlenmenge bereits ab 1997 auf ein Niveau von 35 Mio. t/a zurückzunehmen (bis 1995: 40,9 Mio. t/a, davon 1,9 Mio. t/a aus den Haldenbeständen).

Ausgehend von einer derart gestalteten Nachfolgeregelung des Jahrhundertvertrages würden in Baden-Württemberg in dem betrachteten Ausschnitt der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung - unter der Voraussetzung eines gleichbleibenden Anteils an der gesamt zu verstromenden Menge - rund 4,13 Mio. t SKE/a (121,19 PJ/a) in den Jahren nach 1997 eingesetzt werden müssen. Allein mit der Verstromung dieser Steinkohlenmenge sind schon CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Höhe von 11,27 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verbunden. Unterstellt man eine ansonsten CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung dann ließe sich maximal eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987 (14,09 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) um 20 % erreichen. Dies bedeutet, daß bei einer Einhaltung des in dieser Weise fortgeschriebenen Jahrhundertvertrages für Baden-Württemberg ein CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 30 % bis zum Jahr 2005 für die Strom- und Fernwärmeversorgung nicht zu erreichen ist.

Mit der Frage eines verstärkten Erdgaseinsatzes in Kraftwerken zur CO<sub>2</sub>-Minderung ist noch ein zweites politisches Handlungsfeld verknüpft, das mit dem 3. Verstromungsgesetz zusammenhängt. In § 12 ist hier angeführt, daß die Errichtung von Kraftwerken oder leistungssteigernden Anlagen über 10 MW Nennleistung, die ausschließlich oder überwiegend mit Erdgas betrieben werden sollen, der Genehmigung bedarf. Jedoch ist davon auszugehen, daß im Interesse des Klimaschutzes das 3. Verstromungsgesetz generell neu formuliert und dann der Errichtung eines Erdgas-Kraftwerkes keine energierechtlichen Hindernisse mehr im Wege stehen werden. Damit würde die Bundesrepublik Deutschland auch im Einklang mit den Europäischen Gemeinschaften handeln, die 1991 die seit 1975 gültige Richtlinie 75/404/EWG, welche den Erdgaseinsatz im Kraftwerksbereich einschränkt, aufgehoben hat.

### **Gasverfügbarkeit**

Bezüglich der verfügbaren Gasmengen zeigt sich, daß bei optimaler und zeitgerechter Investitionsplanung und Vertragsgestaltung aufgrund der Reservensituation ein Gasimportvolumen

für die Bundesrepublik Deutschland von jährlich 6 EJ (148,8 Mrd. m<sup>3</sup>) realisierbar wäre. Dies würde bedeuten, daß eine Strategie der CO<sub>2</sub>-Minderung durch eine verstärkte Erdgasnutzung zur Substitution CO<sub>2</sub>-reicher fossiler Energieträger nicht an der Nichtverfügbarkeit von Erdgas scheitern müßte. Erdgas steht in allen Regionen ausreichend zur Verfügung und die konventionellen Erdgasvorräte nähern sich nicht wie im Falle des Erdöls einem Reservenplateau, sondern sie werden auch bei zunehmender Förderung nach gegenwärtiger Einschätzung weiter ansteigen. Die exploratorischen Möglichkeiten liegen beim Erdgas weit über denen des Erdöls. Die Versorgungssicherheit ist beim Erdgas eher günstig zu bewerten, denn wenn die Investitionen in eine Gaspipeline erst einmal getätigt sind, dann sind Verkäufer und Käufer für lange Zeit aneinander gebunden, da die Gasflüsse nicht wie beim Erdöl zu anderen Abnehmern umgeleitet werden können. Langfristige Handelsverträge von bis zu 20 Jahren und mehr sind deshalb im Gasgeschäft die Regel.

Die Kapazitäten der Fernleitungssysteme (Bundesrepublik Deutschland, westeuropäischer Verbund) sind aus wirtschaftlichen Gründen eng an den zu erwartenden Absatz angeknüpft. Daraus resultiert das Vorhandensein von nur geringen Überkapazitäten. Abhängig von den in Zukunft europaweit zunehmenden Erdgasbezügen ist das Verteilungssystem rechtzeitig anzupassen. Grundsätzlich haben jedoch die Erfahrungen der letzten Jahre gezeigt, daß Pipelines über große Entfernungen ohne technische Probleme in kurzer Zeit gebaut werden können (z. B. Bau eines über 5.000 km langen Leitungssystems von Westsibirien in die BRD). Sollte Erdgas zukünftig in Baden-Württemberg verstärkt zur Stromerzeugung genutzt werden, so müssen über die Schaffung ausreichender Fernleitungskapazitäten hinaus die Kraftwerksstandorte an das Gasnetz angeschlossen werden bzw. bestehende Gasleitungen ausgebaut werden. Eine Möglichkeit zur Realisierung der zusätzlichen Gasbeschaffung besteht für die Gaswirtschaft des Landes in der Ausschöpfung der freien Kapazitäten der Gaspipeline (MIDAL), die die Wintershall AG bis Ende 1993 zur Versorgung der BASF baut. Damit könnten die Kraftwerksstandorte im nordwestlichen Teil des Landes auf kurzem Wege mit ausreichenden Mengen an Erdgas versorgt werden. Zur Versorgung des Kraftwerksstandortes Heilbronn und der Region Stuttgart wäre jedoch eine Anschlußleitung nötig. Alternativ dazu besteht für Baden-Württemberg die Möglichkeit einer Erdgasbeschaffung aus dem Nahen Osten, wo die Wintershall AG über Beteiligungen verfügt.

### **Optionen**

Die einfachste technische Möglichkeit zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im fossil gefeuerten Kraftwerkspark ist der Übergang bzw. Ersatz von Primärenergieträgern mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (z. B. Steinkohle) durch Energieträger mit niedrigeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (z. B. Erdgas). Zur schnellen Realisierung dieser technischen Möglichkeit

könnten die in Baden-Württemberg bereits vorhandenen Öl- und Gaskraftwerke bzw. Gasturbinen verstärkt für die Stromerzeugung genutzt werden.

Neben einer verstärkten Nutzung der bereits vorhandenen Gaskraftwerke ist eine Emissionsminderung auch durch eine teilweise oder völlige Um- oder Nachrüstung der Feuerung der verfügbaren Steinkohlekraftwerke auf einen Brennstoff bzw. auf Brennstoffe mit spezifisch geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen möglich. Durch solche Maßnahmen könnte - u. U. zusammen mit einem verstärkten Einsatz der bereits vorhandenen Öl- bzw. Gaskraftwerke -, wenn unterstellt wird, daß der Jahrhundertvertrag zur Verstromung deutscher Steinkohle nicht erfüllt werden muß, der überwiegende Teil der Mittellaststromerzeugung auf den durch spezifisch deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen gekennzeichneten Primärenergieträger Erdgas umgestellt werden.

Bei den Möglichkeiten einer Brennstoffumstellung der kohlegefeuerten Kraftwerke im Anlagenpark von Baden-Württemberg von dem Brennstoff Kohle auf den Primärenergieträger Erdgas muß grundsätzlich zwischen den schmelz- und trockenfeuerten Anlagen unterschieden werden.

Bei Kraftwerken, die mit einer **Schmelzfeuerung** ausgerüstet sind, ist eine vollständige Brennstoffumstellung von staubfein gemahlener Kohle auf Erdgas aufgrund der technischen Konzeption dieser Anlagen nicht ohne größere verfahrenstechnische Änderungen und umfangreiche Umbauten möglich, die sehr aufwendig und kostenintensiv wären. Im Rahmen dieser Untersuchung wird deshalb unterstellt, daß eine Umrüstung der schmelzkammergefeuerten Anlagen in Baden-Württemberg aus diesen Gründen nicht realisiert wird.

Im Gegensatz dazu kann prinzipiell davon ausgegangen werden, daß eine Brennstoffumstellung bei den mit einer **Trockenfeuerung** ausgestatteten Kraftwerken des Anlagenparks von Baden-Württemberg aus technischen Gründen grundsätzlich möglich ist. Dies liegt u. a. darin begründet, daß bei der Kohlenstaub-Trockenfeuerung mit der staubfein gemahlene Kohle und der Verbrennungsluft im Verbrennungsraum quasi eine Gasverbrennung imitiert wird, die sich von einer Erdgasverbrennung nicht grundsätzlich unterscheidet. Zwar müßten kleinere technische Umrüstungen an den jeweiligen Anlagen, die für eine solche Maßnahme in Betracht kämen, erfolgen (d. h. Umbauten an den Brennern und eine Rauchgasrezirkulation), die jedoch kurzfristig (d. h. in weniger als zwei Jahren) durchgeführt werden könnten und keine grundsätzlichen technischen Probleme verursachen dürften. Insgesamt existieren im Kraftwerkspark des Landes 6 Anlagen dieser Art mit einer installierten elektrischen Leistung von 3.195 MW<sub>el</sub>. Durch eine Umrüstung auf Erdgas würden sich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen eines trockenfeuerten Kraftwerks um rund 40 % vermindern. Die spezifischen Emissionen an Kohlendioxid würden sich dann von derzeit rund 850 g/kWh<sub>el</sub> auf rund 500 g/kWh<sub>el</sub> verringern. Damit verbunden ist jedoch

gleichzeitig eine deutliche Erhöhung der spezifischen Brennstoffkosten der Stromerzeugung, da Erdgas z. B. im Vergleich zu Importkohle 2,5 mal so teurer ist.

Neben der bisher diskutierten Brennstoffumstellung auf bzw. Zusatzfeuerung von Erdgas bei den im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg vorhandenen Blöcken ist die Nachrüstung der Kohlekraftwerke mit Erdgas-Vorschaltturbinen eine weitere technische Möglichkeit zur Reduzierung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dabei wird zusätzlich zu den bereits im Kraftwerk vorhandenen Komponenten eine Gasturbine - betrieben mit dem Brennstoff Erdgas - installiert, die wärme- und stromseitig mit der vorhandenen Anlage gekoppelt wird. Die Installation einer Gasturbine führt sowohl in der Form eines Kombi- als auch eines Verbundblocks zu einer Leistungssteigerung der ursprünglichen Anlage durch die zusätzliche Gasturbinenleistung. Durch die Nutzung der Gasturbinenabwärme kommt es zudem zu einer Erhöhung des Gesamtsystemwirkungsgrades der kompletten Anlage.

Verglichen mit der Umstellung der kohlegefeuerten Anlagen auf einen anderen Brennstoff sind die Möglichkeiten einer Nachrüstung mit Erdgasvorschaltturbinen mit deutlich größerem technischen Aufwand und damit auch höheren Kosten verbunden (um mehr als Faktor 10). Zudem zeigt sich bei einer Gesamtbilanz der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, daß eine Umrüstung der steinkohlegefeuerten Anlagen mit Trockenfeuerung auf den Brennstoff Erdgas trotz der durchschnittlich geringeren Wirkungsgrade durch spezifisch niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen gekennzeichnet ist. Darüber hinaus sind die lokalen Verhältnisse vor Ort zu beachten, wo häufig nur sehr beschränkte Flächen zur Verfügung stehen. Aufgrund dieser Zusammenhänge wird bei den im Rahmen dieser Studie untersuchten Szenarien nur eine Umrüstung der derzeit trockenfeuerten Steinkohlekraftwerke auf den Brennstoff Erdgas näher betrachtet, da dies die kosten- und umweltgünstigere Variante der dargestellten prinzipiellen technischen Möglichkeiten ist.

