

# Erneuerbare Energien – Potentiale und Perspektiven<sup>1</sup>

Joachim Nitsch, Ole Langniß

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt,  
Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart  
Abt. Systemanalyse und Technikbewertung

## 1. Ein Langfristszenario „Solare Energiewirtschaft“ für Deutschland

### 1.1 Die Grundkonzeption des Langfristszenarios

Mehrfach wurde in den letzten zehn Jahren dargelegt, daß regenerative Energien (REG) aus technischer und struktureller Sicht die Versorgung eines mitteleuropäischen Industrielandes zu großen Teilen übernehmen können und dabei Versorgungsqualität und Wirtschaftsverträglichkeit - wenn auch bei einem insgesamt höheren Energiekostenniveau - gesichert bleiben, /Winter, Nitsch 1986; Nitsch, Luther 1990; Technikfolgen 1990; Altner u.a. 1995; Jochem 1997; Lehmann, Reetz 1995; Johansson 1993; Groscurth u.a. 1996/. Die Untersuchungen kommen übereinstimmend zu dem Schluß, daß die stetige technologische Weiterentwicklung des Energieversorgungssystems auch die Einbindung von REG-Technologien mit ihren zum Teil neuartigen Charakteristika in ständig wachsendem Umfang ohne grundsätzliche technische Schwierigkeiten erlaubt.

Das vorliegende Szenario /Nitsch, Luther 1997; BMU/UBA 1999/ präzisiert und konkretisiert diese Aussage anhand eines konsistenten Ausbaupfades der Energiewirtschaft Deutschlands bis 2050. Leitbild des Szenarios ist eine Gesamtentwicklung, die sich global an ökologisch definierten Grenzen („ecologically driven development“) orientiert - also etwa an den Vorgaben des Szenarios C1 des Weltenergierats - und die technologische Verbesserungen vor allem zur Verringerung der Ressourcenintensität einsetzt. Wachstum ist zwar technologieintensiv aber nicht ressourcenintensiv. Die Industrieländer reduzieren auf diese Weise ihren Energieverbrauch beträchtlich zugunsten einer Verbrauchsausweitung in den Schwellen- und Entwicklungsländern. Nicht möglichst niedrige Energiekosten stellen das Optimierungskriterium dar, vielmehr nähert man sich durch Internalisierung externer Kosten einer nachhaltigen Ökonomie. Dieses Leitbild geht von einer großen Veränderungsbereitschaft und -fähigkeit der Gesellschaften, insbesondere in den Industriestaaten aus, unterstellt deutliche strukturelle Veränderungen und implizit auch die Hinterfragung oder Neubewertung von materiell orientierten Lebensstilen.<sup>2</sup>

Für Deutschland besteht die daraus abgeleitete Vorgabe in der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 auf ca. 20 % des Wertes von 1995. Diese Reduktion soll durch einen konsequenten, möglichst weitgehenden Einsatz von Energietechnologien, welche die Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen, erreicht werden. Hierzu werden Technologien aus drei Bereichen in zeitlich abgestufter Reihenfolge eingesetzt. Vorrangig handelt es sich hierbei um alle Technologien einer Verringerung der Nachfrage nach Nutzenergie bei gleichbleibender Energiedienstleistung (also Wärmedämmung, kleinere Fahrzeuge u.ä.) und einer rationelleren Energienutzung (also bessere Energiewandler, Heizungsanlagen u.ä.), unmittelbar begleitet vom weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung (also Nutzung von „Abwärme“) und als drittes und

---

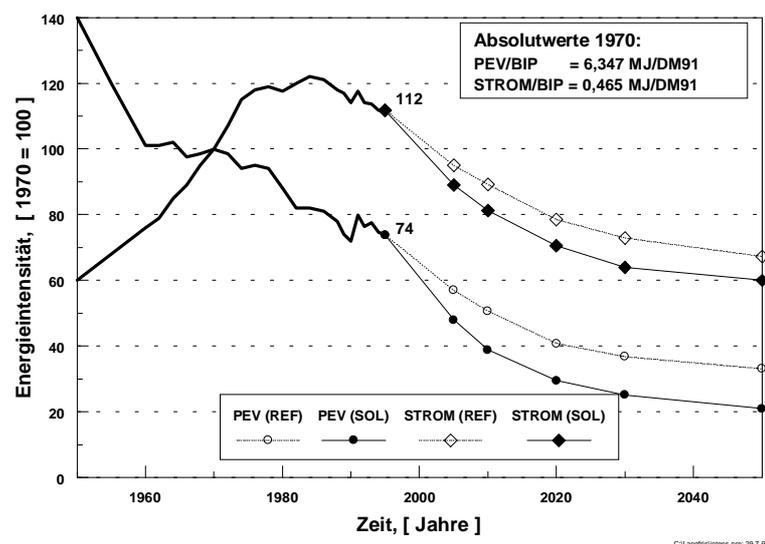
<sup>1</sup> Konferenz: Energiewende jetzt ! Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Berlin, 30./31. Oktober 1999

<sup>2</sup> Implizit deshalb, weil sich dies in dem Szenario lediglich in einer deutlichen Verringerung der angenommenen Wachstumstendenzen der energiebedarfsbestimmenden Größen zwischen 2020 und 2050 ausdrückt

zentrales Element um die Mobilisierung der REG-Nutzungstechnologien - mittelfristig lokal und regional in Deutschland und längerfristig auch in einem internationalen Energieverbund. Der technologische Bereich wird gekoppelt mit strukturellen Veränderungen, die ebenfalls geeignet sind, nachhaltige Elemente im Bereich der Energieversorgung zu stärken. Dazu gehören Veränderungen im Verkehrsträgermix ebenso wie eine deutliche Verstärkung dezentraler Komponenten in der Energieerzeugung. Mittelfristig unterstützt auch eine relative Veränderung des fossilen Energieträgermixes zu einem höheren Erdgasanteil hin die CO<sub>2</sub>-Reduktionsbemühungen.

## 1.2 Das Fundament des Szenarios: Rationellere Energienutzung und Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung

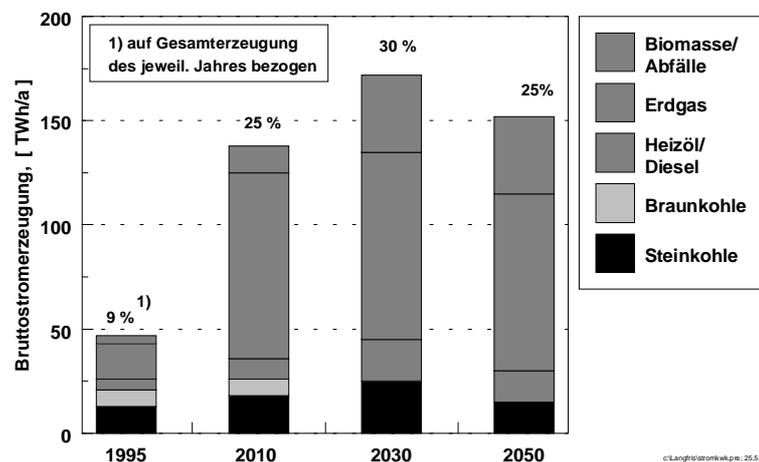
Aus der Mobilisierung möglicher, schon vielfach dokumentierter Energieeinsparpotentiale (vgl. z.B. /Enquete 1995/) kann eine deutliche und stetige Verringerung der Energieintensitäten der deutschen Volkswirtschaft resultieren (**Bild 1**). Bereits für das Referenzszenario bewirkt eine Fortschreibung des durch technischen Fortschritt und strukturelle Verschiebungen induzierten Trends eine Verringerung der Primärenergieintensität zwischen 1995 und 2050 um nahezu die Hälfte und der Stromintensität um 40 %. Im Langfristszenario wird dieser Prozeß im Zeitraum bis 2010 intensiviert; die **jährliche Einsparrate verdoppelt** sich etwa gegenüber dem langjährigen Trend /Altner u.a. 1995/. Bereits bis zu diesem Zeitpunkt verringert sich die Primärenergieintensität um 45 %, die Stromintensität um knapp 30 %. Mit sich abschwächender Tendenz setzt sich dieser Prozeß bis zum Jahr 2050 fort. Die entsprechenden Werte für die Verringerung der Intensitäten bis zu diesem Jahr lauten 72 % und 46 %. Der Primärenergieeinsatz beträgt, bezogen auf die Wirtschaftsleistung, dann also noch ein Viertel des heutigen Wertes, der Stromeinsatz etwa die Hälfte. Mit den vorgegebenen Rahmendaten des Referenzszenarios resultiert daraus im Jahr 2050 mit 5 300 PJ/a ein um 42 % geringerer Endenergieverbrauch im Vergleich zu heute.



