

Rennings, Klaus; Laurer, Hendrik

Research Report — Digitized Version

Neue Wege in der Energiepolitik unter Berücksichtigung der Situation in Baden-Württemberg

ZEW-Dokumentation, No. 95-02

Provided in Cooperation with:

ZEW - Leibniz Centre for European Economic Research

Suggested Citation: Rennings, Klaus; Laurer, Hendrik (1995) : Neue Wege in der Energiepolitik unter Berücksichtigung der Situation in Baden-Württemberg, ZEW-Dokumentation, No. 95-02, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/39132>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

ZEW

Dokumentation

**Neue Wege in der Energiepolitik
unter Berücksichtigung der
Situation in Baden-Württemberg**

von Dr. Klaus Rennings
Mitarbeit: Hendrik Laurer

Dokumentation Nr. 95-02

C 262155

ZEW Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH

Postfach 103443
D-68034 Mannheim
Telefon 0621/1235-01
Telefax 0621/1235-224

Neue Wege in der Energiepolitik unter Berücksichtigung der Situation in Baden-Württemberg

von

Dr. Klaus Rennings

Mitarbeit: Hendrik Laurer

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)

Mannheim, April 1995

Inhaltsverzeichnis:

	SEITE
1. <i>Der Energiemarkt: Situationsanalyse und Prognosen</i>	1
1.1. <i>Energiepreisentwicklung</i>	1
1.2. <i>Energieangebot</i>	3
1.3. <i>Energienachfrage</i>	4
2. <i>Trends in der Energiepolitik</i>	7
2.1. <i>Öffnung der Energiemärkte</i>	7
2.2. <i>Internalisierung externer Kosten</i>	9
3. <i>Ausgewählte Fragen der Energiepolitik in Baden-Württemberg</i>	11
3.1. <i>Rationelle Energienutzung</i>	11
3.1.1. <i>Ansatzpunkte</i>	11
3.1.2. <i>Die Rolle von Energieagenturen</i>	16
3.2. <i>Nutzung erneuerbarer Energiequellen</i>	17
3.2.1. <i>Sonne</i>	17
3.2.1.1. <i>Solare Wärmeversorgung</i>	17
3.2.1.2. <i>Photovoltaik</i>	19
3.2.2. <i>Biomasse</i>	21
3.2.2.1. <i>Organische Reststoffe (Biogas)</i>	21
3.2.2.2. <i>Festbrennstoffe und Rapsöl</i>	22
3.2.3. <i>Wasserkraft</i>	23
3.2.4. <i>Wind</i>	24
3.3. <i>Option Kernenergie und Energiekonsens</i>	25
3.4. <i>Energiepreise als Ansatzpunkt des Umwelt- und Klimaschutzes</i>	27
3.4.1. <i>Ökonomische Anreizinstrumente</i>	27
3.4.2. <i>Mischinstrumentelle Strategien</i>	29
3.4.3. <i>Wirkungen einer Internalisierung externer Effekte</i>	30
3.4.4. <i>Sektorale und regionale Wirkungen von Energiesteuern</i>	32
4. <i>Schlußfolgerungen und Handlungsempfehlungen</i>	36

1. Der Energiemarkt: Situationsanalyse und Prognosen

1.1. Energiepreisentwicklung

Die Situation der Energieversorgung in Baden-Württemberg kann nicht losgelöst von nationalen und internationalen Entwicklungstendenzen der Energiemärkte betrachtet werden; denn erstens ist Baden-Württemberg in hohem Maße exportorientiert und in den nationalen und internationalen Wettbewerb eingebunden, und zweitens verfügt Baden-Württemberg über keine nennenswerten Vorkommen an fossilen und nuklearen Energieträgern. Folglich werden derzeit über 95 Prozent der in Baden-Württemberg verbrauchten Primärenergieträger über Einfuhren gedeckt.

Aufgrund des hohen Anteils importierter Primärenergie ist die Energiepreisentwicklung auf dem Weltmarkt für die Energiepolitik Baden-Württembergs von entscheidender Bedeutung. Die künftige Entwicklung der Energiepreise läßt sich jedoch nicht mit Sicherheit voraussagen. So weisen z.B. Ölpreisprognosen eine starke Streubreite auf, die ein Ausdruck der beträchtlichen Unsicherheit über die Determinanten der Preisbildung auf den Weltenergiemärkten sind. Der Rohölpreis gilt allgemein als eine Art „Leitwährung“ für die Preise anderer fossiler Energieträger. Daher sollen an dieser Stelle kurz die Determinanten für die Entwicklung des Rohölpreises erläutert werden. Der zukünftige Rohölpreis hängt im wesentlichen von folgenden Faktoren ab (Prognos AG, 1992, S. 70 ff.):

- Von der weiteren Preis- bzw. Mengenpolitik der OPEC-Staaten: Hier ist grundsätzlich keine verlässliche Antwort auf die Frage nach dem künftigen Verhalten der OPEC möglich. Es ist jedoch davon auszugehen, daß die Marktmacht der OPEC-Staaten in den 90er Jahren aufgrund der kostengünstigen Fördermöglichkeiten der Nicht-OPEC-Länder begrenzt bleiben wird, und insofern eine strikte OPEC-interne Mengendisziplin wenig wahrscheinlich ist. Die Tendenz zu einem Angebotsüberhang an Rohöl dürfte für die 90er Jahre noch andauern und mit einer moderaten Ölpreisentwicklung einhergehen. Diese Meinung herrscht auch nach den jüngsten OPEC-Beschlüssen von Bali vor (Frankfurter Rundschau, 1994, Süddeutsche Zeitung, 1994). Langfristig, d.h. nach dem Jahr 2000, könnte die Marktmacht der OPEC aufgrund eines Rückgangs der kostengünstigen Ölreserven der Nicht-OPEC-Staaten wieder zunehmen. Das bedeutet für die Ölpreisprognose, daß auch unter der Annahme einer weiterhin zerstrittenen OPEC die Preise für Rohöl anziehen.
- Von der weiteren Entwicklung der Förderkosten für Rohöl: Die heute bereits erschlossenen Ölfelder in den USA und Kanada sowie Westeuropas (Nordsee) werden zum überwiegenden Teil mit Kosten von 2-8 US-\$/b gefördert. Betrachtet man die statische Lebensdauer dieser Reserven, dann betrug sie bereits 1988 in Nordamerika nur noch 8 Jahre und in Westeuropa 17 Jahre. Nach diesem Zeitraum wären die derzeit bekannten kostengünstigen Lagerstätten erschöpft. Durch Exploration und Erschließung neuer Felder

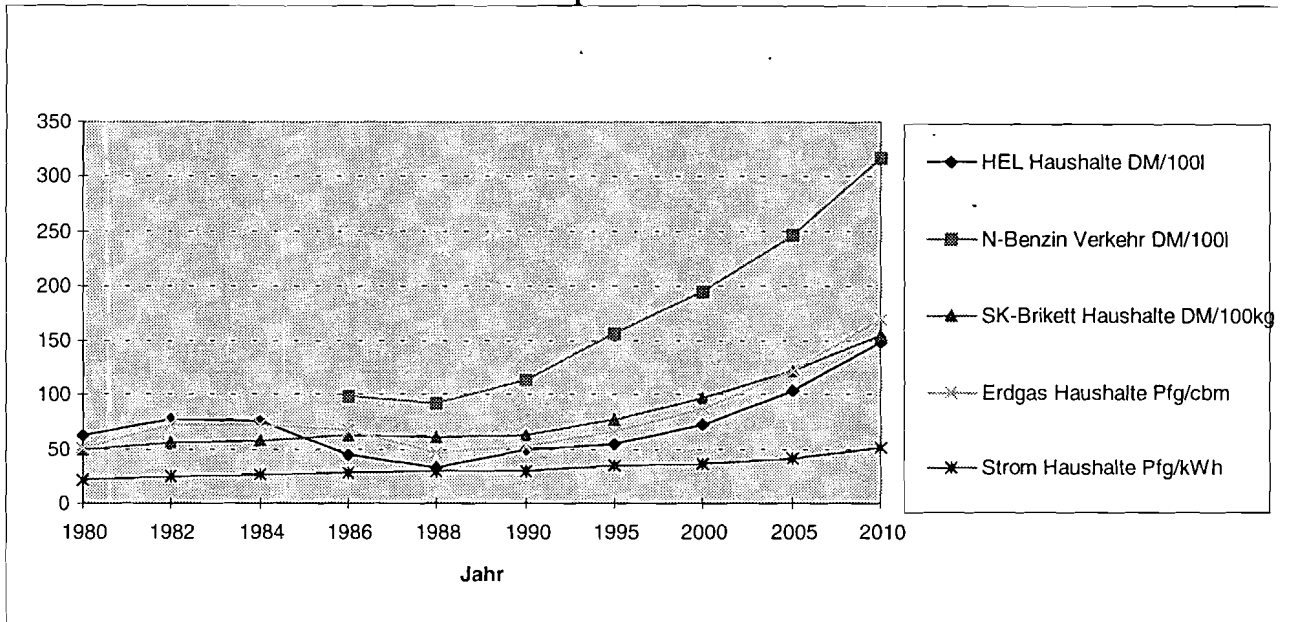
könnten die Förderanteile dieser Länder aufrechterhalten werden, wobei jedoch mit höheren Förderkosten zu rechnen ist. Bereits heute muß sich die Explorationstätigkeit in Westeuropa auf Felder mit 12-15 US-\$/b und in den USA auf 15-20 US-\$/b ausrichten. Wird die Nutzung bereits bestehender Produktivitätsspielräume genutzt, dann liegen für Nordamerika die erwarteten realen Gewinnungskosten bei ca. 20 US-\$/b im Jahr 2000 und bei 25-30 US-\$/b für das Jahr 2010.

Die Energiepreise der nicht auf Rohöl basierenden Energieträger, wie z.B. Erdgas, koppeln sich aufgrund der vitalen gegenseitigen Konkurrenzbeziehung zwischen den Energieträgern an den Ölpreis an. Diese Erfahrung hat sich in der Vergangenheit insbesondere zwischen leichtem Heizöl und Erdgas bestätigt. Für die weitere Fortschreibung wird eine solche Orientierung der Erdgaspreise an den Preisen für leichtes Heizöl unterstellt.

Schwieriger ist die Abschätzung der künftigen Kohlepreise. Hier sollte zwischen der „billigen“ Importkohle und der subventionierten heimischen Steinkohle unterschieden werden. Es wird unterstellt, daß sich der Importkohlepreis zumindest der Tendenz nach an der Ölpreisentwicklung orientiert. Für die heimische Kohle gilt nach dem Jahr 2000 eine leichte relative Verbesserung der Konkurrenzsituation gegenüber der Importkohle, die gegenwärtig fast drei mal billiger ist. Dem liegt die Annahme zugrunde, daß der Preis der heimischen Kohle im Gegensatz zur Importkohle nicht vom Weltmarktpreis für Öl, sondern vorwiegend von der heimischen Kohlepolitik bestimmt wird. Bei einem unterstellten abnehmendem Fördervolumen werden sich in Deutschland zunehmend die produktivsten Zechen durchsetzen.

Abbildung 1 zeigt die Energiepreisprognosen der Prognos AG bis zum Jahr 2010 auf der Basis von Verbraucherpreisen einschließlich Mehrwertsteuer und Verbrauchssteuern. Die Preissteigerungen ab 1990 sind weitgehend auf Steuereffekte zurückzuführen. Steueränderungen (Stand 1992) wurden bei der Prognose der spezifischen Verbrauchssteuern (Erdölbevorratungsabgabe, Mineralöl- und Heizölsteuer, Erdgas- und Flüssiggassteuer) eingearbeitet. Bis 1995 wurden die Steuersätze nominal, danach bis zum Jahre 2010 real konstant gehalten, d.h. die Steuerbelastung wird ab 1995 mit der allgemeinen Inflationsrate fortgeschrieben. Für die Mehrwertsteuersätze wurde ein Anstieg um einen Prozentpunkt auf 16 Prozent im Jahre 2000 unterstellt und eine weitere Erhöhung auf 17 Prozent im Jahre 2010 angenommen. Die Prognosewerte der Prognos AG liegen auch den Annahmen zur Entwicklung der globalen Rahmendaten für Energiebedarfsszenarien Baden-Württembergs zugrunde (Bonhoff, Fahl und Voß, 1994, S. 67).

Abb. 1: Energiepreisentwicklung für ausgewählte Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung nach Prognos AG, 1992, S. 81.

Für die Zukunft muß demnach langfristig mit real steigenden Energiepreisen gerechnet werden. Dies ist allerdings nur teilweise auf eine Verknappung der Ölreserven in den westlichen Industriestaaten und die damit verbundene Verbesserung der Verhandlungsposition der OPEC-Staaten zurückzuführen. Ein weiterer Teil der Preisanhebung ist durch die angenommene allgemeine Erhöhung der Mehrwertsteuer bedingt. Nicht in der Prognose enthalten ist eine politisch motivierte Verteuerung des Energieverbrauchs aufgrund der damit verbundenen Umweltbelastungen (Energiesteuern, Öko-Steuern), obwohl auch damit langfristig gerechnet werden muß. Insofern bezeichnet die Prognos AG ihr Preisszenario im Vergleich zu anderen Prognosen als eher moderat.

1.2. Energieangebot

Die Energieversorgung in Baden-Württemberg weist hinsichtlich des Beitrags einzelner Energieträger im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) einige besondere Merkmale auf (siehe Abbildung 2):

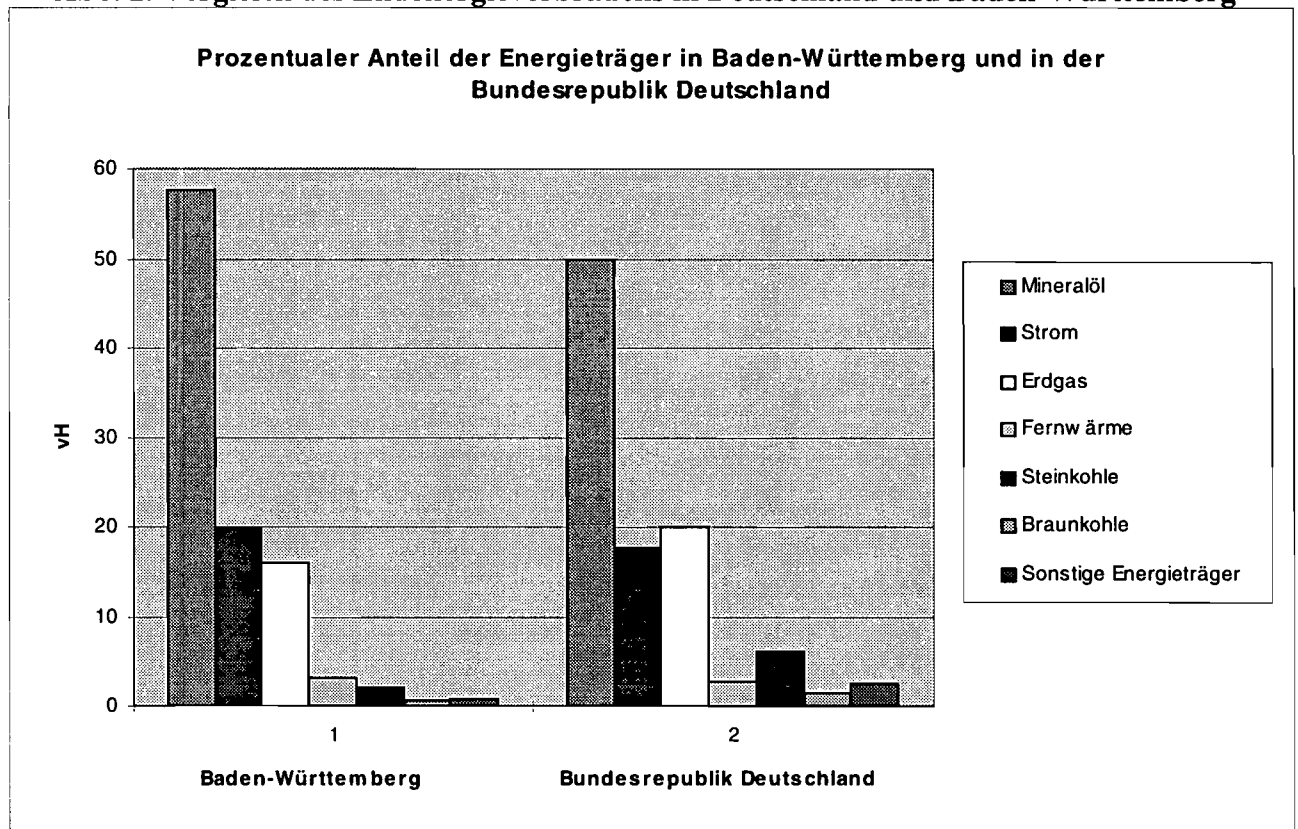
- Die Anteile von Mineralöl (57,7 Prozent) und Strom (19,7 Prozent) am Endenergieeinsatz, der vorwiegend aus Kernkraftwerken stammt, liegen über dem Durchschnitt der alten Bundesländer (50 Prozent bzw. 17,6 Prozent).
- Bei der Stromerzeugung liegt der Anteil der Kernenergie mit 53 Prozent um rund 20 Prozentpunkte über dem Bundesdurchschnitt. Auch der Anteil der Wasserkraft an der

Stromerzeugung ist mit 8 Prozent höher als im Bundesdurchschnitt, wo er nur 3,7 Prozent beträgt.

