



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien

Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
und des Umweltbundesamtes



Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit und des
Umweltbundesamtes, Berlin

(UFOPLAN-Vorhaben 298 97 340)

Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal, 31. Oktober 1999

Herausgeber:

Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
11055 Berlin

Erarbeitet von der Arbeitsgemeinschaft

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart	(DLR)
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal	(WI)
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart	(ZSW)
Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, Münster	(IWR)
Forum für Zukunftsenergien, Bonn	(Forum)*

Projektleitung:	Joachim Nitsch	DLR
	Manfred Fishedick	WI
Projektbearbeiter:	Norbert Allnoch	IWR
	Martin Baumert	Forum
	Manfred Fishedick	WI
	Ole Langniß	DLR
	Michael Nast	DLR
	Joachim Nitsch	DLR
	Frithjof Staiß	ZSW
	Uta Staude	ZSW
Unter Mitarbeit von:	Kurt Berlo	WI
	Uwe Klann	DLR
	Ralf Schlusemann	IWR
	Guido Vornholt	IWR
Textverarbeitung:	Anke Schrogl	DLR

* Die inhaltliche Bearbeitung lag bei den Einrichtungen DLR, WI, ZSW, IWR. Das Forum war zuständig für die Vorbereitung, Abwicklung und Aufbereitung der im Projekt durchgeführten Workshops.

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer UBA-FB	2.	3.
4. Titel des Berichts Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Nitsch, Joachim; Fishedick, Manfred; Allnoch, Norbert; Baumert, Martin; Langniß, Ole; Nast, Michael; Staiß, Frithjof; Staude, Uta; unter Mitarbeit von: Berlo, Kurt; Klann, Uwe; Schlusemann, Ralf; Vornholt, Guido		8. Abschlußdatum Oktober 1999
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI), Wuppertal; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart; Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), Münster; Forum für Zukunftsenergien (Forum), Bonn		9. Veröffentlichungsdatum Dezember 1999
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt, Bismarckplatz 1, 14191 Berlin		10. UFOPLAN-Nr. 298 97 340
15. Zusätzliche Angaben Der Endbericht besteht aus einer 46seitigen Kurzfassung, dem 519seitigen Hauptbericht und 4 Anhängen mit zusammen 37 Seiten. Zusätzlich wurden 2 Zwischenberichte zum 15. Dezember 1998 und zum 31. März 1999 zu den Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Stromeinspeisungsgesetzes erstellt.		11. Seitenzahl 629
16. Kurzfassung Ziel der Studie ist es, ein Maßnahmenbündel zusammenzustellen, das die Entfaltung eigenständiger Märkte für erneuerbare Energien (EEQ) sicherstellt, dabei den Wettbewerb der entsprechenden Technologien untereinander und mit konventionellen Energietechnologien fördert, mit der Wettbewerbsordnung der europaweiten liberalisierten Energiemärkte kompatibel ist und das gleichzeitig mit möglichst wenig öffentlichen Mitteln auskommt. Dazu werden die verschiedenen monetären und ordnungsrechtlichen Instrumente sowie sonstige flankierende Instrumente, die geeignet sind, den Ausbau EEQ zu beschleunigen und ihm längerfristig Stabilität zu verleihen, gesichtet, bewertet und Vorschläge für ihre Weiterentwicklung erarbeitet. Auch die in verschiedenen EU-Staaten eingesetzten Maßnahmen werden für diesen Zweck ausgewertet. Erreicht werden soll damit, daß sich der Beitrag von EEQ zur Energieversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2010 mindestens verdoppelt und danach eine dynamische Weiterentwicklung dieser Energietechnologien gesichert ist. Um zu quantitativen Aussagen hinsichtlich der dazu erforderlichen Aufwendungen und der Intensität der einzusetzenden Instrumente zu gelangen, sind zwei Szenarien des Ausbaus EEQ „Bisherige Maßnahmen“ und „Verdopplung“ für den Zeitraum bis 2010 Ausgangspunkt der Analyse. Strom- und Wärmemarkt werden aufgrund ihrer sehr unterschiedlichen Ausgestaltung getrennt behandelt. Für den Strombereich werden ein modifiziertes StrEG und die Vermarktung von Grünem Strom als Hauptinstrumente vorgeschlagen. Für den Wärmebereich sind die Hauptinstrumente eine Zuschußförderung für Kleinanlagen und eine Quotenregelung für Großanlagen. Daneben müssen eine Reihe flankierender Unterstützungsmaßnahmen ergriffen werden, wenn das Verdopplungsziel sicher bis 2010 erreicht werden soll. Neben den nicht budgetwirksamen Maßnahmen StrEG und Quote erfordert der gewünschte Zubau ein mittleres Zuschußvolumen von Bund und Ländern von rund 600 Mio. DM/a über 10 Jahre (1999: ca. 440 Mio DM/a).		12. Literaturangaben 425
17. Schlagwörter Ausbauszenarien erneuerbarer Energien, liberalisierter Energiemarkt, Markteinführung erneuerbarer Energien, Stromeinspeisungsgesetz, Quotenregelungen, Förderprogramme, ordnungsrechtliche Instrumente, europäische Fördermaßnahmen, Klimaschutz		13. Tabellen und Diagramme 117
18.	19.	20.
14. Abbildungen 47		14. Abbildungen 47

Report Cover Sheet

1. Report No. UBA-FB	2.	3.
4. Report Title Climate protection using renewable energies (Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien)		
5. Author(s), Family Name(s), First Name(s) Nitsch, Joachim; Fishedick, Manfred; Allnoch, Norbert; Baumert, Martin; Langniß, Ole; Nast, Michael; Staiß, Frithjof; Staude, Uta; with the assistance of: Berlo, Kurt; Klann, Uwe; Schlusemann, Ralf; Vornholt, Guido		8. Report Date October 1999
6. Performing Organisation (Name, Address) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI), Wuppertal; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart; Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), Münster; Forum für Zukunftsenergien (Forum), Bonn		9. Publication Date December 1999
7. Sponsoring Agency (Name, Address) Umweltbundesamt, Bismarckplatz 1, D-14191 Berlin		10. UFOPLAN-Ref. No. 298 97 340
		11. No. of Pages 629
		12. No. of References 425
		13. No. of Tables, Diagrammes 117
		14. No. of Figures 47
15. Supplementary Notes The final report consists of a shortened version of 46 pages, the main report with 519 pages and 4 annexes with altogether 37 pages. Additionally, 2 interim reports on the possibilities for further developing the electricity feeding law were finished by 15 December 1998 and 31 March 1999.		
16. Abstract The study aims at collecting a package of measures which guarantees the creation of independent markets for renewable energies (REG) supporting the competition of the relevant technologies among each others and with conventional technologies and which is compatible with the competition rules of the European liberalised energy markets, at the same time requiring as little public funding as possible. For this purpose, the different monetary and legal regulations as well as other supporting tools suitable for accelerating the dissemination of REG and stabilising it on the long run are examined and evaluated with suggestions being worked out for their further development. The measures applied in several EU countries are also evaluated in this respect. The measures treated in the study are supposed to at least double the contribution of REG to the energy supply in Germany by 2010 and to guarantee dynamic further development of these technologies beyond that date. To be able to give exact data on the necessary subsidies and the intensity of the measures to be used, the analysis is based on two scenarios for the dissemination of REG which are "measures applied so far" and "doubling" for the period until 2010. Due to their quite different structure, the electricity and heat markets are treated separately. For the electricity sector, a modified electricity feeding law and marketing of green electricity are suggested as the main tools; for the heat sector, it is a promotion by grants for small plants and a quota regulation for big ones. Apart from that, a number of supporting measures would have to be taken, should the aim of doubling the contribution of REG by 2010 be safely reached. Parallel to the measures of electricity feeding law and quotas, which do not influence the public budget, the desired dissemination requires a medium funding by federal and state governments of about 600 million DM/a for 10 years (1999: approx. 440 DM/a).		
17. Keywords Dissemination scenarios for renewable energies, liberalised energy market, market introduction of renewable energies, electricity feeding law, quota regulations, promotion programmes, legal regulations, European promotion measures, climate protection		
18.	19.	20.

Vorwort

Energiewende, Nachhaltigkeit in der Energieerzeugung und Energienutzung, Ressourcenschonung und Klimaschutz sind die Schlüsselworte, wenn es darum geht, die Wende vom fossil-nuklearen zum solar-effizienten Zeitalter einzuleiten.

Erneuerbare Energien stehen dabei im Zentrum. Es handelt sich vor allem um die Nutzung der Solarenergie, der Wind- und Wasserkraft, der Biomasse und des Biogases sowie der Geothermie.

Heute beträgt der Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland erst rund 2 Prozent - bezogen auf die Primärenergie - und rund 5 Prozent - bezogen auf die Stromerzeugung. Als Etappenziel strebt die Bundesregierung die Verdopplung dieses Anteils bis 2010 an. Danach sollen die erneuerbaren Energien pro Dekade etwa 10 Prozent hinzugewinnen, so dass Anteile von 30 % bis 2030 und 50 % im Jahr 2050 erreicht werden. Hand in Hand mit Energieeinsparung lässt sich so die nachhaltige Entwicklung im Energiebereich erarbeiten.

Die natürlichen Energieformen fallen räumlich breit verteilt an und lassen sich daher dezentral mit positiven Effekten für Umwelt, Wirtschaft und Beschäftigung nutzen. Ihr Ausbau muss selbstverständlich umweltgerecht erfolgen. Er ist Sinnbild für zukunftsgerichtete, wirtschaftlich-technische Innovation. Nachhaltige Energieversorgung schafft zukunftssichere Arbeitsplätze.

Allerdings muss dieser Ausbau erst noch zum „Selbstläufer“ gemacht werden: Er kann sich bei der derzeitigen Rahmenbedingungen noch nicht von allein vollziehen und benötigt eine aktive Strategie von Politik, Wirtschaft, gesellschaftlichen Gruppen und vielen Einzelakteuren. Überkapazitäten bei den konventionellen Energien, wirtschaftliche Schwierigkeiten im Vergleich zu konventionellen, nicht nachhaltigen Energien, Nachholbedarf bei der Erschließung der regenerativen Energietechniken einschließlich erst teilweise ausgeschöpfter Kostendegressionseffekte, unpassende Strukturen, mangelnde Information und Ausbildung und eine Vielzahl anderer Hemmnissen stehen noch im Wege. Die Regenerativtechniken benötigen auf absehbare Zeit unsere Hilfe, zumal wir nicht abwarten können, sondern ihr Ausbau im Hinblick auf Klimaschutz und Nachhaltigkeit deutlich zu beschleunigen ist.

Die vorliegende Studie zeigt, dass die Techniken zur Nutzung der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Mobilitätsbereich bereits so weit entwickelt sind, dass die gesteckten Ziele erreichbar sind. Dies wird für die einzelnen Sparten Solarstrom, Solarwärme, Biomasse, Biogas, Windenergie, Wasserkraft und Geothermie differenziert behandelt, auch in ihrem unterschiedlichen Verlauf auf der Zeitachse.

Alle erneuerbaren Energiearten werden benötigt; manche haben eine Vorreiterfunktion, wie die Windenergie; manche stehen unmittelbar vor einer vergleichbaren Entwicklung, wie die Solarwärme und die Bioenergie; andere werden erst später in vergleichbar großem Umfang zum Tragen kommen, wie die Photovoltaik. Gleichwohl muss der Einsatz aller verschiedenen Sparten jetzt vorangebracht werden.

Es war Aufgabe dieser Studie, Grundlagen für einen optimalen Ausbau der einzelnen erneuerbaren Energieformen zu erarbeiten und geeignete Maßnahmen zu untersuchen.

Mit den im Jahr 1999 gestarteten Förderprogrammen und der Weiterentwicklung des Stromeinspeisungsgesetzes zu einem Erneuerbare-Energien-Gesetz wurden bereits wichtige Meilensteine gesetzt. Die prozessbegleitende Arbeit dieser Studie hat zu dieser Entwicklung beigetragen. Es kommt nun darauf an, das Maßnahmenbündel zügig weiter zu entwickeln, um den notwendigen Prozess zur nachhaltigen Energiezukunft zu beschleunigen.

A handwritten signature in black ink, reading 'Jürgen Trittin'. The signature is fluid and cursive, with a long horizontal stroke extending to the right.

Jürgen Trittin

Bundesminister für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Vorbemerkung

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und das Umweltbundesamt haben im September 1998 die Arbeitsgemeinschaft DLR/WI/ZSW/IWR/Forum unter der Federführung des DLR Stuttgart mit der Erstellung der Studie „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“ (UFOPLAN 1998, Förderkennzeichen 298 97 340) beauftragt. Das Vorhaben wurde im Zeitraum 1. Oktober 1998 bis 15. Oktober 1999 durchgeführt. Im April 1999 folgte ein Zusatzauftrag zur vertieften Bearbeitung einiger aktueller Entwicklungen im Energiemarkt, darunter auch zu den Auswirkungen der ökologischen Steuerreform auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Teil des Auftrags an die Arbeitsgemeinschaft war auch die Ausrichtung, Abwicklung und Auswertung von Expertenanhörungen zu wichtigen Einzelbereichen. Diese Aktivitäten wurden vom Forum für Zukunftsenergien, Bonn durchgeführt. Die inhaltliche Bearbeitung der Studie, die Bewertung der Instrumente und die Formulierung der Empfehlungen lag bei den Einrichtungen DLR, WI, ZSW und IWR.

Wesentliches Untersuchungsziel der Studie ist es, ein Maßnahmenbündel zusammenzustellen, das die Entfaltung eigenständiger Märkte für erneuerbare Energien sicherstellt, dabei den Wettbewerb der entsprechenden Technologien untereinander und mit konventionellen Energietechnologien fördert, mit der Wettbewerbsordnung der europaweiten liberalisierten Energiemärkte kompatibel ist und das gleichzeitig mit möglichst wenig öffentlichen Mitteln auskommt. Dazu werden in der Studie die verschiedenen monetären und ordnungsrechtlichen Instrumente sowie diejenigen für eine verbesserte Information, Aus- und Weiterbildung und sonstige flankierende Instrumente, die geeignet sind, den Ausbau erneuerbarer Energiequellen zu beschleunigen und ihm längerfristig Stabilität zu verleihen, gesichtet, bewertet und Vorschläge für ihre Weiterentwicklung erarbeitet. Auch die in verschiedenen EU - Staaten eingesetzten Maßnahmen werden für diesen Zweck ausgewertet.

Erreicht werden soll damit, daß sich der Beitrag erneuerbarer Energiequellen zur Energieversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2010 mindestens verdoppelt und danach eine dynamische Weiterentwicklung dieser Energietechnologien gesichert ist. Um zu quantitativen Aussagen hinsichtlich der dazu erforderlichen Aufwendungen und der Intensität der einzusetzenden Instrumente zu gelangen, sind zwei Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien „Bisherige Maßnahmen“ und „Verdopplung“ für den Zeitraum bis 2010 Ausgangspunkt der Analyse. Sie wurden auf der Basis aller derzeit relevanten Ausbauszenarien zu erneuerbaren Energien für Deutschland und Europa erarbeitet. Eine gründliche Analyse des heutigen Status der erneuerbaren Energien ergänzt die Datenbasis.

Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) hat sich in Deutschland bisher als besonders erfolgreich erwiesen. Gleichzeitig ist es den sich verändernden Rahmenbedingungen des europäischen Energiemarktes ausgesetzt. Der Bundestag hat daher bei der Novellierung des StrEG bereits festgelegt, daß Teile der jetzt gültigen Bestimmungen – insbesondere die Härteklausele („Doppelter 5 %-Deckel“) – im Jahre 1999 einer Überprüfung unterzogen werden. Den Vorgaben der Auftraggeber zufolge wird diesem Umstand in der Untersuchung besonders Rechnung getragen. Zum einen stellt der Strommarkt und die dort einsetzbaren Instrumente den Schwerpunkt der Untersuchung dar, zum andern wurde bereits zum 15. Dezember 1998 ein Zwischenbericht zu den Möglichkeiten einer wettbewerbskonformen Weiterentwicklung und Ausgestaltung des StrEG vorgelegt, nachdem am 18. November 1998 dazu die erste der im Projekt vorgesehenen Expertenanhörungen stattgefunden hatte. Dieser Zwischenbericht wurde zum 31. März 1999 aktualisiert und am 11. Mai 1999 und am 23. Juni 1999 der Politik und Fachverbänden und vorgestellt. Die in dem Zwischenbericht enthaltenen Empfehlungen habe Eingang in die diskutierten Modifizierungsvorschläge zum StrEG gefun-

den. Verschiedene Kommentare zu diesem Zwischenbericht wurden bei der Endfassung der entsprechenden Studienteile aufgegriffen. Die Bearbeitung geeigneter Instrumente für den Strommarkt wird durch eine Analyse der aktuellen Entwicklungen im Markt für Grünen Strom abgerundet. Dazu fand am 9. Juni 1999 eine weitere Expertenanhörung statt. Auf der Basis dieser Vorarbeiten ist schließlich ein konsistentes Maßnahmenbündel zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich formuliert worden.

Das im Szenario „Verdopplung“ angestrebte Ausbauziel kann nicht ohne eine deutliche Intensivierung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt erreicht werden. Die Auswahl dafür geeigneter Instrumente ist der zweite Schwerpunkt der Studie. Die Bearbeitung dieses heterogenen und im Vergleich zum Strommarkt bisher weniger beachteten Marktes wurde unterstützt durch eine dritte Expertenanhörung am 29. April 1999. Auch für den Wärmemarkt ist nach sorgfältiger Analyse zahlreicher Einzelinstrumente ein Maßnahmenbündel ausgewählt worden, nachdem zuvor drei verschiedene Optionen näher untersucht worden waren. Die Bearbeitung der Studie fand in enger Wechselwirkung mit den Auftraggebern statt. Zur Unterrichtung über und zur Diskussion der einzelnen Studienabschnitte und Zwischenergebnisse dienten u.a. sechs Projektsitzungen mit den Auftraggebern.

Dr. Joachim Nitsch, Dr. Manfred Fishedick
1999

Stuttgart, Wuppertal, Oktober

Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien

- Kurzfassung -

Inhaltsverzeichnis (Kurzfassung)

1.	Studieninhalt und -ziel	1
2.	Die Ausgangssituation: Heutige Beiträge erneuerbarer Energien zur Energieversorgung und ihre Förderung	1
3.	Unterstützung und Ausbau erneuerbarer Energien im europäischen Vergleich	3
4.	Potentiale des Ausbaus erneuerbarer Energien	5
5.	Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien und Ausbauziel 2010	8
6.	Ökonomische Eckdaten des Zubaus erneuerbarer Energien.	11
7.	Förderinstrumente und ihre Bewertung	14
8.	Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt	16
9.	Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt	21
10.	Gesamtes Maßnahmenbündel für den Ausbau erneuerbarer Energien bis 2010	25
11.	Monetäre Auswirkungen des Maßnahmenbündels	30
12.	Das Maßnahmenbündel für erneuerbare Energien im Strommarkt	33
13.	Das Maßnahmenbündel für erneuerbare Energien im Wärmemarkt	38
14.	Längerfristige Perspektiven für erneuerbare Energien	41

1. Studieninhalt und -ziel

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und das Umweltbundesamt haben im September 1998 die Arbeitsgemeinschaft DLR/WI/ZSW/IWR/Forum unter der Federführung des DLR Stuttgart mit der Erstellung der Studie „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien.“ (UFOPLAN 1998, Förderkennzeichen 298 97 340) beauftragt. Das Vorhaben wurde im Zeitraum 1. Oktober 1998 bis 15. Oktober 1999 durchgeführt. Bereits in einem Zwischenbericht zum 31. März 1999 wurden Empfehlungen zu den Möglichkeiten einer wettbewerbskonformen Weiterentwicklung des Stromeinspeisungsgesetzes formuliert. Im April 1999 folgte ein Zusatzauftrag zur vertieften Bearbeitung einiger aktueller Entwicklungen im Energiemarkt, darunter zu den Auswirkungen der ökologischen Steuerreform auf den Ausbau erneuerbarer Energien und zur Entwicklung des Marktes für Grünen Strom. Teil des Auftrags an die Arbeitsgemeinschaft war auch die Ausrichtung, Abwicklung und Auswertung von Expertenanhörungen zu wichtigen Einzelbereichen. Diese Aktivitäten wurden vom Forum für Zukunftsenergien, Bonn durchgeführt. Die inhaltliche Bearbeitung der Studie, die Bewertung der Instrumente und die Formulierung der Empfehlungen lag bei den Einrichtungen DLR, WI, ZSW und IWR.

Wesentliches Untersuchungsziel der Studie ist es, ein Maßnahmenbündel zusammenzustellen, das die Entfaltung eigenständiger Märkte für erneuerbare Energien im Strom- als auch im Wärmemarkt sicherstellt, dabei den Wettbewerb der entsprechenden Technologien untereinander und mit konventionellen Energietechnologien fördert, mit der Wettbewerbsordnung der europaweiten liberalisierten Energiemärkte kompatibel ist und das gleichzeitig mit möglichst wenig öffentlichen Mitteln auskommt. Dazu werden in der Studie die verschiedenen monetären und ordnungsrechtlichen Instrumente, sowie diejenigen für eine verbesserte Information, Aus- und Weiterbildung und sonstige flankierende Instrumente, die geeignet sind, den Ausbau erneuerbarer Energiequellen zu beschleunigen und ihm längerfristig Stabilität zu verleihen, gesichtet, bewertet und Vorschläge für ihre Weiterentwicklung erarbeitet. Erreicht werden soll damit, daß sich der Beitrag erneuerbarer Energiequellen (EEQ) zur Energieversorgung Deutschlands bis zum Jahr mindestens 2010 verdoppelt und danach eine dynamische Weiterentwicklung dieser Energietechnologien gesichert ist.

Um zu quantitativen Aussagen hinsichtlich der dazu erforderlichen Aufwendungen und der Intensität der einzusetzenden Instrumente zu gelangen, sind zwei Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien „Bisherige Maßnahmen“ und „Verdopplung“ für den Zeitraum bis 2010 Ausgangspunkt der Analyse. Sie wurden auf der Basis aller derzeit relevanten Ausbauszenarien zu EEQ für Deutschland und Europa erarbeitet. Eine gründliche Analyse des heutigen Status der erneuerbaren Energien ergänzt die Datenbasis.

2. Die Ausgangssituation: Heutige Beiträge erneuerbarer Energien zur Energieversorgung und ihre Förderung

Der heutige Beitrag von EEQ an der Energieversorgung Deutschlands wird durch Wasserkraft, Windenergie und Biomasse geprägt. Er belief sich ohne Berücksichtigung der Müllverbrennung im Referenzjahr 1997 auf **4,7 %** an der Nettostromerzeugung, auf **1 %** am Endenergieverbrauch an Brennstoffen und auf **1,1 % bzw. 2 %** am Primärenergieverbrauch (**Tabelle 1**). Ihr Beitrag zur Treibstoffbereitstellung ist vernachlässigbar gering. Das starke Anwachsen der Windenergie hat im Jahr 1999 (Zubau 1998: 780 MW) zum Überschreiten der 5 %-Marke am Beitrag zur Nettostromerzeugung geführt. Auch die Wachstumsgradienten der „solaren“ Technologien Photovoltaik und Kollektoren sind z. Zt. mit $15 \text{ MW}_p/\text{a}$ bzw. $0,4 \text{ Mio. m}^2/\text{a}$ beachtlich.

Der Beitrag von EEQ zur Vermeidung von CO₂-Emissionen liegt derzeit bei **20 Mio. t/a** (Strommix mit Kernenergie) bzw. bei 25 Mio. t/a (Strommix ohne Kernenergie). Das derzeitige Marktvolumen an Technologien zur Nutzung von EEQ wird, einschließlich Ersatzinvestitionen und exportierter Anlagen, auf etwa **6 Mrd. DM/a** geschätzt; etwa **25.000 Beschäftigte** sind in Herstellung, Vertrieb, Wartung und Marketing von EEQ-Anlagen tätig.

Tabelle 1: Beiträge der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung für das Referenzjahr 1997

Energietechnologie, Energiequelle	Elektrizität 1) [GWh]	Wärme 2) [GWh]	Primärenergie 3) [GWh]	Primärenergie 4) [GWh]
Wasserkraft	18.900		18.900	49.140
Windenergie	4.050		4.050	10.530
Photovoltaik	32		32	83
Biogene Festbrennstoffe	179	13.410	17.327	17.613
Bio-, Klär-, Deponiegas, Rapsöl	700	500	1.339	2.459
Solarthermie		650	831	831
Geothermie		111	142	142
Summe	23.861	14.671	42.621	80.798
Anteile an Gesamt [%]	4,69	1,01	1,06	2,00
Nachrichtl. Müll, Klärschlamm (organ. Anteil nicht bekannt)	2.113	5.050	8.571	11.952
Anteile einschl. Müll [%]	5,10	1,36	1,27	2,30

- 1) Erzeugung mit der Ende 1997 installierten Leistung im klimatologischen Normaljahr; Anteil an Nettostromerzeugung (509 TWh/a)
- 2) Erzeugung mit der Ende 1997 installierten Leistung im klimatologischen Normaljahr; Anteil an Endenergie Brennstoffe (1.452 TWh/a = 5.230 PJ/a)
- 3) Wirkungsgradmethode 4) Substitutionsmethode (9.322 KJ/ kWh Strom)

Bisher haben im wesentlichen staatliche Unterstützungsmaßnahmen (insbesondere Förderprogramme des Bundes und der Länder und das Stromeinspeisungsgesetz) zum Wachstum der Branche der EEQ-Energiewirtschaft beigetragen. Aus den vorliegenden Angaben läßt sich die Gesamthöhe der Fördermittel für die Unterstützung der Markteinführung von EEQ im Bezugsjahr 1997 abschätzen, (**Tabelle 2**). Bedeutendes Förderinstrument ist das Stromeinspeisungsgesetz, gefolgt von den Länderprogrammen. Relativ unbedeutend hinsichtlich der Fördersummen war dagegen das 100-Mio.-DM-Programm des BMWi im Zeitraum 1994-1998. Die höchsten Zuschüsse erhielt, bedingt durch das StrEG, die Windenergie, während sich die weiteren Fördermittel in der Summe relativ gleichmäßig auf die übrigen Energiearten verteilen. Eine Ausnahme ist die Geothermie, die im Bezugsjahr relativ geringe Mittel erhielt.

Insgesamt wurden im Jahr 1997 Mittel in Höhe von rund **750 Mio. DM/a** zur Förderung der Markteinführung der EEQ eingesetzt. Sie fließen wegen des StrEG zu einem deutlich höheren Anteil in Technologien der Stromerzeugung. Neben öffentlichen Mitteln standen auch Mittel der EitVU in Höhe von rund 100 Mio. DM/a zur Verfügung. Auch freiwillige private Zahlungen mit einem Volumen von rund 300 Mio. DM/a unterstützten den Ausbau der EEQ. Diese Mittel kommen insbesondere der solaren Warmwasserbereitung und privaten Photovoltaikanlagen zugute. Das Verhältnis der eingesetzten Fördermittel zum gesamten Marktvolumen ist ein Hinweis auf den Wirtschaftlichkeitsgrad der eingesetzten Technologien.

In den Jahren 1998 und 1999 stiegen Marktvolumen und Fördermittel weiter an. Im Jahr 1999 hat mit dem 100.000 Dächer-Programm und dem 200 Mio. Programm ein weitere Unterstützung der Markteinführung eingesetzt. Die eingesetzten Mittel belaufen sich derzeit auf ca. **1.050 Mio. DM/a** mit einem Beitrag des StrEG in Höhe von 330 Mio. DM/a. Umgelegt auf die jeweils im Strom- und Wärmemarkt abgesetzten Energiemengen, entsprechen die Fördermittel im Jahr **1997 (1999)** spezifischen „Aufschlägen“ von **stromseitig 0,10 Pf/kWh_{el} (0,15 Pf/kWh_{el})** und **wärmeseitig 0,020 Pf/kWh_{th} (0,027 Pf/kWh_{th})**, können also als sehr gering bezeichnet werden.

Tabelle 2: Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien im Jahr 1997

	Wasser	Wind	Photo-voltaik	Bio-energie	Solar-thermie	Geo-energie	Gesamt ²⁾ gerundet
Stromeinspeisungsgesetz ¹⁾	54,4	205,3	0,5	18,5	-	-	278
100-Mio.-DM-Programm des BMWi	0,5	0,3	1,2	2,2	2,0	0	6
Länderprogramme	7,4	55,0	38,4	74,6	49,1	0,3	225
ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm	2,0	33,0	0	0,8	0	0	36
DtA-Umweltprogramm	1,2	13,0	1,2	0,4	1,2	0	17
KfW-Kreditprogramm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	45
Eigenheimzulage					20		20
EltVU; Kommunen	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	120
Summe (Aufteilung teilweise geschätzt)	75	320	90	130	130	2	747
- stromseitiger Anteil³⁾	75	320	90	32			517
- wärmeseitiger Anteil³⁾				98	130	2	230

¹⁾ anlegbare Stromkosten 10 Pf/kWh

²⁾ ohne Wärmepumpen und Sonstiges

³⁾ Aufteilung: Strom einschließlich aller KWK-Biomasseanlagen, Wärme Biomasseeinzelheizungen und Heizzentralen einschließlich aller Nahwärmenetze

3. Unterstützung und Ausbau erneuerbarer Energien im europäischen Vergleich

Die Förderung von EEQ wird in den einzelnen Ländern Europas auf sehr unterschiedlichem Niveau betrieben. Entsprechend konnten sich die verschiedenen Techniken zu ihrer Nutzung in unterschiedlichen Ausmaß in den nationalen Energiemärkten etablieren. Die Bewertung des Erfolges oder Mißerfolges der spezifischen Förderpolitiken darf sich allerdings nicht allein auf die Umsetzungszahlen verschiedener Technologien beschränken. Ein Vergleich muß vor allem auch die ressourcenbedingten Randbedingungen, d.h. die länderspezifischen technische Potentiale der einzelnen EEQ und die anderer Energiearten, die ökonomischen Randbedingungen, wie Energiepreis- und Einkommensniveau sowie die strukturellen Randbedingungen wie Siedlungsdichte und -struktur, Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen, generelles Energieverbrauchs-niveau u.ä. berücksichtigen. Dadurch werden hohe absolute Ausbauzahlen teilweise relativiert und besser eingeordnet.

Die sechs EU-Länder Großbritannien, Dänemark, Niederlande, Österreich, Schweden und Spanien wurden in dieser Hinsicht mit Deutschland verglichen (**Tabelle 3**). Dazu wurden folgende Indikatoren benutzt:

- Anteil der EEQ am gesamten Primärenergieverbrauch, jedoch gewichtet mit der Bevölkerungsdichte (Spalte 2 in Tabelle 3),
- Erschlossene Anteile von Windenergie, Photovoltaik und Kollektoren bezogen auf ihr jeweiliges technisches Potential (Spalten 3, 4 und 5),
- Anteil der mit Biomasse beheizten Gebäude (mittels Einzelheizung oder Fern- und Nahwärme); (Spalte 6),
- Pro-Kopf-Ausgaben für Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der EEQ, (Spalte 7).

Die Rangfolge in den einzelnen Rubriken ist durchaus unterschiedlich, jedoch zeigt sich insgesamt die führende Rolle von Dänemark, welches lediglich beim Ausbau der Photovoltaik einen hinteren Rang besetzt. Es folgt Österreich, welches nur beim Ausbau der Windenergie zurückliegt. Deutschland liegt gleich auf mit Schweden auf Rang 3, wobei der relativ schlechte Rang bei den FuE-Aufwendungen auffällt. Diese sind im europäischen Vergleich zu dem überproportional auf die Photovoltaik konzentriert (42 %; Durchschnitt EU 30 %), was u.a. den ersten Rang in dieser Rubrik erklärt. Eine deutliche letzte Position nimmt Großbritannien in nahezu allen Positionen ein. Der erste Rang Dänemarks gewinnt noch an Bedeutung, wenn man berücksichtigt, daß dieses Land nicht auf der traditionellen Nutzung von Wasserkraft und Biomasse aufbauen konnte, wie dies in den meisten anderen Ländern der Fall war.

Tabelle 3: Rangfolge bei typischen Indikatoren hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien für sieben europäische Länder (Werte von 1997; FuE von 1995)

Land	Rangfolge Anteil EEQ	Rangfolge Wind	Rangfolge PV	Rangfolge Kollektoren	Rangfolge Biomasse	Rangfolge FuE	Rangfolge Gesamt (gleiche Gewicht.)
Dänemark	2	2	6	2	3	1	1
Deutschland	6	3	1	3	4	5	3
Großbritannien	7	6	7	7	7	6	7
Niederlande	5	1	3	5	6	4	5
Österreich	1	5	2	1	2	k.A	2
Schweden	3	7	4	4	1	3	3
Spanien	4	4	5	6	5	2	6

Die obige Darstellung bilanziert die bisherigen Anstrengungen des Ausbaus von EEQ, zeigt also, welche Länder frühzeitig und kontinuierlich Maßnahmen zu ihrer Unterstützung eingesetzt haben. Von Interesse ist aber auch der derzeitige Zubaugradient von EEQ. Hier ist vor allem Spanien zu nennen, aber auch Deutschland zeigt im Vergleich zu den anderen Ländern gute Werte. Geringe Gradienten haben dagegen Schweden und Großbritannien.

Untersucht man die Ursachen der Ausbauerfolge, so sind singuläre Betrachtungen einzelner Förderinstrumente unzureichend, da sich eindeutige Ursache-Wirkungsbeziehungen nur schwer nachweisen lassen. Tatsächlich sind es häufig ein ganzes Bündel von Maßnahmen und Umständen, die letztlich zur Umsetzung von EEQ im Energiemarkt führen. Diese Maßnahmenbündel müssen dabei sowohl die Marktentwicklung stimulieren, als auch eine ausreichende Basis für weitere Forschung und Entwicklung schaffen. Schließlich müssen sie aber vor allem die Etablierung der Technologie im politischen, gesellschaftlichen und im Rechtssystem unterstützen. Letzteres ist von sehr großer Bedeutung, da die EEQ als „neuer“ Akteur auf den Energiemärkten auftreten. Die konventionellen Energieträger konnten sich in einem über mehrere Jahrzehnte verlaufenden Reifungsprozeß an die gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Erfor-

dernisse anpassen. Im Gegenzug haben die Protagonisten der konventionellen Energieträger auch über diesen langen Zeitraum Einfluß auf die Gestaltung von Gesetzen und Verordnungen nehmen können. Auf diese Weise wurde der Einsatz der etablierten Energieträger nicht nur von der technischen Seite immer weiter optimiert, sondern es wurden auch von der gesellschaftlich-politischen Seite vorteilhafte Bedingungen für ihre Nutzung geschaffen. Der Einsatz von EEQ kann in einem solchen Umfeld zunächst weniger vorteilhaft erscheinen als derjenige der bereits etablierten konkurrierenden Systeme. Für eine wirksame Umsetzung von EEQ müssen daher neben der Schaffung von Kostenanreizen und der Förderung von FuE auch eine große Anzahl nichtmonetärer Hemmnisse aus dem Weg geräumt werden.

Erst wenn alle drei Bereiche jeweils im ausreichenden Maße stimuliert werden, kann sich eine Technologie erfolgversprechend am Markt etablieren. Dies erklärt zum großen Teil die Erfolge Dänemarks, welches alle drei „Säulen“ der Verankerung von EEQ in seiner Volkswirtschaft gleichermaßen ausgebaut hat. Die Unterstützung der EEQ beruht in Dänemark auf einem großen politischen Konsens, der auch durch Regierungswechsel nur unwesentlich beeinflusst wurde. Art und Höhe von Unterstützungen sind auf eine schnelle Umsetzung in dem Markt hin ausgelegt und werden weniger von grundsätzlichen und formalen Fragen beeinflusst. Ein Großteil der Maßnahmen zur Unterstützung der EEQ basiert auf Selbstverpflichtungen, wobei die Position der Regierung in Verhandlungen mit der Wirtschaft sehr stark ist. Dies beruht zum einen auf dem konsequenten Konzept der Energiepolitik, zum andern erleichtern die kommunalen Eigentumsrechte an den EHVU den Zugriff der Politik. Einen dritten Faktor stellt die große Zahl der fern- und nahwärmeversorgten Gebäude dar, (rund 50 %). Sie erleichtern die Versorgung mit Biomasse und solarer Wärme beträchtlich, da Dänemark im Laufe dieser siedlungsstrukturellen Entwicklung beachtliche technische und ökonomische Erfahrungen sammeln konnte und die insgesamt günstigen Erfahrungen Vorbehalte gegen Gemeinschaftsversorgungen weitgehend abgebaut haben.

4. Potentiale des Ausbaus erneuerbarer Energien

Zur Illustration des technischen Potentials der EEQ ist die Angabe eines konsistenten Datensatzes zweckmäßig, der unter gegebenen strukturellen Voraussetzungen eine in sich geschlossene Darstellung der tatsächlich nutzbaren Sekundärenergien erlaubt. Dieses „Referenzpotential“ stellt einen repräsentativen Anhaltswert für den in absehbarer Zeit maximal mobilisierbaren Beitrag von EEQ dar. Es enthält keine Überschneidungen und verzichtet auf die Berücksichtigung weiterer zukünftig möglicher Optionen, wie z.B. Import von EEQ.

Das technische Referenzpotential der Stromerzeugung aus EEQ beläuft sich für Deutschland auf **525 TWh/a**, entspricht also etwa der derzeitigen Bruttostromerzeugung. Mit derzeit 24 TWh/a ist es zu **4,5 %** ausgenutzt. Nahezu die Hälfte des so definierten Potentials stammt aus Off-shore Windkraftanlagen. An Brennstoffen kann rund **1.000 TWh/a** substituiert werden, was rund 70 % der betreffende Endenergie entspricht. Dieses Potential ist derzeit erst zu knapp **2 %** ausgenutzt. Primärenergetisch entspricht das Referenzpotential der innerhalb Deutschlands nutzbaren EEQ **8.500 PJ/a (Abbildung 1)**, also rund 60 % des derzeitigen Primärenergieverbrauchs.¹

¹ 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.

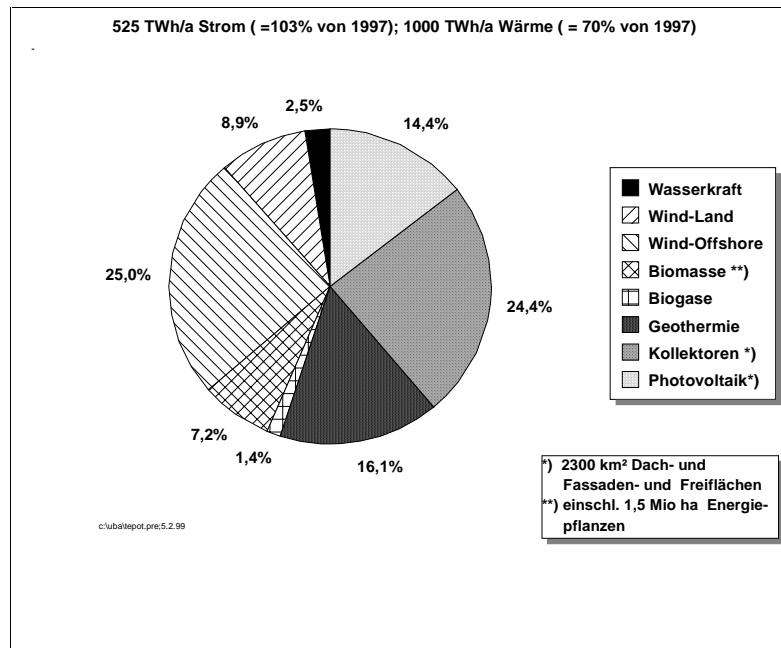


Abbildung 1: Beitrag der einzelnen erneuerbaren Energiequellen zum primärenergetischen Referenzpotential (bestimmt nach der Substitutionsmethode)

Die Anteile der einzelnen erneuerbaren Energiequellen am primärenergetischen Referenzpotential zeigen die nahezu gleichrangige Bedeutung aller Energiequellen bzw. Wandlungstechniken. Allein die Wasserkraft, die heute dominierende EEQ hat aus Potentialsicht mit 2,5 % einen geringen Anteil. Aufgrund ihres natürlichen Ursprungs treten die EEQ-

Potentiale in regional sehr unterschiedlicher Ausprägung auf. Siedlungsbedingte Differenzierungen zeigen die Nutzung der Solarstrahlung. In Landgemeinden liegen die potentiellen Deckungsanteile von Kollektoren und Photovoltaik mit 34 % (bezogen auf die Endenergie 1997) knapp doppelt so hoch wie in Großstädten (18 %; Mittelwert Deutschland 25 %). Die Nutzung von Rest-Biomasse ist in Städten aus Potentialsicht unbedeutend (durchschnittlich 2 %), sie kann jedoch in ländlichen Gemeinden Deckungsanteile von über 15 % erreichen. Konzepte einer sehr weitgehenden Nutzung von EEQ können daher besonders gut und frühzeitig in ländlichen Kommunen verwirklicht werden.

Das EEQ-Potential weist zwei Besonderheiten auf. Die bereitstellbare Strommenge des Referenzpotentials kommt zu 86 % aus den fluktuierenden Quellen Wind und Solarstrahlung; die kumulierte Nennleistung (die allerdings nicht zeitgleich auftritt) beträgt rund 250 GW. Eine sehr weitgehende Erschließung dieser Potentiale verlangt daher eine sehr weitgehende Umgestaltung der Versorgungsstrukturen hinsichtlich Lastmanagement, Reservehaltung und Kraftwerksregelung und somit der Struktur der übrigen fossilen Wärmekraftwerke. Da sich dieser Prozeß jedoch über Jahrzehnte hinzieht, kann er im Rahmen der üblichen Investitionszyklen unter stetiger Nutzung des technischen Fortschritts durchgeführt werden.

Die zweite Besonderheit bezieht sich auf die bereitstellbare Nutzwärme aus EEQ. Das Potential besteht zu 90 % aus Wärme < 100 °C, kann also nur zur Raumheizung, Warmwasserbereitung und für die Bereitstellung von Niedertemperatur-Prozesswärme eingesetzt werden. Dafür werden derzeit rund 40 % des Endenergieverbrauchs (ca. 3.800 PJ/a) benötigt, wovon das ermittelte Referenzpotential 80 % dieses Bedarfs abdeckt. Auch hier ist also eine beträchtliche Umgestaltung derzeitiger Wärmeversorgungsstrukturen erforderlich, wenn große Teile des Potentials erschlossen werden sollen. Nahwärmeversorgungen müssen dabei eine große Rolle spielen.

len, 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.

Nicht allein wirtschaftliche Erwägungen werden daher die Ausweitung von EEQ beeinflussen. Von ebenso großer Bedeutung für eine kontinuierliche ungestörte Erschließung ist die Berücksichtigung der Nutzungsdauern bestehender Anlagen und Gebäuden und der Reinvestitionszyklen. Eine forcierte Ausschöpfung der EEQ-Potentiale erfordert daher ihre rechtzeitige und vorrangige Einbeziehung in alle die Energieversorgung betreffenden strukturellen Planungen, z.B. im Siedlungsbereich, und ihre Berücksichtigung bei allen wesentlichen Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft.

Die EEQ-Technologien haben mittelfristig bis langfristig noch deutliche Kostensenkungspotentiale. Orientiert man sich an für einen energiewirtschaftlich relevanten Beitrag der EEQ innerhalb der nächsten Jahrzehnte erforderlichen Zuwächsen, so werden sich die jährlichen Zubauleistungen der meisten Technologien bis 2010 gut **verzehnfachen (Abbildung 2)**. Unter dieser Voraussetzung 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 Abb. 2) Stabilisiert sich danach die weitere Marktentwicklung auf hohem Niveau, so sind längerfristig (> 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).

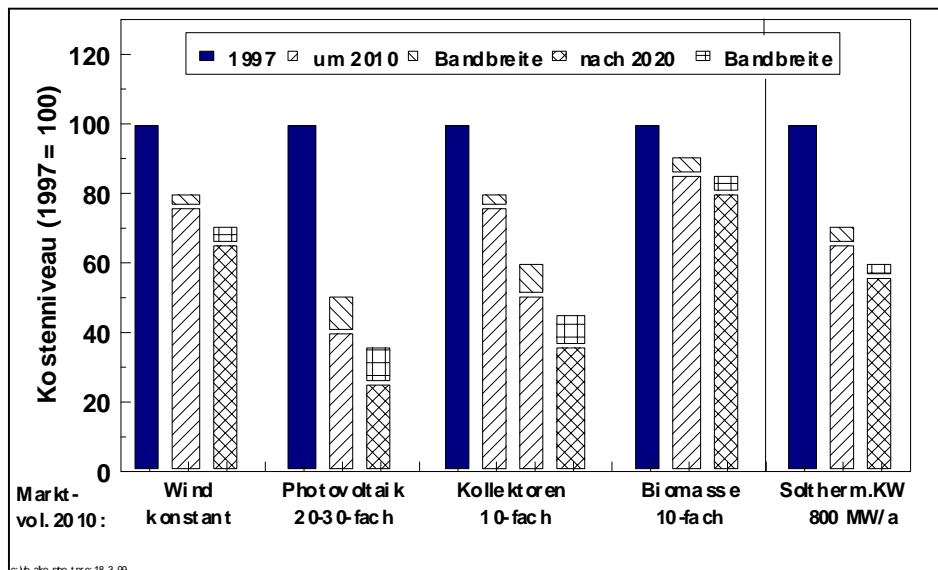
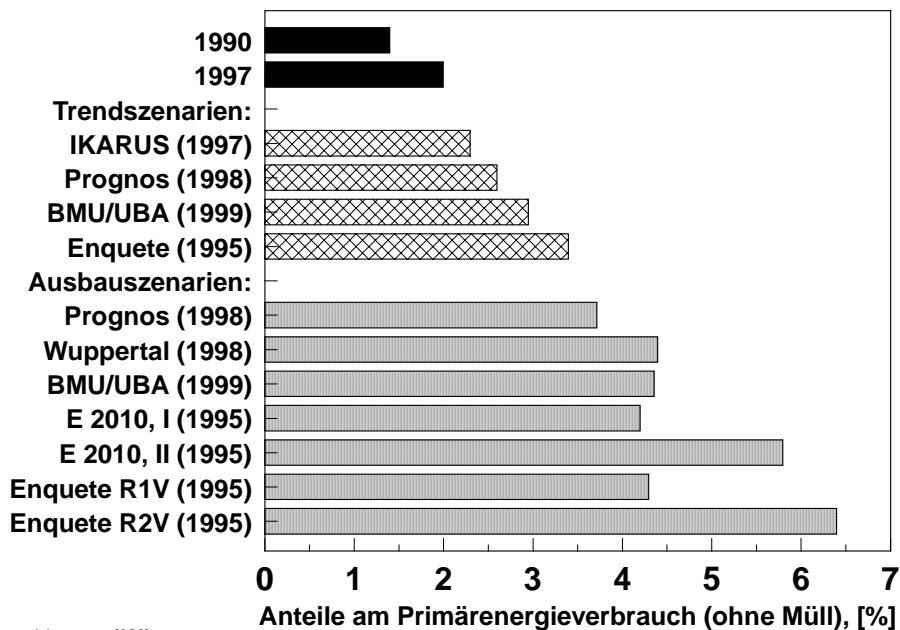


Abbildung 2: Kostensenkungspotentiale von Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien bei einem zügigen Aufbau größerer Marktvolumina

5. Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien und Ausbauziel 2010

Den für Deutschland vorliegenden Trendszenarien ist gemeinsam, daß sie von einem leichten Rückgang von Primär- und Endenergieverbrauch bis 2010 ausgehen. Die angestrebten Klimaschutzziele der Bundesregierung werden nicht erreicht; der CO₂-Ausstoß bleibt annähernd auf dem heutigen Niveau (1997: 863 Mio. t/a), was einer Reduktion um ca. 12 % gegenüber dem Bezugswert des Jahres 1990 entspricht. Ein für die vorliegende Untersuchung aktualisiertes Trendszenario ist für das Jahr 2010 durch folgende Indices gekennzeichnet (1997 = 100): Bevölkerung = 101, Wohnflächen = 109, Nutzflächen = 106; Anzahl PKW = 130, Personenverkehr = 124, Güterverkehr = 128 und Bruttoinlandsprodukt = 118. Der resultierende Primärenergieverbrauch im Jahr 2010 beträgt 14.230 PJ/a, der Endenergieverbrauch 9.330 PJ/a und davon der Stromverbrauch 1.852 PJ/a (514 TWh/a). Die Primärenergieintensität ist um 25 % niedriger als 1997, die Stromintensität um 14 %; der CO₂-Ausstoß beträgt 853 Mio. t/a. Die aktuellen Trendszenarien sehen auch moderate Wachstumsraten für die Strom- und Wärmeerzeugung aus EEQ bis hin zu einer etwa 50 %igen Erhöhung ihres derzeitigen Beitrags vor. Die Trendwerte der (früherer) Szenarien der Enquete-Kommission werden damit nicht mehr erreicht (**Abbildung 3**).



ubalszeneprev; 20.5.99

Abbildung 3: Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch des Jahres 2010 in verschiedenen Trendszenarien und Ausbauszenarien und Einordnung der in dieser Untersuchung gewählten Szenarien „Bisherige Maßnahmen“ und „Verdopplung“. (Substitutionsmethode)

Vorliegende Energieszenarien auf nationaler, europäischer und globaler Ebene, die davon ausgehen, daß eine ausreichende CO₂-Minderung zeitgerecht erreicht wird, zeigen übereinstimmend, daß dazu die Stärkung der drei strategischen Klimaschutzelemente „Rationellere Energienutzung“, „Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Erneuerbare Energien“ gleichrangig, wenn auch zeitlich mit unterschiedlicher Intensität, erfolgen sollte. Dies gilt insbesondere für Deutschland

mit seinen hohen Klimaschutzziele (Selbstverpflichtung 25 % bis 2005; 21 % im Zeitraum 2008 bis 2012 gemäß der Kyoto-Vereinbarung sowie 50 % bis 2020 und 80 % bis 2050 als Empfehlung der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre.“). Nationale Szenarioanalysen zeigen dabei insbesondere, daß ein Verzicht auf die Kernenergie, wie er derzeit in der Energiepolitik diskutiert wird, und die angestrebte mittelfristige CO₂-Reduktion nur vereinbar sind, wenn die durchschnittliche Steigerungsrate der Energieeffizienz pro Jahr deutlich höher als im Trendfall liegt. Gleichzeitig sind die KWK-Kapazitäten (vor allem Gas-GuD-Kraftwerke) und der Mix aus erneuerbaren Energien (kurzfristig insbesondere Wind, Biomasse) deutlich zu steigern. Die Notwendigkeit der forcierten Markteinführung von Rationeller Energieanwendung, erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung liegt dabei bereits durch die Klimaschutzziele fest, und zwar relativ unabhängig davon, wann das letzte Kernkraftwerk außer Betrieb geht.

Unter diesen Voraussetzungen legen die vorliegenden Szenarien nahe, folgende energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2010 zu vereinbaren, um - unabhängig von der Frage der weiteren Nutzung der Kernenergie - den Klimaschutzziele gerecht zu werden: und um die Handlungsspielräume für die Neugestaltung der Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten substantiell zu erweitern

- **Wachstum der Energieproduktivität pro Jahr um etwa 3 % (von bisher etwa 1,7 % p.a.)**
- **Mindestens Verdopplung der industriellen und kommunalen Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung**
- **Mindestens Verdopplung, besser Verdreifachung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien.**

Das angestrebte Ausbauziel 2010 für EEQ machen sich alle Ausbauszenarien zu eigen (Abbildung 3), wobei in aktuellen Szenarien von einer ungefähren Verdopplung ausgegangen wird. Das in früheren Szenarien angestrebte Ziel einer Verdreifachung des derzeitigen Beitrag ist dagegen aus heutiger Sicht als sehr ehrgeizig anzusehen. In der vorliegenden Untersuchung sind die mit BMU/UBA gekennzeichneten **Szenarien „Bisherige Maßnahmen“ und „Verdopplungsziel“** Ausgangspunkt für die Ableitung von Instrumenten und Maßnahmen. Im erstgenannten Szenario erhöht sich der Beitrag der EEQ gegenüber heute um 54 % auf 428 PJ/a (Substitutionsmethode; bzw. auf 237 PJ/a bei Anwendung der Wirkungsgradmethode). Der Beitrag an der Stromerzeugung steigt, bezogen auf die Gesamterzeugung des Jahres 1997, auf 7,2 %, derjenige an der Wärmeerzeugung auf 1,6 % (**Abbildung 4**, „Trend“). Die Steigerungsraten reichen von 11 % (Wasserkraft) bis zum knapp 13-fachen bei der Photovoltaik. Die größten Beiträge liefert im Jahr 2010 die Biomasse, gefolgt von der Wasserkraft und der Windenergie. Während die derzeitigen Nutzwärmebeiträge aus EEQ praktisch ausschließlich aus Anlagen zur Versorgung von einzelnen Gebäuden stammen, entfallen im Jahr 2010 ca. 15 % der Nutzwärme (3,6 TWh/a) auf Nahwärmanlagen. Geothermische Anlagen bedienen ausschließlich Nahwärmenetze, bei der Biomasse- und Biogasnutzung sind es rund 50 %, bezogen auf die gesamte Wärmemenge, und im Kollektorbereich ca. 10 %. Dieses Szenario unterstellt ein unverändertes StrEG unter Anwendung der Härteklausel, das 100.000 Dächer Photovoltaik-Programm, sowie das 200 Mio. DM Förderprogramm der Bundesregierung und Ländermittel in etwa gleichbleibender Höhe wie in der Vergangenheit.

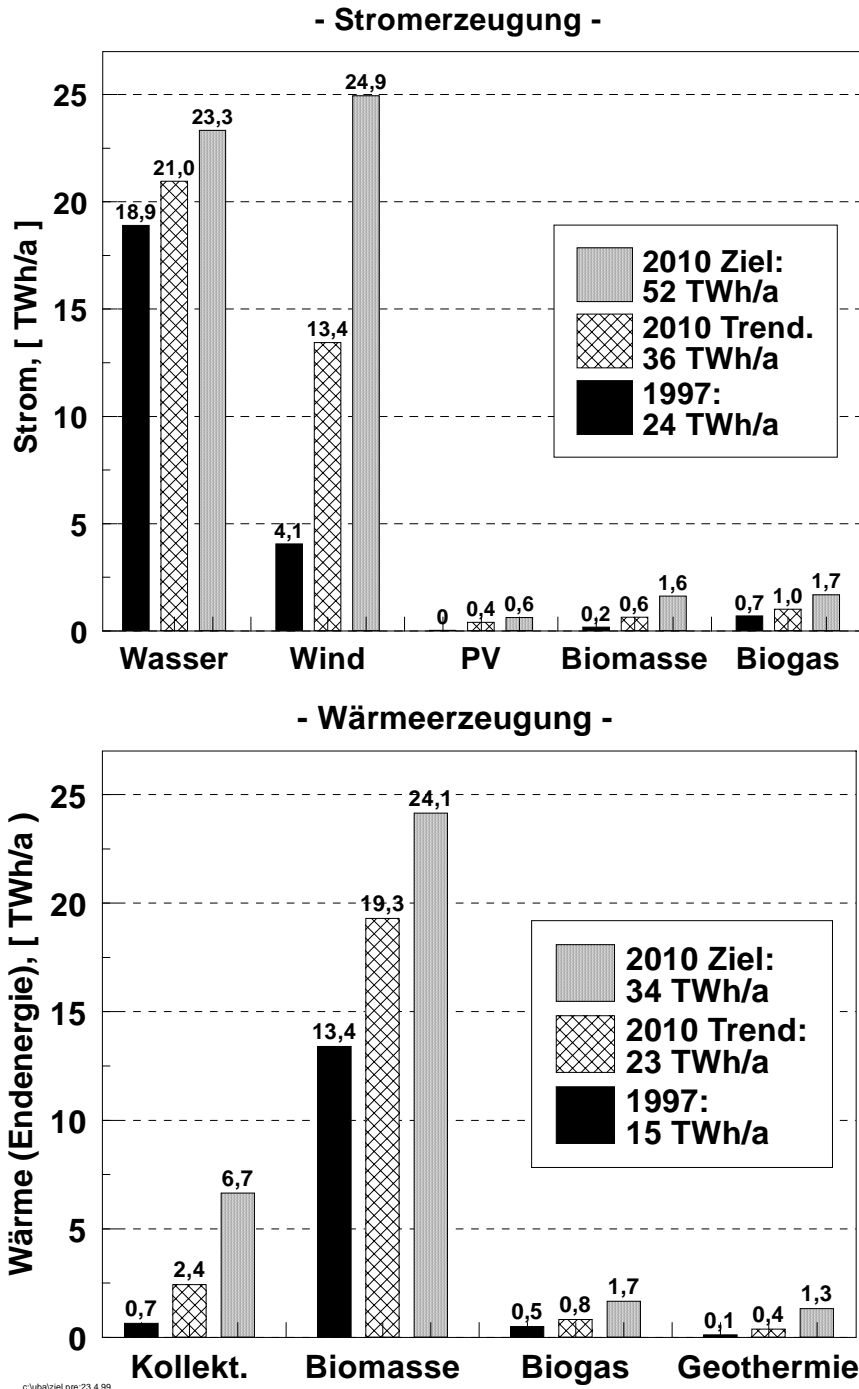


Abbildung 4: Struktur des Beitrags erneuerbarer Energien in den Szenarien „Bisherige Maßnahmen“ (Trend) und „Verdopplung“ (Ziel) im Jahr 2010 im Strom- und im Wärmebereich

Der Status 2010 der EEQ in dem zielorientierten Szenario „Verdopplung“ geht von einer Erhöhung gegenüber heute **um 125 % auf 615 PJ/a Primärenergie** aus (nach Wirkungsgradmethode 340 PJ/a). Der Beitrag zur Stromerzeugung steigt mit 52 TWh/a auf 10,2 %, derjenige der Wärmeerzeugung mit 34 TWh/a (122 PJ/a) auf 2,3 %, bezogen auf den derzeitigen Endenergieverbrauch. Der Beitrag der Windenergie (12.500 MW) übertrifft 2010 denjenigen der

Wasserkraft. Beträchtliche Steigerungsraten verzeichnen auch die Photovoltaik (700 MW), solarthermische Kollektoren (18,7 Mio. m² Kollektorfläche) und die Geothermie (670 MW_{th}). Der kumulierte Zuwachs an Biomasse und Biogas beträgt 7.400 MW_{th} und 440 MW_{el}. Die angestrebte Ausweitung der Wärmeversorgung verlangt jetzt einen deutlichen Einstieg in Nahwärmeversorgungen. Sie stellen im Jahr 2010 rund 30 % der gesamten Wärme (10 TWh/a) und damit etwa viermal mehr als im Trendszenario. Insbesondere wird es daher notwendig sein, solare Wärme in wachsendem Umfang über Nahwärmeversorgungen bereitzustellen, um ihren Beitrag zur Heizungsunterstützung deutlich zu steigern.

6. Ökonomische Eckdaten des Zubaus erneuerbarer Energien.

Die ökonomischen Eckdaten des EEQ-Zubaus machen die Unterschiede der beiden Entwicklungspfade deutlich. Der Zubau im Szenario „Bisherige Maßnahmen“ erlaubt keine Ausweitung des derzeitigen Investitionsvolumens in Neuanlagen. Wachstumstendenzen bei der Photovoltaik (100.000 Dächer-Programm) und bei der Biomasse steht ein etwa konstanter Absatzmarkt bei Kollektoren und ein stark schrumpfendes Marktvolumen bei der Windenergie gegenüber (Wirkung der Härteklausele des StrEG), so daß das gesamte Investitionsvolumen der EEQ im Jahr 2010 nur noch rund 2 Mrd. DM/a beträgt. Das kumulierte Investitionsvolumen im Zeitraum 1998-2010 beläuft sich auf 31,6 Mrd. DM (**Abbildung 5, oben**). Ein Gesamtwachstum des Beitrags von EEQ um rund 50 % bis 2010 reicht demnach nicht aus, die entscheidenden neuen Wachstumsimpulse zu aktivieren, die erforderlich sind um ihnen mittelfristig energiewirtschaftlich relevante Anteile zu sichern. Für die Windenergieindustrie wäre darüber hinaus die in diesem Szenario unterstellte Schrumpfung des Marktes kaum durchhaltbar.

Deutliche Wachstumstendenzen entstehen erst bei der im Mittel angestrebten Verdopplung des EEQ-Beitrags bis 2010. Diese Zielsetzung ermöglicht unter Beibehaltung des derzeitigen Marktvolumens bei der Windenergie deutlich wachsende Investitionsvolumina bei allen anderen Technologien (**Abbildung 5, unten**). Das jährliche Marktvolumen für Neuanlagen steigt bis zum Jahr 2010 auf **6,5 Mrd. DM/a**, die kumulierte Summe zwischen 1998 und 2010 beläuft sich auf **66,7 Mrd. DM**. Die im Strommarkt zu tätigen Investitionen betragen einschließlich der Biomasse-KWK Anlagen auf 37 Mrd. DM, diejenigen im Wärmemarkt knapp 30 Mrd. DM, worin 5 Mrd. DM für den Aufbau von Nahwärmenetzen enthalten sind. Der Wärmemarkt erhält also im Szenario „Verdopplung“ ein annähernd gleiches Gewicht wie der Strommarkt.

In beiden Szenarien steigen die Differenzkosten². Infolge des Zubaus von EEQ-Technologien, wobei die berücksichtigten Kostendegressionen den Zuwachs zwar dämpfen, aber bei dem unterstellten Energiepreisniveau nicht verhindern können. Im Szenario „Bisherige Maßnahmen“ steigen die Differenzkosten von den derzeitigen 1,0 Mrd. DM/a auf 2,6 Mrd. DM/a zum Zeitpunkt 2010. Ein Vergleich mit den ab 1999 zur Verfügung stehenden Fördermitteln zur Markteinführung sowie mit den entsprechend der steigenden Stromeinspeisung wachsenden Vergütungssummen des StrEG zeigt, daß diese Mittel selbst für die bloße Aufrechterhaltung der derzeitigen Marktdynamik im Bereich der erneuerbaren Energien eher knapp bemessen sind. Sie sind erst recht kein Garant für die deutlich steigende Marktdynamik des Szenarios „Verdopplung“, die insgesamt höhere Differenzkosten verursacht. Um diese Differenzkosten bis zu einer

² Unter „Differenzkosten“ wird die Differenz zwischen den Gesamtkosten der installierten Techniken der erneuerbaren 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. Gleichwohl müssen diese „Differenzkosten“ aus betriebswirtschaftlicher Sicht mittels geeigneter Anreize (Instrumente) mobilisiert werden, wenn die gewünschten Investitionen getätigt werden sollen.

Höhe von rund **4 Mrd. DM/a (Tabelle 4 und Tabelle 5)** zu mobilisieren, wird es erforderlich sein, entsprechend wirksame Instrumente einzusetzen.

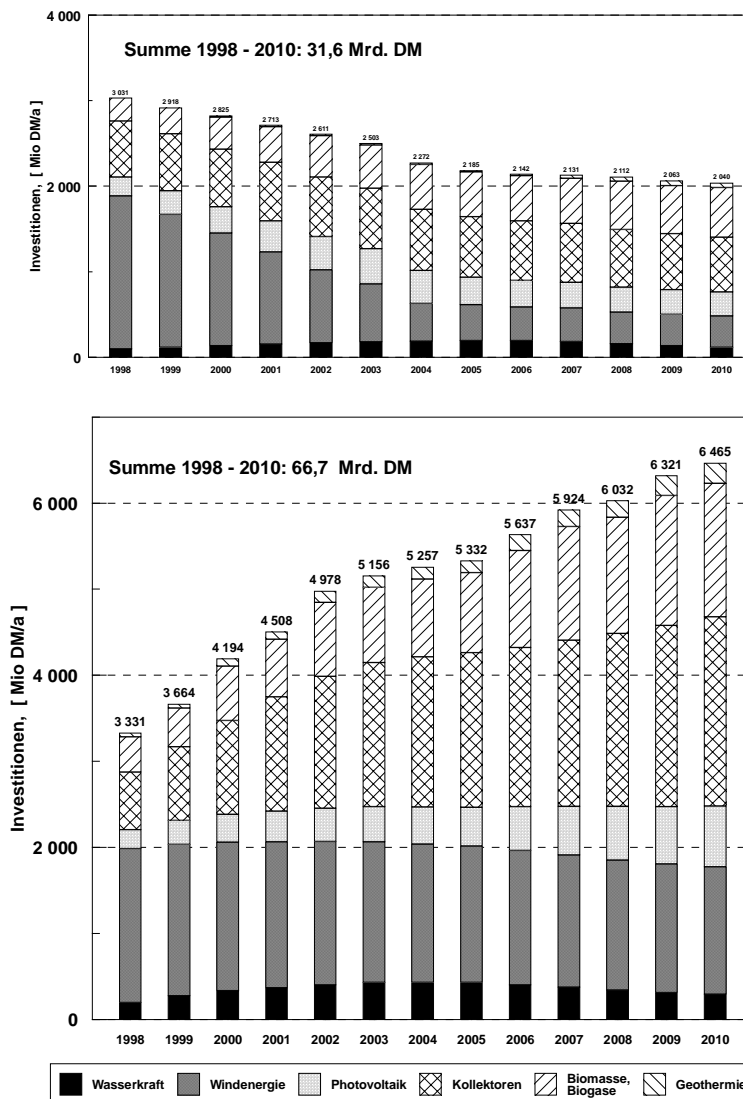


Abbildung 5: Investitionsvolumina des Zubaus erneuerbarer Energie bis zum Jahr 2010; oben: Szenario „Bisherige Maßnahmen“, unten Szenario „Verdopplung“

Die gewählten Ausbauziele im Szenario „Verdopplung“ führen zu vergleichbaren kumulierten Investitionen im Strom- und im Wärmemarkt. Entsprechendes ergibt sich bei durchaus unterschiedlicher Wirtschaftlichkeit der Einzeltechniken und unterschiedlichen Wachstumsraten auch für die Differenzkosten. Im Strommarkt (Tabelle 4) steigen sie von derzeit **0,6 Mrd. DM/a** auf rund **1,8 Mrd. DM/a** im Jahr 2010, wobei der Beitrag der Windenergie über den ganzen Zeitraum hinweg dominiert. Bezogen auf den Endenergieverbrauch an Strom steigt der entsprechende spezifische Wert von derzeit **0,13 Pf/kWh auf 0,33 Pf/kWh**. Im Wärmemarkt ist ein höherer Anstieg von derzeit **0,46 Mrd. DM auf 2,3 Mrd. DM** zu verzeichnen, der vor allem auf das deutliche Anwachsen von Kollektoranlagen zurückzuführen ist. In Relation zur umgesetzten

Brennstoffmenge in Höhe von 5.200 PJ/a (1.450 TWh/a) sind die Differenzkosten im Wärmemarkt mit **0,032 Pf/kWh (1997) bzw. mit 0,157 Pf/kWh (2010)** deutlich geringer als im Strommarkt. Die spezifischen Differenzkosten geben Hinweise auf das Ausmaß der Kostenbelastung, der Strom- und Brennstoffpreise ausgesetzt sind, wenn das Verdopplungsziel umgesetzt wird. Etwa die Hälfte des Wertes im Strommarkt von 1997 wird beispielsweise derzeit über das StrEG wirksam. Die potentiellen Verteuerungen sind im Vergleich zu steuerlichen Belastungen dieser Energieträger und zu Preisschwankungen von Brennstoffen infolge einer Veränderung der Primärenergiepreise relativ gering.

