

Gutachten

**Maßnahmen für den  
Ersatz der  
wegfallenden Kernenergie  
in Baden-Württemberg**

**U. Fahl, M. Blesl,  
S. Rath-Nagel, A. Voß**

erstellt im Auftrag des  
Wirtschaftsministerium  
Baden-Württemberg

März 2001



---

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Ausgangssituation für Baden-Württemberg.....	3
2.1	Energieverbrauch und Struktur der Energieerzeugung .....	3
2.2	Bestehende Kraftwerke .....	8
2.3	Verfügbare Kraftwerksleistung .....	12
2.4	Projektion der Entwicklung der verfügbaren Kraftwerksleistung.....	13
2.5	Projektion der Entwicklung des Strombedarfs.....	16
3	Ersatzmöglichkeiten durch Stromeinsparung und erneuerbare Energien .....	17
3.1	Stromeinsparung.....	17
3.2	Erneuerbare Energien.....	20
4	Ersatzmöglichkeiten durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).....	30
5	Ersatzmöglichkeiten durch fossile Kraftwerke .....	34
5.1	Ertüchtigung bestehender fossiler Kraftwerksblöcke.....	34
5.2	Neubau fossiler Kraftwerke.....	36
5.3	Randbedingungen für die Kraftwerks- und Brennstoffwahl .....	40
6	Szenarien der Strombereitstellung in Baden-Württemberg.....	43
6.1	Szenariocharakterisierung .....	43
6.2	Abschätzung des Mindestleistungsbedarfs neuer großer Kraftwerke .....	45
6.3	Basisszenario bei moderaten Energiepreisen (BMP) .....	47
6.4	Szenario mit Klimaschutzziel bei moderaten Energiepreisen (ZMP) .....	53
6.5	Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP) .....	55
6.6	Szenario mit Klimaschutzziel bei höheren Energiepreisen (ZHP).....	56
7	Rückwirkungen auf die Wettbewerbsposition der baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt.....	58
7.1	Qualitative Analyse der Rückwirkungen auf die Wettbewerbsposition der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg .....	59
7.2	Rückwirkungen bei Variation der Ersatzstrombeschaffung aus Kraftwerksstandorten außerhalb Baden-Württembergs .....	60
8	Schlußbetrachtung und Handlungsempfehlungen.....	63

Literatur .....72

---

## Abbildungen

<b>Abbildung 2-1:</b> Energieverbrauch und Energienutzung in Baden-Württemberg und in Deutschland im Jahr 1998 .....	4
<b>Abbildung 2-2:</b> Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Baden-Württemberg und in Deutschland .....	5
<b>Abbildung 2-3:</b> Verlauf der Nettostromerzeugung aus Kernkraftwerken gemäß der Festlegung der Reststrommengen in der Vereinbarung .....	9
<b>Abbildung 2-4:</b> Entwicklung der freien Leistung bzw. des Leistungsbedarfs der Stromversorgung Baden-Württembergs (MW).....	15
<b>Abbildung 3-1:</b> Entwicklung der photovoltaischen Strahlungsnutzung (netzgekoppelt) in Deutschland .....	23
<b>Abbildung 5-1:</b> Stromerzeugungskosten der Referenz-Kraftwerke, Inbetriebnahme 2005, Auslastung 7500 h/a, einzelwirtschaftliche Sicht.....	41
<b>Abbildung 6-1:</b> Grenzübergangswerte für fossile Energieträger in zwei Varianten.....	44
<b>Abbildung 6-2:</b> Strombereitstellung (Nettostromerzeugung und Importsaldo) nach Energieträgern im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg .....	48
<b>Abbildung 6-3:</b> Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg .....	49
<b>Abbildung 6-4:</b> Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg.....	51
<b>Abbildung 6-5:</b> Entwicklung der energiebedingten Emissionen im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg im Vergleich zum Jahr 1995 .....	52
<b>Abbildung 7-1:</b> Marktöffnung für Strom in Mitgliedsstaaten der Europäischen Union.....	58

## Tabellen

<b>Tabelle 2-1:</b>	Brutto-Engpassleistung der Kraftwerke in Baden-Württemberg und Deutschland am Ende des Jahres 1998 /Energiebericht BW 99; BMWi, 2000/ .....	7
<b>Tabelle 2-2:</b>	Technische und betriebliche Daten der Kernkraftwerke in Baden-Württemberg .....	8
<b>Tabelle 2-3:</b>	Reststrommengen und Betriebsende der Kernkraftwerke Baden-Württembergs .....	9
<b>Tabelle 2-4:</b>	Technische und betriebliche Daten der größeren fossilen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und der Deutschen Bahn AG in Baden-Württemberg .....	10
<b>Tabelle 2-5:</b>	Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke > 20 MW in Baden-Württemberg, Stand 31.12.1998 .....	12
<b>Tabelle 2-6:</b>	Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung in Baden-Württemberg im Winter 1997/98 und 1998/99 in MW /Energiebericht BW 99/ .....	13
<b>Tabelle 2-7:</b>	Entwicklung der freien Leistung bzw. des Leistungsbedarfs der Stromversorgung Baden-Württembergs am Jahresende in MW bei Kraftwerks-Außerbetriebnahme gemäß technischer Nutzungsdauer bzw. Kernenergievereinbarung /EnBW, 2000b/ .....	14
<b>Tabelle 2-8:</b>	Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom in Baden-Württemberg in TWh /Fahl, 1999/ .....	16
<b>Tabelle 3-1:</b>	Beispielhafte Berechnungen für spezifische Einsparkosten energiesparender Techniken /VDEW, 1999/ .....	17
<b>Tabelle 3-2:</b>	Technische Stromeinsparpotenziale in Baden-Württemberg zusätzlich zur Trendentwicklung /Fahl, 1999/ und durch Politikmaßnahmen realisierbare Potenziale (TWh) .....	18
<b>Tabelle 3-3:</b>	Beiträge der erneuerbaren Energiequellen zur Netto-Stromerzeugung in Baden-Württemberg 1999, 1998, 1997 und 1990 /VDEW o. J./ .....	20
<b>Tabelle 3-4:</b>	Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg in GWh: Erzeugung 1999 und zukünftig realisierbare technische Potenziale .....	28
<b>Tabelle 3-5:</b>	Zusätzliche Kapazitätseffekte der Erneuerbaren Energiequellen in der Stromerzeugung in Baden-Württemberg in MW bei Umsetzung der realisierbaren technischen Potenziale .....	29
<b>Tabelle 4-1:</b>	Fernwärmekapazität in Baden-Württemberg, Stand: 31.12.1998 /Energiebericht BW 99/ .....	31
<b>Tabelle 5-1:</b>	Fossile Kraftwerke in Baden-Württemberg, die für eine weitergehende Prüfung von Ertüchtigungsmaßnahmen in Frage kommen.....	36

---

<b>Tabelle 5-2:</b>	Für fossile Kraftwerks-Ersatzbauten nutzbare Freiflächen an den Standorten der Kernkraftwerke Obrigheim und Neckarwestheim in ha /Frey, 2000/.....	38
<b>Tabelle 5-3:</b>	Ersatz- und Zubaumöglichkeiten für Kraftwerksblöcke an bestehenden Standorten in Baden-Württemberg .....	39
<b>Tabelle 5-4:</b>	Referenzdaten möglicher Großkraftwerksneubauten in Baden-Württemberg .....	41
<b>Tabelle 6-1:</b>	Grundkonstruktion der betrachteten Szenarien und Szenariokurzname.....	43
<b>Tabelle 6-2:</b>	Zusammenfassende Übersicht zu möglichen Ersatzoptionen für die Stromerzeugung aus Kernenergie in Baden-Württemberg in TWh .....	46
<b>Tabelle 6-3:</b>	Zusammenfassende Übersicht zum Leistungsbedarf in Baden-Württemberg in MW .....	46
<b>Tabelle 6-4:</b>	Neu installierte Kraftwerksleistung in Kohle- und Erdgaskraftwerken > 100 MW der allgemeinen Versorgung im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg in MW .....	47
<b>Tabelle 6-5:</b>	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenarienvergleich in Mio. t.....	53
<b>Tabelle 6-6:</b>	Neu installierte Kraftwerksleistung in Kohle- und Erdgaskraftwerken > 100 MW der allgemeinen Versorgung im Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP) in Baden-Württemberg in MW .....	55
<b>Tabelle 6-7:</b>	Kumulierte Mehrkosten der Szenarien mit Klimaschutzziel gegenüber dem jeweiligen Basisszenario.....	57
<b>Tabelle 7-1:</b>	Notwendiger zusätzlicher Stromimport nach Baden-Württemberg in TWh bei Variation des Anteils an der Ersatzstrombeschaffung und damit verbundene CO <sub>2</sub> -Emissionen im Ausland.....	61



---

## 1 Einleitung

Mit der Erklärung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, mit der die Zukunft der Kernenergie in Deutschland durch eine Vereinbarung<sup>1</sup> geregelt werden soll, sind auch Reststrommengen für die weitere Nutzung der Kernkraftwerksblöcke in Baden-Württemberg festgelegt worden. Die Reststrommengen wurden auf der Grundlage einer Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren ab Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs berechnet, wobei für das Kernkraftwerk Obrigheim eine Übergangsfrist bis zum 31.12.2002 angesetzt wurde. Strommengen, d. h. Produktionsrechte, können auch durch Mitteilung der beteiligten Betreiber an das Bundesamt für Strahlenschutz von einem Kernkraftwerk auf ein anderes Kernkraftwerk übertragen werden.

Baden-Württemberg ist von der Vereinbarung besonders stark betroffen, da die fünf Kernkraftwerksblöcke des Landes in 1998 mit einem Anteil von 32 % an der gesamten Brutto-Engpaßleistung der Kraftwerke in Baden-Württemberg und mit 58 % an der Brutto-Stromerzeugung beteiligt waren.

Vor diesem Hintergrund ist es Zielsetzung des Gutachtens, den notwendigen Handlungsbedarf zu identifizieren und Handlungsempfehlungen auszuarbeiten, die in den nächsten Jahren und Jahrzehnten umzusetzen sind, um angesichts der sukzessiven Stilllegung der baden-württembergischen Kernreaktoren rechtzeitig Ersatzlösungen verfügbar zu haben. Dabei ist mit den jeweils einsetzbaren Techniken und in der zur Verfügung stehenden Zeit eine möglichst sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten.

Die Analysen gehen unter anderem vom Ziel der Landesregierung aus, dass Ersatz für die Arbeit und Leistung der stillzulegenden Kernkraftwerke in Baden-Württemberg realisiert wird, um die damit verbundene Wertschöpfung im Land zu erhalten und Beschäftigung zu sichern. Die Beschaffung von Ersatzstrom aus anderen Bundesländern oder aus dem Ausland ist daher im Gutachten nur in Form einer Parametervariation behandelt worden. Auch die Möglichkeit der Übertragung der Produktionsrechte von einem auf ein anderes Kernkraftwerk wurde in dem hier vorgelegten Gutachten nicht näher untersucht.

Eine wesentliche Grundlage für die Bearbeitung des Gutachtens stellen die Ergebnisse des Gutachtens „Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs“ /Fahl, 1999/ dar. Während in jenem Gutachten die verschiedenen ökonomischen, energiewirtschaftlichen, umweltseitigen, gesamtwirtschaftlichen und Beschäftigungswirkungen einer vorzeitigen Stilllegung der baden-württembergischen Kernreaktoren untersucht wurden, geht es im vorliegenden Gutachten um konkrete Ersatzmöglichkeiten für die fehlende Arbeit und Leistung der Kernkraftwerke vor dem Hintergrund der festgelegten Reststrommengen.

---

<sup>1</sup> Die Vereinbarung ist paraphiert; die Unterzeichnung ist nach Inkrafttreten der Novelle zum Atomgesetz vorgesehen.

Das Gutachten gliedert sich in acht Kapitel. Nach einer kurzen Darstellung der Stromwirtschaft in Baden-Württemberg (Kapitel 2) werden in den nachfolgenden Kapiteln die Strom-Ersatzmöglichkeiten systematisch erörtert. Die betrachteten Ersatzmöglichkeiten umfassen Stromeinsparung und Strombereitstellung durch erneuerbare Energien (Kapitel 3), durch Kraft-Wärme-Kopplung (Kapitel 4) und durch fossile Kraftwerke (Kapitel 5). Auf dieser Grundlage werden Szenarien der Strombereitstellung in Baden-Württemberg entwickelt und bewertet (Kapitel 6). Es folgt eine Analyse der Rückwirkungen auf die Wettbewerbsposition der Kraftwerksbetreiber, die sich aus dem Kernkraftstromersatz im liberalisierten europäischen Strommarkt ergeben (Kapitel 7). Aus den vorausgehenden Analysen werden Schlußfolgerungen gezogen und Handlungsempfehlungen abgeleitet (Kapitel 8).

---

## 2 Ausgangssituation für Baden-Württemberg

### 2.1 Energieverbrauch und Struktur der Energieerzeugung

Im Jahre 1998 betrug der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ca. 1,60 EJ<sup>2</sup> bzw. rund 54,6 Mio t SKE (vgl. Abbildung 2-1). Er wurde zu etwa 71 % aus fossilen Energieträgern (Mineralöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle), zu ca. 27 % aus Kernenergie und nur zu geringen Teilen aus erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Holz, Müll, Klärgas – zusammen rund 2,3 %) gedeckt. Rund 68 % der eingesetzten Primärenergie standen den Verbrauchern als Endenergie zur Verfügung, der Rest wurde im Umwandlungssektor verbraucht, diente zur Deckung von Fackel- und Leitungsverlusten oder wurde für nicht-energetische Zwecke eingesetzt /Energiebericht BW 99/.

Mit etwa 94 % war der Anteil von Mineralöl, Erdgas und Strom an der Deckung des Endenergieverbrauchs von dominierender Bedeutung; die Fernwärme (3,3 %), Stein- und Braunkohlen (zusammen 1,5 %) sowie die erneuerbaren Energiequellen (0,8 %) trugen zusammen nur einen geringen Anteil zum Endenergieverbrauch bei. Die Fernwärme wurde überwiegend auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung verbrauchsnahe erzeugt und für Raum- und industrielle Prozesswärme eingesetzt. Rund 20 % des baden-württembergischen Endenergieverbrauchs entfielen 1998 auf Strom. An der Stromerzeugung war die Kernenergie als wichtigster Energieträger mit einem Anteil von etwa 58 % beteiligt. Mit diesem hohen Nuklearstromanteil lag Baden-Württemberg zugleich weit über dem Bundesdurchschnitt von rund 29 %.

Die Elektrizitätswirtschaft Baden-Württembergs umfasst wie in Deutschland insgesamt drei Bereiche: die allgemeine Versorgung, die industrielle Kraftwirtschaft und die Kraft-erzeugung der Deutschen Bahn AG. Da die regionalen Grenzen im Zuge der Strommarkt-Liberalisierung immer mehr verschwinden oder bedeutungslos werden, ist der Stromaustausch zwischen den Bundesländern im letzten Jahr sehr viel intensiver geworden. Marktveränderungen haben sich insbesondere auf der Verbrauchsseite durch Kundenab- wie -zuwanderungen ergeben, während die Kraftwerksseite bisher nahezu unverändert geblieben ist.

Abbildung 2-2 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern für Baden-Württemberg seit 1973 und zum Vergleich für das frühere Bundesgebiet seit 1973 bis 1989 sowie für das vereinigte Deutschland ab 1990. In diesem Zeitraum ist die Stromerzeugung in Baden-Württemberg um über 130 % gestiegen.

---

<sup>2</sup> 1 EJ = 10<sup>18</sup> J = 34,1 Mio t SKE

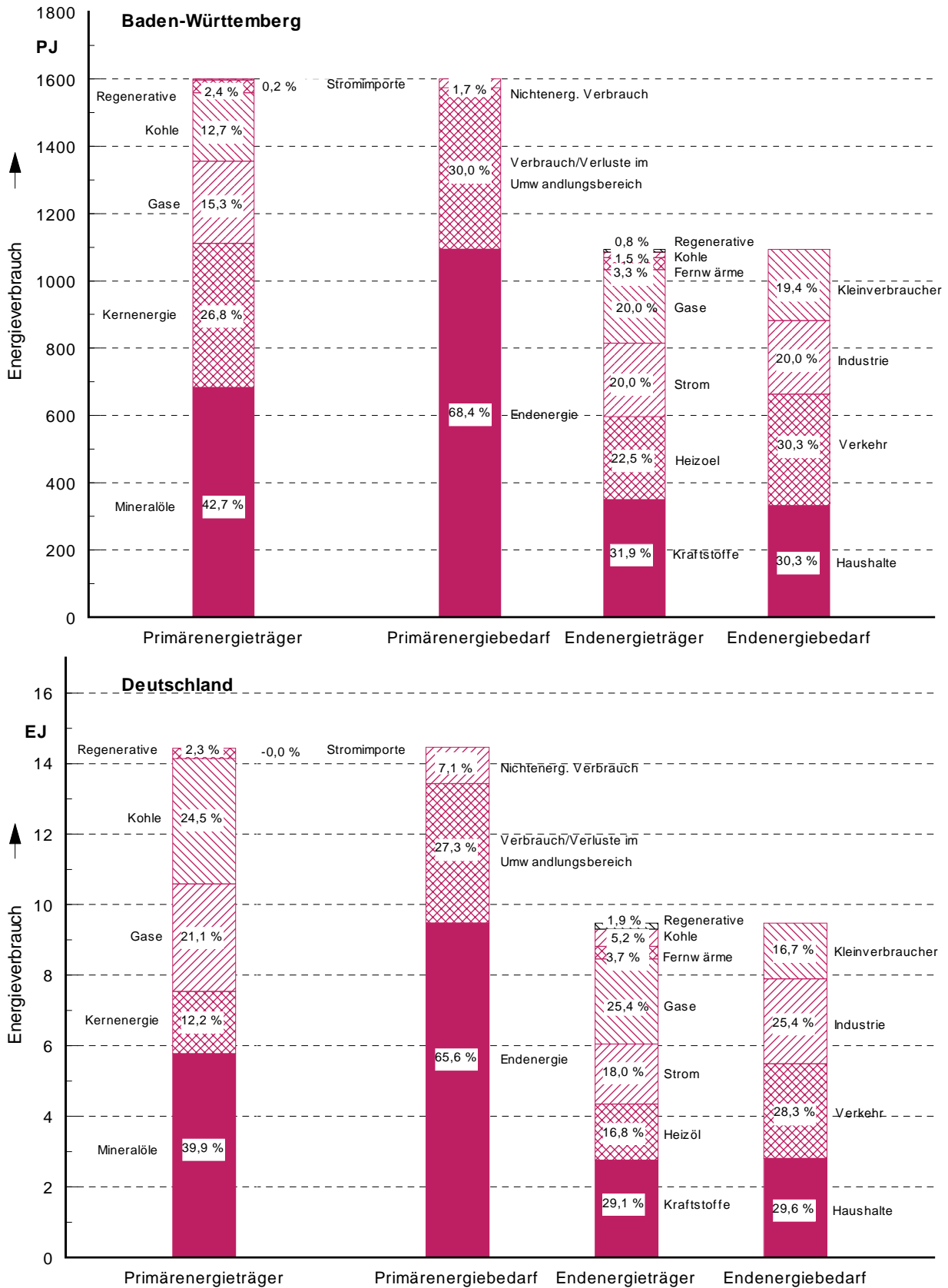
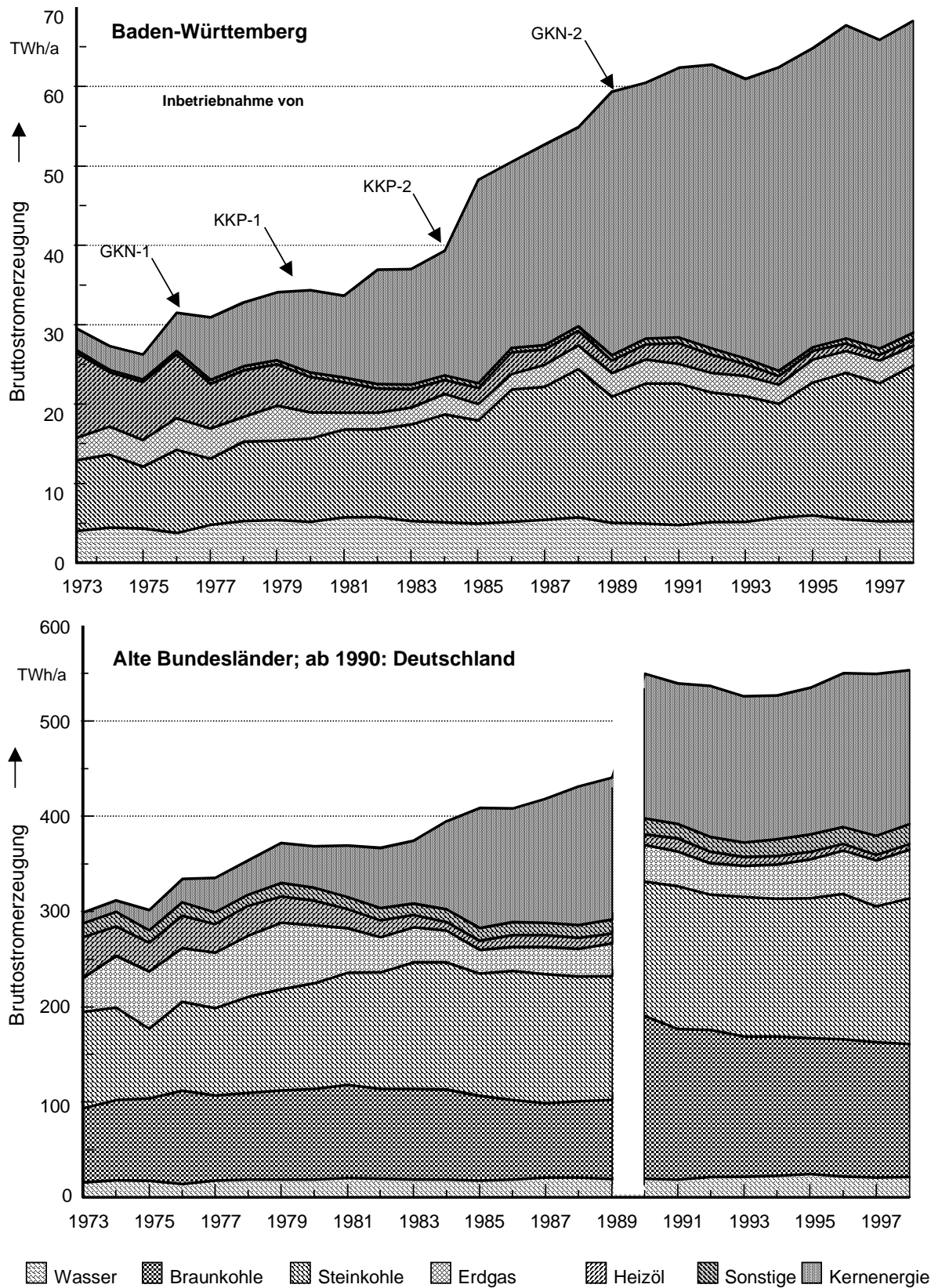


Abbildung 2-1: Energieverbrauch und Energienutzung in Baden-Württemberg und in Deutschland im Jahr 1998



**Abbildung 2-2:** Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Baden-Württemberg und in Deutschland

Der Zuwachs ist im Verhältnis zur alten Bundesrepublik wie zum wiedervereinigten Deutschland überdurchschnittlich. Allein seit 1990 wuchs die Stromerzeugung Baden-Württembergs um 13 %, während sie deutschlandweit nur um 1 % zunahm. Bei diesem Vergleich ist freilich zu berücksichtigen, dass die Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland insgesamt, insbesondere in den ersten fünf Jahren nach der Wiedervereinigung, durch die Umstrukturierungsprozesse in den neuen Bundesländern geprägt wurde.

In den Kraftwerken der Bundesrepublik Deutschland wurden im Jahre 1998 ca. 552 TWh Strom brutto erzeugt, davon rund 29 % (162 TWh) in Kern-, rund 27 % (152 TWh) in Steinkohle-, rund 25 % (140 TWh) in Braunkohle- und etwa 9,3 % (51,5 TWh) in Erdgaskraftwerken. Der Wasserkraftanteil an der Stromerzeugung betrug 3,7 % (20,5 TWh), wobei Laufwasserkraftwerke mit 2,9 % (16 TWh) beteiligt waren. Heizöl trug noch 1 % (5,5 TWh) zur Stromerzeugung bei, die sonstigen Energieträger machten 3,9 % (21,5 TWh) aus /BMWi, 1999/.

In den Kraftwerken Baden-Württembergs wurden im Jahre 1998 mit ca. 68 TWh 12,3 % des bundesdeutschen Stroms erzeugt, ein Anteil, der etwa dem baden-württembergischen Bevölkerungsanteil, gemessen an der Wohnbevölkerung Deutschlands, entspricht. Während also die erzeugte Menge Strom pro Kopf der Bevölkerung für Baden-Württemberg dem statistischen Durchschnittswert für das gesamte Deutschland gleicht, gibt es bei den Quellen der Stromerzeugung große strukturelle Unterschiede. Besonders signifikant war mit fast 58 % (39 TWh) der (wie in den Vorjahren) hohe Anteil von Kernenergiestrom. Der nukleare Stromerzeugungsbeitrag war damit doppelt so hoch wie in Deutschland insgesamt. Zweitwichtigster Energieträger Baden-Württembergs war 1998, wie in den Vorjahren, die Steinkohle, bei einem Anteil von knapp 29 % (20 TWh), wobei dieser Anteil mit dem der Bundesrepublik etwa vergleichbar ist. Anders als in Deutschland insgesamt, spielte und spielt in Baden-Württemberg dagegen Braunkohle als Energieträger für die Stromerzeugung keinerlei Rolle. Vergleichbar wie in Deutschland insgesamt, wo Erdgas 1998 mit einem Anteil von 9,3 % immerhin an vierter Stelle der bundesdeutschen Stromerzeugungsquellen stand, rangiert Erdgas auch in Baden-Württembergs Kraftwirtschaft mit einem 3,7 %-Anteil (2,5 TWh) auf dem vierten Platz. Bedeutender als Erdgas war für Baden-Württemberg 1998 mit einem Anteil von 7,7 % (5,2 TWh) allerdings die Wasserkraft als Energiequelle. Sonstige Energieträger, darunter Müll, Holz, Windkraft, Klärgas und andere trugen wie im Vorjahr 1,3 % (0,9 TWh) zur Stromerzeugung bei /Energiebericht BW 99/.

Am Ende des Jahres 1998 waren in Deutschland Kraftwerke mit einer Brutto-Engpaßleistung von 106,4 GW installiert. Die Leistung stand zu 89,0 % in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung, zu 9,6 % in den Industriekraftwerken und zu 1,4 % in den Kraftwerken der Deutschen Bahn AG zur Verfügung. Die Aufteilung der Leistung auf Kraftwerkstypen zeigt Tabelle 2-1. In Deutschland dominierten 1998 (wie in den vorangegangenen Jahren), gemessen an der installierten Leistung, mit 26,9 % (28,6 GW) Steinkohlekraftwerke (einschließlich Mischfeuerungen), gefolgt von den Kernkraftwerken mit 21,9 % (23,3 GW). Durch die starken Zuwachsraten der letzten Jahre – bei gleichzeitiger Außerbetriebnahme älterer Anla-

gen – haben Gaskraftwerke mit einem Anteil von 15,5 % (16,5 GW) Ende des Jahres 1998 fast den Anteil der Braunkohlekraftwerke mit 18,5 % (19,7 GW) erreicht. Fast gleich große Anteile an der installierten Leistung hatten mit 7,9 % (8,4 GW) Wasser- und mit 7,3 % (7,8 GW) Heizölkraftwerke, mit dem wichtigen Unterschied allerdings, dass Heizölkraftwerke überwiegend als Reserveleistung zur Verfügung stehen.

**Tabelle 2-1:** Brutto-Engpassleistung der Kraftwerke in Baden-Württemberg und Deutschland am Ende des Jahres 1998 /Energiebericht BW 99; BMWi, 2000/

	<b>Baden-Württemberg</b>		<b>Deutschland</b>	
	<b>GW</b>	<b>%</b>	<b>GW</b>	<b>%</b>
<b>Kernenergie</b>	4,9	32,4	23,3	21,9
<b>Steinkohle inkl. Mischfeuerung</b>	4,8	31,7	28,6	26,9
<b>Wasser</b>	2,6	16,9	8,4	7,9
<b>Erdgas</b>	1,6	10,7	16,5	15,5
<b>Heizöl</b>	1,1	7,3	7,8	7,3
<b>Sonstige Energieträger</b>	0,2	1,0	2,1	2,0
<b>Braunkohle</b>	0,0	0,0	19,7	18,5
<b>Insgesamt</b>	<b>15,2</b>	<b>100,0</b>	<b>106,4</b>	<b>100,0</b>

In Baden-Württemberg betrug die Brutto-Engpassleistung aller Kraftwerke am Jahresende 1998 15,2 GW. Bezogen auf die in Deutschland insgesamt installierte Leistung macht der Anteil Baden-Württembergs 14,3 % aus und liegt damit leicht höher als der Bevölkerungsanteil Baden-Württembergs. Wie in Deutschland insgesamt stand mit 91,7 % der weit überwiegende Teil der Leistung in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung bereit; 5,0 % entfielen auf Industrie- und 3,3 % auf Bahnkraftwerke. Anders als in Deutschland insgesamt war die baden-württembergische Rangfolge der Kraftwerkstypen, gemessen an dem Anteil ihrer installierten Leistung. Da größere heimische Energievorkommen in Baden-Württemberg fehlen – es gab und gibt weder Stein- noch Braunkohle und die eigene Erdöl- und Erdgasförderung ist sehr gering –, und aufgrund der ökonomischen Einordnung der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien hatte und hat für Baden-Württemberg die Kernkraft eine sehr viel höhere Bedeutung als für die Bundesrepublik insgesamt. Ferner kann und konnte standort- und niederschlagsbedingt die Nutzung der Wasserkraftpotenziale sehr viel umfangreicher angelegt werden als in anderen Bundesländern. Insofern hatten die baden-württembergischen Kernkraftwerke, gemessen an der installierten Kraftwerksleistung, mit einem Anteil von 32,4 % (4,9 GW) (wie in den vorangegangenen Jahren) Platz eins, dicht gefolgt von Steinkohlekraftwerken (einschließlich Mischfeuerung) mit 31,7 % (4,8 GW). Mit 16,9 % (2,6 GW) nahmen Wasserkraftwerke den dritten, mit 10,7 % (1,6 GW) Gaskraftwerke den vierten Platz ein /Energiebericht BW 99/.

## 2.2 Bestehende Kraftwerke

### Kernkraftwerke

In Baden-Württemberg werden an den Standorten Obrigheim, Philippsburg und Neckarwestheim fünf Kernkraftwerksblöcke betrieben, deren grundlegende technischen und betrieblichen Daten in Tabelle 2-2 zusammengefasst sind.