- Die Anteile von Kohle (2,7 Prozent) und Gas (16,1 Prozent) sind dagegen unterdurchschnittlich (Bund: 7,4 bzw. 19,9 Prozent).

Die Unterschiede resultieren aus dem bereits oben erwähnten Mangel an eigenen Energievorkommen und in der anders gearteten Industriestruktur. Der Anteil der energieintensiven Grundstoffindustrie liegt in Baden-Württemberg unter dem Durchschnitt der anderen Bundesländer.

Abb. 2. Vergleich des Endenergieverbrauchs in Deutschland und Baden-Württemberg



Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Energiebericht 1992, S. 21.

1.3. Energienachfrage

Die Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf die einzelnen Sektoren in Baden-Württemberg und ihre weitere Untergliederung ist aus Tabelle 1 zu entnehmen:

Tab. 1: Endenergieverbrauch Baden-Württemberg für das Jahr 1991
(Alle Angaben in Petajoule)

Endenergiever- brauch nach Sektoren	Stein- kohlen	Braun- kohlen	Sonstige feste Brenn- stoffe	Mineral- öle	Erdgas und Erdölgas	Elektrischer Strom und andere Energieträger		Summe (in Prozent)
						Strom	Fern- wärme	
Grundstoff- und Produktions- gütergewerbe	17,789	2,667	-/-	26,582	28,663	32,854	-/-	108,555 (8,6%)
Investitionsgüter produzierendes Gewerbe	1,260	-/-	-/-	15,709	15,826	33,557	-/-	66,352 (5,3%)
Verbrauchsgüter produzierendes Gewerbe	0,879	-/-	-/-	12,690	10,287	13,510	-/-	37,366 (3,0%)
Nahrungs- und Genußmittel- gewerbe	0,117	-/-	-/-	5,715	5,304	3,956	-/-	15,092 (1,2%)
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	20,046	2,637	0,351	60,960	71,335	84,084	10,492	249,905 (19,8%)
Straßenverkehr	-/-	-/-	-/-	265,352	0,058	-/-	-/-	265,410 (21,0%)
Luftverkehr	-/-	-/-	-/-	5,685	-/-	-/-	-/-	5,685 (0,5%)
Schienenverkehr	-/-	0,029	-/-	2,344	0,058	6,301	-/-	8,732 (0,7%)
Binnenschifffahrt	-/-	-/-	-/-	1,524	-/-	-/-	-/-	1,524 (0,1%)
Haushalte und sonstige Verbraucher	1,963	3,223	7,795	245,073	111,282	112,982	21,101	503,419 (39,9%)
Summe	42,054	8,556	8,146	641,634	242,813	287,244	31,593	1262,04 (100%)

Quelle: Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Energiebericht 1992, S. 52f.

Der Sektor Haushalte und sonstige Verbraucher weist mit nahezu 40 Prozent den größten Endenergieverbrauch auf. Die Anteile des verarbeitenden Gewerbes liegen mit beinahe 20 Prozent knapp unterhalb des gesamten Verkehrs, der 22 Prozent der Endenergie beansprucht. Innerhalb des Sektors Verkehr dominiert der Straßenverkehr mit 21 Prozent. Demgegenüber spielen die Grundstoffindustrie (8,6 Prozent), die Investitionsgüterindustrie (5,25 Prozent), die Verbrauchsgüterin-

dustrie (2,9 Prozent) und die Nahrungsmittelindustrie (1,19 Prozent) beim Endenergieverbrauch eine nachgeordnete Rolle.

Betrachtet man die Verwendungszwecke der von den Haushalten genutzten Energie - ohne den Sektor Verkehr - dann entfällt ein Großteil auf die Raumheizung (ca. 78 Prozent) und Warmwasserbereitung (ca. 11 Prozent) (Datenbasis 1985, siehe Voß, 1987, S. 40). Für die Kraft- und Lichterzeugung wird hingegen nur ein kleiner Teil der Energie verwendet. Ein ähnliches Verhältnis ist beim verarbeitenden Gewerbe festzustellen. Auch hier entfällt der größte Anteil des Endenergieverbrauchs (ca. 75 Prozent) auf die Bereitstellung von Wärme. Davon sind ca. 56 Prozent Prozeßwärme. 19 Prozent werden für die Raumwärme und Warmwasserbereitung aufgewendet. Die Beleuchtung hat einen Anteil von ca. 3 Prozent.

2. Trends in der Energiepolitik

2.1. Öffnung der Energiemärkte

Die Energiemärkte in Deutschland sind in vielfältiger Weise reguliert. Zur Begründung werden eine Reihe von Argumenten angeführt, die unter den heutigen Marktbedingungen den gegebenen Umfang der Regulierungen nicht mehr rechtfertigen können. Beispiele sind etwa die Sicherheit und Preiswürdigkeit der Energieversorgung. Nur wenige Argumente der „Besonderheitenlehre“ zur Begründung von Marktregulierungen in der Energiewirtschaft lassen sich unter heutigen Bedingungen noch als echte Fälle von Marktversagen identifizieren, die staatliche Eingriffe legitimieren kann (Deregulierungskommission, 1991, Tz. 274 ff.). So wird der Bereich der Erzeugung von Strom und der Produktion von Wärme keineswegs mehr als natürliches Monopol angesehen, das eine Preisaufsicht zum Schutze der Verbraucher erforderlich machen würde. Die Bedingungen eines natürlichen Monopols liegen lediglich in bestimmten Bereichen der Verteilung von Strom und Wärme vor (Fritsch, Wein und Ewers, 1993, S. 150, Deregulierungskommission, 1991, Tz. 283).

Tabelle 2 gibt einen Überblick über Regulierungen auf den Märkten für fossile Energie in Deutschland. Es wird deutlich, daß Handlungsbedarf für eine Deregulierung vor allem in den Bereichen Kohle und Strom besteht, und dort insbesondere im Bereich der Erzeugung und Verarbeitung.

Tab. 2: Regulierungen auf Märkten für fossile Energien
(regulierte Bereiche in Kursivschrift)

Energie:	Erzeugung/Import:	Verarbeitung:	Verteilung/Verwendung:
Mineralöl	-/frei	frei	frei/teilweise hoch besteuert
Erdgas	Förderabgabe/frei	-	<i>örtliche und regionale Monopole</i>
<i>Kohle</i>	<i>geschützt/beschränkt</i>	<i>vorgegeben</i>	-
<i>Strom</i>	<i>Primärenergiewahl</i>	-	<i>örtliche und regionale Monopole</i> <i>Konzessionsabgaben</i>
	<i>beschränkt</i>		

Quelle: Pfaffenberger: 1994, S. 4.

Der Bedarf für eine Marktöffnung ergibt sich aus verschiedenen Ursachen:

- Der „Standort Deutschland“ ist auf eine preiswerte Bereitstellung von Energie angewiesen. Dies setzt effiziente, funktionsfähige Märkte voraus, auf denen durch Marktanreize Innovations- und Rationalisierungspotentiale ausgeschöpft werden.
- Die EU strebt einen gemeinsamen europäischen Binnenmarkt für die leitungsgebundene Energiewirtschaft an.

- Aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes wird zunehmend die Notwendigkeit zu einer Kursänderung in der Energiepolitik gesehen. Die bestehende Struktur der Energiemärkte erweist sich aufgrund ihrer Inflexibilität als Bremser einer solchen Kursänderung. Selbst marktwirtschaftliche Instrumente zur Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung wie Steuern oder Abgaben, so steht zu befürchten, bleiben ökologisch und ökonomisch ineffizient, solange keine funktionierenden Märkte für Strom und Wärme existieren.

Zur Öffnung der Märkte für Strom und Gas hat die EU-Kommission 1992 sehr weitgehende Vorschläge vorgelegt, die die Aufhebung von Monopolen und Ausschließlichkeitsrechten, den allgemeinen Netzzugang Dritter (Third Party Access), sowie die Trennung von Netz und Betrieb (Unbundling) beinhalteten. Das Unbundling sollte gegebenenfalls organisatorisch, zumindest aber in der Rechnungslegung vollzogen werden. Die Deregulierungsbestrebungen der Kommission sind vom Europäischen Parlament inzwischen jedoch sehr weitgehend abgeschwächt worden (Pfaffenberger, 1994, S. 16).

Wirklich durchgreifende Reformen sind daher noch nicht in Sicht. Solche durchgreifenden Reformen auf der Prozeßstufe der Energieerzeugung setzen nämlich voraus, daß die Wettbewerber über gleiche Zugangsmöglichkeiten zu der nachgelagerten Prozeßstufe der Energieverteilung verfügen. Sind aber dort die Leitungsnetze regional monopolisiert und Teile der Erzeugung im Rahmen von Verbundnetzen vertikal in diese regionalen Monopole integriert, so behindert dies den Wettbewerb auf den vorgelagerten Stufen. Wettbewerb auf einer Prozeßstufe ist somit nur möglich, wenn auch auf vor- und nachgelagerten Prozeßstufen funktionsfähige Märkte existieren. Wie wenig dazu eine lediglich kalkulatorische Trennung von Netz und Betrieb in der Kostenrechnung beitragen kann, hat die Erfahrung mit der Deutschen Bundesbahn im Schienenverkehr gelehrt. Die Einführung der sogenannten Trennungsrechnung hat dort lange dazu gedient, besonders hohe Kosten der Netzvorhaltung auszuweisen und damit den steigenden Subventionsbedarf der Bahn zu legitimieren.

Relativ neu ist die politische Verknüpfung von Deregulierung und Umweltschutz. Vordergründig betrachtet ließe sich die Behauptung aufstellen, ineffiziente Energiemärkte mit überhöhten Preisen seien aus Gründen des Umweltschutzes durchaus wünschenswert, weil preiswerte Energie den Verbrauch steigere und somit weitere Umweltschäden anrichte. Mehr und mehr setzt sich jedoch die Erkenntnis durch, daß sich umweltschonende Energiearten nur dann durchsetzen können, wenn:

- Innovationspotentiale zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen und rationeller Energieverwendung ausgeschöpft werden,
- bestehende Märkte für Energie aus erneuerbaren Energiequellen und für die Nutzung von Einsparpotentialen aus der rationellen Energieverwendung geöffnet werden und
- Rationalisierungsgewinne zur Finanzierung umweltschonender Technologien verwendet werden. Eine effiziente Energiepolitik kann somit die notwendigen finanziellen Handlungsspielräume für den Umwelt- und Klimaschutz schaffen. Um es in den Worten der Deregulierungskommission auszudrücken: „Wir brauchen die billigste und günstigste

Energieversorgung, damit wir uns die umweltschonendste leisten können“ (Deregulierungskommission, 1991, Tz. 374). Ein Beispiel: Dänemark, das heute europaweit über die niedrigsten Energiepreise verfügt, führte Mitte der 80'er Jahre Energiesteuern zum Ausgleich sinkender Weltmarktpreise ein, die später zielgerichtet für Klimaschutzprogramme verwendet wurden (Krawinkel und Mez, 1994, S. 1 ff.).

2.2. Internalisierung externer Kosten

Die Berücksichtigung des Umwelt- und Klimaschutzes in der Energiepolitik kann dadurch erfolgen, daß die Kosten von Umweltschäden, die durch die Energieversorgung verursacht werden, auf die Energiepreise aufgeschlagen werden. Auf diese Weise wird die Knappheit des Faktors Umwelt in den Marktpreisen sichtbar. Umweltressourcen, die als öffentliches Gut zum Nulltarif genutzt werden, können so in den Marktmechanismus integriert und effizient alloziiert werden. Ziel des Konzepts der Internalisierung externer Kosten ist es daher, die „ökologische Wahrheit“ der Preise zu ermitteln und in den Marktpreisen sichtbar werden zu lassen. Da es sich bei dem Angebot an Umweltqualität und natürlichen Ressourcen in der Regel um (teil-)öffentliche Güter handelt, die nicht auf Märkten gehandelt werden, müssen diese Preise zunächst geschätzt werden. Dazu sind eine Reihe von Methoden zur monetären Bewertung von Umweltschäden entwickelt worden. Aufgrund von Unsicherheiten und methodischen Problemen bei der Identifizierung, Quantifizierung und Monetarisierung haben bisherige Kostenschätzungen zu sehr unterschiedlichen Bandbreiten externer Kosten geführt. Tabelle 3 zeigt einen Vergleich der Schätzungen von Hohmeyer, Ottinger sowie Friedrich und Voss.

Die großen Unterschiede in der Bewertung der Umweltkosten sind im wesentlichen darauf zurückzuführen, daß die Autoren zum Teil sehr unterschiedliche Annahmen über die durch die Energieerzeugung verursachten Umweltschäden treffen. Zentrale Unterschiede liegen beispielsweise in der Einschätzung möglicher Folgen des Treibhauseffektes sowie der Wahrscheinlichkeit eines Kernschmelzunfalls.

Schon aus den genannten Beispielen wird ersichtlich, daß die Hoffnung unrealistisch erscheint, in absehbarer Zeit zu einem Konsens über die externen Kosten der Energieerzeugung bzw. einzelner Energieträger zu gelangen. Zwar suggeriert die Strategie der „ökologischen Wahrheit“ der Preise, daß es eine Art objektiver Wahrheit geben kann. Schätzungen von externen Kosten der Energieerzeugung basieren jedoch auf subjektiven Werturteilen und Annahmen, so daß sich auf der Basis unterschiedlicher Annahmen auch sehr unterschiedliche, subjektive Wahrheiten ermitteln lassen.

Tab. 3: Externe Kosten der Stromerzeugung bei verschiedenen Energieträgern

Energieträger	Bandbreite externer Kostenschätzungen
Schätzungen HOHMEYER, 1994 (BRD):	
Fossile Brennstoffe	41,40 - 60,85 Pf/kWh
Kernenergie	4,32 - 26,06 Pf/kWh
Windenergie	0,01 - 0,01 Pf/kWh
Photovoltaik	0,44 - 0,44 Pf/kWh
Schätzungen OTTINGER, 1991 (USA):	
Kohle	2,8 - 6,8 cents/kWh
Öl	3,0 - 7,9 cents/kWh
Gas	0,78 - 1,1 cents/kWh
Kernenergie	2,91 - 2,91 cents/kWh
Windenergie	0,00 - 0,1 cents kWh
Photovoltaik	0,00 - 0,4 cents/kWh
Schätzungen FRIEDRICH & VOSS, 1993 (BRD):	
Kohle	0,44 - 1,68 Pf/kWh
Kernenergie	0,03 - 0,17 Pf/kWh
Windenergie	0,02 - 0,06 Pf/kWh
Photovoltaik	0,06 - 0,09 Pf/kWh

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Friedrich & Voss (1993), S. 119, Hohmeyer (1994), S. 5, Jochem & Hohmeyer (1992), S. 225, Ottinger (1991), S. 356 - 364.

Während die Höhe zu internalisierender externer Kosten derzeit nur mit weiten Bandbreiten angegeben werden kann, verstärkt sich der Internalisierungsdruck durch die nationalen und internationalen, teilweise in Konventionen und Reduktionszielen konkretisierten Erfordernisse des Klimaschutzes. Die politische Internalisierungsdiskussion orientiert sich zunehmend an solchen politisch-naturwissenschaftlich abgeleiteten Zielgrößen (z.B. CO₂-Reduktion), in die ökonomische und technische Aspekte nur als Randbedingung in Form der Zumutbarkeit von Kosten einfließen. In dieser Situation ist es die Aufgabe der Monetarisierung, aufzuzeigen, daß Klima- und Umweltschutz nicht nur Kosten verursachen, sondern auch Kosten (der Umweltverschmutzung) einsparen. Angesichts der künftig notwendigen Anstrengungen gerade im vorsorgenden Umweltschutz werden monetäre Bilanzen von ansonsten unsichtbaren externen Kosten wohl auch weiterhin unentbehrlich bleiben.