Für einen zukünftig notwendigen Zubau an Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg kommen im großtechnischen Maßstab prinzipiell die in Tabelle 7-1 aufgeführten fossilen Kraftwerkstypen in Frage. Dabei sind neben dem Kraftwerkstyp auch der einzusetzende Brennstoff, die zu erwartenden Wirkungsgrade, die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie (netto) und die spezifischen Kosten der Kraftwerke aufgeführt.

Neben dem CO<sub>2</sub> werden in der Strom- und Fernwärmeerzeugung durch die Nutzung fossiler Energieträger auch noch andere Schadstoffe (CH<sub>4</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, Staub) emittiert. Es zeigt sich, daß eine Substitution der Stromerzeugung in Steinkohlenkraftwerken durch eine Stromerzeugung in Erdgas-GuD-Kraftwerken auch einen Minderungseffekt der Schadstoffe CH<sub>4</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Staub und CO bewirkt. Somit werden bei einer Strategie eines verstärkten Erdgaseinsatzes neben einer

Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gleichzeitig auch die Emissionen anderer Schadstoffe vermindert. Aus diesem Grund stehen in dieser Untersuchung im wesentlichen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vordergrund der Betrachtung.

Tabelle 7-1: Charakteristische Daten der Referenzanlagen fossiler Kraftwerke für einen Zubau in Baden-Württemberg zur Stromerzeugung

Typ	Brennstoff	Netto-Wirkungsgrad bei Vollast	spezifische Kosten (DM/kW <sub>netto</sub> )
herkömmliches Steinkohle-Kraftwerk mit Staubfeuerung	St	0,41	2.000 - 2.400
Kombi-Verbundblock Erdgas/Steinkohle (P <sub>DE</sub> /P <sub>GT</sub> =4:1)	GT:Eg DE:Eg 30 % St 70 %	0,44	2.200 - 2.600
Erdgas-GuD-Kraftwerk	Eg	0,52	1.200 - 1.400
fortgeschrittenes Steinkohle-Kraftwerk (nach 2010)	St	0,44	2.000 - 2.300*

\* Schätzkosten, Inbetriebnahme nach 2010

Über den Zubau moderner fossiler Kraftwerke hinaus besteht auch die prinzipielle Möglichkeit neue Kernkraftwerke in Baden-Württemberg zu installieren, die zumindest bezogen auf die reine Umwandlung CO<sub>2</sub>-frei sind und von daher zu einer Verminderung der mit der Stromerzeugung im Lande verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen können.

## Szenarien

Um die Auswirkungen alternativer Maßnahmen im Kraftwerkssystem von Baden-Württemberg in Bezug auf die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung im Zeitverlauf quantifizieren zu können, wird ein Szenarioansatz gewählt. Dabei werden für einen Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2020 die Effekte einzelner Maßnahmen oder Maßnahmengruppen im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ermittelt. Die CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale der einzelnen Maßnahmengruppen werden darüber hinaus hinsichtlich des gegenüber dem Jahr 1987 formulierten Reduktionszieles bewertet. Dabei wird zur Bewertung kurzfristig möglicher Veränderungen das Jahr 1998 und für die mittel- bis langfristigen Auswirkungen das Jahr 2005 bzw. 2020 herangezogen.

Im Mittelpunkt der Szenarienanalyse steht die Frage der Möglichkeiten eines verstärkten Gaseinsatzes zu Lasten der Steinkohle. Entsprechend sind auch die untersuchten Maßnahmen bzw. Maßnahmengruppen ausgewählt worden. Zunächst werden jeweils die Möglichkeiten einer verstärkten Auslastung der mit Gas befeuerten Kraftwerke untersucht, die bereits heute im Kraftwerkspark Baden-Württembergs verfügbar sind. (Szenario "Verstärkte Auslastung"). Danach erfolgt eine Analyse der Möglichkeiten einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei einem maximalen fossilen Energieeinsatz. Dabei werden sowohl technische Umrüstmaßnahmen am bestehenden Kraftwerkspark durchgeführt als auch neue Erdgas-GuD-Kraftwerke zugebaut (Szenario "Maximale fossile Minderung"). In beiden Szenarien werden die Beiträge der CO<sub>2</sub>-freien technischen Möglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Minderung gegenüber der Referenzentwicklung nicht verändert.

In weiteren Szenarien werden diese Optionen ausgehend vom Szenario "Maximale fossile Minderung" untersucht. Zunächst werden die CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale bei einer Ausschöpfung der technischen Stromeinsparmöglichkeiten (Szenario "Fossile Minderung und Stromeinsparung"), eines weiteren Kernkraftwerkszubaues (Szenario "Fossile Minderung und Kernenergiezubau") und einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen (Szenario "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger") jeweils getrennt voneinander analysiert. Werden alle diese Minderungsmaßnahmen zusammengefaßt, so ergibt sich das Szenario "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen", das in etwa die untere Grenze für die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeversorgung aufzeigt.

Eine andere Zielrichtung verfolgt das Szenario "Kosten-effiziente Minderung", das die Maßnahmen kombiniert, die ein hohes Nutzen-Kosten-Verhältnis aufweisen. Damit wird dem angesprochenen Umstand Rechnung getragen, daß eine klimaverträgliche Begrenzung der Treibhausgasemissionen wohl nur erreicht werden kann, wenn die dafür verfügbaren, begrenzten Aufwendungen streng nach dem ökonomischen Prinzip verwendet werden, d. h. mit jeder aufgewendeten Mark eine möglichst hohe Treibhausgasreduzierung zu erreichen.

Allen diesen Szenarien der Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs vorgelagert sind zwei Szenarien, die von einer weiteren Nutzung der Steinkohle in der Stromversorgung Baden-Württembergs ausgehen. Sie tragen unter anderem dem Umstand Rechnung, daß es voraussichtlich zu einer Fortschreibung des Jahrhundertvertrages kommen wird. Dabei wird eine dieser beiden Varianten auch als Referenzentwicklung genutzt, d. h. als Vergleichsmaßstab, um die Wirkungen der in den anderen Szenarien unterstellten Minderungsmaßnahmen quantifizieren zu können. Das diesem Zweck dienende Referenzszenario ist dabei durch eine Deckung des notwendigen Kraftwerkszubaues durch Steinkohle-Erdgas-Verbundblöcke und einer gegenüber heute konstanten Kernenergiekapazität gekennzeichnet



(Szenario "Referenzfall"). Daneben wird auch der Zubau von konventionellen Steinkohlenblöcken untersucht (Szenario "Fossiler Zubau"). Dieses Szenario stellt mit seinen hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen den Gegenpol zu dem Szenario "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen" dar.

Das Ziel der Untersuchung und auch der diskutierten Szenarien ist die Analyse der Effektivität und der Effizienz der einzelnen möglichen Maßnahmen bezüglich der CO<sub>2</sub>-Reduktion. Für die Bewertung der einzelnen CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs werden im Rahmen der szenariogestützten Analysen zwei Kerngrößen, nämlich das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten ermittelt. Letztere geben den Aufwand in DM an, der mit den verschiedenen Maßnahmen verbunden ist, um gegenüber der Referenzentwicklung die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 1 t zu senken. Negative spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten bedeuten dabei, daß diese Maßnahmen auch ohne Berücksichtigung ihres CO<sub>2</sub>-Minderungseffektes wirtschaftlich sinnvoll wären. Die Grundlage für die Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten bildet eine moderate Energieträgerpreisentwicklung, denn eine CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategie würde den Verbrauch fossiler Energieträger beschränken und dadurch auch deren Preisanstieg dämpfen.

Das für das angestrebte Reduktionsziel (Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 30 % bis zum Jahr 2005 und um 50 % bis zum Jahr 2020) zugrundelegte Basisjahr 1987 ist für den betrachteten Ausschnitt der Stromwirtschaft Baden-Württembergs gekennzeichnet durch einen hohen Anteil an, bezogen auf die reine Umwandlung, CO<sub>2</sub>-freier Stromerzeugungstechnik (Wasserkraft 10,1 %, Kernenergie 52,6 %). Von den derzeit Strom ins öffentliche Netz einspeisenden Kernkraftwerken überschreitet bis zum Jahr 2005 nur das Kernkraftwerk in Obrigheim die unterstellte technische Lebensdauer. Bis zum Betrachtungsjahr 2020 verbleibt annahmegemäß jedoch nur noch eines der derzeit bestehenden Kernkraftwerke in Betrieb. Die Wasserkraft wird im Betrachtungszeitraum in keinem nennenswerten Umfang ausgebaut werden können. Für die Stromnachfrage in Baden-Württemberg wird in dieser Untersuchung unterstellt, daß sie bis zum Jahr 2005 um 48,6 % gegenüber dem Basisjahr 1987 bzw. gegenüber dem Jahr 1990 um 1,6 %/a ansteigt. Bis zum Betrachtungsjahr 2020 wird eine um 75 % gegenüber dem Jahr 1987 erhöhte Stromnachfrage erwartet, dies entspricht einem durchschnittlichen Anstieg von 1,3 %/a gegenüber dem Jahr 1990. Dieser Stromnachfrageentwicklung liegen bereits Stromeinsparmaßnahmen zugrunde, die dem Trend der bisherigen Entwicklung folgen. Gegenüber einer Entwicklung der Stromnachfrage mit konstanten spezifischen Verbräuchen sind hier Stromeinsparungen von 5,6 TWh (entspricht ca. 9,9 % der gesamten Stromnachfrage) im Jahr 2005 und von 13,6 TWh (entspricht ca. 20,4 % der gesamten Stromnachfrage) im Jahr 2020 unterstellt worden.

Ausgehend von diesen Randbedingungen zeigt Tabelle 7-2 die zeitliche Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, wie sie sich unter Zugrundelegung der verschiedenen untersuchten Maßnahmenbün-

deln ergeben. Tabelle 7-2 zeigt für den Referenzfall einen deutlichen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Ebenso wird deutlich, daß die Entwicklung der Szenarien "Fossiler Zubau" und "Verstärkte Auslastung" über den gesamten Betrachtungszeitraum gesehen, zu keiner Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg führen. Deutlich besser sieht die Situation in den Szenarien "Maximale fossile Minderung" und "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" aus, jedoch können in den beiden Szenarien die geforderten absoluten CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele nicht erreicht werden. Eine verstärkte Auslastung der bestehenden Gaskraftwerke und auch die diskutierte Brennstoffumstellung bei den neueren existierenden Steinkohlekraftwerken auf Erdgas als Sofortmaßnahme weisen zwar ein gewisses Potential zur CO<sub>2</sub>-Minderung auf, mit spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten zwischen 120 und 180 DM/t CO<sub>2</sub> sind mit diesen Maßnahmen jedoch relativ hohe Aufwendungen verbunden.