**Tabelle 2-2:** Technische und betriebliche Daten der Kernkraftwerke in Baden-Württemberg

Standort	Zeitbezug	Einheit	Obrigheim	Philippsburg		Neckarwestheim	
				KKP1	KKP2	GKN1	GKN2
Blockbezeichnung			KWO	KKP1	KKP2	GKN1	GKN2
Reaktortyp			DWR <sup>1</sup>	SWR <sup>2</sup>	DWR <sup>1</sup>	DWR <sup>1</sup>	DWR <sup>1</sup>
Erste Synchronisation			29.10.68	05.05.79	17.12.84	03.06.76	03.01.89
Kommerzieller Betrieb			01.03.69	26.03.80	18.04.85	01.12.76	15.04.89
Thermische Leistung	1998	MJ/s	1050	2575	3850	2497	3850
Elektr. Leistung, brutto	1998	MW	357	926	1424	840	1365
Elektr. Leistung, netto	1998	MW	340	890	1359	785	1269
Mittl. Zeitverfügbarkeit	1995-98	%	89,8	90	93,7	93,6	94,7
Mittl. Arbeitsverfügbarkeit	1995-98	%	89,5	89,4	93,1	90,8	94,4
Mittl. Jahresarbeit, netto	1995-98	GWh	2622,1	6640,6	10821,7	6045,8	10433,2
Kommerz. Betriebsjahre	31.12.98	a	29,8	18,8	13,7	22,1	9,7
Vollastjahre s. 1. Synchr.	31.12.98	a	23,3	13,8	11,9	17,8	9

<sup>1</sup> Druckwasserreaktor <sup>2</sup> Siedewasserreaktor

Das Kernkraftwerk Obrigheim (KWO) ist die älteste und gleichzeitig kleinste derzeit in Deutschland betriebene Anlage. Die Kernkraftwerke Philippsburg (KKP) und Neckarwestheim (GKN) sind Doppelblockanlagen und gehören zu den größten Anlagen ihrer Art in Deutschland. Der im Jahre 1989 in den Dauerbetrieb übernommene Block 2 des GKN ist gleichzeitig der jüngste Kernkraftblock Deutschlands. Vier Anlagen sind vom Druckwassertyp, die im Jahre 1979 in Betrieb genommene Anlage KKP1 ist der einzige Siedewasserreaktor in Baden-Württemberg. Trotz des altersbedingten Unterschieds von mehr als zwei Jahrzehnten zwischen dem jüngsten und ältesten der Reaktoren besteht ein vergleichbares, sehr hohes Sicherheitsniveau für alle fünf Blöcke, das durch die grundlegenden Reaktorkonstruktionen und die Nachrüstung der älteren Anlagen erreicht wurde. Alle Reaktoren verfügen über ein Volldruck-Doppelcontainment zur Aufnahme des Druckanstiegs beim Bruch der Primärmittekkühlleitung, eine Stahlbetonhülle zum Schutz gegen äußere Einwirkungen und modernste Leittechnik. Bei einem Störfall bleiben die Auswirkungen somit auf die Anlagen begrenzt. Damit entsprechen alle Anlagen dem Stand der Technik. Es gibt daher keine sicherheits-, alters- oder konstruktionsspezifischen Gründe, irgendeinen der Reaktoren vor Erreichen seiner Auslegungsliebensdauer außer Betrieb zu nehmen /Hicken, Keßler, 2000/.

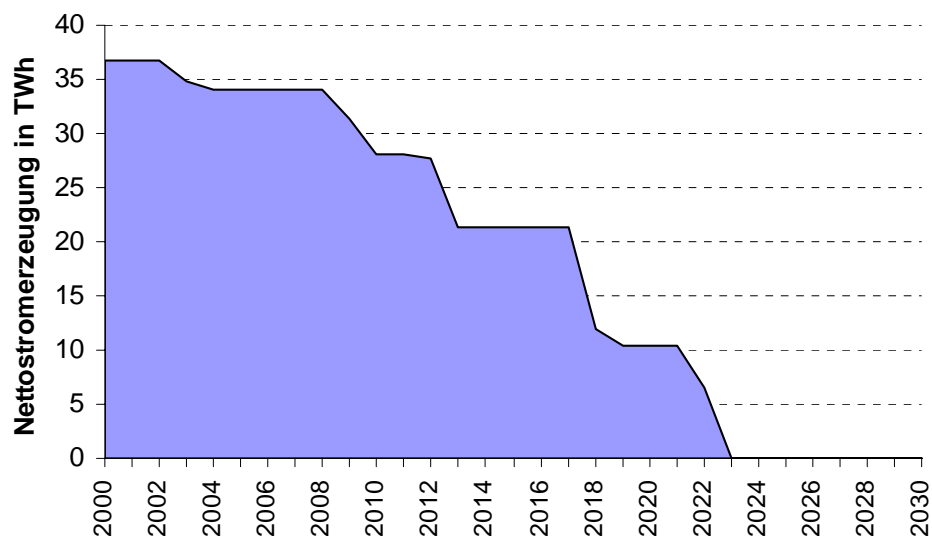
Durch die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.06.2000 über den Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke wurden für alle deutschen Kernreaktoren Reststrommengen festgelegt. Diese Reststrommengen wurden auf der Grundlage einer Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren ab Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs berechnet, wobei für Obrigheim eine Übergangsfrist bis zum 31.12.2002 angesetzt ist. Strommengen, d. h. Produktionsrechte, der Anlagen können durch Mitteilung der beteiligten Betreiber an das Bundesamt für Strahlenschutz auch von einem Kernkraftwerk auf ein anderes übertragen werden.

Tabelle 2-3 führt die für die baden-württembergische Kernkraftwerksblöcke festgelegten Reststrommengen auf. Unter der Annahme, dass keine Produktionsrechte der fünf baden-württembergischen Kernkraftwerksblöcke auf andere Anlagen übertragen werden und die mittlere Jahresarbeit je Block im Durchschnitt der Restbetriebsjahre der aus den Jahren 1995 bis 1999 entspricht, errechnen sich aus den Reststrommengen die in Tabelle 2-3 angegebenen Betriebsendzeitpunkte bzw. der in Abbildung 2-3 dargestellte zeitliche Verlauf der Reststromerzeugung aus den bestehenden Kernkraftwerken in Baden-Württemberg.

**Tabelle 2-3:** Reststrommengen und Betriebsende der Kernkraftwerke Baden-Württembergs

Kernkraftwerk	Reststrommenge ab 01.01.2000 (TWh netto)	Kommerzielle Inbetriebnahme	Betriebsende <sup>1)</sup> (Jahr)
Obrigheim	8,70	01.03.69	2003
Neckarwestheim1	57,35	01.12.76	2009
Philippsburg1	87,14	26.03.80	2012
Philippsburg2	198,61	18.04.85	2018
Neckarwestheim2	236,04	15.04.89	2022
<b>Summe</b>	<b>587,84</b>		

1) Betriebsende bei mittlerer Jahresarbeit wie in 1995-99



**Abbildung 2-3:** Verlauf der Nettostromerzeugung aus Kernkraftwerken gemäß der Festlegung der Reststrommengen in der Vereinbarung

## Fossile Kraftwerke

Insgesamt waren in Baden-Württemberg Ende 1998 fossil befeuerte Kraftwerke mit einer Brutto-Engpaßleistung von 7693 MW installiert. Davon entfielen 6764 MW auf die allgemeine Versorgung, 739 MW auf Industriekraftwerke und 190 MW auf Kraftwerke der Deutsche Bahn AG. Im Bereich der allgemeinen Versorgung und der Deutsche Bahn AG werden in Baden-Württemberg größere fossile Kraftwerke an elf Standorten betrieben. Die Standorte sowie die technischen und betrieblichen Daten dieser größeren fossilen Kraftwerke sind in Tabelle 2-4 zusammengefasst.

**Tabelle 2-4:** Technische und betriebliche Daten der größeren fossilen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und der Deutschen Bahn AG in Baden-Württemberg

Standort	Block	Brennstoff	Inbetriebnahme	Elektrische Engpassleistung (MW <sub>netto</sub> )
<b>Altbach</b>	HKW1	St, Hö	1985	420
	HKW2	St, Eg	1997	380
	Bl. 4	Eg, Hö	1971	238
	Gasturbine B	Eg, Hö	1973	60
	Gasturbine C	Eg, Hö	1975	86
<b>Stuttgart-Gaisburg</b>	Bl. 12	Eg, Hö	1965	114
	HKW	Eg, Hö	1995	16
	Gasturbine	Hö	1973	55
<b>Stuttgart-Münster</b>	Turbine 12	St, Mü, Hö, Eg	1982	45
	Turbine 15	St, Mü, Hö, Eg	1984	45
	Gasturbine	Hö	1974	70
<b>Marbach</b>	Bl. 3	Hö	1974	300
	Gasturbine 2	Hö	1971	77
<b>Walheim</b>	Bl. 1	St, Hö	1964	103
	Bl. 2	St, Hö	1967	153
	Gasturbine D	Hö	1981	120
<b>Heilbronn</b>	Bl. 5	St, Hö	1965	121
	Bl. 6	St, Hö	1966	121
	Bl. 7	St, Hö	1985	705
<b>Mannheim<sup>1)</sup></b>	GKM Bl. 3	St, Hö	1966	203
	GKM Bl. 4	St, Hö	1970	203
	GKM Bl. 5	Eg, Hö	1973	410
	GKM Bl. 6	Eg, Hö	1976	280
	GKM Bl. 7	St, Hö	1983	425
	GKM Bl. 8	St, Hö	1992	435
<b>Karlsruhe</b>	RDK Bl. 4	Eg, St, Hö	1998	355
	RDK Bl. 5	Eg, Hö	1968	175
	RDK Bl. 6	Eg, Hö	1968	175
	RDK Bl. 7	St, Eg, Hö	1985	505
<b>Karlsruhe</b>	SKAW	Eg, St	1984	65
	SKAWD	Eg, Hö	1976	6
<b>Pforzheim</b>	SWP Bl. 1	Eg, Hö	1965	32
	SWP Bl. 2	Eg, Hö	1980	39
	SWP Bl. 3	St, Hö	1989	30
<b>Ulm</b>	Stadtwerke	Eg, (Hö)	1949	20

1) EnBW-Leistungsanteil 32 % St=Steinkohle; Eg=Erdgas; Hö=Heizöl; Mü=Müll

Die Betriebsdauer der baden-württembergischen fossilen Kraftwerksblöcke erstreckt sich über einen großen Zeitraum. Das älteste der aufgeführten Kraftwerke in Ulm wurde bereits 1949 ans Netz genommen, das jüngste Kraftwerk, Block 4 des Rheindampfkraftwerks Karlsruhe, nahm 1998 den Betrieb auf. Auch die Blockgrößen differieren stark: das kleinste unter ihnen ist mit einer elektrischen Netto-Engpaßleistung von 6 MW das Heizkraftwerk der Stadtwerke Karlsruhe; die größten fossilen Blöcke stehen in Altbach (HKW1 mit 420 MW), Karlsruhe (RDK Block 7 mit 505 MW), Heilbronn (Block 7 mit 705 MW) und in Mannheim (GKM Block 8 mit 435 MW).

Brennstoffe für die fossilen Kraftwerke sind Steinkohle, Erdgas, Heizöl und Müll. Die meisten Blöcke sind für die Befuerung mit zwei oder mehr Brennstoffen ausgelegt. Damit haben die Betreiber der Kraftwerke eine größere Flexibilität, sich ändernden Verhältnissen auf den Brennstoffmärkten schnell anzupassen.

Von den aufgeführten 35 Kraftwerksblöcken sind 19 in Kraft-Wärme-Kopplung ausgelegt. Deren ausgekoppelte Wärme wird den Verbrauchern der in Kraftwerksnähe liegenden Städte und Gemeinden über Fernwärmenetze zugeführt. Die bei maximaler Wärmeauskoppelung verfügbare elektrische Leistung der jeweiligen Kraftwerksblöcke nimmt dabei ab, wenn es sich um Anzapf- oder Entnahmeturbinen handelt. Dies ist in der Mehrzahl der KWK-Blöcke der Fall.

### **Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke**

Baden-Württemberg verfügt aufgrund seiner Topographie über ein bedeutendes Wasserkraftpotenzial, das durch eine Vielzahl kleiner und mittlerer Laufwasserkraftwerke, insbesondere am Rhein, genutzt wird. Die Brutto-Engpaßleistung der Laufwasserkraftwerke betrug am Jahresende 1998 584 MW. Fast die gesamte Leistung war in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung installiert. Sehr viel mehr Leistung als in Laufwasserkraftwerken ist in den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken Baden-Württembergs installiert: Ende 1998 waren dies 1983 MW. Diese Leistung stand zum allergrößten Teil in zwei Pumpspeicherkraftwerken der allgemeinen Versorgung, Hotzenwald und Schluchseewerk, zur Verfügung. Tabelle 2-5 führt einige der wichtigsten Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke Baden-Württembergs auf. Dabei werden in Summe 380 MW der Brutto-Engpaßleistung der Laufwasserkraftwerke in Baden-Württemberg abgedeckt und somit rund 68 %.

**Tabelle 2-5:** Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke > 20 MW in Baden-Württemberg, Stand 31.12.1998

<b>Kraftwerkstyp</b>	<b>Standort</b>	<b>Brutto-Engpassleistung (MW)</b>
<b>Laufwasser</b>	Albbruck-Dogern, Rhein, deutscher Anteil	64
	Ryburg-Schwörstadt, Rhein, deutscher Anteil	60
	Iffezheim, Rhein, deutscher Anteil	57
	Laufenburg, Rhein, deutscher Anteil	50
	Gamsheim, Rhein, deutscher Anteil	48
	Wyhlen, Rhein, deutscher Anteil	39
	Säckingen, Rhein, deutscher Anteil	37
	Rudolf-Fettweis-Werk, Murgwerke	25
<b>Pumpspeicher</b>	Hotzenwald, Unterstufe Säckingen und Hornbergstufe	1350
	Schluchseewerk	512
	Glems, Schwäbische Alb	90
	Rudolf-Fettweis-Werk, Schwarzenbachwerk	43

### 2.3 Verfügbare Kraftwerksleistung

Damit ein stabiler Kraftwerks- und Netzbetrieb in einer Region mit einer Vielzahl von Verbrauchern über einen längeren Zeitraum aufrecht erhalten werden kann, muß zu jedem Zeitpunkt ein physikalisches Gleichgewicht zwischen Stromangebot und Stromnachfrage in der gesamten Region hergestellt werden. Entscheidend dafür ist neben der Netzauslegung mit seinen Transport- und Verteilungsfunktionen die am Netz sicher verfügbare Kraftwerksleistung. Die tatsächlich verfügbare Kraftwerksleistung unterscheidet sich aufgrund verschiedener nicht beeinflussbarer Faktoren ganz erheblich von der installierten Brutto-Engpaßleistung der Kraftwerke.

Die verfügbare Leistung der allgemeinen Versorgung und deren Inanspruchnahme am Tage der Tageshöchstlast in Baden-Württemberg in den Wintern 1997/98 und 1998/99 gibt Tabelle 2-6 wieder.

Unter Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Kraftwerke, der aufgrund von Instandhaltungsarbeiten oder aus anderen technischen Gründen nicht einsetzbaren Leistung, der durch Lieferverpflichtungen gebundenen und durch Bezugsverträge hinzugekauften Leistung sowie einer geplanten Störungs-, Witterungs- und Konjunkturreserve ergab sich am Tage der Winterhöchstlast 1997/98 eine sicher zur Verfügung stehende ("gesicherte") Leistung von 10577 MW. Dem stand eine Spitzenlast von 9641 MW gegenüber. Die nicht in Anspruch genommene ("freie") Leistung betrug somit 936 MW; dies sind 6,5 % der installierten Brutto-Engpassleistung.

**Tabelle 2-6:** Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung in Baden-Württemberg im Winter 1997/98 und 1998/99 in MW /Energiebericht BW 99/

1.	Bedarf	1997/98	1998/99 <sup>1)</sup>
	Zeitgleiche Winterhöchstlast	9641	9969
	Datum der zeitgleichen Winterhöchstlast	16.12.97	08.12.98
2.	Deckung		
	Brutto-Engpaßleistung	14267	13917
	- Kraftwerks-Eigenbedarfsleistung	754	731
	= Netto-Engpaßleistung	13513	13186
	- nicht-einsetzbare Leistung	1814	1740
	= einsetzbare Leistung	11699	11446
	- durch Lieferverpflichtungen gebundene Leistung	2085	
	= für Landesversorgung verfügbare Leistung	9614	
	+ aufgrund von Bezugsverträgen verfügbare Leistung	3688	
	- Lieferverträge an fremde EVU	650	
	= zur Netzeinspeisung verfügbare Leistung	12652	
	- Störungs-, Witterungs- und Konjunkturreserve	2075	
	= gesicherte Leistung	10577	
	nicht in Anspruch genommene Leistung (freie Leistung)	936	

1) Es handelt sich teilweise um geschätzte Werte. Umfassendere Angaben waren aufgrund der Wettbewerbsbedingungen auf den Elektrizitätsmärkten für 1998/99 nicht zu ermitteln.

## 2.4 Projektion der Entwicklung der verfügbaren Kraftwerksleistung

Aufgrund der Altersstruktur der fossilen Kraftwerke wird die installierte Leistung des baden-württembergischen Kraftwerksparks in den nächsten Jahren deutlich zurückgehen. Tabelle 2-4 weist aus, dass einige ältere fossile Kraftwerksblöcke an den Standorten Heilbronn, Karlsruhe, Mannheim, Marbach und Walheim zur Stilllegung anstehen, wenn das planmäßige Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht ist. Erste Überlegungen zu den Außerbetriebnahmen von Kraftwerken sind von den Unternehmen inzwischen angestellt worden /EnBW, 2000b/.

Zu diesem altersbedingten Abbau der fossilen Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg kommt die aus der Kernenergievereinbarung der Energieversorgungsunternehmen mit der Bundesregierung folgende vorzeitige Außerbetriebnahme der fünf baden-württembergischen Kernkraftwerksblöcke hinzu.

Änderungen bei den Bezugs- und Lieferverträgen tragen ebenfalls zu Veränderungen der verfügbaren Kraftwerksleistung für Baden-Württemberg bei. Einerseits wird durch die Inbetriebnahme der beiden Braunkohle-Kraftwerksblöcke in Lippendorf/Sachsen, an denen die EnBW AG beteiligt ist, langfristig Leistung für Baden-Württemberg im Umfang von 2\*216 MW bezogen, andererseits gibt es eine Leistungsreduzierung um 368 MW durch Änderungen der vertraglich bezogenen Leistung von anderen Energieversorgungsunternehmen<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> EnBW-Anteil am KW Lippendorf 2\*216 MW, Inbetriebnahme 1999 und 2000. Bezugsvertrag Zemm-Ziller 468 MW endet 2002; Bezugsvertrag RWE Energie 100 MW beginnt 2002.

Hinsichtlich der zukünftig für einen sicheren Kraftwerksbetrieb erforderlichen Reserveleistung wird es sehr grundlegende Veränderungen bei den Energieversorgungsunternehmen geben. In Deutschland und im benachbarten Ausland stehen aufgrund der Liberalisierung der Strommärkte und des Kostendrucks bei der Stromerzeugung reichlich Reservekapazitäten zur Verfügung. Gleichzeitig wird der europäische Stromverbund weiter an Bedeutung gewinnen und zusätzliche Möglichkeiten für den grenzüberschreitenden Stromaustausch schaffen. Damit sind mehr Reservekapazitäten als je zuvor auch kurzfristig verfügbar. Die Vorhaltung einer eigenen Störungs-, Witterungs- und Konjunkturreservekapazität in den Kraftwerken jedes einzelnen Betreibers wird daher nicht mehr in dem bisher üblichen Umfang notwendig sein und deshalb in den nächsten Jahren sehr stark zurückgehen /Kreuzberg, 1998/. Für die Reservehaltung in Baden-Württemberg ist damit davon auszugehen, dass nur noch die für die europäische Verbundwirtschaft notwendige Leistung, dies sind 86 MW, sowie eine Ausfall- und Konjunkturreserve von ca. 264 MW, entsprechend der Leistung eines mittleren Blocks, benötigt werden.

Geht man einmal zur Vereinfachung davon aus, dass der Strombedarf im Laufe der Zeit gleich bliebe, so ergibt die Bilanzierung von zukünftig angebotenen und nachgefragten Kraftwerkskapazitäten die in Tabelle 2-7 dargestellte Entwicklung der freien Leistung bzw. des Leistungsbedarfs der Stromversorgung in Baden-Württemberg.

**Tabelle 2-7:** Entwicklung der freien Leistung bzw. des Leistungsbedarfs der Stromversorgung Baden-Württembergs am Jahresende in MW bei Kraftwerks-Außerbetriebnahme gemäß technischer Nutzungsdauer bzw. Kernenergievereinbarung /EnBW, 2000b/

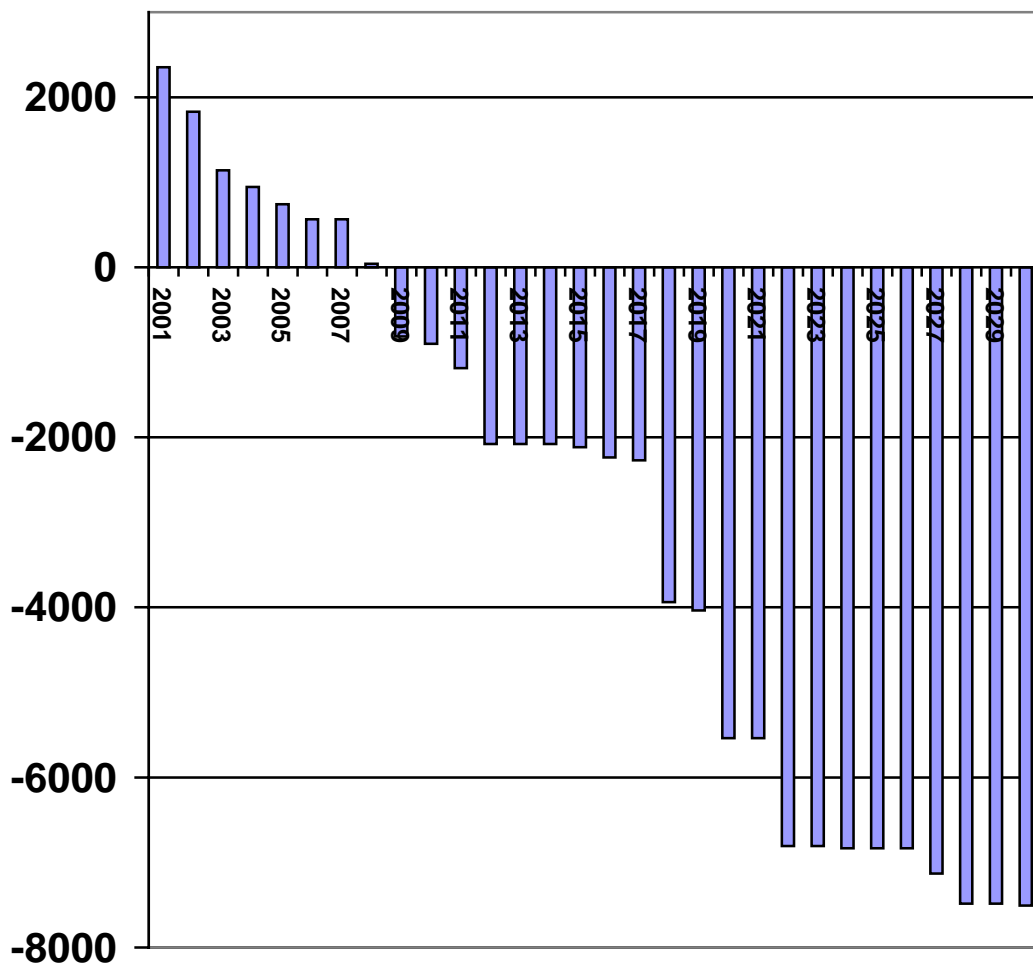
Jahr	Kraftwerk / Block	Ausserbetriebl.-leistung	Netto-Engpass-Leistung	Nicht-einsetzbare Leistung <sup>1)</sup>	Einsetzbare Leistung	Änder. Import-/Export	Reserve	Freie Leistung
2002	Walheim Bl. 2	153	12510 <sup>2)</sup>	1711	10799	-368	350	1825
2003	RDK Bl. 5 u Bl. 6, KWO	690	11820	1711	10109	0	350	1135
2004	Heilbronn Bl. 5 u Bl. 6	242	11578	1667	9911	0	350	937
2005	GKM Bl. 4	203	11375	1667	9708	0	350	734
2006	Altbach Bl. 4	238	11137	1604	9533	0	350	559
2008	Altbach GT B, Gaisburg GT, GKM Bl. 5	525	10612	1604	9008	0	350	34
2009	GKN 1, Münster GT	855	9757	1604	8153	0	350	-821
2010	Altbach GT C	86	9671	1604	8067	0	350	-907
2011	GKM Bl. 6, SKAWD	286	9385	1604	7781	0	350	-1193
2012	KKP1	890	8495	1604	6891	0	350	-2083
2015	SWP Bl. 2	39	8456	1604	6852	0	350	-2122
2016	Walheim GT D	120	8336	1604	6732	0	350	-2242
2017	Münster Turbine 12	45	8291	1592	6699	0	350	-2275
2018	KKP2, GKM Bl. 7	1783	6508	1477	5031	0	350	-3943
2019	Münster Turbine 15, SKAW	110	6398	1465	4933	0	350	-4041
2020	Altbach HKW1, RDK Bl. 7, Heilbronn Bl. 7	1630	4768	1339	3429	0	350	-5545
2022	GKN2	1269	3499	1339	2160	0	350	-6814
2024	SWP Bl. 3	30	3469	1335	2134	0	350	-6840
2027	GKM Bl. 8	435	3034	1195	1839	0	350	-7135
2028	RDK Bl. 4	355	2679	1195	1484	0	350	-7490
2030	Gaisburg HKW	16	2663	1201	1462	0	350	-7512

1) Nicht-einsetzbare elektrische Leistung, z. B. aufgrund der Wärmeauskopplung bei Entnahmekondensations-Anlagen oder der Nichtverfügbarkeit von Wasserkraftwerken

2) Abweichungen gegenüber den Angaben in Tabelle 2-6 durch die Berücksichtigung weiterer zwischenzeitlicher Außerbetriebnahmen entsprechend /EnBW, 2000b/

Abbildung 2-4 veranschaulicht diese Entwicklung auch grafisch. Diese Darstellungen zeigen an, dass – bei einem konstanten Leistungsbedarf – mit Ende des Jahres 2009 mit einem

in den Folgejahren deutlich zunehmenden Leistungsdefizit zu rechnen sein wird, falls keine weitere Ersatzleistung für die außer Betrieb gehenden Kraftwerke gefunden oder sogar der Bedarf entsprechend reduziert würde. Wie aus den Darstellungen auch ersichtlich ist, kommt es aufgrund der großen Leistungseinheiten vieler stillzulegender fossiler Kraftwerke und besonders der großen Kernkraftwerksblöcke, im Laufe der Zeit zu einem sprunghaften Anwachsen des Leistungsbedarfs. Besonders signifikant sind die Sprünge im Leistungsbedarf um 855 MW in 2009, 890 MW in 2012, 1668 MW in 2018, 1504 MW in 2020 und 1269 MW in 2022.



**Abbildung 2-4:** Entwicklung der freien Leistung bzw. des Leistungsbedarfs der Stromversorgung Baden-Württembergs (MW)

## 2.5 Projektion der Entwicklung des Strombedarfs

Nachdem bei den vorherigen Betrachtungen der Projektion der zukünftig verfügbaren Kraftwerksleistung von der heutigen Nachfragesituation ausgegangen wurde, ist für die zukünftige Entwicklung auch zu berücksichtigen, wie sich der Strombedarf in Baden-Württemberg in den kommenden Jahren darstellen wird. Projektionen der Entwicklung des Strombedarfs sind aufgrund der vielen nicht exakt vorhersagbaren Einflüsse nur unter bestimmten Annahmen darstellbar. Im Folgenden wird auf Annahmen und Projektionen zurückgegriffen, die bereits in /Fahl, 1999/ verwendet wurden.

Bezüglich der Rahmenbedingungen für die Zukunftseinschätzung in Baden-Württemberg wird unterstellt, dass es zu einer moderaten Bevölkerungszunahme und entsprechend dem Prognos-Gutachten /Prognos, 1993/ zu einem gemäßigten Wirtschaftswachstum kommt. Daraus resultiert aufgrund der angenommenen Zuwächse bei der Energieeffizienz ein leicht rückläufiger gesamter Endenergie- und ein moderat steigender Strombedarf. Das jährliche Wachstum des Stromverbrauchs beträgt ca 0,7 %, was einem jährlichen Leistungszuwachs von rund 70 MW entspricht. Die zusätzliche Nachfrage erfolgt hauptsächlich in den Sektoren Industrie (z. B. durch zunehmende Automatisierung und verstärkte Verwendung von Computern) und Kleinverbraucher (wachsende Bedeutung des Dienstleistungssektors und verstärkter Technikeinsatz in diesen Bereichen). Im Sektor Haushalte überlagern sich zwei Trends, rationelle Energieverwendung durch Einsatz immer effizienterer Techniken sowie immer mehr Stromanwendungen je Haushalt, wodurch es nach einer Zunahme im Stromverbrauch bis 2005, zu einer anschließenden leichten Abnahme und ab 2010 zu weiteren Zunahmen kommt. Tabelle 2-8 gibt die resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom in Baden-Württemberg wieder.

**Tabelle 2-8:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom in Baden-Württemberg in TWh /Fahl, 1999/

	1990	1995	1997	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Industrie</b>	23,40	22,69	23,30	24,09	25,28	25,71	26,22	26,74	27,06	27,18
<b>Verkehr</b>	1,64	1,74	1,86	1,98	2,24	2,43	2,61	2,78	2,91	2,99
<b>Haushalte</b>	14,92	17,27	17,65	17,82	17,94	17,73	18,08	18,37	19,13	19,58
<b>Kleinverbraucher</b>	14,74	16,21	16,80	16,82	20,29	21,16	22,20	23,37	24,46	25,05
<b>Summe</b>	<b>54,70</b>	<b>57,88</b>	<b>59,61</b>	<b>60,71</b>	<b>65,74</b>	<b>67,03</b>	<b>69,11</b>	<b>71,27</b>	<b>73,57</b>	<b>74,81</b>

### 3 Ersatzmöglichkeiten durch Stromeinsparung und erneuerbare Energien

#### 3.1 Stromeinsparung

Die Möglichkeiten, durch eine gezielte Beeinflussung der Nachfrageseite, sog. Demand Side Management, den Zu- oder Ersatzbau von Kraftwerken ganz oder teilweise gegenstandslos werden zu lassen, sind sehr breit untersucht worden. Einen umfassenden Überblick über Einsparpotenziale und Umsetzungsmöglichkeiten vermittelt u. a. /VDEW, 1999/. In dem Bericht, wird auch aufgezeigt, welche Schritte notwendig sind, um die Voraussetzungen für ein systematisches Einspar-Marketing zu schaffen.

Ein wesentliches Entscheidungskriterium für eine Einsparinvestition ist natürlich die Wirtschaftlichkeit des betreffenden effizienteren Systems oder der effizienteren Technik. Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit einer Einsparinvestition bedient man sich in methodischer Hinsicht der Lebenszyklusanalyse. Ausgangspunkt für die wirtschaftliche Bewertung ist dabei das Konzept der Energie-Dienstleistung. Es werden unterschiedliche Techniken zur Bereitstellung einer bestimmten Energie-Dienstleistung einander gegenübergestellt und auf ihre Wirtschaftlichkeit geprüft. Im Fall der Energie-Dienstleistung Beleuchtung wären dies z. B. alle Beleuchtungskörper mit gleicher Lichtstärke und einer vergleichbaren "Lichtqualität". Für alle als sinnvoll erachteten Techniken werden dann die Investitionskosten sowie die über die Nutzungsdauer vermiedenen Energiekosten bestimmt. Daraus lassen sich die spezifischen Einsparkosten in Pf/kWh ableiten. Einige beispielhafte Berechnungen der Einsparkosten enthält Tabelle 3-1. Diese Einsparkosten sind dann direkt mit den Strompreisen vergleichbar.