3. Ausgewählte Fragen der Energiepolitik in Baden-Württemberg

3.1. Rationelle Energienutzung

3.1.1. Ansatzpunkte

In der rationellen Energienutzung wird häufig das größte Potential zur Verringerung von Treibhausgasen gesehen. Die Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages hat 1990 geschätzt, daß 120 Millionen Tonnen Treibhausgase - also 17 Prozent der heutigen Emissionen - durch erhöhte Energieeffizienz eingespart werden können. Dies beinhaltet die Einsparung von 75 Millionen Tonnen im Endenergieverbrauch (Haushalte, Verkehr, Industrie etc.) und weiterer 45 Millionen Tonnen durch die Verdopplung des heutigen Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung (Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages, 1990, S. 158 ff.). Wie bedeutsam und effizient rationelle Energienutzung im Klimaschutz ist, wird deutlich, wenn man bedenkt, daß die CO₂-Vermeidungskosten bei der Wärmedämmung 0,15 bis 0,40 DM je kg CO₂ betragen (Kosten pro eingesparte kWh Brennstoff: 0,05 bis 0,10 DM) (ISI, 1994, S. 22). Zum Vergleich: Die Stromgestehungskosten der Photovoltaik liegen in Baden-Württemberg zwischen 1,20 und 1,50 DM/kWh (Staiß, Böhnisch, Pfisterer, Stellbogen, 1994, S. 26 sowie Abschnitt 3.2.1.2., Abb.4 dieser Expertise).

Tab. 4: Potentiale der Rationellen Energieverwendung in Baden-Württemberg im Bereich Industrie und Kleinverbrauch

	Änderung des spezifischen Bedarfs bis 2020		Zusätzliche Kosten Mio DM
	autonom	zusätzlich	
Industrie			
- Brennstoffe	- 36 %	- 16 %	310
- Strom	- 18 %	- 10 %	220
prozeßenergieintensive Branchen des KV			
- Baustoffe	- 10 %	- 24 %	120
- Strom	+ 45 %	- 11 %	250

Quelle: Jochem, Bradke, Mannsbart und Oetjen, 1994, S. 102.

Tabelle 4 enthält die Potentiale der rationellen Energienutzung für die Bereiche Industrie und Kleinverbrauch, wie sie in einer Studie für das Projekt „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg“ der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg ermit-

telt wurden. Unterschieden wird eine autonome „Status quo“-Entwicklung (Änderungen des Energieverbrauchs aufgrund bereits heute vorhersehbarer technischer und struktureller Entwicklungen) sowie zusätzliche Potentiale durch eine darüber hinausgehende Förderung der rationellen Energienutzung. Die Zunahme des Strombedarfs beim Kleinverbrauch in der Status quo-Entwicklung ergibt sich hauptsächlich aus dem Wachstum der relativ stromintensiven Kleinindustrie und des Handwerks.

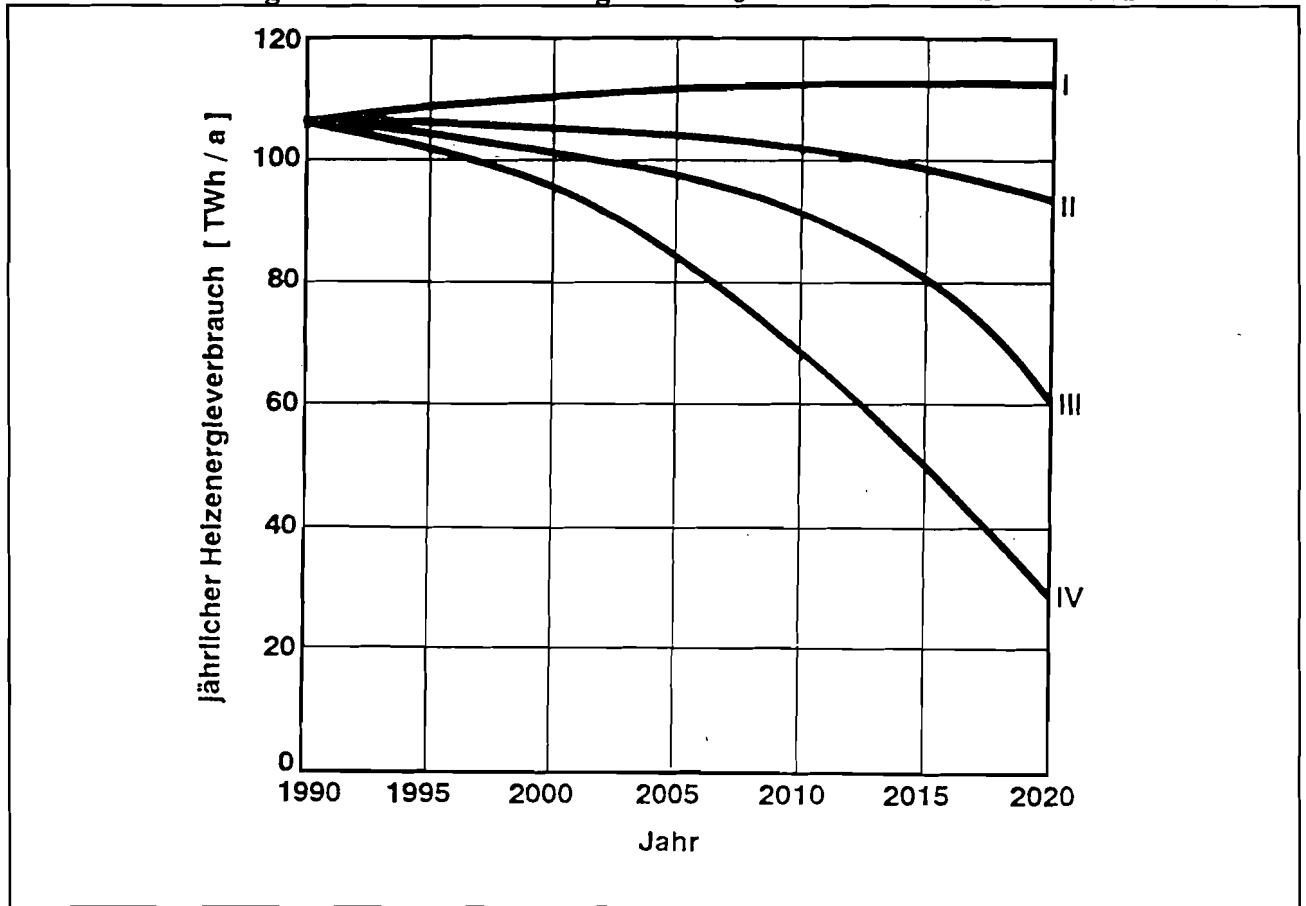
Hinsichtlich der Potentiale der Kraft-Wärme-Kopplung werden in der genannten Studie Abstriche gegenüber den Zielwerten der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre gemacht“. Ging diese noch von einem CO₂-Minderungspotential durch Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg von 2,8 bis 3,5 Mio t CO₂ aus, so sprechen die Gutachter angesichts der Tatsache, daß seit dem Enquete-Bericht bereits ein Drittel des Bezugszeitraumes verstrichen ist, von einem Potential von nunmehr nur noch 1,9 bis 2,3 Mio t CO₂ (Jochem, Bradke, Mannsbart, Oetjen, 1994. S. 103).

Neben dem Bereich Industrie und Kleinverbrauch bestehen hohe Rationalisierungspotentiale im Gebäudebereich. So entfielen 1991 rund 32 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs Baden-Württembergs auf die Erzeugung von Raumwärme, wo ein relativ hoher Anteil der Wärmeverluste durch die Gebäudehülle mit einer besseren Dämmtechnik vermieden werden könnte. Abb. 3. zeigt unterschiedliche Reduktionsszenarien (Gierga, Erhorn, 1994, S. 47 ff.):

- Szenario I: Status quo
Dieses Szenario stellt die Referenzentwicklung mit einer Fortschreibung des technischen Status quo dar (minimale Sanierungsquote des Altbaubestandes und Verbesserung im Neubaubereich nach den Mindestanforderungen der neuen Wärmeschutzverordnung 1995). Es ergibt sich im Jahr 2020 ein Endenergiebedarf von 399,6 PJ/a, was einen Anstieg von 6,7 Prozent bedeutet.
- Szenario II: Altbau konsequent
Nach dem Szenario II gelten bis zum Jahre 2020 die Standards der Wärmeschutzverordnung von 1995 und der zu erwartenden Heizanlagenverordnung sowohl für Neubauten als auch für Altbauten. Es unterstellt eine Sanierungsquote von jährlich 1 Prozent des gesamten Bestandes, was aber angesichts der bestehenden Baukapazitäten und Investitionsmöglichkeiten nicht praktikabel zu sein scheint. Nach Szenario II könnten im Jahr 2020 im Vergleich zu Szenario I 39,6 PJ/a eingespart werden, also rund 10 Prozent.
- Szenario III: Altbau verschärft
Szenario III ist eine verschärfte Version von Szenario II. Bis zum Jahre 2020 müßten alle Altbauten nach den Standards der Wärmeschutzverordnung von 1995 saniert sein. Dies erfordert eine Sanierungsquote von 4 Prozent jährlich, was ohne rigorose politische Weichenstellungen und beschäftigungsstrukturelle Maßnahmen nicht denkbar ist. Die Einsparungen im Vergleich zu Szenario I betragen hier 154,4 PJ/a, also mehr als ein Drittel.
- Szenario IV: technisch möglich
Szenario IV unterstellt, daß der voraussichtliche Stand der Technik von 2020, der heute

teilweise noch in der Entwicklung befindlich ist, bereits in allen Gebäuden eingesetzt wird. Das Reduktionspotential beträgt 232,2 PJ/a, also mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs.

Abb. 3: Mögliche zukünftige Verläufe des jährlichen Endenergieverbrauches für die Raumheizung in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2020 für die Szenarien I bis IV



Quelle: Gierga und Erhorn, 1994, S. 49.

Zur Umsetzung der Potentiale der rationellen Energieverwendung bedarf es starker ökonomischer Anreize. Die Internalisierung externer Kosten kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten, wie das Beispiel Wärmedämmung zeigt. Nach Schätzungen von Hartmann verringert sich die Amortisationszeit konventioneller Wärmedämmung, z.B. durch Schaum- und Faserstoffe, bei der Einbeziehung sozialer Kosten von 25 Jahre auf 2 bis 4,5 Jahre, je nachdem, ob die obere oder untere Grenze der Schätzungen sozialer Kosten nach Hohmeyer zugrundegelegt werden (Hartmann, 1993, S. 104). Wärmerückgewinnung im gewerblichen Bereich ist sogar ohne die Einbeziehung sozialer Kosten wirtschaftlich, so daß der ohnehin vorhandene ökonomische Anreiz zur Energieeinsparung noch verstärkt werden kann. Eine Verbesserung der relativen Amortisationsdauern ist hier aber außerordentlich wichtig, da Einsparinvestitionen mit alternativen Mittelverwendungen konkurrieren, die häufig auch Amortisationsdauern von weniger als 5 Jahren aufweisen.

Eine reine Preisstrategie ist zur Entfaltung der Potentiale einer rationellen Energienutzung jedoch nicht ausreichend. Denn selbst Preisvorteile, die durch rationelle Energienutzung entstehen wür-

den, führen aus einer Reihe von Gründen nicht zu den gewünschten Rationalisierungsinvestitionen. Ursachen für Marktversagen sind etwa (ISI, 1994, S. 13, Lechner, 1994, S. 20):

- Informationsmängel bezüglich der Möglichkeiten von Rationalisierungsinvestitionen,
- fehlender Anpassungsdruck bei Vermietern, die hohe Raumheizungskosten problemlos überwälzen können,
- unvollkommene Kapitalmärkte, auf denen an sich rentable Investitionen aus Kapitalmangel nicht durchgeführt werden und
- rechtliche Regelungen, die eine rationelle Energienutzung eher behindern, wie z.B. degressiv wirkende Stromtarife.

Eine Strategie zum Abbau dieser Barrieren muß daher nach Zielgruppen differenziert vorgehen (ISI, 1994, S. 15 ff.):

- In den Haushalten geht es um die Beseitigung der Informationsdefizite von Bauherren, Hauseigentümern und Fachleuten (Architekten, Ingenieure, Bauplaner etc.).
- In Industrie und Gewerbe müssen Kenntnismängel in kleinen und mittleren Betrieben sowie in großen Betrieben mit einem niedrigen Energiekostenanteil abgebaut werden. Zudem muß die Finanzierung erleichtert werden. Anreize für die Kraft-Wärme-Kopplung können durch eine höhere Vergütung der Stromeinspeisung in das öffentliche Netz geschaffen werden.
- Auch bei öffentlichen Gebäuden und Einrichtungen müssen Kenntnismängel der politisch Verantwortlichen abgebaut werden. Darüber hinaus können durch eine verstärkte Koordination und Gesamtkostenbetrachtung über behördliche Einheiten und Teilhaushalte hinweg zusätzliche Rationalisierungspotentiale erschlossen werden.
- Da es sich bei den Energieversorgungsunternehmen (EVU) allgemein um Gebietsmonopole handelt, bestehen hier kaum betriebswirtschaftliche Anreize zu Investitionen in energiesparende Maßnahmen. Bei den EVU muß daher der betriebswirtschaftliche Anreiz zur Durchführung solcher Maßnahmen gestärkt werden.

Eine Politik zum Abbau dieser Hemmnisse kann prinzipiell auf der Ebene des Bundes, des Landes und der Kommunen ansetzen. Wie die folgende Tabelle 5 zeigt, sind auf Länderebene insbesondere finanzielle Förderprogramme sowie Maßnahmen zur Information, Motivierung, Beratung und Fortbildung von Bedeutung. Um diese Aufgaben effizient zu erfüllen, sind in einer Reihe von Ländern Energieagenturen gegründet worden.

Tab. 5: Grundsätzliche energiepolitische Handlungsmöglichkeiten des Bundes, des Landes und der Kommunen zur Förderung der rationellen Energienutzung

	Bund	Länder	Kommunen
Vorschriften	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmeschutz-, • Heizanlagen-, • Heizkosten-, • Wärmenutzungs-, • Gebäudeleasing-Verordnung 	<ul style="list-style-type: none"> • Landesbauordnung • Durchführung von Bundesgesetzen • Vorschriften für eigene und bezuschulte Gebäude 	<ul style="list-style-type: none"> • Bauleitplanung • Bebauungsplan • Vorschriften für eigene Gebäude
Energiepreisgestaltung	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Energieabgabe • BTO für leitungsgebundene Energieträger 	<ul style="list-style-type: none"> • Preisaufsichten über EVU (Preisstrukturen, Least-Cost Planning) 	<ul style="list-style-type: none"> • Einfluß auf Stadtwerke (lineare Tarife, verbrauchsabhängige Leistungspreise bei fernwärme- und gasbeheizten Gebäuden)
Institutionen	-/-	<ul style="list-style-type: none"> • Energieagentur • Energieberatungsstellen 	<ul style="list-style-type: none"> • Energiewirtschaftsstelle • Arbeitskreise mit EVU, Verbänden, Kammern
Freiwillige Selbstverpflichtungen	<ul style="list-style-type: none"> • Hersteller von Massengütern, energieintensive Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> • in einigen Fällen, z.B. Elektrogerätehandel, Gastgewerbe, Least-Cost Planning der EVU 	<ul style="list-style-type: none"> • nur sehr eingeschränkt möglich
Finanzielle Anreize	<ul style="list-style-type: none"> • FuE-Förderung • steuerliche Anreize • Investitionszuschüsse (größere Programme) 	<ul style="list-style-type: none"> • Pilotprojekte • Zuschußprogramme (Schwerpunkte) 	<ul style="list-style-type: none"> • spezielle, kleinere Zuschußprogramme
Motivierung, Information, Beratung, Fortbildung	<ul style="list-style-type: none"> • Verlautbarungen • Handbücher • Beratungsförderung 	<ul style="list-style-type: none"> • Fortbildungsprogramme • Energieberatung • Motivierung von Verbänden und Unternehmensleitungen • Schwerpunktaktionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Energieberatung • Motivierung von Verbänden, Unternehmen, Bürger • Schwerpunktaktionen
Förderung neuer Dienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> • Modellvorhaben, z.B. Contracting, Wärmelieferung, Objekt- und Betreibergesellschaften, Fernüberwachung; • Klärung von rechtlichen Fragen, Risikoverteilung und Musterverträgen 	<ul style="list-style-type: none"> • Modellvorhaben für neue Dienstleistungen, • Bürgschaften für Contracting 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderung von Initiativen bei Stadtwerken • Bürgschaften für Contracting von Handwerksbetrieben

Quelle: ISI, 1994, S.30.