Betrachtet man dagegen die mittelfristigen Auswirkungen einer Umrüstung der bestehenden Kohlekraftwerke zusammen mit einem Zubau im Rahmen des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs von Erdgas-GuD-Kraftwerken, dann ergeben sich deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Minderungskosten, die in der Größenordnung von 62,8 DM/t CO<sub>2</sub> liegen. Damit verbunden ist jedoch für das Jahr 2005 nur eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 16,7 % gegenüber dem Basisjahr 1987, die für die angestrebte Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht ausreicht. Verfolgt man diese Strategie bis zum Ende des zweiten Jahrzehnts des nächsten Jahrhunderts weiter, so kommt es zu einer deutlichen Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 77,2 % gegenüber dem Basisjahr.

Wird zusätzlich zu den im Szenario "Maximale fossile Minderung" zugrunde gelegten Maßnahmen das technische Stromeinsparpotential realisiert, so ist zumindest bis zum Jahr 2005, vor allem zurückzuführen auf den Mehreinsatz von Erdgas, eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen (31,3 % gegenüber 1987), die dem Reduktionsziel genügt. Bis zum Jahr 2020 stellt sich aber auch mit diesem Maßnahmenbündel eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 47,1 % gegenüber dem Stand von 1987 ein. Betrachtet man nur die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie, so kommt es mit diesem Maßnahmenbündel bis zum Jahr 2005 zu einer Verringerung gegenüber dem Basisjahr 1987 um mehr als die Hälfte. Damit wird deutlich, welchen Einfluß die stark steigende Stromnachfrage auf die Möglichkeiten zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nimmt. Bis zum Jahr 2020 wirkt sich dann vor allem die Tatsache, daß mit Ausnahme eines Kernkraftwerkes (GKN II) alle nuklearen Kraftwerke des Landes ihre technische Lebensdauer überschritten haben werden, der Ersatz- und Erweiterungsbedarf jedoch über fossile Kraftwerke gedeckt wird, negativ auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus.

Letztlich verbleiben für das Erreichen insbesondere der langfristigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele aus dem Spektrum der betrachteten Szenarien nur die Varianten, in denen ein Kernenergiezubau im

Rahmen des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs unterstellt wurde. Mit diesen Maßnahmenbündeln ist dann aber eine deutliche Steigerung - soweit dies technisch möglich ist - des Anteils an Kernenergie an der gesamten installierten elektrischen Leistung verbunden, was zu einem verstärkten Einsatz der Kernenergie auch im Mittellastbereich führt.

Tabelle 7-2: CO<sub>2</sub>-Emissionen, CO<sub>2</sub>-Minderungskosten und spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen je kWh elektrischer Energie für die unterschiedlichen Szenarien im betrachteten Ausschnitt

Szenario	Jahr	Emissionen in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	Abweichung gg. 1987	Kostendifferenz ("Trend") in Mio. DM/a <sup>1)</sup>	CO <sub>2</sub> -Minderungskosten in DM/t CO <sub>2</sub>	Kostendifferenz (Konkurrenz) in Mio. DM/a <sup>2)</sup>	CO <sub>2</sub> -Ver-minderungs-kosten in DM/t CO <sub>2</sub>	spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen in g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub>	Abweichung gg. 1987
"Referenzfall"	1987	14,031						352,0	
	1998	15,028	+ 7,1 %					273,5	- 22,3 %
	2005	17,063	+ 21,6 %					283,2	- 19,5 %
	2020	25,009	+ 78,2 %					355,1	+ 0,9 %
"Fossiler Zubau"	2005	20,785	+ 48,1 %	- 163,2	-	- 163,2	-	348,8	- 1,0 %
	2020	44,215	+ 215,1 %	+ 464,5	-	+ 1110,2	-	614,7	+ 74,6 %
"Verstärkte Auslastung"	1998	11,873	- 15,4 %	+ 577,8	180,6	+ 742,9	235,5	216,1	- 38,6 %
	2005	15,811	+ 12,7 %	+ 713,3	569,8	+ 936,7	748,3	262,4	- 25,5 %
	2020	39,852	+ 184,0 %	+ 1.494,6	-	+ 3113,0	-	578,9	+ 64,5 %
"Maximale fossile Minderung"	1998	9,673	- 31,1 %	+ 655,0	122,3	+ 984,7	183,9	176,1	- 50,0 %
	2005	11,687	- 16,7 %	+ 337,5	62,8	+ 922,0	171,5	192,3	- 45,4 %
	2020	24,865	+ 77,2 %	+ 1.616,5	-	+ 5223,3	-	357,6	+ 1,6 %
"Fossile Minderung und Kernenergiezubauf"	2005	8,282	- 41,0 %	+ 412,6	47,0	+ 700,8	79,8	132,2	- 62,4 %
	2020	4,516	- 67,8 %	- 180,6	- 8,8	+ 424,8	20,7	53,8	- 84,7 %
"Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger"	2005	10,858	- 22,6 %	+ 991,9	159,8	+ 1520,3	245,0	177,8	- 49,5 %
	2020	22,486	+ 60,3 %	+ 3.401,9	1.348,4	+ 6684,0	2646,2	323,3	- 8,2 %
"Fossile Minderung und Stromeinsparung"	2005	9,643	- 31,3 %	+ 574,0	77,4	+ 999,2	134,7	170,6	- 51,5 %
	2020	20,642	+ 47,1 %	+ 1.520,8	348,2	+ 4527,4	1036,7	341,0	- 3,1 %
"Minimale CO <sub>2</sub> -Emissionen"	2005	6,943	- 50,5 %	+ 1.120,8	110,8	+ 1383,8	136,7	118,8	- 66,3 %
	2020	4,068	- 71,0 %	+ 2.264,6	108,1	+ 2850,5	136,1	54,7	- 84,5 %
"Kosten-effiziente Minderung"	2005	10,469	- 25,4 %	- 670,0	- 101,6	- 741,3	- 112,4	172,8	- 50,9 %
	2020	7,101	- 49,4 %	- 1.314,4	- 73,4	- 1194,6	- 68,7	95,1	- 73,0 %

<sup>1)</sup> Kosten gegenüber Importkohlepreis bestimmt

<sup>2)</sup> Beinhaltet erhöhte Preisentwicklung für Erdgas aufgrund erhöhter Nachfrage

Als Untergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Strom- und Fernwärmeerzeugung kann bis zum Jahr 2005 eine Minderung um 50 % und bis zum Jahr 2020 um 70 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1987 erreicht werden. Dazu wäre neben einem Ausbau der Kernenergie auch der Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken, die Realisierung der technischen Stromerzeugungspotentiale der

erneuerbaren Energieträger und die Umsetzung der technischen Stromeinsparmöglichkeiten notwendig. Die zusätzlichen Kosten dieses Maßnahmenbündels zur CO<sub>2</sub>-Minderung belaufen sich gegenüber der Referenzentwicklung auf 1,1 Mrd. DM im Jahr 2005 und auf 2,3 Mrd. DM im Jahr 2020.

Eine deutliche Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist aber auch möglich, ohne die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung zu erhöhen. Werden alle Minderungsmaßnahmen durchgeführt, die im Rahmen der hier getroffenen Preisannahmen wirtschaftlich sind, so ließe sich das 30 %-Reduktionsziel für das Jahr 2005 zwar nicht erreichen (- 25,4 %), das für das Jahr 2020 gesteckte Ziel der Halbierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987 jedoch nahezu (- 49,4 %). Gleichzeitig wäre damit eine Kosteneinsparung bei der Strom- und Fernwärmebereitstellung von rd. 670 Mio. DM im Jahr 2005 und von rd. 1,3 Mrd. DM im Jahr 2020 verbunden. Die wesentlichen Elemente dieses effizienten Maßnahmenbündels für die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg sind, neben der Ausschöpfung des wirtschaftlichen Stromeinsparpotentials sowie der wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, der Zubau von Kernkraftwerken für die Stromerzeugung in der Grund- und oberen Mittellast sowie der Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken für die Stromerzeugung in der unteren Mittellast (unter 3.500 bis 4.000 Vollaststunden) und die Fernwärmeerzeugung. Grundlegende Voraussetzung für die Umsetzung dieser effizienten CO<sub>2</sub>-Verminderungsstrategie in der Strom- und Fernwärmeerzeugung ist dabei, daß es für die baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu keiner weiteren Abnahmeverpflichtung von heimischer Steinkohle über das Jahr 1995 hinaus kommt bzw. zu einer Verpflichtung mit erheblich reduzierten Steinkohlemengen.

Da die Szenarien "Fossile Minderung und Kernenergiezubau", "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" und "Fossile Minderung und Stromeinsparung" lediglich Varianten des Szenarios "Maximale fossile Minderung" darstellen, bei denen jeweils eine weitere technische Möglichkeit zur CO<sub>2</sub>-Minderung zusätzlich in die Betrachtung aufgenommen wurde, wird in Tabelle 7-3 ein Vergleich dieser Szenarien mit dem Ausgangsszenario "Maximale fossile Minderung" vorgenommen. Es zeigt sich, daß der größte zusätzliche CO<sub>2</sub>-Minderungseffekt zu dem verstärkten Einsatz von Erdgas durch den Bau von Kernkraftwerken zu erzielen ist, wobei sich hier auch die günstigsten CO<sub>2</sub>-Minderungskosten ergeben. Dagegen ist der zusätzliche Minderungseffekt eines Einsatzes der erneuerbaren Energiequellen und einer verstärkten Stromeinsparung deutlich geringer. Dabei weist die Stromeinsparung wesentlich niedrigere spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten auf wie die stärkere Nutzung der erneuerbaren Energiequellen. Der CO<sub>2</sub>-Minderung im Szenario "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" sind gegenüber dem Szenario "Maximale fossile Minderung" spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten von rund 750 bis 790 DM/t CO<sub>2</sub> zuzurechnen. Dagegen führt ein Kernenergiezubau zumindest längerfristig (kurz- und mittelfristig überwiegt hier, bei gleichzeitig relativ hohen spezifischen Investitionskosten der Kernkraftwerke, noch

der verstärkte Gaseinsatz) gegenüber der reinen fossilen Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt zu geringeren Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung bei gleichzeitig deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Kernenergie müßte dann aber bis in den Bereich der Mittellast hinein genutzt werden.