**Tabelle 3-1:** Beispielhafte Berechnungen für spezifische Einsparkosten energiesparender Techniken /VDEW, 1999/

	Kühlschrank Standgerät, unterbaubar ***_Fach, 130-143 l		Gefriergerät Standgerät, unterbaubar 97-115 l Nutzinhalt		Gefriergerät Standgerät 233-245 l Nutzinhalt		Gefriertruhe 282-291 l Nutzinhalt	
	Durchschn. Gerät	Spargerät	Durchschn. Gerät	Spargerät	Durchschn. Gerät	Spargerät	Durchschn. Gerät	Spargerät
Stromverbrauch kWh/Tag	0,675	0,43	0,94	0,57	1,135	0,865	0,92	0,65
Stromverbrauch kWh/a	246	157	343	208	480	316	336	237
Stromeinsparung kWh/a	-	89	-	135	-	164	-	99
Investition DM	725	885	890	915	1355	1425	1020	1270
Mehrkosten DM	-	160	-	25	-	70	-	250
Jährliche Mehrkosten in DM/a <sup>1)</sup>	-	14,38	-	2,25	-	6,29	-	22,48
Sp. Einsparkosten Pf/kWh	-	16,16	-	1,67	-	3,84	-	22,71

1) Annuitätsfaktor bei 4 % Realzins und 15 Jahre Lebensdauer: 0,0899

Für Deutschland sind die Potenziale zur Einsparung elektrischer Energie u. a. im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung (TAB) des Deutschen Bundestages untersucht worden /TAB, 1999/. Dabei wurden Ergebnisse von sechs verschiedenen Studien analysiert mit der Schlußfolgerung, dass ein direkter Vergleich der Ergebnisse zum Stromeinsparpotenzial wegen unterschiedlicher methodischer Vorgehensweisen, Zielsetzungen und Basisdaten nur mit Vorbehalten möglich ist. Wird der Ausreisser der Energiewende-Studie des Öko-Instituts einmal außen vorgelassen, so liegen die übrigen analysierten Studien bezüglich der möglichen Stromeinsparpotenziale in einem vergleichbaren Bereich. Für Deutschland wird demnach bis 2020 ein technisches Stromeinsparpotenzial gegenüber der jeweiligen Referenzentwicklung von 8 bis 13 % abgeschätzt.

Für Baden-Württemberg wurden in der Vergangenheit eine Fülle von Informationen über Stromeinsparungspotenziale und die Techniken zu deren Nutzung zusammengetragen /Baur u. a., 1994; Jochem u. a., 1994; Rüdfler, 2001/. Bei einer Abschätzung der zeitlichen Realisierung ist allerdings zu berücksichtigen, dass für einen Ersatz der Kernenergiestromnutzung nur diejenigen stromsparenden Maßnahmen in Betracht kommen, die über die Effizienzverbesserungen im Trend hinausgehen. Denn diese sind in den Strombedarfsprojektionen (vgl. Abschnitt 2.5) bereits enthalten. Des Weiteren ist von Bedeutung, dass Absolutangaben zur Stromeinsparung in TWh nicht unabhängig von der Basisentwicklung sind, da es sich zumeist um prozentuale Verbesserungen handelt. Die zusätzlich zur Trendentwicklung aus Abschnitt 2.5 realisierbaren Effizienzsteigerungen bei der Stromanwendung für die Industrie-, Kleinverbraucher- und Haushaltssektoren in Baden-Württemberg sind in Tabelle 3-2 zusammengestellt. Insgesamt ergibt sich z. B. für das Jahr 2020 gegenüber der Referenzentwicklung ein technisches Stromeinsparpotenzial in Baden-Württemberg von 13,1 %.

**Tabelle 3-2:** Technische Stromeinsparpotenziale in Baden-Württemberg zusätzlich zur Trendentwicklung /Fahl, 1999/ und durch Politikmaßnahmen realisierbare Potenziale (TWh)

	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
<b>Stromeinsparpotenzial in TWh</b>			
<b>Industrie</b>	2,3	3,5	4,6
<b>Kleinverbraucher</b>	0,4	0,7	1,1
<b>Haushalte</b>	4,5	5,1	5,6
<b>Summe</b>	<b>7,2</b>	<b>9,3</b>	<b>11,3</b>
<b>davon instrumentierbar</b>			
<b>Industrie</b>	1,23	1,25	1,33
<b>Kleinverbraucher</b>	0,23	0,38	0,58
<b>Haushalte</b>	0,56	0,68	0,77
<b>Summe</b>	<b>2,02</b>	<b>2,31</b>	<b>2,68</b>

In der Industrie sind vom Grundsatz her große Stromeinsparmöglichkeiten insbesondere durch Verbesserungen bei den industriellen Produktionsprozessen zu erzielen. Prozessschritte können durch verbesserte Systemauslegung und optimierte Betriebsweisen aufgrund moder-

ner Steuerungs- und Regelungsanlagen (z. B. mittels neuer wissensunterstützter Systeme, neuronaler Netze, „intelligenter“ Sensoren und Aktoren) noch weiter an ihre physikalischen Grenzen geführt, der Produktionsausschuß vermindert (und die Produktqualität gesteigert) sowie der Energiebedarf je Produkteinheit reduziert werden. Durch eine operative und konstruktive Systemoptimierung, d. h. durch eine Konstruktion, die von Anfang an konsequent auf die rationelle Energienutzung ausgelegt ist, kann die industrielle Energieeffizienz weiter gesteigert werden. Schließlich können völlig neue Produktionsverfahren zum Einsatz kommen, die aufgrund geänderter physikalischer oder chemischer Verfahrensweisen einen geringeren spezifischen Nutzenergiebedarf haben (siehe auch /Bradke, 2000/).

Große Stromeinsparungen werden in der Industrie durch Optimierungen bei den Antriebsenergien, die rund 64 % des derzeitigen industriellen Stromverbrauchs ausmachen, erreicht werden können. Dazu gehören Umstellungen auf Anlagen mit Anlaufregelung, Stern-/Dreieck-Umschaltung oder kleinere Antriebe und eine effiziente Leittechnik. Auch bei den stromgeführten Erwärmungs- und Abkühlungsprozessen sind große Stromeinsparungen möglich. So lassen sich beispielsweise durch Induktionsöfen Aufwärmprozesse sehr viel energieeffizienter betreiben. Viele Industriebetriebe haben eigene Transformatoren, die Strom aus dem 6 kV-Netz einspeisen, jedoch nicht optimiert sind. Durch Spannungsreduktion und neue, verlustarme Einspeisetransformatoren lassen sich dort ebenfalls Stromeinsparungen erzielen. Weitere Beispiele der industriellen Stromeinsparung sind durch Optimierungen von Pumpen und Verdichtern, von Beleuchtungen in Produktionshallen oder von Leckage- und Druckverlusten bei Druckluftversorgung gegeben (siehe auch /Dehli, 1998/).

In der Industrie, der größten Stromverbrauchsgruppe, lassen sich diese technisch möglichen Stromsparpotenziale bei entsprechenden Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeit der damit verbundenen Maßnahmen in großem Umfang umsetzen („instrumentierbare Potenziale“), weil in ihr ein auf Kosten- und Verbrauchsreduzierung orientiertes Investitionsverhalten ausgeprägt ist. Gleichzeitig wird bei ihr wegen zunehmender Nutzung von Informations-, Kommunikations- und Automatisierungstechniken aber auch ein größerer Zuwachs beim zukünftigen Stromverbrauch auftreten.

Bei der heterogenen Gruppe der Kleinverbraucher ist dagegen mit einem sehr begrenzten Stromeinsparpotenzial zu rechnen, während Anzahl und Umfang der Stromanwendungen aufgrund der zunehmenden Durchdringung von Informations- und Kommunikationstechniken sowie wegen des wachsenden Komfortbedürfnisses mit zusätzlichen Klimatisierungs- und Lüftungsanlagen stark steigen werden.

Im Haushaltssektor werden die Stromeinsparpotenziale im Zuge der Marktdurchdringung mit besonders sparsamen Effizienzgeräten, d. h. dem Ersatz von Marktdurchschnittsdurch Marktbestgeräte, die gleichzeitig Zusatznutzen für den Anwender z. B. in Form von intelligenten Steuerungs- und Regelungsfunktionen enthalten, erschlossen werden können.

Damit geben die technischen Stromeinsparpotenziale und die in Tabelle 3-1 aufgeführten Einsparkosten nur eine Orientierung über die bestehenden Möglichkeiten. Es ist zusätzlich immer zu berücksichtigen, welche Veränderungen überhaupt (politisch) instrumentierbar sind,

und zum zweiten, im welchem Umfang diese Veränderungen unter verschiedenen Randbedingungen (praktisch) umsetzbar sind. Hier wird auf Arbeiten des Öko-Institutes zurückgegriffen und die in der Studie /Matthes, Cames, 2000/ für die unterschiedlichen Stromverbrauchsbereiche in Deutschland abgeleiteten Anteile des instrumentierbaren Stromeinsparpotenzials am technischen Stromeinsparpotenzial auf Baden-Württemberg übertragen (vgl. Tabelle 3-2). Damit wird analysiert, welche Entwicklung auf der Grundlage heute geplanter und diskutierter politischer Strategien und Instrumente als möglich erscheint. Unter dieser Voraussetzung sind rund 2,0 bis 2,7 TWh/a über derartige (politische) Maßnahmen zu erreichen. Gegebenenfalls damit einhergehende Transaktionskosten, z. B. für die Durchführung von Informationskampagnen oder Förderprogrammen, sind dann als Zuschlag zu den Einsparkosten der Tabelle 3-1 anzusetzen. Unter Berücksichtigung der charakteristischen Lastganglinien der unterschiedlichen Stromanwendungen ergibt sich hieraus eine mögliche instrumentierbare Leistungsreduktion von 300 MW im Jahr 2010 bis 400 MW im Jahr 2030.

### 3.2 Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energien umfassen eine Vielzahl von energetischen Quellen, die mit Ausnahme der geothermischen Energie alle direkt oder indirekt von der Sonne gespeist werden. Für das Gutachten erfolgt eine Einschränkung der Betrachtung auf die erneuerbaren Energien und Stromanwendungen, die beim gegenwärtigen Wissensstand für Baden-Württemberg von Bedeutung sein werden. Dazu gehören

- die Wasserkraftnutzung,
- die Windenergienutzung,
- die photovoltaische Nutzung solarer Strahlung und
- die energetische Nutzung von Biomasse.

Tabelle 3-3 gibt die gegenwärtigen und vergangenen Beiträge der erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg wieder. Sie lagen zwischen 6,8 und 8,7 % gemessen an der Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung.

**Tabelle 3-3:** Beiträge der erneuerbaren Energiequellen zur Netto-Stromerzeugung in Baden-Württemberg 1999, 1998, 1997 und 1990 /VDEW o. J./

	Netto-Stromerzeugung (GWh)			
	1999	1998	1997	1990
<b>Laufwasser</b>	5.033	4.609	3.658	3.696
<b>Photovoltaik</b>	2,9	1,5	1,4	0,0
<b>Wind</b>	21,6	17,9	9,3	0,2
<b>Biomasse</b>	135,2	149,4	143,7	
<b>Summe Erneuerbare Energiequellen</b>	<b>5.193</b>	<b>4.778</b>	<b>3.812</b>	<b>3.696</b>
<b>Gesamte Allgemeine Versorgung</b>	59.564	58.421	56.175	51.313
	Anteil an der Netto-Stromerzeugung (%)			
<b>Erneuerbare/Gesamte Versorgung</b>	8,7	8,2	6,8	7,2

Von ausschlaggebender Bedeutung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg war bisher allein die Nutzung der Wasserkraft. Durch sie wurde in den Laufwasserkraftwerken Baden-Württembergs eine jährliche Stromarbeit von ca. 3.600 – 3.700 GWh und unter den sehr günstigen Verhältnissen des Jahres 1999 von 5.000 GWh geleistet. Dagegen betrug die von allen anderen erneuerbaren Energiequellen geleistete Stromarbeit für das Jahr 1999 lediglich 160 GWh. D. h., die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg basiert gegenwärtig zu rund 95 bis 97 % auf Wasserkraft. Des Weiteren ist bemerkenswert, dass der Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zwischen 1990 und 1999 insgesamt um ca. 1.500 GWh gestiegen ist, während die Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung in Baden-Württemberg insgesamt zwischen 1990 und 1999 um 8.200 GWh gewachsen ist.

Die Abschätzung der zukünftigen Beiträge erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung wird durch eine vierfache Potenzialanalyse abgestützt. Sie erlaubt eine Konkretisierung von den theoretisch möglichen, über die technisch darstellbaren und den aufgrund von verfügbaren Herstellungskapazitäten realisierbaren technischen Potenzialen zu den wirtschaftlich ausschöpfbaren Potenzialen für einzelne Energiequellen bzw. Technologien. Um darüber hinaus eine Vorstellung von der zeitlichen Entwicklung dieser Potenziale zu erhalten, werden zusätzlich die notwendigen Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und anderer Entwicklungshemmnisse über einen definierten Zeitraum untersucht.

### **Wasserkraft**

Die Nutzung der Wasserkraft hat weltweit eine lange Tradition und stützt sich auf ausgereifte Technologien ab. Unterschieden werden Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Pumpspeichieranlagen dienen der Erzeugung von Strom zu Spitzenlastzeiten. Sie werden daher nicht der Nutzbarmachung erneuerbarer Energiequellen zugerechnet oder höchstens mit einem Anteil, wenn sie einen natürlichen Zufluss haben. Bei den Wasserkraftwerken gibt es sehr starke Leistungsunterschiede. Kleinanlagen haben nur wenige kW, mittlere Anlagen mehrere 100 kW und Großanlagen bis zu mehreren 100 MW Leistung.

In Baden-Württemberg hat die Nutzung der Wasserkraft aufgrund topologischer und klimatologischer Besonderheiten von jeher einen besonderen Vorrang erhalten. So sind in der Vergangenheit viele Wasserkraftanlagen als Laufwasser- oder Speicherkraftwerke in unterschiedlichen Bauformen und Leistungsklassen installiert worden. Daher ist ein großer Teil des Potenzials, insbesondere entlang der großen Flüsse, heute bereits ausgeschöpft. Es bleibt die Möglichkeit, ein Restpotenzial auszuschöpfen.

Für Baden-Württemberg wird das theoretische (Linien)Potenzial der Wasserkraftnutzung auf ca. 15,5 TWh im Regeljahr geschätzt, woraus sich ein technisch nutzbares Arbeitsvermögen von rund 6,3 TWh ableitet /Fahl, 1999/. Die tatsächliche Potenzialausschöpfung hängt allerdings außer von den wirtschaftlichen Randbedingungen auch von politischen und ökologischen Faktoren ab, die für jeden Einzelfall, d. h. konkrete Standorte, zutreffen und

nicht verallgemeinert werden können. Derzeit werden Projekte für einige kleinere Nutzungen, wie z. B. der Wasserkraftausbau an der Elz, diskutiert. Die größeren Vorhaben am Oberrhein und Hochrhein, wie z. B. der Neubau des Wasserkraftwerks in Rheinfeldern mit 115 MW, wurden jedoch zunächst einmal verschoben. Derzeit besteht dort keine Grundlage für eine Bauentscheidung. Dies kann sich ändern, wenn sich die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung größerer Wasserkraftvorhaben verbessern ließe, etwa durch eine Änderung der Förderbedingungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz, das derzeit eine Fördergrenze für Wasserkraftanlagen von 5 MW festschreibt.

Die Stromerzeugungskosten der Wasserkraftanlagen sind sehr stark größen- und standortspezifisch. Für Neubauten liegen sie beispielsweise zwischen 23 und 38 Pf<sub>98</sub>/kWh für neu zu bauende Kleinstwasserkraftwerke, zwischen 15 und 21 Pf<sub>98</sub>/kWh für Kleinwasserkraftwerke sowie zwischen 10 und 13 Pf<sub>98</sub>/kWh für größere Wasserkraftanlagen.<sup>4</sup> Angenommene Parameter für die Berechnung der Stromerzeugungskosten waren dabei: realer Zinssatz 5,5 %, technische Lebensdauer der baulichen Anlagen 60 bzw. 80 Jahre, der sonstigen Anlagenteile 30 - 40 Jahre, Abschreibungsdauer 21 - 35 Jahre. Die Stromgestehungskosten sind meist niedriger, wenn bereits vorhandene Anlagen reaktiviert oder modernisiert werden können. Trotz der großen Standortabhängigkeit dürften dann die Kosten zwischen 10 und 16 Pf<sub>98</sub>/kWh liegen; die untere Grenze dieser Bandbreite bestimmen dabei wiederum die Anlagen im Megawattbereich und die obere Grenze die Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen. Müssen nur die Maschinensätze erneuert werden, sind noch niedrigere Kosten möglich; sie dürften in Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort zwischen rund 7 Pf<sub>98</sub> je kWh bei Anlagen im Megawattbereich und etwa 16 Pf<sub>98</sub>/kWh bei Klein- und Kleinstwasserkraftwerken im Bereich weniger 10 bis einiger 100 kW liegen.

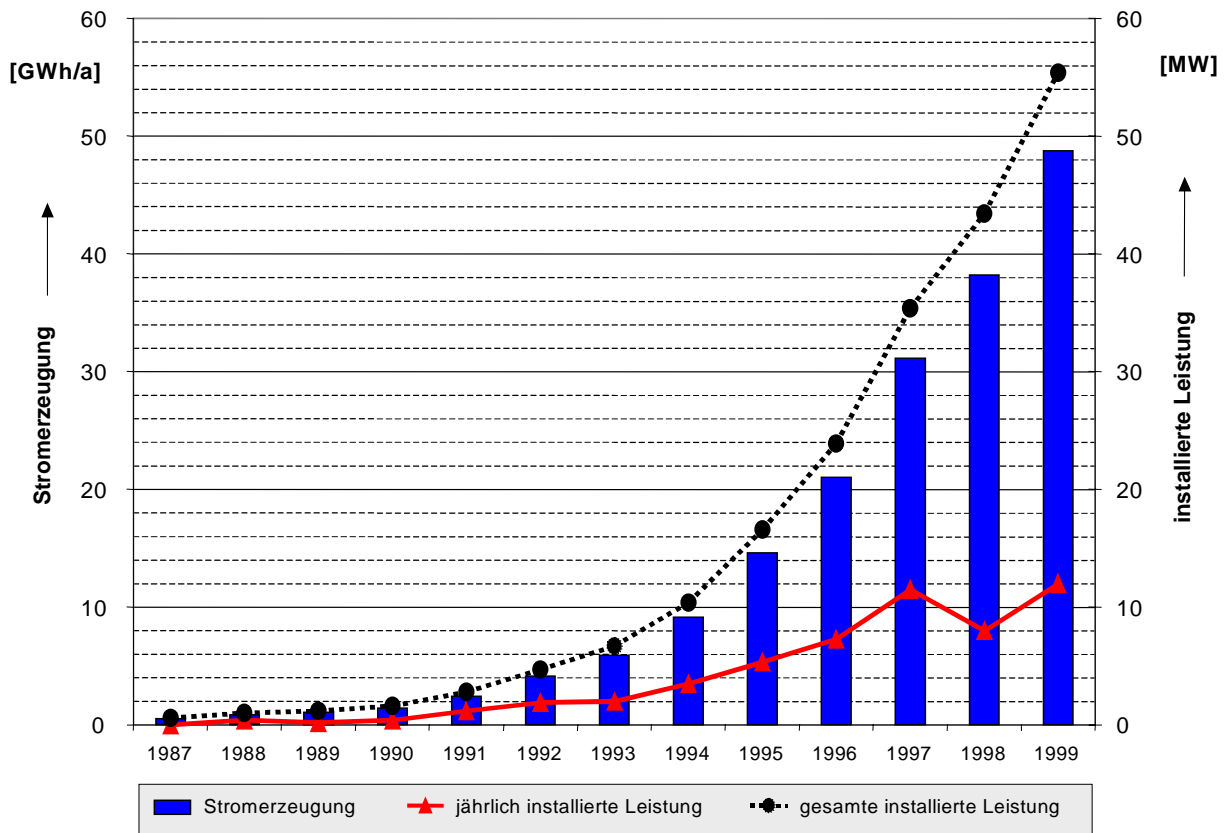
### **Photovoltaik**

Die direkte Umwandlung des Sonnenlichts in elektrischen Strom durch Nutzung des photovoltaischen Effekts in Solarzellen ist seit den 60er Jahren durch Raumfahrtprojekte erprobt und seit etwa 10 - 15 Jahren in der terrestrischen Anwendung verbreitet. Durch massive staatliche Fördermaßnahmen, wie z. B. das 100.000-Dächer-Solarprogramm des Bundes, die kostendeckende Vergütung verschiedener Kommunen und das im Frühjahr 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz, sind die Installationen von Jahr zu Jahr gestiegen. Auf der Nachfrageseite ist damit ein Marktsog in Deutschland erzeugt worden, dem auf der Anbieterseite eine stark expandierende Herstellerindustrie gegenübersteht. Die Wachstumsgeschwindigkeit des PV-Marktes in Deutschland ist insofern weltweit am stärksten. Abbildung 3-1 veranschaulicht das Wachstumstempo des deutschen PV-Marktes anhand der jährlichen Installa-

---

<sup>4</sup> Zur Einordnung der Stromerzeugungskosten: Die Einspeisevergütungen nach dem Erneuerbare Energien Gesetz betragen für Wasserkraftwerke bei einer installierten Leistung bis zu 0,5 MW 15,0 Pf/kWh und für Anlagen zwischen 0,5 und 5 MW installierter Leistung 13,0 Pf/kWh.

tionen, der bislang insgesamt installierten Leistung sowie der daraus ermöglichten Stromproduktion.



**Abbildung 3-1:** Entwicklung der photovoltaischen Strahlungsnutzung (netzgekoppelt) in Deutschland

Die durch die verschiedenen Maßnahmenpakete ausgelösten starken Zuwachsraten des PV-Marktes belegen eindeutig den politischen Willen, die Technik der direkten Sonnenlichtnutzung voranzubringen. Dies hat jedoch nicht dazu geführt, dass die Photovoltaik einen nennenswerten Anteil an der Stromerzeugung errungen hat. Mit 49 GWh lag der Beitrag des PV-Stroms an der gesamten Nettostromerzeugung Deutschlands im Jahre 1999 (510 TWh) lediglich bei 0,01 %. Gründe für den relativ bescheidenen Stromerzeugungsbeitrag der Photovoltaik trotz massiver Förderung sind vor allem die extrem niedrige Energiedichte. Daraus folgt zugleich ein hoher Material- und Flächenverbrauch. Daraus ergibt sich, dass auch zukünftig ein verhältnismäßig hoher Aufwand zu treiben ist, um mit der PV-Technologie relativ bescheidene Zuwachsanteile an der Stromerzeugung zu erzielen. Bei keiner anderen Technologie ist die Spanne zwischen dem theoretisch möglichen, technisch machbaren und wirtschaftlich ausschöpfbaren Potenzial so groß wie bei der PV-Technologie.

Bei Potenzialabschätzungen von PV-Anlagen geht man von der Überlegung aus, dass sie auf Gebäudedächern und unbebauten Flächen installiert werden. In Baden-Württemberg

beträgt das nutzbare technische Potenzial der Photovoltaik auf Gebäudedächern rund 15,5 TWh, auf Freiflächen rund 41,8 TWh /Fahl, 1999/.

Die Kosten der photovoltaischen Stromerzeugung sind in hohem Maße standortabhängig. Die Nutzung von Dachflächen ist im allgemeinen die günstigere Variante, weil dabei die Kosten der Fläche wegfallen und auch die Montagekosten in der Regel weniger ausmachen. Die PV-Stromerzeugungskosten betragen derzeit bei einer realen Diskontrate von 5,5 %, einer 13-jährigen Abschreibungsdauer und einer 25-jährigen Lebensdauer rund 196 bis 236 Pf<sub>98</sub> je kWh für eine 1 kW-Anlage, zwischen 164 und 197 Pf<sub>98</sub>/kWh für eine 5 kW-Anlage, von 132 bis 158 Pf<sub>98</sub>/kWh für eine 20 kW-Anlage und zwischen 117 und 140 Pf<sub>98</sub>/kWh für eine 1 MW-Anlage.

Damit bestehen gegenüber dem Vergütungssatz von 99 Pf/kWh aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz derzeit noch keine einzelwirtschaftlichen Stromerzeugungspotenziale aus Photovoltaik. Werden für die Dachanlagen zusätzlich noch die Fördermöglichkeiten des 100 000-Dächer-Programms der Bundesregierung mit berücksichtigt, so liegen die spezifische Stromgestehungskosten zwischen 128 und 153 Pf/kWh für die 1 kW-Anlage, zwischen 107 und 128 Pf/kWh für die 5 kW-Anlage und von 86 bis 103 Pf/kWh für die 20 kW-Anlage. Damit kann die Installation von 20 kW-Dachanlagen mit dieser zusätzlichen Förderung im Vergleich zu den Vergütungssätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetz ökonomisch interessant werden. Wird unterstellt, dass 20 % der 100 000 Dächer in Baden-Württemberg realisiert werden könnten und hier 20 kW-Anlagen installiert werden, so ist damit ein zusätzliches Stromerzeugungspotenzial von 310 bis 370 GWh/a verbunden.

## **Windenergie**

Seit etwa zehn Jahren hat sich in Deutschland ein Markt für Windkraftanlagen entwickelt, der eine hohe Wachstumsdynamik aufweist. Auch dieser Markt ist, wie der der Photovoltaik, durch staatliche Fördermaßnahmen von Bund und Ländern (insbesondere das 250-MW-Wind-Programm des Bundes) sowie durch gesetzliche Vergütungsregelungen (früher: Stromeinspeisungsgesetz; heute: Erneuerbare-Energien-Gesetz) ins Leben gerufen und am Leben gehalten worden. Allerdings sind die wirtschaftlichen Randbedingungen bei der Windenergie unvergleichlich günstiger als bei der Photovoltaik.

Inzwischen sind in ganz Deutschland über 9300 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 6100 MW Ende des Jahres 2000 in Betrieb. Ebenfalls zugenommen hat die durchschnittliche Leistung je Anlage. Waren es Anfangs nur einige kW je Anlage, so gehören Konverter oberhalb von 500 kW derzeit zur Standardklasse. Anlagen im Bereich bis zu 2,5 MW sind in der Demonstrationsphase. Noch größere Anlagen befinden sich im Planungs- und Entwicklungsstadium.

Bei der Nutzung der Windenergie ist es zu einer großen regionalen Differenzierung gekommen. Waren anfänglich fast alle Anlagen an den norddeutschen Küsten konzentriert,

weil dort ein besonders günstiges Windregime vorherrscht, so wurden nach und nach auch windgünstige Standorte im Binnenland entwickelt. Allerdings sind hier auch Grenzen erkennbar, die der weiteren Entwicklung von Standorten entgegenstehen. Denn durch die Verbreitung von immer weiteren Windkraftanlagen wird das Natur- und Landschaftsbild in zunehmendem Maße beeinträchtigt („Verspargelung der Landschaft“). Die Entwicklung immer weiterer Standorte gestaltet sich im dicht besiedelten Deutschland daher zunehmend schwieriger. Von Projektentwicklern wird das Ausweichen auf Offshore-Standorte, an denen auf kompakten Flächen mehrere 100 MW Windkraftanlagen konzentriert werden, inzwischen mehr und mehr als Alternative zu den Landstandorten gesehen. Allerdings stoßen die derzeit bekannten Projektideen für das Wattenmeer inzwischen auch auf Widerstände der Bevölkerung.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Windstromerzeugung eines Standortes sind die örtlichen Windverhältnisse. Auf Grundlage der Windverhältnisse einer Region lassen sich auch die mit einer bestimmten Anlagenkonzeption technisch nutzbaren Windkraftpotenziale ermitteln. In Baden-Württemberg liegen die Standorte mit einem guten bis ausreichenden Windangebot hauptsächlich in den Höhenlagen des Landes, insbesondere im Schwarzwald und der Schwäbischen Alb. Das mit derzeit eingeführter Windkrafttechnik dort technisch nutzbare Windkraftpotenzial wird auf 2,8 bis 3,0 TWh geschätzt. Durch weitere technische Verbesserungen der Windkraftanlagen wird eine Steigerung des technischen Potenzials auf 3,5 TWh erwartet.

Zu den Kosten der Windstromerzeugung liegen viele gesicherten Erkenntnisse vor. Da sich die mittlere Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in der Kostenfunktion der Windstromerzeugung auswirkt, differieren die Stromerzeugungskosten enorm bei unterschiedlichen Standorten. Werden hier die Investitionen mit einer realen Diskontrate von 5,5 % bei einer Abschreibungsdauer von 11 Jahren annuisiert, so ergeben sich derzeit zusammen mit den jährlichen Betriebskosten Stromgestehungskosten bei mittleren Windgeschwindigkeiten bezogen auf 10 m Höhe über Grund zwischen 5 und 6 m/s von ca. 9 Pf<sub>08</sub>/kWh, bei Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 5 m/s bei rund 13 Pf<sub>08</sub>/kWh und bei Geschwindigkeiten zwischen 3 und 4 m/s von rund 26 Pf<sub>08</sub>/kWh. Gegenüber den Vergütungen aus dem Erneuerbare Energien Gesetz von 17,8 Pf/kWh, die jedoch in der Höhe zeitlich auf ca. 5 Jahre befristet ist und danach sinkt, ergibt sich somit über die Lebensdauer der Anlage betrachtet ein aus Sicht eines privaten Investors wirtschaftliches Stromerzeugungspotenzial nur in der Windgeschwindigkeitsklasse zwischen 5 und 6 m/s.

## **Biomasse**

Die Verwendung von Biomasse ist die älteste dem Menschen bekannte energetische Nutzungsform. Sie umfasst eine Vielzahl an Nutzungsarten und Technologien. Als Holz war Biomasse bis zum Beginn des 19ten Jahrhunderts der wichtigste Energieträger überhaupt, wurde aber nach und nach durch die Verwendung von Kohle, durch die sich eine sehr viel höhere Energiedichte erzielen ließ, verdrängt. Heute wird über Nutzungsmöglichkeiten von Holz und

anderen Biomassen neu nachgedacht. Denn dem Nachteil der geringen Energiedichte steht der Vorteil der CO<sub>2</sub>-neutralen Nutzung gegenüber. Für die Stromerzeugung kommt neben der Nutzung von Holz, z. B. als Holzhackschnitzel oder Pellets, die Verbrennung von Stroh in Kraftwerken und die Nutzung von biogenen Gasen, also Biogas aus den organischen Reststoffen der Tierhaltung sowie Deponie- oder Klärgas in Frage.

Hinzu kommen die energetischen Nutzungsmöglichkeiten aus dem sogenannten Energiepflanzenanbau, also der eigens zu diesem Zweck entwickelten energetisch nutzbaren Kulturen. Das sind schnell wachsende Schilfe, Gräser oder Baumarten. Allerdings steht die Nutzung der Flächen für Biomasse, die als Energiepflanzen in den Markt kommen, in direkter Konkurrenz zur Nutzung der Flächen für die Nahrungsmittelproduktion.

Die Stromerzeugungskosten von Biomassekraftwerken hängen sehr stark vom eingesetzten Brennstoff ab. Entscheidend dafür sind Transport-, Lager- und Aufbereitungs- sowie evtl. Materialkosten des Brennstoffs. Wegen der Vielfalt der Biomasse und der unterschiedlichen Wege und Aufbereitungsarten ergeben sich sehr differenzierte Brennstoffkosten und große Bandbreiten bei den Zahlenabschätzungen /Deimling u. a., 1999/. Industrierestholz ist mit Brennstoffkosten von 2 bis 6 DM/GJ am kostengünstigsten, es folgt Stroh mit 4,2 bis 5,8 DM/GJ, Waldrestholz mit 5,3 bis 18,1 DM/GJ und Brennholz mit 8 bis 13 DM/GJ. Der Energiepflanzenanbau ist mit 9,8 bis 25,7 DM/GJ Brennstoffkosten der kostenintensivste Weg der Biomassenutzung für die Stromerzeugung. Unter Berücksichtigung der spezifischen technischen Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse, z. B. als zugefeuerter Brennstoff in Großkraftwerken oder als Hauptbrennstoff in einem kleinen Heizkraftwerk, ergeben sich Stromerzeugungskosten im Bereich von 7,5 bis 18 Pf<sub>98</sub>/kWh /Fahl, 1999/.

### **Realisierbare technische Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen**

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen steht in Konkurrenz mit anderen Formen der elektrischen Energieumwandlung. Damit der Beitrag der unerschöpflichen Energiequellen steigt, müssen daher entsprechend günstige Rahmenbedingungen vorliegen. Welche Rahmenbedingungen in ganz Deutschland durch den Gesetzgeber verändert werden müssten, damit insgesamt beispielsweise eine Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energiequellen bis 2010 ("Zielszenario" verglichen mit dem Referenzjahr 1997) eintritt, ist in /BMU, 1999/ beschrieben. Die erforderlichen Maßnahmen umfassen u. a.