Tabelle 4: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Szenario „Verdopplung“ im Strommarkt (spezifische Differenzkosten bezogen auf Endenergieverbrauch an Strom)

	Wasser	Wind	Photovolt.	Biomasse KWK	Gesamt	
					absolut Mio DM/a	spezifisch Pf/kWh
1997	150	340	56	44	590	0,128
1998	156	457	75	62	750	0,159
1999	158	562	99	71	890	0,184
2000	161	655	127	97	1040	0,210
2001	163	735	157	112	1166	0,233
2002	163	802	189	132	1286	0,255
2003	161	856	223	147	1388	0,275
2004	158	898	258	161	1475	0,029
2005	152	928	294	174	1547	0,301
2006	145	945	334	187	1611	0,310
2007	136	950	378	205	1669	0,316
2008	126	947	426	220	1720	0,323
2009	115	934	476	235	1760	0,328
2010	104	910	528	246	1788	0,334

Tabelle 5: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Szenario „Verdopplung“ im Wärmemarkt (einschließlich Nahwärmenetze; spezifische Differenzkosten bezogen auf Endenergieverbrauch an Brennstoffen)

	Kollektoren	Geothermie	Biomasse	Gesamt	
				absolut Mio DM/a	spezifisch Pf/kWh
1997	332	5	126	463	0,032
1998	389	8	137	533	0,037
1999	460	10	144	614	0,042
2000	552	15	155	722	0,050
2001	661	20	175	856	0,059
2002	785	27	198	1010	0,070
2003	918	34	221	1173	0,081
2004	1053	41	242	1336	0,092
2005	1187	47	260	1494	0,103
2006	1319	55	281	1655	0,114
2007	1449	63	308	1820	0,126
2008	1578	71	330	1978	0,136
2009	1702	79	352	2133	0,147
2010	1827	87	369	2282	0,157

7. Förderinstrumente und ihre Bewertung

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.
- **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.
- **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.

Basis der Untersuchung sind die bereits bisher in Deutschland eingesetzten Instrumente, die im Ausland angewandten Konzepte und sonstige von Verbänden, politischen Parteien, Umweltorganisationen und wissenschaftlichen Instituten genannten Vorschläge. Angesichts der Fülle der möglichen Instrumente – es wurde eine Aufgliederung in 22 monetäre, 32 ordnungsrechtliche, 12 Information und Ausbildung betreffende und 18 weitere, flankierende Instrumente vorgenommen – kann festgehalten, daß es nicht an Vorschlägen für Einzelmaßnahmen oder Maßnahmenbündeln mangelt, sondern daß eher die zielstrebige Verabschiedung und Umsetzung zu wünschen übrig läßt.

Alle Instrumente sollen dem weiteren, beschleunigten Ausbau von EEQ dienen. Ihre Zweckmäßigkeit und Wirksamkeit muß an einer Reihe von Kriterien gemessen werden. Die wichtigsten, im Zusammenhang mit der Förderung des EEQ-Ausbaus zu beachtenden Ziele bzw. Kriterien zeigt **Tabelle 6**. Eine systematische Vorgehensweise bei der Bewertung der zahlreichen Einzelinstrumente anhand der Kriterien ist nicht durchführbar. Dazu müßten die Wirkungen und Wirkungsverflechtungen der Instrumente in technischer, ökologischer, ökonomischer und politisch-institutioneller Hinsicht sowohl im Detail beschreibbar als auch weitgehend quantifizierbar sein. Ebenso ist die isolierte Betrachtung der Wirkungen nur eines einzelnen Instruments nicht sinnvoll, da dies im allg. nicht den Interdependenzen des Energiesystems gerecht wird. In der Regel ist die Bewertung von Maßnahmenbündeln zielführender.

Eine möglichst konkrete Beschreibung und Ausgestaltung der Instrumente ist Voraussetzung dafür, eine realistische Einschätzung ihrer Auswirkungen vornehmen zu können. Dies geschieht getrennt für den Strommarkt und den Wärmemarkt. Bei der sich anschließenden Bewertung wird eine pragmatische Vorgehensweise verfolgt. Es erfolgt eine Konzentration auf einige ausformulierte Förderkonzepte (bzw. –optionen). Die anderen Instrumente werden vor allem darauf hin überprüft, in welchem Ausmaß sie die Wirkung der vorrangig ausgewählten Förderkonzepte

Tabelle 6: Kriterien zur Beurteilung von Instrumenten und Maßnahmenbündeln zur Unterstützung des Ausbaus erneuerbarer Energien

Oberziel: Deutliche Ausweitung des Beitrags erneuerbarer Energien; konkret: Verdopplungsziel bis 2010 mit tendenziellem Erreichen der technologischen Einzelziele.

(A) Gesetzlicher Implementierungsrahmen und Wettbewerbskonformität

1. Vereinbarkeit mit der deutschen und europäischen Rechtsprechung (u.a. Verfassungsmäßigkeit)
2. Vereinbarkeit mit dem deutschen und europäischen Wettbewerbsrecht und den Liberalisierungszielen der EU (darunter Vermeidung ungleicher Belastungen für Energieerzeuger und –verteiler als auch unterschiedlicher regionaler oder kundenspezifischer Belastungen für den Energieverbraucher; degressive und zeitlich begrenzte Förderung)
3. Vereinbarkeit mit den europäischen Harmonisierungsbemühungen
4. Erhalt bzw. Weiterentwicklung einer wettbewerblichen Marktstruktur, u.a. kein Aufbau oder Verfestigung von Marktzutrittsbeschränkungen; ausreichende Beteiligungsmöglichkeiten bzw. Spielräume für unterschiedliche Marktteilnehmer, Sicherstellung einer breiten Investitionsbasis unterschiedlicher Herkunft (dezentrale Energietechnologien)
5. Angemessener Integrationsgrad des Staates, d.h. Art und Höhe des Regulierungs- und Steuerungsaufwands; Eingriffsintensität von Behörden und Verwaltung

(B) Effizienz der Instrumente und Ausmaß von Transaktionskosten

1. Kosteneffizienz (Wirksamkeit der eingesetzten Mittel in Bezug auf die erzeugte Energiemenge und die hiermit verbundenen Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen)
2. Minimierung von Mitnahmeeffekten und Fehlleitung von Fördermitteln (z.B. Überförderung)
3. Übersichtliche und transparente Gestaltung, z.B. hinsichtlich des Zugriffs auf die Mittel, und der Verständlichkeit der Regelungen
4. Höhe der zu erwartenden Transaktionskosten und des Regulierungsaufwands; Informationsbeschaffungs- und Verhandlungsaufwand; Einfachheit in der Anwendung

(C) Akzeptanz und Kompatibilität mit gesamter Energiepolitik

1. Veränderungsgrad gegenüber bestehenden Regelungen und damit politische Durchsetzbarkeit bzw. Aufwand bis zur Verabschiedung und Anwendung
2. Akzeptanz in der Bevölkerung (unter Berücksichtigung weiterer Maßnahmen, wie Ökosteuer) und bei den wesentlichen betroffenen Akteuren wie Energieerzeuger, Anlagenhersteller, öffentliche Verwaltung
3. Ausschöpfung von Synergieeffekten (z.B. mit Entwicklungen und Programmen im Bereich der rationelleren Energienutzung), Verträglichkeit mit anderen energiepolitischen Vorhaben wie z.B. Ökosteuer, potentielle Quotenregelung für die KWK und Maßnahmen im Bereich der rationellen Energienutzung)
4. Längerfristige Kalkulierbarkeit der Maßnahmen, d.h. sind die Rahmenbedingungen hinreichend lange sicher und verlässlich um Investitionssicherheit zu gewährleisten und um das Leitbild glaubwürdig zu verwirklichen.
5. Verursachungsgerechtes Aufbringen der Mittel (Grad der Annäherung an das „Verursacherprinzip“)

(D) Technologie- und industriepolitische Aspekte

1. Hinreichende Berücksichtigung der technologiespezifischen Unterschiede zwischen den erneuerbaren Energien hinsichtlich ihres Entwicklungsstandes und ihrer Wirtschaftlichkeit
2. Treffsicherheit des Ausbauziels allgemein und hinsichtlich der technologiespezifischen Zielvorstellungen
3. Anreiz für technologische Verbesserungen und zur Ausschöpfung von Kostensenkungspotentialen
4. Ausmaß der Möglichkeiten einer dynamischen Anpassung an veränderte Bedingungen (z.B. Ausbauziele, Produktivitätsfortschritte, Korrektur von Fehlentwicklungen)
5. Anreize für technologische Spin-off-Effekte; für den Aufbau von Exportmärkten, für beschäftigungspolitische Maßnahmen; Erhöhung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit

Komplementär unterstützen können oder in der Lage sind, diesen die Erfüllung der Kriterien überhaupt erst zu ermöglichen. Dabei wird davon ausgegangen, daß die bewerteten Maßnahmenbündel nicht allein in der Lage sind, die im Verdopplungsszenario unterstellte Ausbaudynamik hervorzurufen, sondern vielmehr einer gezielten und dosierten Unterstützung durch weitere ordnungsrechtliche, informatorische und andere flankierende Instrumente bedürfen, damit sie ihre Wirkung voll entfalten können

Nicht nur die Instrumente bzw. ihre Wirkungen stehen in enger Wechselwirkung miteinander, auch die Kriterien sind nicht unabhängig voneinander bzw. nicht trennscharf abgegrenzt. Darüber hinaus beziehen sie sich vielfach auf komplexe Sachverhalte, die nur scheinbar durch eine „weiche“ Formulierung anschaulich gemacht werden. Bei der Anwendung der Kriterien auf die ausgewählten Maßnahmenbündel ist deshalb eine einfache relative Bewertung („besser; schlechter als der gegenwärtige Zustand“) zweckmäßiger als eine absolute Bewertung, für welche brauchbare Maßstäbe fehlen. Für diese relative Bewertung wird eine fünfteilige Punkteskala von -2 bis +2 gewählt, wobei 0 = der Wirksamkeit des jetzigen Status des StrEG entspricht.

Wesentlich ist dabei die transparente Gestaltung dieser Bewertung, damit die Ursachen für die Einstufungen sichtbar sind und diese diskutiert werden können. Die Kriterien werden darüber hinaus gewichtet. Das Oberziel „Deutliche Ausweitung der EEQ“ wird 3-fach gezählt. Die Kriterien (A), welche den gesetzlichen Implementierungsrahmen und die Wettbewerbskonformität betreffen und damit für die politische Praktikabilität des betreffenden Instruments von besonderer Bedeutung sind, werden 2-fach gezählt. Alle anderen Kriterien werden einfach gezählt. Ein derartiges überschaubares Bewertungsschema kann die detaillierte Analyse und den Vergleich der zur Verfügung stehenden Optionen für die Gestaltung des gesamten Maßnahmenbündels für einen verstärkten Ausbau von EEQ nicht ersetzen, wohl aber unterstützen.

8. Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt

Die Entwicklung der EEQ im Strommarkt wurde in den letzten Jahren in Deutschland neben verschiedenen Bundes- und Landesprogrammen (z. B. 250 MW-Windenergieprogramm des Bundes) maßgeblich durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) geprägt. Insbesondere für die Windenergie konnten so wichtige Schritte in der Markteinführung erreicht werden. Insofern wird das 1991 in Kraft getretene Gesetz zu recht als eines der erfolgreichsten und effektivsten in den letzten Jahren eingeführten energiepolitischen Instrumente bezeichnet.

Das Gesetz war dabei so erfolgreich, daß bereits nach wenigen Jahren eine Stromerzeugung aus EEQ erreicht wurde, die eine grundsätzliche Diskussion über die Art der Fortführung der Förderung von EEQ im Strommarkt ausgelöst hat. Als Folge der z. T. sehr kontroversen Diskussionen wurde im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im April 1998 deshalb auch das StrEG geändert. Die Diskussion um das StrEG ist damit aber nicht zum Stillstand gekommen. Ursächlich hierfür sind zum einen eingeleitete Klagen aus der Energieversorgung gegen das vorliegende Gesetz. Zum anderen war dem Gesetzgeber von vornherein bewußt, daß eine weitere Anpassung des StrEG in kurzer Zeit erforderlich sein wird, da spätestens im Jahr 2000 mit dem erstmaligen Erreichen des zweiten 5 %-Deckels gerechnet werden kann. Ebenfalls weiter in der Diskussion sind auch noch die Fragen der Verträglichkeit mit dem europäischen Wettbewerbsrecht.

Bei der Bewertung der möglichen Optionen zur weiteren Förderung der EEQ im Strommarkt ist die Tatsache zu beachten, daß sich der Energiemarkt, insbesondere der Strommarkt, derzeit in einer durch die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom April 1998 in Gang gekommene Übergangsphase befindet, die mit Sicherheit mehrere Jahre dauern wird. Zwar ist der monopo-

listische Zustand aufgehoben, ein funktionsfähiger europaweiter Wettbewerb, in welchem auch erneuerbare Energien (und auch die KWK) gleichwertige Chancen haben, existiert jedoch noch nicht (**Tabelle 7**). In dieser Phase „rudimentären“ Wettbewerbs bedarf es daher vor allem Übergangslösungen, welche die bisherige Dynamik des Aufbaus der EEQ weiter sicherstellen, jedoch den Übergang in einen funktionsfähigen Wettbewerb zu einem späteren Zeitpunkt nicht erschweren.

Tabelle 7: Phasen des Übergangs vom Stromversorgungsmonopol zum europaweiten Wettbewerb

Phase	Monopolphase	Übergangsphase	Wettbewerbsphase
Zeitraum	bis April 1998	April 1998 bis ??	zukünftig
Charakteristika des Marktes	<ul style="list-style-type: none"> geschlossene Versorgungsgebiete dominierende Marktstellung der Stromanbieter (kein brancheninterner Wettbewerb) keine freie Wahl des Stromversorgungsunternehmens 	<ul style="list-style-type: none"> Aufhebung der Demarkationsverträge erster (rudimentärer Wettbewerb) zwischen Stromerzeugungs- und –handelsunternehmen Stromnetze bleiben weitgehend monopolisiert Kunden haben freies Wahlrecht ihres Versorgers (stark gehemmt durch z. T. hohe Durchleitungsentgelte) Nennenswerter Rückgang der Strompreise vor allem im Sondervertragskundenbereich langsames Entstehen eines neuen Marktes für Ökostromanbieter 	<ul style="list-style-type: none"> funktionierender europaweiter Wettbewerb freie Wahl des Versorgers über alle Kundengruppen weitreichendes Angebot von Ökostrom Konzeptvorschläge und Bedingungen für die Einführung international harmonisierter wettbewerbsorientierter Instrumente sind erarbeitet und überprüft worden Internalisierung externer Kosten, z.B. im Rahmen einer mehrstufigen ökologischen Steuerreform
Förderung der EEQ	<ul style="list-style-type: none"> Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch StrEG hierdurch Induzierung eines brancheninternen Wettbewerbs für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 	<p>Notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> Modifikation des StrEG (insbesondere in bezug auf regionale Disparitäten) Stärkung des Nachfrageelementes sowie der Ökostromanbieter durch Erlaß einer Netzzugangsverordnung (faire und diskriminierungsfreie Durchleitungsbedingungen) Erhalt und ggf. Verstärkung des Herstellerwettbewerbs durch eine dynamische Anpassung der Einspeisebedingungen an die Marktverhältnisse 	<p>Möglich:</p> <ul style="list-style-type: none"> ggf. sukzessive Rücknahme der bestehenden Preisregulierung in Abhängigkeit der Stärke des Ökostrommarktes (friktionsfreier Übergang) Festlegung von dynamischen Zielen/ Quoten (für Strom aus erneuerbaren Energien und ggf. KWK) in Abhängigkeit der gesetzten Klimaschutzziele

Im Mittelpunkt der Instrumentenanalyse steht das StrEG, welches hinsichtlich der Möglichkeiten einer wettbewerbskonformen Weiterentwicklung und Modifizierung untersucht wurde. Daneben wurde weitere preisorientierte Förderinstrumente, wie Zuschuß- und Kreditprogramme, erhöhte Eispeisevergütungen und Kombinationen dieser Instrumente einer detaillierten Beschreibung unterzogen. Ein weiterer Schwerpunkt war die Beschreibung verschiedener mengenorientierter Förderinstrumente, also Quotenregelungen in ihren verschiedenen Ausprägungen, sowie Ausschreibungsmodelle. Auch die Bedeutung Grünen Stroms in liberalisierten Märkten, sowie die Einsatzmöglichkeiten nichtmonetärer Förderinstrumente wurden untersucht und eingeordnet.

Einer vertieften Bewertung wurden schließlich fünf Förderoptionen unterworfen:

A) das StrEG in seiner heutigen Ausgestaltung (zu Vergleichszwecken)

B) ein modifiziertes StrEG in Verbindung mit dem Modell des Netzkostenaufschlags:

Die Vergütung nach StrEG wird vom Netzbetreiber gezahlt; dieser „mischt“ den eingespeisten Strom der Stromabgabe an die Letztverbraucher bei; die dem Netzbetreiber entstehenden Mehrkosten werden über einen nationalen Ausgleichsfonds ausgeglichen; die Härteklausele entfällt.

Als Untervarianten werden verschiedene Vergütungsmöglichkeiten betrachtet:

B1) Einführung eines Mindestvergütungssatzes (z. B. 17 Pf/kWh für die Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse, Kleinwasserkraft, geothermische Stromerzeugung) bei zeitlich unbegrenzter Förderung und Einführung einer deutlich erhöhten ebenfalls festen Vergütung für kleine Photovoltaikanlagen (< 10 kW) mit einem Selbstbehalt von 20 % sowie ggf. eines Bieterwettbewerbs für größere Anlagen.

B2) Beschränkung der Vergütung nach dem StrEG auf eine bestimmte Ertragsmenge mit fest vorgegebenem Vergütungssatz (kostenorientierter Vergütungsansatz), wobei Ertragsmenge bzw. Zeitdauer der Vergütung technologiespezifisch differenziert sind. Danach erfolgt eine reduzierte Vergütung. Die dafür zugrunde zu liegenden Sätze könnten sich dann ggf. nach einer (modifizierten) Verbändevereinbarung richten. Über die unterschiedliche Erstattungszeit der Vergütung z.B. im Falle der Windenergie erfolgt somit indirekt eine Berücksichtigung des Standortes. Weiterhin erfolgt eine Reduzierung der Vergütung in Abhängigkeit von technischen Fortschritten für jeweils neue Anlagen.

B3) wie B2) jedoch standortspezifische Berechnung des Vergütungssatzes z.B. in Anlehnung an die Musterberechnungsbögen des Landes NRW (kostendeckender Vergütungsansatz). Weiterhin Anpassung der Vergütung in Abhängigkeit von technischen Fortschritten.

In alle Untervarianten werden **neue EltVU – Anlagen** zur Nutzung von EEQ in das modifizierte StrEG einbezogen.

C) Quotenregelung für Stromerzeuger: Die Stromerzeugungsunternehmen werden verpflichtet einen Mindestanteil ihrer Stromerzeugung auf der Basis von EEQ zu realisieren; Ausgleichsmöglichkeiten bestehen über den Handel mit Zertifikaten; Kleinsterzeuger können über eine Strombörse eingebunden werden.

D) Bieterwettbewerb: mengenreguliertes Modell mit der Möglichkeit über spezifische im Wettbewerb miteinander stehende Angebote Teilmengen zu realisieren.

E) Direktvermarktung: Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien basiert ausschließlich auf freiwilligem Engagement; Unternehmen, die Strom aus erneuerbaren Energien bereitstellen, d. h. als Erzeuger oder als Zwischenhändler fungieren, konkurrieren untereinander auf dem Markt.

Als Untervarianten werden eingeführt:

- E1)** Keine privilegierte Behandlung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- E2)** Die Wettbewerbsfähigkeit der privaten Anbieter wird durch privilegierte Regelungen im Rahmen der Erhebung von Durchleitungsentgelten gestärkt wobei die resultierenden Aufwendungen/Kosten der Netzbetreiber national ausgeglichen werden.

Die vorgenommene Bewertung mittels der ausgewählten Kriterien (**Tabelle 8**) auf der Basis der fünfteiligen Skala (vgl. Abschnitt 7) läßt Rückschlüsse auf die Eignung der verschiedenen Förderoptionen zu, einen maßgeblichen Beitrag für die Zielerreichung „Verdopplung des Beitrags von EEQ bis 2010“ zu leisten. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus der Bewertungsmatrix folgende Erkenntnisse:

- Offensichtlich scheinen sowohl Bieterwettbewerbe (D) als aber auch Vorschläge der Kategorie E) Direktvermarktung für die Erreichung des Ziels wenig geeignet. Dies liegt für die Direktvermarktungsmodelle in erster Linie an ihrer vergleichsweise geringen quantitativen Wirkung, die maßgeblich auf das begrenzte Potential des „freiwilligen“ Ökostrommarktes zurückzuführen ist. Für die Gesamtbewertung ist aber (wegen der 3fach-Wertung) gerade dieses Kriterium von besonders hoher Bedeutung. Dieses Ergebnis bedeutet aber nicht, daß diese Maßnahmen nicht ergänzend zu anderen geeignet sein können, einen Beitrag zu leisten. Sie scheiden nur als alleiniges oder zentrales Instrument zur Erreichung des Verdopplungsziels erneuerbarer Energien aus.
- Von vergleichsweise geringem zusätzlichem Nutzen gegenüber dem geltenden StrEG scheint danach auch eine einfache Festlegung von Mindestvergütungssätzen zu sein (Maßnahmenvorschlag B1). Diese verbreitert zwar die technologische Ebene des StrEG (z. B. verbesserte Konditionen für Photovoltaik, Biomassenutzung und geothermische Anlagen), räumt aber insbesondere die möglichen Konflikt- bzw. Diskussionsfelder mit der EU-Wettbewerbskommission - unabhängig von deren Rechtfertigung stören diesen Entwicklungsprozeß der erneuerbaren Energien - nicht aus.
- Zusätzliche Wettbewerbsanreize können durch eine mengenmäßige Begrenzung der Vergütungszahlungen implementiert werden (Maßnahmenvorschlag B2). Zur Verbreiterung des Anwendungsspektrums sind die Hersteller ständig gezwungen, technologische Verbesserungen zu erreichen und Kostendegressionen an die Kunden weiterzugeben. Ebenso wird hierdurch den Anforderungen der EU-Wettbewerbskommission insofern genügt, als daß die Begrenztheit der Unterstützung implizit ist und in Abhängigkeit der erreichten Fortschritte degressiv gestaltet werden kann.
- Insbesondere die Gewährung standortspezifischer Vergütungssätze (Maßnahmenvorschlag B3) erhöht die technologische Breite der Fortentwicklung der EEQ (z. B. Windenergie im Binnenland). Gleichzeitig verringert sich aber der Wettbewerbscharakter zwischen den einzelnen Technologien. Nachteilig wirkt sich aber vor allem der hohe (Transaktions-)Aufwand für die individuelle Berechnung aus.
- Relativ günstig schneiden in der Bewertung auch Quotenmodelle (C) ab. Neben der allein durch die Einstellung der Quote gegebenen Erreichbarkeit der Zielsetzung, basiert diese Einschätzung vor allem auf der hohen Wettbewerbskonformität und der Kompatibilität zu den Vorstellungen der EU-Wettbewerbskommission. Auf der anderen Seite ist hiermit eine deutliche Veränderung der bestehenden Situation verbunden. Im Gegensatz zu den Maßnahmenvorschlägen der Kategorie B führen Quotenregelungen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Konzentration auf weniger Marktteilnehmer. Aufgrund der sich verschlechternden Investitionssicherheit werden insbesondere kleine private Investoren verdrängt. Obwohl bei Quotierungen naturgemäß „billige“ Technologien im Fokus stehen, sind die Kostensenkungsanreize für Hersteller u. U. dennoch gering, da sie sich langfristig auf gesicherte wachsende Märkte einstellen können. Hierdurch können die intendierten Wettbewerbsanreize zumindest teilweise kompensiert werden.

Tabelle 8: Bewertung der Förderoptionen im Strombereich mittels des Kriterienkatalogs

Ziele und Kriterien	B1	B2	B3	C	D	E1	E2
Oberziel							
1. Ausweitung des Beitrags der erneuerbaren Energien	1	1	1	1	-1	-2	-1
Zwischensumme Oberziel (3-fach)	3	3	3	3	-3	-6	-3
A Gesetzlicher Rahmen und Wettbewerbskonformität							
1. Verfassungskonformität	0	0	0	1	1	2	0
2. Wettbewerbskonformität	0	1	0	2	2	1	1
3. Harmonisierungskompatibilität	-1	1	0	2	1	1	0
4. Weiterentwicklung Marktstruktur	2	1	2	-1	0	0	0
5. Staatlicher Integrationsgrad	0	0	0	-1	-1	1	1
Zwischensumme A (2-fach)	2	6	4	6	6	10	4
B Effizienz der Instrumente und Ausmaß von Transaktionskosten							
1. Kosteneffizienz	0	1	1	1	1	0	1
2. Minimierung von Mitnahmeeffekten	-1	1	2	1	0	0	0
3. Transparente Gestaltung	0	-1	-2	-1	-1	1	0
4. Höhe der Transaktionskosten	1	0	-2	-1	-1	1	1
Zwischensumme B	0	1	-1	0	-1	2	2
C Akzeptanz und Kompatibilität mit gesamter Energiepolitik							
1. Veränderungsgrad	0	0	0	-1	-1	-1	0
2. Akzeptanz	0	1	1	1	-1	1	0
3. Synergieeffekte und Kompatibilität	0	0	0	1	0	0	0
4. Längerfristige Kalkulierbarkeit	1	1	1	2	1	0	0
5. Verursachergerechte Mittelaufbringung	1	1	1	1	0	-1	-1
Zwischensumme C	2	3	3	4	-1	-1	-1
D Technologie- und industriepolitische Aspekte							
1. Beachtung technologiespezifischer Unterschiede	0	1	1	-1	-1	-1	-1
2. Technologische Treffsicherheit	1	0	0	0	1	0	0
3. Anreizwirkung Technikverbesserung und Kostensenkung	0	1	1	1	1	1	1
4. Veränderungspotential	0	0	0	-1	-1	0	0
5. Exportpotentiale, Spin-off Effekte; Beschäftigung	1	1	1	0	0	0	0
Zwischensumme D	2	3	3	-1	0	0	0
Gesamtsumme	9	16	12	12	1	5	2

Anmerkungen: Die Summenwerte dienen lediglich der Feststellung der jeweiligen Rangfolge

9. Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

Der Wärmemarkt ist ein sehr heterogener Markt mit einer Vielzahl von Teilmärkten mit sehr unterschiedlichen Bedingungen und Entwicklungsperspektiven. Diese Teilmärkte sind, im Unterschied zur Strombereitstellung, nicht oder kaum technisch und strukturell miteinander verknüpft, so daß auf spezifischen Eigenschaften der Stromversorgung beruhenden Instrumente (z.B. StrEG) im Wärmemarkt nicht oder nur in geringem Ausmaß zum Einsatz kommen können.

Typische Kennzeichen des Wärmemarkts sind vielmehr:

- sehr unterschiedliche Brennstoffe (Heizöl, Gase, Kohlen, Brennholz, Reststoffe) werden direkt dem Endverbraucher angeboten; der Endverbraucher entscheidet auch weitgehend über den Einsatz bzw. der Ersatz der Wandlungstechnologien;
- private Einzelanlagen dominieren eindeutig vor Gemeinschaftsanlagen, obwohl letztere aus volkswirtschaftlicher Sicht oft günstigere Wärmebereitstellungskosten haben. Es existieren spezielle Hemmnisse nichtmonetärer Art; außerdem werden private Entscheidungen nur teilweise nach Kostengesichtspunkten getroffen.
- unter den Brennstoffanbietern findet ein Verdrängungswettbewerb statt, der von festen Brennstoffen - auch Holzeinzelheizungen und Heizöl zu Gas führt, bei nicht wachsendem, sondern aus Gründen verschärfter Wärmeschutzmaßnahmen eher sinkender Nachfrage nach Wärme
- der Fern- und Nahwärmemarkt, als besonders interessanter Anknüpfungspunkt für die Nutzung von erneuerbaren Energien, ist mittelbar (über die Kraft-Wärme-Kopplung) dem starken Kostenwettbewerb im liberalisierten Strommarkt ausgesetzt,
- der hier besonders interessierende "Brennstoff" Biomasse weist einige besondere Charakteristika auf, wie konkurrierende (stoffliche) Verwendungsmöglichkeiten, begrenzte Transportmöglichkeiten, sehr unterschiedliche Qualität von Biomasse-Reststoffen
- die verstärkt angestrebten Groß- bzw. Nahwärmanlagen erfordern bei der Planung, der Konzipierung, dem Aufbau und Betrieb die Abstimmung zwischen einer größeren Anzahl unterschiedlicher Akteure und verlangen exakte, betriebswirtschaftlich abgesicherte Finanzierungskonzepte. Sie sind zudem stark mit siedlungsstrukturellen und städtebaulichen Aspekten verknüpft. Das unterscheidet sie deutlich von den heute dominierenden privatwirtschaftlichen Einzelentscheidungen im Wärmemarkt. Das muß auch eine zukünftige Förderpraxis berücksichtigen, die sich derzeit noch maßgeblich an der Förderung kleinerer Anlagen orientiert.
- Die Bedeutung des Altbaubestandes wird in Zukunft noch weiter zunehmen. Verschärfte Vorschriften bzgl. der Wärmedämmung und eine abnehmende Bautätigkeit werden den Energiebedarf für die bis 2010 zu erstellenden Neubauten soweit verringern, daß in diesem Bereich nur noch beschränkte Potentiale für den Einsatz von EEQ vorhanden sind. Das angestrebte Verdopplungsziel kann nur durch verstärktes Engagement im Altbaubestand erreicht werden.

Die genannten Aspekte weisen darauf hin, daß es kein einziges sehr wirksames Instrument zur effektiven Unterstützung eines expandierenden Wärmemarkts für EEQ geben wird (etwa vergleichbar dem StrEG), sondern daß es eines sehr differenzierten Instrumentenbündels bedarf, um das Ziel "Verdopplung bis 2010" tatsächlich zu erreichen.

Als mögliche Hauptförderoptionen zur verstärkten Nutzung von EEQ im Wärmemarkt kommen im wesentlichen in Frage:

- **Option 1:** Staatliche Zuwendungen in deutlich höherem Ausmaß als bisher (Zuschüsse, Zinsverbilligte Kredite), kombiniert mit neuartigen Förderinstrumenten wie Bieterwettbewerb für Großanlagen und Nahwärmeversorgungen
- **Option 2:** Die Einführung einer Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten, ggf. zeitlich gestaffelt beginnend mit Großanlagen,
- **Option 3:** Eine deutliche Ausweitung und Verschärfung des Ordnungsrechts (insbesondere auf der Basis der neuen Energieeinsparverordnung) auch auf den Altbaubestand mit starker Einbindung von EEQ zur Wärmeversorgung.

Da im Wärmemarkt bisher kein dem StrEG ähnlich wirksames Instrument existiert auf dessen Bestand bzw. Weiterentwicklung besonders zu achten ist und die bisherige Förderung im wesentlichen über Investitionszuschüsse liefen, ist man in der Ausgestaltung eines zukünftigen Maßnahmenbündels „freier“ als im Strommarkt. Es empfiehlt sich daher, ein Maßnahmenbündel zu entwerfen, das bereits sehr weitgehend die sich immer stärker wettbewerblich gestaltenden Marktvorgänge im Energiemarkt berücksichtigt und daher über einen längerfristigen Zeitraum Bestand haben kann. Bei der Analyse zeigt sich, daß es daneben eine Reihe flankierender Maßnahmen geben muß, welche für die erforderliche beträchtliche Ausweitung des Einsatzes von EEQ im Wärmemarkt von wesentlicher Bedeutung sind und die deshalb unabhängig von einer Schwerpunktsetzung bei den Hauptförderoptionen benötigt werden.

Die drei ausgewählten Handlungsoptionen unterscheiden sich teilweise deutlich von der bisher üblichen Zuschußförderung. Am geringsten sind die Unterschiede bei der **Option 1:** „Staatliche Finanzhilfen“, die wie bisher auf Zuwendungen der öffentlichen Hand beruht, bei der aber ein Teil der Fördermittel im Wettbewerb vergeben wird. Bei der **Option 2:** „Quoten“ gibt der Staat einen großen Teil seines bisherigen Zuständigkeitsbereichs – insbesondere die Finanzierung - an Brennstoffhersteller und –handel ab. Der staatliche Einfluß wird auf die jährliche Erhöhung der von der Brennstoffwirtschaft zu erfüllenden Quote beschränkt. Die Zuschüsse, die je erzeugter kWh Nutzwärme aus EEQ zu zahlen sind, werden (jährlich) zwischen den Anlagenbetreibern und den zur Erfüllung der Quote verpflichteten Unternehmen ausgehandelt. Daß Ausmaß der Veränderungen bleibt aber auch bei dieser Option begrenzt, da, empfohlen wird, wie bei den „staatliche Finanzhilfen“, für Kleinanlagen zunächst die alte Zuschußförderung beizubehalten. Die **Option 3:** „Verschärfung der Energieeinsparverordnung“ setzt auf eine Ausweitung der bestehenden Regelungen, insbesondere der WSchVO und der geplanten Energieeinsparverordnung. Neu und entscheidend ist die weitaus umfassendere Verpflichtung des Altbaubereichs zu Sanierungen, wobei wie im Neubaubereich eine Wahlmöglichkeit zwischen verbesserter Wärmedämmung, der rationellen Energieverwendung und dem Einsatz von EEQ vorgesehen ist, die Wettbewerbsposition erneuerbarer Energien jedoch deutlich verbessert wird. Bei dieser Option kann die bisherige staatliche Förderung weitgehend entfallen.

Die vorgenommene Bewertung mittels der ausgewählten Kriterien (**Tabelle 9**) auf der Basis der fünfteiligen Skala läßt Rückschlüsse auf die Eignung der verschiedenen Förderoptionen zu, einen maßgeblichen Beitrag für die Zielerreichung „Verdopplung des Beitrags von EEQ bis 2010“ leisten zu können. Aus der Bewertungsmatrix ergeben sich folgende Erkenntnisse:

„**Staatliche Finanzhilfen**“ in der hier beschriebenen Form der Option 1 sind geeignet, das Ausbauziel zu erreichen. Sie sind wettbewerbskompatibler und entsprechen eher den Harmonisierungsbemühungen innerhalb der EU als derzeitige Zuschußregelungen, wenn ein

Bieterwettbewerb um Zuschüsse Bestandteil der Fördermaßnahme ist. Die Effizienz der eingesetzten Fördermittel dürfte sich ebenfalls gegenüber einer normalen Zuschußregelung erhöhen. Außerdem können mit staatlichen Zuschüssen technologiepolitische Zielsetzungen relativ genau erreicht werden. Weiterhin kann auf umfangreiche Erfahrungen aufgebaut werden. Die Akzeptanz und Durchsetzbarkeit muß dafür als eher gering eingeschätzt werden. Aufgrund des deutlich wachsenden Mittelbedarfs, der für das Erreichen der Ausbauziele von EEQ im Wärmemarkt erforderlich ist, dürften langfristig angelegte staatliche Förderprogramme in dem dazu erforderlichen Aufwand politisch nur sehr schwer durchsetzbar sein. Als Hauptinstrument kann daher der alleinige Ausbau staatlicher Finanzhilfen nicht empfohlen werden.

Auch die zweite Option, die „**Quotenregelung**“, welche in der Gesamtwertung Rang I einnimmt, ist nicht ohne Risiken. Die erste Position wird durch die eindeutige Erreichbarkeit des Ausbauziels, die hohe Kompatibilität mit dem Wettbewerb im liberalisierten Energiemarkt und mit den Harmonisierungsbestrebungen innerhalb der EU erreicht. Auch die vergleichsweise hohe Akzeptanz und die hohe Verteilungsgerechtigkeit tragen zu dieser Position bei. Weniger gut lassen sich technologiespezifische Zielvorstellungen umsetzen, der Anreiz für technologische Verbesserungen und Kostensenkung ist allerdings ebenfalls hoch. Das vorgeschlagene Quotensystem mit staatlich vorgegebenen Quoten, der Mittelaufbringung über die Brennstoffwirtschaft und einer praktischen Umsetzung mittels handelbarer Zertifikate bedeutet eine sehr starke Veränderung der bestehenden Förderpraxis, die allerdings im Wärmemarkt vorerst noch von geringer Intensität ist. Zu beachten ist, daß bei einer Entscheidung für diese Option in jedem Fall Übergangslösungen und eine zeitlich gestaffelte bzw. schrittweise Einführung der Quote vorgesehen sind (z.B. nur für Großanlagen), was die Risiken mildert und Anpassungsreaktionen erlaubt. Außerdem werden flankierende Maßnahmen in jedem Fall erforderlich sein, wenn das Ausbauziel für EEQ im Wärmemarkt frictionsfrei und stetig erreicht werden soll.

Die Stärken der dritten Option „**Energieeinsparverordnung**“ liegt in der Transparenz und dem geringen Ausmaß an Transaktionskosten, sowie in der Kompatibilität mit dem gesetzlichen Rahmen und den Wettbewerbsregeln. Bedenken bestehen insbesondere bei der Verfassungskonformität aus den potentiellen Eingriffen in das Eigentumsrecht bei der notwendigen massiven Ausweitung auf den Altbaubestand. Es dürften sich u.a. auch deshalb im Einzelfall bei betroffenen Bürgern ganz erhebliche Probleme ergeben, woraus insgesamt eine relativ geringe Akzeptanz resultiert. Auch werden positive Auswirkungen auf technologische Entwicklungen als eher gering eingeschätzt. Vor allem ist jedoch die Erreichung des Ausbauziels unsicherer als bei den anderen Optionen da in der Konkurrenz zur Wärmedämmung offen ist, wie stark sich EEQ durchsetzen. Die Option 1 kommt daher im Gesamtvergleich auf Rang III. Als Hauptinstrument wird deshalb eine Verschärfung des Ordnungsrechts (d.h. Anwendung der Energieeinsparverordnung auf den Altbaubestand) nicht empfohlen.

Unter Abwägung dieser Vor- und Nachteile schlagen die Gutachter vor, vorrangig auf eine Quotenregelung, gekoppelt mit einer Zuschußregelung für Kleinanlagen, als Hauptinstrument zur verstärkten Einführung von EEQ im Wärmemarkt zu setzen und dieses Instrument durch eine Reihe flankierender Maßnahmen zu unterstützen.

Tabelle 9: Bewertung der Förderoptionen im Wärmebereich mittels eines Kriterienkatalogs

Ziele und Kriterien	Option 1 „Zuschüsse“	Option 2 „Quote“	Option 3 „EnEV“
Oberziel			
1. Ausweitung des Beitrags der erneuerbaren Energien	1	1	-1
Zwischensumme Oberziel (3-fach)	3	3	-3
A) Gesetzlicher Rahmen und Wettbewerbskonformität			
1. Verfassungskonformität	0	0	-2
2. Wettbewerbskonformität	1	1	2
3. Harmonisierungskompatibilität	1	2	2
4. Weiterentwicklung Marktstruktur	0	0	1
5. Staatlicher Integrationsgrad	0	1	-1
Zwischensumme A (2-fach)	4	8	4
B) Effizienz der Instrumente und Ausmaß von Transaktionskosten			
1. Kosteneffizienz	1	1	0
2. Minimierung von Mitnahmeeffekten	0	0	2
3. Transparente Gestaltung	-1	-1	2
4. Höhe der Transaktionskosten	1	0	1
Zwischensumme B	1	0	5
C) Akzeptanz und Kompatibilität mit gesamter Energiepolitik			
1. Veränderungsgrad	- 1	- 2	-2
2. Akzeptanz	0	0	-1
3. Synergieeffekte und Kompatibilität	0	1	1
4. Längerfristige Kalkulierbarkeit	0	1	1
5. Verursachergerechtigkeit	0	2	1
Zwischensumme C	-1	2	0
D) Technologie- und industriepolitische Aspekte			
1. Beachtung technologiespezifischer Unterschiede	0	-1	-2
2. Technologiespezifische Ausbauziele	1	-1	-1
3. Anreizwirkung Technikverbesserung und Kostensenkung	1	1	0
4. Veränderungspotential	0	-1	-1
5. Exportpotentiale, Spin-off Effekte; Beschäftigung	1	1	0
Zwischensumme D	3	-1	-4
Rangfolge	10	12	2

Anmerkung: Die Summenwerte dienen lediglich der Feststellung der jeweiligen Rangfolge

10. Gesamtes Maßnahmenbündel für den Ausbau erneuerbarer Energien bis 2010

Hauptzweck der in dieser Untersuchung ausgewählten Maßnahmen ist es, sicherzustellen, daß eine reichliche Verdopplung des Beitrags von EEQ an der deutschen Energieversorgung bis zum Jahr 2010 erreicht werden kann. Bei einem „Einfrieren“ des derzeit bestehenden Bündels an Instrumenten und Maßnahmen, also auch unter Berücksichtigung der im Jahr 1999 beschlossenen Markteinführungsprogramme der Bundesregierung, der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform und dem StrEG in seiner **jetzigen** Form, gehen die Gutachter davon aus, daß bestenfalls eine Steigerung um 50 % bis zum Zeitpunkt 2010 erreichbar wäre (Szenario: „Bisherige Maßnahmen“). Diese Steigerungsrate würde weder ausreichen, den für die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung geforderten Beitrag der EEQ zu erbringen, noch die nach 2010 erforderliche Marktdynamik eines weiteren deutlichen Zubaus von EEQ sicherzustellen.

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 allerdings eine **sehr gut geeignete Ausgangsbasis** dar, den noch zusätzlich erforderlichen „Unterstützungsschub“ für einen beschleunigten Ausbau von EEQ zu entwickeln. Es wurde daher bei der Formulierung des weiterentwickelten Maßnahmenbündels darauf Wert gelegt, daß bewährte und eingeführte Instrumente, ggf. in modifizierter Form, weiter genutzt werden können und sich neue Instrumente möglichst reibungsfrei integrieren lassen. Bei allen vorgeschlagenen Modifikationen und Ergänzungen wurde auch darauf geachtet, daß in stärkerem Ausmaß als bisher wettbewerblich organisierte Instrumente zum Einsatz gelangen und somit das zukünftig notwendige Maßnahmenbündel mit dem Wettbewerbsrahmen eines liberalisierten europäischen Energiebinnenmarkt weitgehend kompatibel ist.

Bei der Formulierung des Maßnahmenbündels wurden der Strommarkt und der Wärmemarkt getrennt behandelt, da sowohl hinsichtlich der Struktur als auch hinsichtlich der Unterstützungsintensität für EEQ – sowohl aus öffentlichen wie aus privaten Mitteln - beträchtliche Unterschiede bestehen. Während es 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**, steht die Entwicklung der EEQ im Wärmemarkt größtenteils noch am Anfang. Es gilt wirkungsvollere Maßnahmen umzusetzen, um eine dem **Stromsektor vergleichbare Marktdynamik** entstehen zu lassen. Diese „neuen“ Maßnahmen müssen wettbewerbskonform sein. Sie dürfen zudem nicht zu einer wesentlich höheren Belastung öffentlicher Budgets führen.

Die ausgewählten Hauptinstrumente der Förderung von EEQ im Strom- und Wärmemarkt sowie die als erforderlich erachteten flankierenden Maßnahmen sind in den **Tabelle 10** und **Tabelle 11** einem komprimierten Überblick zusammengestellt. Sie wurden aus einer Vielzahl möglicher Instrumente ausgewählt, wobei pragmatische und umsetzungsorientierte Gesichtspunkte eine wesentliche Rolle spielten. Unterstützt wurde die Auswahl und Bewertung durch drei Expertenanhörungen zu den Themen: „Stromeinspeisungsgesetz“, „Märkte für Grünen Strom“ und „Erneuerbare Energien im Wärmemarkt“ sowie sechs Projektsitzungen mit den Auftraggebern aus BMU und UBA.

Die Hauptinstrumente tragen auf absehbare Zeit den wesentlichen Teil zur erforderlichen Unterstützung von EEQ bei. Die jeweils zuerst genannten Hauptinstrumente (1) stellen eine Fortschreibung und Anpassung bewährter und eingeübter Instrumente in den jeweiligen Teilmärkten dar und sichern damit die erforderliche Kontinuität der Förderung. Für die Stromerzeugung aus EEQ ist dies das modifizierte, an die Rahmenbedingungen des europäi-

schen Strombinnenmarktes angepaßte StrEG, welches ein „moderneres“ d.h. besser an den Bedingungen zukünftiger Energiemärkte orientiertes Instrument darstellt, als die für kleine wärmeerzeugende Systeme empfohlene Fortführung der Zuschußförderung. Letzteres erscheint den Gutachtern jedoch vorerst unverzichtbar, wenn die erforderliche Wachstumsdynamik in diesem Bereich weiter aufgebaut und dann aufrechterhalten werden soll. Der Attraktivitätsunterschied zwischen diesen Hauptinstrumenten spiegelt auch den unterschiedlichen „Entwicklungsstand“ hinsichtlich der Förderpolitik in den beiden Bereichen wider.

Tabelle 10: Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt

Hauptinstrumente im Strommarkt

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

Tabelle 11: Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

Hauptinstrumente im Wärmemarkt

(1) Zuschußförderung für Kleinanlagen
<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung der bewährten Zuschußförderung mit leicht steigender Tendenz (Fortschreibung 200 Mio. DM-Programm; Fortschreibung Länderprogramme) • Für Kollektoranlagen bis 50 m² Kollektorfläche fixe Fördersätze je m² Kollektorfläche • Für Holzzentralheizungen bis 500 m² beheizter Fläche (Neubau und Ersatz) fixe Fördersätze je m² beheizter Fläche • Fördersätze anfangs zwischen 20 und 25 % der Investitionen; später absinkend
(2) Quotenregelung für Großanlagen
<ul style="list-style-type: none"> • Quotenverpflichtung für Erzeuger, Importeure und Großhändler von Brennstoffen für Heizzwecke • Ausgabe von handelbaren Zertifikaten an Anlagenbetreiber entsprechend der aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärmemenge • Aufkauf der Zertifikate durch den Brennstoffhandel bis zur Erfüllung der Quote; Kontrolle der Quotenerfüllung von staatlicher Seite • Festlegung maximaler Zertifikatspreise (Pönale) bei unvollständiger Erfüllung der Quote • Abgrenzungsregelungen für KWK analog zur Besteuerung von Gas und Heizöl bei der ökologischen Steuerreform • Zusätzliche Investitionszuschüsse für solare Nahwärmeanlagen für eine begrenzte Übergangszeit

Die Hauptinstrumente (2) sind dagegen neu und bauen unmittelbar auf den Rahmenbedingungen des europäischen Energiebinnenmarktes auf. Sie sind für die zukünftige Absicherung der Marktausweitung von EEQ von großer Bedeutung. Das „Instrument“ des Marktes für „Grünen Strom“ setzt dabei auf die freiwillige Bereitschaft der Marktteilnehmer, gewisse Zusatzkosten für dieses Produkt aufzubringen. 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 Ausnahmeregelungen von der Öko-steuer, der Kostenabstand zwischen konventionellem und grünem Strom verringert.

Auch mit dem Instrument einer Quotenregelung wird Neuland betreten. Da Großanlagen im Bereich der Wärmebereitstellung mittels EEQ – die bisher keine bzw. nur eine relativ geringfügige Förderung erfahren haben - ein unverzichtbarer Bestandteil einer wirksamen Zubaustrategie sein müssen, andererseits aber die Akzeptanz, dafür öffentliche Mittel in der dafür erforderlichen Höhe bereitzustellen, gering eingeschätzt wird, ist der Vorschlag, den Zubau über ein wettbewerbskonformes, nicht budgetwirksames Instrument anzustoßen, naheliegend. Da Einspeiseregulungen im Wärmebereich nicht möglich sind, kommen hierfür

nur Quotenregelungen in Kombination mit handelbaren Zertifikaten als praktikables Instrument in Frage. Sie bieten die Chance, in einem heute noch begrenzten Marktbereich Erfahrungen mit diesen Instrumenten 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 EEQ zurückdrängen oder gar ganz ablösen können. **Die hier vorgeschlagenen Kombinationen der Hauptinstrumente (1) und (2) für die jeweiligen Teilmärkte bieten nach Ansicht der Gutachter ausreichende Möglichkeiten, die weitere Förderung der Markteinführung von EEQ 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 12**). Sie betreffen einerseits **weitere monetäre Maßnahmen** der öffentlichen Hand im Strombereich (im wesentlichen zur Absicherung eines Photovoltaikzubaues auf rund 700 MW_p im Jahr 2010, zur Unterstützung noch teurer Biomasse-Vergasungstechnologien für die Kraft-Wärme-Kopplung und punktuell für den Ausbau der Windenergie an Binnenlandstandorten), eine angemessene Aufstockung des FuE-Förderprogramms für EEQ und die Übernahme von Bürgschaften. Auch ein finanzielles Engagement der Energiewirtschaft ist weiterhin notwendig, wenngleich dies im Wettbewerbsmarkt geringer sein wird als bisher. In der Mehrzahl der Maßnahmen handelt es sich jedoch um **ordnungsrechtliche Schritte**, die das Vordringen von EEQ 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** (z.B. einer Bundes-Energieagentur) vorgeschlagen, die in Abstimmung mit den landeseigenen Energieagenturen tätig wird. Für Fragen der Finanzierung von Netzanschluß- und -verstärkungskosten im Strombereich sind **Clearingstellen** erforderlich. Schließlich wird empfohlen, die Fortschritte bei der Markteinführung von EEQ mittels obiger oder anderer Maßnahmen intensiv zu verfolgen und an weiteren **Übergangsregelungen** zu arbeiten, welche ihre stufenweise Integration in den europäischen Energiebinnenmarkt möglichst reibungslos ermöglichen und längerfristig einen Verzicht auf Förderinstrumente ermöglichen.

Tabelle 12: Empfohlene flankierende Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien im Überblick

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 (für den Wärmebereich mit steigender Tendenz; 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, Klarstellungen 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 Holzcentralheizungen
- Aufhebung von „Verbrennungsverboten“ für feste Bio-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 im Strombereich 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

11. Monetäre Auswirkungen des Maßnahmenbündels

Um das Verdopplungsziel 2010 zu erreichen, müssen die jährlichen Investitionen in den Ausbau von EEQ von rund 3,6 Mrd. DM/a (1999) auf 6,5 Mrd. DM/a im Jahr 2010 steigen, was kumuliert über den Zeitraum 2000 bis 2010 einer Summe von 60 Mrd. DM entspricht. Aus diesen getätigten Investitionen resultieren Differenzkosten gegenüber „anlegbaren“ Preisen der konventionellen Energiebereitstellung, welche von derzeit rund 1,5 Mrd. DM/a auf rund 4,0 Mrd. DM im Jahr 2010 bzw. auf einen mittleren Wert im Zeitraum 2000 bis 2010 von 2,6 Mrd. DM/a ansteigen. Vorausgesetzt ist dabei ein realer Anstieg der mittleren anlegbaren Preise von 10 Pf/kWh auf 12,7 Pf/kWh für Strom und von 8,5 Pf/kWh auf 10,6 Pf/kWh für Wärme. Dieser Anstieg um real ca. 25 % kann, als eher vorsichtig bezeichnet werden³. Steigen die anlegbaren Preise stärker, verringern sich die ermittelten Differenzkosten entsprechend. Auch wenn der Betrag der Differenzkosten zunächst hoch erscheinen mag, so entspricht er doch nur einem mittleren Aufschlag **von 0,125 Pf/kWh** auf den gesamten Energieverbrauch im Strom- und Wärmebereich bzw. **von 0,25 Pf/kWh_{el} allein für Strom und von 0,10 Pf/kWh_{th} für Brennstoffe**. Diese potentiellen Erhöhungen sind im Vergleich zu den steuerlichen Belastungen dieser Energieträger und zu den üblichen Preisschwankungen sehr gering.

Das vorgestellte Maßnahmenbündel muß in der Lage sein, diese Differenzkosten zu mobilisieren, um damit die noch fehlende Wirtschaftlichkeit bei den meisten Technologien zur Nutzung von EEQ auszugleichen. Die monetären Wirkungen der vorgeschlagenen Instrumente und ihr zeitlicher Verlauf sind in **Tabelle 13** und **Abbildung 6** zusammengefaßt und nach strom- und wärmeseitigen Werte unterschieden. Das monetäre Äquivalent der Förderinstrumente steigt von derzeit **1.050 Mio. DM/a auf 2.600 Mio. DM/a im Jahr 2010**, was als Mittelwert über das gesamte Jahrzehnt einer **Verdopplung des derzeitigen Wertes** gleichkommt. Einen relativ stärkeren Anstieg erfährt die Förderung des Wärmemarktes, so daß im Jahr 2010 nur noch 55 % des Gesamtvolumens auf den Strombereich entfallen. Wesentlich ist, daß sich die Gewichtung von der Dominanz budgetwirksamer Mittel mit 370 Mio. DM/a noch im Jahr 1997 deutlich zu den Instrumenten „Modifiziertes StrEG“ und „Quote im Wärmemarkt“ verlagert, die unmittelbar auf die Konsumenten von Energie einwirken. Sie stellen im Jahr 2010 mit 1.800 Mio. DM/a rund 70 % der Fördermittel bereit (1997 ca. 40 %). Der Bedarf an budgetwirksamen Mitteln erhöht sich auf **maximal 745 Mio. DM/a (2010)** und liegt damit im Mittel des Jahrzehnts lediglich **um ein Drittel über dem derzeitigen Wert von 440 Mio. DM/a**. Dementsprechend sinkt ihr Anteil an der Abdeckung der gesamten Differenzkosten von 35 % (1997) bzw. 30 % (1999) auf 18 % im Jahr 2010. Der Anteil von StrEG und Quote steigt entsprechend von 26 % (1997) bzw. 34 % (1999) auf 44 % im Jahr 2010. Die freiwilligen Eigenleistungen, die auch den geschätzten Markt für Grünen Strom und die Eigenleistungen der EltVU einschließen, haben mit rund 37 % einen etwa gleichbleibenden, bemerkenswert hohen Anteil. Der vermutete Zuwachs im Bereich des grünen Stroms gleicht dabei einen leichten relativen Rückgang im Wärmebereich aus. Anzumerken ist, daß die Gesamtsumme der freiwilligen Eigenleistungen auf der Basis der zu deckenden Differenzkosten abzüglich der monetären Aufwendungen für die einzelnen Förderinstrumente ermittelt wurde.⁴

³ Im Strombereich kann es kurzfristig noch zu einem weiteren Rückgang der Preise kommen. Mittelfristig wird sich die Preisentwicklung jedoch wieder umkehren. Im Wärmebereich dürfte das Preisminimum bereits heute durchschritten sein.

⁴ Der deutliche Sprung von 1999 auf 2000 in dem Anteil von StrEG und Quote entsteht durch den Übergang vom derzeitigen StrEG (1999) auf das vorgeschlagene modifizierte StrEG (2000) welches ein höheres Mittelaufkommen zur Folge hat.

Tabelle 13: Monetäre Förderung erneuerbarer Energien bis 2010 auf der Basis der vorgeschlagenen Maßnahmenbündel für den Strom- und Wärmemarkt

	1997	1999	2000	2005	2010	Mittelwert 2000-2010
Monetäres Äquivalent von Förderinstrumenten:						
Stromeinspeisungsgesetz 1)	278	507	767	1062	1082	970
Förderprogramme des Bundes 2)	6	152	156	244	344	250
DtA- KfW, ERP - Kreditprogramme 3)	98	98	100	150	150	135
Länderprogramme u. Kommunen 4)	245	170	150	180	200	175
Äquivalent Eigenheimzulage	20	20	20	40	50	35
Energieversorg.unternehmen 5)	100	100	80	60	60	65
Quoten für Großanlagen Wärme 6)			0	240	715	320
Summe Förderäquivalente	747	1047	1273	1976	2601	1950
- stromseitig 7)	517	732	922	1276	1430	1210
- wärmeseitig 7)	230	315	351	700	1171	740
davon:						
(1) Budgetwirksame Mittel	369	440	426	614	744	595
(2) StrEG(Strom) und Quote (Wärme)	278	507	767	1302	1797	1290
(3) Freiwillige Zahlungen	306	458	488	1066	1470	945
- stromseitig 8)	73	158	118	272	357	232
- wärmeseitig 9)	233	300	370	794	1113	713
Gesamter Mitteleinsatz	1053	1505	1761	3042	4071	2895
- stromseitig	590	890	1040	1548	1787	1442
- wärmeseitig	463	615	721	1494	2284	1453
Anteile (% von gesamt)						
(1)	35,0	29,2	24,2	20,2	18,3	20,6
(2)	26,4	33,7	43,6	42,8	44,1	44,6
(3) einschl. EitVU	38,6	37,1	32,3	37,0	37,6	34,9
Kommentare :						
1) Differenzkosten bei "anlegbaren" Stromkosten von 10 Pf/kWh (1997) und 2%iger Steigerung bis 2010.						
2) BMWi-100 Mio. Progr; 100 000 Dächer-Programm; 200 Mio. DM-Programm und Fortschreibung						
3) Annahmen für Ist: Zinsvorteil 1%, Laufzeit 10 Jahre; entspricht einem Fördervolumen (Subventionswert) von 4,7% der Kreditsumme; für 1999 Fortschreibung der 1997er Zahlen						
4) Programme der Bundesländer, Abschätzungen zur kostendeckenden Vergütung und weitere Förderungen in Kommunen (z.B. Kollektoren)						
5) ohne Investitionen für wirtschaftliche Wasserkraft; übrige Zuschüsse als Differenzkosten zu konventioneller Energieversorgung						
6) Investitionszuschüsse aus Tabelle 7.2 in Betriebskostenzuschüsse umgerechnet						
7) bei Strom einschließlich aller KWK-Anlagen bei der Biomassenutzung; bei Wärme Biomasse- Einzelheizungen und- Heizwerke, jedoch einschließlich aller Nahwärmenetze;						
8) Grüner Strom, Selbstbehalt PV, freiwillige Leistungen; ermittelt aus verbleibenden Differenzkosten						
9) Selbstbehalt kleine Kollektoranlagen, Einzelheizungen u.ä.; ermittelt aus verbleibenden Differenzkosten						
Eine genaue Unterscheidung zwischen Zuschuß- oder Kreditwirkung und Einspeisevergütung konnte nicht in allen Fällen durchgeführt werden. Insbesondere bei den Länderprogrammen ist vereinfachend angenommen, daß der jährliche Mitteleinsatz und die Förderwirkung in Bezug auf die über die Nutzungsdauer umgelegten Differenzkosten in etwa übereinstimmen.						

c:\UBA\Förder-G.wk4; 5.10.99

Für die Förderprogramme des Bundes wird von einer reichlichen Verdopplung (Abbildung 6) des derzeitigen Wertes (150 Mio. DM/a) bis 2010 ausgegangen (bzw. im Mittel um 65 %), eine 50 %ige Erhöhung wird von den verschiedenen Kreditprogrammen erwartet (Im Mittel um 35 %). Hinzu kommt eine Erhöhung des Aufwands für die Eigenheimzulage. Auch die Förderprogramme der Länder sollten in der Summe tendenziell wieder steigen um den Rückgang der letzten Jahre auszugleichen. Der freiwillige Beitrag der Energieversorgungsunternehmen dürfte dagegen wettbewerbsbedingt und wegen der Ausweitung des StrEG sowie des Marktes für grünen Strom abnehmen.

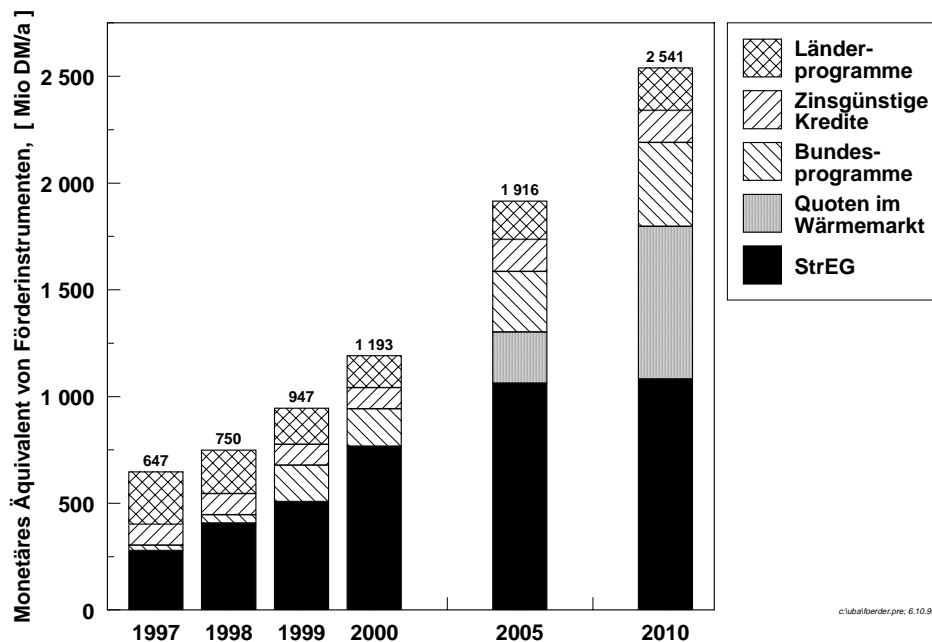


Abbildung 6: Verlauf der für eine Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien erforderlichen Fördermittel, getrennt nach (modifiziertem) StrEG, Quote (Großanlagen Wärme) und budgetwirksamen Aufwendungen des Bundes und der Länder

Das gesamte Maßnahmenbündel mobilisiert im Zeitraum 2000 bis 2010 rund 21 Mrd. DM an Fördermitteln zum verstärkten Ausbau von EEQ. Dem stehen in demselben Zeitraum etwa das Dreifache nämlich insgesamt 60 Mrd. DM an getätigten Investitionen gegenüber. Bezogen auf die budgetwirksam eingesetzten Mittel ist es sogar das Neunfache. Dies kann als eine günstige Relation für eine gezielte Anschubfinanzierung gelten. In dem Maße, wie über Energiepreissteigerungen oder Maßnahmen der ökologischen Steuerreform die Differenzkosten zwischen Energiesystemen auf der Basis erneuerbarer Energien und herkömmlichen Energiesystemen sinken, steigen diese Relationen, z.B. in den darauffolgenden Zeitabschnitten, entsprechend an bzw. sinken die durch zusätzliche Instrumente zu mobilisierenden Fördermittel. Treten somit mittelfristig näherungsweise „ökologisch korrekte“ Energiepreise an die Stelle der heutigen Preisgestaltung an den Energiemärkten, kann auf andere Unterstützungsmaßnahmen zur Markteinführung von EEQ verzichtet werden.

12. Das Maßnahmenbündel für erneuerbare Energien im Strommarkt

A) Modifiziertes Stromeinspeisungsgesetz (Hauptinstrument 1)

Vor dem Hintergrund der dargestellten Überlegungen, dem Vergleich der verschiedenen Ansätze und Konzepte anhand der entwickelten Kriterien und unter Beachtung, daß sich die Liberalisierung des Strommarktes noch in einer Übergangsphase befindet, wird empfohlen, vorerst an dem bisher bewährten energiepolitischen Instrument des StrEG als Hauptinstrument 1 festzuhalten, es aber entsprechend den nachfolgend aufgeführten Punkten zu modifizieren. **Folgende Modifikationen** werden vorgeschlagen:

A1) Geltungsbereich und Fördermodalitäten

Wegfall der Härtefallklausel: Dies senkt unmittelbar die Gefahr, daß die bestehende Marktdynamik abrupt abgebrochen wird, führt jedoch zu keiner Beseitigung der ungleichmäßig verteilten Lasten der Verbraucher.