Tabelle 7-3: Vergleich der Szenarien "Fossile Minderung und Kernenergiezubaue", "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" und "Fossile Minderung und Stromeinsparung" mit dem Szenario "Maximale fossile Minderung" im betrachteten Ausschnitt

Szenario	Jahr	Emissionen in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	CO <sub>2</sub> -Differenz in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	Kostendifferenz in Mio. DM/a	CO <sub>2</sub> -Minderungskosten in DM/t CO <sub>2</sub>	spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen in g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub>	Abweichung
"Maximale fossile Minderung"	2005	11,687				192,3	
	2020	24,865				357,6	
"Fossile Minderung und Kernenergiezubaue"	2005	8,282	- 3,405	+ 75,1	22,1	132,2	- 31,3 %
	2020	4,516	- 20,349	- 1.797,1	- 88,3	53,8	- 85,0 %
"Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger"	2005	10,858	- 0,829	+ 654,4	789,4	177,8	- 7,5 %
	2020	22,486	- 2,379	+ 1.785,4	750,5	323,3	- 9,6 %
"Fossile Minderung und Stromeinsparung"	2005	9,643	- 2,044	+ 236,5	115,7	170,6	- 11,3 %
	2020	20,642	- 4,223	- 95,7	- 22,7	341,0	- 4,6 %

Der wichtigste Punkt für die Umsetzung der Strategien, die auf einem Kernenergiezubaue basieren, ist die Frage nach der Akzeptanz der Kernenergie. Sollte es nicht möglich sein, die Kernenergie in Baden-Württemberg über die Lebensdauer der derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke hinaus zu nutzen, so wäre damit selbst bei vollständiger Ausnutzung des technischen Stromeinsparpotentials sowie des technisch möglichen Einsatzes der erneuerbaren Energiequellen sowie eines maximalen Erdgaseinsatzes bis zum Jahr 2020 ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg um 30 % gegenüber 1987 verbunden.

### Preissensitivität

Die zuvor erläuterten und in Tabelle 7-2 dargestellten spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten, insbesondere die bei einem verstärkten Erdgaseinsatz, werden ganz wesentlich durch die Energieträgerpreisrelation zwischen dem substituierenden und dem substituierten Energieträger bestimmt. Die Energieträgerpreisentwicklung und damit auch die Entwicklung der Energieträgerpreisrelationen ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Hinzu kommt, daß eine Strategie der CO<sub>2</sub>-Reduktion durch Austausch fossiler Energieträger über die damit verbundenen Nachfrageeffekte (verstärkte Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-armen und reduzierte Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-reichen fossilen Energieträgern) auf den Weltenergiemärkten zu Preiswirkungen führen kann, die die spezifischen CO<sub>2</sub>-

Minderungskosten erhöhen und die Kosteneffizienzen einer fossilen Substitutionsstrategie erheblich verschlechtern können. Ein Nachgeben der Kohlepreise und ein Anziehen der Erdgaspreise wird somit die ausgewiesenen spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten absolut und relativ für die einzelnen Energieträger ändern. Damit verschieben sich insbesondere die Gesamtkosten der Szenarien, in denen ein sehr hoher Gaseinsatz unterstellt wird, zu größeren Werten, was entsprechend zu höheren CO<sub>2</sub>-Minderungskosten führt. So führt z. B. ein aufgrund verstärkter Nachfrage erhöhter Erdgaspreis (vgl. Tabelle 4.3-11) zu einer Verdopplung der CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten für das Szenario "Maximale Stromeinsparung" und zu einer Verdreifachung für das Szenario "Maximale fossile Minderung" im Jahre 2005.

Die Tendenz der zuvor gemachten Aussagen bleibt aber auch unter Zugrundelegung dieses erhöhten Erdgaspreises erhalten. Dies gilt umso mehr, wenn berücksichtigt wird, daß sowohl die Frage der Internalisierung externer Kosten als auch die mögliche Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe zu Gunsten des Erdgases und zu Lasten der Steinkohle erfolgt. Damit könnte ein Preiseffekt aufgrund der Nachfragekonkurrenz auf den internationalen Energiemärkten zumindest zum Teil aufgehoben werden.

### **Alternativen**

Werden die in den einzelnen Szenarien für die Strom- und Fernwärmeversorgung ermittelten CO<sub>2</sub>-Minderungskosten eines verstärkten Erdgaseinsatzes mit den CO<sub>2</sub>-Minderungskosten eines verstärkten Erdgaseinsatzes in den übrigen Verbrauchssektoren verglichen, so zeigt sich, daß es hier eine Vielzahl von Maßnahmen gibt, die bezüglich der ökonomischen Effizienz dem massiven Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung vorzuziehen wären. Eine hohe Kosteneffizienz eines Gaseinsatzes ergibt sich, wenn leichtes Heizöl und Steinkohle in Feuerungsanlagen kleiner Leistung ersetzt werden, wobei jedoch die erzielbare CO<sub>2</sub>-Minderung begrenzt ist. Weitere Minderungspotentiale mit relativ geringen zusätzlichen Minderungskosten (< 60 DM/t CO<sub>2</sub>) bestehen in kleinerem Ausmaß auch in der Industrie, wobei hier jedoch bereits in der Trendentwicklung eine starke Zunahme des Erdgaseinsatzes zu erwarten ist.

### **Kosten-Effizienz**

Zur Beurteilung der einzelnen Strategien und zusammenfassend muß festgehalten werden, daß eine Politik, die die Klimagefahren auf ein tolerierbares Maß eingrenzen will, auf ein gleichgerichtetes Handeln aller Staaten angewiesen ist. Dies wird wohl nur zu erreichen sein, wenn die Lasten gerecht verteilt und so gering wie möglich sind, damit insbesondere die Länder der Dritten Welt auch ihre anderen, ihnen derzeit viel wichtigeren Entwicklungsziele erreichen können. Aus diesem Grund gewinnen die bereits erwähnten kosten-effizienten CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen ihre

große Bedeutung. Anders ausgedrückt, eine klimaverträgliche Begrenzung der Treibhausgasemissionen wird wohl nur erreicht werden können, wenn die dafür verfügbaren, begrenzten Aufwendungen streng nach dem ökonomischen Prinzip verwendet werden, mit jeder aufgewendeten Mark eine möglichst hohe Treibhausgasminderung zu erreichen. Dies ist ein zentrales Kriterium für die Erarbeitung von Strategien und Konzepten zur Abwendung der Klimagefahren.

## **Empfehlungen**

Für die Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs könnte eine solche Strategie dergestalt sein, daß zunächst alle wirtschaftlichen Stromeinsparpotentiale realisiert werden und in der Grundlast und in der oberen Mittellast Kernkraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Ab einer Vollastbenutzungstundenzahl unter 3.500 bis 4.000 h/a wird dann der Einsatz von Erdgas-GuD-Kraftwerken wirtschaftlich attraktiv, die gleichzeitig auch die Fernwärmeversorgung übernehmen könnten. Eine Umrüstung der bestehenden neueren Steinkohlekraftwerke mit Trockenfeuerung auf Erdgas wäre, wegen hoher CO<sub>2</sub>-Minderungskosten, nicht Bestandteil einer solchen Strategie. Der Beitrag neuer Erdgas-GuD-Kraftwerke müßte jedoch nicht in der selben Höhe erfolgen wie derzeit der durch den Jahrhundertvertrag bestimmte Beitrag der Steinkohle (29 % der gesamten Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg im Jahr 1989). Insgesamt könnten im Jahr 2005 bis 5,8 % und im Jahr 2020 bis 6,4 % der Stromerzeugung aus Erdgas-GuD-Kraftwerken erfolgen. Damit verbunden wäre ein Mehrverbrauch an Erdgas gegenüber dem Jahr 1987 in der Höhe von 27 PJ/a (0,74 Mrd. m<sup>3</sup>/a) im Jahr 2005 und von 37 PJ/a (1,02 Mrd. m<sup>3</sup>/a) im Jahr 2020. Aus CO<sub>2</sub>-Gründen sollte darüber hinaus bereits heute schon über den weiteren Einsatz von Kernkraftwerken nachgedacht werden. Spätestens im Jahr 2003 mit der Außerbetriebnahme des Kernkraftwerkes Obrigheim, aus Gründen der CO<sub>2</sub>-Verminderung jedoch besser schon ein paar Jahre früher, sollte ein neues Kernkraftwerk in Baden-Württemberg ans Netz gehen. Diese Lösung ist dabei auch einem Stromimport aus neu zu bauenden französischen Kernkraftwerken vorzuziehen.

Dann wäre bezüglich des Erdgasverbrauches noch genügend Spielraum beim Erdgasbezug vorhanden, damit die wirtschaftlichen Erdgaseinsatzpotentiale bei den Endverbrauchssektoren Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie verwirklicht werden könnten. Mit einem Mehrverbrauch an Erdgas in Höhe von ca. 120 PJ/a (3,31 Mrd. m<sup>3</sup>/a) gegenüber der Trendentwicklung im Jahr 2005 ließen sich bei diesen Verbrauchergruppen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg noch einmal um 3 Mio. t CO<sub>2</sub>/a mit negativen spezifischen Minderungskosten vermindern. Damit würde der Erdgasverbrauch insgesamt in Baden-Württemberg im Jahr 2005 bei 410 PJ/a (11,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a) liegen. Dies stellt gegenüber den im Jahr 1987 verbrauchten 165 PJ/a (4,55 Mrd. m<sup>3</sup>/a) eine Steigerung um 148 % bzw. um 5,2 %/a dar.

Mit einer derartigen Strategie, der Ausschöpfung der kosten-effizienten Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung, wäre eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des betrachteten Ausschnitts der Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs im Jahr 2005 um 25 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1987. Für diesen Teilbereich würde das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel der Landesregierung fast erfüllt werden. Insgesamt würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg bei der Umsetzung aller dieser wirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale (wirtschaftliche Stromeinsparung, Kernenergie, Erdgas zur Stromerzeugung, Erdgaseinsatz bei den Haushalten, Kleinverbrauchern und in der Industrie) im Jahr 2005 bei 68,2 Mio. t CO<sub>2</sub>/a liegen. Damit wird eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Jahr 1987 um 9,1 % erreicht. Die Pro-Kopf-Emissionen würden von 8 t CO<sub>2</sub> im Jahr 1987 um ca. 20 % auf 6,4 t CO<sub>2</sub> im Jahr 2005 sinken. Dies bedeutet, daß hier noch weitere Anstrengungen unternommen werden müssen, damit das gewünschte CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel auch für Baden-Württemberg insgesamt verwirklicht werden kann.

Da die hier aufgezeigten CO<sub>2</sub>-Minderungsmöglichkeiten eines Austausches fossiler Energieträger durch Erdgas bei den Haushalten, Kleinverbrauchern und in der Industrie in Konkurrenz stehen mit anderen CO<sub>2</sub>-Minderungsmöglichkeiten, zum Beispiel durch Maßnahmen zur Energieeinsparung, läßt sich der zur Erreichung der Minderungsziele wünschenswerte Erdgasverbrauch nur im Rahmen einer weitergehenden, gesamtsystemaren Untersuchung klären.

### **Hemmnisse und Zusammenarbeit**

Ein Hemmnis für die Ausschöpfung der aufgezeigten wirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Energiewirtschaft Baden-Württembergs könnte eine eventuell begrenzte Kapitalverfügbarkeit für die Umrüstung bestehender Anlagen bei den Endverbrauchern und die notwendige Infrastruktur (Rohrnetz) für die Ausweitung des Gaseinsatzes sein. Das Förderprogramm der Landesregierung von Baden-Württemberg für die Nutzung von Gas-Brennwertkesseln erweist sich hier in einem ersten Schritt als zielführend.