- staatliche Förderung,
- Kostendegression bei den Techniken,
- Strukturverbesserungen,
- Information, Ausbildung und
- Abbau anderer Hemmnisse.

Zur Abschätzung der realisierbaren technischen Stromerzeugungspotenziale in Baden-Württemberg wird unterstellt, dass ein derartiges Maßnahmenpaket über einen länger andauernden Zeitraum umgesetzt werden könnte, so dass die Rahmenbedingungen für die erneuerbare Stromerzeugung verbessert werden. Damit ließe sich im Jahre 2010 ein baden-württembergisches Wasserkraftpotenzial von 4.600 GWh (Regelarbeitsvermögen) ausschöpfen. Dies bedeutet, dass dann das gesamte technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial Baden-Württembergs zu rund 70 % ausgeschöpft wäre (derzeit zu ca. 59 %). Um weitere rund 15 % des technisch nutzbaren Potenzials bis zum Jahre 2030, insgesamt 5.600 GWh (Regelarbeitsvermögen) auszuschöpfen, müssten dann zusätzliche kleinere Flussläufe ausgebaut und bereits bestehende Kraftwerke weiter optimiert werden.

Legt man für das Wachstum der PV-Stromerzeugung in Baden-Württemberg dasselbe Maß wie in ganz Deutschland zugrunde und wird auch hier unterstellt, dass günstigste Rahmenbedingungen für eine hohe PV-Installationsrate in ganz Deutschland geschaffen würden, so ließe sich im Jahre 2010 ein PV-Potenzial von rund 340 GWh in Baden-Württemberg ausschöpfen. Bis zum Jahre 2030 wird das in Baden-Württemberg maximal ausschöpfbare Potenzial mit 3,4 TWh abgeschätzt /Fahl, 1999/.

Das bis zum Jahre 2010 bzw. 2030 maximal, d. h. bei Vorliegen äußerst günstiger Rahmenbedingungen, ausschöpfbare Windkraftpotenzial wird für Baden-Württemberg mit 0,250 bzw. 1,5 TWh abgeschätzt. Dieses Potenzial wird nur erschließbar sein, wenn die staatliche Förderung dauerhaft auf hohem Förderniveau weiter betrieben wird und gleichzeitig Hemmnisse bei der Standortentwicklung abgebaut werden können.

Für Baden-Württemberg werden die technischen Stromerzeugungspotenziale von Restholz, Biogas und sonstigen organischen Reststoffen unter sehr günstigen Rahmenbedingungen mit 5 TWh abgeschätzt. Für den Energiepflanzenanbau kann unter Berücksichtigung der unvermeidlichen Flächenstillegungen in der Landwirtschaft angenommen werden, dass etwa rund 10 % der gesamten Ackerfläche Baden-Württembergs für die landwirtschaftliche Nutzung aufgegeben und in eine energetische Nutzung überführt werden könnte. Daraus ließe sich ein Energiepotenzial von 14,6 PJ/a bei einer Nutzung von Schilf oder Gräsern bzw. von 20 PJ/a bei Kurzumtriebsplantagen mit schnell wachsenden Bäumen erschließen.

Zusammengenommen ergibt sich das in Tabelle 3-4 dargestellte Bild der in Baden-Württemberg realisierbaren technischen Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

**Tabelle 3-4:** Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg in GWh: Erzeugung 1999 und zukünftig realisierbare technische Potenziale

	<b>1999</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
<b>Wasserkraft<sup>1)</sup></b>	3.700 <sup>2)</sup>	4.600	5.100	5.600
<b>Photovoltaik</b>	3	340	1.050	3.400
<b>Windenergie</b>	22	250	850	1.500
<b>Biomasse</b>	135	1.200	3.500	6.600
<b>Summe</b>	<b>3.860</b>	<b>6.390</b>	<b>10.500</b>	<b>17.100</b>

1) Regelarbeitsvermögen

2) Die tatsächliche Erzeugung beträgt 5.033 GWh; die Differenz von 1.333 GWh ergibt sich aus der witterungsbedingten Bereinigung auf das Normaljahr

### Kapazitätseffekt von Windkraft- und PV-Anlagen

Bei der technischen Nutzung der solaren Strahlungs- und Windenergie muss aufgrund des zeitlich fluktuierenden Dargebots mit einer schwankenden Verfügbarkeit der Leistung der jeweiligen produzierenden Anlagen gerechnet werden. Um die Versorgungsaufgaben in einer Region sicher erfüllen zu können, in der viele Windkraft- und PV-Anlagen in das Netz einspeisen, ist daher teilweise eine Ersatzleistung vorzuhalten, die im Falle eines Leistungsmanagements zur Verfügung steht. Somit ist die äquivalente Back-up-Leistung für Windkraft- und PV-Anlagen und die hierfür zusätzliche Investition zur Erfüllung gleicher Versorgungsqualität wie bei einem Kraftwerkspark mit jederzeit rund um die Uhr abrufbaren Leistung zu erfassen. Der Kapazitätseffekt schlägt sich in dieser Betrachtung in einer Netzregion in zusätzlichen Investitionskosten nieder, die direkt den Kosten für Windkraft- und PV-Anlagen zuzurechnen ist. Die für die Leistungsschwankungen bei Windkraft- und PV-Anlagen zusätzlich zu verrechnenden Kosten liegen bei 0,5-1,0 Pf<sub>98</sub>/kWh.

Eine alternative Betrachtung bestimmt den sogenannten Leistungskredit der fluktuierenden Stromerzeuger, der angibt, welche konventionelle Leistung unter Berücksichtigung der begrenzten technischen Verfügbarkeit der Anlagentechnologie durch die in Anlagen mit erneuerbaren Energiequellen installierte Leistung bei gleicher Versorgungszuverlässigkeit substituiert werden kann. Hier wird in /Sontow, 2000/ für die Windstromerzeugung im Binnenland der Leistungskredit in Abhängigkeit von der Durchdringung des Kraftwerksparks mit Windstrom ermittelt. Bei den in Baden-Württemberg möglichen Durchdringungsgraden beträgt dann der Leistungskredit rund 20 %. D. h., die installierte Windkraftleistung kann zu ca. 20 % in der Leistungsbilanz zum Ansatz kommen. Dieser Ansatz führt bei der Photovoltaik bei den im Rahmen des Betrachtungszeitraums realisierbaren Stromerzeugungsmengen zu einem Leistungskredit von rund 11 %. Unter Berücksichtigung der zuvor diskutierten realisierbaren technischen Potenziale bis 2030 ist somit maximal ein Leistungsbeitrag durch Windenergie in Baden-Württemberg von 300 MW und durch Photovoltaik von 370 MW anzusetzen (vgl. Tabelle 3-5).

**Tabelle 3-5:** Zusätzliche Kapazitätseffekte der Erneuerbaren Energiequellen in der Stromerzeugung in Baden-Württemberg in MW bei Umsetzung der realisierbaren technischen Potenziale

	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
<b>Wasserkraft</b>	87	165	256
<b>Photovoltaik</b>	37	114	370
<b>Windenergie</b>	50	170	300
<b>Biomasse</b>	316	711	1.384
<b>Summe</b>	<b>490</b>	<b>1.160</b>	<b>2.310</b>

## 4 Ersatzmöglichkeiten durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Ersatzleistung und -arbeit für die außer Betrieb gehenden Kernkraftwerksblöcke könnte auch durch Anlagen geschaffen werden, die gleichzeitig Strom und Wärme produzieren, wobei die Wärme über Fern- oder Nahwärmenetze an die Verbraucher verteilt wird. Die Techniken der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind seit langem bewährt und im Markt verbreitet. In Deutschland wird derzeit rund 10 % des gesamten Stroms in KWK-Anlagen erzeugt. Dabei gibt es eine Vielfalt von Technologien, die eine große Bandbreite von Leistungsklassen abdeckt. Dazu gehören große Dampfturbinen- und GuD-Heizkraftwerke mit mehreren 100 MW elektrischer Leistung ebenso wie Gasturbinenanlagen mit mehreren 100 kW bis zu einigen MW sowie große, mittlere, kleine und kleinste motorische Blockheizkraftwerke mit Leistungen von mehreren 100 kW bis hinab zu 5 kW. Eine möglicherweise interessante Zukunftstechnologie als KWK-Energieumwandlungsanlage stellen Brennstoffzellen dar.

Der Einsatz von KWK-Technologien ist vom Grundsatz her immer dann zu überlegen, wenn zeitlich gekoppelte Verbrauchsprofile für Strom und Wärme vorliegen. Eine wirtschaftliche Ausnutzung von KWK-Potenzialen in einem definierten Versorgungsgebiet setzt deshalb eine bestimmte Abnehmer- und Verbrauchsstruktur voraus. Ein Transport von Wärme über große Entfernungen, die dann als Heizwärme an einzelne weit auseinander liegende Verbraucher verteilt wird, wäre nicht nur wegen der unvermeidlichen Wärme- und Transportverluste im Transportnetz, sondern auch wegen der aufwendigen Infrastruktur im Verteilnetz gegenüber der beim Verbraucher (z. B. in sehr effizienten Gas-Brennwert-Kesselanlagen) erzeugten Wärme unwirtschaftlich.

Damit die KWK-Technik eine wirtschaftliche Alternative zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme ist, sollten drei Bedingungen erfüllt sein:

- der Erzeugungsort für Strom und Wärme ist relativ verbrauchsnahe,
- eine hohe Verbrauchsdichte von Wärmeabnehmern ist gegeben und
- die Verbrauchsprofile lassen den möglichst gleichmäßigen ganzjährigen Wärmeabsatz zu.

Bei der Objektversorgung einzelner Großverbraucher, wie z. B. Krankenhäuser, Schwimmhallen, Schulen, große Hotels und Verwaltungsbauten sind diese Bedingungen häufig erfüllbar. Dort haben dann Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW), in Zukunft wahrscheinlich auch Brennstoffzellen, eine wirtschaftliche Chance. Auch in kommunalen Entwicklungsgebieten, in denen durch die Gleichzeitigkeit mehrerer Neubauten eine hohe Erschließungsrate von Wärmeverbrauchern und eine große Verbrauchsdichte gesichert ist, ist die KWK-Technik mit Motoren-BHKW größerer Leistung und einem auf kurze Verteildistanzen ausgelegten Nahwärmenetz ebenfalls unter günstigen Bedingungen wettbewerbsfähig. Dies gilt besonders für Mischformen der Bebauung, d. h. für aus Wohn- und Gewerbebauten bestehende Entwicklungsgebiete. Problematischer ist die Wettbewerbsfähigkeit der KWK in bereits erschlossenen innerstädtischen Bereichen, wenn Wärme als in Kondensationskraftwerken auskoppelbare, mit hohen Transport- und Verteilungskosten behaftete Fernwärme gegen eine bereits vorhan-

dene Erdgas-Infrastruktur antritt. Des Weiteren sind auch große KWK-Potenziale in der Industrie vorhanden. Hier kann die Kraft-Wärme-Kopplung dort häufig konkurrenzfähig sein, wo Betriebe neben dem Strom- einen hohen Heiz- und zum Teil auch Prozesswärmebedarf im Niedertemperaturbereich bis 200 °C haben.

In Baden-Württemberg wird Wärme aus verschiedenen Blöcken der Großkraftwerke an den Standorten Altbach, Stuttgart-Gaisburg, Münster, Karlsruhe, Heilbronn und Mannheim ausgekoppelt (vgl. Tabelle 2-4). Hinzu kommen u. a. KWK-Anlagen der Stadtwerke in Karlsruhe, Pforzheim und Ulm (vgl. Tabelle 4-1). Somit ist in allen Städten in Baden-Württemberg mit mehr als 100 000 Einwohnern bereits eine Fernwärmeversorgung vorhanden. Die gesamte elektrische Leistung der KWK-Anlagen in Großkraftwerken und kommunalen Anlagen betrug Ende 1998 rund 3168 MW. Zusätzlich waren in 637 BHKW-Anlagen 217 MW elektrische Leistung installiert. Kleinere BHKW unter 40 kW elektrische Leistung sind dabei nicht erfasst. Damit wird insgesamt rund 80 % der Fernwärme in Baden-Württemberg in KWK-Anlagen erzeugt bei einer mittleren Stromkennziffer von 0,33.

**Tabelle 4-1:** Fernwärmekapazität in Baden-Württemberg, Stand: 31.12.1998 /Energiebericht BW 99/

Standort	Anschlußwerte MJ/s	Übergabestationen Anzahl	Wärmeeinspeisung TJ	Nettostromerzeugung GWh
Mannheim	2153,0	10565	11430	1555,0
Stuttgart	1335,0	6387	7526	475,7
Heidelberg	640,5	3039	2912	0,9
Karlsruhe	548,8	1761	2471	
Ulm	441,0	2108	2960	88,2
Heilbronn	269,0	423	1981	53,6
Tübingen	153,7	845	777	40,4
Schwäbisch Hall	90,0	506	518	100,3
Esslingen	78,4	282	426	
Reutlingen	71,4	1505	389	17,7
Göppingen	64,0	466	361	47,2
Crailsheim	32,6	200	118	7,8
Neckarsulm	28,8	182	123	3,2
Bietigheim-Bissingen	25,7	232	181	15,6
Bad Säckingen	23,0	69	117	9,5
Lahr	14,6	192	83	13,8
Ettlingen	12,0	77	37	0,3
Waldshut-Tiengen	4,3	11	23	3,4
Buchen	3,2	1	9	1,5
<b>Insgesamt</b>	<b>6306,6</b>	<b>30870</b>	<b>33721</b>	<b>2435,9</b>

Die Angaben sind auf die im Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1998 der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) erfaßten Unternehmen beschränkt und repräsentieren über 80 % der Gesamtkapazität.

Für die Abschätzung des technischen Stromerzeugungspotenzials der KWK-Anlagen in Baden-Württemberg wird von der Wohngebäude/Nichtwohngebäude-Struktur des Jahres 1998 ausgegangen. Es wird in erster Näherung angenommen, dass es technisch möglich ist, zwei Drittel aller Wohngebäude und die Hälfte aller Nichtwohngebäude in KWK-Technik zu versorgen. Bezogen auf den Stromverbrauch des Jahres 1998 ergibt dies ein technisches Po-

tenzial von rund 12 TWh<sub>el</sub> für Haushalte und von 8 TWh<sub>el</sub> für Kleinverbraucher. ( Dabei eingerechnet sind die Potenziale der BHKW-Versorgung kommunaler Objekte ). Im Sinne einer wirtschaftlich optimalen Auslegung wurde hier von einer hohen Vollaststundenzahl ausgegangen, so dass insgesamt in Krankenhäusern, Schulen usw. in 270 MW<sub>el</sub> ca. 1,88 TWh<sub>el</sub> erzeugt werden könnten.<sup>5</sup> Hinzu kommt das KWK-Potenzial in der Industrie, das für 1998 mit 10 TWh<sub>el</sub>, das ist 40 % des industriellen Stromverbrauchs, abgeschätzt wird. Das gesamte technische Stromerzeugungspotenzial aus KWK in Baden-Württemberg beträgt demnach 30 TWh<sub>el</sub>, bezogen auf das Verbrauchsniveau und die Verbrauchsstruktur des Jahres 1998.

Verbrauchsniveau und Verbrauchsstruktur verändern sich über die Zeit. Aufgrund verstärkter Einsparerfolge wird das technische Potenzial auch bei weiter zunehmender Gebäudefläche in Zukunft abnehmen. Dies ist vor allem dem verbesserten Wärmeschutz zuzuschreiben. Bezogen auf die Stromerzeugung aus KWK bedeutet dies, dass im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude eine Abnahme des technischen Potenzials um 30 % bis 2030 unterstellt werden muss /Prognos/EWI, 1999/. Auch im industriellen Bereich wird es aufgrund des Strukturwandels und verbesserter Produktionstechnik zu einer Abnahme des Niedertemperaturwärmebedarfs und damit des technischen Stromerzeugungspotenzials aus KWK kommen, die für 2030 mit 40 % abgeschätzt wird /Prognos/EWI, 1999/. Das im Jahre 2030 technisch realisierbare Stromerzeugungspotenzial aus KWK in Baden-Württemberg beträgt demnach rund 20 TWh<sub>el</sub>. Bei einer durchschnittlichen Auslastung der Anlagen von 4000 bis 5000 h/a entspricht dies einer elektrischen Leistung der KWK-Anlagen von 4000 bis 5000 MW<sub>el</sub>.

Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen ergibt sich, wie bereits erläutert, vor dem Hintergrund einer bestimmten Versorgungsaufgabe mit Wärme und Strom für ein Objekt bzw. mehrere Objekte oder eine Region und aus dem Vergleich mit anderen Möglichkeiten und Techniken der Versorgung. Auf der Erzeugungsseite sind die Kosten sehr stark durch die spezifischen Anlageninvestitionen bestimmt, die ihrerseits stark von der Leistungsgröße abhängen und über die vergangenen Jahre mit zunehmender Marktdurchdringung stark abgenommen haben. So sind die spezifischen Investitionen eines 200 kW<sub>el</sub>-BHKW von 2500 DM<sub>98</sub> je kW<sub>el</sub> vor etwa zehn Jahren auf derzeit 1200 bis 1500 DM<sub>98</sub>/kW<sub>el</sub> gesunken. Die spezifischen Investitionen eines Kleinst-BHKW mit 5,5 kW<sub>el</sub> nahmen von 7500 DM<sub>98</sub>/kW<sub>el</sub> auf etwa 6000 DM<sub>98</sub>/kW<sub>el</sub> ab. Für neue Erdgas-KWK-Anlagen im Bereich zwischen 30 und 250 MW<sub>el</sub> sind derzeit spezifische Investitionen zwischen 1000 und 1400 DM/kW<sub>el</sub> anzusetzen.

Die Stromerzeugungskosten von KWK-Anlagen sind somit leistungs- und projektbezogen in einer großen Bandbreite einzuordnen. Dies ist vor allem den sehr unterschiedlichen Auslegungsfällen, d. h. der installierten elektrischen Leistung der KWK-Anlagen, und der Einsatzweise der Anlagen im Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich zuzuschreiben. Bei größeren neuen Erdgas-KWK-Anlagen ergeben sich bei einer Wärmegutschrift von 30 DM/MWh

---

<sup>5</sup> Wird demgegenüber stärker auf einen hohen Leistungsanteil der BHKW orientiert, ergibt sich eine maximale Leistung von 1750 MW<sub>el</sub> bei einer Erzeugung von 5,26 TWh<sub>el</sub>.

---

in Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage (3000 bis 5000 Vollaststunden pro Jahr) bei heutigen Gaspreisen Stromgestehungskosten zwischen 10 und 17 Pf<sub>98</sub>/kWh<sub>el</sub>. Für BHKW variieren die Stromerzeugungskosten zwischen 11 und 22 Pf<sub>98</sub>/kWh<sub>el</sub> bei einer Auslastung von 7000 h/a, in Abhängigkeit der Leistungsgröße, und zwischen 15 und 40 Pf<sub>98</sub>/kWh<sub>el</sub> bei einer Auslastung von 3000 h/a, wenn bezüglich der Wärmegutschrift von einer alternativen Wärmeerzeugung in einem Heizkessel ausgegangen wird /Herrmann, 2000/. In Abhängigkeit von der Auslegung sind damit offenbar völlig unterschiedliche Marktsegmente durch BHKW zu erschließen. Im Falle kleiner Leistungsanteile (hoher Auslastung) der BHKW-Module betrifft das in erster Linie den Markt für Grundlastarbeit, im Falle hoher Leistungsanteile (kleine Auslastung) vor allem den Markt für Mittel- und Spitzenlast.

## 5 Ersatzmöglichkeiten durch fossile Kraftwerke

### 5.1 Ertüchtigung bestehender fossiler Kraftwerksblöcke

#### Konzepte der Leistungssteigerung

Es ist naheliegend über die Möglichkeiten der Leistungssteigerung durch Ertüchtigungsmaßnahmen bei vorhandenen Kraftwerksanlagen nachzudenken, bevor der Bau neuer Kraftwerke erwogen wird.

Bestehende fossil gefeuerte Dampfkraftwerke lassen sich ertüchtigen, indem einzelne Komponenten, wie z. B. Dampferzeuger, Dampfturbine, Generator oder Kondensator durch neue Komponenten mit höherer Leistung ausgetauscht werden. Ein sehr wirksames Instrument zur Leistungssteigerung eines Dampfkraftwerkes besteht auch in der Nachrüstung mit einer Gasturbine. Damit wird zugleich der Blockwirkungsgrad und die Flexibilität des Anlagenbetriebes enorm gesteigert. Häufig verlängert sich dadurch auch die Lebensdauer eines Blocks. Da die Infrastruktur des bestehenden Kraftwerksparks vollständig genutzt werden kann, hat die Ertüchtigung eines Blocks direkte Auswirkungen auf die Genehmigungsfähigkeit und die Wirtschaftlichkeit der Investition.

Bei der Nachrüstung eines Dampfkraftwerkes gibt es verschiedene Möglichkeiten der Anbindung einer Gasturbine, die als "Topping" (Kombiblockvariante aus Dampfturbine mit vorgeschalteter Gasturbine), "Parallel Repowering (Verbundvariante)", "Boosting" und "Full Repowering" bezeichnet werden /Bauer, 1998; Fahl, 1992/.

Bei der "Topping"-Variante dient das Gasturbinenabgas ganz oder teilweise als Sauerstoffträger für die Verbrennung des Brennstoffs im Dampferzeuger. Durch die dadurch mögliche bessere Brennstoffausnutzung steigen der Block-Wirkungsgrad und die Leistung an. Bei den aus der Gasturbine kommenden Abgasen ist allerdings der Sauerstoffgehalt gegenüber der normalerweise dem Dampferzeuger zugeführten Frischluft geringer. Auch ist das Temperaturniveau am Gasturbinenaustritt höher als am Luftvorwärmeraustritt bei einem konventionellen Kohleblock. Durch den niedrigeren Sauerstoffanteil wird ein größerer Volumenstrom am Dampferzeuger benötigt. Dies macht aufwendige Rekonstruktionsmaßnahmen an den Verbrennungsluftkanälen, am Brenner und am Saugzug erforderlich. Als Folge des größeren Massenstroms werden auch Umbauten an der Rauchgasentschwefelungsanlage notwendig. Damit ein Kombiblock auch im Frischlüfterbetrieb (d. h. Alleinbetrieb des kohlegefeuerten Dampferzeugers z. B. bei Ausfall der Gasturbine) und im Gasturbinenalleinbetrieb (für die Spitzenlast oder als schnellstartende Reserve) gefahren werden kann, sind Frischlüfter mit Luftvorwärmern und für den Spitzenlastbetrieb eine Bypassleitung für die Gasturbinenabgase erforderlich.

Ein vergleichbarer Leistungs- und Wirkungsgradzuwachs wie bei der Kombivariante kann auch durch die "Parallel Repowering"-Variante erzielt werden. Dabei wird die Abgas-

wärme in einem Abhitzedampferzeuger genutzt, um Dampf für die vorhandenen Dampfturbinen des zu ertüchtigenden Blocks bereitzustellen. Eine Untervariante des "Parallel Repowering" ist das "Boosting". Dabei wird mit Gasturbinenabgas jeweils ein Teilstrom des Speisewassers und des Kondensats vorgewärmt, wodurch sich die sonst notwendige Entnahmemenge des Anzapfdampfs aus den Dampfturbinen verringert. Eine sehr umfassende Rekonstruktion stellt das "Full Repowering" dar. Dabei wird der Dampferzeuger eines bestehenden Blocks vollständig durch eine oder mehrere Gasturbinen mit Abhitzekesseln ersetzt.

Die Konzepte zur Anbindung von Gasturbinen durch "Topping" werden von den Anlagenherstellern seit langem betrieben und sind grundsätzlich wohl ausgereift. So wird in /Bauer, 1998/ von 17 Gasturbinen dieser Anordnung in Europa berichtet, darunter ist z. B. der 750 MW-Kohleblock in Werne. Ein Beispiel für die "Parallel Repowering"-Variante ist der 160 MW-Block von Mussalo in Finnland, dessen Blockleistung durch die Gasturbinenanbindung um rund 64 MW und durch zusätzliche Ertüchtigungsmaßnahmen an der Dampfturbine um 25 MW auf fast 250 MW, also um mehr als 56 %, gesteigert werden konnte. Mit der "Full Repowering"-Variante ist die maximale Steigerung von Wirkungsgrad und Blockleistung möglich. Ein Beispiel einer derartigen Nachrüstung ist die Ertüchtigung einer Dampfturbine im Kraftwerk Bergen, New Jersey mit einer Leistung von 285 MW, die seit Inbetriebnahme 1960 rund 200.000 Betriebsstunden erreichte und mit vier Gasturbinen und Abhitzedampferzeugern nachgerüstet wurde. Durch Absenkung der Dampfparameter wurde die Restlebensdauer der Dampfturbine verlängert. Durch die neue Anordnung erhöhte sich die gesamte Blockleistung von 285 MW auf 650 MW, der Netto-Wirkungsgrad stieg trotz niedrigerer Dampfparameter auf fast 49 % /Bauer, 1998/.

Die erforderlichen Investitionskosten für die Ertüchtigungsmaßnahmen differieren stark und hängen im wesentlichen davon ab, wie hoch der Umbau- oder Anpassungsaufwand im bestehenden Block ist. Beim Vorschalten der Gasturbine an den Dampferzeuger (Topping) fallen neben den Aufwendungen für die Gasturbine, der Elektro- und Leittechnik sowie den Baumaßnahmen auch umfangreiche Umbaumaßnahmen beim Dampferzeuger an. Die Verbundvarianten (Parallel Repowering und Boosting) erfordern üblicherweise keine Modifikation des Blocks. Beim vollständigen Ersatz des Dampferzeugers (Full Repowering) ist ein großer Anbindungs- und Umbauaufwand zu treiben. Allerdings steigt dabei die Blockleistung am stärksten. Die spezifischen Investitionskosten sind daher bei dieser Variante recht günstig. Setzt man die spezifischen Investitionskosten der "Topping"-Variante zu 100 % an, so betragen die der Verbund-Varianten und des "Full Repowering" etwa 80 %, die des "Boosting" 70 bis 75 % /Bauer, 1998/. Als Anhaltspunkt für Investitionskosten werden z. B. 1340 DM/kW<sub>el</sub> (in Preisen von 1991) genannt /EVS, 1991/.

### **Ertüchtigung fossiler Kraftwerksblöcke in Baden-Württemberg**

In Baden-Württemberg ist die Ertüchtigung bestehender kohlebefuerter Dampfkraftwerke nach den erwähnten Verfahren zu überlegen. In Karlsruhe ist der Block 4 des Rhein-Dampf-

kraftwerkes bereits nachgerüstet worden (wobei allerdings von dort über technische Schwierigkeiten mit den Anpassungsmaßnahmen berichtet wird).

Tabelle 5-1 gibt einen Überblick über die bestehenden baden-württembergischen kohle-gefeuerten Dampfkraftwerke, die aufgrund ihrer Blockleistung und Restlebensdauer für eine weitergehende Prüfung von Ertüchtigungsmaßnahmen grundsätzlich in Frage kommen. Von den Betreibern einiger dieser Kraftwerke wurden bereits Anfang der Neunziger Jahre Konzepte der verstärkten Nutzung von Erdgas durch Vorschalten einer Gasturbine oder den Verbundbetrieb mit parallel geschalteter Gasturbine und Abhitzeessel untersucht /Badenwerk, 1991; EVS, 1991; Neckarwerke, 1991/. Dabei wurde auf die großen technischen Schwierigkeiten hingewiesen, die aufgrund der räumlichen Anordnung bei der Vorschaltvariante existieren, da die Hauptkomponenten so nah wie möglich beim Dampferzeuger angeordnet werden sollen. So wäre es z. B. nicht möglich, die Topping-Variante beim Block 7 des RDK zu realisieren. Die Verbundvariante dürfte jedoch auch bei räumlich engen Standortverhältnissen durchaus möglich sein, da die Gasturbine mit Abhitzeessel in einiger Entfernung von der Dampfturbine aufgestellt werden kann.

**Tabelle 5-1:** Fossile Kraftwerke in Baden-Württemberg, die für eine weitergehende Prüfung von Ertüchtigungsmaßnahmen in Frage kommen

Standort	Block	Brennstoff	Inbetriebnahme	Elektrische Engpassleistung (MW <sub>netto</sub> )
Altbach	HKW1	St, Hö	1985	420
Karlsruhe	RDK Bl. 7	St, Eg, Hö	1985	505
Heilbronn	Bl. 7	St, Hö	1985	705
Mannheim	GKM Bl. 8	St, Hö	1992	435

St=Steinkohle; Hö=Heizöl

Die gesamte elektrische Netto-Engpassleistung dieser Kraftwerke beträgt zusammen 2065 MW. Unter Berücksichtigung der Leistungseinbuße bei Kraft-Wärme-Kopplungsfahrweise ergibt sich eine Kraftwerksleistung der vier Kraftwerksblöcke von insgesamt ca. 1750 MW. Durch Ertüchtigungsmaßnahmen der beschriebenen Art ließe sich die Kraftwerksleistung dieser Blöcke theoretisch auf bis zu ca. 3500 MW ausbauen. Allerdings kann nur durch eine konkrete Einzelfalluntersuchung nachgewiesen werden, ob es technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist, diese Umrüstungsmaßnahmen auszuführen.

## 5.2 Neubau fossiler Kraftwerke

### Kraftwerksaus- und -ersatzbau an bestehenden Standorten

Beim Neubau fossiler Kraftwerke ist zunächst zu prüfen, ob an den bestehenden Standorten fossiler und nuklearer Anlagen entsprechende Aus- und Ersatzbauten möglich sind. Denn die

Entwicklung und Genehmigung neuer Kraftwerksstandorte ist wesentlich aufwendiger als der Ersatz- und Ausbau von Kraftwerken an einem gegebenen Standort.

Der Bau von Großkraftwerken in einem dicht besiedelten Bundesland wie Baden-Württemberg ist aufgrund der konkurrierenden Nutzungen ohnehin eine sehr schwer zu lösende Aufgabe. Denn dabei müssen nicht nur die unterschiedlichsten Anforderungen hinsichtlich des Natur-, Landschafts-, Boden- und Gewässerschutzes sowie der Luftreinhaltung und der Erhaltung des Kleinklimas erfüllt, die Eignung und Größe des Geländes, die Interessen der betroffenen Gemeinden, insbesondere bezüglich der Abstände zum Kraftwerkszaun und des Lärmschutzes, angemessen berücksichtigt, sondern auch die Standortvoraussetzungen für die wesentlichen die Umgebung direkt beeinflussenden Faktoren des Kraftwerksbetriebs wie Brennstofftransport, Kühlturm- oder Flußkühlungstechnik und Abtransport der elektrischen Arbeit über Leitungstrassen gegeben sein.

Wegen der benötigten Kühlwassermengen kommt ein Ausbau von Standorten an Donau, Iller und oberem Neckar für Großkraftwerksblöcke grundsätzlich nicht in Betracht. Auch der untere Neckar kann nur genutzt werden, wenn keine zusätzlichen Kühllasten anfallen. Somit kommt der Kraftwerksstandort Heilbronn nur für den Ersatzbau von am selben Standort außer Betrieb gehenden fossilen Blöcken in Frage. Ein Zubau von Blöcken an den Kraftwerksstandorten Karlsruhe und Mannheim wäre dagegen aufgrund der am Rhein zusätzlich verkraftbaren Kühllasten möglich.

In Baden-Württemberg ist an den bestehenden Standorten der fossilen Großkraftwerke in Heilbronn und Karlsruhe Platz für zwei zusätzliche Blöcke von jeweils 750 MW. Die anderen bestehenden Kraftwerksstandorte mit fossilen Anlagen lassen aufgrund der verfügbaren Flächen und der vorhandenen Bebauung nur Raum für Ersatzblöcke oder kleine Einheiten.

