

# **Regenerative Energien in Baden – Württemberg**

**Status und Ausbau bis 2010,  
Auswirkungen und Perspektiven,  
Grundzüge eines Förderkonzepts.**

**Gutachten für die Fraktion  
Bündnis 90/Die Grünen  
Im Landtag von  
Baden-Württemberg**

**Dr. Joachim Nitsch  
Stuttgart, Dezember 1999**

Der Autor dankt Herrn Ole Langniß für wertvolle Anregungen und die Durchsicht des Manuskripts. Die Verantwortung für die in diesem Gutachten vorgelegten Ergebnisse und Empfehlungen trägt ausschließlich der Autor.

Adresse des Autors:

Dr. Joachim Nitsch, Pfaffenwaldring, 38-40, 70569 Stuttgart

Tel. 0711-6862483; Fax 0711-6862783

E-Mail: [joachim.nitsch@dlr.de](mailto:joachim.nitsch@dlr.de); Internet: <http://www.dlr.de/tt/system>

## **Inhalt der Kurzfassung**

<b>1. Zum Status regenerativer Energien</b>	<b>1</b>
<b>2. Regenerative Energien in Baden-Württemberg</b>	<b>1</b>
<b>3. Potentiale und Kosten regenerativer Energien</b>	<b>2</b>
<b>4. Ausbau und Perspektiven regenerativer Energien</b>	<b>3</b>
<b>5. Förderkonzept für den Ausbau regenerativer Energien</b>	<b>5</b>
<b>6. Empfehlung für die Flankierung des monetären Förderkonzepts</b>	<b>10</b>
<b>7. Empfehlungen im Umgang mit Vorschlägen zur Einführung von Quotenregelungen für regenerative Energien</b>	<b>13</b>

# Inhaltsverzeichnis der Langfassung

<b>Bedeutung der regenerativen Energien für die zukünftige Energieversorgung</b>	<b>1</b>
<b>1. Bisherige Entwicklung und heutige Struktur regenerativer Energien in Baden-Württemberg</b>	<b>3</b>
1.1 Ausgangssituation: Defizite der Energiepolitik Baden-Württembergs hinsichtlich Klimaschutz und Ressourcenschonung	3
1.2 Entwicklung und heutige Struktur der regenerativen Energien	5
<b>2. Die Förderung regenerativer Energietechnologien in Baden-Württemberg</b>	<b>9</b>
2.1 Fördermittel der Landesregierung	9
2.2 Weitere Unterstützung der Markteinführung regenerativer Energien	12
<b>3. Technisch-strukturelle Potentiale erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg</b>	<b>14</b>
3.1 Allgemeine Aspekte	14
3.2 Potentiale in Baden-Württemberg	15
3.3 Die regionale Differenzierung der Potentiale	22
<b>4. Heutige und zukünftige Kosten der Nutzung regenerativer Energien</b>	<b>25</b>
4.1 Heutige Kosten ausgewählter Anlagen	25
4.2 Kostensenkungspotentiale der Technologien zur Nutzung regenerativer Energien	29
<b>5. Ausbau regenerativer Energien bis zum Jahr 2010</b>	<b>37</b>
5.1 Struktur des Ausbaus und erforderliche Zuwachsraten	37
5.2 Beitrag der regenerativen Energien zur Energieversorgung im Jahr 2010	40
5.3 Ökonomische Eckdaten des Zubaus regenerativer Energien	42
<b>6. Auswirkungen der Ausbaustrategie und längerfristige Perspektiven</b>	<b>49</b>
6.1 Verminderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen und deren Kosten	49
6.2 Längerfristige Ausbauperspektiven	52
6.3 Resultierende Beschäftigungseffekte der Zubaustrategie	54
6.4 Aufbau von Exportmärkten	58
<b>7. Grundzüge eines Förderkonzepts zur Erreichung der Ausbauziele</b>	<b>60</b>
7.1 Übersicht und Systematik möglicher Instrumente	60
7.2 Monetäre Instrumente	60

7.3 Förderkonzept für Baden-Württemberg	64
7.4 Nichtmonetäre Maßnahmen und Instrumente	74
7.5 Empfehlungen für die Flankierung des monetären Förderkonzepts	80
7.6 Zum Stellenwert einer Quotenregelung zur Förderung des Ausbaus regenerativer Energien und einige daraus resultierende Empfehlungen	84
<b>8. Quellen und Literatur</b>	<b>87</b>

## **Bedeutung der regenerativen Energien für die zukünftige Energieversorgung.**

Die überragende Bedeutung der regenerativen Energien für die zukünftige Energieversorgung ist in den letzten Jahren zunehmend erkannt worden. Es wird kaum noch bestritten, daß sie aus Gründen des Klimaschutzes, der Ressourcenschonung und generell einer nachhaltigen Entwicklung einen deutlich wachsenden Beitrag leisten müssen. Zahlreiche Untersuchungen zum zukünftigen Weltenergieverbrauch zeigen – ungeachtet ihrer sonstigen Annahmen zum sparsamen Umgang mit Energie und dem zukünftigen Beitrag der Kernenergie – , daß regenerative Energien **die** bedeutendsten Energiequellen des nächsten Jahrhunderts sein werden. Langfristszenarien, wie die von Shell, der Weltenergiekonferenz u.a. (Shell 1995; WEC 1995) zeigen Beiträge dieser Energien zwischen 25% und 75 %(!) zur Mitte des nächsten Jahrhunderts. Aus technischer und potentialsseitiger Sicht sind derartige Beiträge realistisch. Auch für Europa und Deutschland liegen derartige Szenarien vor (Long-Term 1998; Nitsch,Luther 1998; BMU 1999), die von Beiträgen der regenerativen Energien um 50% zur Mitte des nächsten Jahrhunderts ausgehen. Die Entwicklungen der letzten Jahre weisen darauf hin, daß sich ihre Markteinführung – zumindest im europäischen Raum – beschleunigt. Einige Hinweise sollen dies illustrieren:

- Die EU plant, den Beitrag erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 auf 12% auszubauen und ihn damit etwa zu verdoppeln. Sie hat dazu eine Gemeinschaftsstrategie einschließlich eines Aktionsplans ausgearbeitet, der sicherstellen soll, daß diese Zuwächse auch tatsächlich zeitgerecht stattfinden. Dänemark hat darüber hinaus einen Aktionsplan „Energie 21“ verabschiedet, in welchem u.a. der Ausbau regenerativer Energien bis zum Jahr 2030 auf einen 35%-igen Anteil vorgesehen ist.
- Die Bundesregierung hat mit dem 200 Mio. DM - Förderprogramm, dem 100 000-Dächer-Programm und der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform dem Ausbau regenerativer Energien neue Impulse verliehen. Zusammen mit dem nach wie vor sehr wirksamen Stromeinspeisungsgesetz, den Förderprogrammen der Länder und den Kreditprogrammen der Deutschen Ausgleichsbank und der Kreditanstalt für Wiederaufbau betragen die gesamten Fördermittel zur Markteinführung regenerativer Energien derzeit rund 1 Mrd. DM (1997 lagen sie bei 750 Mio. DM/a). Damit werden derzeit in Deutschland Umsätze im Bereich regenerativer Energietechnologien von etwa 4 – 5 Mrd. DM/a getätigt – mit steigender Tendenz.
- Mit 3 400 MW installierter Windleistung zur Jahresmitte 1999 und Jahresumsätzen von 1 000 MW/a ist Deutschland das weltweit führende Land bei der Windenergienutzung. Etwa 1% des Strombedarfs werden damit bereits gedeckt (Schleswig-Holstein 15%). Die Windindustrie beschäftigt einschließlich Zulieferern bereits 15 000 Menschen bei einem Umsatz von über 2 Mrd. DM/a. Im Bereich der Photovoltaik entstehen mehrere neue Solarzellenfabriken mit zusammen etwa 40 MWp Jahresproduktionsleistung – einem Drittel des derzeitigen Weltmarktes.

- Die Zustimmung der Bürger zum weiteren Ausbau regenerativer Energien ist groß. Im Bürgerdialog der Akademie für Technikfolgenabschätzung zu einer klimaverträglichen Energieversorgung in Baden-Württemberg werden eindeutig die Zukunftsentwürfe mit einem hohen Anteil dieser Energien favorisiert. Eine der Hauptforderungen der Bürgerszenarien lautet: „Der Ausbau der regenerativen Energien soll gegenüber der heutigen Entwicklung stark forciert werden.“
- Die Programme aller politischen Parteien enthalten die Forderung nach ihrer verstärkten Nutzung. Auch das Land Baden-Württemberg setzt sich inzwischen dafür ein, „den Anteil erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln. .... Langfristiges Ziel ist eine hoch-effiziente und überwiegend auf erneuerbaren Energien ruhende Energieversorgung in Baden-Württemberg.“ (Umweltdialog des MUV 1999, S.18;) und nennt zur Erreichung dieses Ziels u.a. ein erforderliches Fördervolumen zur Markteinführung von 50 Mio. DM/a.

Das erfreuliche Marktwachstum einiger regenerativer Energietechnologien reicht allerdings bei weitem nicht aus, um diejenige stabile und länger anhaltende Wachstumsdynamik hervorzubringen, die erforderlich ist, die längerfristigen Erwartungen der Szenarien zu erfüllen, oder die politischen Aussagen und Zielsetzungen ( z.B. „Verdopplung“ bis 2010) Wahrheit werden zu lassen. Gleichzeitig verschlechtern sich derzeit die Rahmenbedingungen für eine raschere Marktdurchdringung auf breiter Front. Die Preise für die konkurrierenden konventionellen Energieträger sind auf einem Tiefstand angelangt. Die Liberalisierung des Strommarkts eröffnet zwar neue Zugangsmöglichkeiten für die regenerativen Energien auf dem bisher monopolisierten Markt, der verschärfte Kostenwettbewerb wird jedoch diese Möglichkeiten in engen Grenzen halten, wenn nicht eindeutige Vorrangregelungen für „grünen“ Strom aus regenerativen Energien (und Kraft-Wärme-Kopplung) geschaffen werden.

Das vorliegende Gutachten legt am Beispiel Baden-Württembergs dar, welche konkreten Schritte mindestens eingeleitet werden müssen, um eine ausreichende Marktdynamik einzuleiten und abzusichern und die Voraussetzungen zu schaffen, die technischen Potentiale der regenerativen Energien bis zum Jahr 2050 weitgehend ausschöpfen zu können. Der Zeitabschnitt bis 2010 stellt dabei die entscheidende „Einstiegsphase“ dar. Bis dahin muß der gesamte Technologiemarkt der regenerativen Energien in ausgewogener Form aktiviert werden. Bereits bewährte und preisgünstige Technologien, wie die konventionelle Nutzung von Biomasse – Reststoffen, die Wasserkraft und die Windenergie werden bis zu diesem Zeitpunkt den Hauptzuwachs tragen. Techniken, die nach 2010 eine große Bedeutung gewinnen werden, wie solare Nahwärmesysteme, moderne Biomasse-Vergasungstechniken, die Photovoltaik u.a., müssen jetzt aus ihren „Startlöchern“ geholt werden, um mit hohen Zuwachsraten überkritische Marktanteile zu erreichen. Auch größere Exportmärkte und der Einsatz solarer Technologien in einstrahlungsreichen Ländern muß bis zu diesem Zeitpunkt eine Selbstverständlichkeit werden. Da Baden-Württemberg in der Vergangenheit beim Ausbau regenerativer Energien eher unterdurchschnittliches Engagement gezeigt hat, werden hier besondere Anstrengungen erforderlich sein, um zu anderen Bundesländern aufzuschließen und die oben zitierte Absichtserklärung in die Tat umzusetzen.

# 1. Bisherige Entwicklung und heutige Struktur regenerativer Energien in Baden-Württemberg.

## 1.1 Ausgangssituation: Defizite der Energiepolitik Baden-Württembergs hinsichtlich Klimaschutz und Ressourcenschonung.

Die Entwicklung der Energieversorgung Baden-Württembergs im letzten Jahrzehnt zeigt einige bedenkliche Entwicklungen, die dem Bestreben, die Energieversorgung auf eine umweltverträglichere, ressourcenschonendere und risikoärmere Basis zu stellen, zuwiderlaufen und die zeigen, daß die bisherigen energiepolitischen Aktivitäten in dieser Hinsicht unzureichend waren. Dies läßt sich an der Veränderung einiger Kennzahlen im Zeitraum 1985 bis 1996 verdeutlichen (Energiebericht 1997; Statistik 1999; vgl. Bild 1.1):

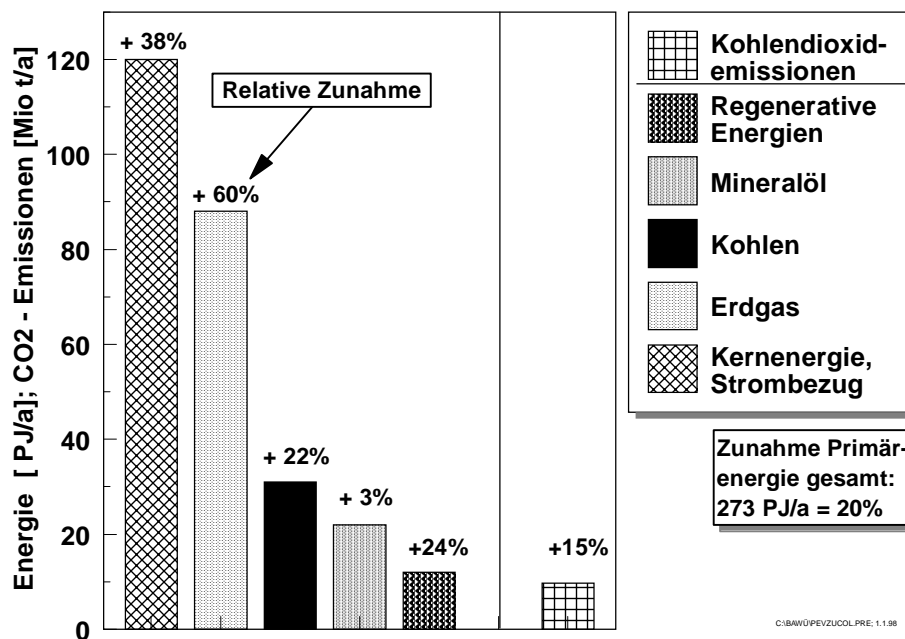
- In diesem Zeitraum sind die Kohlendioxidemissionen des Landes um 15% gestiegen, während diejenigen in den alten Bundesländern insgesamt praktisch konstant blieben. Diese Tendenz zeigt – besser als die durch den hohen Kernenergieanteil bedingte niedrige Pro-Kopf-Emission – daß das Land bei einer Weiterführung der derzeitigen Entwicklung mit seinen CO<sub>2</sub> – Emissionen im Jahr 2010 deutlich über dem Bezugswert von 1990 liegen wird. Vor dem Hintergrund der Verpflichtung Deutschlands im Rahmen der Vereinbarungen von Kyoto diese Emissionen bis zum Zeitpunkt 2008 bis 2012 um 21% (gegenüber 1990) zu senken, ist dies als besonders schwerwiegend anzusehen.
- Der Primärenergieverbrauch des Landes stieg im letzten Jahrzehnt, bei annähernd gleichem Wirtschaftswachstum wie in den alten Bundesländern (durchschnittlich 2,3 %/a), doppelt so rasch, nämlich mit durchschnittlich 1,4 %/a und liegt jetzt um 20% über dem Wert von 1985.<sup>1</sup> Die Entkopplung vom Wirtschaftswachstum und damit die Intensität der rationellen Energienutzung ist also in Baden-Württemberg deutlich geringer als im Durchschnitt der ABL.
- Beim Strom ist der Anstieg mit 2%/a noch stärker (ABL = 1,1 %/a), die Verringerung der Stromintensität, also die spezifische Stromeinsparung, ist minimal. Das reichliche Angebot an Strom – bedingt durch den starken Ausbau der Kernenergie zwischen 1985 und 1996 um 38%<sup>2</sup> - hat Fehlentwicklungen stabilisiert. Während der Anteil der Stromheizungen in Deutschland von 8% auf 6% zurückging, stieg er in Baden-Württemberg von 6% auf 8%. Strom wird also in großem Umfang „verheizt“; der Pro-Kopf-Verbrauch an Strom ist höher als im Bundesdurchschnitt.

---

<sup>1</sup> Aus Gründen der Vergleichbarkeit sind die mit der Substitutionsmethode berechneten Primärenergieverbräuche 1996 zugrunde gelegt

<sup>2</sup> Die im gleichen Zeitraum verringerten Strombezüge sind dabei mit dem Anwachsen der Stromerzeugung aus Kernenergie verrechnet. Brutto stieg die Stromerzeugung aus Kernenergie um 54% bzw. um knapp 14 TWh/a.

- Regenerative Energien hatten in dieser Zeit mit nur 12 PJ/a den geringsten absoluten Zuwachs am Primärenergieverbrauch zu verzeichnen (**Bild 1.1**), bei einem relativen Anstieg um 24%. Der Mineralölverbrauch stieg um ca. 20 PJ/a, derjenige der Kohle um 30 PJ/a, derjenige des Erdgases um 90 PJ/a und derjenige der Kernenergie (vermindert um die verringerten Strombezüge) um 120 PJ/a. Der relative Zubau regenerativer Energien lag nur geringfügig über dem Zuwachs der Primärenergie insgesamt. Damit ist die Energieversorgung Baden-Württembergs in den letzten 10 bis 12 Jahren risikoreicher und ressourcenintensiver geworden.



**Bild 1.1: Absolute und relative Veränderung einzelner Energieträger am Primärenergieverbrauch Baden-Württembergs und der CO<sub>2</sub> – Emissionen zwischen 1985 und 1996.**

- Mit diesen Tendenzen schwinden die günstigen Voraussetzungen, die Baden-Württemberg teilweise im Bereich der Energieversorgung noch hat, wie z.B. einen insgesamt geringeren Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie (BaWü 1996: 42 600 kWh/Kopf,a; D 1996: 50 000 kWh/Kopf, a), eine geringere Primärenergieintensität (BaWü 1996: 1,0 kWh/DM BIP; D1996: 1,31 kWh/DM BIP) und dank der Wasserkraft eine bislang deutlich höheren Anteil regenerativer Energien am Strom- bzw. am Primärenergieverbrauch. Auch hat das Land inzwischen seine einstige Spitzenstellung beim Zubau dezentraler KWK-Anlagen verloren. Die Energieversorgung Baden-Württembergs ist trotz vergleichsweise hoher F+E-Aufwendungen im Bereich regenerativer Energien bei der Modernisierung der Energieversorgung in Richtung Nachhaltigkeit und Umweltschonung nur wenig vorangekommen; negative Tendenzen (s. oben) überwogen.

## 1.2 Entwicklung und heutige Struktur der regenerativen Energien.

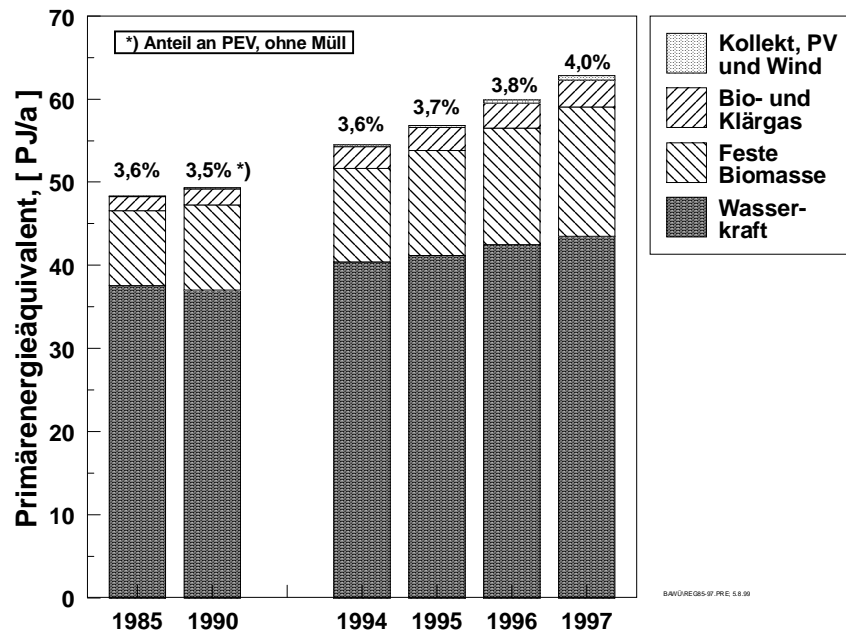
Der Beitrag regenerativer Energiequellen zur Energieversorgung Baden-Württembergs ist durch die Wasserkraft und die Nutzung von Holz geprägt. Beide Energiearten stellen Endenergiebeiträge in gleicher Größenordnung bereit. Demgegenüber sind alle anderen regenerativen Energiearten von untergeordneter Bedeutung (**Tabelle 1.1**, Spalten „Elektrizität“ und „Wärme“). Ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch mit 3,6 %<sup>3</sup> (1985) ging bis etwa 1990 sogar leicht zurück, um erst mit dem danach geringeren Wachstum des gesamten Primärenergieverbrauchs nach einem Jahrzehnt wieder den alten Wert zu erreichen. Seit 1994 steigt der Anteil geringfügig um ca. 0,1 %-Punkte je Jahr und lag Ende 1997 bei knapp 4%

**Tabelle 1.1: Beiträge regenerativer Energien in Baden-Württemberg 1985 und 1997 und deren Anteile an der Bruttostromerzeugung, des Endenergieverbrauchs an Brennstoffen und am Primärenergieverbrauch**

Energieart	1985			1997			Zuwachs 1985 - 1997		
	Elektrizität (GWh/a)	Wärme (Brennst.) (GWh/a)	Primär- energie** (GWh/a)	Elektrizität (GWh/a)	Wärme (Brennst.) (GWh/a)	Primär- energie (GWh/a)	Elektrizität (GWh/a)	Wärme (Brennst.) (GWh/a)	Primär- energie (GWh/a)
1. Wasserkraft	3660	-	10457	4590	-	12079	930	0	1622
2. Windenergie	0,0	-	0	23,0	-	61	23	0	61
3. Photovoltaik	0,0	-	0	2,7	-	7	3	0	7
4. Biogene Festbrennstoffe (Reststoffe, Anpflanzungen)	23	2240	2500	120	3700	4338	97	1460	1837
5. Biogene gasf. Brennstoffe (Klär-, Bio-, Deponiegas)	40	335	478	150	450	884	110	115	405
6. Solartherm. Kollektoren	-	10	11	-	70	76	0	60	65
7. Geothermie	-	0	0	-	15	16	0	15	16
<b>Summe *)</b>	<b>3723</b>	<b>2585</b>	<b>13447</b>	<b>4886</b>	<b>4235</b>	<b>17460</b>	<b>1163</b>	<b>1650</b>	<b>4013</b>
Anteil an Gesamt (%): an Bruttostromerzeugung 1) an Endenergie Brennstoffe 2) an Primärenergie 3)	<b>7,72</b>	<b>1,99</b>	<b>3,60</b>	<b>7,08</b>	<b>2,77</b>	<b>3,97</b>	<b>Rel. Anstieg 1985 - 1997 (%)</b> <b>31,2</b> <b>63,8</b> <b>29,8</b>		
	<b>1985</b>	<b>1997</b>	<b>Diff. 1997-1985</b>		<b>Rel. Anstieg (%)</b>				
1) Bruttostromerzeugung (TWh)	48,20	69,00	20,80		43,2				
2) Endenergie Brennstoff (TWh)	130,00	153,00	23,00		17,7				
3) Primärenergie (TWh/a):	374,00	440,00	66,00		17,6				
CO <sub>2</sub> -Emissionen (Mio t/a):	70,33	80,50	10,17		14,5				
*) ohne Müll mit ca. 240 GWh/a Strom- und 1 500 GWh/a Wärmeenergie (1996); organischer Anteil nicht bekannt									
**) Substitutionsverfahren (eta-el 1985 = 35%; eta-el 1997 = 38%; eta-brennst. = 92%)									

C:\BAWÜ\SUMREG\WK3; 4.8.99

<sup>3</sup> Nach der neuerdings vereinbarten „Wirkungsgradmethode“ beträgt der Anteil nur 2,1%, da regenerativer Strom direkt als „Primärenergie“ bewertet wird. Der statistische Beitrag von Müll wird hier nicht betrachtet, da seine organischen Anteile nicht bekannt sind. Die thermische Verwertung von Altholz in Müllverbrennungsanlagen ist näherungsweise unter „biogene Festbrennstoffe“ berücksichtigt. (LfU 1995). Bei der Wasserkraft sind Laufwasserkraftwerke und der natürliche Zufluß zu Speicherkraftwerken berücksichtigt. Quellen zur Ermittlung des heutigen Status siehe Kapitel 3: Potentiale.



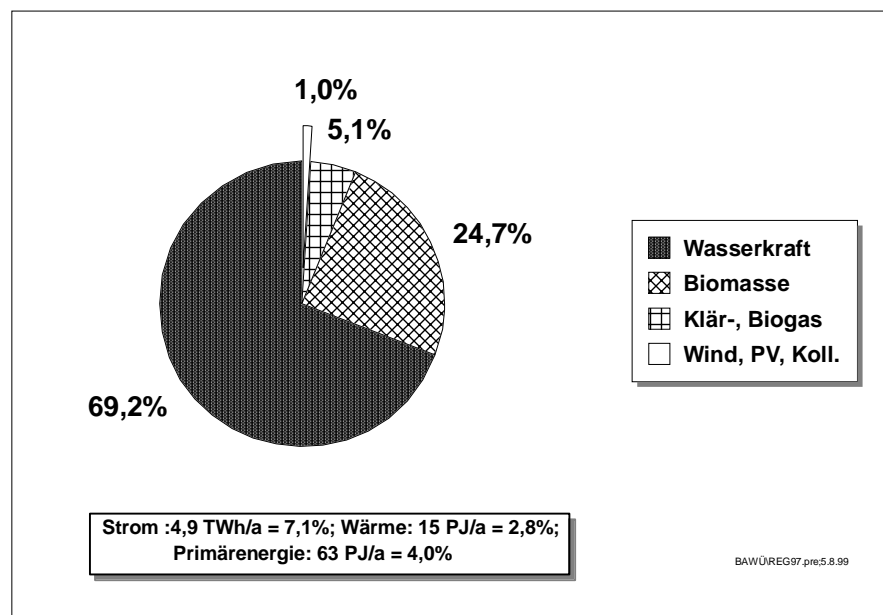
**Bild 1.2: Beitrag regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch Baden - Württembergs zwischen 1985 und 1997.**

(Bild 1.2). Wegen des starken Anstiegs des Stromverbrauchs liegt der Beitrag regenerativer Energien an der (Brutto-) Stromerzeugung mit rund 7% Anteil heute niedriger als 1985, der Beitrag zur Wärmeversorgung stieg dagegen von 2% auf 2,8%. Die stärksten absoluten Zuwächse im Zeitraum 1985 bis 1997 kamen ebenfalls von der Wasserkraft und der Holzverwertung, die „neuen“ Energietechniken Kollektoren, Biogasnutzung, Windenergie und Photovoltaik hatten naturgemäß die höchsten relativen Wachstumsraten.

Würde dieses schleppenden Wachstum regenerativer Energien in Zukunft weiter anhalten, so wäre im Jahr 2010 lediglich ein Primärenergiebeitrag von etwa 5% erreicht, das Verdopplungsziel für das Jahr 2010 also weit verfehlt. Es sind also wesentlich wirkungsvollere energiepolitische Impulse erforderlich, damit das Wachstum regenerativer Energietechniken in eine Größenordnung von jährlich 0,5% -Punkten gelangt, wie es näherungsweise für diese Zielsetzung erforderlich ist.

Die Struktur des derzeitigen Beitrags regenerativer Energien kann Bild 1.3 entnommen werden (vgl. auch Tabelle 1.1). Der Anteil der Wasserkraft am Primärenergiebeitrag der regenerativen Energien beläuft sich auf knapp 70% (an der Stromerzeugung auf 94%), Bio-Festbrennstoffe, also Wald- und Industrierestholz sowie Altholz decken 25% (an der Wärmeerzeugung 87%), Bio- Klär- und Deponiegas 5%. Alle anderen Energietechniken, also Photovoltaik, Kollektoren, Windenergie und Geothermie kommen zusammen auf etwa 1%. Der Beitrag der Wasserkraft von 4590 GWh/a (Regeljahr) kommt zu 85% aus 60 Laufwasserkraftwerken (und natürlichen Zuflüssen zu Speicheranlagen) > 1 MW und zu 15% aus ca. 950 Kleinwasserkraftwerken < 1MW mit insgesamt 780 MW Leistung. Die Windenergie ist mit 12,4 MW Leistung und 23 GWh/a Jahresenergieertrag (Bezugsjahr 1997) in Baden-

Württemberg deutlich unterrepräsentiert. Erst seit 1998 hat sich die Zubaurate auf 8 – 10 MW/a gesteigert<sup>4</sup>. Die installierte Photovoltaik-Leistung betrug 1997 ca. 3,5 MW und verteilt sich auf rund 1 500 Anlagen. Der Jahresenergieertrag beläuft sich auf 2,7 GWh/a. Die größte Anlagen befindet sich auf dem DaimlerChrysler Motorenwerk in Stuttgart mit 435 kW Leistung. Die derzeitige Zubaurate liegt bei etwa 800 kW/a und zeigt steigende Tendenzen. In 1999 dürften PV-Anlagen mit einer Leistung von 5 MW in Betrieb sein. An Kollektoren zur Warmwasserbereitung sind rund 200 000 m<sup>2</sup> installiert (einschließlich Kunststoffabsorbern für Freibäder), die eine Nutzwärme von rund 65 GWh/a (bzw. 235 TJ/a) bereitstellen. Besonders hervorzuheben sind die in Baden-Württemberg installierten Demonstrationsanlagen zur solaren Nahwärmeerzeugung bzw. großflächigen Warmwasserbereitung in Neckarsulm, Friedrichshafen, Ulm, Ravensburg und Stuttgart (Burgholzof). Der jährliche Zubau liegt bei ca. 40 000 m<sup>2</sup>/a Kollektorfläche.



**Bild 1.3: Struktur des Primärenergiebeitrags regenerativer Energien in Baden-Württemberg, 1997.**

An Biomasse-Reststoffen werden rund 20 PJ/a eingesetzt. Ca. 12 PJ/a stammen aus (Industrie-) Restholz und Altholz (ca. 200 000 t/a) und werden in 4 500 gewerblichen Feuerungen mit einer thermischen Leistung von 1 300 MW (Werte für 1993, LfU 1995) genutzt. Dort werden auch rund 120 GWh/a Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Ein Teil des Altholzes (vorwiegend Sperrmüll) gelangt in die Müllverbrennung. Waldrestholz bzw. Brennholz

<sup>4</sup> Zum 30.6.99 waren bereits 57 WEA mit 26,7 MW Leistung installiert, was einen potentiellen Jahresenergieertrag von rund 50 GWh/a entspricht. Trotzdem liegt das Land im Vergleich zu anderen Bundesländern mit vergleichbaren Windverhältnissen an letzter Stelle.

wird in einem Umfang von etwa 8 PJ/a in rund 200 000 Holzzentral- und Einzelheizungen eingesetzt. Das gesamte Nettogasaufkommen aus der Vergärung organischer Abfälle beträgt rund 3 PJ/a und kommt fast ausschließlich aus Deponie- und Klärgasanlagen. Der energetische Beitrag der ca. 100 landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist mit etwa 0,2 PJ/a noch unbedeutend. Gleichwohl ist Baden-Württemberg, neben Bayern und Niedersachsen, ein Zentrum der energetischen Verwertung von landwirtschaftlichem Biogas. Geothermische Energie wird derzeit hauptsächlich für balneologische Anwendungen genutzt (Bad Buchau, Bad Urach, Bad Waldsee, Biberach, Saulgau), für Heizungszwecke werden schätzungsweise 12 GWh/a Nutzwärme gewonnen.

## 2. Die Förderung regenerativer Energietechnologien in Baden - Württemberg.

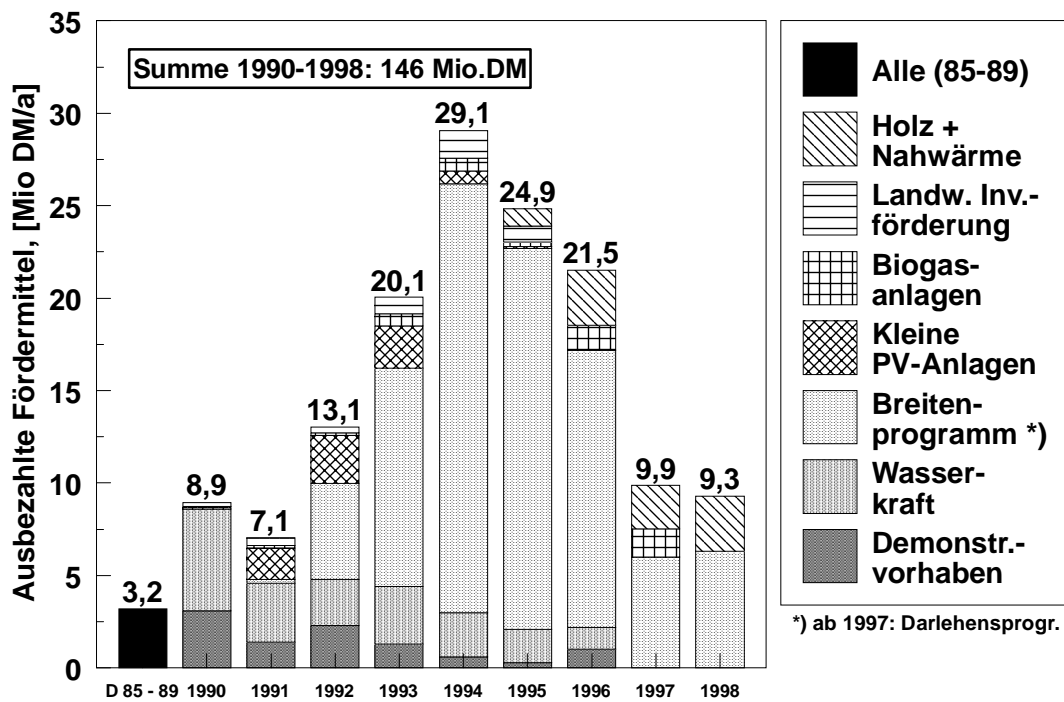
### 2.1 Fördermittel der Landesregierung.

Die jährlichen Investitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien belaufen sich in Deutschland auf etwa 4 – 5 Mrd. DM/a. Insgesamt sind ca. 20 – 30 000 Menschen mit der Herstellung, Installation und Wartung dieser Anlagen beschäftigt (Nitsch, Langniß 1999)<sup>5</sup>. Die größten Beiträge stammen von der Windenergie mit über 2 Mrd. DM/a und der Biomasse in der Größenordnung von 1 Mrd. DM/a. Überträgt man die spezifischen Angaben auf die Zubauzahlen 1997 in Baden-Württemberg, so läßt sich für dieses Jahr ein Umsatzvolumen von etwa 280 Mio. DM/a abschätzen, wobei die Biomasse mit 160 Mio. DM/a dominiert, gefolgt vom Kollektormarkt mit etwa 80 Mio. DM/a. An direkten Arbeitsplätzen entspricht dies überschlüssig, d.h. ohne Berücksichtigung der regionalen Struktur von Herstellern und Zulieferern, einer Zahl von ca. 1 200. Detaillierte Vergleichszahlen liegen nur für Nordrhein-Westfalen vor. Dort betrug der Jahresumsatz der einschlägigen Hersteller, Zulieferer und Dienstleister im Jahr 1997 rund 720 Mio. DM und sicherte damit knapp 3 000 Arbeitsplätze (Allnoch 1998).

Die Förderung der Markteinführung und damit die Unterstützung der Investitionstätigkeit in regenerativer Energie durch die Landesregierung weist einen sehr unstetigen Verlauf auf (**Bild 2.1**). Vor 1990 war praktisch keine Unterstützung der Markteinführung vorhanden. Erst mit der Einführung des Breitenprogramms im Jahr 1992 stieg die jährliche Fördersumme in zweistellige Millionenbeträge, um 1994 mit knapp 30 Mio. DM eine Höhepunkt zu erreichen. Mit der Einführung des Darlehensprogramm im Jahr 1997 sank die Förderung unter Berücksichtigung der Förderung von Biogasanlagen, Holz und Nahwärme wieder auf **unter 10 Mio. DM/a** ab und lag auch im Jahr 1998 in dieser Höhe. Während die Förderung durch das Wirtschaftsministerium deutlich zurückging (Darlehensprogramm) hat die Förderung von Biomasse und Biogas seit 1995 an Bedeutung gewonnen (Holzhackschnitzelprogramm; „Holzenergie 2000“; Zukunftsoffensive Junge Generation). Das derzeitige Förderniveau ist völlig unzulänglich. Dies zeigt sich vor allem an der raschen Überzeichnung der jeweiligen Förderprogramme und der dadurch bedingten Aussetzung der weiteren Förderung sowohl im Darlehensprogramm, wie in den Biomasse-Förderprogrammen. Das große Interesse zahlreicher investitionsbereiter Bürger, Unternehmer und Kommunen kann nicht oder nur mit großer Verzögerung befriedigt werden. Auch im Vergleich der Förderprogramme der Bundesländer schneidet Baden-Württemberg äußerst schlecht ab (**Tab. 2.1**).

---

<sup>5</sup> Es gibt auch Schätzungen bis zu 6 Mrd. DM/a (IWR 1998). Unsicherheiten resultieren vor allem aus den nur ungenau bekannten Zahlen im Bereich der Biomasse (Abgrenzungen, Ersatzbedarf für alte Heizungen). Ebenso schwankt die Zahl der damit verknüpften Arbeitsplätze zwischen 20 000 und 40000. (Forum 1998).



c:\Bawü\berdert1.pr: 18.9.99

**Bild 2.1:** Ausbezahlte Mittel zur Förderung regenerativer Energien (und teilweise der rationellen Energienutzung) in Förderprogrammen des Landes seit 1985 (ohne Mittel für Forschung in Höhe von ca. 13 Mio. DM/a): Quellen: Landtagsdrucksachen 12/215; 12/279; 12/459; 12/544; 12/752; 12/1186; 12/1840; 12/2735; 12/3635; 12/3754; div. Pressemitteilungen.

**Tab. 2.1:** Förderung regenerativer Energien (teilweise auch rat. Energienutzung) durch die Bundesländer in den Jahren 1990 bis 1997 (in Mio. DM) und Vergleich der Pro-Kopf – Förderwerte (DM/Kopf) für diesen Zeitraum und für das Jahr 1997.

