

# **Struktur und Entwicklung der zukünftigen Stromversorgung Baden-Württembergs**

**unter Berücksichtigung der Liberalisierung der Energie-  
märkte, der technologischen Entwicklung, der Verfüg-  
barkeit fossiler Ressourcen und der wachsenden Bedeu-  
tung erneuerbarer Energiequellen**

Eine Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums  
Baden-Württemberg

## **Kurzfassung**

Arbeitsgemeinschaft:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V.,  
Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart

Fraunhofer-Institut Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI),  
Karlsruhe

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung  
Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart

Stuttgart, Karlsruhe Dezember 2001

## Die Bearbeitung der Studie erfolgte durch:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (**DLR**) e.V.  
Pfaffenwaldring 38-40  
70569 Stuttgart

Joachim **Nitsch** (Projektleitung)  
Uwe **Klann**  
Michael **Nast**

Fraunhofer-Institut Systemtechnik und Innovations-  
forschung (**ISI**)  
Breslauer Str. 48  
76139 Karlsruhe

Harald **Bradke**  
Eberhard **Jochem**  
Wilhelm **Mannsbart**

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung  
Baden-Württemberg (**ZSW**)  
Heißbrühlstr. 21 c  
70565 Stuttgart

Frithjof **Staiß**  
Eduard **Mantel**  
Friedhelm **Steinborn**

Textverarbeitung: Anke **Schrogl**, DLR

## **Inhalte der Kurzfassung:**

- Teil I: Ausgangsdaten, Zielsetzungen, Rahmendaten**
- Teil II: Zukünftiger Strom- und weiterer Energieverbrauch**
- Teil III: Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung und der Regenerativen Energien**
- Teil IV: Die zukünftige Stromversorgung Baden-Württembergs**
- Teil V: Bilanz und Auswirkungen der Szenarien**
- Teil VI: Umsetzungs- und Handlungsempfehlungen**



# Teil I: Ausgangsdaten , Zielsetzungen, Rahmendaten

## 1. Hintergrund

Wirksame Klimaschutzpolitik und eine weitsichtige Energie- und Wirtschaftspolitik, welche Ressourcenschonung, eine gesicherte Energieversorgung und auch noch mittel- bis langfristig erschwingliche Energiepreise zum Ziele haben, erfordern eine aktive Gestaltung des Strukturwandels in der Energieversorgung. Es ist daher auch für die Landespolitik eine besondere Herausforderung, sich rechtzeitig aktiv in diesen Prozess einzuschalten und wesentliche Entwicklungsschritte in der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands und Europas mitzugestalten. Durch die Vereinbarung der Bundesregierung und der Energiewirtschaft, die Nutzung der Kernenergie aufzugeben, entsteht gerade für dieses Bundesland zusätzlicher Handlungsdruck, der aber auch die Chance enthält, die weitere Entwicklung im Strombereich frühzeitig in eine für das Land möglichst günstige Entwicklungsrichtung lenken zu können, so dass neben der Erfüllung der klimapolitischen und energiepolitischen Ziele auch zahlreiche neue wirtschaftliche und arbeitsmarktpolitische Impulse entstehen können.

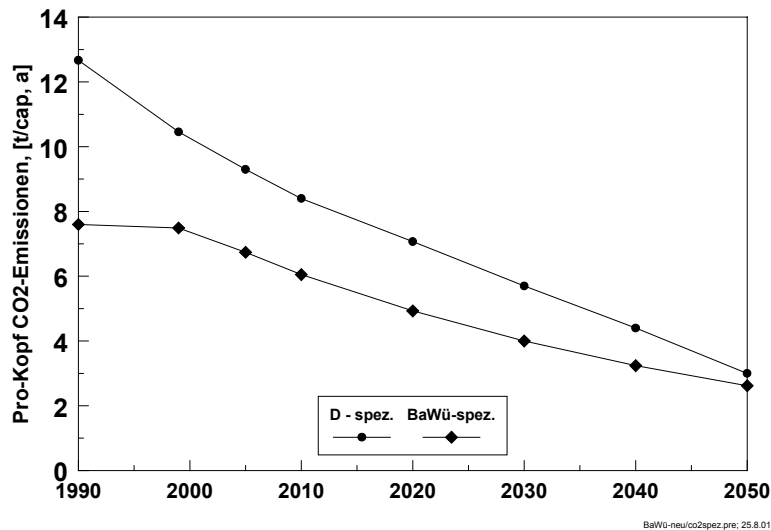
Das Wirtschaftsministerium Baden – Württemberg hat die Arbeitsgemeinschaft DLR/ISI/ZSW im Februar 2001 damit beauftragt, eine Untersuchung durchzuführen, die sich im besonderen dieser doppelten Zielsetzung widmet. Die Untersuchung hat zum Ziel, für die Landesregierung dazu differenzierte Informationen und Handlungsempfehlungen zu erarbeiten. Im Vordergrund der Untersuchung steht die detaillierte Darstellung des Stromsektors; jedoch wird auch der Wärmemarkt auf seine möglichen Beiträge zu Ressourcenschonung, Klimaschutz und neuen Wertschöpfungsmöglichkeiten hin überprüft, da zahlreiche Wechselwirkungen zwischen dem Strom- und Wärmesektor bestehen und dadurch die Anzahl der Optionen für Strukturveränderungen im Stromsektor vergrößert wird. Der Verkehrssektor wurde strukturell nur soweit berücksichtigt wie er für die Ermittlung des Strombedarfs von Belang ist. Im übrigen wird der gesamte Verkehrssektor bilanztechnisch abgebildet. Der Zeithorizont der Untersuchung reicht bis zum Jahr 2050. Dies stellt sicher, dass der mögliche Umbau der Stromversorgung und seine Rückwirkungen vollständig dargestellt werden können, die zeitlich aufeinanderfolgenden und miteinander verzahnten Wachstumsphasen einer rationelleren Energienutzung (REN), der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der regenerativen Energien (REG) umfassend berücksichtigt, und insbesondere die Marktentwicklungsphasen der REG in ausreichendem Maße beschreiben werden.

## 2. Ziele baden-württembergischer Energiepolitik und die Ausgangssituation

Die Landesregierung will einen angemessenen Beitrag zu den Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten. Sie strebt laut Umweltplan 2000 an, die Gesamtemissionen an CO<sub>2</sub> bis 2005 auf unter 70 Mio. t/a und bis 2010 auf unter 65 Mio. t/a zu reduzieren. Dabei hält sie an einem „ausgewogenen“ Energiemix unter Einschluss der Kernenergie fest, „solange diese unter ökonomischen und sicherheitstechnischen Gesichtspunkten vertretbar ist.“[WiMi BW 2001]. Desgleichen geht sie - im Einklang mit der Bundesregierung - davon aus, dass eine sichere und preiswerte Energieversorgung ein wichtiger Standortfaktor für die gesamte Wirtschaft des Landes darstellt und diese damit eine hohe politische Priorität besitzt. Eine Fortführung des Prozesses der Liberalisierung und Harmonisierung der Energiemärkte zum Zwecke des „wirtschaftlich optimalen“ Einsatzes von Energieträgern ist daher ein Hauptziel der Energiepolitik Baden-Württembergs.

Im Umweltplan Baden-Württemberg sind eine Reihe von beabsichtigten Maßnahmen zum verstärkten Klimaschutz bis zum Zeitraum 2010 ausgewiesen. Konkret formuliert ist u.a. das Ziel „bis zum Jahr 2010 in BW den Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch und an der Stromerzeugung zu verdoppeln“. Überträgt man darüber hinaus die längerfristigen Zielsetzungen der angestrebten Klimagasreduktion in den Industrieländern sinngemäß auf BW, so lässt sich eine erforderliche Reduktion des Pro-Kopf- Emissionen an CO<sub>2</sub> (Be-

zugsjahr 1990 = 7,6 kg/Kopf, Jahr) um 35% bis 2020 und um 65% bis 2050 (**Abbildung 1**) als Zielgröße ableiten. BW sollte somit seine CO<sub>2</sub> – Emissionen von derzeit 78 Mio. t/a (1999) bis 2050 auf nur noch 25 Mio. t/a senken. Bis 2010 entspricht der abgeleitete Zielpfad in Abb.1 auch den Vorgaben des Umweltplans.



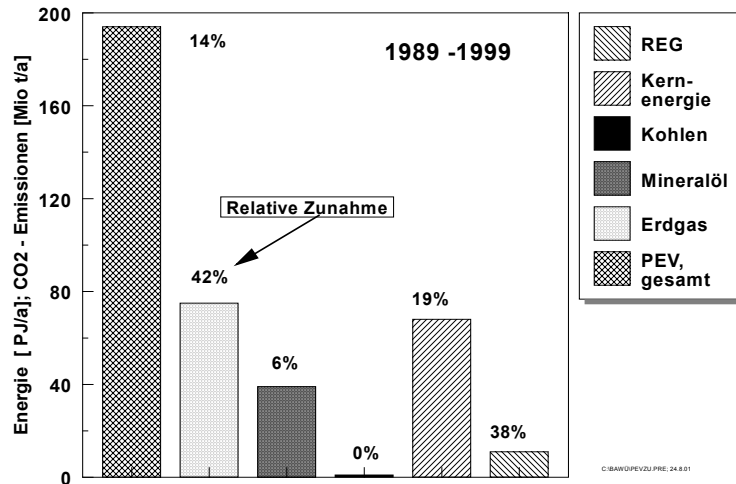
**Abbildung 1:** Anzustrebende Entwicklung der Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen für Deutschland und Baden-Württemberg, 1990-2050 (Basis sind die aktuellen IPCC-Empfehlungen)

Die im Vergleich zum Bundesgebiet geringeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in BW von derzeit noch 3,3 t/Kopf,a resultieren zu zwei Drittel aus der unterschiedlichen Stromerzeugungsstruktur. Ein Drittel des Unterschieds bewirkt die relativ geringere Bedeutung des Industriesektors am Energieverbrauch. Die durch den überproportionalen Anteil der Kernenergie und der Wasserkraft vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen belaufen sich derzeit auf 19 Mio. t/a, wovon 90 % aus dem Einsatz der Kernenergie resultieren. Letztere sind entsprechend der Kernenergieausstiegsvereinbarung bis zum Jahr 2022 zusätzlich zu kompensieren, wenn obige Klimaschutzziele eingehalten werden sollen.

Die Periode 1973-1989 war für die Energieversorgung in BW durch beträchtliche strukturelle, sehr rasch ablaufende Veränderungen gekennzeichnet. Die Kernenergie etablierte sich innerhalb von nur 15 Jahren zu einem Energieträger mit 26 % Anteil am Primärenergieverbrauch; Erdgas verdoppelte seinen bislang sehr geringen Beitrag auf 13 %, der Anteil von Mineralöl wurde von 75 % auf 45 % reduziert und der hohe Nettostrombezug sank auf vernachlässigbare Werte um 3 % am jeweiligen Stromverbrauch. Diese historischen Entwicklungen zeigen, wie rasch Strukturveränderungen verlaufen können, wenn äußere Anstöße - seinerzeit der Ölpreisschock - und energiepolitische Entscheidungen in geeigneter Weise zusammenwirken. Dagegen kann das Jahrzehnt 1989-1999 im Hinblick auf eine Modernisierung der Energiewirtschaft vor dem Hintergrund der zukünftigen Herausforderungen und Zielsetzungen eher als ein Jahrzehnt der „verpassten“ Gelegenheiten bezeichnet werden. Primär- und Endenergieverbrauch stiegen kontinuierlich um weitere 14 % (**Abbildung 2**), der Zuwachs wurde durch Erdgas (75 PJ/a), Kernenergie (68 (PJ/a) und dem wieder anwachsenden Mineralöl (40 PJ/a) gedeckt. Mit 1.100 PJ/a wird heute ebenso viel fossile Primärenergie umgesetzt wie 1973, nachdem ihr Verbrauch in den 80er Jahren schon unter 1.000 PJ/a gesunken war. Regenerative Energien (REG) hatten mit 12 PJ/a einer nur sehr geringen absoluten Zuwachs und sind anteilig seit 1989 nur um wenige Promille gestiegen (1989: 2,1 %; 1999: 2,5 %). Im rasch wachsenden Strombereich ist ihr heutiger Anteil mit 7,2 % sogar niedriger als 1973 mit 10,5 %. Auch die KWK als effizientes Energiewandlungsverfahren hat gegenüber 1989 deutlich an Boden verloren, seit 1998 geht die KWK-

Stromerzeugung auch absolut zurück. Angesichts der gegensätzlich gearteten Entwicklungstendenzen der letzten 10 Jahre in der Energieversorgung von BW dürften bereits die gesetzten Ziele für 2010 nicht

zeitgerecht zu erreichen sein. Insbesondere wird nicht gefragt, ob der laufende – und von der Landesregierung unterstützte – Prozess der weiteren Liberalisierung der Energiemärkte die Erreichung dieser Ziele im Bereich des Klimaschutzes ohne zusätzliche flankierende politische Vorgaben überhaupt zulässt. Selbst im Erfolgsfall ist der Zeitabschnitt bis 2010 nur ein „Einstieg“ in eine langfristig angelegte Klimaschutzstrategie. Dies macht deutlich vor welchen Herausforderungen die Energiepolitik heute steht.

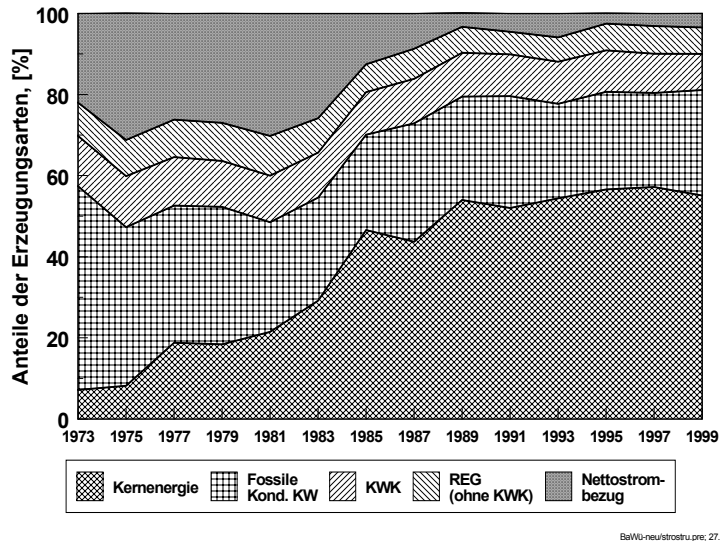


**Abbildung 2: Absolute und relative Veränderung der Primärenergie und einzelner Primärenergieträger in BW zwischen 1989 und 1999**

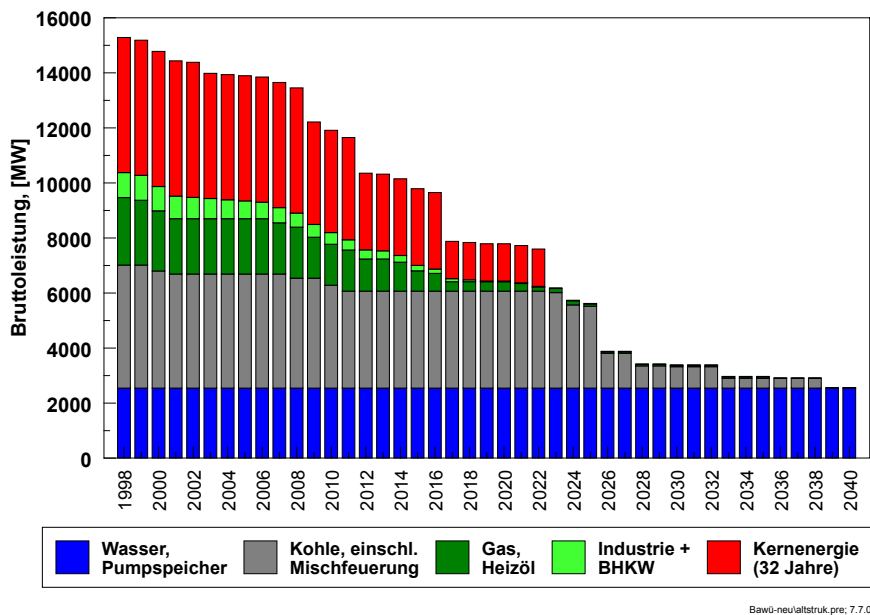
### 3. Die derzeitige Stromversorgung Baden – Württembergs

Der Bruttostromverbrauch in BW hat sich zwischen 1973 und 1999 nahezu verdoppelt und beläuft sich derzeit auf 71,3 TWh/a. Der Zuwachs ist damit deutlich höher als im Bundesdurchschnitt. Zwischen 1973 und 1989 durchlief die Strombereitstellung einen beträchtlichen Strukturwandel. Die Kernenergie steigerte ihren Anteil von 7 % auf 54 %, der Nettostrombezug ging dafür von 22 % auf 6 % und der Einsatz von Erdgas und Heizöl von 36 % auf 7 % zurück. Die Steinkohle behielt im wesentlichen ihren Anteil von rund 28 %. In den letzten 10 Jahren hat sich dagegen die Strombereitstellungsstruktur nur noch unwesentlich verändert. In BW werden 62 % des Stroms CO<sub>2</sub>-frei erzeugt, was zu einer entsprechend geringen CO<sub>2</sub>-Intensität von 0,25 kg/kWh<sub>el</sub> führt (D = 0,56 kg/kWh<sub>el</sub>). Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung (17,3 Mio. t/a in 1999 entsprechend 22,4 % der Gesamtemissionen) sind trotzdem seit 1973 tendenziell gestiegen, da der Einsatz an fossilen Energieträgern praktisch konstant blieb, aber ein Wechsel von Heizöl zu Kohle stattfand. Der Zuwachs an Strom aus Kernenergie konnte also etwa gerade den Verbrauchszuwachs kompensieren.

Von Bedeutung für die zukünftige Entwicklung ist u.a. die Zuordnung nach den Bereitstellungsarten Kondensationsstrom, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und regenerative Energien (REG), (**Abbildung 3**). Während der Anteil an Kondensationsstrom (einschließlich Nettostrombezug) 1989 bei 80 % lag, beträgt er derzeit 85 %. Der Anteil der KWK sank in dieser Zeit von 12,4 auf knapp 9 %, derjenige der REG (ohne Biomasse) von 8,2 % auf 6,5 %. Die KWK ist auch in absoluten Werten seit 1996 rückläufig; der Beitrag der REG wächst nur sehr langsam. Diese Entwicklung ist aus der Sicht des effizienten Einsatzes fossiler Ressourcen und der angestrebten Steigerung von REG unbefriedigend.



**Abbildung 3:** Anteile der Bereitstellungsarten Kondensationsstrom (nuklear, fossil), Kraft-Wärme-Kopplung und regenerative Energien am Bruttostromverbrauch in BW einschließlich Nettostrombezug seit 1973



**Abbildung 4:** Verlauf der Bruttoengpassleistung des bestehenden Kraftwerks-parks in BW (fossile KW 40 a, BHKW, Industrie 20 a, Wasserkraft > 50a; Kernenergie entsprechend Ausstiegsvereinbarung)

Die Betriebsdauern der Kraftwerke in BW erstrecken sich über einen großen Zeitraum. Die Inbetriebnahmezeitpunkte reichen von 1949 bis 1998. Entsprechend werden also bis 2050 alle heutigen Wärmekraftwerke ersetzt sein, die Kraftwerksstruktur kann also innerhalb dieses Zeitraum prinzipiell stark umgestaltet werden. Geht man – neben der vereinbarten mittleren Restlaufzeit von 32 a für die Kernkraftwerke – von einer mittleren Lebensdauer der öffentlichen fossilen Kraftwerke von 40 a, für Industriekraftwerke und BHKW von 20 a aus und unterstellt für Wasserkraftwerke eine Nutzungsdauer > 50a, so erhält man den zeitlichen Verlauf der Bruttoengpassleistung des bestehenden Kraftwerk-parks entsprechend **Abbildung 4**. Ausgehend vom Wert des Jahres 1998 mit 15,2 GW nimmt die Kraftwerksleistung

erst ab 2009 mit der Stilllegung von GKN1 in deutlichem Ausmaß ab und wird bis 2022 durch Stilllegung der Kernkraftwerke und den Wegfall der heute noch relativ großen Leistung älterer öl- und gasgefeuerter Anlagen geprägt. Aber auch nach 2022 sind durch Außerbetriebnahme der neueren fossilen (Kohle-) Kraftwerke weitere deutliche Leistungsrückgänge vorgegeben, 2038 ist das letzte der heutigen fossilen Kraftwerke vom Netz.

Bis 2030 müssen 40 TWh/a Kernenergiestrom und 21 TWh/a Strom aus fossilgefeuerten Kraftwerken ersetzt werden. Der letztere Wert steigt bis zur Stilllegung aller Altkraftwerke bis 2040 auf rund 26 TWh/a. Hinzu kommt der zu deckende Zuwachs des Stromverbrauchs, der entsprechend der noch vorzustellenden Szenarien bis 2030 Werte zwischen +10 TWh/a (Szenario TREND) und -3 TWh/a (Szenario NACHHALTIGKEIT) annehmen kann. Unter Beachtung der sich einstellenden Höchstlasten und einer im liberalisierten Strommarkt verringerten erforderlichen Reserveleistung werden – je nach unterstelltem Verbrauchszuwachs – erste größere Neubauten zwischen 2006 und 2008 erforderlich, wenn der Importanteil nicht beträchtlich erweitert werden soll.

#### 4. Die wirtschaftliche Bedeutung der Elektrizitätsversorgung

Der Wirtschaftszweig „Elektrizitätsversorgung“ kann insgesamt als bedeutender Wirtschaftszweig des Produzierenden Gewerbes bezeichnet werden, der aufgrund seiner sehr hohen Kapitalintensität eine hohe Arbeitsproduktivität aufweist und in bedeutendem Umfang investiert, wovon ein großer Anteil in Bauten fließt. In BW ist der Wirtschaftszweig „Elektrizitätsversorgung“ von etwas geringerer Bedeutung als im Bundesgebiet. Er erzielt 0,9 % der gesamten Nettowertschöpfung, stellt 0,5 % der Erwerbstätigen und ist für knapp 2 % der Investitionen verantwortlich (**Tabelle 1**). Die eigentliche Elektrizitätserzeugung hat um rund 35 – 50 % geringere Werte. Direkt in der Stromerzeugung sind aktuell (1999) rund 11.500 Beschäftigte tätig; das sind 0,25% aller Beschäftigten in BW. Veränderungen dieser Kennzahlen können sich also generell nur in relativ geringem Ausmaß auf die Gesamtwirtschaft BW auswirken. Bezogen auf die Beschäftigung, den Umsatz und auch auf die Nettowertschöpfung sind die übrigen in Tabelle 1 dargestellten Wirtschaftszweige erheblich bedeutender.