Der Bau fossiler Kraftwerksblöcke auf dem Gelände der bestehenden Kernkraftwerke ist in technischer Hinsicht unproblematisch, wenn das Kühlwasserangebot ausreichend ist, genügend große Freiflächen zur Bebauung zur Verfügung stehen und auch die sonstigen Standortbedingungen, z. B. Transportmöglichkeit von Kohle per Schiff, positiv zu bewerten sind.

Die notwendige Kühllast fossiler Kraftwerke liegt dank des höheren Wirkungsgrades unter der von nuklearen Kraftwerken baugleicher Leistung. Unter der Voraussetzung, dass die fossile Ersatzleistung nicht größer als die insgesamt ersetzte nukleare Leistung am jeweiligen Standort ist, reicht das Kühlwasserangebot insofern an allen Standorten aus; die Aufheizung des Rheins bzw. Neckars würde sogar unter dem jetzigen Niveau bleiben. Zusätzliche Kraftwerksleistung dürfte jedoch wegen der begrenzten Kühlkapazität der Vorfluter, deren Nutzung vor allem durch die Umsetzung der EU-Fischgewässerrichtlinie stark eingeschränkt ist, nur am Standort Philippsburg/Rhein, platziert werden können. Dort sind allerdings Vogelschutzflächen ausgewiesen, die einen Zubau von Kohlekraftwerken unter Umständen unmöglich machen könnten /Naturschutz, 2000/. Dies bedarf einer weiteren Überprüfung durch die zuständigen Behörden.

Die Bedingung des ausreichenden Platzangebotes trifft in Baden-Württemberg für das Gelände des Kernkraftwerks Philippsburg zu, denn dort wurde vom Investor eine Fläche an-

gekauft, die für vier ursprünglich geplante Siedewasserreaktoren ausreicht, jedoch nur mit zwei Reaktoren belegt ist. Auch auf dem Gelände des Kernkraftwerks Obrigheim (KWO) gibt es genügend Freiflächen für fossile Kraftwerksneubauten. An beiden Standorten könnten auf dem Kraftwerksgelände also mehrere große Steinkohle- wie auch Erdgasblöcke errichtet werden. Etwas ungünstiger ist der Standort am Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim (GKN) zu bewerten, da hier nicht genügend Freiflächen zur Bebauung zur Verfügung stehen. Diese könnten erst durch den Abriss der nicht-nuklearen Komponenten auf dem Kernkraftwerksgelände oder durch Bebauung von zusätzlichen Freiflächen geschaffen werden, die zwar im Eigentum des Kernkraftwerksbetreibers, nicht jedoch im Bebauungsplan ausgewiesen sind. Tabelle 5-2 gibt einen Überblick über die Freiflächen an den Standorten der Kernkraftwerke Obrigheim und Neckarwestheim.

**Tabelle 5-2:** Für fossile Kraftwerks-Ersatzbauten nutzbare Freiflächen an den Standorten der Kernkraftwerke Obrigheim und Neckarwestheim in ha /Frey, 2000/

<b>Kategorie</b>		<b>KWO (Hektar)</b>	<b>GKN (Hektar)</b>
1	Für Erweiterungsbauten auf dem Kraftwerksgelände reservierte Freiflächen, im Bebauungsplan ausgewiesen	25	3
2	Nach Abriss nicht-nuklearer Komponenten auf dem Kraftwerksgelände für Ersatzbebauung geeignete Flächen	10	25
3	An das Kraftwerksgelände grenzende Freiflächen, im Eigentum, nicht im Bebauungsplan ausgewiesen	15	9
4	In der Nähe des Kraftwerks liegende Freiflächen, im Eigentum, nicht im Bebauungsplan ausgewiesen	90	11

Ann.: Der Platzbedarf eines 700 MW-Kohleblocks beträgt ca. 3,5-4 Hektar.

Zeitaufwendiger als der Kraftwerksneubau auf Freiflächen ist der Neubau nach vorherigem Rückbau der Kernkraftwerksblöcke. Die konventionellen Komponenten ließen sich zwar noch relativ leicht entfernen. (Eine weitere Nutzung dieser Komponenten wie Generator, Kondensator, Kühlturm und andere Bauteile scheidet in der Regel aus technischen wie ökonomischen Gründen aus.) Da der Abriss der nuklearen Komponenten und der Rückbau der genutzten Flächen etwa zehn Jahre dauern wird, zusätzlich Umnutzung beantragt und das Planfeststellungsverfahren begonnen werden muß, ist mit einer Karenzzeit von mindestens 15 Jahren nach Außerbetriebnahme der Kernreaktoren zu rechnen, in der mit Bauarbeiten von fossilen Kraftwerksblöcken nicht begonnen werden kann. Die EnBW AG geht sogar von einer Karenzzeit von 30 Jahren aus und begründet dies mit den über diesen Zeitraum zu betreibenden Zwischenlagern für abgebrannte Brennelemente. Eine Nutzungsänderung sei in dieser Zeit nicht zu erwarten, zumal die Gemeinden dieser in der Regel nicht zustimmen würden /EnBW, 2000a/.

Unter dem Aspekt der Brennstoffbeschaffung sind alle drei Kernkraftwerks-Standorte für fossile Kraftwerke geeignet, denn der Transport von Kohle per Schiff rheinaufwärts bis Philippsburg bzw. neckaraufwärts bis Obrigheim oder Neckarwestheim ist gut darzustellen,

ebenso sind Gasantransporte ohne Schwierigkeiten zu realisieren. Zu berücksichtigen ist dabei, dass in diesem Falle für die Versorgung der Standorte am Neckar eine neue Gasleitung gebaut werden müsste, die an der MEGAL ansetzen könnte.

Die Übertragung der erzeugten elektrischen Energie wird weitgehend über das bestehende Leitungssystem erfolgen können. Allerdings sind bei einem Standortausbau auch Verstärkungsmaßnahmen am Netz erforderlich. Die einzelnen Maßnahmen, die stellenweise zur Netzverstärkung notwendig werden, lassen sich jedoch nicht ohne tiefere Prüfung der gesamten Netzstruktur angeben. Denn aufgrund des sich nach physikalischen Gesetzen aufteilenden Energie- und Lastflusses ist bei der Übertragung elektrischer Energie in einem eng vermaschten Netz in der Regel das gesamte System betroffen. Je stärker die Standortveränderungen sind, desto wichtiger ist es daher für einen technisch sicheren und wirtschaftlichen Netzausbau- und -betrieb, das gesamte miteinander verbundene System von Quellen (Kraftwerke) und Senken (Verbraucher) neu zu optimieren.

Die Diskussion über die Eigenschaften der bestehenden Kraftwerksstandorte zeigt, dass es dort ausreichende Ersatzoptionen für die in Baden-Württemberg wegfallende Kernkraftwerksleistung sowie die zu ersetzende fossile Kraftwerksleistung gibt. Tabelle 5-3 fasst die Ersatz- und Zubaumöglichkeiten zusammen.

**Tabelle 5-3:** Ersatz- und Zubaumöglichkeiten für Kraftwerksblöcke an bestehenden Standorten in Baden-Württemberg

Standort	Ersatz- und Zubaumöglichkeit
<b>am Neckar</b>	
<b>Neckarwestheim</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- wegen Kühllast am Neckar nur Ersatzbau für am selben Standort außer Betrieb gehende Kernkraftblöcke möglich;</li> <li>- der Kernkraft-Blockleistung von GKN1 und GKN2 von zusammen 2054 MW<sub>el,netto</sub> entspricht aufgrund des höheren Wirkungsgrades eine fossile Leistung von 2863 (Steinkohle) bzw. 3610 (Erdgas-GuD) MW<sub>el,netto</sub> mit gleichem Kühlbedarf;</li> <li>- Baumaßnahmen erst nach Abriss der nicht-nuklearen Anlagen oder nach Änderung des Bebauungsplans möglich.</li> </ul>
<b>Obrigheim</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- wegen Kühllast am Neckar nur Ersatzbau für am selben Standort außer Betrieb gehenden Kernkraftblock mittlerer Leistung von 340 MW<sub>el,netto</sub> bzw. Ersatzbau größerer Leistung bei entsprechendem Verzicht auf Kühllasten am Standort Neckarwestheim bzw. Heilbronn möglich;</li> <li>- der Kernkraft-Blockleistung von 340 MW<sub>el,netto</sub> entspricht aufgrund des höheren Wirkungsgrades eine fossile Leistung von 474 (Steinkohle) bzw. 598 (Erdgas-GuD) MW<sub>el,netto</sub> mit gleichem Kühlbedarf;</li> <li>- Ausreichende Freiflächen für Baumaßnahmen vorhanden</li> </ul>
<b>Heilbronn</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- wegen Kühllast am Neckar nur Ersatzbau für am selben Standort außer Betrieb gehende fossile Kraftwerksblöcke von rund 950 MW<sub>el,netto</sub> möglich;</li> <li>- der Blockleistung von 950 MW<sub>el,netto</sub> entspricht aufgrund des höheren Wirkungsgrades neuer fossiler Kraftwerke eine Leistung von 1213 (Steinkohle) bzw. 1530 (Erdgas-GuD) MW<sub>el,netto</sub> mit gleichem Kühlbedarf.</li> </ul>
<b>Walheim</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- wegen Kühllast am Neckar ermöglicht die Außerbetriebnahme von Kraftwerksleistung an diesem Standort einen größeren Ersatzbau an einem anderen Standort am Neckar;</li> </ul>

<b>am Rhein</b>	
<b>Karlsruhe</b>	- Zubau eines Blocks von 750 MW <sub>el,netto</sub> aufgrund von Kühllast- und Flächenbedingungen möglich.
<b>Philippsburg</b>	- Ersatzbau für am selben Standort außer Betrieb gehende Kernkraftblöcke möglich; - der Kernkraft-Blockleistung von KKP1 und KKP2 von zusammen 2249 MW <sub>el,netto</sub> entspricht aufgrund des höheren Wirkungsgrades eine fossile Leistung von 3134 (Steinkohle) bzw. 3952 (Erdgas-GuD) MW <sub>el,netto</sub> mit gleichem Kühlbedarf; - Zusätzlich Zubau von zwei Blöcken von 2*750 MW <sub>el,netto</sub> aufgrund von Kühllast- und Flächenbedingungen möglich.
<b>Mannheim</b>	- wegen Flächenangebot nur Ersatzbau für am selben Standort außer Betrieb gehende fossile Kraftwerksblöcke möglich.
<b>Rheinfelden</b>	- Neubau Wasserkraftwerk 115 MW <sub>el,netto</sub>

Werden darüber hinaus auch neue Kraftwerksstandorte betrachtet, so ist als Ergebnis einer Überprüfung festzuhalten, dass

- es in Baden-Württemberg keine reservierten Nutzungsflächen für neue Kraftwerksstandorte gibt,
- es sehr schwierig sein dürfte, geeignete genehmigungsfähige Grundstücksflächen an Neustandorten überhaupt zu finden und
- die Genehmigungsverfahren für neue Standorte erfahrungsgemäß erheblichen Widerstand in der betroffenen Bevölkerung hervorrufen und somit sehr viel Zeit in Verwaltungsgerichtsverfahren in Anspruch nehmen können, wodurch eine grundsätzliche Planungs- und Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Genehmigungsfähigkeit solcher Standorte insgesamt besteht.

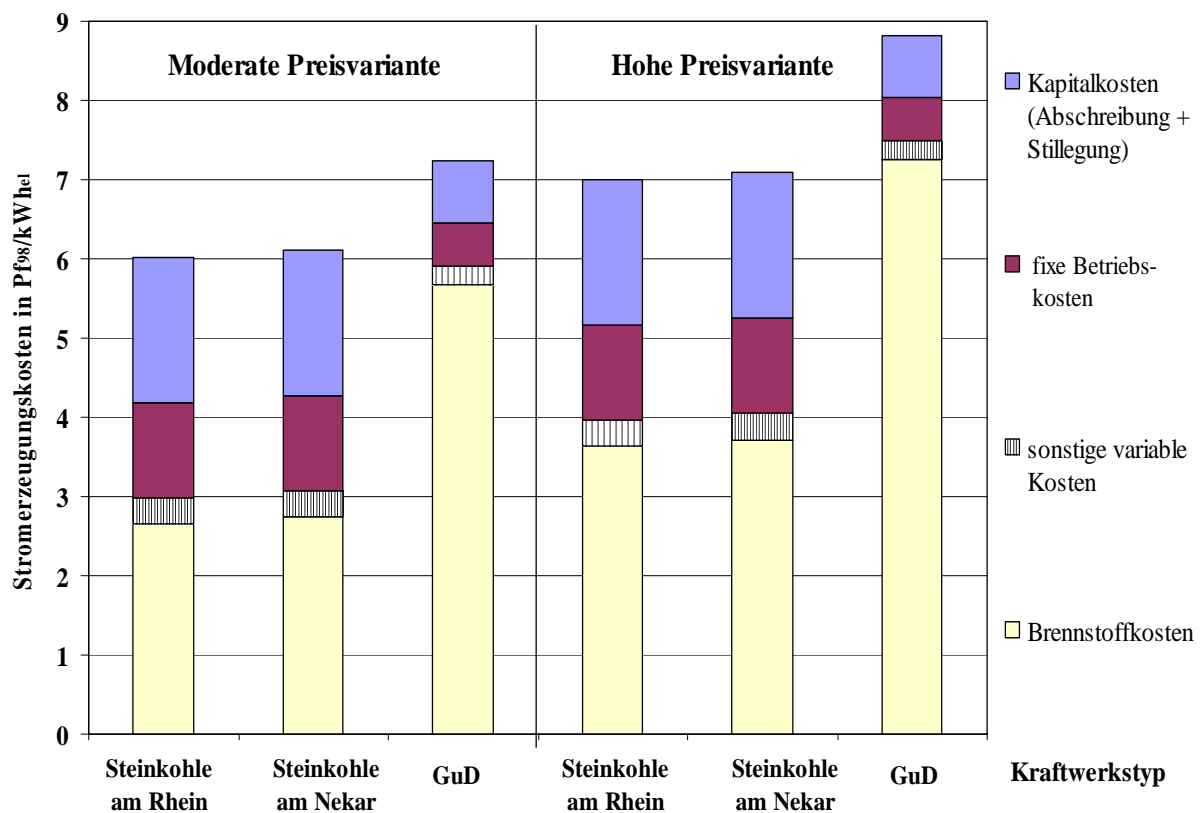
### 5.3 Randbedingungen für die Kraftwerks- und Brennstoffwahl

Bei fossilen Kraftwerksneubauten kommen für Baden-Württemberg die in Tabelle 5-5 aufgeführten Kraftwerkstypen als Referenzanlagen für große Blockleistungen in Betracht. Für Steinkohlekraftwerke wird dabei ein Standort am Neckar (Heilbronn, Obrigheim, Neckarwestheim) oder Rhein (Karlsruhe, Mannheim, Philippsburg) mit entsprechend ausgebaute Infrastruktur zum Schiffstransport der Steinkohle zu wählen sein. Voraussetzung für die Errichtung von größeren Erdgas-GuD-Kraftwerke an diesen Standorten ist die Verfügbarkeit des entsprechend dimensionierten Leitungsnetzes für den Gastransport. Diese Voraussetzung ist gegenwärtig für die Standorte am Neckar nicht gegeben.

Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Großkraftwerksblöcke sind zwei Brennstoffpreis-Entwicklungspfade (vgl. Abschnitt 6.1) und ein realer Kalkulationszinssatz von 5,5 % unterstellt. Abbildung 5-1 zeigt die für diese Preispfade berechneten Stromerzeugungskosten bei einer Auslastung von 7500 h/a.

**Tabelle 5-4:** Referenzdaten möglicher Großkraftwerksneubauten in Baden-Württemberg (Werte in Klammern: Variationsbreite) /Fahl, 1999/

	Einheit	Steinkohle-Dampfkraftwerk	Erdgas-GuD-Kraftwerk
Nettoleistung	MW <sub>el</sub>	800	750
Wirkungsgrad	%	46 (45); (47)	58 (56); (60)
Nutzungsdauer	a	35 (30); (40)	35 (30); (40)
Abschreibungsdauer	a	17	17
Investitionen mit Bauherreneigenleistung ohne Zinsen	DM <sub>98</sub> /kW <sub>el</sub>	2000 (1900); 2100)	900 (800); (950)
Wartung und Instandhaltung	DM <sub>98</sub> /(kW <sub>el</sub> *a)	21,5	12,5
Variable Betriebskosten	Pf <sub>98</sub> /kWh <sub>el</sub>	0,33	0,23



**Abbildung 5-1:** Stromerzeugungskosten der Referenz-Kraftwerke, Inbetriebnahme 2005, Auslastung 7500 h/a, einzelwirtschaftliche Sicht

Unter der Annahme moderat steigender Brennstoffpreise von 1,0 %/a für Gas und 0,4 %/a für Steinkohle sind dann im Grundlastbereich Steinkohleblöcke deutlich wirtschaftlicher als neue Erdgas-GuD-Blöcke. Wird die Auslastung der Kraftwerksblöcke jedoch verringert, so werden bei moderat steigenden Brennstoffpreisen Erdgas-GuD-Anlagen kostengünstiger als Steinkohleblöcke sein. Der kritische Auslastungsgrad liegt bei rund 4500 h/a.

Bei stärker steigenden Brennstoffpreisen liegt das Niveau der Stromerzeugungskosten naturgemäß insgesamt höher, und die Erdgas-GuD-Blöcke hätten auch noch unter 4500 h/a einen leichten Wettbewerbsnachteil, der mit zurückgehender Auslastung zunehmend ab-

nimmt. Erst ab einer Auslastung von weniger als 3500 h/a können hier die Erdgas-GuD-Kraftwerke konkurrenzfähig werden.

Damit wird deutlich, dass die erwartete Entwicklung der zukünftigen Brennstoffpreise von zentraler Bedeutung für die Robustheit der Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der beiden Referenzkraftwerke ist. Wenn die Erwartung auf stärker steigende Erdgaspreise ausgerichtet ist, weil zusätzliche Erdgasmengen schwierig zu beschaffen sein werden oder das Energiepreisniveau auf den Weltmärkten generell höher liegt, so hat Steinkohle klare Kostenvorteile in fast allen Auslastungsbereichen der Grund- und Mittellast. Bei einem moderaten Preisanstieg ist die Konkurrenzfähigkeit von neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken in der unteren Mittellast gegeben. Auch bei einer Variation der weiteren kostenwirksamen Einflußgrößen Kalkulationszinssatz, Investitionskosten und Nutzungsdauer ändert sich an dieser grundsätzlichen Einschätzung nichts.

Die Beschaffung größerer zusätzlicher Steinkohlemengen für die Grundlast-Stromerzeugung in Baden-Württemberg auf den Weltmärkten ist weder von der Weltreservelage noch von den notwendigen Infrastrukturanlagen, d. h. Bergbaubetriebe, Transport- und Verladeeinrichtungen, ein grundsätzliches Problem. Die Kapazitäten können bedarfsgerecht angepasst werden.

Die Beschaffung größerer zusätzlicher Erdgasmengen für die Grundlast-Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist ebenfalls nicht durch die Reservesituation auf den internationalen Produzentenmärkten begrenzt /Rath-Nagel, 1999/. Allerdings wird die Erdgasbeschaffung nur auf Grundlage langfristiger Verträge mit den Erdgasimporteuren möglich sein, die es diesen erlaubt, Transportkapazitäten auszubauen. Die bestehenden Transportkapazitäten im internationalen wie im deutschen und baden-württembergischen Gasnetzverbund sind lediglich für das gegenwärtige Absatzvolumen und die heutigen Absatzmärkte ausgelegt. Größere zusätzliche Mengen erfordern daher zusätzliche Investitionsmaßnahmen. Da für die Erdgaslieferungen nach Baden-Württemberg Transportleitungen über große Entfernungen, z. B. über 5000 km von Sibirien zur deutschen Grenze, zu errichten oder auszubauen sind, werden große Investitionen benötigt. Damit sich die hohen Kapitalkosten über viele Jahre verzinsen lassen, werden Erdgasbezugsverträge mit langen Laufzeiten auf der Basis von Take-or-Pay-Bedingungen abgeschlossen. So haben viele Verträge Laufzeiten von 20 Jahren; einige Verträge deutscher Gasimporteure reichen sogar bis 2030. Auch bei den Ferngasleitungen in Deutschland und in Baden-Württemberg sind nur geringe freie Kapazitäten vorhanden, sodass eine verstärkte Erdgasnachfrage in Süddeutschland den Ausbau der Leitungskapazitäten zu den Kraftwerksstandorten in Baden-Württemberg notwendig machen würde. Die Erdgas-Transportkosten werden daher den größten Teil der Beschaffungskosten für zusätzliches Kraftwerksgas ausmachen<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> Die Erdgastransportkosten über große Entfernungen liegen in der Größenordnung von 0,03-0,05 Pf je (kWh\*100 km) /Rath-Nagel, 1999/.





## 6 Szenarien der Strombereitstellung in Baden-Württemberg

Für die Analyse der notwendigen Maßnahmen zum Ersatz der Kernenergie in Baden-Württemberg wird im Rahmen des Gutachtens die Szenariotechnik verwendet. Ein Szenario umfaßt eine Quantifizierung der Vorstellungen zur Nachfrageentwicklung sowie Annahmen über die Entwicklung unsicherer Einflußfaktoren wie beispielsweise die Entwicklung der Energiepreise oder der Rahmenbedingungen zum Klimaschutz. Ein Szenario ist dabei jedoch nicht als abstrakte Vereinigung einzelner Zahlen zu sehen, sondern als Denkbild einer ganz bestimmten Zukunftsentwicklung. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse der einzelnen Szenarien lediglich als Basis für eine qualitative Interpretation und nicht als Prognose einer zukünftigen Entwicklung aufzufassen. Ziel ist die Identifikation von Entscheidungen, die trotz der eventuell großen Spannweiten aus heutiger Sicht richtig sind und die als *robuste* Entscheidungen bezeichnet werden. Grundannahme der Szenarien ist dabei die Umsetzung der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 über den Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke in Deutschland.

### 6.1 Szenariocharakterisierung

Vor dem Hintergrund der zuvor erläuterten Ausgangssituation bezüglich der einzelnen Ersatzoptionen der Kernenergie werden im Folgenden Szenariorechnungen zur Entwicklung der Strombereitstellung in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2030 bei Variation der Energiepreisentwicklung (moderat und hoch) und der Rahmenbedingungen zum Klimaschutz (ohne Minderangsvorgabe und CO<sub>2</sub>-Minderungsziel) erläutert. Insgesamt werden somit vier Szenarien analysiert (vgl. Tabelle 6-1).

**Tabelle 6-1:** Grundkonstruktion der betrachteten Szenarien und Szenariokurzname

	Moderate Energiepreise	Hohe Energiepreise
ohne Klimaschutzziel (Basis)	BMP	BHP
mit Klimaschutzziel	ZMP	ZHP

Für diese Szenarien erfolgt eine Auswertung hinsichtlich der Entwicklung

- der Kraftwerksleistung,
- der Stromerzeugungsstruktur,
- des Brennstoffeinsatzes und
- der umweltseitigen Effekte.

Die moderate Preisentwicklung setzt dabei auf den Annahmen im Ausstiegs-Gutachten von 1999 /Fahl, 1999/ auf, berücksichtigt aber die zwischenzeitlich eingetretene enorme Verteuerung des Rohöls. Diese Entwicklung wird jedoch in dieser ersten Preisvariante nur als eine

kurzfristige Preisreaktion gesehen, so dass nach einem Preisverfall (auf ca. 20 US-\$<sub>98</sub> je bbl in 2005) ein Preispfad auftritt, der in 2030 nahezu wieder den selben Wert erreicht wie in /Fahl, 1999/. Für den hohen Preispfad wird demgegenüber angenommen, dass der Preisanstieg nicht mehr vollständig zurückgenommen wird, so dass sich ein um 17,2 US-\$<sub>98</sub> je bbl höheres Preisniveau in 2030 ergibt mit dann 43,0 US-\$<sub>98</sub>/bbl. Entsprechend dieser Entwicklungen auf dem Weltmarkt ergeben sich unter Berücksichtigung der Wechselkurse und der Anlegbarkeiten zwischen Gas und Öl bzw. der Angebotssituation bei der Importsteinkohle die in Abbildung 6-1 dargestellten Grenzübergangswerte für Deutschland. Insgesamt bedeutet dies, dass der Preis für Rohölimporte in der moderaten Preisvariante zwischen dem Tiefstpunkt im Jahr 1998 bis 2030 um 2,2 %/a steigt und in der hohen Preisvariante um 3,8 %/a. Der Anstieg des Preises für Importerdgas fällt in dieser Periode mit 1,9 %/a in der moderaten Preisvariante und mit 3,3 %/a bei hohen Preisen jeweils etwas niedriger aus, doch ist dabei zu berücksichtigen, dass der Erdgaspreis aufgrund der Preisbildungsprinzipien erst im Jahr 1999 den Tiefstpunkt erreicht hat. Aufgrund der notwendigen Erschließung neuer und zunehmend auch ungünstigerer Erdgasförderstellen sowie damit einhergehend dem Aufbau neuer Gastransport-systeme in den europäischen Markt, beginnt hier nach 2010 die Annäherung der Gasimportpreise an die höheren Ölpreise. Bei den absehbaren Bedingungen auf den Weltkohlemärkten wird für die Importkohle nur ein sehr mäßiger Preisanstieg angenommen: Von 1998 bis 2030 wird er lediglich 0,7 %/a (moderate Preise) bzw. 1,9 %/a bei höheren Preisen betragen.

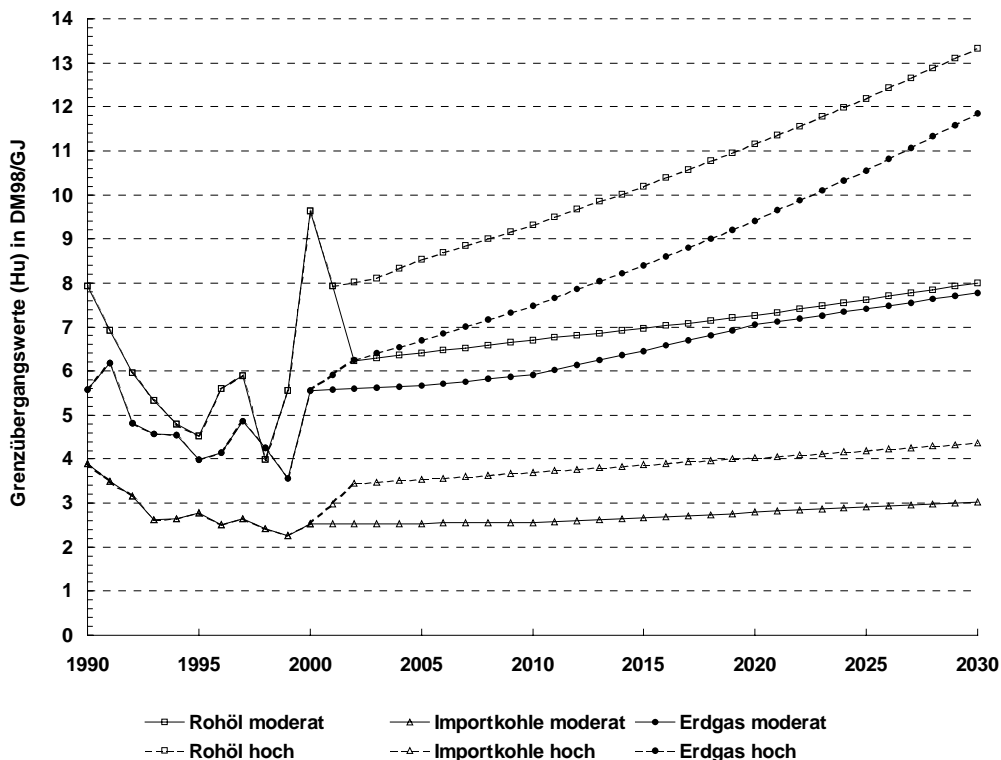


Abbildung 6-1: Grenzübergangswerte für fossile Energieträger in zwei Varianten

Bezüglich des Klimaschutzes werden ebenfalls zwei Varianten betrachtet. Zum einen wird unterstellt, dass es keine CO<sub>2</sub>-Minderungszielvorgabe für Baden-Württemberg gibt, so dass die energiewirtschaftliche Entwicklung frei von weiteren Auflagen aufgrund des Klimaschutzes erfolgen kann. In der Variante mit Berücksichtigung von Klimaschutzerfordernissen wird auf die Zielorientierungen aufgesetzt, die im Umweltplan Baden-Württemberg formuliert worden sind und diese entsprechend bis zum Jahr 2030 fortgeschrieben. Somit wird für die Zielszenarien unterstellt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg im Jahr 2005 unter 70 Mio. t liegen sollen, im Jahr 2010 unter 65 Mio. t, im Jahr 2015 unter 61 Mio. t, im Jahr 2020 unter 58 Mio. t, im Jahr 2025 unter 56 Mio. t und im Jahr 2030 unter 55 Mio. t. Damit würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf im Jahr 2030 unter der vorgegebenen Bevölkerungsentwicklung auf rund 5,1 t CO<sub>2</sub>/a sinken und somit etwas über dem heutigen Weltdurchschnitt liegen.

Für alle vier Szenarien wird unterstellt, dass die mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte eingeleitete Entwicklung dazu führt, dass eine wettbewerblich orientierte Ausgestaltung des Energiemarktes in Baden-Württemberg umgesetzt wird. Damit werden zunehmend die Gewinnmaximierung bzw. die Kostenminimierung zu den Handlungsmaximen der Unternehmen und der übrigen Akteure, womit eine stärkere Orientierung der Verbraucherpreise an den Bereitstellungskosten verbunden ist. Dies gilt auch für Maßnahmen der Strom einsparung und der Nutzung von erneuerbaren Energien sowie der Kraft-Wärme-Kopplung. Somit wird jeweils eine kostenminimale Bereitstellung des Energiedienstleistungsbedarfs unter den jeweiligen sonstigen Randbedingungen unterstellt. Für die erneuerbaren Energien werden jedoch Mindesteinsatzmengen vorgegeben. Eine über die derzeitigen Planungen (vgl. Abschnitt 2.4) hinaus gehende Veränderung des Stromimportsaldos wird nicht angenommen, unter anderem auch, weil es Ziel der Energiepolitik der Landesregierung ist, eine leistungsfähige Elektrizitätserzeugung und die damit verbundene Wertschöpfung und Beschäftigung im Lande zu erhalten. Damit wird unterstellt, dass der Stromimportsaldo von 1,06 TWh in 1998 zunächst auf 5,05 TWh in 2005 steigen und danach auf diesem Niveau konstant bleiben wird.

Die Szenarien gehen auch davon aus, dass die derzeit geltenden Umweltgesetze, z. B. die Großfeuerungsanlagenverordnung, umgesetzt werden, bzw. dass neue Richtlinien der Europäischen Union z. B. für den Verkehrsbereich, wie die Einführung von EURO III- bzw. EURO IV-Fahrzeugen, auch national umgesetzt werden. Des Weiteren wird beispielsweise auch berücksichtigt, daß die novellierte Wärmeschutzverordnung im Jahr 1995 in Kraft getreten ist, die ihre Fortführung in der Energiesparverordnung finden wird.

## **6.2 Abschätzung des Mindestleistungsbedarfs neuer großer Kraftwerke**

In den zuvor erläuterten Abschnitten 3 bis 5 wurden die Ersatzoptionen für die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken einzeln erläutert. Bevor im Folgenden in Form von Szenarioanalysen die einzelnen Optionen in ein gemeinsames Gesamtbild zusammengefügt werden, stellt Tabelle 6-2 eine Übersicht über die maximal realisierbaren Beiträge der Stromeinsparung, der

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung für die kommunale Objektversorgung (BHKW) dar. Hieraus leitet sich bei der unterstellten Stromnachfrageentwicklung aus Abschnitt 2.5 und der Entwicklung des Stromimportsaldo für Baden-Württemberg gemäß Abschnitt 6.1 eine Einschätzung über die zumindest notwendige Stromerzeugung aus größeren fossilen Kraftwerken ab, entweder im Kondensationsbetrieb oder in Kraft-Wärme-Kopplung für die Versorgung von Siedlungen oder Industriebetrieben. Nach dieser Betrachtung werden somit rund 50 bis 57 TWh/a mindestens noch nachgefragt, die aus größeren fossilen Kraftwerken bereitgestellt werden müssten.