**Bild 1:** Entwicklung der Primärenergie- (PEV) und Stromintensitäten (STROM) seit 1950 und Entwicklung im Referenzszenario REF und im Langfristszenario SOL bis 2050, (bis 1989 Westdeutschland)

Ein weiteres wesentliches Element der Effizienzverbesserung der Energieversorgung stellt der möglichst weitgehende Einsatz von KWK-Anlagen zur gleichzeitigen Wärme- und Stromversorgung dar. Die Energieverluste im Umwandlungssektor<sup>3</sup> entstehen zu rund 80 % in Kraftwerken und Heizkraftwerken. Diese sind damit mengenmäßig höher als der Endenergieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser. Deshalb kommt dem weiteren Ausbau der KWK im Rahmen von Effizienzstrategien höchste Bedeutung zu. Zu den technisch-strukturellen Potentialen der KWK in Deutschland gibt es zuverlässige Angaben (z.B. /Enquete 1995, Pruschek 1994, Schulz 1993; KWK 1994; Lux,Thöne 1996/). Ein Vergleich dieser Potentialabschätzungen mit Anteilen der KWK an der Stromerzeugung in anderen europäischen Ländern (bis zu 35 % Anteil) zeigt den großen Spielraum, den die deutsche Energiewirtschaft hier noch besitzt. Derzeitig werden lediglich 6 % des Bedarfs an Raumheizung und Warmwasser und 30 % des Prozeßwärmebedarfs unter 500 °C aus KWK-Anlagen bereitgestellt, womit stromseitig knapp 10 % der Stromerzeugung abgedeckt werden. Eine wärmeseitige Potentialabschätzung auf der Basis der Siedlungs- und Gebäudestruktur und des industriellen Prozeßwärmebedarfs unter Berücksichtigung eines deutlich zurückgehenden Wärmebedarfs führt zu einem technischen **KWK-Strompotential von rund 200 TWh/a** /Altner u.a. 1995; Nitsch 1997/. Dies entspricht rund 35 % der derzeitigen Bruttostromerzeugung Deutschlands. Davon entfallen rund 80 TWh auf die industrielle KWK, 55 TWh/a auf öffentliche (große) HKW zur Fernwärmeversorgung und 65 TWh/a auf öffentliche und private BHKW zur Nahwärmeversorgung, wobei die Abgrenzung zwischen den letzteren fließend ist. In allen Bereichen sind noch beträchtliche Zuwächse möglich. Allein das BHKW-Potential entspricht einer potentiellen Gesamtleistung von rund 12 000 MW<sub>el</sub> bzw. 10 % der derzeitigen Stromerzeugungskapazitäten.

Der Einsatz der KWK ist eine vielfach wirtschaftliche Möglichkeit der Energienutzung. Ihre Ausweitung kann daher vor allem im ersten Drittel des Langfristszenarios (bis 2010) erfolgen. Den im Szenario angenommenen Ausbau der KWK, aufgeteilt nach den eingesetzten Energieträgern, zeigt **Bild 2**. Eine starke Zubaudynamik wird bei erdgasgefeuerten BHKW,



**Bild 2:** Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung Deutschlands im Langfristszenario "Solare Energiewirtschaft".

<sup>3</sup> 1995 mit 4 000 PJ/a = 28 % des Primärenergieverbrauchs; einschließlich Leitungsverlusten und statistischen Differenzen

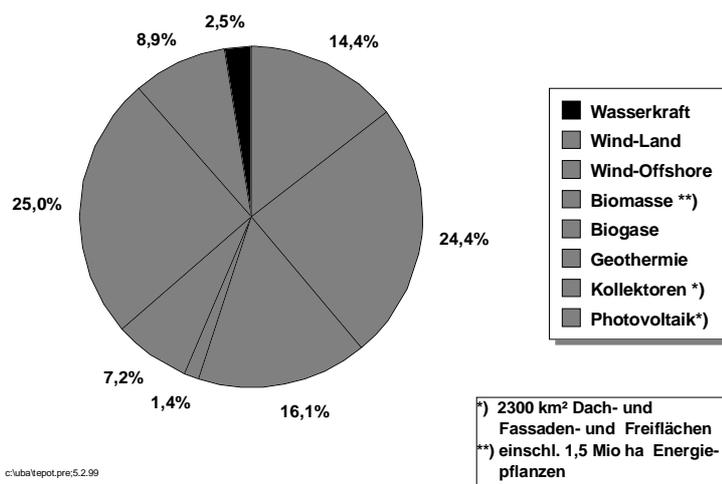
Gasturbinen- und GuD-Anlagen unterstellt; aber auch kohle- und müllgefeuerte HKW vergrößern noch ihre Beiträge bis 2010. Auch der Biomasseeinsatz (einschl. Klär- und Biogas) nimmt deutlich zu. Mit einer Bruttostromerzeugung von 140 TWh/a sind damit rund 70 % des Potentials erschlossen; der Beitrag zur gesamten Bruttostromerzeugung liegt bei 25 %. Im mittelfristigen Zeitraum bis 2030 wird die Biomasse-KWK weiter erschlossen, wobei hier vor allem Vergasungstechniken zum Einsatz kommen. In diesen Zeitraum fällt auch die Markteindringung von KWK-Anlagen mit hoher Stromkennzahl, also auch von Brennstoffzellen. KWK-Strom trägt dann zu 30 % zur Stromversorgung bei. Längerfristig (bis 2050) werden insbesondere große, kohlegefeuerte HKW zugunsten des dann bereits großen Anteils der REG-Stromerzeugung außer Betrieb genommen, Steinkohle stellt dann aber immer noch denselben Beitrag zur KWK-Stromerzeugung wie heute.

Durch unzureichende Rahmenbedingungen im Rahmen der Deregulierung des Strommarktes ist allerdings Bestand und erst recht der weitere Ausbau der KWK derzeit stark gefährdet. Nur rasches energiepolitisches Handeln (Vorrangregelungen z.B. Quote für KWK-Strom) kann die hier vorgeschlagene Erweiterung der KWK-Nutzung und damit auch den Einsatz neuer innovativer KWK-Techniken (z. B. Brennstoffzellen) sichern.

### 1.3 Entwicklung regenerativer Energien (REG) im Langfristszenario

Aus aktuellen Untersuchungen sind ausreichend belastbare Angaben zu technischen Potentialen von REG in Deutschland ableitbar, (vgl. insbesondere /DIW 1994; BMWi 1994; Kaltschmitt, Wiese 1993; BMU/UBA 1999). Ausgangspunkt für die weiteren Überlegungen ist das in /BMU/UBA 1999/ dargestellte **Referenzpotential**. Es beläuft sich auf ein Primärenergieäquivalent von **8 500 PJ/a** (= 60 % des PEV von 1997) bzw. auf einen potentiellen Beitrag zur Stromerzeugung in Höhe von 525 TWh/a (= 103 % der Bruttostromerzeugung 1997) und zur Wärmeerzeugung in Höhe von 3 600 PJ/a (= 70 % des betreffenden Endenergiebedarfs) (**Bild 3**). Mit 40 % Anteil dominiert die aus Strahlungsenergie gewinnbare Energie, gefolgt von der Windenergie mit 34 %, der Geothermie mit 16% und der

525 TWh/a Strom (=103% von 1997); 1000 TWh/a Wärme (= 70% von 1997)



**Bild 3:** Beispiel für die technischen Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energien in Deutschland (Referenzpotential aus BMU/UBA 1999/).

Biomasse mit 9 %. Die heute dominierende Wasserkraft stellt davon nur knapp 3 %. Wesentliche Gründe für die Festlegung des Potentials auf diese Höhe sind:

- Die Definition von Flächen, die mit Kollektoren und Solarzellen belegt werden können. Auf Dächern stehen rund 800 km<sup>2</sup>, an Fassaden rund 150 km<sup>2</sup> (nur Photovoltaik) und auf weiteren siedlungsbezogenen Flächen wie Überdachungen, Böschungen, Lärmschutzwänden u.ä etwa 700 km<sup>2</sup> zur Verfügung. An zusätzlichen Flächen außerhalb geschlossener Siedlungsgebiete wurden weitere 650 km<sup>2</sup> als potentiell nutzbar angenommen. Die dargestellten Potentiale von Kollektoren und Solarzellen überschneiden sich nicht. Die Summe, **2 300 km<sup>2</sup>** entspricht 8 % der gesamten Siedlungsfläche oder 0,7 % der Gebietsfläche Deutschlands
- Die Begrenzung der für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung stehenden Flächen. Zwischen den derzeit stillgelegten 0,8 Mio ha und den langfristig möglicherweise stillzulegenden Flächen von 5 - 6 Mio ha wird ein Richtwert für das Flächenpotential für Energiepflanzenanbau von **1,5 Mio ha** angesetzt. Damit bleiben ausreichende Spielräume für nachhaltige Maßnahmen in der Landwirtschaft, wie flächendeckende Extensivierungen, den Abbau von Futtermittelimporten und den Anbau biogener Chemie- und Technikrohstoffe.

Die hier zugrundegelegten Potentialwerte stellen also aus heutiger Sicht einen ausreichend abgesicherten Orientierungsrahmen für das „technisch umsetzbare“ REG-Potential dar. Es ist groß genug, um für REG einen zentralen Beitrag zur Energieversorgung des „nächsten Jahrhunderts“ anzustreben. Langfristig sind die REG-Potentiale nach „oben offen“, z.B. mittels des Imports von REG-Strom oder –Wasserstoff aus einstrahlungsreichen Gebieten.

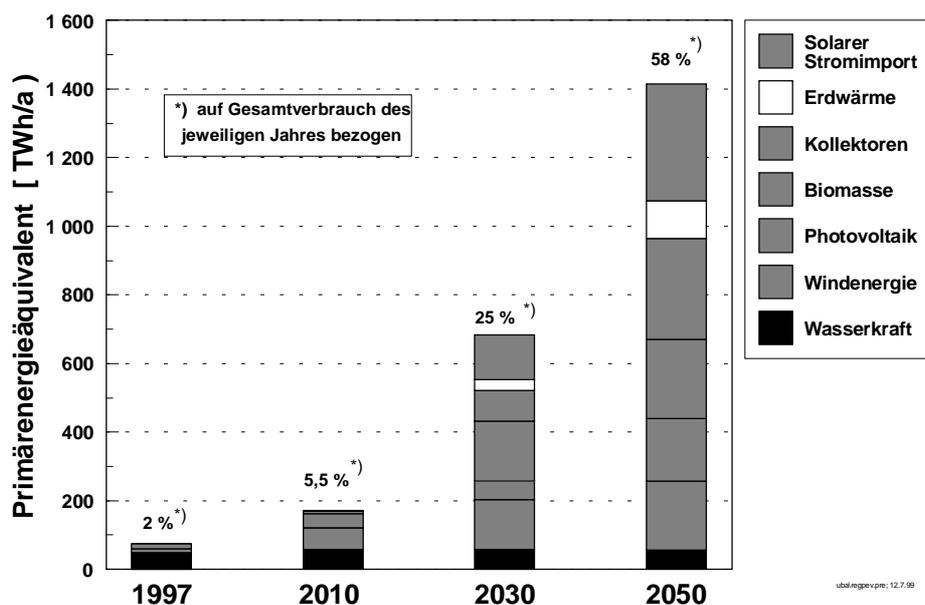
Die tatsächliche zukünftige Nutzung der REG und die Intensität ihres Ausbaus hängt entscheidend von den ökonomischen und energiepolitischen Rahmenbedingungen des nächsten Jahrzehnts ab. Es sind somit - ausgehend von ihrem derzeitigen geringen Versorgungsbeitrag in Höhe von 2 % am Primärenergieverbrauch (5 % an Strom; 1 % an Wärme) - sehr verschiedenartige Ausbauszenarien vorstellbar. Hier wird, im Hinblick auf die Forderung nach Nachhaltigkeit, davon ausgegangen, daß REG im nächsten Jahrhundert tatsächlich einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten werden.