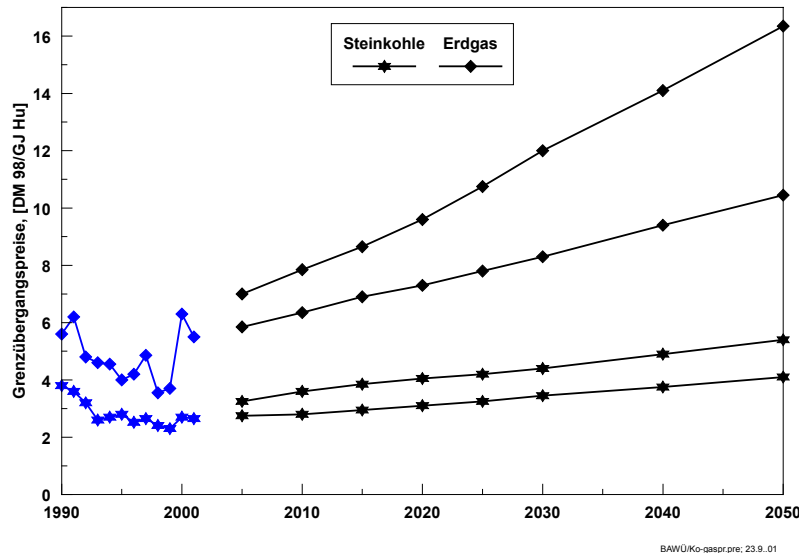
**Tabelle 1: Der Wirtschaftszweig „Elektrizitätsversorgung“ und die eigentliche „Elektrizitätserzeugung“ in Baden-Württemberg im Vergleich (Werte von 1997 und 1998)**

	Maschinenbau	Chemische Industrie	Herstellung von Kraftfahrzeugen	Herst. von Geräten der Elektr.-erzeugung und -verteilung u.ä.	Elektrizitätsversorgung	<b>Davon nur Elektrizitätserzeugung</b>
Umsatz, Mrd. DM/a	87,8	30,1	107,8	27,8	18,5	<b>8,4</b>
Nettowertschöpfung ca. Mrd. DM/a	28	7,6	22,7	8,4	4	<b>3</b>
% von BW	6,2	1,6	4,8	1,8	0,9	<b>0,6</b>
Erwerbstätige, Tsd.	264,7	59,6	216,1	89,8	23,4	<b>14,3</b>
% von BW	5,4	1,2	4,4	1,8	0,5	<b>0,3</b>
Investitionen, Mrd. DM/a	2,6	1,2	4,5	1,0	1,8	<b>0,7</b>
% von BW	2,6	1,2	4,6	1,0	1,8	<b>0,7</b>

Von besonderer Bedeutung hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen in der Energieversorgung ist, dass die Herstellung von Geräten und Anlagen zur Elektrizitätserzeugung von größerer wirtschaftlicher Bedeutung ist als die eigentliche Elektrizitätserzeugung. Je besser daher die Wettbewerbsposition der ersteren Branche ist, desto höher kann längerfristig ihr Anteil an der Wertschöpfungskette in der Stromerzeugung sein. Einer Strategie mit wachsenden KWK – und REG – Anteilen und steigenden Investitionen in effiziente Stromnutzungstechnologien kann damit im Vergleich zum jetzigen Zustand zu einer höheren Wertschöpfung im Land führen, sofern dies neuen Anlagen bzw. Anlagenteile in ähnlichem Umfang im Land erzeugt werden wie bisherige Kraftwerkstechnologien.

## 5. Zukünftige Entwicklung wesentlicher Rahmendaten

Die zukünftige Entwicklung der Preise fossiler Energieträger wurde auf der Basis zweier Varianten berücksichtigt. Die Grenzübergangspreise für Erdgas und Steinkohle als die für die Stromgestehungskosten wesentlichen Energieträger zeigt **Abbildung 5**. Hintergrund ist ein bis 2020 moderat steigender Ölpreis (obere Variante in Klammer; in Preisen von 1998) von 24 \$/b (30) in 2010 und von 30 \$/b (43) in 2030. Schließlich wurden für 2050 von Ölpreise in Höhe 37 \$/b (57) ausgegangen.



**Abbildung 5:** Entwicklung der Grenzübergangspreise für Erdgas und Steinkohle seit 1990 und in der unteren und oberen Preisvariante bis 2050; (die Ölpreisentwicklung ist mit derjenigen des Erdgases vergleichbar)

Die Entwicklung der daraus resultierenden Inlandspreise anhand folgender wesentlicher Annahmen:

- Die Kosten der Verarbeitung des Rohöls, die Vertriebskosten für Mineralölprodukte und Erdgas bleiben im wesentlichen real konstant.
- Die Entwicklung der Heizölsteuer, Mineralölsteuer und der Bevorratungsabgaben sowie der Ökosteuern insgesamt ist leicht ansteigend, allerdings mit abnehmendem Gradienten nach 2020. Die Angaben sind auch so interpretierbar, dass ab 2020 oder 2030 EU-weite und einheitliche Abgaben in der angenommenen Höhe erhoben werden.
- Die Mehrwertsteuer erhöht sich 2010 auf 17 %, 2020 auf 18 % und 2030 auf 19 %, um ab dann konstant zu bleiben.

Für Kraftwerke sind damit die Erdgaspreise in 2020 um 13 % (40%) und in 2050 um 55% (130%) höher als heute; die Steinkohlepreise in 2020 um 11% (40%) und in 2050 um 40% (80%). Letztere steigen also längerfristig nicht so deutlich wie die Erdgaspreise.

Die wesentlichen energiebedarfsbestimmenden Rahmendaten erläutert **Tabelle 2**. Die Bevölkerung in BW wird im Vergleich zum Bund unterproportional abnehmen. Wegen noch wachsenden Wohnkomforts nimmt dennoch die Wohnfläche merklich zu, die beheizten Nutzflächen bleiben dagegen im wesentlichen konstant. Das durchschnittliche Wachstum des BIP beläuft sich im Zeitraum bis 2050 auf 1,2%/Jahr bzw. 1,4%/ Kopf und Jahr, verdoppelt sich also bis 2050 nahezu. Die resultierende mittlere Zunahme um etwa 1000 DM/Kopf und Jahr kann insgesamt als optimistische Einschätzung betrachtet werden.

**Tabelle 2: Wesentliche Rahmendaten zu Bevölkerung, Wirtschaft und Gebäuden in Baden-Württemberg bis 2050**

	Einheit	1998	2010	2020	2030	2040	2050
<b>1.1.1 Bevölkerung</b>	Mio.	10,40	10,58	10,56	10,38	10,02	9,54
<b>Private Haushalte</b>	Mio.	4,7	5,0	5,1	5,1	5,0	4,8
<b>Bruttoinlandsprod. 1998 = 525 Mrd. DM</b>	1998 = 100	100	121	141	157	172	186
<b>BIP-Wachstum, real</b>	%/a bis		1,6	1,5	1,1	0,9	0,8
<b>BWS Industrie</b>		100	123	143	158	168	175
<b>BWS GHD</b>		100	118	135	154	171	188
<b>Erwerbstätige GHD</b>	Tsd.	3198	3230	3200	3134	3000	2880
<b>Bewohnte Wohnflächen WF</b>	Mio. m <sup>2</sup>	389	422	449	469	481	485
<b>Wohnungen WE</b>	Mio.	4,245	4,539	4,671	4,734	4,719	4,622
<b>WF/WE</b>	m <sup>2</sup>	92	93	96	99	102	105
<b>Nutzfläche</b>	Mio. m <sup>2</sup>	259	269	274	278	272	269
<b>Beheizte Fläche</b>	Mio. m <sup>2</sup>	196	204	207	211	206	203

BWS = Bruttowertschöpfung; GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Land- und Forstwirtschaft und Baugewerbe.

## 6. Szenarienkonzept

Auf der Basis eines Referenzszenarios wurden zwei weitere zielorientierte Szenarien der zukünftigen Energieversorgung Baden-Württembergs erstellt, welche die Grundlage der Beurteilung der zukünftigen Entwicklung der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 bilden. Allen Szenarien gemeinsam sind die wesentliche energiebedarfsbestimmenden Größen sowie die Varianten der Energiepreisentwicklung und der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie. Die Szenarien differieren in der Umsetzungsintensität der technischen Potenziale einer rationelleren Energienutzung und –wandlung und des Einsatzes von REG - Technologien, was eine unterschiedliche Eingriffstiefe energiepolitischer Instrumente und Maßnahmen voraussetzt. Auf der Basis der gemeinsamen Rahmendaten werden so verschiedene mögliche Zukunftspfade aufgezeigt.

Das Referenzszenario „**TREND**“ geht von einer Fortschreibung der derzeitigen Entwicklung aus. Es werden nur solche Maßnahmen zugrunde gelegt, deren Umsetzung heute beschlossen oder die mit großer Sicherheit absehbar sind. In diesem Sinne werden entsprechende Annahmen bezüglich der Weiterentwicklung bestehender Maßnahmen (z. B. Energieeinsparverordnung; Weiterführung heutiger Förderprogramme) gemacht. Spezifische Zielvorgaben, also z. B. das Erreichen bestimmter Klimaschutzziele bestehen für diesen Entwicklungspfad nicht.

Auch im ersten zielorientierten Szenario „**EFFIZIENZ**“ werden keine konkreten Klimaschutzvorgaben gemacht, allerdings wird unterstellt, dass gegenüber Trendbedingungen in erhöhtem Umfang Effizienztechniken, unter Einschluss von KWK-Anlagen zum Einsatz kommen. Dabei sollen in erster Linie diejenigen Effizienzpotenziale der rationellen Energienutzung und –wandlung umgesetzt werden, die unter den gegebenen Bedingungen für die verschiedenen Energie nachfragenden Akteure wirtschaftlich realisiert werden können. Im Rahmen dieses Szenarios wird unterstellt, dass es bei der Realisierung nur Maßnahmen mit vergleichsweise geringer Umsetzungsintensität bedarf.

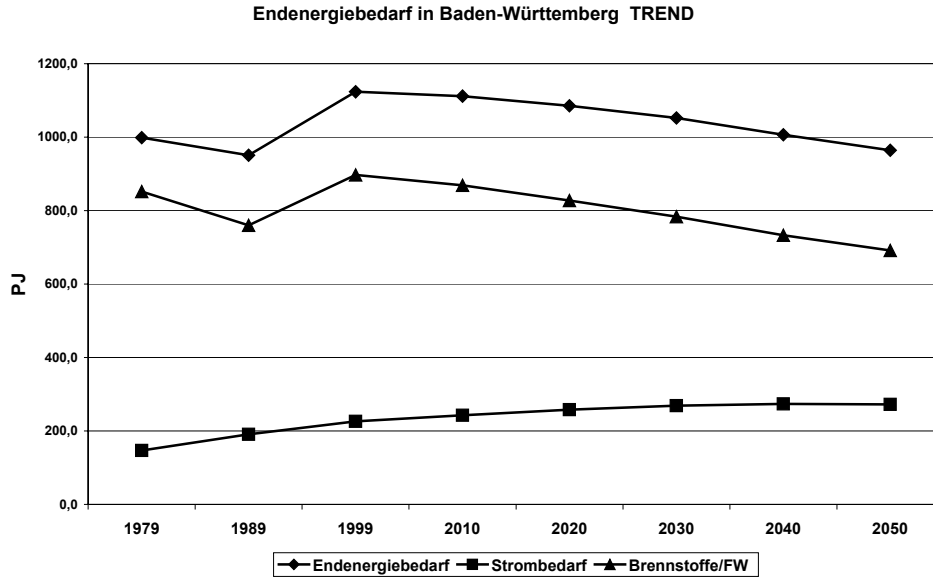
Einen Schritt weiter geht das zweite zielorientierte Szenario „**NACHHALTIGKEIT**“. Hier wird ein Zukunftspfad beschrieben, der die maßgeblichen Ziele einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems erfüllt. Dies gilt insbesondere für die Verminderung der Treibhausgasemissionen als Leitindikator. Im diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass zur intensiveren Ausschöpfung der Effizienzpotenziale und der REG-Potenziale deutlich weitergehende Politikmaßnahmen mit höherer Umsetzungsintensität ergriffen werden. In diesem Szenario soll geprüft werden, ob BW seinen Beitrag zur Treibhausgasreduzierung in dem angestrebten Umfang bis 2010 (Umweltplan) und längerfristig leisten kann und ob dies mit einem praktikablen Maßnahmenbündel möglich ist.

## Teil II: Zukünftiger Strom- und weiterer Energieverbrauch

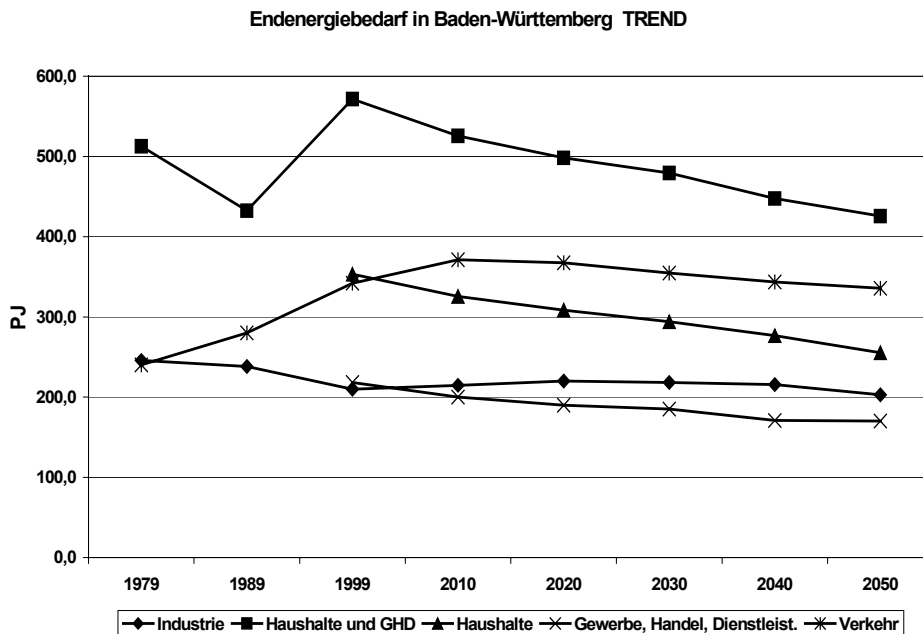
### 1. Die Energieverbräuche in den Szenarien

Der **Endenergiebedarf** Baden-Württembergs kann selbst im relativ eingriffslosen Szenario TREND bis 2050 um rund 15 % unter dem entsprechenden Wert von 1999 liegen. Diese Entwicklung wird vor allem durch den reduzierten Brennstoffbedarf getragen; der Strombedarf wird noch, wenn auch moderat, um insgesamt 20 % oder knapp 0,4 %/a zunehmen (**Abbildung 6**). An dieser Entwicklung sind die einzelnen Sektoren recht unterschiedlich stark beteiligt (**Abbildung 7**). Insbesondere der Rückgang des Energiebedarfs bei den Haushalten, und etwas eingeschränkter beim Sektor „Handel, Gewerbe, Dienstleistungen“ ist für das Gesamtergebnis verantwortlich. Die starken Ausschläge bei der Vergangenheitsentwicklung dieser zwei Sektoren liegen daran, dass im Jahr 1979 wetterbedingt ein untypisch hoher und 1989 ein untypisch niedriger Energieverbrauch in diesen beiden Sektoren vorlag. Insgesamt wird aber für diese beiden Sektoren schon im Szenario TREND ein Trendbruch ab dem Basisjahr 1999 erwartet. Im Sektor „Verkehr“ tritt dieser Umbruch dann relativ moderat ab 2010 ein. Auch im Sektor „Industrie“ wird von einem Trendbruch ausgegangen: der in der Vergangenheit zu beobachtende Rückgang des Endenergiebedarfs wird sich nicht fortsetzen.

Die Entwicklung des **Brennstoffbedarfs** der einzelnen Sektoren sieht dem Verlauf der jeweiligen Endenergie relativ ähnlich. Bei der Industrie sinkt er im TREND ab 1999 bis 2050 mit durchschnittlich 0,3 %/a, während er in den vergangenen 20 Jahren mit durchschnittlich 2 %/a abgenommen hat. Aufgrund der Abhängigkeit des Heizenergiebedarfs von der Durchschnittstemperatur der Umgebung in der Heizperiode weist der Brennstoffbedarf der Sektoren „Haushalte“ und „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ keinen stetigen Verlauf auf. Während er in den Jahren 1979 und 1999 nahezu gleich hoch war, lag er 1989 rund 25 % niedriger. Dieser Wert wird im Szenario TREND im Jahr 2030 wieder erreicht sein und dann bis 2050 relativ kontinuierlich mit rund 1,0 %/a wieder abnehmen. Nur der Verkehrssektor, der zwischen 1979 und 1999 mit 1,8 %/a wuchs, wird auch im Szenario TREND bis 2010 mit knapp 0,8 %/a weiterwachsen, dann aber bis 2050 mit 0,3 %/a abnehmen.



**Abbildung 6:** Entwicklung des Endenergiebedarfs, unterteilt in Strom und Brennstoffe/Fernwärme, in Baden-Württemberg zwischen 1979 und 2050 im Szenario TREND

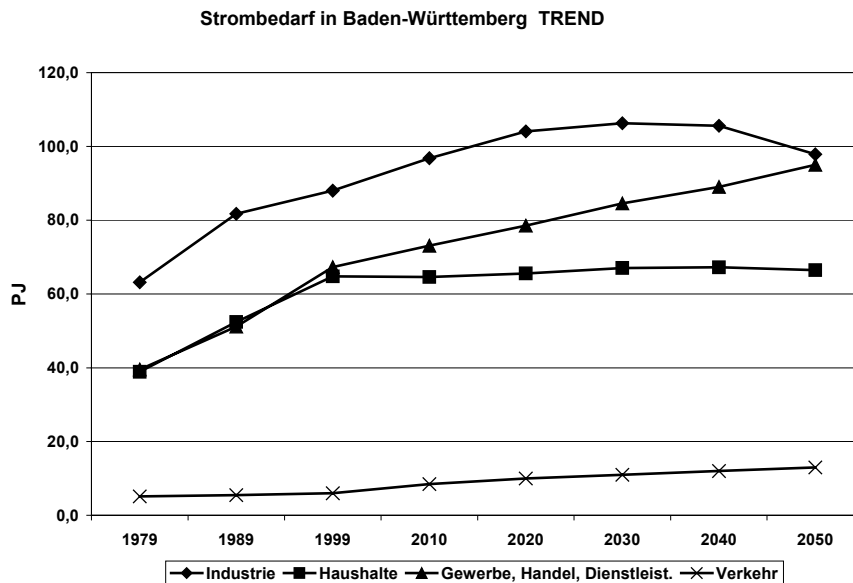


**Abbildung 7:** Entwicklung des Endenergiebedarfs der Sektoren „Haushalte“, „Handel, Gewerbe, Dienstleistungen“, „Industrie“ sowie „Verkehr“ in Baden-Württemberg zwischen 1979 und 2050 im Szenario TREND

Der **Strombedarf** nimmt im Szenario TREND in allen Sektoren weiter zu (**Abbildung 8**). Der Strombedarf der Industrie als größten Stromverbrauchers wird bis 2020 etwa mit 0,8 %/a etwas stärker wachsen als er es die letzten 10 Jahre mit 0,7 %/a tat, aber nur halb so stark wie zwischen 1979 und 1989. Danach wird ihr Strombedarf auf hohem Niveau die nächsten

20 Jahre verharren und erst ab 2040 sinken, um 2050 wieder den Wert von 2010 zu erreichen. In 2050 wird dann der Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ den Strombedarf der Industrie erreicht haben, da sich bei diesem eine Wachstumsrate von 0,7 %/a bei den getroffenen Annahmen einstellt. Damit schwächt sich das starke Verbrauchswachstum dieses Sektors ab, das in den letzten Jahren bei 2,6 %/a lag. Noch deutlicher wird der Trendbruch beim Strombedarf der Haushalte gesehen: Er wird auf dem Niveau von 1999 verbleiben, obwohl auch er in der Vergangenheit mit 2,6 %/a gewachsen ist. Ein Blick auf die nahe Vergangenheit zeigt, dass diese Tendenz sich bereits seit 1993 mit Wachstumsraten von nur noch 1%/a ankündigt. Der Strombedarf des Verkehrssektors nimmt entsprechend der Setzung ab 1999 bis 2050 mit rund 1,5 %/a zu, was nahezu doppelt so viel ist wie in den letzten 20 Jahren, trotzdem wird er für die Stromnachfrage weiterhin eine relativ bescheidene Rolle spielen.

Die Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT unterscheiden sich bei der Entwicklung des **Endenergiebedarfs** von Baden-Württemberg neben der Höhe des Energiebedarfs, wenn auch nur leicht, in ihrem Verlauf (**Abbildung 9**). Im Szenario TREND bedarf es noch einiger Jahrzehnte, bis die Änderungsrate ihren maximalen Wert annimmt.

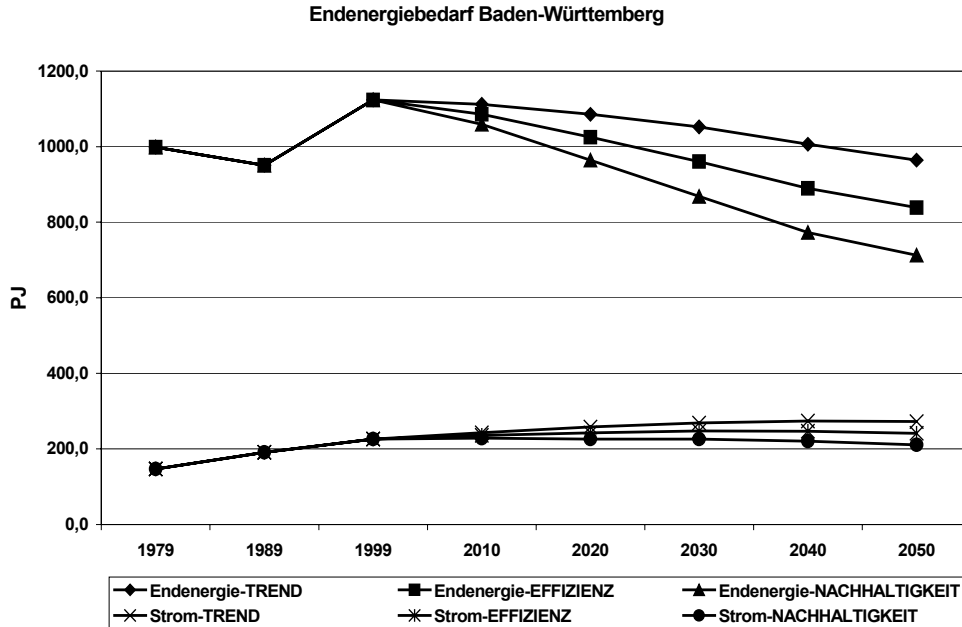


**Abbildung 8: Entwicklung des Strombedarfs in Baden-Württemberg in den einzelnen Sektoren im Szenario TREND**

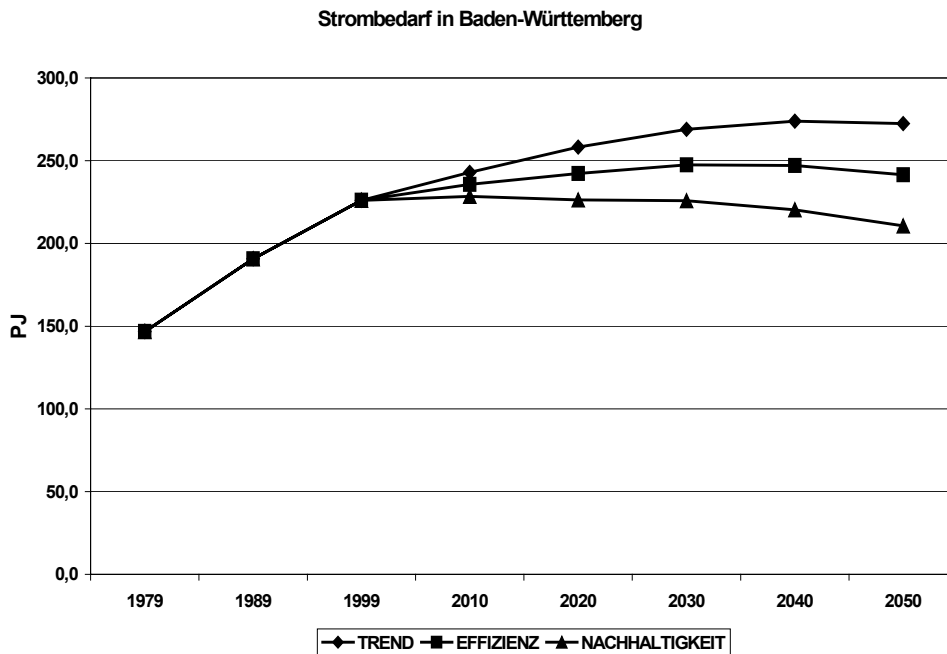
Demgegenüber werden im Szenario NACHHALTIGKEIT sehr schnell die bestehenden Hemmnisse einer rationellen Energienutzung überwunden, und auch ein energiebewusstes Verhalten setzt schon zu Beginn der ersten Dekade Energieeinsparpotenziale frei. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums sind die Gebäude in einem energetisch sehr guten Zustand, so dass hier die Einsparraten langsam wieder abnehmen. Über den gesamten Zeitraum von 50 Jahren sinkt der Endenergiebedarf der Verbrauchssektoren im Szenario TREND um 0,3 %/a, im Szenario NACHHALTIGKEIT sind es 0,9 %/a. Im Jahr 2050 liegt somit in diesem Szenario der gesamte Endenergieverbrauch um 25 % unter demjenigen des Szenarios TREND.