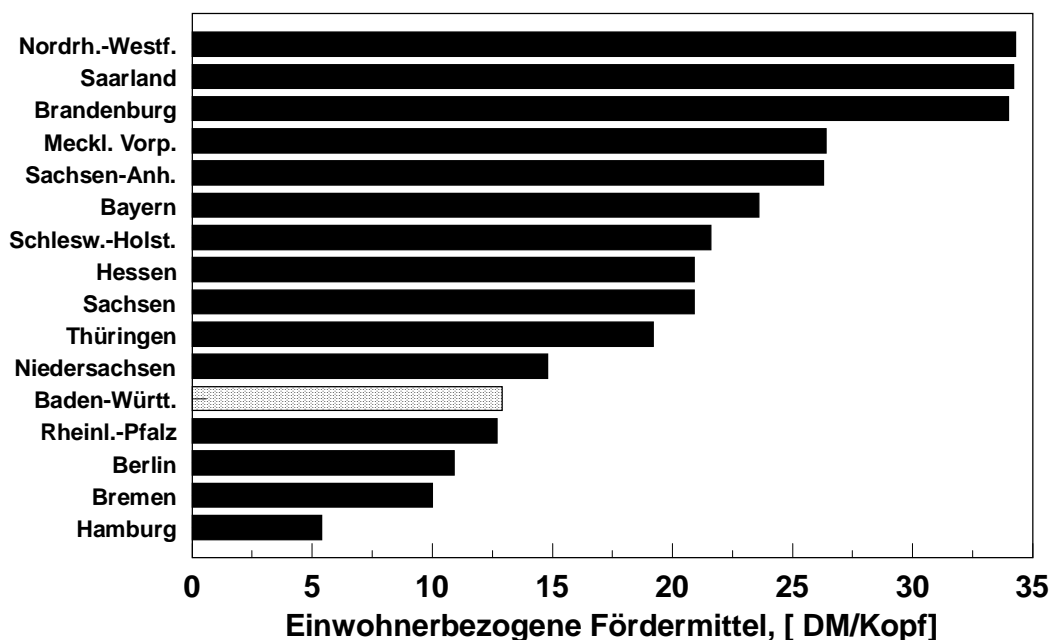
Land	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Summe	Einw. (Mio)	kumuliert spez. Rang (DM/Kopf)	1997 spez. Rang (DM/Kopf)
<b>Baden-Württemberg</b>	<b>8,9</b>	<b>7,1</b>	<b>13,1</b>	<b>20,1</b>	<b>29,1</b>	<b>24,9</b>	<b>21,5</b>	<b>9,9</b>	<b>134,6</b>	<b>10,4</b>	<b>12,9</b>	<b>12</b>
Bayern	7,0	5,4	15,2	17,3	37,1	66,0	62,0	75,3	285,3	12,1	23,6	6
Berlin	3,5	3,5	3,6	2,8	3,2	5,2	5,4	12,1	39,3	3,6	10,9	14
Brandenburg	0,0	0,0	10,0	11,4	25,7	15,0	18,2	4,8	85,1	2,5	34,0	3
Bremen	0,3	0,3	1,3	1,6	1,2	0,6	0,8	0,9	7,0	0,7	10,0	15
Hamburg	1,2	1,5	1,5	1,3	0,6	1,6	0,6	0,9	9,2	1,7	5,4	16
Hessen	7,0	4,2	13,4	23,5	22,9	22,6	16,1	13,7	123,4	5,9	20,9	8
Meckl.-Vorpommern	3,0	4,2	7,2	7,3	6,8	8,3	10,7	k.A.	47,5	1,8	26,4	4
Niedersachsen	15,0	11,7	16,7	31,8	21,2	10,0	2,2	5,4	114,0	7,7	14,8	11
Nordrh.-Westfalen	10,0	71,2	80,5	112,3	88,0	71,6	79,2	101,4	614,2	17,9	34,3	1
Rheinl.-Pfalz	6,0	8,2	7,4	2,5	8,3	6,5	8,5	4,8	52,2	4,1	12,7	13
Saarland	2,0	2,6	5,3	4,3	1,0	3,5	7,5	8,0	34,2	1,0	34,2	2
Sachsen	0,0	0,8	7,6	13,2	19,5	23,4	19,6	12,1	96,2	4,6	20,9	8
Sachsen-Anhalt	0,0	0,5	2,3	11,2	16,8	16,7	8,9	17,2	73,6	2,8	26,3	5
Schlesw.-Holstein	10,0	12,8	7,6	6,2	6,2	6,6	4,5	4,5	58,4	2,7	21,6	7
Thüringen	0,0	0,1	1,9	7,1	7,8	9,2	10,7	11,1	47,9	2,5	19,2	10
<b>Alle Bundesländer</b>	<b>73,9</b>	<b>134,1</b>	<b>194,6</b>	<b>273,9</b>	<b>295,4</b>	<b>291,7</b>	<b>276,4</b>	<b>282,1</b>	<b>1822,1</b>	<b>82,0</b>	<b>22,2</b>	<b>3,37</b>

Quelle: BMWi 1998; für Baden-Württemberg eigene Berechnungen (vgl. Bild 2.1)

c:\Bawü\Förder.wk3: 9.2.99

Das Land liegt zwar hinsichtlich der absoluten Fördersumme im Zeitraum 1990 bis 1997 an dritter Stelle hinter Nordrhein-Westfalen und Bayern etwa gleichauf mit Hessen und Niedersachsen, berücksichtigt man jedoch die Landesgröße mittels der Anzahl der Einwohner, so liegt Baden-Württemberg mit 12,9 DM/Kopf (1990-1997) auf Rang 12 bzw. mit 0,95 DM/Kopf (1997) auf Rang 13 und damit zusammen mit Rheinland-Pfalz an **letzter Stelle** aller Flächenstaaten. **(Bild 2.2)**. Beim aktuellen Wert 1997 liegt das Land um beinahe eine Größenordnung hinter den Spitzenreitern Saarland (8,0 DM/Kopf) und Bayern (6,2 DM/Kopf). Eine vergleichbare Rangfolge ergibt sich beim Bezug auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP). Die NBL Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg gaben in diesem Zeitraum, bezogen auf das BIP das Vierfache für die Förderung regenerativer Energien aus, NRW, Saarland und Sachsen das Dreifache. Weniger als Baden-Württemberg gaben nur die Stadtstaaten aus. Diese geringe Förderintensität erklärt größtenteils die in Kapitel 1 erwähnte Stagnation bzw. die niedrigen Zuwachsraten der regenerativen Energien seit ca. 1994.

Weiterhin ist ersichtlich, daß Länder, die sich durch relativ erfolgreiche Markteinführung auszeichnen, also NRW und Bayern, auf Kontinuität und Berechenbarkeit setzen. NRW hat seit 1991 eine gleichbleibend hohe Fördersumme zwischen 70 und 80 Mio. DM/a und hat diesen Wert im Jahr 1997 noch auf 100 Mio. DM/a gesteigert. Bayern verzeichnet seit 1994 hohe Steigerungsraten auf inzwischen 75 Mio. DM/a und hat das Förderprogramm mit klaren energiepolitischen Vorgaben hinsichtlich der Ausbauziele regenerativer Energien, speziell der Biomasse verknüpft. Es hat damit Baden-Württemberg, welches bis 1994 in der Förderung etwa gleich auf war, deutlich hinter sich gelassen. Hätte das Land in den letzten Jahren



\*) teilweise einschl. rationeller Energienutzung

BaWü/förder3.pre; 19.8.99

**Bild 2.2: Rangfolge der Bundesländer bei der Förderung regenerativer Energien im Zeitraum 1990 bis 1997**

lediglich den Bundesdurchschnitt der Förderung von 22 DM/ Kopf erreichen wollen, so hätte der Spitzenwert des Jahres 1994 von knapp 30 Mio. DM/a für den gesamten Zeitraum 1990 – 1997 zur Verfügung stehen müssen. Das Land hätte damit 100 Mio. DM mehr für die Förderung regenerativer Energien ausgegeben, die jedoch nach den Erfahrungen in den o. g. Bundesländern gut angelegt gewesen wären. Um heute an die Förderung der führenden Bundesländer anzuknüpfen, sind jährliche Fördervolumina von 60 Mio. DM/a (Vergleich mit NRW) bzw. von 65 Mio. DM/a (Vergleich mit Bayern) erforderlich.

## 2.2. Weitere Unterstützung der Markteinführung regenerativer Energien

Zur Aufrechterhaltung der erläuterten Investitionstätigkeit in Höhe von rund 300 Mio. DM/a reichen selbstverständlich die durch das Land bereitgestellten Fördermittel nicht aus. Weitere Mittel des Bundes, des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG), der EltVU, und der Kommunen tragen zur Initiierung diesem Investitionsvolumen bei. Die aufsummierten Fördermittel über diese Instrumente beliefen sich 1997 **ohne** die Fördermittel der Länder auf rund 500 Mio. DM, davon allein über das StrEG ca. 280 Mio. DM<sup>6</sup> (davon 215 Mio. DM auf die Windenergie). Der größte Anteil entfällt mit 50% auf die Windenergie, gefolgt von Biomasse und Kollektoren mit je 15% Anteil. Erst dann folgt die Wasserkraft und die Photovoltaik mit je 10% Anteil. Geothermie wird nur gering gefördert. Aus dieser Aufteilung auf die Energiearten, ist ersichtlich, daß auf Baden-Württemberg ein unterdurchschnittlicher Anteil dieser Fördermittel entfällt.

Über das StrEG erhalten die Anlagenbetreiber in Baden-Württemberg rund 25 Mio. DM/a. Der Subventionswert zinsverbilligter Kredite der DtA und der KfW, die Eigenheimzulage für Kollektoren und die kostendeckende bzw. kostenorientierte Vergütung einiger Stadtwerke<sup>7</sup> entspricht schätzungsweise weiteren 10 – 15 Mio. DM/a. Die EltVU setzen bundesweit rund 100 Mio DM/a für die Markteinführung regenerativer Energien ein, wovon ebenfalls rund 10 Mio. DM/a auf Baden-Württemberg entfallen dürften. Insgesamt dürften so rund **45 – 50 Mio. DM/a** an Zuschüssen die Investitionen in regenerative Energietechnologien in Baden-Württemberg **zusätzlich** unterstützen. Hinzutreten treten noch Leistungen auf privater Basis, insbesondere von Betreibern kleiner Kollektoranlagen und Photovoltaikanlagen, welche die Lücke zwischen Fördermitteln und anlegbaren Investitionskosten schließen. Dies Anteil wird, abgeleitet aus Werten für das gesamte Deutschland, auf ca. **25 Mio. DM/a** geschätzt.

Die Investitionen in regenerative Energieanlagen in Baden-Württemberg in Höhe von jährlich ca. 280 Mio. DM (1997) werden also mit Fördermitteln von insgesamt 55 – 60 Mio. DM/a und

---

<sup>6</sup> bestimmt als „Mehrkosten“ gegenüber anlegbaren Strompreisen von 10 Pf/kWh.

<sup>7</sup> z.B. hat Schwäbisch Hall durch die Anwendung der „Grundsätze des WiMi zur preisrechtlichen Anerkennung von Aufwendungen zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien“ 1996 rund 0,12 Mio. DM und 1997 0,30 Mio. DM (entsprechende Aufschläge auf den Strompreis sind 0,2 bzw. 0,5 Pf/kWh) eingesetzt. Der Wert des Jahres 1997 entspricht einer spezifischen Fördersumme von 8,5 DM/Kopf,a. Auf Baden-Württemberg hochgerechnet ergibt dies einem Volumen von 88 Mio. DM/a (van Bergen 1998).

privaten Leistungen in Höhe von 25 Mio. DM unterstützt bzw. erst ausgelöst. Die Mittel des Landes mit derzeit rund 10 Mio. DM/a stellen also nur einen relativ geringen Anteil an der gesamten finanziellen Unterstützung der Markteinführung regenerativer Energien im Lande dar.

### 3. Technisch - strukturelle Potentiale regenerativer Energien in Baden-Württemberg.

#### 3.1 Allgemeine Aspekte.

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Nutzung regenerativer Energiequellen ist ihr außerordentlich großes physikalisches Angebotspotential und die Tatsache, daß in der Ökosphäre bereits vorhandene, unerschöpfliche Energieströme der technischen Nutzung zugeführt werden können. Damit lassen sich wesentliche Kriterien einer nachhaltigen Energieversorgung erfüllen. Zur Verfügung stehen die auf die Kontinente eingestrahlte Energie, die kinetische Energie des Windes und der Meereswellen, die jährlich nachwachsende Biomasse, die potentielle Energie des Wassers, die geothermische Energie und die Wärmeenergie der Meere. Diese Energieströme entsprechen etwa dem 3000-fachen des derzeitigen jährlichen Weltenergieverbrauchs. Sie stellen das physikalische Potential der Nutzung regenerativer Energien dar.

Davon abgeleitet, beschreiben die **technischen Potentiale** die aus heutiger Sicht bereitstellbaren Energieerträge in einer für den Endverbraucher nutzbaren Form - also Nutzwärme verschiedener Temperatur, Elektrizität und Brenn- oder Treibstoffe. Bei ihrer Ermittlung ist auf zahlreiche Restriktionen Rücksicht zu nehmen:

- Grenzen für Nutzungsgrade, Leistungsgrößen und technische Entwicklungspotentiale der derzeit oder in absehbarer Zeit verfügbaren Wandlungs- und Nutzungstechniken,
- strukturelle Nutzungseinschränkungen infolge Ortsgebundenheit (z. B. Geothermie), begrenzter Transportradius (z.B. Biomasse), Flächenverfügbarkeit bzw. Konkurrenznutzung (z.B. Kollektoren, Solarzellen, Energiepflanzenanbau), begrenzter Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Energiedarbietung (z.B. Strom aus fluktuierenden Quellen), Unverträglichkeit von Nachfrage und Angebot (z.B. nicht verwertbare Überschüsse bzw. zu hoher Speicherbedarf oder Reserveleistung),
- ökologische Restriktionen hinsichtlich Flächenbeanspruchung (z.B. Windenergie), Beeinträchtigung von Fließgewässern (z.B. Wasserkraft), eingeschränkte Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse (z.B. Reststoffe aus Forst- und Landwirtschaft; Energiepflanzenanbau).

Angaben zu technischen Nutzungspotentialen regenerativen Energien sind daher von zahlreichen Annahmen abhängig und stellen keine unverrückbare Größe dar. Sie sollen jedoch einen ausreichend abgesicherten Orientierungsrahmen für das „technisch Machbare“ innerhalb eines längerfristigen Betrachtungszeitraums darstellen und darlegen, welchen Stellenwert bestimmte Energiequellen und Nutzungstechnologien für die betrachteten Regionen haben können. Vor diesem Hintergrund sind sie als Basis für die Ermittlung der aus wirtschaftlicher und energiepolitischer Sicht möglichen Beiträge regenerativer Energien an der Energieversorgung geeignet.

Unter Beachtung dieser Kriterien sind von den genannten Energieströmen energetisch nur wenige **Promille** (Strahlung, Wind) bis **Prozente** (Biomasse, Erdwärme) in Form von nutzba-

ren Sekundärenergieträgern nutzbar. Lediglich bei der bereits „konzentrierten“ Wasserkraft ist eine technische Nutzung im 10% - Bereich möglich.<sup>8</sup> Das global insgesamt **technisch nutzbare Potential** regenerativer Energien liegt in der Größenordnung des **Dreifachen** des derzeitigen weltweiten Verbrauchs an Sekundärenergieträgern (Endenergie)<sup>9</sup>, kann also auch einen noch steigenden Energiebedarf der Menschheit prinzipiell vollständig und auf Dauer decken. Deckungsbeiträge erneuerbarer Energiequellen im Bereich von 50% und mehr am Weltenergieverbrauch werden dementsprechend bereits bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts für möglich gehalten (Shell 1995; WEC 1995; Nitsch 1998). Tatsächlich decken jedoch regenerative Energien derzeit nur 4% des Weltenergieverbrauchs, wenn man die nichtkommerzielle Brennholznutzung in unterentwickelten Ländern außer Betracht läßt<sup>10</sup>. Ohne Wasserkraft sind es lediglich 0,2%.

Aufgrund der regionalen Gebundenheit bzw. Angebotsdifferenzen regenerativer Energien ergeben sich auf nationaler Ebene sehr unterschiedliche Potentialwerte. Kurz- und mittelfristig werden diese Potentiale als nationaler Orientierungsrahmen für die Erschließung dienen. Längerfristig dürfte sich ihre Bedeutung verringern, da mittels Elektrizität oder chemischen Energieträgern auch ein kontinentaler Energieaustausch bzw. eine globale Versorgung auf der Basis erneuerbarer Energien technisch möglich ist. Einstrahlungs-, wind- oder wasserreiche Gebiete können dann „Exportregionen“ für entsprechende Energieträger werden.<sup>11</sup> Regionale oder nationale technisch-strukturelle Potentiale sind also längerfristig nach oben „offen.“

### 3.2 Potentiale in Baden-Württemberg

Die technisch- strukturellen Potentiale regenerativer Energien in Baden-Württemberg wurden bereits mehrfach ermittelt.<sup>12</sup> Eine unkommentierte Gegenüberstellung von Potentialwerten verschiedener Untersuchungen ist allerdings wenig aussagekräftig, da diese aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Restriktionen i.allg. große Bandbreiten (bis zu eine Größenord-

---

<sup>8</sup> Mit derzeit rund 2500 TWh/a weltweiter Jahresstromerzeugung dürfte jedoch bereits etwa die Hälfte dieses Potentials ausgeschöpft sein.

<sup>9</sup> Dominiert wird dieser Wert vom potentiellen Beitrag der Strahlungsenergie mit 85%, wobei eine Sammlerfläche (Kollektoren, Photovoltaik) von insgesamt 2 Mio.km<sup>2</sup> (= 1,3% der globalen Landfläche) und eine Aufteilung der Sekundärenergieträger auf 40% Nutzwärme, 40% Elektrizität und 20% Wasserstoff angenommen wurde (Nitsch, Luther 1998).

<sup>10</sup> Diese umfaßt schätzungsweise etwa 10% des Weltenergiebedarfs (WEC 1998)

<sup>11</sup> Beispielsweise kann auf dafür geeigneten Flächen im Mittelmeerraum das Fünffache des derzeitigen Weltstromverbrauchs mittels solarthermischer Kraftwerke bereitgestellt werden (Klaiß, Staiß 1992).

<sup>12</sup> Eine erste gründliche Potentialabschätzung für Baden-Württemberg erfolgte in der Studie: „Perspektiven der Energieversorgung“, einem umfangreichen Gutachten für die Landesregierung im Jahr 1987 /Perspektiven 1987/. Weitere Potentialangaben findet man in /Kaltschmitt 1990/, in den Arbeitsberichten des Projekts: „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg“ /Schade 1996/, und in /Kaltschmitt, Wiese 1993/. Daneben gibt es zahlreiche Abschätzungen für einzelne Energierarten. Auch aus Potentialangaben für Deutschland lassen sich baden-württemberg-spezifische Aussagen ableiten.

nung) aufweisen können. Zu beachten ist auch, daß Potentialwerte oft nur eingeschränkt addiert werden können, da Nutzungskonkurrenzen nicht berücksichtigt sind. Zweckmäßig ist daher die Angabe eines konsistenten Datensatzes, der unter gegebenen strukturellen Voraussetzungen eine in sich geschlossene Darstellung der mittelfristig tatsächlich nutzbaren Sekundärenergien erlaubt. **Tabelle 3.1** zeigt ein derartiges aktuelles technisches „Referenzpotential“ der Nutzung regenerativer Energien auf der Basis bereitstellbarer Strom- und Nutzwärmemengen aus den dort aufgeführten Energiequellen. Das Referenzpotential stellt einen repräsentativen, mittleren Anhaltswert dar, der keine Überschneidungen enthält und auf die Angabe von Bandbreiten verzichtet. Es wurde auf der Basis der in der Fußnote und in der Tabelle zitierten Quellen zusammengestellt (vgl. auch **Bild 3.1**)

Das technisch ausschöpfbare Stromerzeugungspotential der **Wasserkraft** mit 6 300 GWh/a (Perspektiven 1987; Schade 1996), ist bereits zu rund 75% ausgeschöpft. Vor Neubauten dominiert eindeutig die Ertüchtigung und der Ausbau bestehender Anlagen. Ausbaumöglichkeiten bestehen insbesondere am Rhein und Neckar mit 1 150 GWh/a in Anlagen > 1 MW<sup>13</sup>. Das Ausbaupotential von Kleinwasserkraftwerken unter 1 MW Leistung dürfte dagegen bei maximal 200 GWh/a liegen. Das Potential der **Windenergie** in Gebieten mit mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten über 3 m/s beträgt unter Beachtung aller gültigen Restriktionen hinsichtlich der Aufstellung von Windkraftanlagen und unter Ausschluß sämtlicher Landschaftsschutzgebiete rund 1 900 GWh/a; (einschließlich Landschaftsschutzgebiete wären es 3 300 GWh/a; LNV 1996). Die für eine Aufstellung von Anlagen grundsätzlich geeigneten Flächen belaufen sich auf 810 km<sup>2</sup> (also ca. 2% der Landesfläche). Etwa 75% dieses Potentials liegen jedoch in Gebieten mit mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten unter 4 m/s, für die in absehbarer Zeit ein wirtschaftlicher Betrieb nicht absehbar ist. Nur 6%, also 115 GWh/a, in Gebieten > 5 m/s können auf der Basis des derzeitigen Stromeinspeisungsgesetzes einigermaßen wirtschaftlich betrieben werden. Ende 1998 waren mit rund 40 GWh/a Jahresenergieertrag gerade 2% des technischen Potentials erschlossen.

Für das Potential der flächenhaften Wandlungstechniken **Photovoltaik und thermische Solarkollektoren** sind ihre Integrationsmöglichkeiten in die vorhandene Siedlungsstruktur maßgebend. Die dafür zur Verfügung stehenden Flächen auf Dächern, an Fassaden und auf sonstigen Flächen innerhalb der Siedlungsstruktur (Überdachungen, Lärmschutzwände u.ä.) wurden mehrfach abgeschätzt und präzisiert (Kaltschmitt 1990, Nast,Nitsch 1994). Danach sind rund 150 km<sup>2</sup> geeignete Flächen (85 km<sup>2</sup> auf Dächern, 15 km<sup>2</sup> an Fassaden, 50 km<sup>2</sup> übrige Flächen innerhalb Siedlungen, z.B. Lärmschutzwände, Überdachungen) für die Installation von Solarzellen und Kollektoren innerhalb geschlossener Siedlungsflächen (= Gebäude-, Freiflächen und Verkehrsflächen innerorts) geeignet. Diese können um weitere 50 km<sup>2</sup> Freiflächen außerhalb geschlossener Siedlungen ergänzt werden (z.B. Brachen, Halden, Böschungen an Außerorts-Verkehrstrassen), so daß als Anhaltswert ein Flächenpotential von insgesamt **200 km<sup>2</sup>** (= 0,6% der Landesfläche) dient. Unter Berücksichtigung des (sich

---

<sup>13</sup> Allein der projektierte Ausbaus des Kraftwerks Rheinfelden von 23 auf 110 MW Leistung würde zu einer zusätzlichen Stromerzeugung von 380 GWh/a führen /Perspektiven 1987/. Aus Kostengründen ist jedoch derzeit nicht vorgesehen, den Ausbau zu tätigen.

**Tabelle 3.1: Technisch – strukturelles Referenzpotential der mittelfristigen Nutzung regenerativer Energien in Baden-Württemberg.**

Energieträger bzw- technologie	Energie- erzeugung TWh/a el,th el th	Leistung MW el	Kommentare
<b>Wasserkraft</b> a) Gesamtpotential b) Zubaupotential > 1 MW < 1 MW	6,30 1,48 0,23	300 255 45	Laufwasser und natürlicher Zufluß zu Speichern.
<b>Windenergie</b> a) Gebiete > 4 m/s b) Gebiete von 3 bis 4 m/s	0,51 1,38	280 1525	geeignete Fläche = 80 km <sup>2</sup> geeignete Fläche = 730 km <sup>2</sup>
<b>Photovoltaik</b> a) Flächenbegrenzung - 40% geeign. Dachflächen (35 km <sup>2</sup> ) - 100% geign. Fassadenfl. (15 km <sup>2</sup> ) - 75% geeign. Siedl.flächen (75 km <sup>2</sup> ) b) Leistungsbegrenzung (Beispiel). 50% der Netzlast Sommertag/mittags	16,8 3,6	16 400(AC) = 18 000 (p)  4 000 (AC)	Einstrahlung 1100 kWh/m <sup>2</sup> a, mit 6,65 m <sup>2</sup> /kWp und eta - jahr = 12 %; insg. 125 km <sup>2</sup> Modulfläche Obergrenzen (Flächen) bis 27 TWh/a.  entspr. 4 500 MWp.
<b>Biomasse</b> a) Feste Reststoffe b) Anpflanzungen (Brennstoff) c) Vergärung organischer Reststoffe	1,00 11,20 0,45 5,00 1,75 2,75	davon KWK 200 95 315	Resthölzer; Reststroh 0,13 Mio.ha; 190 GJ/ha,a Bio., Klär- und Deponiegas
<b>Kollektoren</b> a) nur Warmwasser (Dachflächen) b) WW + Raumeizung; Nahwärme - 60% geeign. Dachflächen (50 km <sup>2</sup> ) - 25% geeign. Siedl.flächen (25 km <sup>2</sup> )	4,7 29		Nutzwärme; 350 kWh/m <sup>2</sup> a 11 km <sup>2</sup> Kollektorfläche 75 km <sup>2</sup> ; Reduktion des Wärmebedarfs für Raum- heizung berücksichtigt.
<b>Geothermie</b> hydrothermale Nutzung,	25		reduziertes Nachfragepotential, wegen begrenzt. Raumwärme- bedarf; Obergrenze bei 36 TWh
<b>Stromerzeugung 1) Wärmeerzeugung 1)</b>	<b>28,2 73,4</b>		41% Bruttostromerzeug.1997 48% Endenergie Brennst.1997
<b>Primärenergie 2)</b>	<b>530 PJ/a</b>		33% Primärenergieverbr. 1997 = 40% Primärenergie 2010
<p>1) Biomasse zu 50% in Kraft-Wärme-Kopplung; Wärme = substituierte Brennstoff-Endenergie                  2) Substitutionsmethode; eta-el = 40%; eta-brennst. = 92%.                  Quellen: Perspektiven 1987;Kaltschmitt 1990; Kaltschmitt/Wiese 1993/1997; Schade 1996; LNV 1996;                  Nitsch/Rettich 1993; Nitsch/Nast 1994; Staiß/Böhnisch 1994; Hartmann 1995; LfU 1995; .                  Statistik 1999; MLR 1999; KEA 1998; Holzenergie 1998; Wegener 1994.</p>			

bawü|tepot.wk4; 17.8.99

mittelfristig reduzierenden) Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser im zukünftigen Gebäudebestand (Nast, Nitsch 1994), auf die beiden Technologien aufgeteilt werden. Aus wärmebedarfseitiger Sicht können maximal rund **75 km<sup>2</sup> Kollektoren** installiert werden, so daß eine maximale Fläche von **125 km<sup>2</sup> Fläche für die Photovoltaik** zur Verfügung steht. Die Technologien können in dieser Aufteilung insgesamt 100 PJ/a Brennstoffe (Endenergie) substituieren und 17 000 GWh/a Strom<sup>14</sup> erzeugen. Die erstere Nutzung setzt allerdings eine weitgehende Errichtung großer solarthermischer Kollektorfelder und Nahwärmesysteme mit entsprechend dimensionierten Speichern voraus. Beschränkt man sich lediglich auf die Warmwasserbereitung in kleineren Einzelanlagen, so sind nur rund 17 PJ/a Brennstoffe substituierbar mittels 11 km<sup>2</sup> Kollektorfläche. Erst 1,5% des Warmwasserpotentials (bzw. 0,3% des Gesamtpotentials) sind derzeit erschlossen. Das technische Potential der Photovoltaik ist derzeit erst zu 0,02% genutzt.

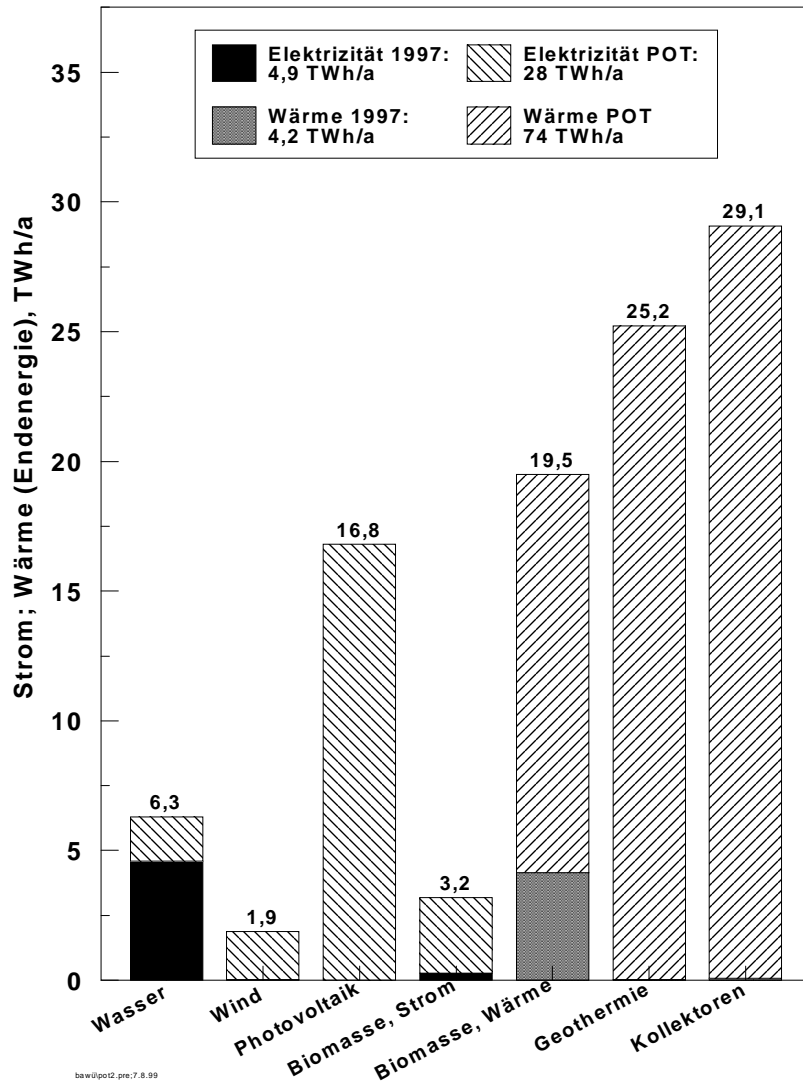
**Geothermische** Nutzungspotentiale werden in einer großen Bandbreite angegeben. Beschränkt man sich auf die hydrothermale Nutzung, so bieten die Angaben von /Kaltschmitt, Wiese 1997/ mit ca. 130 PJ/a Nutzwärme, welche auf der Basis des technischen Nachfragepotentials ermittelt wurden, einen guten Anhaltswert für Baden-Württemberg. Unter Berücksichtigung der Konkurrenz mit Solarkollektoren im Bereich des mittelfristig zurückgehenden Niedertemperaturwärmebedarfs wird als Referenz für das technische Potential ein Wert von 80 PJ/a Nutzwärme angesetzt. 0,1% dieser Potentials werden derzeit genutzt.

Die Nutzungspotentiale der **Biomasse** müssen differenziert nach Reststoffen unterschiedlicher Qualität und zusätzlich möglichem Anbau von „Energiepflanzen“ unterschieden werden. Die Erhebungen für den energetisch nutzbaren Anteil organischer Reststoffe unterscheiden sich je nach Quelle teilweise deutlich. Als Potential-Referenzwerte für die energetische Nutzung wurden festgelegt (LfU 1995; KEA 1998; Flaig 1994; MLR 1999; Wegener 1994): 35 PJ/a Waldrestholz (= 3,9 Mio. fm/a); 10 PJ/a Industrie- bzw. Sägerestholz; 8 PJ/a Altholz und 2 PJ/a Reststroh und Rückstände von Straßengrün, insgesamt also 55 PJ/a Energie aus festen organischen Reststoffen<sup>15</sup>. Hinzu kommt das energetische Potential der Vergärung mit 15 PJ/a Biogas aus landwirtschaftlichen Reststoffen (Gülle, Tierdung) und 5 PJ/a Biogas

---

<sup>14</sup> Um den gesamte derzeitige Stromerzeugung in Höhe von rund 70 TWh/a mittels PV zu decken wäre auf der Basis eines zukünftig realistischen Jahreswirkungsgrades von 12% eine Modulfläche von 525 km<sup>2</sup> erforderlich, was lediglich 1,5% der Landesfläche entspricht. Flächenrestriktionen entstehen also durch eine Nutzung von Sonnenenergie **nicht**. Allerdings läßt die bei voller Einstrahlung entstehende Spitzenleistung von etwa 70 GW (Wechselstrom) eine derartige Nutzung nur mittels (sehr aufwendiger) Speicher zu. Ein volle Deckung des Strombedarfs durch dezentrale Photovoltaik stellt daher keine ernsthafte Option dar.

<sup>15</sup> Beim Potential des Waldrestholzes wird lediglich Derbholz berücksichtigt. Stock- und Wurzelholz, sowie dünne Äste und die im Wald anfallende Rinde verbleiben zur Erhaltung des Humus- und Nährstoffkreislaufs im Wald. Abbruch – und Altholz enthält teilweise Belastungen, die je nach dem Grad der Verunreinigung seine Verwertung nur in Anlagen der 4. BimSchV oder der 17. BimSchV zulassen. Sehr stark belastete Hölzer (Verunreinigung durch Holzschutzmittel und Imprägnierungen) müssen teilweise einer Sondermüllverbrennung zugeführt werden. Neue Vergasungstechnologien können hier ebenfalls zum Einsatz kommen.



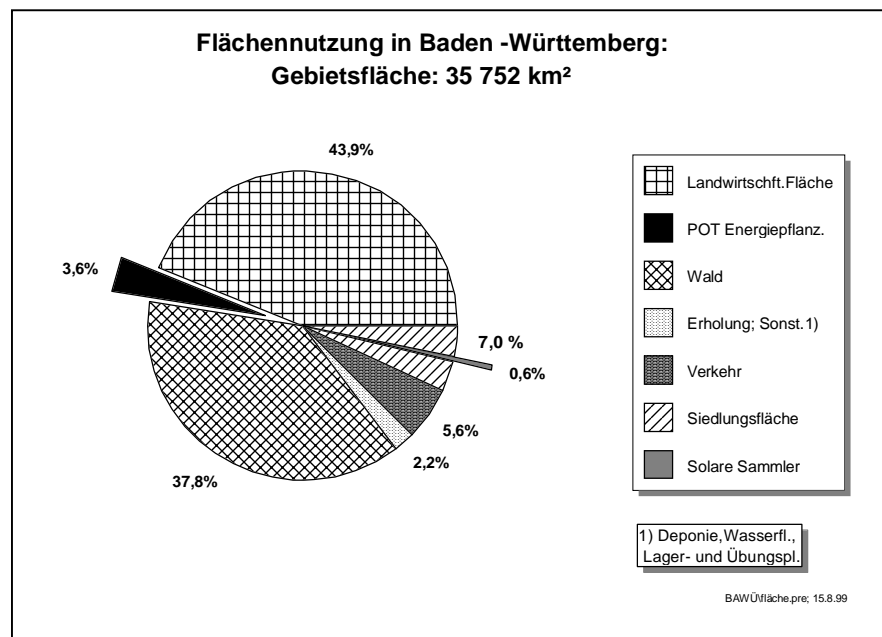
**Bild 3.1: Technisch-strukturelle Potentiale der Strom- und Wärmebereitstellung regenerativer Energien und Vergleich mit der heutigen Nutzung (in TWh/a Endenergie).**

(bzw. auch Klärgas und Deponiegas) aus organischem Hausmüll und gewerblichen organischen Abfällen; (Nitsch, Rettich, 1993). Energetisch verwertete organische Reststoffe können so rund 4,5% des (derzeitigen) Primärenergiebedarfs Baden-Württembergs bereitstellen. Das Potential fester Reststoffe ist derzeit im Durchschnitt bereits zu rund 30% erschlossen, dasjenige der vergärbaren Reststoffe zu rund 10%. Für einzelne Reststoffarten sind die Ausschöpfungsgrade deutlich höher, z.B. für Industrierestholz rund 90%, für Deponie- und Klärgas rund 50%. Das Potential von Waldrestholz und von Altholz wird dagegen erst zu etwa 25%, dasjenige von Biogas aus der Landwirtschaft erst zu knapp 2% ausgenutzt.

Die für einen Anbau von Energiehölzern bzw. -pflanzen als verfügbar angenommene Fläche wird mit 130 000 ha (entsprechend 8% der landwirtschaftlich genutzten Fläche) relativ niedrig angesetzt, um Spielräume für eine Extensivierung der Landwirtschaft und den Anbau von

Chemie- und Technikrohstoffen zu erhalten. An energetisch nutzbarer Ausbeute stehen auf dieser Fläche 25 PJ/a Biomasse zur Verfügung. Insgesamt ist auf der Basis dieser Restriktionen mit **Biomasse ein Beitrag von 100 PJ/a**, entsprechend einem Anteil von 6,5% am (derzeitigen) Primärenergieverbrauch erreichbar.

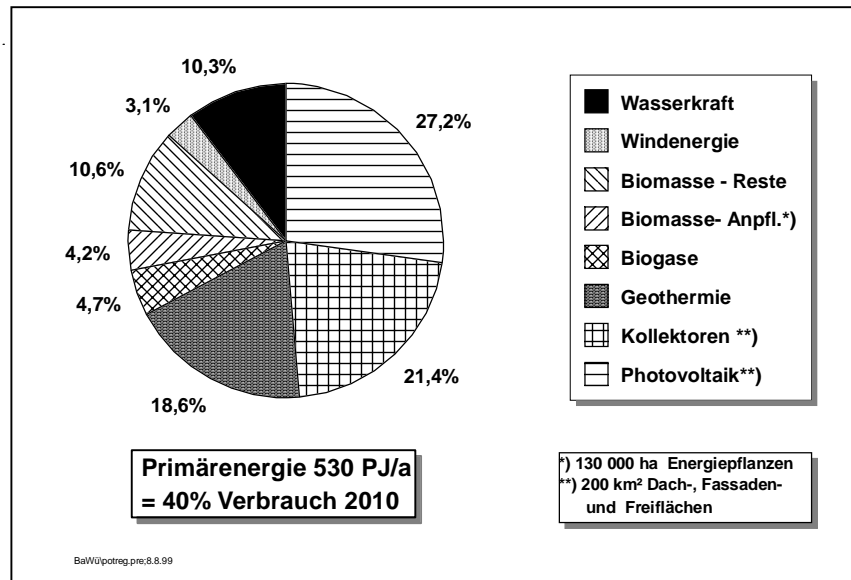
Die durch die Nutzung von regenerativen Energien insgesamt in Anspruch genommene Fläche ist in **Bild 3.2** herausgehoben. Es ist anschaulich sichtbar, daß keine Flächenrestriktionen bei einer verstärkten Nutzung dieser Energien zu erwarten sind.



**Bild 3.2: Flächennutzung in Baden-Württemberg und Bedarf an Flächen für solare Sammler (Kollektoren und Solarzellen) und für Energiepflanzenanbau.**

Für die in Tabelle 3.1. dargestellten Mengen an Strom und Wärme wurde von einer 50%-igen Nutzung fester Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung ausgegangen. Die Biogasnutzung geschieht mit höheren KWK- Anteilen bzw. ausschließlicher Stromerzeugung (Deponiegas). Das technische Referenzpotential der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beläuft sich auf **28 TWh/a** (Tabelle 3.1), entspricht also etwa 40% der derzeitigen Bruttostromerzeugung. Mit derzeit 4,8 TWh/a ist es zu **17 %** ausgenutzt. Nur etwa 20% des so definierten Potentials stammt dann noch aus der Wasserkraft. An Brennstoffen kann rund **74 TWh/a** (bzw. 265 PJ/a) substituiert werden, was knapp 50% der betreffende Endenergie entspricht. Dieses Potential ist derzeit zu **5 %** ausgenutzt. Primärenergetisch entspricht das Referenzpotential der mittelfristig innerhalb Baden-Württembergs nutzbaren regenerativen Energie-

quellen **530 PJ/a**, also rund 33% des derzeitigen Primärenergieverbrauchs.<sup>16</sup> Die Anteile der einzelnen regenerativen Energiequellen am primärenergetischen Referenzpotential (**Bild 3.3**) zeigen die nahezu gleichrangige Bedeutung aller Energiequellen bzw. Wandlungstechniken. Lediglich die Windenergie hat aus Potentialsicht mit etwa 3% einen geringen Anteil.



**Bild 3.3: Beitrag der einzelnen regenerativen Energiequellen zum primärenergetischen Referenzpotential in Baden-Württemberg.**

Das Potential erneuerbarer Energiequellen weist zwei Besonderheiten auf. Die insgesamt bereitstellbare Strommenge des Referenzpotentials kommt zu 66% aus den fluktuierenden Quellen Wind und Strahlung; die kumulierte Nennleistung, die allerdings nicht zeitgleich auftritt), beträgt rund 18 GW, überschreitet also die derzeitige Leistungsspitze von 9,5 GW nahezu um das Zweifache. Eine sehr weitgehende Erschließung dieser Potentiale (über etwa 20% Anteil an der Stromversorgung hinaus) verlangt daher eine deutliche Umgestaltung der Versorgungsstrukturen hinsichtlich Lastmanagement, Reservehaltung und Kraftwerksregelung, Verwertung von Überschüssen, sowie der Struktur der übrigen fossilen Wärmekraftwerke (Fischedick 1995; Nitsch 1998). Da sich dieser Prozeß jedoch über Jahrzehnte hinzieht, kann er im Rahmen der üblichen Investitionszyklen unter stetiger Nutzung des technischen Fortschritts durchgeführt werden. Für den angestrebten Ausbauzustand des Jahres

<sup>16</sup> Zur besseren Vergleichbarkeit mit fossiler und nuklearer Primärenergie, die ausschließlich zunächst thermisch umgewandelt wird, ist hier der Substitutionsansatz gewählt worden, wobei ein mittlerer Stromnutzungsgrad von 40% angenommen wurde.

2010 sind von der Seite der Netzeinbindung und der Leistungsreserve keine Probleme zu erwarten.

Die zweite Besonderheit bezieht sich auf die bereitstellbare Nutzwärme. Sie besteht zu 75% aus Wärme < 100°C, kann also nur zur Raumheizung, Warmwasserbereitung und für die Bereitstellung von Niedertemperatur - Prozesswärme eingesetzt werden. Dafür werden derzeit rund 38% des Endenergieverbrauchs (ca. 400 PJ/a) benötigt. Das ermittelte Referenzpotential an Wärme aus Kollektoren und hydrothormaler Erdwärme deckt diesen (in Zukunft sinkenden ) Bedarf zu 60% ab. Auch hier ist also eine weitgehende Umgestaltung derzeitiger Wärmeversorgungsstrukturen erforderlich, wenn große Teile des Potentials erschlossen werden sollen. Nahwärmeversorgungen werden dabei eine große Rolle spielen müssen, wobei es nicht ausreichen wird, diese nur in Neubaugebieten zu errichten. Reinvestitionszyklen sind jedoch im Gebäudebestand besonders lang, so daß auch im Wärmebereich selbst unter günstigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit jahrzehntelangen Umstrukturierungsprozessen gerechnet werden muß.

Aus der bisher relativ geringen Ausschöpfung des Referenzpotentials sollte also nicht der Schluß gezogen werden, das allein wirtschaftliche Erwägungen eine schnelle Ausweitung erneuerbarer Energien beeinträchtigen. Von ebenso großer Bedeutung für ihre kontinuierliche weitere, möglichst ungestörte Erschließung ist die Berücksichtigung der Reinvestitionszyklen. Eine forcierte Ausschöpfung der Potentiale regenerativer Energien erfordert daher insbesondere ihre rechtzeitige und vorrangige Einbeziehung in alle die Energieversorgung betreffenden strukturellen Planungen, z.B. im Siedlungsbereich, und ihre Berücksichtigung bei allen wesentlichen Investitionsentscheidungen in diesen Bereichen.