Bezüglich der Gasinfrastruktur könnte es bei einem zukünftig verstärkten Gaseinsatz zur Stromerzeugung, u. a. zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Stromversorgung, auch auf nationaler Ebene zu einer Zusammenarbeit von Gasverteiler und Gasverbraucher kommen. Für den notwendigen Ausbau der Infrastruktur, an dem Gaslieferant und Kraftwerksbetreiber gleichermaßen interessiert sind, könnten sich die Kraftwerksbetreiber auch an den anstehenden hohen Investitionen beteiligen, wenn die Gaswirtschaft nicht das alleinige Risiko einer sich gegebenenfalls wieder ändernden Energiepolitik tragen will. Dabei wären die Energieversorgungsunternehmen auch schon in die Planung möglicher neuer Gastransportwege einzubeziehen. Mit der Einbindung in die Infrastrukturmaßnahmen erhöht sich aber aus Sicht der Kraftwerksbetreiber gleichzeitig die eigene Versorgungssicherheit. In welcher Art sich eine solche Zusammenarbeit



von Gasverbraucher und Gasverteiler in Baden-Württemberg gestalten könnte, bliebe - vorausgesetzt, es kommt zu einer deutlichen Zunahme des Erdgaseinsatzes in der Stromerzeugung (über das effiziente Maß hinaus) - zukünftigen Verhandlungen zwischen dem baden-württembergischen Ferngasversorgungsunternehmen, den örtlichen Gasverteilern im Lande und den einzelnen Energieversorgungsunternehmen vorbehalten.

### **Kohleabnahmeverpflichtung**

Das Ziel dieser Untersuchung stellte die Abschätzung der Möglichkeiten einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Strom- und Fernwärmeversorgung des Landes Baden-Württemberg durch einen verstärkten Gaseinsatz dar. Grundlegende Voraussetzung für die Umsetzung effizienter CO<sub>2</sub>-Verminderungsstrategien ist dabei, daß es für die baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu keiner weiteren Abnahmeverpflichtung von heimischer Steinkohle über das Jahr 1995 hinaus kommt bzw. zu einer Verpflichtung mit erheblich reduzierten Steinkohlemengen. Sollte diese energiepolitische Barriere nicht beseitigt werden können, so macht ein zusätzlicher Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung aus CO<sub>2</sub>-Gesichtspunkten keinen Sinn, da der Einsatz von Erdgas neben der Steinkohle zu vermehrten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg beitragen würde.

### **Fazit**

Nur durch einen verstärkten Gaseinsatz allein ist es nicht möglich, im Bereich der Strom- und Fernwärmeerzeugung des Landes die CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Jahr 1987 im angestrebten Umfang zu senken. Schöpft man zusätzlich das technische Stromeinsparpotential aus, so läßt sich zumindest bis zum Jahr 2005 - jedoch nur unter zusätzlichen volkswirtschaftlichen Aufwendungen - eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielen, die dem Reduktionsziel bis zu diesem Zeitpunkt gerecht wird. Bezüglich des Jahres 2005 kann aber auch festgestellt werden, daß die Einhaltung des Reduktionszieles ebenso mit verschiedenen anderen Maßnahmenbündeln, die z. T. gleichzeitig zu einer Verringerung der Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung führen, zu erreichen ist. Diese Strategien bedingen jedoch einen weiteren Ausbau der Kernenergie in Baden-Württemberg.

Wird eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2020 um 50 % gegenüber dem Jahr 1987 gefordert, so ist dies ohne zusätzliche, d. h. über das technische Potential hinausgehende, Maßnahmen zur Stromeinsparung (Verhaltensänderungen) nur durch einen Zubau an nuklearer Leistung möglich, der über den reinen Ersatzbedarf hinausgeht. Hier stehen Maßnahmenbündel zur Verfügung, die zu einer

kosten-effizienten Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen können, jedoch eine weitreichende Akzeptanz der Kernenergie voraussetzen. Sollte es nicht möglich sein, die Kernenergie in Baden-Württemberg über die Lebensdauer der derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke hinaus zu nutzen, so wäre damit selbst bei vollständiger Ausnutzung des technischen Stromeinsparpotentials sowie des technisch möglichen Einsatzes der erneuerbaren Energiequellen sowie eines maximalen Erdgaseinsatzes bis zum Jahr 2020 ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg um 30 % gegenüber 1987 verbunden.

Eine robuste und flexible Politik zur Minderung der energiebedingten Treibhausgase sollte deshalb entsprechend dem Effizienzgebot zunächst die CO<sub>2</sub>-Minderungsmöglichkeiten ausschöpfen, deren ökonomischer Nutzen allein schon größer ist als ihre Kosten (z. B. wirtschaftliches Stromeinsparpotential, Zubau von Kernkraftwerken für die Grundlast und für die obere Mittellast, Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken für die untere Mittellast (unter 3.500 bis 4.000 Vollaststunden) und für die Fernwärmeerzeugung). Die Ausnutzung der hier vorhandenen Treibhausgasminderungspotentiale erlaubt es der Strom- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg eine Schrittmacherrolle zu übernehmen, ohne die Volkswirtschaft einseitigen Belastungen auszusetzen. Schritte und Maßnahmen in dieser Richtung tragen dabei gleichzeitig zur Realisierung anderer Ziele, wie der Reduzierung der sonstigen Schadstoffbelastungen der Luft, der Preiswürdigkeit der Energie und der Ressourcenschonung bei.

Soll aus Gründen der fehlenden Akzeptanz oder aus sonstigen Gründen auf eine Ausweitung der Kernenergienutzung verzichtet werden, dann kann auf die effizienten Möglichkeiten zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch verstärkten Erdgaseinsatz, die im konventionellen Kraftwerksbereich bereitstehen und zu vertretbaren CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten durchführbar sind, zurückgegriffen werden (z. B. Deckung des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs zumindest in der Mittellast durch den Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken). Damit verbunden wäre jedoch ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg. Des weiteren wäre dabei auch noch zu prüfen, ob nicht in anderen Sektoren (z. B. Industrie und Haushalte) eine klimatologisch effizientere Verwendung des Erdgases gegeben ist. Dies deutet bereits darauf hin, daß letztlich hinsichtlich einer effizienzorientierten Treibhausgasminderungspolitik - gerade in Hinblick auf das Erreichen der langfristigen Minderungsziele und im Sinne einer Risikominimierungsstrategie - nur eine gesamtsystemare Betrachtungsweise zielführend ist, wobei hier zu ermitteln ist, ob in anderen Sektoren und über den reinen Erdgaseinsatz hinaus, eine zusätzliche und zudem wirtschaftlich effiziente CO<sub>2</sub>-Minderung erreicht werden kann. Diese Arbeit ist noch zu leisten.

## Literatur

### Kapitel 1

- /1-1/ Bundesumweltministerium (Hrsg.)  
Umweltpolitik - Beschluß der Bundesregierung zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005  
Arbeitsunterlage 12/17  
Bonn, September 1990
- /1-2/ Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.)  
Energiepolitik für das vereinte Deutschland  
Bonn, März 1992
- /1-3/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Energieprogramm 1991  
Stuttgart, September 1991
- /1-4/ Enquete-Kommission (Hrsg.)  
Schutz der Erde  
3. Zwischenbericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1991

### Kapitel 2.1

- /2.1-1/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Energiebericht 1990  
Stuttgart, März 1991
- /2.1-2/ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.)  
Statistik für das Jahr 1989  
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt, 1990
- /2.1-3/ Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württembergs e.V. (Hrsg.)  
Statistik der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderer Werke in Baden-Württemberg für das Jahr 1989  
Stuttgart, November 1990
- /2.1-4/ Deutsche Verbundgesellschaft (Hrsg.)  
Bericht 1989  
Heidelberg, Juli 1990

- /2.1-5/ Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württembergs e.V. (Hrsg.)  
 Statistik der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderer Werke in Baden-  
 Württemberg für das Jahr 1987  
 Stuttgart, November 1988
- /2.1-6/ Kröhner, P.; Ruppert, K.  
 Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1987  
 Fernwärme international - FWI 18(1989), 1, S. 82 - 94
- /2.1-7/ Kröhner, P.; Ruppert, K.  
 Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1989  
 Fernwärme international - FWI 20(1991), 3, S. 191 - 199

## Kapitel 2.2

- /2.2-1/ Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der  
 Elektrizitätswirtschaft (Drittes Verstromungsgesetz)  
 Bundesgesetzblatt Teil I (1990), 24, S. 918 - 925  
 Bonn, Mai 1990
- /2.2-2/ Schiffer, H.  
 Der Elektrizitätsmarkt der Bundesrepublik Deutschland  
 Glückauf, Zeitschrift für Technik und Wirtschaft des Bergbaus, 120(1984), 20
- /2.2-3/ Mikat, P.  
 Zwischenbericht der Kohlekommission  
 Essen, 1990
- /2.2-4/ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.)  
 Drittes Verstromungsgesetz  
 VDEW-Kontakt (1992), 1, S. 3
- /2.2-5/ Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.)  
 Ergebnisse der Kohlerunde 1991  
 BMWi-Tagesnachrichten, 9797  
 Bonn, November 1991
- /2.2-6/ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.)  
 Ergebnis der Kohlerunde für die Steinkohlenverstromung  
 VDEW-Kontakt (1991), 12, S. 3 - 4
- /2.2-7/ Richtlinie 75/404/EWG  
 Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (1975), L 178  
 Brüssel, Juli 1975

- /2.2-8/ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.)  
EG-Initiative zum Erdgaseinsatz in Kraftwerken  
VDEW-Kontakt (1991), 7, S. 3
- /2.2-9/ Richtlinie 91/148/EWG  
Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (1991), L 75/52  
Brüssel, März 1991
- /2.2-10/ Bundesministerium für Wirtschaft  
Energiepolitik für das vereinte Deutschland  
Bonn, März 1992

### Kapitel 2.3

- /2.3-1/ Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württembergs e.V. (Hrsg.)  
Statistik der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderer Werke in Baden-  
Württemberg für das Jahr 1989  
Stuttgart, November 1990
- /2.3-2/ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.)  
Statistik für das Jahr 1989  
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt, 1990
- /2.3-3/ Laufen, R.  
Kraftwerke  
Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 1984
- /2.3-4/ Giesecke, J. u. a.  
Nutzung der Wasserkraft  
Materialienband Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg  
Teilgutachten im Rahmen des Energiegutachtens Baden-Württemberg  
Institut für Wasserbau, Universität Stuttgart, September 1987
- /2.3-5/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Wasserkraft in Baden-Württemberg  
Institut für Wasserbau, Lehrstuhl für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Universität  
Stuttgart, Januar 1991
- /2.3-6/ Voß, A. (Projektleitung)  
Perspektiven der Energieversorgung  
Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs  
unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung  
Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg  
Stuttgart, November 1987