3.1.2. Die Rolle von Energieagenturen

Wie bereits erwähnt, bestehen nicht nur auf Seiten der Energienachfrager Barrieren zur Nutzung von Potentialen der rationellen Energienutzung. Auch auf Seiten der Energieanbieter herrschen Inflexibilitäten, die in Unvollkommenheiten des Energiemarktes begründet liegen. So haben etwa Erfahrungen in den USA gezeigt, daß die Energieversorger ihre Kapazitäten selbst dann erweitern, wenn die Einsparung von Energie im Vergleich zur Erzeugung wesentlich kostengünstiger ist. Zur Verbesserung dieser Situation wurde in den USA das Konzept des Least-Cost-Planning entwickelt. Bei Least-Cost-Planning handelt es sich um ein „Planungs- und Regulierungskonzept, bei dem zur Sicherstellung einer kostenminimalen Befriedigung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen explizit nachfrageseitige Optionen (Einsparmaßnahmen, Substitution) in die Überlegungen integriert und mit den angebotsseitig vorhandenen Potentialen abgeglichen werden“ (Lechner, 1994, S. 21). Ansätze zu einem Least-Cost-Planning in Deutschland bestehen vor allem in Informations- und Beratungsaktivitäten, für die inzwischen in einer Reihe von Bundesländern Energieagenturen gegründet worden sind. Ein darüber hinausgehendes Betätigungsfeld für Energieagenturen ist das sogenannte „Third-Party-Financing“ oder Contracting. Hierbei handelt es sich um einen Vertrag über eine Dienstleistung zur rationellen Energienutzung eines Dritten, wobei sich der Anbieter der Energiedienstleistung (Contractor) aus den erzielten Erträgen durch die Energieeinsparung finanziert (Bräuer, 1994, S. 23).

In Karlsruhe wurde im Frühjahr 1994 die Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA) gegründet. Ihr Schwerpunkt liegt nach eigener Darstellung „auf den Gebieten der rationellen Energienutzung und des sparsamen Umgangs mit Energie und vor allem auch in einer verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger“ (Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 1994). Aktuelle Projekte der KEA betreffen insbesondere kommunale Energiekonzepte, Baugebietskonzepte und private Energieprojekte. Für eine Bewertung der Arbeiten der KEA ist es noch zu früh. Wie die Agentur als Initiator, Berater und finanzieller Träger von Maßnahmen zur rationellen Energienutzung künftig wirken kann, sei an einem Projekt der bereits 1991 gegründeten Hessen-Energie GmbH in der Stadt Schlitz verdeutlicht. Die Stadt Schlitz plante eine Wasserkraftanlage, konnte aber nicht das dafür notwendige Kapital aufbringen. In dieser Situation ist die Hessen-Energie GmbH als Berater und Contractor tätig geworden. Der Strom, der mit der Anlage gewonnen wird, geht nun in das Netz der Stadtwerke. Das Darlehen der Energieagentur wird über die Einspeisevergütung getilgt. Nach Ablauf der Tilgung geht die Wasserkraftanlage in den Besitz der Stadtwerke über. Ein ähnliches Projekt betrifft die optimale energetische Nutzung von Klärgas in der Kläranlage des Abwasserverbandes Limburg (ISI, 1994, S. 76).

Die Beispiele zeigen, daß es sich bei den Tätigkeitsfeldern der Energieagenturen weitgehend um Aktivitäten handelt, die potentiell auch von EVU wahrgenommen werden können, aber aufgrund geringer Anreize und geringen Wettbewerbsdrucks unterbleiben. Eine wichtige Funktion der Energieagenturen besteht somit darin, die EVU für diese neuen Märkte zu sensibilisieren.

3.2. Nutzung erneuerbarer Energiequellen

3.2.1. Sonne

3.2.1.1. Solare Wärmeversorgung

Sonnenkollektoren für die Warmwasserbereitung in Ein- und Zweifamilienhäusern weisen bereits heute hinsichtlich Energieausbeute, Lebensdauer und Wartungsaufwand zufriedenstellende Ergebnisse auf. Wirtschaftlich lohnend sind jedoch unter den heutigen Bedingungen lediglich einfache Kunststoffkollektoren zur Schwimmbaderwärmung. Entsprechend ist die bislang installierte Kollektorfläche in Baden-Württemberg mit $0,04 \text{ km}^2$ im Vergleich zu einer maximal errichtbaren Kollektorfläche allein auf Dächern von 85 km^2 , wovon 41 km^2 sinnvoll mit Kollektoren belegt werden können, unbedeutend (Nast und Nitsch, 1994, S. 1 und 4).

In einem Gutachten im Rahmen des Projekts „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg“ wurden Potentiale der solaren Wärmeversorgung sowie die damit verbundenen CO_2 -Vermeidungskosten geschätzt. Eine Übersicht über die wesentlichen Ergebnisse gibt Tabelle 6. Das Gutachten zeigt anhand eines Ausbaupfades für Individualanlagen und Nahwärmanlagen, wie bis zum Jahr 2005 15 Prozent des Nutzwärmebedarfs in Baden-Württemberg durch solare Wärmeversorgung gedeckt werden kann. Dazu sind staatliche Förderprogramme bis zum Jahr 2005 erforderlich. Nach 2005 soll sich die solare Wärmeversorgung nach den Annahmen der Gutachter auch ohne staatliche Subventionen wirtschaftlich rechnen.

Das zentrale Hemmnis zur Ausschöpfung des Potentials der solaren Wärmeversorgung liegt im niedrigen Preis fossiler Energien. So trägt sich die solare Wärmeversorgung auch bei der Realisierung des ambitionierten Ausbaupfades nach den Annahmen der Gutachter nur dann selbst, wenn der Preis für Heizöl bei 1 DM/l liegt (Geldwert 1990). Eine Internalisierung der externen Kosten fossiler Energieträger erscheint als Voraussetzung für diese Strategie somit unerlässlich. Nast und Nitsch schlagen für das Land Baden-Württemberg vor, nicht auf eine bundesweite Energie- oder CO_2 -Steuer zu warten, sondern bereits im Vorgriff darauf mit relativ geringen Abgaben den Ausbau und die Markteinführung erneuerbarer Energiequellen zu beschleunigen: „Eine Abgabe von lediglich $1/10 \text{ Pfg/kWh}_{\text{th}}$ auf den derzeitigen Endenergieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser in Baden-Württemberg ergibt bereits ein Mittelaufkommen von gut 100 Mio DM/a. Dies reicht aus, um ein wirksames Förderprogramm für den Einsatz erneuerbarer Energiequellen zur Wärmeerzeugung in Gang zu setzen. Diese Abgabenhöhe entspricht einer jährlichen Belastung eines Durchschnittshaushaltes von 16 DM/a und von rund 110 DM/a für ein mittleres Nichtwohngebäude (Kleinverbraucher und Industrie)“ (Nast und Nitsch, 1994, S. 8).

Tab. 6: Potentiale der solaren Wärmeversorgung in Baden-Württemberg

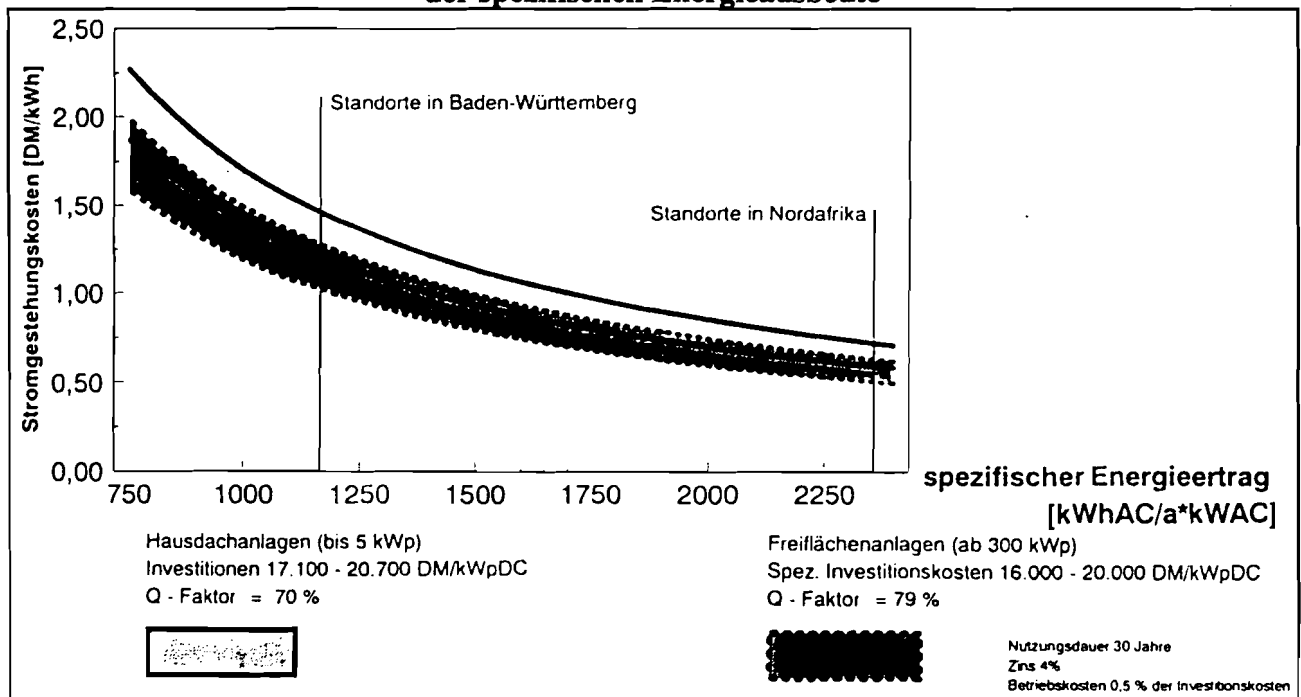
TECHNIK UND WÄRMEGESTEHUNGSKOSTEN	
kleine Warmwasserbereitungsanlagen (Ein/Zweifamilienhäuser):	
- derzeitige Nutzwärmekosten:	29 - 34 Pfg/kWh
- Kosten bei Serienproduktion	25 Pfg/kWh
- partiell realisierbare Kosten bei günstigen Bedingungen	11 - 15 Pfg/kWh
Gemeinschaftsanlagen (niedrige solare Deckungsanteile):	
- derzeitige Nutzwärmekosten	15 Pfg/kWh
- Kosten bei Ausbau solarer Nahwärmesysteme	7 - 12 Pfg/kWh
- hinzuzuzählende Wärmeverteilungskosten	1,3 - 9,3 Pfg/kWh
Gemeinschaftsanlagen (hohe solare Deckungsanteile):	
- noch in Entwicklung	
- Kosten bei Ausbau solarer Nahwärmesysteme	12 - 16 Pfg/kWh
- hinzuzuzählende Wärmeverteilungskosten	1,3 - 9,3 Pfg/kWh
NUTZUNGSPOTENTIALE	
- maximal errichtbare Kollektorflächen auf Dächern	85 km ²
- davon sinnvoll nutzbar für Solarkollektoren	41 km ²
- gebäudenahe Stellflächen, Überdachungen	35 km ²
- bislang installierte Kollektorenfläche	40.000 m ²
- wirtschaftlich nutzbar bei Heizölpreis von 90 Pfg/l	9,5 TWh/a
- Anteil des wirtschaftlich nutzbaren Potentials in % des technisch-strukturellen Potentials	40 %
CO₂-VERMEIDUNGSKOSTEN	
- derzeit (günstigste Anlage)	265 DM/t CO ₂
- 2005 (günstigste Anlage)	188 DM/t CO ₂
- 2020 (günstigste Anlage)	46 DM/t CO ₂
- 2030 (günstigste Anlage)	0 DM/t CO ₂
AUSSCHÖPFUNG DES NUTZUNGSPOTENTIALS	
- Wachstumsrate bis 2005	30 % jährlich
- resultierendes Potential bis 2005	1,2 TWh/a
- Wachstumsrate bis 2020	20 % jährlich
- resultierendes Potential bis 2020	13,3 TWh/a
- Anteil an Nutzwärmebedarf Baden-Württembergs 2020	15 %
ERFORDERLICHE SUBVENTIONEN	
Individualanlagen:	
- notwendige Förderquote Individualanlagen 2000	30 %
- notwendige Förderquote Individualanlagen 2005	0 %
- kumulierte Subventionen bis 2005	158 Mio DM
- höchster jährlicher Subventionsbedarf (2000)	27 Mio DM/a
Solare Nahwärmeeinrichtungen:	
- notwendige Förderquote bis 1999 (Demo-Anlagen)	40 %
- ab 2000 Breitenförderung	sinkende Förderquote
- notwendige Förderquote 2005	0 %
- kumulierte Subventionen bis 2005	470 Mio DM

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Nast und Nitsch, 1994, S. 3 - 10.

3.2.1.2. Photovoltaik

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien weist die Photovoltaik (direkte Umsetzung von Sonnenlicht in Elektrizität mit Hilfe von Solarzellen) eine breite Palette von Anwendungsmöglichkeiten auf, die vom Taschenrechner bis zum Kraftwerk im Megawatt-Bereich reichen. 80 Prozent der Photovoltaik-Modulproduktion entfallen bislang auf netzisierte Anwendungen, während auf den für die Energieversorgung Baden-Württembergs zentralen Bereich der netzgekoppelten Anwendungen lediglich 20 Prozent entfallen (z.B. 1000-Dächer-Programm) (Staiß, Böhnisch, Möblein, Pfisterer, Stellbogen, 1994, S. 153). Die Stromgestehungskosten liegen unter der Einstrahlungsbedingungen Baden-Württembergs für Hausdachanlagen heute bei etwa 1,20 bis 1,50 DM/kWh, bei größeren Anlagen auf Freiflächen bei etwa 1,00 - 1,30 DM/kWh (Abbildung 4). Eine Halbierung der Kosten bis zum Jahre 2005 und eine Reduzierung um den Faktor 3 bis 5 bis zum Jahre 2020 wird für möglich gehalten.

Abb. 4: Derzeitige Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Anlagen in Abhängigkeit von der spezifischen Energieausbeute



Quelle: Staiß, Böhnisch, Möblein, Pfisterer, Stellbogen, 1994, S. 154.

Bei einer Berechnung des technischen Potentials anhand der verfügbaren Dach- und Freiflächen ergibt sich ein Potential, das größer ist als der gesamte Strombedarf in Baden-Württemberg. Werden dagegen Restriktionen wie mangelnde Speicherbarkeit und die bestehende Struktur des Kraftwerksystems berücksichtigt, reduziert sich das Potential auf eine Größenordnung von 20 Prozent der heutigen Stromerzeugung. Auch die Ausschöpfung dieses technischen Potentials dürfte aufgrund von Engpässen auf der Angebots- und Nachfrageseite nicht realisierbar sein. Auf der Angebotsseite ist eine Ausweitung der Produktion in dem genannten Umfang weder realistisch noch ökonomisch sinnvoll. Auf der Nachfrageseite lehrt die Erfahrung des „1000-Dächer-Programms“,

daß solche Programme nur mit einer öffentlichen Förderung von mindestens 50 Prozent auf das Interesse privater Nutzer stoßen. Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg hat in einem Gutachten für das Projektes „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg“ der Akademie für Technikfolgenabschätzung ein Ausbauprogramm empfohlen, das im Jahr 2005 zu einer jährlichen Produktion von 0,3 PJ führen würde, was 0,15 Prozent der Stromerzeugung Baden-Württembergs von 1990 ausmacht (Staiß, Böhnisch, Mößlein, Pfisterer, Stellbogen, 1994, S. 155).

Ein solches Ausbauprogramm würde bis zum Jahr 2005 bei 50prozentiger Förderung ein Fördervolumen von 400 Mio DM erfordern. In dem genannten Gutachten wird erwogen, zur Finanzierung dieser Investitionen einen „Klimafonds“ einzurichten, der aus einem sogenannten Klimapfennig gespeist werden könnte, d.h. aus einer zeitlich befristeten Sonderabgabe auf den Stromverbrauch: „Dieser Überlegung liegt zugrunde, daß grundsätzlich jeder, der von Maßnahmen zum Klimaschutz profitiert, auch an den Kosten beteiligt werden sollte. Bei einem Stromverbrauch der Sondervertrags- und Tarifkunden in Höhe von 53 TWh (1992) in Baden-Württemberg stünden bei einer Abgabe von 1 DM/kWh pro Jahr 530 Mio DM zur Verfügung. Die privaten Haushalte würden durchschnittlich nur mit rund 2,50 DM pro Monat belastet. Die empfohlene Förderung des Aufbaus der Photovoltaik erfordert dann etwa 6,3 Prozent der Erträge des Fonds“ (Staiß, Böhnisch, Mößlein, Pfisterer, Stellbogen, 1994, S. 156).