### **3.3 Die regionale Differenzierung der Potentiale**

Die Potentiale regenerativer Energien treten aufgrund ihres natürlichen Ursprungs in regional sehr unterschiedlicher Intensität auf. Dabei kann zwischen natürlichen, angebotsbedingten Unterschieden und siedlungsbedingten Differenzierungen unterschieden werden. Zu ersteren gehören die Windenergie, die Wasserkraft und die Geothermie. In Baden-Württemberg konzentriert sich die Windenergienutzung auf rund 2% der Landesfläche im Schwarzwald und der Schwäbischen Alb. Das Wasserkraftpotential liegt zu 60% am Rhein und zu weiteren 10% am Neckar. Die hydrothermalen Vorkommen der Erdwärme befinden sich im Oberrheingraben und in der Region Bodensee-Oberschwaben. Die Ortsgebundenheit des Angebots spielt jedoch lediglich bei der Wärmenutzung eine Rolle. Die Stromnutzung wird infolge der vorhandenen Netze nur wenig eingeschränkt, die regionalen Angebotsausprägungen äußern sich bei starker Erschließung der Potentiale lediglich in notwendigen Netzanpassungen bzw. -verstärkungen.

Siedlungsbedingte Differenzierungen treten bei der Nutzung der Strahlungsenergie (Flächennutzung auf und an Gebäuden), der Verwertung organischer Siedlungsabfälle und der Nutzung von Biomasse (Waldrestholz, Stroh, Energiepflanzen) auf. Bei ersterer ist die Siedlungsdichte der maßgebende Parameter. Unterscheidet man nach Siedlungsgrößen so zei-

gen sich deutliche Unterschiede in den möglichen Deckungsanteilen an Kollektorwärme und Photovoltaikstrom. In Landgemeinden und Kleinstädten (bis 20 000 Einw.) kann wegen der um das Fünffache geringeren Energieverbrauchsichte (bezogen auf die Siedlungsfläche; ohne Verbrauch für Verkehr; vgl. Nitsch 1997a) im Vergleich zur Großstadt mit rund 42% mittels solarer Kollektorwärme der zweifache Anteil am Energieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser bereitgestellt werden als in Großstädten (21%). Der baden-württembergische Mittelwert liegt bei 30% (alle Angaben sind auf den Energieverbrauch von 1997 bezogen). Ähnliche Verhältnisse gelten für Strom aus Photovoltaikanlagen mit 25% für Landgemeinden und 12% für Großstädte bei einem Mittelwert von 18%. Flächen außerhalb geschlossener Siedlungsflächen sind dabei nicht berücksichtigt. Da Photovoltaik-Strom i.allg. auf der Niederspannungsebene eingespeist wird, sind hier die siedlungsbezogenen Unterschiede im Vergleich zu Wind- und Wasserkraftstrom von größerer Bedeutung.

Auch die energetischen Potentiale der Biomasse werden aus Transportgründen weitgehend „vor Ort“ genutzt werden müssen, wobei sich allenfalls durch KWK - Anlagen stromseitig eine gewisse Flexibilität erreichen läßt. Bei der regionalen Differenzierung der Biomasse muß nach der Herkunft der Reststoffe unterschieden werden. Organische Abfälle aus Produktion, Haushalt, Besiedlung und Bautätigkeit (= Siedlungsabfälle) sind mit der Bevölkerungsdichte korreliert. Das Pro-Kopf-Aufkommen ist daher nahezu unabhängig von der Größe einer Kommune, wie die Angaben in **Tabelle 3.2**, Teil A zeigen. Der typische Kennwert liegt zwischen 400 und 500 kWh/Kopf,a energetisch nutzbarer Siedlungsabfälle und differiert nur wenig mit der Gemeindegröße. Im Gegensatz dazu sind selbstverständlich die forst- und landwirtschaftlichen Abfälle auf die ländlichen Regionen konzentriert (Teil B in Tabelle 3.2) mit praktisch vernachlässigbaren Werten um lediglich 200 kWh/Kopf,a in Städten und dafür Werten um 2000 kWh/Kopf,a in ländlichen Regionen. Insgesamt kann die Nutzung organischer Reststoffe somit in Landgemeinden auf Pro-Kopf-Werte von 2 500 kWh/Kopf,a angesetzt werden. Fügt man noch das in Tabelle 3.1 genannte Potential an Energiepflanzen in Höhe von 25 PJ/a hinzu, so erreichen die aus Biomasse bereitstellbaren Energiemengen im ländlichen Raum Pro-Kopf-Werte von insgesamt 3400 kWh/Kopf,a.

Insgesamt steht im städtischen Bereich die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen mit etwa 2 - 3% potentielltem Energiebeitrag nicht im Vordergrund. Für die Stadt Stuttgart wurde beispielsweise ein Potential von lediglich 1,3% ermittelt /Dienhart 1995/. Die kommunale Bedeutung liegt eher in einer ökologisch verträglichen Entsorgung eines Teils der kommunalen Abfälle, wobei die „energetischen Gutschriften“ zu günstigeren Entsorgungskosten bzw. umgekehrt zu „negativen“ Brennstoffkosten führen können. Für ländliche Gemeinden und Kleinstädte in entsprechendem Umland können die potentiellen Energieerträge aus Restbiomasse Anteile von 10 -15%, im Einzelfall bis 25% und darüber am heutigen Endenergieverbrauch (ohne Verkehr) erreichen. Berücksichtigt man noch den möglichen Anbau von Energieholz, bzw. -pflanzen im Bereich dieser Gemeinden, so zeigt sich die große Bedeutung der Biomassennutzung für die zukünftige Energieversorgung von Kommunen in ländlichen Regionen. Hinzu treten die ebenfalls spezifisch höheren Potentiale der Strahlungsenergie, so daß sich Konzepte einer sehr weitgehenden Nutzung regenerativer Energien besonders gut und frühzeitig in ländlichen Kommunen und Kleinstädten verwirklichen

lassen, (z.B. Wiernsheim 1998; Furth 1999). In Wiernsheim könnte beispielsweise der gesamte Wärmebedarf von Haushalten und Kleinverbrauchern (= 75% des Endenergiebedarfs ohne Verkehr) durch Biomasse und Solarkollektoren gedeckt werden, wenn gleichzeitig eine energetische Sanierung des Altbaubestandes durchgeführt wird.

<b>Tabelle 3.2: Spezifisches Aufkommen an Rest - Biomasse in kWh/Kopf,a in städtischen und ländlichen Regionen Baden-Württembergs</b>					
	Mittelwerte			Fallbeispiele	
	Städte >50 000	Ländliche Regionen	Ba-Wü. gesamt	Stadt Stuttgart	Gemeinde Wiernsheim
Einwohner (Tausend.)	2800	7597	10397	580	6,25
<b>A) Einwohnerbezogene Differenzierung</b>					
-Altholz, Anteile von Industrierestholz	340	320	325	305	320 *)
- Biomüll, Grünschnitt, Gewerbl. organ. Abfälle, Abwässer (Klär gas)	120	175	160	110	175 *)
Summe I	460	495	485	415	495
<b>B) Regionenbezogene Differenzierung</b>					
- Waldrestholz, Reststroh, Anteil Industrierestholz	150	1515	1145	25	2210
- Tierexkreme nte, Gülle	30	520	390	10	285
Summe II	180	2035	1535	35	2495
<b>Gesamt, Reststoffe</b>	<b>640</b>	<b>2530</b>	<b>2020</b>	<b>450</b>	<b>2990</b>
<b>Anteil an Endenergie (ohne Verkehr; in %)</b>	<b>2,7</b>	<b>13,5</b>	<b>10,0</b>	<b>1,3</b>	<b>25,3</b>
Energieholz, -pflanzen	-	915	665	-	1700
<b>Gesamte Biomasse</b>	<b>640</b>	<b>3445</b>	<b>2685</b>	<b>450</b>	<b>4690</b>
<b>Anteil an Endenergie (ohne Verkehr; in %)</b>	<b>2,7</b>	<b>18,4</b>	<b>13,3</b>	<b>1,3</b>	<b>40,0</b>

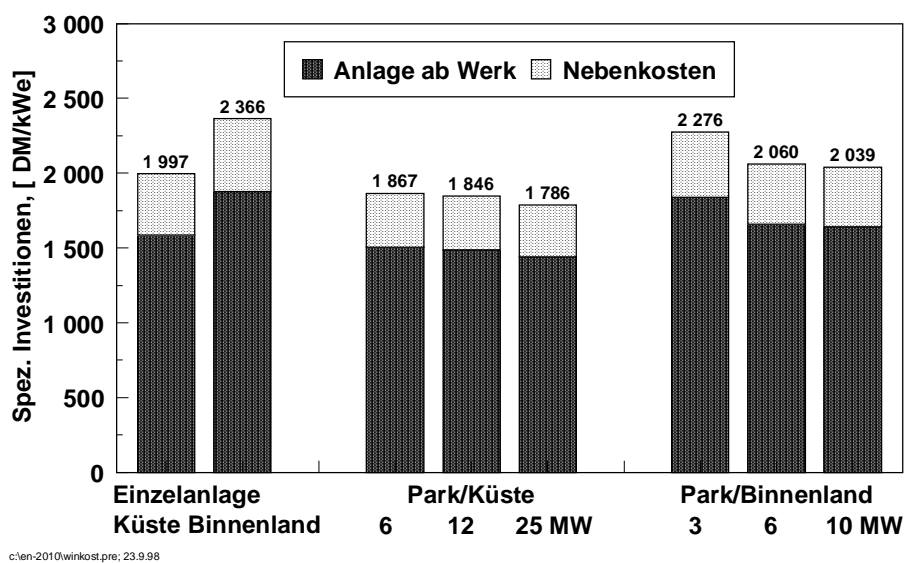
BaWü\biomasse.wk4; 17.8.99

\*) gleich Mittelwert ländl. Regionen gesetzt

## 4. Heutige und zukünftige Kosten der Nutzung regenerativer Energien.

### 4.1 Heutige Kosten ausgewählter Anlagen

**Windkraftanlagen** kosten derzeit ab Werk zwischen 1600 DM/kW (500 - 750 kW) und 2400 DM/kW (150 - 200 kW). Weiterhin ist der Standort und die Art der Aufstellung von Bedeutung. Leistungsbezogen sind Anlagen für Binnenlandstandorte teurer, da sie i.allg. bei gleicher Leistung mit höheren Türmen oder längeren Rotorblättern ausgestattet werden (**Bild 4.1**). Werden Windparks erstellt, sind Rabatte zu berücksichtigen. Vor allem wirken sich jedoch die deutlich niedrigeren spezifischen Neben- und Erschließungskosten aus, so daß eine Reduktion der spezifischen Gesamtinvestitionen um 7 bis 15% gegenüber Einzelanlagen möglich ist. Der gewichtete Mittelwert entsprechend der Größenverteilung der in diesem Jahr verkauften Anlagen liegt bei etwa 1750 DM/kW.<sup>17</sup> Als repräsentative mittlere Kosten einschließlich typischer Werte für die Nebenkosten (Fundament, Zuwegung, mittlere Netzananschlußkosten) kann derzeit ein Wert von etwa 2200 - 2300 DM/kW gelten. Mit obigem Mittelwert ergeben sich typische Stromgestehungskosten von 18 Pf/kWh (6% Zins, 15a Abschreibung, Wartung 5%/a der Inv.kosten; Ausnutzung: 1850 h/a).



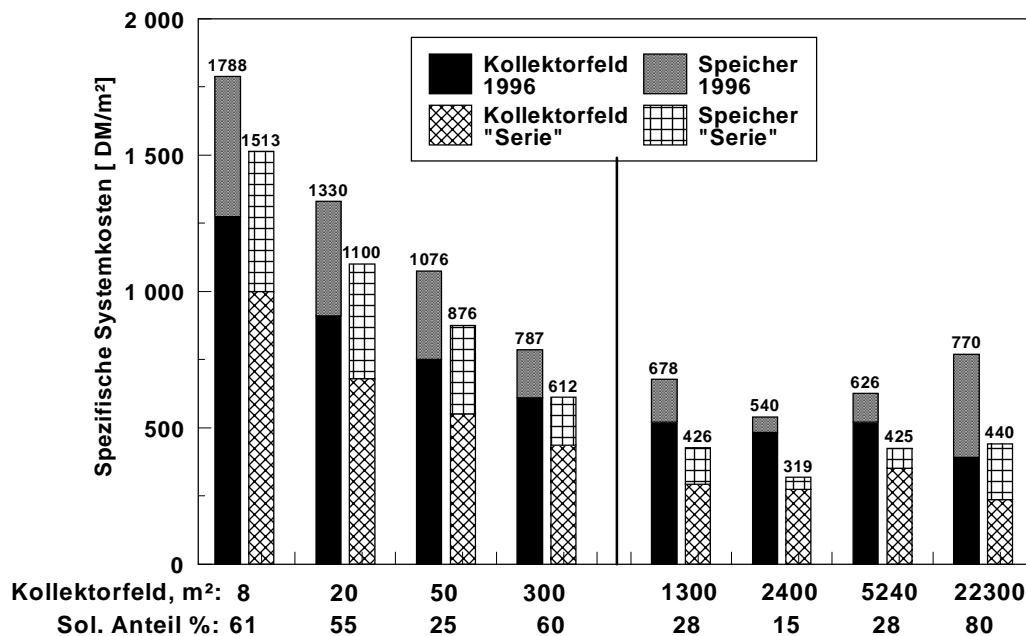
**Bild 4.1: Spezifische Kosten von Windkraftanlagen an verschiedenen Standorten und unterschiedlicher Größe von Windparks (Einzelanlage 600 kW, Kosten 1996) Quelle: /Referenzanlagen DLR 1997/.**

Sehr breit gestreut sind die Kosten von **Kollektorsystemen**. Für Kleinanlagen zur solaren Brauchwassererwärmung eines Vier-Personen-Haushalts ( 4 - 5 m<sup>2</sup> Kollektorfläche, 300 - 400 l Speicher solarer Deckungsanteil 50 - 60 %) werden Preise (mit Montage, ohne MWSt.,

<sup>17</sup> Diese „repräsentativen Mittelwerte“ werden im folgenden für die Betrachtung zukünftiger Kosten benutzt.

Geldwert 1997) zwischen 6000 DM und 15000 DM verlangt /Mangold 1998/, der gewichtete Mittelwert liegt bei 9400 DM bzw. 1870 DM/m<sup>2</sup>. Er ist damit um gut 20% niedriger als im Jahr 1994. In Österreich liegen die durchschnittlichen Preise bei 80% dieses Wertes, in den Niederlanden und in Dänemark teilweise sogar nur 50%. In diesen Ländern machen sich insbesondere die rationelleren Vertriebswege sowie Rabatte für den Einkauf großer Mengen (in Dänemark z.B. durch die Gasversorger) günstig bemerkbar /Mangold 1998/.

Auslegung und Anlagengröße haben einen gravierenden Einfluß auf die spezifischen Investitionskosten von Kollektoranlagen. Repräsentative Referenzanlagen zwischen 8 m<sup>2</sup> und 22000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und solaren Deckungsgraden zwischen 15% und 80% (Unterschiedliche Speichergröße !) zeigen dies, (**Bild 4.2**). Mit knapp 1800 DM/m<sup>2</sup> (komplettes Kollektorfeld **einschl.** Solarstation, Sonstigem und anteiliger Montage ca. 1250 DM/m<sup>2</sup>, Speicher und Wärmetauscher ca. 550 DM/m<sup>2</sup> ) relativ teuer sind die heute üblichen Einfamilienhausanlagen (s. obigen Abschnitt). Bei größeren Anlagen zur Warmwasserbereitstellung (linkes Feld in Bild 3.4) sinken die Kollektorfeldkosten beträchtlich wegen des Einsatzes von Großkollektoren und rationellerer Montage auf bis zu 800 DM/m<sup>2</sup> für das Gesamtsystem mit 300 m<sup>2</sup> Feldgröße, was rund 20 Pf/kWh Nutzwärmekosten entspricht (6% Zins, 15a Abschreibung). Großanlagen mit einigen hundert bis mehrere tausend m<sup>2</sup> Kollektorfläche, welche die Wärmeversorgung von großen Mehrfamilienhäusern oder Wohnsiedlungen unterstützen (auch Raumheizung), erreichen mittlere Systemkosten zwischen 600 und 800 DM/m<sup>2</sup>, bei kleinen Speichern (solarer Anteil 15%) auch darunter (rechtes Feld in Bild 4.2).



**Bild 4.2: Spezifische Systemkosten von Kollektoranlagen verschiedener Größe und Auslegung für das Jahr 1996 und für eine Serienfertigung (1 - 2 Mio. m<sup>2</sup> Umsatz/a). Quelle: /Referenzanlagen DLR, 1997/.**

Auch hier sind die Streubreiten noch sehr groß. Für das Kollektorfeld allein liegen sie zwischen 300 und 600 DM/m<sup>2</sup>. Für Großanlagen gibt es noch keine statistisch auswertbaren Werte, da es sich bisher noch um einzelne Pilot- und Demonstrationsprojekte handelt. Wertet man diese aus, so erhält man über gemittelte Kosten für das reine Kollektorfeld von 465 DM/m<sup>2</sup> /Mangold 1998/. Bildet man auf der Basis der derzeit verkauften bzw. gebauten Anlagen, die größtenteils aus Kleinanlagen bestehen, den mit der Kollektorfläche gewichteten Mittelwert, so erhält man einen repräsentativen, mittleren Systempreis von 1700 DM/m<sup>2</sup>.

Bild 4.2 zeigt auch die durch eine größere, rationellere Serienfertigung erreichbaren Kostensenkungen /Nast 1998, Mangold 1996; Langniß 1997/. Die resultierenden Systemkosten sinken dadurch bei Warmwasseranlagen nur noch relativ gering um 15% (8 m<sup>2</sup>) bis 22% (300 m<sup>2</sup>), da für Montage und Speicher keine Kostensenkungen angenommen wurden. Unberücksichtigt blieben die oben erwähnten Kostensenkungsmöglichkeiten durch rationellere Vertriebswege, Rabatte bei Großbestellungen, Standardisierung, sowie Rationalisierung der Montage. Immerhin sind mit den zukünftigen Kosten des Bildes 4.2 Nutzwärmekosten von etwa 15 Pf/kWh erreichbar. Deutlich größere Kostensenkungspotentiale werden bei Nahwärmanlagen gesehen, da hier neben der Kostenreduktion des Kollektorfelds auch noch beträchtliche Reduktionspotentiale bei den Großspeichern gesehen werden. Mit Kostensenkungen um 40% dürften längerfristig Systempreise um 450 DM/m<sup>2</sup> erreichbar sein. Vorwärmanlagen ohne (große) Speicher (3. Anlage von rechts in Bild 4.2) können noch preisgünstiger werden.

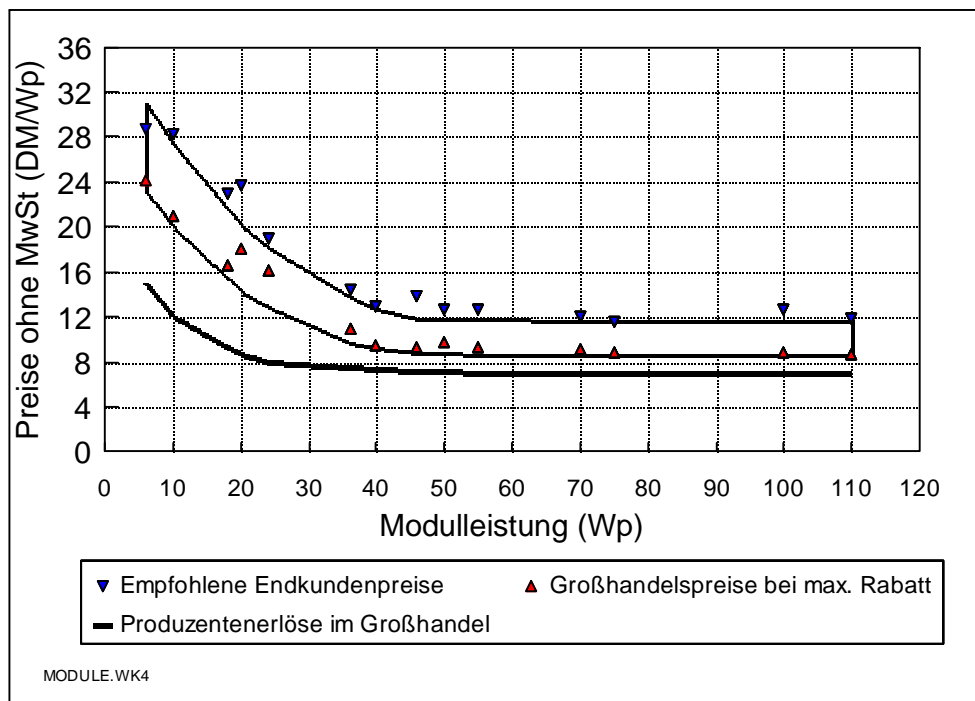
Im Blickpunkt der Kostendiskussion von REG - Techniken steht oft die **Photovoltaik**. Dies liegt an dem großen Bekanntheitsgrad dieser Technik in der Öffentlichkeit (Konsumermarkt, Kleinstanwendungen) und der Politik, dem Engagement zahlreicher Akteure, die insbesondere im kommunalen Bereich für ihre Ausbreitung zu sorgen, der insgesamt guten Ausstattung der „Forschungslandschaft“, den längerfristig angenommenen Kostensenkungspotentialen, aber auch an dem Herausstellen dieser Technik als besonders teure solare Energiebereitstellung.

Auch bei der Photovoltaik können aktuelle Kosten nur in Form von Bandbreiten angegeben werden. **Bild 4.3** zeigt ein Beispiel /Staiß 1998a; Staiß 1998b/ für heutige Preise von kristallinen Silizium - Modulen. Zu unterscheiden ist zwischen den Herstellkosten (Kosten für Material, Löhne, Abschreibung von Produktionsanlagen, Gemeinkosten usw.), aus denen sich zuzüglich Vertriebskosten und Gewinnaufschlägen die Verkaufspreise der Hersteller abschätzen lassen. Diese stellen i.allg. die Einkaufspreise des Großhandels dar, sofern sich nicht aufgrund der Marktsituation höhere Preise durchsetzen lassen bzw. niedrigere Preise erzwungen werden. Die Verkaufspreise des Großhandels entsprechen den Einkaufspreisen des Einzelhandels bzw. des Handwerks, aus denen sich wiederum die Endkundenpreise ableiten lassen. Für hochwertige kristalline Silizium-Standardmodule ab etwa 50 Wp betragen die Herstellkosten heute etwa 5 DM/Wp (+- 1 DM/Wp), die Produzentenerlöse im Großhandel zwischen 6 und 7 DM/kWp. Verkaufspreise im Großhandel belaufen sich je nach Rabatt auf 8 bis 10 DM/Wp, die Endkundenpreise auf 10 bis 12 DM/Wp. Herstellkosten können also um den Faktor 2 unter den Kosten für (private) Endkunden liegen. Bei kleineren Modul-

leistungen erfolgt ein deutlicher Preisanstieg bis zu 24 DM/Wp (Großhandel) für 6 Wp - Module.

Preise für Module aus amorphem Silizium sind lediglich um ca. 15% niedriger als diejenigen von kristallinem Silizium, obwohl die Wirkungsgrade mit etwa 6% (64 Wp-Modul) deutlich niedriger sind. Dies liegt an dem insgesamt geringen Produktionsvolumen und daran, daß der Großteil dieser Module in Form von Konsumerprodukten an die Endkunden weitergegeben wird.

Von den Kosten der für die Energieversorgung wichtigen netzgekoppelten PV -Systeme entfallen derzeit nur etwa 60% auf Module. Der Rest ist für Wechselrichter, Tragestrukturen und Montage aufgewandt werden. Typische Systemkosten liegen heute zwischen minimal 11 000 bis 14 000 DM/kWp (Leistungen über 10 kWp) und rund 14 000 bis 20 000 DM/kWp (Leistungen um 1 kWp). Als Mittelwert für alle in 1997 installierten Anlagen ( knapp 14 MWp in Deutschland) können spezifische Kosten von 15 000 DM/kWp angesetzt werden, was zu Stromkosten von 1,65 DM/kWh führt (865 kWh/kWp; 6% Zins, 20 a Abschreibung).

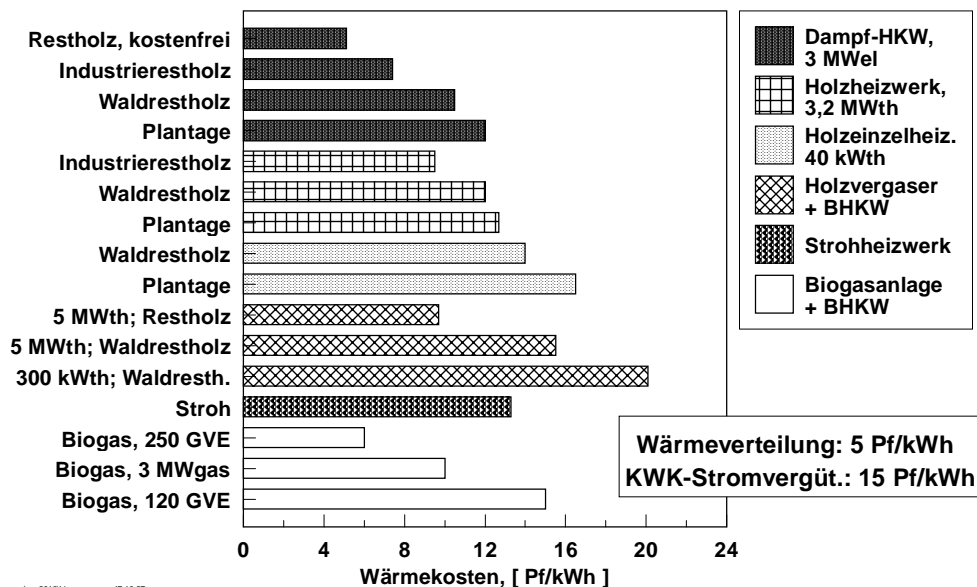


**Bild 4.3: Derzeitige Großhandels- und Endkundenpreise kristalliner Silizium-Module und erzielbare Herstellererlöse. Quellen: / Staiß 1998a; Staiß 1998b /**

Die Einsatzmöglichkeiten und damit auch die wirtschaftlichen Gegebenheiten sind bei der **Biomassennutzung** äußerst vielfältig. Dies beginnt bereits bei den Gestehungskosten für biogene Energieträger /Hartmann 1995; Dienhart 1997/. Nur sehr preiswerte Reststoffe (ggf. auch mit Gutschriften für vermiedene Deponie- oder Entsorgungskosten) sind derzeit von wirtschaftlichem Interesse, da die Feuerungsanlagen teurer sind als diejenigen für Gas oder Heizöl. Bereits mit den Kosten für Waldrestholz kann z.B. derzeit eine Biomasseanlage nicht wirtschaftlich betrieben werden. Die Kosten für Brennstoffe aus dem Energiepflanzenanbau liegen derzeit noch um das 1,5 bis 2-fache über dem Kostenniveau von Biomasse-

Reststoffen. Die Treibstoffherstellung aus Biomasse ist im Vergleich zur Ganzpflanzennutzung (Wärme bzw. Kraft-Wärme-Kopplung) die energetisch und ökonomisch ungünstigere Nutzung dieser erneuerbaren Energiequelle.

Aus der Kombination verschiedener Wandlungstechniken (Einzelfeuerungen, Holz- und Strohheizwerke, Dampfturbinen-HKW, Biogaseinzel- und -großanlagen, Biomassevergaser und Blockheizkraftwerke) mit Brennstoffen unterschiedlicher Kosten läßt sich eine große Bandbreite von Energiegestehungskosten ableiten, (**Bild 4.4**; /Dienhart 1997/). Sehr günstige Wärme gestehungskosten (frei Verbraucher) haben größere Dampf-HKW und Heizwerke mit kostenfreiem oder sehr billigem Restholz und große Biogaseinzelanlagen. Es folgen große Holzvergaseranlagen, ebenfalls mit kostenfreiem Restholz und Großbiogasanlagen. Strohheizwerke, Anlagen kleiner Leistung und der Einsatz von Waldrestholz und Holz aus Energieplantagen liegen im oberen Bereich der Wärmekosten. Gemessen am heutigen Niveau der Nutzwärmekosten ist nur die Wärme aus größeren Dampf-HKW und Holzheizwerken wirtschaftlich, wenn der Brennstoff praktisch kostenfrei vorliegt.



**Bild 4.4: Wärme gestehungskosten frei Verbraucher verschiedener Biomasse-Referenzanlagen bei unterschiedlichen Brennstoffkosten, (bei KWK-Anlagen erfolgt die Stromgutschrift nach dem Stromeinspeisegesetz; Zinssatz 4 %/a, Abschreibung 10/20 a). Quelle: /Dienhart 1997/**

#### 4.2 Kostensenkungspotentiale der Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen

Ausmaß und Intensität der Erschließung technischer Potentiale erneuerbarer Energien werden auch maßgeblich durch die zukünftig erreichbaren Energiegestehungskosten der eingesetzten Technologien bestimmt. Sie haben nicht nur Einfluß auf Dauer und Umfang energiepolitisch erforderlicher Unterstützungsmaßnahmen, sondern sie geben auch Hinweise darüber, zu welchen volkswirtschaftlichen Kosten letztlich eine sich auf erneuerbare Energien

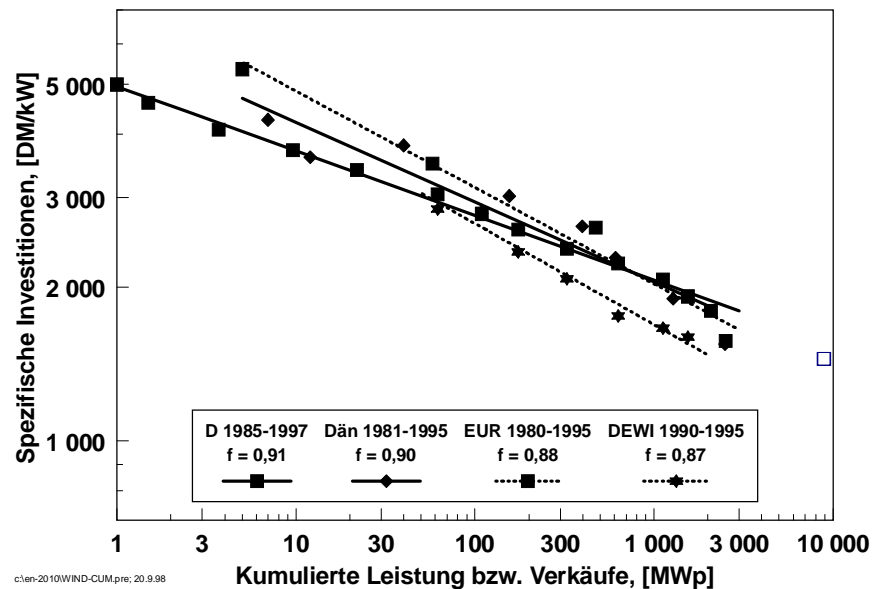
abstützende Energieversorgung geschaffen werden könnte. Da sich die meisten Technologien noch in einem relativ dynamischen Entwicklungsstadium befinden, sind wachsende Marktumsätze teilweise mit beachtlichen Kostenreduktionen verbunden, wie das Beispiel der Windenergie aus der jüngsten Zeit gezeigt hat.

Aus der Analyse der Kostenentwicklung in der Vergangenheit, dem Vergleich mit anderen, den Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien fertigungstechnisch vergleichbaren Anlagen und Annahmen über die zukünftig zu erwartenden Marktvolumina lassen sich mittelfristig erreichbare Kostenreduktionen dieser Energietechniken näherungsweise abschätzen. Dabei kann auf das Instrument der „Lern- bzw. Erfahrungskurven“ zurückgegriffen werden, welches die Herstellungskosten eines in größeren Stückzahlen gefertigten, standardisierbaren Produkts mit der kumulierten Produktionsmenge verknüpft, (z.B. Mackay 1998; vgl. auch Nitsch 1998). Beginnend mit i.allg. hohen Kosten zu Beginn einer Pilotfertigung sinken durch Rationalisierungsfortschritte, steigende Fertigungserfahrung (z.B. geringerer Ausschuß) und Lerneffekte („Learning by doing“; „Economies of scale“), aber auch durch weitere technologische und organisatorische Verbesserungen die spezifischen Herstellungskosten stetig.

Die erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion wird als Lernfaktor  $f$  bezeichnet. Für zahlreiche Produkte (Motoren, Gasturbinen, Haushaltsgeräte, Elektronikgüter u.a.) liegen typische Lernfaktoren zwischen 0,75 und 0,90, d.h. die Verdopplung der kumulierten Produktion führt zu einer Kostensenkung um 25% bzw. 10%. Üblicherweise sind zu Beginn der Serienproduktion die erzielten Kostenreduktionen höher ( $f = 0,75$ ), um dann stetig zu sinken ( $f = 0,9$ ) und langfristig gegen Null zu tendieren. Im engeren Sinne gilt dieser einfache funktionale Zusammenhang nur für ein konkretes Einzelprodukt (z.B. bei gleichbleibender Einheitsleistung, unverändertem Materialeinsatz) bei stetig optimierten Produktionsabläufen. In der Praxis liegen Kostenangaben jedoch meist in eher aggregierter Form vor, die weitere Einflüsse enthalten, die ihre Ursache nicht unmittelbar in einem wachsenden und rationelleren Produktionsausstoß haben. Trotzdem hat sich das Instrument der „Lernkurve“ für die Abschätzung mittelfristig möglicher Kostensenkungen bewährt. Auch für die in großer Stückzahl zu fertigenden einheitlichen Komponenten von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, wie Module, Kollektoren, Speicher, aber auch für komplette Anlagen (z.B. Windkraftanlagen) können daher Lernkurven abgeschätzt werden.

Erfahrungswerte für bereits erreichte Kostensenkungen liegen vor allem für **Windkraftanlagen vor (Bild 4.5)**. Die Angaben für dänische Anlagen, die zwischen 1981 und 1995 hergestellt wurden, und deren Verkauf in diesem Zeitraum von kumulierten 7 MW auf kumulierte 2500 MW stieg, weisen auf einen mittleren Lernfaktor von 0,90 hin (Mackay 1998). Deutsche Anlagen scheinen sich in der sehr dynamischen Entwicklungsphase 1990 bis 1996 etwas rascher verbilligt zu haben (Lernfaktor 0,87; berechnet mit kumulierter installierter Leistung in Deutschland), (DEWI 1997). Ihre mittleren Kosten ab Werk betragen 1996 inflationsbereinigt nur noch rund 60% der Kosten des Jahres 1990. Aus (Atlas 1998) kann, bezogen auf die kumulierte Leistung in Europa ein Lernfaktor von 0,88 abgeleitet werden. In (Langniß 1997) wurde für deutsche Anlagen ein Lernfaktor von 0,91 zugrunde gelegt. Ein Lernfaktor um 0,90 bzw. leicht darunter ist für Windanlagen plausibel, wenn man berücksichtigt, daß es sich bei

den meisten Komponenten um Produkte des konventionellen Maschinenbaus handelt. Größere Kostensenkungspotentiale konzentrieren sich daher im wesentlichen auf die Flügelfertigung und auf innovative Generatorkonzepte.



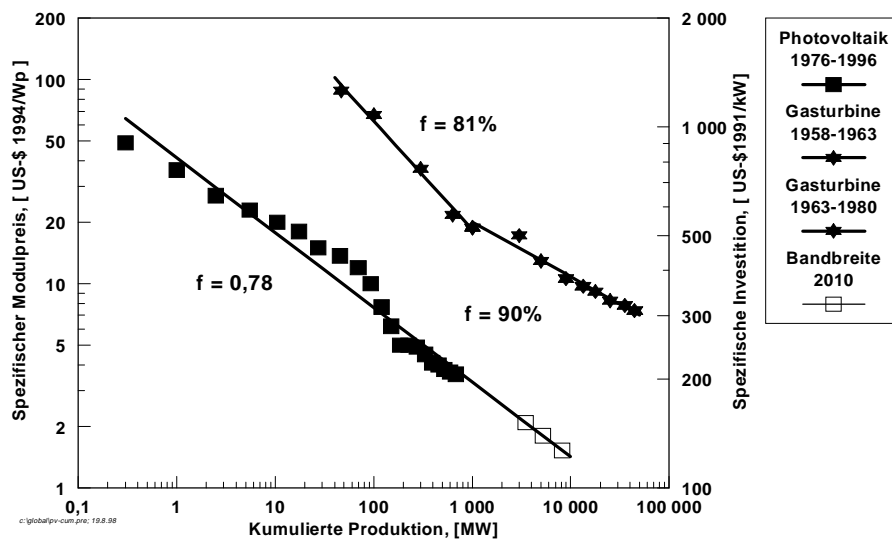
**Bild 4.5: Bisher erreichte Kostenentwicklung von Windkonvertern in verschiedenen Zeiträumen und Bezugsregionen und daraus abgeleitete Lernfaktoren. Quellen: (Mackay 1998; DEWI 1997; Atlas 1998; Langniß 1997).**

Aufgrund der vorliegenden Daten kann für eine kumulierte Leistung von etwa 10 000 MW von mittleren spezifischen Kosten für eine „repräsentative“ Anlage (Leistung um 750 bis 1000 kW) von etwa 1 400 DM/kW ab Werk ausgegangen werden (einzelnes Quadrat in Bild 3.2), was einer Kostenabsenkung gegenüber heute um 20% entspricht. Darin ist jedoch gleichzeitig ein Anstieg der mittleren Anlagengröße enthalten; Anlagen ab ca. 500 kW dürften sich jedoch in ihren spezifischen Kosten immer mehr angleichen. Verringerte Nebenkosten ergeben sich durch den wachsenden Anteil von (größeren) Windparks mit ihren geringeren anteiligen Aufwendungen für die Nebenkosten, so daß repräsentative mittlere spezifische Kosten installierter Windanlagen dann bei 1800 - 1900 DM/kW liegen dürften.

Die vorliegenden Kostenangaben für kleine **Kollektoranlagen** bzw. komplette Kollektorfelder in Deutschland (Mangold 1996, Mangold 1998, Marktübersicht 1997) lassen sich ebenfalls der kumulierten Fläche zuordnen. Daraus läßt sich im Bereich 0,13 Mill. m<sup>2</sup> bis 1,7 Mill. m<sup>2</sup> kumulierter Produktion (1985 - 1997) ein mittlerer Lernfaktor von  $f = 0,90$  ableiten. Danach sind die mittleren spezifischen Gesamtkosten von Kollektoranlagen von etwa 2600 DM/m<sup>2</sup> im Jahr 1985 inflationsbereinigt um rund 35% auf derzeit 1700 - 1800 DM/m<sup>2</sup> gesunken. Darin enthalten sind allerdings neben reinen Rationalisierungs- und Fertigungsfortschritten nicht abtrennbare Einflüsse einer verbesserten Montage und eines kostengünstigeren Vertriebs der Anlagen. Da der derzeitige Markt für Solarkollektoren in Deutschland immer noch relativ klein ist, verglichen mit den potentielseitigen Möglichkeiten und den mittelfristig anzustreben-

den Ausbauzielen kann in Zukunft mit deutlich wachsenden Produktions- und Verkaufsziffern gerechnet werden, sofern eine energiepolitisch wirksame Unterstützung vorhanden ist. Weil dann auch verstärkt Großanlagen eingesetzt werden, die deutlich niedrigere spezifische Kosten erreichen, kann insgesamt von deutlichen Kostensenkungen ausgegangen werden. Der obige Lernfaktor stellt daher eine zuverlässige obere Grenze für zukünftig erreichbare Kostensenkungen darstellen, da er sich allein auf die erreichbaren Systemkosten bei kleineren und mittelgroßen Warmwasser - Anlagen bezieht.

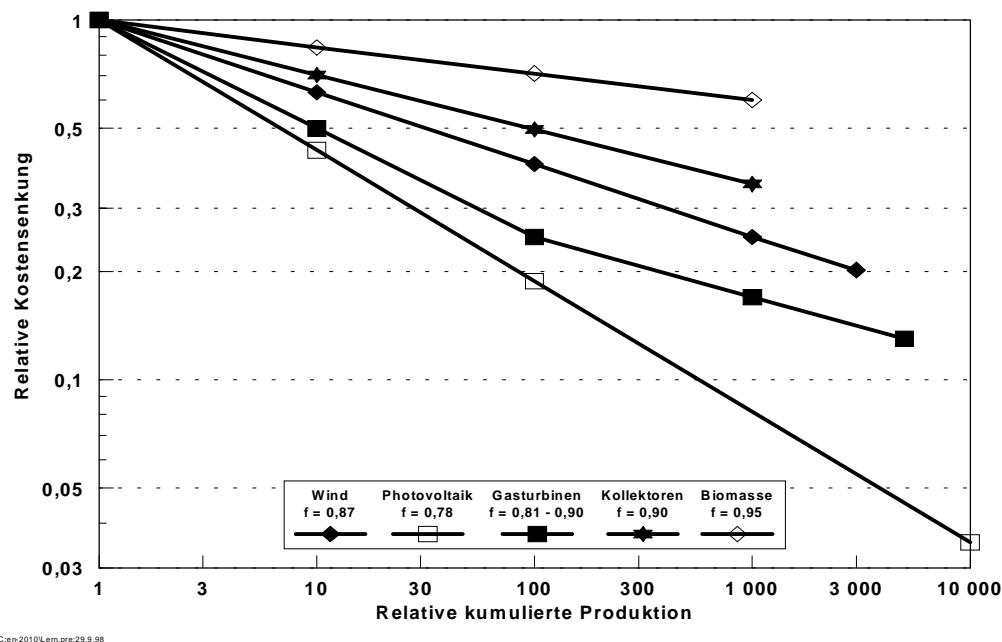
Die Lernkurve der PV-Weltmarktproduktion von 1976 bis 1997 (**Bild 4.6**) ergibt eine relativ günstigen mittleren Lernfaktor von  $f = 0,78$ . Die kumulierte weltweite Leistung liegt derzeit bei rund 800 MWp. Der Vergleich mit historischen Daten der Gasturbinenproduktion zeigt dort anfänglich ähnlich hohe Werte, die jedoch bald in den für den Maschinenbau üblichen Wert von  $f = 0,90$  übergehen. Die Lernkurve für Photovoltaik zeigt größere Schwankungen um den Mittelwert, die ihre Ursachen u.a. in der Marktstagnation um 1984, den Übergang von mono- zu polykristallinem Silizium und den verschiedenen Preisschwankungen des Rohsiliziums, das nach wie vor Abfallmaterial der Elektronikindustrie ist, haben. In den beiden letzten Jahren hat auch die stark gestiegene Nachfrage einen Kostenanstieg hervorgerufen.