Für 2010 werden hier **Zielwerte** vorgestellt, die **mindestens** erforderlich sind, um eine ausreichende Marktdynamik einzuleiten oder abzusichern und um die Voraussetzungen zu schaffen, die technischen Potentiale im Zeitraum bis 2050 tatsächlich ausschöpfen zu können /Altner u.a. 1995; Langniß, Nitsch 1997; BMU/UBA 1999/. Sie orientieren sich am „Verdopplungsziel 2010“. Die Beiträge der Zielwerte summieren sich auf einen Anteil von 4,3 % am PEV des Jahres 1997 (bzw. von 5,5 % am PEV 2010 des Szenarios), dem 2,2-fachen des heutigen Wertes (**Bild 4**). Der Anteil an der Stromerzeugung verdoppelt sich etwa und erreicht 10 %, die Beiträge zur Wärmeerzeugung steigen, ausgehend von einem niedrigen Niveau, relativ stärker und erreichen im Jahr 2010 einen Anteil von 3 % am betreffenden Endenergiebedarf. Die wesentlichen Zuwächse kommen in diesem Zeitraum von der Windenergie und der Biomasse, die Wachstumsraten sind aber für Photovoltaik, Solarkollektoren und die Geothermie am höchsten.

Werden die genannten Zielwerte bis zu diesem Zeitpunkt erreicht, kann auch von einer entsprechenden Fortsetzung der einmal eingeleiteten Wachstumsdynamik ausgegangen werden. Unter der Annahme einer charakteristischen Wachstumsfunktion mit einem Sättigungsniveau in der Nähe des jeweiligen technischen Potentials kann dann der weitere Zuwachs der einzelnen REG-Technologien beschrieben werden. **Der REG-Beitrag** am jeweiligen Primärenergieverbrauch steigt **bis 2030 auf 26 % und erreicht im Jahr 2050 58 %**. Bis 2030 sind die Potentiale der Wasserkraft und der Biomasse vollständig, die der Windenergie jedoch erst zu

30 % erschlossen. Letzteres und das große Potential der Strahlungsenergie, das bis 2030 ebenfalls erst zu knapp 20 % erschlossen ist, bieten danach weiteren Spielraum zur Ausweitung der REG-Beiträge. Auch die geothermische Energienutzung spielt dann eine wichtige Rolle. Im Jahr 2050 tragen schließlich 70 % der oben definierten technischen Potentiale (Bild 5) zur Energieversorgung Deutschlands bei.

Zum Zeitpunkt 2030 stellt auch - bei einmal angestoßener Entwicklungsdynamik der REG-Technologien - der Import solaren Stroms eine realistische Option dar /Nitsch, Staiß 1997/. In dem Szenario trägt er im Jahr 2030 zu 5 % und im Jahr 2050 zu 14 % zum Primärenergieverbrauch Deutschlands bei. Solarthermische und photovoltaische Kraftwerke mit einer Leistung von 15 GW (2030) bzw. 40 GW (2050) speisen dazu in das europäische Verbundnetz ein.



**Bild 4:** Beitrag regenerativer Energiequellen am Primärenergieverbrauch des Langfristszenarios „Solare Energiewirtschaft“ (Substitutionsmethode für die Ermittlung des Primärenergiebeitrags)

### 1.5 Primärenergiestruktur und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Der zielgerichtete Einsatz der drei Strategieelemente:

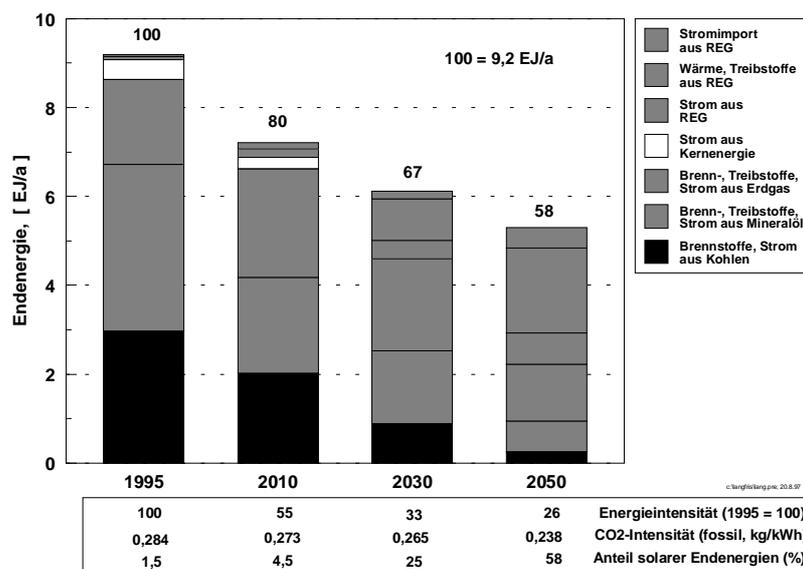
- Stetige Verringerung der Energieintensität mittels deutlich rationellerer Energienutzung und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung,
- Mittelfristig Verringerung der CO<sub>2</sub>-Intensität des fossilen Beitrags durch relativ stärkere Nutzung von Erdgas und
- Kontinuierliche Steigerung des REG - Anteils über gut 50 Jahre

bewirken eine völlige Veränderung der Struktur der Energieversorgung. Dies wird an der Grafik des **Bild 5** deutlich, welche den Endenergiebedarf des Szenarios nach der Herkunft der Energiequellen aufschlüsselt. Die heutige Dominanz von Kohle, Mineralöl und Erdgas mit 93 % Anteil an der Bereitstellung von Endenergeträgern sinkt stetig. Fossile Quellen tragen im Jahr

2050 noch mit (immerhin) 40 % zur Bereitstellung von Brennstoffen, Treibstoffen und Strom bei mit eindeutigem Schwerpunkt beim Erdgas. Erdgas vergrößert seinen Beitrag bis 2010 und ist bis etwa 2030 noch mit etwa derselben Absolutmenge wie derzeit an der Bereitstellung von Endenergie beteiligt. Es dominiert bei der Strom- und Wärmebereitstellung, Mineralöl wird aus dem Wärmemarkt verdrängt und fast ausschließlich nur noch für die Bereitstellung von Treibstoffen eingesetzt<sup>4</sup>. Die Kernenergienutzung läuft bis etwa 2020 aus. Knapp 60 % der Endenergie ist im Jahr 2050 regenerativen Ursprungs. Wärme aus Strahlung, Biomasse und Geothermie stellt 36 %; es wird also neben Raumwärme und Warmwasser auch ein Teil der Prozeßwärme gedeckt. 22 % sind regenerative Elektrizität, wovon wiederum 60 % aus regenerativen Quellen im Inland stammen. Importiert wird Strom aus solaren Kraftwerken und aus Off-shore Windanlagen.

Diese Veränderung der Primärenergiestruktur ist mit deutlich sinkenden energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Von derzeit 890 Mio t/a sinken sie über 657 Mio. t/a (2010) und 460 Mio. t/a (2030) auf 200 Mio t/a im Jahr 2050 und erreichen damit praktisch die Zielmarke einer 80 %-igen Verringerung gegenüber 1995. Die Reduktion um rund 700 Mio. t/a CO<sub>2</sub> bis zum Jahr 2050 teilt sich wie folgt auf die Technologie- bzw. Maßnahmenbündel auf

- Verschiebung der Energieträgerstruktur zu Erdgas:<sup>5</sup> 34 Mio. t/a
- Effizientere Energienutzung und -wandlung; Verringerung von Nutzenergie über Trend hinaus: 290 Mio. t/a
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung: 50 Mio. t/a
- Ausbau regenerativer Energien: 320 Mio. t/a



**Bild 5:** Struktur des Endenergieverbrauchs im Langfristszenario nach den eingesetzten Primärenergiequellen

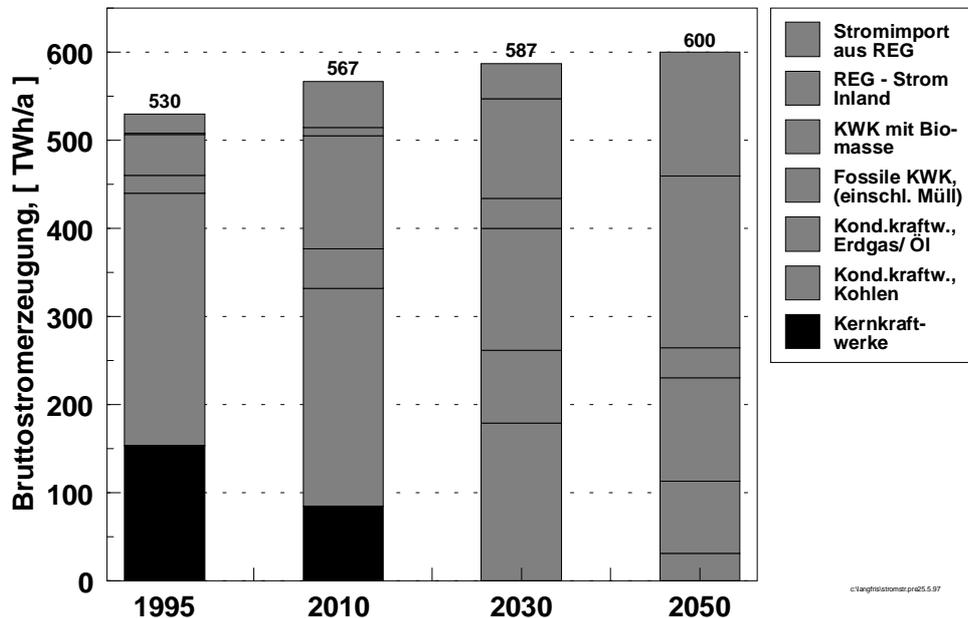
<sup>4</sup> Daneben wird Mineralöl im nichtenergetischen Bereich eingesetzt