Wie aus den obigen Ausführungen ersichtlich wird, besteht das zentrale Hemmnis zum Ausbau der Photovoltaik in der noch mangelnden Wirtschaftlichkeit dieser Technologie. Eine Förderpolitik sollte daher darauf gerichtet sein, zunächst vorhandene Kostendegressionspotentiale im Bereich der Forschung und Entwicklung auszuschöpfen, ohne den Markt zu früh in zu großem Umfang mit einer auf lange Zeit subventionsbedürftigen Technologie zu belasten. Aufgrund begrenzter Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energien und rationeller Energienutzung sollten zunächst vorrangig jene Optionen gefördert werden, die nahe an der Wirtschaftlichkeitsschwelle sind oder sie bereits überschritten haben und gleichzeitig einen relativ hohen Beitrag zur Energieversorgung leisten können. Auf der Basis einer solchen Politik dürfte auch die Photovoltaik langfristig einen bedeutenden Platz in der Energieversorgung einnehmen, nämlich dann, wenn die bereits heute absehbaren Kostendegressionspotentiale ausgeschöpft worden sind.

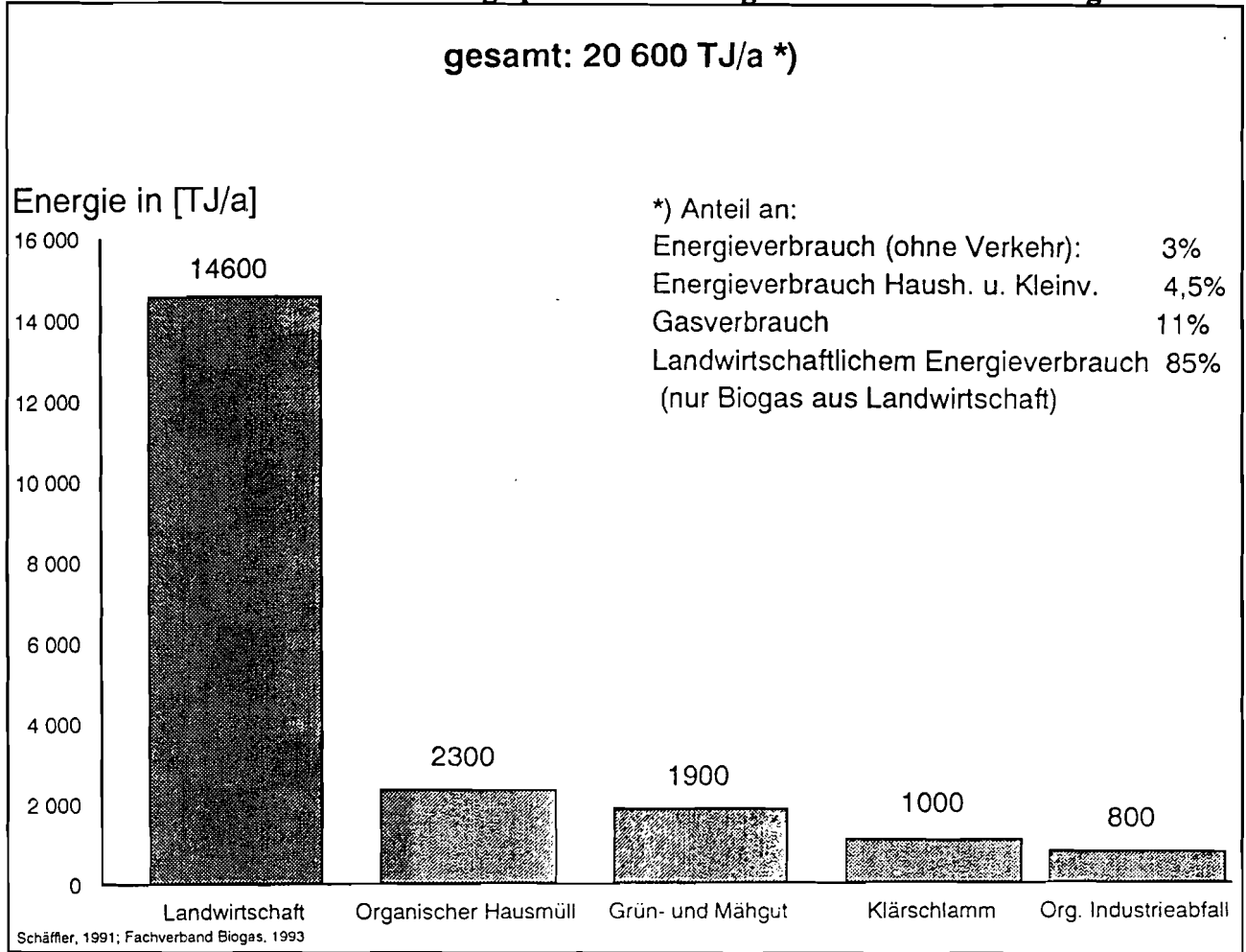
Der Import von solarer Elektrizität und Wasserstoff ist als langfristige Optionen der Energieversorgung anzusehen. Sie bedürfen zu ihrer Verwirklichung einer Reihe energiewirtschaftlicher und politischer Weichenstellungen auf internationaler Ebene, wie etwa einer Verlagerung der energiewirtschaftlichen Prioritäten zugunsten der Erschließung erneuerbarer Ressourcen. Die politischen Rahmenbedingungen dürften auch in Zukunft entscheidend von der Versorgungslage mit fossilen Energieträgern geprägt werden. Selbst bei deutlichen Implusen für ein weltweites Versorgungsnetz mit solarer Elektrizität und Wasserstoff ist mit nennenswerten Beiträgen zur Energieversorgung aber frühestens im Jahre 2005 zu rechnen. Die Kosten importierter solarer Elektrizität könnten dann aber mit Bereitstellungskosten von 0,20 bis 0,30 DM/kWh um das Jahr 2005 und unter 0,20 DM um 2020 deutlich unter den Kosten der solaren Stromproduktion im Inland liegen (Staiß, Böhnisch, Mößlein, Pfisterer, Stellbogen, 1994, S. 157 ff).

3.2.2. Biomasse

3.2.2.1. Organische Reststoffe (Biogas)

Bei der Gewinnung von Energie aus Biomasse ist zwischen organischen Reststoffen (Einsatz zur Biogasgewinnung) sowie Festbrennstoffen (Holz, Stroh, Pflanzen) und Raps zu unterscheiden. In Baden-Württemberg fallen pro Jahr etwa 34 Millionen Tonnen organische Reststoffe an, von denen mit 25 Millionen Tonnen der weitaus größte Teil aus der landwirtschaftlichen Tierhaltung stammt. Die restlichen 9 Millionen Tonnen verteilen sich auf organischen Hausmüll, Klärschlamm, Grün- und Mähgut sowie organischen Industrieabfall (Nitsch, Rettich, Köttner, 1993, S. 81). Das daraus resultierende technische Potential der Biogaserzeugung durch die Vergärung organischer Reststoffe liegt bei rund 20 PJ/a, wovon sich aber vermutlich selbst unter günstigsten Bedingungen allenfalls 50 Prozent praktisch realisieren lassen. Wie Abbildung 5 zeigt, ist die Biogaserzeugung vor allem für den landwirtschaftlichen Bereich interessant, wo bei einer optimalen Ausnutzung des Potentials 85 % des Energiebedarfs aus Biogas gewonnen werden könnten. Bei der Biogasgewinnung aus Müll, Schlämmen sowie Grün- und Mähgut steht dagegen nicht die Energieversorgung im Vordergrund, sondern die umweltschonende Behandlung der Abfälle. Die Gesteungskosten liegen für landwirtschaftliche Anlagen bei der derzeitigen Biogastechnik in einer Bandbreite zwischen 5,3 und 30,5 Pfg/kWh (Nitsch, Rettich, Köttner, 1993, S. 88).

Während organischer Industriemüll und Klärschlamm schon heute zu rund 50 Prozent vergärt werden, ist das Potential der landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit derzeit nur 30 TJ/a noch nahezu ungenutzt. Weiterer Handlungsbedarf zur Förderung der Biogasgewinnung in Baden-Württemberg wird deshalb in einem abgestimmten Konzept zwischen Umwelt-, Energie- und Landwirtschaftspolitik gesehen. Wie Nitsch, Rettich und Köhler schreiben: „Für landwirtschaftliche Biogasanlagen, die anaerobe Behandlung von Abwässern und fester organischer Abfälle (Biomüll) stehen heute praktikable technische Lösungen bereit. Weitere Forschung und Entwicklung kann zu weiterer Prozeßverbesserung, zu höheren Gasausbeuten und damit zu Kostensenkungen führen. Erfolge in dieser Hinsicht erfordern allerdings einen ausreichenden Rückhalt in der Politik, längerfristig abgesicherte Entwicklungsprogramme und Markteinführungskonzepte und gut aufbereitete Informationen für die potentiellen Betreiber und Betroffenen. Ein gutes Beispiel dafür ist der dänische Handlungsplan für Biogasgroßanlagen ..., der in verbindlicher Form Zielsetzungen der Energie-, der Landwirtschafts- und der Umweltpolitik miteinander verknüpft und durch klare Vorgaben (erleichtert durch die günstigen energiepolitischen Rahmenbedingungen) die Entwicklung und Einführung der Biogastechnologie ganz wesentlich vorangebracht hat“ (Nitsch, Rettich, Köttner, 1993, S. 97f.).

Abb. 5: Technisches Energiepotential aus Biogas in Baden-Württemberg

Quelle: Nitsch, Rettich, Köttner (1993), S. 86.

3.2.2.2. Festbrennstoffe und Raps

Potentielle Rohstoffe für eine energetische Nutzung durch Verbrennung von Biomasse sind Festbrennstoffe (z.B. Stroh, Holz, Heu) sowie flüssige und gasförmige Energieträger (z.B. Rapsöl, Ethanol) (Hemmelskamp, 1994, S. 5). Der Einsatz von Rapsöl ist bisher nicht über das Stadium von Pilotprojekten und Demonstrationsversuchen hinaus gelangt, auch langfristig werden nur geringe Kostensenkungen durch Serieneffekte und somit keine nennenswerte Ausweitung der energetischen Verwertung erwartet. Demgegenüber werden für den Einsatz von Festbrennstoffen mittel- bis langfristig erhebliche Potentiale gesehen, die im Jahr 2020 knapp 10 Prozent der Primärenergie Deutschlands substituieren können. Für Baden-Württemberg liegt das entsprechende Potential bei knapp 7 Prozent (Flaig, Linckh und Mohr, 1994, S. 76 ff.).

Ein zentrales Hemmnis für die Realisierung des Potentials von Festbrennstoffen liegt in den vergleichsweise hohen Anlagenkosten (700 - 1000 DM/kW), die etwa doppelt so hoch sind wie die Kosten öl- oder gasbefuerter Anlagen. Demgegenüber sind die Energiebereitstellungskosten mit 1,5 - 3,5 Pf/kWh feldtrockener Biomasse im Vergleich zu fossilen Energien sogar günstiger. Lang-

fristig können sich zudem die Anlagenkosten durch Serieneffekte um rund 25 Prozent reduzieren. Die Kosten zur Vermeidung von CO₂, die bei einem vermehrten Einsatz von Festbrennstoffen aufgebracht werden müßten, sind somit vor allem auf die hohen Anlagenkosten zurückzuführen. Die Höhe der CO₂-Vermeidungskosten hängt vom Heizölpreis ab und würde bei einem Heizölpreis von 0,70 DM/l gegen null tendieren (Tabelle 7).

Tab. 7: CO₂-Vermeidungskosten für die Substitution von Heizöl durch Festbrennstoffe

Heizölpreis DM/l	CO ₂ -Vermeidungskosten in DM/t CO ₂ bei durchschnittlichen Energiebereitstellungskosten		
	Industrierestholz 60 DM/t	Stroh und Holz 100 DM/t	Ganzpflanzengetreide 140 DM/t
0.25	26	64	102
0.40	-	42	52
0.70	-	-	-

Quelle: Flaig, Linckh und Mohr, 1994, S. 78.

Der Ansatzpunkt zur Förderung von Festbrennstoffen liegt offenkundig in öffentlichen Investitionshilfen zum Anlagenbau bzw. alternativ in einer Verteuerung fossiler Energien. Wie ein Expertenseminar im ZEW im Oktober 1994 in Mannheim feststellte, ist in Baden-Württemberg die „Errichtung einer zukunftsweisenden Anlage zur Biomasseverbrennung ... überfällig, um die mittlerweile erreichten Forschungs- und Entwicklungsergebnisse in großtechnischem Maßstab umzusetzen und die Tauglichkeit der Technologie zu demonstrieren“ (ZEW, 1994). Zudem erscheint es angesichts der vorhandenen Potentiale und Kostenstrukturen aus ökonomischen wie aus ökologischen Erwägungen angebracht, den Festbrennstoffen im Vergleich zu Rapsöl und Biogas Priorität einzuräumen.

3.2.3. Wasserkraft

Die Wasserkraft hat in Baden-Württemberg mit einem Anteil an der Stromerzeugung von rund 8 Prozent bereits heute ein relativ hohes Niveau erreicht. Geht man von einem technisch-wirtschaftlichen Potential von etwa 6.300 GWh/a aus, so schöpfen die heute bereits erzeugten 4.593 GWh/a bereits einen beträchtlichen Teil des Potentials aus. Von der möglichen Steigerung um 6,12 PJ/a erscheint bis zum Jahr 2005 ein Zubau von 4,32 PJ/a denkbar (Giesecke, Förster, 1994, S. 58 ff.).

Dem stehen jedoch, anders als bei den anderen erneuerbaren Energien, nicht nur ökonomische, sondern auch ökologische Hemmnisse im Wege. Unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten sind zur vollen Ausschöpfung des Potentials an ungünstigeren Standorten Stromgestehungskosten von bis zu 20 Pf/kWh in Kauf zu nehmen. Problematischer erscheinen aber noch die folgenden Zielkonflikte mit dem Naturschutz (Giesecke, Förster, 1994, S. 86 ff.):

- Aufstau,
- Sedimentablagerungen im Staubereich,
- Reduzierung von Biodiversität und Artenvielfalt,
- Populationsverluste durch Turbinen und
- Veränderungen der Landschaftsästhetik.

Zum Teil verstärken sich die ökonomischen und ökologischen Hemmnisse, da Neubauten einer vom Zeit- und Kostenaufwand her schwer kalkulierbaren Umweltverträglichkeitsprüfung unterworfen sind. Vorgeschriebene Ausgleichsmaßnahmen wie die Einrichtung von Fischaufstiegs- und abstiegsanlagen können bis zur Unwirtschaftlichkeit von Wasserkraftwerken führen. In wie weit die ökologischen Nachteile in der Realität wirklich auftreten, muß im Einzelfall geprüft werden.

3.2.4. Wind

Die Windkrafttechnologie gilt im Bereich der kleinen und mittleren Leistungsklassen als fortgeschritten. Die Stromgestehungskosten liegen heute an günstigen Standorten in Baden-Württemberg (jahresmittlere Windgeschwindigkeit 3 bis 6 m/s) bei 10 bis 33 Pf/kWh. Durch Realisierung weiterer Lerneffekte und daraus resultierender Kostensenkungen um 20 bis 25 Prozent werden bis zum Jahre 2020 Stromgestehungskosten von 7 bis 22 Pf/kWh erwartet (Wiese, Albiger, Kaltschmitt, Fahl und Voß, 1994, S. 33 ff.). Gemessen an den zur Zeit realisierten Kostenreduktionen von mehr als 10 % in zwei Jahren erscheint diese Abschätzung allerdings überzogen konservativ. Es ist wohl eher mit einer Halbierung der derzeitigen Stromgestehungskosten bis 2020 zu rechnen.

Speziell für Baden-Württemberg ist das Flächenpotential für Windkraftanlagen aufgrund des relativ geringen Windangebots im Vergleich zu anderen Bundesländern unterdurchschnittlich. Wie Tabelle 8 zeigt, ist ein Anteil von über 90 Prozent der Landesfläche Baden-Württembergs mit einer Windgeschwindigkeitsklasse von von < 3 m/s für Windenergieanlagen praktisch ungeeignet. Günstige Gebiete befinden sich vor allem in den Höhenlagen des Schwarzwalds und der Schwäbischen Alb.