**Bild 4.6 : Lernkurve des Weltmarktes für PV-Module von 1976 bis 1997 und Vergleich mit historischen Daten für die Gasturbine. Quellen: /Staiß 1998a; Nitsch 1997; PV 1996; Rogner 1996/**

In den nächsten zehn Jahren ist keine sprunghafte Veränderung der Produktionskosten zu erwarten. Kostensenkungen werden im wesentlichen durch den Übergang auf größere Fertigungskapazitäten und den damit verbundenen Lern- und Rationalisierungseffekten bewirkt. Mit den jetzigen bestehenden, geplanten oder in Bau befindlichen Produktionsanlagen um 10 MWp/a sind Produktionskosten für Standard - c-Si-Module um 4 bis 5 DM/Wp erreichbar.

Entsprechend obigem Marktwachstum könnten ab dem Jahr 2005 Fertigungskapazitäten um 50 MWp/a sinnvoll werden, womit die entsprechenden Herstellkosten auf etwa 3 DM/Wp sinken könnten. Dies entspricht etwa der Weiterführung der obigen Lernkurve bis zum mittleren leeren Quadrat in Bild 4.6, welches den kumulierten Weltmarkt im Jahr 2010, nämlich 5200 MWp, bei einer Beibehaltung der bisherigen Wachstumsrate von 15%/a (Trendentwicklung) kennzeichnet. Eine Steigerung der Wachstumsrate auf 20%/a (rechtes, leeres Quadrat) kann zu Modulkosten von 2,5 DM/Wp führen. Damit wäre gut eine Halbierung der Modulkosten im Vergleich zu heute erreicht. Kommen in stärkerem Ausmaß Dünnschichtzellen in die Fertigung, so sind Herstellkosten für Module um 2 DM/Wp möglich, wenn die Fertigungskapazität mindestens 10 MWp/a beträgt. Langfristig sind beim Einsatz sehr großer Fertigungsanlagen mit einer Jahreskapazität von deutlich über 100 MWp Modulkosten im Bereich 1 -1,5 DM/Wp vorstellbar, (Staiß 1998b). Die Systempreise für netzgekoppelte Anlagen werden weniger stark sinken, jedoch steckt auch in der Peripherie durch technische Weiterentwicklung (Wechselrichter), die Vormontage von dachintegrierten Anlagen („solar roofs“), Standardisierungen u.ä. noch ein Kostensenkungspotential von bis zu 40% /Staiß 1998a/.



**Bild 4.7: Lernkurven für die mittleren Kosten ausgewählte Technologien zur Nutzung regenerativer Energien (Referenzanlagen) in normierter Darstellung und Vergleich mit der Lernkurve von Gasturbinen.**

Bei **Biomasseanlagen** kann von nur geringen Kostensenkungspotentialen ausgegangen werden, die sich überwiegend aus der Standardisierung von Anlagen bei größerer Nachfrage ergeben. Kostenerhöhende Einflüsse, wie verschärfte Emissionsstandards, können jedoch

ebenfalls nicht ausgeschlossen werden. Nimmt man sich z.B. die Kostenentwicklung von BHKW-Motoren in den letzten Jahren zum Vorbild /Fischer 1997/, so könnten sich bei einem dynamischen Markt für Biomasseanlagen Lernfaktoren von  $f = 0,95$  ( max. 0,90) einstellen

Eine Normierung der Lernkurven auf die Ausgangswerte bei Beginn der Serienproduktion erlaubt einen unmittelbaren Vergleich der Lernfaktoren der einzelnen Technologien (**Bild 4.7**). Sie unterscheiden sich in ihren Kostensenkungsgradienten nicht wesentlich von anderen Technologien, worauf der Vergleich mit der Gasturbinenproduktion hinweist. Werte in dieser Größe haben auch Windkraftanlagen mit Werten um  $f = 0,87$  bis 0,90 und Solarkollektoren bzw. Kollektorfelder mit Werten um 0,88 bis 0,90. Der Lernfaktor der Photovoltaik mit  $f = 0,78$  liegt dagegen eher an der Obergrenze bisher beobachteter Kostensenkungspotentiale. Aus den vorliegenden Daten lassen sich folgende Schlußfolgerungen ziehen, die u.a. auch für die Bewertung von Ausbauzenarien und dem damit verknüpften Investitions- und Förderaufwand von Bedeutung sind.

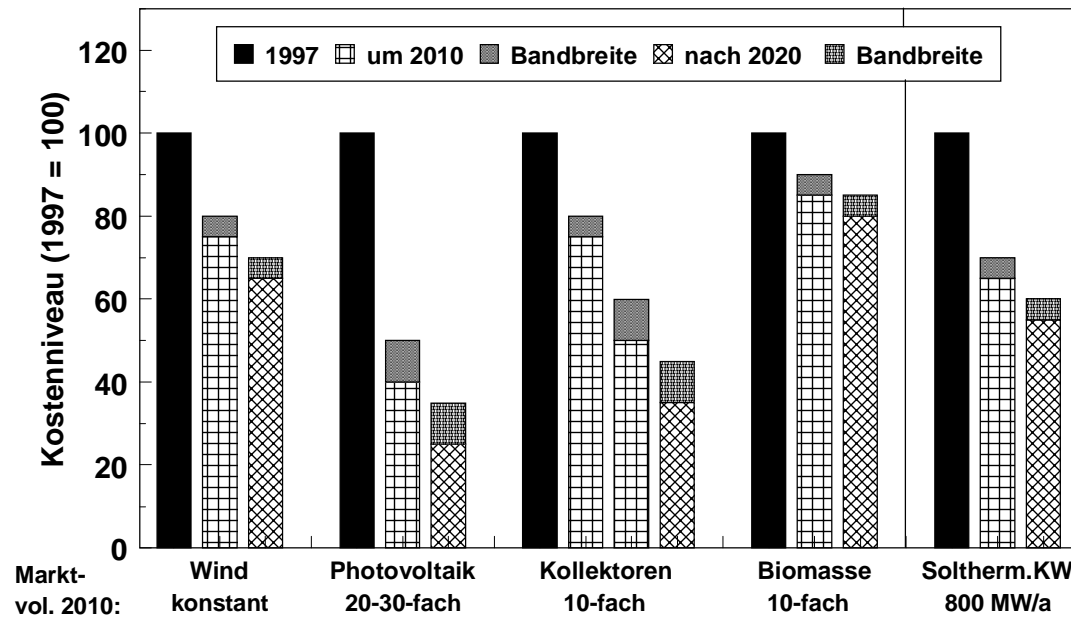
Die Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen haben mittelfristig bis langfristig noch deutliche Kostensenkungspotentiale. Orientiert man sich an für einen energiewirtschaftlich relevanten Beitrag der EEQ innerhalb der nächsten Jahrzehnte erforderlichen Zuwächsen<sup>18</sup>, so müssen sich die jährlichen Zubauleistungen der meisten Technologien, bezogen auf den Gesamtmarkt in Deutschland, gut **verzehnfachen (Bild 4.8)**. Ausnahmen sind Wind mit etwa konstantem Marktvolumen und Photovoltaik mit einem um das 20 bis 30-fach größeren Volumen als derzeit. Tritt dieses Wachstum etwa bis zum Jahr 2010 ein, so kann das Kostenniveau der Windenergie bis zu diesem Zeitpunkt auf 75 - 80%, von Photovoltaik auf 40 - 50%, von kleine Kollektoranlagen auf 75 -80% (Großanlagen auf 50 -60% heutiger Kleinanlagen), von Biomasseanlagen auf 85 - 90% und von solarthermischen Kraftwerken auf 65 - 70% des heutigen Wertes sinken (mittlere Balken in Bild 4.8). Stabilisiert sich danach die weitere Marktentwicklung auf hohem Niveau, so sind langfristig (> 2020) Kostenniveaus gegenüber heute von 65 - 70% für Wind, 25 - 30% für Photovoltaik, 35 -40% für Kollektoren, 80 -85% für Biomasseanlagen und 55 -60% für solarthermische Kraftwerken erreichbar (rechte Balken);(Nitsch 1998; Long-Term 1998).

Die entsprechenden ungefähren spezifischen Strom- bzw. Wärmegestehungskosten (Preisbasis 1998) können **Tabelle 4.1** entnommen werden. Dabei handelt es sich um mittlere, repräsentative Werte, die je nach Energieangebot, Anlagengröße und -konfiguration oder Brennstoffpreis (Biomasse) eine größere Bandbreite aufweisen (vgl. dazu auch die Fußnote der Tabelle). Typische Kosten für die hier nicht aufgeführte Wasserkraft liegen für bestehende größere Laufwasserkraftwerke um 5 – 8 Pf/kWh. Kleinwasserkraftwerke unter 1 MW Leistung erzeugen Strom mit Kosten zwischen 12 und 35 Pf/kWh je nach Ausmaß der vorgenommenen Reaktivierungs- und Modernisierungsmaßnahmen. An der oberen Grenze liegen neu errichtete Kleinwasserkraftwerke im 100 kW Leistungsbereich. Kostendegressionen

---

<sup>18</sup> Z. B. an dem Verdopplungsziel des EU - Weißbuchs (EU-Weißbuch 1997) oder dem in diesem Gutachten definierten Zubauzielen (vgl. Kapitel 5)

sind hier nicht zu erwarten. Auch die Kosten geothermischer Energie unterliegen großen Band -



BaW ü/kospot.pre; 17.8.99

**Bild 4.8: Kostensenkungspotentiale von Techniken zur Nutzung regenerativer Energien bei zügigem Ausbau größerer Marktvolumina (Kollektoren: 2. Balken Kleinanlagen 2010; 3. Balken Großanlagen 2010).**

**Tabelle 4.1: Repräsentative mittlere Energiegestehungskosten bei Erreichen der in Bild 4.8 angegebenen Marktvolumina von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen.**

<b>Mittlere Energiekosten (Pf/kWh; 6% Zins)</b>	<b>Wind- energie</b>	<b>Photo- voltaik</b>	<b>Solarth. Kraftwerke</b>	<b>Kollektor- anlagen</b>	<b>Biomasse, Biogas</b>
<b>1998</b>	<b>18,5 *)</b>	<b>165 **)</b>	<b>18,0***)</b>	<b>45****)</b>	<b>Strom: 10 - 25 Wärme: 5 - 15</b>
<b>um 2010</b>	<b>14 - 15</b>	<b>70 - 85</b>	<b>12 - 14</b>	<b>35 °) 20°°)</b>	<b>ca. 15% geringer</b>
<b>2020 - 2030</b>	<b>12 - 13 °°°)</b>	<b>40 - 50</b>	<b>10 - 12</b>	<b>15 - 20 +)</b>	<b>ca. 20% geringer</b>

\*) Küstenstandort, Binnenland ca. 25Pf/kWh; \*\*) Mitteleuropa, 865 kWh/kWp; \*\*\*) nur Südeuropa, Nordafrika u.ä., rein solare Erzeugung, \*\*\*\*) Kleinanlagen für Warmwasser; °) Kleinanlagen; °°) Großanlagen; °°°) Off-shore Anlagen < 10 Pf/kWh; +) je nach Speichergröße

breiten und zwar bei Wärme zwischen 10 und 20 Pf/kWh und für eine potentielle Stromerzeugung nach dem „Hot Dry Rock“ – Verfahren zwischen 15 und 25 Pf/kWh.<sup>19</sup>

Mit den aufgeführten zukünftig erreichbaren Kosten wird für einige Techniken unter entsprechend günstigen Standort- und Einsatzbedingungen das heutige Energiekostenniveau der konventionellen Energieversorgung erreicht (Wind an günstigen Standorten, u.a Off-shore, teilweise Anlagen zur Nutzung von Biomasse, solarthermische Kraftwerke). Für andere Techniken und bei sehr starker Potentialerschließung (ungünstigere Standorte, schlechtere Einsatzbedingungen, zusätzliche Aufwendungen für Regelung, Speicherung u.ä.) wird dies jedoch voraussichtlich auch auf längere Sicht nicht möglich sein. Man wird also nur durch eine politische Flankierung sicherstellen können, daß längerfristig selbsttragende Märkte für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien entstehen Zur Stimulierung und Beschleunigung der technologischen Weiterentwicklung der einzelnen Technologien und ihres Wachstums benötigt man dazu einerseits auf absehbare Zeit Instrumente einer wirksamen Anschubfinanzierung, damit die noch nicht ausgereiften Technologien gegenüber den derzeit niedrigen Energiepreisniveau der konventionellen Energieversorgung bestehen können und ausreichend gute Wachstumschancen haben, (vgl. Kapitel 7). Zum anderen wird sich längerfristig das heutige Kostenniveau der Energiebereitstellung verändern müssen.

---

<sup>19</sup> Dies trifft für die Verhältnisse in Deutschland zu. Im Bereich geothermischer Anomalien (Island, Italien) ist geothermische Wärme- oder Stromerzeugung bereits heute wirtschaftlich. Zur Stromerzeugung im HotDry Rock Verfahren (d.h. der Nutzung heißer Gesteinsschichten bis etwa 5 km Tiefe) existiert ein Demonstrationsvorhaben im Oberrheingraben (Soulz sous Forets).

## 5. Ausbau regenerativer Energien bis zum Jahr 2010

### 5.1 Struktur des Ausbaus und erforderliche Zuwachsraten

Wenn regenerative Energien in den nächsten Jahrzehnten relevante Beiträge zur Energieversorgung und damit zum Klimaschutz leisten sollen, reichen die gegenwärtigen Wachstumsraten trotz teilweise erfreulicher Tendenzen, etwa bei Windanlagen und Kollektoren, nicht aus. Zahlreiche Szenarioanalysen für die EU und für Deutschland weisen darauf hin, daß innerhalb eines Jahrzehnts eine **Verdopplung bis eine Verdreifachung** ihres Beitrags erreicht werden sollte, damit in den darauffolgenden Jahrzehnten kontinuierlich wachsende Anteile der Energieversorgung auf regenerativen Energien aufbauen können. Dies ist erforderlich, damit nach den vorrangig zu mobilisierenden Potentialen einer rationelleren Energienutzung und –wandlung CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen kontinuierlich und ohne Zeitverzug weitergeführt werden können.

Die energiepolitische Zielsetzung „Verdopplung“ (z.B. der EU, der deutschen Umweltministerkonferenz bzw. des BMU (BMU 1999)) bezieht die jetzige „traditionelle“ Nutzung der Wasserkraft und des Brennholzes in kleineren Einzelfeuerungen ein. Da diese Nutzungsarten nur noch begrenzt ausbaubar sind (Wasserkraft), bzw. sogar zurückgehen<sup>20</sup>, resultieren daraus an den Zuwachs aller anderen, „neuen“ Technologien zur Nutzung regenerativer Energien teilweise hohe Anforderungen. In Baden-Württemberg beträgt der Beitrag dieser „neuen“ Technologien lediglich 0,4 % an der Stromerzeugung und 1% am Brennstoffeinsatz für Niedertemperaturwärme. Anzustrebende Zielwerte für das Jahr 2010 liegen jedoch bei 10 % für beide Bereiche. Das jeweilige Verhältnis weist auf die erforderlichen hohen Zuwächse hin und zeigt die notwendige Vergrößerung des Marktvolumens.

Bei der Strukturierung des Verdopplungsziels sind weitere Gesichtspunkte zu beachten. Aus Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten ist zunächst die vorrangige Mobilisierung der kostengünstigsten Technologien erwünscht; als vornehmlich der restlichen Wasserkraft, der Windenergie an windreichen Standorten und der Biomasse-Reststoffnutzung. Im Sinne einer langfristig tragfähigen Strategie müssen jedoch auch ausreichende Märkte für die übrigen derzeit noch teureren, aber mit großem (Kostendegressions- und Mengen-) Potential versehene Technologien geschaffen werden, auf die nach 2010 die Wachstumsdynamik übergehen soll, also der solaren Wärme- und Stromerzeugung mittels Kollektoren und Photovoltaik. Auch die Erdwärmennutzung muß in merklichem Ausmaß erschlossen werden. Aus der Abwägung dieser Gesichtspunkte und unter Berücksichtigung von Szenarienanalysen für Deutschland (Altner u.a. 1995; Nitsch, Luther 1998) ergibt sich folgende Entwicklung der Beiträge regenerativer Energien bis 2010 (**Tab. 5.1**):

Bei der **Wasserkraft** werden innerhalb dieses Zeitraums alle sinnvollen Investitionen in die Ertüchtigung oder Erweiterung bestehender größerer Anlagen getätigt. Das betrifft insbeson-

---

<sup>20</sup> was im Falle der Holzeinzelheizungen aus Emissionsgründen durchaus erwünscht ist, falls sie durch moderne Holzzentralheizungen oder Holz-Nahwärmeeinrichtungen ersetzt werden.

dere den geplanten Ausbau des Kraftwerks Rheinfelden und die Modernisierung der weiteren Kraftwerke an Rhein und Neckar. Auch kleinere Wasserkraftanlagen werden verstärkt modernisiert bzw. wieder aktiviert, wodurch allerdings nur begrenzte Zuwächse erreichbar sind. Mit einem Anstieg der Leistung bis 2010 um insgesamt 200 MW (davon Kleinwasserkraft < 1MW: 40 MW) und der erzeugten Strommenge um 1 240 GWh/a (220 GWh/a) werden dann 5 800 GWh/a Elektrizität erzeugt und damit das technische Potential zu nahezu 95 % ausgeschöpft.

Die **Windenergie** erfährt eine deutliche Ausweitung der derzeitigen Wachstumsraten auf ca. 20 – 25 MW/a. Es wird davon ausgegangen, daß in Baden-Württemberg eine Ausbaudynamik einsetzen kann, die der vom Windangebot vergleichbaren Bundesländern entspricht, (Sachsen derzeit 44 MW/a; Thüringen 17 MW/a, NRW 26 MW/a, Rheinland-Pfalz 11 MW/a), wenn die bestehenden, vorwiegend bürokratischen Hemmnisse durch eine konstruktive Unterstützung interessierter Investoren ersetzt werden. Im Jahr 2010 können dann 250 MW

**Tabelle 5.1: Ausbau der regenerativen Energien bis 2010 mit der Zielsetzung eines energiewirtschaftlich relevanten Beitrags zur Energieversorgung Baden-Württembergs**

Energieart	1997			2010			Verhältnis 2010/1997		
	Elektrizität (GWh/a)	Wärme (Brennst.) (GWh/a)	Primärenergie** (GWh/a)	Elektrizität (GWh/a)	Wärme (Brennst.) (GWh/a)	Primärenergie (GWh/a)	Elektrizität	Wärme (Brennst.)	Primärenergie
1. Wasserkraft	4590	-	12079	5828	-	14215	1,27	-	1,18
2. Windenergie	23,0	-	61	470	-	1146	20,43	-	18,94
3. Photovoltaik	2,7	-	7	98	-	239	36,30	-	33,64
4. Biogene Festbrennstoffe (Reststoffe, Anpflanzungen)	120	3700	4338	1141	13467	17421	9,51	3,64	4,02
5. Biogene gasf. Brennstoffe (Klär-, Bio-, Deponiegas)	150	450	884	792	1265	3307	5,28	2,81	3,74
6. Solartherm. Kollektoren	-	70	76	-	1471	1599	-	21,01	21,01
7. Geothermie	-	15	16	-	1274	1385	-	84,93	84,93
<b>Summe *)</b>	<b>4886</b>	<b>4235</b>	<b>17460</b>	<b>8329</b>	<b>17477</b>	<b>39311</b>	<b>1,70</b>	<b>4,13</b>	<b>2,25</b>
<b>Anteil an Gesamt (%):</b>									
an Bruttostromerzeugung 1)	<b>7,08</b>			<b>11,90</b>					
an Endenergie Brennstoffe 2)		<b>2,77</b>			<b>12,95</b>				
an Primärenergie 3)			<b>3,97</b>			<b>10,86</b>			
	<b>1997</b>			<b>2010 4)</b>					
1) Bruttostromerzeugung (TWh/a):	69,00			70			4) Szenario B des Jahres 2005 aus Projekt: "Klimaverträgliche Energieversorgung in BaWü." TA-Akademie 1995.		
2) Endenergie Brennstoff (TWh/a):	153,00			135					
3) Primärenergie (TWh/a):	440,00			362					
CO2-Emissionen (Mio t/a):	80,50								
*) ohne Müll mit ca. 240 GWh/a Strom- und 1 500 GWh/a Wärmeerzeugung (1996); organischer Anteil nicht bekannt									
**) Substitutionsverfahren (eta-el 1997 = 38%; eta-el 2010 = 41%; eta-brennst. = 92%)									

C:\BAWÜ\SUMREG.WKS: 4.8.99

Windkraft installiert sein. Die potentielle Jahreserzeugung beträgt dann 470 GWh/a, das Zwanzigfache des derzeitigen Wertes. Das in Kapitel 3 definierte Potential ist dann zu 25% ausgeschöpft.

Die **Photovoltaik** wird durch das 100-000 Dächer-Programm wesentliche Wachstumsimpulse erhalten. Diese Wachstumsdynamik darf allerdings nach Beendigung des Programms (etwa 2005) nicht abbrechen, wenn bis 2020/2030 energiewirtschaftlich relevante Beiträge erschlossen werden sollen. Außerdem besteht ein großes Interesse Baden-Württembergs, die im Lande für F+E im Bereich der Photovoltaik eingesetzten erheblichen Mittel durch entsprechende Investitionen in PV - Anlagen „amortisieren“ zu können. 2005 sollten daher Jahreszuwächse um 6 – 8 MWp/a erreicht sein, die bis zum Jahr 2010 auf rund 25 MWp/a anwachsen. Mit einer kumulierten Leistung von 110 MWp bis zu diesem Zeitpunkt wird ein potentieller Jahresbeitrag von 100 GWh/a Strom erreicht. Das Potential ist zu diesem Zeitpunkt mit 0,6 % noch nicht nennenswert erschlossen.

Die **Biomasse** kann bis zum Jahr 2010 den größten Einzelbeitrag zum Zubauziel leisten. Insbesondere ihr Einsatz in der Nahwärmeversorgung und in der Kraft-Wärme-Kopplung muß, aufbauend auf den derzeitigen Ansätzen („Holzenergie 2000“ u.a.) deutlich verstärkt werden, während es beim Zubau an Zentralheizungen für Einzelgebäude auch darum geht, bestehende ältere Holzeinzelheizungen nicht an Heizöl oder Gas zu verlieren. Auch eine Zufeuerung von Biomasse in bestehenden Heizkraftwerken wird in diesem Szenario unterstellt. Damit einher geht eine höhere Ausnutzungsdauer der Anlagennennleistung (Heizwerke und BHKW 4.000 bis 5.000 h/a gegenüber Zentralheizungen mit ca. 1.200 h/a). Der jährliche Nettozubau an Feuerungsleistung wächst bis 2010 auf rund 700 MW<sub>th</sub>/a; der kumulierte Zuwachs beträgt 6 000 MW<sub>th</sub> und 200 MW<sub>el</sub>. Nach 2005 wird auch Biomasse aus Energieanpflanzungen eingesetzt, da dann die energetische Nutzung von Waldrestholz an seine Grenzen stößt. Aus dem Zuwachs resultiert eine Stromerzeugung von 1 100 GWh/a (dem neunfachen Wert von 1997) und eine Wärmeerzeugung von 50 PJ/a (dem 3,6-fachen von 1997) im Jahr 2010. Das Potential fester Biomasse (Reststoffe + 0,13 Mio. ha Anpflanzungen) ist dann bereits zu 85% ausgeschöpft.

Auch die Vergärung organischer Reststoffe aus Landwirtschaft, Nahrungsmittelindustrie und Haushalten (**Biogasnutzung**) wird deutlich gesteigert. Die Biogasausbeute verzwanzigfacht sich, die Klärgasnutzung wird etwa verdoppelt und ist damit potentialseitig ausgeschöpft. Insgesamt resultiert daraus ein kumulierter Zuwachs an Gasproduktionsleistung von rund 250 MW<sub>gas</sub>. Da das Gas praktisch ausschließlich in BHKW eingesetzt wird, resultiert daraus ein Zuwachs der entsprechenden KWK - Leistung um 100 MW<sub>el</sub> auf dann 140 MW<sub>el</sub>. Die Stromproduktion wächst auf insgesamt 800 GWh/a, (Faktor 5 gegenüber 1997), die Nutzwärmeproduktion auf 5 PJ/a (Faktor 2,8 gegenüber 1997). Das Potential der Vergärung aller Reststoffe ist im Jahr 2010 zu 50% ausgenutzt (Klärgas-, Deponiegas zu 100%; Biogas aus der Landwirtschaft und anderer organischer Abfälle zu 40%).

**Kollektoren** liefern derzeit noch geringe Beiträge zur Wärmeversorgung. Entsprechend den einleitenden Prämissen müssen sie jedoch in einen sehr dynamischen Wachstumsmarkt hineinwachsen, wenn ihre Beiträge in absehbarer Zeit einen substantiellen Anteil an der

Wärmeversorgung erreichen sollen. Als Zielgröße wird daher von einem deutlich steigenden Marktvolumen von derzeit rund 40 000 m<sup>2</sup>/a auf rund 600 000 m<sup>2</sup>/a im Jahr 2010 ausgegangen, was einer mittleren Wachstumsrate des Kollektormarktes von 20 %/a entspricht. Zunächst werden vorwiegend noch kleinere Anlagen zur Warmwasserbereitung errichtet, Großanlagen wachsen jedoch relativ stärker und erreichen im Jahr 2010 einen Marktanteil von 50 %. Die insgesamt bis 2010 kumulierte Kollektorfläche beläuft sich auf 3,5 Mio. m<sup>2</sup>. Damit können rund 5,3 PJ/a fossile Brennstoffe ersetzt werden, das Zwanzigfache des heutigen Wertes. Die mit einer derartigen Marktausweitung und dem Einstieg in die Errichtung von Großanlagen erreichbaren Kostensenkungen (vgl. Kapitel 4.1) sind eine Voraussetzung dafür, daß die relativ großen Potentiale dieser Technologie in den darauffolgenden Jahrzehnten kostengünstig ausgeschöpft werden können. Im Jahr 2010 ist das technische Potential erst zu 5% erschlossen.

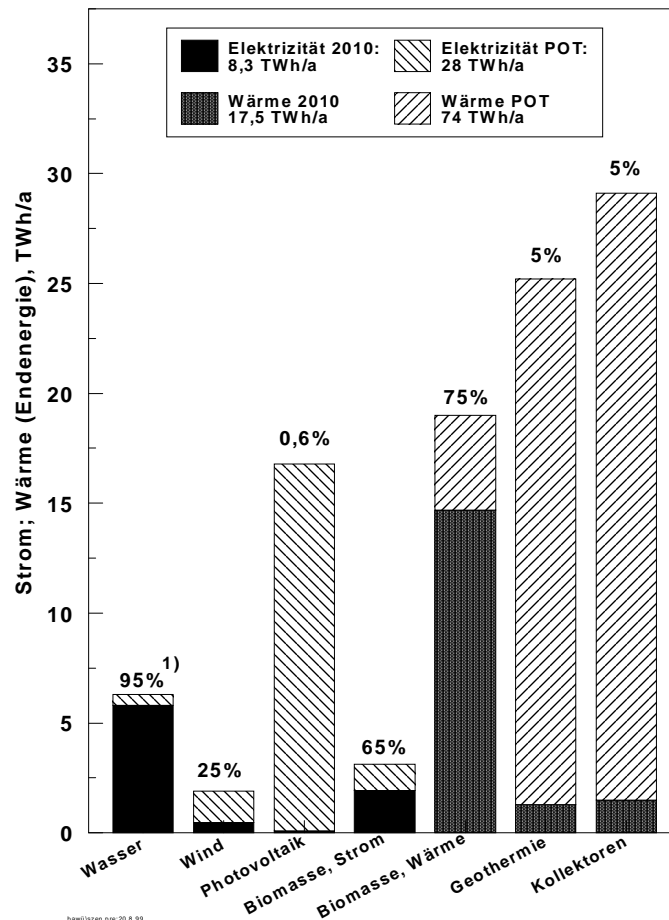
Für die **Erdwärmennutzung** gelten ähnliche Randbedingungen. Auch hier sollte bis 2010 ein substantieller Markt entstehen, wobei hier ausschließlich Nahwärmeversorgungen in Frage kommen. Mit einer installierten Leistung von 425 MW<sub>th</sub> (entsprechend einer Anlagenzahl von 40 – 50) wächst die bereitgestellte Nutzwärmemenge ( 5 PJ/a) bis 2010 in eine ähnliche Größenordnung wie die solare Wärmeherzeugung hinein und nutzt damit ebenfalls 5% ihres in Kapitel 3 definierten Potentials.

Die angestrebte Ausweitung der Wärmeversorgung verlangt einen deutlichen Einstieg in Nahwärmeversorgungen. Sie stellen im Jahr 2010 rund 50 % der gesamten Wärme (30 PJ/a). Insbesondere wird es daher notwendig sein, neben der Biomasse und der Erdwärme, auch solare Wärme in wachsendem Umfang über Nahwärmeversorgungen bereitzustellen, um ihren Beitrag zur Heizungsunterstützung deutlich zu steigern.

**Bild 5.1**, das unmittelbar mit Bild 3.1 verglichen werden kann, gibt den unterschiedlichen Ausschöpfungsgrad der technisch - strukturellen Potentiale durch das Zubauziel 2010 anschaulich wieder. Wesentliche Träger der weiteren Entwicklung regenerativer Energien nach 2010 sind die solare Strahlungsenergie und die Erdwärme. Der mittlere Ausschöpfungsgrad im Jahr 2010 beträgt stromseitig 30% und wärmeseitig 24%; also bezogen auf die Endenergie an Strom und Wärme 25%. Dabei sei nochmals darauf hingewiesen, daß die in Kap.3 definierten Potentiale keine absolute Begrenzung nach oben bedeuten, sondern pragmatische Begrenzungen für die innerhalb von Baden-Württemberg sinnvoll bereitstellbaren Beiträge regenerativer Energien aus heutiger Sicht darstellen.

## 5.2 Beitrag der regenerativen Energien zur Energieversorgung im Jahr 2010

Der Status 2010 der regenerativen Energien in dieser zielorientierten Zubaustrategie „Einstieg bis 2010“ ist in Tabelle 5.1 dem Stand von 1997 gegenübergestellt. Der Beitrag an der Stromversorgung erhöht sich gegenüber heute um das 1,7 – fache, am Brennstoffbedarf zur Wärmebereitstellung um das 4,1 – fache. Daraus resultiert ein Primärenergiezuwachs um das 2,25 – fache, also eine reichliche Verdopplung.

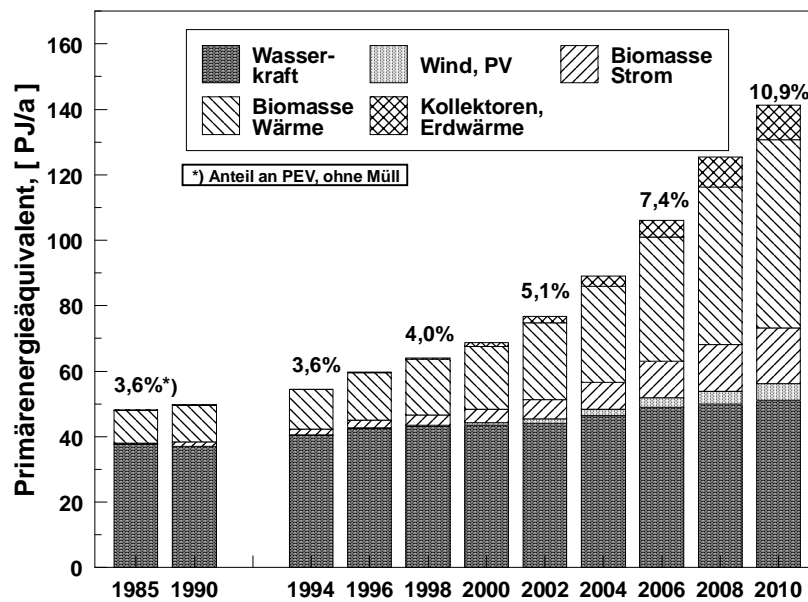


**Bild 5.1: Ausbau 2010 regenerativer Energien und Vergleich mit den technisch strukturellen Potentialen, (Prozentangabe = Ausschöpfungsgrad).**

Der Ausbau regenerativer Energien kann nicht isoliert von anderen sinnvollen Strategien des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung betrachtet werden. Aus Kostengründen ist es sogar zweckmäßig, Maßnahmen zur rationelleren Nutzung von Energie und zur Verringerung von Umwandlungsverlusten (Kraft-Wärme-Kopplung) zeitlich prioritär zu behandeln, damit eine breitere Nutzung regenerativer Energien (Zeitraum nach 2010) auf einem effizienzseitig optimierten Energiesystem aufbauen kann. Im Rahmen dieses Gutachtens kann eine derartige Verknüpfung nicht durchgeführt werden. Um dennoch eine sinnvolle Einbettung des Ausbauzustandes 2010 in die zukünftige Energieversorgung Baden-Württembergs vornehmen zu können, wurde auf Szenarien des Projekts: „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg“ der TA – Akademie (Schade 1996) zurückgegriffen. Ausgewählt wird das Szenario B: „Techniknutzung“<sup>21</sup>. Gegenüber den Werten des Jahres 1997

<sup>21</sup> Szenario B ist das Alternativszenario mit dem **geringsten Rückgang** des Endenergiebedarf (das Trendszenario geht von einem gleichbleibenden, auf dem Niveau 1990 verharrenden Energieverbrauch aus). Da jedoch der Endenergieverbrauch Baden-Württembergs zwischen 1990 und 1997 um 12% gestiegen ist, wird lediglich die Entwicklung des Szenarios B zugrunde gelegt, statt auf die an sich näherliegende Entwicklung des Szenarios C: „Ressourcenschonung“ zurückzugreifen. Da seit Vorlage dieser Szenarien fünf Jahre ohne aktives energiepolitisches Handeln vergangen sind, werden die Energieverbrauchswerte des Jahres 2005 hier als Vergleichswerte für das Jahr 2010 benutzt.

bleibt die Bruttostromerzeugung konstant (1997: 69 TWh/a; Szenario B 2010: 70 TWh/a), der Brennstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung sinkt gegenüber 1997 um 12% auf 485 PJ/a und der Primärenergieverbrauch um 18% auf 1 300 PJ/a (8% unter demjenigen von 1990), da weitere Einsparungen im Kleinverbrauchs- und Verkehrssektor hinzukommen, (Tab. 5.1 unten). Bezogen auf diese Szenarioangaben liegt der Beitrag regenerativer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2010 bei 12%, am Brennstoffverbrauch für Wärme bei 13% und am gesamten Primärenergieverbrauch bei 11% und hat damit energiewirtschaftlich relevante Anteile erreicht. Stärkere Anstrengungen zur Einsparung von Energie, wie sie durchaus möglich und im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung auch notwendig sind, erhöhen selbstverständlich den Effekt der regenerativen Energien. Um das dargestellte Ausbauziel bis zum Jahr 2010 zu erreichen, muß sich die bisherige Entwicklung regenerativer Energien stark beschleunigen (**Bild 5.2**). Gegenüber dem seitherigen 0,1%-Punkte-Anstieg je Jahr, muß sich über 12 Jahre hinweg ein etwa 0,6%-Punkte-Anstieg je Jahr einstellen, damit sie nach 2010 eine tragenden Rolle in der zukünftigen Energieversorgung einnehmen können.



**Bild 5.2: Entwicklung des Beitrags regenerativer Energien (Primärenergieäquivalent) an der Energieversorgung Baden-Württembergs bis 2010 und Anteil am Primärenergieverbrauch des (modifizierten) Szenarios B des Projekts: „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg.“**

### 5.3 Ökonomische Eckdaten des Zubaus regenerativer Energien

Der beschriebene Zubau regenerativer Energietechnologien bewirkt eine entsprechend ansteigende Investitionstätigkeit. Das jährliche Marktvolumen steigt bis zum Jahr 2010 auf 2,2 Mrd. DM/a, dem nahezu Achtfachen des Jahres 1997 (**Bild 5.3 und Tabelle 5.2**). Die **kumulierte Investitionssumme** zwischen 1998 und 2010 beläuft sich auf **17,6 Mrd. DM**, worin auch 4 Mrd. DM für den Aufbau von Nahwärmenetzen enthalten sind. Im Jahr 2010 wird ein

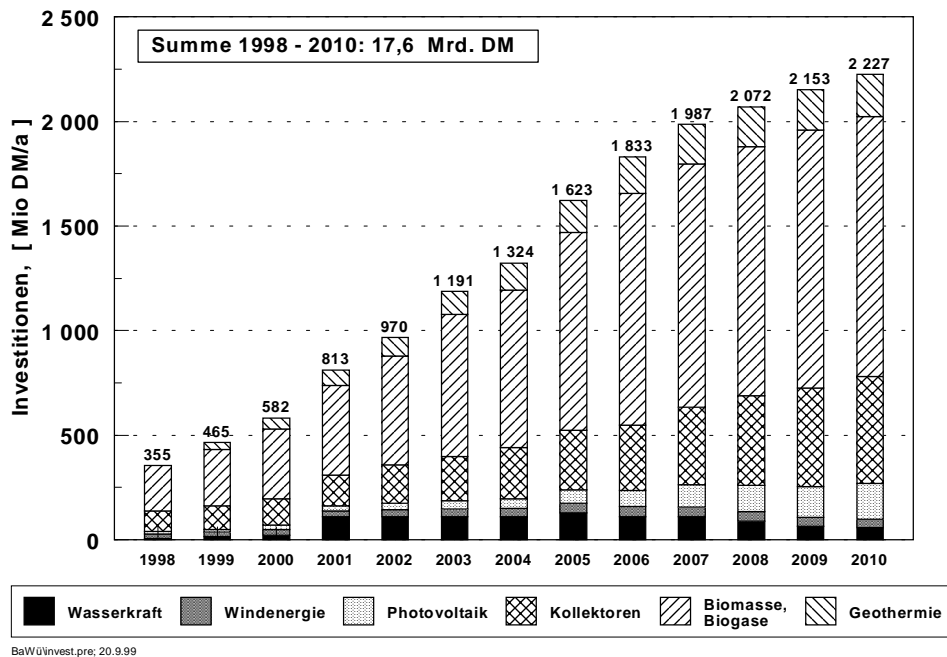


Bild 5.3: Verlauf der Investitionskosten des Zubaus regenerativer Energien bis zum Jahr 2010 und Aufteilung auf die einzelnen Technologien.

Tabelle.5.2: Jährliche Investitionen des Ausbaus regenerativer Energien nach einzelnen Energietechnologien (einschl. Nahwärmenetze)

	Wasser	Wind	Photovolt.	Kollekt. einschließlich Nahwärmenetze	Biomasse*)	Geothermie	Gesamt (Mio DM/a)
<b>1997</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>85</b>	<b>155</b>	<b>5</b>	<b>281</b>
1998	8	21	12	99	215	0	354
1999	15	22	14	112	270	32	466
<b>2000</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>20</b>	<b>124</b>	<b>337</b>	<b>51</b>	<b>581</b>
2001	110	30	24	146	430	70	810
2002	110	33	33	184	521	90	971
2003	110	37	41	211	680	112	1191
2004	110	40	48	245	752	129	1324
<b>2005</b>	<b>130</b>	<b>46</b>	<b>63</b>	<b>284</b>	<b>947</b>	<b>153</b>	<b>1623</b>
2006	110	49	77	313	1110	174	1832
2007	110	48	105	373	1162	189	1988
2008	90	45	125	427	1193	192	2072
2009	63	43	148	475	1234	194	2157
<b>2010</b>	<b>59</b>	<b>41</b>	<b>170</b>	<b>515</b>	<b>1243</b>	<b>195</b>	<b>2223</b>
Durchschn. 1998-2010	81	37	68	270	776	122	1353
<b>Kumuliert 1998-2010</b>	<b>1050</b>	<b>480</b>	<b>880</b>	<b>3508</b>	<b>10093</b>	<b>1582</b>	<b>17593</b>
*) einschl. Bio-, Klär- und Deponiegasanlagen							

BaWüInvest.wk3, 20.8.99

Investitionsvolumen von 2,22 Mrd. DM/a getätigt, der Durchschnittswert des Gesamtzeitraums liegt bei 1,35 Mrd. DM/a, ist also ungefähr fünfmal höher als das derzeitige Volumen.