<sup>5</sup> Abgeleitet aus dem reduzierten Beitrag fossiler Energien im Jahr 2050. Relativ sind dies immerhin 16 % der Gesamtemissionen

## 1.6 Die Entwicklung der Stromversorgung

Obwohl der absolute Beitrag von Strom endenergieseitig nur noch um 20 %, also mit einer mittleren Wachstumsrate von 0,25 %/a, wächst, steigert sich sein Anteil am Endenergieverbrauch von derzeit 17 % auf 35 % im Jahr 2050. Auf Grund dieser zunehmenden Bedeutung und unter Berücksichtigung der Tatsache, daß durch die Einspeisung regenerativer Energien neue Anforderungen auf die Stromversorgung zukommen, wird im folgenden näher auf diesen Bereich eingegangen.

Beim Umbau der Stromversorgung in Richtung Nachhaltigkeit können zwei Etappen unterschieden werden. Der erste, fünfzehn- bis zwanzigjährige Abschnitt ist im wesentlichen durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung gekennzeichnet, deren Beitrag an der Bruttostromerzeugung von heute 9 % auf 25 bis 30 % wächst (**Bild 6**; vgl. auch Bild 2). Die mit REG erzielbaren Beiträge sind trotz ehrgeiziger Zubauziele im Jahr 2010 mit 10 % noch relativ gering. Im Szenario werden diese Zubauziele durch eine Rücknahme der Erzeugung aus Kondensationskraftwerken um 15 % (Kernenergie, Braunkohle und geringfügig Steinkohle bei gleichzeitiger Zunahme von Erdgas) erreicht. Vom Zuwachs im KWK-Bereich profitiert neben Steinkohle vor allem das Erdgas, so daß der gesamte Steinkohleeinsatz zur Stromerzeugung konstant bleibt und derjenige des Erdgases auf das 2,5-fache wächst. Der Braunkohleeinsatz sinkt bis 2010 auf 75 % des heutigen Wertes. Trotz Halbierung des Beitrags der Kernenergie und eines Anstiegs der Stromerzeugung aus fossilen Quellen um rund 20 % sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 320 Mio t/a auf 295 Mio t/a infolge des Ausbaus der KWK<sup>6</sup>, des (noch geringen) Anstiegs der REG und der Verschiebung des Brennstoffeinsatzes zum Erdgas.

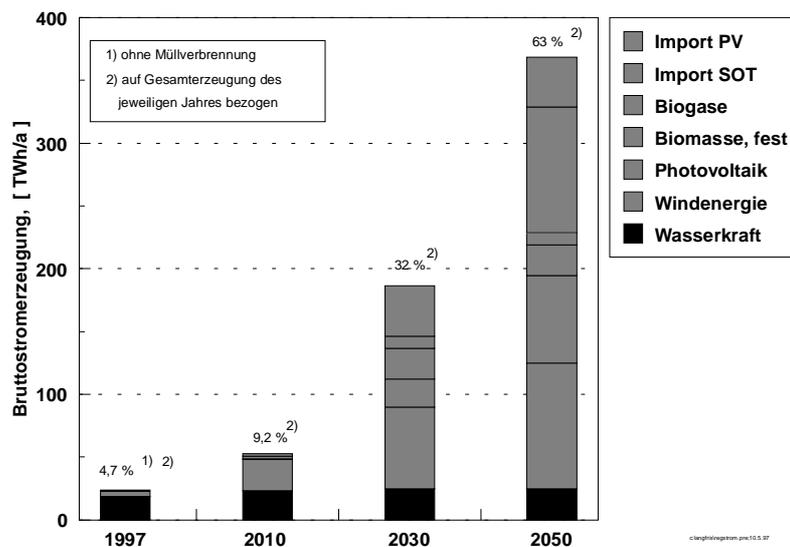


**Bild 6:** Struktur der Stromerzeugung im Langfristszenario nach Energiequellen und Kraftwerksarten

<sup>6</sup> Die Emissionsminderung der KWK wurde hier der Stromerzeugung gutgeschrieben durch Abzug des Brennstoffeinsatzes für eine äquivalente Wärmeerzeugung in Heizkesseln

Festzuhalten ist, daß diese Etappe des Umbaus der Stromversorgung nur eingeleitet werden kann, wenn in den kommenden Jahren Kraftwerksneubauten für **Zuwachs- und Ersatzbedarf vorrangig als KWK- und REG-Anlagen** vorgenommen werden und dadurch Kondensationsleistung zurückgedrängt wird. Dies spricht gegen den weiteren Ausbau der Braunkohlenutzung und verlangt den Abbau von Kernkraftwerken. Ein mit einem wirksamen „Einstieg“ in regenerative Energien gekoppelter Kernenergieausstieg ist also der eigentliche Schlüssel für den Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung.

Die zweite Etappe des Umbaus ist durch einen deutlichen Zuwachs von REG-Anlagen gekennzeichnet, der nach 2010 mit sich beschleunigender Marktdynamik einsetzt. REG stellen im Jahr 2030 bereits 32 % der Bruttostromerzeugung (**Bild 7**). Das Stromerzeugungspotential der Biomasse in der KWK ist mit 35 TWh/a in den vorgegebenen Potentialgrenzen bereits voll ausgeschöpft, die Windenergie liefert bereits 65 TWh/a und auch die Photovoltaik stellt mit 23 TWh/a bereits einen beträchtlichen Beitrag. Hinzu tritt importierter Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken mit Speicherbetrieb (40 TWh/a). Der Anteil fluktuierenden Stroms aus Wind und Photovoltaik beträgt jetzt 15 % der Bruttostromerzeugung; die übrigen regenerativen Beiträge aus der Wasserkraft, der Biomasse und aus solarthermischen Kraftwerken sind in Grenzen an den Strombedarf anpaßbar. Der Beitrag fossil gefeuerter Kraftwerke ist wegen des Wegfalls der Kernenergie noch um 15 % höher als heute. Er wird stark durch erdgasgefeuerte GuD- Anlagen (Kond. KW und HKW) geprägt, welche in zunehmendem Maße den Ausgleich zwischen regenerativem Angebot und Stromnachfrage sicherstellen (vgl. dazu u.a. auch /Kaltschmitt, Fishedick 1995/ und /Fishedick 1995/).



**Bild 7:** Beiträge regenerativer Energiequellen an der Stromversorgung im Langfristszenario, aufgeteilt nach Energiequellen (SOT = Solarthermische KW, PV = Photovoltaik; beispielhafte Aufteilung)

Nach 2030 werden **REG zur Hauptquelle der Stromerzeugung** mit einem Anteil von **63 % im Jahr 2050**. In diesem Zeitabschnitt geschieht der Zubau überwiegend bei der Photovoltaik (Inland 70 TWh/a; Import 40 TWh/a) und bei solarthermischen Kraftwerken (100 TWh/a), auch die Windenergie wächst noch auf 100 TWh/a. Der Importanteil an der Bruttostromerzeugung beträgt 23 % und ist etwa so hoch, wie der heutige Beitrag der Kernenergie. Der fluktuierende Anteil der REG-Stromerzeugung liegt bei 35 %. Der Beitrag fossiler Energien beim Kondensationsstrom stützt sich nun weitgehend auf gasgefeuerte GuD- und Gasturbinenanlagen; 25 % des Stroms kommt aus KWK-Anlagen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung, welche be-

reits im Jahr 2030 auf 230 Mio. t/a gesunken waren, betragen im Jahr 2050 nur noch 90 Mio. t/a. Die Nutzung der Kernenergie ist gegen 2020 eingestellt worden; die Braunkohle wird spätestens im Jahr 2040 nicht mehr benötigt.

## 2. Der Schlüssel zum Langfristszenario - der Einstieg bis 2010

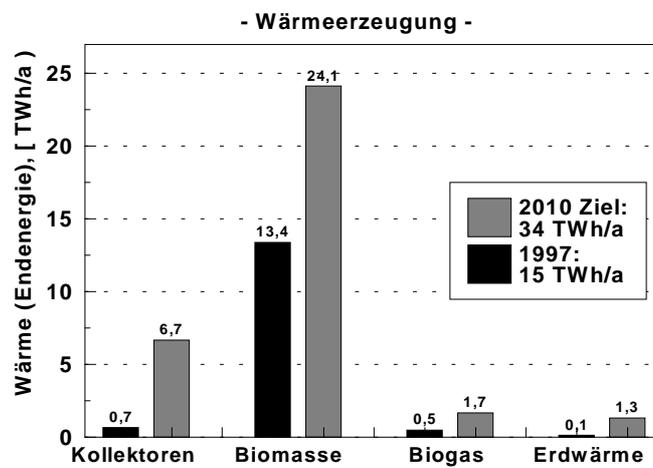
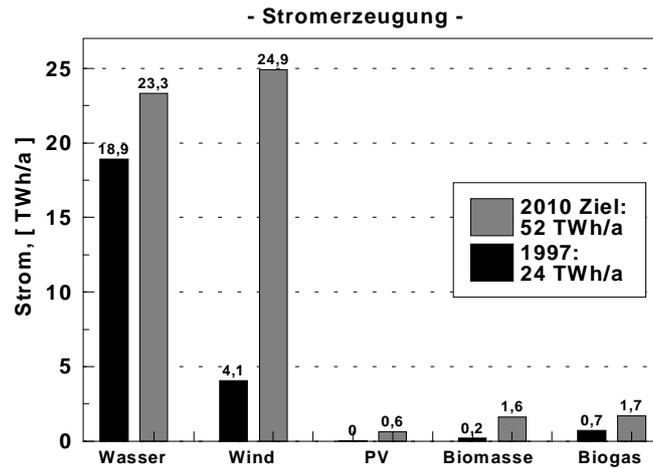
### 2.1 Zielwerte 2010 für regenerative Energien und dadurch hervorgerufene Investitionen