- /2.3-7/ Wagner, E.  
Kleinwasserkraftanlagen für die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1988  
Elektrizitätswirtschaft 89(1990), 24, S. 1354 - 1369
- /2.3-8/ Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisegesetz)  
Bundesgesetzblatt (1990), 67  
Bonn, Dezember 1990
- /2.3-9/ Kaltschmitt, M.; Voß, A.  
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in das Elektrizitätsversorgungssystem von Baden-Württemberg  
Zweiter Zwischenbericht zum Forschungsbereich I  
Analyse und Bewertung neuer Energietechniken und Systeme  
Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg  
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 1991
- /2.3-10/ Sauer, K.  
Auswirkungen einer Pflichtwasserabgabe am Beispiel von Kanalkraftwerken an der Iller  
Symposium "Wasserwirtschaft und Naturhaushalt - Ausleitungsstrecken bei Wasserkraftanlagen", 19. - 20. Januar 1989, München, S. 251 - 259
- /2.3-11/ Neckar AG (Hrsg.)  
Erweiterungsprogramm Wasserkraft  
Neckar AG, Stuttgart, 1. Oktober 1989
- /2.3-12/ Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" (Hrsg.)  
Energie und Klima  
Economia-Verlag GmbH, Bonn, und Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, 1990
- /2.3-13/ Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des BImSchG (Verordnung über Großfeuerungsanlagen) vom 22. Juni 1983  
Bundesgesetzblatt (1983), 1, S. 719
- /2.3-14/ Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, TA Luft) vom 27. Februar 1986  
GMBI. 1986, 7, S. 93 - 144
- /2.3-15/ Hildebrand, M.  
Emissionsentwicklung im EVU-Bereich der alten Bundesländer in den Jahren 1989 und 1990  
Elektrizitätswirtschaft 90(1991), 12, S. 691 - 701

- /2.3-16/ Krüger, H.  
Stand der NO<sub>x</sub>-Minderungstechnik bei VGB-Mitgliedern  
VGB Kraftwerkstechnik 71(1991), 4, S. 371 - 395

#### Kapitel 2.4

- /2.4-1/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Energiebericht 1990,  
Stuttgart 1991
- /2.4-2/ Ruhrgas AG  
Erdgas heute und morgen,  
Essen 1990
- /2.4-3/ Kulle E.  
Die Gaswirtschaft in den neuen Bundesländern,  
Brennstoff - Wärme - Kraft (BWK) 43(1991), 5, S. 257-260  
Stuttgarter Nachrichten, 27.08.91
- /2.4-4/ Statistisches Landesamt (Hrsg.)  
Statistik von Baden-Württemberg, Energieversorgung und -verbrauch 1975 bis  
1985,  
Stuttgart 1988
- /2.4-6/ Süß W.  
Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen,  
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe,  
Hannover 1989
- /2.4-7/ Rogner, H.-H.  
Analyse der Förderpotentiale und langfristigen Verfügbarkeit von Kohle, Erdgas  
und Erdöl  
Energie und Klima, Band 4: Fossile Energieträger  
hrsg. von der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des  
Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1990, S. 7 - 86
- /2.4-8/ International Gas Union  
Report of Committee J, World Gas Supply and Demand, 18th World Gas Confe-  
rence,  
Berlin 1991
- /2.4-9/ Erdöl Erdgas Kohle  
Erdgas-Reserven der Welt,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 3, S. 99

- /2.4-10/ Erdöl Erdgas Kohle  
Nordsee-Gas für Wintershall,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 10, S. 398
- /2.4-11/ Erdöl Erdgas Kohle  
Erdöl und Erdgas in der Nordsee,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 7/8, S. 304
- /2.4-12/ Erdöl Erdgas Kohle  
Größere Gasreserven im Feld Groningen,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 1, S. 11
- /2.4-13/ Erdöl Erdgas Kohle  
Schätzung der deutschen Erdöl- und Erdgasreserven durch das niedersächsische  
Landesamt für Bodenforschung,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 5, S. 201
- /2.4-14/ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung  
Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Determinanten in der ehemaligen  
DDR,  
Schriftenreihe des Bundesministerium für Wirtschaft, Nr. 74, Bonn 1991
- /2.4-15/ Schröder L.  
Erdöl- und Erdgasexploration in Deutschland,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 9, S. 350ff
- /2.4-16/ Schröder L.  
Erdöl- und Erdgasexploration in der Bundesrepublik Deutschland 1989,  
Erdöl Erdgas Kohle 106(1990), 7/8, S.293 ff
- /2.4-17/ Ruhrgas AG  
Marktbericht, World Gas Supply and Demand, 1989-2020,  
Essen 1991
- /2.4-18/ Liesen K.  
Ein großes Nachfragepotential,  
Energie Spektrum 1991, 9, S: 21ff
- /2.4-19/ Ruhrgas AG  
Erdgas heute und morgen,  
Essen 1991
- /2.4-20/ Bergmann B.  
Prospects for Natural Gas in the unified German Energy Market,  
Vortrag gehalten bei: The Annual Press Seminar of the Norwegian Petroleum  
Society and the Norwegian Oil Industrie Association,  
Oslo 1990



- /2.4-21/ Prognos AG  
Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2010,  
Untersuchung im Auftrage des Bundesministers für Wirtschaft,  
Basel 1989
- /2.4-22/ ESSO AG  
Energiestruktur im Wandel,  
Hamburg 1990
- /2.4-23/ Gasversorgung Süddeutschland GmbH  
persönliche Informationen
- /2.4-24/ BEB  
persönliche Informationen
- /2.4-24/ International Gas Union  
The Development of the Gas Supply in the eastern States of the Federal Republic of Germany, Report of Committee J1, 18th World Gas Conference,  
Berlin 1991
- /2.4-25/ Erdgas Erdöl Kohle  
Algerien will Flüssiggas per Pipeline nach Deutschland bringen,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 5, S. 200
- /2.4-26/ Erdöl Erdgas Kohle  
Zusätzliches Erdgas aus den Niederlanden,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 6, S. 257
- /2.4-27/ Erdöl Erdgas Kohle  
BEB stockt Gasunie-Bezüge auf,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 7/8, S. 303
- /2.4-28/ Erdöl Erdgas Kohle  
Einigung: Erdgas aus dem Troll-Feld über 2020 hinaus,  
Erdöl Erdgas Kohle 102(1986), 6, S. 271
- /2.4-29/ Erdöl Erdgas Kohle  
Troll-Vertrag aufgestockt,  
Erdöl Erdgas Kohle 106(1990), 9, S. 331
- /2.4-30/ Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft  
111. Gasstatistik der BRD, Berichtsjahr 1989,  
Bonn 1990
- /2.4-31/ Gasversorgung Süddeutschland GmbH  
Geschäftsbericht 89/90,  
Stuttgart 1991

- /2.4-32/ Energie Spektrum  
Erdgas für Ostdeutschland,  
Energie Spektrum, 1991, 9, S. 42
- /2.4-33/ Erdöl Erdgas Kohle  
EVG-Leitung fertiggestellt,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 9, S.346
- /2.4-34/ Voß A.  
Grundlagen der Energiewirtschaft und Energieversorgung, Unterlagen zur  
Vorlesung Energiesysteme 1,  
Universität Stuttgart, 1990
- /2.4-35/ Erdöl Erdgas Kohle  
Nachfrage nach Gas übersteigt die Produktionskapazität,  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 6, S. 260
- /2.4-36/ Bundesministerium für Wirtschaft  
Energiedaten '90,  
Bonn, 1991
- /2.4-37/ Schiffer H.-W.  
Preisbildung in der Energiewirtschaft,  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 41(1991), 12, S. 810
- /2.4-38/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Energiebericht 1991,  
Stuttgart 1992

## Kapitel 2.5

- /2.5-1/ Enquete-Kommission (Hrsg.)  
Schutz der Erde  
3. Zwischenbericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der  
Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1991
- /2.5-2/ Deutsches Atomforum e.V. (Hrsg.)  
CO<sub>2</sub>-Emissionen der weltweiten Stromerzeugung  
Analysen, 28, Bonn, September 1991
- /2.5-3/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Energiebericht 1990,  
Stuttgart, März 1991

- /2.5-4/ Fahl, U., u. a.  
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg  
Studie im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg  
2. Zwischenbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 1991
- /2.5-5/ Seifritz, W.  
Der Treibhauseffekt, Technische Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Entsorgung  
Carl Hanser Verlag, München, 1991
- /2.5-6/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Energieprogramm 1991  
Stuttgart, September 1991
- /2.5-7/ Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.)  
Umwelt und Verkehr  
Statistisch-prognostischer Bericht 1990/91, Daten - Analysen - Perspektiven  
Stuttgart, September 1991, S. 145 - 197
- /2.5-8/ Endress, A.  
Umwelt und Ressourcenökonomie  
Darmstadt, 1985
- /2.5-9/ Umwelt und Energie  
Handbuch für die betriebliche Praxis  
Rudolf Haufe Verlag, Freiburg i. Br.
- /2.5-10/ Stähler, F.  
Eine Analyse möglicher Instrumente zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland  
Zeitschrift für Energiewirtschaft (1990), 2, S. 178 - 194
- /2.5-11/ Brunowski, R.  
Ökosteuern: Was kostet der Umweltschutz?  
Wirtschaftswoche (1989), 39, S. 14 - 21
- /2.5-12/ Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
Beschluß der Bundesregierung zur Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland auf der Grundlage des Zweiten Zwischenberichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO<sub>2</sub>-Reduktion" (IMA CO<sub>2</sub>-Reduktion)  
Bonn, Dezember 1991
- /2.5-13/ Bisanz, M.  
Konzept einer wirkungsgradabhängigen CO<sub>2</sub>-Abgabe im Kraftwerksbereich  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 41(1991), 11, S. 727 - 730

- /2.5-14/ Proske, M.  
CO<sub>2</sub>-Bewertung; verschiedener Energiewandlungsprozesse  
Fernwärme international - FWI 20(1991), 7/8, S. 389 - 393
- /2.5-15/ Seifritz, W.  
Zur Festlegung; einer CO<sub>2</sub>-Steuerformel für fossilbefeuerte, stromerzeugende  
Kraftwerke  
Fernwärme international - FWI 20(1991), 12, S. 677 - 678
- /2.5-16/ Michaelis, H.  
Die CO<sub>2</sub>-Initiative der EG  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 41(1991), 12, S. 778 - 787
- /2.5-17/ Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.)  
Ergebnisse der Kohlerunde 1991  
BMW-Tagesnachrichten, 9797  
Bonn, November 1991
- /2.5-18/ Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
Beschuß der Bundesregierung zur Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-  
Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland auf der Grundlage des Ersten  
Zwischenberichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO<sub>2</sub>-Reduktion" (IMA  
CO<sub>2</sub>-Reduktion)  
Bonn, Dezember 1991

### **Kapitel 3.1**

- /3.1-1/ Dolezal, R.  
Energetische Verfahrenstechnik  
B. G. Teubner, Stuttgart, 1983
- /3.1-2/ Bohn, T. (Hrsg.)  
Konzeption und Aufbau von Dampfkraftwerken  
Handbuch Energie, Band 5  
Technischer Verlag Resch, Verlag TÜV Rheinland, Köln, 1985
- /3.1-3/ Pruschek, R.; Renz, U.; Weber, E.  
Kohlekraftwerke der Zukunft  
Studie im Auftrag des Ministers für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des  
Landes Nordrhein-Westfalen, März 1990
- /3.1-4/ Dehli, M.  
Fortschritt mit Kombikraftwerken  
StromTHEMEN 8(1991), 6, S. 4 - 6