Das hohe jährliche Investitionsvolumen bei der Biomasse führt kumuliert zur größten Einzelsumme von 10 Mrd. DM. Von erheblichen Wachstumsschüben wird im Kollektormarkt (kumuliert 3,5 Mrd. DM einschl. Nahwärmenetzen bei Großanlagen), bei der Photovoltaik (kumuliert 0,9 Mrd. DM) und bei der Geothermie (kumuliert 1,6 Mrd. DM) ausgegangen. Relativ gering ist die kumulierte Investitionssumme bei der Windenergie mit 0,5 Mrd. DM. Von Bedeutung für die Gestaltung von Förderinstrumenten ist die Zuordnung der Investitionen zum Strom- bzw. zum Wärmemarkt. Dabei werden alle KWK-Anlagen der Biomasse- und Biogasnutzung stromseitig, die dazugehörigen Nahwärmenetze jedoch wärmeseitig berücksichtigt. Die im Strommarkt zu tätigen Investitionen belaufen sich so kumuliert auf 6 Mrd. DM, diejenigen des Wärmemarkts auf 11,6 Mrd. DM, wobei allein 4 Mrd. DM auf Nahwärmenetze entfallen. In dieser Aufteilung schlägt sich das angenommene stärkere Wachstum der Wärmebereitstellung mittels regenerativer Energien nieder.

Mit dieser Marktausweitung sind deutliche Kostensenkungen bei einigen Technologien verbunden. Sie bewirken in diesem Szenario bis 2010 eine Senkung der mittleren Energiegestehungskosten bei der Windenergie von derzeit 18,5 Pf/kWh (Auslastung 1 850 h/a) auf 14 Pf/kWh (- 25 %), bei der Photovoltaik von 180 Pf/kWh auf 75 Pf/kWh (- 60 %) und bei Kollektoranlagen von 55 Pf/kWh auf 26 Pf/kWh (- 53 %). Für Wasserkraft, Biomasse- und Geothermieanlagen wurde von real gleichbleibenden Kosten ausgegangen.

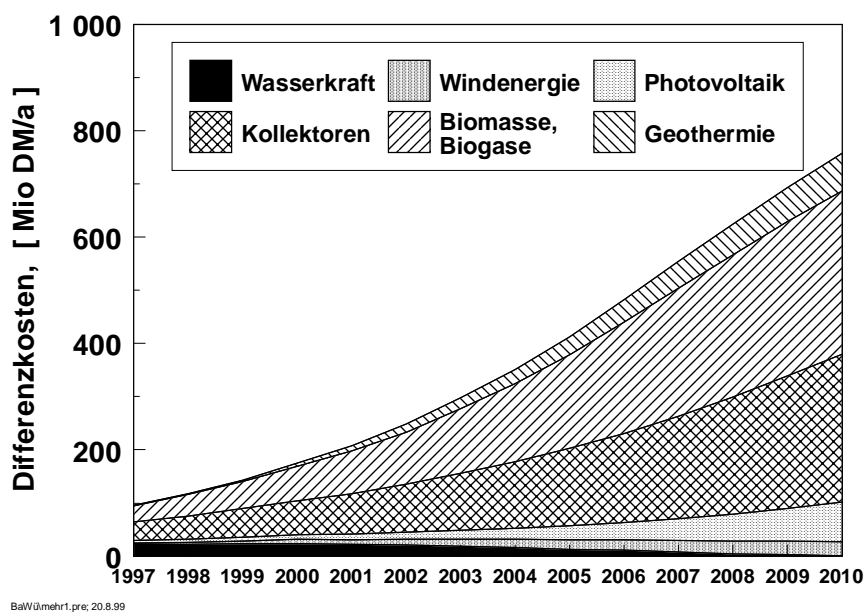
Der für den Zubau insgesamt erforderliche Mittelaufwand läßt sich anhand der **Gesamtkosten** der getätigten Investitionen darstellen. Diese ergeben sich aus der Summe der Kapital-, sowie der Betrieb- und Wartungskosten (und für Biomasse den jährlichen Brennstoffkosten) der bis zu einem bestimmten Zeitpunkt errichteten Anlagen. Für die bis zum Ausgangsjahr 1997 errichteten Anlagen belaufen sich diese Gesamtkosten auf 865 Mio. DM/a, wobei berücksichtigt ist, daß teilweise auch ältere, bereits abgeschriebene Anlagen (z.B. bei der Wasserkraft) dazu gehören. Diesen Kosten stehen **Erlöse** gegenüber, die zum Teil aus wirtschaftlich arbeitenden Anlagen stammen (größere Wasserkraftwerke, Deponie- und Klärgasanlagen, Teile der Biomassenutzung) und die sich an anlegbaren Preisen für Strom und Wärme orientieren. Nicht wirtschaftlich arbeitende Anlagen erzielen nur einen Teil ihrer Kosten. Die gesamten Erlöse belaufen sich für 1997 auf 770 Mio. DM/a. Es besteht also eine rechnerische Deckungslücke von 95 Mio. DM/a<sup>22</sup>. Umgelegt auf den jeweiligen Energieverbrauch im Strom- und Wärmemarkt sind dies allerdings lediglich 0,06 Pf/kWh beim Strom und 0,04 Pf/kWh bei Brennstoffen. Die Differenzkosten werden zum Teil durch Fördermittel und das StrEG abgedeckt, zum Teil durch freiwilliges privates Kapital (vorwiegend für kleinere Kollektor- und Photovoltaikanlagen) aufgebracht. Die in Kapitel 2 abgeschätzten ge-

---

<sup>22</sup> Der Übersicht wegen wurden die Erlöse der „großen“ Wasserkraft den anlegbaren Preisen gleichgesetzt. Ältere (abgeschriebene) große Wasserkraftwerke sind allerdings sehr preiswerte Stromproduzenten mit Stromgestehungskosten um 6 Pf/kWh (Stromthemen 6/1999). Je nach angenommener Differenz zu den anlegbaren Strompreisen entstehen also Überschüsse in einer Höhe von rund 40 - 50 Mio. DM/a. Diese Erlöse kommen den betreffenden EltVU zugute, sie können aber aus volkswirtschaftlicher Sicht den Mehraufwendungen bei anderen regenerativen Energien gutgeschrieben werden.

samtlichen Fördermittel für das Jahr 1997 in Höhe von rund 60 Mio. DM/a und der privaten Mittel in Höhe von 25 Mio. DM/a fügen sich gut in die hier ermittelten Differenzkosten<sup>23</sup>.

Die zukünftig erforderlichen Aufwendungen zur Schließung der Deckungslücke hängen wesentlich vom Verlauf der zukünftigen Energiepreisentwicklung ab. Ohne zusätzliche Besteuerung müssen aus heutiger Sicht die Energiepreise als nahezu gleichbleibend (Brennstoffpreise) bzw. sinkend (Strompreise) angenommen werden. Die Ausgangsbasis für die weiteren Betrachtungen sollte allerdings die Berücksichtigung der existierenden und noch geplanten Stufen der ökologischen Steuerreform sein. Daher wird bei der Ermittlung der Differenzkosten von verschiedenen Varianten einer realen Erhöhung der **anlegbaren Preise** für Strom (Ausgangswert 10 Pf/kWh) und für Brennstoffe (Ausgangswert 3,5 Pf/kWh; Anteil an Wärmekosten 1997: 40 %) ausgegangen. Die Differenzkosten infolge eines weiteren Zubaus regenerativer Energietechnologien steigen vor diesem Hintergrund, wobei die berücksichtigten Kostendegressionen den Zuwachs zwar dämpfen, aber bei dem unterstellten Energiepreisniveau nicht verhindern können. Im Beispiel eines real 11%igen Anstiegs der Strompreise (1%/a) und eines 25%igen Anstiegs der Wärmepreise (Brennstoffpreise 4%/a) bis 2010, (**Bild 5.4**), steigen die Differenzkosten von den derzeitigen 95 Mio./a auf 760 Mio.



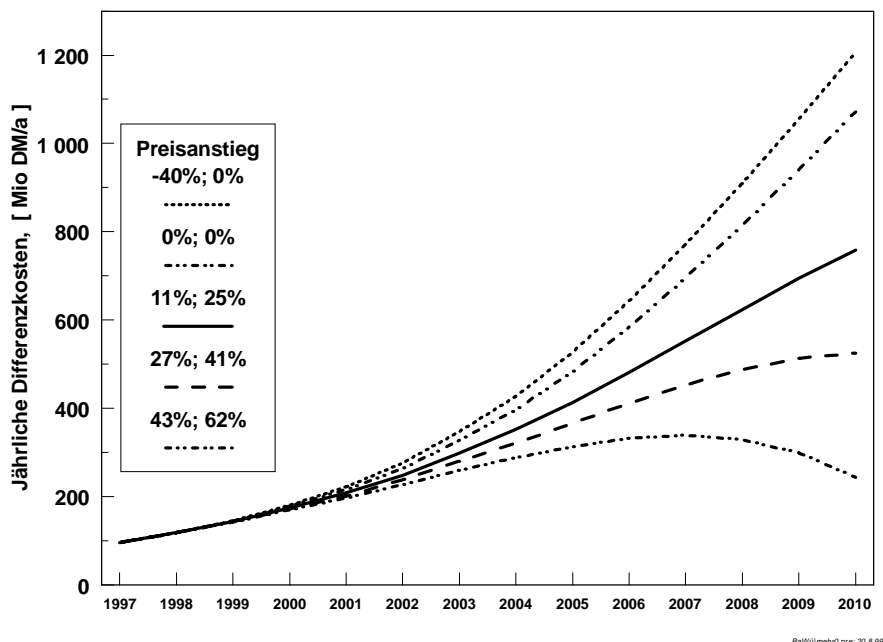
**Bild 5.4: Differenzkosten des Ausbaus regenerativer Energien bis 2010 bei einem Anstieg der anlegbaren Strompreise um real 11% und des Wärmepreises um real 25% zwischen 1997 und 2010.**

<sup>23</sup> Unter „Differenzkosten“ wird die Differenz zwischen den Gesamtkosten der installierten Techniken der regenerativer Energien und den genannten anlegbaren Kosten der Energieversorgung (= Erlösen) zu dem betreffenden Zeitpunkt verstanden. Ob volkswirtschaftlich überhaupt derartige „Differenzkosten“ entstehen, bleibt offen, da in den derzeitigen Kosten der konventionellen Energienutzung zahlreiche „externe“ Kosten (z.B. begrenzte Ressourcen, Umwelt- und Klimaschäden; Risiken) nicht internalisiert sind /Prognos 1998/. Gleichwohl müssen diese „Differenzkosten“ aus betriebswirtschaftlicher Sicht mittels geeigneter Anreize (Instrumente) mobilisiert werden, wenn die gewünschten Investitionen zum derzeitigen Zeitpunkt getätigt werden sollen.

DM/a im Jahr 2010. Um die entsprechenden Investitionen zu mobilisieren, wird es daher erforderlich sein, entsprechende Fördermittel und andere wirksame Instrumente einzusetzen.

Die dargestellten Differenzkosten geben Hinweise auf das Ausmaß der Kostenbelastung, der Strom- und Brennstoffpreise ausgesetzt sind, wenn das Ausbauziel umgesetzt wird. In obigem Beispiel wäre zur Abdeckung der Differenzkosten in 2010 rein rechnerisch ein Aufschlag auf Strom und auf Brennstoffe in Höhe von jeweils knapp **0,4 Pf/kWh** erforderlich, (im Durchschnitt des Gesamtzeitraum sind es 0,2 Pf/kWh). Diese potentiellen Aufschläge sind im Vergleich zu steuerlichen Belastungen dieser Energieträger und zu Preisschwankungen von Brennstoffen infolge einer Veränderung der Primärenergiepreise relativ gering und zeigen, daß der vorgeschlagene Zubau von regenerativen Energietechniken aus volkswirtschaftlicher Sicht relativ leicht zu bewerkstelligen ist. Werden die Differenzkosten = Null gesetzt, so läßt sich derjenige Anteil der Investitionen bestimmen, der sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht gerade rentiert. Dies Anteil beträgt im Mittel des gesamten Zubaus 47%, also 8,3 Mrd. DM, nimmt aber für die einzelnen Techniken sehr unterschiedliche Werte an. Für Wasserkraft beträgt der Wert (gemittelt über den Zeitraum 1998 – 2010) 87%, für Wind 65%, für Photovoltaik 10%, für Kollektoranlagen 25% für Biomasse – und biogasanlagen und für die Geothermie 55%. Die Anteile ändern sich natürlich über der Zeit für Techniken mit starker Kostendegression. Aus diesen Anteilen lassen sich Rückschlüsse auf die erforderlichen Förderquoten ziehen.

Zur Einordnung der Differenzkosten ist das Ergebnis weiterer Sensitivitätsanalysen zum Verlauf der Energiepreise dargestellt (**Bild 5.5**). Bei einem realen Preisanstieg von 27 % für



**Bild 5.5: Differenzkosten des Ausbaus regenerativer Energien bis 2010 bei Variation der realen Erhöhung der anlegbaren Preise für Strom (links) und Wärme (rechts) zwischen 1997 und 2010.**

Strom und 41 % für Wärme nähern sich die Differenzkosten trotz weiterem Wachstum der Technologien bereits einem konstanten Wert von 520 Mio. DM/a im Jahr 2010. Bei diesem Preisniveau sind die Differenzkosten für Wasserkraft, Windenergie und Biomasse im Jahr 2010 bereits bei Null angelangt bzw. sinken deutlich; der weitere Verlauf der Differenzkosten wird durch die Ausbaudynamik der trotz Kostendegressionen noch teureren Techniken Kollektor- und Photovoltaikanlagen bestimmt. Bei noch höheren Steigerungen insbesondere des Wärmepreises um real 62% bis 2010 sinken die gesamten Differenzkosten bereits wieder im Betrachtungszeitraum, trotz gleichbleibender Zuwächse bei den Technologien, weil nun auch die Differenzkosten für Kollektoranlagen geringere Werte annehmen und nur noch die Differenzkosten der Photovoltaik eine steigende Tendenz zeigen. Bei real auf dem heutigen Niveau verharrenden Energiepreisen sind dagegen, entsprechend der angenommenen Zubaudynamik dieses Szenarios, stetig ansteigende Differenzkosten (auch nach 2010) zu verzeichnen bis in eine Höhe von 1 Mrd. DM/a im Jahr 2010. Geht man gar von bis 2010 um 40% sinkende anlegbaren Strompreise aus, so würden die Differenzkosten sogar auf 1,2 Mrd. DM/a im Jahr 2010 ansteigen.

Für den angestrebten verstärkten Ausbau regenerativer Energien lassen sich aus diesen Darlegungen zwei Schlußfolgerungen ableiten:

- In jedem Fall erfordert ein weiterer Zubau den Einsatz von Instrumenten, die geeignet sind, auf absehbarer Zeit die Abdeckung noch steigender Differenzkosten zu mobilisieren. Beim dem derzeitigen niedrigen Energiekostenniveau konventioneller Energien verlangt eine deutliche Erhöhung der derzeitigen Marktdynamik auch **steigende Anreize in Form von Förderprogrammen des Bundes und des Landes, die Beibehaltung des (erweiterten) Stromeinspeisungsgesetzes und weiteren flankierenden Maßnahmen**. Auch bei allmählichen Preisanstiegen, z.B. durch eine ökologische Steuerreform, kann nicht erwartet werden, bis regenerative Energien „von selbst“ wirtschaftlich werden; der Zeitverlust wäre zu groß und würde u.a. auch zum Zusammenbrechen technologischer Entwicklungen und sich entwickelnder Märkte führen.
- Auf Dauer ist die Mobilisierung dieser Differenzkosten bei real konstanten oder sogar fallenden, ja selbst bei nur leicht steigenden Energiepreisen auf der Basis von Förderprogrammen nicht durchhaltbar. Die Differenzkosten verlieren dann den Charakter einer „Anschubfinanzierung“ und rücken in die Nähe einer „Dauersubventionierung“. Ein nennenswerter Einstieg in eine mittels regenerativen Energien nachhaltigere Energieversorgung verlangt daher mittelfristig **zwingend eine Korrektur heutiger Energiepreise auf der Basis der nicht internalisierten externen Kosten der heutigen Energieversorgung**. Für einen begrenzten Übergangs- bzw. „Einstiegszeitraum“ kann die „Umlenkung“ der erforderlichen Investitionsmittel auch durch entsprechend dotierte Förderprogramme( etwa einem längerfristig angelegten und erweiterten „200 Mio. DM-Förderprogramm“ des Bundes, entsprechender Länderprogramme und mittels Gesetze (z.B. StrEG mit Netzaufschlag) oder auch mittels Vorrangregelungen (z.B. der Festlegung von Quoten) erfolgen, die alle Energieverbraucher gleichmäßig mit den in jedem Fall entstehenden Differenz-

kosten belasten. Längerfristig müssen jedoch die Preise in einem weitgehend liberalisierten Energiemarkt die „ökologische Wahrheit“ sagen, wenn man dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung näher kommen will.

Das Kapitel 7 wird sich mit diesem Einstiegszeitraum bis 2010 und den dafür geeigneten Instrumente befassen und Vorschläge für die bestmögliche Mobilisierung dieser Differenzkosten formulieren, wobei die Verwirklichung des hier beschriebenen Ausbauziels bis zum Jahr 2010 als Leitschnur benutzt wird. Dabei werden vor allem die aus Landessicht notwendigen Maßnahmen und Unterstützungen aufgezeigt. Zunächst wird jedoch im Kapitel 6 auf verschiedene Auswirkungen der Ausbaustrategie eingegangen.

## 6. Auswirkungen der Ausbaustrategie und längerfristige Perspektiven.

### 6.1 Verminderung der CO<sub>2</sub> – Emissionen und deren Kosten.

Längerfristiges Ziel eines Ausbaus regenerativer Energiequellen ist neben der Schonung endlicher Ressourcen die Reduktion der das Weltklima beeinträchtigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die längerfristig erforderlichen Reduktionsziele für die Industriestaaten wurden u.a. bereits von der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages abgeleitet. Sie liegen bei –80% bis zur Jahrhundertmitte bezogen auf den Wert von 1990, wenn die Klimabeeinträchtigung in Grenzen gehalten und gleichzeitig der wachsenden Menschheit genügend Energie zur Verfügung stehen soll. Während die kurzfristig angestrebten Reduktionen (z.B. Vereinbarungen von Kyoto) im wesentlichen noch durch rationelleren Energieumwandlung und –nutzung erreicht werden können (und dies unter zeitlichen und ökonomischen Aspekten auch die eindeutig zweckmäßigere Strategie ist), kann eine langdauernde stetige Reduktion von CO<sub>2</sub> nur durch den Ersatz fossiler Energien durch regenerative Energien erreicht werden. Der Einstieg bis zum Jahr 2010 in die Nutzung regenerativer Energien ist daher nicht vorrangig hinsichtlich seiner Wirkung auf die bis dahin erzielbare CO<sub>2</sub> – Reduktion zu sehen, sondern in Bezug auf seine Langfristwirkung zu beurteilen.

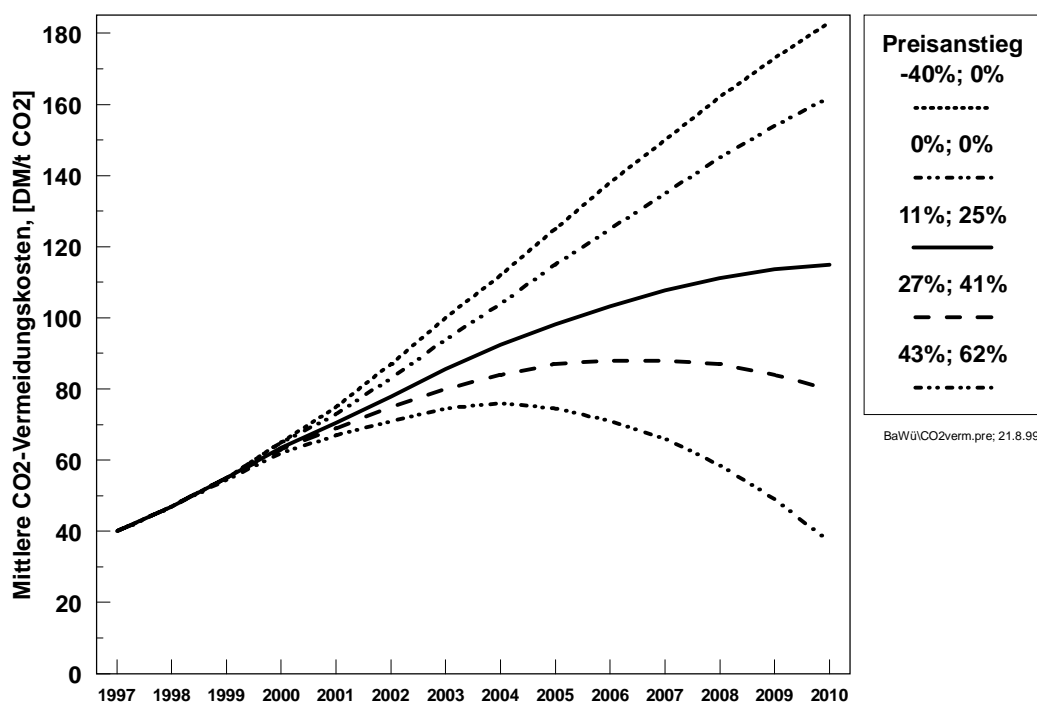
Trotzdem interessiert auch der bis 2010 erzielbare Reduktionseffekt und die darauf abgebildeten Kosten. Der bereits durch den Bestand an regenerativen Energietechniken 1997 vermiedene CO<sub>2</sub>- Ausstoß<sup>24</sup> beläuft sich auf **2,4 Mio t CO<sub>2</sub>/a**, also auf 3% des gegenwärtigen Ausstoßes. Dabei wird von einem substituierten Brennstoffmix im Wärmemarkt mit einem spezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 250 kg CO<sub>2</sub>/MWh (Endenergie) ausgegangen. Für den Strom wird der (niedrige) Wert des baden-württembergischen Strommixes von 280 kg CO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub> zugrunde gelegt, da der Ausbau in diesem Zeitraum in gleicher Weise fossile und nukleare Energien verdrängen soll. Der vermiedene CO<sub>2</sub>-Ausstoß steigt bis zum Jahr 2010 auf **6,6 Mio. t CO<sub>2</sub>/a**, was etwa 10% des hier zugrunde gelegten Gesamtwertes des Vergleichsszenarios (modifiziertes Szenario B aus (Schade 1996)) zu diesem Zeitpunkt beträgt (bezogen auf den Wert von 1997 sind es 8%). Bereits ein kurzer Blick auf dieses Szenario zeigt, daß die dort mittels rationeller Energienutzung erzielbare Reduktion in diesem Zeitraum von ca. 18 Mio. t CO<sub>2</sub>/a (Rückgang von ca. 80 auf 62 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) um das Vierfache höher ist, als die durch den zusätzlichen Ausbau regenerativer Energien erzielten 4,2 Mio. t CO<sub>2</sub>/a.

Die Kosten des verstärkten Zubaus regenerativer Energie ( = Differenzkosten gegenüber konventioneller Energieversorgung; vgl. Bild 5.4) sowie die anderer Maßnahmen können u.a. auch auf der Basis der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verglichen werden. Dazu werden ermittelten Mehrkosten auf den jeweils vermiedenen CO<sub>2</sub> - Ausstoß bezogen. Diese CO<sub>2</sub> - Vermeidungskosten hängen selbstverständlich ebenfalls vom angenommenen Preisniveau des

---

<sup>24</sup> Nur die Vermeidung der direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen wird hier betrachtet. Die Berücksichtigung der Emissionen der vorgelagerten Prozesse würde hier zu weit führen. Sie würde auch die Aussagen nicht grundsätzlich beeinflussen..

Vergleichsystems ab. Vielfach verursacht eine CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahme keine Mehrkosten, wie das in vielen Fällen der Energieeinsparung der Fall ist, oder die vorgenommene Investition „spart“ sogar, über die Abschreibungsdauer berechnet, Geld ein. Die mittleren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Zubaustrategie bis 2010 zeigt Bild 6.1 in Abhängigkeit des Kostenniveaus der gesamten Energieversorgung. Im Referenzfall (ausgezogene Linie; vgl. Kap 5.3) steigen sie von derzeit 40 DM/t CO<sub>2</sub> (Mittelwert über alle derzeit genutzten Techniken) auf 115 DM/t/CO<sub>2</sub> in 2010. Bei höheren Preisanstiegen gehen die Werte nach einem Maximum um das Jahr 2005 (90 bzw. 75 DM/t CO<sub>2</sub>) wieder zurück. Hält die Preissteigerung weiter an, gehen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten gegen Null, was bedeutet, daß dann das Kostenniveau der Energiebereitstellung aus regenerativen Energien – gemittelt über den gesamten Technologiemix- dem allgemeinen Energiekostenniveau entspricht.



**Bild 6.1: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Zubaumixes an regenerativen Energietechniken bis zum Jahr 2010 in Abhängigkeit unterschiedlicher realer Anstiege der anlegbaren Energiepreise (in Legende links: Strompreis; rechts: Wärmepreis).**

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Einzeltechniken haben, entsprechend ihrer Energiekosten, eine relativ große Bandbreite. In Tabelle 6.1 sind charakteristische mittlere Werte für die meisten regenerativen Energietechniken aufgeführt. Für jede Technik existiert eine Bandbreite je nach Auslegung und lokalem Energieangebot (vgl. auch Kapitel 4). In Erweiterung zum obigen Ansatz sind hier sämtliche Vorleistungen der Anlagenerstellung berücksichtigt, außerdem ist das CO<sub>2</sub>-Äquivalent aller klimawirksamen Gase (also unter Einschluß von Methan u.a.) als Bezugsgröße gewählt. Weiterhin sind sowohl heutige wie zukünftig zu erwartenden Investitionskosten aufgeführt. Die absoluten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten berücksichtigen die Gesamtkosten der Energiebereitstellung, von Interesse sind jedoch die auf der Ba-

**Tabelle 6.1: Charakteristische Werte der spezifischen CO<sub>2</sub>-Entlastung, der Energieerzeugungskosten und der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten regenerativer Energietechniken mit heutigen und zukünftigen Investitionskosten und unterschiedliche Regionen (anlegbare Strompreise 8 – 10 Pf/kWh; anlegbare Wärmepreise 8,5 Pf/kWh; Zinssatz 6%/a).**

1.) Stromerzeugung	Spez. Entlast. 1)	Spez. Invest	Jahreskosten 3)		CO <sub>2</sub> -Vermeid.		CO <sub>2</sub> -Vermeid.
	CO <sub>2</sub> - Äquiv.	kosten 2)	Stromkosten	CO <sub>2</sub> -Vermeid.	CO <sub>2</sub> -Vermeid.	kosten	kosten
	t/MW <sub>el</sub> ,a	DM/kW	DM/kW,a	DM/kWh <sub>el</sub>	absolut	Differenz	
					DM/tCO <sub>2</sub> -Ä	DM/tCO <sub>2</sub> -Ä	
Wasserkraft, groß	4746	5000	413	0,083	87	ungefähr 0	
Wasserkraft, klein	4721	10000	776	0,155	164	59	
Windenergie, Küste	2113	2350	312	0,139	148	41	
Windenergie, Binnenland	2113	2350	312	0,174	148	63	
Solartherm. KW							
- rein solar	2818	3500	358	0,119	127	42	
- hybrid (25% Gas)	2837	3000	332	0,083	117	ungefähr 0	
PV, Mitteleuropa							
- heute, Si	661	15000	1383	1,536	2092	1953	
- Potential, Si	800	6500	599	0,666	749	636	
- optim. Dünnschicht	827	3500	323	0,358	390	281	
PV, hohe Einstrahl.							
- heute, Si	1332	15000	1383	0,864	1038	917	
- Potential, Si	1472	6500	599	0,374	407	298	
- optim. Dünnschicht	1499	3500	323	0,202	215	109	
Biomassezuf. in		**)	**)	**)			
Steinkohle - KW **)	780	100	68	0,014	88	20	
<b>2.) Wärmeerzeugung</b>		(t/MW <sub>th</sub> ,a)	Wärmekosten				
			DM/kWh <sub>th</sub>				
Biomasseheizwerke + Nahwärmenetz							
- Resthölzer	1496	3000	432	0,108	288	60	
- Energiehölzer	1496	3000	552	0,138	369	140	
Kollektoranlagen	(kg/m <sup>2</sup> ,a)	(DM/m <sup>2</sup> )	(DM/m <sup>2</sup> ,a)				
- Mitteleuropa, heute	136	1500	161	0,459	1181	962	
- Mitteleuropa, Potential	136	600	64	0,184	473	260	
- hohe Einstrahl., heute	238	1500	161	0,288	676	460	
- hohe Einstrahl., Potent.	238	600	64	0,107	270	56	
<b>1) Nettoentlastung unter Berücksichtigung der Emissionen für die Herstellung der REG - Anlagen</b>							
2) heute sowie unter Berücksichtigung von Kostendegressionen bei Großserienproduktion							
3) Abschreibungszeiten (a): Wasser 30; Wind 15; SKW 20; PV 20; Biomasse 20; Kollektoren 20.							
Betrieb + Wartung (% Invest.p.a.): Wasser 1; Wind 3; SKW 1,5; PV 0,5; Biomasse 3; Kollektoren 2.							
Brennstoffkosten (DM/kWh); Gas (solar-hybrid) 0,025; Biomasse; Reststoffe 0,020; Energiepfl. 0,050.							
**) Zufeuerung von 30% Biomasse; Mehrkosten gegenüber Steinkohle-KW bei Kohlekosten von 0,02 DM/kWh und Biomassekosten von 0,05 DM/kWh.							

BaWü/CO<sub>2</sub>Vermwk4; 22.8.99

sis der Differenzkosten ermittelten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (letzte Spalte). Geringe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (zwischen 0 und 60 DM/t CO<sub>2</sub>) haben die Wasserkraft, die Windenergie, solarthermische Kraftwerke in einstrahlungsreichen Gebieten und die Biomassenutzung mit Reststoffen (speziell die Zufeuerung in bestehenden Kohlekraftwerken).

Im mittleren Bereich liegt der Einsatz von Energiepflanzen in der Biomassenutzung. Kleine Kollektoranlagen und die Photovoltaik sind, speziell in unseren Breiten noch mit hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten belastet. Zukünftig mögliche Kostensenkungen (bei Kollektoren insbesondere der Einstieg in größere Nahwärmesysteme) können die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dieser Techniken – berechnet auf der Basis heutiger anlegbarer Preise – dieser Techniken auf 100 – 300 DM/t CO<sub>2</sub> senken.

## 6.2 Längerfristige Ausbauperspektiven

Werden die hier vorgeschlagenen Zielwerte bis zum Jahr 2010 erreicht, kann auch von einer entsprechenden Fortsetzung der einmal eingeleiteten Wachstumsdynamik ausgegangen werden. Unter der Annahme einer logistischen Wachstumsfunktion mit einem Sättigungsniveau in der Nähe des jeweiligen technischen Potentials kann dann der weitere Zuwachs der einzelnen Technologien beschrieben werden. In Anlehnung an entsprechende Ausarbeitungen für Deutschland wird der für Baden-Württemberg mögliche Anteil bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts abgeschätzt. Dazu muß dieser Zubau in ein entsprechendes Gesamtszenario eingebettet sein, in welchem die Elemente: Rationellere Energienutzung, rationellere Energiewandlung (Ausbau der Kraft-Wärme (Kälte-) Kopplung) und Nutzung regenerativer Energien in einem zeitlich und mengenmäßig aufeinander abgestimmten Verhältnis stehen. Dazu wird das Szenario aus (Nitsch, Luther 1998) benutzt; baden-württembergische Spezifika für den Zeitraum nach 2010 werden unter Verwendung des Szenarios C: „Ressourcenschonung“ aus (Schade, 1996) berücksichtigt. Die Eckdaten dieses Gesamtszenarios sind in Tabelle 6.2 zusammengestellt. Bei dem unterstellten Wachstums des BIP bis 2050 um das Zweifache verringert sich der Primärenergieverbrauch bis zu diesem Zeitpunkt um rund 40% (der spezifische Verbrauch, d.h. die Energieintensität sinkt also auf 30% des heutigen Wertes), die Stromerzeugung sinkt nach 2010 leicht ab und die CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren sich auf 25% des Werts von 1997. Die prinzipielle Machbarkeit eines derartigen Zukunftsentwurfs ist vielfach nachgewiesen (u.a. Andrew 1997; Nitsch,Luther 1998; für BaWü bis 2020: Schade 1996).

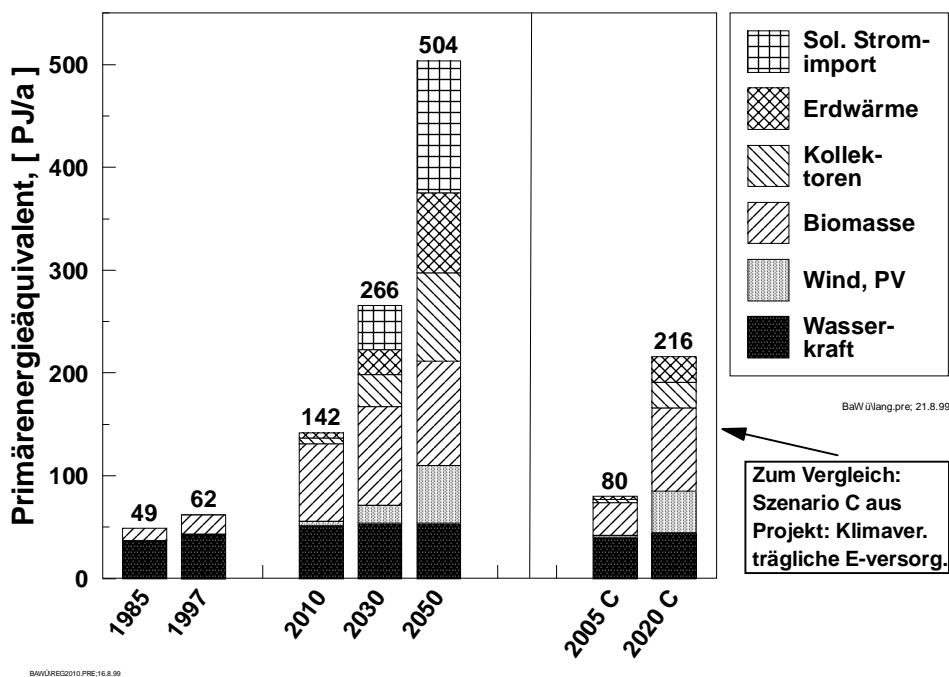
**Tabelle 6.2 : Eckdaten eines Langfrist-Energieszenarios für Baden Württemberg, welches Klimaschutz, Ressourcenschonung und Risikoverringering als Zielgrößen hat.**

	1997	2010	2030	2050
Primärenergieverbrauch, PJ/a	1585	1300	1065	920
Endenergieverbrauch, PJ/a	1080	900	760	640
Bruttostromerzeugung, TWh/a	69	70	68	65
CO <sub>2</sub> – Emissionen, Mio. t/a	80,5	62	44	20

Der Ausbau regenerativer Energien kann sich nach der Einstiegsphase noch beschleunigen. Der Beitrag am jeweiligen Primärenergieverbrauch steigt bis 2030 auf 25 % und erreicht im Jahr 2050 55 % (Bild 6.2). Bis 2030 sind die Potentiale der Wasserkraft und der Biomasse vollständig und die der Windenergie zu 65 % erschlossen. Das große Potential der Strahlungsenergie ist bis 2030 stromseitig erst zu 5% (aus Kostengründen) und wärmeseitig zu 30% erschlossen. Es bietet danach weiteren Spielraum zur Ausweitung der Energiebeiträge; 2050 werden 30% des Photovoltaik-Potentials und knapp 80% des Kollektor-Potentials genutzt. Auch die geothermische Energienutzung spielt eine wichtige Rolle. Im Jahr 2030 tra-

gen 25% und im Jahr 2050 tragen schließlich 80 % des technisch-strukturellen Potential zur Energieversorgung Baden-Württembergs bei.

Zum Zeitpunkt 2030 stellt auch - bei einmal angestoßener Entwicklungsdynamik der regenerativen Energietechnologien - der Import solaren Stroms eine realistische Option dar (Trieb 1998). Abgeleitet aus (Nitsch, Luther 1998) kann er im Jahr 2030 zu 4 % und im Jahr 2050 zu 14 % zum Primärenergieverbrauch (bzw. 7% und 23% zum Stromverbrauch<sup>25</sup>) Baden-Württembergs beitragen. Beschränkt man sich nur auf solarthermische Kraftwerke so entspricht diese nach Baden-Württemberg importierte Solarstrommenge im Jahr 2030 einer Leistung von 1 200 MW<sub>el</sub> und im Jahr 2050 von 3 300 MW<sub>el</sub>, die in ein europäisches Verbundnetz eingespeist würden.



**Bild 6.2: Möglicher längerfristiger Ausbau regenerativer Energien in Baden-Württemberg nach Erreichen des Einstiegsziels 2010; Vergleich mit den Angaben des Szenarios C: „Ressourcenschonung“ aus (Schade 1996)<sup>26</sup>.**

<sup>25</sup> dies entspricht im Jahr 2050 etwa 40% der derzeitigen Stromerzeugung aus Kernkraftwerken. Im Szenario für das gesamte Deutschland ist die gesamte importierte Strommenge aus solaren Kraftwerken dann ebenso groß wie die heutige Stromerzeugung aus Kernenergie.

<sup>26</sup> Da dieses Szenario vor ca. 5 Jahren erstellt wurde und in dieser Zeit keine wesentliche Beschleunigung des Ausbaus regenerativer Energien eintrat, ist zumindest der Zeitpunkt 2005 aus heutiger Sicht eher im Jahr 2010 anzusiedeln. In (Schade 1999) wird das Szenario C (2020) in nahezu identischer Form in Verbindung mit Überlegungen zum Ausstieg aus der Kernenergie in Baden-Württemberg benutzt.

In der Gesamtbilanz haben regenerative Energien an der Stromversorgung Baden-Württembergs im Jahr 2030 einen Anteil von 24% und im Jahr 2050 von 48%. Durch die Aufteilung des regenerativen Stroms auf vier verschiedene Energiequellen und wegen des ausgeglichenen Leistungsprofils des Solarstromimports treten auch bei diesem hohen Prozentsatz keine grundsätzlichen Probleme bei der Aufnahme der Leistung ins Netz auf (Nitsch, Luther 1998). Am Brennstoffverbrauch für Wärme betragen ihre Anteile 32% im Jahr 2030 und 70% im Jahr 2050. Die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen zum Zeitpunkt 2030 bereits 15 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und zum Zeitpunkt 2050 knapp 35 Mio. t CO<sub>2</sub>/a. Das sind knapp 20% bzw. 45% der derzeitigen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dabei wird davon ausgegangen, daß im Strombereich ab dem Jahr 2020 nur noch Strom aus Steinkohlekraftwerken verdrängt wird.

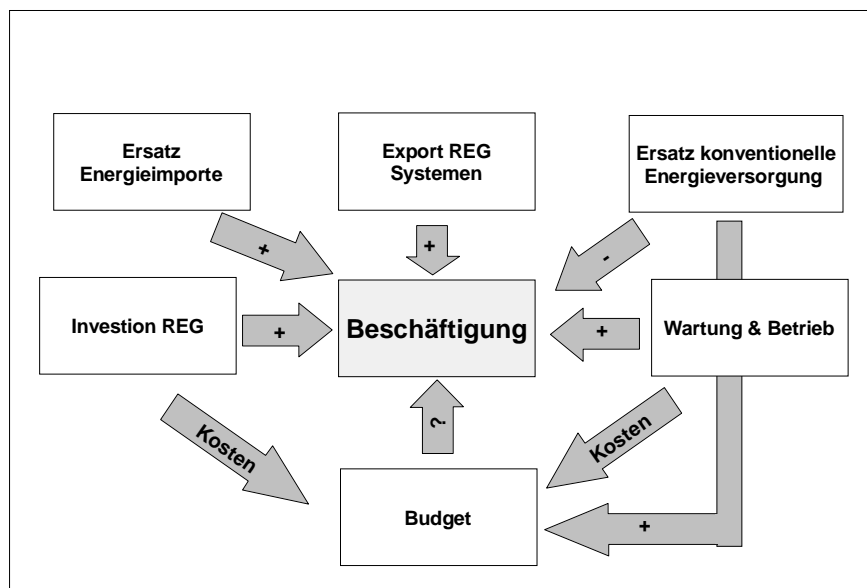
### 6.3 Resultierende Beschäftigungseffekte der Zubaustrategie.

In Deutschland sind zur Zeit rund 4 Mill. Menschen als arbeitslos registriert. Entsprechend nimmt die Schaffung neuer Arbeitsplätze in der politischen und wirtschaftlichen Diskussion einen großen Raum ein. Unter Experten gilt als sicher, daß eine deutliche Umkehr auf dem Arbeitsmarkt nur durch die gleichzeitige und aufeinander abgestimmte Anwendung einer ganzen Reihe von Maßnahmen zu erreichen sein wird. Eine zentrale und vor allem längerfristig wirksame Maßnahme besteht darin, daß **verstärkt innovative Technologien genutzt** und damit neue Märkte erschlossen werden. Demnach kann auch der verstärkte Ausbau neuer Technologien zur rationelleren Energienutzung, der Kraft-Wärme-Kopplung und der regenerativen Energien zur Schaffung zukunftssicherer Arbeitsplätze von großer Bedeutung sein.