Abbildung 9 zeigt auch gut die Bedeutung des Brennstoffbedarfs (als Differenz zwischen Endenergiebedarf und Strombedarf), lässt aber die Reduktionspotenziale im Strombereich aufgrund des Maßstabes unbedeutend erscheinen. Dabei beträgt der Unterschied im Stromverbrauch zwischen dem Szenario TREND und dem Szenario NACHHALTIGKEIT im Jahr 2050 immerhin fast 22 % (**Abbildung 10**). Im Szenario NACHHALTIGKEIT gelingt es ab

dem Basisjahr viele der gehemmten, aber wirtschaftlichen Potenziale zu aktivieren, so dass das Wachstum des Strombedarfs stagniert und gegen Ende des Betrachtungszeitraums aufgrund der allgemeinen Entwicklung sogar rückläufig wird. Insgesamt sinkt der Strombedarf in diesem Szenario zwischen 1999 und 2050 um durchschnittlich 0,14 %/a, während er im Szenario TREND noch um 0,37 %/a steigt.



**Abbildung 9: Entwicklung des Endenergiebedarfs und des Strombedarfs in Baden-Württemberg in den drei Szenarien**

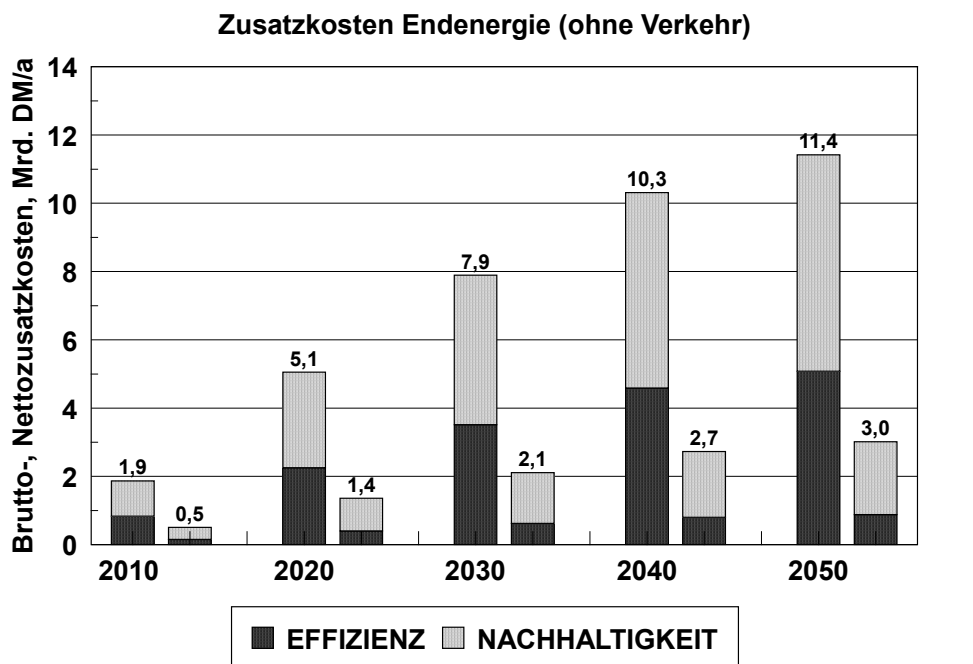


**Abbildung 10: Entwicklung des Strombedarfs in Baden-Württemberg in den drei Szenarien**

Den größten Beitrag zur Stromeinsparung liefert absolut wie auch spezifisch mit 35 % der Sektor Haushalte, gefolgt von der Industrie mit 22 %. Im Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ werden mit 17 % die niedrigsten Potenziale gesehen. Dies liegt zum einen an der vergleichsweise niedrigen Bedeutung der Stromkosten für diesen Sektor und der damit niedrigen Beachtung von Einsparmöglichkeiten sowohl bei den Geräteherstellern als auch bei den Konsumenten dieses Sektors. Darüber hinaus kommen prognostische Probleme hinzu, da aufgrund des schnellen Produktzyklus und der Dynamik bei der Generierung völlig neuer und noch nicht vorhersehbarer Stromanwendungen eine Abschätzung des Strombedarfs schon große Unsicherheiten in sich birgt. Übertroffen wird noch von der Unsicherheit, um welchen Prozentsatz und zu welchen zusätzlichen Kosten diese unbekannteren Anwendungen Strom sparsamer einsetzen könnten.

## 2. Die Kosten einer verstärkten Einsparung von Strom und Brennstoffen

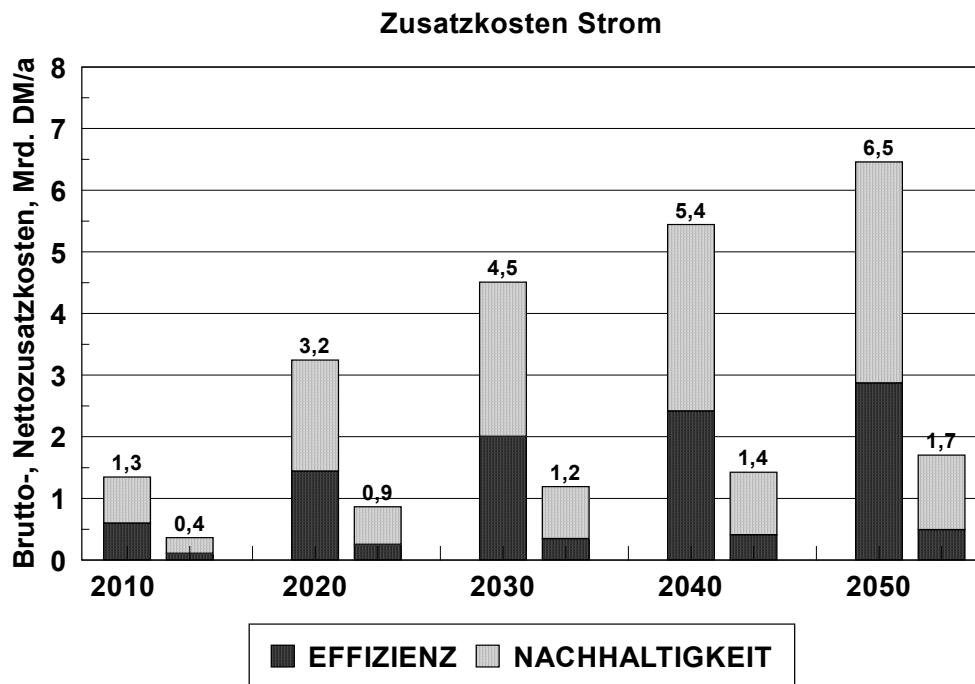
Die gegenüber dem Szenario TREND zu tätigen Zusatzinvestitionen zur Erzielung der dargestellten Reduktion des Strom- und Brennstoffverbrauchs in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT verursachen Kosten, die den eingesparten Energiemengen gegenübergestellt werden können. Die Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Endenergienutzung in Baden-Württemberg (ohne Verkehr) für das Szenario EFFIZIENZ steigen von rund 0,85 Mrd. DM/a im Jahre 2010 auf ca. 5,0 Mrd. DM/a im Jahr 2050 an (**Abbildung 11**; linke Balken; unterer Teil). Mit der Anrechnung der eingesparten Energiekosten – wobei von der unteren Variante der Energiepreisentwicklung ausgegangen wurde – erhält man die Netto-Zusatzkosten der verstärkten Einsparung (rechte Balken; unterer Teil). Diese sind mit 0,15 Mrd. DM/a im Jahr 2010 und ansteigend auf knapp 0,9 Mrd. DM/a für das Jahr 2050 deutlich geringer.



**Abbildung 11:** Jährliche Brutto- und Netto- Zusatzkosten für die effizientere Endenergienutzung in BW in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT (ohne Verkehr; brutto = links; netto = rechts)

Die Realisierung des Szenarios NACHHALTIGKEIT verlangt höhere Investitionen in Einspartetechnologien. Die resultierenden Brutto-Zusatzkosten belaufen sich in 2010 bereits auf 1,9 Mrd. DM; dieser Betrag steigt bis 2050 auf 11,4 Mrd. DM/a an. Aufgrund der stark verminderten Energienachfrage und der dadurch eingesparten Energiekosten reduzieren sich **die Netto-Zusatzkosten auf 0,5 Mrd. DM/a im Jahr 2010 und auf 3,0 Mrd. DM/a im Jahr 2050**. Dieser letztere, maximale Wert entspricht rund 0,3 % des Brutto-Inlandsprodukts von Baden-Württemberg im Jahr 2050. Diese zusätzlich aufgewandten Mittel ermöglichen eine Reduktion des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 um rund 250 PJ/a, was 22 % des heutigen (temperaturbereinigten) Endenergieverbrauchs entspricht; entsprechend geringer fallen die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aus.

Der größere Teil der Zusatzkosten (zwischen 55 und 70 %) fällt im Bereich der effizienteren Stromnutzung an. Für die Umsetzung des Szenarios EFFIZIENZ wären im Jahr 2010 an Brutto-Zusatzkosten von rund 0,6 Mrd. DM/a aufzubringen (**Abbildung 12**), die sich jedoch netto auf 0,1 Mrd. DM/a reduzieren. Diese Werte steigen bis zum Jahr 2050 auf fast 3,0 Mrd. DM/a brutto bzw. 0,5 Mrd. DM/a netto. Im Szenario NACHHALTIGKEIT treten in 2010 bereits Brutto-Zusatzkosten von 1,35 Mrd. DM/a auf, die sich auf einen **Nettowert von 0,37 Mrd. DM/a** reduzieren. Bis zum Jahr 2050 steigen die entsprechende Werte auf 6,5 Mrd. DM/a brutto bzw. **1,7 Mrd. DM/a netto**. Dies sind weniger als 0,2 % des Bruttoinlandsprodukts Baden-Württembergs im Jahre 2050. Diese zusätzlich aufgewandten Mittel erlauben eine Reduktion des Stromverbrauchs gegenüber der Entwicklung im Szenario TREND bis 2050 um 17 TWh/a, was beachtliche 27 % des heutigen Endenergieverbrauchs an Strom entspricht.



**Abbildung 12:** Jährliche Brutto- und Netto-Zusatzkosten für die effizientere Stromnutzung in BW in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT (ohne Verkehr; brutto = links, netto = rechts)

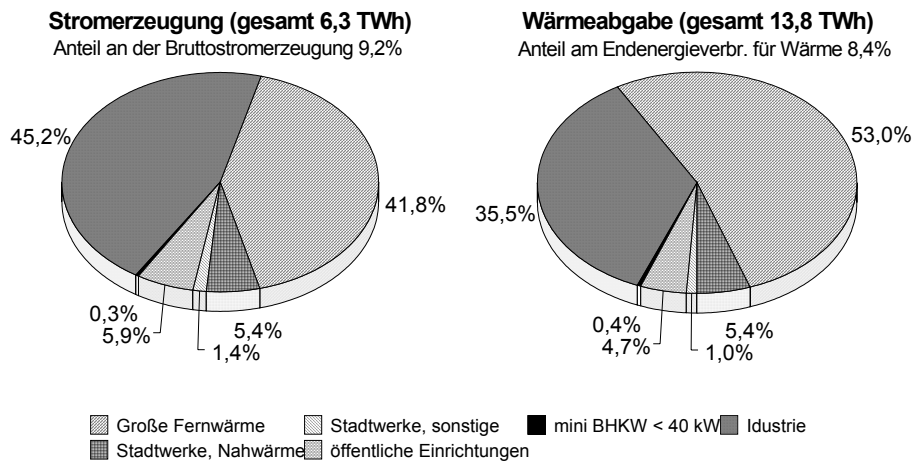
## Teil III: Beitrag der Kraft – Wärme – Kopplung und der Regenerativen Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung

### 1. Derzeitige Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung

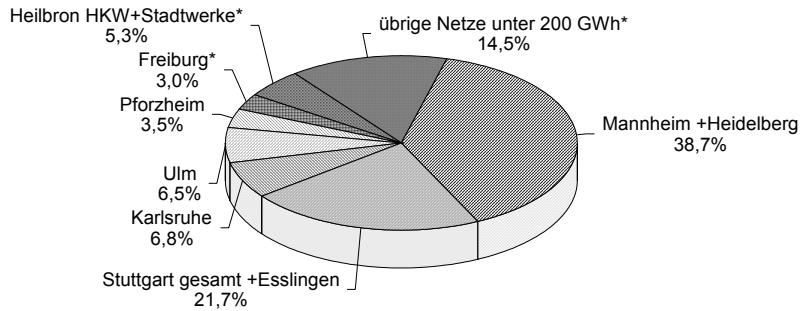
Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) trägt derzeit in BW mit rund 9 % zur Stromerzeugung bei, was deutlich unterhalb des bundesdeutschen Mittelwertes von ca. 12 % liegt. Die korrespondierende Wärmebereitstellung deckt etwa 8 % des Endenergieverbrauches für Wärme. Traditionell entfallen die größten Anteile auf die industrielle KWK und die großstädtische Fernwärme in den Regionen Mannheim-Heidelberg und Stuttgart-Esslingen sowie in Karlsruhe, Pforzheim, Heilbronn und Ulm (**Abbildung 13**).

Darüber hinaus werden KWK-Anlagen in Verbindung mit kleineren kommunale Wärmenetzen betrieben. Im Unterschied zur großen Fernwärme mit Netzlängen von z.T. deutlich über 100 km (Mannheim 504 km, Stuttgart 273 km, Ulm 124 km), erstrecken sich Nahwärmenetze nur über wenige Kilometer, bis hinunter zu Mikronetzen, die nur einige Gebäude versorgen. Kleinere Netze werden von unterschiedlichen Betreibern in etwa 30 Kommunen Baden-Württembergs betrieben, gemessen an ihrem möglichen Beitrag für eine nachhaltige Entwicklung der Wärmeversorgung sind sie aber bislang von marginaler Bedeutung. Über Netze mit Wärmeeinspeisungen unter 200 GWh pro Jahr werden heute weniger als 1 % des Endenergiebedarfes für Wärme in Baden-Württemberg gedeckt, (**Abbildung 14**).

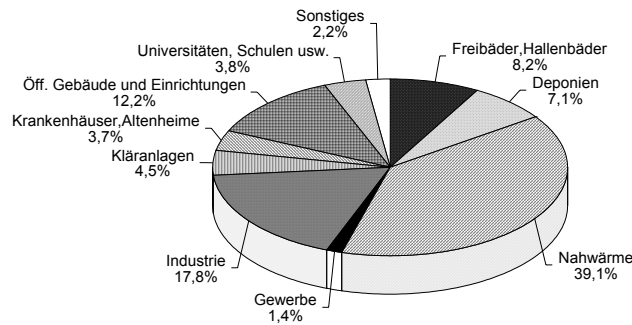
Ähnlich stellt sich die Situation für die objektbezogene KWK mit Blockheizkraftwerken (BHKW) dar, die den Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis zu wenigen Megawatt (el) abdecken. Sie werden heute primär in öffentlichen Gebäuden oder im gewerblichen Bereich eingesetzt, kommen aber auch für die Versorgung größerer Wohngebäude, insbesondere in Verbindung mit Nahwärmenetzen in Frage. Insgesamt beträgt die installierte BHKW-Leistung in BW derzeit etwas mehr als 250 MW<sub>el</sub> bzw. 460 MW<sub>th</sub>, was weniger als 10% der vorhandenen Potenziale entspricht (**Abbildung 15**).



**Abbildung 13: Strom- und Wärmebereitstellung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Baden-Württemberg im Jahr 1999**



**Abbildung 14: Wärmeeinspeisung in Fern- und Nahwärmenetze aus Kraft-Wärme-Kopplung in BW 1999 (gesamt 10,3 TWh<sub>th</sub>)**



**Abbildung 15: Einsatzbereiche von Motor-BHKW in BW nach installierter Leistung im Jahr 2000 (gesamt ca. 250 MW<sub>e</sub>)**

Der Anteil der KWK an der Stromerzeugung BW ging während der 1990er Jahre von 10,2 % (1991; 6.700 GWh) auf 9,2 % (1999; 6.300) zurück. Der Verlauf war in den einzelnen Bereich allerdings unterschiedlich. Während die KWK-Stromerzeugung in der großen Fernwärme weitgehend konstant blieb, ist für die Industrie seit 1995 (3,8 TWh<sub>e</sub>) ein dramatischer Rückgang um 25 % zu verzeichnen (1999: 2,85 TWh<sub>e</sub>), was auf die Folgen der Liberalisierung des deutschen Strommarktes zurückzuführen ist.

Während die bis zu 50 % abnehmenden Industriestrompreise einerseits zur Kostenentlastung von Unternehmen beitrug, bedeutete dies andererseits für KWK-Anlagen eine deutliche Verschlechterung der Ertragsseite bei gleichzeitig steigenden Brennstoffkosten. Dies führte nicht nur dazu, dass der Anlagenneubau inzwischen völlig zum Erliegen gekommen ist, vielmehr wurden auch in erheblichem Umfang bereits bestehende, teilweise auch recht neue Anlagen abgeschaltet. Wenngleich nicht im selben Ausmaß, so erfassten die Veränderungen auch zahlreiche dezentrale Anlagen in der Siedlungs-KWK. Die VIK geht davon aus, dass in Deutschland allein zwischen 1998 und Anfang 2000 insgesamt rund 1.000 MW<sub>e</sub> an KWK-Leistung stillgelegt wurden. Wirtschaftliche Erleichterungen für die KWK im Rahmen der ökologischen Steuerreform sowie das im vergangenen Jahr verabschiedete KWK-Vorschaltgesetz waren offenbar nicht geeignet diesem Trend wirksam entgegenzuwirken. Die tatsächliche Entwicklung der KWK steht damit in starkem Widerspruch zu politischen

Zielsetzungen, die immer wieder ihre große Bedeutung für eine nachhaltige Energieversorgung hervorheben. Für die Zukunft ist deshalb eine nachhaltige Verbesserung der Rahmenbedingungen unerlässlich.

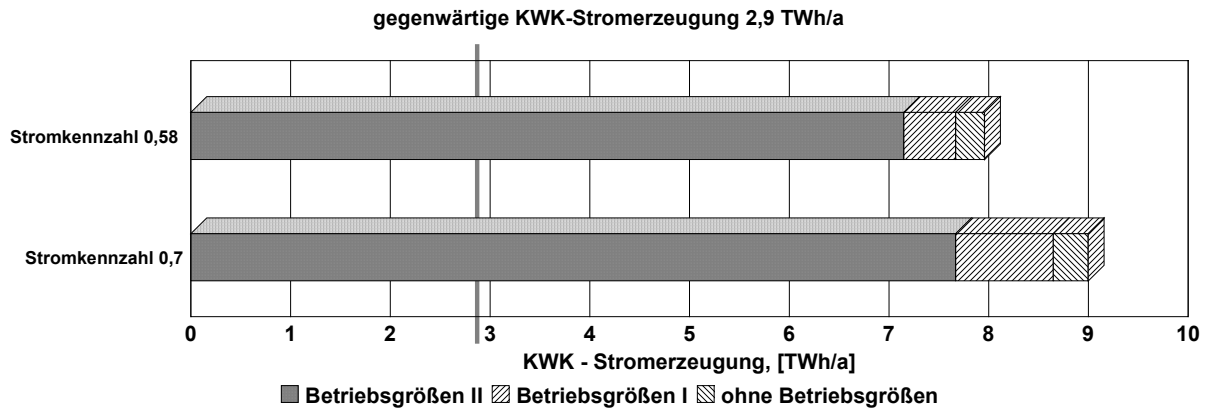
## 2. Potenziale und Beitrag der KWK zu den Szenarien

Die potenzielseitigen Randbedingungen gestatten längerfristig ein erhebliches Wachstum der KWK-Strom- und Wärmebereitstellung. Engagiertes politisches Handeln und damit einhergehend verbesserte Rahmenbedingungen vorausgesetzt, lassen sich die KWK-Potenziale bis zum Jahr 2020 weitgehend ausschöpfen. Im Bereich der **großen Fernwärme** ließe sich die Stromerzeugung in bestehenden Heizkraftwerken – bei unveränderter Wärmeabgabe - von gegenwärtig 2,6 TWh<sub>el</sub>/a auf 4,2 TWh<sub>el</sub>/a erhöhen, wenn im Zuge des Anlagenersatzes die bestehenden Kohle-Dampfkraftwerke mit Vorschaltgasturbinen ausgerüstet oder durch Erdgas-GuD-Kraftwerke mit einem deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad ersetzt werden. Zusätzliche Potenziale können erschlossen werden, wenn sich auch die nachfrageseitigen Randbedingungen verbessern. Zu denken ist hierbei an eine Ausweitung der Energieeinsparverordnung auf den Gebäudebestand mit einer entsprechenden Vorrangregelung für Nah- und Fernwärmeversorgungen oder die Erschließung von Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungspotentialen, durch die besonders im Sommer eine bessere Auslastung der Anlagen erreicht werden kann. Auf diese Weise könnte die KWK - Stromerzeugung aus großen Heizkraftwerken auf insgesamt **5,7 TWh<sub>el</sub>/a** bis zum Jahr 2020 anwachsen (vgl. Tab. 4).

In der **Industrie** wurden in der Vergangenheit bereits nennenswerte Anteile der vorhandenen Potenziale erschlossen. Die Ausschöpfungsrate dürfte gegenwärtig bei 30 % liegen. Ähnlich wie im Bereich der großen Fernwärme kann aber auch hier durch die Erhöhung der Stromkennzahl infolge verbesserter Anlagentechnik die verstärkte Nutzung von Abwärme aus Hochtemperaturprozessen, den Aufbau von industriell-kommunaler Wärmeverbänden und das Vordringen kleinerer BHKW die KWK-Stromerzeugung erheblich ausgeweitet werden. Unter Berücksichtigung der Betriebsgrößen ergibt sich ein ausschöpfbares Potenzial von etwa 8 TWh<sub>th</sub>/a. Bei gleichzeitiger Erhöhung der Stromkennzahl auf 0,7 steigt das Zubaupotenzial auf bis zu **6,1 TWh<sub>el</sub>/a bzw. 1.500 MW<sub>el</sub>**. Als maximal erschließbares Potenzial wurde im Szenario NACHHALTIGKEIT vorsichtig von einer ungefähren Verdopplung von derzeit 2,9 TWh<sub>el</sub>/a auf 6 TWh<sub>el</sub>/a ausgegangen.

In der dezentralen Versorgung im Siedlungsbereich resultiert eine potenzielle Nutzwärmebereitstellung aus KWK-Wärme mittels BHKW von 17 TWh<sub>th</sub>/a, was knapp 30 % des Wärmebedarfs des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Jahr 2020 entspricht. Anhand des Gebäudebestandes, der für eine Versorgung mit BHKW geeignet erscheint, lässt sich die potenzielle Leistung und Stromerzeugung der BHKW abschätzen. Bei einer mittleren Auslastung der BHKW von 4.500 h/a und einer Stromkennzahl von 0,8 im Jahr 2020 ergibt sich daraus ein **Zubaupotenzial von etwa 3 GW<sub>el</sub>, was einer Stromerzeugung von 14 TWh<sub>el</sub>/a** entspricht (**Tabelle 3**). Rund 20% der gegenwärtigen Stromerzeugung in BW könnten so durch zusätzliche KWK-Anlagen im Siedlungsbereich gedeckt werden.