Ausgestaltung der Fördermodalitäten:

- Einführung einer standortbereinigten, kostenorientierten Vergütung durch Begrenzung der nach StrEG vergüteten Strommenge für Strom aus Windenergie (Vorschlag: 13.000 kWh/m² Rotorfläche). Dabei Festlegung eines vom mittleren Stromerlös unabhängigen, festen Vergütungssatzes (Vorschlag: 17 Pf/kWh) der für Neuanlagen in festgelegten Zeitabschnitten (Vorschlag: 3 Jahre) dem technischen Fortschritt angepaßt wird. Alternativ kann auch die Mengenbegrenzung angepaßt werden.
- Einführung einer kostenorientierteren Vergütung für Photovoltaik als Ergänzung des seit Januar 1999 in Kraft getretenen 100.000 Dächer-Programms auf der Basis deutlich erhöhter fester Vergütungssätze (Vorschlag: 85 Pf/kWh), die in festgelegten Zeitabschnitten (Vorschlag: 3 Jahre) dem technischen Fortschritt angepaßt werden sowie Einbeziehung eines Bieterwettbewerbs für große PV-Anlagen.
- Einführung einer kostenorientierten Vergütung für Wasserkraft (ebenfalls 17 Pf/kWh) durch Differenzierung der zeitlichen Begrenzung nach StrEG vergüteten Strommenge nach den drei maßgeblichen Investitionskategorien (Modernisierung Maschinensatz; Reaktivierung; Neubau). Vermeidung von Mitnahmeeffekten für bereits abgeschriebene Anlagen für die keine nennenswerten investiven Ertüchtigungs- oder Ausbaumaßnahmen vorgenommen wurden (nur Vergütung nach reduziertem Satz; siehe unten)
- Verstärkung der Anreize für den Ausbau der Biomasse durch Erhöhung der Vergütung auf einen festen Vergütungssatz in gleicher Höhe wie für die Windenergie und eine pauschale Begrenzung der Vergütungsdauer nach StrEG auf eine an üblichen Abschreibungszeiten orientierte Zeitdauer (Vorschlag: 15 Jahre). Zu prüfen ist die Möglichkeit individueller Vergütungssätze für Biomasseanlagen nach Musterberechnungsbögen. Erhöhung der Leistungsgrenze auf 15 MW_{el}.
- Einführung einer kostenorientierten Vergütung für geothermische Stromerzeugungsanlagen (ebenfalls 17 Pf/kWh) mit Begrenzung der Vergütungsdauer nach StrEG auf eine an üblichen Abschreibungszeiten orientierte Zeitdauer (Vorschlag 15 Jahre)
- Nach Ablauf der zeitlich begrenzten Vergütung nach dem modifizierten StrEG erfolgt eine verringerte Vergütung, deren Höhe zwischen den Verbänden der beteiligten Akteure und dem zuständigen BM auszuhandeln ist. Dabei können bestehende Vereinbarungen (z.B. Verbändevereinbarung) oder Vorschläge (City-Gate-Kosten) als Orientierung dienen.

- Bestandsschutz für alle Anlagen, deren Errichtung nach den derzeit gültigen Regelungen des StrEG erfolgte, dadurch daß eine Wahlmöglichkeit besteht, die alte Regelung beizubehalten bzw. sich der neuen Regelung anzuschließen.
- Einbeziehung aller Neuanlagen zur Nutzung von EEQ in den Geltungsbereich des StrEG, also auch derjenigen von EltVU. Für EltVU-Anlagen gelten dabei die gleichen Grenzen wie für private Anlagen, so daß große Wasserkraftwerke (> 5 MW) nicht von dieser Neuregelung betroffen wären. Ebenso sollten die heute an verschiedenen Orten bestehenden kostendeckenden Vergütungsmodelle in das Umlageverfahren einbezogen werden, damit die EltVU und damit indirekt deren Kunden nicht doppelt (Netzaufschlag und bestehender Aufschlag durch die KV) belastet werden.
- Ausdehnung auch auf Zufeuerung von Biomasse in fossil gefeuerten Kraftwerken bis zu obiger anteiliger Leistungsgrenze.

Diese Maßnahmen werden den Ansprüchen nach einer **kostenorientierten** Vergütung und den Anforderungen der EU-Kommission nach einer **degressiven Förderung** gerecht.

A2) Finanzierungs- und Ausgleichsregelungen

- Implementierung eines wettbewerbsneutralen Ausgleichsverfahren. Grundsätzlich stehen dazu zwei Möglichkeiten mit unterschiedlichen Finanzierungsformen zur Verfügung, deren rechtliche Zulässigkeit und Durchführbarkeit jedoch noch z. T. nachzuweisen ist.
- i) **Erhebung eines wettbewerbsneutralen Netzaufschlags**
 - Implementierung als gesetzliche Regelung (Netzaufschlag würde gegebenenfalls als Aufschlag eingestuft; hierdurch kann sich u. U. ein Konflikt zwischen dem deutschen Finanzverfassungsrecht und dem europäischen Warenverkehrsrecht ergeben)
 - Implementierung auf der Basis einer freiwilligen Vereinbarung der Netzbetreiber (stößt gegebenenfalls auf kartellrechtliche Bedenken)
 - Finanzierung aus dem Ökosteueraufkommen bzw. dem aus der Besteuerung der Stromerzeugung aus EEQ resultierenden Anteil (widerspricht dem Kostenneutralitätsgrundsatz der Bundesregierung)
 - Finanzierung über einen freiwilligen Fonds der Netzbetreiber sowie der Stromhändler/-erzeuger auf der Basis der angestrebten Selbstverpflichtungen im Rahmen von §4 StrEG
- ii) **Netzbetreiberseitiges Ausgleichs- und Umlageverfahren**
 - Implementierung auf der Basis einer gesetzlichen Regelung (stößt gegebenenfalls auf verfassungsrechtliche Bedenken)
 - Implementierung auf der Basis einer freiwilligen Vereinbarung der Netzbetreiber (stößt gegebenenfalls auf kartellrechtliche Bedenken)

Aus der Sicht der Gutachter wird das netzbetreiberseitige Ausgleichs- und Umlageverfahren präferiert, weil es unter wettbewerbsneutralen Bedingungen einen Vollkostenausgleich ermöglicht, d. h. auf die strittige Bestimmung der Differenzkosten und einen physischen Verkauf des erzeugten Stroms aus EEQ verzichtet werden kann.

B) Vermarktung von „Grünem Strom“ (Hauptinstrument 2)

Das Hauptinstrument 2: „Stärkung des Marktes für Grünen Strom“ sollte durch folgende Maßnahmen aufgebaut werden:

- Stärkung des Nachfrageelementes für Strom aus EEQ durch die Sicherstellung fairer Netzzugangs- und Netzdurchleitungsbedingungen durch Erlass einer Netzzugangsverordnung oder vergleichbarer Regelungen (z. B. modifizierte und verbindliche Verbändevereinbarung) mit Vorrangelementen für Strom aus EEQ.
- Prüfung der Möglichkeiten, vergünstigte Durchleitungsbedingungen für Strom aus erneuerbaren Energien als Beitrag zur (indirekten) Entlastung des StrEG zu implementieren. Sicherstellung der Berücksichtigung der Besonderheiten dargebotsabhängiger Energieträger bei der anstehenden Einrichtung einer Strombörse.
- Freistellung der Belieferung von grünen Strom an Letztverbraucher von der Stromsteuer zur Stärkung des grünen Strommarktes.
- Stärkung der Nachfrage nach Strom aus EEQ durch Bezug von Grünen Strom durch staatliche Stellen. Dies kann auch im Sinne einer Quote erfolgen, d.h. ein bestimmter Anteil des staatlichen Strombedarfs muß aus EEQ abgedeckt werden.
- Darüber hinaus sollten privat initiierte Zertifizierungsanstrengungen zur Etablierung einheitlicher Standards unterstützt werden. Sobald ein fairer Netzzugang für alle Anbieter und Kunden gewährleistet ist, sollte von Seiten der öffentlichen Hand darauf gedrängt werden, daß Strom, der bereits nach StrEG vergütet worden ist, nicht als Grüner Strom vermarktet werden darf.

C) Flankierende Maßnahmen

Weitere flankierende Maßnahmen sind für die Erreichung des Verdopplungsziels im Strombereich von Bedeutung:

- Flächendeckende Einrichtung von Clearingstellen zur Klärung strittiger Fragen über Netzanschlußkosten sowie Aufnahme konkretisierender Regelungen (inkl. Härtefallklauseln) über die Investitionspflicht des Netzbetreibers bei notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen und deren Umlagemöglichkeit auf die Netzkosten im StrEG.
- Gleichstellung von zentralen und dezentralen Anlagen in bezug auf die gültigen steuerlichen Abschreibungsregelungen. Die buchhalterische Gleichbehandlung könnte beispielsweise durch eine Verkürzung der Abschreibungszeiten für dezentrale Anlagen von 15 auf 8 Jahre erreicht werden.
- Flankierung durch Aufrechterhaltung zusätzlicher bisher bereits gewährter Zuschuß-Förderungen von seitens des Bundes (z. B. 100.000 Dächerprogramm), der Länder (vor allem in bezug auf die Förderung der Windenergie im Binnenland) sowie verschiedener Kreditprogramme deutscher (KfW, DtA) und europäischer Institutionen (z. B. ERP Umwelt- und Energiesparprogramm).
- Schaffung vergleichbarer und kompatibler Regelungen für andere Optionen grüner Stromerzeugung (z. B. kleine KWK-Anlagen, Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen)
- Erarbeitung von Übergangsregelungen (Struktur und Bedingungen), welche eine stufenweise Integration erneuerbarer Energien in die sich entwickelnde Struktur des europäischen Strombinnenmarktes derart ermöglichen, daß preisorientierte Instrumente nach und nach an Bedeutung verlieren und in zukünftig „idealeren“ Märkten möglicherweise ganz wegfallen können.

In diesem Sinne sind insbesondere auch offene Fragen in Hinblick auf die Umsetzbarkeit

von Quotenregelungen zu klären. Dies betrifft insbesondere

- die Identifikation von Übergangsregelungen mit ausreichendem Bestandsschutz der heute nach StrEG finanzierten Anlagen
- die Diskussion um mögliche Verhinderungsmaßnahmen von Mitnahmeeffekten, stärkere technologieorientierte Differenzierungen und die Schaffung hinreichend hoher Anreize für private Erzeuger/Einspeiser

Zusätzlich ist besonders zu beachten, in welchem Maße sich ein fairer und diskriminierungsfreier Zugang zu Stromnetzen und Stromverbrauchern generell entwickelt, ob er den Bedürfnissen aller potentiellen bzw. interessierten Marktteilnehmer (insbesondere Stromkunden; unabhängige bzw. private Betreiber) ausreichend Rechnung trägt und in welchem Umfang die hierdurch geschaffenen Randbedingungen bzw. hierauf basierende Sonderregelungen das StrEG ersetzen oder zumindest entlasten können (z. B. kostenlose Durchleitung für Strom aus EEQ gegebenenfalls zuzüglich eines umlagefinanzierten Zusatzbonus).

D) Kommentierung und Perspektiven

Bei der Formulierung der Empfehlungen im Strombereich haben sich die Gutachter von fünf Überlegungen leiten lassen:

1. Die Lösung der bisher unbefriedigenden Finanzierung der Kosten des StrEG und des unzureichenden Ausgleichs der regionalen Ungleichgewichte wird als vordringlich angesehen. Hier sind die ausgeprägtesten wettbewerblichen und rechtlichen Defizite vorhanden. Aufgrund des spätestens für das Jahr 2000 zu erwartenden Erreichens des zweiten 5 %-Deckels besteht hier auch der höchste Handlungsdruck. Der hier ausgearbeitete Vorschlag ist vor diesem Hintergrund als natürliche Weiterentwicklung des bestehenden Gesetzes zu verstehen.

Unabhängig von der Art der eingesetzten Förderinstrumente gestatten die unter A2) aufgeführten Vorschläge eine wettbewerbsneutrale Finanzierung, die zudem konsequent die neue Akteursstruktur berücksichtigt, die durch das Energiewirtschaftsgesetz und die europäische Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt geschaffen wurden. Die Politik sollte sich daher der Umsetzung dieser Empfehlung vorrangig annehmen. Dazu gehört auch das entsprechende Einwirken auf die Gestaltung der im Entstehen befindlichen EU-Richtlinie zu den Markt- und Wettbewerbsspielregeln von Strom aus EEQ („Towards a single market for electricity from renewable resources“).

Es wird ferner davon ausgegangen, daß die über die europarechtlichen Aspekte hinaus bestehenden finanzverfassungs- bzw. kartellrechtlichen Bedenken gegen derartige Regelungen vom Gesetzgeber ausgeräumt werden können (z. B. über eine Festschreibung des Gleichverteilungsgrundsatzes der Zusatzbelastungen der Netzbetreiber im StrEG), solche Regelungen zumindest für eine Übergangszeit damit tragfähig werden und gegebenenfalls ohnehin mit einer dem Ziel entsprechend großzügigen Rechtssprechung der zuständigen Organe des Staates gerechnet werden kann. Letztlich sollte das Verfahren ausgewählt werden, von dem der höchste Akzeptanz und Rechtssicherheitsgrad erwartet werden kann.

2. Der Vorschlag der Finanzierung über einen (gegenüber der von der Bundesregierung eingeführten Stromsteuer additiven) direkten bzw. indirekten Netzaufschlag basiert trotz ggf. zu erwartender Akzeptanzschwierigkeiten auf einer strikten Anwendung des Verursacherprinzips (Vorzug gegenüber freiwilligen Lösungen) sowie auf der Erkenntnis, daß die aus dem Steueraufkommen für die Besteuerung der Stromerzeugung aus EEQ resultierenden Mittel zumindest für eine Übergangszeit für ein gesondertes Förderpro-

gramm benötigt werden. Für den Kunden führen sie zudem zu einer höheren Anschaulichkeit und Nachvollziehbarkeit der Netzkostenerhöhungen, während etwa Quotenregelungen mit indirekten (zumeist wenig transparenten) Preiseffekten verbunden sind. Hinsichtlich des Ausgleichsmechanismus (auf der Ebene der Netzbetreiber) ist das Vollkostenmodell mit netzbetreiberseitigem Ausgleichsverfahren insofern zu bevorzugen, als daß hier eine aufwendige und kontroverse Bestimmung der den EItVU entstehenden Mehrkosten entfallen kann.

Der Vorschlag läßt zudem die Möglichkeit offen, in ein gemeinsames Maßnahmenpaket zur Stärkung der drei wesentlichen Optionen für Klimaschutz (KWK, Rationelle Energieanwendung, erneuerbare Energien) eingebunden zu werden. So können etwa auch Zuschüsse für die KWK oder die Vorfinanzierung von Energieeinsparprogrammen über Netzaufschlagsysteme realisiert werden.

3. Die derzeitige Marktdynamik im Bereich der Stromerzeugung durch EEQ darf keine Einbrüche erleiden. Vielmehr sollen die Modifikationen dazu führen, daß in den Bereichen mit noch nicht zufriedenstellendem Marktzuwachs durch eine gezielte Verbesserung der Vergütungssituation verstärkte Wachstumsimpulse auftreten können. Ein verstärkter Zuwachs soll auch durch die Öffnung des Geltungsbereichs für weitere Akteure (EItVU-Neuanlagen) erreicht werden. Damit soll insgesamt sichergestellt werden, daß neben dem Hauptziel der Erhöhung des Anteils von EEQ an der Stromerzeugung gleichzeitig eine differenzierte Hersteller- und Betreiberstruktur erhalten bleibt und weiter abgesichert wird sowie ausreichende Anreize für Investitionen aus allen Teilen der Volkswirtschaft geschaffen werden. Zugleich besteht die Auffassung, daß die angestrebte Zielsetzung mit einer Einzelmaßnahme nicht erreicht werden kann. Deswegen sollen zusätzlich die wachsenden Möglichkeiten eines nachfrageinduzierten Handels mit „grünem Strom“ verstärkt ausgenutzt werden.
4. Vor dem Hintergrund des angestrebten Übergangs zu einem tatsächlichen und vollständigen Wettbewerb im europäischen Strombinnenmarkt wurde der pragmatischen Formulierung von weiteren Wettbewerbsimpulsen Vorrang vor der Formulierung theoretisch eleganterer, dafür aber möglicherweise politikfernerer Wettbewerbsmodelle bzw. -instrumente gegeben. Handlungsleitend ist hier die Erkenntnis, daß die jetzige Einführungsphase (der Liberalisierung der Strommärkte) bestenfalls als Phase rudimentären Wettbewerbs bezeichnet werden kann. Die Elemente „Kostenorientierung und Begrenzung der Vergütung“ sowie „Degression der Vergütungssätze für zukünftige Neuanlagen“ erhöhen den bereits vorhandenen Wettbewerb zwischen den Herstellern von Anlagen zur Nutzung von EEQ und erlauben eine angemessene Erschließung der Kostensenkungspotentiale ohne die betreffenden Akteure vor völlig neue Herausforderungen zu stellen (z.B. hinsichtlich der Planungs- und Investitionssicherheit). Die vorgeschlagenen Modifikationen berücksichtigen zudem die wettbewerbsgeprägten Bestrebungen in der EU und tragen daher zur Schaffung entsprechender gemeinsamer Übergangsregelungen bei. Ebenso erleichtern sie die innenpolitisch gewollte Beschleunigung eines Zubaus erneuerbarer Energien.
5. Mit der vorerst grundsätzlichen Beibehaltung des StrEG berücksichtigt die Arbeitsgemeinschaft auch, daß der „ideale“ Strombinnenmarkt bisher nicht existiert und derzeit nur wenige neue Marktteilnehmer (Ökostromerzeuger bzw. -händler) vorhanden sind. Zudem wird berücksichtigt, daß das StrEG gerade bei den bisher vergleichsweise geringen erreichten Anteilen der Stromeinspeisung von Strom aus EEQ an der gesamten Stromerzeugung auch auf der Basis der bisher gemachten Erfahrungen als das geeignetste Instrument erscheint, während zukünftig höhere Anteile dann handlungsleitend für die Wahl anderer Instrumente sein können. Mittelfristig sind unter der Voraussetzung der dafür notwendigen Randbedingungen (Netzzugangsverordnung, faire und diskriminie-

rungsfreie Durchleitungsentgelte) daher Neuregelungen denkbar, die aber zunächst auf einer Kombination zwischen preisregulierten und mengenregulierten Ansätzen beruhen sollten, um einen friktionsfreien Übergang zu stärker idealtypisch wettbewerbsgeprägten Modellen zu ermöglichen. Hiermit wäre dann auch gewährleistet, daß zunächst Erfahrungen mit mengenregulierten Modellen gesammelt werden könnten.

Hiermit könnte auch sichergestellt werden, daß Bedingungen herbeigeführt werden können, die für derartige Modelle von ihrer Grundphilosophie her notwendig sind. Dies betrifft vor allem gezielte einzeltechnologische Hilfestellungen, damit sich auch für heute noch marktfernere Technologien stabile Märkte herausbilden und hierdurch die Voraussetzungen geschaffen werden, daß unterschiedliche Optionen zu ähnlichen Preisen miteinander konkurrieren können. Für diese einzeltechnologische Einführungsphase erscheinen mengenorientierte Modelle weniger geeignet, da sie hierzu durch die Einführung von Gewichtungsfaktoren oder Teilmengenvorgaben entfremdet werden müßten.

13. Das Maßnahmenbündel für erneuerbare Energien im Wärmemarkt

A) Fortführung der herkömmlichen Zuschußförderung für Kleinanlagen (Hauptinstrument 1)

Für Kleinanlagen, d.h. für Solaranlagen zur Warmwasserbereitung bis 50 m² und Holzzentralheizungen für einzelne Gebäude (bis maximal 500 m² beheizter Nutzfläche) wird eine Fortführung der bisherigen Zuschußförderung empfohlen. Von einer übereilten Übertragung der Quotenregelung auch auf Kleinanlagen wird abgeraten, da dieser Zielgruppe eine Auseinandersetzung mit den Chancen und Risiken einer Quotenregelung mit Zertifikatehandel vorerst nicht zugemutet werden sollte. Insbesondere bei solaren Brauchwasseranlagen erscheint es zusätzlich zweifelhaft, ob die zusätzlichen (geringen) jährlichen Einnahmen durch den Verkauf von Zertifikaten im gleichen Maße als Anreiz wirken können wie die „belobigende“ Wirkung von staatlichen Zuschüssen.

Angemessene Fördersätze liegen für Solare Kleinanlagen bei 20 % der Investitionskosten und bei Holzzentralheizungen bei 25 %. Bei Solaranlagen ist ein fixer Fördersatz je m² Kollektorfläche zu empfehlen. Auch fixe Beträge je Anlage bei Nachweis eines minimalen solaren Deckungsanteils sind möglich. Dies ist bereits heute häufig geübte Praxis. Bei Biomasseheizungen ist von einem an die Heizleistung gekoppelten Zuschuß abzuraten, da hieraus eine Überdimensionierung der Anlagen resultiert. Empfohlen wird ein Bezug auf das zu beheizende Objekt, etwa über die Größe der beheizten Wohn- und Nutzflächen. Verbesserungen des Wärmeschutzes führen dann nicht zu geringeren Zuschüssen bei der Installation einer Holzheizung. Voraussetzung für die Förderung von Biomassekesseln ist die Einhaltung von strengen Emissionsgrenzwerten.

Bei einem verstärkten Ausbau der Nutzung von EEQ mittels Kleinanlagen wird für die nächsten Jahre von einem erheblichen Zubau bei kleinen Solaranlagen und Holzzentralheizungen ausgegangen. Hinzu kommt ein beträchtlicher Ersatzbedarf für Holzheizungen. Dementsprechend erhöht sich der Zuschußbedarf für Kleinanlagen von **heute 200 Mio. DM/a bis 2005 auf 460 Mio. DM/a**. Danach sinkt der jährliche Zuschußbedarf aufgrund von Kostendegressionen und einem rückläufigen Zubau von Kleinanlagen bis 2010 wieder leicht ab. Das jetzige 200 Mio. DM-Programm der Bundesregierung, dessen Schwerpunkt ohnehin im Bereich des Wärmemarktes liegt, sollte dafür die geeignete Ausgangsbasis sein und entsprechend den Angaben in Tabelle 12 fortgeschrieben werden.

B) Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten für Großanlagen (Hauptinstrument 2)

Bei der vorgeschlagenen Quotenregelung wird der Brennstoffhandel verpflichtet, dafür zu sorgen, daß ein Mindestmaß (Quote) an Nutzwärme aus EEQ erzeugt wird. Die Quote wird von staatlichen Stellen vorgegeben, sie sollte sich an dem im Szenario „Verdopplung“ dargestellten Ausbaupfades für Großanlagen orientieren. Die Quote wird erfüllt durch den Aufkauf von Zertifikaten, welche an die Erzeuger von Wärme aus EEQ verteilt wurden. Die dadurch entstehenden Zusatzkosten werden durch eine Erhöhung der Brennstoffpreise letztendlich an die Bürger und Unternehmen weitergegeben. Für den beschriebenen Ausbaupfad entstehen Zusatzkosten in mittlerer Höhe von **320 Mio. DM/a** im Zeitabschnitt 2000 bis 2010. Die zeitliche Verteilung ergibt sich aus dem Ausbaupfad und der Tatsache, daß die Zusatzkosten als Betriebskostenzuschüsse wirksam werden. Sie beträgt im Jahr 2005 ca. **240 Mio. DM/a** und im Jahr 2010 ca. **715 Mio DM/a**. Die Verteuerung fossiler Brennstoffe durch eine Quotenregelung für Großanlagen beträgt damit 0,05 Pf/kWh_{th} im Jahr 2010 (im Mittel 0,025 Pf/kWh). Diese Zusatzkosten treten auch bei der bisher üblichen Zuschußförderung auf, sie sind dort allerdings budgetwirksam und werden nicht durch den Markt mobilisiert.

Die Quotenregelung verpflichtet die Politik lediglich zur Festlegung und Fortschreibung der Quote, sie bindet dafür die für die notwendigen Umstrukturierungen auf dem Wärmemarkt wesentlichen Akteure stärker ein und entlastet den öffentlichen Haushalt. Zum Schutz des Brennstoffhandels sind maximale Zertifikatspreise (Pönalen) festzulegen, welche bei unvollständiger Erfüllung der Quote an einen staatlichen Fonds zu zahlen sind.⁵

C) Flankierende Maßnahmen

1. Anschlußpflicht für Nahwärme

Eine für den langfristigen Erfolg von EEQ im Wärmemarkt wichtige Randbedingung, deren Tragweite häufig noch nicht im vollen Umfang erkannt ist, ist der Ausbau von Nahwärmesystemen. Die Einrichtung von Nahwärmesystemen ist eine Gemeinschaftsaufgabe, daher sind die Befugnisse der betreffenden Gremien, d.h. der Gemeinde- und Stadträte sowie der kommunalen Verwaltungen zu verstärken. Hierzu sollten Verbesserungen in den Gemeindeordnungen der verschiedenen Bundesländer im Hinblick auf die Festlegung einer Anschlußpflicht erfolgen. Auch durch Änderungen im Baugesetzbuch kann die Festlegung einer Anschlußpflicht erleichtert werden.

2. Übergangsregelung für solare Großanlagen

Für solare Großanlagen, welche prinzipiell über eine Quotenregelung gefördert werden sollen, sind in der Anfangsphase, in welche deutliche Kostendegressionen erwartet werden, Sonderregelungen notwendig. Diese Anfangsphase wird bei einem jährlichen Marktvolumen von 100.000 m² für Großanlagen, welches im Jahr 2003 erreicht sein kann, weitgehend abgeschlossen sein. Bis dahin ist zusätzlich zu der Förderung über Quoten ein staatlicher Zuschuß von insgesamt 25 Mio. DM erforderlich. Für die Zeit bis zu einer Einführung von Quotenregelungen sollten für große Solaranlagen – im Unterschied zur üblichen bisherigen

⁵ Für eine Übergangszeit können bei Bedarf auch die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien durch Minimalpreise (Ankaufspreis der Zertifikate durch einen staatlichen Fonds) geschützt werden.

Förderpraxis - **die gleichen Zuschüsse je m² Kollektorfläche** wie für Kleinanlagen gewährt werden. Der Anteil des Zuschusses an der Gesamtinvestition nimmt dadurch bei Großanlagen zu. Dies ist aber gerechtfertigt, da von Nutzerkollektiven nicht in gleichem Maße Identifikation und Eigenengagement erwartet werden können wie von den Besitzern privater Kleinanlagen.

3. Weitere wichtige flankierende Maßnahmen, durch welche die Hauptinstrumente „Zuschüsse für Kleinanlagen“ und „Quotenregelung für Großanlagen“ ergänzt werden sollen, sind:

- Einführung der geplanten Energieeinsparverordnung mit strengeren Grenzwerten als in der bisher geltenden Wärmeschutzverordnung.
- Beibehaltung der Eigenheimzulage für Solaranlagen und Ausdehnung der Regelung auf Holzzentralheizungen.
- Staatliche Marketing besonders im Bereich der Biomassenutzung.
- Unterstützung von Maßnahmen zu Aus- und Weiterbildung, zur Bewußtseinsbildung. Und zum verbesserten Marketing von Kleinanlagen. Hierdurch kann insbesondere das freiwillige private Bürgschaften für das Bohrrisiko bei Geothermieanlagen und für die Kontinuität der Wärmeabnahme von industriellen Abnehmer in Wärmenetzen.
- Unterstützung der Ansätze zur Flexibilisierung der Handwerksordnung. Die bisherige Monopolstellung des Gewerkes „Sanitär, Heizung und Klima“ ist ein sachlich nicht gerechtfertigtes Hemmnis.
- Bestehende Verbrennungsverbote für feste Brennstoffe sind im Hinblick auf die ganz erheblich verbesserten Emissionswerte moderner Holzzentralheizungen zu überprüfen und durch Grenzwerte bei den erlaubten Emissionen zu ersetzen.
- Beseitigung unnötiger Hemmnisse bei der Biogasnutzung.
- Einrichtung einer zentralen und unabhängigen Informationsstelle (z.B. bundesweite Energieagentur), welche mit besonderem Sachverstand ordnend und vereinheitlichend auf die Schnittstelle zwischen Genehmigungsbehörden und Antragsteller einwirkt.
- Verstärkte Einführung des internen Contracting in Kommunen.
- Zielgruppenspezifisches Engagement gestärkt werden. Die monetäre Auswirkung dieser Maßnahmen ist zwar nur schwer zu quantifizieren, das Beispiel der kleinen solaren Brauchwasseranlagen zeigt aber, daß das Umweltbewußtsein wirkungsvoller sein kann als finanzielle Zuschüsse
- Weitere schwerpunktmäßige Förderung von Forschung und Entwicklung sowie von Demonstrationsprojekten. Hierzu gehören insbesondere saisonale Speicher sowie Demonstrationsanlagen zur Nutzung von oberflächenferner Geothermie und zur Vergasung von Biomasse (u.a. auch Altholz).

D) Freiwillige Zahlungen

Die freiwilligen Zusatzzahlungen im Wärmemarkt belaufen sich derzeit bereits auf rund 300 Mio. DM/a. Sie werden überwiegend von Betreibern von Kollektoranlagen und von Biomasse-Heizungen erbracht. Bei einer auf lange Sicht angelegten deutlichen Unterstützung des weiteren Ausbaus von EEQ im Wärmemarkt durch die hier beschriebenen Instrumente kann auch von einem weiter steigenden Engagement von Bürgern und Unternehmen zur Eigenfinanzierung derartiger Anlagen ausgegangen werden. Beim verstärkten Bau von Großanlagen ist auch ein Einstieg in einen „grünen“ Wärmemarkt vorstellbar. Das hier vorgestellte Instrumentenbündel geht davon aus, daß sich die freiwilligen Zusatzzahlungen im

Wärmebereich auf einen mittleren Wert von rund 700 Mio. DM/a in der Periode 2000-2010 steigern lassen.

E) Perspektiven der Förderung im Wärmemarkt

Das vorgeschlagene Maßnahmenbündel sorgt dafür, daß die budgetwirksame Förderung mittels Investitionszuschüsse trotz starker Ausweitung der Investitionstätigkeit nur relativ gering um derzeit rund 300 Mio. DM/a auf 450 Mio. DM/a im Jahr 2010 ausgeweitet werden muß. Der Anstieg des Förderbedarfs wird weitgehend durch die Quotenregelung aufgefangen. Bei erfolgreicher Einführung der Quotenregelung für Großanlagen ist deren Erweiterung auf Kleinanlagen möglich. Der Staatshaushalt wird hierdurch weiter entlastet. Eine weitere Entlastung ist durch eine maßvolle Rückführung der Fördersätze für Kleinanlagen unter die bereits empfohlenen Prozentsätze denkbar. Hierzu ist es jedoch nötig, durch wirkungsvolle PR- und Marketing-Maßnahmen das Eigenengagement der Bürger weiter zu festigen. Keinesfalls darf dabei der Eindruck entstehen, daß Staat und Regierung nicht mehr den Ausbau der EEQ stützen. Eine stetige Erhöhung der Ökosteuern auf fossile Brennstoffe wirkt sich in jedem Fall günstig auf die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von EEQ aus. Auch rücken dadurch Vorsorgemaßnahmen wieder stärker in das Zentrum der Aufmerksamkeit und aktuelle Möglichkeiten zum Bau einer eigenen Anlage werden – auch bei zurückgehender Förderung – stärker genutzt. Das jetzt bereits hohe private Engagement für EEQ im Wärmebereich kann dadurch stabilisiert werden.

Das empfohlene Maßnahmenbündel ist geeignet, ein zu starkes Engagement des Staates auf dem Wärmemarkt zu verhindern und den Marktpartnern größere Eigenverantwortung zuzugestehen. Die vorgesehenen wettbewerbliche Elemente und die Bevorzugung von Großanlagen können zu einem rascheren Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle führen (vgl. die technologische Entwicklung der Windenergie unter günstigen Rahmenbedingungen). Davon abhängig kann ggf. ein Teil der flankierenden, überwiegend ordnungsrechtlich ausgerichteten Instrumente früher entfallen.

Durch passend ausgestaltete Ökosteuern kann dieser Zeitpunkt schon früher erreicht werden, wobei eine geordnete Entwicklung der EEQ sichergestellt ist und unkalkulierbare Härten ausgeschlossen werden können. Die Flexibilität der Hauptinstrumente, die sachlich begründete Aufgaben- und Lastenverteilung auf die Akteure im Wärmemarkt sowie die zuverlässige Zielführung der Quotenregelung lassen das empfohlene Maßnahmenbündel als gut geeignet erscheinen, eine Verdopplung des Anteils erneuerbaren Energien im Wärmemarkt bis 2010 zu erreichen.

14. Längerfristige Perspektiven für erneuerbare Energien

Die vorliegende Untersuchung zeigt, daß mit dem Einsatz eines aufeinander abgestimmten Maßnahmenbündels eine Verdopplung des Beitrags von EEQ innerhalb eines Jahrzehnts erreicht werden kann und die **Marktvolumina der Technologien** – bis auf diejenigen der Wasserkraft und der Windenergie - **um das Fünf- bis Zehnfache wachsen**. Dabei wird vorausgesetzt, daß in demselben Zeitraum der liberalisierte Energiemarkt aus seiner derzeitigen Umbruchphase herausgetreten, hinreichend ökologisch flankiert ist und ausgewogene Marktbedingungen für die hier behandelten Technologien, aber auch für andere umweltschonende und effiziente Energietechnologien herrschen. Ebenfalls wird unterstellt, daß bis zu diesem Zeitpunkt der Verbrauch erschöpflicher Ressourcen und die Umweltbelastungen der Nutzung fossiler und nuklearer Energiequellen mittels einer weiterentwickelten ökologischen Steuerreform deutlich in den Marktpreisen für Energie zum Ausdruck kommen. Weiterhin wird davon ausgegangen, daß die politischen Bemühungen, die Klimaschutzziele gemäß den Kyoto-Vereinbarungen umzusetzen, erste Erfolge zeitigen (Verminderung um 21 %

bis 2008 bzw. 2012) und die längerfristigen Zielsetzungen bzw. Empfehlungen (-50 % bis 2030 und -80 % bis 2050) dann Bestandteil einer nachhaltigen Energiepolitik sind.

Nur unter diesen Voraussetzungen kann eine Fortsetzung der durch das Verdopplungsziel eingeleiteten Wachstumsdynamik für EEQ erwartet werden. Nach 2010 liegt dann für den weiteren Ausbau von EEQ grundsätzlich eine gute Ausgangsbasis vor, insbesondere da zu diesem Zeitpunkt ein ausreichend hoher Bedarf an neuen Anlagen in der Energieversorgung bestehen wird und heutige Überkapazitäten abgebaut sein werden. Die dargestellten Analysen zeigen aber auch, daß eine ausschließlich auf Ersatz fossiler und nuklearer Energiequellen ausgerichtete Strategie hinsichtlich der angestrebten Klimaschutzziele nicht zum Erfolg führen würde. Nur in Kombination mit einer (zeitlich) vorrangigen Mobilisierung von Energiereduktionspotentialen bei Umwandlung und Nutzung können Klimaschutz und Ressourcenschonung mit Aussicht auf Erfolg erreicht werden. Dies bestätigen sowohl nationale, europäische und globale Szenarioanalysen. Erst der zielgerichtete, aufeinander abgestimmte Einsatz der Strategieelemente

- **Rationeller Energieeinsatz:** Beschleunigte Verringerung der Energieintensität mittels deutlich rationellerer Energienutzung einschließlich der Verringerung des Nutzwärmebedarfs (Wärmedämmung) und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung; insbesondere im Zeitraum bis 2020,
- **Begrenzte Substitution:** Mittelfristig (bis ca. 2030) Verringerung der CO₂-Intensität des fossilen Beitrags durch relativ stärkere Nutzung von Erdgas und
- **Ausbau erneuerbarer Energien:** Kontinuierliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien über gut 50 Jahre mit der langfristigen Perspektive einer nahezu vollständigen Deckung des Energiebedarfs

bewirken die erforderlichen Veränderungen in der Struktur der Energieversorgung innerhalb eines halben Jahrhunderts. Am Beispiel des Langfristszenarios „Solare Energiewirtschaft“ (**Abbildung 7**) wird dies beispielhaft dargestellt. Herausragend ist der absolute Rückgang des Energieverbrauchs um rund 40 % bei einem rund zweifachen Bruttoinlandsprodukt gegenüber 1995. Gleichzeitig verschwindet die heutige Dominanz von Kohle, Mineralöl und Erdgas mit 93 % Anteil an der Bereitstellung von Endenergieträgern. Fossile Quellen tragen im Jahr 2050 noch mit 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 als Treibstoffe (und als Rohstoff in der chemischen Industrie) eingesetzt. Knapp 60 % der Endenergie stammt im Jahr 2050 aus EEQ. Wärme aus Strahlung, Biomasse und Geothermie stellt 36 %; es wird also neben Raumwärme und Warmwasser auch ein Teil der Prozeßwärme gedeckt. 22 % sind Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, wovon wiederum 60 % aus Quellen im Inland stammen. Importiert wird Strom aus solaren Kraftwerken und aus Off-shore Windanlagen, ggf. auch aus Wasserkraft.

Der zeitlich aufeinander abgestimmte Einsatz der obigen Strategieelemente ist mit deutlich sinkenden energiebedingten CO₂-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 die Zielmarke einer 80 %-igen Verringerung gegenüber 1995. Die Reduktion um rund 700 Mio. t/a CO₂ bis zum Jahr 2050 teilt sich wie folgt auf die Technologie- bzw. Strategie-bündel auf:

- Effizientere Energienutzung und -wandlung; Verringerung des Nutzenergiebedarfs über Trend hinaus: 290 Mio. t/a
- Verschiebung der Energieträgerstruktur zu Erdgas: 34 Mio. t/a
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung: 50 Mio. t/a
- Ausbau regenerativer Energien: 320 Mio. t/a

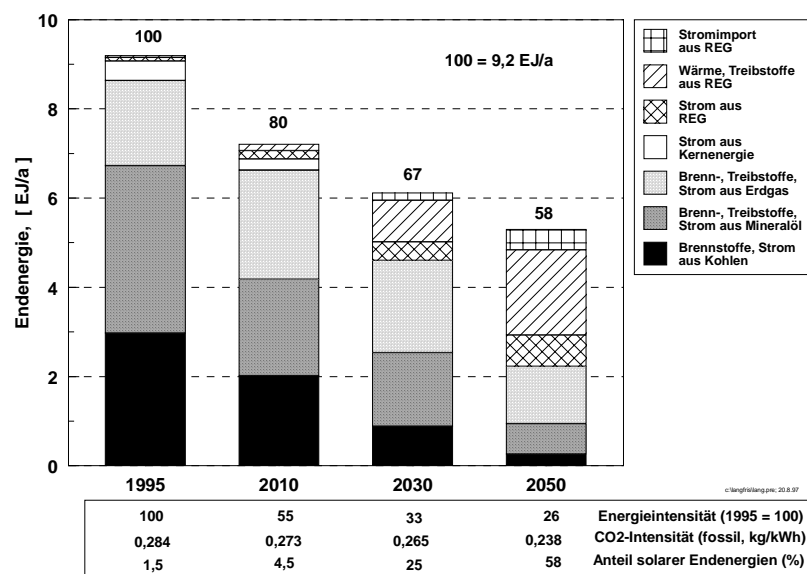


Abbildung 7: Struktur des Endenergieverbrauchs im Langfristszenario „Solare Energiewirtschaft“ nach den eingesetzten Primärenergiequellen und Veränderung der wesentlichen Kenngrößen Energieintensität, CO₂-Intensität des fossilen Anteils, Anteil Endenergie aus erneuerbaren („solarer“) Quellen

Ersichtlich ist die **Gleichrangigkeit der Reduktionsbeiträge** der effizienteren Energienutzung und des Ausbaus von EEQ. Die CO₂-Reduktionsbeiträge der Energieeinsparung und des KWK-Ausbaus sind allerdings im wesentlichen bis 2020 mobilisiert, diejenigen der EEQ kommen erst danach substantiell zum tragen. Der Beitrag der EEQ am jeweiligen Primärenergieverbrauch des Szenario beträgt nun aufgrund des reduzierten Energiebedarfs im Jahr 2010 bereits 5,5 %, im Jahr 2030 bereits 26 % und erreicht im Jahr 2050 rund 60 %.

Das Langfristszenario zeigt auch beispielhaft, wie eine Umstrukturierung der Stromversorgung verlaufen könnte, wenn Klimaschutz und Risikominimierung durch Verzicht auf die Kernenergie als gleichgewichtige Ziele angesehen werden. Beim Umbau der Stromversorgung in Richtung Nachhaltigkeit können ebenfalls zwei Etappen unterschieden werden. Der erste, fünfzehn- bis zwanzigjährige Abschnitt ist – neben verstärkten Stromeinsparanstrengungen gegenüber dem Trendverlauf - im wesentlichen durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung gekennzeichnet, deren Beitrag an der Bruttostromerzeugung von heute 9 % auf 25 bis 30 % wächst (**Abbildung 8**). Die Beiträge der EEQ sind dagegen mit 10 % noch relativ gering. Im Szenario werden diese Zubauziele durch einen Rückgang der Erzeugung aus (alten) 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 (einschließlich KWK) 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 15 % sinken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 320 Mio. t/a auf 295 Mio. t/a infolge des Ausbaus der KWK des Anstiegs der Stromerzeugung aus EEQ und der Verschiebung des Brennstoffeinsatzes zum Erdgas. Festzuhalten ist, daß diese Etappe des Umbaus der Stromversorgung nur eingeleitet werden kann, wenn in den kommenden Jahren Kraftwerksneubauten **vorrangig** auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung und EEQ vorgenommen werden und dadurch Kondensationsleistung zurückgedrängt wird. Dies macht deutlich, daß es unter den derzeitigen Bedingungen des liberalisierten Strommarktes bei der KWK nicht nur um einen Bestandsschutz gehen kann, sondern wirksame Maßnahmen ergriffen werden müssen, welche eine nennenswerte Ausweitung ihres Anteils innerhalb eines Jahrzehnts erlauben.

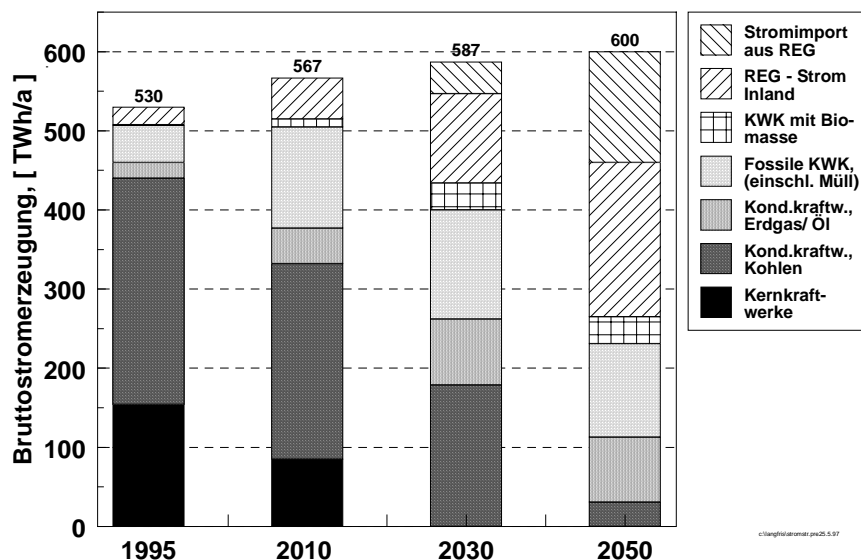


Abbildung 8: Struktur der Stromerzeugung im Langfristszenario „Solare Energiewirtschaft“ nach Energiequellen und Kraftwerksarten

Die zweite Etappe des Umbaus der Stromversorgung ist durch einen deutlichen Zuwachs von Anlagen auf der Basis von EEQ gekennzeichnet, der nach 2010 mit sich beschleunigender Marktdynamik einsetzt. Wind liefert einschließlich Off-shore-Anlagen 65 TWh/a und die Photovoltaik stellt mit 23 TWh/a bereits einen beträchtlichen Beitrag. Hinzu tritt importierter Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken mit Speicherbetrieb (40 TWh/a). Der Beitrag fossil gefeuerter Kraftwerke ist wegen des Wegfalls der Kernenergie noch um 15 % höher als heute. Er wird stark durch erdgasgefeuerte GuD- Anlagen (Kondensations-KW und HKW) geprägt, welche in zunehmendem Maße den Ausgleich zwischen fluktuierendem Angebot und Stromnachfrage sicherstellen. Nach 2030 werden in diesem Szenario EEQ zur Hauptquelle der Stromerzeugung mit einem Anteil von 63 % im Jahr 2050. Der „solare“ Importanteil an der Bruttostromerzeugung beträgt 23 % und ist mit 140 TWh/a etwa so hoch wie der heutige Beitrag der Kernenergie. Der Beitrag fossiler Energien beim Kondensationsstrom stützt sich nun weitgehend auf gasgefeuerte GuD- und Gasturbinenanlagen; 25 % des

Stroms kommt aus mit Erdgas, Biomasse und Kohle betriebenen KWK-Anlagen. Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, welche bereits 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.

Mit einer zeitlichen Verzögerung wird auch der Wärmemarkt von den Umstrukturierungen ergriffen. Hier liegt der Schwerpunkt zunächst eindeutig bei der Mobilisierung der großen Einsparpotentiale im Altbaubestand. Das Verdopplungsziel für EEQ schafft jedoch auch hier die Voraussetzungen für einen Übergang zu einer Wärmeversorgung auf zunehmend erneuerbarer Basis. Im Szenario hat daher der Aufbau von Nahwärmeversorgungen, die mit Heizzentralen und KWK-Anlagen auf Biomassebasis (längerfristig auch mit Brennstoffzellen) sowie mit Solar- und Geothermieanlagen verknüpft sind, einen hohen Stellenwert. Auch in diesem Bereich zeigt sich, daß Effizienzsteigerungen in bestehenden Einrichtungen und Anlagen und Umbau des Energiesystems Hand in Hand gehen müssen, um langfristig tragfähige Versorgungsstrukturen zu schaffen.

Die hier skizzierten Wechselwirkungen bei der erforderlichen Umstrukturierung der Energieversorgung machen deutlich, daß ein **substantielle Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien innerhalb des nächsten Jahrzehnts** eine unverzichtbare Voraussetzung darstellt, wenn die längerfristigen Ziele einer deutlichen Reduktion von CO₂-Emissionen fristgerecht erreicht werden sollen (**Tabelle 14**). Dabei ist sowohl das Zeitfenster als auch die Höhe der mobilisierbaren Beiträge von Bedeutung. Die ersten „Etappenziele“ beim Klimaschutz könnten zwar auch ohne ihren Ausbau erreicht werden. Nach einer weitgehenden Ausschöpfung der (kostengünstigen) Reduktionspotentiale in den Bereichen „Energieeinsparung und KWK“ würde der weitere Reduktionsprozeß jedoch ins Stocken geraten. Für zwei weitere Handlungsfelder in der Energiepolitik ist die substantielle Nutzung von EEQ ebenfalls unerlässlich und muß in absehbarer Zeit mit sichtbarem Erfolge vorangebracht werden. Der eine Bereich stellt die Reduktion bzw. den gewünschten Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie mit der Zielsetzung der Risikominimierung dar, der – neben politischen Beschlüssen – den äquivalenten Einsatz erneuerbarer Energien verlangt, wenn das Klimaschutzziel nicht verletzt werden soll. Der zweite Bereich stellt die Befriedigung der rasch wachsenden Energienachfrage in den weniger entwickelten Ländern dar, deren Energieversorgungsstrukturen sich gleichzeitig in raschem Wandel befinden. Die globalen Ziele des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung können nur erreicht werden, wenn diesen Ländern ausgereifte und kostengünstige (dezentrale und zentrale) Technologien der Nutzung von EEQ rechtzeitig und in ausreichendem Maße angeboten werden können. Neben den zu lösenden Fragen der Finanzierung und Implementierung ist dabei der selbstverständliche kommerzielle Einsatz dieser Technologien in den Industrieländern eine entscheidende Voraussetzung.

Tabelle 14: Wesentliche Thesen zum Umbau der Energieversorgung in Richtung einer größeren Nachhaltigkeit

- (1) Erneuerbare Energien sind nur in Verbindung mit verstärkter Rationeller Energienutzung in der Lage, einen maßgeblichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten. Ihre Gewichtung und die zeitlich zweckmäßigste Abfolge und Verzahnung sind für jeden der Teilmärkte (Strom, Wärme, Mobilität) unterschiedlich zu sehen.**
- (2) Klimaschutz und Risikominimierung erfordern in den nächsten Jahrzehnten deutliche strukturelle Veränderungen in der Energiewirtschaft - und zwar zeitlich vorrangig im Bereich der Stromerzeugung und -versorgung - die heute einzuleiten sind und die in gegenseitiger zeitlicher Abstimmung erfolgen müssen.**
- (3) Die Strukturveränderungen im Strombereich sind kurz- und mittelfristig vor allem durch verstärkte Stromeinsparanstrengungen, einem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und einem verstärkten Nutzung von Erdgas gekennzeichnet (Etappe 1); langfristig aber durch den Ausbau erneuerbarer Energien (Etappe 2).**
- (4) Zwischen 2030 und 2050 werden erneuerbare Energien zur wichtigsten Quelle für die Stromerzeugung. Neben der Nutzung heimischer erneuerbarer Energiequellen gewinnt dabei auch der Stromimport aus erneuerbaren Quellen zusehends an Bedeutung.**
- (5) Die Umstrukturierung des Wärmesektors finden langsamer statt, sie bringt jedoch längerfristig ebenfalls erhebliche Veränderungen mit sich. Kennzeichen einer zukünftigen Wärmeversorgung werden Nahwärmeversorgungen unterschiedlicher Größe sein, die eine gesicherte Wärmeversorgung aus verschiedenen Quellen erneuerbarer Energien hauptsächlich in Verbindung mit Erdgas gewährleisten. Einzelheizungen werden an Bedeutung verlieren. Erneuerbare Energien dringen auch in den Prozesswärmebereich vor.**
- (6) Eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien sowohl im Strom- wie im Wärmemarkt bis zum Jahr 2010 ist Minimalvoraussetzung und wichtiger Meilenstein, um die längerfristigen Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung hinsichtlich Klimaschutz, Ressourcenschonung und Risikominimierung zeitgerecht erfüllen zu können.**
- (7) Der Aufbau selbsttragender heimischer Märkte schafft auch die notwendigen Voraussetzungen, um mittels Export und Technologietransfer einen maßgeblichen Beitrag zu einer klimaverträglichen globalen Energieversorgung leisten zu können. Er sichert gleichzeitig eine aussichtsreiche Teilnahme an den wachsenden globalen Märkten für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien.**

Struktur der Studie:

- Kapitel 1: Stand und bisherige Entwicklung erneuerbarer Energien
- Kapitel 2: Maßnahmen zur Unterstützung erneuerbarer Energien im europäischen Vergleich und ihre Bewertung
- Kapitel 3: Potentialanalysen und Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa
- Kapitel 4: Trendentwicklung der Energieversorgung in Deutschland und Strukturierung der Zielvorgaben für erneuerbare Energien bis zum Jahr 2010
- Kapitel 5: Instrumente zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien
- Kapitel 6: Beschreibung und Bewertung der wesentlichen Instrumente für die Erreichung des Verdopplungsziels 2010 im Strommarkt
- Kapitel 7: Beschreibung und Bewertung der wesentlichen Instrumente für die Erreichung des Verdopplungsziels 2010 im Wärmemarkt
- Kapitel 8: Zielorientiertes Maßnahmenbündel zur Erreichung der Zielvorgabe 2010
- Kapitel 9: Beurteilung der Auswirkungen des Maßnahmenbündels und längerfristige Perspektiven

Inhaltsverzeichnis der Studie

1. STAND UND BISHERIGE ENTWICKLUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	1
1.1. Einleitung	1
1.2. Marktentwicklung	1
1.2.1. Wasserkraftnutzung	1
1.2.2. Windenergie	6
1.2.3. Photovoltaik	9
1.2.4. Bioenergie	11
1.2.4.1. Marktentwicklung für Biomassefeuerungsanlagen	11
1.2.4.2. Strom- und Wärmeerzeugung durch Biomasseanlagen	12
1.2.5. Solarthermische Kollektoranlagen	13
1.2.6. Geothermie	15
1.2.6.1. Hydrothermale Systeme	15
1.2.6.2. Erdwärmenutzung mit tiefen Erdsonden	16
1.2.6.3. Hot-Dry-Rock-Systeme	16
1.2.7. Nahwärmeversorgung	17
1.3. Aktueller Anteil an der Endenergie, Stromerzeugung und Primärenergie	17
1.4. Die Förderprogramme und -instrumente sowie deren Wirkungen auf den bisherigen Ausbau	20
1.4.1. Förderprogramme und -instrumente auf Bundesebene	21
1.4.2. Förderprogramme der Länder	26
1.4.3. Auswirkungen der Förderprogramme	28
1.4.3.1. Wasserkraft	28
1.4.3.2. Windenergie	28
1.4.3.3. Photovoltaik	30
1.4.3.4. Bioenergie	31
1.4.3.5. Solarthermie	32
1.4.3.6. Geothermie	33
1.5. Beschreibung des derzeitigen Technologiestandes	33
1.5.1. Wasserkraftanlagen	33
1.5.2. Windenergieanlagen	34
1.5.3. Photovoltaik	36
1.5.4. Bioenergie	37
1.5.5. Solarthermie	39
1.5.6. Geothermische Systeme	41
1.5.6.1. Hydrothermale Systeme	42
1.5.6.2. Erdwärmenutzung mit tiefen Erdsonden	42
1.5.6.3. Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR-Systeme)	43
1.5.7. Nahwärmeversorgung	43
1.6. Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten am Beispiel ausgewählter Referenztechniken	44
1.6.1. Wasserkraftnutzung	44
1.6.2. Windenergienutzung	46
1.6.3. Photovoltaik	47
1.6.4. Bioenergie	48
1.6.5. Solarthermie	52

1.6.6. Geothermie	53
1.6.7. Nahwärmeversorgung	56
1.7. Technologische und wirtschaftliche Entwicklungspotentiale	58
1.7.1. Wasserkraft	58
1.7.2. Windenergie	58
1.7.3. Photovoltaik	59
1.7.4. Bioenergie	60
1.7.5. Solarthermie	61
1.7.6. Geothermie	62
1.7.7. Nahwärmeversorgung	63
1.8. Gesamtbilanzierung	64
1.8.1. Energiebeitrag und CO ₂ -Minderung	64
1.8.2. Umsätze und Arbeitsplätze	66
1.9. Exkurs: Nutzung von Umgebungswärme durch Wärmepumpen	67
1.10. Literatur zum Kapitel 1	73
2. MAßNAHMEN ZUR UNTERSTÜTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH UND IHRE BEWERTUNG	81
2.1. Fallstudien einzelner Länder	82
2.1.1. Schweden: Grüne Tarife im liberalisierten Markt	82
2.1.1.1 Grüne Tarife	83
2.1.1.2 Biomasse	84
2.1.1.3 Bewertung	85
2.1.2. Dänemark: Evolution der Förderpolitik im regulierten Markt	86
2.1.2.1 Die Förderung der Windenergie	87
2.1.2.2 Förderung der Biomasse	88
2.1.2.3 Förderung der Solarthermie	89
2.1.2.4 Bewertung	90
2.1.3. Großbritannien: Ausschreibungswettbewerb im Rahmen der Non-Fossil-Fuel Obligations	91
2.1.3.1 Prinzip der NFFO	91
2.1.3.2 Ausgestaltung der einzelnen Ausschreibungsrunden	94
2.1.3.3 Ergebnisse	94
2.1.3.4 Bewertung	96
2.1.4. Spanien: Industriepolitik mit erneuerbaren Energien	98
2.1.4.1 Allgemeine Aspekte	98
2.1.4.2 Das neue spanische Stromeinspeisungsgesetz	99
2.1.4.3 Bewertung	100
2.1.5. Niederlande: Freiwillige Selbstverpflichtungen als zentrales Instrument	100
2.1.5.1 Die Förderung solarthermischer Kollektoranlagen	101
2.1.5.2 Die Förderung der Windenergie	102
2.1.5.3 Die Förderung der Biomasse	103
2.1.5.4 Bewertung	104
2.1.6. Österreich: Nutzung lokaler Ressourcen zur Stärkung der Regionen	104
2.1.6.1 Die Förderung der Biomasse	105
2.1.6.2 Die Förderung solarthermischer Kollektoranlagen	106
2.1.6.3 Die Förderung im Strombereich	107
2.1.6.4 Bewertung	108

2.2. Vergleich und Einordnung der deutschen Maßnahmen	108
2.2.1. Die Nutzung erneuerbarer Energien im Vergleich	108
2.2.2. Die Bedeutung politischer Zielsetzungen	110
2.2.3. Forschungsförderung	111
2.2.4. Stromerzeugende Systeme	112
2.2.4.1 Windenergie	112
2.2.4.2 Photovoltaik	116
2.2.5. Wärmeerzeugende Systeme	117
2.2.5.1 Solarkollektoranlagen	117
2.2.5.2 Biomasse	119
2.3. Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene	120
2.4. Literatur zum Kapitel 2	126
3. POTENTIALANALYSEN UND SZENARIEN DES AUSBAUS ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEUTSCHLAND UND EUROPA	131
3.1. Technische Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland	131
3.1.1. Allgemeine Aspekte	131
3.1.2. Technische Potentiale in Deutschland	132
3.1.3. Die regionale Differenzierung der Potentiale	138
3.1.4. Kostensenkungspotentiale der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen	141
3.2. Szenarioanalytische Betrachtung der Bedeutung erneuerbarer Energieträger für das Energiesystem der Zukunft	146
3.2.1. Erneuerbare Energien im Kontext nationaler Energieszenarien	147
3.2.2. Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien in Europa	158
3.2.3. Weltweite Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien	165
3.2.4. Energiewirtschaftliche Bewertung der Szenarioanalysen	171
3.3. Literatur zum Kapitel 3	172
4. TRENDENTWICKLUNG DER ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND UND STRUKTURIERUNG DER ZIELVORGABEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN BIS ZUM JAHR 2010	179
4.1. Trendentwicklung der Energieversorgung	179
4.1.1. Die wichtigsten Eckdaten	179
4.1.2. Der Energieverbrauch und seine Struktur	182
4.1.3. Das Referenzszenario für die Einordnung der erneuerbaren Energien	184
4.1.4. Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise	188
4.2. Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010	189
4.2.1. Referenzentwicklung „Bisherige Maßnahmen“.	189
4.2.2. Strukturierung des Verdopplungsziels 2010	193
4.3. Ökonomische Eckdaten des Zubaus erneuerbarer Energien	196
4.4. Literatur zum Kapitel 4	203
4.5. Exkurs zur Bedeutung von solarthermischen Kraftwerken für die zukünftige Energieversorgung	204

5. INSTRUMENTE ZUR VERSTÄRKTEN NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	211
5.1. Übersicht und Systematik möglicher Instrumente	211
5.1.1. Monetäre Instrumente	217
5.1.2. Ordnungsrechtliche Instrumente	222
5.1.3. Instrumente zur verbesserten Information, Ausbildung und Schulung	224
5.1.4. Flankierende Instrumente	224
5.1.5. Grundsätzliche Anmerkungen zur Mittelbereitstellung	228
5.2. Ziele und Kriterien zur Beurteilung der Instrumente	235
5.2.1. Strukturierung der Ziele und Kriterien	235
5.2.2. Überlegungen zur Methodik der Bewertung, zur Gewichtung der Kriterien und zu ihrer Aussagefähigkeit	237
5.3. Literatur zum Kapitel 5	239
6. BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG DER WESENTLICHEN INSTRUMENTE FÜR DIE ERREICHUNG DES VERDOPPLUNGSZIELS 2010 IM STROMMARKT	243
6.1 Eckdaten des Zubaus bis 2010 und Charakteristika des Strommarktes	243
6.2 Einordnung und Bewertung monetärer Förderinstrumente	246
6.2.1 Preisorientierte Förderinstrumente	246
6.2.1.1 Das Marktanreizprogramm der Bundesregierung	248
6.2.1.2 Das 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm der Bundesregierung	249
6.2.1.3 Förderprogramme der Länder	252
6.2.1.4 EitVU-Programme zur Förderung erneuerbarer Energien	257
6.2.1.4.1 Investitionszuschüsse	259
6.2.1.4.2 Erhöhte Einspeisevergütungen	259
6.2.1.4.3 Kombimodelle aus Investitionszuschuß und Einspeisevergütung	265
6.2.1.4.4 Sonstige Vergütungsmodelle	266
6.2.2 Mengenorientierte Förderinstrumente	267
6.2.2.1 Quotenregelungen	267
6.2.2.2 Ausschreibungsmodelle mit Mengenkottingentierung	278
6.2.3 Kombinierte preis- und mengenorientierte Instrumente	278
6.2.4 Freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung	281
6.2.4.1 Selbstverpflichtungserklärungen	281
6.2.4.2 Programme der Energiewirtschaft mit freiwilliger Kundenbeteiligung	282
6.2.4.2.1 Fondsmodelle	282
6.2.4.2.2 Beteiligungs-Modelle	283
6.2.4.2.3 Börsenmodelle	284
6.2.5 Sonderabschreibungsmöglichkeiten und sonstige Maßnahmen	284
6.3 Möglichkeiten der wettbewerbskonformen Ausgestaltung des StrEG	285
6.3.1 Derzeitiger Sachstand	286
6.3.2 Einwände gegen das Stromeinspeisungsgesetz	287
6.3.3 Möglichkeiten zur Aufhebung regionaler Disparitäten	294
6.3.3.1 Allgemeine Modifikationsvorschläge und Hintergründe	295
6.3.3.2 Netzaufschlagsmodell	297
6.3.3.3 Netzbetreiberseitiges Ausgleichsverfahren	301
6.3.3.4 Rechtliche Aspekte	304
6.3.4 Modifikationsvorschläge für die Entwicklung der Vergütungshöhe und des derzeitigen Gültigkeitsbereichs	308

6.3.4.1	Vergütung über Lebensdauer mit Festlegung einer Minimalvergütung	310
6.3.4.2	Vergütung begrenzter Strommengen mit kostenorientierter Vergütung bei Reduzierung im Zeitverlauf für Neuanlagen	314
6.3.4.3	Individuelle (standortabhängige) Vergütungssätze	319
6.4	Die Bedeutung Grünen Stroms in liberalisierten Märkten	321
6.4.1	Was ist Green Pricing?	321
6.4.2	Potentiale	323
6.4.3	Grüne Tarife in Deutschland	327
6.4.4	Zertifizierungsmechanismen	331
6.4.4.1	International	333
6.4.4.2	Deutschland	335
6.4.4.3	Zertifizierung von Anlagen vs. Zertifizierung von Anbietern	339
6.4.4.4	Welche Technologien?	340
6.4.4.5	Neue versus alte Anlagen	341
6.4.4.6	Anlagen, die nach dem Stromeinspeisungsgesetz vergütet werden	344
6.4.4.7	Importstrom	345
6.4.5	Verhältnis zu Unterstützungsmaßnahmen der öffentlichen Hand	347
6.4.6	Netzbenutzung und Börse	350
6.5	Einordnung und Bewertung nichtmonetärer Förderinstrumente	351
6.5.1	Einordnung und Bewertung ordnungspolitischer Instrumente	351
6.5.1.1	Faire und diskriminierungsfreie Netzbenutzungsentgelte	352
6.5.1.2	Einbeziehung von Strom aus erneuerbaren Energien in das Börsengeschäft	356
6.5.1.3	Clearingstelle zur Festlegung der Anschluß- und Netzverstärkungskosten	357
6.5.1.4	Sonstige Ordnungsrechtliche Instrumente	358
6.5.2	Einordnung und Bewertung von Instrumenten zur verbesserten Information, Ausbildung und Schulung	359
6.5.3	Einordnung und Bewertung von weiteren (flankierenden) Instrumenten	360
6.6	Bewertung der dargestellten Vorschläge und Empfehlungen	363
6.7	Literatur zum Kapitel 6	367
6.8	ANHANG	373
6.8.1	Bekanntmachung der Richtlinien zur Förderung von Photovoltaik-Anlagen (300MW) durch ein "100.000 Dächer-Solarstrom-Programm"	373
6.8.2	Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm)	375
7.	BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG DER WESENTLICHEN INSTRUMENTE FÜR DIE ERREICHUNG DES VERDOPPLUNGSZIELS 2010 IM WÄRMEMARKT	391
7.1.	Eckdaten des Zubaus bis 2010 und spezifische Eigenschaften des Wärmemarkts	391
7.2.	Beschreibung, Einordnung und Bewertung monetärer Förderinstrumente	393
7.2.1.	Finanzierungshilfen	393
7.2.1.1	Direkte Investitionskostenzuschüsse	393
7.2.1.2	Zinsvergünstigte Darlehen	395
7.2.1.3	Steuervergünstigungen	396
7.2.1.4	Weitere Fördermöglichkeiten: Zulagen, Bürgschaften, Preisnachlässe	397
7.2.1.5	Bieterwettbewerb um Finanzierungshilfen	398
7.2.2.	Erhöhte (Einspeise-)Vergütungen	399
7.2.3.	Mengenorientierte Förderinstrumente: Quotenregelungen	400

7.2.3.1	Handelbare Zertifikate	403
7.2.3.2	Ausschreibungsverfahren	405
7.2.4.	Freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung	406
7.2.4.1	Grüne Tarife für Wärme	406
7.2.4.2	Private Fonds	407
7.2.4.3	Sponsoring und freiwillige Selbstverpflichtungen der Wirtschaft	408
7.2.4.4	Individuelle Mehrzahlung	410
7.3.	Einordnung und Bewertung ordnungspolitischer Instrumente	411
7.3.1.	Bauplanungs- und Ordnungsrecht	411
7.3.2.	Energieeinsparverordnung	412
7.3.3.	Mietrecht	413
7.3.4.	Natur- und Wasserschutz	414
7.3.5.	Anschlußpflicht an Nahwärmenetze	414
7.3.6.	Handwerksordnung, Normen und Richtlinien	415
7.3.7.	Öffentliches Haushaltsrecht	417
7.3.8.	Kreislaufwirtschaft und Umweltauflagen	417
7.3.9.	Genehmigungsverfahren	420
7.3.10.	Netzzugangsverordnung	421
7.4.	Einordnung und Bewertung von Instrumenten der Information, Ausbildung und Schulung	422
7.4.1.	Verbesserte Information	422
7.4.2.	Aus- und Weiterbildung	422
7.5.	Einordnung und Bewertung flankierender Instrumente	423
7.5.1.	Förderung von Forschung und Entwicklung	423
7.5.2.	Exportförderung.	424
7.5.3.	Verbessertes Marketing	425
7.6.	Schlußfolgerungen für die Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt	429
7.6.1.	Strukturveränderungen und Auswirkungen auf den Bedarf an Zuschußfinanzierung	429
7.6.2.	Auswahl von Instrumenten zur Mobilisierung der erforderlichen Zusatzfinanzierung	431
7.6.2.1	Maximale (ökonomische) Wirkung einzelner Instrumente	431
7.6.2.2	Robuste Maßnahmen	437
7.6.2.3	Auswahl von drei Hauptinstrumenten	438
7.6.3.	Option 1: Schwerpunkt „Staatliche Finanzhilfen“	439
7.6.3.1	Darlehens- oder Zuschußprogramme bei Kleinanlagen	439
7.6.3.2	Bieterwettbewerb für Großanlagen	440
7.6.3.3	Übergangsregelungen	441
7.6.4.	Option 2: Schwerpunkt Quotenregelung	442
7.6.4.1	Das Quotenmodell aus der Sicht der Akteure	443
7.6.4.2	Sonderregelungen	445
7.6.4.3	Übergangsregelungen	446
7.6.5.	Option 3: Schwerpunkt „Verschärfung der Energieeinsparverordnung“	446
7.6.5.1	Maximale Wirkung und Treffsicherheit	447
7.6.5.2	Eingriffstiefe und wirtschaftliche Tragfähigkeit	448
7.6.5.3	Verursachergerechtigkeit und soziale Härten	449
7.6.5.4	Flankierende Maßnahmen	450
7.6.6.	Vergleich und Bewertung der Optionen	450
7.7.	Literatur zum Kapitel 7	455