Tab. 8: Flächen unterschiedlicher jahresmittlerer Windgeschwindigkeiten in Baden-Württemberg (Meßhöhe 10 Meter über Grund)

Windgeschwindigkeitsklasse	Fläche	Anteil an der Landesfläche
< 3 m/s	3.380.188 ha	93,3 %
3 bis 4 m/s	237 608 ha	6,5 %
4 bis 5 m/s	12 068 ha	0,2 %
5 bis 6 m/s	1 704 ha	0,1 %
> 6 m/s	0 ha	0,0 %

Quelle: Wiese, Albiger, Kaltschmitt, Fahl und Voß, 1994, S. 50.

Auf Flächen mit jahresmittlerer Windgeschwindigkeit von mehr als 4 m/s kann landesweit eine Windkraftleistung zwischen 180 und 200 MW installiert werden. Unter Berücksichtigung der Standorte mit Windgeschwindigkeiten von 3 bis 4 m/s ergibt sich ein Potential von etwa 3.300 bis 3.600 MW, also etwa der 15fache Wert. Dies entspricht einem Stromerzeugungspotential von 0,3 bis 1,44 PJ/a, d.h. 0,5 bis 0,6 Prozent der gesamten Stromerzeugung in Baden-Württemberg (Wiese, Albiger, Kaltschmitt, Fahl und Voß, 1994, S. 51 ff.). Obwohl Windkraftanlagen bereits betriebswirtschaftlich rentabel betrieben werden können, ergibt sich demnach absolut gesehen speziell für Baden-Württemberg ein vergleichsweise kleines Potential für den Beitrag der Windenergie zur Energieversorgung. Ein großer Teil dieses Potentials ist mit der Nutzung der Gebiete mit Windgeschwindigkeiten von 2,4 m/sec erschließbar.

3.3. Option Kernenergie und Energiekonsens

In Baden-Württemberg sind fünf Kernkraftwerke in Betrieb, die derzeit rund 53 Prozent des Strombedarfs decken. Dies sind rund 20 Prozent mehr als im Durchschnitt der Bundesländer. Mit Stromgestehungskosten von 7 DPf/kWh ist die Kernenergie die derzeit kostengünstigste Möglichkeit der Stromerzeugung in Baden-Württemberg (Kallenbach, Bernnat, Hehn, Schatz, 1994, S. 2.5 ff.). Demgegenüber geht das Öko-Institut von wesentlich höheren Kosten für AKW-Strom aus, die im günstigsten Fall bei 12 DPf/kWh und im schlechtesten Fall bei 17,5 DPf/kWh liegen (Institut für Angewandte Ökologie, 1994, S. 9).

Die verbreitetste Technologie zur Erzeugung von Energie aus Kernspaltung sind heute Leichtwasserreaktoren. In Baden-Württemberg sind vier Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktoren ausgestattet, eines mit einem Siedewasserreaktor. Als modernste Anlage gilt der Konvoi-Druckwasserreaktor in Neckarwestheim. Konzepte für künftige Reaktortechnologien betreffen vor allem die Verminderung des sogenannten Restrisikos durch aktive und passive Sicherheitsmaßnahmen, d.h. sie zielen auf eine Auslegung der Anlagen für die Beherrschung von Kernschmelzunfällen, weitere Sicherheitsmaßnahmen an der Reaktorhülle sowie Maßnahmen zur Verminderung der Wahrscheinlichkeit großer Unfälle ab.

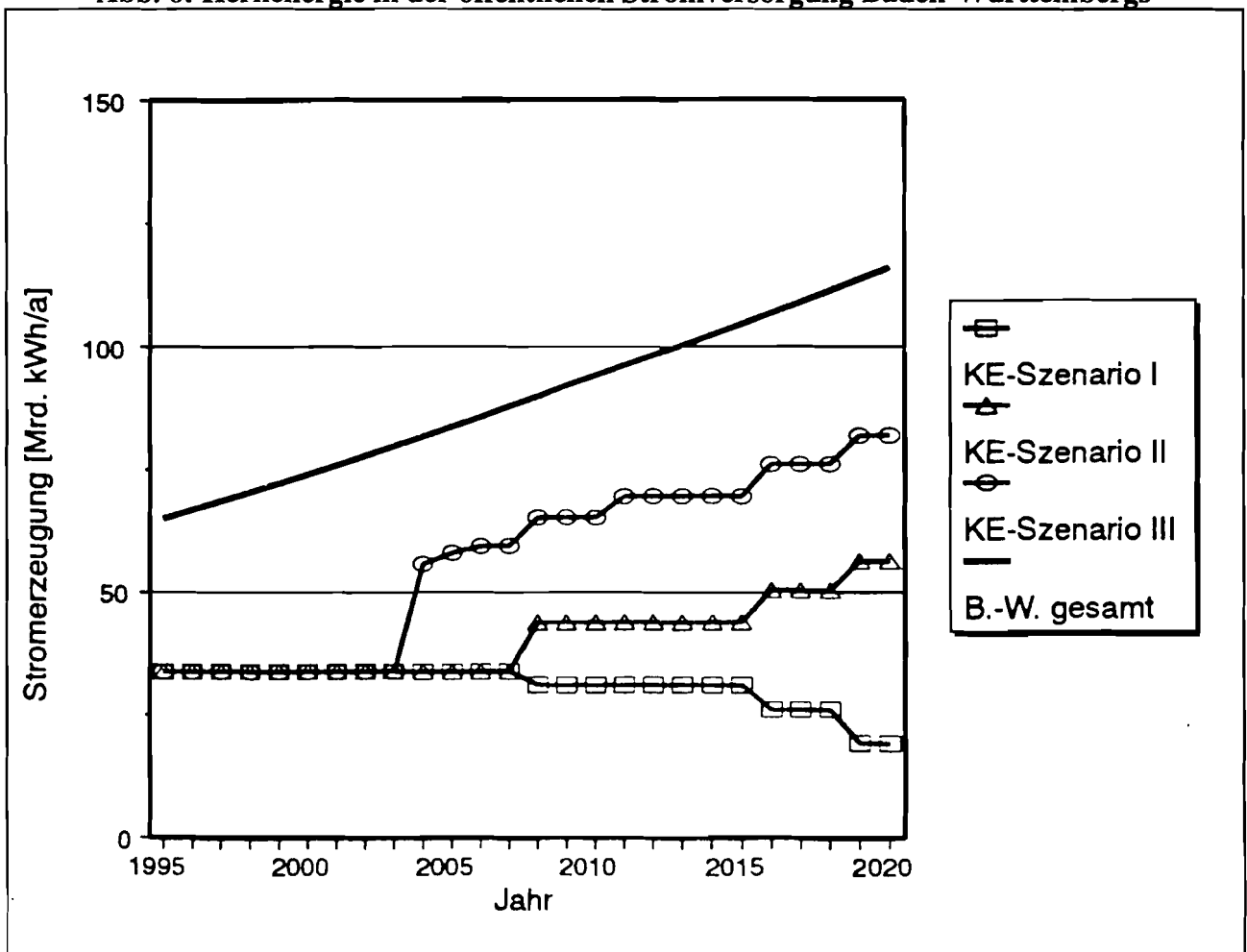
Im Rahmen des Projektes „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg“ der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg hat das Institut für Kernenergie und Energiesysteme der Universität Stuttgart 3 Zukunftsszenarien für die Kernenergie entwickelt. Die Szenarien basieren auf der - umstrittenen - Annahme eines anhaltenden und hohen Wachstums der Stromnachfrage.

- Szenario I: „Auslaufenlassen“
Bei einem Auslaufenlassen der Kernkraftwerke nach ihrer technischen Lebensdauer (40 Jahre) würde der Anteil der Kernenergie an der Stromversorgung in Baden-Württemberg bis zum Jahre 2020 auf 16,5 Prozent sinken. Am Ende des Betrachtungszeitraumes wä-

ren nur noch zwei Anlagen in Betrieb. Die kumulierte CO₂-Vermeidung durch Kernenergie beträgt in diesem Szenario 0,87 Mrd. t.

- Szenario II: „Weiterer Betrieb“
Werden die jetzt in Betrieb befindlichen Anlagen nach Ablauf ihrer Lebensdauer durch neue Anlagen vom Typ des von Siemens/Framatome gemeinsam geplanten Europäischen Druckwasserreaktor (EPR) ersetzt, bleibt der Anteil der Kernenergie mit 49 Prozent in etwa stabil. Die kumulierte CO₂-Vermeidung durch Kernenergie beträgt in diesem Szenario 1,1 Mrd. t.
- Szenario III: „Ausbau“
Würde sofort mit dem Zubau eines neuen Kernkraftwerkes (EPR-Doppelblockanlage) begonnen, könnte der Anteil der Kernenergie bis zum Jahre 2020 auf 70 Prozent der Stromerzeugung gesteigert werden. Die kumulierte CO₂-Vermeidung durch Kernenergie beträgt in diesem Szenario 1,45 Mrd. t. Ein Zubau an Kernkraftwerken erscheint jedoch wegen der Akzeptanzprobleme und eines fehlenden energiepolitischen Konsenses unrealistisch.

Abb. 6: Kernenergie in der öffentlichen Stromversorgung Baden-Württembergs



Quelle: Kallenbach, Bernnat, Hehn und Schatz, 1994, S. 2.7.

Zur Realisierung der Szenarien II und III wäre ein energiepolitischer Konsens erforderlich. Dieser ist nach dem Abbruch der energiepolitischen Konsensgespräche Ende 1993 in weite Ferne gerückt. Da ein tragfähiger Konsens nur auf einer breiten politischen Mehrheit vorstellbar ist, erscheint die Annahme gerechtfertigt, daß eine realistische Chance für die „Option Kernenergie“ lediglich in einer Art „Pufferfunktion“ bestehen kann, d.h. sie wird nur in dem Umfang und in dem zeitlichen Rahmen als unverzichtbar bzw. vertretbar angesehen, in dem die Potentiale umweltschonender erneuerbarer Energien und rationeller Energienutzung nicht zu einer wirtschaftlich durchführbaren Substitution der Kernenergie ausreichen. Vor dem Hintergrund der beschriebenen Potentiale und zeitlichen Horizonte der Einführung regenerativer Energien und rationeller Energienutzung erscheint das Szenario I realistischer als die Szenarien II und III. Jenseits der beschriebenen drei Szenarien ist aber auch eine Entwicklung in Richtung eines Szenarios „beschleunigter Ausstieg“ denkbar. Faktoren, die dazu beitragen könnten, wären veränderte politische Mehrheitsverhältnisse, ein neuerlicher Kernschmelzunfall oder Beinahe-Unfall sowie die Eigendynamik politischer Verhandlungen im Rahmen der Suche nach einem Energiekonsens. Im Hinblick auf diese Faktoren erscheint insbesondere das Szenario III fragwürdig, das mit einem Anteil der Kernenergie von 70 Prozent an der Stromerzeugung die Gefahr einer starken Abhängigkeit von diesem Energieträger hervorrufen würde.

3.4. Energiepreise als Ansatzpunkt des Umwelt- und Klimaschutzes

3.4.1. Ökonomische Anreizinstrumente

Die Notwendigkeit der Verteuerung des Energieeinsatzes durchzieht die Diskussion um die Potentiale der rationellen Energienutzung und des Einsatzes regenerativer Energien wie ein roter Faden. Aus diesem Grunde sind verschiedene Möglichkeiten zur Internalisierung externer Effekte mittels ökonomischer Anreizinstrumente zu erörtern. Diskutiert werden vor allem Zertifikats- und Kompensationslösungen, Umweltabgaben sowie das Haftungsrecht (SRU, 1994, Tz. 342 ff.).

Zertifikatslösungen wurden lange Zeit von Ökonomen als Königsweg der Umweltpolitik propagiert, haben sich jedoch in Europa im politischen Prozeß bislang nicht durchsetzen können. In den USA stoßen sie dagegen im Vergleich zu Umweltsteuern auf eine größere Akzeptanz. Bei Zertifikatslösungen gibt der Staat den Umfang der zulässigen Gesamtemissionen vor, für die per Versteigerung oder durch Gratisvergabe an die bisherigen Emittenten („grandfathering“) handelbare Emissionsrechte ausgegeben werden. Die Handelbarkeit der Zertifikate stellt eine ökonomisch optimale Allokation der Emissionsrechte sicher. Während Umweltzertifikate deshalb aus ökonomischer Sicht von geradezu bestechender Brillanz sind, wurden sie in der politischen Diskussion aus einer Reihe von Gründen wieder zurückgedrängt:

- Zertifikatslösungen bringen Verteilungskonflikte von höchster Brisanz mit sich (man denke etwa an die Probleme, die bei einer weltweiten Ausgabe von CO₂-Emissionsrechten auftauchen würden), ohne Ansätze für den Umgang mit diesen Konflikten zu liefern.
- Der Zertifikatskurs ist für den Umweltnutzer ex ante nicht kalkulierbar, was in der Regel erhebliche Widerstände der Betroffenen auslöst. Zudem befürchten die Verursacher, daß Erfolge bei der Reduktion von Schadstoffen letztlich wieder zu einer Verschärfung von Emissionsstandards bzw. zu einer Abwertung der Umweltnutzungszertifikate durch Politik und Administration führen.
- Der Handel von Emissionsrechten paßt nicht in das deutsche Rechtssystem, in dem das Emissionsrecht über die Betriebserlaubnis an den Betrieb gebunden ist. Erforderlich für Zertifikats- bzw. Kompensationslösungen wäre dagegen eine „Zuweisung von räumlich, zeitlich, sachlich und mengenmäßig exakt definierten Umweltnutzungsrechten, die Zulassung einer Über- und Unternutzung dieser Rechte, die Messung solcher Über- und Unternutzungen sowie die Übertragbarkeit der Rechtstitel“ (SRU, 1994, Tz. 358).
- Die Idee des Handels mit Verschmutzungsrechten hat weder in Verbänden, Parteien noch in der Administration eine starke Lobby.
- Ökologen fordern die Gleichwertigkeit von Einzelbelastungen als Voraussetzung für einen Zertifikathandel. Auch diese Anwendungsbedingung der „ökologischen Äquivalenz“ von Einzelbelastungen schränkt die Einsatzmöglichkeiten von Zertifikaten erheblich ein (SRU, 1994, Tz. 355 ff.).

Eine Alternative ist die Internalisierung externer Effekte mittels Umweltabgaben. Die Finanzwissenschaft verwendet den Begriff der Umweltabgabe übergeordnet und subsumiert darunter Ökosteuern (ohne Zweckbindung), Umweltabgaben (Zweckbindung für allgemeine Umweltaufgaben) sowie Umweltsonderabgaben (Zweckbindung für spezielle Umweltaufgaben). Zu unterscheiden ist zusätzlich zwischen Vorschlägen für Einzelabgaben und Gesamtentwürfen (z.B. ökologische Steuerreform). Theoretisch sollte sich die Höhe einer Abgabe an den externen Kosten orientieren, deren Monetarisierung somit vorausgesetzt wird. Pragmatischere Konzepte gehen dagegen von vorgegebenen politischen Umweltzielen aus und bemessen die Höhe der Abgabe so, daß das gewünschte Ziel erreicht werden kann (Standard-Preis-Ansatz).

Das Ziel von Umweltabgaben besteht vornehmlich darin, Lenkungszwecke zu erfüllen. Ökosteuern gehen zwar in den allgemeinen Haushalt ein, können jedoch durch Entlastungen bei anderen Steuern aufkommensneutral konzipiert werden. Deutliche Konflikte ergeben sich jedoch aus sehr unterschiedlichen Anforderungen zwischen ökologischen und finanzwissenschaftlichen Anforderungen an Umweltsteuern. Während die ökologische Effizienz einer Umweltsteuer gerade darin besteht, daß die Belasteten ihre Steuerlast vermindern (z.B. durch Emissionsreduktion oder Verminderung des Energieeinsatzes), widerstrebt gerade dies den fiskalischen Interessen des Staates. Befürworter von Öko-Steuern vertreten dagegen die These einer „doppelten Dividende“. Danach sprechen für eine ökologische Steuerreform nicht nur ökologische, sondern gerade auch öko-

nomische Gründe. Öko-Steuern gelten quasi als Auslöser einer „ökologischen Modernisierung“ der Volkswirtschaft, die obendrein längst fällige Reformen des Abgabensystems einleitet, wie z.B. die steuerliche Entlastung des Faktors Arbeit (Hoffmann und Kohlhaas, 1994, S. 298).