- /3.1-5/ GuD-Kraftwerke auf dem Vormarsch  
StromTHEMEN 8(1991), 8, S. 3
- /3.1-6/ Jentzsch, N.  
Steinkohleverwendung und Veredlung  
Brennstoff - Wärme - Kraft (BWK) 43(1991), 4, S. 156-158
- /3.1-7/ Lezuo, A., Wittchow, E.  
Entwicklungstendenzen steinkohlebefeuerter Kraftwerke  
Brennstoff - Wärme - Kraft (BWK) 41(1989), 1/2, S. 13-22
- /3.1-8/ Kugeler, K., Phlippen, P.-W.  
Energietechnik  
Springer Verlag, Berlin, 1990
- /3.1-9/ Bald, A.  
Persönliche Mitteilung  
Siemens AG, Unternehmensbereich KWU, Erlangen, Juli 1992
- /3.1-10/ Vollmer  
Persönliche Mitteilung  
Asea Brown Boveri, Mannheim, Juli 1992

### **Kapitel 3.2**

- /3.2-1/ Enquete-Kommission (Hrsg.)  
Schutz der Erde  
3. Zwischenbericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1991
- /3.2-2/ Selzer, H., Rogner, H.-H.  
Energiebedingte Methanemissionen  
Energie und Klima, Band 4: Fossile Energieträger  
hrsg. von der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1990, S. 233 - 322
- /3.2-3/ Graßl, H., Jahnen, W., Hinrichsen, K., Englisch, G., Hendel, S.  
Methanquellen in der industrialisierten Gesellschaft, Beispiel Bundesrepublik Deutschland  
Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg, Meteorologisches Institut der Universität Hamburg  
Hamburg, Mai 1991

- /3.2-4/ Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus  
Verwertung von Grubengas im deutschen Steinkohlenbergbau  
Pressemitteilung, Essen, Oktober 1990**
- /3.2-5/ Pruschek, R.; Renz, U.; Weber, E.  
Kohlekraftwerke der Zukunft  
Studie im Auftrag des Ministers für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des  
Landes Nordrhein-Westfalen, März 1990**

#### **Kapitel 4.1**

- /4.1-1/ Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württembergs e.V. (Hrsg.)  
Statistik der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderer Werke in Baden-  
Württemberg für das Jahr 1989  
Stuttgart, November 1990**
- /4.1-2/ Hanselmann, M.  
PROFAKO - ein computergestütztes Kraftwerkseinsatzmodell  
Dissertation in Vorbereitung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle  
Energieanwendung, Universität Stuttgart**
- /4.1-3/ Aundrup, H. u. a.  
Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die  
bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres  
Abschlußbericht, Forschungsauftrag der Bundesministeriums für Forschung und  
Technologie und des Bundesministeriums für Wirtschaft,  
Bonn, Juni 1985**
- /4.1-4/ Düwall, P.  
Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die  
Haushalte in Berlin (West) während eines Jahres  
Regionaler Abschlußbericht der Berliner Kraft- und Licht AG (BEWAG) zum  
BMFT/BMWi-Forschungsauftrag  
BEWAG, Berlin, Dezember 1986**
- /4.1-5/ Düwall, P.; Lange-Hüsken, M.; Zybell, G.  
Lastganglinien der Haushalte  
Elektrizitätswirtschaft 84(1985), 25, S. 1051 - 1064**
- /4.1-6/ Kaltschmitt, M.; Voß, A.  
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in das  
Elektrizitätsversorgungssystem von Baden-Württemberg  
Studie im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg**

2. Zwischenbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 1991

- /4.1-7/ VDEW-AK Elektrizitätsanwendung und Stromversorgung (Hrsg.)  
Charakteristische Tagesbelastungsdiagramme von Verbrauchergruppen  
Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen, Juni 1986
- /4.1-8/ Voß, A. (Teilprojektleitung)  
Analyse des Energiebedarfs und der Energieversorgung in Baden-Württemberg  
Materialienband I im Rahmen des Energiegutachtens Baden-Württemberg  
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Universität Stuttgart, November 1987
- /4.1-9/ Deutsches Institut für Normung e. V. (Hrsg.)  
Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden (DIN 4701)  
Beuth Verlag GmbH, Berlin, März 1978
- /4.1-10/ Steinhausen, D.; Langer, K.  
Clusteranalyse  
Einführung in Methoden und Verfahren der automatischen Klassifikation  
Walter de Gruyter Verlag, Berlin, New York, 1977
- /4.1-11/ Späth, H.  
Cluster-Formation und -Analyse  
Theorie, FORTRAN-Programme und Beispiele  
R. Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1983
- /4.1-12/ Forgy, E. W.  
Cluster Analysis of Multivariate Data: Efficiency versus Interpretability of  
Classifications  
Biometrics 21(1965), S. 768 ff
- /4.1-13/ Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg (Hrsg.)  
Deutsches gewässerkundliches Jahrbuch  
Rheingebiet, Teil 1, Abflußjahr 1985, 1986  
Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg, Institut für Wasser- und  
Abfallwirtschaft, Karlsruhe, 1989, 1990
- /4.1-14/ König, F.  
Bau von Wasserkraftanlagen  
Verlag C.F. Müller GmbH, Karlsruhe, 1985
- /4.1-15/ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.)  
Statistik für das Jahr 1989  
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt, 1990

- /4.1-16/ Laufen, R.  
Kraftwerke  
Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 1984
- /4.1-17/ Deutsches Institut für Normung (Hrsg.)  
DIN 31051  
Instandhaltung - Begriffe und Maßnahmen  
Deutsches Institut für Normung, Berlin, Januar 1985, S. 1 - 8
- /4.1-18/ Züfle, N.; Weible, H.  
Bestimmung der Reserveleistung eines Kraftwerkparks am Beispiel Baden-  
Württembergs  
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Universität Stuttgart, Bericht  
IKE 54-10, Juli 1979
- /4.1-19/ Nitsch, D.; Schmitz, H.  
Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1977 - 1986  
VGB Technisch - wissenschaftliche Berichte Wärmekraftwerke  
Essen, August 1987
- /4.1-20/ Verein Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW); Technische Vereinigung der  
Großkraftwerksbetreiber (VGB) (Hrsg.)  
Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft  
Teil 5: Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken  
4. Ausgabe  
VDEW-Verlag, Frankfurt; VGB-Kraftwerkstechnik, Essen, 1987,
- /4.1-21/ Bökenbrink, D. u. a.  
Betriebserfahrung und Instandhaltungskonzept in Kraftwerken  
VGB Kraftwerkstechnik 59(1979), 5, S. 405-414
- /4.1-22/ Klöss, K. Ch.  
Die Verfügbarkeit und Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerksblöcken  
> 100 MW  
Elektrizitätswirtschaft 74(1975), 6, S. 148-156
- /4.1-23/ Hildebrand, H.-J.  
Wirtschaftliche Energieversorgung (Band 3)  
VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1969
- /4.1-24/ Schnug, A.; Schulz, E.  
Reserve in der Elektrizitätsversorgung  
Elektrizitätswirtschaft 87(1988), 15, S. 744 - 748
- /4.1-25/ Curtius, F.  
Zum Einfluß des Revisionplans auf die Betriebskosten im Kraftwerkssystem



- Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 1985
- /4.1-26/ Smart, D. B.  
Die Entwicklung von Strategien zur Kraftwerksinstandhaltung bei der Central Electricity Generating Board (CEGB)  
VGB Kraftwerkstechnik 69(1989), 7, S. 662 - 664
- /4.1-27/ Hlubek, W.  
Instandhaltungskonzept für Kraftwerksblöcke unter Berücksichtigung von Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit  
Habilitationsschrift, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 1985
- /4.1-28/ Hanselmann, M.  
PROFAKO - A Computer Aided Planning And Optimizing Tool for Co-generation Systems  
Controll of Power Plants and Power Systems, München, 9. - 11. März 1992
- /4.1-29/ Ketron (Hrsg.)  
C-WHIZ  
Linear Programming Optimizer  
Ketron Management Science, Virginia, USA, 1991
- /4.1-30/ Kluck, D.  
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung  
Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Band 3  
Stuttgart, Mai 1990
- /4.1-31/ Kluck, D., Fahl, U., Gerking, H.  
Entscheidungsunterstützung in der Elektrizitätswirtschaft - ein neuer Ansatz  
Atom und Strom 32(1987), 6, S. 141 - 146
- /4.1-32/ Müller-Merbach  
Operations-Research  
Verlag Franz Vahlen, München, 1973
- /4.1-33/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)  
Energieprogramm 1991  
Stuttgart, September 1991
- /4.1-31/ Semrau, G.  
Weg aus der Krise?, Der deutsche Steinkohlenbergbau in Europa 1991  
ENERGIE 43(1991), 6, S. 26 - 31
- /4.1-35/ Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.)  
Ergebnisse der Kohlerunde 1991

BMWi-Tagesnachrichten, 9797

Bonn, November 1991

## Kapitel 4.2

- /4.2-1/ Voß, A.  
Perspektiven der Energieversorgung  
Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs  
unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung  
Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg  
Stuttgart, November 1987
- /4.2-2/ Enquete-Kommission  
Schutz der Erde  
3. Zwischenbericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1991
- /4.2-3/ PROGNOSE  
Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis  
zum Jahr 2010  
Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft  
Basel, Oktober 1989
- /4.2-4/ Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.)  
Vorausrechnungen zur Entwicklung der Bevölkerung auf der Basis 1.1.1990 in den  
Stadt- und Landkreisen des Landes Baden-Württemberg  
Statistische Berichte, Nr. 5141 90001  
Stuttgart, August 1991
- /4.2-5/ PROGNOSE  
Qualifikationsbedarf 2000  
Endbericht des Arbeitskreises beim Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und  
Technologie des Landes Baden-Württemberg  
Stuttgart, März 1991
- /4.2-6/ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung  
Entwicklung des Energieverbrauchs und der Emissionen ausgewählter Luftschad-  
stoffe in Bayern bis 2010  
Gutachten im Auftrage des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und  
Verkehr  
Berlin, Juni 1991

- /4.2-7/ **ESSO AG**  
Energiestruktur im Wandel  
Hamburg, 1990
- /4.2-8/ **Deutsche Shell AG**  
Szenarien für Deutschland, Wirtschaftswachstum ohne Energieverbrauchsanstieg,  
Wege in die Zukunft bis zum Jahre 2010  
Aktuelle Wirtschaftsanalyse 21  
Hamburg, September 1990
- /4.2-9/ **Fahl, U.**  
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik  
Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Band 1  
Stuttgart, März 1990
- /4.2-10/ **Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)**  
Energiebericht 1990  
Stuttgart, März 1991
- /4.2-11/ **Fahl, U., u. a.**  
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg  
Studie im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg  
2. Zwischenbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 1991
- /4.2-12/ **Schaefer, H.**  
Perspektiven der Energieversorgung  
Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung  
Materialienband III: Rationelle Energieverwendung  
Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg  
Stuttgart, November 1987
- /4.2-13/ **Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.)**  
Umwelt und Verkehr  
Statistisch-prognostischer Bericht 1990/91, Daten - Analysen - Perspektiven  
Stuttgart, September 1991, S. 145 - 197
- /4.2-14/ **Schaefer, H., u. a.**  
Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung  
Zusammenfassung der Ergebnisse des Studienkomplexes A.1

Energie und Klima, Band 2: Energieeinsparung sowie rationelle Energienutzung und -umwandlung

hrsg. von der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages

Economica Verlag, Bonn, 1990, S. 1125 - 1221

/4.2-15/

Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württembergs e.V. (Hrsg.)