Der Zeitraum bis 2010 muß dazu dienen, den Weg für die hier beschriebenen Optionen ernsthaft zu öffnen und - wie bereits mit der Nutzung der Windenergie eingeleitet - die Voraussetzungen für eine breite Nutzung von REG-Stromerzeugungsanlagen rechtzeitig zu schaffen. Die für 2010 vorgestellten Zielwerte des REG-Ausbaus bewirken eine Verdopplung der REG-Stromerzeugung auf 10% und einen 3 %igen Beitrag am Brennstoffbedarf für die Wärmeenergieerzeugung. Trotz des noch relativ geringen Versorgungsbeitrages stellt dieser angestrebte Ausbau innerhalb des vorgeschlagenen Zeitraums unter den gegenwärtigen energiepolitischen Rahmenbedingungen ein ehrgeiziges Ziel dar. Dies wird aus den gegenüber 1997 zusätzlich zu installierenden Leistungen und der bis 2010 zu erreichenden Steigung der jährlichen Zubauraten ersichtlich:

- **Wasserkraft:** 900 MW<sub>el</sub> (überwiegend Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen); Erhöhung der Stromerzeugung um rund 20 %.
- **Windenergie:** 10 400 MW<sub>el</sub>; Jahreszubaurate bis 2010 etwa gleichbleibend
- **Photovoltaik:** 650 MW<sub>el</sub>; Erhöhung der Jahreszubaurate auf das 30-fache.
- **Solarkollektoren:** 17 Mio. m<sup>2</sup> Kollektoren; Erhöhung der Jahreszubaurate auf das 6-fache.
- **Biomasse:** 7 000 MW<sub>th</sub> Feuerungsleistung ( 500 MW<sub>el</sub> in KWK); Erhöhung der Jahreszubaurate auf das rund 4-fache.
- **Biogas:** 500 MW Gaserzeugungsleistung (150 MW<sub>el</sub> in KWK); Erhöhung der Jahreszubaurate auf das rund 4-fache.
- **Geothermie:** 500 MW<sub>th</sub>; derzeitige Zubaurate = 0.

Die damit bereitstellbaren Strom- und Wärmemengen können **Bild 8** entnommen werden. Den deutlich größten Zuwachs liefert der Zubau an Windenergie (vgl. auch Tab. 1), gefolgt von der Biomasse und der Wasserkraft.

Aus den Zielwerten lassen sich in Verbindung mit der angenommenen Entwicklung der spezifischen Investitionen der REG-Wandlungstechnologien die durch den Ausbau hervorgerufenen Investitionen bis zum Jahr 2010 ableiten. Sie belaufen sich, einschließlich der zur Wärmebereitstellung erforderlichen Nahwärmenetze, kumuliert zwischen 1998 und 2010 auf insgesamt 67 Mrd DM /BMU/UBA 1999/, was jahresdurchschnittlichen Werten von 5 Mrd. DM/a entspricht. Rund 10% der Investitionen entfallen auf Nahwärmenetze. Derzeit beträgt der Jahresumsatz für REG-Anlagen bereits 3,5 Mrd. DM, wovon nahezu die Hälfte auf Windanlagen entfällt. Der Zuordnung zu den energetischen Zuwächsen (als Primärenergieäquivalent) in diesem Zeitraum (**Tabelle 1**) läßt sich ein Aufwand-/Nutzen-Verhältnis entnehmen.



**Bild 8:** Beitrag regenerativer Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung im Jahr 2010 bei Verwirklichung des „Verdopplungsziels“

**Tabelle 1:** REG-Zuwachs von 1997 bis 2010 (Primärenergie) und dazu erforderliche Investitionen für Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung (einschl. KWK-Anlagen bei Biomasse, Wärmepumpen bei Geothermie und Nahwärmenetze)

	Zuwachs an jährlicher Energieerzeugung		Kumulierte Investitionen (Geldwert 1997) Mrd. DM	Investitionen/ Zuwachs an Energieerzeugung Mio. DM/ TWh/a
	TWh/a	% von Gesamt		
Wasserkraft	9,0	10,0	4,6	511
Windenergie	51,6	57,0	21,0	410
Biomasse (Reststoffe)	11,5	12,8	7,4	640 <sup>1)</sup>
Biomasse (E-pflanzen) <sup>2)</sup>	4,1	4,5	2,6	640 <sup>1)</sup>
Biogas, Klärgas	3,7	4,1	2,7	730
Kollektoren	7,2	8,0	20,8	2880
Photovoltaik	1,5	1,7	5,9	3920
Geothermie	1,5	1,9	1,8	1200
<b>Gesamt</b>	<b>90,1</b>	<b>100</b>	<b>66,8</b>	
Mittelwert			5,1	740

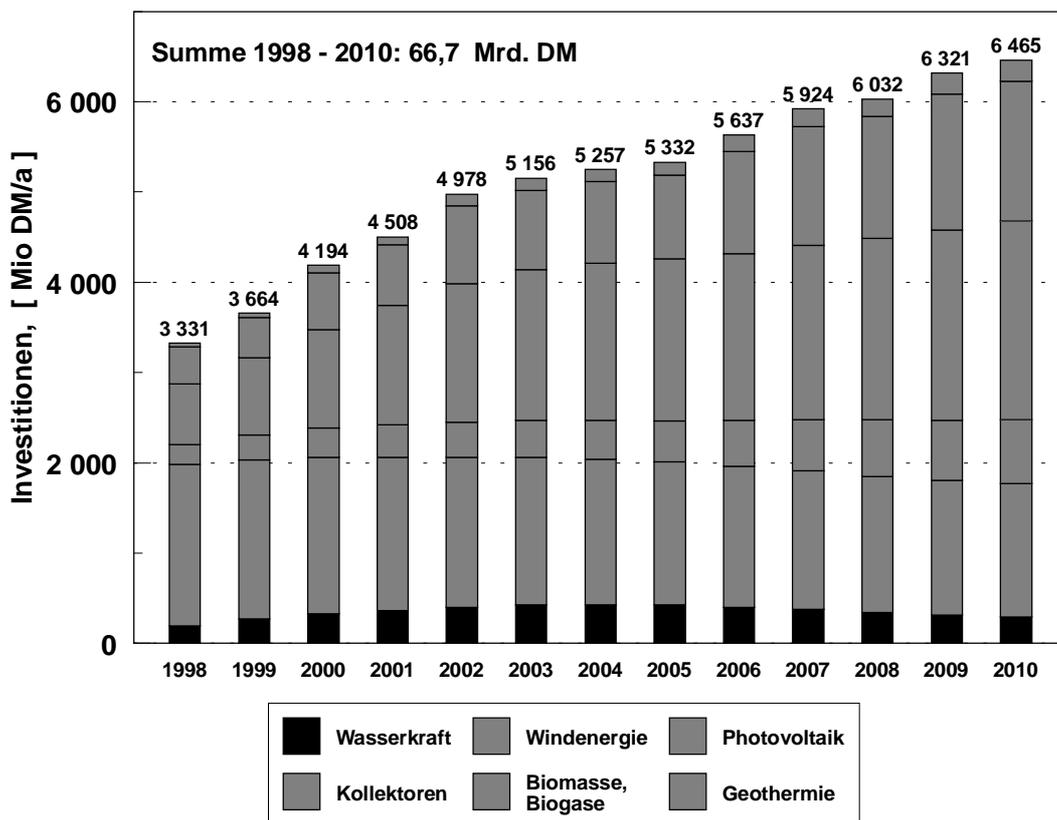
<sup>1)</sup> Für die Beurteilung der Kosten der Biomasse sind zusätzlich die Kosten für die Bereitstellung der Brennstoffe zu beachten

<sup>2)</sup> Einschließlich Brennholz

Es lassen sich drei Gruppen von REG unterscheiden:

- Relativ preiswerte, technisch gut entwickelte und bereits eingesetzte Technologien, die den weitaus größten Anteil des Zuwachses bis 2010 erbringen: Windenergie, Bio-Festbrennstoffe auf Reststoffbasis und Wasserkraft mit zusammen 80 % des Zuwachses bei 50 % der Gesamtinvestitionen.
- Technologien mit noch geringem Breitereinsatz bzw. hauptsächlichem Demonstrationsstatus und teurer als Gruppe 1, die aber bei entsprechender Marktausweitung relativ rasch technische und kostenseitige Verbesserungen versprechen: Solarthermische Kollektoren, Biogastechnik<sup>7</sup>, Energiepflanzennutzung (höhere Brennstoffkosten) und Geothermie mit zusammen 18% des Zuwachses bei 41 % der Gesamtinvestitionen.
- Die Photovoltaik als derzeit noch teure, jedoch in vielfältiger Form bereits erprobte und eingesetzte Langfristoption mit sehr hohem Potential mit 1,7 % Anteil am energetischen Zuwachs bei 9% der erforderlichen Investitionen.