Im Bereich der kleineren dezentralen Versorgung bestehen erhebliche Nutzungspotentiale, die bislang wegen der fehlenden wirtschaftlichen Voraussetzungen kaum erschlossen wurden. **Nahwärmenetze** gelten dabei als ein Schlüsselement, und zwar sowohl im Neubaubereich als auch im Gebäudebestand. Die fossile KWK dient dabei auch als Wegbereiter für eine längerfristige Umstellung großer Teile der Nahwärmenetze auf REG. Die Ausbauziele des Szenarios NACHHALTIGKEIT sind für die nächsten 20 Jahre entsprechend ehrgeizig und gehen davon aus, dass sich die Stromerzeugung von etwa **0,5 TWh<sub>el</sub>/a auf etwa 3,8 TWh<sub>el</sub>/a** bis zum Jahr 2020 erhöhen lässt (**Tabelle 4**). Dass eine solche Entwicklung durchaus möglich ist, lässt sich beispielsweise an der Entwicklung im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Schwäbisch Hall verdeutlichen. Hier stieg der Eigenversorgungsanteil aus KWK-Anlagen (einschl. objektbezogener Anlagen) im Zeitraum 1994-2000 von etwa 20 % auf 45 %.



Betriebsgrößen I: alle Betriebe < 20 Beschäftigte ausgenommen

Betriebsgrößen II: zusätzlich die Hälfte der Betriebe mit 20 b.u. 100 Beschäftigte ausgenommen

**Abbildung 16:      Technisch-strukturelles Potenzial der Industrie-KWK in Baden-Württemberg (Prozesswärme < 400 °C)**

**Tabelle 3:            Für eine BHKW - Versorgung als geeignet angenommene Anteile an den Gebäudetypen**

Gebäudetyp	Anteil am Bestand 2020	Nutzwärmebedarf (ohne Fernwärme)	Deckungsanteile Wärme aus KWK	BHKW-Leistung <sup>1)</sup>
Einfamilienhäuser	5 %	25,0 TWh <sub>th</sub>	50%	110 MW <sub>e</sub>
Zweifamilienhäuser	15 %	12,1 TWh <sub>th</sub>	50%	160 MW <sub>e</sub>
kleine Mehrfamilienhäuser	65 %	8,8 TWh <sub>th</sub>	60%	610 MW <sub>e</sub>
mittlere Mehrfamilienhäuser	65 %	4,0 TWh <sub>th</sub>	60%	280 MW <sub>e</sub>
große Mehrfamilienhäuser	85%	1,9 TWh <sub>th</sub>	70%	200 MW <sub>e</sub>
kleine Nichtwohngebäude	30 %	10,9 TWh <sub>th</sub>	70%	400 MW <sub>e</sub>
mittlere Nichtwohngebäude	75 %	3,7 TWh <sub>th</sub>	70%	340 MW <sub>e</sub>
große Nichtwohngebäude	90 %	8,1 TWh <sub>th</sub>	70%	900 MW <sub>e</sub>
<b>gesamt</b>		<b>74,6 TWh<sub>th</sub></b>		<b>3010 MW<sub>e</sub></b>

<sup>1)</sup> bei einer mittleren Auslastung von 4.500 h/a und einer Stromkennzahl von 0,8

Im Bereich der **objektorientierten KWK** mit BHKW im Leistungsbereich von etwa 10 kW bis 100 kW<sub>eI</sub> bestehen relativ günstig zu erschließende Anwendungen, z. B. bei größeren Verwaltungsgebäuden, Bädern, Schulzentren, Altenheimen und Hotels sowie im gewerblichen Bereich. Hier wurden in der Vergangenheit bereits eine ganze Reihe erfolgreicher Projekte realisiert, u.a. auch im Rahmen von Demonstrationsvorhaben, die durch das Land Baden-Württemberg gefördert wurden. Sofern die bestehenden Hemmnisse abgebaut werden können, scheint es möglich, die Stromerzeugung aus BHKW in entsprechenden Objekten bis zum Jahr 2020 von heute etwa **0,4 TWh<sub>eI</sub>/a auf 2 TWh<sub>eI</sub>/a** zu verfünffachen.

Ähnliche Beiträge könnten bis dahin auch sog. **Kleinst-BHKW** mit Leistungen von 2 bis etwa 10 kW<sub>eI</sub> zur Versorgung größerer Ein- und Zweifamilienhäuser, Reihenhäuser, kleinerer und mittelgroßer Mehrfamilienhäuser sowie kleinerer Nichtwohngebäude leisten. Obwohl dieser Bereich drei Viertel des Wärmebedarfes von Gebäuden umfasst, spielte die KWK hier in der Vergangenheit (außerhalb der Versorgung über Wärmenetze) keine Rolle, was nicht zuletzt mit dem Fehlen geeigneter KWK-Anlagen zusammenhängt. Seit etwa drei Jahren sind je-

doch entsprechende Motor-BHKW auf dem Markt. Darüber hinaus wird intensiv an neuen Technologien gearbeitet (z.B. auf der Basis von Stirling-Motoren). Als besonders vielversprechend gelten Brennstoffzellensysteme, deren Entwicklung mit erheblicher Unterstützung durch den Bund und die Landesregierung vorangetrieben wird, u.a. auch für Systeme zur Hausenergieversorgung, für die zurzeit mehrere Demonstrationsprojekte anlaufen. In einigen Jahren könnten sich dann kommerzielle Systeme als Alternative zur getrennten Strom- und Wärmeversorgung in Wohngebäuden durchsetzen. Unter günstigen Randbedingungen scheint es daher möglich, dass Kleinst-BHKW bis zum Jahr 2020 einen Marktanteil bei neuen Heizanlagen von etwa 20% erreichen können, was etwa 20.000 Einheiten pro Jahr entspricht. Insgesamt könnten dann in Baden-Württemberg rund 150.000 Systeme in Betrieb sein, die etwa **2,5 TWh Strom bzw. 5 TWh Wärme** (einschließlich Spitzenkessel) pro Jahr erzeugen (Tabelle 4).

**Tabelle 4: Annahmen zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in den Szenarien bis zum Jahr 2020**

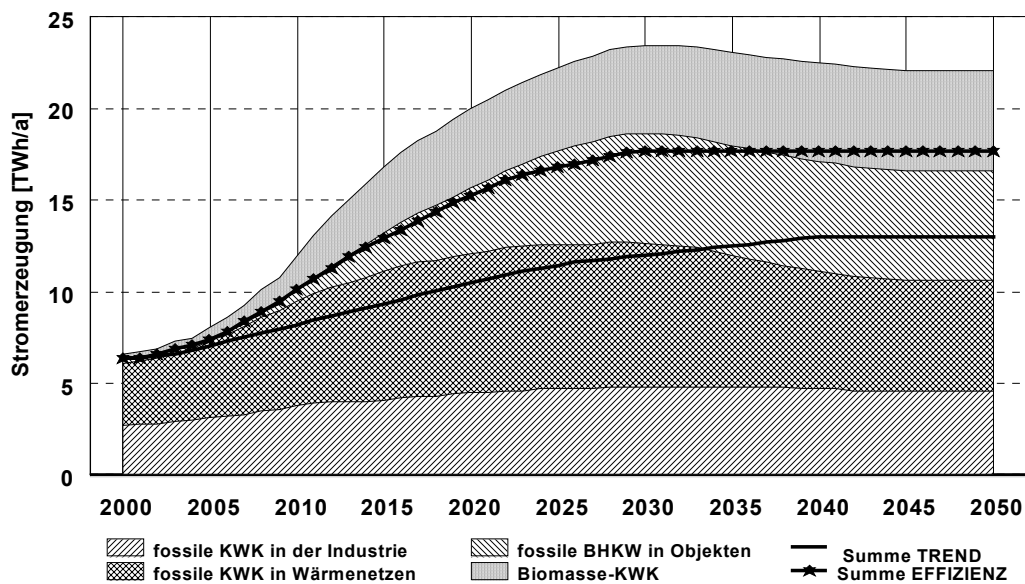
	TREND	EFFIZIENZ	NACHHALTIGKEIT
<b>allgemeine Rahmenbedingungen / KWK-Gesetz</b>	Das KWK-Gesetz tritt wie geplant in Kraft, adäquate Anschlussregelungen zum Ausbau der KWK werden jedoch nicht getroffen.	Planungssicherheit wird erhöht, indem im KWK-Gesetz feste Vergütungssätze über ca. 10 Jahre festgelegt oder Quotenregelung eingeführt wird.	wie EFFIZIENZ
<b>Fernwärme</b>	Die Wärmeabgabe bleibt weitgehend konstant. Die KWK-Stromproduktion steigt aufgrund von Effizienzverbesserungen nur geringfügig.	Die Stromkennzahl erhöht sich durch den Einbau von Vorschaltgasturbinen in Kohlekraftwerken und Erdgas GuD-Anlagen deutlich.	Zusätzliche Anreize auf der Nachfrageseite (Ausweitung der EnEV auf den Gebäudebestand und Vorrangregelungen für Nah- und Fernwärme). Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken
1999: 2,6 TWh <sub>e</sub>	2020: 3 TWh <sub>e</sub>	2020: 4,2 TWh <sub>e</sub>	2020: 5,7 TWh <sub>e</sub>
<b>Industrie</b>	Durch das KWK-Gesetz und die „Klimavereinbarung“ steigt die KWK-Produktion wieder an, erreicht aber erst deutlich nach dem Jahr 2010 das Niveau Mitte der 90er Jahre.	Durch die erhöhte Planungssicherheit aus dem KWK-Gesetz und durch verstärkte Biomasseverstromung wird das Niveau der KWK-Stromerzeugung Mitte der 90er Jahre um das Jahr 2010 erreicht.	Durch zusätzl. Erschließung der Abwärmepotentiale aus Hochtemperaturprozessen (ORC-Prozesse) und Wärmeabgabe an industriell-kommunale Wärmeverbünde verdoppelt sich die Stromerzeugung.
1999: 2,9 TWh <sub>e</sub>	2020: 4,5 TWh <sub>e</sub>	2020: 5,2 TWh <sub>e</sub>	2020: 6 TWh <sub>e</sub>
<b>Nahwärme</b>	Wirtschaftliche und organisatorische Hemmnisse werden nur teilweise abgebaut. Anlagenzubau durch Erweiterung bestehender Netze und Erschließung von Neubaugebieten.	Der Zubau von Nahwärmenetzen in Neubaugebieten erfolgt in nennenswertem Umfang.	Zusätzlich gelingt es, Nahwärmenetze auch im Gebäudebestand zu errichten. Punktuell kommt es zu einem „Zusammenwachsen“ von Nah- und Fernwärme
1999: 0,5 TWh <sub>e</sub>	2020: 1,7 TWh <sub>e</sub>	2020: 3 TWh <sub>e</sub>	2020: 3,8 TWh <sub>e</sub>
<b>größere objekt-orientierte BHKW</b>	Aufgrund der allgemeinen Rahmenbedingungen werden weiterhin nur besonders geeignete Anwendungen erschlossen. Die Verstromung von Biomasse setzt sich in Kleinanlagen nicht durch.	Brennstoffzellen etablieren sich im Leistungsbereich bis zu wenigen 100 kW <sub>e</sub> . Durch technische Weiterentwicklung (Holzvergasung) erlangt die Biomasse-KWK auch in größeren Objekten Bedeutung.	Zusätzlich erfährt auch die Biogasnutzung erhebliches Wachstum. Es gelingt, bestehende Hemmnisse abzubauen und eine größere Zahl von Gemeinschaftsanlagen zu errichten.
1999: 0,4 TWh <sub>e</sub>	2020: 0,8 TWh <sub>e</sub>	2020: 1,8 TWh <sub>e</sub>	2020: 2 TWh <sub>e</sub>
<b>Kleinst-BHKW</b>	Förderprogramme auf Bundesebene und die Umsetzung der Energieeinsparverordnung geben keine wesentlichen Impulse.	F&E- und zusätzliche Markteinführungsprogramme führen zu einem Entwicklungsschub bei Brennstoffzellen- und Stirling-BHKW. Als Standardsysteme setzen sie sich jedoch bis 2020 nicht durch.	Durch erfolgreiche F&E und breite Markteinführung setzen sich kleine Brennstoffzellen- und Stirling-BHKW am Markt durch. Bis zum Jahr 2020 werden rund 150.000 Kleinstanlagen errichtet.
1999: ca. 0 TWh <sub>e</sub>	2020: 0,5 TWh <sub>e</sub>	2020: 1 TWh <sub>e</sub>	2020: 2,5 TWh <sub>e</sub>
<b>Gesamt: 6,3 TWh<sub>e</sub></b>	<b>2020: 10,5 TWh<sub>e</sub></b>	<b>2020: 15,2 TWh<sub>e</sub></b>	<b>2020: 20 TWh<sub>e</sub></b>

Insgesamt resultiert in den Szenarien eine Zunahme der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 von derzeit rund 6 TWh/a auf 10,5 TWh/a (TREND), 15 TWh/a (EFFIZIENZ) und 20 TWh/a (NACHHALTIGKEIT); (**Abbildung 17**). Nach 2020 steigt die KWK-Stromerzeugung im Szenario NACHHALTIGKEIT noch leicht an und erreicht um das Jahr 2030 ein **Maximum mit 23 TWh/a**, was einem Anteil von 34% an der gesamten Stromerzeugung entspricht. Danach geht ihr Beitrag aufgrund der relativ stark zurückgehenden Wärmenachfrage und der wachsenden Bedeutung der Geothermie und Solarenergie (einschließlich solar unterstützter

Nahwärmenetze) leicht zurück, wegen des Rückgangs des Strombedarfs steigt aber ihr relativer Anteil bis 2050 noch auf 35%. In den Szenarien TREND und EFFIZIENZ wird das Maximum erst einige Jahre später erreicht; ihr absoluter Beitrag bleibt dann im Wesentlichen konstant.

Die Nutzung von Biomasse im Bereich der KWK gewinnt zunehmend an Bedeutung. Im Szenario NACHHALTIGKEIT werden um das Jahr 2020 rund 4,3 TWh Strom aus Biomasse bereitgestellt, was etwa 20% der gesamten KWK-Stromerzeugung entspricht. Dabei handelt es sich um die Zufeuerung von Alt- und Restholz in fossilen Kraftwerken der großen Fernwärme (1 TWh) sowie den Einsatz von (Wald-)Restholz in kleineren Anlagen in Verbindung mit Nahwärmenetzen (0,9 TWh). Alt- und Industrierestholz wird in der industriellen KWK eingesetzt (1 TWh), wobei hier auch in nennenswertem Umfang die Nutzung von Biogas möglich ist (0,5 TWh). Schließlich werden 0,9 TWh Strom aus Biogas in landwirtschaftlichen Gemeinschaftsanlagen erzeugt. Bis 2050 steigt der Beitrag der Biomasse an der KWK weiter auf **5,5 TWh<sub>e</sub>/a**. Zusammen mit dem Einsatz der Biomasse in reinen Heizwerken und Einzelheizungen ist damit ihr gesamte strukturelles Potenzial erschlossen.

Um die Realisierbarkeit und die Auswirkungen der Szenarien zu untersuchen, wurden insgesamt **20 Referenzsysteme** betrachtet, die das Anwendungsspektrum der KWK unter heutigen und künftigen Randbedingungen einschließlich technologischer Entwicklungen abbilden. Die Auswertung zeigt (für zukünftige Betrachtungszeitpunkte wurde die untere Variante der Energiepreisentwicklung zugrunde gelegt), dass KWK-Anlagen in einem breiten Anwendungsbereich eine tragfähige Versorgungsvariante darstellen können.

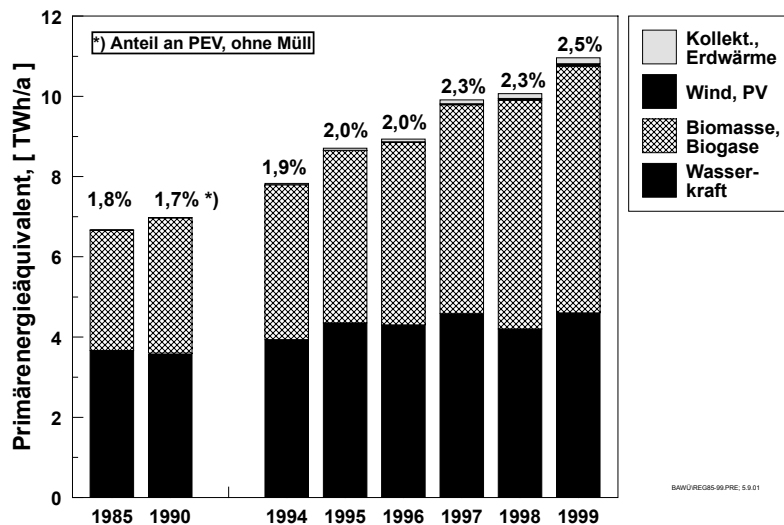


**Abbildung 17: Strukturelle Entwicklung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung im Szenario NACHHALTIGKEIT und Summenwerte für die Szenarien TREND und EFFIZIENZ im Zeitraum bis 2050**

### 3. Derzeitige Struktur und Beitrag der regenerativen Energien

Der Beitrag von REG zur Energieversorgung Baden-Württembergs ist durch die Wasserkraft und die Nutzung von Holz geprägt. Beide Energiearten stellen Endenergiebeiträge in gleicher Größenordnung bereit. Demgegenüber sind alle anderen REG zur Zeit noch von untergeordneter Bedeutung (**Abbildung 18**). Der Anteil der REG am gesamten Primärenergieverbrauch betrug im Jahr 1985 etwa 1,8 % und ging bis 1990 sogar leicht zu-

rück, um erst mit danach geringeren Wachstum nach einem Jahrzehnt wieder den alten Wert zu erreichen. Seit 1994 steigt der Anteil um etwa 0,1 %-Punkte je Jahr und lag Ende 1999 mit knapp 40 PJ/a bei 2,5 %. Wegen des starken Anstiegs des Stromverbrauchs liegt der Beitrag der REG an der (Netto-) Stromerzeugung (5 TWh/a) mit rund 7,5 % Anteil heute niedriger als 1985 (8,4 %); seit 1990 steigt er durchschnittlich um 0,1 %/a an. Der Beitrag zur Wärmeversorgung stieg dagegen kontinuierlich von 2 % auf derzeit 3 %. Die stärksten absoluten Zuwächse im Zeitraum 1985 bis 1999 kamen ebenfalls von der Wasserkraft und der Holznutzung, die „neuen“ Energietechniken Kollektoren, Biogasnutzung, Windenergie und Photovoltaik hatten naturgemäß die höchsten relativen Wachstumsraten. Dort sind aufgrund der neu geschaffenen Förderbedingungen des Bundes insbesondere in den letzten 2-3 Jahren deutlich höhere Zuwächse zu verzeichnen.



**Abbildung 18: REG-Beitrag am Primärenergieverbrauch Baden-Württembergs zwischen 1985 und 1999**

Die angestrebte jeweilige Verdopplung der REG bei der Stromerzeugung und der Primärenergie stellt angesichts der Vergangenheitstendenzen eine ehrgeizige Zielsetzung dar. Bei Strom muss dazu der bisherige mittlere Wachstumstrend um das Fünffache, bei der Primärenergie um das Dreifache gesteigert werden, wenn die Ziele zeitgerecht erreicht werden sollen. Auch wenn in letzter Zeit das Wachstum der „neuen“ REG - Technologien zugenommen hat, so werden die durch die Bundesförderung und das EEG entstandenen Wachstumsimpulse dazu allein nicht ausreichen. Da das durch Wasserkraft – überwiegend durch Modernisierung bestehender Kraftwerke – noch erschließbare Potenzial begrenzt ist, muss der Großteil des angestrebten Zuwachses durch andere REG-Quellen, bis 2010 vorzugsweise von der Biomasse, erbracht werden. Auch muss der Beitrag zur Wärmeversorgung deutlich wachsen, wenn der Primärenergieanteil verdoppelt werden soll. Für den REG - Wärmebereich gibt es jedoch (noch) keine dem EEG adäquaten Förderinstrumente.

#### 4. REG – Potenziale und ihre Kosten

Die verfügbaren REG - Energiemengen zur Stromerzeugung sind beträchtlich. Die längerfristig erschließbaren technischen Potenziale belaufen sich mindestens auf **50 TWh/a**. Eingeschlossen sind hierbei 10 TWh/a REG - Importstrom und 8 TWh/a Strom aus Erdwärme, Je nach der Nutzungsintensität dieser Quellen, z.B. der Nutzung weiterer Dachflächen für die Photovoltaik, und insbesondere im Falle der Erschließung der Potenziale des Stromimports im Rahmen einer europäischen REG – Nutzung kann der heutige Stromverbrauch BW prak-

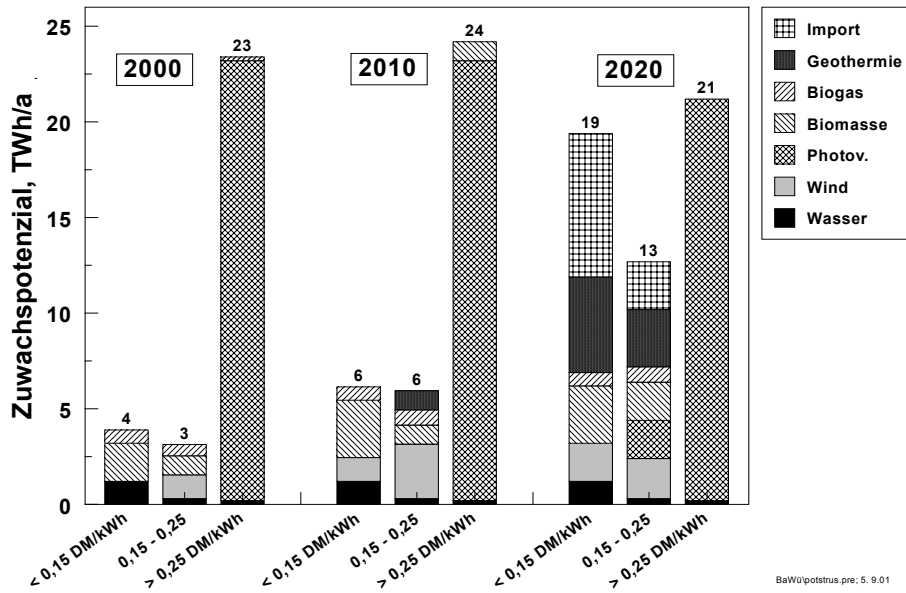
tisch vollständig mit REG gedeckt werden. Um die begrenzte Ressource Biomasse möglichst effizient zu nutzen wurde davon ausgegangen, dass ein möglichst hoher Anteil in KWK umgesetzt werden sollte. Aus maximal 90 PJ/a fester Biomasse (davon 55 PJ/a Reststoffe und 35 PJ/a Energiepflanzen) kann so bei voller Erschließung 4,2 TWh/a Strom und 14,5 TWh/a Nutzwärme bereitgestellt werden. Zusammen mit dem Bruttoaufkommen an Bio- und Klärgas in Höhe von 20 PJ/a lassen sich insgesamt 5,7 TWh/a Strom und 17 TWh/a Nutzwärme erzeugen (vgl. Abschnitt zur KWK).