Die These von einer doppelten Dividende ist durch das DIW-Gutachten „Wirtschaftliche Auswirkungen einer ökologischen Steuerreform“ bestätigt worden. Das DIW berechnet positive Beschäftigungseffekte sukzessiv steigender Energiesteuern bei vernachlässigbaren Wirkungen im Hinblick auf die weiteren wirtschaftspolitischen Ziele (Preisstabilität, Wachstum, außenwirtschaftliches Gleichgewicht). Die Energiesteuer wird dabei als Mengensteuer auf den Energiegehalt der steuerpflichtigen Energieträger erhoben. Erneuerbare Energien werden von der Steuer befreit, um ihre Konkurrenzfähigkeit zu erhöhen (DIW, 1994, S. 60). Unbestritten bleibt jedoch, daß einzelne energieintensive Sektoren wie die Stahlbranche oder die Grundstoffchemie zu den Verlierern einer Energiesteuer zählen würden, was in der politischen Diskussion zu erheblichen Polarisierungen führt. Alternativvorschläge laufen deshalb darauf hinaus, den zeitlichen Horizont für eine ökologische Steuerreform auf einen Zeitraum von 20 bis 40 Jahren zu strecken (zum Vergleich: Das DIW-Szenario sieht eine jährliche Erhöhung der Energiesteuern von 7 % über einen Zeitraum von 10 Jahren vor, was in diesem Zeitraum etwa eine Verdopplung der Energiepreise bewirken würde), um eine „Kapitalvernichtung“ auch in energieintensiven Branchen zu verhindern und eine Anpassung der langfristigen Investitionen zu ermöglichen (von Weizsäcker, 1994, S. 307).

Als neues Instrument zur Internalisierung externer Kosten haben Umweltökonominnen in den vergangenen Jahren insbesondere das Haftungsrecht entdeckt. Relevant sind in diesem Zusammenhang vor allem die „Vorfeldwirkungen auf die Bemühungen der Haftpflichtigen um schadensverhütende und schadensmindernde Vorkehrungen und damit auch um eine Erforschung der von den Emissionen ausgehenden Gefahren“ (SRU, 1994, Tz. 350). Der Vorteil des Haftungsrechts gegenüber Abgaben und Zertifikaten liegt darin, daß es kontextspezifisch wirkt. Eine Aktivität wird nicht pauschal belastet, sondern nur dann, wenn sie zu bestimmten Umweltschäden führt. Dem Haftungsrecht kommt daher in der Stoffpolitik eine besondere Rolle zu, da die Gefährlichkeit von Stoffen in der Regel vom Kontext der Verwendung abhängt. Problematisch ist der Einsatz des Haftungsrechts dagegen bei Schäden, die durch den Ferntransport von Stoffen verursacht werden (SRU, 1994, Tz. 569). Gerade diese Schäden dominieren aber im Bereich der Energieversorgung.

3.4.2. Mischinstrumentelle Strategien

Obwohl der Ruf nach ökonomischen Anreizinstrumenten in der Umweltpolitik immer lauter wird, ist das ordnungsrechtliche Instrumentarium nach wie vor vorherrschend im Umweltrecht. Zum Ordnungsrecht zählen im einzelnen Eröffnungskontrollen, Verbote, Beschränkungen und Ermächtigungen. Während die Effektivität des Ordnungsrechts und seine Erfolge in der deutschen Umweltpolitik kaum zu leugnen sind, setzt Kritik vor allem an der Ineffizienz des Ordnungsrechts an, die dadurch hervorgerufen wird, daß Maßnahmen unabhängig von individuellen Vermeidungskosten der Verursacher verhängt werden. Hinzu kommen fehlende Anreize für Umweltaktivitäten über das gesetzlich geforderte Maß hinaus sowie bei steigender Regelungsdichte ein „Vollzugsdefizit“, d.h. die fehlende Möglichkeit, Auflagen in der Praxis durchsetzen zu können.

Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen hat daher in seinem Umweltgutachten 1994 für eine Dynamisierung und Flexibilisierung des Ordnungsrechts plädiert (SRU, 1994, Tz. 302 ff.). Diese kann sich beispielsweise in einer stärkeren Orientierung von Standards an umweltpolitischen Zielen ausdrücken, was die Möglichkeit kontinuierlicher Grenzwertsenkungen beinhaltet (Beispiel Kalifornien). Um den Vollzug zu erleichtern, werden darüber hinaus mischinstrumentelle Strategien vorgeschlagen. Mischinstrumentelle Strategien streben eine Kombination von Ordnungsrecht und marktwirtschaftlichen Instrumenten an. Während in einer derartigen Strategie das Ordnungsrecht durch den Einbau ökonomischer Anreize flexibilisiert wird, werden marktwirtschaftliche Instrumente auf diese Weise an das bestehende Rechtssystem angepaßt. Bislang zählte die fehlende Adaption ökonomischer Anreizinstrumente an rechtliche Erfordernisse zu den zentralen Hemmnissen für ihre Einführung. Beispiele für einen gemischten Instrumenteneinsatz in der Umweltpolitik sind

- Kompensationslösungen, die quellengebundene Emissionsgenehmigungen mobilisieren, sowie
- Restverschmutzungsabgaben, die sich zur ökologischen Feinsteuerung des Ordnungsrechts bedienen und darüber hinaus ökonomische Anreize geben, um den Vollzug zu erleichtern und vorsorgende Umweltschutzaktivitäten über das gesetzlich geforderte Maß hinaus zu fördern (SRU, 1994, Tz. 361).

Neben marktwirtschaftlichen und ordnungsrechtlichen Instrumenten hat sich in den vergangenen Jahren eine neue Kategorie sogenannter organisatorischer Instrumente herausgebildet, der in der Umweltpolitik besondere Bedeutung zukommt, weil sie auf eine Eigenüberwachung von Unternehmen abzielt, die Umweltbehörden entlastet und damit zu einer Minderung des häufig beklagten „Vollzugsdefizits“ in der Umweltpolitik beitragen kann. Organisatorische Instrumente im Bereich der Eigenüberwachung sind beispielsweise Betriebsbeauftragte, Umwelt-Audits und Umweltbilanzen (SRU, 1994, Tz. 317 ff.).

3.4.3. Wirkungen einer Internalisierung externer Effekte

Während eine Internalisierung externer Kosten zur Forcierung des Umweltschutzes allgemein begrüßt wird, weisen warnende Stimmen auf negative sozial- und wirtschaftspolitische Konsequenzen von Auflagen und Abgaben hin. Von zentraler Bedeutung sind in der Diskussion um die Wirkungen einer Internalisierung externer Effekte die Auswirkungen auf die Beschäftigung. Tabelle 9 zeigt eine Synopse einiger Studien zu den Beschäftigungseffekten der im wesentlichen aus ordnungsrechtlichen Maßnahmen bestehenden Umweltpolitik in Deutschland.

Tabelle 9: Synopse von Ergebnissen einiger Studien zu den Beschäftigungseffekten der Umweltpolitik in Deutschland

Meißner/Hödl (1977):

gesicherte Arbeitsplätze 1970 -1974: 218.270; 1975 - 1979: 366.280

zusätzliche Arbeitsplätze: 1975 - 1979: 150.000; 1980: 200.000

Herwig/Dipper (1977):

Positive Effekte durch

- Investitionen: 114.400

- Aufträge an Vorlieferer: 30.800

- Betrieb/Wartung: 7.060

-> Summe: rund 150.000

Meißner/Hödl (1978)

Negative Effekte durch

- Investitionsstau: 70.000

- Schließungen: 1.400

- Kapitalexport u.ä. 5.000

ifo/UG-Studie (1979)

Positive Effekte durch

- Investitionen: 1971 - 1977: 110.200; 1978 - 1980: 145.500

- Sachaufwendungen: 1975: 21.700

- Beschäftigte mit Umweltschutzaufgaben: 1975: 75.100

-> Summe 1975: 203.000

Ullmann/Zimmermann (1981):

Positive Effekte in der Umweltschutzindustrie: 125.000

ifo/UG-Studie (1983):

Positive Effekte

- angebotsbezogener Ansatz: 103.000

- nachfragebezogener Ansatz :179.000 durch Invest. 39.000 durch Sachaufw.

Sprenger (1989):

Beschäftigung bei Industrie und öffentliche Hand 1984 durch

- Investitionen: 250.000

- Personalaufwendungen: 183.000

-> zusammen: 433.000

Blazejczak/Edler/Gornig (DIW) (1993):

- Beschäftigte im Umweltschutz 1990: Deutschland West 550.00, Ost 134.000

- Prognose 2000: West 785.000, Ost 340.000

-> Summe 2000: 1,1 Millionen umweltschutzinduzierte Beschäftigte

Quellen: Eigene Zusammenstellung nach Sprenger (1989), S. 28, Nissen (1993), S. 32f., Blazejczak/Edler/Gornig (1993), S. 1.

Es fällt auf, daß sich die in der öffentlichen Diskussion so häufig unterstellten negativen Effekte der Umweltpolitik auf die Beschäftigung - abgesehen von sektoral oder regional negativen Wirkungen - nie wirklich empirisch nachweisen ließen. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den Wirkungen der Internalisierung externer Effekte auf andere wirtschaftspolitische Ziele wie Wachstum, Preisstabilität und außenwirtschaftliches Gleichgewicht. Neben der bereits in Kap. 3 behandelten DIW-Studie zur ökologischen Steuerreform kam auch eine während der Rezession 1993 veröffentlichte, gemeinsame Untersuchung von DIW und RWI zur Standortdiskussion zu dem Ergebnis, eine Gefährdung des Standorts Deutschland durch die Umweltpolitik sei aus den vorliegenden Daten nicht abzuleiten. Gleichzeitig fordert die Studie zu einem stärkeren Einsatz ökonomischer Instrumente im Umweltschutz auf (DIW/RWI, 1993, S. 167).

3.4.4. Sektorale und regionale Wirkungen von Energiesteuern

Von einer Energiesteuer sind neben den Energiesektoren (Mineralöle, Gas, Elektrizität und Kohle) besonders die energieintensiven Produktionssektoren betroffen. Mögliche sektorale und regionale Wirkungen von Energiesteuern sind jüngst durch die bereits erwähnte DIW-Studie beschrieben worden, in der eine Mengensteuer auf den Energiegehalt des Energieträgers erhoben wird. Um die Öko-Steuer aufkommensneutral zu gestalten, werden gleichzeitig in den Produktionssektoren die Arbeitskosten gesenkt und die privaten Haushalte durch ein Bonussystem direkt entlastet. Die Kompensation erfolgt in den Produktionssektoren durch Senkung der Arbeitgeberbeiträge zur Sozialversicherung. Dabei wird angenommen, daß die Reduzierung der Personalkosten im vollen Umfang auf die Preise überwälzt wird. Naturgemäß profitieren von einer solchen Energiesteuer Sektoren, die über einen hohen Personalkostenanteil verfügen. Insgesamt kommt es bei folgenden Produktionssektoren (ohne Energiesektoren) zur stärksten Nettobelastung, gemessen an den Preissteigerungen (bezogen auf den Bruttoproduktionswert) im fünfzehnten Jahr gegenüber dem Basisjahr 1988 (DIW, 1994, S.153 ff.):

- Eisen und Stahl 35 vH
- Zellstoff, Holzschliff, Papier und Pappe 17 vH
- Wasserwirtschaft 17 vH
- chemische Erzeugnisse, Spalt- und Brutstoffe 13 vH
- NE-Metalle, NE-Metallhalbzeug 10 vH
- Erdöl, Erdgas 10 vH
- Steine und Erden, Baustoffe 10 vH
- Glas und Glaswaren 10 vH
- Bergbauliche Erzeugnisse (ohne Kohle, Erdöl, Erdgas) 9 vH

Innerhalb des gleichen Zeitraumes zeigen sich in den Dienstleistungssektoren die stärksten Preisreduzierungen:

- Dienstleistung der Gebietskörperschaften 5,9 vH
- Dienstleistung des Postdienstes und Fernmeldewesen 5,7 vH
- Dienstleistungen der privaten Organisationen ohne Erwerbszweck, häusliche Dienste 5,4 vH
- Dienstleistungen der Sozialversicherungen 2,4 vH
- Dienstleistungen der Versicherungen 2,4 vH
- Dienstleistungen des Großhandels 2,2 vH
- Luft- und Raumfahrzeuge 2,1 vH
- Feinmechanische und optische Erzeugnisse, Uhren 1,9 vH

Die Energiesteuer führt zu einer zusätzlichen Belastung energieintensiver Branchen. Die dadurch ausgelösten strukturellen und regionalen Beschäftigungsprobleme werden aber durch einen erwarteten gesamtwirtschaftlichen Zuwachs von Arbeitsplätzen in der Dienstleistungsbranche überkompensiert. Baden-Württemberg ist aufgrund seiner Wirtschaftsstruktur in einem geringeren Ausmaß von diesem Strukturwandel betroffen als andere Bundesländer.

In den alten Bundesländern haben die neun von einer Energiesteuer besonders betroffenen Produktionssektoren einen Anteil an der Bruttowertschöpfung der Gesamtwirtschaft von 5,5 Prozent und einen Beschäftigtenanteil von 4,5 Prozent. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die drei Branchen der eisenschaffende Industrie, Papier- und Zellstofferzeugung sowie die chemische Industrie, die zusammen einen Anteil von knapp 4 Prozent an der Bruttowertschöpfung aufweisen. Die Zahl der Erwerbstätigen liegt bei 3 Prozent. Auf das gesamte verarbeitende Gewerbe bezogen ergeben sich Anteile von 14 bzw. 11 Prozent.

Der durchschnittliche Energieverbrauch ist in den genannten Branchen sehr hoch. Dabei variieren die hier angegebenen Durchschnittswerte innerhalb der einzelnen Subsektoren erheblich. So beträgt der Energiekostenanteil für die eisenschaffende Industrie 11 Prozent, für die Papier- und Zellstofferzeugung 9 Prozent und knapp 4 Prozent in der chemischen Industrie. Im Sektor Eisen und Stahl entfällt 90 Prozent des Energieverbrauchs auf die Hochofen-, Stahl-, und Warmwalzwerke. Im Chemiesektor beträgt der Energiekostenanteil bei der Herstellung von chemischen Grundstoffen 6 Prozent, während die Energiekosten bei der Weiterverarbeitung in den drei Subsektoren Körperpflegemittel, fotochemische Erzeugnisse und Pharmazie lediglich einen Anteil von 1 Prozent haben. Deshalb wird in den meisten Fällen nur ein Teil der Branche von einer Energiesteuer betroffen sein. Grundsätzlich muß auch davon ausgegangen werden, daß die Weiterverarbeitungsbereiche versuchen, auf Importe zurückzugreifen, die keiner Energiesteuer unterliegen. Dabei

müssen aber die höheren Transportkosten mitberücksichtigt werden, die den Kostenvorteil unter Umständen wieder ausgleichen können.

Eine Energiesteuer nach Art der DIW-Studie wird erhebliche sektorale und regionale Wirkungen hervorrufen. So arbeiten etwa 95 Prozent der Beschäftigten der Eisen- und Stahlindustrie in Nordrhein-Westfalen, im Saarland, Niedersachsen und Brandenburg. Große Produktionsstandorte der eisenschaffenden Industrie wie Duisburg oder Saarlouis, bei denen mehr als die Hälfte bzw. über ein Viertel der Beschäftigten von diesem Sektor abhängig sind, wären von einem Produktionsrückgang am stärksten betroffen. Innerhalb Baden-Württembergs hat dieser Sektor mit 2,2 Prozent Anteil am Bruttoproduktionswert und ebenfalls 2,2 Prozent der Erwerbstätigen gegenüber den genannten Bundesländern einen relativ geringen Anteil.

Für die Branche Zellstoff und Papiererzeugung zeigt sich eine regional ausgeglichene Verteilung der Produktion. Die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sind jeweils zu einem Viertel an der Zellstoff-, Holzschliff-, Papier- und Papperzeugung beteiligt. Trotz der geographischen Ausgewogenheit verschärfen sich bei einem Produktionsrückgang auch hier in Kleiräumen die Arbeitsmarktprobleme. Insgesamt beschäftigt dieser Sektor in Baden-Württemberg 1,9 Prozent der Erwerbstätigen und erwirtschaftet einen Anteil von 1,4 Prozent an der Bruttowertschöpfung des Landes.

Die Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Mineralölen sowie von Spalt- und Brutstoffen hat in Baden-Württemberg gegenüber den anderen sieben energieintensiven Sektoren mit 4 Prozent den höchsten Anteil am Bruttoproduktionswert. 1,5 Prozent der Arbeitsplätze sind direkt von diesem Industriezweig abhängig.