Im zeitlichen Verlauf (**Bild 9**) steigen die Investitionen von 3,3 Mrd. DM/a im Jahr 1998 auf 6,5 Mrd. DM/a im Jahr 2010, die Gewichte verschieben sich von der derzeit dominierenden Windenergie zur Biomasse und solarthermischen Kollektoren und gegen Ende des Betrachtungszeitraums zur Photovoltaik



**Bild 9:** Durch den den REG-Zubau angestoßene, nach Energietechniken differenzierte Investitionen bis zum Jahr 2010

<sup>7</sup> Der Klärgas- und Deponiegaseinsatz ist eher der Gruppe 1 zuzurechnen

## 2.2 Aufwendungen für die REG-Ausbaustrategie bis 2010

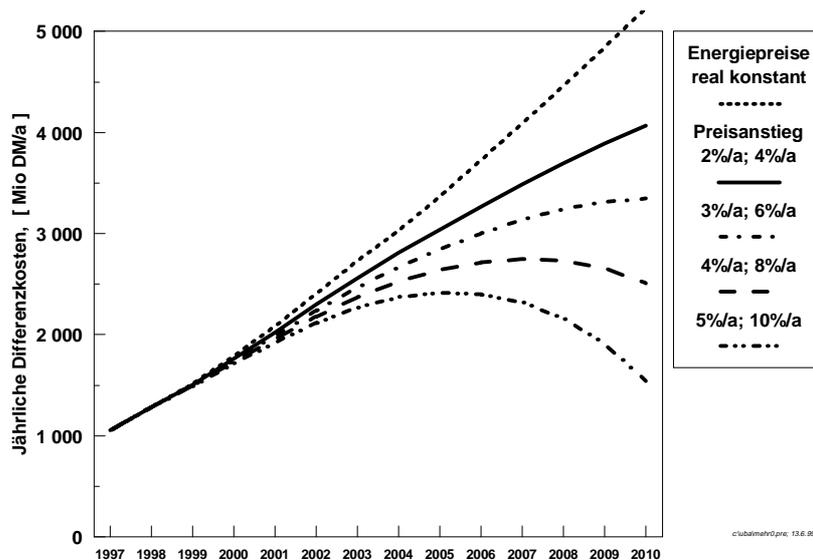
Die entscheidende Voraussetzung zur Verwirklichung des Szenarios „Solare Energiewirtschaft“ ist der wirksame Einstieg in die beschriebene REG-Mobilisierung. Die „Differenzkosten“ dieses REG-Zubaus lassen sich auf der Basis anlegbarer Strom- und Wärmepreise (frei Endverbraucher) ermitteln. Dazu wurde als Referenz eine Energiepreisentwicklung angenommen, welche von einem realen 25%igen Anstieg (im Mittel 2%/a) bis zum Jahr 2010 ausgeht.<sup>8</sup> Sie sind mit den Gestehungskosten der Energie aus REG-Anlagen zu vergleichen. Diese bestehen aus den Kapitalkosten der Investitionen (verzinst mit 6 %), den Aufwendungen für Wartung und Betrieb der Anlagen, den Kosten für Nahwärmeverteilungen und den Kosten für die Bereitstellung der Biomassebrennstoffe. Zur Zeit (Basisjahr 1997) besteht eine rechnerische „Deckungslücke“ von etwa **1 Mrd. DM/a (Bild 10)**, wenn große Wasserkraftwerke, die vielfach sehr günstig Strom produzieren, aus der Kostenermittlung herausgenommen werden. Umgelegt auf den Energieverbrauch im Strom- und Wärmemarkt sind dies allerdings lediglich 0,05 Pf/kWh. Die Differenzkosten werden derzeit zu einem wesentlichen Teil durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) aufgebracht (1997: 280 Mio. DM/a; 1998: 400 Mio. DM/a; 1999: 500 Mio. DM/a). Weitere Fördermittel stammen von den Förderprogrammen der Länder, zinsverbilligten Krediten der Deutschen Ausgleichsbank und der Kreditanstalt für Wiederaufbau und der Eigenheimzulage für Solaranlagen. Ein aktueller Unterstützungsschub setzt derzeit ein durch das 100 000 Dächer-Programm und das 200 Mio.-Programm der Bundesregierung ein. Zum kleineren Teil kommen freiwillige Zahlungen von Energieverbrauchern und Energieversorgern dazu (z.B. für kleinere, Kollektor- und Photovoltaikanlagen, freiwillige Aufwendungen der Elt-VU, zukünftig „grüner Strom“). Prinzipiell können diese Mittel auch durch ordnungspolitische Instrumente oder durch Quotenregelungen mobilisiert werden und sind dann vom jeweiligen Investor zu tragen, der sie schließlich an die Energieverbraucher weitergibt.

Im Ausbaupfad bis 2010 steigen diese Differenzkosten auf rund **4 Mrd. DM/a** (Bild 10; ausgezogene Linie), bzw. auf einen mittleren Wert im Zeitraum 1998 – 2010 von 2,6 Mrd DM/a. Auch wenn der Betrag zunächst hoch erscheinen mag, so entspricht er doch nur einem Aufschlag von **0,125 Pf/kWh** auf den gesamten Energieverbrauchs im Strom- und Wärmemarkt bzw. von 0,25 Pf/kWh<sub>el</sub> allein für Strom und 0,10 Pf/kWh<sub>th</sub> für Brennstoffe. Die Differenzkosten geben Hinweise auf das Ausmaß der Kostenbelastung, der Strom- und Brennstoffpreise ausgesetzt sind, wenn das Verdopplungsziel zeitgerecht umgesetzt wird. Die potentiellen Veränderungen sind im Vergleich zu den steuerlichen Belastungen dieser Energieträger und zu den üblichen Preisschwankungen gering.

Weitere Informationen geben die Sensitivitätsanalysen in Bild 10. Es wird deutlich, daß im Fall real konstanter (oder gar noch sinkender) Energiepreise auch nach 2010 ein stark wachsender Zuschußbedarf für REG entsteht (obere gestrichelte Kurve). Ab einem mittleren Preisanstieg von 3 %/a für Strom und 6 %/a für Brennstoffe nähern sich die Differenzkosten trotz weiterem Wachstum der Technologien einem konstanten Wert von 3,3 Mrd DM/a im Jahr 2010. Bei diesem Preisniveau sind die Differenzkosten für Wasserkraft, Windenergie und einem großen Teil der Biomasseanlagen im Jahr 2010 bereits bei Null angelangt oder sinken deutlich; der weitere Verlauf der Differenzkosten wird durch die Ausbaudynamik der trotz Kostendegressionen noch teureren Techniken Kollektor- und Photovoltaikanlagen bestimmt. Bei noch höheren (eher unwahrscheinlichen) Preissteigerungen sinken die gesamten Differenzkosten bereits wieder im Betrachtungszeitraum, weil nun auch die Differenzkosten für Kollektoranlagen geringere Werte annehmen.

---

<sup>8</sup> Ausgangswerte sind für Strom 10 Pf/kWh und für Wärme 8,5 Pf/kWh. Der angenommene Preisanstieg kann als eher vorsichtig bezeichnet werden. Im Strombereich kann es kurzzeitig noch zu einer weiteren Verringerung kommen. Mittelfristig wird sich die Preisentwicklung jedoch wieder umkehren. Im Wärmebereich dürfte das Preisminimum bereits heute durchschritten sein. Auch die Preissteigerung durch die Stufen der ökologischen Steuerreform sind zu berücksichtigen.



**Bild 10:** Differenzkosten des REG-Zubaus bis 2010 als Funktion des realen Anstiegs der Energiepreise (links: Strom; rechts: Brennstoffe, der Wärmepreis steigt etwa halb so stark wie der Brennstoffpreis)

### 3. Maßnahmen zur Erreichung des Ausbauziels 2010

#### 3.1 Allgemeine energiepolitische Schlußfolgerungen

Für den angestrebten verstärkten Ausbau erneuerbarer 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 selbst die Aufrechterhaltung der derzeitigen Marktdynamik bereits steigende Anreize in Form von Förderprogrammen des Bundes und der Länder, einem modifizierten und erweiterten StrEG und weiteren flankierenden Maßnahmen. Erst recht gilt dies für die angestrebte Verdoppelung bis zum Jahr 2010. Auch bei allmählichen Preisanstiegen, z.B. durch eine ökologische Steuerreform, kann nicht gewartet werden, bis erneuerbare 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 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 erneuerbaren Energien nachhaltigere Energieversorgung wird jedoch nur gelingen, wenn mittelfristig eine Korrektur heutiger Energiepreise auf der Basis der nicht internalisierten externen Kosten der heutigen Energieversorgung erfolgt. Für einen begrenzten Zeitraum kann die „Umlenkung“ der erforderlichen Investitionsmittel in Richtung von REG-Technologien auch durch „indirekte“ Förderinstrumente bzw. Vorrangregelungen (z.B. StrEG mit Netzaufschlag oder der Festlegung von Quoten) erfolgen, die alle Energieverbraucher gleichmäßig mit den in jedem Fall entstehenden Differenzkosten belasten.

### 3.2 Vorschläge für konkrete Instrumente und Maßnahmen

Die im Jahr 1999 beschlossenen und eingeführten Förderprogramme und der erfolgte Einstieg in die ökologische Steuerreform sowie die bereits bestehenden Maßnahmen, insbesondere das StrEG, stellen eine gut geeignete Ausgangsbasis dar, den noch zusätzlich erforderlichen „Unterstützungsschub“ für einen beschleunigten Ausbau von REG aufzubauen. Bei der Formulierung eines darauf aufbauenden Maßnahmenbündels ist wesentlich, daß bewährte und eingeführte Maßnahmen, ggf. in modifizierter Form, weiter genutzt werden können und sich neue bzw. zusätzliche Maßnahmen möglichst reibungsfrei integrieren lassen. Bei allen vorgeschlagenen Modifikationen und Ergänzungen ist auch darauf zu achten, daß in stärkerem Ausmaß wettbewerblich organisierte Instrumente zum Einsatz gelangen und somit das zukünftig zum Einsatz gelangende Maßnahmenbündel mit dem Wettbewerbsrahmen eines liberalisierten europäischen Energiebinnenmarkt weitgehend kompatibel ist bzw. in dieser Richtung hin bei Bedarf weiter angepasst werden kann.