**Tabelle 6-2:** Zusammenfassende Übersicht zu möglichen Ersatzoptionen für die Stromerzeugung aus Kernenergie in Baden-Württemberg in TWh

	2010	2020	2030
<b>Notwendige Stromerzeugung in Baden-Württemberg (netto)<sup>7</sup></b>	<b>68,81</b>	<b>71,72</b>	<b>73,03</b>
Maximal realisierbares Stromeinsparpotenzial (nach Tabelle 3-2)	2,02	2,31	2,68
Maximal realisierbares Stromerzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energien (nach Tabelle 3-4)	6,39	10,50	17,10
Realisierbares Stromerzeugungspotenzial durch KWK in kommunalen Objekten (siehe Abschnitt 4) bei einer Auslastung von 5000 h/a	3,57	3,21	2,86
<b>Notwendige Stromerzeugung in sonstigen Kraftwerken (netto)</b>	<b>56,83</b>	<b>55,70</b>	<b>50,39</b>

Eine ähnliche Betrachtung lässt sich auch für die Entwicklung des Leistungsbedarfs anstellen, wenn auf die in Abschnitt 2.4 dargestellte Situation hinsichtlich der notwendigen Außerbetriebnahme älterer fossiler Kraftwerke und der Konsequenzen aus der Kernenergievereinbarung aufgesetzt wird und dann zunächst der zusätzliche Leistungsbedarf aus der steigenden Strombedarfsentwicklung im Basisfall (vgl. Abschnitt 2.5) berücksichtigt wird. Hier auf aufbauend können dann wiederum die maximal möglichen Leistungsbeiträge – bei der Windenergie und der Photovoltaik jeweils nur der Leistungskredit – der betrachteten Ersatzoptionen angerechnet werden (vgl. Tabelle 6-3).

**Tabelle 6-3:** Zusammenfassende Übersicht zum Leistungsbedarf in Baden-Württemberg in MW

	2010	2020	2030
<b>Leistungsbedarf in Baden-Württemberg (nach Tabelle 2-7)</b>	<b>907</b>	<b>5545</b>	<b>7512</b>
Zusätzliche Leistungssteigerung durch Bedarfswachstum	1020	1565	2055
<b>Leistungsbedarf in Baden-Württemberg inkl. Bedarfszuwachs</b>	<b>1927</b>	<b>7110</b>	<b>9567</b>
Mögl. Leistungsbeitrag durch realisierbares Stromeinsparpotenzial	307	351	407
Zusätzlicher Leistungsbeitrag durch realisierbares Stromerzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energien	490	1160	2310
Möglicher Leistungsbeitrag durch realisierbares Stromerzeugungspotenzial durch KWK in kommunalen Objekten	1010	910	810
<b>Mindest-Leistungsbedarf in sonstigen neuen Kraftwerken</b>	<b>120</b>	<b>4689</b>	<b>6040</b>

<sup>7</sup> Die notwendige Nettostromerzeugung in Baden-Württemberg ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch an Strom gemäß Tabelle 2-8 zuzüglich dem Stromverbrauch der Raffinerien, dem Pumpstromverbrauch sowie den Netzverlusten und abzüglich dem Stromimportsaldo.

Damit ist zu erkennen, dass bei einer vollständigen Umsetzung der realisierbaren technischen Potenziale der betrachteten Ersatzoptionen zumindest das Leistungsdefizit in Baden-Württemberg bis 2010 eingegrenzt werden könnte. Jedoch wird längerfristig zusätzliche Kapazität zumindest in Höhe von 4700 MW bzw. 6000 MW benötigt.

### 6.3 Basisszenario bei moderaten Energiepreisen (BMP)

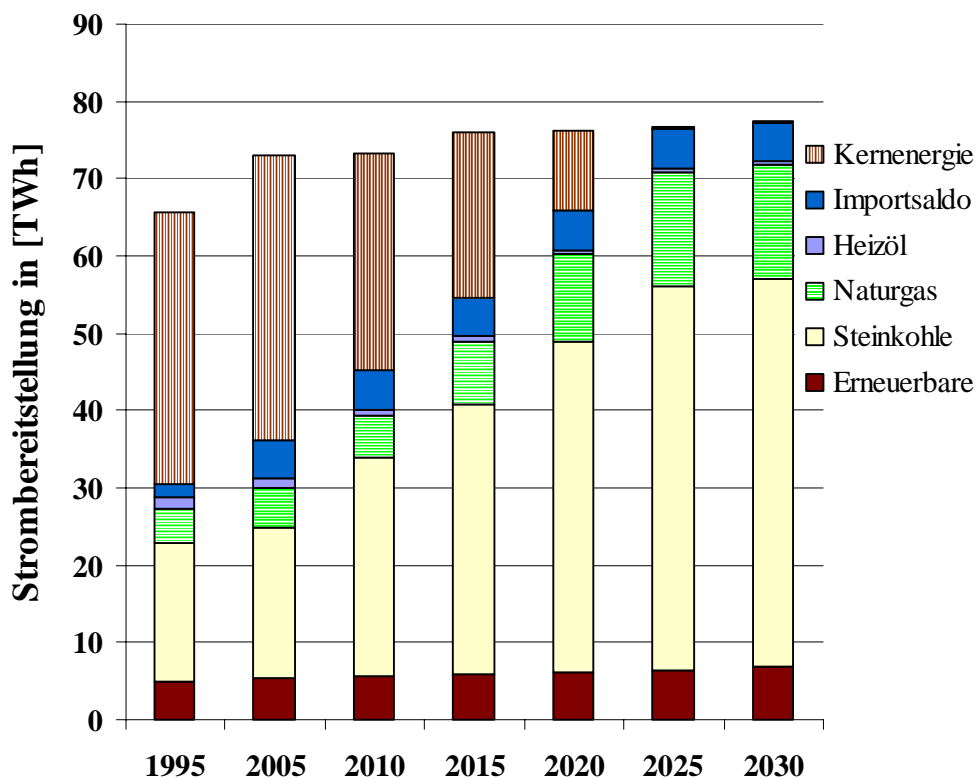
Nach der hypothetischen Betrachtung in Abschnitt 6.2, bei der jeweils eine vollständige Umsetzung der realisierbaren technischen Potenziale unterstellt wurde, wird nun im Folgenden für die Entwicklung des Kraftwerksparks der allgemeinen Versorgung in Baden-Württemberg eine Szenarioanalyse erstellt, die unter den Randbedingungen eines liberalisierten, wettbewerbsorientierten Energiemarktes bei der Entscheidung, welche Technologien für den Neubau herangezogen werden, von einer einzelwirtschaftlichen Betrachtungsweise ausgeht, d. h., die Anlagen werden über eine vorgegebene Abschreibungsdauer abgeschrieben und es wird von einer einheitlichen realen Diskontrate von 5,5 %/a ausgegangen. Dieser Betrachtungsweise werden auch die zuvor erläuterten Ersatzoptionen unterzogen, so dass sich eine gegenüber der maximalen Ausschöpfung der realisierbaren technischen Potenziale veränderte Entwicklung ergeben kann.

Es zeigt sich, dass im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP), bei einem vorgegebenen Auslaufen der Kernenergie entsprechend der Vereinbarung, zwischen 2005 und 2010 zunächst Kapazität in Kohlekraftwerken von 1950 MW und zwischen 2010 und 2015 nochmals Kohlekraftwerksleistung von 800 MW zugebaut wird (vgl. Tabelle 6-4). In der folgenden Periode zwischen 2015 und 2020 werden Leistungen in Kohlekraftwerken von 2400 MW und in Erdgas-(GuD-)Kraftwerken von 1350 MW zugebaut, insbesondere auch als Ersatz der Kohleblöcke, die die Fernwärmeversorgung in Karlsruhe, Mannheim/Heidelberg und Heilbronn abdecken. Darauf folgen in dem Abschnitt zwischen 2020 und 2025 wieder Kohlekraftwerksleistung von 1600 MW und Erdgas-(GuD-)Kraftwerksleistung von 700 MW. Damit ist der Leistungsbedarf auch für den Rest des Betrachtungszeitraumes gedeckt. Somit beträgt der Gesamtzubau in größeren Kohle- und Erdgaskraftwerken (100 bis 800 MW) zwischen 2005 und 2030 in Baden-Württemberg insgesamt 8800 MW. Dieser Gesamtzubau deckt sich insgesamt sehr gut mit der oben aufgeführten Leistungsvorschau der Tabelle 6-3 (Leistungsbedarf in Baden-Württemberg inkl. Bedarfszuwachs).

**Tabelle 6-4:** Neu installierte Kraftwerksleistung in Kohle- und Erdgaskraftwerken > 100 MW der allgemeinen Versorgung im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg in MW

	bis 2010	2010 bis 2020	2020 bis 2030	Insgesamt
Kohlekraftwerke	1950	3200	1600	<b>6750</b>
Erdgaskraftwerke		1350	700	<b>2050</b>
<b>Insgesamt</b>	<b>1950</b>	<b>4550</b>	<b>2300</b>	<b>8800</b>

Auf der Basis dieser neu zugebauten Kraftwerke und unter Nutzung der zu den jeweiligen Zeitschritten noch vorhandenen Altkapazitäten ergibt sich die in Abbildung 6-2 dargestellte Entwicklung der Strombereitstellung im Basisszenario in Baden-Württemberg. Insgesamt steigt die Strombereitstellung von 66,5 TWh im Jahr 1995 bzw. 69,3 TWh im Jahr 1998 über 73,4 TWh im Jahr 2010, 76,3 TWh im Jahr 2020 auf 77,6 TWh im Jahr 2030. Dabei wird von dem technisch realisierbaren Stromeinsparpotenzial (vgl. Tabelle 3-2) aus Wirtschaftlichkeitsüberlegungen eine zusätzliche Umsetzung in Höhe von 0,28 TWh im Jahr 2005, 0,33 TWh im Jahr 2010, 0,42 TWh im Jahr 2020 und 0,51 TWh im Jahr 2030 realisiert.



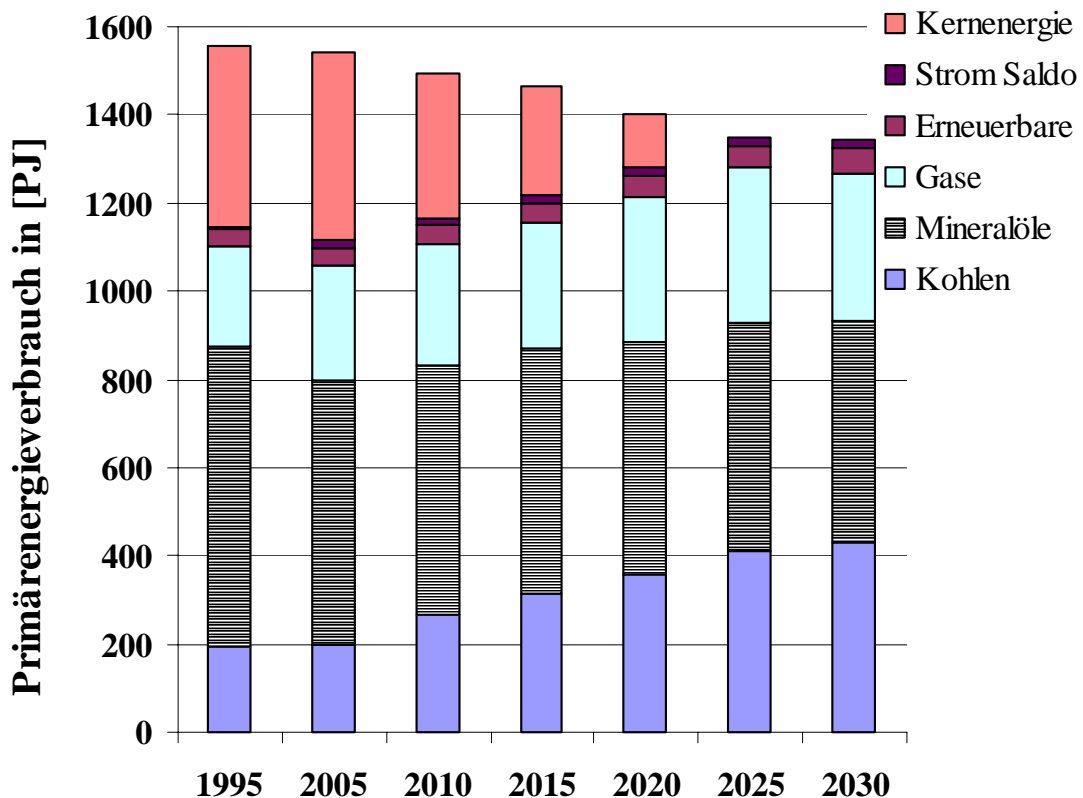
**Abbildung 6-2:** Strombereitstellung (Nettostromerzeugung und Importsaldo) nach Energieträgern im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg

Gemäß der Kernenergievereinbarung, die dem Szenario zugrunde liegt, ist die Kernenergie bis zum Jahre 2020 noch mit einem beachtlichen Anteil an der Stromerzeugung beteiligt. Der Beitrag der Kernenergie an der Strombereitstellung beträgt im Jahr 2005 rund 50,4 %, im Jahr 2015 noch 28,6 % und im Jahr 2020 ca. 13,7 %. Ab dem Jahr 2010 übertrifft die Stromerzeugung aus Steinkohle schon den Beitrag der Kernenergie. Ihr Anteil an der Strombereitstellung in Baden-Württemberg im Basisszenario beträgt im Jahr 2020 ca. 56,2 %. Danach erfolgt die Stromerzeugung in Baden-Württemberg zunehmend auf der Basis von Steinkohle und Erdgas. So erreichen die Steinkohlekraftwerke im Jahr 2030 einen Anteil von 62,4 % und die Erdgaskraftwerke von 21,4 % an der Strombereitstellung. Dabei wird die Grundlast im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke gedeckt, die Mittellast einschließlich der

Kraft-Wärme-Kopplung wird durch Erdgaskraftwerke zur Verfügung gestellt. Der Erdgaseinsatz in der Mittellast führt auch dazu, dass der Beitrag der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung von 5,1 TWh auf 12,2 TWh in 2020 und 11,9 TWh in 2030 steigt.

Zusätzlich tragen auch der Nettostromimport (6,5 %) und die erneuerbaren Energiequellen zur Strombereitstellung bei. Dabei verzeichnen sowohl die Windenergie (0,35 TWh in 2030), die Photovoltaik (0,46 TWh in 2030) als auch die Biomassen (1,52 TWh in 2030) einen Zuwachs, der für die Basisentwicklung als Mindesteinsatzmenge in Folge der Förderung über das EEG vorgegeben wurde. Schließlich erhöht auch die Laufwasserkraft ihren Beitrag noch leicht auf 4,6 TWh. Sie nähert sich damit ihren Potentialgrenzen weiter an, bleibt aber unter den erneuerbaren Energiequellen jene mit dem größten Anteil an der Strombereitstellung. Insgesamt ist aber der Beitrag der regenerativen Energien an der Strombereitstellung im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg mit 8,9 % noch im einstelligen Prozentbereich.

Der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der Strombereitstellung (vgl. Abbildung 6-2) und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist für das Basisszenario mit moderaten Energiepreisen in Abbildung 6-3 dargestellt.



**Abbildung 6-3:** Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg

Im Jahr 1995 belief sich der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg auf ca. 1549 PJ (52,9 Mio. t SKE) und im Jahr 1998 auf rund 1600 PJ (54,6 Mio. t SKE). Bis zum Jahr 2005 bleibt der Primärenergieverbrauch mit 1540 PJ (52,5 Mio. t SKE) in etwa auf diesem Niveau konstant. Danach machen sich die Energieeffizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, bei der Stromerzeugung und bei den übrigen Umwandlungssektoren zunehmend bemerkbar. Der Primärenergieverbrauch sinkt über 1492 PJ (50,9 Mio. t SKE) im Jahr 2010 und 1400 PJ (47,8 Mio. t SKE) im Jahr 2020 auf 1345 PJ (45,9 Mio. t SKE) im Jahr 2030.

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg beruhte im Jahr 1995 bzw. 1998 zu rd. 12,6 % bzw. 12,0 % auf Kohle (davon waren ca. 98 % Steinkohle), zu ca. 43,9 % bzw. 43,0 % auf Mineralöl, zu etwa 14,3 % bzw. 15,3 % auf Erdgas, zu rd. 26,5 % bzw. 26,8 % auf Kernenergie, zu ca. 0,4 % bzw. 0,5 % auf dem Stromsaldo aus dem Ausland und den übrigen Bundesländern und zu rund 2,3 % bzw. 2,4 % auf erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Holz, Müll, Klärgas usw.). Die Entwicklung des Beitrags der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) weist starke Unterschiede auf (vgl. Abbildung 6-3).

Der Anteil der Kohle (Stein- und Braunkohle) bleibt zunächst bis 2005 konstant bei 12,9 % und steigt dann, bedingt durch den verstärkten Einsatz in der Stromerzeugung, auf 25,6 % im Jahr 2020 bzw. 31,8 % im Jahr 2030. Dies entspricht einem Kohleeinsatz von 358 PJ (12,2 Mio. t SKE) im Jahr 2020 bzw. 428 PJ (14,6 Mio. t SKE) im Jahr 2030 gegenüber 195 PJ (6,6 Mio. t SKE) im Jahr 1995 bzw. 203 PJ (6,9 Mio. t SKE) im Jahr 1998.

Der Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) sinkt im Betrachtungszeitraum von 43,9 % im Jahr 1995 auf 37,7 % im Jahr 2020. Diesen Beitrag kann das Mineralöl für das folgende Jahrzehnt bei einem sinkenden Gesamtverbrauch beibehalten.

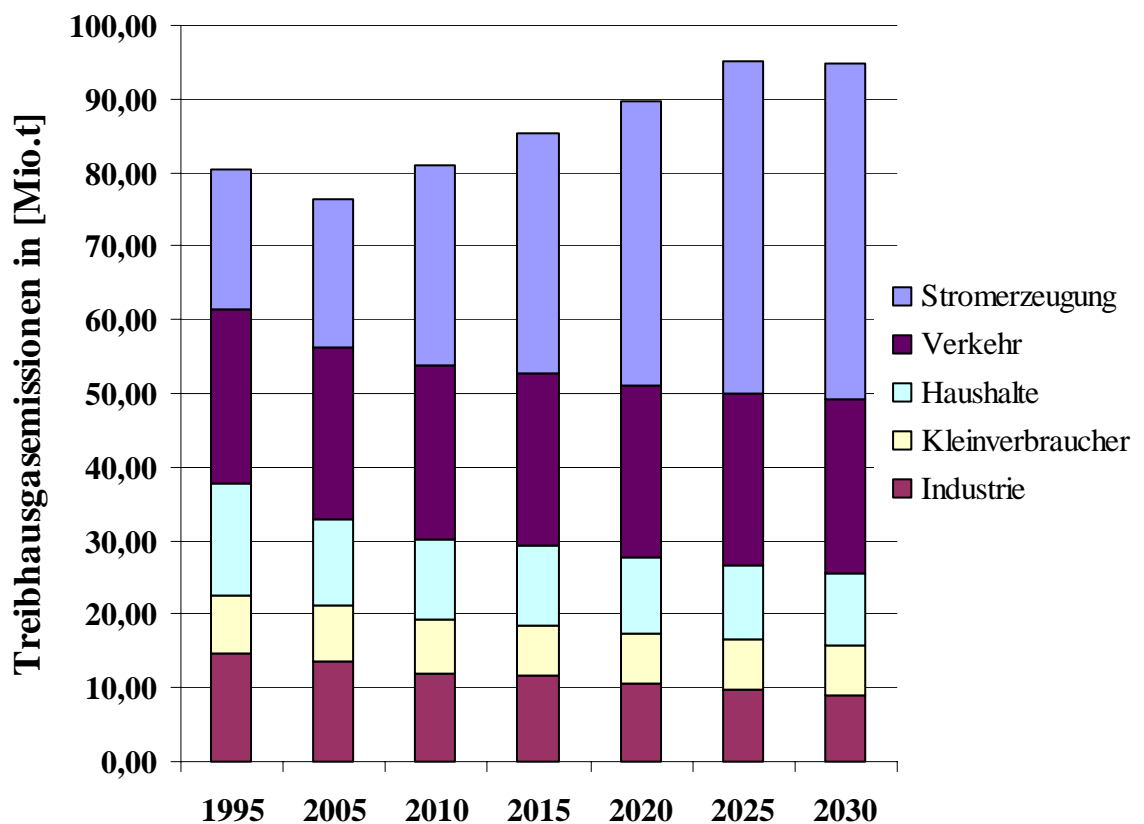
Das Erdgas kann seinen Anteil am Primärenergieverbrauch weiter ausbauen. Der Beitrag wächst von 14,3 % im Jahr 1995 über 18,3 % im Jahr 2010 und 23,6 % im Jahr 2020 auf 24,8 % im Jahr 2030. Dies bedeutet einen Primärenergieeinsatz von rd. 222 PJ (7,6 Mio. t SKE) im Jahr 1995 bzw. 245 PJ (8,3 Mio. t SKE) im Jahr 1998, der sich auf 273 PJ (9,3 Mio. t SKE) im Jahr 2010, 330 PJ (11,3 Mio. t SKE) im Jahr 2020 und 333 PJ (11,4 Mio. t SKE) im Jahr 2030 erhöht.

Der Einsatz erneuerbarer Energiequellen steigert sich gegenüber 1995 bis zum Jahr 2030 um rund 53 %. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch wächst dadurch von ca. 2,3 % im Jahr 1995 über 2,9 % im Jahr 2010 und 3,3 % im Jahr 2020 auf 4,1 % im Jahr 2030.

Entsprechend der Pläne und Kapitalbeteiligungen der baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gibt es kurzfristig bis zum Jahr 2000 einen stärkeren Beitrag des Stromimportes zur baden-württembergischen Primärenergiebilanz. So wächst der Anteil von 0,4 % im Jahr 1995 bzw. 0,5 % im Jahr 1997 auf 1,2 % im Jahr 2000. Danach sind keine größeren Veränderungen beim Nettostromimport unterstellt, so dass sein Niveau anteilmäßig am Primärenergieverbrauch konstant bleibt.

Aufgrund der Szenariokonstruktion ist der Beitrag der Kernenergie durch das Auslaufen der Stromerzeugung in bestehenden Kernkraftwerken gemäß der Vereinbarung zwischen Bundesregierung und Unternehmen in absoluten Werten schon vorgegeben. Anteilsmäßig bedeutet dies bei der resultierenden Entwicklung des Primärenergieverbrauchs, dass die Kernenergie im Jahr 2005 einen Anteil von 27,6 % und im Jahr 2010 noch einen Anteil von 21,7 % am Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg hält gegenüber 26,5 % im Jahr 1995, worauf sich eine Reduktion auf 8,6 % im Jahr 2020 sowie auf 0,0 % im Jahr 2025 und danach anschließt.

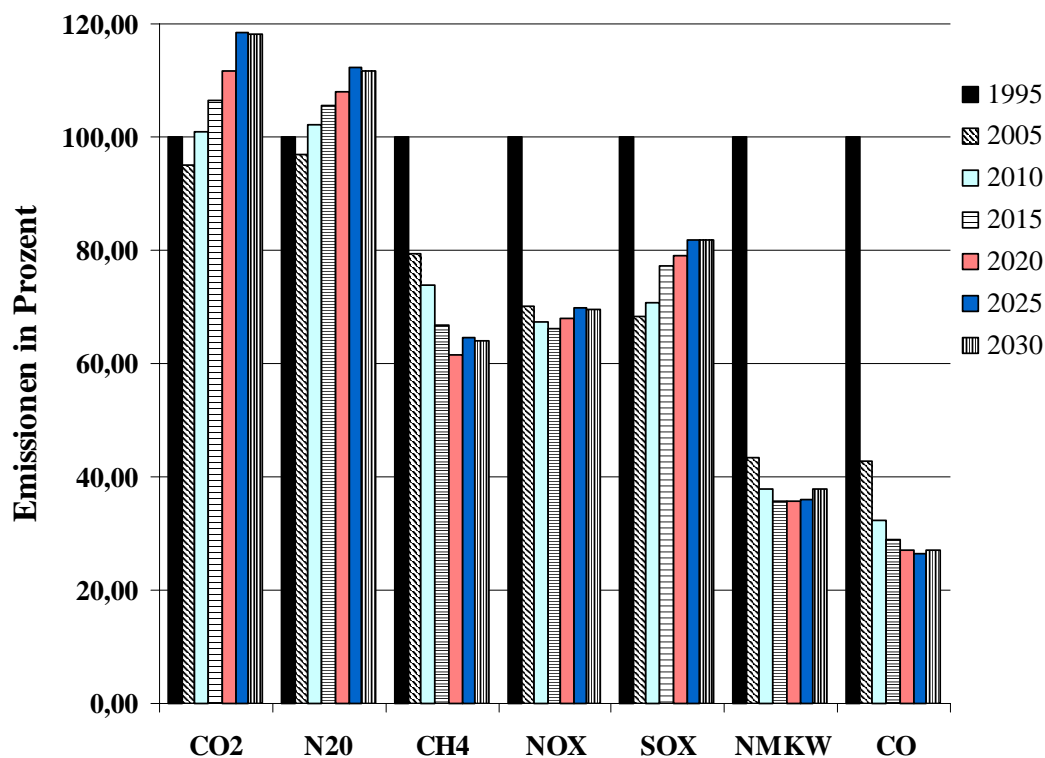
Die Entwicklung beim Energieverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen und bei der Struktur des Energieträgereinsatzes schlägt sich auch entsprechend bei der Entwicklung der energiebedingten Emissionen in Baden-Württemberg im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) nieder. So sinken beispielsweise die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Szenario BMP gegenüber dem Jahr 1995 um rund 5 % ab, solange noch alle Kernkraftwerke in Betrieb bleiben (vgl. Abbildung 6-4). Diese Gesamtentwicklung ist bei einem konstanten Endenergie- und Primärenergieverbrauch durch den steigenden Anteil der CO<sub>2</sub>-günstigeren Energieträger Erdgas, Stromimport, Kernenergie und den erneuerbaren Energiequellen an der Energiebereitstellung in Baden-Württemberg bedingt.



**Abbildung 6-4:** Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg

Der Kernenergieausstieg und der Ersatz des Kernenergiestromes vor allem durch Strom aus Steinkohle- und Erdgaskraftwerken bringt es dann mit sich, dass im Laufe der Jahre die Treibhausgasemissionen stark steigen. Dieser Anstieg vollzieht sich allein in der Stromerzeugung, wie Abbildung 6-4 zeigt, wodurch auch die Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg insgesamt wieder zunehmen. So wird bereits im Jahr 2010 mit 81,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent wieder der Ausgangswert der Treibhausgasemissionen des Jahres 1995 (80,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent) überschritten, um danach im Jahr 2020 auf 89,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent und im Jahr 2030 auf 94,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent zu steigen. Im Jahr 2030 werden damit im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg ca. 48,3 % der Treibhausgasemissionen von der Stromerzeugung verursacht, gegenüber 23,5 % im Jahr 1995.

Bei den energiebedingten NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen wird im Zuge des Kernenergieausstiegs die Entwicklung fallender Emissionswerte gestoppt. So steigen nach dem Jahr 2015 die gesamten energiebedingten NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg wieder an (vgl. Abbildung 6-5). Die Reduktion bei den NO<sub>x</sub>-Emissionen, die im wesentlichen durch den Verkehrssektor geprägt ist, wobei sich insbesondere die weitere Durchdringung des Pkw-Bestandes mit Katalysatorfahrzeugen emissionsmindernd auswirkt, beträgt insgesamt bis zum Jahr 2030 dann nur noch rund 30 % gegenüber 1995.



**Abbildung 6-5:** Entwicklung der energiebedingten Emissionen im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in Baden-Württemberg im Vergleich zum Jahr 1995

Die Verminderung der SO<sub>2</sub>-Emissionen beläuft sich auf rund 29 % bis zum Jahr 2010, bedingt durch die Einführung von schwefelärmeren Kraftstoffen, wie es die entsprechende EU-Richtlinie vorsieht. Der Einsatz der Steinkohle in der Stromerzeugung führt danach dazu, dass die SO<sub>2</sub>-Emissionen wieder steigen, so dass im Jahr 2030 bezogen auf 1995 das Emissionsniveau lediglich um rund 18 % niedriger ist. Bei den NMKW<sup>8</sup>-Emissionen ist diese Entwicklung nicht ganz so ausgeprägt zu finden. Jedoch steigen auch hier nach dem Jahr 2015 die Emissionen wieder leicht an. Nur die CO-Emissionen, die im wesentlichen durch den Verkehrssektor bedingt sind, gehen auch nach dem Jahr 2015 zurück. Hier wird im Jahr 2030 ein Emissionsniveau erreicht, das um 73 % unter dem Wert des Jahres 1995 liegt.

#### 6.4 Szenario mit Klimaschutzziel bei moderaten Energiepreisen (ZMP)

Wird nun die Zielvorgabe aus dem Umweltplan Baden-Württemberg berücksichtigt, so bedeutet dies gegenüber dem Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) für Baden-Württemberg insgesamt eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 5,2 Mio. t in 2005, 14,8 Mio. t in 2010, 23,1 Mio. t in 2015, 30,3 Mio. t in 2020 und 38,5 Mio. t in 2030. Die im Szenario mit Klimaschutzziel bei moderaten Energiepreisen (ZMP) notwendigen Emissionsminderungen können dann sowohl in der Stromerzeugung aber auch in den übrigen Sektoren, sowohl auf der Endenergieebene als auch im Umwandlungssektor, erbracht werden (vgl. Tabelle 6-5).

**Tabelle 6-5:** Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenarienvergleich in Mio. t

		Industrielle Feuerungsanlagen	Wärme-kraftwerke	Hausbrand	Straßen-verkehr	Sonstiger Verkehr	Summe
	1995	14,40	17,16	22,77	21,91	1,68	<b>78,08</b>
BMP	2010	12,21	26,61	17,97	21,50	1,50	<b>79,78</b>
	2020	10,72	37,73	17,04	21,30	1,55	<b>88,34</b>
	2030	9,27	44,91	16,20	21,44	1,66	<b>93,48</b>
ZMP	2010	11,53	13,68	17,01	21,28	1,50	<b>65,00</b>
	2020	9,17	14,20	13,28	19,80	1,55	<b>58,00</b>
	2030	7,38	14,61	12,54	18,81	1,66	<b>55,00</b>

Es wird deutlich, dass im Falle eines Kernenergieausstiegs bei gleichzeitiger Verfolgung von Klimaschutzzielen auch die übrigen Sektoren des Energiesystems zur Emissionsminderung beitragen müssen. Dies gilt insbesondere für den Haushalts- und Kleinverbrauchsbereich (Hausbrand) und in etwas reduzierterem Umfang auch für die Industrie. Dabei werden 0,38 TWh in 2010 an Strom eingespart (0,33 TWh im Szenario BMP), 2,23 TWh in 2020 (BMP: 0,42 TWh) und 2,68 TWh in 2030 (BMP: 0,51 TWh). Das instrumentierbare technische Stromeinsparpotenzial (vgl. Tabelle 3-2) wird damit in 2030 vollständig ausgenutzt. Der

<sup>8</sup> NMKW – Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe

Verkehrssektor ist zunächst nur mit geringen Beiträgen an der Emissionsminderung beteiligt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass bereits im Basisszenario die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrs nicht mehr ansteigen, so dass darüber hinausgehende Minderungen nur mit vergleichsweise hohen Kosten möglich sind. Zum Ende des Betrachtungszeitraums werden aber auch hier deutliche Minderungsbeiträge erforderlich, damit das Klimaschutzziel für Baden-Württemberg erreicht werden kann.