Statistik der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderer Werke in Baden-Württemberg für das Jahr 1989

Stuttgart, November 1990

/4.2-16/

Deutsche Verbundgesellschaft (Hrsg.)

Bericht 1990

Heidelberg, August 1991

/4.2-17/

Kröhner, P.; Ruppert, K.

Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1989

Fernwärme international - FWI 20(1991), 3, S. 191 - 199

### **Kapitel 4.3**

/4.3-1/

Kaltschmitt, M.; Wiese, A.

Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg

Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Band 11

Stuttgart, April 1992

/4.3-2/

Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.)

Ergebnisse der Kohlerunde 1991

BMWi-Tagesnachrichten, 9797

Bonn, November 1991

/4.3-3/

Wintershall will im Süden Gas verkaufen

Stuttgarter Zeitung, 05.02.92

/4.3-4/:

Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (Hrsg.)

Energiebericht 1990,

Stuttgart, März 1991

/4.3-5/

Rogner, H.-H.

Analyse der Förderpotentiale und langfristigen Verfügbarkeit von Kohle, Erdgas und Erdöl

Energie und Klima, Band 4: Fossile Energieträger

hrsg. von der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1990, S. 7 - 86

### **Kapitel 5.1**

- /5.1-1/ Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) (Hrsg.)  
Environmental effects of automotive transport, The OECD Compass Project  
Paris, 1986
- /5.1-2/ Heitland, H., u. a.  
Möglichkeiten und Potentiale neuer Kraftstoffe und Antriebe im Verkehr  
Energie und Klima, Band 6: Energiespeicherung und Energiesysteme  
hrsg. von der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des  
Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1990, S. 7 - 145
- /5.1-3/ Voß, A.  
Perspektiven der Energieversorgung  
Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs  
unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung  
Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg  
Stuttgart, November 1987
- /5.1-4/ Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.)  
Umwelt und Verkehr  
Statistisch-prognostischer Bericht 1990/91, Daten - Analysen - Perspektiven  
Stuttgart, September 1991, S. 145 - 197
- /5.1-5/ Enquete-Kommission  
Schutz der Erde  
3. Zwischenbericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmo-  
sphäre" des Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1991

### **Kapitel 5.2**

- /5.2-1/ ESSO AG  
Energiestruktur im Wandel  
Hamburg, 1990

- /5.2-2/ Deutsche Shell AG  
Szenarien für Deutschland, Wirtschaftswachstum ohne Energieverbrauchsanstieg,  
Wege in die Zukunft bis zum Jahre 2010  
Aktuelle Wirtschaftsanalysen 21  
Hamburg, September 1990
- /5.2-3/ PROGNOSE  
Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis  
zum Jahr 2010  
Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft  
Basel, Oktober 1989
- /5.2-4/ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung  
Ermittlung und Bewertung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotentialen in den neuen  
Bundesländern in der Bundesrepublik Deutschland - Eine kürzere Fassung -  
Untersuchung im Auftrage des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und  
Reaktorsicherheit  
Berlin, August 1991
- /5.2-5/ Fahl, U., u. a.  
CO<sub>2</sub>-Minderungsmöglichkeiten im Kraftwerkssektor  
Elektrotechnische Zeitschrift (etz) 112(1991), 24, S. 1334 - 1339
- /5.2-6/ Rogner, H.-H.  
Analyse der Förderpotentiale und langfristigen Verfügbarkeit von Kohle, Erdgas  
und Erdöl  
Energie und Klima, Band 4: Fossile Energieträger  
hrsg. von der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des  
Deutschen Bundestages  
Economica Verlag, Bonn, 1990, S. 7 - 86

### **Kapitel 5.3**

- /5.3-1/ Fichtner  
Einsatzmöglichkeiten für Blockheizkraftwerke in Baden-Württemberg  
Fichtner Beratende Ingenieure  
Stuttgart, 1985
- /5.3-2/ Voß, A.  
Perspektiven der Energieversorgung  
Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs  
unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung

Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg  
Stuttgart, November 1987

- /5.3-3/ Kröhner P., Ruppert K.  
Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1985-1990  
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW)  
Frankfurt, 1991

### **Kapitel 6.1**

- /6.1-1/ Süß W.  
Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen  
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe  
Hannover 1989
- /6.1-2/ Erdöl Erdgas Kohle  
Erdölreserven der Welt  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 2, S. 59
- /6.1-3/ Erdöl Erdgas Kohle  
Erdgas-Reserven der Welt  
Erdöl Erdgas Kohle 107(1991), 3, S. 98
- /6.1-4/ Herx, G.  
Gesamteuropäische Energiecharta  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 41(1991), 8, S. 536 - 539

### **Kapitel 6.3**

- /6.3-1/ Hohmeyer, O.  
Soziale Kosten des Energieverbrauchs  
Berlin, Heidelberg, 1988
- /6.3-2/ Hohmeyer, O.  
Soziale Kosten des Energieverbrauchs  
Zweite, revidierte und erweiterte Auflage  
Berlin, Heidelberg 1989
- /6.3-3/ Friedrich, R., u. a.  
Externe Kosten der Stromerzeugung  
Studie im Auftrag der VDEW, Frankfurt, 1989
- /6.3-4/ Ewers, H.-J., u. a.  
Zur monetären Bewertung von Umweltschäden  
Umweltbundesamt, Berlin, Berichte 4/86

- /6.3-5/      Wicke, L.  
Die ökologischen Milliarden  
München, 1986
- /6.3-6/      Heinz, I.  
Volkswirtschaftliche Kosten durch Luftverunreinigungen  
Universität Dortmund, INFU-Werkstattreihe Heft 4  
Dortmund 1980
- /6.3-7/      Heinz, I.  
Zur ökonomischen Bewertung von Materialschäden durch Luftverschmutzung  
Kosten der Luftverschmutzung, hrsg. vom Umweltbundesamt  
UBA-Bericht 7., Berlin, 1986
- /6.3-8/      Kallenbach, U., Thöne, E.  
Gesundheitsrisiken der Stromerzeugung  
Verlag TÜV Rheinland, Köln, 1988
- /6.3-9/      Burke, R. P., u. a.  
Economic Risks of Nuclear Power Reactor Accidents  
NUREG/Cr-3673, Washington D.C., 1984
- /6.3-10/     Karl, D.  
persönliche Mitteilung  
Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung, München, 1990
- /6.3-11/     Süss W.  
Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen  
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe  
Hannover 1989
- /6.3-12/     Schiffer, H. W.  
Energemarkt Bundesrepublik  
Köln, 1988
- /6.3-13/     Kaltschmitt, M., Voß, A.  
Kapazitätseffekte einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung  
Elektrizitätswirtschaft 90(1991), 8, S. 365 - 371

#### **Kapitel 6.4**

- /6.4-1/      Hillebrand, B., u. a.  
Auswirkungen des EG-Binnenmarktes für Energie auf Verbraucher und Energie-  
wirtschaft in der Bundesrepublik



Untersuchungen des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung,  
Heft 1

Essen, 1991

/6.4-2/

Lang, G.

KKP Kaufkraftparitäten, Ein nützliches Instrument für internationale Preisvergleiche

3. Ausgabe, VWEW-Verlag, Frankfurt, 1991

/6.4-3/

PROGNOS

Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2010

Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft

Basel, Oktober 1989

/6.4-4/

EURPROG (Hrsg.)

Programme und Vorschauen der Elektrizitätswirtschaft 1989 - 1995, 2000, 2005 und 2010

19. Ausgabe, erstellt durch die Expertengruppe für die Programme und Vorschauen der Elektrizitätswirtschaft EURPROG

Januar 1991

## **Kapitel 6.5**

/6.5-1/

Seifritz, W.

Der Treibhauseffekt, Technische Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Entsorgung

Carl Hanser Verlag, München, 1991

/6.5-2/

Seifritz, W.

Entsorgungsmöglichkeiten für Kohlendioxid

Energie und Klima, Band 6: Energiespeicherung und Energiesysteme, hrsg. von der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages

Economica Verlag, Bonn, 1991

/6.5-3/

Hendriks, C., u. a.

Technology and Cost of Recovering and Storing CO<sub>2</sub> from an Integrated Gasifier, Combined Cycle Plant

Lucht 92, Dept. of Science, Technology and Society, State University of Utrecht, Dec. 1990

/6.5-4/

Ohsumi, T.:

Sequestering of CO<sub>2</sub> in a Deep Ocean

Central Research Institute of Electric Power Industry, Chiba-Ken, Japan, 1991

Tabelle A-1: Rahmenannahmen der untersuchten Szenarien

	Kohleabnahmepflicht	verstärkte Auslastung	Umrüstung	Zubau fossiler Kraftwerke	Kernenergiekapazität	erneuerbare Energieträger	Stromerzeugungspotential
"Referenzfall"	bis 2005	nein	nein	Verbund Kohle-GuD	konstant	Trend	Trend
"Fossiler Zubau"	bis 2005	nein	nein	Verbund Kohle Kohle-GuD	Lebensdauer	Trend	Trend
"Verstärkte Auslastung"	nein	ja	nein	Verbund	Lebensdauer	Trend	Trend
"Maximale fossile Minderung"	nein	ja	ja	Gas-GuD	Lebensdauer	Trend	Trend
"Fossile Minderung und Kernenergiezubau"	nein	ja	ja	Gas-GuD	Ausbau	Trend	Trend
"Fossile Minderung und erneuerbarer Energieträger"	nein	ja	ja	Gas-GuD	Lebensdauer	technisch	Trend
"Fossile Minderung und Stromerzeugung"	nein	ja	ja	Gas-GuD	Lebensdauer	Trend	technisch
"Minimale CO <sub>2</sub> -Emissionen"	nein	ja	ja	Gas-GuD	Ausbau	technisch	technisch
"Kosten-effiziente Minderung"	nein	nein	nein	Gas-GuD	Ausbau	wirtschaftlich	wirtschaftlich

Verbund: Gas/Kohle-Verbundkraftwerk

Kohle-GuD: Zubau von Kohlekraftwerken mit integrierter Kohlevergasung ab 2010

### Anmerkungen:

**Kohleabnahmeverpflichtung:** Erfüllung des fortgeschriebenen Jahrhundertvertrages zur Verstromung deutscher Steinkohle

**verstärkte Auslastung:** Verstärkte Auslastung der derzeit im Kraftwerkspark bestehenden öl- und gasgefeuerten Kraftwerke

**Umrüstung:** Umrüstung der derzeit im Kraftwerkspark bestehenden trockenengefeuerten Kohlekraftwerke auf Erdgasfeuerung