Bei der Formulierung des Maßnahmenbündels muß der Strommarkt und der Wärmemarkt getrennt behandelt werden, da sowohl hinsichtlich der Struktur als auch hinsichtlich der Unterstützungsintensität für REG Energien beträchtliche Unterschiede bestehen. So flossen die im Jahr 1999 insgesamt eingesetzten Fördermittel für REG in Höhe von insgesamt **1 050 Mio. DM** (BMU/UBA 1999) zu 70% in den Strombereich, wovon wiederum das StrEG mit 70% den weitest größten Anteil hatte. REG im Wärmebereich waren dagegen bis 1998 nahezu ausschließlich auf Investitionszuschüsse der Länder und auf zinsvergünstigte Kredite angewiesen. Erst durch das 200 Mio.DM-Programm erhalten sie jetzt einen weiteren Unterstützungsschub. Insgesamt belaufen sich die eingesetzten Mittel jedoch auch aktuell auf weniger als die Hälfte des Volumens im Strombereich. Der derzeitige Beitrag von REG im Wärmemarkt ist mit 1% am Brennstoffeinsatz zur Wärmebereitstellung entsprechend gering. Während es also im Strommarkt darum geht, ein – im Hinblick auf das Oberziel: Verdopplung – bewährtes und erfolgreiches Instrumentarium weiter zu entwickeln und dem veränderten Wettbewerbsrahmen anzupassen ohne die bestehende Dynamik zu gefährden, müssen im Wärmemarkt noch weitere, wirkungsvollere Maßnahmen durchgeführt werden, um eine vergleichbare Marktdynamik entstehen zu lassen. Diese „neuen“ Maßnahmen sollten wettbewerbskonform sein. Sie dürfen auch nicht zu einer wesentlich höheren Belastung öffentlicher Budgets führen.

Die vorgeschlagenen Hauptinstrumente der Förderung von REG im Strom- und Wärmemarkt sowie die als erforderlich erachteten flankierenden Maßnahmen sind in den **Tabellen 2,3 und 4** in einem Überblick zusammengestellt. Sie wurden im Rahmen der Bearbeitung von BMU/UBA 1999 aus einer Vielzahl von möglichen Instrumenten von den Gutachtern ausgewählt, wobei die oben angeschnittenen pragmatischen und umsetzungsorientierten Gesichtspunkte eine wesentliche Rolle spielten. Die jeweiligen Hauptinstrumente (1) tragen auf absehbare Zeit den wesentlichen Teil zur erforderlichen Unterstützung von REG bei. Sie stellen eine Fortschreibung und Anpassung bewährter und eingeübter Instrumente in den jeweiligen Teilmärkten dar und sichern damit die erforderliche Kontinuität der Förderung. Dabei wird aber auch der Unterschied im „Entwicklungsstand“ der Förderinstrumente deutlich. Das modifizierte, an die Rahmenbedingungen des europäischen Strombinnenmarktes angepasste StrEG stellt zweifellos ein „moderneres“ d.h. besser an den Bedingungen zukünftiger Energiemärkte orientiertes Instrument dar, als das für den Wärmemarkt empfohlene Instrument der weiteren Zuschußförderung für Kleinanlagen. Letzteres erscheint jedoch vorerst unverzichtbar, wenn die erforderliche Wachstumsdynamik im Wärmebereich in diesem Bereich aufgebaut bzw. aufrechterhalten werden soll.

Die jeweiligen Hauptinstrumente (2) sind dagegen neuartige Instrumente, die unmittelbar auf den Rahmenbedingungen des europäischen Energiebinnenmarktes aufbauen und für die zukünftige Absicherung der Marktausweitung von REG von wachsender Bedeutung sein können. Das „Instrument“ des Marktes für grünen Strom baut völlig auf die freiwillige Bereitschaft der Marktteilnehmer auf, gewisse Zusatzkosten für das Produkt „grüner Strom“ auf

<b>(1) Modifiziertes Stromeinspeisungsgesetz</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wegfall der Härteklauseel</li> <li>• Finanzierungs- und Ausgleichsregelung durch wettbewerbsneutralen Netzaufschlag oder netzbetreiberseitiges Umlageverfahren</li> <li>• Kostenorientierte Vergütung mit festem Vergütungssatz und zeitlicher Begrenzung differenziert nach Technologien; danach verringerte Vergütung</li> <li>• Einbeziehung von EltVU – Anlagen mit gleicher Leistungsbegrenzung wie für Nicht-EltVU-Anlagen</li> <li>• Einbeziehung der geothermischen Stromerzeugung und der Zufeuerung von Biomasse; Erhöhung der Leistungsgrenze bei Biomasse auf 15 MW<sub>el</sub></li> </ul>
<b>(2) Stärkung des Marktes für grünen Strom</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Freistellung der Belieferung von Letztverbrauchern von der Stromsteuer</li> <li>• Netzzugang mit Vorrangselementen; vergünstigte Durchleitungskonditionen; Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften dargebotsabhängiger Energien bei der Einrichtung von Strombörsen</li> <li>• Schaffung vergleichbarer und kompatibler Regelung für andere Optionen grüner Stromerzeugung (kleine KWK-Anlagen)</li> <li>• Bezug von grünen Strom durch öffentliche Verbraucher als Vorbildfunktion</li> <li>• Unterstützung privater Zertifizierungsanstrengungen</li> <li>• Ausschluß des nach StrEG vergüteten Stroms aus der Vermarktung als grüner Strom</li> </ul>

**Tab. 2:** Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt

<b>(1) Zuschußförderung für Kleinanlagen</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beibehaltung der bewährten Zuschußförderung mit leicht steigender Tendenz (Fortschreibung 200 Mio. DM-Programm; Fortschreibung Länderprogramme)</li> <li>• Für Kollektoranlagen bis 50 m<sup>2</sup> Kollektorfläche fixe Fördersätze je m<sup>2</sup> Kollektorfläche</li> <li>• Für Holzzentralheizungen bis 500 m<sup>2</sup> beheizter Fläche (Neubau und Ersatz) fixe Fördersätze je m<sup>2</sup> beheizter Fläche</li> <li>• Fördersätze anfangs zwischen 20 und 25% der Investitionen; später absinkend</li> </ul>
<b>(2) Quotenregelung für Großanlagen</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Quotenverpflichtung für Erzeuger, Importeure und Großhandel von Brennstoffen für Heizzwecke</li> <li>• Ausgabe von handelbaren Zertifikaten an Anlagenbetreiber gemäß der aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärmemenge</li> <li>• Aufkauf der Zertifikate durch den Brennstoffhandel bis zur Erfüllung der Quote; Kontrolle der Quotenerfüllung von staatlicher Seite</li> <li>• Festlegung maximaler Zertifikatspreise bei unvollständiger Erfüllung der Quote</li> <li>• Abgrenzungsregelungen für KWK entsprechen denen der Besteuerung von Gas und Heizöl bei der ökologischen Steuerreform</li> <li>• Zusätzliche Investitionszuschüsse für solare Nahwärmeeanlagen für eine begrenzte Übergangszeit</li> </ul>

**Tab. 3:** Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energie im Wärmemarkt

## Flankierende Maßnahmen für den Strom- und Wärmebereich

- Aufrechterhaltung und Weiterführung bewährter Zuschußförderungen des Bundes, der Länder, sowie verschiedener Kreditprogramme deutscher und europäischer Institutionen für stromseitige Investitionen in etwa gleichbleibender Höhe ( bei gleichzeitig steigender Tendenz im Wärmebereich; vgl. dazu Hauptinstrument: Zuschußförderung für Kleinanlagen)
- Weiteres Engagement der Energiewirtschaft für freiwillige Programme zur Finanzierung erneuerbarer Energien im Strom –und Wärmebereich (tendenziell jedoch sinkend)
- Verstärkte Nutzung innovativer Finanzierungsformen (insbesondere Internes Contracting in Kommunen); stärkere Verknüpfung von Energieeinsparmaßnahmen mit Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien
- Verstärkte Praktizierung der Anschlußpflicht an Nahwärmenetze (Verbesserungen, Klarstellung in den Gemeindeordnungen; Vereinheitlichung in den Ländern, entsprechende Änderung des Baugesetzbuchs)
- Rasche Einführung der Energieeinsparverordnung; Überprüfung einer verstärkten Ausweitung auf den Altbaubestand, Verbesserung der Vollzugskontrolle
- Beibehaltung der Eigenheimzulage für Solarkollektoranlagen und Ausdehnung auf Holzzentralheizungen
- Aufhebung genereller Verbrennungsverbote für feste Brennstoffe und Ersatz durch Grenzwerte für zulässige Emissionen; Beseitigung unnötiger Hemmnisse bei der Biogasnutzung
- Gleichstellung von zentralen und dezentralen Anlagen bei steuerlichen Abschreibungsregelungen (hauptsächlich im Strombereich) z.B. durch Verkürzung der Abschreibungszeit bei dezentralen Anlagen
- Stärkere Flexibilisierung der Handwerksordnung
- Bürgschaften für Bohrrisiken bei Geothermieanlagen und für die Kontinuität der Wärmeabnahme von industriellen Abnehmern in Nahwärmenetzen
- Zielgruppenspezifisches Marketing besonders im Bereich der Biomassenutzung; Verstärkung der Aus- und Weiterbildung vor allem im Bereich der wärmeerzeugenden Technologien auf der Basis erneuerbarer Energien
- Einrichtung einer unabhängigen Informationsstelle (z.B. bundesweite Energieagentur), welche bei Planung und Errichtung von Nahwärmeanlagen u.ä.ordnend und vereinheitlichend auf die Schnittstelle zwischen Antragsteller und Genehmigungsbehörden einwirkt (insbesondere bei Einsatz von Biomasse); Einrichtung von Clearingstellen für Fragen zur Finanzierung von Netzanschluß- und -verstärkungskosten und deren Aufteilung
- Aufstockung des FuE-Förderprogramms des Bundes zur zielorientierten Weiterentwicklung der Nutzung erneuerbarer Energien und der Errichtung von Demonstrationsanlagen (insbesondere Wind-Offshore, Biomasse-Vergasung, solarthermische Kraftwerke, neue PV-Technologien und –systeme, geothermische Stromerzeugung, saisonale Speicherung)
- Erarbeitung von Übergangsregelungen, welche eine stufenweise Integration erneuerbarer Energien in den europäischen Strombinnenmarkt derart ermöglichen, daß preisorientierte Instrumente allmählich an Bedeutung verlieren und langfristig ganz wegfallen können; u.a.. durch stufenweise Erweiterung der Quotenregelungen im Wärmemarkt