8. ZIELORIENTIERTES MAßNAHMENBÜNDEL ZUR ERREICHUNG DER ZIELVORGABE 2010	457
8.1. Bedeutung der ökologischen Steuerreform für den Ausbau erneuerbarer Energien	457
8.1.1. Grundlage der Ökologischen Steuerreform	457
8.1.2. Lenkungswirkung der Ökologischen Steuerreform	458
8.1.3. Möglichkeiten der Befreiung erneuerbarer Energien von der Stromsteuer	459
8.1.4. Schlußfolgerung und Empfehlungen	463
8.1.5. Umsetzungsprobleme (Stromimport)	464
8.1.6. Kompatibilität zu bestehenden bzw. geplanten Regelungen (insbesondere StrEG)	466
8.2. Gesamtes Maßnahmenbündel für den Strombereich	467
8.2.1. Empfehlungen zur Ausgestaltung eines zielorientierten Maßnahmenbündels	467
8.2.2. Quantitative Wirkung des Maßnahmenbündels	473
8.2.3. Schlußfolgerungen für den Strombereich	476
8.3. Gesamtes Maßnahmenbündel für den Bereich Wärme	477
8.3.1. Fortführung der herkömmlichen Zuschußförderung für Kleinanlagen	478
8.3.2. Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten für Großanlagen	478
8.3.3. Flankierende Maßnahmen	480
8.3.4. Perspektiven der Förderung im Wärmemarkt	482
8.4. Gesamtes Maßnahmenbündel für den Ausbau erneuerbarer Energien bis 2010	483
8.4.1. Wesentliche Merkmale der empfohlenen Maßnahmen	483
8.4.2. Monetäre Auswirkungen des Maßnahmenbündels	488
8.5. Wechselwirkungen mit anderen Bereichen der Energieversorgung	492
9 BEURTEILUNG DER AUSWIRKUNGEN DES MAßNAHMENBÜNDELS UND LÄNGERFRISTIGE PERSPEKTIVEN	497
9.1 Erreichbare CO₂-Minderungen und resultierende CO₂-Minderungskosten	497
9.2 Volkswirtschaftliche und strukturelle Aspekte, längerfristige Perspektiven	501
9.2.1 Erwartete Beschäftigungseffekte	501
9.2.2 Strukturelle Auswirkungen	504
9.2.3 Internationale Wettbewerbsposition im Bereich erneuerbarer Energien.	505
9.3 Technologische Impulse des Ausbaus erneuerbarer Energien	506
9.4 Perspektiven des Ausbaus erneuerbarer Energien nach 2010 im Gesamtkontext einer Klimaschutzstrategie	509
9.5 Literatur zum Kapitel 9	518

ANHANG 1: EXPERTENANHÖRUNG ZUM STROMEINSPEISUNGSGESETZ (STREG) UND ANDERER INSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG REGENERATIVER ENERGIEN	1
ANHANG 2: EXPERTENANHÖRUNG GRÜNER STROM IN DEUTSCHLAND	11
ANHANG 3: EXPERTENANHÖRUNG MÖGLICHKEITEN ZUR FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IM WÄRMEMARKT	19
ANHANG 4: DATENBLÄTTER ZUM KAPITEL 2	29

Verzeichnis der Tabellen und Abbildungen

Tabelle 1.1:	Der Markt für Wasserkraftanlagen für das Referenzjahr 1997 (Daten: /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998a, 1998b/, Zahlen für EVU- und Nicht-EVU-Anlagen, Basis: Tabelle 1.3)	2
Tabelle 1.2:	Entwicklung der Wasserkraftnutzung (Daten: /BMWi 1982, 1984, 1986, 1988, 1990, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998a, 1999/)	4
Tabelle 1.3:	Entwicklung der Wasserkraftnutzung in der allgemeinen Elektrizitätsversorgung (Daten: /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998/, Angaben inkl. Leistung von Pumpspeicherkraftwerken und Netto-Erzeugung aus natürlichem Zufluß)	5
Tabelle 1.4:	Der WEA-Inlandsmarkt für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Quelle: /Allnoch 1998b/)	7
Tabelle 1.5:	Entwicklung der Windenergienutzung (Daten: IWR)	9
Tabelle 1.6:	Der Photovoltaik-Inlandsmarkt für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Quelle: /WIP 1998/, eigene Berechnungen)	10
Tabelle 1.7:	Basiswerte für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Daten: /DLR 1998, VDEW 1998a/, ufop)	11
Tabelle 1.8:	Kleinanlagen (< 15 kW _{th}) in den alten Bundesländern (Daten: /Kaltschmitt, Hartmann 1998/)	12
Tabelle 1.9:	Absatz von Biomassefeuerungsanlagen in Deutschland (Daten: /Hartmann 1995/)	12
Tabelle 1.10:	Der Solarthermie-Inlandsmarkt für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Quelle: /DFS 1998b, 1998e/)	13
Tabelle 1.11:	Übersicht der aktuellen solaren Nahwärmeprojekte (Daten: /Pfeil et al. 1998, Kübler, Fisch 1998a, 1998b, Hahne, Schulz 1998, Peuser 1998/, ITW)	15
Tabelle 1.12:	Größere hydrothermale Geothermieanlagen in Deutschland (Daten: /Schneider, Seibt, Menzel 1998/)	16
Tabelle 1.13:	Beitrag der erneuerbaren Energien in Deutschland für das Referenzjahr 1997	18
Tabelle 1.14:	Beiträge der erneuerbaren Energien nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode für das Referenzjahr 1997	19
Tabelle 1.15:	Beitrag der erneuerbaren Energien im Referenzjahr 1997	19
Tabelle 1.16:	Übersicht über die im Rahmen verschiedener Programme eingesetzten Fördermittel für Forschung, Entwicklung und Markteinführung erneuerbarer Energien (Daten: BMBF, BMWi, DtA, KfW, Länder)	20
Tabelle 1.17:	Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien im Jahr 1997	21
Tabelle 1.18:	Entwicklung der Vergütungssätze des Stromeinspeisungsgesetzes (Daten: BMWi)	22
Tabelle 1.19:	Stromerzeugung und resultierende maximale Zusatzkosten im Geltungsbereich des Stromeinspeisungsgesetzes, 1997 (Daten: /VDEW 1998/, Berechnungen des WI)	22
Tabelle 1.20:	Aufwendungen des BMBF im Rahmen der Energieforschungsprogramme [Mio. DM] (Daten: /BMBF 1997/)	23

Tabelle 1.21:	Gezahlte Zuschüsse zur Förderung der erneuerbaren Energien im Rahmen des 100-Mio.-DM-Programms des BMWi (Daten: /BMWi 1998b/)	24
Tabelle 1.22:	Investitionsvolumina der geförderten Vorhaben im Rahmen des 100-Mio.-DM-Programms des BMWi (Daten: /BMWi 1998b/)	24
Tabelle 1.23:	Kreditzusagen zur Förderung erneuerbarer Energien durch die DtA-Bank im Rahmen des ERP-Umwelt- und Energiesparprogramms [Mio. DM] (Daten: DtA)	25
Tabelle 1.24:	Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien in den Bundesländern nach Förderbereichen [Mio. DM] (Daten: /BMWi 1998b/)	27
Tabelle 1.25:	Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien durch die Bundesländer [Mio. DM] (Daten: /BMWi 1998c/)	27
Tabelle 1.26:	Realisierte Vorhaben "250-MW-Wind-Programm" (Stand: 01.12.1998) (Daten: /ISET 1998/)	29
Tabelle 1.27:	Entwicklungsstadium und Wirkungsgrade verschiedener Zellentypen (Daten: /Wettling 1997/)	37
Tabelle 1.28:	Richtwerte für die Auslegung von solaren Nahwärmanlagen (Quelle: /Pfeil et al. 1998/)	41
Tabelle 1.29:	Wasserkraft: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Anlagenneubau, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	45
Tabelle 1.30:	Wasserkraft: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Anlagenreaktivierung, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	45
Tabelle 1.31:	Spezifische Investitionskosten bei realisierten Offshore-Projekten (Daten: /Kühn 1998a, IWE 1998/, 2.000 Vollaststunden)	47
Tabelle 1.32:	Investitions- und Energiegestehungskosten bei Onshore- und Offshore-Anlagen	47
Tabelle 1.33:	Photovoltaik: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten	48
Tabelle 1.34:	Holzessel: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	49
Tabelle 1.35:	Holzheizwerk: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (ohne Spitzenlastkessel, 6.000 Vollaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	49
Tabelle 1.36:	Strohheizwerk: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (6.000 Vollaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	50
Tabelle 1.37:	Holz-Heizkraftwerk: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (7.000 Vollaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	50
Tabelle 1.38:	Holzgas-BHKW: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Gas-Otto-Motor, ohne Spitzenlastkessel, 6.000 Vollaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	51
Tabelle 1.39:	Biogasanlage: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)	51
Tabelle 1.40:	Durchschnittspreise für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung eines 4-Personen-Haushaltes (solarer Deckungsanteil 50 %, Geldwert Januar 1998, Daten: /Mangold, Hahne 1998/)	52
Tabelle 1.41:	Solarthermie: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten für kleine und mittelgroße Kollektoranlagen	52

Tabelle 1.42:	Baukosten für saisonale Wärmespeicher mit 10.000 m ³ Wasseräquivalent (Quelle: /Pfeil et al. 1998/)	53
Tabelle 1.43:	Kosten für den obertägigen Teil einer hydrothermalen Anlage (Daten: /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/)	54
Tabelle 1.44:	Investitionskosten für geothermische Heizwerke (Daten: /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/)	54
Tabelle 1.45:	Geothermie: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten	55
Tabelle 1.46:	Investitions- und Energiegestehungskosten bei tiefen Erdwärmesonden (Daten: /Kaltschmitt, Wiese 1997/)	55
Tabelle 1.47:	Kosten für Nahwärmesysteme mit unterschiedlicher Gebäude- bzw. Wärmebedarfsdichte (Daten: DLR)	57
Tabelle 1.48:	CO ₂ -Vermeidung durch erneuerbare Energien bei der Strom- und Wärmeerzeugung und durch Biodiesel [t/a]	66
Tabelle 1.49:	NRW-Arbeitsplatz- und Umsatzentwicklung (Daten: /Allnoch, Schlusemann 1998/)	67
Tabelle 1.50:	Kritische JAZ für elektrische Wärmepumpen-Anlagen in Abhängigkeit von der Art zukünftiger Stromerzeugung auf fossiler Basis, abgeleitet aus dem Vergleich mit dem Gas-Brennwertkessel (Quelle: Wuppertal Institut 1997)	70
Tabelle 1.51:	Berechnete Jahresarbeitszahlen für elektrische Wärmepumpen in Abhängigkeit der verwendeten Wärmequelle (Quelle: Schulz 1998)	71
Tabelle 2.1:	Elemente der Markteinführung erneuerbarer Energien	82
Tabelle 2.2:	Geplante Vergütungen von Windkraftanlagen von unabhängigen Betreibern nach /Miljö 1999/	88
Tabelle 2.3:	Prämien nach dem neuen spanischen Einspeisegesetz	99
Tabelle 2.4:	Niederländische Energiesteuern für Haushalte und Kleinverbraucher in niederländischen Cents je kWh (einschließlich MWSt. auf Energiesteuer) (€ cent)	100
Tabelle 2.5:	Vergütungsregelungen für Strom aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im internationalen Vergleich (Stand 1998)	115
Tabelle 2.6:	Aufteilung der von der Europäischen Kommission angestrebten Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien auf die einzelnen Energieträger /EU 1997/	122
Tabelle 3.1:	Technisches Referenzpotential der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland	134
Tabelle 3.2:	Technische Potentiale fester Reststoffe und Energiepflanzen sowie der anaeroben Behandlung feuchter Reststoffe (Zahlenwerte in PJ/a)	136
Tabelle 3.3:	Siedlungsspezifische Deckungsanteile von Kollektoren und Solarzellen am Verbrauch von Niedertemperaturwärme und Strom (1997)	139
Tabelle 3.4:	Spezifisches Aufkommen an Rest-Biomasse in kWh/Kopf,a in städtischen und ländlichen Regionen	140
Tabelle 3.5:	Wesentliche Ergebnisse verschiedener Klimaschutzszenarien /Wuppertal Institut 1998/	149
Tabelle 3.6:	Der Beitrag erneuerbarer Energien im Rahmen des Klimaschutzszenarios KEO /Wuppertal Institut 1998/	151

Tabelle 3.7:	Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in den Szenarien der Enquête-Kommission /Enquête 1995/	152
Tabelle 3.8:	Wesentliche Ergebnisse der Studie Energie 2010 /Altner u.a. 1995/	154
Tabelle 3.9:	Beitrag erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in TWh /Nitsch, Luther 1997/	155
Tabelle 3.10:	Wirkung unterschiedlicher Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien bis 2005 gegenüber einem Ohne-Maßnahmen-Szenario /KfA 1997/	157
Tabelle 3.11:	Wesentliche Ergebnisse verschiedener Szenarien der EU-Kommission /DGXVII 1996/	160
Tabelle 3.12:	Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in den TERES-Szenarien /TERES 1997/	162
Tabelle 3.13:	Primärenergiemix (GWh/a) und CO ₂ -Emissionen für fünf europäische Länder im Jahr 2020 /IPSEP 1995/	164
Tabelle 3.14:	Stromerzeugung sowie Stromerzeugungsmix unterschiedlicher globaler Energieszenarien in TWh/a /WEC 1998/	168
Tabelle 3.15:	Kälte- und Wärmebedarf (jeweils eigene Berechnungen)	171
Tabelle 4.1:	Vergleich der Daten des Jahres 2010 in verschiedenen Trendszenarien	181
Tabelle 4.2:	Übersicht über die in der Trendskeizze getroffenen Annahmen zu wichtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Quelle: /Prognos 1998/)	185
Tabelle 4.3:	Eckdaten und Kennzahlen des ausgewählten Referenzszenarios bis 2020	186
Tabelle 4.4:	Primärenergieverbrauch des Referenzszenarios nach Energieträgern und nach Verwendungszwecken	187
Tabelle 4.5:	Energiepreise-Schätzungen für 2010 und angenommene Werte des Referenzfalls (ohne zusätzliche Energieabgaben)	189
Tabelle 4.6:	Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 im Szenario "Bisherige Maßnahmen"	193
Tabelle 4.7:	Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2010 mit der Zielsetzung einer ungefähren Verdopplung ihres Beitrags	196
Tabelle 4.8:	Jährliche Investitionen des Ausbaus erneuerbarer Energien nach einzelnen Energietechnologien (einschl. Nahwärmenetze) im Szenario „Verdopplung“	198
Tabelle 4.9:	Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Szenario „Verdopplung“ im Strommarkt (spezifische Differenzkosten bezogen auf Endenergieverbrauch an Strom)	201
Tabelle 4.10:	Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Szenario „Verdopplung“ im Wärmemarkt (einschließlich Nahwärmenetze; spezifische Differenzkosten bezogen auf Endenergieverbrauch an Brennstoffen)	201
Tabelle 5.1:	Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Monetäre Instrumente	214
Tabelle 5.2:	Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Ordnungsrechtliche Instrumente	215
Tabelle 5.3:	Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Instrumente der Information, Schulung und Ausbildung	216

Tabelle 5.4:	Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Weitere flankierende Instrumente	217
Tabelle 5.5:	Preisorientierte Förderinstrumente im Vergleich	218
Tabelle 5.6:	Aufwendungen der monetären Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien, in Mio. DM (Quellen: siehe Kap. 1)	221
Tabelle 5.7:	Beispiele für die energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten des Bundes, der Länder und der Kommunen zur Förderung erneuerbarer Energien	227
Tabelle 5.8:	Zur Systematik wesentlicher staatlicher Regelungen für die Finanzierung einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien	228
Tabelle 6.1:	Phasen des Übergangs vom Stromversorgungsmonopol zum europaweiten Wettbewerb	245
Tabelle 6.2:	DFS-Übersicht: Förderung Solarenergie (Stand März 1999)	252
Tabelle 6.3:	Derzeit nach dem REN-Programm geförderte Technologien aus dem Bereich erneuerbare Energien	255
Tabelle 6.4:	Beispiele: EVU-Programme zur Förderung der Photovoltaik	257
Tabelle 6.5:	Programme deutscher EVU zur Förderung von regenerativer Energien /Bröer, Witt 1999/	258
Tabelle 6.6:	Musterberechnung der kostendeckenden Vergütung für photovoltaische Stromerzeugung nach dem Beispiel der Preisaufsicht des Landes Nordrhein-Westfalen	260
Tabelle 6.7:	Installierte windtechnische Leistung in MW für unterschiedliche Förderinstrumente /Windpower Monthly 1998/	278
Tabelle 6.8:	Stromerzeugung und resultierende maximale Differenzkosten im Geltungsbereich des Stromeinspeisungsgesetzes	289
Tabelle 6.9:	Zusatzkosten (exemplarisch) in 1997 durch das StrEG für ausgewählte Versorgungsunternehmen (nach EltVU-Angaben, eigene Berechnungen)	294
Tabelle 6.10:	Charakteristische Kostenkenngrößen von Wasserkraftwerken	318
Tabelle 6.11:	Mittelaufkommen aus Einnahmen Grüner Tarife bei unterschiedlichen Marktentwicklungen (bei Nettoaufschlag 6,5 Pf/kWh)	327
Tabelle 6.12:	Neugegründete Stromanbieter, die sich auf Grünen Strom spezialisiert haben (nach /Langer 1999/)	329
Tabelle 6.13:	Übersicht über existierende Zertifizierungsmechanismen weltweit nach /Wüstenhagen et al. 1999/	334
Tabelle 6.14:	Übersicht über unterschiedliche Zertifizierungsbemühungen in Deutschland. Weitere Erläuterungen in den Abschnitten 6.4.4.3 - 6.4.4.7.	337
Tabelle 6.15:	Vergleich des erforderlichen kumulierten Zubaus von Neuanlagen in Prozent des gesamten Anlagenmixes des jeweiligen Jahres nach den Anforderungen unterschiedlicher Zertifizierungen. (weitere Erläuterungen siehe Text)	343
Tabelle 6.16:	Gegenüberstellung von Verbändevereinbarung (1998) und Netzzugangsverordnung (Netz-VO)	352
Tabelle 6.17:	Erzeuger-Vergütung für unterschiedliche Netzbenutzungsmodelle	355
Tabelle 6.18:	Bewertung der Vorschläge mittels eines Kriterienkatalogs	365

Tabelle 7.1:	Investitionsvolumina für Neuanlagen im Wärmemarkt getrennt nach Klein- und Groß- (bzw. Nahwärme-) -anlagen (Szenario „Verdopplung“; ohne Kraft-Wärme-Kopplung; einschl. Nahwärmenetze)	430
Tabelle 7.2:	Geschätzter Zuschußbedarf im Wärmemarkt getrennt nach Klein- und Groß- (bzw. Nahwärme-) -anlagen, berechnet als direkter Investitionszuschuß (Szenario „Verdopplung“; ohne Kraft-Wärme-Kopplung; einschl. Nahwärmenetze)	431
Tabelle 7.3:	Maximale monetäre Wirkung von Instrumenten für die Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt	433
Tabelle 8.1:	Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt	485
Tabelle 8.2:	Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt	486
Tabelle 8.3:	Empfohlene flankierende Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien im Überblick	487
Tabelle 8.4:	Monetäre Förderung erneuerbarer Energien bis 2010 auf der Basis der vorgeschlagenen Maßnahmenbündel für den Strom- und Wärmemarkt	490
Tabelle 9.1:	Resultierende CO ₂ -Minderungskosten in DM/t CO ₂ für die einzelnen Technologien in den Szenarien „Bisherige Maßnahmen“ und Verdopplung“	500
Tabelle 9.2:	Wesentliche Thesen zum Umbau der Energieversorgung in Richtung einer größeren Nachhaltigkeit	517
Abbildung 1.1:	Zubauleistungen im Bereich der Nicht-EVU-Anlagen (Daten: /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998a/)	3
Abbildung 1.2:	Die Entwicklung der Leistung und Energieerzeugung bei der Wasserkraftnutzung ((Daten: /BMWi 1982, 1984, 1986, 1988, 1990, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998a, 1999/)	5
Abbildung 1.3:	WEA-Stückzahl- und Leistungsentwicklung und bisheriger Marktphasenverlauf in Deutschland (Quelle: /Allnoch 1998a/)	8
Abbildung 1.4:	Jährlich installierte PV-Leistung in Deutschland (Daten: /WIP 1998, Altner 1995/)	10
Abbildung 1.5:	Jährlich installierte Kollektorfläche in Deutschland (Daten: /DFS 1998e, SNEE 1991/)	14
Abbildung 1.6:	Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in Deutschland seit 1990 (Daten: /BMWi 1998a/)	18
Abbildung 1.7:	Die Entwicklung der jährlich im Durchschnitt installierten Leistung / WEA in Deutschland (Quelle: /Allnoch 1998b/)	35
Abbildung 1.8:	Die spezifischen Anlagekosten in Abhängigkeit von der WEA-Leistung (Quelle: IWR)	46
Abbildung 1.9:	Kostenentwicklung pro kWp für netzgekoppelte PV-Systemanlagen (bis 10 kW) in Deutschland, Quelle: /Allnoch 1998a/	48
Abbildung 1.10:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Deutschland (Daten: DIW, UBA)	65
Abbildung 1.11:	Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe	68

Abbildung 2.1:	Aufteilung der energetischen schwedischen Biomassenutzung in 1996 /Helby 1998a/	85
Abbildung 3.1:	Beitrag der einzelnen erneuerbaren Energiequellen zum primärenergetischen Referenzpotential (bestimmt nach der Substitutionsmethode)	137
Abbildung 3.2:	Bisher erreichte Kostenentwicklung von Windkonvertern in verschiedenen Zeiträumen und Bezugsregionen und daraus abgeleitete Lernfaktoren: Quellen: /Mackay 1998; DEWI 1997; Atlas 1998; Langniß 1997/	142
Abbildung 3.3:	Kostenreduktion von Kollektoranlagen 1985-1997 über der kumulierten Installation und daraus abgeleiteter Lernfaktor für komplette Anlagen /Mangold 1996 und 1998; Marktübersicht 1997, Nast 1998/	143
Abbildung 3.4:	Lernkurve des Weltmarktes für PV-Module von 1976 bis 1997 und Vergleich mit historischen Daten für die Gasturbine. Quellen: /Staiß 1998a; Nitsch 1997a; PV 1996; Rogner 1996/	144
Abbildung 3.5:	Lernkurven für die mittleren Kosten ausgewählter Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (Referenzanlagen) in normierter Darstellung und Vergleich mit der Lernkurve von Gasturbinen	145
Abbildung 3.6:	Kostensenkungspotentiale von Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien bei einem zügigen Aufbau größerer Marktvolumina	146
Abbildung 3.7:	Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in verschiedenen Szenarien /Wuppertal Institut 1998/	151
Abbildung 3.8:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in unterschiedlichen Szenarien /IPSEP 1995/	164
Abbildung 3.9:	Weltenergieverbrauch der Szenarien der Weltenergiekonferenzen 1980 und 1995 /WEC 1995/	165
Abbildung 3.10:	Weltweite Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung in unterschiedlichen Szenarien der WEC /WEC 1998/	166
Abbildung 3.11:	Weltweite Entwicklung der Biomasse-Stromerzeugung in unterschiedlichen Szenarien der WEC /WEC 1998/	166
Abbildung 3.12:	Stromerzeugung aus KWK nach Weltregionen im Jahr 2050	169
Abbildung 4.1:	Investitionsvolumina des Zubaus erneuerbarer Energie bis zum Jahr 2010; oben: Szenario „Bisherige Maßnahmen“, unten Szenario „Verdopplung“	197
Abbildung 4.2:	Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Vergleich zu anlegbaren Kosten für die Szenarien „Bisherige Maßnahme“ (oben) und „Verdopplung“ (unten) bei einem mittleren Anstieg der Strompreise von 2 %/a und der Brennstoffpreise von 4 %/a	200
Abbildung 4.3:	Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Szenario „Verdopplung“ bis 2010 als Funktion des realen Anstiegs der Energiepreise (links: Strom; rechts: Brennstoffe)	202
Abbildung 6.1:	Kategorisierung der 160 EltVU-Fördermodelle für Photovoltaik mit Stand Ende 1998 /Solarthemen 1998/	261
Abbildung 6.2:	Prinzip der Quotierung auf der Anbieterseite	269
Abbildung 6.3:	Prinzip der Quotierung auf der Verbraucherseite	270
Abbildung 6.4:	Netzaufschlagmodell (physikalische, monetäre Stromflüsse)	298

Abbildung 6.5:	Netzbetreiberseitiges Ausgleichsverfahren (physikalische, monetäre Stromflüsse)	303
Abbildung 6.6:	Einordnung Grüner Tarife in andere Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien	323
Abbildung 6.7:	Erklärte generelle Zustimmung, erklärte Zahlungsbereitschaft und realisierte Zahlungsbereitschaft für Grünen Strom /Langniß 1998/	325
Abbildung 6.8:	Das Joint-Implementation-Modell	346
Abbildung 6.9:	Das Solarimport-Modell	347
Abbildung 7.1:	Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten – Kreislauf der Zertifikate und Geldströme	405
Abbildung 8.1:	Verlauf der für eine Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien erforderlichen Fördermittel, getrennt nach StrEG, Quote (Wärme) und bugetwirksamen Aufwendungen des Bundes und der Länder	492
Abbildung 8.2:	Aufwendungen auf der Basis der Förderinstrumente und jährlich neu angestoßene Investitionen in erneuerbare Energien	492
Abbildung 9.1:	Entwicklung des CO ₂ -Minderungsbeitrags im Szenario „Bisherige Maßnahmen“	498
Abbildung 9.2:	Entwicklung des CO ₂ -Minderungsbeitrags im Szenario „Verdopplung“	499
Abbildung 9.3:	Determinanten der Beschäftigungswirkung bei Investitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien	502
Abbildung 9.4:	Mögliche Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch Deutschlands bis zum Jahr 2050 (Bezugswert Primärenergieverbrauch 1997: 14.505 PJ/a)	510
Abbildung 9.5:	Mögliche Beiträge erneuerbarer Energien am Stromverbrauch Deutschlands bis zum Jahr 2050 (Bezugswert: Nettostromverbrauch 1997: 509 TWh/a)	511
Abbildung 9.6:	Struktur des Endenergieverbrauchs im Langfristszenario nach den eingesetzten Primärenergiequellen und Veränderung der wesentlichen Kenngrößen Energieintensität, CO ₂ -Intensität des fossilen Anteils, Anteil Endenergie aus erneuerbaren („solarer“) Quellen	513
Abbildung 9.7:	Struktur der Stromerzeugung im Langfristszenario „DLR“ nach Energiequellen und Kraftwerksarten	514
Abbildung 9.8:	Beiträge erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung im Langfristszenario „DLR“ aufgeteilt nach Energiequellen (SOT = Solarthermische KW, PV = Photovoltaik; beispielhafte Aufteilung des Stromimports)	515

1. Stand und bisherige Entwicklung erneuerbarer Energien

1.1. Einleitung

Der Einsatz erneuerbarer Energien hat in Deutschland in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen, wenngleich das Wachstum bei den einzelnen Energietechnologien sehr unterschiedlich verlaufen ist. Das Ziel dieses Kapitels ist einerseits eine Bestandsaufnahme und Darstellung der bisherigen technologischen und wirtschaftlichen Marktentwicklung und andererseits die Ermittlung des aktuellen Energiebeitrages der erneuerbaren Energien (Basisjahr: 1997) als Grundlage für die zu entwickelnden Szenarien. Weiterhin werden die bisherigen Förderprogramme- und -instrumente dargestellt sowie deren Effekte analysiert.

Zu den erneuerbaren Energien zählen im Rahmen dieser Studie die Wasserkraft-, Windenergie-, Photovoltaik-, Biomasse- und Biogasnutzung (u. a. auch durch Kraft-Wärme-Kopplung) sowie solar- und geothermische Anlagen. Als Bezugsjahr für den energetischen Beitrag der regenerativen Energien und als Basis für die Szenarien dient das Referenzjahr 1997. Für die einzelnen erneuerbaren Energiequellen werden die Beiträge zur Strom- bzw. Wärmeversorgung auf der Grundlage definierter Randbedingungen ermittelt. So findet im Bereich der Wasserkraftnutzung die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken ohne natürlichen Zufluß keine Berücksichtigung. Der Beitrag der solaren Stromerzeugung basiert auf den Produktionsergebnissen von netzgekoppelten PV-Anlagen und Inselanlagen. Bei der Wärmeerzeugung mittels solarthermischer Kollektoren werden sowohl die verglasten Kollektoren (Flach- und Vakuumröhrenkollektoren) als auch die vorwiegend zur Schwimmbad-Wassererwärmung genutzten Kunststoffabsorber mit einbezogen. Im Rahmen der Geothermie werden hydrothermale Anlagen, tiefe Erdwärmesondensysteme sowie Hot-Dry-Rock-Systeme betrachtet, während abgrenzungsbedingt der energetische Beitrag der oberflächennahen Geothermienutzung mit Wärmepumpensystemen nicht mit einbezogen wird. Neben den festen biogenen Energieträgern werden auch die flüssigen (Rapsöl) und gasförmigen Brennstoffe (Bio-, Deponie- und Klärgas) zur Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigt. Auch die Substitution fossiler Energieträger durch Biodiesel im Verkehrsbereich wird erfaßt. Die Energiebeiträge von Müll und Klärschlamm werden aufgrund des unbekanntenen organischen Anteils getrennt ausgewiesen.

Des weiteren werden in diesem Kapitel der momentane Technologiestand sowie die aktuellen Investitionskosten für Referenzanlagen dargestellt und darauf aufbauend die zukünftigen möglichen technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungspotentiale aufgezeigt. Im Rahmen einer Gesamtbilanzierung werden anschließend die derzeit vermiedenen CO₂-Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien ermittelt. Abschließend erfolgt eine Abschätzung der industriewirtschaftlichen Effekte der derzeitigen Nutzung erneuerbaren Energien.

1.2. Marktentwicklung

1.2.1. Wasserkraftnutzung

Der Markt für Wasserkraftanlagen ist vor allem durch internationale Aktivitäten und durch eine lange Tradition der etablierten Hersteller gekennzeichnet. Das weltweite jährliche Auftragsvolumen liegt zwischen 10.000 und 13.000 MW Wasserkraftleistung. Kontinuierlich erhobene Daten zur Wasserkraft liegen in Deutschland derzeit für Anlagen der allgemeinen Elektrizitätsversorgung, der Industrie sowie der Deutschen Bahn vor. Statistische Erfassungsprobleme ergeben sich dagegen für eine Vielzahl von Klein- und Kleinstanlagen.

In Deutschland wurden nach VDEW-Angaben in der allgemeinen Elektrizitätsversorgung Ende 1997 rd. 4.580 MW Wasserkraftleistung genutzt, wobei im abgelaufenen Jahr per saldo ca. 160 Anlagen mit einer Leistung von 15,5 MW neu gebaut oder reaktiviert wurden (**Tabelle 1.1**). Gegenüber dem Vorjahresstand ergibt sich damit eine Veränderung von lediglich 0,3 %. Die durchschnittliche Leistung der durch Neubau und Reaktivierung hinzugekommenen Anlagen liegt bei rd. 96 kW; ein Zubau ist also in erster Linie im Bereich der Kleinwasserkraftnutzung (< 1 Megawatt) zu verzeichnen.

Tabelle 1.1: Der Markt für Wasserkraftanlagen für das Referenzjahr 1997 (Daten: /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998a, 1998b/, Zahlen für EVU- und Nicht-EVU-Anlagen, Basis: Tabelle 1.3)

Zubau 1997		
		Veränderungen gegenüber 1996
Anzahl WKW	162	n. b.
Leistung	15,5 MW	n. b.
Gesamtstand Ende 1997		
Gesamtstückzahl	5.461	+ 3 %
Gesamtleistung	4.578 MW*	+ 0,3 %
Tatsächliche Stromerzeugung	15.800 GWh*	- 2,5 %
Basiswert für Szenarien¹	18.900 GWh*	-

* = Angabe inkl. Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluß

Wie die Entwicklung der installierten Leistung im Bereich der Wasserkraftnutzung zeigt, ist derzeit in Deutschland kein eigenständiger Markt erkennbar. **Abbildung 1.1** stellt den Marktverlauf im Bereich der Nicht-EVU-Anlagen für den Zeitraum von 1988 bis 1997 dar. Dabei zeigt sich in den variierenden Zubauleistungen, daß das Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes sowie die verschiedenen Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene keinen Einfluß auf die Marktentwicklung ausüben konnten.

¹ Die Ableitung der Basiswerte erfolgt für die einzelnen Energiearten im Verlauf der Einzelabschnitte. Die entsprechenden Zahlenwerte werden jedoch aus Gründen der Übersicht bereits hier genannt.

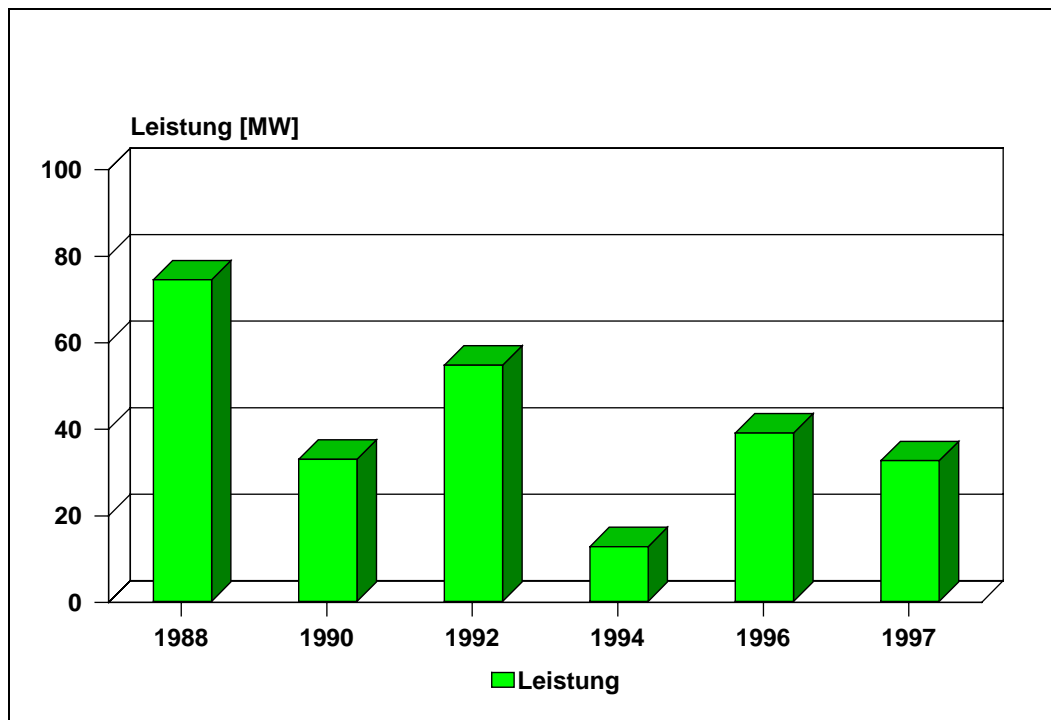


Abbildung 1.1: Zubauleistungen im Bereich der Nicht-EVU-Anlagen (Daten: /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998a/)

In bezug auf die Elektrizitätserzeugung leistet die Wasserkraftnutzung unter den regenerativen Energietechnologien in Deutschland den größten Beitrag zum Energieaufkommen. Im langjährigen Mittel liegt die Stromerzeugung aus Wasserkraft nach /Kaltschmitt, Wiese 1997/ derzeit bei etwa 18 TWh/a. Bezogen auf das technische Potential, das nach /Kaltschmitt, Wiese 1997/ in Deutschland bei insgesamt etwa 24,7 TWh/a liegt, wird damit ein Anteil von etwa 73 % genutzt. Im Vergleich zu den übrigen erneuerbaren Energietechnologien nimmt die Wasserkraft eine Sonderstellung ein, da zu ihrer Nutzung eine bereits seit mehreren Jahrzehnten erprobte und weitgehend ausgereifte Technologie eingesetzt wird.

Betrachtet man die Gesamtentwicklung der Wasserkraftleistung im Bereich der öffentlichen Versorgung, der Industrie sowie der Deutschen Bahn, so stieg diese auf der Basis der in **Tabelle 1.2** dargestellten Werte von 1982 bis 1997 im Bereich der Laufwasser- und Speicherkraftwerke von 3.915 MW auf 4.330 MW an. Für die Werte der Jahre 1980 und 1981 ist zu berücksichtigen, daß diese zusätzlich auch die Leistung von Pumpspeicherkraftwerken umfassen.

Tabelle 1.2: Entwicklung der Wasserkraftnutzung (Daten: /BMWi 1982, 1984, 1986, 1988, 1990, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998a, 1999/)

Jahr	Öffentliche Versorgung		Industrie-Anlagen		Deutsche-Bahn-Anlagen		Gesamt	
	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]	E [GWh]	P [MW]
1980 ¹⁾	16.365	5.829	1.276	216	1.009	339	18.650	6.384
1981 ¹⁾	17.475	5.928	1.467	221	1.017	339	19.561	6.439
1982	15.488	3.505	1.446	221	964	189	17.898	3.915
1983	14.774	3.535	1.337	213	907	189	17.018	3.937
1984	14.632	3.631	1.255	215	868	189	16.755	4.035
1985	13.453	3.673	1.250	210	831	189	15.534	4.072
1986	14.520	3.704	1.232	224	912	189	16.664	4.117
1987	16.134	3.705	1.338	224	957	189	18.429	4.118
1988	15.873	3.777	1.344	222	933	189	18.150	4.188
1989	14.388	3.762	1.296	226	839	189	16.523	4.177
1990	13.948	3.789	1.151	210	809	189	15.908	4.188
1991 ²⁾	12.756	3.813	1.125	220	771	189	14.652	4.222
1992 ²⁾	15.183	3.868	1.262	183	872	212	17.317	4.263
1993 ²⁾	15.408	3.895	1.195	204	1.073	212	17.676	4.311
1994 ²⁾	16.341	3.963	1.043	188	1.122	191	18.506	4.342
1995 ²⁾	17.451	3.997	1.097	194	1.199	191	19.747	4.382
1996 ²⁾	15.195	4.003	1.037	177	1.053	191	17.285	4.371
1997 ²⁾	15.402	4.031	1.005	151	951	148	17.358	4.330

¹⁾ = Angaben inkl. Pumpspeichieranlagen

²⁾ = Angaben für alte und neue Bundesländer, davor nur alte Bundesländer

Die Elektrizitätserzeugung durch die Wasserkraftnutzung ist eng an den witterungsklimatologischen Verlauf eines Jahres verknüpft. Infolge der Schwankungen von Naß- und Trockenjahren aus Wasserkraft schlägt sich die Leistungszunahme durch Neuinstallationen bzw. Reaktivierungen aufgrund des hohen Sockelwertes nur bedingt in der Energieerzeugung nieder (**Abbildung 1.2**).

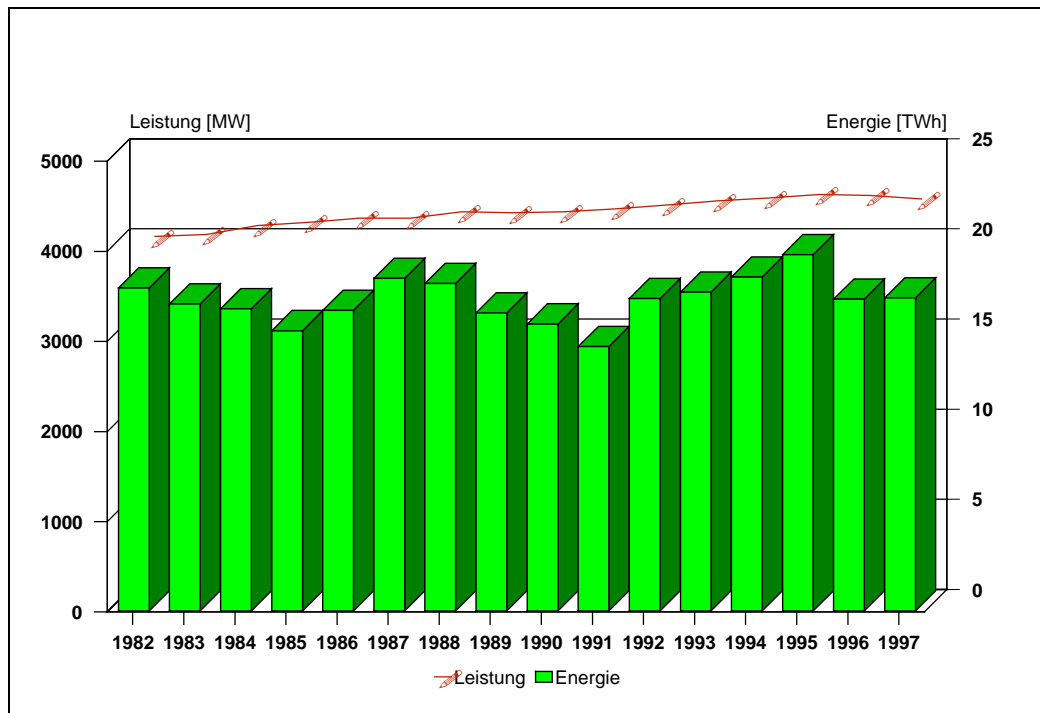


Abbildung 1.2: Die Entwicklung der Leistung und Energieerzeugung bei der Wasserkraftnutzung ((Daten: /BMWi 1982, 1984, 1986, 1988, 1990, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998a, 1999/)

Tabelle 1.3 zeigt für den Zeitraum von 1986 bis 1997 die Entwicklung der Leistung und Energieerzeugung im Wasserkraftbereich auf der Basis der VDEW-Angaben, getrennt nach EVU- und Nicht-EVU-Anlagen /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998/. Nicht enthalten ist in diesen Zahlen der Anteil von Anlagen der Industrie, der Deutschen Bahn sowie den Pumpspeicherkraftwerken ohne natürlichen Zufluß.

Tabelle 1.3: Entwicklung der Wasserkraftnutzung in der allgemeinen Elektrizitätsversorgung (Daten: /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998/, Angaben inkl. Leistung von Pumpspeicherkraftwerken und Netto-Erzeugung aus natürlichem Zufluß)

Jahr	EVU-Anlagen			Nicht-EVU-Anlagen			Gesamt		
	Zahl	P [MW]	E GWh]	Zahl	P [MW]	E GWh]	Zahl	P [MW]	E GWh]
1986	604	3.675	14.346	3.235	278,5	798,6	3.839	3.953,5	15.144,6
1988	605	3.733	15.726	3.507	352,8	975,9	4.112	4.085,8	16.701,9
1990	649	4.017	14.633	3.719	385,6	946,7	4.368	4.402,6	15.579,7
1992	660	3.963	14.930	4.031	440,2	998,8	4.691	4.403,2	15.928,8
1994	667	4.076	16.228	4.330	452,8	1.271,3	4.997	4.528,8	17.499,3
1996	677	4.071	14.828	4.622	491,7	1.322,9	5.299	4.562,7	16.151,9
1997	661	4.054	14.293	4.800	524,2	1.470,5	5.461	4.578,2	15.763,5

Im Bereich der EVU-Anlagen ist während des betrachteten Zeitraums mit einem Anstieg um 10 % von 604 (1986) auf 661 (1997) Anlagen nur ein relativ geringer Zuwachs zu verzeichnen. Zurückzuführen ist diese Entwicklung nach /VDEW 1997/ u.a. auf Probleme mit dem Naturschutz sowie hohe Auflagen bei Nachkonzessionierungen und bei den in Betrieb befindlichen Anlagen. Die damit verbundenen Kostensteigerungen können dazu führen, daß Projekte aus wirtschaftlichen Gründen scheitern /VDEW 1997/.

Bei den überwiegend der Kleinwasserkraftnutzung (Anlagen unter 1 MW Leistung) zuzuordnenden Nicht-EVU-Anlagen zeigt sich nach den Angaben der VDEW-Statistik von 1986 - 1997 dagegen eine Zunahme um rd. 48 % von 3.235 auf 4.800 /VDEW 1989, 1991, 1993, 1995, 1997, 1998/. Gleichwohl ergeben sich auch im Kleinwasserkraftbereich Hemmnisse für die weitere Marktentwicklung u.a. durch vergleichsweise aufwendige und langandauernde Genehmigungsverfahren sowie hohe Auflagen, die z.T. an die behördliche Genehmigung von Projekten geknüpft werden und einen erheblichen Anteil an den Investitionskosten ausmachen können /Diekmann et al. 1997/.

Insgesamt wurden nach VDEW-Angaben Ende 1997 etwa 5.460 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von rd. 4.580 MW im Rahmen der allgemeinen Elektrizitätsversorgung registriert. Läßt man die Leistung von Pumpspeicherwerken mit natürlichem Zufluß unberücksichtigt, ergibt sich für Laufwasser- und Speicherkraftwerke eine Leistung von etwa 3.380 MW /VDEW 1998a/. Die Stromeinspeisung aus Wasserkraft liegt nach VDEW-Angaben 1997 bei rd. 15.770 GWh. Gegenüber dem Vorjahr ergibt sich dabei trotz einer Zunahme bei der Anlagenzahl und installierten Leistung eine aufgrund von Niederschlagschwankungen um etwa 360 GWh geringere Stromerzeugung.

Berücksichtigt man bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft für das Jahr 1997 neben den Angaben der VDEW-Statistik auch die Stromerzeugung aus Anlagen der Industrie und Deutschen Bahn in einer Größenordnung von insgesamt 1956 GWh /BMW 1999a/ ergibt sich für das Jahr 1997 eine Gesamtstromproduktion von etwa 17.700 GWh. Nach der VDEW Statistik ist das Bezugsjahr 1997 hinsichtlich des Wasserkraftpotentials als 94 %-Jahr einzuordnen, so daß sich bezogen auf ein Normaljahr (100 %) eine bereinigte Stromproduktion von rd. **18.900 GWh** ableiten läßt. Dieser Jahresertrag wird im Rahmen der Szenariendarstellung als Basiswert für das Referenzjahr 1997 angesetzt.

1.2.2. Windenergie

Der Markt für Windenergieanlagen hat sich seit der politischen Initialisierung durch die Förderprogramme von Bund und Ländern sowie seit dem Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) im Jahr 1991 mit einer hohen Wachstumsdynamik entwickelt. Insbesondere das BMBF-Markteinführungsprogramm "250 MW-Wind" sowie die Länderprogramme haben dazu beigetragen, daß sich eine leistungsfähige nationale Windindustrie entwickelt hat. Im Zeitraum von wenigen Jahren konnten zudem erhebliche Fortschritte in der technologischen Entwicklung von Windenergieanlagen erzielt werden.

Im Jahr 1997 wurden Windenergieanlagen mit einer Leistung 525,0 MW (1996: 423,4 MW) errichtet (**Tabelle 1.4**). Im internationalen Vergleich liegt Deutschland Ende 1997 mit einer Gesamtleistung von 2.075 MW deutlich vor dem bisherigen Weltmarktführer USA (rd. 1600 MW).²

² Im Jahr 1998 wurden Windenergieanlagen mit einer Leistung von 781 MW errichtet. Die am Ende des Jahres 1998 installierte Anlagenleistung liegt damit bei insgesamt 2.857 MW /Allnoch 1999/.

Tabelle 1.4: Der WEA-Inlandsmarkt für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Quelle: /Allnoch 1998b/)

Zubau 1997		
		Veränderungen gegenüber 1996
Anzahl WEA	833	+ 3,9 %
Leistung	525,0 MW	+ 24,0 %
Anbieter	26	- 2
Branchenumsatz	1,26 Mrd. DM	+ 32,6 %
Umsatz pro MW	2,4 Mio. DM	+ 6,7 %
Gesamtstand Ende 1997		
Gesamtstückzahl	5.214	+ 19,0 %
Gesamtleistung	2075,3 MW	+ 33,9 %
Tatsächliche Stromerzeugung	3.000 GWh	+ 36,4 %
Basiswert für Szenarien	4.050 GWh	-

Vor allem aufgrund der vermehrten Errichtung von WEA aus der MW-Klasse ist der Branchenumsatz im Geschäftsjahr 1997 wieder deutlich angestiegen. Unter Einbeziehung der von den Herstellern angegebenen Marktpreise sowie der zu erwartenden Nebenkosten dürfte der Umsatz der Gesamtbranche im Jahr 1997 auf rd. 1,3 Mrd. DM (Vorjahr: 0,95 Mrd. DM) zugenommen haben /Allnoch 1998b/.

Die **Abbildung 1.3** zeigt den bisherigen Marktphasenverlauf für den Windenergiemarkt in Deutschland. Die Pionierphase (Phase I) endet mit der Einführung des 100 bzw. 250 MW-Programms Wind, mit dem der nationale WEA-Markt initialisiert (Phase II) werden konnte. Eine bereits vorhandene Anbieterstruktur, der vergleichsweise moderate Kapitalbedarf für die Entwicklung der Windenergieanlagen mit relativ kleiner Leistung, Verbesserungen im baurechtlichen Genehmigungsbereich sowie die Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes waren die Grundlage für die WEA-Anbieter, in neue Anlagen und Produktionsstätten zu investieren.

Aufgrund des hohen Fördervolumens konnten außerhalb des 100 bzw. 250 MW-Programms zunächst fast keine Windenergieanlagen abgesetzt werden. Die Aussicht auf einen relativ hohen Förderanteil am Gesamtinvestitionsvolumen führte bei vielen Antragstellern dazu, bei der Nichtberücksichtigung ihres WEA-Projektes im laufenden Förderjahr weiter abzuwarten. Erst mit der Ankündigung der sukzessiven Rückführung der Förderkontingente setzte die erste Wachstumsphase (Phase III) ein, verbunden mit einer Preissenkung der Anlagen, der Einführung leistungsfähigerer Konverter und dem Ausbau von Produktionskapazitäten. Im Jahr 1995/96 hat sich die Diskussion um die Verfassungsmäßigkeit des Kohlepfennigs und die Fortführung des Stromeinspeisungsgesetzes negativ auf den hochsensiblen WEA-Markt ausgewirkt und zu Konkursen bei einigen Herstellern geführt. Erst im Jahr 1997 konnte der Markt für Windenergieanlagen nach dem Rückgang im Vorjahr wieder zulegen und befindet sich nach einer zweijährigen Konsolidierungsphase (Phase IV) nunmehr wieder auf einem steilen Wachstumskurs (Abbildung 1.3). Wesentliche Gründe für die Drehung des Marktes und das derzeitige Marktwachstum sind einerseits Vorzieheffekte, die aus den Diskussionen um das baldige Erreichen des zweiten 5-Prozent Deckels resultieren, die zunehmende Aufstellung von Anlagen der MW-Klasse sowie der Abschluß kommunaler und regionaler Planungen zur Ausweisung von Windvorrangflächen /Allnoch 1998a, 1998b/.

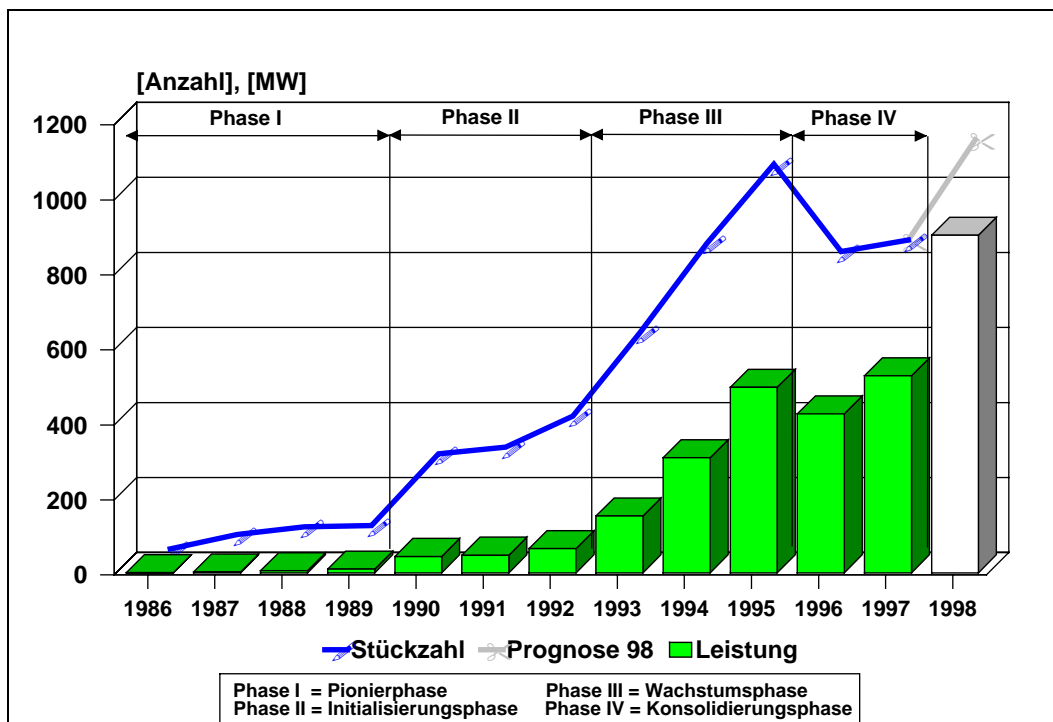


Abbildung 1.3: WEA-Stückzahl- und Leistungsentwicklung und bisheriger Marktphasenverlauf in Deutschland (Quelle: /Allnoch 1998a/)

In bezug auf den Stückzahlenmarkt ist im Jahr 1997 mit 833 Anlagen gegenüber 1996 (802 Anlagen) nur eine relativ geringe Zunahme von etwa 3,9 % zu verzeichnen. Für 1998 ist mit rd. 1.100 zu erwartenden Anlagen erstmals seit 1995 wieder ein deutlicher Zuwachs zu erwarten. Insbesondere die anhaltend hohe Nachfrage nach WEA aus der 1 - 1,5 MW-Klasse trägt derzeit dazu bei, daß 1998 bei einem vergleichbaren Stückzahlenabsatz wie 1995 die Leistung im Jahresvergleich um etwa 70 % übertroffen werden könnte /Allnoch 1998a/.

Korrespondierend mit der kontinuierlichen Leistungszunahme hat sich auch die Stromerzeugung aus Wind innerhalb weniger Jahre vervielfacht (**Tabelle 1.5**). Lag die Elektrizitätserzeugung aus Windenergieanlagen 1986 noch bei rd. 5 GWh, wurden 1997 bereits 3.000 GWh Windstrom erzeugt³.

Die sich rein rechnerisch ergebende Vollaststundenzahl für das Jahr 1997 in Höhe von lediglich rd. 1446 entsteht durch Verzerrungen, die aufgrund der unterjährigen Verfügbarkeit der im Jahr 1997 zugebauten Anlagen entstehen. So wird ein Großteil der Neuanlagen im letzten Quartal eines Jahres angeschlossen und so die mittlere Vollaststundenzahl deutlich reduziert. Unter Annahme einer ganzjährigen Nutzung liegt der Energieertrag der Ende 1997 installierten Anlagen bei etwa **4.050 GWh**. Dieser Wert wird als Basiswert für das Jahr 1997 herangezogen.

³ Die Elektrizitätserzeugung aus Windenergieanlagen lag im Jahr 1998 bei 4.600 GWh /Allnoch 1999/.

Tabelle 1.5: Entwicklung der Windenergienutzung (Daten: IWR)

Jahr	Anlagenzahl (kum.)	Gesamtleistung [MW]	Tatsächliche Stromerzeugung [GWh]
bis 1987	63	2,9	k. A.
1988	137	8,6	5
1989	225	18,8	15
1990	488	62,4	40
1991	769	109,4	140
1992	1.133	173,9	230
1993	1.719	325,7	670
1994	2.544	632,2	940
1995	3.579	1.126,4	1.800
1996	4.381	1.550,3	2.200
1997	5.214	2.075,3	3.000

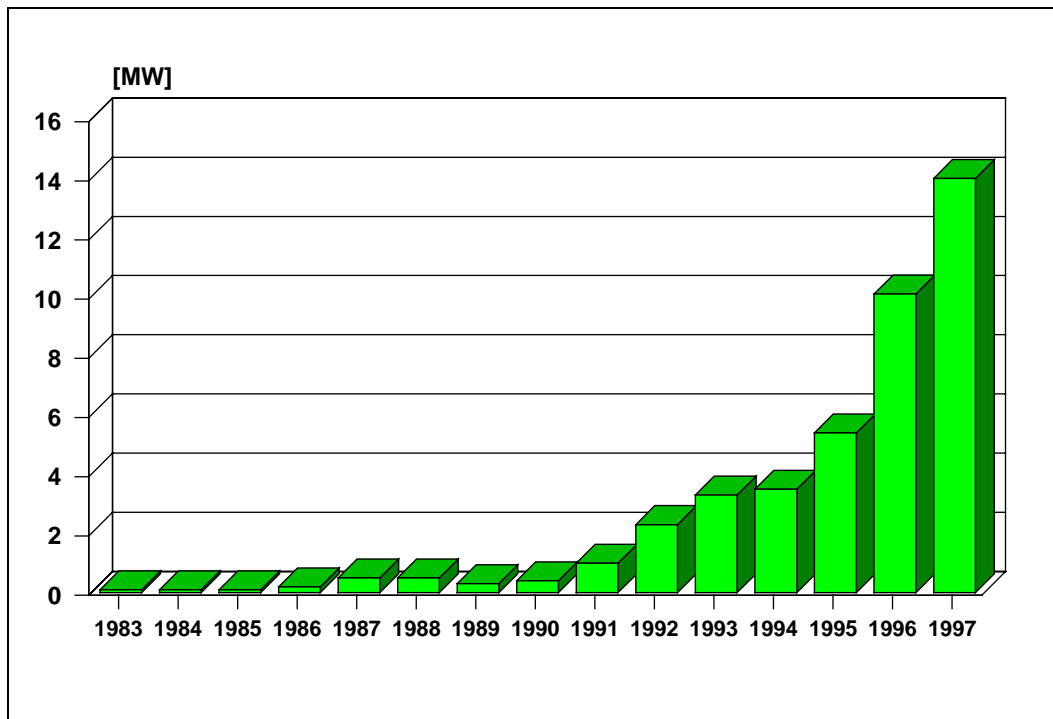
1.2.3. Photovoltaik

Der deutsche Markt für netzgekoppelte PV-Anlagen ist noch immer in hohem Maße förderabhängig und befindet sich trotz vergleichsweise hoher Zuwachsraten weiterhin erst in der Initialisierungsphase. Obwohl mit dem Bund-Länder-1.000-Dächer-Photovoltaik-Programm des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) (1991-1995) eine erste Markteinführung zu Beginn der 90er Jahre erfolgte, ist mit diesem Programm auch in Verbindung mit dem Stromeinspeisungsgesetz die Initialisierungsphase nicht überwunden worden. Neben einer ersten Markteinführung auf dem Privatsektor sind zwar erhebliche technische Verbesserungen der Anlagenkomponenten insbesondere im Bereich der Wechselrichter erreicht worden, dennoch haben die kapitalintensive Solarzellenproduktion und die unsicheren Planungsaussichten in Verbindung mit den relativ hohen Kosten für PV-Systeme zunächst zu keinen nennenswerten Investitionen in Solarzellenproduktionsstätten in Deutschland geführt. Nach dem Auslaufen des 1.000-Dächer-Programms sorgten erst ab 1995 neben einigen Großprojekten wie beispielsweise in Gelsenkirchen, München oder Stuttgart die in bislang über 30 Städten eingeführte kostendeckende Vergütung (kV) und die von Energieversorgungsunternehmen angebotenen Umwelttarife für neuerliche Marktimpulse /Allnoch 1998c/. Mit diesen weitgehend unabhängig von öffentlichen Mitteln finanzierten Modellen und im Rahmen von privatwirtschaftlichen Initiativen (z. B. Cyrus-Projekt) wird derzeit fast die Hälfte des Zubaus netzgekoppelter PV-Anlagen in Deutschland errichtet. Zusätzlich wurde mit der Neuansiedlung von Produktionsstätten u. a. in Gelsenkirchen (25 MW), Alzenau (13 MW) und Rudisleben (10 MW) der Grundstein für einen weiteren Marktanschub gelegt.

Insgesamt waren Ende 1997 ca. 42 MW_p PV-Gesamtleistung in Deutschland installiert (**Tabelle 1.6**). Davon wurden allein im Jahr 1997 etwa 14 MW_p (11 MW_p netzgekoppelt und 3 MW_p Inselanlagen) mit einer Modulfläche von über 100.000 m² errichtet. Der Deutsche Fachverband Solarenergie (DFS) kommt in einer für die Jahre 1996 und 1997 durchgeführten Erhebung mit einer installierten Gesamtleistung von 40,3 MW und einem Zubau 13,7 MW im Jahr 1997 zu ähnlichen Größenordnungen /DFS 1998a/.

Tabelle 1.6: Der Photovoltaik-Inlandsmarkt für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Quelle: /WIP 1998/, eigene Berechnungen)

Zubau 1997	
Leistung	14,0 MW _p (davon 3,0 Inselanlagen)
Umsatz	ca. 10.000 - 14.000 DM/kW _p je nach Anlagengröße
Gesamtstand Ende 1997	
Gesamtleistung	41,9 MW _p (davon ca. 5,0 Inselanlagen)
Stromerzeugung (netzgekoppelte Anlagen)	22,8 GWh
Stromerzeugung (netzgekoppelte und Inselanlagen)	25,5 GWh
Basiswert für Szenarien	32 GWh

**Abbildung 1.4: Jährlich installierte PV-Leistung in Deutschland (Daten: /WIP 1998, Altner 1995/)**

Die tatsächliche Stromerzeugung aller Anlagen dürfte im Jahr 1997 bei etwa 23 GWh ohne Inselanlagen bzw. rund 26 GWh inclusive Inselanlagen gelegen haben. Die Stromerzeugung wurde unter Berücksichtigung von langjährigen, in der Praxis gewonnenen Ertragsmittelwerten berechnet, so daß eine Korrektur auf das Normaljahr entfällt. Unter der Annahme eines ganzjährigen Betriebes der Ende 1997 installierten Anlagen ergibt sich ohne Inselanlagen ein Ertrag von insgesamt 28 GWh, inkl. Inselanlagen ein Ertrag von etwa **32 GWh**. Letztgenannter Wert wird als Basiswert für die Szenarien verwendet.

1.2.4. Bioenergie

Der Markt für Anlagen zur Nutzung der Bioenergie ist aufgrund der vielfältigen Verwendungsmöglichkeiten von biogenen Brennstoffen sehr breit gefächert. Belastbare Marktdaten, die eine Marktentwicklung aufzeigen könnten, liegen nur in sehr ungenügendem Maße vor. Die Marktvolumina für einzelne Teilmärkte wurden bislang, gestützt durch episodisch durchgeführte Erhebungen, anhand der Verkaufszahlen von Biomassefeuerungsanlagen oder des Brennstoffeinsatzes abgeschätzt. Einen Überblick über die insgesamt erzeugten Strom- und Wärmemengen gibt **Tabelle 1.7**.

Tabelle 1.7: Basiswerte für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Daten: /DLR 1998, VDEW 1998a/, ufop)

Gesamtstand Ende 1997	
Wärmeerzeugung durch biogene Festbrennstoffe	13.410 GWh
Wärmeerzeugung durch biogene gasförmige Brennstoffe	500 GWh
Stromerzeugung durch biogene Festbrennstoffe	179 GWh
Stromerzeugung durch biogene flüssige Brennstoffe	4 GWh
Stromerzeugung durch Biogas	44 GWh
Stromerzeugung durch Klärgas	48 GWh
Stromerzeugung durch Deponiegas	605 GWh
Biodieselabsatz	96.800 t (= 998 GWh)

1.2.4.1. Marktentwicklung für Biomassefeuerungsanlagen

Die Anzahl der Kleinanlagen in der Leistungskategorie bis 15 kW wird von /Kaltschmitt, Becher 1994/ mit 1,2 bis 1,3 Mio. angegeben, davon 183.000 Kachelöfen, 32.000 Zentralheizkessel und 1.075.000 Herde oder Backöfen. /Kaltschmitt 1996/ gibt eine Feuerungsleistung von 8.000 bis 9.000 MW für Kleinanlagen an. Eine Schätzung von /Kaltschmitt, Hartmann 1998/ geht von einem Bestand von knapp 6 Mio. Anlagen in den alten und ca. 1 Mio. Anlagen in den neuen Bundesländern aus und kommt damit auf eine Größenordnung von insgesamt 7 Mio. Kleinanlagen. Die Entwicklung des nach Typen aufgeschlüsselten Bestands an Kleinf Feuerungsanlagen in den alten Bundesländern zeigt **Tabelle 1.8**.

Für Feuerungsanlagen von 15 kW bis 1 MW kann nach /Kaltschmitt, Becher 1994/ mit einer Anlagenzahl von etwa 200.000 gerechnet werden. Die Gesamtleistung beträgt danach etwa 4.700 MW_{th} für Holzfeuerungen (1600 Jahresvollaststunden) und 3400 MW_{th} für Strohfeuerungen (1.900 Vollaststunden). /Kaltschmitt, Hartmann 1998/ geben eine Schwankungsbreite von 200.000 bis 400.000 Anlagen an.