Außer der Wasserkraft und der Biomasse besitzen alle Technologien noch teilweise beträchtliche Kostenreduktionsmöglichkeiten, die entsprechend der vorliegenden Daten auf der Basis von Lernkurven wesentlich von ihren Marktvolumina abhängen. Diese Rückkopplung ist von wesentlicher Bedeutung für Art und Ausgestaltung von Förderinstrumenten, die eine längerfristig wirksame Mobilisierung der REG zum Ziele haben. Die Analyse führt zu der in **Abbildung 19** dargestellten Kostenstruktur der Potenziale

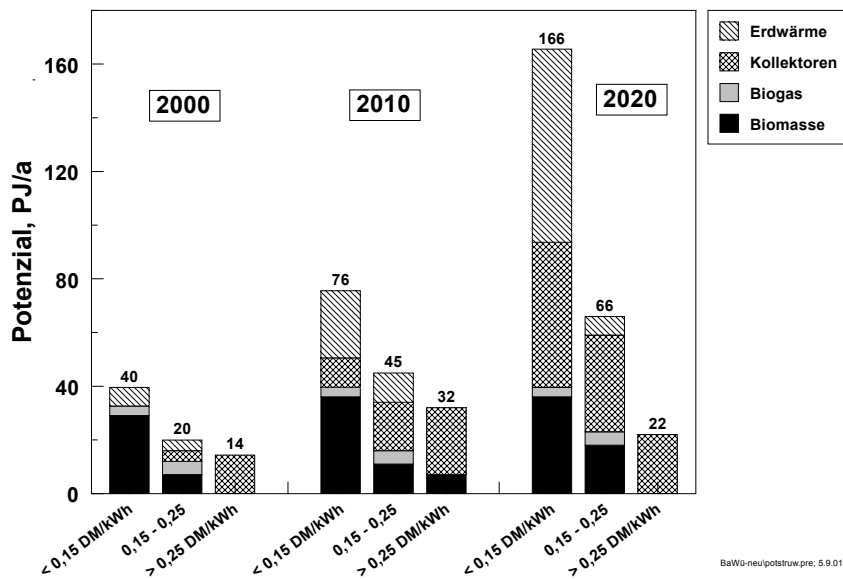
Derzeit existiert ein kostengünstiges Potenzial mit Stromkosten bis zu **0,15 DM/kWh** in Höhe von rund **4 TWh/a** ausschließlich aus „großer“ Wasserkraft, Biomasse und Biogas. Der größte Teil des bereits heute verfügbaren Potenzials von insgesamt 30 TWh/a besteht aus der noch teuren Photovoltaik. Das kostengünstige Potenzial allein reicht nur knapp aus, um die angestrebte Verdopplung des Beitrags bis 2010 zu erreichen. Stromerzeugung aus Geothermie steht derzeit noch nicht zur Verfügung; Stromimport wird im Potenzial erst ab 2020 berücksichtigt. Wird ein stetiges Marktwachstum aller REG - Technologien vorausgesetzt, so wächst das kostengünstige Potenzialsegment mit Kosten zwischen 0,10 und 0,15 DM/kWh infolge Kostendegressionen bis 2010 auf 6 TWh/a. Infolge Marktzutritt neuer Technologien (Geothermie; Verwertung von Energiepflanzen) wächst das Gesamtpotenzial auf rund 36 TWh/a. Längerfristig (> 2020) kann durch weitere Mobilisierung aller Technologien das kostengünstige Potenzialsegment (Kosten < 0,15 Pf/kWh) auf knapp **20 TWh/a** anwachsen, das Gesamtpotenzial 50 TWh/a überschreiten. Hauptursache dafür ist der dann mögliche Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken und/oder Wind-Off-shore-Anlagen.

In ähnlicher Weise wie das Stromerzeugungspotenzial lässt sich das Potenzial zur Nutzwärmebereitstellung strukturieren (**Abbildung 20**). Insgesamt ergibt sich ein längerfristiges Nutzungspotenzial von 260 PJ/a, was rund 43 % der derzeit zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffmenge entspricht. Etwa zwei Drittel stehen jedoch derzeit aus strukturellen und technischen Gründen noch nicht zur Verfügung (Solare Nahwärme mit hohem Solaranteil, Erdwärme aus tiefen Schichten, Biomasse aus Energieplantagen). Das derzeit verfügbare, preisgünstige Potenzial **unter 0,15 DM/kWh<sub>th</sub>** in Höhe von **40 PJ/a** besteht weitgehend aus

Biomassereststoffen. Kostendegressionen, insbesondere bei Kollektoranlagen, erhöhen dieses Potenzial bis zum Zeitpunkt 2010 auf rund 75 PJ/a. Ist ab dem Jahr 2020 das technische Potenzial vollständig erschließbar, so kann der größte Teil des technischen Potenzials (**165 PJ/a**) in diese Kostenkategorie eingestuft werden. Deutlich stärker als der Stromverbrauch wird in Zukunft die Nachfrage nach (Niedertemperatur-) Wärme sinken. Bezogen auf einem bis 2050 potenziell verringertem Wärmebedarf in Höhe von 315 PJ/a (Szenario NACHHALTIGKEIT) beläuft sich das langfristig verfügbare technische REG - Potenzial für Wärmezwecke auf 80 %, kann also den zukünftigen Niedertemperaturbedarf (< 100 °C) prinzipiell vollständig decken.



**Abbildung 19:** Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und 2020 verfügbaren Potenziale von REG zur Stromerzeugung in und für Baden-Württemberg



**Abbildung 20:** Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und 2020 verfügbaren REG - Potenziale zur Wärmeerzeugung in Baden-Württemberg

## 5. Beitrag der REG zu den Szenarien

Obwohl die Mobilisierung der REG in den letzten Jahren – insbesondere im Strombereich bei der Windenergie – teilweise gelungen ist, sind ihre Anteile auch in BW noch deutlich von dem für 2010 angestrebten Verdopplungsziel entfernt. Vor allem an den Zuwachs aller „neuen“ REG - Technologien (d.h. ohne Wasserkraft und traditionelle Nutzung der Biomasse) müssen teilweise hohe Wachstumsanforderungen gestellt werden. In BW beträgt der Beitrag dieser „neuen“ Technologien (einschließlich moderner Biomasse- und Biogasnutzung) ledig-

lich 0,5 % an der Stromerzeugung und ca.1% am Brennstoffeinsatz für Niedertemperaturwärme. Zur Umsetzung des Verdopplungsziel sind jedoch für das Jahr 2010 für beide Bereiche Anteile um 8% anzustreben. Das Szenario NACHHALTIGKEIT orientiert sich bis 2010 am Verdopplungsziel orientiert. In dieser wichtigen Phase sind folgende Entwicklung erforderlich (**Abbildung 21 und 22**):

Bei der **Wasserkraft** werden innerhalb dieses Zeitraums alle sinnvollen Investitionen in die Ertüchtigung oder Erweiterung bestehender größerer Anlagen getätigt. Das betrifft insbesondere den geplanten Umbau des Kraftwerks Rheinfelden und die Modernisierung der weiteren Kraftwerke an Rhein und Neckar. Mit einem Anstieg der Leistung bis 2010 um insgesamt 200 MW (davon Kleinwasserkraft < 1MW: 30 MW) und der erzeugten Strommenge um 1 100 GWh/a (Kleinwasserkraft davon 100 GWh/a) werden dann 5 700 GWh/a Elektrizität erzeugt und damit das technische Potenzial zu 90 % ausgeschöpft.

Die **Windenergie** erfährt eine Ausweitung der derzeitigen Wachstumsraten auf ca. 50 MW/a; (30 MW/a in 2000). Es wird davon ausgegangen, dass in Baden-Württemberg eine Ausbaudynamik einsetzt, die zumindest der Untergrenze der vom Windangebot vergleichbaren Bundesländern entspricht, wenn die bestehenden genehmigungsseitigen Hemmnisse und Restriktionen beseitigt werden. Im Jahr 2010 können dann 510 MW Windkraft installiert sein. Die potenzielle Jahrerzeugung beträgt dann rund 900 GWh/a. Das „gesicherte“ technische Potenzial ist dann zu 75 %, das gesamte technische Potenzial zu 25 % ausgeschöpft.

Die **Photovoltaik** erfährt durch das EEG und das 100-000 Dächer-Programm weitere Wachstumsimpulse. Gerade in BW besteht ein großes Interesse daran, die im Lande für F+E im Bereich der Photovoltaik eingesetzten erheblichen Mittel durch entsprechende Investitionen in PV - Anlagen „amortisieren“ zu können. 2005 sollten daher heimische Märkte um 25 - 30 MW<sub>p</sub>/a erreicht sein, die bis zum Jahr 2010 auf rund 50 MW<sub>p</sub>/a anwachsen. Mit einer kumulierten Leistung von 330 MW<sub>p</sub> bis zu diesem Zeitpunkt wird ein potenzieller Jahresbeitrag von 315 GWh/a Strom erreicht. Das Potenzial ist zu diesem Zeitpunkt mit 1,3 % noch nicht nennenswert erschlossen.

Die **Biomasse** kann bis zum Jahr 2010 den größten Einzelbeitrag zum Zubauziel leisten. Insbesondere ihr Einsatz in der Nahwärmeversorgung und in der KWK sollte, aufbauend auf den derzeitigen Ansätzen, deutlich verstärkt werden. Aus dem Zuwachs resultiert eine Stromerzeugung von 1.100 GWh/a und eine Wärmeenergieerzeugung von 35 PJ/a im Jahr 2010. Das Potenzial an Reststoffen fester Biomasse ist dann mit 90 % weitgehend ausgeschöpft. Eine weitere Expansion der Biomasse muss sich auf die Nutzung von Energiepflanzen abstützen. Auch die Vergärung organischer Reststoffe (**Biogas**) wird deutlich gesteigert. Die Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Bereich steigt auf das Zwanzigfache, die Klärgasnutzung wird etwa verdoppelt und ist damit potenziell ausgeschöpft. Da das Gas weitgehend in BHKW eingesetzt wird, resultiert daraus ein Zuwachs der entsprechenden KWK - Leistung bis 2010 um 90 MW<sub>el</sub>. Die Stromproduktion wächst auf insgesamt 750 GWh/a, die Nutzwärmeleistung auf 4 PJ/a.. Das Potenzial der Vergärung aller Reststoffe ist im Jahr 2010 zu 50 % ausgenutzt.

**Kollektoren** liefern derzeit noch geringe Beiträge zur Wärmeversorgung. Sie müssen jedoch in einen sehr dynamischen Wachstumsmarkt hineinwachsen, wenn ihre Beiträge in absehbarer Zeit einen substantiellen Anteil an der Wärmeversorgung erreichen sollen. Als Zielgröße wird daher von einem deutlich steigenden Marktvolumen von derzeit rund 80 000 m<sup>2</sup>/a auf rund 450 000 m<sup>2</sup>/a im Jahr 2010 ausgegangen. Dabei wachsen Großanlagen relativ stärker und erreichen im Jahr 2010 einen Marktanteil von 10 %. Die insgesamt bis 2010 kumulierte Kollektorfläche beläuft sich auf 3,0 Mio. m<sup>2</sup>. Damit können rund 4,3 PJ/a fossile Brennstoffe ersetzt werden, das Zehnfache des heutigen Wertes. Im Jahr 2010 ist das technische Potenzial erst zu 3,5 % erschlossen.

Auch für die **Erdwärmenutzung** sollte bis 2010 ein substantieller Markt entstehen, wobei hier wärmeseitig ausschließlich Nahwärmeversorgungen infrage kommen. Mit einer installierten Leistung von 180 MW<sub>th</sub> (entsprechend einer Anlagenzahl von 20 – 25) wächst die be-

reitgestellte Nutzwärmemenge von 1,5 PJ/a bis 2010 in eine merkliche Größe, nutzt damit aber erst 2 % ihres technischen Potenzials. Angesichts des attraktiven Potenzials zur Stromerzeugung aus Erdwärme, wird angenommen dass ab 2008 mehrere Anlagen (ORC oder HDR) kommerziell einsatzbereit sind, die dann allerdings erst 0,2 TWh/a Strom bereitstellen.

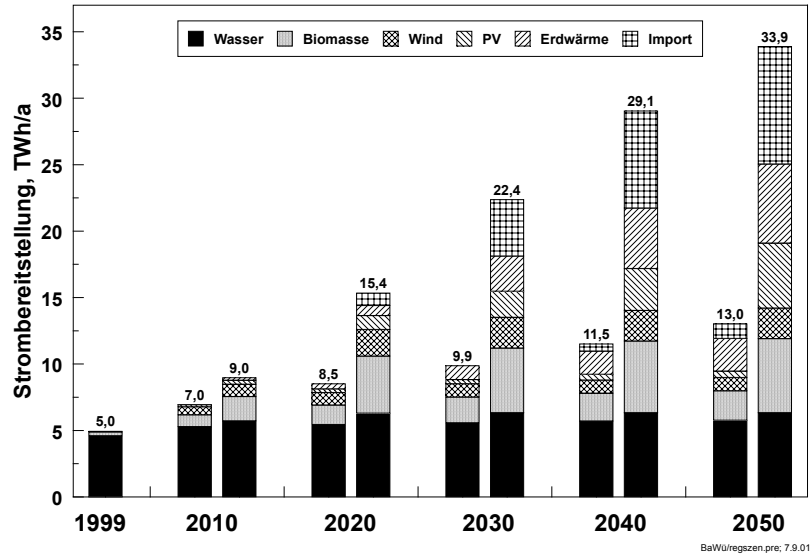


Abbildung 21: Strombereitstellung aus REG in den Szenarien TREND (linke Balken) und NACHHALTIGKEIT (rechte Balken) bis zum Jahr 2050

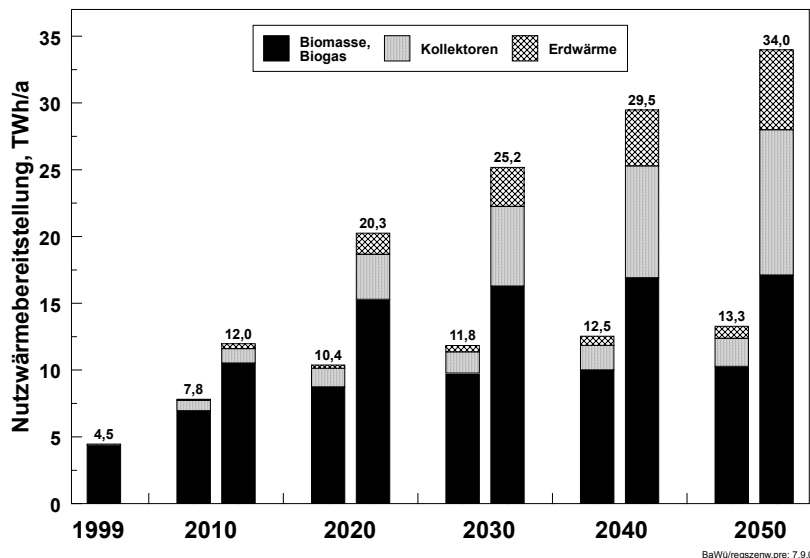


Abbildung 22: Nutzwärmebereitstellung aus REG in den Szenarien TREND (linke Balken) und NACHHALTIGKEIT (rechte Balken) bis zum Jahr 2050

Werden die Zielwerte bis zum Jahr 2010 erreicht, kann – in Analogie zur bereits vorhandenen Eigendynamik des Windenergiemarktes, die sich innerhalb nur eines Jahrzehnts herausgebildet hat - von einer Fortsetzung der eingeleiteten Wachstumsdynamik und einer entsprechenden Ausweitung der Marktvolumina ausgegangen werden. In Anlehnung an entsprechende Ausarbeitungen für Deutschland wurde der für BW unter dieser Randbedingung erreichbare REG - Beitrag bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts abgeschätzt.

Im Szenario **NACHHALTIGKEIT** sind um 2030 die Potenziale der Wasserkraft, der Windenergie und der Biogasnutzung vollständig, die der Biomasse weitgehend erschlossen. Das große Potenzial der Strahlungsenergie ist bis 2030 stromseitig aus Kostengründen erst zu 8% und wärmeseitig zu 20 % erschlossen, auch im Jahr 2050 werden erst 20 % des Photovoltaik-Potenzials und knapp 38 % des Kollektor-Potenzials genutzt. Die Geothermie spielt eine zunehmend wichtige Rolle. Im Jahr 2050 trägt sie im Strombereich mit 5 % ihres technischen Potenzials und im Wärmebereich zu 30 % zur Energieversorgung BW bei. Ab 2020 stellt auch - bei einmal angestoßener Entwicklungsdynamik der REG und unter der Voraussetzung, dass eine derartige Entwicklung gesamteuropäisch abläuft - die Nutzung von REG - Strom aus dem europäischen Verbundnetz (Solartherm. Kraftwerke, Windenergie, u.a.) eine realistische Option dar. Vor diesem Hintergrund trägt im Szenario NACHHALTIGKEIT im Jahr 2050 „importierter“ REG-Strom zu 15 % zur Stromerzeugung BW bei. Insgesamt stellen REG zu diesem Zeitpunkt mit 34 TWh/a (einschließlich Biomasse-KWK) nahezu **60 % des Stroms in BW** bereit. Am Primärenergieverbrauch haben sie einen Anteil von 36 %. **REG sind damit zur vorrangigen Energiequelle geworden.**

Im Gegensatz dazu beschreibt das Szenario **TREND** die Weiterentwicklung von REG bei etwa dem jetzigen Stand des energiepolitischen Förderinstrumentariums. Die derzeitige relativ dynamische Entwicklung bleibt auf absehbare Zeit noch erhalten, so dass sich bis 2010 – insbesondere im Strombereich – keine markanten Unterschiede zu obigem Teilszenario ergeben. Weitere und verstärkte Wachstumsimpulse bleiben danach jedoch aus, die weitere Marktentwicklung verlangsamt sich und insbesondere die teureren REG-Technologien (PV; Kollektoren, Biomasse-Vergasung) wachsen nur sehr langsam; der Markteintritt neuer Technologien wie Strom aus Erdwärme, verzögert sich ebenso, wie die Nutzung des europäischen Stromnetzes für REG-Stromimport. Vor diesem Hintergrund wächst der REG-Anteil an der Stromversorgung ab 2010 relativ gering und liegt in 2030 erst bei 13 % an der Nettostromerzeugung und bei **17 % REG in 2050**. Am Primärenergieverbrauch haben sie einen Anteil von lediglich 10%. **REG sind auch in 2050 noch eine nachrangige Energiequelle.**

Im Szenario **EFFIZIENZ** werden die marktnäheren REG –Technologien weitgehend ausgeschöpft, da sich diese nach einem Jahrzehnt des Wachstums im Rahmen des bestehenden Förderinstrumentariums weitgehend am Markt behaupten können. Für die anderen REG -Technologien werden zwar verstärkte Anstrengungen zu Marktmobilisierung unternommen, jedoch findet keine wirksame Abstimmung der Förderaktivitäten im europäischen Rahmen statt, sodass deren Wachstum nur in „gebremstem“ Zustand stattfindet. Auch spielen die klimapolitischen Zielsetzungen eine eher nachgeordnete Rolle. REG tragen im Jahr 2050 zur Stromerzeugung **zu 36 %** bei. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch liegt dann bei 22 %. **REG sind zu diesem Zeitpunkt in diesem Szenario eine mit Erdgas, Mineralöl und Kohlen etwa gleichrangige Energiequelle.**

**Tabelle 5: Jährliche Investitionen des REG - Ausbaus im Strom- und Wärmemarkt (einschl. Nahwärmenetze) in den einzelnen Szenarien**

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
<b>TREND, gesamt</b>	<b>505</b>	<b>719</b>	<b>943</b>	<b>933</b>	<b>1 117</b>	<b>1 158</b>
Strommarkt	235	400	690	680	800	800
Wärmemarkt	270	319	253	253	317	358
<b>EFFIZIENZ, gesamt</b>	<b>505</b>	<b>1 387</b>	<b>1 819</b>	<b>1 853</b>	<b>2 301</b>	<b>2 713</b>
Strommarkt	235	750	1 254	1 275	1 480	1 654
Wärmemarkt	270	637	565	578	821	1 059
<b>NACHHALTIGKEIT, gesamt</b>	<b>505</b>	<b>2 022</b>	<b>2 522</b>	<b>2 716</b>	<b>3 367</b>	<b>4 077</b>
Strommarkt	235	1 230	1 670	1 800	2 090	2 498
Wärmemarkt	270	792	852	916	1277	1 579

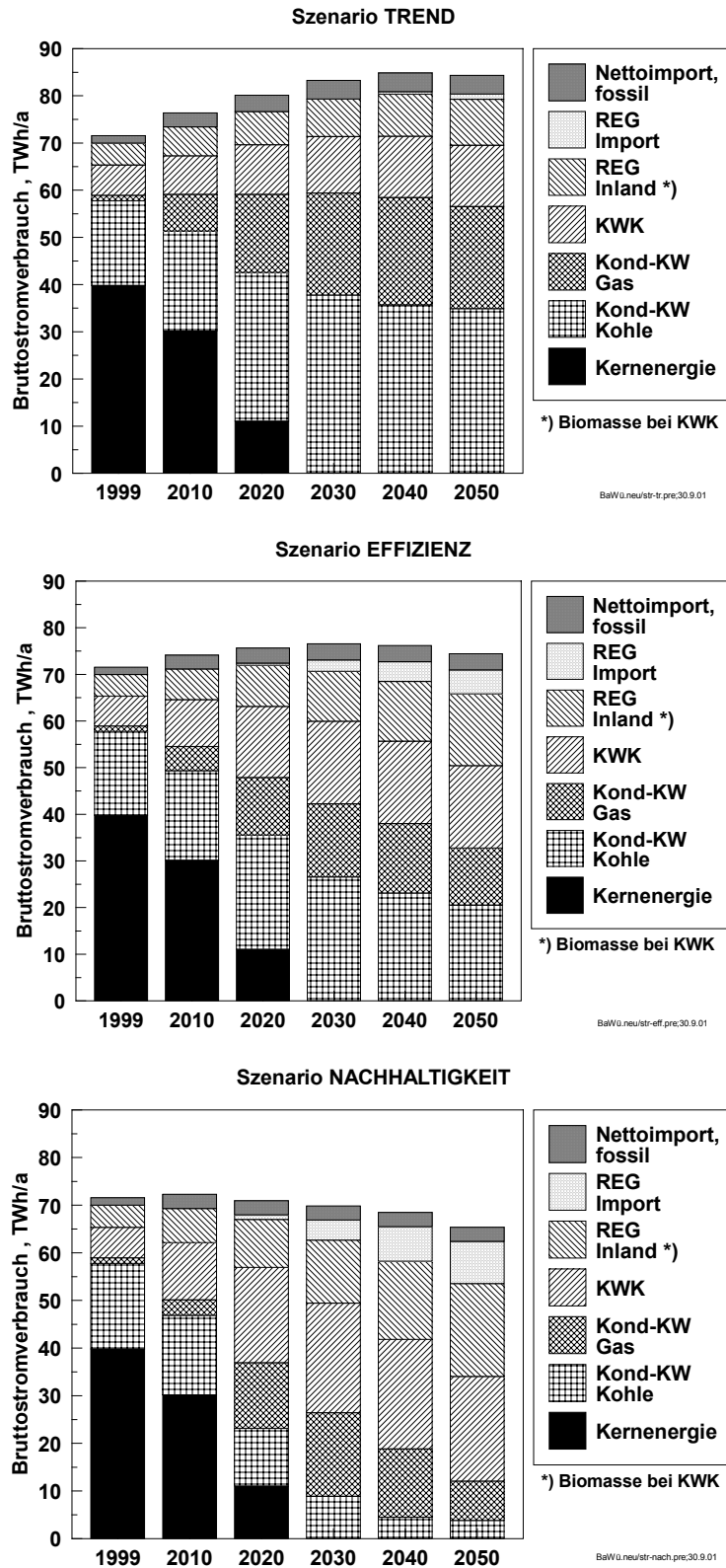
Der Zubau von REG bewirkt eine Investitionstätigkeit in sehr unterschiedlichem Ausmaß. 1999 wurden in BW rund 350 Mio. DM/a in REG-Technologien investiert. Das jährliche Investitionsvolumen steigt bis zum Jahr 2010 im Szenario TREND lediglich auf das Zweifache dieses Wertes (**Tabelle 5**), da der Markt zu diesem Zeitpunkt bereits wieder zur Stagnation tendiert. Es pendelt sich dementsprechend danach um 1 Mrd. DM/a ein, wobei sich nach 2030 bereits der Ersatzbedarf für die zwischen 2000 und 2010 investierten Anlagen bemerkbar macht. Im Szenario NACHHALTIGKEIT beträgt es im Jahr 2010 bereits rund 2 Mrd. DM/a und steigt danach bis auf über 4 Mrd. DM/a im Jahr 2050. Im Jahresdurchschnitt des Zeitabschnitts 2010 bis 2050 werden jährlich 2,6 Mrd. DM/a in REG - Anlagen investiert. In stromerzeugende Technologien werden in 2050 jährlich rund 2,5 Mrd. DM/a investiert (in TREND 0,8 Mrd. DM/a). Die von 2000 bis 2010 kumulierten Investitionen belaufen sich auf 15,8 Mrd. DM (NACHHALTIGKEIT) bzw. 8,5 Mrd. DM (TREND).