Jedoch wird gegenüber dem Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) in dem Szenario mit Klimaschutzziel (ZMP) insbesondere eine völlig unterschiedliche Struktur in der Stromerzeugung realisiert. Die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung unterscheidet sich dabei vom Niveau her nicht wesentlich von derjenigen im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (2020: 12,0 TWh (ZMP) gg. 12,2 TWh (BMP); 2030: 11,3 TWh (ZMP) gg. 11,9 TWh (BMP)), jedoch wird im Szenario mit Klimaschutzziel bei moderaten Energiepreisen die Erzeugungsstruktur noch einmal stärker in Richtung eines Einsatzes von Biomasse an Stelle von Erdgas angepaßt, so dass nun rund 30 bis 32 % des KWK-Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Des Weiteren werden auch die Windenergie und die Wasserkraft stärker genutzt, zum Ende des Betrachtungszeitraumes jeweils mit ihren realisierbaren technischen Potenzialen (vgl. Tabelle 3-4). Den größten Unterschied weist jedoch die Photovoltaik auf, die im Jahr 2030 dann mit einem Stromerzeugungsbeitrag von 3,4 TWh – gegenüber 0,46 TWh im Szenario BMP – ebenfalls eine vollständige Ausschöpfung des realisierbaren technischen Potenzials (vgl. Tabelle 3-4) aufweist.

Im Szenario mit Klimaschutzziel bei moderaten Energiepreisen (ZMP) erfolgt darüber hinaus kein Neubau an Steinkohlekraftwerken, sondern vor allem von Erdgaskraftwerken, die nun auch in der Grundlast eingesetzt werden. Insgesamt werden in neuen Erdgaskraftwerken – einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplung – bis 2010 ca. 2100 MW neu installiert, zwischen 2010 und 2020 nochmals 3000 MW und zwischen 2020 und 2025 schließlich noch 3000 MW. Der gesamte Zubau beläuft sich hier – trotz der vollständigen Umsetzung der realisierbaren technischen Potenziale der Stromeinsparung und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen - auf 8100 MW. Der gegenüber der Übersicht in Tabelle 6-3 resultierende höhere Leistungszubau in Erdgaskraftwerken ist durch den zeitlichen Verlauf der Realisierbarkeit dieser Potenziale mitbestimmt. So weisen im Jahr 2030 die dann älteren Erdgaskraftwerke nur noch geringe Auslastungen auf.

Die Realisierung der Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg ist aufgrund der massiven Strukturveränderungen auch mit einer Erhöhung der dem Energiesystem anliegenden Gesamtkosten verbunden. Die über den Zeitraum bis 2030 sich ergebenden kumulierten Mehrkosten zur Erreichung der Klimaschutzziele bei Realisierung der Kernenergievereinbarung betragen 57,23 Mrd. DM<sub>98</sub> oder 1,85 Mrd. DM<sub>98</sub>/a gegenüber dem Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich um Kostenangaben in realen Werten handelt, d. h., es sind inflationsbereinigte Werte in Preisen von 1998. Zusätzlich ist zu beachten, dass bereits im Basisszenario Mehrkosten im Vergleich

zu einer Entwicklung anfallen, für die ein Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke bis zur technischen Lebensdauer unterstellt würde /Fahl, 1999/.

### 6.5 Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP)

In dem Szenario mit höheren Energiepreisen verschiebt sich zum einen der Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen neuen Steinkohlekraftwerken und neuen Erdgaskraftwerken noch weiter zu Gunsten der Steinkohlestromerzeugung (vgl. Abschnitt 5.3). Des weiteren wird durch ein generell höheres Energiepreisniveau die Wirtschaftlichkeit der Energie-/Stromeinsparung und der erneuerbaren Energiequellen begünstigt. Dabei trifft dies jedoch auf die regenerativen Energien nur in sehr eingeschränktem Maße zu, da hier durch die Fördermaßnahmen andere Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsüberlegungen zu unterstellen sind.

Bei dem für das Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP) unterstellten Preisniveau äußert sich dies zunächst in einem um 3 bis 10 PJ niedrigeren Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg gegenüber dem Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP). Bedingt wird dies durch eine um 0,1 TWh höhere Ausnutzung der Stromeinsparpotenziale sowie durch den Einsatz effizienterer Energiewandlungstechniken, sowohl auf der Energienachfrage- als auch auf der Energieumwandlungsebene.

Eine stärkere Änderung ist jedoch bei der Struktur des Primärenergieverbrauchs zu beobachten, die sich insbesondere im Jahr 2030 auswirkt, bei dem sich der stärkere Preisanstieg bei Öl und Gas wesentlich bemerkbar macht. Der Beitrag der Steinkohle steigt dabei in der Stromerzeugung zu Lasten des Erdgases. So werden insgesamt 7500 MW an neuen Steinkohlekraftwerken sowie 1200 an neuen Erdgaskraftwerken im Szenario BHP zugebaut (vgl. Tabelle 6-6) gegenüber 6750 MW bei Steinkohle und 2050 MW bei Erdgas im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP).

**Tabelle 6-6:** Neu installierte Kraftwerksleistung in Kohle- und Erdgaskraftwerken > 100 MW der allgemeinen Versorgung im Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP) in Baden-Württemberg in MW

	<b>bis 2010</b>	<b>2010 bis 2020</b>	<b>2020 bis 2030</b>	<b>Insgesamt</b>
Kohlekraftwerke	1950	3700	1850	<b>7500</b>
Erdgaskraftwerke		800	400	<b>1200</b>
<b>Insgesamt</b>	<b>1950</b>	<b>4500</b>	<b>2250</b>	<b>8700</b>

Der Erdgasverbrauch selbst steigt jedoch auch an, da das Erdgas wiederum das Heizöl im Wärmemarkt substituiert. Somit wird der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 2030 in Höhe von 1338 PJ (45,6 Mio. t SKE) im Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP) zu 34,3 % aus Steinkohle bereitgestellt (BMP: 31,8 %), zu 34,6 % aus Mineralölen (37,7 %), zu 25,3 % aus Gasen (24,8 %) und zu 4,3 % aus erneuerbaren Energiequellen.

len (4,1 %). Die Steigerung des Beitrages der erneuerbaren Energien betrifft dabei alleine die Biomasse und die Biogase.

Das veränderten Primärenergieverbrauchs-niveau und die modifizierte Energieträgerstruktur des Basisszenarios mit höheren Energiepreisen (BHP) führt dazu, dass gegenüber dem Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP) die Treibhausgasemissionen im Laufe des Betrachtungszeitraums leicht niedriger liegen um rund 0,7 bis 1,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent bei dann 80,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2010 und 88,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2020. Zu Ende des Betrachtungszeitraums heben sich dann die einzelnen Teileffekte auf, so dass auch im Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP) wiederum ein Emissionsniveau bei den gesamten energiebedingten Treibhausgasen von 94,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2030 erreicht wird.

### **6.6 Szenario mit Klimaschutzziel bei höheren Energiepreisen (ZHP)**

Das Szenario mit Klimaschutzziel bei höheren Energiepreisen (ZHP) weist gegenüber dem Szenario mit Klimaschutzziel bei moderaten Energiepreisen (ZMP) keine großen Unterschiede auf. Im Jahr 2030 sind die Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen nahezu deckungsgleich. Dies ist darin begründet, dass hier die Vorgabe des CO<sub>2</sub>-Minderungsziels einen derartig stark ergebnisbestimmenden Einfluß ausübt, dass die Variation der Energiepreise nahezu keinen Effekt ausmachen kann. Um das CO<sub>2</sub>-Minderungsziel zu erreichen, bedarf es im Wesentlichen einer Umsetzung aller technisch realisierbaren Energieeinsparpotenziale sowie der technisch realisierbaren Erzeugungspotenziale aus erneuerbaren Energien.

Geringe Effekte werden durch das veränderte Energiepreisniveau in den Zwischenjahren beobachtet, in denen bereits der Beitrag der erneuerbaren Energien, insbesondere wiederum der Biomasse und der Biogase, leicht höher liegt als im Szenario mit Klimaschutzziel bei moderaten Energiepreisen (ZMP). Dieser höhere Versorgungsbeitrag geht zu Lasten der Mineralöle und der Gase, die von dem höheren Preisniveau und der gleichzeitigen Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Intensität betroffen sind. Insgesamt beträgt die Änderung jedoch bei allen Energieträgern nicht mehr als 20 PJ.

Werden die modifizierten Preiserwartungen für die Szenariorechnungen unterstellt, so zeigt sich bezüglich der Kostensituation zunächst, dass die Kosten für die gesamte Energiebereitstellung aufgrund des höheren Energiepreisniveaus steigen. Bezüglich der Mehrkosten für die Erreichung der Klimaschutzziele ergibt sich jedoch, dass die über den gesamten Betrachtungszeitraum kumulierten Systemkosten als Differenz zwischen dem Szenario mit Klimaschutzziel bei höheren Energiepreisen (ZHP) und dem Basisszenario mit höheren Energiepreisen (BHP) bei 45,83 Mrd. DM<sub>98</sub> liegen, d. h. bei 1,48 Mrd. DM<sub>98</sub>/a. Gegenüber den kumulierten Mehrkosten von 57,23 Mrd. DM<sub>98</sub> bzw. 1,85 Mrd. DM<sub>98</sub>/a bei der moderaten Preisentwicklung ist somit hier die Kostendifferenz um 11,4 Mrd. DM<sub>98</sub> oder 0,37 Mrd. DM<sub>98</sub> pro Jahr niedriger (vgl. Tabelle 6-7). Dies rührt daher, dass bei dem höheren Preisniveau die Zusatzkosten der Energieeinsparmaßnahmen bzw. der CO<sub>2</sub>-günstigeren Erzeugungstechniken

dann relativ gesehen geringer sind. Dies hängt jedoch damit zusammen, dass die Kosten für die Energiebereitstellung insgesamt höher sind.

**Tabelle 6-7:** Kumulierte Mehrkosten der Szenarien mit Klimaschutzziel gegenüber dem jeweiligen Basisszenario

	<b>moderate Preise</b>	<b>höhere Preise</b>
<b>Kumulierte Werte über den Betrachtungszeitraum in Mrd. DM<sub>98</sub></b>	57,23	45,83
<b>Kumulierte Werte pro Jahr in Mrd. DM<sub>98</sub>/a</b>	1,85	1,48

## 7 Rückwirkungen auf die Wettbewerbsposition der baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt

Deutschland hat 1998 als einziges europäisches Land eine vollständige und sofortige Öffnung des Strommarktes ohne jegliche Übergangsfristen eingeführt. Nur Schweden, Finnland und Großbritannien haben ihre Strommärkte ebenfalls, allerdings über einen längeren Zeitraum, vollständig geöffnet, während alle anderen europäischen Länder den Markt nur teilweise und vielfach unter Ausnutzung langer Übergangsfristen zu öffnen begonnen haben. Den Stand der Marktöffnung zeigt Abbildung 7-1.

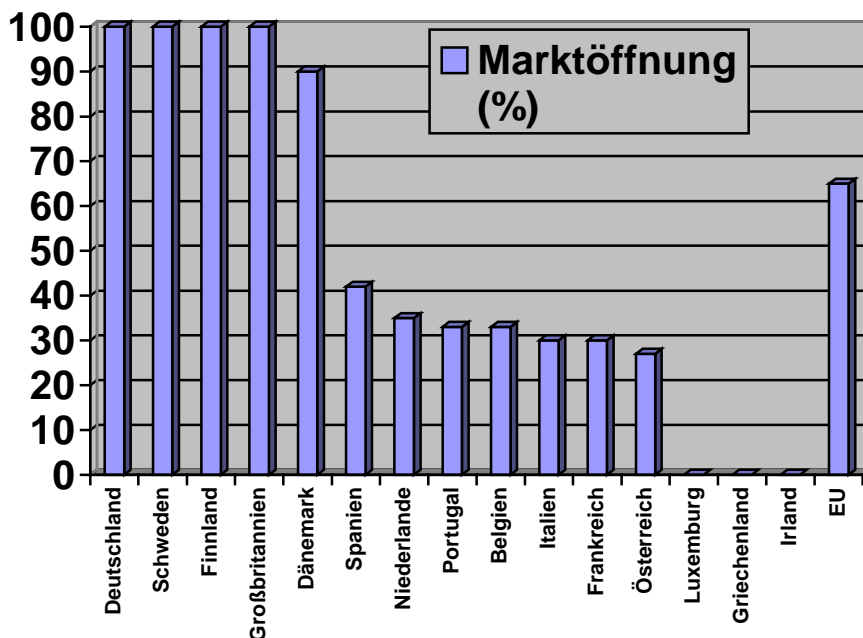


Abbildung 7-1: Marktöffnung für Strom in Mitgliedsstaaten der Europäischen Union

Die rasche Liberalisierung der Strommärkte in Deutschland blieb nicht ohne Folgen für die Energieversorgungsunternehmen und die Struktur der deutschen Stromwirtschaft. Sie hat dazu geführt, dass sich die ehemals unter Gebietsschutz stehenden Monopolunternehmen, gemäß den Wettbewerbsregeln eines völlig freien Marktes, sehr schnell neu aufgestellt haben. Des Weiteren ist hinsichtlich der Wettbewerbsposition der einzelnen Unternehmen ersichtlich geworden, dass der Einsatz der unterschiedlichen Kraftwerke im Wesentlichen durch die am Markt erzielbaren Strompreise bestimmt werden, die, wie die Erfahrung in bereits liberalisierten Märkten zeigt, zeitlich stark variieren können. Somit entscheidend über den Kraftwerkeinsatz der Vergleich der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung (variable Kosten) mit dem am Markt erzielbaren Preis. Nach diesem Grundprinzip sind auch die für die bestehenden Kernkraftwerke in Baden-Württemberg möglichen Ersatzoptionen zu bewerten.

## 7.1 Qualitative Analyse der Rückwirkungen auf die Wettbewerbsposition der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg

Die Wettbewerbsposition der baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die wesentliche Anteilseigner bei den fünf baden-württembergischen Kernreaktoren sind, die mit einem Leistungsanteil von 32 % und einem Erzeugungsanteil von 58 % zur baden-württembergischen Stromversorgung beitragen, wird sich unter den zuvor erläuterten Randbedingungen des liberalisierten europäischen Strommarktes bei einem Ersatz des Kernkraftstroms in Baden-Württemberg durch Strom aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen sowie aus KWK-Anlagen verschlechtern.

Dies trifft zum einen deswegen zu, weil die Erzeugungskosten von Strom, der in Neuanlagen produziert wird, aufgrund der zusätzlichen Investitionskosten erheblich über den Kosten von Strom liegt, der in den bestehenden Kraftwerken erzeugt werden könnte. Bei den bestehenden Kernkraftwerken sind auf der Kostenseite lediglich Brennstoff- sowie Betriebs- und Instandhaltungskosten zu verbuchen. Im Verhältnis zu den Vollkosten eines neuen Kohle- oder Gaskraftwerkes sind diese Kosten klein. Gleiches gilt für Neuinvestitionen in Kraftwerke, die Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie oder Biomasse nutzen sowie für neue KWK-Anlagen. Wegen des starken Kostendrucks anderer Mitbewerber im Markt, die kostengünstiger erzeugen können, weil sie nicht oder nur in geringerem Umfang von dem Kernenergieersatz betroffen sind, wird es für die baden-württembergischen EVU nicht möglich sein, die höheren Erzeugungs(-voll-)kosten an die Verbraucher weiterzugeben. Unter diesen Randbedingungen werden die Unternehmen durch die Kernenergie-Ersatzstrategien „Fossile Kraftwerke“, „Erneuerbare Energien“ und „KWK“ Kunden und Marktanteile verlieren.

Des Weiteren ist zu beachten, dass die Kernenergievereinbarung nicht nur die frühzeitige Außerbetriebnahme bestehender Anlagen mit sich bringt, sondern auch den Verzicht auf den Zubau neuer Kernkraftwerke. Da auch bei neu zugebauten Kraftwerken, wenn sie fertiggestellt sind, genau so wie bei bestehenden Kraftwerken, der Einsatz dieser Kraftwerke in einem Wettbewerbsumfeld von den variablen Betriebskosten und den im jeweiligen Zeitabschnitt am Markt erzielbaren Preisen bestimmt wird, weisen neue Kernkraftwerke aufgrund der Kostenstruktur sehr gute Chancen auf, hohe Vollbenutzungsstundenzahlen und damit eine kurze Kapitalrücklaufdauer zu erzielen /Voß, 2000/. Diese Möglichkeit wird jedoch den Unternehmen in Baden-Württemberg verbaut, die gleichzeitig aufgrund der nicht gegebenen Ressourcenverfügbarkeit im Lande Nachteile hinsichtlich des Zugangs zu den Brennstoffmärkten aufweisen.

Durch die Ersatzoption „Energiesparen“ werden den EVU keine direkten Kosten aufgebürdet, wenn die Energiesparinvestitionen von den Verbrauchern sowie aus staatlichen Fördermaßnahmen, also aus Steuermitteln, bezahlt werden. Allerdings hat der Rückgang im Stromverbrauch auch Auswirkungen auf die Stromproduktion und die Wertschöpfung bei den baden-württembergischen Versorgungsunternehmen. Deshalb verringern sich die Marktanteile und verschlechtert sich die Wettbewerbsposition auch in dieser Strategie.

Die Veränderung der Wettbewerbsposition der betroffenen Unternehmen lässt sich nicht nur qualitativ beschreiben, sondern auch in einem geeigneten Bezugssystem messen, wenn entsprechende quantitative Informationen vorliegen und Analyse-Modelle die im Markt wirkenden Kräfte beschreiben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei dem sich möglicherweise einstellenden Strompreisniveau ein erheblicher Importdruck auf den deutschen Markt entstehen könnte. Sich wettbewerblich verhaltende ausländische Erzeugungsunternehmen könnten zu Grenzkostenpreisen im deutschen Markt anbieten und die Marktposition der inländischen, insbesondere auch der baden-württembergischen EVU gefährden. Um diese wichtige Frage exakt beantworten zu können, bedürfte es einer europaweiten Modellierung der Versorgungsunternehmen und Stromnachfragen. Wäre Europa vollständig modelliert, könnte die ausländische Reaktion auf Änderungen des Strompreises im baden-württembergischen bzw. deutschen Markt quantifiziert werden. Ein derartiges europäisches Strommarktmodell ist derzeit nicht verfügbar. Erweiterungsfähige Grundlagen dafür bietet das LEMI-Modell des IER /Ellersdorfer u. a., 2000/, das den deutschen Strommarkt abbildet, sowie ein Ansatz, in dem ein europäischer Stromverbund in stark vereinfachter Form modelliert wurde /Hoster, 1996/.

## **7.2 Rückwirkungen bei Variation der Ersatzstrombeschaffung aus Kraftwerksstandorten außerhalb Baden-Württembergs**

Da derzeit keine modellhafte Erfassung der Rückwirkungen des Kernenergieausstiegs in Baden-Württemberg auf die Wettbewerbsposition der baden-württembergischen EVU und der damit verbundenen Frage nach den Stromimportmöglichkeiten möglich erscheint, erfolgt nun eine parametrische Erfassung dieses Aspektes, indem der Anteil des in Baden-Württemberg zu ersetzenden Kernenergiestroms variiert wird. Es werden zwei Fälle betrachtet; im ersten werden 33 %, im zweiten 66 % des zu ersetzenden baden-württembergischen Kernenergiestroms durch Importstrom gedeckt; entsprechend müssen im ersten Fall 66 % und im zweiten Fall 33 % des Ersatzstroms in Baden-Württemberg bereitgestellt werden (vgl. Tabelle 7-1). Es handelt sich insgesamt um zusätzliche Importmengen zwischen 0,9 TWh in 2005 (66 % in Baden-Württemberg) und 24,5 TWh in 2025 (33 % in Baden-Württemberg). Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch in den übrigen Szenarien (vgl. Abschnitt 6) der Stromimport nach Baden-Württemberg berücksichtigt wird mit einem Stromimportsaldo von bis zu 5,0 TWh. Da angenommen wird, dass es sich um den Import von Grundlaststrom mit gesicherter Leistung handelt, kann auch direkt der Leistungseffekt ermittelt werden. Damit könnte ein Zubau an Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg zwischen 1600 und 3200 MW vermieden werden. Dies sind bis zu 36 % der insgesamt benötigten zusätzlichen Leistung des Basisszenarios (vgl. Tabelle 6-4).

Aufgrund des Stromimports ergeben sich insbesondere Rückwirkungen auf den baden-württembergischen Kraftwerkspark, so dass hier der Brennstoffeinsatz gegenüber dem Basis-szenario bei moderaten Energiepreisen (BMP) um 80 bis 150 PJ sinkt. Damit beträgt der Primärenergieverbrauch, der sich im Jahr 1998 in Baden-Württemberg auf rund 1600 PJ belief,

in den Importszenarien in 2010 ca. 1484 PJ (66 % in Baden-Württemberg) bzw. 1468 PJ (33 % in Baden-Württemberg) gegenüber 1492 PJ im Basisszenario mit moderaten Energiepreisen (BMP), in 2020 rund 1375 PJ bzw. 1354 PJ (BMP: 1400 PJ) und in 2030 ca. 1315 PJ bzw. 1280 PJ (BMP: 1345 PJ). Zu berücksichtigen ist hier, dass der Stromimport nach der Wirkungsgradmethode mit 100 % bewertet wird.

**Tabelle 7-1:** Notwendiger zusätzlicher Stromimport nach Baden-Württemberg in TWh bei Variation des Anteils an der Ersatzstrombeschaffung und damit verbundene CO<sub>2</sub>-Emissionen im Ausland

	2010	2015	2020	2025
Zusätzlicher Stromimport in TWh				
<b>66 % in Baden-Württemberg</b>	2,89	5,14	8,78	12,26
<b>33 % in Baden-Württemberg</b>	5,78	10,27	17,57	24,52
CO <sub>2</sub> -Emissionen im Ausland in Mio. t (66 % in Baden-Württemberg)				
<b>EU-Mix</b>	0,79	1,40	2,40	3,35
<b>Neubau</b>	1,61	2,86	4,88	6,82
CO <sub>2</sub> -Emissionen im Ausland in Mio. t (33 % in Baden-Württemberg)				
<b>EU-Mix</b>	1,58	2,80	4,80	6,69
<b>Neubau</b>	3,22	5,71	9,77	13,63

Die mit dem zusätzlichen Stromimport einhergehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden zum einen nach dem EU-Kraftwerksmix bewertet, der nach /UNIPEDA, 1998/ bei Mitberücksichtigung der Kernkraft- und Wasserkraftwerke mit 273 g CO<sub>2</sub> je kWh<sub>el,netto</sub> anzusetzen ist. Zum zweiten wird eine Bewertung mit dem Neubau von fossilen Kraftwerken im Ausland bzw. anderen Bundesländern vorgenommen, wobei unterstellt ist, dass dieser Neubau jeweils zur Hälfte in modernen Steinkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerken erfolgt. Damit belaufen sich die anzusetzenden CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 556 g CO<sub>2</sub> je kWh<sub>el,netto</sub>. Es werden somit zwischen 0,79 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2010 (66 % in Baden-Württemberg) und 6,69 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2025 (33 % in Baden-Württemberg) bei dem unterstellten EU-Kraftwerksmix bzw. 1,61 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2010 und 13,63 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2025 beim Neubaumix durch den Stromimport ins Ausland bzw. in andere Bundesländer verlagert (Stichwort: CO<sub>2</sub>-Dumping) (vgl. Tabelle 7-1).

Diesen zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Ausland steht in Baden-Württemberg eine Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber. Als Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Basisszenarios bei moderaten Energiepreisen (BMP) und der beiden Stromimportszenarien ergeben sich 1,34 Mio. t (66 % in Baden-Württemberg) bzw. 4,25 Mio. t (33 % in Baden-Württemberg) in 2010, dann 2,31 bzw. 4,58 Mio. t in 2015 und 3,78 bzw. 7,38 Mio. t in 2020 sowie 5,74 bzw. 10,66 Mio. t in 2025. Diese Reduktion ergibt sich durch die Substitution des Einsatzes von Steinkohle (bis zu 10 bzw. 20 PJ), Erdgas (bis zu 40 bzw. 80 PJ) und Mineralölen (bis zu 10 bzw. 20 PJ) in Baden-Württemberg durch den erhöhten Stromimport. Damit kann unter Anrechnung der Emissionen im Ausland mit dieser Strategie insbesondere dann keine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt erreicht werden, wenn z. B. ein Stromerzeugungsmix anzusetzen ist, wie er durch den Mix der Neubaukraftwerke zum Ausdruck kommt. Ob eine

solche Situation eintritt oder ob sich günstigere Verhältnisse einstellen, ist jedoch nicht von vorneherein bestimmbar, da mit der Verlagerung der Stromproduktion ins Ausland auch eine entsprechende Einflußnahme verloren geht.

Für eine monetäre Bewertung des Stromimports kann aus den eingesparten Systemkosten und der Stromerzeugung der Wert des Stromimports abgeleitet werden, d. h. wieviel im Durchschnitt maximal für den Import frei Baden-Württemberg gezahlt werden könnte, ohne dass es dadurch in Baden-Württemberg zu einem Anstieg der Energiekosten kommen würde. Gegenüber dem Basisszenario bei moderaten Energiepreisen (BMP) wäre somit im Fall eines Ersatzes von 66 % des wegfallenden Kernenergiestroms in Baden-Württemberg eine Zahlung von durchschnittlich rund 4,30 Pf<sub>98</sub> je kWh für den Import frei Baden-Württemberg, d. h. inkl. der Transportkosten, möglich, im Fall eines Ersatzes von 33 % in Baden-Württemberg und 66 % über den Stromimport erhöht sich dieser Betrag auf ca. 4,54 Pf<sub>98</sub>/kWh.

Damit nicht erfasst werden jedoch die gesamtwirtschaftlichen Implikationen einer derartigen Strategie. Die mit der Erzeugung im Lande verbundenen Wertschöpfungen, Investitionen und Arbeitsplätze gingen verloren und die zusätzlichen Importe würden eine Verschlechterung des Saldos der Leistungsbilanz verursachen. Eine Quantifizierung dieser Effekte war nicht Bestandteil des vorliegenden Gutachtens. Eine Abschätzung der Größenordnung ist sicherlich abhängig von dem gesamtwirtschaftlichen sowie energie- und umweltpolitischen Rahmen, in den der verstärkte Stromimport einzuordnen wäre. So kommen bspw. /Meyer, Lutz, 2000/ in ihren Untersuchungen zur Rolle der Stromimporte im Rahmen eines Kernenergieausstiegs in Deutschland nach 25 Zeitjahren zu dem Ergebnis, dass dann im Jahr 2020 eine zusätzlicher Stromimport von rund 2,7 TWh zu einem Wertschöpfungsverlust von 162 Mio. DM<sub>98</sub> führt. Wird der daraus ermittelte spezifische Kennwert von 6 Pf<sub>98</sub>/kWh Importstrom pauschal für die obige Betrachtung auf Baden-Württemberg übertragen, so ergibt sich im Fall eines 66 %-igen Ersatzes des Kernenergiestroms in Baden-Württemberg und eines 33 %-igen Ersatzes durch Importstrom ein kumulierter Wertschöpfungsverlust für Baden-Württemberg von 11,1 Mrd. DM<sub>98</sub> bzw. 0,36 Mrd. DM<sub>98</sub> pro Jahr. Wird der Importanteil verdoppelt, so sind unter dieser Annahme dann auch die Wertschöpfungsverluste entsprechend doppelt so hoch.

## **8 Schlußbetrachtung und Handlungsempfehlungen**

### **Handlungsbedarf**

Die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den deutschen Kernkraftwerksbetreibern über die nuklear erzeugten Reststrommengen ihrer Anlagen macht für die baden-württembergischen Energieversorgungsunternehmen ein neues Energiekonzept erforderlich. Von den an der Stromerzeugung in Baden-Württemberg beteiligten Unternehmen müssen Entscheidungen zügig erarbeitet und umgesetzt werden, denn bereits mit dem Jahresende 2009 dürfte ohne Handeln unter Berücksichtigung des Strombedarfszuwachses ein spürbares Defizit an Kraftwerksleistung in Höhe von 1842 MW entstanden sein. Der Leistungsfehlbedarf würde in den Folgejahren dramatisch zunehmen, auf 3414 MW bis Ende 2015, 7110 MW bis Ende 2020 und 9567 MW bis Ende 2030.

Bei der Ermittlung des Defizits wurden bereits sehr moderate Zuwächse des Strombedarfs von 0,7 %/a und ein hohes Niveau an Energieeffizienz in allen Verbrauchsbereichen unterstellt. Andererseits gibt es in Baden-Württemberg einen Kraftwerkspark mit einer großen Anzahl älterer fossiler Kraftwerksblöcke, die in naher Zukunft ihr technisches Lebensende erreichen werden und zur Außerbetriebnahme anstehen. Berücksichtigt man den notwendigen mehrjährigen Vorlauf an Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeit für Kraftwerksanlagen, so wird der enge Zeitplan für Entscheidungen deutlich. Damit Kraftwerksleistung von über 1000 MW im Jahre 2009 ans Netz gehen kann, müsste von den Investoren ein Bauentscheid spätestens 2005/2006 getroffen und die Planung/Genehmigung mindestens zwei bis drei Jahre vorher, d. h. 2002/2003, begonnen werden.

### **Deckungsmöglichkeiten für fehlende Kraftwerkskapazität**

Zur Deckung des in den nächsten zehn Jahren und danach entstehenden Defizits an baden-württembergischer Kraftwerkskapazität gibt es fünf sich ergänzende Möglichkeiten: die verstärkte Energie-/Stromeinsparung, die Nutzung erneuerbarer Energien, den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in kleinen verbrauchsnahen Einheiten oder in größeren Fernwärmenetzen, den Bau von Großkraftwerken auf Basis von Steinkohle oder Erdgas und den verstärkten Stromimport.

Der verstärkte Stromimport stellt allerdings eine nachteilige Deckungsmöglichkeit dar, da die Wertschöpfung außerhalb des Landes stattfindet. Damit würde Baden-Württemberg Einkommens- und Beschäftigungsmöglichkeiten verlieren. Gleichzeitig würde darunter die Versorgungssicherheit leiden und Möglichkeiten zur Einflußnahme auf den möglichen und erwünschten Energiemix (Stichwort: CO<sub>2</sub>-Dumping) gingen zurück. Außerdem würden durch grenzüberschreitenden Stromtransport größere Transportverluste als bei einheimischer Stromerzeugung entstehen.

Die übrigen Möglichkeiten der Deckung des Defizits an Kraftwerkskapazität sind in einer auf Baden-Württemberg optimal zugeschnittenen Form zu realisieren. Ein „vernünftiger“ Energiemix muß alle vier Optionen (außer dem Stromimport) berücksichtigen und Wirtschaftlichkeit der Versorgung sowie Umweltbelastung, Ressourcenverbrauch und Klimaschutz als Kriterien mit der Forderung der Nachhaltigkeit verbinden.

### **Politischer Handlungsrahmen**

Da die konkreten Projektentscheidungen von Unternehmen getroffen werden, entsteht der Energiemix als Ergebnis von Marktkräften in einem liberalisierten wettbewerblich orientierten Umfeld. Die Aufgabe der staatlichen Energiepolitik ist in diesem Zusammenhang die Schaffung eines verlässlichen und sachgerechten politischen und rechtlichen Rahmens, der einen fairen Wettbewerb zwischen den Energieanbietern und –nachfragern sicherstellt und der dafür Sorge trägt, dass über die Internalisierung der externen Kosten der Energienutzung die Vollkosten die Entscheidungsgrundlage darstellen. Des Weiteren sind die energiepolitischen Zielsetzungen der Landesregierung zu beachten, wonach Energiepolitik und Energiewirtschaft zur Verwirklichung eines Energiesystems beitragen sollen, das

- ein auf die Bedürfnisse der Bürger ausgerichtetes und ausreichendes Energieangebot sicherstellt,
- die erforderliche Energie möglichst effizient bereitstellt und nutzt, so daß die langfristigen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten möglichst gering sind,
- mit der Ressource Umwelt effizient und schonend umgeht,
- den Belangen der heutigen sowie der zukünftigen Generationen Rechnung trägt.