Die Anzahl der größeren Feuerungsanlagen im Leistungsbereich über 1 MW wurde 1986 von /Straberger, zit. bei Kaltschmitt, Becher 1994/ mit ca. 1300 Anlagen (Leistung ca. 4.700 MW) angegeben. /Kaltschmitt 1996/ führt auf der Basis vorliegender Anlagenzahlen in Baden-Württemberg eine Hochrechnung auf Deutschland durch und nennt eine Anzahl von etwa 900 bis 1.100 Holz- und Strohfeuerungen mit einer Leistung von 11.000 bis 14.000 MW. /Kaltschmitt, Hartmann 1998/ gehen heute von einem geschätzten Bestand von 900 bis 1.200 Anlagen aus.

Tabelle 1.8: Kleinanlagen (< 15 kW_{th}) in den alten Bundesländern (Daten: /Kaltschmitt, Hartmann 1998/)

Typ	Anzahl 1993 [Mio.]	Anzahl 1997 [Mio.]
Offene Kamine	1,9	2,2
Kaminöfen	1,1	1,6
Kachelöfen	1,9	2,1
Summe	4,9	5,9

Gesamtabsatz von Biomassefeuerungsanlagen

Den Absatz von Biomassefeuerungsanlagen in der Bundesrepublik hat /Hartmann 1995/ erfaßt. Er beziffert den auf der Basis einer Umfrage unter 141 deutschen Herstellern ermittelten Absatz von Biomassefeuerungsanlagen in Deutschland von 1992 bis 1994 mit fast 610.000 Anlagen mit einer Nennleistung von ca. 7.450 MW_{th}, einschließlich der von den Herstellern abgegebenen Prognosen für 1995 und 1996 mit knapp 1,1 Mio. Anlagen (thermische Leistung ca. 13.600 MW_{th}, **Tabelle 1.9**).

Tabelle 1.9: Absatz von Biomassefeuerungsanlagen in Deutschland (Daten: /Hartmann 1995/)

Jahr	Anlagenzahl	jährlich installierte Nennleistung [MW _{th}]
1992	210867	2379
1993	200156	2505
1994	197900	2565
1995*	229042	2996
1996*	238834	3173

*Herstellerprognose aus dem Jahr 1994

1.2.4.2. Strom- und Wärmeerzeugung durch Biomasseanlagen

Die Wärmebereitstellung durch biogene Festbrennstoffe wird für das Jahr 1994 mit 10.300 GWh/a /Altner et al. 1995/, für 1996 mit 10.412 GWh/a /Langniß et al. 1997/ und für 1997 mit 13.410 GWh/a /DLR 1998/ angegeben. Aus gasförmigen biogenen Brennstoffen werden nach /Altner et al. 1995/ 940 GWh/a für 1994 und nach /Langniß et al. 1997/ 965 GWh/a für 1996 und 1997 Wärme bereitgestellt. /DLR 1999/ gibt einen Wert von 500 GWh/a an. Als Basiswerte für 1997 werden für die Wärmebereitstellung durch biogene Festbrennstoffe **13.410 GWh/a** und durch biogene gasförmige Brennstoffe **500 GWh/a** verwendet.

/Altner et al. 1995/ geben für 1994 eine Stromerzeugung von 660 GWh (davon 130 GWh aus Festbrennstoffen und 530 GWh aus gasförmigen Brennstoffen) an. Für 1996 wird von /Langniß, Nitsch, Trieb 1997/ ein Wert von 685 GWh (davon 150 GWh aus festen und 535 GWh aus gasförmigen Brennstoffen) angeführt. Durch biogene Brennstoffe wurden 1997 nach VDEW-Angaben mit insgesamt 919 Anlagen und einer installierten Nennleistung von über 400 MW ca. 879 GWh Strom in das Netz eingespeist /VDEW 1998a/, davon

179 GWh durch feste und ca. **700 GWh** durch flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe (inkl. Biogas, Klär- und Deponiegas). Diese Werte werden als Basiswerte verwendet.

Strom- und Wärmebereitstellung durch Müll und Klärschlamm

Müll wird vielfach unter erneuerbaren Energien bilanziert. Der organische Anteil ist jedoch nicht bekannt. Die Strom- und Wärmeerzeugung aus Müll wird daher getrennt ausgewiesen. Es soll damit auch der Eindruck vermieden werden, daß eine etwaige Erhöhung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Müll eine wünschenswerten Bestandteil einer Ausbaustrategie für erneuerbare Energien darstellen könnte. Aus bilanztechnischen Gründen ist jedoch die nachrichtliche Nennung von Interesse. /VDEW 1998a/ gibt für die Stromerzeugung aus EVU- und kommunalen Anlagen eine Zahl von **2.113 GWh** für 1997 an. Vom /BMWi 1998a/ wird für 1995 die Stromerzeugung mit 2.705 GWh und für 1996 mit 2.695 GWh beziffert. Die aus Müll und Klärschlamm gewonnene Nutzwärme wird von /DLR 1998/ mit einem Wert von **5.050 GWh** für 1997 angegeben.

1.2.5. Solarthermische Kollektoranlagen

Der Markt für solarthermische Anlagen erreichte 1997 ein Rekordvolumen von 450 Tsd. m² Kollektorfläche und befindet sich derzeit auf einem robusten und kontinuierlichen Expansionskurs (**Tabelle 1.10**). Insbesondere durch den verstärkten Eintritt des Heizungsbauhandwerks und standardisierter Produktangebote gewinnt der Markt zunehmend an Eigendynamik /Allnoch 1997, 1998a/.

Der bereits seit Mitte der 70er Jahre bestehende Markt für solarthermische Anlagen entwickelte sich nach einem leichten Rückgang Anfang der 80er Jahre mit kontinuierlichen Steigerungsraten. Im Jahr 1991 konnte aufgrund von Vorzieheffekten durch die auslaufende steuerliche Vergünstigung von Kollektoranlagen nach § 82a Einkommenssteuer-Durchführungsverordnung die damalige Rekordfläche von insgesamt 150 Tsd. m² neu installiert werden. Nach einer geringfügigen Korrektur im Jahr 1992 stieg das jährliche Marktvolumen seitdem bis 1997 weiter deutlich und mit relativ hohen jährlichen Wachstumsraten (20 - 30 %) an.

Tabelle 1.10: Der Solarthermie-Inlandsmarkt für das Referenzjahr 1997 in Deutschland im Überblick (Quelle: /DFS 1998b, 1998e/)

Zubau 1997	
Kollektorfläche	450 Tsd. m ² (davon 70 Kunststoffabsorber)
Umsatz	ca. 700 Mio. DM
Wärmeerzeugung	650 Mio. kWh (davon 150 Kunststoffabsorber)
Gesamtstand Ende 1997	
Gesamt installierte Kollektorfläche	2130,4 Tsd. m ² (davon 500 Kunststoffabsorber)
Basiswert für Szenarien	650 Mio. kWh

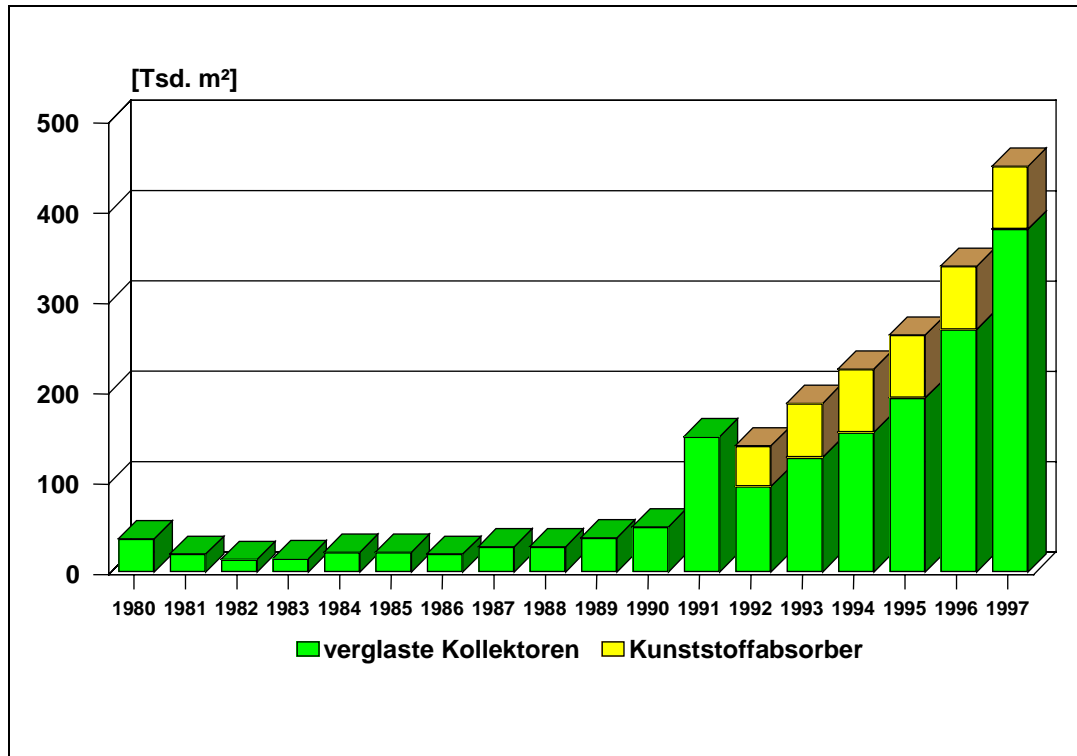


Abbildung 1.5: Jährlich installierte Kollektorfläche in Deutschland (Daten: /DFS 1998e, SNEE 1991/)

Mit der in Deutschland vorhandenen Kollektorfläche von über 1,6 Mio. m² (verglaste Kollektoren) konnte im Jahr 1997 eine Nutzwärme von etwa 500 GWh gewonnen werden. Zusätzlich wurde durch eine Fläche von etwa 0,5 Mio. m² Kunststoffabsorbern eine Nutzwärme von etwa 150 GWh erzeugt. Der Summenwert von **650 GWh** wird als Basiswert für 1997 verwendet. Eine Korrektur auf das Normaljahr entfällt, da die Nutzenergie mit Hilfe langjähriger, mittlerer Ertragsdaten berechnet wurde.

Solare Großsysteme

Ein Markt für solare Großsysteme zur Nahwärmeversorgung in Deutschland ist derzeit nicht vorhanden. Erst mit Beginn der 90er Jahre wurden mehrere Demonstrationsvorhaben im Zusammenhang mit der Errichtung solar unterstützter Nahwärmekonzepte umgesetzt. Die in dieser Phase errichteten Systeme arbeiten ohne saisonale Wärmespeicher. Im Jahr 1996 sind in Hamburg und Friedrichshafen erste solare Großanlagen mit Langzeit-Wärmespeichern in Betrieb genommen worden; weitere sind geplant.

Im BMBF-Förderprogramm *Solarthermie 2000* werden Demonstrationsanlagen zu solaren Nahwärmekonzepten innerhalb lokaler Wärmenetze im Rahmen des Teilprogramms 3 gefördert. Ziel des Programms ist die technologische Weiterentwicklung und weitere Kostensenkungen der solarthermischen Großanlagentechnik.

Tabelle 1.11: Übersicht der aktuellen solaren Nahwärmeprojekte (Daten: /Pfeil et al. 1998, Kübler, Fisch 1998a, 1998b, Hahne, Schulz 1998, Peuser 1998/ ITW)

Standort	Kollektorfläche [m ²]	Wärmespeicher [m ³]	Inbetriebnahme
Ravensburg I	115		1992
Ravensburg II	190		1992
Neckarsulm-Amorbach I	700		1993
Göttingen	847		1993
Köngen	160		1993
Schwäbisch-Gmünd	100		1996
Holzgerlingen	120		1996
Hamburg-Bramfeld	3.000	4.500	1996
Friedrichshafen-Wiggenhausen	5.600 (vorerst 2.700)	12.000	1996
Neckarsulm-Amorbach II	2.700	25.000	1997
Stuttgart-Burgholzof	1.600 (vorerst 1.100)	90 (Kurzzeit)	1998
Chemnitz	2.000	8.000	1998 (geplant)

1.2.6. Geothermie

Bei der Geothermienutzung kann nach /Schulz 1996/ zwischen folgenden Nutzungsformen unterschieden werden:

- Hydrothermale Systeme mit niedrigem Temperaturangebot (niedrige Enthalpie)
- Hydrothermale Systeme mit hohem Temperaturangebot (mit hoher Enthalpie) Petrophysikalische Systeme
- Oberflächennahe geothermische Systeme
- Weitere Nutzungsarten (tiefe Erdwärmesonden, Energiepfähle, erdberührte Betonteile)

Bislang konnte sich in den einzelnen Bereichen mit Ausnahme von Wärmepumpen zur oberflächennahen Erdwärmennutzung lediglich ein Demonstrationsmarkt ausbilden. Die Markteinführung entsprechender Systeme ohne entsprechende staatliche Fördermaßnahmen scheint derzeit nicht möglich zu sein. Im Rahmen der vorliegenden Studie werden insbesondere hydrothermale Systeme mit niedrigem Temperaturangebot, tiefe Erdwärmesonden sowie die zu den petrophysikalischen Systemen gehörende Hot-Dry-Rock-Technologie betrachtet.

1.2.6.1. Hydrothermale Systeme

Fortlaufende Erhebungen und Beschreibungen zur Marktentwicklung bei hydrothermalen Anlagen liegen bislang nicht vor. Nach /Schneider, Seibt, Menzel 1998/ lag die thermische Leistung der 17 hydrothermalen Anlagen 1997 in Deutschland bei rd. 50,5 MW_{th} (inkl. der fossil befeuerten Spitzenlastanlagen). Davon entfallen rund 39 MW_{th} auf drei größere Geothermische Heizzentralen (GHZ) in Mecklenburg Vorpommern, die zur Versorgung mit Raumwärme und zur Gebrauchswarmwasserbereitung eingesetzt werden.

Statistiken über die Wärmelieferung aus hydrothermalen Anlagen liegen nicht vor. Die Wärmelieferung für die drei GHZ in Mecklenburg-Vorpommern wird von /Schneider, Seibt, Menzel 1998/ mit insgesamt ca. 74,1 GWh/a angegeben, wobei auf den geothermischen Anteil etwa 51 GWh/a entfallen (**Tabelle 1.12**). Unterstellt man nach /Ratzesberger, Kaltschmitt, Huenges 1997/ für hydrothermale Anlagen eine durchschnittliche Vollaststundenzahl von 2.000 Stunden pro Jahr, ergibt sich für das Jahr 1997 bei einer thermischen Leistung von 50,5 MW_{th} ein Energieertrag von etwa 100 GWh (inkl. Wärmelieferung über die Spitzenlastanlagen). Bei größeren hydrothermalen Anlagen kann man nach /Clauser 1997/ in etwa davon ausgehen, daß rd. 85 % der Wärmelieferungen aus der im Thermalwasser gespeicherten Energie stammen. Bezogen auf die Gesamtwärmelieferung dürfte der geothermische Anteil der bereitgestellten Energie in etwa bei 85 GWh liegen.

Nach /Schulz 1998/ liegt der Energiebeitrag hydrothermalen Anlagen bei umgerechnet 83 GWh/a. /Kaltschmitt, Wiese 1997/ schätzen den maximalen Anteil der Wärmelieferung aus hydrothermalen Geothermie auf umgerechnet 139 GWh/a. Der aus diesen beiden Angaben gemittelte Wert von **111 GWh** wird als Basiswert für die hydrothermale Geothermie verwendet.

Tabelle 1.12: Größere hydrothermale Geothermieranlagen in Deutschland (Daten: /Schneider, Seibt, Menzel 1998/)

Anlage	P [MW]	P _{geoth.} [MW _{geoth.}]	E _{ges.} [GWh]	E _{geoth.} [GWh]	Inbetriebnahme
Neustadt-Glewe	16,4	6,5	15,7	14,6	1995
Neubrandenburg	16,4	3,9	45,0	27,9	1986
Waren (Müritz)	6,2	1,6	13,4	8,5	1994

1.2.6.2. Erdwärmennutzung mit tiefen Erdsonden

Tiefe Erdwärmesonden werden in Deutschland derzeit lediglich in einer Demonstrationsanlage in Prenzlau (Brandenburg) genutzt. Bei dieser Anlage wurde eine Erdwärmesonde in einer ehemaligen Hydrothermalbohrung installiert, die zuvor von 1000 auf 2800 m vertieft wurde. Die thermische Leistung dieses Systems liegt zwischen 300 und 500 kW bei Temperaturen von 108 °C an der tiefsten Stelle des Bohrloches. Im Mittel ergibt sich nach /Kaltschmitt, Wiese 1997/ bei 4000 Vollaststunden und einer Geothermieleistung von 400 kW ein Energieertrag von umgerechnet etwa 1,6 GWh/a. Im Jahr 1997 lag die Wärmeproduktion der Anlage nach Angaben des Anlagenbetreibers, den Stadtwerken Prenzlau, bei etwa 0,6 GWh.

1.2.6.3. Hot-Dry-Rock-Systeme

Bei der Hot-Dry-Rock-Technik (HDR) handelt es sich um eine Technologie, die sich derzeit noch im Entwicklungs- und Forschungsstadium befindet und noch nicht serienreif verfügbar ist. Ziel der HDR-Technik ist es, die in heißen, weitgehend trockenen Gesteinsschichten gespeicherte terrestrische Wärme durch Schaffung eines künstlichen Kluftsystems (Wärmeaustauschflächen) für die Bereitstellung thermischer und / oder elektrischer Energie nutzbar zu machen. Bislang gab es in Deutschland zwei Forschungs-Projekte (Falkenberg-Frac-Projekt von 1977-1986, Geothermie Projekt in Bad Urach), die auf die HDR-Aktivitäten in Los Alamos in New Mexico zurückgehen. Seit 1987 wird in Soultz-sous-Forêts im Elsaß, nördlich von Straßburg ein HDR-Projekt mit bislang vielversprechenden Teilergebnissen durchgeführt /Baumgärtner 1998/.

1.2.7. Nahwärmeversorgung

Für ein stärkeres Eindringen erneuerbarer Energien in den Wärmemarkt sind Nahwärmeversorgungen von großem Vorteil, da mittelgroße Biomasse- und Solarkollektoranlagen im allgemeinen ökonomisch günstiger sind als Kleinanlagen. Bei Solaranlagen besteht darüber hinaus nur im Rahmen von Nahwärmeversorgungen die Möglichkeit der saisonalen Speicherung und damit des Vordringens in den Raumheizungsmarkt. Auch die geothermische Energieversorgung ist in größerem Ausmaß nur mittels Nahwärmeversorgungen zu erschließen. Daher wird hier auch eine Bestandsaufnahme dieses Bereichs vorgenommen.

Der Anteil der derzeit mit Nah- und Fernwärme beheizten Wohnungen liegt in Deutschland bei etwa 12 %. Im Bereich der Fernwärme (große Netze, Versorgung aus größeren HKW) hat sich während der letzten Jahre daran nur wenig geändert, da ein unterdurchschnittlicher Anteil bei den Neubauten durch Netzverdichtungen kompensiert wurde. Die Bedeutung von Fernwärme ist in den neuen Bundesländern mit einem Anteil von etwa 27 % wesentlich größer als in den alten Ländern mit der Folge, daß es dort mehr fernwärmebeheizte Wohnungen gibt als im gesamten übrigen Deutschland. Das Marktgeschehen wurde in den letzten Jahren zu großen Teilen durch die notwendige Sanierung von maroden Netzen in den neuen Bundesländern bestimmt.

Von Bedeutung ist, daß etwa ein Drittel aller über Leitungen mit Wärme versorgten Wohnungen nicht aus einem ausgedehnten Fernwärmenetz, sondern mit Nahwärme oder aus Blockheizungen, deren Heizzentralen (darunter auch BHKW) sich in unmittelbarer Nähe der versorgten Gebäude befinden, versorgt wird. Aus den Zuwächsen im Bereich der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) läßt sich auf eine gewisse Wachstumsdynamik in diesem Bereich schließen, wobei allerdings nicht getrennt werden kann zwischen Nahwärmeversorgungen und einer reinen Gebäudeversorgung. Weitere Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen Fernwärme und Nahwärme einerseits und Blockheizungen und normalen Zentralheizungen andererseits sind u.a. die Ursache dafür, daß verschiedene Quellen deutlich unterschiedliche Angaben ($\pm 10\%$) zur Anzahl der mit Fern-/Nahwärme beheizten Wohnungen machen. Vergleiche mit anderen, ähnlich strukturierten EU-Ländern und die Ergebnisse von KWK-Potentialstudien (vgl. u. a. /Altner et al. 1995/) lassen den Schluß zu, daß der Anteil von Nahwärmeversorgungen aus siedlungsstruktureller Sicht trotz weiterer Tendenzen zur Verringerung des Raumwärmebedarfs deutlich höher liegen kann als dies derzeit der Fall ist.

1.3. Aktueller Anteil an der Endenergie, Stromerzeugung und Primärenergie

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland ist durch einen Rückgang in den Jahren 1990 (14.912 PJ) bis 1994 (14.153 PJ) gekennzeichnet. Der Primärenergieverbrauch im Referenzjahr 1997 betrug 14.505 PJ, der Endenergieverbrauch 9.469 PJ. Vor allem aufgrund des industriellen Umbruchs in den neuen Bundesländern ist der Endenergieverbrauch seit 1990 zunächst von 9.400 PJ bis auf ca. 9.000 PJ (1994) zurückgegangen. Seit 1995 ist der Endenergieverbrauch wieder gestiegen und erreicht 1996 das vorläufige Maximum in Höhe von 9.628 PJ.

In der **Tabelle 1.13** sind die tatsächlichen Beiträge (Strom und Wärme) der regenerativen Energien sowie der Energieertrag dargestellt, der sich bei ganzjähriger Nutzung der Ende 1997 installierten Leistung für ein klimatologisches Normaljahr ergibt.

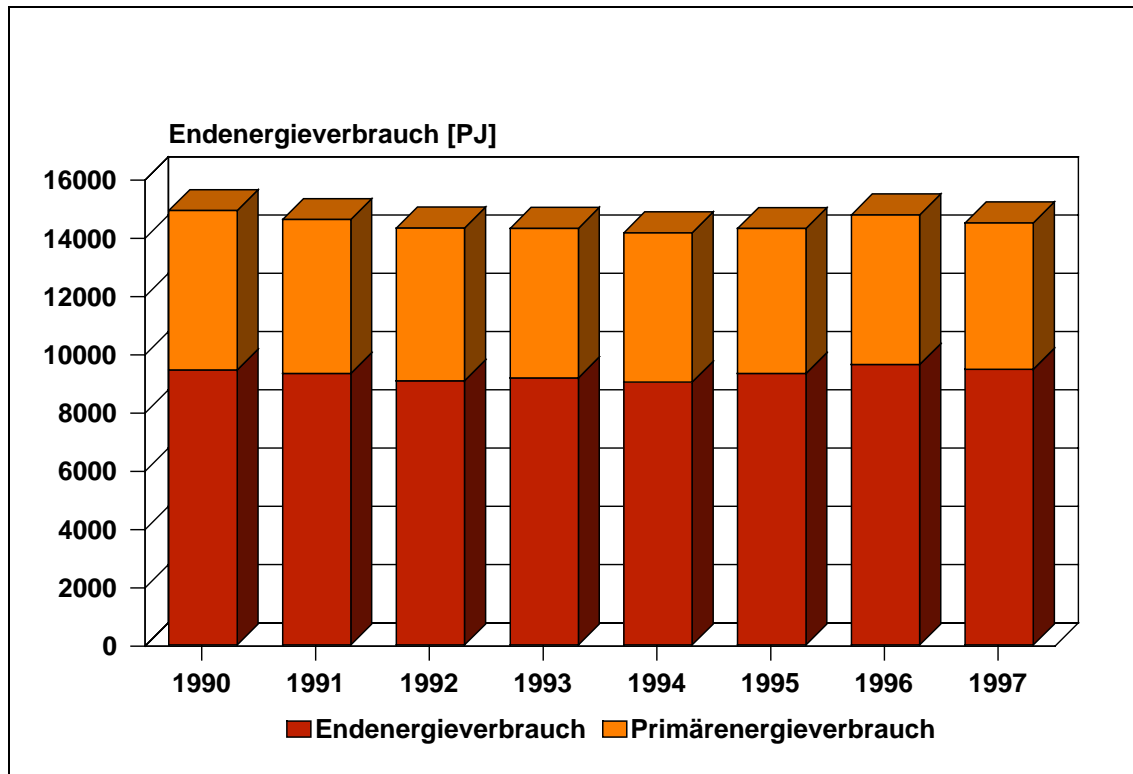


Abbildung 1.6: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in Deutschland seit 1990 (Daten: /BMWi 1998a/)

Tabelle 1.13: Beitrag der erneuerbaren Energien in Deutschland für das Referenzjahr 1997

Energietechnologie	Tatsächliche Stromerzeugung 1997 [GWh]	Tatsächliche Wärmeerzeugung 1997 [GWh]	Stromerzeugung im Normaljahr* [GWh]	Wärmeerzeugung im Normaljahr* [GWh]
Wasserkraft	17.700		18.900	
Windenergie	3.000		4.050	
Photovoltaik	32		32	
Biogene Festbrennstoffe	179	13.410	179	13.410
Biogene gasförmige und flüssige Brennstoffe (Bio-, Klär-, Deponiegas)	700	500	700	500
Solarthermie (inkl. Kunststoffabsorber)		650		650
Geothermie		111		111
Summe	21.611	14.671	23.861	14.671
Nachrichtlich: Müll, Klärschlamm**	2.113	5.050	2.113	5.050

* Annahme eines ganzjährigen Betriebes der Ende 1997 installierten Leistung im klimatologischen Normaljahr

** organischer Anteil nicht bekannt

Die aufgeführten Werte dienen als Grundlage zur Berechnung der eingesparten Primärenergie mittels der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode. In der Berechnung des Primärenergieanteils nach der Wirkungsgradmethode wird der erzeugte Strom zu 100 % berücksichtigt. Bei den Wärmeerträgen aus solarthermischen Anlagen, Biomasseanlagen und geothermischen Anlagen wird ein Wirkungsgrad von 85 % des konventionellen Energiewandlers (Öl- bzw. Gasheizkessel) unterstellt. Für die Wärmeerzeugung aus Öl/Gas wird zusätzlich der Verlust aus der vorgelagerten Prozeßkette mit $\eta = 0,92$ angesetzt. Zur Anwendung der Substitutionsmethode wird der Brennstoffverbrauch für die Stromerzeugung in konventionellen Wärmekraftwerken herangezogen. Der auf dieser Grundlage ermittelte Primärenergieeinsatz je Kilowattstunde Strom beträgt für 1997 insgesamt 9.322 kJ (= 2,6 kWh). In **Tabelle 1.14** sind die so berechneten Beiträge aufgeführt.

Tabelle 1.14: Beiträge der erneuerbaren Energien nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode für das Referenzjahr 1997

Energietechnologie	Primärenergie (Wirkungsgradmethode) [GWh]	Primärenergie (Substitutionsmethode) [GWh]
Wasserkraft	18.900	49.140
Windenergie	4.050	10.530
Photovoltaik	32	83
Biogene Festbrennstoffe (Strom + Wärme)	179 + 17.148	465 + 17.148
Bio-, Klär-, Deponiegas, Rapsöl (Strom + Wärme)	700 + 639	1.820 + 639
Solarthermie (inkl. Kunststoffabsorber)	831	831
Geothermie	142	142
Summe	42.621	80.798
Nachrichtlich: Müll, Klärschlamm* (Strom + Wärme)	2.113 + 6.458	5.494 + 6.458

* organischer Anteil nicht bekannt

Daraus lassen sich die in **Tabelle 1.15** angegebenen Anteile der regenerativen Energien an der derzeitigen Energieversorgung Deutschlands ableiten. Zum Vergleich mit Statistiken, welche Müll mitbilanzieren, sind die entsprechenden Anteile ebenfalls angegeben.

Tabelle 1.15: Beitrag der erneuerbaren Energien im Referenzjahr 1997

	Gesamt [TWh]	Erneuerbare Energien [TWh]		Anteil [%]	
		ohne Müll/Klärschlamm	mit Müll/Klärschlamm	ohne Müll/Klärschlamm	mit Müll/Klärschlamm
Stromerzeugung	509	23,861	25,974	4,69	5,10
Endenergie Brennstoffe	1.452 (= 5.230 PJ)	14,671	19,721	1,01	1,36
Primärenergie (Wirkungsgradmethode)	4.029 (= 14.505 PJ)	42,621	51,192	1,06	1,27
Primärenergie (Substitutionsmethode)	4.029 (= 14.505 PJ)	80,798	92,750	2,00	2,30

1.4. Die Förderprogramme und -instrumente sowie deren Wirkungen auf den bisherigen Ausbau

In der Vergangenheit haben vor allem staatliche Instrumente (insbesondere Förderprogramme des Bundes und der Länder, Stromspeisungsgesetz) zum Wachstum der Branche der erneuerbaren Energiewirtschaft beigetragen. Neben diesen staatlichen Instrumenten stehen auch freiwillige Leistungen der EVU sowie privatwirtschaftliche Instrumente zur Verfügung. Für den Photovoltaikmarkt ist auch die kostendeckende Vergütung von Bedeutung. **Tabelle 1.16** gibt eine Übersicht über die im Rahmen der Programme eingesetzten Fördermittel. Für die Kreditzusagen der DtA und der KfW wurden die Höhe der effektiven Fördermittel auf der Basis eines Zinsvorteils von 2 % und einer mittleren Laufzeit von 10 Jahren abgeschätzt.

Tabelle 1.16: Übersicht über die im Rahmen verschiedener Programme eingesetzten Fördermittel für Forschung, Entwicklung und Markteinführung erneuerbarer Energien (Daten: BMBF, BMWi, DtA, KfW, Länder)

Förderprogramm	Zeitraum	Fördermittel bzw. Wert der Zinsvergünstigungen [Mio. DM]							
		Wasserkraft	Windenergie	Photovoltaik	Bioenergie	Solarthermie	Geothermie	Sonstige ¹⁾	Gesamt
Energieforschungsprogramme des BMBF	1980-1997	k. A. ⁴⁾	456	1.195	140	346	124	1.786	3.985
100-Mio.-DM-Programm des BMWi	1995-1997	4	5	12	19	17	-	8	65
Länderprogramme	1991-1997	71	401	155	299	290	26	483	1.725
ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm ²⁾	1990-1997	10	112	-	9	-	k. A.	-	131
DtA-Umweltprogramm ²⁾	1990-1997	8	89	7	5	7	k. A.	1	110
KfW-Programme ²⁾ (Umweltprogramm, Infrastrukturprogramm, CO ₂ -Minderung)	1997	-	-	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	104 ³⁾

k. A. = keine Angaben

¹⁾darunter Wärmepumpen, Technologien für südliche Klimazonen, Großforschungseinrichtungen

²⁾Zinsvorteil ca. 1 %/a, Laufzeit 10 a angenommen
erneuerbarer Energien insgesamt zu 20 % geschätzt

³⁾insbesondere Programm zum CO₂-Minderung; Anteil
⁴⁾nicht separat ausgewiesen, sondern unter Sonstige subsummiert

Aus den vorliegenden Angaben läßt sich die Gesamthöhe der Fördermittel für die Unterstützung der Markteinführung erneuerbarer Energien im Bezugsjahr 1997 ermitteln. Wenn auch einige Zahlenwerte nur grob abgeschätzt werden können (**Tabelle 1.17**), so geben die Zahlenwerte doch einen Hinweis auf die Größenordnung der Fördersummen.

Bedeutendes Förderinstrument ist das Stromspeisungsgesetz, gefolgt von den Länderprogrammen. Unbedeutend hinsichtlich der Fördersummen ist dagegen das 100-Mio.-DM-Programm des BMWi im Zeitraum 1994-1998. Die höchsten Zuschüsse erhielt, bedingt durch das StrEG, die Windenergie, während sich die weiteren Fördermittel in der Summe relativ gleichmäßig auf die übrigen Energiearten verteilen. Eine Ausnahme ist die Geothermie, die im Bezugsjahr über Längerprogramme relativ geringe Mittel erhielt (vgl. Tabelle 1.24). Insgesamt wurden im Jahr 1997 Mittel in Höhe von rund 730 Mio. DM zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien eingesetzt. Das damit angestoßene Investitionsvolumen lag bei etwa 4 Mrd. DM. Nachfolgend werden die verschiedenen staatlichen Förderinstrumente auf Bundes- und Länderebene im einzelnen vorgestellt.

Tabelle 1.17: Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien im Jahr 1997

	Wasser	Wind	Photo- voltaik	Bio- energie	Solar- thermie	Geo- energie	Gesamt ²⁾
StrEG ¹⁾	54,4	205,3	0,5	18,5	-	-	278,8
100-Mio.-DM-Programm des BMWi	0,5	0,3	1,2	2,2	2,0	0	6,1
Länderprogramme	7,4	55	38,4	74,6	49,1	0,3	224,7
ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm	2	33	0	0,8	0	0	35,8
DtA-Umweltprogramm	1,2	13	1,2	0,4	1,2	0	17,1
KfW-Kreditprogramme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	45
Kommunen	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	20
EltVU ³⁾	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	K:a:	100
Summe	≥ 65	≥ 306	≥ 41	≥ 96	≥ 52	≥ 0,3	727,5

¹⁾vgl. Tabelle 1.19²⁾ohne Wärmepumpen und Sonstiges³⁾Angaben nach Bröer, Witt 1999 und <http://www.strom1999>

1.4.1. Förderprogramme und -instrumente auf Bundesebene

Stromeinspeisungsgesetz

Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) ist am 01. Januar 1991 in Kraft getreten und verpflichtet die öffentlichen Energieversorgungsunternehmen (EVU) nach § 2 Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzunehmen und nach § 3 energieträgerspezifisch zu vergüten. Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der Höhe des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von EVU an alle Letztverbraucher. Für eingespeisten Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen liegt der Vergütungssatz bei 90 %. Bei Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von 500 kW, Deponie-, Klärgas- und Biomasseanlagen ergibt sich ein Satz von 80 % sowie bei Wasserkraft-, Deponie- und Klärgasanlagen ab 500 kW bis 5 MW für den Arbeitsanteil oberhalb der 500 kW-Schwelle ein Wert von 65 % des Durchschnittserlöses. Im Jahr 1997 lagen die Vergütungssätze bei 17,15 Pf/kWh (90 %-Wert), 15,24 Pf/kWh (80 %-Wert) bzw. 13,55 Pf/kWh (65 %-Wert). **Tabelle 1.18** gibt einen Überblick über die Entwicklung der Vergütungssätze des Stromeinspeisungsgesetzes seit Inkrafttreten.

Am 29. April 1998 wurde die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes verabschiedet. In dem neuen Energierechtsartikelgesetz sind die Änderungen des StrEG integriert. Im Rahmen der Änderung wurde u.a. die in § 4 verankerte Härteklausel konkretisiert. Ferner wurde die gesamte Biomasse in den Geltungsbereich des StrEG übernommen. Die Regelungen zur Höhe der Vergütungssätze wurden beibehalten. Einen Überblick über die Stromerzeugung und resultierenden Zusatzkosten im Geltungsbereich des Stromeinspeisungsgesetzes zeigt **Tabelle 1.19**.

Tabelle 1.18: Entwicklung der Vergütungssätze des Stromeinspeisungsgesetzes (Daten: BMWi)

	Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Stromeinspeisungsgesetz						
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Wind / Sonne	16,61	16,53	16,57	16,93	17,28	17,21	17,15
Wasserkraftanlagen bis 499 kW	13,84	13,78	13,81	14,11	15,36	15,30	15,25
Deponie-, Klärgas und Biomasseanlagen bis 499 kW	13,84	13,78	13,81	14,11	15,36	15,30	15,25
Wasserkraftanlagen von 500 bis 4999 kW	11,99	11,94	11,97	12,23	12,48	12,43	12,39
Deponie-, Klärgas und Biomasseanlagen von 500 bis 4999 kW	11,99	11,94	11,97	12,23	12,48	12,43	12,39

Tabelle 1.19: Stromerzeugung und resultierende maximale Zusatzkosten im Geltungsbereich des Stromeinspeisungsgesetzes, 1997 (Daten: /VDEW 1998/, Berechnungen des WI)

	Wasser	Wind	Photovoltaik	Biomasse	Summe
	1996				
Stromeinspeisung [GWh/a]	1.256,9	1.945,2	4,5	515	3.721,6
Vergütung nach StrEG [Mio. DM]	174,1	334,6	0,8	67,3	576,7
Zusatzkosten [Mio. DM]	48,4	140,1	0,3	15,7	204,5
	1997				
Stromeinspeisung [GWh/a]	1.424,6	2.871,8	7,6	632,3	4.936,3
Vergütung nach StrEG [Mio. DM]	196,9	492,5	1,3	81,7	772,4
Zusatzkosten* [Mio. DM]	54,4	205,3	0,5	18,5	278,8

* unter Zugrundelegung von vermiedenen Kosten von 10 Pf/kWh; bei der Bestimmung der Vergütungssätze wurden nur Anlagen < 5 M_{we} berücksichtigt, für Anlagen > 500 kW erfolgte eine anteilige Korrektur der Vergütungssätze auf 65 %

Energieforschungsprogramme des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft und Forschung (BMBF)

Das BMBF hat erneuerbare Energien im Rahmen verschiedener Energieforschungsprogramme gefördert. Im Bereich der Windenergienutzung wurde 1989 das 100-MW-Breitentestprogramm Wind aufgelegt, das 1991 zum 250-MW-Windprogramm aufgestockt wurde. Im Bereich der Photovoltaik wurde ab 1991 das 1.000-Dächer-Bund-Länder-Photovoltaik-Programm (1.000-Dächer-Programm) durchgeführt (Laufzeit von 1991-1995). Insgesamt wurden im Rahmen von BMBF-Programmen seit 1980 bis zum Ende des Jahres 1997 rd. 4 Mrd. DM für erneuerbare Energien zur Verfügung gestellt /BMBF 1997/. Nach einem Rückgang von 1982 bis 1986 stiegen die Aufwendungen bis 1992 auf 326 Mio. DM pro Jahr an. Die Förderung im Jahr 1997 lag um fast 30 % niedriger als 1992. Die Entwicklung der Aufwendungen des BMBF im Rahmen der Energieforschungsprogramme während des Zeitraums von 1980 - 1997 in Abhängigkeit von den verschiedenen Energieträgern ist in **Tabelle 1.20** dargestellt.

Tabelle 1.20: Aufwendungen des BMBF im Rahmen der Energieforschungsprogramme [Mio. DM] (Daten: /BMBF 1997/)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1980 bis 1997
Photovoltaik	12	12	66	54	59	53	58	60	71	83	92	104	111	113	66	58	59	64	1195
Großforschungseinrichtungen	16	20	24	20	21	24	26	22	24	30	45	55	85	68	78	78	83	64	783
Windenergie	32	42	31	16	9	10	12	18	16	13	22	18	26	32	38	39	43	39	456
Technologien für südliche Klimabedingungen	51	59	62	58	53	44	31	31	36	32	34	42	36	34	26	24	24	18	695
Solarthermie	26	30	25	18	15	9	10	11	13	15	15	17	17	16	17	20	36	36	346
übrige Aktivitäten zu erneuerbaren Energien	19	19	22	14	15	13	3	5	3	1	14	17	17	21	15	17	5	5	224
biologische Energiegewinnung und Nutzung										1	9	16	25	6	5				62
Biomasse (BML-Aufwendungen)	2	2	4	6	8	9	4	3	3	3	2	3	3	7	3	3	5	8	78
Energiespeicher	7	4	11	14	9	14	13	14	5	11	11	9	6	5	4	4	2	3	144
Gesamt	165	188	245	200	189	175	157	164	171	189	244	281	326	302	252	243	257	237	3985

100-Mio.-DM-Programm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Seit 1994 werden durch das BMWi Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Privathaushalten, Industrie- und Gewerbeunternehmen sowie der Landwirtschaft im Rahmen eines Marktanreizprogrammes durch Investitionszuschüsse gefördert. Öffentliche Einrichtungen sind prinzipiell auch förderberechtigt, werden jedoch nur im Rahmen der Errichtung von PV-Anlagen in Schulen berücksichtigt. Ziel dieses Programmes ist eine Steigerung der Nachfrage von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Senkung von Produktions- und Installationskosten und Initialisierung einer Serienfertigung. Insgesamt beläuft sich das vorgesehene Fördervolumen für den Zeitraum 1994 - 1998 auf 105 Mio. DM. Im ersten Jahr des Programms waren neben Solarkollektoren Windenergie- und Wasserkraftanlagen sowie die Reaktivierung geothermischer Heizzentralen Gegenstand der Förderung /FhG-ISI 1997/. In der von Juli bis Ende 1996 gültigen Fassung der Förderrichtlinien wurden zusätzlich Photovoltaik-, Biomasse- und Biogasanlagen sowie Wärmepumpen in die Liste förderungsfähiger Vorhaben aufgenommen. Geothermieanlagen sind dagegen seit Januar 1995 nicht mehr Gegenstand der Förderung. Einen Überblick über die gezahlten Zuschüsse und die Investitionsvolumina der geförderten Vorhaben BMWi-Förderung für den Zeitraum von 1995 bis 1997, aufgegliedert nach Technologie und Förderjahr gibt **Tabelle 1.21**. Für das Jahr 1998 wurden vom BMWi bislang Zuschüsse in Höhe von 19.195 Tsd. DM ausgezahlt (Stand: Februar 1999) /BMWi 1999b/. Diese Angabe wird sich aufgrund der noch nicht vollständig abgewickelten Förderanträge für das Jahr 1998 noch erhöhen. Wegen vorgenommener Haushaltskürzungen kann das ursprünglich vorgesehene Fördervolumen von 105 Mio. DM voraussichtlich dennoch nicht erreicht werden.

Tabelle 1.21: Gezahlte Zuschüsse zur Förderung der erneuerbaren Energien im Rahmen des 100-Mio.-DM-Programms des BMWi (Daten: /BWi 1998b/)

	Förderung [Tsd. DM]			
	1995	1996	1997	Summe
Solarkollektoranlagen	8.016	7.115	2.000	17.131
Wärmepumpen	305	2.984	4.649	7.938
Wasserkraftanlagen	1.322	2.440	453	4.215
Windenergieanlagen	3.100	1.350	300	4.750
Photovoltaikanlagen	1.464	9.606	1.156	12.226
Biomasseanlagen	2.477	7.142	1.999	11.618
Biogasanlagen	819	6.364	210	7.393
Gesamt	17.503	37.001	10.767	65.271

Tabelle 1.22: Investitionsvolumina der geförderten Vorhaben im Rahmen des 100-Mio.-DM-Programms des BMWi (Daten: /BWi 1998b/)

	Investitionsvolumina [Tsd. DM]			
	1995	1996	1997	Summe
Solarkollektoranlagen	50.673	45.870	12.610	109.153
Wärmepumpen	1.527	15.609	31.096	48.232
Wasserkraftanlagen	5.833	12.348	3.212	21.393
Windenergieanlagen	39.811	17.562	3.860	61.233
Photovoltaikanlagen	3.425	20.175	4.024	27.624
Biomasseanlagen	6.207	16.718	8.786	31.711
Biogasanlagen	1.746	11.761	1.070	14.577
Gesamt	109.222	140.043	64.658	313.923

Neben den Förderprogrammen des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie bzw. Bundesministeriums für Wirtschaft können auf Bundesebene über verschiedene Programme zinsgünstige Finanzhilfen beantragt werden:

ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm

Im Rahmen des ERP-Umwelt- und Energiesparprogrammes können zinsgünstige Darlehen für Maßnahmen zur Energieeinsparung mit Laufzeiten zwischen 10 und 20 Jahren zur Verfügung gestellt werden. Antragsberechtigt sind Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft (mit einem Jahresumsatz i. d. R. bis zu 500 Mio. DM), Freiberufler sowie Public Private Partnerships. Maximal können 50 % der Investitionssumme finanziert werden, die maximal zur Verfügung gestellten Höchstbeträge liegen bei 1 (alte Bundesländer) bzw. 2 Mio. DM. Die Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des ERP-Umwelt- und Energiesparprogramms zeigt **Tabelle 1.23**.

DtA-Umweltprogramm

Das Umweltprogramm der Deutschen Ausgleichsbank (DtA) richtet sich vor allem an kleine und mittlere Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Freiberufler, kommunale Wirtschaftsunternehmen, Gemeinden, Gemeindeverbände und andere öffentlich rechtliche Körperschaften oder Anstalten in besonderen Fälle und bietet die Möglichkeit, Kredite für die Investition in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien in Anspruch zu nehmen. Die Kreditlaufzeiten liegen zwischen 10 bzw. 20 Jahren, die tilgungsfreie Zeitspanne liegt zwischen 2 bzw. 3 Jahren. Bei Privathaushalten gilt derzeit eine Laufzeit von bis zu 6 Jahren mit einem Freijahr. Der Förderungshöchstbetrag beträgt i. d. R. 10 Mio. DM.

Tabelle 1.23: Kreditzusagen zur Förderung erneuerbarer Energien durch die DtA-Bank im Rahmen des ERP-Umwelt- und Energiesparprogramms [Mio. DM] (Daten: DtA)

ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Summe
Wasser	7,5	9,9	17,1	24,3	40,0	21,3	46,7	55,7	222,5
Wind	35,6	56,7	66,2	213,9	439,0	417,5	538,3	720,0	2.487,2
Sonne	0,4	0,2	1,2	0,3	3,7	0	1,5	3,2	10,5
Biomasse	1,4	5,5	3,9	73,2	39,5	34,4	32,8	14,5	205,2
Sonstiges	2,9	4,2	3,7	0,1	10,2	0,3	1,3	1,8	24,5
Summe	47,8	76,5	92,1	311,8	532,4	473,5	620,6	795,2	2.949,9
DtA-Umweltprogramm									
Wasser	0,9	2,1	6,8	10,1	19,8	6,7	10,7	25,7	82,8
Wind	5,3	20,1	35,9	89,5	172,3	168,7	209,0	290,8	991,6
Sonne	0,1	0	0	0	0,8	0	23,5	51,7	76,1
Biomasse	0,1	2,7	1,2	7,3	20,3	13,2	11,3	4,4	60,5
Sonstiges	1,1	0,8	0,2	0	0,1	0,1	2,8	9,5	14,6
Summe	7,5	25,7	44,1	106,9	213,3	188,7	257,3	382,1	1225,6
Gesamtsumme	55,3	102,2	136,2	418,7	745,7	662,2	877,9	1.177,3	4175,5
Investitionen	114,5	195,2	254,4	682,6	1.133,8	1.005,2	1.353,0	1.798,0	6536,7

DtA-Umweltschutz-Bürgschaftsprogramm

Das DtA-Umweltschutz-Bürgschaftsprogramm richtet sich an kleine und mittlere Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, die innovative, umweltfreundliche Produkte und Technologien anbieten. Bei dem DtA-Umweltdarlehen handelt es sich um einen Kredit mit 80 %-iger Haftungsfreistellung, wobei die DtA sowie das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) die Haftung übernehmen. Förderfähig sind Investitionen, Anlauf- und Markteinführungskosten. Der Förderungshöchstbetrag liegt bei 1 Mio. DM, die Kreditlaufzeit beträgt 12 Jahre bei bis zu 3 tilgungsfreien Jahren.

KfW-Umweltprogramm für Unternehmen

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bietet verschiedene Darlehensprogramme im Umweltbereich an. Im Rahmen des KfW-Umweltprogrammes für Unternehmen können u. a. in- und ausländische Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Freiberufler und Unternehmen, an denen die öffentliche Hand beteiligt ist, bei einer Laufzeit von 10 bis 20 Jahren Darlehen

in Höhe von i. d. R. max. 10 Mio. DM für Projekte, die zu einer wesentlichen Verbesserung der Umweltsituation beitragen, beantragen. Die Kreditzusagen betragen im Jahr 1997 insgesamt 1,2 Mrd. DM⁴.

KfW-Infrastrukturprogramm

Mit dem KfW-Infrastrukturprogramm werden alle kommunalen Infrastrukturmaßnahmen mitfinanziert, die der Aufgabenerfüllung von Gebietskörperschaften dienen. Dies können beispielsweise Investitionen in Maßnahmen zur Energieeinsparung, zur Umstellung auf umweltfreundliche Energieträger oder zur Sanierung bestehender Fernwärmenetze sein. Die Kreditzusagen beliefen sich im Jahr 1997 auf insgesamt 3,0 Mrd. DM.

KfW-Programm zur CO₂-Minderung

Im Rahmen des KfW-Programms zur CO₂-Minderung wird die Installation von Wärmepumpen, solarthermischen Anlagen, Biomasse- und Biogas-Anlagen, Photovoltaik-Anlagen und geothermischen Anlagen von Privatpersonen, Wohnungsunternehmern oder Körperschaften und Anstalten des öffentlichen Rechts gefördert. Die Kreditzusagen betragen im Jahr 1997 insgesamt 0,9 Mrd. DM.

KfW-Mittelstandsprogramm für Unternehmen

Zusätzlich zu den genannten Programmen können im Rahmen des KfW-Mittelstandsprogrammes Kredite für langfristige Investitionen in Deutschland bis max. 10 Mio. DM bewilligt werden. Die Kreditlaufzeit liegt zwischen 10 und 20 Jahren bei 2 bzw. 3 tilgungsfreien Anfangsjahren. Gefördert werden mittelständische Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft sowie freiberuflich Tätige.

1.4.2. Förderprogramme der Länder

Neben den Programmen auf Bundesebene gibt es auch auf Länderebene verschiedenste Förderprogramme, die auf eine Marktinitialisierung im Bereich der regenerativen Energien abzielen. Neben der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien werden mit einigen Programmen nachhaltige Effekte insbesondere im Bereich des rationellen Energieeinsatzes sowie der Modernisierung von Wohnungen angestrebt. Teilweise können bzw. konnten Förderprogramme der Länder bis zu einem maximalen Prozentsatz mit anderen Fördermaßnahmen kumuliert werden.

Bei der Vergabe der Zuwendungen ist zu unterscheiden, ob diese als Zuschuß oder in Form von zinsgünstigen Krediten vergeben werden. Bei der Zuschußfinanzierung ist zwischen der Festbetrags- sowie der Anteilsfinanzierung zu differenzieren. Zum Teil besteht für die Antragsteller auch die Möglichkeit, die Zuwendung wahlweise als Zuschuß oder Darlehen zu nutzen.

Eine Gesamtaufstellung der Aufwendungen für erneuerbare Energien aus Förderprogrammen der Bundesländer für den Zeitraum von 1991 bis 1997 ist in **Tabelle 1.24** dargestellt. Insgesamt ist dabei eine deutliche Zunahme der Fördergesamtsomme zu beobachten, die im Jahr 1995 mit etwa 289 Mio. DM den bisherigen Höchststand erreicht. Im bundesweiten Vergleich besitzt das Land Nordrhein-Westfalen bei gleichzeitig größtem Gesamtfördervolumen von rd. 600 Mio. DM (1991-1997) auch die höchste einwohnerbezogene Förderquote mit

⁴ Das KfW-Umweltprogramm, das KfW-Infrastrukturprogramm sowie das KfW-Programm zur CO₂-Minderung sind Eigenmittelprogramme der KfW; nähere Angaben zur wirksamen Fördersumme sind nicht erhältlich.

33 DM/Kopf, knapp gefolgt von Brandenburg und dem Saarland (Tabelle 1.26). Von den Flächenländern liegt Baden-Württemberg mit 9,9 DM/Kopf am Ende, geringfügig höhere Werte haben Rheinland-Pfalz und Niedersachsen. Auch die Stadtstaaten weisen niedrige Pro-Kopf-Werte auf.

Tabelle 1.24: Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien in den Bundesländern nach Förderbereichen [Mio. DM] (Daten: /BMWi 1998b/)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1991-1997
Windenergie	24,9	31,0	72,7	89,5	77,2	50,0	55,5	400,7
Wasserkraft	7,3	11,4	16,1	11,4	10,5	7,2	7,4	71,3
Solarthermie	11,2	34,5	44,2	39,9	49,8	61,1	49,1	289,8
Photovoltaik	11,6	22,5	17,5	19,3	17,6	28,5	38,4	155,3
Biomasse/Biogas	5,5	13,7	35,2	34,4	76,0	59,9	74,6	299,3
Wärmepumpen	1,9	5,5	4,7	5,1	4,7	8,2	4,1	34,2
Geothermie	0,9	3,3	4,1	5,4	4,5	7,4	0,3	26,0
Beratung/Schulung	2,9	3,3	2,8	3,2	6,3	8,4	13,2	40,1
Sonstige	66,1	69,5	75,2	75,3	42,4	35,9	44,2	408,6
Gesamt	132,3	194,8	272,6	283,4	288,9	266,5	286,8	1725,3

Tabelle 1.25: Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien durch die Bundesländer [Mio. DM] (Daten: /BMWi 1998c⁵)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1991-1997	Einwohner [Mio.]	Förderung je Einwohner 1991-1997 [DM]
Baden-Württemberg	5,4	13,5	18,9	17,1	21,9	11,7	14,8	103,3	10,4	9,9
Bayern	5,4	15,2	17,3	37,1	66,0	62,0	75,3	278,3	12,0	23,2
Berlin	3,5	3,6	2,8	3,2	5,2	5,4	12,1	35,7	3,5	10,2
Brandenburg	0,0	10,0	11,4	25,7	15,0	18,2	4,8	85,1	2,6	32,7
Bremen	0,3	1,3	1,6	1,2	0,6	0,8	0,9	6,6	0,7	9,4
Hamburg	1,5	1,5	1,3	0,6	1,8	0,6	0,9	8,2	1,7	4,8
Hessen	4,2	13,4	23,5	22,9	22,6	16,1	13,7	116,4	6,0	19,4
Mecklenburg-Vorpommern	4,2	7,2	7,3	6,8	8,3	10,7	k. A.	44,5	1,8	24,7
Niedersachsen	11,7	16,7	31,8	21,2	10,0	2,2	5,4	99,0	7,8	12,7
Nordrhein-Westfalen	71,2	80,5	112,3	88,0	71,6	79,2	101,4	604,0	18,0	33,6
Rheinland-Pfalz	8,2	7,4	2,5	8,3	6,5	8,5	4,8	46,2	4,0	11,6
Saarland	2,6	5,3	4,3	1,0	3,5	7,5	8,0	32,1	1,1	29,2
Sachsen	0,8	7,6	13,2	19,5	23,4	19,6	12,1	96,1	4,6	20,9
Sachsen-Anhalt	0,5	2,3	11,2	16,8	16,7	8,9	17,2	73,5	2,7	27,2
Schleswig-Holstein	12,8	7,6	6,2	6,2	6,6	4,5	4,5	48,8	2,7	18,1
Thüringen	0,1	1,9	7,1	7,8	9,2	10,7	11,1	47,8	2,5	19,1
Gesamt	132,3	194,8	272,6	283,4	288,9	266,5	286,8	1725,3	82,1	21,0

⁵ Die Erfassung der Förderung durch die Länder weist teilweise unterschiedliche Zahlenwerte auf.

In Nordrhein-Westfalen sind im Rahmen des sehr erfolgreichen REN-Programmes seit 1988 mit rd. 600 Mio. DM insgesamt über 25.000 Einzelprojekte gefördert worden. Zusätzlich wurden etwa 160 Mio. DM für projektbegleitende Maßnahmen zur Verfügung gestellt /MWMTV 1998/.

1.4.3. Auswirkungen der Förderprogramme

1.4.3.1. Wasserkraft

Die Förderprogramme des Bundes und der Länder sowie das Stromeinspeisungsgesetz haben im Bereich der Wasserkraftnutzung zu keiner nachhaltigen Marktentwicklung beitragen können. Im Jahr 1997 wurden insgesamt 1.424,6 GWh nach dem StrEG mit 196,9 Mio. DM gegenüber 174,1 Mio. DM für 1.256,9 GWh im Vorjahr vergütet. Auf Bundesebene wurden im Rahmen des BMWi-Programmes zur Förderung erneuerbarer Energien von 1995 bis 1997 insgesamt 98 Wasserkraftvorhaben mit einer Fördersumme von etwa 4,2 Mio. DM gefördert. Das resultierende Gesamtinvestitionsvolumen beläuft sich auf etwa 21,4 Mio. DM. Das Fördermaximum im Bereich der Wasserkraftnutzung durch die Bundesländer entfällt auf das Jahr 1993 mit einer Fördersumme von 16,1 Mio. DM. Vergleicht man die Entwicklung sowie die Absolutbeträge der Förderung z. B. mit der Entwicklung im Bereich der Windenergienutzung, dann zeigt sich, daß auf die Wasserkraftnutzung relativ niedrige Fördersätze entfallen.

Profitieren kann von der Förderung im Wasserkraftbereich vornehmlich die Kleinwasserkraftnutzung (< 1 MW). Im 100 Mio.-DM-Programmes des BMWi ist z. B. eine Leistungsbegrenzung bis maximal 500 kW vorgesehen. An dieser Leistungsobergrenze orientieren sich auch die Förderprogramme einiger Bundesländer bzw. bleiben darunter. Deutlich über der 500 kW-Grenze liegen dagegen die Richtwerte der Förderprogramme in den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Hessen, in denen Leistungsobergrenzen von 1 bzw. 2 MW bestehen. Im Rahmen des baden-württembergischen Programms zur Förderung der Erneuerbaren Energien wurden seit 1989 insgesamt 316 Wasserkraftprojekte mit einem Fördervolumen von rd. 24 Mio. DM gefördert. Durch das nordrhein-westfälische REN-Programm konnten bis Ende 1997 ca. 110 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 13,8 MW gefördert werden. Derzeit stagniert der weitere Ausbau der Wasserkraftnutzung in Nordrhein-Westfalen, 1997 konnte lediglich eine weitere Anlage errichtet werden.

Trotz der prinzipiellen Möglichkeit zur Förderung von Wasserkraftprojekten im Rahmen der existierenden Programme ergeben sich bei der Wasserkraftnutzung aufgrund der wasserrechtlichen und naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen erhebliche Genehmigungsprobleme bzw. Verfahrensverzögerungen ergeben. Auswirkungen der Förderung zeigen sich bei der Wasserkrafttechnik z.B. im Einsatz drehzahlvariabler Generatoren im Rahmen von Pilotprojekten. Des weiteren werden im Zuge geförderter Wasserkraftvorhaben gewässerökologische Aspekte verstärkt berücksichtigt, so daß z.B. bei Fischaufstiegs- und Abstiegs-hilfen Weiter- bzw. Neuentwicklungen zu verzeichnen sind. Insgesamt resultiert aus den Förderprogrammen von Bund und Ländern aufgrund der stabilisierenden Nachfragewirkung auch eine Tendenz zur Preissenkung.

1.4.3.2. Windenergie

Insbesondere bei der Windenergienutzung haben die Förderprogramme von Bund und Ländern sowie das Stromeinspeisungsgesetz in den letzten Jahren in Deutschland einen expansiven Wachstumsschub ausgelöst. Auf der Grundlage dieser ökonomischen Rahmenbedingungen hat in Deutschland eine nachhaltige WEA-Marktentwicklung mit hohen jährlichen Zuwachsraten bei der installierten Leistung eingesetzt und die Entwicklung einer eigenständigen Windindustrie ermöglicht. Im Rahmen der Energieforschungsprogramme des BMBF

wurden während des Zeitraums von 1980-1997 insgesamt Mittel mit einem Volumen von rd. 450 Mio. DM für die Windenergienutzung bereitgestellt (Tabelle 1.20). Davon entfällt ein Großteil der Aufwendungen auf das BMBF-Breitentestprogramm, das zunächst als 100 MW-Wind-Programm im Jahr 1989 vorgestellt und 1991 zum "250 MW-Wind-Programm" erweitert wurde. Ziel dieses Programms ist es, in einem großangelegten Breitentest statistische Erfahrungen über den praktischen Einsatz von Windenergieanlagen in Deutschland zu erheben. Um die Ergebnisse dieses Breitentestes für die technologische Weiterentwicklung der Windenergie nutzen zu können, wurde das "Wissenschaftliche Meß- und Evaluierungsprogramm" (WMEP) aufgelegt. Im Rahmen dieses Programms werden die Betriebsdaten der im Rahmen des Breitentestprogramms geförderten WEA während eines Zeitraumes von 10 Jahren in bezug auf die Energielieferung sowie auftretende Schäden und Reparaturen aufgezeichnet und ausgewertet.

Neben der Vergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz (1997 insgesamt 492,5 Mio. DM für 2.871,8 GWh gegenüber 334,6 Mio. DM für 1.945,2 GWh in 1996) erhalten die Programmteilnehmer über einen Zeitraum von 10 Jahren einen Betriebskostenzuschuß von 0,08 DM/kWh (bei Programmbeginn) bzw. 0,06 DM/kWh (seit 1991) oder einen einmaligen Investitionskostenzuschuß. Die Kumulation mit anderen Fördermitteln - außer mit sonstigen BMBF-Mitteln - bis zu max. 50 % der zuwendungsfähigen Ausgaben war möglich. Auf Ebene der Bundesländer ergab sich derzeit (Stand: 1. Dezember 1998) der in **Tabelle 1.26** dargestellte Programmstand /ISET 1998/. Betrachtet man die regionale Verteilung, so zeigt sich, daß vor allem die Küstenländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie im Bereich des Binnenlandes Nordrhein-Westfalen von dem Programm profitieren konnten. Bei den neuen Bundesländern liegt Mecklenburg mit 70 realisierten Vorhaben bei einer Leistung von rd. 34 MW vor Sachsen mit 29 Vorhaben und einer Leistung von ca. 15 MW.

Tabelle 1.26: Realisierte Vorhaben "250-MW-Wind-Programm" (Stand: 01.12.1998) (Daten: /ISET 1998/)

Bundesland	Realisierte Projekte		
	Vorhabenanzahl	Anlagenanzahl	Nennleistung [kW]
Baden-Württemberg	10	11	2.030
Bayern	22	23	7.141
Berlin	0	0	0
Brandenburg	25	33	11.731
Bremen	7	9	1.900
Hamburg	13	13	3.880
Hessen	18	33	9.555
Mecklenburg-Vorpommern	70	130	33.962
Niedersachsen	325	440	99.419
Nordrhein-Westfalen	240	252	30.574
Rheinland-Pfalz	53	68	13.877
Saarland	6	9	3.575
Sachsen	29	51	15.445
Sachsen-Anhalt	25	37	9.925
Schleswig-Holstein	247	429	111.318
Thüringen	18	22	7.832
Gesamt	1.108	1.560	362.164

Im Rahmen des 100-Mio.-DM-Programmes des BMWi wurden in den Jahren 1995 - 1997 für die Windenergienutzung Aufwendungen in Höhe von rd. 4,8 Mio. DM bereitgestellt. Durch diese Aufwendungen konnten Investitionen mit einem Gesamtvolumen von rd. 61 Mio. DM angestoßen werden.

Neben den Bundesprogrammen wird die Windenergienutzung auch auf Ebene der Bundesländer durch Demonstrations- und Breitenprogramm gefördert. Während des Zeitraums von 1991 - 1997 betrug das Fördervolumen insgesamt 401 Mio. DM. Damit rangiert die Windenergienutzung vor der Biomasse-/Biogas- und Solarthermienutzung. Das höchste Fördervolumen weist mit rd. 90 Mio. DM das Jahr 1994 auf /BMW 1998b/.

Unter den Förderprogrammen hat neben den Programmen der Bundesländer insbesondere das BMBF-Breitentestprogramm in den ersten Förderjahren (1990 – 1993), in denen zwischen 50 und 90 % der jährlich errichteten Anlagen durch das Programm gefördert wurden, dazu beigetragen, daß die WEA-Hersteller entsprechende Produktionskapazitäten aufbauen und technologische Fortschritte erzielen konnten. Die detaillierte Störfallstatistik liefert z.B. wichtige Informationen im Hinblick auf technologische Optimierungs- und Weiterentwicklungspotentiale. In Kombination mit der Gewährung der Förderung als Betriebskostenzuschuß, der das Interesse des Betreibers an einem möglichst optimalen Anlagenbetrieb unterstützt, dürfte die Störfallstatistik zu der hohen zeitlichen Verfügbarkeit der Anlagen geführt haben.

1.4.3.3. Photovoltaik

Der Markt für Photovoltaik-Anlagen weist momentan keine eigenständige Entwicklung auf und befindet sich fast vollständig in Abhängigkeit von Förderprogrammen. Vom Stromspeisungsgesetz sind wegen der hohen Stromgestehungskosten für photovoltaisch erzeugten Strom jedoch keine nennenswerten Impulse auf den PV-Markt ausgegangen. Im Jahr 1997 wurden 7,6 GWh Strom aus PV-Anlagen mit 1,3 Mio. DM vergütet, im Vorjahr lag die Vergütung bei insgesamt 0,8 Mio. DM für 4,5 GWh Solarstrom. Das BMBF hat im Rahmen der Energieforschungsprogramme in den Jahren 1980 bis 1997 eine Fördersumme von über 1 Mrd. DM für die Photovoltaik bereitgestellt (Tabelle 1.20). Dadurch konnte in erster Linie eine erhebliche Ausdehnung der Anwendungsgebiete der Photovoltaik von Spezialeinsatzgebieten in der Raumfahrt auf ein breites Spektrum terrestrischer Anwendungen in Zusammenhang mit einer deutlichen Kostenreduzierung erreicht werden.

Für eine erste Markteinführung von Photovoltaikanlagen sorgte im Jahr 1991 die Einführung des Bund-Länder-1.000-Dächer-Photovoltaik-Programms vom BMBF, in dessen Rahmen bis 1995 in Deutschland insgesamt 2.250 netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einer Durchschnittsgröße von etwa 2,6 kW_p auf den Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern installiert wurden. Ziele des Programms waren u. a. die Sammlung von Betriebserfahrungen, die Analyse der technischen Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten sowie die Evaluation von Lösungen zur Einbindung von PV-Anlagen in die Wohngebäudedachflächen /FhG-ISE 1998/. Das Programm führte im wesentlichen zu einer technischen Weiterentwicklung der Anlagensysteme, insbesondere bei der Wechselrichtertechnologie. Darüber hinaus haben sich eine überzeugende baulich-architektonische Einbindung der PV-Anlagen sowie die Sicherstellung eines fehlerfreien Betriebs der Anlagen als wichtig für die Akzeptanz der Technik erwiesen /BMBF 1997/.

Vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMW) sind im Rahmen des 100-Mio.-DM-Programmes in den Jahren 1995 bis 1997 über 12 Mio. DM in die Förderung von Photovoltaikanlagen geflossen. Die Photovoltaik stellt damit neben der Solarthermie einen Förderschwerpunkt des Programms dar. Mit dem Förderbetrag konnten nach BMW-Angaben Gesamtinvestitionen von über 23 Mio. DM angestoßen werden. Die Förderquote ist im Jahr 1995 mit 42,7 % und mit 48,8 % im Jahr 1996 im Vergleich zu den anderen Tech-

nologien mit einer durchschnittlichen Gesamtförderquote von etwa 20 % relativ hoch /FhG-ISI 1997/.

Von den Bundesländern ist für Demonstrations- und Breitenprogramme zur Förderung der Photovoltaik in den Jahren 1991 bis 1997 insgesamt ein Fördervolumen 155,3 Mio. DM zur Verfügung gestellt worden (Tabelle 1.25).

Insgesamt haben die Programme des Bundes und der Länder auch zu einer Intensivierung der Fortbildungsaktivitäten beigetragen, in denen vor allem für jüngere Architekten und Installateure Anreize zur Qualifizierung sowie zur Erschließung zusätzlicher Einkommensquellen gesehen werden /FhG-ISI 1997/.

Neben der Förderung durch Bund und Länder können als Gründe für die seit 1996 zu beobachtende Zunahme der installierten PV-Leistung im wesentlichen die in über 30 Kommunen eingeführte kostendeckende Vergütung (kV), die Errichtung von PV-Anlagen mit finanzieller Unterstützung der von einigen Energieversorgungsunternehmen angebotenen Umwelttarife sowie die Realisierung von Großprojekten angeführt werden. Als Beispiele für Großprojekte seien hier die in Gelsenkirchen, München oder Stuttgart errichteten Anlagen genannt, in die ebenfalls erhebliche öffentliche Mittel geflossen sind.

1.4.3.4. Bioenergie

Seit 1994 muß neben Strom aus land- und forstwirtschaftlichen Energieträgern auch Strom aus der Verwertung von Rest- und Abfallstoffen der gewerblichen Holzwirtschaft nach dem StrEG vergütet werden. Ferner wurde im Rahmen der Novellierung der Vergütungssatz für Strom aus Biomasse von 75 % auf 80 % angehoben. Insgesamt sind 1996 515 GWh 1997 Strom eingespeist worden, die mit 67,3 Mio. DM vergütet wurden, während im Jahr 1997 81,7 Mio. DM für 632,3 GWh aufgewendet werden mußten.

Im Rahmen des 100-Mio.-DM-Markteinführungsprogramms für Anlagen zur Nutzung von Biomasse wurden 1995 etwa 2,5 Mio. DM und 1996 ca. 7,1 Mio. DM zur Verfügung gestellt. Damit sind Investitionen in Höhe von über 22,3 Mio. DM angestoßen worden. Für Biogasanlagen sind 1995 etwa 0,8 Mio. DM und 1996 ca. 6,3 Mio. DM aufgewendet worden. Die damit angestoßenen Investitionen belaufen sich auf einen Betrag von 13,5 Mio. DM. Die Förderprogramme haben in den letzten Jahren insbesondere für Biogasanlagen eine Steigerung des inländischen Marktvolumens auf insgesamt jedoch mangels Masse sehr niedrigem Niveau bewirkt (1994 keine, 1995 8 und 1996 47 geförderte Biogasanlagen). Im Bereich der Biomasseanlagen ist eine Steigerung von etwa 10 % erreicht worden. Nach einer Umfrage unter Multiplikatoren (Fachverbände, Experten, Berater, Handel, etc.) für das BMWi-Förderprogramm hat das Programm in Verbindung mit der Verschärfung des Bundesimmissionsschutzgesetzes zu einem Nachfrageschub geführt, von dem neben den deutschen Herstellern, die ihre Kapazitäten erst langsam anpassen konnten, auch ausländische Hersteller, vor allem aus Dänemark (Strohfeuerungen) und Österreich (Holzfeuerungen), profitiert haben /FhG-ISI 1997/.

Zusätzlich ist vom Bundeslandwirtschaftsministerium (BML) in den Jahren 1980 bis 1997 insgesamt ein Förderbetrag von 77,5 Mio. DM aufgewendet worden /BMBF 1997/, während die Bundesländer zur Förderung der Biomassenutzung in den Jahren 1991 bis 1997 einen Betrag von 299,3 Mio. DM bereitgestellt haben. Hier ist insbesondere Bayern hervorzugeben, das allein seit 1991 ca. 160 Mio. DM für die Förderung der Biomasse aufgewandt hat. Bis zum Jahr 2000 sollen 5 % des bayrischen Primärenergiebedarfs durch Biomasse gedeckt werden /Justinger 1998/.

1.4.3.5. Solarthermie

Im Rahmen der Energieforschungsprogramme des BMBF sind seit 1980 etwa 345 Mio. DM zur Förderung solarthermischer Anlagen aufgewendet worden. Bestandteil des BMBF-Förderprogramms ist das im Jahr 1993 ausgeschriebene Forschungs- und Demonstrationsprogramm "Solarthermie 2000", das in folgende Teilprogramme gegliedert wird:

- Teilprogramm 1: Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen
- Teilprogramm 2: Solarthermische Demonstrationsanlagen in öffentlichen Gebäuden (Großanlagen ab 100 m²)
- Teilprogramm 3: Solare Nahwärme innerhalb lokaler Wärmenetze

Ziel des Programms mit dem Schwerpunkt der Brauchwassererwärmung sind die Weiterentwicklung der solarthermischen Großanlagentechnik, die Steigerung der Akzeptanz in der Bevölkerung und die Verbesserung der Konkurrenzfähigkeit gegenüber der konventionellen Technik. Im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung sind zwischen 1978 und 1983 insgesamt 113 Kollektoranlagen an Bundesgebäuden installiert worden, die im 1997 abgeschlossenen Teilprogramm 1 untersucht worden sind. Von diesen Anlagen wurden 27 (24 %) wegen gravierender Systemdefekte abgeschaltet oder demonstriert /Peuser 1998/. Die hochgerechnete durchschnittliche Lebensdauer dieser installierten Anlagen der ersten Generation wird mit etwa 20 Jahren angegeben.

Im Teilprogramm 2 werden etwa 100 Großanlagen ab einer Kollektorfläche von 100 m² an öffentlichen Gebäuden vorwiegend in den neuen Bundesländern errichtet. Zur Jahresmitte 1998 befanden sich 10 Anlagen mit einer Kollektorfläche von ca. 1850 m² im Meßprogramm und 3 im Probebetrieb (814 m²). Weitere 18 Kollektoranlagen mit einer Fläche von ca. 5.000 m² waren im Bau, in der Ausschreibung oder in der Bewilligung /ZfS 1998/.

Im Rahmen des Teilprogramms 3 werden nach der Erprobung an kleineren Pilotanlagen Großanlagen in Friedrichshafen (Betrieb seit Herbst 1996), Hamburg (Betrieb seit Herbst 1996), Neckarsulm (Betrieb seit Oktober 1997), Chemnitz (Errichtung des ersten Teils der Kollektoranlagen 1998) und Stuttgart (Teilprogramm 2 zugeordnet, betriebsbereit 1998) gebaut /Peuser 1998/.

Vom BMWi sind im Rahmen des 100-Mio.-DM-Markteinführungsprogramms in den Jahren 1995 bis 1997 Solarkollektoren mit einem Volumen von über 17 Mio. DM gefördert worden. Insgesamt wurden im gleichen Zeitraum über 9.000 Anlagen mit einer Kollektorfläche von rund 73.000 m² gefördert. Im Gegensatz zu den anderen regenerativen Energietechnologien, bei denen die Wirkung des Bundesförderprogramms vor dem allgemeinen Trend nur schwer feststellbar sind, konnte das 100-Mio.-DM auf dem Solarthermiemarkt eine deutliche Steigerung des inländischen Marktvolumens bewirken, die sich u. a. auf dem Arbeitsplatzmarkt in einer Zunahme der Anzahl kleiner Firmen äußerte /FhG-ISI 1997/.

Die Länder haben darüber hinaus in den Jahren 1991 bis 1997 einen Betrag von fast 290 Mio. DM zur Förderung von Kollektoren bereitgestellt. Insgesamt sind nach IWR-Umfragen unter den für die Förderung zuständigen Stellen bei Bund und Ländern zwischen 1990 und 1997 über 100.000 Anlagen mit einer Kollektorfläche von 740.000 m² gefördert worden. Davon entfallen auf den Bund insgesamt rd. 11.500 Anlagen mit einer Kollektorfläche von ca. 90.000 m² /Allnoch 1998a/. Ebenso wie im Photovoltaik-Bereich haben auch in der Solarthermiebranche die Förderprogramme des Bundes und der Länder insgesamt zu einer Intensivierung der Fortbildungsaktivitäten geführt /FhG-ISI 1997/.

1.4.3.6. Geothermie

Bei den geförderten Anlagen im Bereich der Geothermie handelt es sich in erster Linie um Demo- bzw. Sanierungsprojekte. Fördermittel sind auch in die Forschungsarbeit geflossen.

Im Rahmen des BMWi-Programmes wurden Geothermieanlagen nur in der ersten Programmversion gefördert. Ab 1995 wurde die Geothermieförderung aus dem Programm herausgenommen. Auch auf der Ebene der Bundesländer weist die Geothermienutzung im Vergleich zu den anderen Energietechnologien nur niedrige Förderquoten auf. Für den Zeitraum 1991-1997 ergibt sich mit einem Fördervolumen von 26 Mio. DM die geringste Förderung durch die Bundesländer. 1994 war die Geothermie lediglich in den Bundesländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern Bestandteil des Breitenprogramms /FhG-ISI 1997/. Bedingt durch die bislang geringe Anzahl geförderter Anlagen auf dem Geothermie-sektor konnten bislang noch keine nachhaltigen Effekte im Hinblick auf eine Standardisierung und Kostenoptimierung geothermischer Ausrüstungskomponenten erreicht werden. Gleichwohl hat die Förderung der Geothermischen Heizzentrale in Neustadt-Glewe dazu geführt, die Erfahrungen im Umgang mit Thermalwässern auszubauen, so daß bei weiteren Folgeanlagen gewisse Kostenoptimierungen vorgenommen werden könnten.

Im Rahmen der Abgrenzung dieser Untersuchung bleibt der Beitrag oberflächennaher Wärmepumpensysteme unberücksichtigt. In dieser Sparte wurden auf Länderebene im Vergleichszeitraum von 1991 – 1997 Fördermittel in Höhe von rd. 34 Mio. DM bereitgestellt. In Kombination mit verschiedenen Förderprogrammen von Energieversorgungsunternehmen sowie durch das Marktanreizprogramm des BMWi konnten in diesem Marktsegment in den vergangenen Jahren deutliche Zuwächse verzeichnet werden.

1.5. Beschreibung des derzeitigen Technologiestandes

1.5.1. Wasserkraftanlagen

Unter technischen Gesichtspunkten können Wasserkraftanlagen sowie deren Komponenten im wesentlichen als ausgereift betrachtet werden. Die Wirkungs- und Nutzungsgrade, die technische Verfügbarkeit sowie die technische Lebensdauer der Anlagen sind sehr hoch, so daß Optimierungen bzw. technologische Weiterentwicklungen nur noch in geringem Umfang zu erwarten sind. In Abhängigkeit von der Fallhöhe und dem Durchfluß können Wasserkraftanlagen in Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckkraftwerke untergliedert werden. Zusätzlich kann auch eine Unterteilung nach der Leistung vorgenommen werden. Üblicherweise werden Anlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW als Kleinwasserkraftanlagen bezeichnet.

Bei **Niederdruckanlagen** wird dem Wasser eines Flusses ohne vorherige Speicherung Energie entzogen. Die typische Form für Niederdruckanlagen sind Laufwasserkraftwerke. Die Stromerzeugung hängt von der Wasserführung des Flusses ab, wobei i.d.R. aufgrund der Niederschlagsverteilung im Sommerhalbjahr mehr Strom als in den Wintermonaten produziert wird. Typische Turbinentypen bei Niederdruckanlagen sind Propeller-, Kaplan-, Rohr-, Straflo- und Durchströmturbinen. Der Einsatz von Francis-Turbinen ist eher selten. Mehrere Laufwasserkraftwerke können direkt hintereinander errichtet auch als Kraftwerkskette betrieben werden. Laufwasserkraftwerke werden überwiegend als Flußkraftwerke konzipiert und direkt in den Flußlauf gebaut. Eine Sonderform der Flußkraftwerke sind Ausleitungskraftwerke, die dadurch gekennzeichnet sind, daß dem Fluß ein Teil des Wassers über eine Wehranlage entnommen und dem außerhalb des Flußbetts errichteten Kraftwerksgebäude über einen Kanal zugeführt wird. Innerhalb des eigentlichen Flußlaufes verbleibt nur das

Mindestwasser, in Hochwasserphasen zusätzlich die über den Ausbaudurchfluß hinausgehende Wassermenge. Nach der energetischen Nutzung wird das Wasser wieder in den Fluß zurückgeleitet. Die für Ausleitungskraftwerke typische Bauweise kann auch bei Mittel- und Hochdruckanlagen eingesetzt werden.

Die Übergänge von den Niederdruck- zu den **Mitteldruckanlagen** bzw. den Mitteldruck- zu den Hochdruckanlagen sind fließend. Von Mitteldruckanlagen spricht man nach /Giesecke, Mosonyi 1997/ bei mittleren Fallhöhen zwischen 15-50 m. Mitteldruckanlagen werden i.d.R. an niedrigeren Talsperren als Speicherkraftwerk oder an höheren Wehren als Laufwasserkraftwerk konzipiert. Das Wasser wird den Turbinen aus dem Speicher über Druckrohrleitungen oder Stollen zugeführt. Je nach Auslegung des Kraftwerkes ist zwischen vorrangig der Stromerzeugung dienenden Einzweckkraftwerken und Mehrzweckanlagen zu unterscheiden, denen neben der Energieversorgung auch andere Aufgaben wie die der Trinkwasserversorgung, des Hochwasserschutzes oder der Freizeit und Erholung zukommen.

Hochdruckanlagen weisen Fallhöhen von 50 m und mehr auf /Giesecke, Mosonyi 1997/. Typische Standorte von Hochdruckanlagen sind die Mittel- und Hochgebirgsregionen. Die Wassererfassung erfolgt i.d.R. in Speicherbecken. Mit zunehmender Fallhöhe kann der Speicher bei gleicher Anlagenleistung entsprechend kleiner dimensioniert werden. Über Druckrohrleitungen wird das Wasser aus den Speicherseen dem Kraftwerk nachfrageabhängig zur Stromproduktion zugeleitet /Kaltschmitt, Wiese 1997/. Zu den Hochdruckanlagen gehören auch Pumpspeicherkraftwerke, die über ein Ober- und ein Unterbecken verfügen. In das Oberbecken kann ein natürlicher Zufluß münden, dem i.d.R. jedoch nur eine additive Funktion zukommt. Die Hauptmenge des Wassers wird aus dem tiefergelegenen Unterbecken in Schwachlastzeiten hochgepumpt und zu Bedarfsspitzen über Turbinen wieder zur Stromerzeugung genutzt. Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluß werden nicht als regenerative Energieerzeugungsanlagen betrachtet.

1.5.2. Windenergieanlagen

Seit der Initialisierung des Windenergiemarktes konnte die Anlagentechnologie von entwicklungsstechnischen Fortschritten profitieren, die sich äußerlich vor allem in der zunehmenden Anlagengröße zeigen. Während die durchschnittlich installierte Leistung pro WEA zu Beginn der 90er Jahre in den Küstengebieten noch bei etwa 190 kW bzw. im Binnenland bei rd. 90 kW lag, spiegeln die 97er-Zahlenwerte von etwa 670 kW in Küsten- bzw. gut 605 kW in Binnenlandgebieten bereits deutlich die zunehmende Aufstellung von Anlagen der 1 - 1,5 MW-Klasse wider (Abbildung 1.8). Anlagen aus der MW-Klasse stehen vor der Serienreife und ein Ende der Entwicklung zu größeren Anlagen ist derzeit nicht in Sicht /Allnoch 1998a/. Windkonverter mit Leistungen zwischen 2 und 4 MW sind derzeit in der Planung. Mit Anlagen dieser Leistungsklasse sowie Kenntnissen und Erfahrungen in der Offshore-Technologie könnten sich in Europa bei Windgeschwindigkeiten zwischen 7 und 9 m/s in 50 m Höhe über dem Meeresspiegel bei Vollastbenutzungsstunden von 3000 – 4000 Stunden auch energiewirtschaftlich interessante Optionen bieten /Allnoch 1998a/.

Der am Markt dominierende Anlagentyp ist die dreiflügelige Horizontalachsen-Windenergieanlage. Andere Konstruktionsformen, wie beispielsweise der Einflügler Monopter oder der Darrieus-Typ, ein Vertikalachsenkonverter, konnten sich am Markt bis heute nicht durchsetzen. Das Spektrum der am Markt vertretenen Anlagentypen und Leistungsklassen ist zwar vielfältig, derzeit marktgängig sind allerdings moderne Konverter der 500 kW bis 1,5 MW-Klasse mit Rotordurchmessern zwischen 40 und 70 m. Die gängigen Nabenhöhen liegen momentan zwischen 60 – 75 m ü. Gr.

Zur Leistungsbegrenzung der Anlagen bei höheren Windgeschwindigkeiten werden zwei unterschiedliche Grundkonzepte eingesetzt. Bei Anlagen mit Stallregelung erfolgt die Lei-

stungsbegrenzung durch einen kontrollierten Strömungsabriß am starr installierten Rotorblatt. Ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit kommt es infolge "steilerer" Anströmung des Profils zum Strömungsabriß, der Auftrieb wird begrenzt und die Rotordrehzahl steigt nicht mehr an. Bei einer pitchgeregelten Anlage kann die Leistungsaufnahme des Rotors durch eine variable Rotorblattwinkelverstellung geregelt werden. Insbesondere Großwindanlagen aus der MW-Klasse werden zunehmend auch mit einer aktiven Stallregelung ausgerüstet. Ähnlich wie bei pitchgeregelten Anlagen besteht auch hier die Möglichkeit der Blattwinkelverstellung. Im Unterschied zur Pitchregelung wird der Anstellwinkel der Rotorblätter bei Erreichen der Nennleistung erhöht, um einen stärkeren Strömungsabriß zu erzeugen. Gegenüber einer herkömmlichen Stallregelung bietet die aktive Variante die Möglichkeit einer idealeren Leistungsabgabe der Anlage.

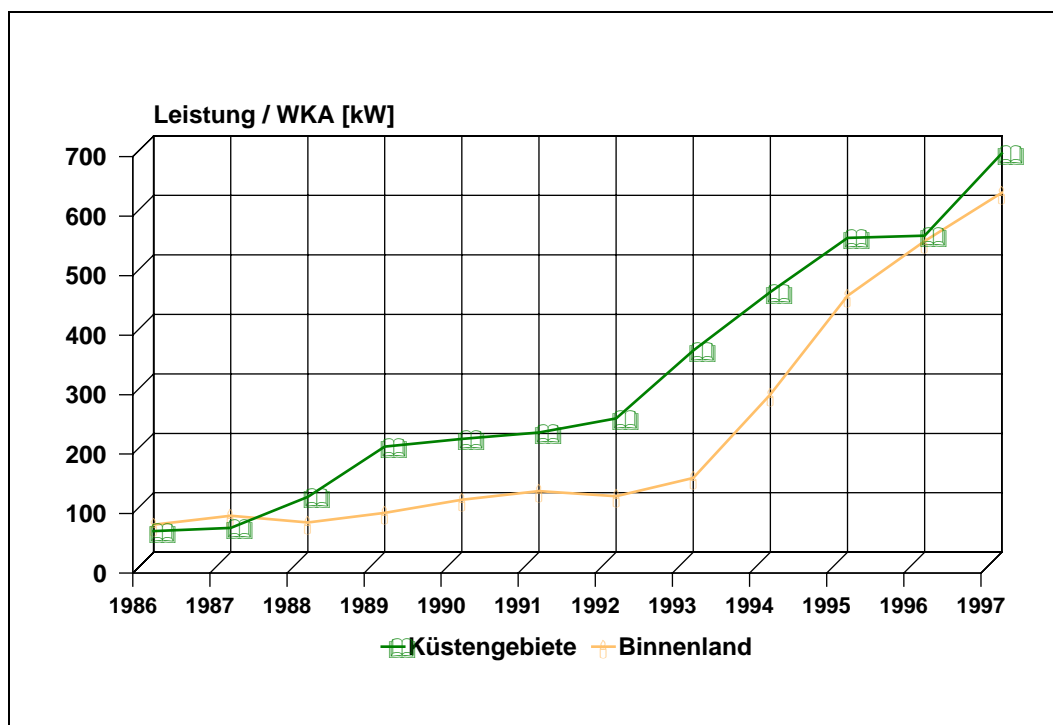


Abbildung 1.7: Die Entwicklung der jährlich im Durchschnitt installierten Leistung / WEA in Deutschland (Quelle: /Allnoch 1998b/)

Bei den Generatorkonzepten werden auf dem deutschen WEA-Markt bei den marktgängigen Anlagen der 500 kW bis 1,5 MW-Klasse vor allem drehzahlgestufte bzw. drehzahlvariable Konzepte mit polumschaltbaren bzw. doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren angeboten. Derartige Konzepte bieten den Vorteil einer optimaleren Anpassung der Generatordrehzahl an die Windgeschwindigkeit.

Bei den polumschaltbaren Maschinen werden i.d.R. zwei feste Drehzahlen gewählt. Bei geringeren Windgeschwindigkeiten wird die Maschine im Teillastbereich mit der niedrigeren Drehzahl gefahren. Zum Teil werden die Konverter bei drehzahlgestuften Konzepten auch mit zwei Generatoren ausgestattet, wobei der kleinere Generator im Teillastbereich eingesetzt wird, während der zweite Generator bei höheren Windgeschwindigkeiten aufgeschaltet wird.

Da beim drehzahlvariablen Betrieb von Windenergieanlagen Wechselstrom mit veränderlicher Frequenz erzeugt wird, muß der Strom vor der Netzeinspeisung über einen nachgeschalteten Frequenzumrichter auf die erforderliche Netzfrequenz gebracht werden. Die Rea-

lisierung dieser Generatorkonzepte ist daher an den Einsatz von vergleichsweise aufwendiger Umrichtertechnik gebunden. Gegenüber drehzahlgestuften Systemen ist bei Anlagen mit drehzahlvariablen Generatoren neben einer Verringerung der dynamischen Belastung eine weitere Optimierung in der Betriebsführung des Rotors möglich. Beim doppeltgespeisten Asynchrongenerator handelt es sich um ein drehzahlvariables Konzept, das erstmalig beim GROWIAN realisiert wurde. Dabei wird die Schlupfleistung des Asynchrongenerators über einen Umrichter in das Netz eingespeist sowie umgekehrt der Läufer vom Netz aus gespeist, so daß sowohl ein übersynchroner wie auch ein untersynchroner Generatorbetrieb möglich ist /Hau 1996/. Weit verbreitet ist ein weiteres drehzahlvariables Konzept, bei dem ein Ringgenerator ohne Getriebe direkt über den Rotor angetrieben wird.

Bei der großtechnischen Nutzung der Windenergie ist zwischen Onshore-Nutzung und der Offshore-Nutzung zu unterscheiden. Während bei der Onshore-Nutzung durch eine Vielzahl von Projekten bereits umfangreiche Betriebserfahrungen gesammelt werden konnten und die technologische Entwicklung bereits sehr weit fortgeschritten ist, besteht bei der Offshore-Nutzung derzeit noch eingehender Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Bisherige Erfahrungen mit der Offshore-Technik haben gezeigt, daß die Summe aus Erfahrungen mit Windenergie- und Meerestechnik nicht ausreichend ist um optimale technische Lösungen zu bieten und vielmehr eine eigenständige Entwicklung der Offshore-Technologie erforderlich erscheint /Kühn 1998a, IWE 1998/. Derzeit werden Offshore-Projekte vor allem in Dänemark, den Niederlanden und Großbritannien vorbereitet bzw. durchgeführt.

1.5.3. Photovoltaik

Die Anwendungsgebiete, in denen photovoltaische Systeme heute eingesetzt werden, lassen sich grob in vier Kategorien einteilen:

- Konsumer- (z. B. Kleingeräte) und Freizeitbereich (z. B. Caravanbereich, Bootsausrüstung)
- Netzgekoppelte Anlagen
- Industrielle Anwendungen (z. B. Satelliten, Signaleinrichtungen, militärische Nutzung)
- Netzferne ländliche Anwendungen (z. B. Solar Home Systems, Wasserpumpen)

Die in diesen Bereichen eingesetzten Solarzellentypen werden im folgenden beschrieben.

Siebdrucksolarzellen

Die wichtigsten heutigen industriell gefertigten Solarzellen sind die sog. Siebdrucksolarzellen (c-Si) aus mono- und multikristallinem Silizium, die zusammen einen Weltmarktanteil von über 80 % ausmachen. Davon entfallen etwa 50 % auf monokristalline und 30 % auf multikristalline Zellen. Die Herstellung von Siebdrucksolarzellen ist heute Stand der Technik. Die Garantiezeiten verschiedener Hersteller reichen bis zu 25 Jahren. Die Wirkungsgrade von seriengefertigten Solarzellen liegen derzeit bei etwa 13-15 % für mono- und 12-14 % für multikristalline Zellen. Deutlich höhere Wirkungsgrade lassen sich mit hocheffizienten Silizium-Solarzellen (high efficiency) erreichen, die teilweise bereits in einigen Industriepilotproduktionen hergestellt werden. Als Beispiele hierfür sind die an der Universität New South Wales in Australien entwickelte sog. PERL-Zelle (Wirkungsgrad 24 %), die LBSF-Zelle des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (Wirkungsgrad 23,3 %) und die Punktkontakt-Solarzelle von Swanson (Wirkungsgrad 22,7 %) zu nennen. Weitere kristalline Zellen lassen sich durch Abscheidung eines siliziumhaltigen Gases auf eine Unterlage aus beispielsweise Keramik oder Graphit herstellen. Diese sogenannten Filmzellen befinden sich heute im Laborstadium.

In Deutschland wird die in Gelsenkirchen entstehende Zellenfabrik voraussichtlich ab Herbst 1999 multikristalline Solarzellen mit einer Jahreskapazität von zunächst 10 MW produzieren. In der Endausbaustufe soll die Jahresproduktion auf insgesamt 25 MW erhöht werden. In Alzenau ist 1998 eine weitere Produktionslinie von kristallinen Solarzellen mit einer Jahreskapazität von 13 MW in Betrieb gegangen.

Dünnschicht-Zellen

Die sog. Dünnschicht-Zellen besitzen heute einen Marktanteil von fast 20 %. Diese aus amorphem, mit Wasserstoff angereichertem Silizium (a-Si:H) hergestellten Zellen werden vor allem in Kleingeräten eingesetzt. Die Wirkungsgrade für amorphe Zellen liegen bei etwa 7-8 %. Die Vorzüge der Dünnschichttechnologie bestehen vor allem in der Materialersparnis und in der Möglichkeit, als Trägermaterial Glas oder Metallfolien einzusetzen und Flächen in der Größe eines Moduls zu beschichten. Das geschätzte Kostenreduktionspotential dieser Zellen könnte etwa 30-50 % gegenüber kristallinen Zellen betragen. Weitere Dünnschicht-Zellen lassen sich unter Verwendung direkter Halbleiter anstelle des Siliziums herstellen. Dazu gehören etwa die Solarzellen aus Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupferindiumdiselenid (sog. CIS-Zelle).

In Marbach (Baden-Württemberg) ist eine CIS-Zellen-Fabrik geplant, deren Pilotfertigung mit einer Jahreskapazität von 1,2 MW voraussichtlich im Jahr 1999 in Betrieb gehen soll. Eine weitere Dünnschichtzellen-Fabrik mit einer Jahresproduktion von 10 MW soll ebenfalls im Jahr 1999 am Standort Rudisleben, Thüringen, in Betrieb gehen.

Andere Solarzellentypen

Weitere Beispiele für Solarzellen, die sich momentan in Pilotproduktion befinden, sind Zellen aus Galliumarsenid (GaAs) oder die farbstoffsensibilisierte Solarzelle (Graetzel-Zelle).

Tabelle 1.27 gibt einen Überblick über die Entwicklungsstadien und Wirkungsgrade verschiedener Solarzellentypen.

Tabelle 1.27: Entwicklungsstadium und Wirkungsgrade verschiedener Zellentypen (Daten: /Wettling 1997/)

Typ	Entwicklungsstadium	Wirkungsgrad
c-Si (Siebdruck)	Industriefertigung	bis 15 %
c-Si (high efficiency)	Industriepilotproduktion	bis 24 %
c-Si (Film)	Industriepilotproduktion	auf kleiner Fläche (< 1 cm ²) bis 11 %
a-Si:H	Industriefertigung	bis 8 % (auf kleiner Fläche bis 13,5 %)
GaAs	Industriepilotproduktion	bis 25,1 % (Materialkombinationen > 30 %)
CIS	Industriepilotproduktion	auf kleiner Fläche bis 17,7 %
CdTe	Industriepilotproduktion	auf kleiner Fläche über 16 %
Grätzel-Zelle	Laborstadium	auf kleiner Fläche bis 10,9 %

1.5.4. Bioenergie

Die energetischen Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse sind vielfältig. Als Rohstoffe stehen in erster Linie Industrierestholz und Altholz, Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der Landschaftspflege (Waldrestholz, tierische Reststoffe, Heu, etc.), Energiepflanzen (z. B. Einjahreskulturen wie Getreide, Zuckerrüben oder Raps, Mehrjahreskulturen wie

schnellwachsende Hölzer oder Miscanthus sinensis) oder tierische und organische Rückstände (z. B. Gülle) zur Verfügung.

Bevor Biomasse als Brennstoff genutzt werden kann, wird sie durch Umwandlungstechniken verarbeitet. Dazu stehen in erster Linie folgende Verfahren zur Verfügung /Kaltschmitt, Reinhardt 1997/:

- mechanische Verfahren (z. B. Verdichtung, Zerkleinerung)
- physikalisch-chemische Verfahren (z. B. Pressung von Raps- oder Sonnenblumensaat, Umesterung)
- thermochemische Verfahren (z. B. Verflüssigung, Vergasung, Verkohlung)
- biochemische Verfahren (z. B. aerober und anaerober Abbau, alkoholische Gärung)

Durch die Umwandlungsverfahren werden feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe gewonnen. Als feste Brennstoffe können beispielsweise Scheitholz, Häckselgut, Hackschnitzel, Ballen, Briketts, Pellets oder Sägemehl genutzt werden. Flüssige Brennstoffe sind beispielsweise Öl, Ethanol oder Methylester, der als Kraftstoff eingesetzt werden kann. Zur Verbrennung können gasförmige Brennstoffe, wie z. B. Biogas, verwendet werden. Entsprechend vielfältig sind die Anlagen und Techniken zur Nutzung der entstandenen Brennstoffe.

Im Bereich der traditionellen Verfahren der Biomasseverbrennung ist heute bereits ein hohes technisches Niveau erreicht. Die Verbrennung von fester Biomasse ist auch im großen Leistungsbereich Stand der Technik /Kaltschmitt 1997/. Vor allem für die Nutzung von Holz und holzartigen Brennstoffen werden heute marktreife Anlagensysteme unterschiedlicher Leistung angeboten. Die wichtigsten Anwendungskonzepte stellen neben den handbeschickten Einzelfeuerstätten die automatisch beschickten Zentralheizungen, Heizwerke, Heizkraftwerke sowie Zufeuerung in Kohlekraftwerken dar /Kaltschmitt, Reinhardt 1997/.

Zentralheizungen zur Brauch- und Heizungswassererwärmung, in denen vorwiegend Unterschub- und Vorofenfeuerungen verwendet werden, stehen heute technisch anwendungsreif zur Verfügung. Als Brennstoffe für Zentralheizungen eignen sich vor allem Holzhackschnitzel sowie die zunehmend eingesetzten Holzpellets.

Dezentrale Heizwerke kommen häufig in Nahwärmenetzen oder zur Versorgung von Gewerbebetrieben in Leistungsbereichen bis 10 MW_{th} zum Einsatz. Als Feuerungsmethoden werden vorwiegend Vorschubrostfeuerungen für Holzbrennstoffe und Zigarrenbrenner für halmgutartige Brennstoffe verwendet. Biogene Brennstoffe werden häufig zur Deckung der Grundlast eingesetzt, während die Spitzenlast durch fossil befeuerte Kessel abgedeckt wird /Kaltschmitt, Reinhardt 1997/.

Die meist wärmegeführten Heizkraftwerke werden überwiegend im Rahmen von Energieversorgungskonzepten mit konstant hohen Wärmeverbräuchen eingesetzt, der Stromüberschuß wird in das Netz eingespeist. Rostfeuerungen (z. B. Wanderrostfeuerungen für Halm- und Häckselgut) und Wirbelschichtfeuerungen für Holzhackschnitzel stellen die bevorzugten Feuerungsmethoden dar.

Die Verbrennung von Biomasse in herkömmlichen Kohlekraftwerken ist unter geringen Änderungen der technischen Ausstattung prinzipiell möglich und wird derzeit untersucht. Als Feuerungsmethoden eignen sich besonders die Wirbelschicht- und die Staubfeuerung.

Eine effiziente Möglichkeit der gemeinsamen Wärme- und Stromerzeugung stellt die **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** dar. Sie zeichnet sich gegenüber der getrennten Gewinnung von Wärme und Strom durch eine deutlich bessere Brennstoffausnutzung und das damit einher-

gehende CO₂-Einsparungspotential aus. Im Rahmen der KWK kann Biomasse mittels Verbrennungs- oder Vergasungsverfahren eingesetzt werden. Bei den bereits heute gebräuchlichen Verbrennungsverfahren wird mit Hilfe der Feuerungswärme Hochdruckdampf erzeugt, der zur Stromerzeugung in einer Turbine verwendet wird (Dampfturbinenprozeß). Aufgrund höherer spezifischer Investitionskosten und sinkender Wirkungsgrade im kleineren Leistungsbereich werden diese Anlagen erst ab einer elektrischen Leistung von etwa 2-3 MW eingesetzt /Althaus, Hölder 1998/. Im Kleinleistungsbereich eignen sich die seriengefertigten und technisch ausgereiften Dampfkolbenmotoren mit allerdings geringen Stromwirkungsgraden.

Bei den Vergasungsverfahren werden Festbett- (z. B. Gleichstrom- oder Gegenstromvergaser) und Wirbelschichtvergaser unterschieden. Während das in Gleichstromvergäsern erzeugte Gas weniger Teerprodukte beinhaltet, liegen die Vorteile des Gegenstromvergäserters in der besseren Verwendbarkeit hinsichtlich unterschiedlicher Biomassearten. Festbettvergaser sind für Brennstoffleistungen bis etwa 1 MW geeignet, Wirbelschichtvergaser werden dagegen erst ab etwa 5-10 MW Brennstoffleistung eingesetzt /Hartmann, Strehler 1995/, /Althaus, Hölder 1998/. Während die Holzvergasung in Festbett- und Wirbelschichtvergäsern Stand der Technik ist, gestaltet sich die Vergasung von halmgutartigen Biomassen (Stroh, etc.) aufgrund von Schlackenbildungen und wegen der Empfindlichkeit von Gasturbinen gegenüber den im Halmgut vorhandenen erhöhten Chlor- und Alkalienanteilen erheblich schwieriger. Die Verwertung des Gases kann für hohe Leistungsbereiche in Gas- und Dampf(GuD)turbinenprozessen oder in den für den Kleinleistungsbereich interessanteren Gasmotoren erfolgen. Bei der motorischen Gasnutzung stellen die auftretenden Gasverunreinigungen, vor allem durch Teerverbindungen, ein Problem dar. Verfahren der Pyrolyse und Hydrierung von Biomasse besitzen in Deutschland derzeit keine Bedeutung.

Die Vergärung von flüssiger Biomasse in **Biogasanlagen** und die Nutzung des Brenngases in Blockheizkraftwerken (BHKW) sind derzeit ebenfalls Stand der Technik. Werden in einer Biogasanlage neben Flüssigmist auch organische Abfälle vergoren, so spricht man von Kofermentation. Hierdurch wird in vielen Fällen die Gasausbeute gesteigert. Außerdem kann durch Entgelte für die Abfallentsorgung die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessert werden.

1.5.5. Solarthermie

Die heute marktüblichen Solarkollektoranlagen lassen sich in vier hauptsächliche Anwendungsgebiete unterteilen:

- Solarkollektoren zur Brauchwassererwärmung
- Kombinationsanlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung
- Solarabsorber zur Schwimmbadbeheizung
- Solarkollektoren für industrielle Prozesse (Prozeßwärme)

In der Kollektortechnik zur Brauchwassererwärmung wird im Gegensatz zu Einkreissystemen ohne Trennung von Solar- und Brauchwasserkreislauf in den heute gängigen Zweikreissystemen ein frostsicherer Wärmeträger eingesetzt, der die Wärme über einen Wärmetauscher an das Brauchwassersystem weitergibt. Die Umwälzung des Solarkreislaufs erfolgt entweder über eine elektrische Pumpe oder über einen im Aufbau einfacheren, sich selbständig regelnden Naturumlauf (sog. Thermosiphonanlagen). Speicherkollektoren, in denen sich der Brauchwasserspeicher unmittelbar im Kollektor befindet, besitzen die einfachste Bauart /Schüle et al. 1997/.

In Kombinationsanlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung tritt neben dem Solar- und Brauchwasserkreislauf ein zusätzlicher Heizungskreislauf auf. In Zwei-

speichersystemen werden zwei getrennte Speicher für Brauchwasser und Heizung (sog. Pufferspeicher) eingesetzt, während in Kombinationsspeichersystemen der Brauchwasserspeicher in den Pufferspeicher integriert wird. Ohne Brauchwasserspeicher kommen dagegen Speichersysteme mit Durchlauferhitzer aus, in denen die Brauchwassererwärmung mit Hilfe eines externen Wärmetauschers erfolgt, der vom Pufferspeicher gespeist wird /Schüle et al. 1997/.

Bei Solarabsorbern zur Schwimmbadbeheizung handelt es sich um Kunststoffmatten, in denen das Schwimmbad- oder Poolwasser direkt von der Sonne erwärmt wird.

Zur Gewinnung von Prozeßwärme für industrielle Tätigkeiten bieten sich ebenfalls Kollektoren an (z. B. Luftkollektoren für Trocknungsprozesse).

Nach der Bauart lassen sich Solarkollektoren in drei Klassen gliedern:

- Flachkollektoren
- Vakuumröhrenkollektoren
- Kunststoffabsorber (zur Schwimmbad-Wassererwärmung)

Bei den einfacheren Flachkollektoren wird der Absorber auf der Rückseite von Dämmmaterial und auf der Vorderseite von einer Glas- oder Kunststoffscheibe eingeschlossen. Bessere Kollektorausbeuten werden bei den teureren Vakuumröhrenkollektoren erreicht, bei denen sich der Absorber in einer luftleeren Glasröhre befindet. Die einfachste Bauart besitzen Solarabsorbermatten aus Kunststoff, die zur Wassererwärmung in Schwimmbädern eingesetzt werden.

Solare Großanlagen

Die sich derzeit noch in der Erprobungsphase befindenden solarunterstützten Nahwärmesysteme werden mit Kurzzeitwärmespeichern (central solar heating plants with diurnal storage, CSHPDS) oder mit saisonalen Langzeitwärmespeichern (central solar heating plants with seasonal storage, CSHPSS), die eine Wärmespeicherung vom Sommer bis in den Winter ermöglichen, angeboten /Kübler, Fisch 1998a/. Nahwärmesysteme mit Kurzzeitwärmespeichern werden auf solare Deckungsanteile von 10 bis 20 % am Bedarf für Heizung und Warmwasser ausgelegt, während Langzeitwärmespeicher einen solaren Deckungsanteil von mehr als 50 % ermöglichen.

Als Langzeitwärmespeicher kommen derzeit unterschiedliche Speicherkonzepte in Frage /Peuser 1998, Pfeil et al. 1998/:

- Beton-Heißwasserspeicher,
- Erdsondenspeicher,
- Aquiferspeicher oder
- künstliche Aquiferspeicher (Kies-Wasserspeicher).

Bei den oberirdischen bzw. teilweise in den Erdboden eingelassenen Betonspeichern handelt es sich um wärmegeämmte und wasserdicht ausgekleidete Heißwasserspeicher, die beispielsweise in den Nahwärmeversorgungen in Hamburg und Friedrichshafen eingesetzt wurden. Der Erdsondenspeicher verwendet das Erdreich als Speichermedium. Die Wärmespeicherung erfolgt in diesem System in Kunststoffsonden, die in Bohrlöchern eingelassen werden. Die Vorteile dieses erstmals 1997 in einer Anlage in Neckarsulm Amorbach II eingesetzten Speichertyps liegen insbesondere im ohne Stahl und Beton auskommenden Baumaterial, im geringeren Erdaushub sowie in der einfachen Erweiterbarkeit /Kübler, Fisch

1998b/. Für ein Projekt in Berlin wurde ein Speicher vom Typ der ebenfalls noch jungen Aquiferspeichertechnik konzipiert, bei der abgeschlossene Grundwasserschichten im Untergrund als Wärmespeicher genutzt werden /Hahne, Schulz 1998/. Bei dem in Chemnitz realisierten künstlichen Aquiferspeicher handelt es sich dagegen um einen 8.000 m³ großen mit Kies und Wasser gefüllten Speicher unterhalb der Geländeoberkante. Ein vom ehemaligen Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) geförderter künstlicher 1.000-m³-Aquiferspeicher in Stuttgart ist bereits seit 1985 in Betrieb /Schirmer, Urbaneck 1998/.

Bezüglich der Kollektoren sind heute sog. *solar roofs* Stand der Technik. Bei diesen in Skandinavien entwickelten Kollektorfeldern handelt es sich um vormontierte Dachmodule inklusive Sparren und Wärmedämmung, die anstelle einer herkömmlichen Dachbedeckung aufgebracht werden /Hahne, Schulz 1998, Pfeil et al. 1998/.

Für die Auslegung des Gesamtsystems werden folgende Richtwerte angegeben (Tabelle 1.28).

Tabelle 1.28: Richtwerte für die Auslegung von solaren Nahwärmeanlagen (Quelle: /Pfeil et al. 1998/)

Anlagentyp	Solare Nahwärme mit Kurzzeit-Wärmespeicher	Solare Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher
Mindestanlagengröße	ab 30 Wohneinheiten	ab 100 Wohneinheiten
Kollektorfläche	0,8 - 1,2 m ² pro Person	1,5 - 2,5 m ² pro MWh Jahresgesamtwärmebedarf
Speichervolumen je m ²	40 - 60 l	1,5 - 3 m ³
Solare Nutzenergie je m ² Kollektorfläche	ca. 450 kWh	ca. 300 kWh
Solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf	bis 25 %	bis 60 %

Bei der Auslegung des Speichervolumens ist die aufgrund des günstigeren Oberflächen-/Volumen-Verhältnisses geringere Auskühlung von großen Speichern mit mehreren Tausend m³ gegenüber kleinen Speichern zu berücksichtigen /Pfeil et al. 1998/.

In Nahwärmesystemen lassen sich ferner vorteilhaft Solaranlagen mit Biomasseheizwerken verbinden. Im Sommer kann in derartigen Systemen die Holzfeuerung ganz abgeschaltet werden, während im Winter der Restbedarf des solaren Nahwärmesystems durch die Biomasse ergänzt wird /Nast, Nitsch 1995/. Die Chancen und Möglichkeiten der Kopplung von Solarwärme und Biomassenutzung werden derzeit noch weiter untersucht.

1.5.6. Geothermische Systeme

Derzeit stehen verschiedene Technologien zur Erdwärmenutzung zur Verfügung. Im Unterschied zu den übrigen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien sind viele der in Betrieb befindlichen "geothermischen" Systeme - abgesehen von den oberflächennahen Wärmepumpenanlagen - derzeit allerdings noch im Stadium von Demonstrations- bzw. Pilotanlagen. Geothermieanlagen unterscheiden sich von den anderen Nutzungsvarianten (Solar, Wind, Wasser) erneuerbarer Energien vor allem dadurch, daß das Energieangebot i.d.R. keine deutlichen Schwankungen im Jahres- bzw. Tagesgang aufweist. Je nach geothermischer Nutzungsform ist der Einsatz der Technologien jedoch nur bei entsprechenden Verhältnissen des geologischen Untergrundes möglich.

1.5.6.1. Hydrothermale Systeme

Der Einsatz hydrothermalen Systeme, bei der die Energie von warmem (40 - 100 °C) bzw. heißem (mehr als 100 °C) Wasser für die Wärmeversorgung genutzt wird, ist an das Vorhandensein hydrothermalen Vorkommen im Untergrund gebunden. In Deutschland sind die entsprechenden Voraussetzungen vor allem im Norddeutschen Becken, im nordalpinen Molassebecken und im Oberrheingraben gegeben.

Über den Untertage teil des Thermalwasserkreislaufes wird dem Aquifer das Thermalwasser entnommen. Üblicherweise umfaßt ein Thermalwasserkreislauf zwei Bohrungen. In einer Förderbohrung wird das Thermalwasser an die Erdoberfläche gepumpt. Nach erfolgter Wärmeabgabe an einen Sekundärkreislauf wird das abgekühlte Thermalwasser über eine Injektionsbohrung wieder in den Untergrund verpreßt (Dublettetenbetrieb). Auf diese Weise kann gewährleistet werden, daß der hydraulische Druck im Aquifer durch die kontinuierliche Wasserentnahme nicht abnimmt, ein "Leerpumpen" des Speichers wird verhindert. Des weiteren kann das Verpressen des ausgekühlten Thermalwassers auch aus Gründen des Umweltschutzes erforderlich sein /vgl. VDI-GET 1998/.

Die Förderung des Thermalwassers und die Weiterleitung erfolgen innerhalb des Übertage teils einer hydrothermalen Anlage. Während der Förderung kommt es zu einer Druckentlastung und Temperaturabsenkung des Thermalwassers. Im übertägigen Thermalwasserkreislauf kann es des weiteren zu einem Sauerstoffeintritt kommen, der zur Bildung von Feststoffen führen kann. Um Verunreinigungen des Reinjektionswassers entgegenzuwirken, muß das System während des Betriebes bzw. auch zu Stillstandszeiten durch Schutzgassysteme unter einem permanenten Überdruck gehalten werden. Damit es bei der Reinjektion des Wassers in das Speichergestein trotz der Präventivmaßnahmen nicht zu einer Blockierung des Aquifers kommt, sind entsprechende Filtrationsverfahren anzuwenden.

Zur Wärmeübertragung an das Heizsystem haben sich Plattenwärmetauscher bewährt. Bevorzugtes Wärmetauschermaterial ist das gegen die hohe Korrosivität der Thermalwässer weitgehend unempfindliche Titan. Zur Vermeidung des Übertritts von Thermalwässern in den Heizkreislauf im Störfall werden die Wärmeübertrager auf der Heiznetzseite mit Überdruck betrieben /VDI-GET 1998/.

Hohe Investitionen bei der Erschließung von hydrothermalen Speichern sowie der Errichtung der entsprechenden technischen Systeme führen dazu, daß geothermische Heizzentralen an große Wärmeversorgungskomplexe gebunden sind. Da geothermische Anlagen sich für den Einsatz im Grundlastbereich eignen, sollten die Anlagen mit hohen Vollastbenutzungsstundenzahlen gefahren werden. Für einen effizienten Betrieb ist es auch erforderlich, daß die Wärmeübertragung direkt von dem Thermalwasser auf das Heiznetz Wasser erfolgt und ein Maximum an Wärmeentzug erfolgt. Zur weiteren Auskühlung des Thermalwassers können Wärmepumpen eingesetzt werden. Eine auf die Maximallast des Heiznetzes ausgelegte Spitzenlast- und Havariekesselanlage dient als Ergänzung der hydrothermalen Anlage.

1.5.6.2. Erdwärmenutzung mit tiefen Erdsonden

Besteht bei einer Tiefbohrung keine Möglichkeit, Thermalwässer aufzuschließen, kann die Wärme des tiefen Untergrundes durch Einbringung einer tiefen Erdwärmesonde genutzt werden. Dazu wird die Bohrung mit einer doppelten Verrohrung ausgestattet. In den zwischen dem äußeren und inneren Rohr gelegenen Ringraum wird ein Wärmeträgermedium eingebracht, daß sich mit zunehmender Tiefe aufgrund des geothermischen Temperaturgradientens erwärmt. Über das als Steigleitung bezeichnete innere Rohr gelangt das erwärmte Wärmeträgermedium (i.d.R. Wasser) wieder an die Oberfläche. Den Abschluß der tiefen Erdwärmesonde bildet ein Bohrungskopf, der die Anschlüsse für Förderung und Injektion des Wärmeträgermediums aufweist.

Die Kopftemperatur bei tiefen Erdwärmesonden liegt i.d.R. unter 40 °C. Aus diesem Grund werden zur energetischen Nutzung Wärmepumpen eingesetzt, die dem Wärmeträgermedium Energie entziehen und diese auf ein Temperaturniveau transformieren, das sich für die Nutzung in einem Nahwärmenetz eignet.

1.5.6.3. Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR-Systeme)

Bei dem Hot-Dry-Rock-Verfahren handelt es sich um eine Technologie, mit der es möglich erscheint, die Wärmeenergie des tiefen Untergrundes durch die Schaffung eines künstlichen Wärmetauschersystems nutzbar zu machen. Haupthindernis für eine Nutzung des Energiepotentials ist die niedrige Durchlässigkeit des Speichergesteines. Mit Hilfe sog. Stimulationsverfahren ist es jedoch möglich, großflächige Rißsysteme im Untergrund zu erzeugen und diese als Wärmetauscher durch Einpressen von kaltem Oberflächenwasser zu nutzen. In bislang durchgeführten HDR-Projekten hat sich gezeigt, daß mit dem in der Erdölindustrie entwickelten Verfahren des Hydraulic-Fracturing (hydraulisches Spalten) die besten Ergebnisse beim Aufbau eines unterirdischen Wärmetauschersystems erzielt werden können.

Die Entwicklung der HDR-Technik zielt prinzipiell darauf ab, thermische und / oder elektrische Energie zu erzeugen. Bei der thermischen Nutzung kann die Wärmeenergie zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen sowie ggf. zur Bereitstellung von Industriedampf eingesetzt werden. Bei ausreichend hohen Temperaturen ist auch eine Einspeisung der Energie in Industriedampfnetze möglich. Die Erzeugung elektrischer Energie kann im Rahmen von Rankine-Prozessen oder durch einen Dampfkreislauf erfolgen, wie er auch in konventionellen Wärmekraftwerken eingesetzt wird /vgl. VDI-GET 1998/.

Ein sehr aussichtsreiches europäisches Gemeinschaftsprojekt wird seit 1987 in Soultz-sous-Forêts im Elsaß, nördlich von Straßburg, durchgeführt. Ziel des Projektes ist der Aufbau einer großräumigen hydraulischen Verbindung zwischen mehreren Bohrungen im Untergrund, die eine Zirkulation von injiziertem Wasser von einer Bohrung zur anderen ermöglicht.

Im Sommer/Herbst des Jahres 1997 konnte in einem 4-monatigen Zirkulationsversuch die Funktionstüchtigkeit des aufgebauten Kluftsystems nachgewiesen werden. Die Zirkulationsraten erreichten Werte von bis zu 25 kg/s. Die Auslauftemperatur des Wassers lag zuletzt bei 142 °C. Die am unterirdischen Wärmetauscher gemessene thermische Leistung wird mit 10 - 11 MW angegeben. An der Oberfläche wurden davon 6 - 8 MW entnommen /Baumgärtner 1998/.

1.5.7. Nahwärmeversorgung

Die Technologiebeschreibung der Nahwärmeversorgung bezieht sich auf die Verteilleitungen und die Hausübergabestationen. Den weitaus größten Anteil am heutigen **Fernwärmeleistungsmarkt** hat das Kunststoffmantelrohr (KMR) mit einem inneren Mediumrohr aus Stahl und einem äußeren Kunststoffmantel zum Schutz der Wärmedämmung vor Feuchtigkeit. Die früher übliche Verlegungsmethode mit Stahlrohren in Betonschächten ist aus Kostengründen nahezu ausgestorben. Im Bereich kleinerer Nennweiten kommen in zunehmendem Maße flexible Rohre zum Einsatz. Diese vereinfachen die Verlegung insbesondere beim Anschluß einzelner Häuser an die meist in der Straße liegenden Verteilleitungen. Günstigere Materialkosten erhofft man sich hier durch den Ersatz der flexiblen Mediumrohre aus metallischem Wellrohr durch ebenfalls biegsame Mediumrohre aus Kunststoff. Allerdings sind Diskussionen um eine mögliche Sauerstoffdiffusion nach innen durch das Kunststoffrohr in das Heizungswasser (Gefahr von Korrosion) oder von Wasserdampfdiffusion nach außen in die Wärmedämmung (Verlust der Isolationswirkung) trotz einiger Untersuchungen mit günstigem Ergebnis noch nicht abgeklungen.

Die **Hausübergabestation** ist die Schnittstelle zwischen dem Wärmenetz, für welches der Netzbetreiber verantwortlich ist, und den Hausanlagen (Heizkörper...), für welche der Gebäudebesitzer zuständig ist. In der Vergangenheit wurde die Hausübergabe häufig von örtlichen Handwerker nach den technischen Regeln des Netzbetreibers (meist ein Stadtwerk) einzeln angefertigt. Deutlich billiger wird es, wenn - wie heute meist üblich - industriell vorgefertigte Kompaktstationen verwendet werden.

Der Anschluß des Verteilnetzes an die Hausanlage kann auf verschiedene Weise erfolgen. In Deutschland wird meist der indirekte Anschluß gewählt. Die Übergabestation enthält dann einen Wärmetauscher, welcher das Heizungswasser im Kreislauf der Hausanlage völlig von dem des Verteilnetzes trennt. Im Normalfall wird mit einem weiteren Wärmetauscher ein konventioneller Brauchwasserspeicher beheizt. Deutlich geringere Kosten verursacht die in Dänemark meist eingesetzte Anschlußart. Hier wird auf den Wärmetauscher für die Heizung verzichtet, so daß das Heizungswasser aus dem Verteilnetz auch in den Heizkörpern zirkuliert. Außerdem wird das Brauchwasser nach dem Prinzip des Durchlauferhitzers in einem ausreichend dimensionierten Wärmetauscher direkt in der Kompaktstation erzeugt. Ein eigener Brauchwasserspeicher kann dann entfallen. Ein weiterer Vorteil dieser Schaltung sind niedrige Rücklauftemperaturen, die sich besonders günstig auswirken, wenn Solarenergie eingesetzt wird. Die kostengünstige Lösung des direkten Anschlusses kann nicht eingesetzt werden, wenn die Gefahr besteht, daß bei einem Anschluß bestehender Gebäude an die Nah/Fernwärme die (alten) Heizkörper den statischen Druck des Netzes nicht mehr aushalten. Interessant sind die in jüngerer Zeit entwickelten Möglichkeiten der Kommunikation zwischen den Übergabestationen und der Heizzentrale über gemeinsam mit den Verteilungen verlegte Signalkabel (Fernwirkleitungen). Von der Heizzentrale aus kann je nach Ausstattung der Hausstation der Durchfluß sowie die Vor- und Rücklauftemperatur in jedem Haus festgestellt und ggf. geregelt werden. Dies erleichtert die Fehlersuche. Ablesung und Jahresabrechnung können vollautomatisch erfolgen. Es besteht sogar die Möglichkeit, die Wärmepreise nach der Höhe der Rücklauftemperatur zu staffeln.

1.6. Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten am Beispiel ausgewählter Referenztechniken

Die Wirtschaftlichkeit von regenerativen Energietechnologien ist von zahlreichen Einflußfaktoren abhängig, so daß auch Aussagen zu Energiegestehungskosten vor dem Hintergrund der jeweils festgelegten Randparameter zu beurteilen sind. Die nachfolgende betriebswirtschaftliche Ermittlung der Energiegestehungskosten für ausgewählte Referenztechniken erfolgt finanzmathematisch auf der Grundlage der Annuitätenmethode, so daß die bei diesem Verfahren implizierte Wiederanlageprämisse zu berücksichtigen ist. Der verwendete Kalkulationszinsfuß, der lediglich den Zins für die Kapitalkosten widerspiegelt, wird auf 6% festgelegt. Neben der Höhe des Kalkulationszinsfußes sind die projektspezifischen Investitionskosten, die angenommenen Nutzungsdauer und die Höhe der standortspezifischen Vollastbenutzungsstundenzahl von erheblicher Bedeutung. Des weiteren ist zu berücksichtigen, daß die Berechnungen ohne Dynamisierungskomponente auf der Grundlage vorliegender Daten aus dem Jahr 1997 erfolgen.

1.6.1. Wasserkraftnutzung

Je nachdem, ob es sich bei dem Projekt um einen Anlagenneubau (**Tabelle 1.29**), eine Reaktivierung (**Tabelle 1.30**) oder eine Modernisierung handelt, ergeben sich bei den Projektkosten erhebliche Schwankungsbreiten. Ein weiterer Faktor, der sich nicht unerheblich auf die Kosten auswirken kann, sind die jeweiligen Standortverhältnisse.

Tabelle 1.29: Wasserkraft: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Anlageneubau, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Kleinstanlagen	Kleinanlagen	Großanlagen
installierte Leistung [kW]	70	300	1.000
Investitionskosten [Mio. DM]	1,2	4,5	10,5
Betriebskosten [Mio. DM/a]	0,01	0,05	0,1
Ertrag [Mio. kWh]	0,32	1,5	5,5
spezifische Kosten [DM/kW]	17.500	15.000	10.500
Vollastbenutzungsstunden [h]	4.500	5.000	5.500
Nutzungsdauer n [a]	30	30	30
Energiegestehungskosten [DM/kWh]	0,329	0,248	0,156

Tabelle 1.30: Wasserkraft: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Anlagenreaktivierung, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Kleinstanlagen	Kleinanlagen	Großanlagen
installierte Leistung [kW]	70	300	1.000
Investitionskosten [Mio. DM]	0,56	1,8	5,0
Betriebskosten [Mio. DM/a]	0,02	0,03	0,06
Vollastbenutzungsstunden [h]	4.500	5.000	5.500
Ertrag [Mio. kWh]	0,32	1,5	5,5
spezifische Kosten [DM/kW]	8.000	6.000	5.000
Nutzungsdauer n [a]	30	30	30
Energiegestehungskosten [DM/kWh]	0,186	0,109	0,076

Größenordnungsmäßig kann bei Anlagen mit Leistungen unter einem MW im Falle eines Anlageneubaus von Gesamtinvestitionen zwischen 9.000 und 23.500 DM/kW sowie ggf. darüber ausgegangen werden. Bei der Wasserkraft sind mit steigender Anlagenleistung sinkende spezifische Kosten zu erwarten. Bei Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von 10 MW können Kosten zwischen 8.000 bis 10.000 DM/kW angesetzt werden.

Für die Reaktivierung von Altanlagen können Kosten von etwa 4.000 bis 10.000 DM/kW veranschlagt werden, wobei bei Kleinwasserkraftanlagen auch teilweise mit höheren Kosten gerechnet werden muß.

1.6.2. Windenergienutzung

Die reinen Anlagekosten für eine 500- bzw. 600-kW-Anlage bewegen sich nach Herstellerangaben derzeit zwischen 800 TDM und 1 Mio. DM. Für Anlagen der 1,5 MW-Klasse müssen derzeit noch Investitionskosten von rd. 3 Mio. DM veranschlagt werden (**Abbildung 1.8**). Nicht berücksichtigt sind dabei die im Einzelfall erheblich variierenden Anschaffungsnebenkosten (Fundament, Netzanbindung, Zuwegung, Geländeerschließung, Transport, Grundstückskosten, etc.), für die größenordnungsmäßig 15 – 40 % der Anlagekosten veranschlagt werden können.

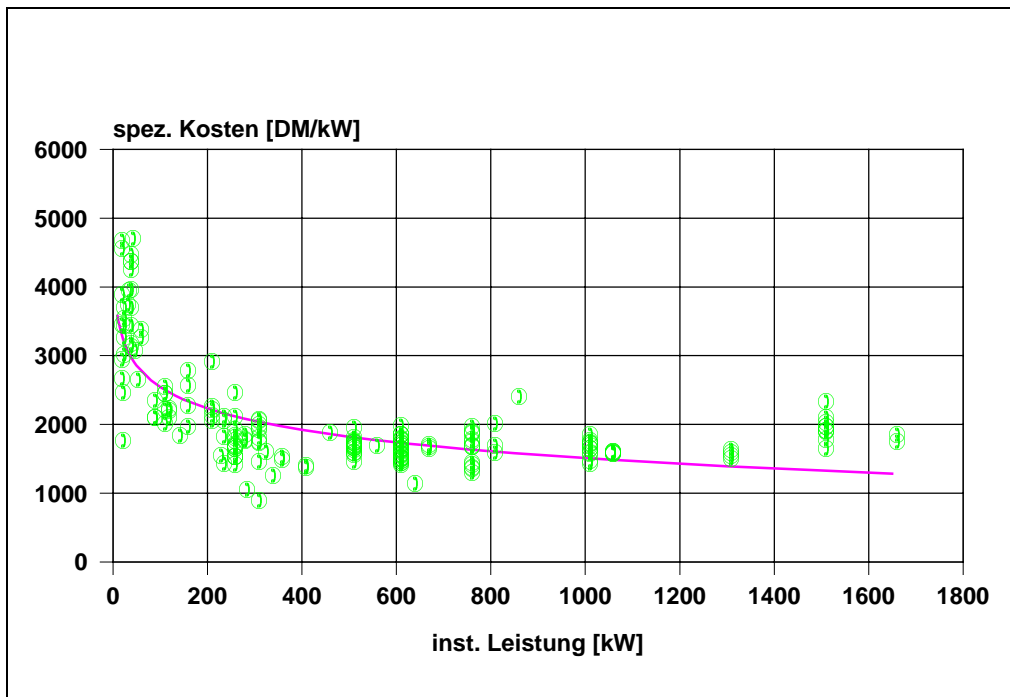


Abbildung 1.8: Die spezifischen Anlagekosten in Abhängigkeit von der WEA-Leistung (Quelle: IWR)

Insbesondere der Trend zu immer größeren Anlagen sowie die Serienproduktion haben dazu geführt, daß die spezifischen Investitionskosten (DM/kW) bislang kontinuierlich gesunken sind. Lediglich bei den Anlagen der Megawattklasse ist das Preis-/Leistungsverhältnis aufgrund der großen Nachfrage sowie Lieferengpässen im Vergleich zu WEA der 500/600 kW-Klasse derzeit noch ungünstiger /Allnoch 1998a/.

Für die Anschaffungsnebenkosten (Fundament, Netzanbindung, Zuwegung, Geländeerschließung, Transport, Kosten für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen, Grundstückskosten, Planungskosten) sind größenordnungsmäßig zwischen 15 bis 40 % der Anlagekosten zu veranschlagen. Wesentliche Einflußfaktoren auf die Höhe der Anschaffungsnebenkosten sind die standörtlichen Rahmenbedingungen sowie das Ausmaß der erforderlichen Netzanbindungsmaßnahmen. Die jährlichen Betriebskosten werden bei den derzeit marktgängigen Konvertern mit etwa 3- 6 % der Investitionskosten angegeben.

Bei der Windenergienutzung im Offshore-Bereich sind erheblich höhere Investitions- und Betriebskosten anzusetzen als bei der Onshore-Nutzung. Aufgrund den Erfahrungen mit bislang realisierten Offshore-Projekten sind spezifische Kosten in einer Größenordnung zwischen 3.000 und 4.350 DM/kW anzusetzen (**Tabelle 1.31**) /Kühn 1998a, IWE 1998/. Die zu erwartenden Kosten bei einer Reihe projektierter Offshore-Windparks liegen mit Kosten in

einem Bereich zwischen 2.300 und 3.750 DM/kW bereits deutlich unter diesen Werten, so daß mit einer steigenden Anzahl von Projektrealisierungen von weiteren Kostensenkungen auszugehen ist /IWE 1998/. In diesen Kosten sind bereits die Aufwendungen für Fundamentierungen sowie die Vorbereitung der Netzanbindung bis zur Küstenlinie enthalten.

Tabelle 1.31: Spezifische Investitionskosten bei realisierten Offshore-Projekten (Daten: /Kühn 1998a, IWE 1998/, 2.000 Vollaststunden)

Projekt	Leistung [kW]	Spez. Kosten [DM/kW]	Inbetriebnahme
Vindeby, Ostsee, Dänemark	11 * 450	4.300	1991
Lely, IJsselmeer, Niederlande	4 * 500	3.400	1994
Tunø Knob, Ostsee, Dänemark	10 * 500	4.350	1995
Bockstigen-Valar, Ostsee, Schweden	5 * 550	3.000	1997

Die **Tabelle 1.32** zeigt die aktuellen Investitions- und Energiegestehungskosten für Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen.

Tabelle 1.32: Investitions- und Energiegestehungskosten bei Onshore- und Offshore-Anlagen

	Onshore (Klein)	Onshore (Groß)	Offshore (Groß)
installierte Leistung [kW]	500	1.500	3.000
Investitionskosten [Mio. DM]	1,2	3,9	10,5
Betriebskosten [DM/a]	48.000	117.000	525.000
Ertrag [Mio. kWh]	1	3	10,5
spezifische Kosten [DM/kW]	2.400	2.600	3.500
Vollastbenutzungsstunden [h]	2.000	2.000	3.500
Nutzungsdauer n [a]	15	15	15
Energiegestehungskosten [DM/kWh]	0,17	0,17	0,15

1.6.3. Photovoltaik

Die durchschnittlichen Preise für netzgekoppelte Kleinanlagensysteme sind seit Anfang der 90er Jahre von etwa 27.000 DM auf ca. 14.000 bis 15.000 DM pro kW_p installierter Leistung gefallen /Allnoch 1998a/. Größere Anlagen (mehrere 10 kW_p) lassen sich heute für 10.000 DM pro kW_p realisieren.