Einen nennenswerten Beitrag im Kampf gegen die Arbeitslosigkeit können diese Technologien allerdings nur unter bestimmten, die Einführung ökologisch zukunftsfähiger Technologien begünstigenden Rahmenbedingungen leisten. Am Beispiel des StrEG ist sichtbar geworden, wie bei der Nutzung regenerativer Energietechnologien in kurzer Zeit beachtliche technische und ökonomische Fortschritte erzielt werden können und ein dynamisch wachsender Markt mit entsprechenden Arbeitsplätzen entstehen kann, wenn die Politik günstige Rahmenbedingungen herstellt. Mit dem beabsichtigten Erhalt des (zu modifizierenden) StrEG und den steigenden Wettbewerbschancen der Windindustrie (der derzeit vom StrEG hauptsächlich profitierenden Technologie) im Exportmarkt steigt auch die Wahrscheinlichkeit einer langfristigen Absicherung und weiteren Ausweitung der Arbeitsplätze.

Die Berechnung der Beschäftigungswirkung von neuen Technologien ist komplex und generell mit großen Unsicherheiten verbunden. **Bild 6.3** zeigt ein Schema des Wirkungsgeflechts in der Volkswirtschaft (Nitsch, Langniß 1999). Neben den direkten Effekten bei den Herstellern sind auch indirekte Effekte bei den Vorlieferanten zu berücksichtigen. Die von Herstellern und Vorlieferanten ausgezahlten Löhne und Gehälter schaffen darüber hinaus zusätzliche Ausgaben und damit auch wieder Arbeitsplätze (sog. Multiplikatoreffekt). Um zu methodisch korrekten Werten zu gelangen, müssen jedoch den durch Zubau und Betrieb der neu-

en Anlagen entstehenden (Brutto-)Arbeitsplätzen die entgangene Beschäftigung durch den Wegfall der konventionellen Energiebereitstellung gegenübergestellt werden<sup>27</sup>. Dabei ist zwischen dem Wegfall inländischer Arbeitsplätze und den Verlust ausländischer Arbeitsplätze durch verringerte Energieimporte zu unterscheiden. Weiterhin ist zu beachten, daß durch veränderte Energiepreisrelationen hervorgerufene Einkommens- und Konsumveränderungen weitere positive oder negative Auswirkungen auf die resultierenden (Netto-) Arbeitsplatzzahlen haben können, deren genaue Quantifizierung jedoch von zahlreichen Annahmen abhängt. Genauso schwierig ist die quantitative Vorhersage der Beschäftigungseffekte durch



**Bild 6.3: Determinanten der Beschäftigungswirkung bei Investitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien.**

die verbesserten Exportmöglichkeiten von regenerativen Energietechnologien, wie sie sich aus der verbesserten internationalen Wettbewerbsfähigkeit deutscher Hersteller durch stabile Binnenmärkte ergeben würden.

Für die in (Langniß, Nitsch 1997) und (Nitsch, Luther 1998) für Deutschland beschriebene „Zubaustrategie 2010“, welche in ihren Wachstumsgradienten tendenziell der hier vorgelegten Zielsetzung entspricht, liegt eine Analyse vor, welche die beschriebenen positiven wie auch negativen Effekte möglichst weitgehend zu berücksichtigen versucht (Hohmeyer 1997). Danach entstehen - unter der Berücksichtigung steigender Arbeitsproduktivität - durch Zubau und Betrieb der Anlagen im Mittel bis 2010 rund 58 000 Dauerarbeitsplätze; etwa 13 000

<sup>27</sup> Hier ist nur derjenige Abbau gemeint, der durch die Substitution konventioneller Energieproduktion und deren Anlagen entsteht, nicht der derzeit stattfindende überproportionale Abbau im Bereich der EltVU infolge der Kostensenkungsbemühungen im liberalisierten Strommarkt.

fallen dafür in der konventionellen Energieversorgung weg. Durch Kaufkraftverluste der Konsumenten infolge der anfangs teureren regenerativen Techniken fallen ebenfalls zunächst Arbeitsplätze weg; sind die Anlagen jedoch bezahlt, so entstehen Beschäftigungsgewinne durch die zusätzliche Verausgabung eingesparter Energiekosten. In obigem Fall sind dies im Saldo etwa 10 000 zusätzlich wegfallende Arbeitsplätze. Der „Einstieg“ in eine ernsthafte Nutzung regenerativer Energiequellen würde also im Zeitraum 1998 bis 2010 in Deutschland durchschnittlich netto 35 000 neue Arbeitsplätze schaffen. In (Pfaffenberger 1997) wurde ein nahezu identisches Szenario (Zielwert II aus (Altner u.a. 1995)) hinsichtlich seiner Arbeitsplatzeffekte analysiert. Hierbei wurden die Zahl von 70 000 neuen Brutto - Arbeitsplätzen im Jahr 2010 ermittelt. Der mittlere Netto – Beschäftigungseffekt über die ganze Periode beläuft sich dabei auf rund 30 000, was in guter Übereinstimmung mit den Werten von (Hohmeyer 1997) ist.

Im Langfristszenario „Solarenergie“ aus (Nitsch, Luther 1998) folgt diesem Einstieg bis 2010 eine beschleunigter Zubau. Im Jahr 2030 haben regenerative Energien einen Anteil von 26% und im Jahr 2050 von 58% am Primärenergieverbrauch Deutschlands. Im Zeitabschnitt 2010 bis 2030 entstünden danach allein im Bereich regenerativer Energietechnologien im Durchschnitt schätzungsweise rund 100 000 zusätzliche Arbeitsplätze, deren Zahl sich nach 2030 auf rund 200 000 steigern würde.

Auch im Bereich von Energieeinsparstrategien sind entsprechende Beschäftigungseffekte zu erwarten. Für weitgehende Einsparmaßnahmen zur Wärmedämmung im Gebäudebereich hat das Deutsch Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin (DIW) für das Jahr 2005 eine zusätzliche Beschäftigung in Höhe von 77 000 und für das Jahr 2020 von noch 11 000 ermittelt (DIW 1997). In der Kombination mit dem, hinsichtlich der Wachstumsdynamik zeitlich versetzten Ausbau regenerativer Energien, der besonders nach 2010 zu einem deutlichen Beschäftigungseffekt führt, kann also eine hervorragende Langzeitwirkung auf dem Arbeitsmarkt erreicht werden. Diese Arbeitsplätze würden allerdings ab etwa 2020 nicht mehr vollständig im Inland anfallen, da ab 2030 auch nennenswerte Importanteile aus Solarenergie (Solarstrom aus dem Mittelmeerraum) angenommen wurden. Andererseits wurde in der Modellrechnung nur der Inlandsmarkt berücksichtigt. Durch eine frühe Entwicklung von Märkten entstehen „Pioniergewinne“, die sich in erheblichen Marktanteilen auf internationalen Märkten niederschlagen und somit auch zu beträchtlichen zusätzlichen Beschäftigungsgewinnen im Inland führen können. Eine weitere wesentliche Annahme ist die Vorgabe konstanter Energiepreise. Wird als zusätzlicher Anreiz eine Ökosteuer eingeführt und deren Aufkommen wieder vollständig in den Wirtschaftskreislauf zurückgeführt - etwa durch eine Entlastung bei den Lohnkosten - kann mit einer Verstärkung der positiven Beschäftigungseffekte gerechnet werden, weil dann arbeitsintensivere Waren und Dienstleistungen verstärkt und energieintensivere in geringerem Umfang nachgefragt werden (DIW 1997). Generell streichen verschiedene Untersuchungen trotz teilweise unterschiedlicher methodischer Ansätze den grundsätzlich positiven Saldo eines beschleunigten Ausbaus regenerativer Energien heraus (Andrew 1997, EU 1997; EUROSOLAR 1997; Pfaffenberger 1997; Greenpeace 1997; FORUM 1998)

Eine Abschätzung der Beschäftigungseffekt des Ausbaus für Baden-Württemberg auf der Basis obiger Ergebnisse für Deutschland als Ganzes kann nur näherungsweise erfolgen. Während von einer ungefähren Gleichverteilung von Zulieferern und Anlagenbetreibern im Bundesgebiet ausgegangen werden kann (zumindest, wenn die hier diskutierte Zubastrategie greift), und auch die genannten positiven und negativen Einflußfaktoren etwa gleichgewichtig in den Ländern auftreten dürften, sind die Standorte von Anlagenherstellern im Bundesgebiet ungleich verteilt. Dies trifft insbesondere für den gegenwärtigen Zustand zu, da der Großteil der Arbeitsplätze der Hersteller in der Windindustrie vorliegt. Außerdem ist der derzeitige Anlagenzubau in Baden-Württemberg geringer als im Bundesdurchschnitt. Derzeit wird daher die Anzahl der Arbeitsplätze in Baden- Württemberg im Bereich der Herstellung und Vermarktung regenerativer Energien unterproportional niedrig sein. Die in Kapitel 2 genannte Schätzung von 1 200 Beschäftigten berücksichtigt dies. Bei einer Verwirklichung der diskutierten Ausbaustrategie werden sich jedoch die Verhältnisse angleichen, da z.B. in Baden-Württemberg überdurchschnittlich viel neue Arbeitsplätze im Bereich der Nutzung von Biomasse, Kollektor- und Erdwärme entstehen können. Dies verlangt allerdings, daß in absehbarer Zeit günstige Bedingungen für Anlagenhersteller in diesen Bereichen geschaffen werden<sup>28</sup>, statt die Anlagen zu importieren, wie dies derzeit noch teilweise bei Biomasse und Kollektoren der Fall ist. Unter Abwägung dieser Einflüsse wird geschätzt, daß durch den Ausbau bis 2010 in Baden-Württemberg durchschnittlich **5 000 bis (max.) 7 000 (Netto-) Arbeitsplätze** entstehen können. Bei der in Bild 6.2 beschriebenen Weiterführung des Zubaus können diese sich entsprechend **zwischen 2010 und 2030 auf etwa 15 000 und zwischen 2030 und 2050 auf etwa 25 000 Arbeitsplätze** erweitern.

Aus diesen Ausführungen zum Thema „Arbeitsplätze und Regenerative Energien“ kann folgendes festgehalten werden:

- Es gibt keine einfachen Antworten zur genauen Höhe konkreter Beschäftigungseffekte. Zu jeder ermittelten Arbeitsplatzzahl gehört die Angabe der genauen Rahmenbedingungen, der Annahmen und der in Rechenmodellen getroffenen Vereinfachungen.
- Der Ausbau der regenerativen Energiequellen hat in jedem Fall, neben den anerkannten positiven ökologischen Auswirkungen, auch positive Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt. Insofern ist eine Ausbaustrategie eine Maßnahme mit doppelter „Dividende“ und damit von hoher politischer und gesellschaftlicher Bedeutung. Trotz derzeit höherer Energiegestehungskosten verbleiben deutliche positive Beschäftigungseffekte, welche durch eine ökologische Steuerreform noch verstärkt werden können. Die Nutzung von regenerativen Energien ist zudem mit hoher gesellschaftlicher Akzeptanz verbunden.
- Der arbeitsmarktpolitische Gewinn einer derartigen Ausbaustrategie liegt nicht so sehr in der absoluten Höhe der zusätzlichen Arbeitsplätze - was angesichts von derzeit insgesamt 450 000 Beschäftigten in der gesamten deutschen Energieversorgung auch nicht erwartet werden kann - sondern in der Qualität der neu gewonnenen Arbeitsplätze. Unsi-

---

<sup>28</sup> Über die sinnvollen Aktivitäten im Bereich der Hersteller von Solarzellen und -modulen hinaus.

chere, teilweise dauersubventionierte Arbeitsplätze (z.B. Kohle) werden ersetzt durch Arbeitsplätze in technologieintensiven, innovativen und zukunftssträchtigen Bereichen mit zudem großen Möglichkeiten auf den stark wachsenden internationalen Märkten. Von großer Bedeutung sind auch die regionalwirtschaftlichen Vorteile des dezentralen Baues, Betriebs und Wartung einer sehr großen Anzahl von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien.

- Einen Gewinn dürfte auch die regionale Verteilung der Arbeitsplätze darstellen. Durch den starken Ausbau der Biomassenutzung entstehen überproportional viel Arbeitsplätze im ländlichen Raum. Allein der Verkaufswert der Biomassebrennstoffe beläuft sich im Jahr 2010 auf rund 450 Mio. DM/a, die als Wertschöpfung in den ländlichen Regionen des Landes verbleiben und nicht für den Kauf von Heizöl oder Erdgas abfließen.

#### 6. 4 Aufbau von Exportmärkten

Ob regenerative Energien die ihnen zugedachte Rolle in den nächsten Jahrzehnten übernehmen können, wird u.a. entscheidend davon abhängen, wie intensiv sie in **den Entwicklungsländern** zum Einsatz gelangen. Dort

- steigt die Nachfrage nach Energie mit den höchsten Wachstumsraten,
- besteht die Notwendigkeit, die soziale und ökonomische Entwicklung zu fördern, für die ausreichende, umweltverträgliche und für alle verfügbare Energie eine unverzichtbare Voraussetzung ist,
- bietet sich die Gelegenheit, mit den neuen Technologien auch gleichzeitig eine zukunftsfähige und risikoarme Struktur der Energieversorgung aufzubauen,
- existieren vielfach die größten und am günstigsten erschließbaren Ressourcen an erneuerbaren Energiequellen.

Dazu bedarf es allerdings der intensiven Unterstützung der industrialisierten Länder an technischem Wissen, Kapital und unternehmerischer Initiativen, damit erneuerbare Energien substantiell in diesen Ländern Fuß fassen. Die vorhandenen Ansätze im Bereich der dezentralen Nutzung von Energie gilt es weiter auszubauen und zu vernetzen um damit eine selbsttragende Marktentwicklung anzustossen. Und nicht zuletzt wird die ernsthafte Nutzung regenerativer Energien im eigenen Land vorbildhafte Signale für die Energieversorgung von Morgen zu setzen. Profitieren können die industrialisierten Länder von einer derartigen Strategie in mehrfacher Hinsicht. Zum einen dient die erfolgreiche Etablierung erneuerbarer Energien in den Entwicklungsländern dem globalen Umweltschutz. Zum andern entstehen im Zusammenwirken mit der Nutzung dieser Energien im eigenen Land neue, heute noch unübersehbare Märkte, die auf lange Zeit nahezu unbegrenzte Export- und Kooperationsmöglichkeiten bieten. Diese, über das eigene Land hinauswachsenden Märkte verbessern auch die Möglichkeiten für die einheimische kostengünstige Produktion und Vermarktung dieser Technologien und tragen damit auch Schaffung zukunftssicherer Arbeitsplätze in unserem Land bei. Für Entwicklungsländer bieten Kooperationsprojekte im Bereich erneuerbarer E-

nergien günstige Gelegenheiten, sich die Kenntnisse zur Fertigung und Nutzung dieser Technologien anzueignen und damit einen wachsenden Anteil an der Wertschöpfung zu erreichen. Auf lange Sicht können heutige Entwicklungsländer mit großen Ressourcen an erneuerbaren Energien sogar zu Exporteuren solar erzeugter Energieträger werden, wie dies in dem vorgestellten Ausbauszenario nach 2020 auch vorgesehen ist.

Die Erschließung von Exportmärkten muß, wie in anderen Branchen auch, aktiv angegangen werden. Hierzu gehört die Übertragung der „klassischen“ Maßnahmen auf den Bereich der erneuerbaren Energien, wie Kooperationen mit ausländischen Unternehmen und Ausbildungseinrichtungen, der verstärkte Austausch von Know-how, eine staatliche Exportberatung- bzw. -unterstützung (Standort- und Rahmenbedingungen im Ausland, Kreditabsicherungsmöglichkeiten und Bürgschaften), die Aufnahme einschlägiger Experten in Wirtschaftsdelegationen bei entsprechenden Auslandsreisen des Ministerpräsidenten und seiner Minister, sowie die Präsentation von angepaßten Energieversorgungskonzepten auf einschlägigen Exportmessen. Wichtig ist insbesondere, daß Förderung und Unterstützung sich stärker als bisher auf die Belange kleinerer und jüngerer Unternehmen konzentriert, die im Bereich erneuerbarer Energien eine hohe Bedeutung haben und derzeit für die eigentliche Dynamik in diesem Bereich sorgen.

## 7. Grundzüge eines Förderkonzepts zur Erreichung der Ausbauziele.

### 7.1 Übersicht und Systematik möglicher Instrumente

Instrumente zur Verwirklichung eines wirksameren Klimaschutzes und damit auch für einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien sind in den letzten zehn Jahren in Deutschland vielfach benannt, zusammengestellt und kommentiert worden (vgl. insbesondere /Enquete 1990; Enquete 1995; Altner u.a. 1995; Ikarus 1997/). Der Begriff „Instrumente“ ist dabei relativ weit aufzufassen. Er umfaßt Maßnahmen verschiedenster Art, die geeignet sind, die zahlreichen Hemmnisse abzubauen, die einer verstärkten Ausschöpfung erneuerbarer Energien im Wege stehen. Darunter sind die vielfältigen ökonomischen, strukturellen, administrativen und rechtlichen Barrieren sowie solche einer mangelhaften Information, Aus- und Fortbildung zu verstehen, die sich diesen, in der Energiewirtschaft noch nicht etablierten Energietechnologien immer noch entgegenstellen. Eine ausführliche Zusammenstellung dieser Hemmnisse findet sich z.B. in /Forum 1997/. Sie erklären sich aus dem jahrzehntelangen Anpassungs- und Entwicklungsprozeß in der Energiewirtschaft und Staat zwar optimale Rahmenbedingungen für den Einsatz konventioneller Energieträger und -technologien geschaffen haben, die aber nur sehr eingeschränkt auf die Eigenarten und Qualitäten erneuerbarer Energien anwendbar sind.

Erneuerbare Energien wurden bisher eher additiv und punktuell, insbesondere durch die Förderung von Forschung und Entwicklung, in geringerem Umfang auch der Markteinführung, indirekt durch die Umweltgesetzgebung und gezielt mittels spezifischer Gesetze, allen voran des in seiner Wirkung anfangs völlig unterschätzten StrEG, unterstützt. Eine tatsächliche „Gleichstellung“ in der Energiewirtschaft konnte damit allerdings bis heute nicht erreicht werden. Vielfach blieb es bei deklamatorischen Aussagen zur Bedeutung erneuerbarer Energien für den Klimaschutz und der Formulierung von Zubauzielen, ohne daß daraus die für die Verwirklichung dieser Ziele erforderlichen Konsequenzen gezogen wurden.

Im Zuge der wettbewerblichen Weiterentwicklung des europäischen Energiemarktes entstanden durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im April 1998 auch erweiterte Spielräume für die Teilnahme erneuerbarer Energien am Energiemarkt. Da aber die Möglichkeiten der EU-Binnenmarktrichtlinie der Begünstigung umweltverträglicher Energieträger in Form von Vorrangregelungen bisher praktisch nicht aufgegriffen wurden, besteht zunehmend die Gefahr, daß sich erneuerbare Energien in diesem durch Preissenkungen auf der Basis kurzfristiger Grenzkosten gekennzeichneten Marktgeschehen nicht behaupten können. Ein Vergleich mit den Energiepolitiken der europäischen Nachbarländer zeigt, daß Deregulierung und Liberalisierung der Energiemärkte mit regulierenden Eingriffsmöglichkeiten des Staates verknüpft werden muß, wenn umweltpolitische Ziele erreicht werden sollen. Pointiert kann formuliert werden: **Vor dem Hintergrund eines stärker wettbewerblich orientierten Energiemarktes gewinnen staatliche Rahmenvorgaben, Instrumente und Sanktionsmöglichkeiten zur Verwirklichung umweltpolitischer Ziele eher noch an Bedeutung im Vergleich zu früheren, stark regulierten und monopolisierten Strukturen.**

Diese Maßnahmen müssen so strukturiert sein und so lange wirken, daß Technologieentwicklungspotentiale und Kostensenkungspotentiale mittelfristig möglichst wirkungsvoll erschlossen werden können und damit auf längere Sicht reine Finanzhilfen entfallen können. Wegen der Vielfalt der Technologien und Systeme und ihres unterschiedlichen Entwicklungsstandes, aber auch wegen der sehr unterschiedlichen Strukturen der Marktsegmente für Strom und Wärme ist es erforderlich, unterschiedliche Kombinationen von politischen Maßnahmen in Betracht zu ziehen.

Die prinzipiellen Möglichkeiten der Förderung der erneuerbaren Energien lassen sich vier Kategorien zuordnen:

- **Monetäre Instrumente:** Direkte und indirekte finanzielle Maßnahmen verschiedenster Art zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien im In- und Ausland. Darunter werden auch mengenorientierte Förderinstrumente verstanden, die durch die (gesetzliche) Vorgabe von Quoten in der Lage sind, die notwendigen Investitionen zu mobilisieren. Ebenso sollen darunter auch freiwillige bzw. private Maßnahmen verstanden werden, mit denen Mittel für die benötigten Investitionen bereitgestellt werden auch wenn Anlagen nicht wirtschaftlich sind bzw. nur anteilig gefördert werden.<sup>29</sup>
- **Ordnungsrechtliche Instrumente:** Maßnahmen zur Verbesserung der rechtlichen, strukturellen und administrativen Rahmenbedingungen und damit zur Erleichterung von Investitionen in Systeme der Nutzung erneuerbarer Energien. Neben Anreizen können dies auch Auflagen sein, die den Einsatz erneuerbarer Energien vorschreiben.<sup>30</sup>
- **Instrumente zur Verbesserung von Information, Ausbildung und Schulung:** Maßnahmen, die bei allen Akteuren ansetzen, um den Wissensstand über die Funktionsweise, Leistungsfähigkeit und Ökonomie erneuerbarer Energien zu verbessern, insbesondere im Bereich der Ausführenden, der Genehmigungsbehörden und der Lehranstalten.
- **Flankierende Maßnahmen:** Dies sind im wesentlichen F+E+D-Maßnahmen zur stetigen Verbesserung und Verbreiterung der technologischen Basis, Förderung von Vermarktung und Export; verbesserte internationale Abstimmung u.a.

## 7.2 Monetäre Instrumente

Mit monetären Instrumenten wird in das bestehende Preisgefüge der Energiewirtschaft eingegriffen, um die Wirtschaftlichkeit regenerativer Energien zu verbessern. **Bei preisorientierten Förderinstrumenten** werden direkt die Kosten regenerativer Energien reduziert (Finanzhilfen) bzw. werden gesetzlich festgelegte Preise garantiert (Einspeisevergütungen) um

---

<sup>29</sup> Dazu gehören auch indirekt die Erhebung von Steuern auf herkömmliche Energien oder deren Emissionen, da sie die Kostendifferenz zu erneuerbarer Energien verringern. Die Art der Verwendung der Steuereinnahmen ist dabei erst in zweiter Linie von Bedeutung..

<sup>30</sup> Formal könnten mengenorientierte Instrumente auch dem Ordnungsrecht zugeordnet werden. Da sie aber merklich das Energiepreisgefüge beeinflussen und als Alternative zu preisorientierten Instrumenten diskutiert werden, sind sie unter der Rubrik: Monetäre Instrumente eingeordnet.

möglichst viel Akteure zu veranlassen, in diese Technologien zu investieren. Die mobilisierbare Menge hängt vom gewährleisteten Preis bzw. der Zuschußhöhe ab. Die bisherige Förderpraxis in Deutschland beruht bis heute nahezu ausschließlich auf preisorientierten Instrumenten. Die wesentlichen Finanzierungshilfen waren dabei Investitionskostenzuschüsse, zinsvergünstigte Darlehen und Steuervergünstigungen; eine geringere Rolle spielten bis her direkte Zulagen und Bürgschaften. Seit Inkrafttreten des StrEG spielen Einspeisevergütungen eine wesentliche Rolle, hinzu treten kostenorientierte und kostendeckende Vergütungen speziell im Bereich von Stadtwerken und Kommunen. Eine Auflistung von Vor- und Nachteilen preisorientierter Förderinstrumente ist in **Tabelle 7.1** zusammengestellt.

**Investitionskostenzuschüsse** können als Prozentsatz der Gesamtkosten oder pro Leistungseinheit oder als Festbetrag vergeben werden. Sie sind eine einmalige, nicht zurückzahlende Förderung. Auch **Zulagen** (z.B. die Eigenheimzulage für Solarkollektoranlagen) können als derartige Zuschüsse aufgefaßt werden. Die Vergünstigung von **Darlehen** als eine Maßnahme zur Verbilligung von Kapital kann sich sowohl in der Zinshöhe, der Tilgungsart oder der Laufzeit der Kredite ausdrücken. In der Praxis werden die Kredite von privaten Kreditinstituten vergeben, wo auf eine etablierte Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Diese erhalten ihrerseits vergünstigte Refinanzierungsmöglichkeiten durch öffentliche Banken, z.B. KfW und DfA. Prinzipiell kann der Barwert dieser Vergünstigungen auch als Investitionszulage ausbezahlt werden (vgl. 100.000 Dächer-Programm). **Bürgschaften** wirken ebenfalls als Maßnahmen zur Kapitalverbilligung, da sie das Risiko mildern und damit eine Fremdfinanzierung oft erst ermöglichen.

**Steuervergünstigungen** können sich aus beschleunigten Abschreibungen ergeben, wobei Bezieher hoher Einkommen bevorzugt sind. Sie können aber auch Verbrauchssteuern betreffen, also z.B. die Befreiung erneuerbarer Energien von den zukünftigen Stufen der Ökosteuereform. Zum monetären Gegenwert von Steuervergünstigungen für erneuerbare Energien liegen keine Angaben vor. Vor allem Investoren im Bereich der Windenergie dürften bisher von verbesserten Abschreibungsmöglichkeiten profitiert haben.

**Betriebskostenzuschüsse** sind für gut meßbare Energiemengen geeignet. Damit sind sie für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien prädestiniert, während für den Wärmebereich praktisch nur Großanlagen, vorzugsweise mit Nahwärmenetzen in Frage kommen. Der große Vorteil dieser Förderungsart liegt in der erfolgsabhängigen Förderung und der Verteilung der Fördermittel auf die Betriebsdauer der Anlagen. Als besonders wichtiges Instrument hat sich hier das 1991 vom Bundestag verabschiedete **Stromeinspeisungsgesetz** herausgestellt. **Kostenorientierte Vergütungen** im engeren Sinn orientieren sich an den unterschiedlichen Gestehungskosten der Einzeltechnologien und können sich bis zu **Vollkostendeckung** erstrecken (kostendeckende Vergütung). Sie werden derzeit in einer größeren Anzahl von Kommunen und Stromversorgern praktiziert und i.allg. durch eine Umlage auf die Tarifpreise finanziert. Betriebskostenzuschüsse können auch von der Wertigkeit der eingespeisten Energie abhängig gemacht werden (nutzerorientierte Vergütung), was praktisch nur für Strom in Frage kommt.

**Tabelle 7.1 : Preisorientierte Förderinstrumente im Vergleich**

<i>Instrument</i>	<i>Vorteile</i>	<i>Nachteile</i>	<i>Transaktionskosten</i>
<b>Investitionsförderung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unmittelbare Anreizwirkung zur Investition, insbesondere bei Kapitalknappheit</li> <li>• erleichterte Finanzierung für Investor</li> <li>• einmalige Abwicklung bei Investition</li> <li>• genaue Anpassung an die zu fördernden Techniken möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kein Anreiz zum erfolgreichen Betrieb</li> <li>• Gefahr von Mitnahmeeffekten über Preiserhöhungen bei Herstellern</li> <li>• starke Belastung der Förderbudgets zum Investitionszeitpunkt</li> <li>• in der Praxis häufig lange Bearbeitungs dauern</li> </ul>	Relativ hoch
<b>Verbilligung des Kapitals ( = zinsvergünstigte Darlehen; teilweise auch Bürgschaften und Preisnachlässe)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hohe Anreizwirkung bei Investoren mit hohem Fremdkapitalbedarf</li> <li>• Erhöhung der Liquidität, falls tilgungsfreie Zeiträume vorgesehen</li> <li>• Administration wird auf Banken verlagert</li> <li>• Verteilung der Förderung auf Kreditlaufzeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• als Sicherheiten werden häufig die Anlagen selbst nicht akzeptiert</li> <li>• nur mittelbarer Anreiz zum erfolgreichen Betrieb</li> <li>• Auswirkungen für private Investoren eher gering</li> </ul>	Relativ niedrig
<b>Verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einfache Handhabung</li> <li>• gute Anreizwirkung auf professionelle Anleger</li> <li>• Verteilung der Förderung auf Abschreibungszeitraum</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nur für Investoren mit hohen Einkommensteuerbelastungen interessant</li> <li>• kein Anreiz zum erfolgreichen Betrieb</li> <li>• mangelnde Verteilungsgerechtigkeit</li> </ul>	Niedrig
<b>Reduzierte bzw. erlassene Steuern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einfache Handhabung</li> <li>• Verteilung der Förderung auf Abschreibungszeitraum</li> </ul>		Niedrig
<b>Einspeisevergütungen/ Betriebskostenzuschüsse</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erfolgsabhängige Förderung</li> <li>• direktes Feedback zur Verbesserung der Betriebsweise</li> <li>• Verteilung der Förderung auf Anlagenlebensdauer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investition muß vom Betreiber selbst aufgebracht werden</li> </ul>	Je nach Abwicklung unterschiedlich

Quelle: /Langniß, Nitsch 1997/

**Mengenorientierte Förderinstrumente** geben mittels gesetzlicher Regelungen die gewünschten Anteile einer Energieart vor. Bei der Erfüllung dieser Anteile stellen sich je nach Ausgestaltung und Spezifizierung die entsprechenden Preise ein. Derartige Instrumente gibt es in Kombination mit preisorientierten Instrumenten in den Niederlanden und in Großbritannien, Dänemark ist im Begriff, sie ebenfalls einzuführen. In Deutschland werden sie für die Kraft-Wärme-Kopplung vorgeschlagen. Man unterscheidet in **angebotsseitige Quoten**, die dem Energieerzeugungs- bzw Handelsunternehmen von staatlicher Seite eine Mindestverpflichtung innerhalb eines festgesetzten Zeitraums auferlegen. Die Quote kann auch über Zertifikate gehandelt werden, d.h. die entsprechende Energieart kann zugekauft oder verkauft werden. Auch eine **nachfrageseitige** Festlegung der **Quote** ist möglich, wobei dann der Endabnehmer wiederum bestimmte Erzeuger mit der Erfüllung der Quote beauftragen kann oder diese generell an seinen Energielieferanten delegiert. Quoten können auch für Wärmelieferanten festgelegt werden, so daß einem bestimmten Gas- oder Heizölabsatz anteilig die Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien gegenüberstehen muß. Ausschreibungsverfahren legen Mengenkontingente für bestimmte Techniken fest, die in wiederkehrender Form frei ausgeschrieben werden, wobei der jeweils günstigste Anbieter den Zuschlag erhalten. Durch derartige **Ausschreibungsverfahren** erhofft man sich einen besonders starken Druck auf die Kosten der Energiebereitstellung. Auch sie können für den Wärmemarkt eingesetzt werden.

Staatlich verordneten Instrumenten steht die **freiwillige Mittelbereitstellung** von Privatleuten oder Unternehmen gegenüber, um den erneuerbaren Energien zu einem schnelleren Marktwachstum zu verhelfen. In beträchtlichem Ausmaß wird dies heute bereits von Privatleuten praktiziert („Pioniermärkte“), die oft auch bei geringen Zuschüssen bereit sind, die Mehrkosten für Kollektor- oder Photovoltaikanlagen aufzubringen. Für Baden-Württemberg wurde in Kapitel 2 ein Wert von 25 Mio. DM/a abgeschätzt. Das private Engagement in den Ausbau erneuerbarer Energien ist also beträchtlich. Auch die Aufwendungen der EitVU für eigene Anlagen oder für Zuschüsse bei Kundenanlagen können, sofern sie nicht auf die (Tarif)-kunden umgelegt werden (was dann einer kostenorientierten bzw. kostendeckenden Vergütung entspricht) als freiwillige Mehrzahlungen aufgefaßt werden. Sie belaufen sich in Deutschland auf rund 100 Mio. DM/a /Bröer,Witt 1999; Stromthemen 1999/; für Baden-württemberg werden sie auf 10 Mio. DM/a geschätzt. Freiwillige Mehrzahlungen von Kunden für den Bezug von „**Grünem Strom**“ gehören ebenfalls unter diese Rubrik. Sie fallen derzeit noch nicht ins Gewicht, können jedoch in Zukunft beträchtlich an Bedeutung gewinnen.

### **7.3 Förderkonzept für Baden-Württemberg.**

Ein Ausbau regenerativer Energien der hier beschriebenen Art kann in einem einzelnen Bundesland nur stattfinden, wenn insgesamt auf nationaler Ebene und im Rahmen der EU tendenziell ähnliche Zielsetzungen verfolgt werden. Erklärungen dazu liegen u.a. durch das „Verdopplungsziel“ vor; auch sind förderseitig einige Maßnahmen angestoßen worden, die in diese Richtung zielen. Es wird also im folgenden davon ausgegangen, daß

- die ökologische Steuerreform in den geplanten Stufen weitergeführt wird und die regenerativen Energien in geeigneter Weise davon profitieren; entweder durch Steuerbefreiung oder durch „Rückgabe“ des versteuerten Anteils mittels geeigneter Förderprogramme,
- das StrEG in modifizierter bzw. nachgebesselter Form über einen längeren Zeitraum bestehen bleibt und die Finanzierung der „Mehrkosten“ über ein geeignetes Umlageverfahren geschieht (z.B. Netzaufschlag nach BMU/UBA 1999),
- dem 100 000-Dächer Programm und dem derzeitigen 200-Mio. DM-Programm weitere Förderprogramme in einem Umfang folgen, daß ein bundesweites Verdopplungsziel für regenerative Energien bis 2010 realistisch machbar erscheint,
- in Konkretisierung des im Energiewirtschaftsgesetz formulierten Vorrangprinzips für Kraft-Wärme-Kopplung und regenerative Energien Regelungen geschaffen werden, die zum einen die Entfaltung des Grünen-Strom-Marktes begünstigen und die zum andern zum Ausdruck bringen, daß ein beschleunigtes Wachstum regenerativer Energien energiepolitische Priorität besitzt und nicht durch kurzfristige Preissenkungspolitik blockiert werden darf.

Unter diesen Rahmenbedingungen ist festzustellen, welchen Anteil das Land Baden-Württemberg leisten muß, um den hier diskutierten Ausbau regenerativer Energien sicherzustellen und damit auch in Genuß der daraus entstehenden Vorteile zu kommen.

Die prinzipiell erforderliche Unterstützung des Ausbaus zur Mobilisierung der nicht wirtschaftlichen Investitionen steigt von derzeit rund 100 Mio. DM/a auf 760 Mio. DM/a im Jahr 2010 (**Tabelle 7.2**; vgl. Differenzkosten in Kapitel 5<sup>31</sup>). Am abgeschätzten derzeitigen Fördervolumen von knapp 60 Mio. DM/a beteiligt sich das Land gerade mit 17%, (am gesamten Finanzierungsbedarf sogar nur mit 10%). Das StrEG erbringt 40% und deckt damit nahezu 70% der stromseitigen Differenzkosten ab. Sein Beitrag steigt für den in Baden-Württemberg produzierten regenerativen Strom auf rund 170 Mio. DM/a bis 2010, wenn es in der in (BMU/UBA 1999) vorgeschlagenen Form modifiziert wird<sup>32</sup>, was dann einem Anteil von 75% an den stromseitigen Differenzkosten entspricht. Davon entfällt entsprechend der Ausbaustrategie der größte Anteil mit knapp 80 Mio. DM/a auf die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas. Stromseitig muß daher eine Förderstrategie des Landes auf eine möglichst

---

<sup>31</sup> Für die Ableitung der Fördermittel wird von einem realen Preisanstieg für Strom von 11% und von 25% für Brennstoffe bis 2010 ausgegangen (mittlerer Wert aus Bild 5.5), der z.B. durch entsprechende Stufen der ökologischen Steuerreform hervorgerufen werden kann.

<sup>32</sup> U.a feste Vergütungssätze von 17 Pf/kWh (PV 85 Pf/kWh), die für Neuanlagen entsprechend dem Kostensenkungsfortschritt abgesenkt werden; mengenmäßige Begrenzung der Vergütung auf die Abschreibungsdauer; Aufschlag auf alle Netzbetreiber und Ausgleich durch gemeinsamen Fond (BMU/UBA 1999). Aus Baden-Württemberg kommen in jüngster Zeit auch Vorschläge für ein **Quotenmodell** zum Ausbau regenerativer Energien. Diese Vorschläge sollten ernsthaft geprüft werden. Möglich ist, daß das StrEG längerfristig (nach 2005) durch eine derartige Regelung abgelöst werden kann, wenn sichergestellt ist, daß die vorhandene Ausbaudynamik nicht unterbrochen wird, diskriminierungsfreier Zugang zu den Netzen besteht und der Zugang privater („kleiner“) Investoren zu regenerativen Energieprojekten gesichert bleibt. Vorerst sollte sich jedoch die Landesregierung im Bundesrat für einen Fortbestand des StrEG einsetzen.

sinnvolle Ergänzung des StrEG zugeschnitten sein. Weiterhin wird davon ausgegangen, daß sich baden-württembergische Investoren ähnliche Anteile an den (steigenden) Förderprogrammen des Bundes (einschließlich zinsverbilligte Kredite und Eigenheimzulage u.ä.) sichern können wie bisher. Damit stünden Beträge von 35 Mio. DM/a in 2000, 90 Mio. DM/a in 2005 und 180 Mio. DM/a zur Verfügung, der Anteil der Bundesmittel stiege leicht von derzeit 26% auf 29% am gesamten Fördervolumen. Absolut steigende Beiträge werden – in dem unterstellten insgesamt positiven energiepolitischen Klima für regenerative Energien –

**Tabelle 7.2: Finanzierungsbedarf für den Ausbau regenerativer Energien in Baden-Württemberg bis 2010 und Vorschlag für eine Aufteilung auf verschiedene Förderinstrumente und Förderprogramme, (in Mio. DM/a).**

	1997	1998	2000	2005	2010	Mittelwert 2000 - 2010
<b>Jährlicher Finanzierungsbedarf</b>	<b>95</b>	<b>112</b>	<b>174</b>	<b>413</b>	<b>760</b>	<b>390</b>
- stromseitig *)	38	45	65	128	226	123
- wärmeseitig**)	57	67	109	285	534	267
Monetäres Äquivalent von Förderinstrumenten:						
Stromeinspeisungsgesetz 1)	25	30	60	105	170	97
Förderprogramme des Bundes (ab 99 z.B. 100 000 Dächer; 200 Mio.DM-Prog.)	0	3	20	60	130	61
Kreditprogramme (ERP, DtA, KfW) und Eigenheimzulage u.ä. 2)	13	15	15	30	50	28
Energieversorg.unternehmen 3)	10	10	12	20	30	18
Kommunen 4)	1	1	1	3	10	4
<b>Landesprogramm</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>35</b>	<b>100</b>	<b>240</b>	<b>109</b>
Summe Förderäquivalent	59	69	143	318	630	316
freiwill. Zahlungen; Grüner Strom u.ä.	25	30	31	95	130	74
Gesamtsumme	84	99	174	413	760	391
<b>Anteil Land an Förderung (%)</b>	<b>16,9</b>	<b>14,5</b>	<b>24,5</b>	<b>31,4</b>	<b>38,1</b>	<b>34,4</b>
<b>Anteil Land an Gesamtbedarf (%)</b>	<b>10,5</b>	<b>8,9</b>	<b>20,1</b>	<b>24,2</b>	<b>31,6</b>	<b>27,9</b>
Erläuterungen: 1) Differenzkosten bei "anlegbaren" Stromkosten von 10 Pf/kWh 1997) 2) Annahmen: Zinsvorteil 1%, Laufzeit 10 Jahre; entspricht einem Fördervolumen (Subventionswert) von 4,7% der Kreditsumme 3) ohne Investitionen für wirtschaftliche Wasserkraft; ohne StrEG übrige Werte = Differenzkosten gegenüber konventioneller Energieerzeugung 4) Abschätzung zur kostenorientierten bzw. -deckenden Vergütung  *) einschließlich aller KWK-Anlagen bei der Biomassenutzung; **) bei Biomasse Einzelheizungen und Heizwerke, alle Nahwärmenetze;						

BaWü\Förder.wk4; 24.8.99

auch von den Energieversorgungsunternehmen und den Kommunen erwartet. EltVU könnten etwa die durch Zufeuerung von Biomasse (speziell Altholz) in ihren (Heiz-) Kraftwerken entstehenden (geringen) Mehrkosten aufbringen. Auch die freiwilligen Zahlungen privater und gewerblicher Investoren dürften ansteigen. Das resultiert zum einen aus der wachsenden Anzahl von Kleinanlagen, bei denen erfahrungsgemäß die Bereitschaft zur Zuzahlung relativ groß ist („Pioniermarkt“) oder die Zusatzkosten in günstigen „Gesamtpaketen“ enthalten sind (z.B. Fertighäuser mit Solaranlagen; neue Heizungsanlage mit Solarteil), zum anderen aus den wachsenden Möglichkeiten des Bezugs von „Grünen Strom“ durch wählbare Mehrzahlungen auf Tarifpreise oder die gezielte Auswahl entsprechender Stromanbieter

Andererseits ist klar, daß der bisherige und derzeitige finanzielle Beitrag des Landes völlig unzureichend ist. („Die bestehenden Förderprogramme zugunsten erneuerbarer Energien sind **notleidend.**“)<sup>33</sup>. Aus obigen Überlegungen läßt sich ableiten, daß die finanziellen Aufwendungen des Landes **kurzfristig auf 35 Mio. DM/a und bis 2010 auf 240 Mio. DM/a**, im Mittel der nächsten zehn Jahre also auf rund **110 Mio. DM/a** steigen sollten, wenn die diskutierte Aufbaustrategie erfolgreich eingeleitet werden soll und das Land mit den in dieser Hinsicht führenden Bundesländern Bayern und NRW aufschließen will. Der Beitrag des Landes am gesamten Fördervolumen würde von heute 10% auf knapp 32% steigen und damit einen angemessenen Teil des Gesamtaufwandes darstellen. Zusammen mit der bundeseitigen Unterstützung und derjenigen des StrEG könnten dadurch, wie in Kapitel 5 abgeleitet, **Investitionen zwischen 580 Mio. DM/a (2000) und 2 220 Mio. DM/a (2010), im Mittel 1 350 Mio. DM/a** allein in Baden-Württemberg angestoßen werden. Das ist etwa das **Zehnfache** dessen, was das Land an Fördermitteln dazu aufwenden muß.