Während die energieintensiven Branchen zu den Verlierern einer am Energieeinsatz anknüpfenden Umweltsteuer zählen, würde der Dienstleistungssektor zu den Gewinnern einer solchen ökologischen Steuerreform gehören. Gemessen am Bruttoproduktionswert, wie an der Anzahl der Arbeitsplätze, ist diese Branche Spitzenreiter in Baden-Württemberg. Der Staat (inkl. dem Bereich Sozialversicherung) führt mit einem Produktionswert von 10,5 Prozent und 13,7 Prozent der Beschäftigten die Dienstleistungsgruppe an. Das Post und Fernmeldewesen sowie private Organisationen ohne Erwerbszweck stellen 1,7 bzw. 3,1 Prozent der Arbeitsplätze zur Verfügung. Ihr Anteil am Bruttoproduktionswert beträgt 1,2 und 1,1 Prozent. Für eine der Schlüsselindustrien des Landes, den Sektor Fahrzeuge, wird für den Bereich Luft- und Raumfahrzeuge eine Preissenkung und für die Bereiche Straßen- und Wasserfahrzeuge ein konstanter bzw. leicht zurückgehender Preis berechnet. Gemessen an der Anzahl der Erwerbstätigen und am Bruttoproduktionswert liegt er mit 5,8 bzw. 8,8 weit über dem Bundesdurchschnitt. Übertroffen werden die einzelnen Werte noch von den Produktionsbereichen Stahl-, Maschinenbau, ADV und dem Bereich Elektrotechnik (inkl. Feinmechanik und optische Erzeugnisse) mit 7,5 und 7,7 Prozent der Erwerbstätigen und 8,7 bzw. 7,0 Prozent Anteil an der Bruttowertschöpfung (Datenbasis 1988, Statistisches Landesamt, 1992, S. 187). Die Spannbreite der Preisreduzierung reicht von 1,5 Prozent für Maschinenbauerzeugnisse über 1,4 Prozent für elektrotechnische Erzeugnisse bis zu einer leichten Preissteigerung von 0,6 Prozent bei Stahl- und Leichtmetallbauerzeugnissen.

Bei der Einführung einer ökologischen Steuerreform stellt sich für Baden-Württemberg ein gravierendes regionales Problem im Raum Ludwigshafen/Rhein und Mannheim. Die chemische Industrie stellt hier neun von zehn Arbeitsplätzen im verarbeitenden Gewerbe bereit. Obwohl Baden-Württemberg insgesamt zu den Gewinnern einer ökologischen Steuerreform zählen würde, d.h. eher eine Erhöhung der Beschäftigtenzahl zu erwarten wäre, stellen die genannten sektoralen und regionalen Probleme ein Politikum von besonderem Rang dar. Denn die möglichen Verlierer einer ökologischen Steuerreform können sich im politischen Prozeß lautstarker und druckvoller artikulieren als potentielle Gewinner. Drohende Schließungen von Standorten sind in der Regel von weit höherer politischer Brisanz als vereinzelte Neueinstellungen im Dienstleistungsgewerbe und im Maschinenbau, die vermutlich weniger lokal konzentriert sind und im Bewußtsein der Bevölkerung nicht unmittelbar einer Energiesteuer zugeschrieben werden. Der Hinweis auf mögliche finanzielle Strukturhilfen greift deshalb zu kurz. Vielmehr sollte die Konzeption einer ökologischen Steuerreform so angelegt sein, daß auch den Verlierern positive Anreize gesetzt und angemessene Anpassungsfristen eingeräumt werden, die auch ökologisch vorteilhafter sein können als eine reine Verlagerung umweltbelastender Produktionsstätten ins Ausland.

4. Schlußfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Wie ersichtlich, ist die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien und Techniken der rationalen Energieverwendung nur mit einer deutlichen energiepolitischen Kursänderung zu bewirken. Als zentrales Hemmnis zur Durchsetzung alternativer Optionen der Energieversorgung wurden in den meisten Fällen zu niedrige Preise fossiler Energien und zu niedrige Förderungen energiewirtschaftlicher Alternativen genannt. Es stellt sich somit die Frage, ob eine generelle Verteuerung der Energie in Form einer Korrektur von Marktpreisen (Internalisierung externer Effekte) angestrebt oder ob alternativen Formen der Energieversorgung zu mehr Wirtschaftlichkeit verholfen werden soll, indem sie auf das Niveau der konventionellen Energieträger heruntersubventioniert werden. Eine Kompromiß zwischen beiden Strategien stellt aus verschiedenen Gründen wohl die vernünftigste Lösung dar:

- Eine volle Internalisierung externer Kosten birgt die Gefahr eines „Alleingangs“ in sich, den andere Regionen und Nationen nicht oder nur begrenzt nachvollziehen. Eine Vorreiterrolle erscheint aus ökonomischen Gründen deshalb nur in einem begrenzten Umfang vertretbar.
- Eine Verbilligung der Energie durch Subventionen allein ist ebenfalls nicht problemadäquat, weil sie völlig falsche Signale bezüglich der Notwendigkeit des sparsamen Umgangs mit Energie senden würde. Zwar könnte die Wettbewerbsverzerrung aufgrund nicht angelasteter externer Kosten entschärft werden, insgesamt würden sich die Energiepreise jedoch auf einem falschen Niveau einpendeln. Zudem wäre diese Lösung für den Staat die teuerste und würde auf nicht absehbare Zeit ein neues „Subventionsfaß“ von kaum absehbarer Größe öffnen.

Verschiedene Möglichkeiten einer Strategie für Baden-Württemberg, auf den Märkten für rationale Energienutzung und erneuerbare Energien als „regionaler Vorreiter“ aufzutreten, wurden im Rahmen dieser Expertise erörtert. Allen gemeinsam ist, daß sie ein gewisses öffentliches Fördervolumen in diesem Bereich voraussetzen. Als Quelle für einen entsprechenden Finanzierungsfonds sind in der Diskussion:

- Ein „Klimafonds“, der aus einem sogenannten Klimapfennig gespeist würde, d.h. aus einer zeitlich befristeten Sonderabgabe auf den Stromverbrauch: Bei einer Abgabe von 1DPf/kWh stünden pro Jahr 530 Mio DM zur Verfügung. Die Belastung der privaten Haushalte würden durchschnittlich rund 2,50 DM pro Monat betragen.
- Andere Arten von vergleichsweise geringen Abgaben für den Ausbau und die Markteinführung erneuerbarer Energiequellen im Vorgriff auf eine bundesweite Energie- oder CO₂-Steuer. So ergibt z.B. eine Abgabe von 1/10 Pfg/kWh_{th} auf den Endenergieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser in Baden-Württemberg ein Mittelaufkommen von rund 100 Mio DM/a, das zur wirksamen Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energiequellen verwendet werden könnte. Die Abgabe belastet einen Durchschnittshaus-

halt mit etwa 16 DM/a und ein mittleres Nichtwohngebäude mit etwa 110 DM/a (Kleinverbraucher und Industrie).

- Ein Verkauf von Landesbeteiligungen, wie vom Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg vorgeschlagen. Durch die Privatisierung sollen Einnahmen von 3 Mrd. DM erzielt und zweckgebunden verwendet werden, um eine Innovations- und Investitionsoffensive zu finanzieren (Rhein-Neckar-Zeitung, 1994).

Eine Privatisierungs- und Deregulierungsstrategie bedarf eines langfristigen Konzepts und sollte nicht von kurzfristigen fiskalischen Liquiditätsüberlegungen bestimmt sein. Dennoch ist das Konzept einer Investitionsoffensive aus energiepolitischer Sicht zu begrüßen und sollte hinsichtlich der Ergiebigkeit der privaten Kapitalmärkte für diesen Zweck überprüft werden. Auch ein Klimapfennig oder eine Wärmeabgabe wären energiepolitische Schritte in die richtige Richtung, die bundesweit als Initialzündung wirken können.

Angesichts knapper finanzieller Ressourcen erscheint eine Prioritätensetzung in bezug auf die Förderung zukunftsweisender Formen der Energieversorgung notwendig zu sein. Hinsichtlich der Marktpotentiale erscheint es sinnvoll, sich auf die Optionen zu konzentrieren, die

- relativ kostengünstig sind und ein hohes Potential an Primärenergieeinsparung aufweisen (z.B. rationelle Energienutzung, Solarwärme, organische Festbrennstoffe) sowie
- bereits wirtschaftlich rentabel sind, aber aufgrund relativ geringer Einsatzpotentiale nur kleinere Marktsegmente abdecken können (z.B. Biogas, Windenergie, Kraft-Wärme-Kopplung) (Weimer, Lünstroth, 1993, S. 73).

Eine Preisstrategie sollte überdies mit einem Paket von Maßnahmen gekoppelt sein, das zum Abbau der Hemmnisse für den Einsatz von regenerativen Energien und rationellerer Energienutzung beiträgt. Bestandteile dieses Paketes müssen Informations-, Beratungs-, Schulungs- und Contracting-Angebote sein, zu deren Realisierung die Energieagentur erhebliche Anstöße und Beiträge liefern kann.

Literatur:

- Blazejczak, Jürgen, Dietmar Edler, Martin Gornig (1993): Beschäftigungswirkungen des Umweltschutzes - Stand und Perspektiven. UBA Berichte 5/93, Berlin
- Bonhoff, C., U. Fahl, A. Voß (1994): Bedarfsszenario. Arbeitsbericht Nr. 6 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart
- Bräuer, Wolfgang (1994): Contracting - eine Etappe auf dem Weg zu Least-Cost-Planning. In: ZEW-Newsletter, 1/1994, S. 22 - 25
- Deregulierungskommission (1991): Marktöffnung und Wettbewerb. Stuttgart
- DIW/RWI (1993): Umweltschutz und Industriestandort - Der Einfluß umweltbezogener Standortfaktoren auf Unternehmensentscheidungen. UBA-Berichte 1/93, Berlin
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (1994): Wirtschaftliche Auswirkungen einer ökologischen Steuerreform. Berlin
- Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (1990): Schutz der Erde - eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik. Band 2, Bonn
- Flaig, H., G. Linckh, H. Mohr (1994): Die energetische Nutzung von Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft. Arbeitsbericht Nr. 16 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart
- Frankfurter Rundschau (1994): Ölpreis schlägt nur kurz aus. OPEC will Förderung ein ganzes Jahr stabil halten. Ohne Verfasser, 23.11.1994
- Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) (1994): Hessische Energiepolitik und Klimaschutz. Gutachten für das Hessische Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten. Wiesbaden
- Friedrich, Rainer, Alfred Voss (1993): External costs of electricity generation. In: Energy policy, february 1993, S. 114 - 122
- Fritsch, Michael, Thomas Wein, Hans-Jürgen Ewers (1993): Marktversagen und Wirtschaftspolitik. München
- Gierga, Michael, Hans Erhorn (1994): Energieeinsparpotentiale im Gebäudesektor in Baden-Württemberg. Arbeitsbericht Nr. 8 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart
- Giesecke, J., G. Förster (1994): Ausbau der Wasserkraft. Arbeitsbericht Nr. 13 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart

- Hartmann, Bernd (1993): Soziale Kosten ausgewählter Technologien der rationellen Energienutzung. Diplomarbeit, Institut für Wirtschaftstheorie und Operations Research, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften an der Universität Karlsruhe (TH), unveröffentlicht
- Hemmelskamp, Jens (1994): Naturstoffe und ihre industriellen Einsatzmöglichkeiten. In: Jens Hemmelskamp (Hrsg.): Verpackungsmaterial und Schmierstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen. ZEW-Dokumentation Nr. 94 - 04, Mannheim, S. 2 - 10
- Hoffmann, Lutz, Michael Kohlhaas (1994): Ökologische Steuerreform: Realisierungschancen besser denn je. In: Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (ZAU), Jg. 7, H. 3, S. 297 - 301
- Hohmeyer, Olav (1994): Wie wirtschaftlich ist Windenergie wirklich? In: Interessenverband Windkraft Binnenland e.V. (Hrsg.): Windkraftanlagen 1994 - Marktübersicht. Osnabrück, S. 4 - 5
- Institut für Angewandte Ökologie e.V. (1994): Die Kosten der Atomenergie in Westeuropa. Darmstadt, Freiburg, Berlin.
- Jochem, Eberhard, Olav Hohmeyer (1992): The economics of near-term reductions in greenhouse gases. In: Irving M. Mintzer (Ed.): Confronting climate change - risks, implications and responses. Cambridge University Press, S. 217 - 236
- Jochem, E., H. Bradke, W. Mannsbart, H. Oetjen (1994): Industrie und prozeßenergieintensive Branchen des Kleinverbrauchssektors. Arbeitsbericht Nr. 9 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart
- Kallenbach, U., W. Bernnat, G. Hehn, A. Schatz (1994): Kernenergie. Arbeitsbericht Nr. 12 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart
- Krawinkel, Holger, Lutz Mez (1994): Fallstudie: Energiepolitik von Dänemark. Erfahrungen mit REN- und REG-Strategien in Dänemark unter besonderer Berücksichtigung des Programms „Energie 2000“. Expertise für das Projekt „Zukünftige Energiepolitik“ der Gruppe Energie 2010, Kurzfassung, 1. Entwurf, vorgelegt auf der Fachgruppensitzung am 11./12.11.94 in Hannover
- Lechner, Doris (1994): Least-Cost-Planning in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft vor dem Hintergrund der Klimaproblematik. In: ZEW-Newsletter, 1/1994, S. 19 - 23
- Nast, M., J. Nitsch (1994): Solare Wärmeversorgung einschließlich Großwärmespeicher in Baden-Württemberg. Einzelgutachten im Rahmen des Projekts „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg“ der Akademie für Technikfolgenabschätzung, Stuttgart
- Nissen, Silke (1993): Umweltpolitik in der Beschäftigungsfalle. Marburg

- Nitsch, Joachim, Sabine Rettich, Michael Köttner (1993): Biogasnutzung in Baden-Württemberg - Zusammenfassung und Ausblick. Dokumentation der Fachtagung „Biogas - Nutzungsmöglichkeiten für Baden-Württemberg“ des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg in Zusammenarbeit mit der Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR) am 14. Juni 1993 im Haus der Wirtschaft, Stuttgart, S. 81 - 108
- Ottinger, Richard L. (1991): Incorporation of environmental externalities in the United States of America. In: Olav Hohmeyer, Richard L. Ottinger (1991): External environmental costs of electric power - analysis and internalization. Berlin, Heidelberg, New-York, S. 353 - 374
- Pfaffenberger, Wolfgang (1994): Veränderungsbedarf in der Marktordnung der leitungsgebundenen Energieversorgung. Expertise im Auftrag der Gruppe Energie 2010. Oldenburg
- Prognos AG (1992): Energiereport 2010. Stuttgart
- Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU) (1994): Umweltgutachten 1994 - für eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung. Stuttgart
- Rhein-Neckar-Zeitung (1994): CDU gegen Privatisierungsvorschläge: SPD-Pläne zum Verkauf von Landesbeteiligungen abgelehnt - FDP will Landtagsdebatte. Ohne Verfasser, 16.9.1994
- Sprenger, Rolf-Ulrich (1989): Beschäftigungswirkungen der Umweltpolitik - eine nachfrageorientierte Untersuchung. UBA-Berichte 4/89, Berlin
- Staiß, F., H. Böhnisch, J. Mößlein, F. Pfisterer, D. Stellbogen (1994): Photovoltaische Stromerzeugung, Import solarer Elektrizität, Wasserstoff. Arbeitsbericht Nr. 17 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart
- Statistisches Bundesamt (1994) Statistisches Jahrbuch 1994 für die Bundesrepublik Deutschland. Stuttgart
- Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (1992): Jahrbücher für Statistik und Landeskunde von Baden-Württemberg. 37. Jahrgang, Jahresband, Stuttgart
- Süddeutsche Zeitung (1994): OPEC hält an ihrer Fördermenge fest. Beschluß bei Bali-Konferenz löst Preissteigerungen für Rohöl aus. Ohne Verfasser, 23.11.1994
- Voß, Alfred (1987): Perspektiven der Energieversorgung - Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung. Stuttgart

- Weimer, W., U. Lünstroth (1993): Energie- und CO₂-Einsparpotentiale in Baden-Württemberg - Stand der Diskussion. Arbeitsbericht Nr. 1 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg. Stuttgart
- Weizsäcker, Ernst Ulrich von (1994): Ansatzpunkte und Möglichkeiten einer ökologischen Umgestaltung des Steuersystems. In: Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (ZAU), Jg. 7, (1994), H. 3, S. 305 - 308
- Wiese, A., J. Albiger, M. Kaltschmitt, U. Fahl, A. Voß (1994): Windenergie-Nutzung. Arbeitsbericht Nr. 19 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart
- Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (1994): Klimaschutzagentur nimmt ihre Arbeit auf: Aufsichtsrat hat sich konstituiert. Pressemitteilung 129/1994, Stuttgart
- Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (1993): Energiebericht '92. Stuttgart
- Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW): Qualität aus Baden-Württemberg - auch bei nachwachsenden Rohstoffen! Pressemitteilung, Oktober 1994, Mannheim