Ein typisches netzgekoppeltes Kleinanlagensystem besitzt derzeit eine Leistung von etwa 2 kW_p. Bei einem durchschnittlichen Jahresenergieertrag zwischen 1.400 und 1.700 kWh lassen sich mit dieser Anlage etwa 50 % des Stromverbrauchs eines Durchschnittshaushaltes bereitstellen. Die Anlagenkosten betragen derzeit durchschnittlich etwa 28.000 DM. Die Energiegestehungskosten liegen bei 1,70 DM/kWh. Für eine Großanlage mit einer Leistung von 50 kW_p kann mit einem Endkundenpreis von etwa 500.000 DM gerechnet werden. Bei

einer durchschnittlichen Jahresstromerzeugung in Höhe von etwa 44.000 kWh ergeben sich Energiegestehungskosten von 1,10 DM/kWh.

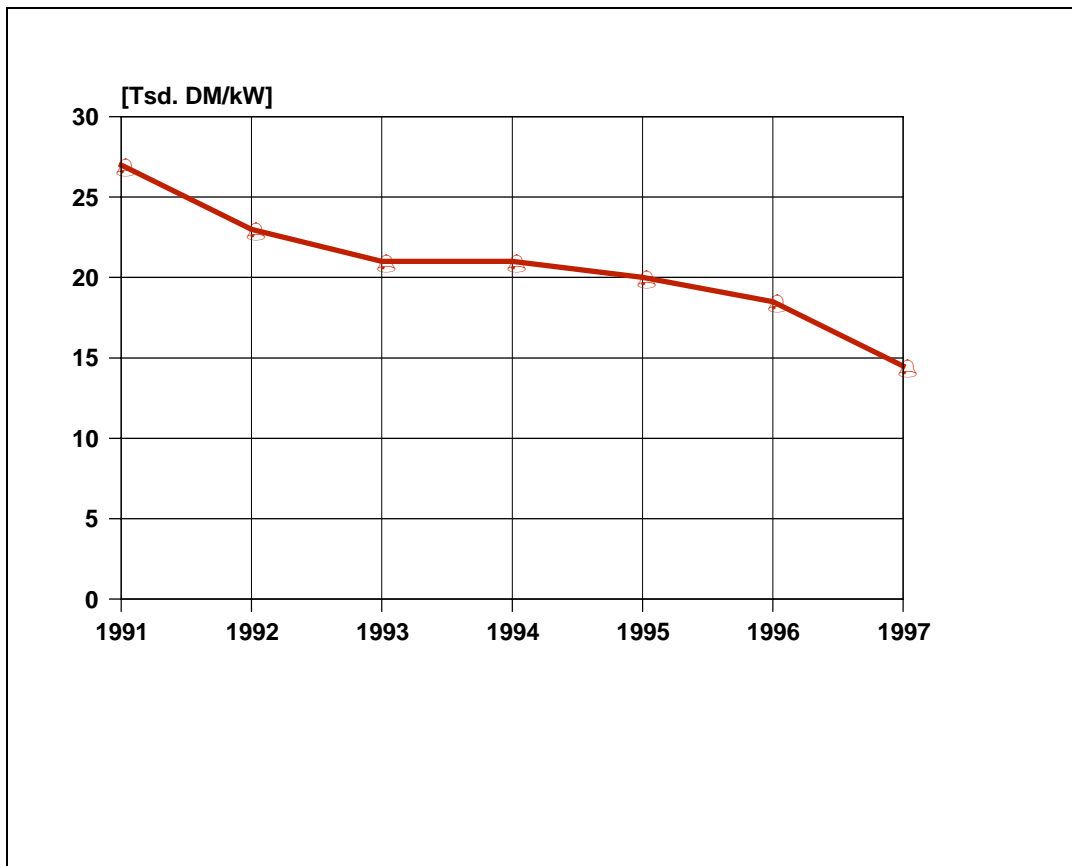


Abbildung 1.9: Kostenentwicklung pro kWp für netzgekoppelte PV-Systemanlagen (bis 10 kW) in Deutschland, Quelle: /Allnoch 1998a/

Tabelle 1.33: Photovoltaik: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten

	Klein	Groß
Installierte Leistung [kW]	2	50
Investitionskosten [DM]	28.000	500.000
Betriebskosten (1%) [DM/a]	280	5.000
Ertrag [kWh]	1.600	44.000
Spezifische Kosten [DM/kW _p]	14.000	10.000
Vollastbenutzungsstunden [h]	800	880
Nutzungsdauer n [a]	20	20
Energiegestehungskosten [DM/kWh]	1,70	1,10

1.6.4. Bioenergie

Im folgenden werden aus der Vielzahl der Nutzungsmöglichkeiten spezielle Referenztechniken im Bereich der Bioenergienutzung ausgewählt. Dazu zählen insbesondere Holzheizkessel, Holzgas-BHKW, Holzheizwerke und Holzheizkraftwerke, Strohheizwerke sowie Biogasanlagen.

Als Referenzanlagen im Bereich der Holzkessel werden ein Stückholzkessel mit einer Feuerungswärmeleistung von 30 kW_{th} und ein Hackschnitzel-Kessel mit einer Feuerungswärmeleistung von 40 kW_{th} definiert. Mit dem Stückholzkessel lassen sich je nach Brennstoffkosten Wärmegestehungskosten zwischen 8,6 und 13,6 DPf/kWh_{th} erreichen, während mit dem Hackschnitzel-Kessel Kosten zwischen 20,3 und 24,7 DPf/kWh_{th} angesetzt werden müssen.

Tabelle 1.34: Holzkessel: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Stückholzkessel	Hackschnitzel-Kessel
Feuerungswärmeleistung [kW _{th}]	30	40
Investitionskosten [DM]	25.000	60.000
Betriebskosten [DM/a]	539	1.260
Brennstoffkosten [DPf/kWh]	0/1,3/3,5	0/1,3/3,5
Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	32	32
Spezifische Kosten [DM/kW _{th}]	833	1.500
Nutzungsdauer n [a]	20	20
Wärmegestehungskosten [DM/kWh _{th}]	0,086/0,105/0,136	0,203/0,219/0,247

Für die in **Tabelle 1.35** angeführten Referenzanlagen für Holzheizwerke mit Feuerungsleistungen von 300 und 10.000 kW_{th} errechnen sich je nach Kosten für den Brennstoff Wärmegestehungskosten zwischen 4,3 und 8,5 DPf/kWh_{th} bei Kleinanlagen und zwischen 1,8 und 5,9 DPf/kWh_{th} bei Großanlagen.

Tabelle 1.35: Holzheizwerk: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (ohne Spitzenlastkessel, 6.000 Vollaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Klein	Groß
Feuerungsleistung [kW _{th}]	300	10.000
Investitionskosten [DM]	330.000	5.500.000
Betriebskosten [DM/a]	30.000	170.000
Stromkosten [DM/a]	7.650	255.000
Brennstoffkosten [DPf/kWh]	0/1,3/3,5	0/1,3/3,5
Brennstoffkosten [DM]	0/23.400/63.000	0/780.000/2.100.000
Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	1.530	51.000
Nutzungsdauer n [a]	20	20
Wärmegestehungskosten [DM/kWh]	0,043/0,059/0,085	0,018/0,033/0,059

Als Referenzanlagen für Strohheizwerke werden eine kleine Anlage mit einer Feuerungsleistung von 1.200 kW_{th} und eine große Anlage mit einer Leistung von 4.000 kW_{th} herangezogen. Die Wärmegestehungskosten in der Kleinanlage liegen je nach Brennstoffkosten zwischen 4,8 und 11,7 DPf/kWh, in der Großanlage zwischen 3,7 und 10,2 DPf/kWh.

Tabelle 1.36: Strohheizwerk: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (6.000 Volllaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Klein	groß
Feuerungsleistung [kW _{th}]	1.200	4.000
Investitionskosten [Mio. DM]	1,8	5,6
Betriebskosten [DM/a]	90.000	170.000
Stromkosten [DM/a]	28.800	102.000
Brennstoffkosten [DPf/kWh]	0/3,0/5,5	0/3,0/5,5
Brennstoffkosten [DM/a]	0/216.000/396.000	0/720.000/1.320.000
Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	5.760	20.400
Nutzungsdauer n [a]	20	20
Wärmegestehungskosten [DM/kWh]	0,048/0,085/0,117	0,037/0,073/0,102

Im Bereich der Holz-Heizkraftwerke werden eine Anlage mit einer Feuerungswärmeleistung von 5.000 kW_{th} und einer Nennleistung von 500 kW_{el} sowie eine größere Anlage mit einer Feuerungswärmeleistung von 20.000 kW_{th} und einer elektrischen Nennleistung von 2.000 kW_{el} herangezogen. Die Wärme- und Stromgestehungskosten sind in **Tabelle 1.37** enthalten.

Tabelle 1.37: Holz-Heizkraftwerk: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (7.000 Volllaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Klein	Groß
Feuerungswärmeleistung [kW _{th}]	5.000	20.000
Nennleistung [kW _{el}]	500	2.000
Investitionskosten [Mio. DM]	7,0	17,0
Betriebskosten [DM/a]	330.000	690.000
Brennstoffkosten [DPf/kWh]	1,3/3,5	1,3/3,5
Brennstoffkosten [DM]	455.000/1.225.000	1.820.000/4.900.000
Stromerzeugung [MWh/a]	3.500	14.000
Wärmeerzeugung [MWh/a]	24.500	105.000
Nutzungsdauer n [a]	15	15
Wärmegestehungskosten mit Stromvergütung von 0,10 DM/kW _{el} [DM/kWh]	0,047/0,079	0,027/0,057
Wärmegestehungskosten mit Stromvergütung von 0,15 DM/kW _{el} [DM/kWh]	0,040/0,071	0,021/0,050
Stromgestehungskosten mit Wärmevergütung von 0,035 DM/kW _{th} [DM/kWh]	0,185/0,405	0,042/0,262
Stromgestehungskosten mit Wärmevergütung von 0,055 DM/kW _{th} [DM/kWh]	0,045/0,265	-0,108/0,112

Die aktuellen Energiegestehungskosten von Holzgas-BHKW mit Gas-Otto-Motoren zeigt **Tabelle 1.38**. Mit einem kleinen System mit einer BHKW-Leistung von 100 kW_{el} und 180 kW_{th} und einem großen System mit einer Leistung von 2.000 kW_{el} und 2.632 kW_{th} können die in Tabelle 1.38 angegebenen Wärmekosten erreicht werden.

Tabelle 1.38: Holzgas-BHKW: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Gas-Otto-Motor, ohne Spitzenlastkessel, 6.000 Vollaststunden, Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Klein	Groß
Nennleistung BHKW [kW_{el} , kW_{th}]	100, 180	2.000, 2.632
Investitionskosten (Vergaser + BHKW) [Mio. DM]	1,074	9,316
Betriebskosten (Vergaser + BHKW) [DM/a]	65.322	564.474
Brennstoffkosten [DPf/kWh]	0/1,3/3,5	0/1,3/3,5
Brennstoffkosten [DM]	0/35.487/95.541	0/586.466/1.578.947
Stromerzeugung [MWh]	600	12.000
Wärmeerzeugung [MWh/a]	1.082	15.789
Nutzungsdauer n [a]	15	15
Wärmegestehungskosten mit Stromvergütung von 0,10 DM/ kW_{el} [DM/kWh]	0,097/0,130/0,186	0,010/0,047/0,110
Wärmegestehungskosten mit Stromvergütung von 0,15 DM/ kW_{el} [DM/kWh]	0,070/0,103/0,158	-0,028/0,009/0,072
Stromgestehungskosten mit Wärmevergütung von 0,035 DM/ kW_{th} [DM/kWh]	0,213/0,272/0,372	0,067/0,116/0,199
Stromgestehungskosten mit Wärmevergütung von 0,055 DM/ kW_{th} [DM/kWh]	0,177/0,236/0,336	0,041/0,090/0,173

Eine typische Biogasanlage im landwirtschaftlichen Bereich besitzt ein Reaktorvolumen von ca. 100 m³, als Großanlage wurde eine Anlage mit einem Faulraumvolumen von 1.200 m³ angenommen. Die unter den angegebenen Randbedingungen errechneten Energiegestehungskosten sind in **Tabelle 1.39** angegeben.

Tabelle 1.39: Biogasanlage: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten (Quelle: DLR/ZSW-Referenzsysteme)

	Klein (BHKW: Gas-Diesel mit Zündstrahl, Biogasanlage: industriell gefertigte Anlage mit guter Gasausbeute, einstufig-mesophil)	groß (BHKW: Gas-Otto, einschl. Spitzenkessel, Biogasanlage: Gemeinschaftsanlage auf der Basis dänischer Demonstrationsprojekte, Beschickung nur Flüssigmist)
Reaktorvolumen [m ³]	100	1.200
BHKW elektrische Leistung [kW_{el}]	24	279
BHKW thermische Leistung [kW_{th}]	48	531
Investitionskosten [DM]	201.000	4.081.000
Betriebskosten [DM/a]	8.605	244.590
Zündölverbrauch [DM]	3.679	-
Stromerzeugung [MWh/a]	114,5	2.274
Wärmeerzeugung [MWh/a]	141,0 (netto)	2.861
Nutzungsdauer n [a]	20	20
Spez. Stromkosten	0,298*	0,225**
Spez. Wärmekosten [DM/kWh]	0,12*	0,167**

* falls 75 % der bereitgestellten Wärme genutzt werden können, 25 % Stromeigennutzung (21 Pf/kWh), Rest Einspeisung (15 Pf/kWh), ** falls 80 % der bereitgestellten Wärme genutzt werden können, 100 % Stromeinspeisung (15 Pf/kWh)

1.6.5. Solarthermie

Das Preisniveau für solarthermische Anlagen ist gegenüber 1994 aufgrund höherer Verkaufszahlen, verstärkter Konkurrenz und verschiedener Solarinitiativen bereits um bis zu 30 % gesunken /Schüle et al. 1997/. Für eine solarthermische Anlage zur Brauchwassererwärmung ist pro Person mit einer Kollektorfläche von etwa 1 bis 1,5 m² zu rechnen, für Kombianlagen zur Heizungsunterstützung muß von einer Kollektorfläche von etwa 10-15 m² für ein Einfamilienhaus ausgegangen werden. Für ein Einfamilienhaus mit 4 Personen muß mit Kosten von 8.000,- bis 15.000,- DM für eine Anlage zur Brauchwassererwärmung gerechnet werden, für eine Anlage zur Heizungsunterstützung dagegen mit etwa 20.000,- bis 25.000,- DM. Der durchschnittliche Systempreis liegt bei etwa 1.800 DM pro m² Kollektorfläche /DFS 1998b/.

Mangold und Hahne geben die in **Tabelle 1.40** angeführten Durchschnittspreise für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung eines 4-Personen-Haushaltes mit einem solaren Deckungsanteil von 50 % an.

Tabelle 1.40: Durchschnittspreise für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung eines 4-Personen-Haushaltes (solarer Deckungsanteil 50 %, Geldwert Januar 1998, Daten: /Mangold, Hahne 1998/)

	1994			1997		
	%	absolut in DM	In DM/m ²	%	absolut in DM	in DM/m ²
Kollektorfeld (5 m ²)	36	4426	885	35	3276	655
Speicher und Wärmeübertrager	26	3197	639	24	2246	449
Solarstation	8	984	197	8	749	150
Sonstiges	9	1107	221	6	562	112
Montage	21	2582	516	27	2527	505
Gesamt	100	12295	2459	100	9360	1872

Für größere Anlagen lassen sich heute spezifische Investitionskosten von etwa 1.100 DM je m² Kollektorfläche erreichen (**Tabelle 1.41**). Die Energiegestehungskosten liegen für Kleinanlagen bei 0,50 DM, für größere Anlagen mit einer Kollektorfläche von 50 m² bei 0,29 DM.

Tabelle 1.41: Solarthermie: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten für kleine und mittelgroße Kollektoranlagen

	Klein	Groß
Kollektorfläche [m ²]	5	50
Investitionskosten [DM]	9.360	53.800
Betriebskosten (1,5 %) [DM/a]	140,40	807
Ertrag [kWh]	1.900	19.000
spezifische Kosten [DM/m ²]	1.872	1.100
spezifischer Ertrag [kWh/m ²]	380	380
Nutzungsdauer n [a]	20	20
Energiegestehungskosten [DM/kWh]	0,50	0,29

Solar Großanlagen

In solaren Nahwärmekonzepten lassen sich die spezifischen Kosten für großflächige Sonnenkollektoren bis 600 DM pro m² installierter Kollektorfläche verringern /Pfeil et al. 1998/. Weitere Kostensenkungen sind durch den Einsatz von solar roofs möglich, die inzwischen zu spezifischen Kosten von ca. 400 bis 500 DM pro m² angeboten werden. Unter Gutschreibung der Kosten für die entfallende herkömmliche Dachbedeckung lassen sich Kosten von 300 bis 350 DM je m² erreichen /Kübler, Fisch 1997/, zit. in /Pfeil et al. 1998/. /Nast, Nitsch 1995/ halten eine Kostenreduktion von 400-600 DM pro m² auf unter 300 DM pro m² für möglich. Insbesondere bei Boden- und Flachdachinstallationen sowie in neuen Wohnsiedlungen besteht im Gegensatz zu bestehenden Wohnsiedlungen ein höherer Kosteneinsparungsgrad.

Die derzeitigen Kosten für saisonale Speicher werden in **Tabelle 1.42** angegeben.

Tabelle 1.42: Baukosten für saisonale Wärmespeicher mit 10.000 m³ Wasseräquivalent (Quelle: /Pfeil et al. 1998/)

Speichertyp	Speicervolumen für 1 m ³ Wasseräquivalent	Baukosten (einschl. Planung (ohne MwSt.) bezogen auf 1 m ³ Wasseräquivalent)
Beton-Heißwasserspeicher	1 m ³	200-230 DM
Kies/Wasser-Wärmespeicher	1,5 m ³	170-190 DM
Erdreich/Wasser-Wärmespeicher	1,3-1,8 m ³	140-180 DM
Erdsonden-Wärmespeicher	4-5 m ³	160-180 DM
Aquifer-Wärmespeicher	2-3 m ³	140-160 DM

Die Kosten der Nahwärmeverteilung werden in Deutschland mit Bandbreiten zwischen 300 und 800 DM/m Trasse für Leitungsdurchmesser DN von 25 mm angegeben. Für Leitungsdurchmesser DN von 80 mm können sich die Kosten im Bereich von 380 DM bis 1.200 DM/m Trasse bewegen, wobei sich die geringeren Werte auf Neubaugebiete beziehen /Nast, Nitsch 1995; Nast 1996/.

1.6.6. Geothermie

Hydrothermale Geothermieranlagen

Die Investitionskosten für hydrothermale Anlagen umfassen im wesentlichen die Kosten für:

- die Bohrung und den Untertage teil des Thermalwasserkreislaufes
- den obertägigen Thermalwasserkreislauf
- die wärmetechnische Ausrüstungen wie Wärmetauscher und Wärmepumpen
- Grundstücke
- Bauwerke
- sowie sonstige technische Ausrüstungen

Mit etwa 50 - 65 % entfällt der Großteil der Kosten auf die Bohrungen. Für die obertägigen Einrichtungen können nach /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/ die in **Tabelle 1.43** dargestellten Schätzwerte angegeben werden.

Je nach Lagerstättentiefe ergeben sich bei mittleren geothermischen Bedingungen (d.h. vertikaler Temperaturgradient von 3 °C/100 m, Förder- und Injektionsvolumenstrom von 100 m³/h, Auskühlung des Thermalwassers auf 20 °C) die in **Tabelle 1.44** dargestellten Investitionskosten. Mit zunehmender Anlagengröße ist dabei eine Kostendegression zu beobachten. Ab einer Anlagenleistung von 8 MW ist bei einer Teufe von ca. 2.800 m mit steigenden Bohrkosten wieder eine Erhöhung der Investitionskosten verbunden. Im Mittel liegen die Anlagenkosten zwischen 4.600 DM/kW und 2.200 DM/kW /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/.

Tabelle 1.43: Kosten für den obertägigen Teil einer hydrothermalen Anlage (Daten: /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/)

Bauteilgruppe	Kosten
Thermalwasserleitung	ca. 600 DM/m
Filter, Slop-Behälter, u.a.	ca. 50 DM/kW
Wärmetauscher	ca. 25 DM/kW
Wärmepumpe (bezogen auf Kühlleistung)	500 - 1.000 DM/kW
Rohrleitungen, Steuerung, Stromversorgung	ca. 100 DM/kW
Gebäude und Grundstücke	ca. 750.000 DM
je weitere Dublette	+ 250.000 DM
Sonstiges + Baunebenkosten	ca. 15 % auf alles

Tabelle 1.44: Investitionskosten für geothermische Heizwerke (Daten: /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/)

Lagerstättentiefe [m]	1.000	1.600	2.200	2.800	3.400	4.000
Temperatur in °C	38	56	75	93	111	129
Geothermische Leistung [MW]	2,0	3,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Investitionen in 1000 DM						
Bohrungen (Doublette)	4.950	6.680	9.010	12.170	16.420	22.170
Thermalwasserkreislauf u.a.	1.130	1.210	1.290	1.370	1.450	1.530
Wärmetechnik	1.190	1.660	1.710	1.760	1.810	1.860
Gebäude und Grundstücke	750	750	750	750	750	750
Sonstiges	1.200	1.290	1.490	1.810	2.250	2.850
Gesamt	9.220	11.590	14.250	17.860	22.680	29.160
Spezifische Kosten DM/kW	4.600	2.900	2.400	2.200	2.300	2.400

Tabelle 1.45: Geothermie: Aktuelle Investitions- und Energiegestehungskosten

	Klein	Groß
Installierte Leistung [kW]	2.000	10.000
Investitionskosten [Mio. DM]	9,2	22,68
Betriebskosten [DM/a]	368.000	680.400
Ertrag [Mio. kWh]	4	20
Spezifische Kosten [DM/kW]	4.600	2.268
Vollastbenutzungsstunden [h]	2.000	2.000
Nutzungsdauer n [a]	15	15
Energiegestehungskosten [DM/kWh]	0,33	0,15

Tiefe Erdwärmesonden

Einflußfaktoren auf die Wärmegegestehungskosten bei tiefen Erdwärmesonden sind die Investitionskosten, die Abnehmerstruktur sowie die damit korrespondierende Temperatur des Heiznetzes. **Tabelle 1.46** gibt einen beispielhaften Überblick über die Investitionskosten einer tiefen Erdwärmesondenanlage. Die Leistung der Anlage liegt bei 3 MW_{th} , die Einbautiefe beträgt 2.800 m. Bei dem Beispiel wird zwischen den Investitionskosten für die Versorgung eines Neubaugebietes sowie für die Bereitstellung von Prozeßwärme unterschieden. Dabei zeigt sich in beiden Realisierungsvarianten, daß ein Großteil der Investitionen für die Bohrung zu veranschlagen ist. Sofern eine Alt- bzw. Fehlbohrung genutzt werden kann, handelt es sich bei Investitionen im wesentlichen um den Untertageanteil betreffende Aufwendungen. Bei Neubohrungen sind darüber hinaus die für die Abteufung anfallenden Kosten zu berücksichtigen.

Tabelle 1.46: Investitions- und Energiegestehungskosten bei tiefen Erdwärmesonden (Daten: /Kaltschmitt, Wiese 1997/)

	Kosten Neubaugebiet [TDM] (Heiztemperatur 70/35 °C, 1.800 Vollaststunden)		Kosten Prozeßwärme [TDM] (Heiztemperatur 90/30 °C, 5.000 Vollaststunden)	
	neue Bohrung	Altbohrung	neue Bohrung	Altbohrung
Wärmequelle	6.137	2.500	6.137	2.500
Wärmetauscher	18	18	18	18
Wärmepumpe	400	400	400	400
Spitzenlastanlage	444	444	555	555
Sonstiges	1.114	1.114	1.120	1.120
Zwischensumme	8.113	4.476	8.230	4.593
Fernwärmenetz	3.920	3.920	200	200
Energiegestehungskosten frei Sonde [DM/kWh]	0,15	0,1	0,1	0,07

1.6.7. Nahwärmeversorgung

Bei den Verlegekosten für Nahwärmeleitungen spielen viele Faktoren eine Rolle, darunter auch solche welche von der allgemeinen Auftragslage und der aktuellen Wettbewerbssituation abhängen. In der Praxis sind daher Kostendifferenzen um einen Faktor zwei auch bei vergleichbaren Arbeitspaketen keine Seltenheit. Der größte und am stärksten streuende Kostenfaktor ist der Tiefbau. Die Kosten für die Beschaffung der Rohre und deren Montage treten dagegen in den Hintergrund.

Die mittleren Baukosten für Wärmeleitungen /AGFW 1998/ hängen neben dem Leitungsquerschnitt stark von den Hemmnissen im Boden ab, wie beispielsweise sonstige querende Versorgungsleitungen. Die Kosten sind daher bezogen auf die verlegte Leitungslänge in Gebieten mit hoher Bebauungsdichte (Innenstadtbereiche) höher als in Gebieten mit einem hohen Anteil von Freiflächen (Stadttrandlagen). Besonders günstige Werte ergeben sich in Neubaugebieten, da hier alle Versorgungsleitungen gemeinsam verlegt werden können und damit wenigstens die Kosten für den Aufbruch und die Wiederherstellung der Straßenoberfläche entfallen. **Tabelle 1.47** gibt einen Überblick über die wichtigsten Strukturdaten, die Investitionskosten und die resultierenden Jahres- und Wärmeverteilungskosten.

Ein Kostenvergleich mit konventionellen Zentralheizungen wird erst möglich, wenn zu den Verteilungskosten noch die Aufwendungen für die Heizzentrale hinzuaddiert werden. Für ein Heizwerk mit einer 1 MW Holzfeuerung sind im günstigen Fall (Heizzentrale auf dem Gelände eines dem Versorgungsgebiet benachbarten Sägewerks) ca. 6 Pf/kWh_{th} anzusetzen (siehe auch Tabelle 1.35). Für fossil befeuerte Heizzentralen ergeben sich höhere Wärmegegestehungskosten, da die Öl- und Gaspreise deutlich über den Kosten für das Sägewerksrestholz (z.B. Rinde für unter 1 Pf/kWh_{Hu}) liegen. Die resultierenden Wärmekosten aus Nahwärmenetzen können daher frei Hausverteilung durchaus konkurrenzfähig mit konventionellen Zentralheizungen sein /Nast 1996/. Bei Öl- oder Gaszentralheizungen muß im Altbaubestand mit Wärmegegestehungskosten zwischen 11 Pf/kWh im Mehrfamilienhaus und 13 Pf/kWh im Einfamilienhaus gerechnet werden.⁶ Für Neubauten ergeben sich bei vergleichbarer Investitionssumme deutlich höhere spez. Wärmekosten, da der Wärmebedarf nur noch halb so groß ist. Voraussetzung für die in Tabelle 1.47 dargestellte Kostenrechnung ist, daß alle potentiellen Verbraucher des Versorgungsgebiets auch tatsächlich angeschlossen werden, nachdem das Nahwärmenetz fertiggestellt ist. Das Problem des anfänglich oft geringen Anschlußgrades ist in Deutschland ein schwerwiegendes Hemmnis für den Ausbau von Nahwärme.

⁶ Alle Kostenangaben ohne das hausinterne Verteilnetz (Heizkörper, Leitungen zum Heizungskeller)

Tabelle 1.47: Kosten für Nahwärmesysteme mit unterschiedlicher Gebäude- bzw. Wärmebedarfsdichte (Daten: DLR)

	Einheit	Stadttrand/ Dorf	Städtische Bebauung	Gewerbe- gebiet	Neubau- gebiet
Auslegung					
Gebäudedichte (beheizt)	1/ha	12,0	9,9	2,7	25,0
Wärmebedarf je Geb.	MWh/Geb.,a	26	61	174	11
Wärmedichte	MWh/ha,a	309	602	476	275
Länge UV-Netz (Trasse)	m/ha	147	136	60	325
mittlerer Durchmesser	mm	60	73	72	50
Länge der Hausanschlüsse	m/Gebäude	7	10	25	1
Durchmesser	mm	25	25	50	25
mittlere Netztemperatur	°C	65	65	65	55
Netzverluste	MWh/ha,a	39	42	24	49
"	%	11	6	5	15
Wärmebedarf mit Netzverlusten	MWh/ha,a	348	644	500	324
Kosten					
Zinssatz	%	6	6	6	6
spez. Kosten UV	DM/m Trasse	510	613	560	340
spez. Kosten Hausanschl.	DM/m Trasse	457	533	364	1450
Invest. UV+Hausanschluß	DM/Gebäude	9429	13687	21408	5870
Wartung	%/a	1	1	1	1
Abschreib. UV+HA	a	30	30	30	30
Invest. Hausstation etc.	DM/Gebäude	4000	6430	10000	4000
Wartung	%/a	3	3	3	3
Abschreib. Hausstation	a	20	20	20	20
Sonstiges (Strom)	kWhe/MWhth	10	6	3	12
Gesamt Investition	DM/Gebäude	13429	20117	31408	9870
Jahreskosten	DM/a;Gebäude	1248	1885	2941	954
Wärmeverteilungskosten 1)	DM/kWhth	0,049	0,031	0,017	0,087
Gesamt Investition	DM/(MWh/a)	522	332	180	899

1) ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Brennstoffkosten zur Deckung der Netzverluste
 UV = Unterverteilung, HA = Hausanschluß

1.7. Technologische und wirtschaftliche Entwicklungspotentiale

1.7.1. Wasserkraft

Die Nutzung der Wasserkraft ist unter technologischen Gesichtspunkten bereits seit geraumer Zeit weitestgehend ausgereift. Wirkungs- und Nutzungsgrade, technische Verfügbarkeit sowie technische Lebensdauer der Anlagen sind sehr hoch. Dennoch sind in einigen Teilbereichen durchaus Verbesserungen bzw. technologische Weiterentwicklungen möglich, die mit gewissen Kostensenkungspotentialen verbunden sind.

Im Zuge von Modernisierungsmaßnahmen sind z. T. Verbesserungen der Turbinenwirkungsgrade durch eine strömungsoptimierte Auslegung von Ein- und Auslauf möglich. Des Weiteren könnte bei Modernisierungen durch den Austausch von Francis-Turbinen durch modernere Straflo-Turbinen mit höherem Schluckvermögen eine Wirkungsgradverbesserung erzielt werden. Bei der Kleinwasserkraftnutzung scheint der kostengünstige Einsatz standardisierter Turbinenbaureihen aufgrund des Serieneffektes sinnvoll, trotz der geringfügig ungünstigeren Wirkungsgrade.

Im Generatorenbereich sind seit einigen Jahren Konzepte mit variabler Drehzahl in der Erprobung, so daß eine optimale Anpassung an Abflußschwankungen möglich ist und auf Turbinen mit verstellbaren Leitschaufeln verzichtet werden kann. Der Einsatz kostengünstiger Turbinen wird somit ebenfalls ermöglicht. Durch den Einbau moderner Regelungs- und Steuerungstechnik kann in Anlagen aller Leistungsklassen ein optimalerer Betrieb erreicht werden. Im Bereich der Wehranlagen ist durch den verstärkten Einsatz kostengünstiger Schlauchwehre weiteres Kostensenkungspotential vorhanden.

Vor dem Hintergrund, Anlagen besser in die Landschaft zu integrieren, läßt sich eine Tendenz zum Bau von weitgehend überströmten Bauwerken beobachten, bei der nur noch wenige Anlagenteile oberhalb der Wasseroberfläche liegen. Steigende Umwelt- und Landschaftsschutzaufgaben können aber erheblich zum Anstieg der Investitionskosten beitragen und Projekte ggf. auch an die Schwelle der Unwirtschaftlichkeit bringen /Kaltschmitt, Wiese 1997/.

1.7.2. Windenergie

Seit Mitte der 80er Jahre konnten bei der Windenergienutzung technologische Fortschritte erzielt werden, die mit beträchtlichen Kostensenkungspotentialen einhergehen. 1996 lagen die mittleren Anlagekosten ab Werk inflationsbereinigt nur noch etwa 60% der Kosten des Jahres 1990 /Nitsch 1998/. Für zukünftige Entwicklungen ist davon auszugehen, daß die Kostensenkungspotentiale noch nicht ausgeschöpft sind. Entsprechende Potentiale liegen einerseits im Bereich der Betriebskosten, bei denen durch Reduzierungen des Wartungsaufwandes noch Senkungen möglich sind. Weitere Kostensenkungspotentiale sind insbesondere im Bereich der Anlagenproduktion möglich. Hier scheinen aufgrund einer zunehmenden Serienfertigung und einer Optimierung der Produktionsprozesse noch weitere Senkungen von mehreren Prozentpunkten möglich. Nach /Kaltschmitt, Wiese 1997/ dürften bei den Investitionskosten mittelfristig Senkungen von 10 - 25 % möglich sein.

Im Hinblick auf zukünftige technologische Entwicklungsperspektiven ist davon auszugehen, daß das Optimierungspotential bei einzelnen Anlagenkomponenten wie Generator, Getriebe, Lager und Netzanschluß gering sein dürfte, da diese Komponenten zum jetzigen Zeitpunkt bereits einen hohen Reifegrad erreicht haben. Eine weitere Anpassung von Einzelkomponenten an die spezifischen Anforderungen der Windenergienutzung sowie bessere Abstimmung der Einzelkomponenten innerhalb des Gesamtsystems WEA könnte jedoch noch zu

gewissen Verbesserungen führen. Erfahrungen, die aus dem realen Betrieb von Windenergieanlagen resultieren, dürften dazu beitragen, daß die Anlagelebensdauer aufgrund weiterer Komponentenverbesserungen erhöht werden kann.

Obwohl die Serienfertigung von Großanlagen aus der MW-Klasse einen wichtigen technologischen Meilenstein darstellt, zeichnet sich derzeit ein Ende der technologischen Weiterentwicklung insbesondere im Hinblick auf das Anlagenupscaling nicht ab /Allnoch 1998a/. In bezug auf die Nabenhöhe ist davon auszugehen, daß in Zukunft vermehrt Anlagen mit Masten von 100 m errichtet werden. Weiteres Optimierungspotential ist auch noch im Bereich der WEA-Schallabstrahlung erkennbar. Insbesondere aerodynamische Weiterentwicklungen am Rotorblatt könnten zu einer weiteren Reduzierung der Schallbelastungen beigetragen.

Aufgrund zunehmender Erfahrungen mit der Planung und dem Betrieb von Offshore-Windparks scheint sich zunehmend eine eigenständige Entwicklung der Offshore-Technologie abzuzeichnen. Dieser Technologiezweig basiert zwar auf den bisherigen Erfahrungen von Windenergie- und Meerestechnik, umfaßt aber mehr als die Summe dieser Erfahrungen /Kühn 1998a/. Ergebnisse aus dem europäischen Forschungsprojekt Opti-OWECS lassen den Schluß zu, daß Weiterentwicklungen unter technologischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten einen integrierten Ansatz der Standortplanung erfordern. Dabei sollten sämtliche Aspekte von Offshore-Projekten (Standortwahl, Turbinentechnik, Netzanbindung, Fundamentierung, Betriebs- und Instandhaltung, etc.) als Bestandteil des Gesamtprojektes angesehen werden und Wechselwirkungen zwischen einzelnen Teilsystemen weitgehend berücksichtigt werden.

1.7.3. Photovoltaik

Die momentanen Entwicklungen im Bereich der kristallinen Zellenproduktion konzentrieren sich im wesentlichen auf die Verringerung der spezifischen Kosten pro W_p durch die Optimierung der Produktionsverfahren von Serienzellen und durch technologische Verbesserungen z. B. der Solarzellenwirkungsgrade. Im Zuge der Ausweitung der deutschen und weltweiten Produktionskapazitäten ist bereits in Kürze von einer deutlichen Kostendegression bei den Solarzellen auszugehen. Als problematisch könnte sich zukünftig die Verknappung des für die Herstellung von Solarzellen benötigten und in der Elektronikindustrie als Nebenprodukt anfallenden Solarsiliziums darstellen /Urban 1998/.

Daneben befinden sich eine Reihe von neuen Zellenmaterialien und Produktionsverfahren im Experimentierstadium. Nennenswert sind diesbezüglich insbesondere die hocheffizienten Silizium-Solarzellen, mit denen bereits Laborwirkungsgrade von bis zu 24 % realisiert werden konnten. Aufgrund der Vielzahl der derzeit erprobten Materialien bleibt jedoch abzuwarten, inwieweit sich einzelne Technologien am Markt durchsetzen können. Ein besonderes Potential wird dabei der Dünnschichttechnologie zugesprochen. Die Gründe für mögliche Kostenreduzierungen sind vor allem in der Materialersparnis und im günstigeren Herstellungsprozeß zu suchen. Solarzellen aus amorphem Silizium (a-Si:H) besitzen bereits jetzt einen Marktanteil von etwa 20 %. In naher Zukunft wird sich das Marktvolumen jedoch voraussichtlich aufgrund angekündigter Produktionserweiterungen und Firmenneugründungen deutlich steigern. Gegenüber dem kristallinen Silizium werden Kostenreduzierungen um bis zu 50 % pro $Watt_p$ erwartet /Wettling 1997/. Für die Dünnschichttechnik werden sich dann voraussichtliche Herstellungskosten von etwa 2,- DM/ W_p erreichen lassen /Staiß, Hille 1998/. Voraussetzung dafür sind Produktionskapazitäten von mindestens 10 MW_p pro Jahr. Ein ähnlich hohes Potential hinsichtlich der Degression der Herstellungskosten und der Erreichbarkeit hoher Wirkungsgrade wird von der an der Schwelle zur Serienproduktion stehenden CIS-Technologie erwartet. In Deutschland wurde von der Würth Solar GmbH bereits eine Serienproduktion angekündigt.

Zusammenfassend wird in der Photovoltaik-Industrie eine Senkung der Herstellungs-, Modul- und Systemkomponentenkosten um 30 - 40 % innerhalb des nächsten Jahrzehnts erwartet. Im Zuge der technologischen Verbesserung könnten sich die spezifischen Energieerträge von Photovoltaik-Anlagen auf durchschnittliche Ertragswerte von über 1.000 kWh/kW_p steigern lassen. Die Prognosen bezüglich der weltweiten PV-Produktion im Jahr 2010 schwanken zwischen Werten von 800 MW_p und 30.000 MW_p. Die dementsprechenden jährlichen Wachstumsraten liegen zwischen etwa 15 % bis über 50 % /Figge, Butz 1998/. In einstrahlungsreichen Ländern wird aufgrund der genannten Kostensenkungen und Technologieverbesserungen mit einer zunehmenden Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik gerechnet.

1.7.4. Bioenergie

Im Bereich der Verbrennung von Biomasse bieten die heute am Markt erhältlichen Verfahren auch im großen Leistungsbereich bereits ein hohes technisches Niveau. Kostenreduktionen sind in diesem Bereich vor allem durch den Anlagenbau in größeren Stückzahlen zu erwarten.

Ein höheres technisches sowie wirtschaftliches Entwicklungspotential wird wegen ihrer Bedeutung für die Kraft-Wärme-Kopplung von den Verfahren der Biomassevergasung erwartet. Das CO₂-Einsparungspotential bei der Vergasung biogener Brennstoffe ist aufgrund der höheren elektrischen Wirkungsgrade beim Einsatz von Gasturbinen und -motoren deutlich größer als bei der Verbrennung mit nachgeschalteter Dampfturbine. Die Vergasung und Nutzung des Gases in Kolbenmotoren bietet sich besonders im Kleinleistungsbereich an und stellt damit für den dezentralen Einsatz zur energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe eine zukunftssträchtige Alternative dar. An den vor allem bei der Gasreinigung auftretenden Problemen wird weiterhin geforscht, so daß mit einer großtechnischen Umsetzung ebenso wie bei den Pyrolyse-Verfahren in den nächsten Jahren nicht zu rechnen ist. Für größere Anlagen im Leistungsbereich bis 20 MW_{el} könnte die Wirbelschichtvergasung mit Stromerzeugung durch Gasturbinen oder GuD-Anlagen vielversprechend sein. Wegen logistischer Probleme bei der Brennstoffbereitstellung erscheinen Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 30 MW_{el} weniger sinnvoll. Ein Ausblick auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit der sich heute in der Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase befindenden Biomassevergasungsanlagen ist schwierig. Eine Abschätzung der Investitionskosten anhand einer Pilotanlage (Zirkulierende Wirbelschicht(ZWS)-Vergasung ab 5 MW_{th}, BHKW ab 1,5 MW_{th}) am Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Oberhausen, hat jedoch ergeben, daß die Kosten für eine 18 MW-Anlage mit BHKW unter 5.000 DM/kW_{el} liegen können (inkl. komplette Anlagenkosten, Bauleistungen, Brennstofftrocknung, ohne Grundstückskosten und Kosten für langfristige Brennstoffbevorratung) /Althaus 1998/. Eine ebenfalls zukunftssträchtige und ökonomisch sehr interessante Nutzungsmöglichkeit stellt die Mitverbrennung von Biomasse in vorhandenen Kohlekraftwerken dar, die neben der besseren Regulierbarkeit jahreszeitlich bedingter Schwankungen auch den Vorteil hat, daß niedrigere Zusatzinvestitionen anfallen. Die Energiegewinnung aus Energiepflanzen wird voraussichtlich in naher Zukunft keinen wesentlichen Beitrag leisten können, da die Brennstoffbereitstellung derzeit noch mit zu hohen Kosten verbunden ist. Im Bereich der Biogasnutzung wird insbesondere durch die Möglichkeit der Kofermentation eine deutlich steigende Bedeutung erwartet.

Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung des Deutschen Bundestages kommt zusammenfassend zu dem Ergebnis, daß die Ausbaugeschwindigkeit und das Niveau der Wärme- und Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland bislang nicht befriedigend ist. Mit einem bundesweiten Marktanreizprogramm sowie mit einem vernetzten Konzept von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsaktivitäten könnten bis zum Jahr 2005 etwa 3.000 bis 6.000 MW Brennstoffleistung installiert werden /TAB 1996/.

1.7.5. Solarthermie

In der Kollektortechnik wird derzeit hauptsächlich an den folgenden technischen Neuerungen gearbeitet: Entwicklung von Kollektordächern, Art der Absorberbeschichtung, Verbesserung der Transmission der Abdeckung, Durchflußregelung und Funktionskontrolle sowie Drain-Back-Systeme /vgl. Mack 1998/. Die Umstellung der Art der Absorberbeschichtung erfolgt von der herkömmlichen Schwarzchrom- oder Eloxalbeschichtung zu einer umweltfreundlicheren Beschichtungsweise durch sog. Sputtern oder Beschichten im Vakuum, bei denen der Material- und Energieeinsatz deutlich vermindert werden kann. International ist derzeit eine einheitliche Prüfvorschrift für Absorberbeschichtungen in Vorbereitung (ISO 12592.2). Weitere Forschungs- und Entwicklungsvorhaben konzentrieren sich auf eine "intelligente" Durchflußregelung mit gezielt programmierbaren Reglern, die darüber hinaus in der Lage sind, eine ständige Funktionskontrolle der Solarkollektoranlage wahrzunehmen. Im neuen, sog. Drain-Back-System wird der Kollektor bei Nichtbetrieb vollständig in einen Rückflußbehälter entleert. Die wesentlichen Vorteile dieses Systems liegen in der Frostsicherheit und im Entfallen eines Ausdehnungsgefäßes.

Die entscheidenden Kostenreduktionspotentiale von solarthermischen Kollektoren liegen im zunehmenden Engagement des traditionellen Heizungsbauwesens, in der weitergehenden Standardisierung der Anlagensysteme und im Bereich des sich weiter mit gesunden Wachstumsraten vergrößernden Marktvolumens.

Nach /Mangold, Hahne 1998/ konnte die Solarbranche den Anlagenpreis für Kleinanlagen innerhalb der letzten 14 Jahre etwa halbieren. Im Bereich der Großanlagen wurde bei den in Schweden bereits seit längerem installierten Anlagen eine Kostenreduzierung von etwa 50 % innerhalb der letzten 15 Jahre erzielt. Für große Anlagen rechnen /Mangold, Hahne 1998/ mit zukünftigen Kosten von etwa 320,- DM/m². Davon gehen 160,- DM/m² auf die Kollektorherstellung, 60,- DM/m² auf Vertrieb und Planung sowie 100,- DM/m² auf die Montage zurück. Bei kleinen Anlagen lassen sich die Preise aufgrund zunehmender Standardisierung vermutlich weiter senken.

Solare Großanlagen

In solar unterstützten Nahwärmesystemen werden derzeit an verschiedenen Standorten in Deutschland unterschiedliche Varianten der Wärmenetzplanung und Speichertechnik erprobt. Die Forschungsanstrengungen bei saisonalen Langzeitspeichern richten sich insbesondere auf die Erprobung neuer Materialien für Heißwasserspeicher und auf andere Speichertechniken wie beispielsweise in Erdsonden- oder Aquiferspeichern. Im Bereich der Kollektortechnik werden sich voraussichtlich die kostengünstigen speziellen Kollektorfelder (solar roofs) am Markt durchsetzen können. Als entscheidend für die Ausnutzung des hohen Wärmegegewinnungspotentials durch solare Nahwärmekonzepte in Deutschland werden sich darüber hinaus jedoch auch die Optimierung und problemlose modulare Erweiterbarkeit der Systemtechnik sowie die Verbesserung der Integrationsmöglichkeiten in Wohngebieten, hier vor allem Altbaugebiete, darstellen. Insbesondere durch weitere Standardisierung, industrielle Vorfertigung der Anlagenkomponenten und durch konzeptionelle Planung des Gesamtsystems wird mit einem erheblichen Kostenreduktionspotential gerechnet /Hahne, Schulz 1998, Kübler, Fisch 1998b, Pfeil et al. 1998/. Obwohl Großanlagen deutlich kostengünstiger realisierbar sind als Kleinanlagen, sind sie dennoch aus betriebswirtschaftlicher Sicht noch nicht rentierbar. Dieses Hemmnis wirkt sich bei Großanlagen besonders stark aus.

1.7.6. Geothermie

Hydrothermale Geothermie

Für eine schrittweise Markteinführung der Geothermie in den Wärmemarkt ist nach /Kaltschmitt, Wiese 1997/ die Realisierung weiterer Demonstrations- und Pilotvorhaben von großer Bedeutung. Da die hydrothermale Geothermie sich vor allem für den Einsatz im Verbund mit Fernwärmenetzen eignet, wird die weitere Entwicklung auch maßgeblich von der künftigen Entwicklungen im Bereich der Fernwärmeversorgung abhängen /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/.

Kostensenkungspotentiale zeichnen sich noch bei den spezifischen Investitionskosten ab. Hier erscheinen bei der Standardisierung von geologischen Erkundungsprozessen sowie Bohr-, Test- und Installationstechnologien sowie einer Stärkung des "Geothermie-Bohrmarktes" Kostensenkungen in einer Größenordnung von 15 bis 25 % möglich. Ähnliche Kostensenkungspotentiale liegen auch im Bereich der auf die Anforderungen des Thermalwassers ausgerichteten Ausrüstungen. Trotz der auf die spezifischen Gegebenheiten des Standorts angepaßten Anlagenkonfigurationen sind auch in diesem Segment Standardisierungen der Hauptausrüstungskomponenten möglich /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/. Des Weiteren stellt auch die Entwicklung bzw. Verfügbarkeit technisch ausgereifter, umweltverträglicher Wärmepumpen in entsprechenden Leistungsbereichen noch eine gewisse Schwierigkeit dar.

Ein weiterer Aspekt ist nach /Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995/ die Verteilung geologischer und bohrtechnischer Risiken. Bei Porenspeichern kann das geologische Risiko als vergleichsweise gering eingestuft werden, während sich bei Kluftspeichern und in Karstlagerstätten größere Schwierigkeiten ergeben können. Zur gegenwärtigen Situation geringer Marktanteile sowie in Ermangelung entsprechender Versicherungsmodelle scheint eine Verteilung der geologischen Risiken lediglich über die öffentliche Hand sowie Versorgungsunternehmen möglich zu sein /VDI-GET 1998/.

Tiefe Erdwärmesonden

Der weitere Ausbau der Nutzung tiefer Erdwärmesonden ist eng mit dem Vorhandensein und der Nutzung bestehender Altbohrungen gebunden. Wie auch bei der hydrothermalen Geothermie ist die Realisierung weiterer Pilot- und Demonstrationsanlagen für eine Einführung in den Wärmemarkt und eine Senkung der spezifischen Investitionskosten entscheidend. Große Bedeutung kommt dabei der Nutzung von Altbohrungen sowie der Standardisierung der Anlagenhauptkomponenten zu. Wie auch bei der hydrothermalen Geothermie korrespondiert eine weitere Markteinführung eng mit dem Ausbau der Fernwärmenutzung sowie der Entwicklung entsprechender Wärmepumpensysteme.

Hot-Dry-Rock-Systeme

Bislang befindet sich die Technologie zur Nutzung von Erdwärme noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium, wobei die bisherigen Ergebnisse des europäischen Gemeinschaftsprojektes in Soultz-sous-Forêts durchaus vielversprechend sind. Trotz des Forschungscharakters ist das Projekt in Kreisen der Industrie auf Interesse gestoßen. Es ist davon auszugehen, daß eine industrielle Entwicklung der HDR-Technologie in einem ersten Schritt über einen Prototyp mit einer elektrischen Leistung von 25 MW_e eingeleitet wird. Zur Realisierung dieser Leistung sind Produktionsfließraten von 400 kg/s bei einer Förderwassertemperatur von 200 °C erforderlich. Bei dem Zirkulationssystem würde es sich wahrscheinlich um ein "Multi-Bohrlochsystem" handeln. Denkbar wäre es, HDR-Systeme modular aufzubauen. Basierend auf einer Pilotanlage könnte es durch Reproduktion gelingen, die Systemkosten zu senken und davon ausgehend Einheiten mit Leistungen bis zu mehreren hundert MW Lei-

stung aufzubauen /Baumgärtner 1998/. Eindeutige Aussagen im Hinblick auf die weitere Kostenentwicklung bei der HDR-Technologie sind derzeit aufgrund der bislang noch nicht vorhandenen technischen Reife der Anlagen nur schwer zu treffen. Die weitere Kostenentwicklung bei HDR-Systemen dürfte allerdings wie auch bei der hydrothermalen Geothermie bzw. bei tiefen Erdwärmesonden insbesondere auch eng mit einer weitgehenden Standardisierung der Anlagenhauptkomponenten einhergehen.

Im Bereich der oberflächennahen Geothermie ist davon auszugehen, daß neben erdgekoppelten Wärmepumpensystemen zunehmend auch Systeme aus den Bereichen saisonale Kältespeicherung zur Raumkühlung, Speicherung von Abwärme z.B. aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bzw. von thermischer Solarenergie oder die Solarwärmespeicherung aus Fahrbahnoberflächen zum Schutz vor Schnee- und Eisbedeckung an Brücken, Flughäfen, etc. erprobt und eingesetzt werden /Kaltschmitt, Wiese 1997/.

1.7.7. Nahwärmeversorgung

Bei der Abschätzung der zukünftigen Möglichkeiten von Nahwärmesystemen steht die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund. Ein Blick nach Dänemark kann dabei eine wichtige Orientierungshilfe sein. Dort beträgt der Anteil der Fern/Nahwärme am Heizungsmarkt über 50 %, die Kosten für die Verlegung von Verteilleitungen liegen bei nur einem Drittel des in Deutschland üblichen und etwa 90 % der verteilten Wärme stammt aus Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien /Jahrbuch 1997/. Vielbeachtete Entwicklungen vollzogen sich in den letzten Jahren auch in Österreich und Südtirol, wo eine größere Anzahl von Holzheizwerken zusammen mit Nahwärmeversorgungen erstellt wurden - meist im ländlichen Raum. Ähnliche Entwicklungen werden inzwischen mit Erfolg in Bayern gefördert.

Die eher unbefriedigende Situation in Deutschland bezüglich der Verteilkosten war Anlaß für ein Verbundprojekt "Neuartige Wärmeverteilung" mehrerer Mitgliedsunternehmen der AGFW, dessen Abschlußbericht inzwischen vorliegt /AGFW 1998/. Diese Untersuchung belegt Kosteneinsparungen gegenüber der bisher gängigen Praxis von 28 % bis 50 %. Die wichtigsten Verbesserungen resultieren aus der sog. Kaltverlegung. Hierbei wird auf das Aufwärmen der neu verlegten Verteilleitungen vor dem Verfüllen der Gräben verzichtet und dafür in Kauf genommen, daß bei der ersten Inbetriebnahme aufgrund der Temperaturexpansion plastische Verformungen des Mediumrohres auftreten können. Erst durch die Kaltverlegung wird die sog. Tagesbaustelle möglich, bei der die Leitungsgräben am gleichen Tag aufgerissen und wieder verfüllt werden. Hierdurch können ganz erhebliche Vereinfachungen beim Arbeitsablauf erreicht werden. Weitere Einsparungen können durch eine Minimierung des Bodenaushubs aufgrund einer Verringerung der Grabenquerschnitte erreicht werden. Hierzu gehört die Konstruktion niedriger Abgänge für die Hausanschlußleitungen, wodurch eine geringere Verlegetiefe ermöglicht wird und eine Verlegung der Rohre übereinander statt nebeneinander. Ein weiteres wichtiges Ergebnis der Untersuchungen der AGFW ist der Nachweis, daß statt der bisherigen aufwendigen Verfahren zur Berechnung der statischen Auslegung von Netzen in den meisten Fällen ein stark vereinfachtes überschlägiges Verfahren eingesetzt werden kann. Auch dieses bedeutet eine Annäherung an die in Dänemark gängige Praxis.

In Tabelle 1.47 sind die von der AGFW nachgewiesenen Kosteneinsparungen zum überwiegenden Teil bereits berücksichtigt. Dennoch kann - wie ein Blick nach Dänemark lehrt - bei einem verstärkten Ausbau von Fern/Nahwärme von weiteren Vereinfachungen und Kostenreduktionen bei Verteilleitungen, Hausanschlüssen und Hausübergabestationen ausgegangen werden. Hierdurch kann der spez. Wärmepreis auch bei einer für die Zukunft erwarteten Abnahme des Raumwärmebedarfs aufgrund verbesserter Wärmedämmung konstant gehalten werden.

Anzumerken ist an dieser Stelle, daß auch die konkurrierenden Heizsysteme wie Öl- und Gaszentralheizungen mit Fixkosten verbunden sind, die sich - wie bei der Nahwärmeverteilung - bei abnehmendem Wärmebedarf kaum verringern lassen. Entscheidend sind hierbei die von der Wärmedämmung unbeeinflussten Leistungsspitzen bei der Warmwasserbereitung, welche die Auslegung des Heizkessels bestimmen. Diese Lastspitzen werden nicht wie in einem Nahwärmenetz durch Gleichzeitigkeitsfaktoren gemildert.

Eine verbesserte Wärmedämmung wirkt sich insofern nachteilig auf eine Nahwärmeversorgung aus, als bei gleicher Länge der Verteilleitungen die verkaufte Wärmemenge sinkt und dadurch die prozentualen Wärmeverluste des Netzes steigen. Hier ist jedoch noch ein großer Spielraum vorhanden: Gegenüber Deutschland wird in Dänemark bei gleicher Netzlänge nur ein Viertel der Wärme abgenommen.⁷

1.8. Gesamtbilanzierung

1.8.1. Energiebeitrag und CO₂-Minderung

Das Ziel der Bundesregierung im Rahmen der nationalen Klimaschutzstrategie ist die Reduktion von Kohlendioxid und anderer klimarelevanter Emissionen wie Methan, Stickoxide oder Kohlenmonoxid. Insbesondere die CO₂-Emissionen sind bis zum Jahr 2005 gegenüber 1990 um 25 % zu reduzieren. Die energiebedingten CO₂-Emissionen sind in Deutschland seit 1990 von 985 Mio. t bis auf 863 Mio. t (1997) fast kontinuierlich zurückgegangen und haben damit den bisher niedrigsten Wert in diesem Jahrzehnt erreicht.

Neben der Verminderung des Primärenergieeinsatzes trägt der Einsatz erneuerbarer Energien auch zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei. Der Beitrag der regenerativen Energien zur CO₂-Minderung bei der Stromerzeugung ist von der Menge der substituierten konventionellen Energie auf der Grundlage des betrachteten Energieträgermixes abhängig. Je nach Substitutionsansatz und der darauf basierenden unterschiedlichen Einbeziehung einzelner Energieträger lassen sich zwei Ansätze unterscheiden. Während bei der Variante I die CO₂-Vermeidung bei der Stromproduktion aus einer Brennstoffersparnis in Form von Kohle, Öl und Gas resultiert, erfolgt bei der Variante II eine Substitution auf der Basis von Kohle, Öl, Gas und Kernenergie. Unter Berücksichtigung der dargestellten Varianten ergeben sich auf der Grundlage des Bezugsjahres 1997 die nachfolgenden energieträgerspezifischen CO₂-Substitutionen pro Kilowattstunde Strom. Die CO₂-Emissionsfaktoren liegen demnach in der Variante I (ohne Kernenergie) bei 0,89 kg CO₂ je kWh Strom und bei 0,58 kg CO₂ je kWh Strom in der Variante II (mit Kernenergie) (Tabelle 1.48).

⁷ Die in diesem Abschnitt angestellten Überlegungen zu Möglichkeiten weiterer Kostensenkungen werden im Kapitel 3.1: "Technische Potentiale" nochmals in quantitativer Form aufgegriffen und als Basis für Ausbauszenarien benutzt.

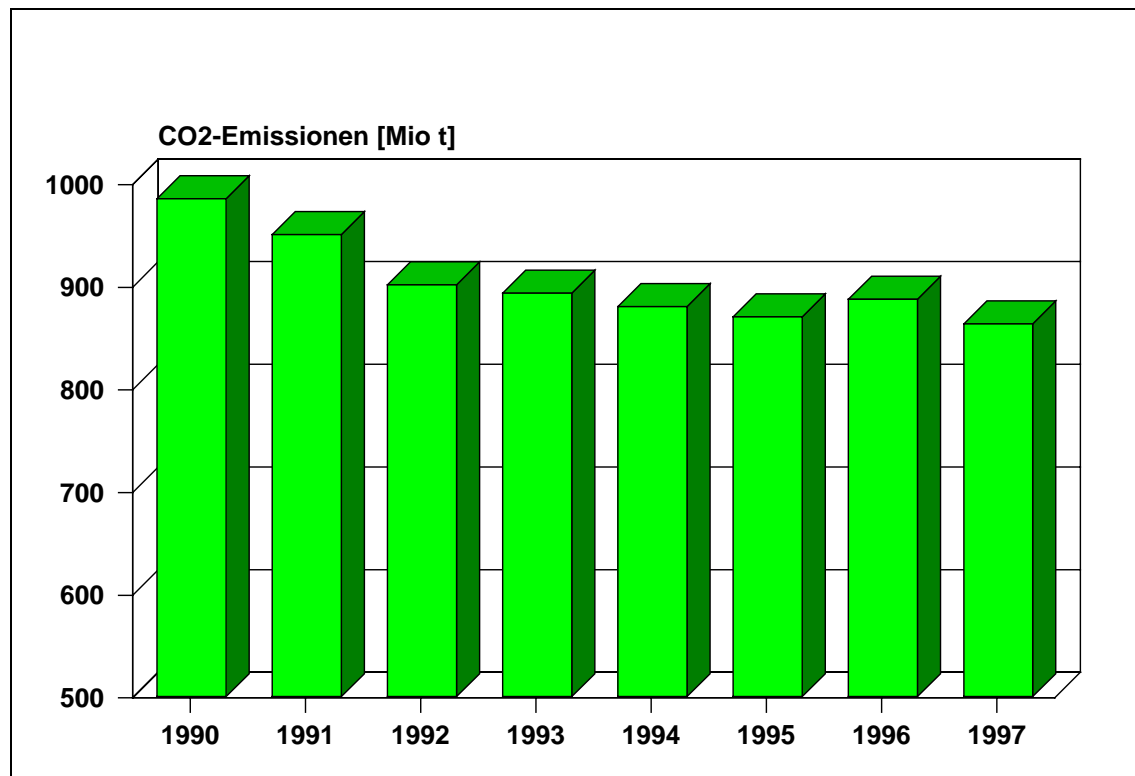


Abbildung 1.10: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland (Daten: DIW, UBA)

Die Berechnung der CO₂-Vermeidung auf der Wärmeseite erfolgt auf der Basis der Brennstoffersparnis. Die mit dem Betrieb einer solarthermischen Anlage, einer Biomassefeue-rungs- oder Geothermieanlage verbundene Substitution konventioneller Energieträger wird dabei im Verhältnis der eingesetzten Heizanlagen in Wohngebäuden (41 % Öl, 55 % Gas, 4 % Holz) berücksichtigt. Der auf dieser Basis errechnete Emissionsfaktor liegt bei 0,27 kg CO₂ je kWh Wärme.

Die CO₂-Minderung durch den Einsatz von Biodiesel im Verkehr ist noch gering. Im Jahr 1997 wurde ein Gesamtverbrauch von 96.800 t ermittelt, was energetisch etwa 88.000 t fossilem Dieselkraftstoff entspricht. Nach einer Studie der /UFOP 1995/ werden bei der Verbrennung von einem Kilogramm fossilem Diesel 4,01 kg CO₂ und von einem Kilogramm Biodiesel 1,14 kg CO₂ freigesetzt. Mit einem Absatz von 96.800 t Biodiesel im Jahr 1997 sind demnach 110.352 t CO₂ Emissionen verbunden, gegenüber 388.168 t bei fossilem Diesel. Auf dieser Grundlage ergibt sich ein CO₂-Minderungsbeitrag des Biodiesels in Höhe von 277.816 t für das Jahr 1997.

Tabelle 1.48 zeigt die Gesamtergebnisse der CO₂-Vermeidung durch regenerative Energien unter Zugrundelegung der oben angeführten Berechnungsmethoden. Die CO₂-Minderungsbeiträge im Stromsektor belaufen sich in Variante I auf 20,3 Mio. t, während in Variante II 15,1 Mio. t eingespart werden. Im Wärmesektor ergibt sich eine CO₂-Einsparung von 4,3 Mio. t. Der gesamte CO₂-Vermeidungsbeitrag beträgt demnach in Variante I **24,9 Mio. t** (Anteil am gesamten CO₂-Jahresausstoß 2,9 %) und in Variante II **19,7 Mio. t** (2,2 %).

Tabelle 1.48: CO₂-Vermeidung durch erneuerbare Energien bei der Strom- und Wärmeerzeugung und durch Biodiesel [t/a]

Energietechnologie	CO ₂ -Vermeidung Strom (Variante I, 0,89 kg CO ₂ /kWh)	CO ₂ -Vermeidung Strom (Variante II, 0,58 kg CO ₂ /kWh)	CO ₂ -Vermeidung Wärme (0,27 kg CO ₂ /kWh)	CO ₂ -Vermeidung durch Biodiesel (2,87 kg CO ₂ /kg)
Wasserkraft	16.821.000	10.962.000		
Windenergie	2.670.000	3.604.500		
Photovoltaik	28.480	18.560		
Biogene Festbrennstoffe	159.310	103.820	3.944.106	
Biogene gasf. und fl. Brennstoffe (Bio-, Klär-, Deponiegas)	623.000	406.000	135.000	
Solarthermie (inkl. Kunststoffabsorber)			175.500	
Geothermie			29.997	
Biodiesel				277.816
Summe	20.301.790	15.094.880	4.284.603	277.816

1.8.2. Umsätze und Arbeitsplätze

Neben den umwelt- und klimarelevanten Aspekten der erneuerbaren Energien sind auch die industriewirtschaftlichen Impulse und Auswirkungen zu berücksichtigen. Die Zahl potentieller Arbeitsplätze im Bereich der regenerativen Energietechnologien in Deutschland schwankt nicht zuletzt aufgrund fehlender Basisdaten erheblich. Während das Forum für Zukunftsenergien für 1995 bei einem Gesamtumsatz der Branche von rd. 4,5 Mrd. DM die Zahl der Beschäftigten mit 41.500 angibt /Forum für Zukunftsenergien 1998a/, wird bei /Nitsch, 1999/ für 1997 bei einem Gesamtumsatz von 4,5 Mrd. DM pro Jahr nur eine Arbeitsplatzzahl von 20.000 - 30.000 angegeben. Das Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) schätzt den Umsatz regenerativer Energietechnologien (Wind-, Solar-, Wasser- und Geothermie) in Deutschland für das Jahr 1998 mit etwa 6 Mrd. DM ein /IWR 1998/.

/Allnoch, Schlusemann 1998/ haben erstmals für ein Bundesland (Nordrhein-Westfalen) eine umfassende Bestandsaufnahme und Analyse der tatsächlichen landesspezifischen Umsatz- und Arbeitsplatzentwicklung auf dem Sektor der regenerativen Energietechnologien vorgenommen. Insgesamt konnten 1.100 NRW-Unternehmen ermittelt werden, die direkt oder indirekt in den regenerativen Energietechnologiesektor involviert sind (Hersteller, Zulieferer, Dienstleister, etc). Auf der Basis von 379 befragten Unternehmen wurden für das Jahr 1997 (ohne KWK) etwa 2.800 Arbeitsplätze (1996 ca. 2.600 Arbeitsplätze) und ein Umsatz von rd. 720 Mio. DM (1996 rd. 680 Mio. DM) verzeichnet werden (**Tabelle 1.49**). Daraus ergibt sich rein rechnerisch ein spezifischer Umsatzanteil von rd. 260.000 DM je Arbeitsplatz. Dieser Wert spiegelt die spezifische Situation in Nordrhein-Westfalen wieder und kann deshalb nicht ohne weiteres auf die Verhältnisse in der gesamten Bundesrepublik oder in anderen Bundesländern übertragen werden. Nimmt man ihn trotz dieser Einschränkung als groben Anhaltswert, so errechnet sich aus obigem Umsatz von 6 Mrd. DM im Jahr 1998 für das gesamte Bundesgebiet eine Arbeitsplatzzahl von rund 23.000.