Die Struktur dieses Landesförderprogramms sollte es einerseits erlauben, die bundespolitischen Möglichkeiten optimal zu nutzen, andererseits eigene, landesspezifische Akzente zu setzen. Letztere liegen im Aufbau einer beträchtlichen Nutzung von Biomasse, Solarkollektoren und Erdwärme in Nahwärmeversorgungen (im Fall der Biomasse und des Biogases unter Einschluß der gekoppelten Stromerzeugung). Das Förderprogramm sollte drei Kategorien umfassen:

1. **Zinsvergünstigte Kredite** für Kleinwasserkraftanlagen, Windanlagen und einzelbetriebliche Biogasanlagen als Flankierung des StrEG mit einem Subventionswert in Höhe von ca. 10% der Investitionssumme.
2. **Direkte Investitionszuschüsse** für Kleinanlagen (Photovoltaik bis 10 kW, Kollektoranlagen bis 20 m<sup>2</sup> und Holzzentralheizungen) mit Förderquoten von 20% (PV<sup>34</sup>) und 25% (Kollektoren, Biomasse).

---

<sup>33</sup> Umweltdialog Baden-Württemberg, März 1999, S.18; Hervorhebung durch den Autor.

<sup>34</sup> Die Förderung durch das StrEG und das 100 000 Dächer-Programm ist dabei berücksichtigt. Bei letzterem erlauben die Förderrichtlinien (Gutermuth, 1999) die Kumulation mit anderen Förderungen. In letzter Zeit wurde dies jedoch verschiedentlich in Frage gestellt. Angesichts des hohen Förderaufwands für PV ist eine Kumulation für diese Technik in jedem Fall sinnvoll. Sie ermuntert u.a. die Länder, sich gezielt um einen möglichst hohen Anteil der Bundesmittel zu bemühen.

3. **Investitionszuschüsse** für Großanlagen und Nahwärmeversorgungen **auf der Basis eines Bieterwettbewerbs** mit Förderquoten für größere PV-Anlagen von 20% und von 40–50% für Solarkollektor-, Biomasse- und Erdwärmeanlagen.

Die Mittelausstattung der einzelnen Kategorien lautet (**Tabellen 7.3 bis 7.5**):

**Tabelle 7.3: Kategorie 1 des Förderprogramms: Subventionswert zinsverbilligter Kredite zur Flankierung des StrEG (Mio. DM/a)**

	Kleinwasser- kraft	Wind- energie	Biogasein- zelanlagen	<b>Summe</b>
2000	2	2	2	<b>6</b>
2005	3	5	4	<b>12</b>
2010	-	4	5	<b>9</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>1,5</b>	<b>3,2</b>	<b>3,1</b>	<b>7,8</b>

**Tabelle 7.4: Kategorie 2 des Förderprogramms: Direkte Investitionszuschüsse für Kleinanlagen (PV unter Berücksichtigung von StrEG und 100 000–Dächer-Programm; Mio. DM/a).**

	Photovoltaik	Kollektoren	Holzzentral- heizungen	<b>Summe</b>
2000	4	5	4	<b>13</b>
2005	10	12	8	<b>30</b>
2010	20	31,5	10,5	<b>62</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>6,5</b>	<b>30,5</b>

**Tabelle 7.5: Kategorie 3 des Förderprogramms: Investitionszuschüsse auf der Basis eines Bieterwettbewerbs für Großanlagen und Nahwärmeversorgungen**

	Photovoltaik	Kollektoren	Biomasse, Biogas	Erdwärme	<b>Summe</b>
2000	-	3	10	3	<b>16</b>
2005	2	13,5	32,5	10	<b>58</b>
2010	14	45	80	30	<b>169</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>4,6</b>	<b>17,8</b>	<b>35,5</b>	<b>12,8</b>	<b>70,7</b>

Die Kategorien 1 und 2 setzen die „konventionelle“ Förderung fort, allerdings in einem der Zielsetzung angemessenem Umfang von durchschnittlich knapp 40 Mio. DM/a. Ein neues Förderelement stellt die Kategorie 3 dar mit durchschnittlich 70 Mio. DM/a an Fördermitteln, davon allein die Hälfte zur Förderung von Biomasseheizwerken, -heizkraftwerken und Großbiogasanlagen einschließlich ihrer Nahwärmeversorgungen. Die reinen Stromerzeuger sind, entsprechend der vorhandenen Unterstützung durch das StrEG und durch das 100 000-

Dächer-Programm mit durchschnittlich 22 Mio. DM/a auf relativ geringe zusätzliche Mittel angewiesen. Der Zweck dieses Mitteleinsatzes besteht hauptsächlich darin, im Vergleich zu anderen Bundesländern genügend Anreize für die Errichtung dieser Anlagen zu bieten, um sich die entsprechenden Anteile der Bundesmittel sichern zu können. Außerdem besteht bei der Windenergie ein Nachholbedarf.

Nach Energiearten bzw. Technologien gegliedert ergibt sich folgende Aufteilung (**Tab. 7.6**). Den größten Förderbeitrag erhält die Biomasse, gefolgt von Kollektoranlagen, der Photovoltaik und der Erdwärme.

**Tabelle 7.6: Mittelausstattung des Förderprogramms nach Technologien (Mio. DM/a)**

	Wasser- kraft	Wind- energie	Photo- voltaik	Kollekto- ren	Biomasse, Bio- gas	Erdwärme	Summe
2000	2	2	4	8	16	3	<b>35</b>
2005	3	5	12	25,5	44,5	10	<b>100</b>
2010	-	4	34	76,5	95,5	30	<b>240</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>1,5</b>	<b>3,2</b>	<b>14,6</b>	<b>31,8</b>	<b>45,1</b>	<b>12,8</b>	<b>109</b>

Im Gegensatz zum Strom wurde und wird die Nutzung regenerativer Wärme generell geringer unterstützt. Um die dortigen großen Potentiale erschließen zu können ist allerdings ein substantieller Einstieg in Großanlagen und Nahwärmeversorgungen erforderlich. Dafür sprechen mehrere Gründe: Großanlagen sind insgesamt die wirtschaftlicheren Systeme; Solarstrahlung kann in nennenswertem Ausmaße für Heizungszwecke überhaupt nur mittels Großanlagen erschlossen werden, auch die Nutzung fester Biomasse geschieht in Heizzentralen und –heizwerken effizienter und emissionsärmer. Bei Kraft-Wärme- Kopplungsanlagen ist die Verwendung der Wärme über Nahwärme gesichert; eine einmal errichtete Nahwärmeversorgung bietet flexible Möglichkeiten der Kombination verschiedener Energiequellen. Bei korrekter Auslegung und Ausnutzung moderner Verlegemethoden können Nahwärmeversorgungen auch bei sinkendem spezifischen Raumwärmebedarf wirtschaftlich mit Einzelheizungen konkurrieren (Holzenergie 1998; Wiernsheim 1998; Lutz 1996). Ein entsprechend angelegtes Förderprogramm für derartige Anlagen ist daher ein sinnvoller Baustein einer Erschließungsstrategie für regenerative Energien und könnte der Entwicklung des regenerativen Wärmemarktes neue Impulse verleihen. Es kann auf bestehenden Ansätzen in Baden-Württemberg aufbauen (Demonstrationsprojekte für solare Nahwärme; Programm „Holzenergie 2000“, hoher regionaler Anteil von Biogasanlagen) und bei entsprechend engagiertem Vorgehen dem Land hierin eine führende Position sichern<sup>35</sup>. Als weiteres Element

<sup>35</sup> Im Jahr 2010 werden rund 30 PJ/a Wärme über Nahwärmeversorgungen bereitgestellt. Auf der Basis typischer Anlagengrößen (Kollektoren 5000 m<sup>2</sup>; Biomasse 1 und 10 MWth; Geothermie 5 und 10 MWth) entspricht dies rund 300 Kollektoranlagen, 950 Biomasse- und Biogasgroßanlagen und 30 Erdwärmeeinrichtungen, die vorzugsweise Neubaugebiete, aber auch zu sanierende Siedlungsquartiere versorgen können oder Heizzentralen in größeren Einzelgebäuden ersetzen können.

kann auch die Gesamtkonzeption von Siedlungen bzw. von ganzen Landgemeinden mit möglichst hohem Anteil regenerativer Energien eingeführt werden. Das Beispiel Wiernsheim (Wiernsheim 1998; vgl. Kapitel 3), aber auch andere Entwürfe (z.B. Solarsiedlung Freiburg) zeigen, welche innovativen Möglichkeiten hier bestehen, regenerative Energien als selbstverständlichen Bestandteil fortschrittlicher Siedlungskonzepte zu etablieren.

Um die genannten Ausbauziele zu erreichen, sollte eine Förderstrategie im Bereich der Großanlagen so angelegt sein, daß zunächst mit einer kräftigen Anschubfinanzierung ein hinreichendes Potential mobilisiert wird (Großanlagen also hinsichtlich der Fördersätze günstiger gestellt werden als Kleinanlagen)<sup>36</sup>, die Fördersätze mittelfristig jedoch deutlich zurückgenommen werden können. Neben dem Argument des effizienten Mitteleinsatzes spricht für eine Besserstellung von Großanlagen gegenüber Kleinanlagen speziell im Bereich der Biomasse auch, daß mit Zuschüssen für Holzzentralheizungen heute im wesentlichen nur verhindert wird, daß bereits bestehende Holzfeuerungen auf andere Brennstoffe umgerüstet werden. Neue Abnehmer für Wärme aus Biomasse lassen sich am ehesten über Nahwärmesysteme erreichen.

Im Gegensatz zur Förderung von Kleinanlagen bzw. privaten Haushalten können für Großanlagen, die von professionellen Investoren errichtet werden, Förderinstrumente in Betracht gezogen werden, die sehr viel besser als die klassischen Darlehens- oder Zuschußprogramme in der Lage sind, den Wettbewerb zwischen Anbietern zu verstärken und damit zu einer rascheren Rückführung des staatlichen Förderbudgets beizutragen<sup>37</sup>. In Frage kommen besonders **Bieterwettbewerbe**, wobei grundsätzlich gilt, daß für den Erfolg dieses Instrumentes die konkrete Ausgestaltung des Vergabemodus entscheidend ist: Um ein Erreichen des nach Technologien differenzierten Ausbauzieles sicherzustellen, muß in Kauf genommen werden, daß der Wettbewerb zwischen den verschiedenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zeitweise aufgehoben wird (was er bei einer Zuschußförderung ohnehin ist). Hierdurch wird zwar bei gegebenem Förderbudget weniger Wärme aus erneuerbaren Energien erzeugt als möglich wäre, dafür können aber mit den heute noch teureren Technologien Erfahrungen gesammelt werden, die für eine langfristige Umgestaltung des Energiesystems unverzichtbar sind.

An den Bieter (infrage kommen insbesondere Baugesellschaften- bzw. unternehmen, Stadtwerke, andere Energieversorger, Contractoren), sollten nur minimale Anforderungen für die Zulassung zum Wettbewerb gestellt werden (z.B. hinsichtlich des Planungsstandes der von den Wettbewerbsteilnehmern vorgeschlagenen Projekte), damit insbesondere kleine Unternehmen nicht schon aufgrund der zu erbringenden Vorleistungen faktisch vom Wettbewerb ausgeschlossen werden und der Kreis der Wettbewerber nicht unnötig beschränkt

---

<sup>36</sup> Beim 200 Mio. DM Programm der Bundesregierung ist dies z.B. nicht der Fall.

<sup>37</sup> Für solare Großanlagen gibt es ohnehin noch keine etablierten Förderverfahren. Bei Holzheizwerken scheint die bisherige Praxis der (prozentualen) Zuschußförderung zu relativ teuren Anlagen zu führen. Es sind also nicht, wie im Strombereich mit dem etablierten Instrument des StrEG, bereits bestehende, wirkungsvolle Rahmenbedingungen fortzuschreiben bzw. auf deren Bestand zu achten, sondern es können neue und innovative Förderansätze eingeführt werden.

## Was ist ein „Bieterwettbewerb“ ?

**Ein Bieterwettbewerb ist ein Verfahren, öffentliche Fördermittel möglichst effizient und wettbewerbsstimulierend zu vergeben.**

### Grundsätzliches Verfahren

- Der Fördermittelgeber (i. allg. Bundes- oder Landesregierung) bietet keine festen Fördersätze, sondern schreibt seine Fördermittel in einem Wettbewerb aus und holt Angebote ein. Will man – wie hier vorgesehen – den Ausbau von größeren Anlagen zur Wärmeerzeugung auf der Basis regenerativer Energien (Solarenergie, Biomasse, Erdwärme einschließlich Nahwärmenetze) fördern, wird also eine bestimmte, regenerativ zu erzeugende Wärmemenge ausgeschrieben, deren Förderung zugesichert wird. Entscheidungskriterium ist dabei ein möglichst niedriges Fördervolumen je erzeugter Einheit (kWh) regenerativer Wärme.
- Die Anbieter legen in ihrem Angebot die Kosten der Wärmeerzeugung dar und die Höhe der aus ihrer Sicht erforderlichen Fördersätze, um das Projekt wirtschaftlich betreiben zu können. Sie erhalten in der Reihenfolge der von ihnen selbst kalkulierten Fördersätze – also hier bezogen auf eine kWh regenerative Wärme - den Zuschlag, bis die ausgeschriebene Menge erfüllt ist. Anbieter können alle Personen, Körperschaften oder Unternehmen sein, die in der Lage sind eine Großanlage zur Wärmeversorgung, i.allg. einschließlich Nahwärmenetze zu errichten und zu betreiben. Für die Teilnahme genügt zunächst eine Grobplanung, eine Detailplanung muß kurz nach der Zusage der Förderung vorgelegt werden.
- Die zugesagten Fördermittel fließen nur, wenn die Anlage innerhalb eines bestimmten Zeitrahmens errichtet und die erzeugte Wärme einer Nutzung zugeführt wird. Jährliche Auszahlungen in Abhängigkeit der tatsächlich erzeugten Wärmemenge bewirken ein hohes Eigeninteresse des Betreibers an einer dauerhaft funktionsfähigen Anlage. Qualitätskontrollen können weitgehend entfallen. Der Förderzeitraum wird sich an den üblichen steuerlichen Abschreibungszeiten orientieren. Dieser Vergabemodus ist nur für größere Anlagen sinnvoll, bei denen die Wärmemengen aus Abrechnungsgründen sowieso gemessen und abgerechnet werden.

### Modifikationsmöglichkeiten

- Die erfolgreichen Anbieter können entweder nach ihrem individuellen Gebot gefördert werden oder einheitlich zum Fördersatz des letzten zum Zuge gekommenen Anbieters. Die zweite Variante verschafft besonders preiswerten bzw. innovativen Anbietern einen zusätzlichen Bonus und erhöht die Anreize zur Kostensenkung.
- Damit unterschiedlich teure Technologien gleichmäßig gefördert werden, kann die ausgeschriebene Wärmemenge nach Technologien bzw. Energiearten unterteilt werden.
- Bei Über- oder Unterschreitung der kalkulierten Wärmeerzeugung können entsprechende Erhöhungen oder Minderungen der Fördersätze als zusätzlicher Anreiz vorgenommen werden.
- Die Fördermittel können auch als Investitionszuschüsse gegeben werden. Dann müssen jedoch Mindestanforderungen an die Qualität der Anlage gestellt und kontrolliert werden.

wird. Denkbar ist z.B., daß zur Abgabe eines Angebots Projektskizzen genügen, die das Angebot hinreichend glaubwürdig erscheinen lassen. Spätestens nach Ablauf eines Jahres ab Zuschlag sollte ein Fortschrittsbericht verlangt werden, an Hand dessen geprüft wird, ob mit einer Vertragserfüllung zu rechnen ist und der Zuschlag aufrecht erhalten werden kann<sup>38</sup>. Innerhalb eines angemessenen Zeitraumes muß die Anlage dann in Betrieb gesetzt worden sein, andernfalls verliert der Zuschlag seine Gültigkeit. Für diesen Fall können Pönalen wie der Ausschluß von nachfolgenden Ausschreibungen vorgesehen werden.

Als Vergabekriterium wird der Förderbedarf **pro erzeugter kWh Nutzwärme**<sup>39</sup> vorgeschlagen, da hierdurch die stärkste Wirkung zu erwarten ist<sup>40</sup>. Erfolgreichen Wettbewerbsteilnehmer wird eine jährliche Förderung ausgezahlt, die an die tatsächlich erzeugte Wärmemenge aus erneuerbaren Energiequellen gekoppelt ist (vgl. der Förderung durch das StrEG). Die Laufzeit der Förderung ist verbindlicher Bestandteil der Wettbewerbsausschreibung. Sie ist so zu bemessen, daß der Betreiber von sich aus ein Interesse an einer langlebigen Anlage hat und infolgedessen Qualitätskontrollen weitgehend entfallen können. Im allgemeinen kann sie an die steuerlichen Abschreibungszeiten geknüpft werden.

Den Zuschlag erhalten der Reihe nach die günstigsten Bieter, bis das ausgeschriebene Mengenziel erreicht ist. Um eine möglichst rasche Konkurrenzfähigkeit auch gegenüber dem konventionellen Brennstoffmarkt zu erreichen, erhalten alle erfolgreichen Bieter den Förderbetrag, den der teuerste noch berücksichtigte Bieter erhält. Hierdurch erhöht sich gerade für die preiswerten Anbieter die Gewinnspanne ganz erheblich. Außerdem besteht kein Anreiz mehr, zu versuchen, den Angebotspreis an der erwarteten Zuschlagsgrenze zu orientieren anstatt an den tatsächlichen Kosten. Rationalisierungsmaßnahmen kommen daher den innovativen Betrieben als sog. Produzentenrente voll zugute. Dies hat zwar zunächst einen höheren Förderbedarf zur Folge, ermöglicht aber eine raschere Kostendegression, die letztlich dazu führt, daß die Bezuschußung überflüssig wird, sobald die Konkurrenzfähigkeit am Wettbewerbsmarkt erreicht wird.

Während mit der Förderung für Kleinanlagen bereits umfangreiche Erfahrungen vorliegen, ist die Einführung eines zentralen Bieterwettbewerbs um Fördermittel in Deutschland ein Novum und somit für alle Beteiligten mit Unsicherheiten behaftet. Die Installation der Vergabestelle, das Schaffen des erforderlichen Know-hows und der Iterationsprozeß bis eine „opti-

---

<sup>38</sup> Falls der Anteil der trotz Förderzusage nicht realisierten Projekte zu groß wird, können die Fristen, innerhalb derer die Ernsthaftigkeit des Angebots nachzuweisen ist, verkürzt und ein Nachrückverfahren in Gang gesetzt werden.

<sup>39</sup> Bei der Förderung von PV-Großanlagen, die ebenfalls im Rahmen des Bieterwettbewerbs erfolgen sollte, sind die zusätzlichen Fördermaßnahmen StrEG und 100 000 Dächer-Programm hinsichtlich Förderhöhe und Kumulierbarkeit der Fördermittel zu beachten. Bezugswert ist hier natürlich die erzeugte Strommenge.

<sup>40</sup> Durch zusätzliche Wärmeverbraucher kann besonders in den Sommermonaten - bei unveränderter Anlage - die erzeugte Wärmemenge vergrößert und damit der Förderanspruch erhöht werden. Möglicher Mißbrauch kann hier vermutlich nicht völlig ausgeschlossen sondern nur behindert werden, etwa indem der Betreiber verpflichtet wird, auf Anforderung plausibel nachzuweisen, daß die erzeugte regenerative Wärmemenge auch tatsächlich sinnvoll genutzt wird. Dies ist z.B. sicher dann der Fall, wenn ein angemessener Verkaufspreis erzielt wird.

male“ Ausgestaltung des konkreten Verfahrens gefunden ist, erfordert neben dem Mut neue Wege zu gehen, Zeit und Geld. Mit der Einführung von Bieterwettbewerben ist somit eine gewisse Grundsatzentscheidung über die Förderpolitik verbunden. Dies sollte auch in Anbetracht der langfristigen Vertragsbindung und des benötigten Budgets klar sein. Für das Verfahren spricht, daß es im Bereich der Großanlagen langfristig zielführender erscheint als die konventionelle Zuschuß- bzw. Darlehensförderung, da wettbewerbliche Mechanismen und Anreize genutzt werden. Kosteneffizienz heißt auch und vor allem, daß bei gegebenen Budget mehr für den Klimaschutz durch Einsatz erneuerbarer Energien erreicht wird.

Um die Risiken mit der Einführung von Bieterwettbewerben in Grenzen zu halten, sollten geeignete Übergangslösungen entwickelt werden. Vorstellbar ist beispielsweise, daß man sich zunächst nur auf einen Technologiebereich konzentriert (z.B. solare Großanlagen), in dem zunächst vergleichsweise kleine Mengenkontingente ausgeschrieben werden und die Zahl potentieller Wettbewerbsteilnehmer überschaubar ist. Nach einer Phase von etwa 2-3 Jahren dürfte dann absehbar sein, ob Bieterwettbewerbe für die Förderung regenerativer Energien im Wärmemarkt einen gangbaren Weg darstellen. Zu prüfen ist, ob während dieser Periode parallel „klassische“ Finanzhilfen angeboten werden können. In diesem Fall ist bei der Ausgestaltung einerseits darauf zu achten, daß für potentielle Interessenten Bieterwettbewerbe ausreichend attraktiv sind (klassische Förderung als Backup-Lösung und nicht umgekehrt). Andererseits ist eine Doppelförderung zu vermeiden, was z.B. dadurch erreicht werden kann, daß die Anforderungen an Projekte, die im Bieterwettbewerb eingereicht werden können, vergleichbar mit den Anforderungen zur Beantragung anderer Fördermittel sind.

Hält man einen Bieterwettbewerb, der ein innovatives, wettbewerbsorientiertes Element in die "Förderlandschaft" bringt, für politisch nicht durchsetzbar oder in Bezug auf bundespolitische Fördervorstellungen nicht für zweckmäßig – geht also auf die klassische Zuschußförderung zurück – so sollte wenigstens die Bemessungsgrundlage „geförderte Nutzwärmemenge“ für diese Anlagenkategorie angewandt werden, da sie, ähnlich wie das StrEG im Strombereich, den größten Anreiz für den effizienten Betrieb der Anlagen bietet. Da bei Groß- und Nahwärmeeinrichtungen die Wärmeerzeugung ohnehin erfaßt werden muß (bzw. über den Brennstoffverbrauch ermittelt werden kann) ist dies mit keinem wesentlichen Mehraufwand verbunden.

Als Fazit kann festgehalten werden: Mit dem hier vorgeschlagenen Förderprogramm in einer jahresdurchschnittlichen Höhe von 110 Mio. DM/a über mindestens 10 Jahre würde Baden-Württemberg mit einem Fördersatz von 10 DM/Kopf,a in die Spitzengruppe der Bundesländer aufrücken (vgl. Tab. 2.1) und damit für gute Voraussetzungen für die Marktausweitung erneuerbarer Energien im Lande sorgen. Umgelegt auf die verbrauchten Strom- und Brennstoffmengen zur Wärmebereitstellung entspricht die Fördersumme lediglich einer Erhöhung von rund **0,04 Pf/kWh<sub>el</sub>** und **0,06 Pf/kWh<sub>th</sub>** (bzw. 0,6 Pf/l Heizöl), ist also sehr gering im Vergleich zu anderen Einwirkungen auf die Energiepreise.

#### 7.4 Nichtmonetäre Maßnahmen und Instrumente.

Im folgenden sind die wesentlichsten nichtmonetären Instrumente und Eingriffsmöglichkeiten aufgelistet (**Tabellen 7.7 und 7.8**) und kurz kommentiert. Angesichts der zahlreichen (schon vielfach erläuterten) Handlungsmöglichkeiten der Politik und der ausführenden Ministerien und Dienststellen (z.B. Enquete 1995; Forum 1997; Altner u.a. 1995), kann festgehalten werden, daß es nicht an Vorschlägen mangelt, sondern daß eher die zielführende Verabschiedung und Umsetzung zu wünschen übrig läßt und zwar sowohl auf Bundes- wie auf Landesebene. Auf für die Landes-Energiepolitik besonders wichtige Möglichkeiten wird hingewiesen (Kennzeichnung durch + bzw. ++ in den Tabellen) ohne sie jedoch auf spezifisch baden-württembergische Belange hin zu diskutieren.

Ein wichtiges Handlungsfeld des Staates bzw. des Gesetzgebers stellt der **geltende Ordnungsrahmen für die Energiewirtschaft** dar. Gerade in einem zunehmend liberalisierten und globalisierten Energiemarkt gewinnt ein adäquates Ordnungsrecht an Bedeutung, da umweltpolitische Zielsetzungen auf absehbare Zeit nur in begrenztem Ausmaß über Preise abgebildet werden können. Zudem erschweren unterschiedliche Rentabilitätseinschätzungen und Finanzstärke von Marktteilnehmern sowie in vielen Fällen Energiekosten von nur marginaler Bedeutung die Mobilisierung selbst „wirtschaftlicher“ Potentiale regenerativer Energien. Vielfach können erst durch staatliche Sanktionsmöglichkeiten umweltpolitische Zielsetzungen durchgesetzt werden. Gut dosierte ordnungspolitische Instrumente können zudem monetäre Instrumente unterstützen. Ein wichtiger Teilaspekt davon besteht darin, bestehende Verordnungen und Gesetze in vielen Belangen den Erfordernissen eines verstärkten Ausbaus regenerativer Energien anzupassen, zu ergänzen oder zu erweitern und somit die notwendigen Investitionen in die erforderlichen Anlagen zu erleichtern bzw. erst zu ermöglichen. Mittels des Ordnungsrechts können auch gezielt technologische Entwicklungen angestoßen und gestaltet werden. Beispiele dafür sind die kalifornischen Auflagen für „Zero-Emission-Vehicles“, die das Interesse stark auf die Brennstoffzelle als Fahrzeugantrieb gelenkt hat, sowie die Großfeuerungsanlagenverordnung, die beachtliche umwelttechnische Entwicklungen (und damit Märkte) ausgelöst hat.

Von großer Bedeutung für das erfolgreiche Eindringen regenerativer Energien in den Wärmemarkt ist **das Bauplanungs- und -ordnungsrecht**. Hierbei reichen die Möglichkeiten von einer Berücksichtigungspflicht der grundsätzlichen Belange regenerativer Energien in die örtliche Bauleitplanung über die Ausweitung der Privilegierung im Außenbereich auf Anlagen zur Nutzung von Biomasse und Biogas, die Harmonisierung der länderspezifischen Verfahren zu Baugenehmigungen und des Ausweisens von verfahrensfreien Vorhaben bis hin zur Berücksichtigung von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien in der kommunalen Bauleitplanung (z.B. Ausrichtung, Gestaltung der Baukörper, Vorranggebiete bzw. Anschlußzwang für Nahwärmenetze u.ä.) und der Aufhebung von Verbrennungsverboten für (moderne) Holzheizungen

Tabelle 7.7: Übersicht über wesentliche ordnungspolitische Instrumente	Anwendbarkeit/Zweckmäßigkeit							Eingriffsmöglichkeit Land, Kommunen
	Strom				Wärme			
	WA	WI	PV	B-S	B-W	ST	GT	
<b>A) Energiewirtschaftsrecht</b>								
1	x	x	x	x				-
2	x	x	x	x				-
3	x	x	x	x				-
4	x	x	x	x				-
<b>B) Bauplanungs- und -ordnungsrecht (BauGB)</b>								
5			x		(x)'	x	(x)	++
6			x	x	x'	x'	x'	-
7			x	x	x'	x'	x'	++
8						x		+
9					x			+
10				x	x'	x'	x'	++
11				x	x'	x'	x'	+
<b>C) Energieeinsparverordnungen</b>								
12	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	x	x	-
13				(x)	(x)	x	(x)	-
14					(x)	(x)	(x)	-
<b>D) Mietrecht (Investor-/Nutzer-Konflikt)</b>								
15			x		(x)	x		(+)
16			x			x		(+)
<b>E) Natur- und Wasserschutz</b>								
17	x	x	x	x	x'	x'	x'	+
18	x	x	x	x	x'	x'	x'	+
19	x							+
<b>F) Öffentliches Haushaltsrecht</b>								
20			x	x	x	x	x	++
21			x	x	x	x	x	+
22			x	x	x	x	x	++
<b>G) Kreislaufwirtschafts-; Immissionsschutzgesetz</b>								
23				x				-
24				x	x			-
25				x	x			++
26				x	x			++
27				x	x			++
<b>H) Verbesserte Genehmigungsverfahren</b>								
28	x	x		x	x'	x'	x'	++
29	x	x		x	x'	x'	x'	+
30	x	x	x	x	x'	x'	x'	+
(x) nur eingeschränkt geeignet/zweckmäßig x' = nur für Großanlagen und Nahwärmeversorgungen + = Eingriffsmöglichkeit des Landes ++ = besonders wichtig für die Umsetzung auf Landesebene								

BaWüinstrumwk4; 24.8.99

Ein angepaßtes **Mietrecht** ist für den Markt individueller Kleinanlagen von Bedeutung, wenn es eine verbesserte (warmmietenneutrale) Umlagemöglichkeit von Investitionen auf den Mieter (Wärmepaß) erlaubt und umgekehrt Investitionen von Mietern in derartige Anlagen erleichtert.

Im Rahmen einer Anpassung des **Bundesnaturschutzgesetzes** könnten die umwelt- und klimaschützenden Eigenschaften regenerativer Energien besser zur Geltung kommen. Investitionen in entsprechende Anlagen können entweder von Ausgleichsmaßnahmen freigestellt werden (Vermeidung von Schad- und Treibhausgasen) oder sie werden sogar als Ausgleichsmaßnahmen bei allgemeinen Baumaßnahmen anerkannt. Auch im Wasserrecht besteht Bedarf, die Belange von Landschafts- und Naturschutz einerseits und von Klimaschutz andererseits differenzierter abzuwägen. Insbesondere sollte die Bewilligungsdauer von Wassernutzungsrechten verlängert werden.

Größere Spielräume erlaubt eine Veränderung des **öffentlichen Haushaltsrechts** durch eine Zusammenführung der Verantwortlichkeiten für Investition und Betrieb energietechnischer Anlagen und eine generelle Zulassung von Finanzierung und Betrieb mittels Contracting. Die dadurch mögliche Gesamtkostenbetrachtung über die Nutzungsdauer einer Anlage würde das Handicap großer Anfangsinvestitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien aufheben. Auch ihr generelle Einsatz in öffentlichen Gebäuden im Rahmen einer vorgegebenen Kostengrenze (analog der Regelung für „Kunst am Bau“) hätte eine starke Vorbildwirkung.

Große Bedeutung für eine verstärkte Ausweitung der Biomasse- und Biogasnutzung haben Anpassungen des **Kreislaufwirtschafts- bzw. Abfallwirtschaft- und des Immissionschutzgesetzes**. Wesentliche Möglichkeiten sind eine Vorrangregelung der energetischen Nutzung organischer Abfälle (Vergärung, Verbrennung vor Kompostierung), eine Erleichterung und Standardisierung von Genehmigungsverfahren für Biomasse- und Biogasanlagen unter Beachtung des jüngsten technischen Fortschritts bei dem Emissionen dieser Anlagen, sowie die Einführung von Qualitätsstandards für Biomassebrennstoffe (u.a. auch für Altholz)

Von genereller Bedeutung im Zusammenhang mit der Errichtung von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien ist eine **Vereinfachung** (z.B. Reduzierung des Abstimmungsaufwands verschiedener Genehmigungsbehörden, Zusammenlegung von Zuständigkeiten) eine Straffung (z.B. zeitliche Begrenzung) **von Planungs- und Genehmigungsverfahren**, sowie eine Harmonisierung zwischen den Bundesländern. Zusätzliche Auflagen für regenerative Energien zu den allgemeinen Bestimmungen oder unklare Ausführungsbestimmungen sind kostentreibend und wirken vielfach abschreckend auf potentielle Investoren /Forum 1997/.

Bis auf die Möglichkeiten einer Privilegierung von „grünem“ Strom sind ordnungsrechtliche Instrumente für den Wärmemarkt von deutlich größerer Bedeutung. Maßnahmen im Bereich des Bauordnungsrechts, der Energiesparverordnung, des Mietrechts, der Handwerksordnung und des öffentlichen Haushaltsrecht haben speziell auf die Installation von wärmeerzeugenden Anlagen bzw. auf die Beseitigung entsprechender Hemmnisse großen Einfluß. Durch eine entsprechende Ausgestaltung der Instrumente kann damit entweder die direkte

monetäre Unterstützung regenerativer Techniken im Wärmemarkt niedriger ausfallen oder ein effektiver und rascher Einsatz vorhandener Fördermittel sichergestellt werden.

Eine wesentliche Erkenntnis der Erhebungen in /Forum 1997/ ist die Notwendigkeit einer deutlichen Verbesserung der **fachspezifischen Information, sowie der Aus- Weiter- und Fortbildung** zu den Einsatzmöglichkeiten, Kosten und Potentialen regenerativer Energien und ihrer Einbindung in die Energieversorgung. Auch Evaluierungsergebnisse aus dem Ausland (z.B. Schweiz, Österreich) legen nahe, daß breitgestreute Informationskampagnen erfolgversprechend sind und Akzeptanz und Investitionsbereitschaft für regenerative Energien stärken. Ihre Wirkung hängt allerdings von glaubwürdigen Maßnahmen im monetären und ordnungspolitischen Bereich ab, die durch eine sachgerechte Information und Ausbildung nur ergänzt, nicht aber ersetzt werden können.

Entsprechende Instrumente sind technik- und zielgruppenspezifische Broschüren, Leitfäden und Internet-Materialien für Investoren, Planer, Kreditinstitute, Ausführende bzw. Fachpersonal und Genehmigungsbehörden, die für sich oder im Rahmen von Schulungen, Kursen und Workshops eingesetzt werden. (vgl. die derzeitige Kampagne für solarthermische Kollektoranlagen: „Solar, na klar“). Besondere Aufmerksamkeit sollte der Verbesserung des Fach-austausches zwischen (Energie- und Verfahrens-) Ingenieuren und Land- und Forstwirten und den entsprechenden Verbänden und Behörden gewidmet werden, um Hemmnisse bei den vielfältigen Einsatzmöglichkeiten der Biomasse- und Biogasnutzung abzubauen. In den Lehr- und Ausbildungsplänen allgemeinbildender Schulen, Fachschulen, Fachhochschulen und Universitäten sowie im Berufs- und Fortbildungsangebot der branchen- und ständischen Bildungseinrichtungen sollten regenerative Energien noch stärker als bisher eingebunden werden. Insbesondere kommt es dabei darauf an, ihre derzeitige und für die Zukunft bedeutsamer werdende Rolle für die Umwelt-, Energie-, Technologie- und Arbeitsmarktpolitik angemessen zu behandeln. Energietechnische Kenntnisse und spezifische Anleitungen zum rationellen und umweltschonenden Umgang mit Energie sollten Inhalt der jeweiligen beruflichen Erstausbildung sein, und dies nicht nur für handwerkliche Berufe sondern auch für den universitären Bereich (z.B. Architekten).

Ein weiteres wichtiges Instrument ist **die stetige Förderung von Forschung und Entwicklung**. Dafür hat das Land in den letzten zehn Jahren rund 15 Mio. DM/a bereitgestellt, was einen, im Vergleich zu anderen Bundesländer, überdurchschnittlichen Betrag darstellt und als angemessene Größenordnung angesehen werden kann. Wesentlich ist jedoch auch, daß auf eine ausgewogene Balance zwischen der Unterstützung der Markteinführung und der Forschung, Entwicklung und Demonstration geachtet wird. Stimulierende Wechselwirkungen und Rückkopplungen entstehen erst aus den Anforderungen eines „realen Marktes“. Erst wenn sich die Blockaden im Bereich der Markteinführung deutlich verringern, dürfte es erforderlich sein, über einen wachsenden Bedarf an F&E –Aufwendungen im Bereich regenerativer Energien nachzudenken, der dann vor allem im Bereich der Systemoptimierung und Einbindung (z.B. Speichertechnologie) liegen dürfte. Zwar können dann infolge wachsender

Tabelle 7.8: Instrumente der Aus- und Weiterbildung, sowie weitere Maßnahmen	Anwendbarkeit/Zweckmäßigkeit							Eingriffsmöglichkeit Land, Kommunen
	Strom				Wärme			
	WA	WI	PV	B-S	B-W	ST	GT	
<b>A ) Verbesserte Beratungs-/Informationsmaterialien</b>								
1 für Planer, Architekten, Handwerker u.ä.			x	x	x	x		+
2 für Genehmigungsbehörden	x	x	x	x	x	x	x	+
3 für Nutzer, Investoren (Verbraucherberatung)			x		x	x		+
<b>B ) Intensivierte Fortbildung für Ausführende und Genehmigungsbehörden</b>								
4 Schulungsmaterialien und Kurse	x	x	x	x	x	x	x	+
5 Einrichtung von Demonstrationen			x	x	x	x		+
<b>C ) Intensivierte Ausbildung an Schulen und Hochschulen</b>								
6 Einbindung REG in Lehr- und Ausbildungspläne an allen Schularten und an Universitäten	x	x	x	x	x	x	x	++
7 Intensivierter Fachaustausch und Steigerung der Interdisziplinarität	x	x	x	x	x	x	x	+
<b>D ) Verstärkte Akzeptanz- und Aufklärungsinitiativen zur Rolle von REG</b>								
8 in Umwelt- und Energiepolitik	x	x	x	x	x	x	x	++
9 in Struktur- und Arbeitsmarktpolitik	x	x	x	x	x	x	x	++
10 in Technologie- und Innovationspolitik		x	x	x	x'	x'	x	++
11 technologiebezogene "Image-Kampagnen"	x	x	x	x	x	x	x	++
<b>E ) Ausstattung/Umrüstung öffentlicher Gebäude (insb. Schulen und Hochschulen) mit REG</b>								
12			x	x	x	x	x	++
Weitere flankierende Maßnahmen	Anwendbarkeit/Zweckmäßigkeit							Eingriffsmöglichkeit Land, Kommunen
	Strom				Wärme			
	WA	WI	PV	B-S	B-W	ST	GT	
<b>A ) Förderung der technologischen Förderung</b>								
1 Förderung von F + E			x	x	x	x	x	+
2 Förderung von Demonstrationsprojekten			x	x	x	x	x	+
3 Verbesserte Entwicklungsstrategien (Langfristigkeit, Einbindungsfragen).	x	x	x	x	x	x	x	+
<b>B )Verbesserte Exportförderung und stärkere Einbindung in Entwicklungszusammenarbeit</b>								
4 Exportberatung und -förderung von Unternehmen	x	x	x	x	x	x	x	++
5 Einbeziehung REG in Wirtschaftsgespräche und -delegationen	x	x	x	x	x	x	x	++
6 Flexible Finanzierungsinstrumente	x	x	x	x	x	x		+
7 Lehrgänge und Ausbildungsangebote für ausländische Akteure	x	x	x	x	x	x	x	+
8 Verstärkte Präsentationen "angepasster" Energieversorgungslösungen auf Messen u.ä.	x	x	x	x	x	x		+
9 Verstärkte Berücksichtigung "erneuerbarer" Systemelemente bei Industrie- und Kraftwerksanlagen			x	x	x	x	x	-
<b>C ) Verbesserung der Datenbasis</b>								
10 Systematische Einbindung in Energie- und Emissionsbilanzen	x	x	x	x	x	x	x	+
11 Erweiterte Informationsdatenbanken zu Technik, Systeme, Genehmigungsverfahren,	x	x	x	x	x	x	x	+
<b>D )Verbesserte Vermarktung</b>								
12 Einrichtung von Börsen für REG (Strom, Biobrennstoffe)	x	x	x	x	x			+
13 Nachfragebündelung (Procurement)			x		(x)	x		+
14 Zertifizierung von Anlagen, Produkten und Ausbildung		x	x	x	x	x	x	-

BaWüinstrumwk4: 24.8.99

Märkte auch F&E-Mittel verstärkt aus der Wirtschaft fließen – wie das bereits bei der Windenergie der Fall ist –, trotzdem wird eine Anpassung und eventuelle Umschichtung des bisherigen F&E-Budgets zweckmäßig sein, um die längerfristige Weiterentwicklung fortschrittlicher Nutzungstechnologien sicherzustellen. Regenerative Energien sollten generell wie andere „Schlüsseltechnologien“ behandelt werden, die wegen ihrer grundsätzlichen volkswirtschaftlichen Bedeutung für förderungswürdig gehalten werden und damit, trotz (oder gerade wegen) vorhandener Märkte und privatwirtschaftlichem Engagement, über längere Zeiträume ausreichende öffentliche F&E-Mittel erhalten.