## Teil IV: Die zukünftige Stromversorgung Baden-Württembergs

### 1. Struktur der Szenarien und resultierende CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung

Unter Berücksichtigung der Alterstruktur der bestehenden Kraftwerke, der Annahmen zum konventionellen Stromimport und den Teilszenarien der Energienachfrage, sowie des KWK- und REG-Ausbaus entstehen Gesamtszenarien der zukünftigen Stromversorgung in BW indem die verbleibenden Deckungslücken mit Kondensationskraftwerke auf fossiler Basis geschlossen werden. Szenario **TREND** (**Abbildung 23**, oben) ist durch einen nahezu gleichbleibenden Beitrag von Kondensationskraftwerken von rund 58 TWh/a gekennzeichnet. Die wachsenden Beiträge von KWK und REG können etwa gerade den Zuwachs des Bruttostromverbrauchs von 71,6 (1999) auf 84,4 TWh/a (2050) kompensieren. Insgesamt sind bis 2030 Kondensationskraftwerke mit einer Leistung von 5,25 GW (Kohle) und 3,80 GW (Gas) neu zu errichten. Die in 2050 insgesamt installierte Bruttoengpassleistung beträgt 17 GW (davon REG –Leistung 3,1 GW), ist also um 10 % höher als heute. Das Szenario TREND ähnelt mit einem Anteil an Kondensationsstrom von etwa 70% in seiner Grundstruktur weitgehend dem heutigen Zustand.

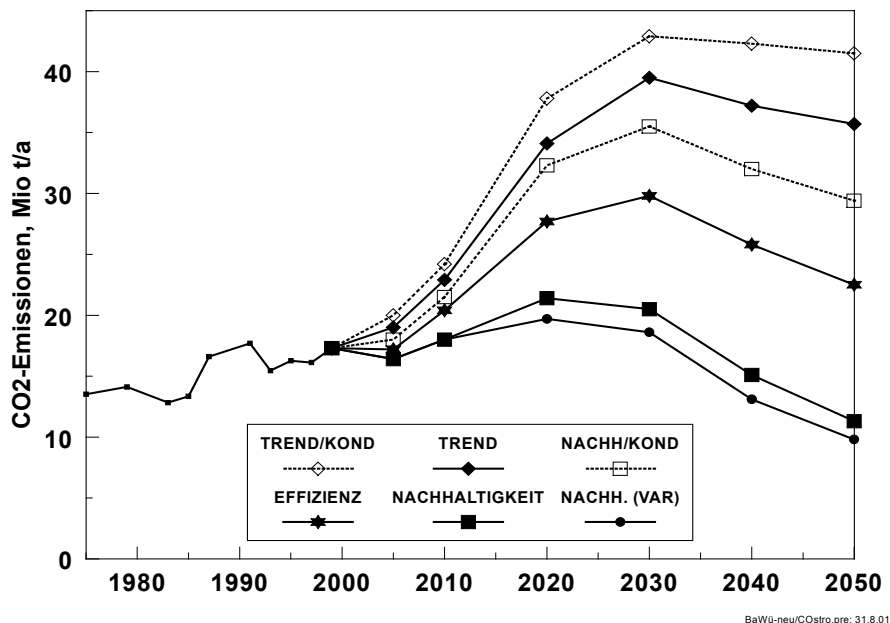
Im Szenario **EFFIZIENZ** (Mitte) bleibt der Bruttostromverbrauch über den gesamten Zeitraum etwa konstant. Wegen der stärkeren Ausschöpfung der KWK- und REG - Potenziale sinkt der erforderliche Beitrag an Kondensationskraftwerken entsprechend auf 33 TWh/a Strom in 2050; ist also geringer als der Beitrag der Kernenergie heute. Bis 2030 sind Kondensationskraftwerke mit einer Leistung von 3,75 GW (Kohle) und 2,85 GW (Gas) neu zu errichten. Die in 2050 installierte Bruttoengpassleistung liegt mit 17,8 GW etwas höher als im Szenario TREND wegen der höheren mit REG bereitgestellten Leistung von 7,5 GW mit einer Ausnutzungsdauer um 3.000 h/a. In diesem Szenario wird bis 2050 etwa ein Gleichgewicht von Kondensationsstromerzeugung und Strom aus KWK und REG erreicht, (Kond. - Strom 48 %; KWK – Strom 23 % und REG – Strom 19 %).



**Abbildung 23: Strukturveränderungen der Stromversorgung in den Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT bis 2050**

Die deutlich stärkere Ausschöpfung von Potenzialen der Stromeinsparung, der KWK und von REG führt im Szenario **NACHHALTIGKEIT** (unten) zu einem sehr weitgehenden Strukturwandel der Stromversorgung. Der Bruttostromverbrauch sinkt gegenüber heute um 9 % auf 65 TWh/a in 2050. Der Beitrag an Kondensationskraftwerken geht wesentlich stärker auf nur noch 12 TWh/a im Jahr 2050 zurück. Sie erbringen dann nur noch einen geringen Anteil an Grundlaststrom (Kohle mit 8 TWh/a) und dienen im übrigen dazu, die Schwankungen des deutlich wachsenden REG – Angebots auszugleichen (Erdgas mit 4 TWh/a.). Bis 2030 sind Kondensationskraftwerke mit einer Leistung von nur noch 1,50 GW (Kohle) und 1,90 GW (Gas) neu zu errichten. Die gesamte Bruttoengpassleistung steigt – wegen des jetzt dominierenden Anteils von REG mit 10 GW – auf insgesamt 19 GW. Die Struktur der Stromversorgung verschiebt sich innerhalb des Betrachtungszeitraum deutlich zur dezentralen Erzeugung. Aus fossilen Kondensationskraftwerken kommen im Jahr 2050 noch 22 % des Stroms, aus KWK (einschließlich Biomasse) 35 % (davon wiederum 75 % aus dezentralen Anlagen) und aus REG - Anlagen 43 %.

Diese Umgestaltung der Stromversorgung findet sich entsprechend in den CO<sub>2</sub>-Emissionen wieder (**Abbildung 24**). Der bloße Ersatz der Kernenergie und der fossilen Altkraftwerke überwiegend durch neue fossile Kondensationskraftwerke im Szenario TREND führt bei gleichzeitig weiter steigendem Stromverbrauch nach 2005 zu einer beträchtlichen Zunahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis auf 40 Mio. t/a im Jahr 2030. Der Unterschied zur Extremvariante TREND/KOND, bei der KWK und REG auf dem heutigen Zustand eingefroren werden und bei der die CO<sub>2</sub>-Emissionen ein Rekordniveau von 43 Mio. t/a in 2030 erreichen, zeigt die mildernde, aber bei weitem nicht ausreichende Wirkung der hier nur schwach wachsenden Segmente KWK und REG.



**Abbildung 24:** CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Baden – Württemberg für die drei Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT sowie für weitere Varianten

Die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen kann auf der Verbraucher- und auf der Erzeugerseite ansetzen. Die alleinige Wirkung einer effizienteren Stromnutzung kann der Gegenüberstellung der Varianten TREND/KOND und NACHHALTIGKEIT/KOND (in Abb. 24 gestrichelt) entnommen werden. Sie allein bewirkt eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 6 Mio. t/a CO<sub>2</sub> in 2020 und um 12 Mio. t/a in 2050. Ersichtlich ist daraus, dass eine Strategie der Kli-

magasmindierungen nicht ohne anspruchsvolle Anstrengungen bei der Erhöhung der Stromproduktivität auskommt. Auch im Szenario EFFIZIENZ, das die drei Segmente Stromeinsparung, KWK und REG in einem mittleren Ausmaß einsetzt, steigen die CO<sub>2</sub> – Emissionen der Stromerzeugung beim Abbau der Kernenergie bis 2030 auf immerhin noch 30 Mio. t/a. Erst im Szenario NACHHALTIGKEIT können die fossil einzusetzenden Primärenergiemengen auch bei einem Ausstieg aus der Kernenergie soweit reduziert werden, dass die maximalen Emissionen nicht über 21 Mio. t/a CO<sub>2</sub> (2020) steigen, um bei Weiterführung dieser Strategie nach 2030 das heutige Niveau zu unterschreiten und **im Jahr 2050 mit 11 Mio. t/a um 35 % unter dem heutigen Niveau** zu liegen. Wird der Einsatz von Kohle beim Kraftwerksneubau auf ein Minimum reduziert (NACHH. VAR), lassen sich nochmals 1,5 – 2 Mio. t/a CO<sub>2</sub> zusätzlich vermeiden.

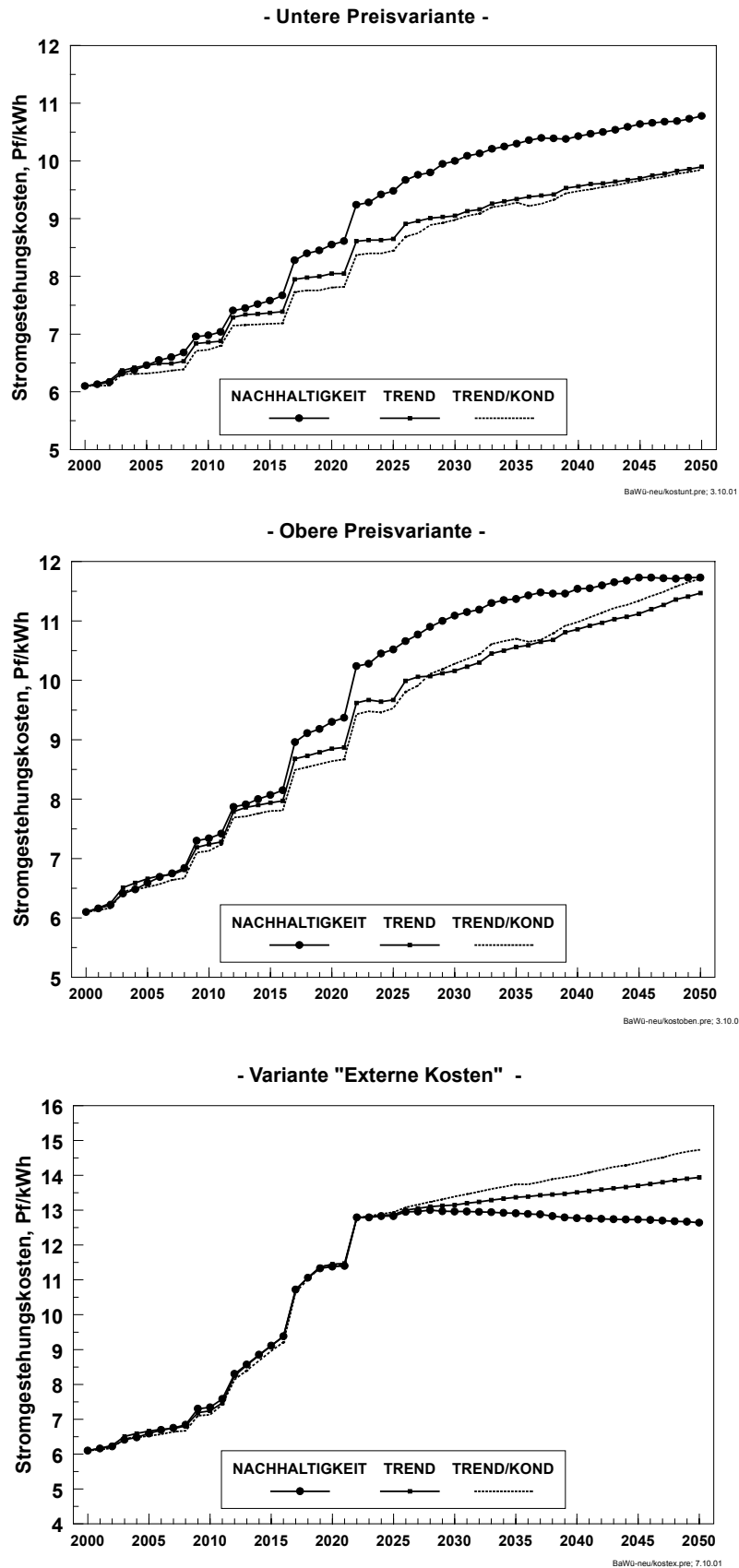
Die Szenarioanalysen zeigen, dass der Ersatz eines hohen Anteils Kernenergie in der Stromversorgung möglich ist, ohne klimapolitisch Schiffbruch zu erleiden. Allerdings muss dieser Umstieg mit sehr engagierten Anstrengungen in den klimastrategisch wichtigen Segmenten Effizienter Stromeinsatz, KWK und REG einhergehen. Diese Anstrengungen müssen bereits jetzt beginnen, wirksam zu werden, damit beim Abschalten der größeren Kernkraftwerke bereits genügend „Vorleistungen“ erbracht sind. Bei verspätetem Einstieg besteht die Gefahr, dass dann zuviel fossile Großkraftwerken errichtet werden müssen.

## 2. Kostenentwicklung der Stromerzeugung in den Szenarien

Die zukünftige Kostenentwicklung der Stromerzeugung wird durch die Veränderung der Energiepreise, das Verhältnis von Neu- zu Altkraftwerken, welches durch die zu füllende Deckungslücke festgelegt wird, und der Intensität eines Zubaus von KWK- und REG - Anlagen geprägt. Innerhalb der konventionellen Neuanlagen ist zusätzlich das Verhältnis von Steinkohle- zu Erdgas-Kraftwerken von Bedeutung, da deren Stromkostenentwicklung unterschiedlich verläuft. Der gewichtete Mittelwert der derzeitigen (abgeschriebenen) Altkraftwerke ergibt **Stromkosten frei Kraftwerk von 4,4 Pf/kWh**; der allmähliche Übergang zu Neukraftwerken lässt generell das Kostenniveau kontinuierlich ansteigen.

Der Stromkostenverlauf in der Szenariovariante TREND/KOND kann bei mäßigen Energiepreisanstiegen als der **niedrigste Verlauf der zukünftigen Stromkosten** unter den gegebenen Rahmenbedingungen (Kernenergieausstieg bis 2022; festgelegter Mix von Steinkohle und Erdgas) interpretiert werden. In der unteren Preisvariante (**Abbildung 25**, oben) liegen die Stromkosten des Szenarios TREND – wegen der relativ geringen Wachstumsdynamik von KWK und REG – nur geringfügig über denjenigen der Variante TREND/KOND. Sie steigen von derzeit 6 Pf/kWh (Bezug ist Übergabe an Mittelspannungsnetz) auf langfristig knapp **10 Pf/kWh**. Ab etwa 2008 beginnen im Szenario NACHHALTIGKEIT die mittleren Stromkosten über diejenigen des Szenarios TREND zu steigen. Um 2020 sind sie 0,5 Pf/kWh höher, die Maximaldifferenz mit 1,0 Pf/kWh ist 2030 erreicht. Die Preisdifferenz ist sowohl auf die unter Klimaschutz Gesichtspunkten in diesem Szenario angenommenen höheren Anteile an GuD-Kraftwerken als auf den deutlichen Ausbau von REG-Anlagen zurückzuführen.

Legt man die obere Preisvariante zugrunde (Abb. 25, Mitte), stellt sich zwischen den Szenarien bis etwa 2030 eine vergleichbare Kostendifferenz bei insgesamt höherem Kostenniveau ein. Danach wird aber allmählich die kostendämpfende Wirkung der hohen REG – Anteile im Szenario NACHHALTIGKEIT sichtbar. REG – Techniken haben bis dahin weitgehend ihre Kostendegressionspotenziale durchlaufen und entkoppeln die Stromkosten zunehmend vom weiteren Anstieg der Brennstoffpreise. Im Jahr 2050 ist praktisch ein Gleichstand der (aktuellen) Stromkosten bei 12 Pf/kWh erreicht, jedoch bei einem gegenüber dem Szenario TREND auf 30 % verringerten CO<sub>2</sub>-Emissionsniveau im Szenario NACHHALTIGKEIT. Er-sichtlich ist auch, dass der Kostenverlauf in diesem Szenario an einem Plateau angelangt ist, während weiterhin stark auf fossiler Energie sich abstützenden Szenarien einen stetigen Aufwärtstrend aufweisen. Der Grund sind die sich längerfristig auf einem Niveau von ca. **12 Pf/kWh** einpendelnden Kosten der Stromerzeugung aus dem Mix an REG – Anlagen.



**Abbildung 25:** Verlauf der Stromgestehungskosten in den Szenarien bis 2050 für drei Varianten der Preisentwicklung für Steinkohle und Erdgas, nach Übergabe an das Mittelspannungsnetz („Externe Kosten“ = Internalisierung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung)

Erst auf der Basis dieser langfristigen Darstellung der Stromkostenentwicklung kann die Bedeutung des Ausbaus der REG sichtbar gemacht werden. Zwar sind die Zahlenwerte stark an die zahlreichen Annahmen über mögliche Energiepreisanstiege und Kostendegressionen von REG-, KWK – Anlagen u.a. gekoppelt, es kann aber qualitativ gezeigt werden, dass sich langfristig ein volkswirtschaftlicher Nutzen einstellen dürfte, wenn jetzt in den Umbau der auf fossilen und nuklearen Energien beruhenden Energieversorgung investiert wird. Bricht man dagegen die Betrachtung z.B. im Jahr 2030 ab, so zeigen sich bei den erwarteten Preisanstiegen bis dahin nur steigende Differenzkosten. Werden externe Kosten durch entsprechende energiepolitische Instrumente stärker internalisiert (Abb.25, unten), so kann der Break-even Punkt der Umbaustrategie weiter nach vorne geschoben werden. Dies wird beispielhaft auf der Basis einer Preisvariante für Steinkohle und Erdgas gezeigt, bei der beginnend in 2010 die Differenz der **externen Kosten** der Steinkohle- und Erdgasverstromung sich im Preis der jeweiligen Stromerzeugung bemerkbar macht und bis 2020 voll auf die Strompreise umgelegt wird (**Steinkohle 4,5 Pf/kWh<sub>el</sub>; Gas 2,0 Pf/kWh<sub>el</sub>**). Evident ist, dass in diesem Fall bis 2025 nur geringfügige Kostenunterschiede zwischen den Szenarien auftreten, danach aber das Szenario NACHHALTIGKEIT zunehmend kostengünstiger wird und langfristig die eindeutig kostengünstigste Entwicklung darstellt.

## Teil V: Bilanz und Auswirkungen der Szenarien

### 1. Primärenergiebilanz und CO<sub>2</sub>- Emissionen

Die Auswirkungen der Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung können adäquat nur dann abgeschätzt werden, wenn auch die übrigen Bereiche der Energieversorgung BW bilanziert werden. Das wird schon daraus ersichtlich, dass die Stromversorgung derzeit lediglich 22 % der CO<sub>2</sub> -Emissionen des Landes verursacht, während die Wärmeversorgung für 46 % und der Verkehr für 32 % der Emissionen verantwortlich ist.

Das Szenario TREND (**Abbildung 26**, oben) zeigt das längerfristige Fortwirken gegenwärtiger Tendenzen. Der Endenergieverbrauch sinkt erst nach 2010 und erreicht 2050 86 % des heutigen Wertes. Die verbesserte Effizienz der Stromerzeugung wirkt sich allerdings bereits auf die Umwandlungsverluste aus. Allein die verbesserten Wirkungsgrade der Neukraftwerke bewirken bei etwa gleich bleibender Kondensationsstromerzeugung eine Brennstoffeinsparung von 170 PJ/a. Weitere Effizienzsteigerungen treten – in diesem Szenario allerdings in relativ geringem Ausmaß - durch die Ausweitung der KWK- und REG – Stromerzeugung ein. Infolgedessen sinkt der Primärenergieeinsatz mit 20 % zwischen 1999 und 2050 stärker als der Endenergieverbrauch. Die Deckung stützt sich in diesem Szenario weitgehend auf fossile Energieträger ab. Zwar geht der Mineralölverbrauch zurück, dafür steigen der Einsatz von Steinkohle und Erdgas deutlich, so dass in 2030 mit 1.300 PJ/a 17 % mehr fossile Primärenergie als heute eingesetzt wird und erst wieder in 2050 mit 1 130 PJ/a praktisch die gleiche Menge an fossiler Primärenergie benötigt wird wie heute. Die Importquote an Primärenergie (heute 98 %; ohne Kernenergie 70 %) beträgt im Jahr 2050 rund 90 %.

Der Endenergieverbrauch nimmt im Szenario EFFIZIENZ stetig ab und beträgt in 2050 noch 77 % des heutigen Verbrauchs. Wegen des stärkeren Wachstums der KWK- und REG-Stromerzeugung bei etwa konstantem Strombedarf sinkt der Kondensationsstromanteil deutlich und entsprechend auch die Umwandlungsverluste. Der Primärenergieverbrauch liegt damit in diesem Szenario im Jahr 2050 mit 1 050 PJ/a um 33 % unter dem heutigen Niveau. Der Einsatz fossiler Primärenergien bleibt trotz Abbau der Kernenergie zunächst konstant um 1.120 PJ/a und sinkt nach 2030 gegenüber dem heutigen Niveau um 25 %. Fossile Energien decken damit in 2050 noch 79 % des Primärenergiebedarfs; REG haben somit gerade die 20 % -Marke überschritten (Abbildung 26, Mitte); die Importquote liegt bei 80 %.