### **Stromsparen**

In der Energieverwendung hat Baden-Württemberg bereits ein hohes Maß an Energieeffizienz erreicht. Dennoch gibt es ungenutzte technische Potenziale der Stromeinsparung, die ausgeschöpft werden könnten. Ist damit gleichzeitig eine Reduktion der Gesamtkosten verbunden, so stellt ein derartiger Ansatz gleichzeitig eine rationellere Energieanwendung sicher. Derartige Ansatzpunkte können z. B. die Verbreitung von marktbesten, verbrauchsarmen Haushaltsgeräten, optimierte Steuerungen und die Vermeidung bzw. Reduzierung von Stillstandsverlusten sein. Hier sollte die Politik durch Aufklärung, Beratungsinitiativen und flankierende finanzielle Maßnahmen, die Einführung moderner, verbrauchsarmer Geräte unterstützen. Die über Politikmaßnahmen hinsichtlich einer effizienteren Stromnutzung über die Trendentwicklung hinaus erzielbaren Verbrauchsreduktionen werden auf maximal 2,0 bis 2,7 TWh in den Jahren 2010, 2020 und 2030 geschätzt. Damit einhergehen würde eine maximal mögliche Reduktion des Leistungsbedarfs von 307 bis 407 MW.

## Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energien können eine wichtige Säule in der zukünftigen baden-württembergischen Stromversorgung darstellen. Gleichwohl wird ihr Anteil entgegen manchen überzogenen Erwartungen auch unter günstigsten Bedingungen begrenzt bleiben. So können bezüglich der realisierbaren technischen Potenziale in Baden-Württemberg in den Jahren 2010, 2020 und 2030 unter sehr günstigen Rahmenbedingungen, wie sie z. B. derzeit durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gegeben sind, maximal 6,4 bzw. 10,5 bzw. 17,1 TWh in Anlagen erzeugt werden, die unerschöpfliche Energiequellen nutzen. Heute beträgt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen – unter Berücksichtigung der Witterungseinflüsse – rund 3,9 TWh. Wird berücksichtigt, dass bei der technischen Nutzung der solaren Strahlungs- und Windenergie aufgrund des zeitlich fluktuierenden Dargebots mit einer schwankenden Verfügbarkeit der Leistung der jeweiligen produzierenden Anlage gerechnet werden muss, ergibt sich als möglicher maximaler zusätzlicher Kapazitätseffekt bei einer Ausschöpfung des realisierbaren technischen Potenzials ein Gesamtbeitrag aller erneuerbaren Energiequellen von 490 MW in 2010, 1160 MW in 2020 und 2310 MW in 2030.

Die Gründe für den begrenzten Beitrag der regenerativen Energiequellen zur Stromversorgung liegen in ihrer sehr geringen Leistungsdichte, der hohen Inanspruchnahme von immer knapper werdenden freien Flächen und ihrer fehlenden wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit. Dank massiver finanzieller Unterstützung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird es zwar gelingen, die Wettbewerbsnachteile der erneuerbaren Energien zu kompensieren und einen Herstellermarkt zu etablieren. Ob dieser Markt allerdings auch langfristig Bestand haben wird, wenn die Subventionen zurückgeführt werden, muß sich erst noch zeigen. Kein Markt kann auf Dauer alleine durch Subventionen existieren.

Unter den erneuerbaren Energien, die in Baden-Württemberg zum Einsatz kommen, wird die Laufwasserkraft weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Im Jahre 2030 könnten maximal 5,6 TWh aus Wasserkraft stammen (1999: 3,7 TWh (witterungsbereinigt)). Aus Gründen der Gleichbehandlung könnte hier die große Wasserkraft (> 5 MW Leistung) in den Förderkatalog des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einbezogen werden. Bis 2030 kann die realisierbare technische Stromerzeugung aus Biomasse, insbesondere auf Basis von Restholz, Biogas und organischen Reststoffen, mit 6,6 TWh die Wasserkraft überflügeln. Die Windstromerzeugung könnte maximal mit 1,5 TWh zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg beitragen. Die Photovoltaik, deren zu wirtschaftlichen Bedingungen realisierbare Potenziale vielfach überschätzt werden, könnte bis dahin die Windenergie vom dritten Platz verdrängt haben mit einem technisch realisierbaren Potenzial von 3,4 TWh.

Zur Förderung der erneuerbaren Energien werden durch das EEG sehr günstige Vergütungsbedingungen festgeschrieben. Zusätzlich werden durch finanzielle Fördermaßnahmen von Europäischer Union, Bund und Ländern umfangreiche Investitionszuschüsse bzw. Darlehen bereitgestellt. Hier bedarf es derzeit keiner zusätzlichen Instrumente, da die Unterstützung insgesamt ohnehin sehr großzügig bemessen ist. Die baden-württembergische Landesregie-

rung könnte allenfalls die Entstehung von Windkraftprojekten durch die Flächenausweisung von Gebieten konzentrierter Windnutzung begünstigen. Dies würde gleichzeitig einer Zersiedlung durch Errichtung von Einzelanlagen entgegenwirken. Des Weiteren würde die Unterstützung der Biomasse über Informationen, Pilotprojekte, wie z. B. Energiehöfe, sowie Forschung und Entwicklung eine Baden-Württemberg spezifische Ausrichtung ermöglichen, ggfs. ergänzt durch einen Ausschreibungswettbewerb von Kapazitäten. Schließlich erscheint der Beitrag der Photovoltaik in Nischenmärkten (u. a. netzferne Anwendungen (z. B. an Autobahnen, bei der Wasserversorgung in der Landwirtschaft, bei Feldscheunen), Mini- und Mikroleistungsbereitstellung (z. B. Uhren, Taschenrechner)) in der derzeitigen Entwicklungsphase erfolgsversprechender, was ebenfalls eine spezielle baden-württembergische Perspektive mit sich bringt.

### **Kraft-Wärme-Kopplung**

Der wirtschaftliche Einsatz von KWK-Technologien setzt voraus, dass möglichst ganzjährig zeitlich gekoppelte Verbrauchsprofile von Strom und Wärme vorliegen, die Abnehmer erzeugungsnahe sind und die Verbrauchsdichte in einem definierten Versorgungsgebiet hoch ist. Bei der Objektversorgung einzelner Großverbraucher, wie z. B. Krankenhäuser, Schwimmhallen, Schulen, großen Hotels und Verwaltungsbauten ist diese Forderung häufig erfüllbar. Dort haben Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW), in Zukunft wahrscheinlich auch Brennstoffzellen, eine wirtschaftliche Chance. Auch in kommunalen Entwicklungsgebieten, in denen durch die Gleichzeitigkeit der Bebauung eine hohe Erschließungsrate und somit eine große Dichte von Wärmeverbrauchern je m<sup>2</sup> Fläche gegeben ist, sind die Voraussetzungen oft günstig. Ferner liegen große KWK-Potenziale in der Industrie und im gewerblichen Bereich bei Betrieben mit einem hohen Anteil von Heiz- und Prozeßwärmebedarf im Niedertemperaturbereich.

Durch den Einsatz vorhandener und neuer in der Entwicklung befindlicher Techniken der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, wie der Brennstoffzelle, lassen sich die gewünschten Energiemengen bedarfsgerecht und mit hohem Nutzungsgrad erzeugen. Inwiefern dabei die zentrale Erzeugung in Großkraftwerken oder die dezentrale Erzeugung in kleineren KWK-Einheiten wirtschaftlich vorteilhafter ist, kann nur einzelfallbezogen beurteilt werden.

Baden-Württemberg erzeugt heute bereits einen beachtlichen Teil seines Stromes in KWK-Anlagen. So betrug Ende 1998 die installierte Leistung der KWK-Anlagen im Lande 3385 MW (wobei kleinere Anlagen unter 40 MW nicht erfasst sind). Inwieweit sich dieser Anteil weiter steigern lässt, hängt von der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit der KWK-Stromerzeugung mit der Stromerzeugung in großen Kondensationskraftwerken ab. Potenziale bestehen insbesondere in der Fernwärmeversorgung von größeren Städten, der Objektversorgung mittels BHKW und in der industriellen Energieversorgung. Insgesamt beträgt das im Jahr 2030 technisch realisierbare Stromerzeugungspotenzial aus KWK in Baden-Württemberg

rund 20 TWh<sub>el</sub> unter Berücksichtigung der Veränderung der Bedarfsstrukturen. Bei einer durchschnittlichen Auslastung der Anlagen von 4000 bis 5000 h/a entspricht dies einer elektrischen Leistung der KWK-Anlagen von 4000 bis 5000 MW.

Zur Förderung bestehender KWK-Anlagen im liberalisierten Strommarkt hat die Bundesregierung mit dem KWK-Vorschaltgesetz ein Instrument der Kompensation von durch den Kostendruck entstandenen Wettbewerbsnachteilen bei bestehenden Anlagen geschaffen. Gegenwärtig sind als Fortführung weitere KWK-Fördermaßnahmen auf Bundesebene in der Überlegung. Hier wird vielfach eine Quotenregelung für in KWK-Anlagen erzeugten Strom als bevorzugte Option angesehen. Demnach sollen die Stromversorger verpflichtet werden, eine bestimmte, jährlich steigende Quote ihres Stromabsatzes aus KWK-Anlagen zu decken. Ersatzweise können Zertifikate von solchen Unternehmen erworben werden, die überschüssigen KWK-Strom am Markt anbieten. Als Alternative wurde von mehreren Unternehmen ein Aktionsprogramm Klimaschutz vorgelegt, das auch eine KWK-Regelung beinhaltet, aber noch weitere Maßnahmenfelder mit aufnimmt. Eine Einigung über das weitere Vorgehen soll nun bis Anfang April 2001 getroffen werden. Die baden-württembergische Landesregierung sollte die Auswirkungen auf den eigenen Markt, insbesondere im Hinblick auf die einzel- und volkswirtschaftlichen Effekte, genau analysieren. Hier könnte eine spezielle baden-württembergische Komponente derart gestaltet werden, dass an den eigentlichen Vorteilen der KWK angesetzt wird, die auf der Wärmeseite und nicht auf der Stromseite liegen, etwa bei der Förderung und der Planung des Aufbaus bzw. des Erhalts der Netzinfrastruktur.

### **Fossile Kraftwerke**

Das zukünftige, durch die geplante sukzessive Stilllegung von Kernkraftwerken maßgeblich mitbestimmte Defizit an Kraftwerksleistung in Baden-Württembergs Stromerzeugung wird überwiegend durch fossile Großkraftwerke gedeckt werden müssen. Selbst unter der sehr optimistischen Annahme, dass eine fortlaufende vollständige Ausschöpfung der realisierbaren technischen Potenziale der Stromeinsparung, der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und der Nutzung von BHKW in kommunalen Objekten erfolgen würde, würde ein Defizit an Kraftwerksleistung von 100 MW im Jahr 2010, von 4700 MW im Jahr 2020 und von 6000 MW im Jahr 2030 zur Deckung verbleiben.

Zu den weiteren Möglichkeiten des Kernenergieersatzes gehört auch die Prüfung der Leistungssteigerung durch Ertüchtigung der bestehenden Kraftwerke. Aufgrund ihrer Blockleistung und Restlebensdauer kommen die Kraftwerke Altbach HKW 1, Karlsruhe RDK 7, Heilbronn Block 7 und Mannheim GKM Block 8, deren installierte Leistung unter Abzug der Leistungseinbuße bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Fahrweise zusammen rund 1750 MW ausmacht, grundsätzlich für diese Überlegungen in Betracht. Die Leistung dieser Kraftwerke ließe sich durch Repowering-Maßnahmen verdoppeln. Allerdings ist es fraglich, ob die Platzverhältnisse einen kostengünstigen Umbau zu Kombi-Blöcken mit Erdgas-Vorschaltturbinen zulassen. Wegen des mit einer Leistungsverdopplung bei komplexeren Umbauten verbunde-

nen hohen spezifischen Rekonstruktions- und Investitionsaufwandes dürfte es im allgemeinen wirtschaftlicher sein, direkt vollständig neue Kraftwerke zu bauen. Dies genauer zu überprüfen, ist Aufgabe der Unternehmen, was aber zeitlich relativ rasch in Angriff genommen werden kann.

### **Kraftwerksneubauten**

Bei den Überlegungen zum Ersatz- oder Ausbau von Kraftwerken an bestehenden Standorten sind die Kühllasten und die für die Bebauung verfügbaren Flächen begrenzende Faktoren. Wegen der benötigten Kühlwassermengen kommt ein Ausbau von Standorten an Donau, Iller und oberem Neckar für Großkraftwerksblöcke grundsätzlich nicht in Betracht. Auch der untere Neckar kann nur genutzt werden, wenn keine zusätzlichen Kühllasten anfallen. Somit kommen die Kraftwerksstandorte Neckarwestheim, Heilbronn und Obrigheim nur für den Ersatzbau von am Neckar außer Betrieb gehende Blöcke gleicher Kühllasten in Frage. Da jedoch neue Kraftwerke je elektrische Einheit eine geringere Kühllast aufweisen, ist hinsichtlich der elektrischen Leistung auch an diesen Standorten ein Ausbau möglich. Ein Zubau von Blöcken an den Kraftwerksstandorten Karlsruhe, Philippsburg und Mannheim wäre dagegen aufgrund der am Rhein zusätzlich verkraftbaren Kühllasten ohne weitere Einschränkung möglich. Allerdings bleiben hier noch die Auswirkungen der EU-Fischgewässerrichtlinie zu prüfen.

Aufgrund der Flächenverfügbarkeit ist ein Kapazitätsausbau durch Errichtung zusätzlicher Kraftwerksblöcke auf dem Gelände der Standorte Obrigheim, Heilbronn, Karlsruhe und Philippsburg möglich. In Neckarwestheim müsste Fläche durch Abriss der nuklearen Anlagen (mit entsprechend langer Karenzzeit) oder Änderung des Bebauungsplans geschaffen werden. In Mannheim wird es aufgrund der räumlichen Enge beim GKM nur Ersatzbauten geben können.

Die vorsorgliche Entwicklung neuer Kraftwerksstandorte an Iller, Neckar, Donau oder Rhein, wie sie in der Vergangenheit diskutiert wurde, erscheint aus heutiger Sicht nicht mehr angemessen.

Die Standortwahl genauso wie die Entscheidung für einen bestimmten Kraftwerks- und Brennstofftyp sind Aufgaben der Energieversorgungsunternehmen. Da diese Entscheidungen für die gesamte Kraftwerkslebensdauer, also ca. 35 Jahre, Auswirkung haben, ist die Festlegung von strategischer Bedeutung für die Unternehmen. Als Referenzkraftwerke für Kraftwerksneubauten am Rhein oder Neckar gelten aus heutiger Sicht: ein 800 MW Steinkohlekraftwerksblock mit einem Wirkungsgrad von 46 % und Investitionskosten von 2000 DM<sub>98</sub> je kW sowie ein Erdgas-GuD-Kraftwerksblock von 750 MW mit einem Wirkungsgrad von 58 % und Investitionskosten von 900 DM<sub>98</sub>/kW. Die Technik dieser Kraftwerksblöcke ist ausgereift und erprobt.

Die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise ist von zentraler Bedeutung für die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der beiden Referenzkraftwerke. Da niemand mit Verlässlichkeit vorraussagen kann, wie sich die Brennstoffpreise in 35 Jahren ändern werden, gibt es

ein erhebliches Maß an Unsicherheit, das in die Projektberechnungen der Unternehmen einfließt. Bei der Annahme moderat steigender Brennstoffpreise haben Erdgas-GuD-Blöcke einen Wettbewerbsvorteil in der Mittellast und Steinkohlekraftwerke in der Grundlast. Wenn die Erwartung dagegen auf real stärker steigende Erdgaspreise ausgerichtet ist, weil zusätzliche Erdgasmengen schwierig zu beschaffen sein werden bzw. auf den Weltmärkten generell ein höheres Öl- und Gaspreisniveau gehandelt wird, so hat Steinkohle klare Kostenvorteile, auch in der Mittellast. Auch bei einer Variation der weiteren kostenwirksamen Einflußgrößen Kalkulationszinssatz, Investitionskosten und Nutzungsdauer ändert sich an dieser grundsätzlichen Einschätzung nichts.

### **Kraftwerksmix**

Angesichts der Unsicherheiten hinsichtlich der Preisentwicklung auf den Weltenergiemärkten sowie aus Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit und der notwendigen Diversifizierung der Brennstoffe erscheint für die Deckung des Ersatz- und Zubaubedarfs in Baden-Württemberg ein Mix aus Steinkohlekraftwerken für die Grundlast und von Erdgaskraftwerken für die Mittellast, z. T. in Kraft-Wärme-Kopplung, eine tragfähige Strategie bei einem Auslaufen der Kernenergienutzung in Baden-Württemberg. Eine solche Orientierung führt in dem untersuchten Basisszenario mit moderaten Energiepreisen zwischen 2005 und 2010 zunächst zu einem Kapazitätszubau in Kohlekraftwerken von 1950 MW und zwischen 2010 und 2015 nochmals in Kohlekraftwerksleistung von 800 MW. In der folgenden Periode zwischen 2015 und 2020 werden Leistungen in Kohlekraftwerken von 2400 MW und in Erdgas-(GuD-)Kraftwerken von 1350 MW zugebaut, insbesondere auch als Ersatz der Kohleblöcke, die die Fernwärmeversorgung in Karlsruhe, Mannheim/Heidelberg und Heilbronn abdecken. Darauf folgen in dem Abschnitt zwischen 2020 und 2025 wieder Kohlekraftwerksleistung von 1600 MW und Erdgas-(GuD-)Kraftwerksleistung von 700 MW. Damit ist der Leistungsbedarf auch für den Rest des Betrachtungszeitraumes gedeckt. Somit beträgt der Gesamtzubau in größeren Kohle- und Erdgaskraftwerken (100 bis 800 MW) zwischen 2005 und 2030 in Baden-Württemberg insgesamt 8800 MW. Werden höhere Energiepreise unterstellt, so findet eine Verschiebung hin zu einer stärkeren Nutzung von Steinkohlekraftwerken statt (+800 MW) mit einer entsprechenden Reduktion des Neubaus von Erdgaskraftwerken. Diese Entwicklung wird jeweils ergänzt durch eine weitere Verstärkung des Beitrages von Stromsparen, erneuerbaren Energien und dezentraler KWK entsprechend den zuvor erläuterten Grundsätzen.

Eine derartige Strategie führt jedoch dazu, dass dann in Baden-Württemberg die CO<sub>2</sub>-Emissionen weiter ansteigen würden, und zwar auf rund 79,8 Mio. t im Jahr 2010, ca. 88,3 Mio. t im Jahr 2020 und rund 93,5 Mio. t im Jahr 2030 gegenüber 78,08 Mio. t im Jahr 1995 und 74,37 Mio. t im Jahr 1990. Damit kann die Zielorientierung zur CO<sub>2</sub>-Minderung in Baden-Württemberg aus dem Umweltplan Baden-Württemberg und deren Fortschreibung (65 Mio. t in 2010, 58 Mio. t in 2020, 55 Mio. t in 2030) nicht erfüllt werden. Hierzu bedarf

es einschneidender Maßnahmen. Dies betrifft im Wesentlichen die Stromerzeugung, in der dann der Neubau fossiler Kraftwerke nur auf Basis von Erdgas und erneuerbaren Energiequellen erfolgen dürfte. Zusätzlich müssten auch noch Maßnahmen in den übrigen energiewirtschaftlichen Sektoren durchgeführt werden, wie die Modernisierung des Altbaubestandes und eine weitere Senkung der CO<sub>2</sub>-Intensität des Wärmemarktes über die stärkere Nutzung von Erdgas und erneuerbaren Energien. Für Baden-Württemberg würde somit die Verfolgung von CO<sub>2</sub>-Minderungszielen bei der Aufgabe der Kernenergie gleichzeitig den Verzicht auf die Steinkohle mit sich bringen sowie zur Sicherung der vorgegebenen Zielwerte eine vollständige Ausschöpfung der Einsparpotenziale und der Potenziale der erneuerbaren Energien im Zeitablauf erfordern.

Mit dieser Strategie sind aber hohe finanzielle Belastungen für das baden-württembergische Energiesystem verbunden. Die kumulierten Mehrkosten der Klimaschutzszenarien sind in Abhängigkeit von der unterstellten Energiepreisentwicklung um 45,8 bzw. 57,2 Mrd. DM<sub>98</sub> oder um 1,48 bzw. 1,85 Mrd. DM<sub>98/a</sub> höher als die Gesamtsystemkosten der jeweiligen Basis-szenarien. Insgesamt erscheint damit ein solche Kombination von energie- und klimaschutzpolitischen Rahmenbedingungen sowohl von der notwendigen Maßnahmenintensität her als auch von den damit einhergehenden Kostenbelastungen im gesamtdeutschen und europäischen Kontext wenig zielführend zu sein, damit eine möglichst kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele erfolgt.

### **Internationaler Strombezug**

Die Wettbewerbsposition der baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die wesentliche Anteilseigner bei den fünf baden-württembergischen Kernreaktoren sind, die mit einem Leistungsanteil von 32 % und einem Erzeugungsanteil von 58 % zur baden-württembergischen Stromversorgung beitragen, wird sich unter den Randbedingungen des liberalisierten europäischen Strommarktes bei einem Ersatz des Kernkraftstroms in Baden-Württemberg durch Strom aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen sowie aus KWK-Anlagen verschlechtern.

Dies trifft zum einen deswegen zu, weil die Erzeugungskosten von Strom, der in Neuanlagen produziert wird, aufgrund der zusätzlichen Investitionskosten erheblich über den Kosten von Strom liegt, der in den bestehenden Kraftwerken erzeugt werden könnte. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Kernenergievereinbarung nicht nur die frühzeitige Außerbetriebnahme bestehender Anlagen mit sich bringt, sondern auch den Verzicht auf den Zubau neuer Kernkraftwerke, die aufgrund der Kostenstruktur sehr gute Chancen aufweisen, im liberalisierten Energiemarkt hohe Vollbenutzungsstundenzahlen und damit eine kurze Kapitalrückflußdauer zu erzielen.

Konsequenz hiervon ist, dass die Beschaffung von Strom aus Importquellen für die betroffenen baden-württembergischen Energieversorgungsunternehmen häufig eine attraktive Möglichkeit der Deckung des Strombedarfs darstellt. Betriebswirtschaftlich ist der Bezug vor-

teilhafter als die Eigenerzeugung in neuen baden-württembergischen Kraftwerken, wenn der Strom günstig aus ausländischen Kern- oder vorhandenen Kohlekraftwerken importiert werden kann und der Strom nicht über sehr große Entfernungen transportiert werden muß. Wird Strom frei deutscher Grenze zu 4,54 Pf<sub>98</sub>/kWh angeboten, so wird bei einer rein betriebswirtschaftlich, wettbewerblichen Betrachtung ein Drittel des Ersatzbedarfs von Kernenergiestrom in Baden-Württemberg verdrängt, wird der Strom zu 4,30 Pf<sub>98</sub>/kWh frei deutscher Grenze angeboten, können sogar zwei Drittel des Ersatzbedarfs durch Stromimporte gedeckt werden.

Darüber hinaus käme es aufgrund der Steigerung von Stromimporten zu einer massiven Verlagerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in die ausländischen Stromlieferländer. Bei einem Ersatz von einem Drittel des Kernenergiestroms durch Importe würden im Jahre 2010 rund 0,8 Mill. t CO<sub>2</sub> und im Jahre 2020 ca. 2,4 Mill. t CO<sub>2</sub> verlagert, bei einem Ersatz von zwei Drittel würden sich die Beträge ungefähr verdoppeln. Dabei ist unterstellt worden, dass die ausländischen Kraftwerke Strom gemäß dem vorhandenen EU-Kraftwermix erzeugen. Die diesem Mix zuzurechnenden spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind wegen der betriebenen Kernkraft- und Wasserkraftwerke in Europa relativ niedrig. Würde der Strom ausschließlich in neuen im Ausland zu bauenden Erdgas- und Steinkohlekraftwerken erzeugt werden, also unter Bedingungen wie sie für Baden-Württemberg mit der Kernenergievereinbarung gelten, so würden sich die verlagerten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei einem Ersatz von einem Drittel des Kernenergiestroms durch Importe im Jahre 2010 auf rund 1,6 Mill. t CO<sub>2</sub> und im Jahre 2020 auf ca. 4,9 Mill. t CO<sub>2</sub> belaufen. Bei einem Ersatz von zwei Drittel würden sich auch hier die Beträge ungefähr verdoppeln. Mit derlei Stromimporten würden daher gravierende Ökodumping-Tatbestände geschaffen. Sie sind nicht akzeptabel.

Darüber hinaus hätte der Bezug von ausländischem Strom auch volkswirtschaftlich gesehen große Nachteile für Baden-Württemberg. Die mit der Erzeugung im Lande verbundenen Wertschöpfungen, Investitionen und Arbeitsplätze gingen verloren und die zusätzlichen Importe würden eine Verschlechterung des Saldos der Leistungsbilanz verursachen. Eine überschlägige Abschätzung führt im Fall eines 66 %-igen Ersatzes des Kernenergiestroms in Baden-Württemberg und eines 33 %-igen Ersatzes durch Importstrom zu einem kumulierten Wertschöpfungsverlust für Baden-Württemberg von 11,1 Mrd. DM<sub>98</sub> bzw. 0,36 Mrd. DM<sub>98</sub> pro Jahr. Wird der Importanteil verdoppelt, so sind unter dieser Annahme dann auch die Wertschöpfungsverluste entsprechend doppelt so hoch.

## Literatur

/Badenwerk, 1991/

Badenwerk AG: Verstärkter Erdgaseinsatz in der öffentlichen Stromerzeugung, Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit Gasturbinen, Mitteilung, Karlsruhe, August 1991

/Bauer, 1998/

Bauer G.: Ertüchtigung bestehender Dampfkraftwerke durch Gasturbinen, BWK Bd. 50 (1998), Nr. 1/2

/Baur u. a., 1994/

Baur J., Bonhoff C., Fahl U., Voß, A.: Rationelle Stromanwendung in den Haushalten, Projekt: Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg, Arbeitsbericht Nr. 10/April 1994, Akademische Gesellschaft für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart 1994

/Bradke, 2000/

Bradke H. (Fraunhofer Gesellschaft, Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe): Zukünftige industrielle Technologien, Statement beim Workshop "Energiezukunft 2030 – Schlüsseltechnologien und Techniklinien", Schliersee, 02./03.05.2000

/BMU, 1999/

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Umweltbundesamt (Herausgeber): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Berlin, Oktober 1999

/BMWi, 1999/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Energiedaten 1999, pdf-Datei

/Dehli, 1998/

Dehli M.: Energieeinsparung in Industrie und Gewerbe, Praktische Möglichkeiten des rationellen Energieeinsatzes in Betrieben, Kontakt & Studium Band 535, herausgegeben von der Technischen Akademie Esslingen, Expert Verlag, 1998

/Deimling u. a., 1999/

Deimling S., Kaltschmitt M., Wurst S., Raab K., u. a.: Datensammlung Biomasse, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BML), Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, u. a., 1999

---

/Ellersdorfer u. a., 2000/

Ellersdorfer I., Specht H., Fahl U., Voß A.: Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, August 2000

/EnBW, 2000a/

EnBW Kraftwerke AG: Schmidt K., Mitteilung, Stuttgart, November 2000

/EnBW, 2000b/

EnBW AG, Unternehmenskommunikation: EnBW und NWS planen weitere Optimierung des Kraftwerksparks, Pressemitteilung, 29. November 2000, veröffentlicht im Internet unter [www.enbw.com/news/presse](http://www.enbw.com/news/presse)

/Energiebericht BW 99/

Energiebericht des Landes Baden-Württemberg, herausgegeben vom Wirtschaftsministerium, 1999.

/Energieprogramm, 1980/

Energieprogramm des Landes Baden-Württemberg von 1980, herausgegeben vom Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr

/EVS, 1991/

Energieversorgung Schwaben AG: Umrüstung von Kohlekraftwerken mit Trockenfeuerung auf Kombi-/Verbundkraftwerke durch Vorschalten/Parallelschalten von Gasturbinen zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emission, Mitteilung, Stuttgart, November 1991

/Fahl, 1999/

Fahl U., Blesl M., Herrmann D., Kemfert C., Remme U., Specht H., Voß A.: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg – Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs, Forschungsbericht Nr. 62, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, November 1999

/Fahl, 1992/

Fahl U., Fishedick M., Hanselmann M., Kaltschmitt M., Voß A.: Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten, Forschungsbericht Nr. 12, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, August 1992

/Frey, 2000/

Frey, Kernkraftwerk Obrigheim: Informationen zu Freiflächen an Kernkraftwerken, November 2000

/Herrmann, 2000/

Herrmann, D.: Bewertung von Varianten des Einsatzes objektbezogener Blockheizkraftwerke in Baden-Württemberg, Arbeitspapier im Rahmen des von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg geförderten Vorhabens „Auswirkungen der Liberalisierung des Energiemarktes auf die Kraft-Wärme-Kopplung und die Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Dezember 2000

/HEW, 2000/

HEW, [M@DIS-News](#) im Internet, 13.11.00

/Hicken, Keßler, 2000/

Hicken E., Keßler G.: Sicherheit der Kernkraftwerke Baden-Württembergs, Gutachten im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Juli 2000

/Jochem u. a., 1994/

Jochem E., u. a.: Industrie und prozeßenergieintensive Branchen des Kleinverbrauchssektors, Projekt: Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg, Arbeitsbericht Nr. 9/April 1994, Akademische Gesellschaft für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart 1994

/Kreuzberg, 1998/

Kreuzberg, M.: Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt – Analyse und Simulation, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Heft 4, 1998, S. 43- 63

/Landesentwicklungsplan, 2000/

Anhörungsentwurf zum Landesentwicklungsplan, herausgegeben vom Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stand 03.07.2000

/Meyer, Lutz, 2001/

Meyer, B.; Lutz, C.: PANTA RHEI, in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland, Teil II: Ergebnisse der Modellgruppen. Physica-Verlag, Heidelberg 2001

---

/Naturschutz, 2000/

Stellungnahme zum Entwurf der Umsetzung der Naturschutzkonzeption Natura 2000, herausgegeben vom Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, August 2000

/Neckarwerke, 1991/

Neckarwerke Elektrizitätsversorgungs-AG: Erdgaseinsatz in Kraftwerken – CO<sub>2</sub>-Reduktion; Umbau vorhandener schmelzkammergefeuerter Kessel-/Dampfblöcke durch Vorschaltung von Gasturbinen in Kombiblöcke, Mitteilung, Esslingen, September 1991

/Prognos, 1993/

Prognos: Die Bundesrepublik Deutschland 2000-2005-2010, Entwicklung von Wirtschaft und Gesellschaft, Prognos Deutschland Report Nr. 1, Prognos AG, Basel, 1993

/Prognos/EWI, 1999/

Prognos, EWI: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel, 1999

/Rath-Nagel, 1999/

Rath-Nagel, S.: Strom- und Gasimportmöglichkeiten nach Deutschland mit besonderem Blick auf Bayern und Baden-Württemberg, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, September 1999

/Rüffler, 2001/

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

/TAB, 1999/

Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages (TAB): Analyse vorliegender Arbeiten zu Potentialen und Strategien der Einsparung elektrischer Energie in Deutschland; Gutachten, bearbeitet von Jochem E., Bradke H., Mannsbart W., Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, Dezember 1999

/VDEW, 1999/

Energieeinspar-Dienstleistungen, Leitfaden für das Marketing von DSM-Projekten, VDEW Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V., VVEW-Verlag, Frankfurt/M, 1999

/Voß, 2000/

Voß, A.: Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Stromerzeugungsarten im liberalisierten Markt, Vortrag gehalten anlässlich VGB-Kongreß Kraftwerke 2000, Düsseldorf, 10. bis 12.10.200, veranstaltet von VGB – Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetriebe, Essen