Um Stabilität und Wachstum der Märkte für regenerative Energien längerfristig zu sichern, ist eine stärkere Hinwendung zur **Exportförderung** und einer intensiveren Einbindung in die **Entwicklungszusammenarbeit** von zentraler Bedeutung. Vielfach existieren in den potentiellen Importländern Bedingungen, welche eine Ausweitung regenerativer Energien grundsätzlich begünstigen, nämlich wachsender Energiebedarf; gutes Angebot an natürlichen Energiequellen, noch nicht verfestigte Energieinfrastrukturen. Außerdem hängen die Chancen eines effektiven Klimaschutzes wesentlich davon ab, ob dort eine ausreichend schnelle und weitgehende Ausbreitung dieser Energien stattfindet. Entsprechende Markterfolge umzusetzen erfordert den Einsatz geeigneter Instrumente. Wesentlich ist insbesondere, daß regenerative Energien als leistungsfähige Technologieoption in alle einschlägigen Wirtschaftsgespräche und –verhandlungen aufgenommen werden und in gleichem Maße unterstützt und gefördert werden wie andere exportorientierte Technologiebereiche. Einzubeziehen sind dabei auch Technologien, die zwar hohe Marktpotentiale besitzen, aber nicht in Mitteleuropa eingesetzt werden können (z.B. solarthermische Kraftwerkstechnik; an deren Weiterentwicklung u.a. auch in Baden-Württemberg gearbeitet wird). Von großer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die Einführung praktikabler Joint-Implementation-Verfahren und die vorrangige Einbindung regenerativer Energien in Vereinbarungen der internationalen Klimaschutzpolitik.

In der **Entwicklungszusammenarbeit** sollte ein Schwerpunkt bei Finanzierung, Beratung, Ausbildung und Demonstration im Bereich regenerativer Energie liegen mit besonderem Augenmerk darauf, wie durch entsprechenden Technologie- und Wissenstransfer diese Option der Energieversorgung dauerhaft in den Nutzerländern verankert werden kann. Für einen bestimmten Zeitraum sollten die Bemühungen der Hersteller um Information, Werbung, Aufbau von „Technikschaufern“ und Ausbildung ausländischen Personals verstärkt unterstützt werden.

Weitere Instrumente zur dauerhaften Verankerung regenerativer Energien in das volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Geschehen ist die **Verbesserung der Datenbasis** im statistischen und informatorischen Bereich. So wird zwar jedes Erdöl- oder Kohlederivat minutiös in Energiebilanzen aufgelistet, regenerative Energien sind aber oft noch unter „Sonstige“ subsummiert und durch unklare Abgrenzungen (Müllverbrennung) behindert.

Eine wachsende Bedeutung dürfte dem Einsatz zeitgemäßer **Vermarktungsinstrumente** zukommen, die dem dezentralen Charakter des Einsatzes regenerativer Energien entgegenkommen und die große Zahl der Akteure gleichberechtigt und wirkungsvoll einbinden. Dazu

gehören zukünftig Börsen für grünen Strom und für Biobrennstoffe, die Einrichtung von Netzwerken, die Bündelung der Nachfrage, vor allem jedoch die Zertifizierung von Anlagen, der Energieproduktion und der einschlägigen Ausbildungsgänge. Eine leichtere „Vermarktung“ kann auch dadurch erreicht werden, daß durch die Kombination von Techniken zur Nutzung regenerativer Energien mit kosteneffizienten Maßnahmen der rationellen Energienutzung die Rendite erhöht werden kann und damit derartige Systemlösungen für den Contracting-Bereich und andere Betreibermodelle attraktiver werden.

## 7.5 Empfehlungen für die Flankierung des monetären Förderkonzepts

Aus der Fülle der erläuterten nichtmonetären Maßnahmen werden einige herausgegriffen, deren Anwendung man im Rahmen eines Förderkonzepts für Baden-Württemberg besondere Aufmerksamkeit schenken sollte. Es handelt sich um

- **Vorgaben in der Bauleitplanung zur Erleichterung der Verbreitung erneuerbarer Energien:** Die Bauleitplanung erlaubt die Festlegung der Firstausrichtung in neu zu erschließenden Baugebieten. Dabei reicht meist die Festlegung des Verlaufs der Erschließungsstraßen in Ost/West-Richtung. In Flächennutzungsplänen kann berücksichtigt werden, wo Hauptleitungen von Nahwärmeversorgungen verlaufen und wo sich der Standort von Heizentralen befinden soll. Diese Möglichkeiten sollten konsequent ausgenutzt werden.
- **Verstärkte Anwendung der Möglichkeiten der Anschlußpflicht an Nahwärmenetze; Ausräumung vorhandener juristischer Unsicherheiten:** In den meisten Bundesländern (auch in Baden-Württemberg) erlauben die Gemeindeordnungen neben dem Ausschluß bestimmter Heizungen (Verbrennungsverbote für feste Brennstoffe) auch die Festlegung einer Anschlußpflicht an (Fern-/Nah-) Wärmeversorgungen. Diese muß mit dem Vorliegen eines öffentlichen Interesses begründet werden, wozu i.allg. „allgemeine Gründe des Umweltschutzes ausreichen“<sup>41</sup>. Unklarheiten bzw. Meinungsverschiedenheiten resultieren aus der Frage, ob Klimaschutz einen unmittelbaren Nutzen für die betroffenen Bürger darstellt. So kommt der durch ein Nahwärmeversorgung verbesserte Klimaschutz hauptsächlich der Allgemeinheit zugute und nur zu einem vernachlässigbar geringen Teil der Gemeinde, welche die Anschlußpflicht verfügt (bei KWK-Anlagen kann sich die lokale Belastung sogar erhöhen gegenüber einer generellen Verminderung von Schadstoffen und Ressourcenverbrauch). Eine juristische Klarstellung, unter welchen Bedingungen eine Anschlußpflicht zulässig ist, und eine Ermunterung der Gemeindeverwaltungen von Seiten der Landesregierung, diese auch durchzusetzen, ist daher für die Verbreitung erneuerbarer Energien von großem Vorteil. Von großer Bedeutung ist hierbei der Grundgedanke, daß die betreffende Gemeinde ihren Bürgern keine Sonderlasten zum Nutzen der außerhalb des Gemeindegebiets lebenden Allgemeinheit aufbürden darf. Damit ist die kostengünstige Planung und Errichtung von Nahwärmeversorgungen von

---

<sup>41</sup> Kunze, Bronner, Katz: Kommentar zur Gemeindeordnung Baden-Württemberg.

entscheidender Bedeutung. In Verbindung mit dem vorgeschlagenen Förderkonzept wird man aber gerade Mehrkosten vermeiden können. Dabei ist auch zu berücksichtigen, daß neben der Gemeinde auch Dritte (z.B. Contractoren) als Betreiber einer Nahwärmeversorgung in Frage kommen und nicht allein aus dem Grund benachteiligt werden dürfen, weil sie im Unterschied zur Gemeinde über keine hoheitlichen Rechte verfügen. In der Praxis zeigt sich, daß engagierte Gemeinden die Anschlußpflicht fast immer ökologisch begründen können. Sofern die resultierenden Vollkosten nicht höher als bei einer sonst erforderlichen Zentralheizungen sind, gibt es in der Anfangsphase zwar noch Informationsbedarf, aber nach ca. zwei Jahren erfolgt i. allg. eine Identifikation mit dem zunächst aufgezwungenen Heizungssystem. Bei guter argumentativer Vorarbeit werden auch um 10-20% höhere Kosten akzeptiert.

- **Anreize zur Minderung des Eigentümer/Nutzer-Konflikts:** Juristische Lösungsvorschläge erscheinen hier eher kontraproduktiv. Empfehlenswert sind vielmehr die folgenden Ansätze: Ausstellung eines Wärmepasses speziell für Mietgebäude, anhand dessen der Mieter den für die Nebenkosten relevanten jährlich zu erwartenden Verbrauch an Brennstoffen und Strom erkennen kann sowie begleitenden PR-Maßnahmen, mit denen erreicht werden soll, daß Umlagen in Höhe der durch eine Solaranlagen eingesparten Energieverbrauchskosten durch die Mieter akzeptiert werden und für den Vermieter ein „Imagegewinn“ resultiert (z.B. Grüne Hausnummer).
- **Erleichterung der Finanzierung im Rahmen des öffentlichen Haushaltsrechts:** Erneuerbare Energien sind gekennzeichnet durch hohe anfängliche Aufwendungen und geringe Kosten für den laufenden Betrieb. In den Kommunalverwaltungen wird streng unterschieden zwischen dem Vermögenshaushalt, aus welchem Investitionen zu finanzieren sind, und dem Verwaltungshaushalt, aus dem laufende Betriebskosten gedeckt werden. Dies führt bei der kommunalen Finanzierung derartiger Anlagen selbst dann zu Problemen, wenn bei einem Vollkostenvergleich die erneuerbare Energien das günstigste Ergebnis liefern, da Verschiebungen zwischen dem Vermögens- und dem Verwaltungshaushalt nur schwer möglich sind. Die Verwaltung hat aber häufig nicht die Möglichkeit, aus Eigeninitiative und ohne gesondertes Votum des Gemeinderates die langfristig kostengünstigere Energieversorgungsvariante zu realisieren. Dieses Problem kann durch den Einsatz von Contractoren umgangen werden, welche die anfänglichem Investitionskosten übernehmen und sich dann über entsprechend ausgestaltete langfristige Lieferverträge ihre Aufwendungen wieder vergüten lassen. Die (Mehr-)Kosten für erneuerbare Energien werden dann vollständig aus dem Verwaltungshaushalt bezahlt. Dabei ist allerdings zu beachten, daß die langfristigen Lieferverträge ähnlich wirken wie eine Kreditaufnahme, die ebenfalls in gleichbleibenden Beträgen zurückgezahlt werden muß. Von der Kommunalaufsicht werden daher derartige Verpflichtungen bei der Berechnung der Gesamtverschuldung der Kommune mitberücksichtigt, so daß die hierfür gültigen Obergrenzen auch beim Einsatz von externem Contracting berücksichtigt werden müssen.

Eine sehr erfolgreiche Variante ist das in Stuttgart entwickelte Modell des verwaltungs-internen Contracting. Hier wurde einer engagierten Abteilung des Umweltamtes ein

„Startkapital“ zur Verfügung gestellt. Mit diesem Kapital konnten Energiesparmaßnahmen (einschl. erneuerbarer Energien) an kommunalen Liegenschaften durchgeführt werden. Mit dem Fachamt (z.B. Bäderamt), welches für den Betrieb des jeweiligen sanierten Gebäudes zuständig ist, wird vor Beginn der Maßnahme eine Vereinbarung getroffen, welcher Anteil der zukünftigen Betriebskosteneinsparung jährlich an die als „Contractor“ in Vorleistung getretene Abteilung für Energiewirtschaft zurückgezahlt wird. Das durch diese Abteilung erschlossene Einsparpotential für Energie und Wasser ist erheblich. Allein im Jahr 1997 betrugen die Einsparungen bei den Heiz-, Strom- und Wasserkosten 33 Mio. DM. Demgegenüber standen Aufwendungen der Abteilung für Personal, Datenverarbeitung und Abschreibungen von nur 6 Mio. DM /Kienzlen 1998/. Ein Teil der Differenz von 27 Mio. DM steht für weitere Projekte zur Verfügung. Letztendlich kommt der gesamte Betrag der Stadt Stuttgart zugute. Externes und internes Contracting haben den Vorteil, daß die jeweiligen Maßnahmen von Fachleuten mit profundem Fachwissen und Praxiserfahrung konzipiert und durchgeführt werden. Die interne Variante hat den zusätzlichen Vorteil, daß die gesamte Maßnahme (mit Ausnahme der Bauausführung) verwaltungsintern ausgeführt wird und somit Schnittstellen zu externen Beratungsunternehmen vermieden werden. Dem zusätzlichen Vorteil der verwaltungsinternen Gewinnabschöpfung steht prinzipiell das Risiko gegenüber, daß durch Fehlplanungen das anfänglich eingesetzte Kapital verloren geht. Bei geeigneter Ausgestaltung ist dieses Risiko jedoch gering, wie die Stuttgarter Erfahrungen belegen. Wenigstens in größeren Städten kann daher der Aufbau von **stadtinternen Contractingabteilung** empfohlen werden. Diese wird kurzfristig das bestehende große und wirtschaftlich lukrative Einsparpotential in öffentlichen Liegenschaften erschließen. Langfristig werden diese Aktivitäten auch den erneuerbaren Energien zugute kommen. Die Landesregierung könnte hier unterstützend aktiv werden.

- **Anpassung von Auflagen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrW-AbfG) und anderer Umweltauflagen:** Die Auswirkungen des Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrW-AbfG) und von Umweltauflagen auf die Verbreitung von erneuerbaren Energien wirken sich hauptsächlich im Bereich der Biomasse aus.

**Feststofffeuerungen** führten in der Vergangenheit insbesondere in dicht besiedelten Gebieten zu einer nicht mehr akzeptablen Belastung der Luft mit Abgasen. Durch Verbrennungsverbote für feste Brennstoffe in neu errichteten Feuerungsanlagen wurde diesem Mißstand in vielen Gemeinden entgegengewirkt. In der Zwischenzeit konnte die Technik der Holzfeuerungen (speziell der Holzzentralheizungen) ganz erheblich<sup>42</sup> verbessert werden. Die Gründe für das Verbot von Holzheizungen sind damit weitgehend entfallen. Unnötige Behinderungen, welche in der Vergangenheit ihre Berechtigung hatten, sollten daher aufgehoben werden.

---

<sup>42</sup> Die Emissionen von CO, Staub und C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> konnten innerhalb von 10 Jahren um einen Faktor 10 bis 100 reduziert werden.

Die Schließung des Stoffkreislaufs bei der Verbrennung von Holz macht Probleme, da die Gefahr besteht, daß die Schadstoffkonzentration in der **Asche** die erlaubten Grenzwerte überschreitet. Dies gilt besonders für Rinde in der sowohl Schwermetalle als auch nützliche Nährstoffe konzentriert sind. Dabei wird häufig übersehen, daß die Asche keinesfalls mehr Schadstoffe enthalten kann, als bereits in dem Brennstoff enthalten waren. Diese Schadstoffe verbleiben bei konventioneller Bewirtschaftung vollständig im Wald, falls die Entrindung der Stämme bereits am Ort des Einschlags vorgenommen wird. Die energetische Verwertung von Rinde führt dagegen zu einer Entlastung des Waldbodens hinsichtlich der Schwermetallbelastung. Von den Schwermetallen, die aus der allgemeinen Schadstoffbelastung der Luft in den Wald eingetragen wurden, befindet sich der größte Teil in der Flugasche, welche zurecht als Sondermüll entsorgt wird. Bei der Rückführung des bei weitem größeren Anteils der Rostasche sollten keine unnötigen Hürden aufgebaut werden.

Eine kostenmäßig besonders günstige Möglichkeit zur energetischen Verwertung von Altholz ist die **Mitverbrennung** in Kohle-Wirbelschichtkesseln. Kohlekraftwerke benötigen ohnehin aufwendige Anlagen zur Abgasreinigung.<sup>43</sup> Durch diese Technologie wird fossiler Brennstoff durch erneuerbare Energien ersetzt. Bis zu einem Anteil von 25% kann Holz als Sonderbrennstoff dem Regelbrennstoff Kohle ohne besondere Genehmigungsaufgaben oder feuerungstechnische Umrüstungen zugefügt werden. Bezüglich des Schadstoffausstoß ergeben sich kaum Unterschiede durch den teilweisen Ersatz von Kohle durch Altholz /Dupont 1998/. Eine derartige Anlage benötigt bei heutigen Kosten für Altholz keine Förderung für Umbau oder Betrieb. Wie das Beispiel des Heizkraftwerks Afferde bei Hameln zeigt, ist es prinzipiell auch möglich, Wirbelschichtblöcke so umzubauen, daß sie in beliebigem Verhältnis mit Holz oder Kohle gefahren werden können. In Afferde genügte es, einen Entstickungsteil nachzurüsten, um auch bei stark mit PVC und Holzschutzmitteln belasteten Hölzern die Grenzwerte der 17.BimSchV deutlich zu unterschreiten /Afferde 1998/. Die bestehenden Auflagen für die (Mit-)Verbrennung von Altholz sollten diesen Gegebenheiten angepaßt werden.

Baden-Württemberg, welches bezüglich der Vorschriften für die Genehmigung **von Biogasanlagen** bereits eine Vorreiterrolle einnimmt, kann weitere Maßnahmen zur Erleichterung des Baus derartiger Anlagen ergreifen: In zunehmendem Maße versuchen die Betreiber von Biogasanlagen die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen durch Mitvergärung (sog. **Cofermentation**) von Bioabfall wirtschaftlicher zu betreiben. Die Biogasanlage wird dadurch eine gewerblich betriebene Anlage zur Abfallbeseitigung, für welche zu Recht schärfere gesetzliche Regelungen greifen. Die Anlage muß mit einer speziellen Hygienisierungsstufe für den Bioabfall ausgerüstet sein und bei der behördlichen Abnahme die Erfüllung aller Auflagen nachweisen. Der eingehende Bioabfall wird ebenso wie später das vergorene Substrat auf schädliche Inhaltsstoffe kontrolliert. Zusätzlich werden in regelmäßigen Abständen die Böden überprüft, auf denen das vergorene Sub-

---

<sup>43</sup> Bezüglich der chemischen Zusammensetzung wäre Kohle als Sondermüll einzustufen!

strat ausgebracht wurde. Angesichts dieser scharfen Kontrollen sind die noch vorhandenen Auflagen zur Ausbringung des vergorenen Substrats aus derartigen Anlagen in der jetzigen Form nicht mehr angemessen und sollten gelockert werden.

## 7.6 Zum Stellenwert einer Quotenregelung zur Förderung des Ausbaus regenerativer Energien und einige daraus resultierende Empfehlungen.

Quoten- oder Anteilsmodelle werden sowohl auf EU-Ebene wie auch national und in verschiedenen Bundesländern als gut geeignetes Instrument zur Förderung regenerativer Energien diskutiert<sup>44</sup>. Insbesondere betonen die großen deutschen EltVU seine Eignung als Ersatz für das bestehende Stromeinspeisungsgesetz. Beim Quotenmodell legt der Staat den Anbietern oder den Verbrauchern von Energie eine Mindestverpflichtung für die Nutzung regenerativer Energien (oder der Kraft-Wärme-Kopplung) innerhalb eines bestimmten Zeitraums auf. Diese Quote muß nicht selbst erfüllt werden, regenerative Energie kann hinzugekauft, überschüssige regenerative Energie verkauft und/oder an einer Strombörse gehandelt werden. Ggf. können dem Staat auch Pönalen im Falle der Nichterfüllung der Quoten bezahlt werden. Wird der Verbraucher verpflichtet, so kann er diese Verpflichtung an Energieerzeuger bzw. -lieferanten delegieren bzw. können die letzteren dies als „Dienstleistung“ anbieten und bei überzeugender Ausgestaltung u.U. auch Wettbewerbsvorteile erzielen.

Zentrales Element des Quotenmodells ist der Zertifikatshandel, mit dessen Hilfe eine Trennung des physikalischen Verkaufs von regenerativer Energie und ihrem Handel erfolgt. Die Erzeuger regenerativer Energie erhalten diese Zertifikate von staatlicher Seite, der Energiehändler bzw. -verkäufer muß sie (ggf. beauftragt von den Verbrauchern) erwerben und damit die Erfüllung der Quote nachweisen. Zertifikate können auch an (Energie-) Börsen gehandelt werden, wobei sich ihre Preise entsprechend Angebot und Nachfrage einstellen. Im Gegensatz zu dem bestehenden StrEG und den verschiedenen Modifikationsvorschlägen bestehen gegen Quotenregelungen grundsätzlich keine verfassungsrechtlichen Bedenken. Außerdem sind sie EU-rechtskonform und vereinbar mit den Harmonisierungsbemühungen der EU-Kommission. Sie sind deshalb auch ohne größeren Schwierigkeiten auf Importenergie und auf den Handel mit anderen EU-Ländern ausdehnbar. Da sie – unter dem „Schutz“ der Quote – eine Markt für regenerative Energien nachbilden mit den entsprechenden Auswirkungen auf Wettbewerb und Stimulierung von Kostensenkungen und technischer Innovation, sind sie mit dem liberalisierten Energiemärkten voll kompatibel und daher bei konsequenter Durchführung ein prinzipiell sehr geeignetes Instrument für die Markteinführung **größerer Mengen** regenerativer Energien solange bis etwa über Ökosteuern ihre volle Konkurrenzfähigkeit mit herkömmlichen Energien erreicht ist.

Obwohl Quotenregelungen hauptsächlich für den Strombereich diskutiert werden, sind sie auch für den Wärmemarkt einsetzbar. Ihr großer Vorteil besteht darin, daß sie keine Belas-

---

<sup>44</sup> Genaue Erläuterungen zu Quotenregelungen findet man z.B. in (Menges 1998; Traube 1998; BMU/UBA 1999; Apfelstedt 1998).

tung öffentlicher Haushalte darstellen und die Verantwortung für die aktive Markteinführung auf die wesentlichen Akteure im Bereich des Energiehandels und der Energieerzeugung verlagern und dort jedem interessierten unabhängigen Energieerzeuger den Zugang ermöglichen.

Andererseits bestehen noch kaum Erfahrungen mit Quotenregelungen. In Ländern, welche Quotenmodelle ansatzweise praktizieren (Niederlande, Großbritannien, wahrscheinlich demnächst Dänemark) sind sie stets mit preisorientierten Instrumenten und anderen Regelungen kombiniert. Außerdem zeigt sich, daß in ihrer praktischen Ausgestaltung ebenfalls zahlreiche Details und Abgrenzungen (z.B. technologiespezifische Quoten; Abgrenzung von Alt- und Neuanlagen) zu beachten sind.

Quotenregelungen können nicht auf Landesebene eingeführt werden. Ihre Wirkungsebene liegt im nationalen, besser noch im gesamteuropäischen Bereich. Insofern kann ein Bundesland sie über den Bundesrat in die Energiepolitik einbringen. Auch in Baden-Württemberg werden derzeit verstärkt Überlegungen zu Quotenregelungen angestellt. Diesen Überlegungen sollte man nicht ablehnend gegenüberstehen, sondern die Diskussion darüber aufgreifen und durch kreative Beiträge auf ihre Ernsthaftigkeit und ihre Praktikabilität hin überprüfen. Als Richtschnur für die Diskussion sollten folgende Punkte beachtet werden:

- Im Strombereich sollte auf mittlere Sicht ( bis etwa 2005) ein modifiziertes StrEG eindeutig Vorrang haben. Erst im Zusammenhang mit klaren Übergangs- und Bestandschutzregelungen sollte hier eine Veränderung erfolgen: Keinesfalls darf die bestehende Marktdynamik speziell im Bereich der Windenergie unterbrochen werden!
- Erfahrungen mit Quotenmodellen sollten in Marktbereichen gesammelt werden, die derzeit mit wenig bzw. unzureichender energiepolitischer und/oder finanzieller Unterstützung versehen sind. Es bietet sich an:
  - a) Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung für den zur Zeit durch dramatische Preisentwicklungen auf dem Strommarkt große Gefahren drohen. Hier müßten allerdings hinsichtlich des Stroms aus Biomasseanlagen Sonderregelungen vereinbart werden,
  - b) die Einführung von Quoten im Bereich des regenerativen Wärmemarktes und dort speziell im Bereich der Großanlagen. Dort gibt es kein dem StrEG vergleichbares, erfolgreiches Instrument, dessen Bestand auf absehbare Zeit sichergestellt werden muß. Prinzipiell ist denkbar, daß statt des in diesem Gutachten auf Landesebene vorgeschlagenen Bieterwettbewerbs um Fördermittel eine (bundesweite) Quotenregelung für regenerative Wärme eingeführt wird und damit Erfahrungen zur Markteinführung regenerativer Energie in liberalisierten Märkten gesammelt werden. Es ist politisch abzuwägen für welches Instrument eine größere Verwirklichungschance besteht. Auf einen angemessenen Anteil an Landesförderung im Bereich der direkten Bezuschußung sollte allerdings in jedem Fall bestanden werden.

Auf die sehr raschen und teilweise tiefgreifenden Veränderungen in den Energiemärkten muß mit großer Flexibilität reagiert werden, wenn dabei die Markteinführung regenerativer Energien nicht „unter die Räder“ kommen soll sondern im Gegenteil noch beschleunigt wer-

den soll. Dabei gibt es kein ideales Einzelinstrument. Es bedarf vielmehr eines kreativen Mixes bewährter und eingeführter Instrumente und neuer Instrumente, die in der Lage sind, der dynamischen Entwicklung der Energiemärkte zu folgen, prinzipiell auch grenzüberschreitend wirksam sein können und somit auch Chancen für neue (Export-) Märkte und für den internationalen Handel mit regenerativer Energien zu öffnen.

## 8. Literatur.

- /Afferde 1998/: Energetische Verwertung von Holzhackschnitzeln. Energie-Spektrum 12/98, S. 26-29.
- /Allnoch 1998/: N. Allnoch, Schlusemann. NRW-Arbeitsplatzstudie Regenerative Energietechniken. Im Auftrag des Min. für Wirtschaft, Mittelstand, Technologie und Verkehr in NRW, Münster 1998.
- /Altner u.a 1995/: Altner G., H.P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch: „Zukünftige Energiepolitik - Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen.“. Economica Verlag, Bonn, 1995
- /Andrew 1997/: Andrew, P., Audinet, J. Bougard, W. Bräuer, H. Connor-Lajambe,<sup>c</sup>B. Drees,H.-M. Groscurth, Ch. de Gouvello, O. Hohmeyer, S. Krüger-Nielsen, I. Kühn, B. Kuemmel, H. Lehmann, P. Matarasso, M. Poppe, T. Reetz, K.O. Schallaböck, B. Sørensen, S. Weinreich: Long-term integration of renewable energy sources into the european energy system and its potential economic and environmental impact. EU-APAS Projekt RENA-CT94-0041. Manuskript. ZEW Mannheim, 1997.
- /Apfelstedt 1998/: G. Apfelstedt. Anteilskaufmodell für Öko-Strom ohne Preisregelungen in einem marktwirtschaftlich verfaßten Strommarkt. Hess. Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit. Wiesbaden, 1998.
- /Atlas 1998/: ATLAS - Projekt im Rahmen des Thermie-Programms der EU, Berichtsteil „Renewable Energy Technologies“ Brüssel 1998.
- /BMU 1999/: Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung. Broschüre des BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn Juli 1999.
- /BMU/UBA 1999/: Möglichkeiten der wettbewerbskonformen Ausgestaltung des Stromeinspeisungsgesetzes. Zwischenbericht zum BMU/UBA-Projekt. Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. AG DLR, WI, IWR, ZSW, Forum, Bonn, Stuttgart, Wuppertal, März 1999.
- /BMW i 1998/: Unterlagen des BM für Wirtschaft zur Förderung regenerativer Energien. Bonn 1998.
- /Bröer, Witt 1999/: Bröer, A. Witt. Erneuerbare Energien in der deutschen Energiewirtschaft – Nutzung, Förderprogramme, Perspektiven, Solarthemen, EVU-Studie 1998/1999, Bad Oeynhausen 1999.
- /DEWI 1997/: K. Rehfeldt, B. Schwenk. Wo bleibt die Kostenreduktion durch die MW-Klasse? DEWI Magazin Nr. 10, Feb. 1997, S. 63 - 70.
- /Dienhart 1995/: H. Dienhart. Potentiale und Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien in der Region Stuttgart. DLR-STB-Bericht Nr. 12, Mai 1997.
- /Dienhart 1997/: H. Dienhart u.a. Nutzungsmöglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung und der regenerativen Energien. Band 2 des Klimaschutzkonzepts für das Saarland. Studie im Auftrag des Saarländ. Min. für Umwelt, Energie und Verkehr. DLR, ZSW Stuttgart 1997.
- /DIW 1997/: Blazejczak, D. Edler, H. Wessels: „Jobs fürs Klima - Beschäftigungspotentiale von Energiesparmaßnahmen im Raumwärmebereich.“ Studie des DIW Berlin im Auftrag der Umweltstiftung WWF-Deutschland, Berlin November 1997.
- /Dupont 1998/: R. Dupont. Biomassemitverbrennung in Kraftwerken. In: Der Holzkongreß – Wärme- und Stromerzeugung aus Holz. Schwäbisch Hall, 4-6-Mai 1998, S. 155-176.
- /Enquete 1990/: Energie und Klima. Herausgegeben von der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestags, 10 Bde., Karlsruhe 1990.
- /Enquete 1995/: Deutscher Bundestag (Hg.): Mehr Zukunft für die Erde, Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz, Schlußbericht der Enquete Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“, Bonn 1995.
- /Energiebericht 1997/: Energiebericht 97 Baden-Württemberg. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart, April 1998.
- /EU 1997/: European Commission: „Energy for the Future - Renewable Sources of Energy.“ White Paper for a Community Strategy and Action Plan. COM (97)599; (26./11/1997).
- /EU-Weißbuch 1997/: Erneuerbare Energien - Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. Europäisches Parlament, Ausschuß für Forschung, technologische Entwicklung und Energie. COM (97)599 final (26/11/1997). Straßburg 1997.

- /Eurosolar 1997/: Der wirtschaftliche Stand der Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union und ihr Arbeitsplatzpotential. Studie ,Bonn 1997.
- /Fishedick 1995/: M. Fishedick. Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen. Forschungsbericht Band 20, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Univ. Stuttgart. Dez. 1995.
- /Fischer 1997/. M. Fischer, J. Nitsch, W. Schnurnberger. Technischer Stand und wirtschaftliches Potential der Brennstoffzellen-Technologie im internationalen Vergleich. Gutachten im Rahmen des Monitoring-Vorhabens „Brennstoffzellentechnologie“ des Büros für Technikfolgen-Abschätzung (TAB) am Dt. Bundestag, Bonn, Oktober 1997.
- /Flaig 1994/: H. Flaig, G. Linckh, H. Mohr. Die energetische Nutzung von Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft. Projektbericht Nr. 16 im Projekt: „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg. Stuttgart, April 1994.
- /Forum 1997/: DIW/DLR/Forum: Aktionsprogramm: Abbau von Hindernissen bei der Realisierung von Anlagen Erneuerbarer Energien, Studie gefördert durch das BMWi, Bonn, April 1997.
- /Forum 1998/: B. Beck, M. Eichelbrönner, W. Pfaffenberger, C. Kemfert: „Beschäftigungseffekte durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien. Forum für Zukunftsenergien, Bonn, April 1998. (vgl. auch M. Eichelbrönner, ET 48/1998, Heft 11, S. 707 – 71).
- /Furth 1999/: Ein Dorf setzt auf Sonne und Biomasse. ZfK, August 1999.
- /Greenpeace 1997/: V. Hoffmann, G. Hille (unter Mitarbeit von H. Dienhart, O. Langniß, J.Nitsch): Studie zur Förderung der Photovoltaik und daraus resultierenden Arbeitsplätzen im Auftrag von Greenpeace, Freiburg 1997. (vgl. auch G. Hille u.a., ET 47/1997, Heft 12, S. 754 – 758).
- /Gutermuth 1999/: Bekanntmachung der Richtlinien zur Förderung von Photovoltaik-Anlagen durch ein 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm. BMWi, Bonn 15.1.1999.
- /IWR 1998/. Intern. Wirtschaftsforum Regenerative Energien; Münster, Pressemitteilung vom 29.12.1998.
- /Kienzlen 1998/: V. Kienzlen. Kommunales Energiemanagement in Stuttgart – Beispiele und Ergebnisse. In: VDI-Bericht 1424, September 1998, VDI-Verlag Düsseldorf, 1998.
- /Landtag/: Diverse Drucksachen des 12. Landtags Baden-Württemberg der Jahre 1998 und 1999.
- /LfU 1995/: Möglichkeiten und Grenzen einer Verwertung von Rest-und Altholz. Handbuch Abfall 1 der Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg, Dez. 1995.
- /LNV 1996/: Die Nutzung der Windkraft aus der Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes. Landesnaturschutzverband Baden-Württemberg. Grüne Hefte Nr. 23, Stuttgart 1996.
- /Long-Term 1998/: LTI-Research Group (Ed.). Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Physica-Verlag, Heidelberg, New York. 1998.
- /Hartmann 1995/: H. Hartmann, A. Strehler. Die Stellung der Biomasse - Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern. Bericht für das BM für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BML), Landwirtschaftsverlag Münster 1995.
- /Hohmeyer 1997/: Hohmeyer, O., Beschäftigungswirkungen durch die Umsetzung einer REN- und REG-Strategie. Expertise im Rahmen des Projekts: Zukünftige Energiepolitik - Phase 2. Mannheim, Dezember 1997.
- /Holzenergie 1998/: H. Bunk, E. Maurer. Holzenergie für Kommunen – Ein Leitfaden für Initiatoren. Hrsg. Forstabsatzfonds; Bearbeitung: KEA Karlsruhe, Bonn 1998.
- /Ikarus 1997/: G. Stein, B. Strobel (Hg.): Politiksznarien für den Klimaschutz, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Bd. 1: Szenarien und Maßnahmen, Schriften des FZ Jülich, Reihe Umwelt, Band 5, 1997.
- /Langniß 1997/: O. Langniß, J. Nitsch. Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010. Expertise für die Gruppe „Energie 2010“ im Auftrag der Niedersächs. Energieagentur, Stuttgart, Mai 1997.

- /Langniß, Nitsch, 1997/: O. Langniß, J. Nitsch. Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010.“ Expertise im Rahmen des Projekts: Zukünftige Energiepolitik - Phase 2. Stuttgart, Mai 1997.
- /Long-Term 1998/: LTI-Research Group (Ed.). Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Physica-Verlag, Heidelberg, New York. 1998.
- /Lutz 1996/: A. Lutz. Energiekonzepte für Neubaugebiete. Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, Karlsruhe 1996.
- /Kaltschmitt 1990/: M. Kaltschmitt. Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs. IER-Bericht, Band 7, Dezember 1990.
- /Kaltschmitt/Wiese 1993 u.1997/: M. Kaltschmitt, A. Wiese. Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer-, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage, 1997, (auch 1. Auflage 1993).
- /KEA 1998/: Klimaschutz durch Holzenergie. Broschüre der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-württemberg GmbH., Karlsruhe 1998.
- /Klaiß/Staiß 1992/: H. Klaiß, F. Staiß (Hrsg.) "Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum". Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin, 2 Bände 1992.
- /Mackay 1998/:R.M. Mackay, S.D. Probert. Likely Market Penetrations of Renewable Energy Technologies. Applied Energy, Vol 59, No.1,pp1-38,1998.
- /Mangold 1996/: D. Mangold. Kostenanalyse der Herstellung von Solarkollektoren und mögliche Kostenreduktionen durch Massenfertigung. 6.Symposium Thermische Solarenergie, OTTI, Tagungsband S. 330-334, 1996.
- /Mangold 1998/: D. Mangold, E. Hahne. Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen. 8. Symposium Thermische Solarenergie, OTTI Regensburg, Tagungsband S. 420-427, 1998.
- /Marktübersicht 1997/: R. Schüle, M. Ufheil, M. Neumann. Thermische Solaranlagen, Marktübersichten 1997/98, Öko-Institut, Freiburg.
- /Menges 1998/: R. Menges. Angebotsseitige und nachfrageseitige Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt. Energiestiftung Schleswig-Holstein. Kiel 1998
- /MLR 1999/: Informationen des Ministeriums für den ländlichen Raum. www. mlr. baden- wuerttemberg.de.
- /MUV 1999/: Umweltdialog „Zukunftsfähiges Baden-Württemberg“. Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Stuttgart, März 1999.
- /Nast 1998/: M. Nast. Markt- und Kostenentwicklung auf dem Solarthermiemarkt in Deutschland. 5. Fachkongreß „renergie 98“, Hamm. Tagungsband. S. 223-230, 1998.
- /Nast, Nitsch 1994/: M. Nast, J. Nitsch. Solare Wärmeversorgung einschl. Großwärmespeicher in Baden-Württemberg. Projektbericht Nr. 18 im Projekt: „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg. Stuttgart, April 1994.
- /Nitsch 1997a/: J. Nitsch. Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energien in Städten. Beitrag zum Sonderheft der Baukammer Berlin über Solarenergie, Berlin , Aug. 1997.
- /Nitsch 1997b/: J. Nitsch, O. Langniß. Kosten und Märkte regenerativer Energieanlagen. VDI-Bericht 1361. S. 3-28. VDI-Verlag Düsseldorf, 1997.
- /Nitsch 1998/: J. Nitsch. Probleme der Langfristkostenschätzung – Beispiel Regenerative Energien. Manuskript, Workshop des Umweltbundesamtes, Rotenburg a.d. Fulda, 8./9. Okt. 1998.
- /Nitsch, Langniß 1999/: J. Nitsch, O. Langniß. Ausbau regenerativer Energien und daraus resultierende Beschäftigungseffekte. Manuskript für die H.Boeckler-Stiftung. Erscheint im Sept. 1999.
- /Nitsch, Luther 1998/: J. Nitsch, J. Luther u.a. Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Freiburg, Stuttgart, März 1998.
- /Nitsch, Rettich 1993/: J. Nitsch, S. Rettich, M. Köttner: Biogasnutzung in Baden-Württemberg. Tagungsband Biogas – Nutzungsmöglichkeiten für Baden-Württemberg. Stuttgart, Juni 1993.

/Perspektiven 1987/: J. Nitsch (Federführung) Erneuerbare Energiequellen für Baden-Württemberg. Materialband V im Projekt: Perspektiven der Energieversorgung. Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg. Stuttgart, November 1987.

/Pfaffenberger,1997/: W. Pfaffenberger, C. Kemfert. Beschäftigungseffekte regenerativer Energien. Bremer Energie Institut 1997.

/PV 1996/: Photovoltaics in 2010. Investigation of the European Photovoltaic Industry Ass. (EPIA) . EU Commission, Directorate-General für Energy. Brussels 1996.

/Referenzanlagen DLR 1997/: Referenzanlagen für die lokale und kommunale Energieversorgung. DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart. Oktober 1997.

/Rogner 1996/: H.H.. Rogner. Hydrogen Technologies and the Technology Learning Curve. Institute for Integrated Energy Systems, Uni. of Victoria, Victoria, B.C., Canada 1996.

/Schade 1996/: D. Schade, W. Weimer-Jehle. Energieversorgung und Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emission. Springer Berlin, Heidelberg 1996.

/Schade 1999/: D. Schade, W. Weimer-Jehle. Kernenergieausstieg und Klimaschutz in Baden-Württemberg. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg. Stuttgart, Juli 1999.

/Shell 1995/: „Energie im 21. Jahrhundert.“ Studie der Shell-AG Hamburg, aktuelle Wirtschaftsanalysen 5, Heft 25 (1995).

/Staiß 1998a/: F. Staiß, G. Hille. Nutzungsperspektiven der Photovoltaik in industrialisierten Ländern. Manuskript zur Jahrestagung Forschungsverbund Sonnenenergie Bonn, Sept. 1998. ZSW Stuttgart 1998.

/Staiß/Böhnisch 1994/: F. Staiß, H. Böhnisch u.a. Photovoltaische Stromerzeugung; Import solarer Elektrizität. Projektbericht Nr. 17 im Projekt: „Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden- Württemberg. Stuttgart, April 1994.

/Statistik 1999/: Kennzahlen Baden-Württemberg, Statistisches Landesamt. www. Statistik. baden – wuerttemberg. de, 1999.

/Stromthemen 6/99/: Gutachten zur Wirtschaftlichkeit von KKW. Stromthemen 6/99, S.6.

/Stromthemen 1999/: Deutsche Stromversorger: 2,3 Mrd. DM für Erneuerbare. Stromthemen 6/99, Seite 7.

/Traube 1998/: K. Traube, M. Riedel. Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung. Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), Heft 2, 1998, S.25ff.

/Trieb 1998/: F. Trieb, J. Nitsch, G. Knies. Markteinführung solarthermischer Kraftwerke. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48 (1998) Heft 6, S. 392-397.

/WEC 1995/: „Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond.“ Joint IIASA - World Energy Council Report, Luxemburg, London 1995.

/WEC 1998/. „Energie für Deutschland - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext.“ Dt. Nat. Komitee DNK des Weltenergie Rates. Düsseldorf 1998

/Wegener 1994/: G. Wegener, A. Frühwald. Das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential durch Holznutzung. Energiewirtsch. Tagesfr. 44(1994), Heft 7, S. 421-425.

/Wiernsheim 1998/: H. Böhnisch, M. Nast. Schadstoffminderung im Städtebau - Modellvorhaben dörfliche Bebauung Wiernsheim. Studie im Auftrag des BM für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau. Band 36 der Reihe: Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte des Bundesamts für Bauwesen und Raumordnung, Bonn 1998.

/Van Bergen 1998/: J. van Bergen. Nutzungsmöglichkeiten von Holz in der Energieversorgung von Schwäbisch Hall. Tagungsband: „Der Holzkongreß“, Schwäbisch Hall 4.- 6. Mai 1998, S.47-60.