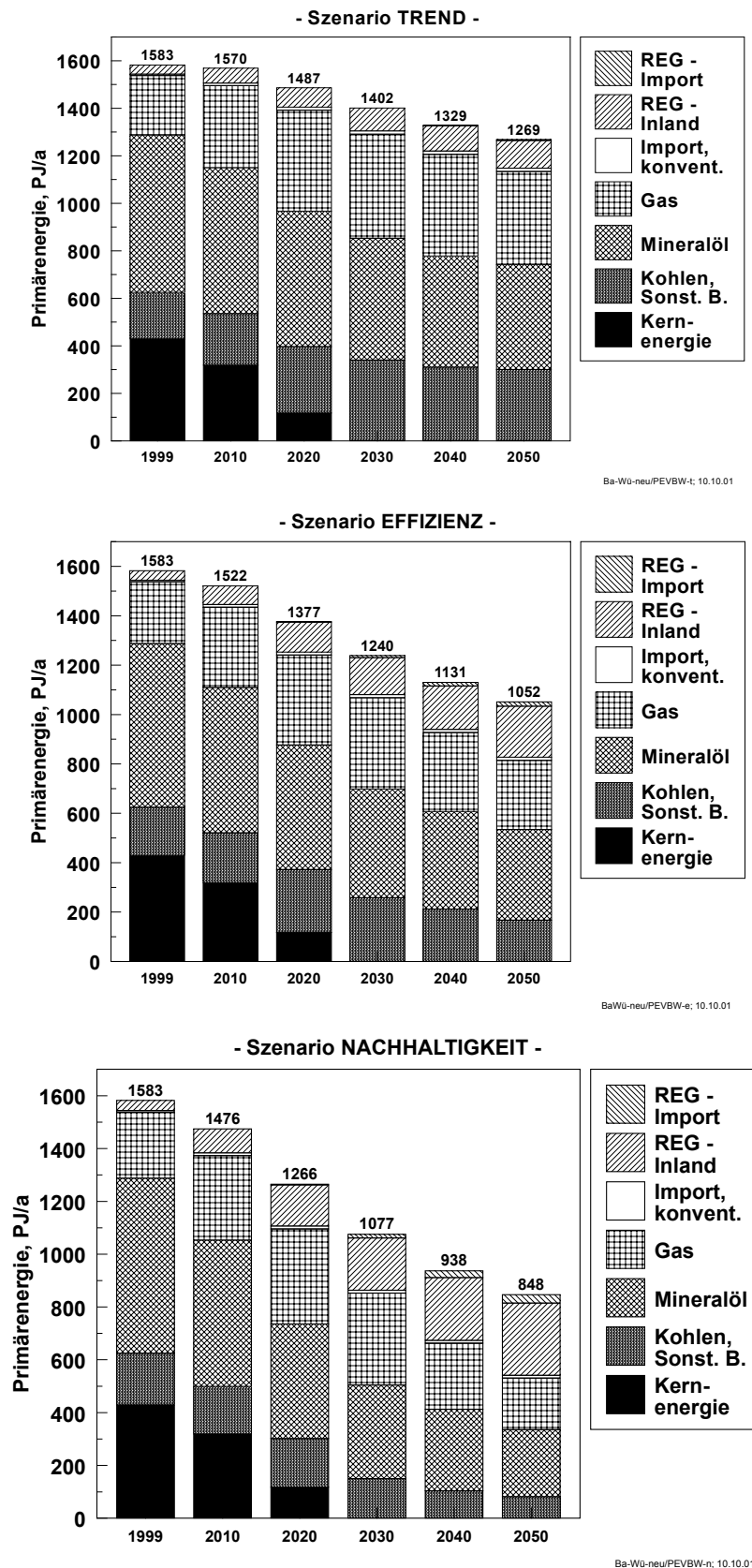
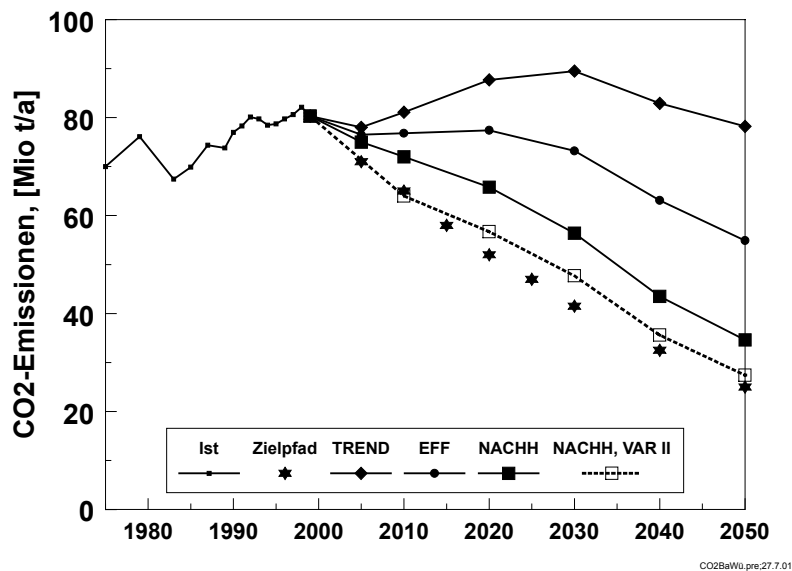


Abbildung 26 : Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den Szenarien bis 2050 nach Energieträgern

Das Szenario NACHHALTIGKEIT ist von erheblichen Veränderungen gekennzeichnet. Mit einem Rückgang des Stromverbrauchs um knapp 7 % bis 2050, einem deutlicherer Rückgang des Kraftstoffverbrauchs um 28 % und ein starker Rückgang der Nachfrage nach Wärme um 50 % ist der Endenergieverbrauch bereits um 2030 um 20 % und in 2050 um 35 % geringer als heute. Die Verluste im Umwandlungssektor sinken wegen des deutlichen Rückgangs der Kondensationsstrombereitstellung auf nur noch 20 % des heutigen Wertes. Der gesamte Primärenergieeinsatz liegt demnach im Jahr 2030 bereits bei 68 % und erreicht in 2050 nur noch 53 % des heutigen Niveaus. Der Einsatz fossiler Primärenergie sinkt bereits nach 2010 deutlich und beträgt in 2050 mit 530 PJ/a weniger als die Hälfte des heutigen Verbrauchs; REG tragen mit einem Anteil von 36 % zu mehr als ein Drittel zum gesamten Primärenergiebedarfs bei (Abb. 26, unten). Dabei nimmt der REG-Stromimport mit 4 % Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (bzw. 14 % des gesamten Bruttostromverbrauchs) bereits einen merklichen, jedoch nicht dominierenden Anteil ein. Die gesamte Importquote beträgt dann 68%, ist also niedriger als der heutige Wert, wenn Kernenergie als „heimische“ Energiequelle betrachtet wird.

Der Verlauf der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen nimmt entsprechend der Entwicklungen in den Szenarien sehr unterschiedliche Formen an (**Abbildung 27**). Bis 2005 kann generell ein Absinken erreicht und damit der bisherige Trend einer stetigen Zunahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen umgekehrt werden. Nach 2005 prägen die sich unterschiedlich entwickelnden Energieverbräuche und die Art der Substitutionsstrategie für die wegfallende Kernenergie die weitere Entwicklung in den Szenarien. Im Szenario TREND bewirkt der wachsende Beitrag fossiler Energien ein Anwachsen auf nahezu 90 Mio. t/a in 2030. Bis 2050 kann gerade wieder das heutige Niveau erreicht werden. Eine trendorientierte Entwicklung stellt daher keine tolerierbare Entwicklung dar. Selbst wenn die Kernenergie auf dem heutigen Niveau erhalten bliebe, würde das sich einstellende CO<sub>2</sub>-Emissionsniveau mit 56 Mio. t/a in 2050 den Zielpfad deutlich verfehlen.



**Abbildung 27:** Verlauf der CO<sub>2</sub> – Emissionen in den Szenarien bis 2050 im Vergleich zu dem anzustrebenden Zielpfad (vgl. Abb. 1). VAR II des Szenarios NACHHALTIGKEIT geht von einer Erreichung des im Umweltplan festgelegten Reduktionsziels 2005 für den Verkehr aus; Ist – Werte sind temperaturbereinigt

Die im Szenario EFFIZIENZ ergriffenen Maßnahmen kompensieren im Mittel gerade den Abbau der Kernenergie. Nach 2020 führt das Szenario zu einem stetigen Sinken der Emissionen und erreicht in 2050 mit 55 Mio. t/a 70 % der heutigen CO<sub>2</sub>-Emissionen (d.h. ebenso viel wie das Szenario TREND mit Beibehaltung der Kernenergie). Die aus Klimasicht bis zu diesem Zeitpunkt notwendigen deutlicheren Reduktionen würden also verfehlt. Das Szenario NACHHALTIGKEIT erlaubt die angestrebte stetige Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch bei dem vorgesehenen Abbau der Kernenergie. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken bis 2020 mit 64 Mio. t/a auf 82 % des heutigen Wertes, bis 2030 mit 55 Mio. t/a auf 71 % und bis 2050 mit 34,5 Mio. t/a auf 44 % und nähern sich damit deutlich dem aus der Sicht des Klimaschutzes anzustrebenden Zielpfades für BW. Kann darüber hinaus der Verkehrssektor sein im Umweltplan angestrebtes CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel für 2005 erreichen (Variante NACH., VAR II), so kann der Zielpfad nahezu eingehalten werden.

Für den Klimaschutz können aus den Szenarioergebnissen folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- ◆ Damit ein wirksamer Klimaschutz entlang des vorgeschlagenen CO<sub>2</sub>- Reduktionspfades, überhaupt erreichbar ist, müssen in **allen drei Verbrauchssektoren** „Stromversorgung“, „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ intensive Schritte in der Umgestaltung der bisherigen Energieversorgung vorgenommen werden. Den Bereichen „Verkehr“ und „Wärmeversorgung“, die derzeit den weitaus größten Beitrag (Verkehr 32 %; Wärmeversorgung 46 %) an CO<sub>2</sub>- Emissionen verursachen, ist besondere Aufmerksamkeit zu widmen, da dort große bisher nicht mobilisierte Reduktionspotenziale vorhanden sind und – im Falle des Verkehrs – kräftige Wachstumstendenzen auftreten.
- ◆ Um dem anzustrebenden Reduktionspfad zeitgerecht folgen zu können, sind **parallel Aktivitäten** in den Bereichen „Rationellere Energienutzung“, „Verstärkter Ausbau der KWK“ und „ Wirksamer Einstieg in die Nutzung von REG“ erforderlich. Ein Segment allein reicht nicht aus, die gesamten erforderlichen Reduktionen zu erbringen. Während kurz- bis mittelfristig Rationellere Energienutzung und KWK am wirksamsten sind, kann die längerfristige Reduktionsrolle nur von den REG übernommen werden. Damit REG jedoch zeitgerecht (ab etwa 2020) die erforderlichen Reduktionsbeiträge erbringen können, müssen sie bereits heute substantiell mobilisiert werden.
- ◆ Die in den Bereiche „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ erforderlichen Anstrengungen sind **unabhängig vom vereinbarten Abbau der Kernenergie** zu ergreifen. Längerfristig sind sie ohnehin unverzichtbar, wenn ein deutlicher Abbau der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden soll. Kurzfristig tragen sie erheblich dazu bei, den in der Stromerzeugung bis 2020 entstehenden Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen infolge des Abbaus des hohen Kernenergieanteils zu kompensieren und ermöglichen so ein stetiges Absinken der Gesamtemissionen. Ihre CO<sub>2</sub>-Reduktionsumfang sollte sich daher an das Szenario NACHHALTIGKEIT bzw. NACHHALTIGKEIT, VAR II anlehnen.
- ◆ Die im Umweltplan genannten kurzfristigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele für 2005 und 2010 sind nur dann erreichbar, wenn **insbesondere im Verkehrsbereich** sehr rasche und weitreichende Anstrengungen unternommen werden. Geht man z.B. im Szenario TREND von einem konstanten Beitrag der Kernenergie bis 2010 aus, so ergäben sich in diesem Fall CO<sub>2</sub>-Emissionen 2005 von 76,5 Mio. t/a. und in 2010 von 75 Mio. t/a. Es wären also auch dann bis 2005 etwa 7 Mio. t/a und in 2010 mindestens 10 Mio. t/a CO<sub>2</sub>- Emissionsreduktion zusätzlich aus den Bereichen „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ zu erbringen, wenn die Reduktionsziele des Umweltplans zeitgerecht erreicht werden sollen. Weder in der „Wärmeversorgung“, erst recht nicht im „Verkehr“ existieren jedoch zur Zeit adäquate Instrumente, um den erforderlichen Reduktionsgradienten kurzfristig einzuleiten. Hier ist also dringender Handlungsbedarf gegeben.

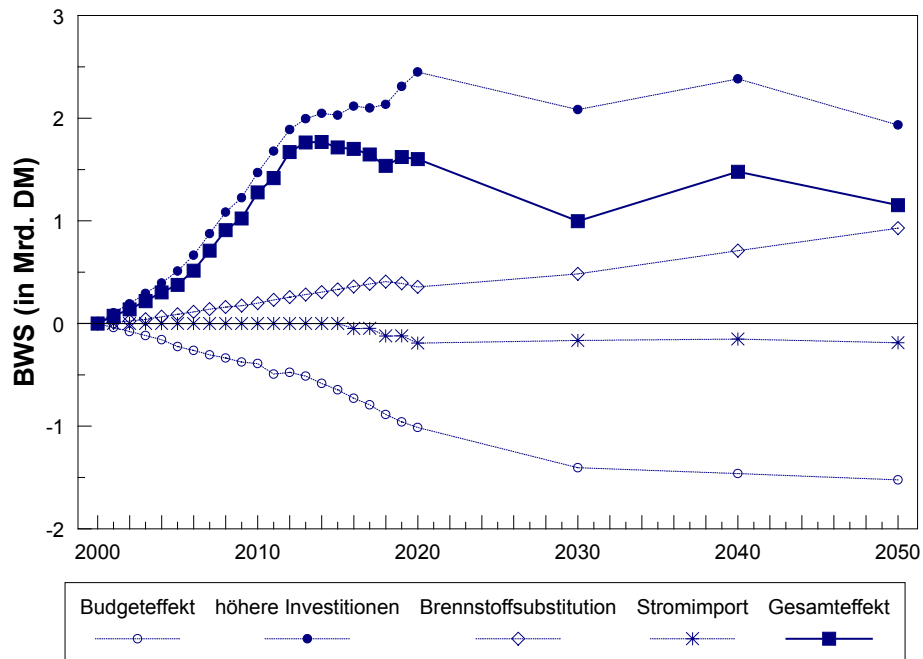
## 2. Volkswirtschaftliche Wirkungen der Szenarien

Die kumulierten Kosten der Strombereitstellung (bis Übergang zur Mittelspannung) im Szenario TREND zwischen 2000 und 2050 belaufen sich bei Zugrundelegung der unterer Variante für die Energiepreisentwicklung auf 341 Mrd. DM. Der Gesamtumsatz des in diesem Zeitraum verkauften Stroms beläuft sich auf insgesamt **675 Mrd. DM**; er steigt jahresdurchschnittlich von derzeit ca. 10 Mrd. DM/a auf 16 Mrd. DM/a in 2050. Das Szenario NACHHALTIGKEIT verursacht, einschließlich der Netto-Zusatzkosten der verstärkten Stromeinsparung, um **72 Mrd. DM** höhere Gesamtkosten. Damit bewirkt die Stromversorgung des Szenarios NACHHALTIGKEIT über den gesamten Betrachtungszeitraum **rund 11 % mehr Kosten** als diejenige des Szenarios TREND bei allerdings deutlichen Erfolgen im Bereich des Klimaschutzes. Der Gegenwartswert dieser Zusatzkosten beläuft sich (bei einer Diskontrate von 4 %/a) auf **22 Mrd. DM**. Dies bedeutet, dass sämtliche zusätzliche Maßnahmen der Stromeinsparung sowie des KWK- und REG- Ausbaus im Szenario NACHHALTIGKEIT im Vergleich zu TREND bis 2050 aus einem real mit 4 %/a verzinnten Fonds bezahlt werden könnten, der gegenwärtig ca. 22 Mrd. DM enthält und bis 2050 abgebaut wird.

Trifft die obere Preisentwicklung ein, so „kostet“ die Strombereitstellung im Szenario TREND zwischen 2000 und 2050 insgesamt 378 Mrd. DM; der kumulierte Gesamtumsatz des verkauften Strom steigt auf insgesamt 710 Mrd. DM. Der resultierende Wert für die Zusatzkosten des Szenarios NACHHALTIGKEIT beläuft sich auf 55 Mrd. DM (Gegenwartswert: 16 Mrd. DM). Bei dieser Preisentwicklung ist das Szenario NACHHALTIGKEIT also nur noch

um **knapp 8 % „teurer“** als das Szenario TREND. Bedeutsam ist die Tatsache, dass sich die jährlichen Zusatzkosten bei der oberen Preisvariante in 2050 wieder der Nulllinie nähern. Sobald die aktuellen Zusatzkosten negativ werden, wird das aus klimapolitischer Sicht günstige Szenario NACHHALTIGKEIT auch ökonomisch vorteilhafter als das Szenario TREND. Für die **Variante „Externe Kosten“** gilt dies bereits im Zeitraum bis 2050. Die bis 2050 kumulierten Kosten des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Vergleich zu TREND sind mit kumulierten Zusatzkosten von rund 2 Mrd. DM **praktisch ausgeglichen**. Da diese externen Kosten anderweitig sowieso anfallen, also von der Gesellschaft innerhalb der nächsten 50 Jahre auch getragen werden müssen, stellt die Umsetzung des Szenarios NACHHALTIGKEIT letztlich die volkswirtschaftlich günstigere Strategie dar; bei insgesamt natürlich höherem Kostenniveau. Wirtschaftlich und energiepolitisch wirksam wird dies jedoch erst, wenn diese externen Kosten in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation der Investoren und Verbraucher auftauchen.

Die Stromgestehungskosten im Szenario NACHHALTIGKEIT liegen maximal um 0,9 Pf/kWh über denjenigen im Szenario TREND, was einer prozentualen Erhöhung im Großhandelsbereich von 6 % und im Haushaltsbereich von 3,5 % entspricht. Da die Energiekosten im produzierenden Gewerbe in BW im Durchschnitt unter 1,7 % des Produktionswertes liegen und nur ca. 2,6 % der Konsumausgaben der privaten Haushalte für Strom verwendet werden sind keine gravierenden gesamtwirtschaftlichen Effekte aus diesen moderaten Kostenerhöhungen zu erwarten. Der negative Effekt eines höheren Strompreises im Szenario Nachhaltigkeit wird gesamtwirtschaftlich von den positiven Effekten aus den erhöhten Investitionen in Rationellere Energienutzung und in die Strombereitstellung und durch die verringerten Brennstoffimporte dominiert. So werden im Szenario TREND ab 2010 durchschnittlich 15 Mrd. DM/a in die Stromversorgung investiert, im Szenario NACHHALTIGKEIT sind es rund 28 Mrd. DM/a. Angesichts des relativ geringen Beitrags der Energieversorgung an der gesamten Wertschöpfung sind allerdings die gesamtwirtschaftlichen Effekte klein: Die Erwerbstätigkeit in BW und die **Bruttowertschöpfung** sind im Szenario NACHHALTIGKEIT **um maximal 0,3 % höher** als im Szenario TREND. (**Abbildung 28**). In absoluten Werten liegt die resultierende zusätzliche Bruttowertschöpfung bei maximal 2 Mrd. DM/a.



**Abbildung 28: Differenz der Bruttowertschöpfung (Szenario NACHHALTIGKEIT minus Szenario TREND) unterschieden nach Budgeteffekt, Höhere Investitionen, Brennstoffsubstitution und Stromimport, sowie der resultierende Gesamteffekt.**

In dieser Berechnung kommt die Rückwirkung der erhöhten Nachfrage im Land nach neuen Energietechnologien auf die Ansiedlung von Produzenten dieser Technologien in BW noch nicht zum Ausdruck. Die Stimulierung des Absatzes von „neuen Energietechnologien“ in BW durch einen beschleunigten Umbau der Energieversorgung nach Szenario NACHHALTIGKEIT könnte jedoch entscheidend zum Aufwuchs eines entsprechenden Industrieclusters in BW beitragen. Die ökonomische Wirkung einer derartigen Entwicklung kann die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der eigentlichen Strombereitstellung bzw. der Unterschiede verschiedener Ausbaustrategien **deutlich übertreffen**. Dabei ist von besonderer Bedeutung, dass der Sektor: „Herstellung von Geräten (und Anlagen) zur Elektrizitätserzeugung und –verteilung bereits heute volkswirtschaftlich bedeutsamer ist als die eigentliche Stromerzeugung (vgl. Tabelle 1).

BW erfüllt die Voraussetzungen, um den zunehmenden Bedarf an komplexen Verfahren und neuen Systemlösungen zu einem bedeutenden Teil zu decken, die für ein weiteres Vordringen neuer Energietechnologien auf Landes-, Bundes- und internationaler Ebene immer wichtiger werden. Es verfügt, nicht zuletzt dank der kontinuierlichen FuE-Förderung durch das Land, in vielen Bereichen über eine hervorragende wissenschaftlich-technologische Basis. Da sich viele der neuen Technologien noch im Demonstrationsstadium befinden oder am Beginn ihrer Markteinführung stehen, bedürfen sie auch künftig einer kontinuierlichen Weiterentwicklung. Vor allem für viele kleine und mittlere Unternehmen (KMU) ist es besonders zu Beginn ihrer Aktivitäten sehr wichtig, diese Rückkopplungen von regionalen, für sie gut erreichbaren Märkten zu bekommen.

Hier lassen sich jedoch derzeit für den Bereich der REG und der dezentralen KWK **erhebliche Defizite im Land** feststellen. Im Gegensatz zu den technischen Entwicklungserfolgen spiegelt sich die Dynamik des Marktwachstums der REG auf Bundesebene seit Mitte der 90er Jahre nicht in BW wider: Im vergangenen Jahr wurde in Deutschland schätzungsweise ein Umsatz von etwa 13,5 Mrd. DM erwirtschaftet, davon 8,7 Mrd. DM aus dem Zubau neuer Anlagen. Verglichen damit nimmt sich das Investitionsvolumen in BW mit etwa 350 Mio. DM (1999) bzw. einem Anteil von knapp 4 % sehr bescheiden aus. Zudem ist darauf hinzuwei-

sen, dass REG im vergangenen Jahr direkt oder indirekt mit gut 2 Mrd. DM/a gefördert wurden (einschließlich EEG). Auch davon hat BW nur in bescheidenem Umfang profitiert.

Das relativ geringe Umsatzvolumen begrenzt die Aktivitäten der Unternehmen vielfach auf eine Nebengeschäft. BW läuft deshalb Gefahr, gegenüber anderen Bundesländern und dem Ausland zurückzufallen, wenn ein effizienter Transfer von technologischem Know-how und innovativen Forschungsergebnissen in die Industrie, speziell in kleine und mittlere Unternehmen (KMU) nicht ausreichend gelingt: **BW hätte dann im Energiebereich zwar „gesät“ aber nicht „geerntet“**. Eine klare Perspektive der Landesregierung zur Entwicklung der Märkte im Land, etwa in Bezug auf das Verdoppelungsziel bei REG und der verstärkten Nutzung dezentraler KWK-Anlagen, ist deshalb nicht nur energie- und umweltpolitisch von Bedeutung, sondern auch industriepolitisch: Eine regionale Entwicklungsperspektive ist vielfach eine Grundvoraussetzung, um längerfristig überregionale Märkte erfolgreich bedienen zu können. Angesichts der wachsenden Bedeutung, die dezentralen Technologien für die zukünftige Energieversorgung auch international zukommt und der bereits in einigen Bereichen feststellbaren dynamischen Marktentwicklung, bieten sich für Baden-Württemberg **vielfältige Chancen, die genutzt werden sollten**.

## Teil VI: Umsetzungs- und Handlungsempfehlungen

Angesichts der Größe der Herausforderung – eine Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 65 % bis 2050 bei einem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie und einem weiteren Wirtschaftswachstum – ist es offensichtlich, dass dieses Ziel nur mit einer Vielzahl von Maßnahmen erreicht werden kann.

### 1. Effizienztechnologien und Energieeinsparung

Ursachen dafür, dass einzelwirtschaftlich rentable Energieeinsparmaßnahmen oft nicht umgesetzt werden, liegen häufig in einer Vielzahl von Hemmnissen begründet, so dass es am erfolgsversprechendsten ist, auch Bündel von Maßnahmen gegen Bündel von Hemmnissen einzusetzen. So reicht es nicht aus, dass die potenziellen Entscheider motiviert sind, etwas zur rationellen Energienutzung zu tun, sie müssen auch wissen, welche Maßnahmen in ihrem besonderen Fall sinnvoll und effizient sind, und sie müssen über das notwendige Kapital verfügen. Für eine Vielzahl von politischen Maßnahmen ist es erforderlich oder zumindest hilfreich, wenn in der Bevölkerung ein breites Bewusstsein zur rationellen Energienutzung vorhanden ist. Da sich jeder Mensch in mehreren sozialen Umfeldern bewegt, kann er z. B. gleichzeitig als Eigenheimbesitzer, als Besitzer eines vermieteten Wohnobjekts, als Verkehrsteilnehmer, als Entscheider für den Energiebedarf in einer Firma und auch als Konstrukteur einer neuen Anlage Einfluss auf zukünftige Energieverbräuche nehmen. Die Motivation kann z. B. über Multiplikatoren wie Lehrer, Architekten, beratende Ingenieure, Händler von energieverbrauchenden Geräten u. a. relativ effizient erfolgen.