### Abb. 4: Empfohlene flankierende Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien im Überblick

zubringen. Seine Wirkung wird daher entscheidend von fairen Netzzugangs- und –durchleitungsbedingungen abhängen und davon, ob erkennbar ist, daß sich in einem absehbaren Zeitraum, z.B. durch weitere Stufen der Ökosteuerreform, der Kostenabstand zwischen konventionellem und grünem Strom verringert. Auch mit dem Instrument einer Quotenregelung betritt man Neuland. Es bietet sich daher für Bereiche an, die bisher keine bzw. nur eine relativ geringfügige Förderung erfahren haben.<sup>9</sup> Da Großanlagen im Bereich der Wärmebereitstellung mittels REG ein unverzichtbarer Bestandteil einer wirksamen Zubaustrategie sein müssen, andererseits die Akzeptanz, dafür öffentliche Mittel in der dafür erforderlichen Höhe bereitzu-

<sup>9</sup> Aus demselben Grund werden auch für die Unterstützung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung Quotenregelungen vorgeschlagen.

stellen, gering eingeschätzt wird, ist der Vorschlag, den Zubau über ein wettbewerbskonformes, nicht budgetwirksames Instrument anzustossen, naheliegend. Da Einspeiseregulungen im Wärmebereich nicht möglich sind, kommen nur Quotenregelungen in Kombination mit handelbaren Zertifikaten als praktikables Instrument in Frage. Sie bieten die Chance, in einem heute noch begrenzten Marktbereich Erfahrungen sammeln zu können, um sie dann auf den gesamten Wärmemarkt und ggf. auch auf den Strommarkt übertragen zu können. Von den Erfolgen der Hauptinstrumente (2) in den nächsten Jahren wird es abhängen ob und wann sie die Hauptinstrumente (1) bei der Förderung von REG zurückdrängen oder gar ganz ablösen können. Die hier vorgeschlagenen Kombinationen der Hauptinstrumente (1) und (2) für die jeweiligen Teilmärkte bieten ausreichende Möglichkeiten, die weitere Förderung der Markteinführung von REG auch unter sich stetig ändernden wettbewerblichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen wirksam voranzubringen.

Neben den Hauptinstrumenten sind eine Reihe flankierender Maßnahmen erforderlich, um das gewünschte Verdopplungsziel sicher erreichen zu können, (Tabelle 4) Sie betreffen einerseits weitere monetäre Maßnahmen der öffentlichen Hand im Strombereich (im wesentlichen zur Absicherung eines Photovoltaikzubaus auf rund 700 MWp im Jahr 2010, zur Unterstützung noch teurer Biomasse-Vergasungstechnologien für KWK-Stromerzeugung und punktuell für Windenergie an Binnenlandstandorten), einer angemessenen Aufstockung des FuE - Förderprogramms für REG, die Übernahme von Bürgschaften und das weitere wünschenswerte finanzielle Engagement der Energiewirtschaft. In der Mehrzahl der Maßnahmen handelt es sich jedoch um ordnungsrechtliche Schritte, die das Vordringen von REG im Wärmemarkt erleichtern sollen. Als besonders wichtig wird hier eine verstärkte Praktizierung der Anschlusspflicht an Nahwärmenetze gesehen. Desweiteren spielen, ebenfalls im Wärmemarkt, verstärkte zielgruppenspezifische Marketing- und Informationskampagnen eine wesentliche Rolle. Um vor allem die komplexe Planung, Genehmigung und Errichtung von Nahwärmesystemen (einschließlich Netzen) zu erleichtern und zu beschleunigen, wird die Einrichtung einer unabhängigen Informationsstelle (etwa einer Bundesweiten Energieagentur) vorgeschlagen, die in Abstimmung mit den landeseigenen Energieagenturen tätig wird. Für Fragen der Finanzierung von Netzanschluß- und verstärkungskosten sind Clearingstellen erforderlich. Schließlich wird empfohlen, die Fortschritte bei der Markteinführung von REG auf der Basis obiger Instrumente und Maßnahmen intensiv zu verfolgen und an weiteren Übergangsregelungen zu arbeiten, welche eine stufenweise Integration von REG in den europäischen Energiebinnenmarkt möglichst reibungslos ermöglichen.

#### 4. Literatur

- |                    |  |
|--------------------|--|
| /Altner u.a. 1995/ | G. Altner; H.-P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch: Zukünftige Energiepolitik. Bonn 1995.  |
| /BMU 1997/         | 2. Bericht der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenabkommen der UN über Klimaänderungen. Information des BMU, Nr. 5/1997.  |
| /BMU/UBA 1999/     | J. Nitsch, M. Fishedick, N. Allnoch, F. Staiß u.a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMU und des UBA. Stuttgart, Berlin, Erscheint im Dezember 1999, Zwischenbericht zur Modifizierung des StrEG, März 1999. |
| /BMW i 1994/       | BMW i: Energieeinsparung und erneuerbare Energien. Dokumentation Nr. 361 des BMW i, Dezember 1994.   |
| /DIW 1994/         | DIW (o.V.): IKARUS. Teilprojekt 3 „Primärenergie“. 3. Zwischenbericht. DIW Berlin 1994.  |
| /Energy 1996/      | Energy 21: The Danish Government's Action Plan for Energy 1996. Danish Ministry of Environment and Energy. Copenhagen. June 1996.  |
| /Enquete 1995/     | Dt. Bundestag (Hrsg.): Mehr Zukunft für die Erde. Schlußbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“. Economica Verlag, Bonn 1995.  |
| /Fishedick 1995/   | M. Fishedick: Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund. IER-Forschungsbericht Bd. 20, Stuttgart Dezember 1995.  |

- /Groscurth 1996/ H.M. Groscurth u.a.: Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Executive Summary of the EU-APAS-Project RENA-CT94-0041, Draft-Version. ZEW Mannheim 1996.
- /Gutermuth 1997 P.G. Gutermuth: Verbesserte Rahmenbedingungen für den Einsatz erneuerbarer Energien, in H.G. Brauch (Hrsg.): Energiepolitik, Springer-Verlag Heidelberg, Berlin 1997.
- /Hustedt 1997/ M. Hustedt: Anpassung des StrEG an den liberalisierten Energiebinnenmarkt. Diskussionspapier, Bonn, März 1997.
- /Jochem 1997/ E. Jochem u.a.: Energieszenario mit reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 47 (1997), Heft 8, S. 424-480.
- /Kaltschmitt, Wiese 1993/ M. Kaltschmitt, A. Wiese (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Springer-Verlag Heidelberg 1993.
- /Klaiß, Staiß 1992/ H. Klaiß, F. Staiß (Hrsg.): Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1992.
- /Klimaschutz 1997/ 2. Bericht der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenabkommen der UN über Klimaänderungen. Langfassung BMU Bonn, 1. April 1997.
- /KWK 1994/ J. Nitsch u.a.: Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg. Stuttgart 1994.
- /Langniß, Nitsch 1997/ O. Langniß, J. Nitsch: Vorschlag für ein Programm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energiequellen bis 2010. Expertise für die Gruppe 2010 im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur. Hannover, Stuttgart Mai 1997.
- /Lehmann, Reetz 1995/ H. Lehmann, T. Reetz: Zukunftsenergien - Strategien einer neuen Energiepolitik. Wuppertal Paperback, Birkhäuser-Verlag Berlin 1995.
- /Lux, Thöne 1995/ R. Lux, E. Thöne: Potentiale der KWK - ein Vergleich aktueller Potentialstudien. Euroheat & Power, 7-8 (1996), S. 437-445.
- /Nitsch 1997/ J. Nitsch: Potentiale und Märkte der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Manuskript, OTTI-Technologie-Kolleg, Regensburg Juni 1997.
- /Nitsch, Luther 1997/ J. Nitsch, J. Luther, O. Langniß, E. Wiemken: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. DLR, FHG-ISE, Stuttgart, Freiburg 1997
- /Nitsch, Staiß 1997/ J. Nitsch, F. Staiß: Perspektiven eines solaren Energieverbundes für Europa und den Mittelmeerraum. In: H.G. Brauer (Hrsg.): Energiepolitik. Springer Berlin 1997.
- /Prognos 1992/ K.P. Masuhr u.a.: Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung. Studie im Auftrag des BMWi, Basel Juni 1992.
- /Pruschek 1994/ R. Pruschek u.a.: Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch KWK in der Industrie. Bericht an die Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“. Universität GH Essen, Juli 1994.
- /Schulz 1993/ W. Schulz, U. Traube u.a.: Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch KWK zur Fern- und Nahwärmeversorgung. Bericht an die Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“. Bremer Energie-Institut, September 1993.
- /Technikfolgen 1990/ J. Nitsch, J. Ziesing u.a.: Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft. Bericht an die Enquete-Kommission des Dt. Bundestages „Technikfolgenabschätzung und -bewertung“. In: Zur Sache 24/90, Bonn 1990.
- /UBA 1997/ Umweltbundesamt Berlin: Nachhaltiges Deutschland. Erich Schmidt Verlag, Berlin 1997.
- /WEC 1995/ Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond. Joint IIASA - World Energy Council Report. Laxenburg, London 1995.
- /Weißbuch 1997/ Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(97) 599 endg.
- /Winter, Nitsch 1989/ C.-J. Winter, J. Nitsch (Hrsg.): Wasserstoff als Energieträger - Technik, Systeme, Wirtschaft. 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 1989.