Für Deutschland gelten lt. Nationalem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom Oktober 2000 für 2005 folgende sektorale Zielvorgaben, die sich natürlich auch auf Baden-Württemberg auswirken werden: Private Haushalte und Gebäudebereich: 18-25 Mio. t CO<sub>2</sub>-Minderung (1,8-2,5 Prozentpunkte); Energiewirtschaft und Industrie: 20-25 Mio. t CO<sub>2</sub>-Minderung (2,0-2,5 Prozentpunkte); Verkehr: 15-20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Minderung (1,5-2,0 Prozentpunkte). Die wichtigsten beschlossenen Maßnahmen zur Erreichung dieser Reduktionsziele sind:

- (1) Ausbau der **Kraft-Wärme-Kopplung** (Ziel: CO<sub>2</sub>-Minderung von 10 Mio. t bis 2005 und zusätzlich 23 Mio. t bis 2010).
- (2) **Energieeinsparverordnung**, die eine Senkung des Energiebedarfs von Neubauten um durchschnittlich 30 % gegenüber dem bisherigen Standard erbringen soll.

- (3) Ein **Klimaschutzprogramm im Gebäudebestand**, durch zinsgünstige Kredite sollen Energieeinsparinvestitionen zur Reduktion des Heizwärmebedarfs gefördert (Ziel: CO<sub>2</sub>-Minderung von 5-7 Mio. t bis 2005).
- (4) Bereitstellung von 100 Mio. DM über drei Jahre für die **Entwicklung und Demonstration** umwelt- und klimaschonender Energieformen mit dem Schwerpunkt Brennstoffzelle.
- (5) Neue **Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft**, die bis zum Jahr 2005 die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Wirtschaft um 28 % und bis zum Jahr 2012 die spezifischen Emissionen der Kyoto-Gase um 35 % reduzieren soll. Erwartet wird dadurch eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Minderung von 10 Mio. t bis 2005 und weiteren 10 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bis 2012.
- (6) Ein **Maßnahmenbündel im Verkehrsbereich**, das u. a. Gelder für eine weitere Förderung der Bahn und eine verstärkte Förderung verbrauchsarmer PKW umfasst.

Aufgrund rechtlicher Beschränkungen liegt nur für einen Teil der notwendigen energiepolitischen Maßnahmen die Kompetenz auf Landesebene. **Finanzielle Förderprogramme** zur rationelleren Energienutzung sind auf **Landesebene** möglich, aufgrund begrenzter Finanzmittel müssen jedoch Schwerpunkte gesetzt werden, die möglichst eng mit den Maßnahmen anderer Länder oder des Bundes koordiniert sein sollten, um eine Wirkung zu zeigen. Darüber hinaus kann das Land über Bundesratsinitiativen Anregungen geben. Aufgrund seiner Nähe zu den einzelnen Zielgruppen ist das Land prädestiniert für **Motivation, Information, Beratung, Fortbildung, Demonstrationsprojekte** sowie nicht zuletzt zur **Überwachung der Durchführung der Bundesgesetze**, einer Aufgabe, der leider häufig nicht nachgekommen wird, wie Beispiele aus dem Bereich der Wärmeschutzverordnung zeigen. Viele der notwendigen Maßnahmen werden schon seit einiger Zeit mit unterschiedlicher Intensität und Erfolgsquote vom Land durchgeführt. Wichtig ist daher eine **Evaluierung** der Wirksamkeit der bisherigen Programme und die anschließende Fokussierung auf die effizientesten Maßnahmenbündel.

Einen der größten Einzelbeiträge für eine nachhaltige Energienutzung kann angesichts des großen Potenzials die Brennstoffeinsparung im Gebäudebereich leisten, und zwar nicht nur im Bereich der Privathäuser, sondern auch im gewerblichen Bereich. Erste Priorität muss hierbei die **energetische Altbausanierung** besitzen, ohne jedoch den Neubau zu vernachlässigen. Hier kann das Land Motivationskampagnen für die Bürger organisieren, **Fortbildungsveranstaltungen** für Architekten und Handwerker durchführen, **Vor-Ort-Beratung** der Bauherren, regionale **Demonstrationsprojekte**, Herausgabe von Energieverbrauchskennzahlen etc. und nicht zuletzt die Bereitstellung von **zinsvergünstigten Darlehen** für besonders energieeffiziente Häuser anbieten.

Im gewerblichen und industriellen Bereich, aber auch bei öffentlichen und privaten Dienstleistern kann das Land vor allem mit Motivations- und Informationsveranstaltungen aktiv werden. Hier bietet sich die Unterstützung von **Kennzahlensystemen** zum Energieverbrauch, der Initiierung von Arbeitsgruppen der Energieverantwortlichen von Unternehmen mit dem Ziel des **Erfahrungsaustausches** und der freiwilligen **Selbstverpflichtungen** zur Energieeinsparung und ihrer gemeinsamen Umsetzung an. Die Unterstützung von **Contracting-Angeboten**, beispielsweise durch die teilweise Übernahme der Kosten für energetische Feinanalysen, kann viele gehemmte Potenziale im Gebäudebereich und bei den Querschnittstechniken mobilisieren. Im Verkehrsbereich kann die Steigerung der Attraktivität des **öffentlichen Personenverkehrs** energieeinsparend wirken, ebenso Schulungen zu einem treibstoffeffizienten **Fahrstil** sowie die Unterstützung von **Car-sharing**-Initiativen, z. B. durch die aktive oder passive Teilnahme von Landeseinrichtungen.

Das Land kann auch den **Energieverbrauch seiner Liegenschaften** und den der nachgeordneten Einrichtungen senken. Im Prinzip kommen alle Maßnahmen in Frage, von Vorschriften für eigene Energieverbrauchsstandards bei der Gerätebeschaffung über freiwillige

Selbstverpflichtungen der einzelnen Liegenschaften, Motivationsveranstaltungen für die Mitarbeiter, Fahrtraining für eine treibstoffsparende Fahrweise, Car-sharing oder auch Kauf von „Grünem Strom“ etc. Neben der direkten Auswirkung auf den Energieverbrauch des Landes hat es eine Reihe von Vorteilen wie z. B. einer Vorbildfunktion; der Demonstration von fortschrittlichen Techniken und der Sammlung von Erfahrungen mit diesen Instrumenten.

## 2. Kraft-Wärme-Kopplung

KWK – Anlagen sind in einem breiten Anwendungsspektrum wirtschaftlich, sofern mit Neuanlagen der alternativen getrennten Strom- und Wärmeerzeugung verglichen wird und die in der Praxis geforderten Amortisationszeiten nicht zu kurz sind. Gewerbliche Investoren fordern heute jedoch Amortisationszeiten, die in der Regel unter 5 Jahren liegen (in der Industrie üblicherweise 2 bis 3 Jahre) und damit deutlich kürzer sind als die technischen Nutzungsdauern von 15-20 Jahren. Die vergleichsweise kapitalintensive KWK, und dies gilt besonders auch für Infrastruktureinrichtungen wie Wärmenetze, kann sich deshalb nur in Ausnahmefällen behaupten. Um den Ausbau der KWK voranzubringen sind deshalb in erster Linie Maßnahmen notwendig, welche die Kosten-Ertragssituation verbessern und die Planungssicherheit erhöhen. Auf der Kostenseite setzt dabei z.B. die Mineralölsteuerückstattung für KWK-Anlagen an, die im Zuge der Ökologischen Steuerreform eingeführt wurde, auf der Ertragsseite die Befreiung von der Stromsteuer (jeweils nur für Anlagen mit einer installierten Leistung von max. 2 MW<sub>e</sub>). Eine weitere Verbesserung der Ertragsseite sieht das von der Bundesregierung geplante KWK-Gesetz vor. Angesichts der derzeit absehbaren Preisentwicklung bei Brennstoffen und Strom kann die aktuelle Bonusregelung im KWK-Gesetz allerdings nur kurz- bis mittelfristig zur Stützung des Marktes beitragen. Um den längerfristigen Ausbau der KWK zu sichern, sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Dazu lassen sich folgende **Handlungsempfehlungen** formulieren:

Im Zusammenhang mit dem KWK-Gesetz sind rechtzeitig Anschlussregelungen von Bedeutung. Dafür kommen im Wesentlichen die kontinuierliche Anpassung und Fortschreibung der Bonusregelung oder eine Quotenregelung (mit oder ohne Zertifikatshandel) in Frage, die bereits im Vorfeld des Gesetzes intensiv diskutiert wurde. Obwohl auch Quotenregelungen mit Nachteilen und Umsetzungsschwierigkeiten verbunden sind, weisen sie als mengenorientiertes Steuerungsinstrument gegenüber der jetzigen preisorientierten Regelung vor allem den Vorteil auf, dass sich der Ausbau der KWK weitgehend unabhängig von Preisschwankungen bei Brennstoffen oder Strom vollziehen kann, aber trotzdem ein Wettbewerb unter den Anbietern von KWK-Strom gewahrt wird. Eine **Quotenregelung** sollte daher als Marktunterstützungsinstrument favorisiert werden. Das Land kann dazu u.a. seine bereits seit einiger Zeit angestellten Überlegungen zur Ausgestaltung von Quotenregelungen im Zusammenhang mit der Förderung von REG in die Diskussion einbringen.

Die Verbesserung der allgemeinen Rahmenbedingungen ist für eine dynamische Entwicklung des KWK-Marktes zwar notwendig, jedoch nicht ausreichend. Vielmehr kommt es auch darauf an, neue Anwendungsfelder und Technologien zu erschließen. Hier kann die Landesregierung direkt Einfluss nehmen. Im Vordergrund stehen **Demonstrationsvorhaben** im dezentralen Bereich, die in begrenztem Umfang bereits durch das Programm „Förderung von Demonstrationsvorhaben der rationellen Energieverwendung und der Nutzung erneuerbarer Energieträger“ des Wirtschaftsministeriums gefördert werden. Demonstrationsvorhaben im KWK-Bereich sind aber in einer größeren Zahl erforderlich, um Betriebserfahrungen in unterschiedlichen Anwendungsbereichen in ausreichend großer Vielfalt und ausreichend kurzer Zeit zu gewinnen. Hier besteht erheblicher Nachholbedarf:

### **Kleinst-BHKW**

- ◆ Brennstoffzellen-BHKW zur Hausenergieversorgung (entsprechende Projekte befinden sich bereits in der Vorbereitung)
- ◆ Motor-BHKW zur Versorgung mehrerer Reihenhäuser in Niedrigenergiebauweise mit einem Contractor (Mikro-Netz)
- ◆ kleine Stirling-BHKW in Mehrfamilienhäusern und Stirling-BHKW, die mit Biogas und Holzpellets betrieben werden
- ◆ Einsatz modulierender Motor-BHKW in Einfamilienhäusern (ggf. auch Mikronetze)
- ◆ Kombination von Motor-BHKW und thermischen Solaranlagen in kleinen Mehrfamilienhäusern

### **Größere BHKW in der Objektversorgung**

- ◆ Mikrogasturbinen mit Kältenutzung für kleine Gewerbebetriebe
- ◆ größere Brennstoffzellen-BHKW
- ◆ Erprobung von Contractingkonzepten für größere Mehrfamilienhäuser (Mess- und Abrechnungsverfahren)
- ◆ Mikro-Nahwärmenetze zur Versorgung von Mehrfamilienhäusern im Gebäudebestand
- ◆ Geothermische Heizkraftwerke

### **Siedlungs-KWK**

- ◆ Nahwärmenetze im Gebäudebestand mit Motor-BHKW
- ◆ Nahwärmenetze mit Holz-HKW
- ◆ Nahwärmenetze mit Biogas-BHKW und saisonalem Wärmespeicher

Hier sollte die Aspekte der Risikoabsicherung, Minimierung der Vorplanungskosten bzw. der Übernahme, die Durchführung der Heizkostenabrechnung (kostengünstig) und die Betreiberform untersucht und demonstriert werden.

### **Industrie**

- ◆ Nahwärmenetze zur Versorgung mehrerer Industrieunternehmen
- ◆ Kleinere KWK-Anlagen mit Dampfauskopplung
- ◆ KWK-Anlagen auf der Basis von Holz mit Feuerungswärmeleistungen unter 5 MW
- ◆ Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung unter 100 kW Kälteleistung
- ◆ Nutzung von Hochtemperaturabwärme für die Stromerzeugung mit ORC - Prozessen

Über die Demonstrationsphase hinaus ist sicherzustellen, dass längerfristig eine breitere Umsetzung möglich ist. In sofern geht es auch darum, begleitende Maßnahmen zu ergreifen, um die Akzeptanz der KWK zu erhöhen und vorhandene Informationsdefizite abzubauen. Dazu werden **begleitende Maßnahmen** empfohlen, die teilweise auf bereits Vorhandenem aufbauen (z.B. Aktivitäten des Wirtschaftsministeriums und des Landesgewerbeamtes):

- ◆ Ausweitung des Impulsprogramms Altbau auf den Bereich der KWK.
- ◆ Erstellung von zielgruppenspezifischem Informationsmaterial zu den Einsatzmöglichkeiten von KWK-Anlagen (kommunale Verwaltungen, Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Dienstleistungssektors, Wohnungsbaugesellschaften, Architekten)
- ◆ Stärkung des Themas in der Ausbildung von Handwerkern, Technikern und Ingenieuren sowie Durchführung gezielter Weiterbildungsmaßnahmen im gewerblichen Bereich (kleinere und mittlere Planungsbüros, Handwerksbetriebe, Contractoren, potentielle Nutzer).

- ◆ Fortführung der Förderung von Existenzgründungen im Energiebereich.
- ◆ Förderung der Erstellung von Wärmekatastern für den kommunalen und gewerblichen Bereich sowie Unterstützung von Kommunen, die im Bereich der Siedlungs-KWK tätig werden wollen. Dazu zählt die Erarbeitung von Kriterien für Nahwärmekonzepte sowie die Beratung beim Ausweis von Vorranggebieten und der Projektrealisierung.

### 3. Regenerative Energien

Der REG - Ausbau im Szenario NACHHALTIGKEIT entspricht bis 2010 der Zielsetzung der Landesregierung, bis zu diesem Zeitpunkt eine Verdopplung ihres Beitrags zur baden-württembergischen Energieversorgung zu erreichen. Da auf nationaler Ebene und im Rahmen der EU ähnliche Zielsetzungen verfolgt werden, muss der von der Landesregierung zu erbringende Beitrag in enger Abstimmung mit den bestehenden und sich weiterentwickelnden Maßnahmen des Bundes und der EU definiert und eingesetzt werden. Unter diesen Rahmenbedingungen kann abgeschätzt werden, welchen Anteil das Land Baden-Württemberg leisten muss, um den hier diskutierten REG - Ausbau zunächst bis 2010 sicherzustellen und damit auch mit dazu beiträgt, die erforderliche Wachstumsdynamik der REG aufzubauen.

Die prinzipiell erforderliche Unterstützung der nicht wirtschaftlichen REG - Investitionen in BW steigt im Verdopplungspfad von derzeit rund 95 Mio. DM/a auf 650 Mio. DM/a im Jahr 2010. Am derzeitigen Finanzierungsbedarf beteiligt sich das Land gerade mit knapp 10 %; das EEG erbringt rund 30% und die diversen Förderprogramme des Bundes knapp 40 %. Weitere Beträge werden durch Kommunen, Energieversorger und Privatleute aufgebracht. Dadurch wurden im Jahr 2000 im Land bereits rund 500 Mio. DM/a an Investitionen induziert. Stromseitig wird auch zukünftig das EEG den weitaus größten Beitrag leisten und im Jahr 2010 rund 280 Mio. DM/a beitragen. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich baden-württembergische Investoren durch eine von der Landesregierung aktiv unterstützte Strategie des REG - Ausbaus steigende Anteile an den übrigen, sich weiterentwickelnden Förderprogrammen des Bundes sichern können. Damit stünden wachsende Beträge bis zu etwa 175 Mio. DM/a im Jahr zur Verfügung.

Aus obigen Überlegungen lässt sich ableiten, dass die finanziellen Aufwendungen des Landes **kurzfristig auf 35 Mio. DM/a (2002), mittelfristig auf rund 70 Mio. DM/a (2005) und längerfristig (2010) auf 160 Mio. DM/a**, im Mittel der nächsten zehn Jahre also auf rund **75 Mio. DM/a** steigen sollten, wenn das Verdopplungsziel 2010 zeitgerecht erreicht werden soll. Das Land würde damit auch zu den in dieser Hinsicht derzeit führenden Bundesländern Bayern und NRW aufschließen. Der Beitrag des Landes am gesamten Fördervolumen würde von heute lediglich 10 % **auf rund 25 % steigen** und damit einen angemessenen Teil des Gesamtaufwandes darstellen. Zusammen mit der bundesseitigen Unterstützung und derjenigen des EEG könnten dadurch **Investitionen zwischen 500 Mio. DM/a (2000) und 2.070 Mio. DM/a (2010), im Mittel 1 430 Mio. DM/a** allein in BW angestoßen werden. Das ist etwa das **Fünffache** dessen, was das Land an Fördermitteln dazu aufwenden müsste.

**Stromseitig** besteht eine optimale Förderstrategie des Landes darin, gezielte Ergänzungen zum EEG vorzunehmen, sowie innovativen dezentralen KWK – Anlagen (insbesondere mit Biomasse) mittels einem größeren Demonstrationsprogramm zum Marktdurchbruch zu helfen. So kann mit einem relativ geringen zusätzlichen Mittelaufwand das im Strombereich anvisierte Verdopplungsziel sicher erreicht werden. Die weiteren Ergänzungen beziehen sich auf die Unterstützung von zu modernisierenden Wasserkraftwerken > 5 MW<sub>el</sub>, sowie auf eine flankierende Unterstützung größerer PV-Anlagen, die zur Schaffung des allein in BW anzustrebenden 50 MW/a – PV-Marktes bis 2010 aufgebracht werden müssen und die nicht ausschließlich aus dem EEG und dem 100 000 Dächer-Programm bzw. dessen Nachfolgern aufgebracht werden. Jahresdurchschnittlich sind dies im nächsten Jahrzehnt knapp **25 Mio. DM/a**.

Kann das EEG entsprechend erweitert werden – wozu auch Initiativen des Landes im Bundesrat beitragen können - kann ein Anteil der sonst erforderlichen landesseitigen Unterstützung wegfallen. Im wesentlichen verbleibt dann hier die gezielte Förderung von neuen, dezentralen KWK – Anlagen und von Biomasse-Vergasungsanlagen, die in der Demonstrationsphase weder von einem (erweiterten) EEG noch vom geplanten KWK – Gesetz vollständig abgedeckt werden. Eine Aufnahme der großen Wasserkraft unter den genannten Bedingungen (Modernisierung bzw. Neuerrichtung am alten Standort) in die bestehenden Fördermaßnahmen erscheint auch deswegen gerechtfertigt, weil die neue EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ die Wasserkraftnutzung bei der Erfüllung der dort formulierten ehrgeizigen Ausbauziele explizit mit einbezieht. Weiterhin ist eine Korrektur der Biomasse-Förderung im EEG anzustreben, um eine suboptimale Nutzung in Kondensationsanlagen zu vermeiden.

Aufgrund der bestehenden Konstellation von Förderinstrumenten (Dominanz des Strombereichs), der vorhandenen REG – Potenziale (Windenergie nur begrenzt) und der insgesamt unbefriedigenden Unterstützungssituation des REG - Wärmemarkts ist es für das Land jedoch vor allem vorteilhaft, eigene Akzente im **Wärmebereich** zu setzen. Hier besteht noch beträchtlicher energiepolitischer Handlungsbedarf, der durch entsprechende landespolitische Schwerpunktsetzungen günstige Entwicklungen für die baden-württembergische Wirtschaft einleiten und auf die Stärken des Landes im REG – Bereich zugeschnitten werden kann. Letztere liegen vor allem in einer deutlich verstärkten Nutzung von Biomasse, Solarkollektoranlagen und Erdwärme, wobei insbesondere deren Nutzung in Nahwärmeversorgungen (im Fall der Biomasse und des Biogases unter Einschluss der gekoppelten Stromerzeugung) von zentraler Bedeutung für die angestrebte Verdopplung der REG auch Wärmebereich ist. Dementsprechend ist der wärmeseitige Beitrag des baden-württembergischen Förderprogramms mit deutlich zu steigenden Fördermitteln zu versehen, die im Jahresmittel des Jahrzehnts **um 50 Mio. DM/a** liegen sollten. Wärmeseitig ist somit der Beitrag des Landes höher als derjenige im Strombereich, was sich aus dem Fehlen eines dem EEG entsprechenden Förderinstruments im Wärmemarkt ergibt. Entsprechend größer sind auch die Möglichkeiten des Landes auf die zukünftige Ausgestaltung dieses Marktes Einfluss zu nehmen.

Über die monetäre Unterstützung der REG hinaus, sind im Wärmebereich noch folgende Maßnahmen von spezifischer Bedeutung:

- ◆ **Nahwärmenetze:** Gesetzliche Klarstellung in Gemeindeordnung und Baugesetzbuch zur Errichtung von Nahwärmenetzen (Anschlusspflicht u.ä.); Gewährleistung verlässlicher Förderbedingungen über die oft langjährige Akquisitionsphase; Erstellung eines Leitfadens zu Nahwärmenetzen für kommunale Verwaltungen und von Informationsmaterial für Bürger; verstärkter Erfahrungsaustausch mit Ländern mit hohem Nahwärmeausbau; Zuschüssen mit hohen Anteilen (anfänglich ca. 40% der Investitionen, später absinkend auf 10%) für Demonstrationsprojekte im Altbaubestand und Bezuschussung von Planungen.
- ◆ **Solarkollektoren:** Monetäre Förderung ist vorzugsweise auf Großanlagen (> 100m<sup>2</sup>) mit Heizungsunterstützung und/oder saisonalem Speicher zu konzentrieren; dabei sollte die solar erzeugte Wärmemenge gefördert werden (ggf. mittels eines Bieterwettbewerbs); Förderung von Kleinanlagen nach dem Vorbild der Ökozulage über Finanzämter abwickeln.
- ◆ **Geothermie:** Übernahme des Bohrrisikos durch das Land; Staffelung der Förderung nach der Vorlauftemperatur; Demonstrationsprojekte mit spezifischen Dokumentationspflichten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit fördern
- ◆ **Biomasse:** Zusätzliche Förderung der Wärmeauskopplung von EEG-geförderten Anlagen, um Fehlentwicklungen (reine Kondensation) zu vermeiden; Förderung von Nahwärme in spezifischem Zusammenhang mit Heizwerken verstärken; verstärkte Förderung von teerarmen Holzvergasungstechnologien

**Fazit:** Die Umsetzung der genannten Maßnahmen bedingt eine **strategische politische Entscheidung** von längerfristigem Charakter. Erfahrungen im Ausland und in anderen Bundesländern zeigen, dass entsprechende Programme auf mindestens 10 Jahre ausgelegt sein müssen und eine angemessene finanzielle Ausstattung erfordern, wenn sie eine länger dauernde Wirkung erzielen sollen. Der entsprechende Mitteleinsatz ist dabei jedoch nicht als Belastung öffentlicher Haushalte zu verstehen, sondern vielmehr als Investition in die Zukunft, nicht zuletzt auch unter industriepolitischen und arbeitsmarktpolitischen Gesichtspunkten. Baden-Württemberg verfügt in der Energietechnik über eine hervorragende wissenschaftlich-technische Basis und leistungsfähige Unternehmen, die in der Lage sind, den wachsenden Bedarf an innovativen Systemlösungen in der Energieversorgung zu decken. Insbesondere für viele kleine und mittlere Unternehmen ist dabei aber eine regionale Entwicklungsperspektive, die durch eine gezielte Förderung ausgelöst werden kann, eine Grundvoraussetzung, um längerfristig auch überregionale Märkte erfolgreich bedienen zu können.