Tabelle 1.49: NRW-Arbeitsplatz- und Umsatzentwicklung (Daten: /Allnoch, Schlusmann 1998/

	Arbeitsplätze		Umsätze [Mio. DM]	
	1996	1997	1996	1997
Windenergie	1.076	1.044	362,0	335,6
Bioenergie	580	587	167,5	192,8
Solarthermie	336	439	57,4	74,5
Photovoltaik	235	325	49,0	69,9
Wasserkraft	114	125	18,8	19,5
Solararchitektur	76	98	7,3	9,5
Geoenergie ⁸	58	62	7,1	7,8
nicht differenzierbar	120	134	9,1	11,1
Gesamt	2.595	2.814	678,2	720,7

1.9. Exkurs: Nutzung von Umgebungswärme durch Wärmepumpen

Wärmepumpen sind Wärmekraftmaschinen, die unter Zuführung mechanischer Energie (Kompressionswärmepumpen, angetrieben mit Strom oder Gas-/Dieselmotoren) oder thermischer Energie (Absorptionswärmepumpen, angetrieben mit Brennstoffwärme oder Ab- bzw. Fernwärme) Wärme bei niedriger Temperatur aufnehmen und bei höherer Temperatur abgeben. Dieses Prinzip ermöglicht es, sonst kaum nutzbare Umgebungswärme, in der Regel solaren Ursprungs, z.B. für Heizzwecke zur Verfügung zu stellen. Im eigentlichen Sinne stellen Wärmepumpen aber keine reinen erneuerbaren Energiequellen dar, da sie zur Umwandlung der Umgebungswärme auf andere Primär- oder Sekundärenergieträger angewiesen sind. Dennoch werden sie häufig unter den erneuerbaren Energieträgern eingeordnet.

Die mit der Arbeitsweise der Wärmepumpe verbundene Abkühlung eines Wärmereservoirs wird seit Jahrzehnten in Kältemaschinen, z.B. bei (Haushalts-)Kühlgeräten, genutzt; die Technik ist also nicht nur seit langem bekannt, sondern mittlerweile auch im Raumwärmebereich erprobt. Dies gilt letztlich auch hinsichtlich der Kältemittel, wenn umweltverträglicher FCKW-freie Kältemittel (z. B. Propan) verwendet werden.

Für den Einsatz von Wärmepumpen liegen immer dann günstige Bedingungen vor, wenn zwischen Wärmequelle und Wärmeabnehmer nur ein geringer Temperaturunterschied zu überwinden ist, d. h. ein Wärmeangebot mit einem ausreichend hohen Temperaturniveau und konstantem Aufkommen vorliegt (z. B. Erdreich, Grundwasser, industrielle Abwärme) und die Wärmeabnehmer nur ein geringes Temperaturniveau erfordern (z.B. Fußbodenheizungen).

Wärmepumpen unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich ihrer Wärmequelle, sondern auch nach ihrer Antriebsart. Es kommen sowohl elektromotorbetriebene (elektrische) Wärmepumpen als auch gasmotorbetriebene Wärmepumpen zum Einsatz. Bisher war die Nutzung der Elektro-Wärmepumpen im wesentlichen auf den unteren Leistungsbereich (< 1 MW) und der Gasmotor-Wärmepumpen auf den oberen Leistungsbereich begrenzt. Mittlerweile kommen aber auch Gasmotor-Wärmepumpen kleinerer Leistung zum Einsatz.

⁸ Unter dem Begriff *Geoenergie* wird in diesem Fall die Geothermie und die Nutzung der Umgebungswärme subsummiert.

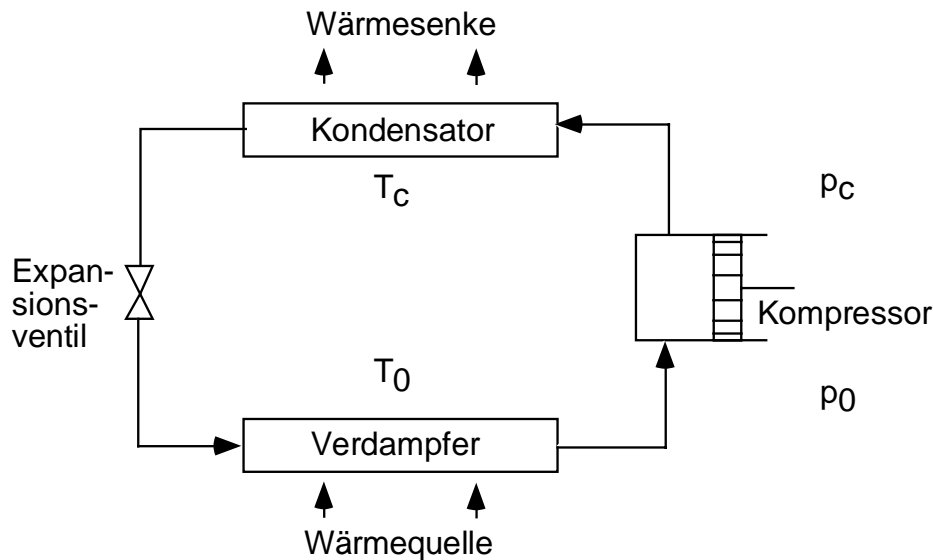


Abbildung 1.11: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe

Ende der 70er und Anfang der 80er Jahre sind in Deutschland bereits im großen Umfang Wärmepumpen installiert worden. Aufgrund einer Vielzahl von technischen Problemen und Anlagenfehlplanungen ließ die Nachfrage nach Wärmepumpen dann jedoch sehr schnell wieder nach. Während zwischen 1987 und 1993 insgesamt nur rund 500 Wärmepumpenanlagen abgesetzt wurden, ist seitdem wieder ein leichter Anstieg an neu installierten Wärmepumpen zu verzeichnen. 1997 sind in Deutschland mehr als 3.500 Wärmepumpen neu installiert worden (IZW 1999⁹). Insgesamt sind zur Zeit mehr als 50.000 Wärmepumpen mit einem Anschlußwert von mehr als 350 MW_{el} in Betrieb. Trotz steigender Absatzzahlen liegt der Marktanteil der Wärmepumpen bei neu installierten Heizungssystemen heute noch deutlich unterhalb von 2 %. Im Unterschied dazu beträgt er in der Schweiz rund 33 % (Elektrizitätswirtschaft, 1997)¹⁰.

Im Vergleich zu dem bisher erreichten Nutzungsstand sind die technischen Potentiale sehr hoch. Allein die erdwärmegekoppelten Wärmepumpen weisen unter Berücksichtigung der zahlreichen zu beachtenden Restriktionen ein Endenergiesubstitutionpotential zwischen etwa 980 und 1.100 PJ/a auf (Kaltschmitt, Wiese 1995).

Daß dieses bisher nicht im stärkeren Maße ausgeschöpft worden ist, ist auch auf die vergleichsweise hohen Wärmegestehungskosten von Wärmepumpensystemen zurückzuführen. Grundsätzlich sind Wärmepumpen aufgrund der hohen Aufwendungen für die Wärmepumpe selber, die Wärmequelle, den Pufferspeicher und die spezifisch teurere Fußbodenbeheizung im Vergleich zu alternativen Heizungssystemen sehr fixkostenintensiv. Für Standardgebäude (Neubau) liegen die Mehrinvestitionen im Vergleich zu Gas-Brennwertkesseln heute zwischen etwa 40 % (EFH-Niedrigenergiehausstandard) und bis zu 80 - 100 % (EFH-WschVO95). Im Vergleich zu Ölheizungskesseln ist von etwa halb so hohen Mehrinvestitionen auszugehen (Kostenangaben nach Schulz 1998¹¹).

⁹ Informationszentrum Wärmepumpen; Informationen aus dem Internet, 1999

¹⁰ VDEW-Informationsreise "Wärmepumpen - Blick in die Schweiz"; Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), Heft 7

¹¹ Schulz, W. u. a. Energieeinsparung im Wohnungsneubau; Studie gefördert durch die Rud. Otto Meyer Umwelt Stiftung und die Bremer Energie Konsens GmbH, Bremen, 1998

Hinsichtlich der Wärmegestehungskosten ergeben sich geringere Differenzen. Dennoch liegen diese zwischen 25 % (im Vergleich zu Gas-Brennwertkesseln) und 15 % (im Vergleich zu Ölheizungskesseln) höher. Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt auch die ASUE (ASUE 1999¹²). Dabei gilt generell, daß die Mehrkosten mit steigender energetischer Effizienz (z. B. Grundwasser-Wärmepumpe) der Wärmepumpenanlage ansteigen. Daß heute überhaupt Wärmepumpen für den privaten Anwender wirtschaftlich zum Einsatz kommen können, liegt an den von Energieversorgungsunternehmen z. T. gewährten Sondertarifen (mit 8 bis 13 Pf/kWh liegen diese z. T. deutlich unterhalb der Haushaltsstromtarife und sind insofern als Einstiegs- und Markterschließungsangebote zu werten¹³) und zusätzlichen Investitionszuschüssen (weitere Fördermittel werden außerdem von den Energieversorgungsunternehmen z.T. von Bund und einigen Ländern vergeben). Beispiele für derartige aus betriebswirtschaftlicher Sicht für den Betreiber unter Sonderbedingungen wirtschaftliche Anlagen können der Literatur entnommen werden (Schulz 1998; Schwindt 1997¹⁴, Holm 1997¹⁵).

Derartige Sonderkonditionen für Wärmepumpen lassen sich nur dann rechtfertigen, wenn mit ihnen ein positiver ökologischer Effekt erreicht werden kann (z. B. Beitrag zum Klimaschutz). Wie Untersuchungen zeigen ist dies aber nur unter bestimmten Bedingungen und im wesentlichen auch nur im Vergleich zu Ölheizungskesseln möglich (Schulz 1998; Wuppertal Institut 1997)¹⁶. Insbesondere Grundwasser-Wärmepumpen können dabei einen CO₂-Minderungsbeitrag von mehr als 30 % leisten. Überall dort aber, wo Erdgas zum Einsatz kommen kann, ist der Einsatz von Gas-Brennwertkesseln den Wärmepumpen auch aus klimapolitischer Sicht heute noch sehr häufig vorzuziehen. Maßgeblich für diese Aussage ist die zugrundeliegende Bewertung des in Wärmepumpen verwendeten Stroms und der mit Wärmepumpen heute erreichbaren Arbeitszahlen (Verhältnis aus nutzbarer Wärmeabgabe und eingesetzter elektrischer Energie).

In bezug auf den primärenergetischen und emissionsseitigen Vergleich von Wärmepumpen kann als charakteristische Kennzahl die sog. kritische Jahresarbeitszahl (JAZ) definiert werden. Sie bestimmt sich aus einem Vergleich der Energie- und Emissionsbilanzen zwischen Wärmepumpe und alternativen Wärmebereitstellungssystemen, wobei die Prozeßkette (z. B. vorgelagerte Stromerzeugung) Berücksichtigung findet. Übersteigt die Energieausbeute der Wärmepumpe im Jahresverlauf diesen Wert, d. h. liegt der Stromverbrauch entsprechend gering, kann von einem sinnvollen Einsatzgebiet der Wärmepumpe ausgegangen werden. Die kritische Jahresarbeitszahl ist dabei nicht nur abhängig von der vorgelagerten Kette der Stromversorgung und der Effizienz des ausgewählten Vergleichssystems, sondern - unter Betrachtung der CO₂- (oder CO₂-Äquivalenz-) Emissionen als Vergleichsmaßstab - auch

¹² Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Heizsysteme im Vergleich, Kaiserslautern, 1999

¹³ Abweichende Kosten gegenüber den Haushaltsstromtarifen lassen sich z. T. allerdings rechtfertigen unter Hinweis auf die üblicherweise bei Bezugsverträgen von Wärmepumpenanlagen integrierten Sperrzeiten, zu denen die Anlage vom Netz genommen werden kann. Wärmepumpen, die zu diesem Zweck mit einem Wärmespeicher ausgerüstet sein müssen, tragen dann nur im geringeren Umfang zur Leistungsvorhaltung bei. Allerdings ist diese Sichtweise nur bei einem begrenzten Anteil an der gesamten Stromnachfrage zulässig.

¹⁴ Schwindt, H.-J., Wölfle, W., Wunsch, A.; Warmes Wasser im Einfamilienhaus, Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), Heft 8

¹⁵ Holm, P.; Spezifische Jahresgesamtkosten verschiedener Heizsysteme für den Neubau eines Reiheneckhauses, Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), Heft 1/2

¹⁶ Fishedick, M, Schmutzler, T.; Wolters, D.; Wärmepumpen: Eine Analyse aus ökologischer Sicht, Wuppertal Paper in Vorbereitung

von den verwendeten Brennstoffen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Abhängigkeit der kritischen JAZ von der zugrundeliegenden Stromversorgung.

Tabelle 1.50: Kritische JAZ für elektrische Wärmepumpen-Anlagen in Abhängigkeit von der Art zukünftiger Stromerzeugung auf fossiler Basis, abgeleitet aus dem Vergleich mit dem Gas-Brennwertkessel (Quelle: Wuppertal Institut 1997)

Stromerzeugung aus	η_{KW} Wirkungs- grad	CO ₂ -Äquivalente	
		JAZ _{Kr} mit AV	JAZ _{Kr} ohne AV
BK-HTW-Vergasung	45,0	4,4	4,7
BK-Vergasung (Zukunft)	50,0	4,0	4,2
Steinkohle-KW (heute)	43,0	4,2	4,4
Steinkohle-KW(Zukunft)	46,5	3,9	4,1
SK, Integr. Kohlevergasung	46,0	3,9	4,1
SK, Druckwirbelschichtfeuerung	48,5	3,7	3,9
SK, Druckstaubfeuerung	50,0	3,6	3,8
Erdgas-GuD (1100°C)	51,5	2,0	2,1
Erdgas-GuD (1200°C)	55,0	1,9	2,0
Erdgas-GuD (1250°C)	58,5	1,8	1,9
Erdgas-Brennstoffzelle (MCFC)	65,0	1,6	1,7
Erdgas-Brennstoffzelle (SOFC)	68,0	1,6	1,6

AV: Abgasventilator; BK: Braunkohle; KW: Kraftwerk; SK: Steinkohle; HTW:Hochtemperatur-Winkler-Verfahren; GuD:Gas- und Dampfturbinenprozeß (Turbineneintrittstemperatur); MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle); SOFC: Solid Oxide Fuel Cell (Feststoffoxid-Brennstoffzelle)

Obwohl eine konkrete Zuordnung zu der Stromquelle aufgrund des Netzverbundes nicht möglich ist, läßt sich energiewirtschaftlich begründen warum unter heutigen Bedingungen im wesentlichen Steinkohlekraftwerke als Stromquelle für elektrische Wärmepumpe anzusehen sind. Wärmepumpen sind in erster Linie zusätzliche Stromanwendungen, die im Tagesverlauf zu einer vermehrten Nachfrage führen und somit zu einer zusätzlichen Belastung im Mittellastbereich. Dieser wird in Deutschland heute im wesentlichen durch bestehende Steinkohlekraftwerke abgedeckt. Da kurz- bis mittelfristig nicht von einer massiven Ausweitung des Einsatzes von Wärmepumpen auszugehen ist, bleibt diese Zuordnung auch zukünftig zunächst erhalten.

Auf der Basis dieses Vergleichsmaßstabs ermittelt sich für elektrische Wärmepumpen eine kritische Jahresarbeitszahl (emissionsbezogen) von

- 4,7 im Vergleich zu Gas-Brennwertkesseln und von
- 3,0 im Vergleich zu Öl-Heizungskesseln¹⁷

¹⁷ Legt man hingegen den heutigen Strommix zugrunde und als Vergleichssystem einen Gas-Brennwertkessel (atmosphärische Ölheizung), ergibt sich für die kritische Jahresarbeitszahl ein Wert von 3,3 (2,1) für Elektro-Wärmepumpen.

Mit steigenden Wirkungsgraden für die Stromerzeugung bzw. abnehmender CO₂-Intensität, können die Anforderungen an die kritische Jahresarbeitszahl in der Zukunft sukzessive abgesenkt werden (vgl. Tabelle 1.50).

Bisher ist keine systematische Erfassung von in der Praxis erreichten Jahresarbeitszahlen verfügbar. Zudem werden bei den in der Literatur genannten Werten häufig die wesentlichen Randbedingungen nicht mit angegeben (z. B. Vorlauf-/Rücklauf-temperatur). Für die Ableitung von Aussagen über die zukünftige Entwicklung sind derartige Praxiserfahrungen aber notwendig, denn in Anlehnung an andere Bereiche gilt es als sehr wahrscheinlich, daß sich die erreichbaren Werte für den zukünftigen Marktdurchschnitt an den heutigen Bestgeräten orientieren werden. Vor diesem Hintergrund müssen für die Einordnung elektrischer Wärmepumpen berechnete Werte für die Jahresarbeitszahl herangezogen werden. **Tabelle 1.51** stellt derartige Kennwerte für die maßgeblichen Wärmequellen dar (die Berechnung erfolgte dabei in Anlehnung an die VDI 2067 Blatt 6).

Tabelle 1.51: Berechnete Jahresarbeitszahlen für elektrische Wärmepumpen in Abhängigkeit der verwendeten Wärmequelle (Quelle: Schulz 1998)

	Erdsonde	Erdkollektor	Grundwasser	Massivabsorber	Außenluft
Heizung	4,5 - 4,75	4,6 - 4,8	4,9 - 5,6	3,6 - 3,7	3,2 - 3,4
<i>Praxiswerte</i> ¹⁸	3,8 - 5,0	3,8 - 5,0	4,2 - 6,0	3,5	3,0 - 3,4
Warmwasserbereitung	3,1 - 3,25	3,15 - 3,3	3,2 - 3,5	2,0 - 3,0	2,7 - 2,8

Berücksichtigt man, daß die in Tabelle 1.51 dargestellten Kennwerte für die gegenwärtige Praxis als realisierbare Idealwerte anzusehen sind, bestätigt sich noch einmal der zuvor bereits dargestellte Eindruck, daß elektrische Wärmepumpen nur unter besonderen Bedingungen (günstige Wärmequelle, Marktbestgeräte) Gas-Brennwertkesseln emissionsseitig vorzuziehen sind. Aus primärenergetischer Sichtweise stellt sich jedoch bereits ab einer Jahresarbeitszahl von mehr als 3,0 ein Vorteil für die elektrischen Wärmepumpen ein.

Die Abhängigkeit von der Bewertung des erzeugten Stroms wird auch deutlich, wenn die Warmwasserbereitung in die Betrachtung einbezogen wird. In den meisten Fällen (75 – 90 %) dient die Heizungswärmepumpe auch zur Warmwasserbereitstellung. Diese Anwendung weist einen vergleichsweise kontinuierlichen Nachfrageverlauf auf, so daß für die Bilanzrechnungen die Verwendung von Grundlaststrom mit spezifisch (aufgrund des Kernenergieanteils) geringeren CO₂-Emissionen¹⁹ gerechtfertigt erscheint. Unter diesen Voraussetzungen verringert sich der Abstand zwischen Gas-Brennwertkessel und Wärmepumpe hinsichtlich der spezifischen CO₂-Emissionen. Werden elektrische Wärmepumpen hingegen mit elektrischen Durchlauferhitzern für die Warmwasserbereitung kombiniert, schwindet selbst für die beste Wärmequelle der Vorteil elektrischer Wärmepumpen gegenüber Ölheizungskesseln.

Insgesamt erscheint das zukünftige Anwendungspotential elektrischer Wärmepumpen vor der Zielrichtung Klimaschutz also eher begrenzt. Ohnehin beschränkt sich ihr Anwendungsgebiet auf den Neubaubereich und hier auf die Ein- und Zweifamilienhäuser, da ein nach-

¹⁸ Nach verschiedenen Praxisangaben (z. B. Initiativkreis Wärmepumpe).

¹⁹ Der CO₂-Vorteil von Grundlaststrom schwindet allerdings, wenn es zu dem energiepolitisch angekündigten Ausstieg aus der Kernenergie kommen sollte.

träglicher Einbau einer Wärmepumpe aufgrund der aus Effizienzgründen notwendigen Errichtung eines Fußbodenheizungssystems zu - für den Altbau - zu hohen finanziellen Aufwendungen führen würde und im Mehrfamilienhausbereich das Investor-/Nutzer-Dilemma ein entscheidendes Hemmnis sein dürfte.

Interessante Einsatzgebiete eröffnen sich allerdings überall dort, wo heute noch kein Erdgas zur Verfügung steht, die alternative Anwendung eines Gas-Brennwertkessels also entfällt, und ggf. auch für Gebäude mit sehr geringem Wärmebedarf (z. B. Niedrigenergiehäuser). Grundsätzlich positiver zu beurteilen sind zudem Gasmotorwärmepumpen. In bezug auf Gebäude mit geringem Wärmebedarf wird häufig angeführt, daß die nachgefragte Leistung so gering ist, daß es sich nicht lohnt, diese an die Gasversorgung anzuschließen, statt dessen die Installation von elektrischen Wärmepumpen kleiner Leistung (500 bis 600 W Antriebsleistung) vorzuziehen ist. Vernachlässigt wird bei dieser Betrachtung aber, daß auch Kochherde und auch andere elektrische Haushaltsgeräte (z. B. Wäschetrockner) grundsätzlich mit Erdgas betrieben werden können und dabei nicht nur zu einer Erhöhung der Gasnachfrage beitragen, sondern auch zu einer weiteren Benachteiligung (verringertes Stromeinsatz im Haushalt) der Wärmepumpen in der emissionsseitigen Bewertung.

Trotz der erreichten Fortschritte in der Wärmepumpentechnik scheinen also weitere technische Entwicklungen notwendig, um für einen Wärmepumpeneinsatz auf breiter Anwendungsebene die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Erhöhung (bzw. Bestätigung) der Jahresarbeitszahlen im praktischen Betrieb als aber auch hinsichtlich der Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung durch den verstärkten Einsatz von modernen Erdgas-GUD-Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und erneuerbaren Energien²⁰. Solange stellen elektrische Wärmepumpen (mit Ausnahme der Nutzung industrieller Abwärme, die hier nicht näher betrachtet worden ist) nur in nichterdgasversorgten Gebieten eine ernstzunehmende klimapolitische Alternative dar.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nur gerechtfertigt, sondern aufgrund der verfügbaren anderen förderbedürftigen Klimaschutzoptionen mit voraussichtlich langfristig größerem Anwendungspotential (z. B. solarthermische Kollektoranlagen) auch sinnvoll, die elektrischen Wärmepumpen in die Förderung im Rahmen der Marktanzreizprogramme des Bundes nur unter expliziten Auflagen aufzunehmen. Nach derzeitigem Kenntnisstand sollen im Rahmen des ab dem 01.09.99 in Kraft tretenden 200 Mio.-Förderprogramms des Bundes, welches als Teilkompensationsprogramm für die nicht erfolgte Ausnahme erneuerbarer Energien von der Stromsteuer gedacht ist, elektrische Wärmepumpen nur dann gefördert werden, wenn sie mit regenerativ erzeugtem Strom betrieben werden. Insofern sind die genannten Anforderungen für dieses Programm im Gegensatz zu zahlreichen Länderprogrammen erfüllt. Darüber hinaus sollte im Rahmen derartiger Programme gefordert werden, daß die in der Praxis realisierten Arbeitszahlen der elektrischen Wärmepumpen kontinuierlich dokumentiert werden. Hierzu sind der Einbau eines kommerziellen Wärmemengenzählers vorzuschreiben und die Daten meßtechnisch zu erfassen.

²⁰ Derartige Bedingungen liegen aufgrund des hohen Wasserkraftanteils beispielsweise in der Schweiz und in Österreich bereits vor, so daß der Wärmepumpenanteil dieser Länder anders zu beurteilen ist. Denkbar wäre allerdings auch, daß im Rahmen einer europäischen Energie- und Klimapolitik der in diesen Ländern vergleichsweise klimaverträglich erzeugte Strom nach Deutschland exportiert wird und dafür in der Schweiz effiziente Gas-Brennwertgeräte eingesetzt werden.

1.10. Literatur zum Kapitel 1

- AGFW 1998 Neuartige Wärmeverteilung. Schlußbericht zum BMBF-Projekt 0328789B, herausgegeben von der AGFW, Frankfurt
- Allnoch 1997 Zur Lage der Wind- und Solarenergienutzung in Deutschland. Herbstgutachten 1997/98. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 47. Jg., Heft 10
- Allnoch 1998a Zur Lage der Wind- und Solarenergienutzung in Deutschland. Herbstgutachten 1998/99. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg., Heft 10
- Allnoch 1998b Marktentwicklung für die Megawattklasse. In: Tagungsband "3. Kongreß für Erneuerbare Energien '98", S. 93-98
- Allnoch 1998c Grüner Strom - ein kundenorientiertes Angebot in einem liberalisierten Marktumfeld. Tagung vom 5.-6. Juni 1998 in Hamm. Ökozentrum NRW, Hamm
- Allnoch 1999 Zur Entwicklung der deutschen und europäischen Windenergienutzung 1998. Windkraft Journal, 19. Jg., Heft 2
- Allnoch, Schluse- NRW-Arbeitsplatzstudie Regenerative Energietechnologien. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Münster
mann 1998
- Althaus 1998 Schriftliche Mitteilung vom 2.12.1998
- Althaus, Hölder 1998 Stand der Technik zur energetischen Nutzung fester Biomasse. Tagung vom 5.-6. Juni 1998 in Hamm. Ökozentrum NRW, Hamm
- Altner, Dürr, Michel- Zukünftige Energiepolitik. Economica Verlag, Bonn
sen, Nitsch 1995
- Baumgärtner 1998 Erdwärmennutzung in Deutschland - eine Übersicht. Unveröffentlichtes Manuskript der Geothermischen Vereinigung e.V. und SOCOMINE S.A., Geeste
- Becher, Frühwald, CO₂-Substitutionspotential und CO₂-Minderungskosten einer energetischen Nutzung fester Biomassen in Deutschland, BWK 47
Kaltschmitt 1995 (1995), S. 33-38
- BMBF 1997 4. Programm Energieforschung und Energietechnologien, Hrsg. Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie
- BMWi 1982 Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1981; dt. weitere Jahrgänge
- BMWi 1998b Energiedaten `97/`98
- BMWi 1998c Schriftliche Mitteilung vom 18.11.1998

BMWi 1999a	Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1997
BMWi 1999b	Mündliche Mitteilung vom 25.2.1999
Bröer, Witt 1999	EVU-Studie 1998/99 zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Solarthemen, Dokument 2, Bad-Oeynhausen 1999
Clauser 1997	Erdwärmennutzung in Deutschland. In: Geowissenschaften, 15. Jg., H. 7, S. 218-224
DFS 1998a	Der Photovoltaik-Markt BRD 1997. Deutscher Fachverband Solarenergie e. V., Freiburg
DFS 1998b	Der Solarthermiemarkt: Stand und Potential. Deutscher Fachverband Solarenergie e. V., Freiburg
DFS 1998c	Marktdaten Solarstrom. Deutscher Fachverband Solarenergie e. V., Freiburg
DFS 1998d	Marktdaten Solarwärme (Solarthermie). Deutscher Fachverband Solarenergie e. V., Freiburg
DFS 1998e	Schriftliche Mitteilung vom 9.11.1998
Diekmann et al. 1997	Aktionsprogramm Abbau von Hemmnissen bei der Realisierung von Anlagen Erneuerbarer Energien, Forum für Zukunftsenergien e.V., Bonn
DIW 1995	IKARUS (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien, Abschlußbericht, Teilprojekt 3: "Primärenergie", Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin
DLR 1998	Schriftliche Mitteilung vom 23.11.1998
DLR 1999	Schriftliche Mitteilung vom 17.1.1999
DLR, ZSW 1997	Klimaschutzkonzept für das Saarland. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr, Stuttgart
Edinger 1998	Perspektiven der PV-Marktentwicklung in Deutschland und den USA. Tagung vom 5.-6. Juni 1998 in Hamm. Ökozentrum NRW, Hamm
Eugster 1997	Tiefenerdwärmesonde Weggis. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft und des Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft. Zürich, Schweiz
Fachverband Biogas 1998a	Mündliche Mitteilung vom 4.11.1998
Fachverband Biogas 1998b	50 Jahre Biogas in der Landwirtschaft. Berichte zur 7. Biogastagung an der Bauernschule Hohenlohe vom 6.-9. Januar 1998. Fachverband Biogas e. V., Kirchberg

- Fachverband Biogas 1998c Biogas - Potentiale, derzeitige Nutzung und Hemmnisse in Deutschland. Fachverband Biogas e. V., Kirchberg
- FhG-ISE 1996 Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: 1000-Dächer Meß- und Auswerteprogramm, Jahresjournal 1995. Freiburg
- FhG-ISE 1997 Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: 1000-Dächer Meß- und Auswerteprogramm, Jahresjournal 1996. Freiburg
- FhG-ISE 1998 Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: 1000-Dächer Meß- und Auswerteprogramm, Jahresjournal 1997. Freiburg
- FhG-ISI 1997 Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung: Evaluierung der Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien durch das Bundesministerium für Wirtschaft (1994-1996), Karlsruhe
- Figge, Butz 1998 Solarenergie: Schlüssel für das 21. Jahrhundert?, Bericht der Bank Sarasin & Cie, Basel/Zürich
- Flaig, Mohr 1993 Energie aus Biomasse. Eine Chance für die Landwirtschaft. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg
- Forum für Zukunftsenergien 1998a Beschäftigungseffekte durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, Bonn
- Forum für Zukunftsenergien 1998b Marktuntersuchung Bioenergie. Bonn
- Giesecke, Mosonyi 1997 Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb, Springer-Verlag, Berlin
- Hahne, Schulz 1998 Was haben wir gelernt? In: Sonnenenergie, Heft 1/98, Solar Promotion GmbH, München
- Hartmann 1995 Untersuchung zu Struktur und Umfang des Absatzes von Biomassefeuerungsanlagen in Deutschland. Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Freising 1995
- Hartmann, Launhardt, Schmid 1997 Technische Möglichkeiten und umweltrelevante Auswirkungen der Kombination von Holz- und Gasfeuerungen kleinerer Leistung. Landtechnik Forschungsbericht, Heft 1, Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Weihenstephan
- Hartmann, Madeker 1997 Der Handel mit biogenen Festbrennstoffen. Landtechnik-Bericht, Heft 28, Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Weihenstephan
- Hartmann, Strehler 1995 Die Stellung der Biomasse. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Bd. 3, Landwirtschaftsverlag Münster
- Hartmann, Strehler, Madeker, Maier 1997 Biogene Festbrennstoffe und deren Nutzung in Feuerungsanlagen bis 1 MW Nennleistung. Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Weihenstephan

- Hau 1996 Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Springer-Verlag, Berlin
- Heinrich 1998 Randbedingungen für erfolgreiche Projektentwicklung; Planung und Betrieb von Anlagen zur energetischen Nutzung fester Biomasse. In: Regenerative Energieanlagen erfolgreich planen und betreiben '98 (VDI-Berichte 1406), Tagung vom 23.-24. Juni 1998 in Potsdam, VDI-Verlag, Düsseldorf
- http://www.strom.de/ds_os_2.htm
1999 Information des VDEW zur Förderung erneuerbarer Energien, http://www.strom.de/ds_os_2.htm
- ISET 1998 Schriftliche Mitteilung vom 04.12.1998, Kassel
- IWE 1998 Opti-Owecs - Final Report Volume 0, Institute for Wind Energy. Delft, Niederlande
- IWR 1998 Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), Pressemitteilung vom 29.12.1998
- Jahrbuch 1997 Jahrbuch FWI 1997
- Justinger 1998 Energetische Nutzung von Biomasse in Bayern. Symposium „Energie Innovativ“, 22.10.1998 Nürnberg
- Kaltschmitt 1993 Biogas - Potentiale und Kosten. Hrsg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL), Landwirtschaftsverlag, Münster
- Kaltschmitt 1996 Nutzung biogener Festbrennstoffe - Stand und Perspektiven. In: Biomasse als Festbrennstoff, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Bd. 6, Tagung vom 8.-9. Mai 1996 in Stuttgart. Landwirtschaftsverlag Münster
- Kaltschmitt 1997 Biogene Festbrennstoffe: Was können sie zur Treibhausgasminde- rung leisten? Arbeitsgruppe Luftreinhaltung der Universität Stuttgart, Jahresbericht 1996/1997
- Kaltschmitt, Becher 1994 Biomassenutzung in Deutschland - Stand und Perspektiven. In: Thermische Nutzung von Biomasse - Technik, Probleme und Lösungsansätze, Tagung vom 14.-15. April 1994 in Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieverwendung (IER), Stuttgart
- Kaltschmitt, Hart- mann 1998 Regenerative Energien in Deutschland. Ein Markt mit Zukunft. In: Regenerative Energieanlagen erfolgreich planen und betreiben '98 (VDI-Berichte 1406), Tagung vom 23.-24. Juni 1998 in Potsdam, VDI-Verlag, Düsseldorf
- Kaltschmitt, Rein- hardt 1997 Nachwachsende Energieträger. Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung. Vieweg Verlag, Braunschweig, Wiesbaden
- Kaltschmitt, Wiese 1997 Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- aspekte. Springer-Verlag, Berlin

- Keymer, Schilcher 1998 Biogaserzeugung in der Praxis. SuB Heft 03/98.
- KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau: KfW-Umweltförderung – Investitionskredite zur Förderung der deutschen Wirtschaft, o. J., o. O.
- KTBL 1998 Kofermentation. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, Arbeitspapier 249, Landwirtschaftsverlag Münster
- Kübler, Fisch 1998a Von der Utopie zur Realisierung. In: Sonnenenergie, Heft 1/98, Solar Promotion GmbH, München
- Kübler, Fisch 1998b Energiekonzept für die Zukunft. In: Sonnenenergie, Heft 1/98, Solar Promotion GmbH, München
- Kühn 1998a Offshore im Aufwind. In: Neue Energie, H. 5/98, S. 24 - 25
- Kühn 1998b Konstruktive und wirtschaftliche Optimierung von Offshore-Windparks durch Anwendung einer integrierten Entwurfsphilosophie. Vortrag auf der 4. Deutschen Windenergie-Konferenz DEWEK '98, Wilhelmshaven
- Langniß, Nitsch, Trieb 1997 Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010. Expertise für die Gruppe "Energie 2010", Stuttgart
- Lehmann 1998 Die Förderung der Wärmepumpen – ein positiver Beitrag für Umwelt und Wirtschaft. Kurzmitteilung des Informationszentrums Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW), Eggenstein-Leopoldshafen
- Mack 1998 Technischer Stand und Neuentwicklungen bei solarthermischen Anlagen. Tagung vom 5.-6. Juni 1998 in Hamm. Ökozentrum NRW, Hamm
- Mangold, Hahne 1998 Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen. In: 8. Symposium Thermische Solarenergie, Otti Technologie-Kolleg, Regensburg
- Mitterleitner 1998 Stand und Entwicklung von Biogasanlagen in Bayern. Landtechnik Weihenstephan, Freising
- MWMTV 1998 Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Referat Öffentlichkeitsarbeit: Zukunftsenergien aus Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf
- Nast 1996 Die Konkurrenzfähigkeit von Nahwärmesystemen in Neubaugebieten. FWI 25 (1996), S. 425-430
- Nast, Nitsch 1995 Möglichkeiten und Grenzen solarer Nahwärme. In: VDI-Berichte, Nr. 1182
- Nitsch, Langniß 1997 Kosten und Märkte regenerativer Energieanlagen. In: VDI-Berichte Nr. 1361

- Nitsch 1998 Probleme der Langfristkostenschätzung - Beispiel Regenerative Energien. Vortragsmanuskript zum Workshop: Energiesparen - Klimaschutz, der sich rechnet. Tagung vom 8.-9. Oktober 1998, Rotenburg an der Fulda.
- Nitsch 1999 Erneuerbare Energien an der Schwelle zum nächsten Jahrhundert – Rückblick und Perspektiven. Festvortrag anlässlich der Verabschiedung von Prof Dr. W. Kleinkauf aus dem Vorstand des ISET; Kassel, 15.1.1999
- Peuser 1998 Evaluierung des Programms Solarthermie-2000. In: Regenerative Energieanlagen erfolgreich planen und betreiben '98 (VDI-Berichte 1406), Tagung vom 23.-24. Juni 1998 in Potsdam, VDI-Verlag, Düsseldorf
- Peuser, Croy, Schumacher, Weiß 1997 Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen. Eigenveröffentlichung der: ZfS - Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden
- Pfeil, Hahne, Lottner, Schulz 1998 Solare Nahwärme und saisonale Wärmespeicherung - Stand der Technik. In: Solare Gebäudetechniken. Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 97/98, Köln
- Ratzesberger, Kaltschmitt, Huenges 1997 Geothermie vor der Breitenanwendung. In: BWK Bd. 49, H. 3, S. 63 - 66
- Schirmer, Urbaneck 1998 Der Chemnitzer Kies-Wasser-Speicher. Dokumentation. In: 8. Symposium Thermische Solarenergie, Otti Technologie-Kolleg, Regensburg
- Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt 1995 Geothermie - hydrothermale Erdwärmennutzung in Deutschland. Sonderdruck aus "Energiewirtschaftliche Tagesfragen", H. 12/95, S. 788 - 794
- Schneider, Seibt, Menzel 1998 Die hydrothermale Geothermie - das Beispiel Neustadt-Glewe / Mecklenburg-Vorpommern. Vortragsmanuskript zur Tagung der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft. Göttingen
- Schüle, Ufheil, Neumann 1997 Thermische Solaranlagen. Marktübersicht. Hrsg.: Öko-Institut Freiburg, Ökobuch Verlag, Freiburg
- Schulz 1996 Der Energieberater – Handbuch für rationelle und umweltfreundliche Energienutzung unter Berücksichtigung der Nutzung erneuerbarer Energien. Hrsg.: Forum für Zukunftsenergien, Bonn
- Schulz 1998 Geothermische Energie - Nutzungspotentiale in Deutschland. Tagung vom 5.-6. Juni 1998 in Hamm. Ökozentrum NRW, Hamm
- SNEE 1991 Statistik zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen, Bd. 3, Promoter Verlags- und Förderungsgesellschaft mbH, Karlsruhe
- Staiß 1996 Photovoltaik. Vieweg Verlag, Braunschweig, Wiesbaden

Staiß, Hille 1998	Nutzungsperspektiven der Photovoltaik in industrialisierten Ländern. Forschungsverbund Sonnenenergie, Jahrestagung 1998
Statistisches Bundesamt 1984	Statistisches Jahrbuch 1984, Metzler-Poeschel Verlag, Reutlingen; weitere Jahrgänge
Statistisches Bundesamt 1998b	Mündliche Mitteilung vom 25.11.1998
TAB 1996	Büro für Technikfolgen-Abschätzung: Arbeitsbericht Nr. 41 - Monitoring "Nachwachsende Rohstoffe" - Verbrennung von Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung (1. Sachstandsbericht), Karlsruhe
TAB 1997a	Büro für Technikfolgen-Abschätzung: Arbeitsbericht Nr. 49 - Monitoring "Nachwachsende Rohstoffe" - Vergasung und Pyrolyse von Biomasse (2. Sachstandsbericht) , Karlsruhe
TAB 1997b	Büro für Technikfolgen-Abschätzung: Arbeitsbericht Nr. 53 - Monitoring "Nachwachsende Rohstoffe" - Pflanzliche Öle und andere Kraftstoffe (3. Sachstandsbericht), Karlsruhe
UFOP 1995	Biodiesel. Umweltauswirkungen, Wirtschaftlichkeit, Energiebilanz. Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V., Bonn
Urban 1998	Geht das Silizium für Solarzellen aus?, Tagung vom 5.-6. Juni 1998 in Hamm. Ökozentrum NRW, Hamm
VDI-GET 1998	Erdwärme. Teil IV der Reihe Regenerative Energien, Düsseldorf
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1989	Erneuerbare Energien - Ihre Nutzung durch die Elektrizitätswirtschaft. In: Sonderdruck aus: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 88 (1989), H. 24
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1991	Erneuerbare Energien - Ihre Nutzung durch die Elektrizitätswirtschaft. In: Sonderdruck aus: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 90 (1991), H. 24
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1993	Erneuerbare Energien - Ihre Nutzung durch die Elektrizitätswirtschaft. In: Sonderdruck aus: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 92 (1993), H. 24
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1995	Erneuerbare Energien - Ihre Nutzung durch die Elektrizitätswirtschaft. In: Sonderdruck aus: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), H. 24
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1997	Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997), H. 24
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1998a	Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998), H. 24

- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1998b Schriftliche Mitteilung vom 4.11.1998
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW 1998c Ergebnisse der Erhebung über elektrische Wärmepumpen zur Raumheizung 1997. VDEW-Statistik. Frankfurt am Main
- Wegener, Frühwald 1994 Das CO₂-Minderungspotential durch Holznutzung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 44. Jg., H. 7
- Wettling 1997 Solarzellen - Stand der Technik, Phys. Bl. 53 (1997), Nr. 12, Wiley-Verlag GmbH, Weinheim
- WIP 1998 Telefonische Mitteilung vom 2.9.1998
- ZfS 1998 Schriftliche Mitteilung der ZfS - Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden, vom 19.8.1998

2. Maßnahmen zur Unterstützung erneuerbarer Energien im europäischen Vergleich und ihre Bewertung

Die Förderung erneuerbarer Energien wird in den einzelnen Ländern Europas auf sehr unterschiedlichen Niveau betrieben. Entsprechend konnten sich die verschiedenen Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien in unterschiedlichen Maße in den nationalen Energiemärkten etablieren. Die Bewertung des Erfolges oder Mißerfolges der spezifischen Förderpolitiken darf sich allerdings nicht allein auf die Umsetzungszahlen verschiedener Technologien beschränken. Ein Vergleich muß vor allem auch

- die ressourcenbedingten Randbedingungen, d.h. die länderspezifischen technische Potentiale der einzelnen erneuerbaren Energiequellen und die anderer Energiearten,
- die ökonomischen Randbedingungen, wie Energiepreis- und Einkommensniveau
- die strukturellen Randbedingungen wie Siedlungsdichte und -struktur, Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen

berücksichtigen. Aus der Verbindung der technischen Potentialen mit den ökonomischen Randbedingungen lassen sich wirtschaftliche Potentiale ableiten. In einem Land mit großen technischen Potentiale für eine bestimmte Technologie ist das zu niedrigen Kosten erschließbare wirtschaftliche Potential meist größer als in Ländern mit kleinem technischen Potential. Das Erreichen einer bestimmten Marktgröße ist damit in ersteren Land mit geringeren Mitteleinsatz möglich als in letztgenannten. Mißt man den Erfolg einer Maßnahme an dem Anteil am gesamten nationalen Energieverbrauch, den die unterstützte Technologie in einem bestimmten Zeitraum erlangen konnte, so spielt auch die Bevölkerungsdichte und das spezifische Energieverbrauchsniveau eine Rolle. Bei Ländern mit hoher Bevölkerungsdichte ist das technische Potential im Verhältnis zum Energieverbrauch gemeinhin schlechter als in Ländern mit niedriger Bevölkerungsdichte. In gleicher Richtung wirkt ein hoher spezifischer Energieverbrauch. Weiterhin ist es unzureichend, nur das Wachstum oder die absoluten Installationszahlen für Vergleiche zwischen unterschiedlichen nationalen Förderpolitiken heranzuziehen (vergl. Windpower 1998). Vielmehr müssen diesen Zahlen der Mitteleinsatz gegenüber gestellt werden. Dabei ist wiederum wenig zielführend, nur die absoluten oder die auf die Energie bezogenen Werte für eine Bewertung heranzuziehen. Vielmehr ist auch das Energiepreisniveau in den einzelnen Ländern zu berücksichtigen, da ein hohes Energiepreisniveau naturgemäß die erneuerbaren Energien konkurrenzfähiger machen und darüber hinaus etwaige Preisaufläge hier eher vom Markt akzeptiert werden als in Ländern mit niedrigen Energiepreisniveau. In der Praxis ergibt sich die Schwierigkeit, daß die Volumina aller Förderprogramme aufgrund der Vielzahl der Akteure nur schwer erfaßbar sind.

Singuläre Betrachtungen einzelner Förderinstrumente sind meist unzureichend, da eindeutige Ursache-Wirkungsbeziehungen sich nur schwer nachweisen lassen /Ziesing 1997/. Tatsächlich sind es häufig ein ganzes Bündel von Maßnahmen und Umständen, die letztlich zur Umsetzung von erneuerbaren Energien führen¹. Diese Maßnahmenbündel müssen dabei die Marktentwicklung stimulieren, eine ausreichende Basis für weitere Forschung und Entwicklung schaffen und schließlich auch die Etablierung der Technologie im politischen und im Rechtssystem unterstützen (**Tabelle 2.1**). Letzteres ist von großer Bedeutung, da die erneuerbaren Energien ein neuer Player auf den Energiemärkten sind. Die konventionellen Energieträger konnten sich in einem über mehrere Jahrzehnte verlaufenden Reifungsprozeß an

¹ So läßt sich z.B. auch die schnelle Umsetzung der Windenergie in Deutschland nicht ausschließlich aus dem Stromeinspeisungsgesetz begründen (vergleiche Kapitel 6).

die gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Erfordernisse anpassen. Im Gegenzug haben die Protagonisten der konventionellen Energieträger auch über diesen langen Zeitraum Einfluß auf die Gestaltung von Gesetzen und Verordnungen nehmen können. Auf diese Weise wurde der Einsatz der etablierten Energieträger nicht nur von der technischen Seite immer weiter optimiert, sondern es wurden auch von der gesellschaftlich-politischen Seite vorteilhafte Bedingungen für ihre Nutzung geschaffen. Der Einsatz erneuerbarer Energien kann in einem solchen Umfeld zunächst weniger vorteilhaft erscheinen als der der bereits etablierten konkurrierenden Systeme. Für eine wirksame Umsetzung erneuerbarer Energien müssen daher neben der Schaffung von Kostenanreizen und der Förderung von F&E auch eine große Anzahl nichtmonetärer Hemmnisse aus dem Weg geräumt werden. Erst wenn diese drei Bereiche jeweils im ausreichenden Maße stimuliert werden, kann sich eine Technologie erfolgversprechend am Markt etablieren.

Tabelle 2.1: Elemente der Markteinführung erneuerbarer Energien

Forschung & Entwicklung	Marktentwicklung	Strukturelle Etablierung
<ul style="list-style-type: none"> • Aufbau ausreichender und kontinuierlicher Forschungskapazitäten • Unterstützung der Normung • Errichtung einer ausreichenden Zahl von Demonstrations- und Pilotanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nachfragegenerierung • Mobilisierung von Kunden • Aufbau von Fertigungskapazitäten • Öffnung von Märkten • Erleichterter Zugang zu Kapital • Stimulierung der Erwartungen über die künftige Nachfrage 	<ul style="list-style-type: none"> • Energiepolitische Unterstützung der Marktentwicklung • Einbindung in das Rechtssystem • Unterstützung der Ausbildung und der Lehre • Eröffnung von Handlungsspielräumen für möglichst viele Akteure

Unter Berücksichtigung der eben geschilderten Komplexität soll im Folgenden versucht werden, anhand exemplarischer Beispiele aus unterschiedlichen Ländern Erfolgsfaktoren und deren Determinanten zu identifizieren. Dagegen wird nicht versucht, die Förderpolitiken der ausgesuchten Länder umfassend zu bewerten.

2.1. Fallstudien einzelner Länder

2.1.1. Schweden: Grüne Tarife im liberalisierten Markt

Die Voraussetzungen für den Einsatz erneuerbarer Energien sind in Schweden günstig. Die natürlichen Potentiale sind aufgrund der großen Fläche bei niedriger Bevölkerungsdichte hoch, zudem besitzt die Bevölkerung eine hohe Sensibilität gegenüber Umweltfragen. Trotzdem ist der Einsatz erneuerbarer Energien relativ niedrig. Dies hat mehrere Gründe /Helby 1998a/:

1. Es bestehen ausreichende Kapazitäten im Kraftwerkspark, ein Zubau ist nicht notwendig, solange die Kernenergienutzung (trotz Ausstiegsbeschluß von 1980) beibehalten wird.
2. Energiepreise, insbesondere für Strom, sind im europäischen Vergleich günstig, das Verbrauchsniveau ist entsprechend hoch (Jährlicher Stromverbrauch je Einwohner 14 MWh gegenüber 5,5 MWh in Deutschland). Daher ist die Akzeptanz für Preiserhöhungen in Folge des Einsatzes erneuerbarer Energien nur gering.

3. Die Umweltsensibilität der Bevölkerung führt zu relativ restriktiv gehandhabten Umwelt- und Standortauflagen für Wind- und Wasserkraftwerke.
4. Schließlich sind die spezifischen CO₂-Emissionen im europäischen Vergleich relativ niedrig, ein akuter Handlungsdruck besteht daher aus Sicht der Bevölkerung nicht.

Diese Situation hat dazu geführt, daß die F&E-Anstrengungen im Bereich der erneuerbaren Energien in der Vergangenheit zwar erheblich waren, die Markteinführung solcher Systeme hingegen nur unbefriedigend und wechselhaft unterstützt wurde. Allerdings hat der konkretisierte Ausstiegsbeschluß von 1997 dazu geführt, daß die energetische Nutzung der Biomasse nunmehr verstärkt auf den Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kraftwerken ausgerichtet werden soll /Stockinger 1998/.

Bis 1996 wurden Windkraftanlagen mit 35 % Investitionskostenzuschuß gefördert /Helby 1998a/. Zwischen 1996 und 1998 gab es keine öffentliche Förderung. Seit 1998 liegt der Zuschuß bei 15 %, allerdings ist das dafür für eine Laufzeit von fünf Jahren vorgesehene Budget von 30 Mio. € bereits nach wenigen Monaten mehrfach überzeichnet gewesen. Schätzungsweise liegen den Behörden Zuschußanträge mit einer Gesamtleistung von 500 MW vor. Für Windkraft wird die CO₂-Steuer auf Strom in Höhe von 10 €/MWh rückerstattet.

2.1.1.1 Grüne Tarife

Angeregt durch die Erfahrungen beim Nachbarn Norwegen wurde in Schweden seit Beginn der neunziger Jahre über die Liberalisierung der Strommärkte diskutiert /Menges, Barzantny 1997/. Bereits 1992 wurde der Betrieb des Übertragungsnetzes aus der Verantwortung des größten schwedischen EltVU Vattenfall in die Hände einer neu gegründeten staatlichen Netzgesellschaft gegeben. Die Netzbenutzungsentgelte sind abhängig von der übertragenen Strommenge und dem geographischen Ort der Einspeisung und der Entnahme, jedoch nicht von der Entfernung /Schweden 1998/. 1996 wurde dann der freie Markt für alle Kunden geöffnet. Damit ein Stromverbraucher am freien Wettbewerb teilnehmen kann, muß er ein Meßgerät installieren. Das wirkt sich für Haushaltskunden hemmend aus, da die Kosten für ein solches Gerät für Haushalte zwischen 250 und 500 DM betragen. Haushaltskunden dürfen während einer Frist von fünf Jahren nicht schlechter gestellt werden als vor 1996. Durch steigende Netzbenutzungsentgelte sind die Stromtarife für diese Kundengruppe tendenziell teurer geworden /Martenson 1999/. Insbesondere Großkunden haben bisher am Wettbewerb teilgenommen und dadurch von sinkenden Strompreisen profitieren können. Derzeit wird ein Viertel des gesamten Stromvolumens über den 24-Stunden-Markt gehandelt, 30 % werden auf dem Terminmarkt gehandelt, der Rest wird in zweiseitigen Verträgen vereinbart.

Die regionalen Versorger müssen Erzeugung aus kleinen Anlagen (< 1,5 MW) unabhängiger Betreiber abnehmen. Grundlage für die Berechnung des Ankaufspreises sind dabei analog zum deutschen StrEG die durchschnittlichen Erlöse und nicht die vermiedenen Kosten. Diese Regelung deckt 1 % der gesamten schwedischen Stromerzeugung ab, wobei es sich in erster Linie um kleine Wasserkraftwerke handelt.

Im Rahmen der Liberalisierung haben die Stromversorger schon frühzeitig versucht, das Produkt Strom zu differenzieren und dadurch Alleinstellungsmerkmale im Markt zu erringen. Ein Weg dazu ist das Angebot Grünen Stroms (zur Definition Grünen Stroms vergleiche Kapitel 6.4). Dabei hat der Markt für Grünen Strom durch die Einführung eines Zertifikats durch die schwedische Naturschutzvereinigung und die dadurch vermittelbare Glaubwürdigkeit zusätzlich an Dynamik gewonnen (zu Anforderungen dieses Label vergleiche Abschnitt 6.4.4.1). Von den insgesamt etwa 200 Stromversorger haben sich bis 1998 50 Unternehmen

ihre Angebote als Grünen Strom von der schwedischen Naturschutzvereinigung zertifizieren lassen /Hopkins 1999/. Dies entspricht einem Aufkommen von etwa 25 TWh/a oder einem Sechstel des gesamten Stromverbrauchs. Tatsächlich als Grüner Strom verkauft wurden davon schätzungsweise 15 TWh, das sind 10 % des gesamten schwedischen Stromverbrauch /Kabberger 1999/. Interessant dabei ist, daß auch große gewerbliche Betriebe als Kunden Grünen Stroms gewonnen werden konnten. So bezieht die schwedische Bahn ihren gesamten Strombedarf aus erneuerbaren Quellen, um so die Umweltverträglichkeit des Transportsystems Bahn zu unterstreichen.

Der Aufpreis, falls überhaupt vorhanden, beträgt bis zu 2 öre/kWh. Offensichtlich geht es also den Anbietern Grünen Stroms weniger um den Aufbau zusätzlicher Wertschöpfung als vielmehr um die Vertiefung der Beziehung zum Kunden, um so eine stärkere Bindung des Kunden an das Unternehmen zu erreichen. Zusätzliche Mittel für den Aufbau neuer Kapazitäten erneuerbarer Energien werden so nicht zur Verfügung gestellt. Tatsächlich wird primär Strom aus bestehenden Anlagen vermarktet, insbesondere aus Wasserkraft, die einen Anteil von 37 % an der gesamten Stromerzeugung in Schweden besitzt. Allerdings ist eine Spaltung der Nachfrage zwischen hochwertigem, d.h. aus Windkraft und Biomasse stammendem Grünen Strom und sonstigen Grünen Strom zu beobachten, wobei für erste höhere Preise am Markt zu erzielen sind (etwa 10 öre/kWh Aufschlag).

2.1.1.2 Biomasse

Bereits ein Zehntel des schwedischen Primärenergieverbrauchs wird mit Biomasse abgedeckt. Der Markt für Brennstoffe aus Biomasse wird dominiert von Reststoffen aus Sägereien (53 %), gefolgt von Hackschnitzeln (34 %) und Pellets (13 %). Das Übergewicht der industriellen Reststoffe wird auch deutlich, wenn man sich die Aufteilung der energetischen Biomassenutzung betrachtet (**Abbildung 2.1**). Sägewerksprodukte werden dabei mit 11 €/MWh gehandelt, Hackschnitzel zu 13 €/MWh und Pellets zu 18 €/MWh. Energiepflanzen sollen in Schweden einer wachsenden Bedeutung zukommen. Mit den erstmals 1996 produzierten Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen, bepflanzt mit Weiden, konnte bereits ein Prozent des energetischen Verbrauchs an Biomasse abgedeckt werden /Larson 1998/. Dazu wurde die Ernte von 1.600 ha Fläche verwendet. Von über 1000 Waldbauern sind derzeit 16.000 ha Weidenplantagen angepflanzt worden. Ein Viertel der in Schweden für energetische Zwecke eingesetzten Biomasse wird von 100 Heiz(Kraft)werken verbraucht /Roos 1998, Stockinger 1998/. Zum überwiegenden Teil werden Holzhackschnitzel in den Heizwerken verbrannt. Der Einsatz von Holzhackschnitzel hat sich dabei zwischen 1985 und 1996 vervierfacht /Helby 1998a/.

Forstwirtschaft und Holzverarbeitung wird in Schweden im industriellen Maßstab betrieben. Die daher vorhandene gewerbliche Struktur bildete eine gute Basis für den Aufbau einer professionellen, landesweiten Vermarktung und Logistik /Stockinger 1998/.

Die Errichtung von Biomasseheizwerken wurde in den achtziger Jahren mit von Jahr zu Jahr sinkenden Anteilen subventioniert /Stockinger 1998/. Seit Anfang der neunziger Jahre kann durch die Einführung von Emissions- und Energiesteuern bei gleichzeitig fallenden Investitionskosten auf die Bezuschußung von Biomasseheizwerken verzichtet werden. Die Errichtung von biomassebefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und die Umwandlung von Heizwerken in solche wird seit 1991 mit 25 % der Investitionskosten bezuschußt /Helby 1998a/. Das Budget dieses Programm war nach der Hälfte der Laufzeit bereits ausgeschöpft. Auch das aktuelle, 1998 aufgelegte Fünfjahresprogramm mit einem Gesamtbudget von 45 Mio. € war bereits nach einigen Monaten dreifach überzeichnet. Für die Umstellung von Elektrodirektheizungen auf andere Energieträger gibt es Investitionszuschüsse zwischen 30 und 100 %, wobei eine obere Grenze bei 1000 € bis 3000 € pro Wohneinheit exi-

tiert. Der Einsatz von Biomasse ist von der CO₂-Steuer (36 €/t) und der Schwefelsteuer (3 €/t) befreit. Brennstoffe für Industrie und Stromerzeugung² sind jedoch von der CO₂-Steuer teilweise bzw. gänzlich ausgenommen, so daß sich ein Kostenvorteil für Biomasse insbesondere im privaten Raumwärmemarkt ergibt.

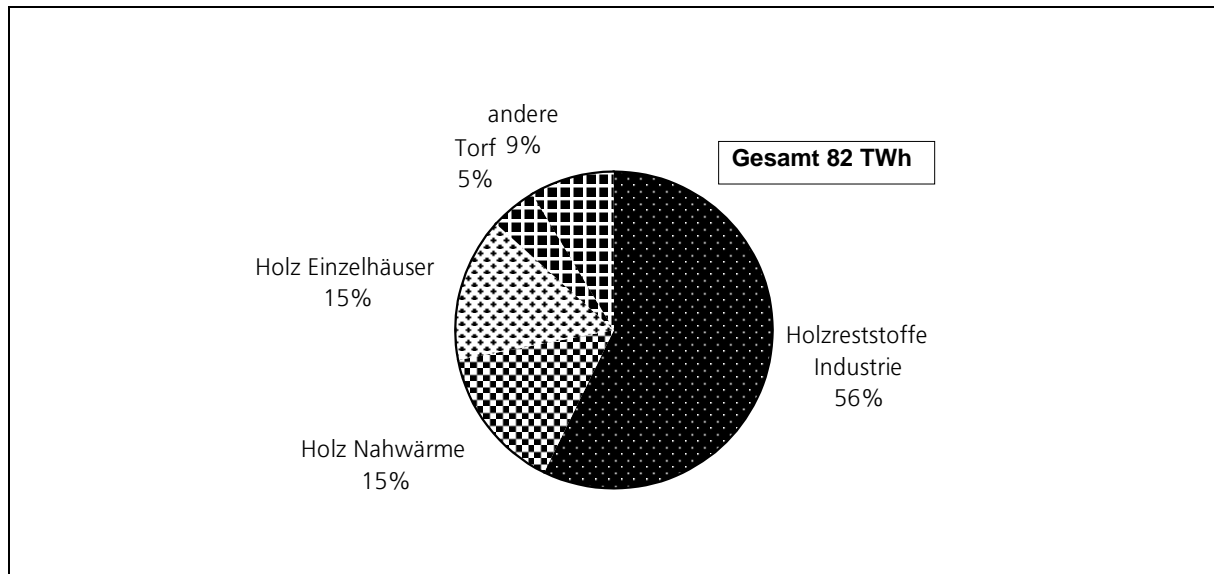


Abbildung 2.1: Aufteilung der energetischen schwedischen Biomassenutzung in 1996 /Helby 1998a/

2.1.1.3 Bewertung

Aufgrund der günstigen natürlichen Rahmenbedingungen hat Schweden traditionell einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung. In der schwedischen Politik kann kein großes Interesse an einer weiteren Ausdehnung des Anteils erneuerbarer Energien entdeckt werden. Bei einzelnen Technologien wie der energetischen Nutzung der Biomasse sind in den letzten Jahren jedoch trotzdem Fortschritte erzielt worden, nicht zuletzt deshalb weil eine bestehende industrielle Infrastruktur zur stofflichen Nutzung der Biomasse vorhanden ist und damit eine gute Basis zur energetischen Verwertung darstellt. Zudem ist die Forstwirtschaft ein wichtiger Bestandteil der schwedischen Wirtschaft, so daß ausreichend Ressourcen zur Überwindung nicht-monetärer Hemmnisse beim Einsatz der Biomasse vorhanden sind.

Grüne Tarife haben einen Marktanteil von 10 % mit steigender Tendenz. Das zeigt die hohe Akzeptanz der erneuerbaren Energien in Schweden. Zum selben Preis angeboten, erkennen eine erhebliche Zahl der Kunden die Umweltvorteile erneuerbarer Energien gegenüber konventionellen Energieträgern an. Darüber hinaus ist es den Kunden so direkt möglich, Einfluß auf die Qualität der Produktion (z.B. Rückführung der Aschen auf die Anbauflächen der Energiepflanzen) zu nehmen. Die ökologische Qualität des von ihnen bezogenen Strommixes, und das heißt in erster Linie bestehende Anlagen, läßt sich auf diese Weise verbessern. Zusätzliche Mittel für den Ausbau erneuerbarer Energien können durch Grüne Tarife

² Allerdings unterliegt Strom selbst einer CO₂-Steuer, die aber mit Ausnahme der Windenergie nicht den Betreibern von Anlagen zur Nutzung der EEQ rückerstattet wird (siehe 2.1.1.2).

bisher aber noch kaum zur Verfügung gestellt werden. Damit stellen sie auch in Schweden keinen Ersatz für staatliche Maßnahmen zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien dar.

2.1.2. Dänemark: Evolution der Förderpolitik im regulierten Markt

Die Unterstützung erneuerbarer Energien in Dänemark basiert auf einen großen politischen Konsens. Auch Regierungswechsel haben die grundsätzlich positive Einstellung und Unterstützung erneuerbarer Energien nur unwesentlich beeinflusst. 1988 bekannte sich die Regierung als Reaktion auf den Brundtland-Report zur nachhaltigen Entwicklung und stieß entsprechende Planungsprozesse an, die 1990 in der Verpflichtung zur CO₂-Reduktion um 20 % bis zum Jahr 2005, bezogen auf 1988, mündeten. Im Rahmen des 1996 verabschiedeten „Energieplans 21“ wird eine jährliche Umwandlung von 1 %-Punkt der konventionellen Energieträger in erneuerbare Energien (EEQ) angestrebt, was zu einem Anteil von 35 % am Gesamtenergieverbrauch bis zum Jahre 2030 führen soll.

Aus der Einsicht heraus, daß diese ehrgeizigen Ziele angesichts der beschränkten natürlichen Potentiale nur bei Ausnutzung aller Möglichkeiten der Umsetzung von EEQ zu erreichen sind, ist ihre Unterstützung durch ein stark "bedarfsorientiertes" Konzept gekennzeichnet /Helby 1998b/: Es wird die Art und Höhe von Unterstützung für eine bestimmte Technologie in einer bestimmten Anwendung gewährt, die eine schnelle Umsetzung dieser Technologie in dieser Anwendung wahrscheinlich macht. Dabei wird nur wenig Rücksicht darauf genommen, in welchen Verhältnis diese einzelnen Maßnahmen etwa bezüglich ihrer spezifischen Vermeidungskosten von CO₂ stehen, da ein solches kurzfristiges Optimierungskalkül eine langfristige Kostenminimierung außer Acht lassen würde. Aus dem Konzept des „Bedarfs“ läßt sich auch die gegenüber unabhängigen Betreibern niedrigere Vergütung von Windstrom aus Anlagen von EVU erklären: Da bisher die EVU in ihrer Monopolsituation ihre höheren Kosten ohne Schwierigkeiten auf die Kunden umlegen konnten, ist ihr Subventionsbedarf aus Sicht der Regierung niedriger als der der unabhängigen Betreiber.

Brennstoffe für Heizzwecke werden in Dänemark nach ihren CO₂- und SO_x-Emissionen besteuert, wobei gewerbliche Verbraucher einem niedrigeren Steuersatz unterliegen als private. Erneuerbare Energieträger sind von der Steuer ausgenommen. Aufgrund von handelsrechtlichen Beschränkungen wird beim Strom nicht die in den Kraftwerken eingesetzten Brennstoffe, sondern der Strom selbst besteuert. Betreibern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien bekommen die Steuer teilweise zurück.³

Ein Großteil der Maßnahmen zur Unterstützung erneuerbarer Energien basiert auf "freiwilligen" Selbstverpflichtungen der EVU. Der Zugriff der Politik auf die EVU ist dabei groß, da sich die Verteilungsunternehmen im Besitz der Kommunen befinden, die Verteilungsunternehmen wiederum sind Eigentümer der Kraftwerksgesellschaften, die wiederum Eigentümer der Übertragungsgesellschaften sind. Gleichzeitig ist der Wille der Regierung zur Umsetzung des Klimaschutzes groß, so daß die Regierung eine starke Position in Verhandlungen über Selbstverpflichtungen der Wirtschaft besitzt. Selbstverpflichtungen werden dabei gegenüber anderen Instrumenten als flexibler angesehen, so daß leichter auf veränderte Bedingungen reagiert werden kann.

³ Die Besteuerung des Stroms anstatt des Primärenergieinputs weist starke Ähnlichkeiten mit den derzeit in Deutschland diskutierten Modellen auf. Die Rückerstattung ist aufgrund von dadurch entstehenden Wettbewerbsnachteilen ausländischer Anbieter von Strom aus EEQ aus Sicht der Europäischen Kommission im deutschen Fall jedoch nicht zulässig.

2.1.2.1 Die Förderung der Windenergie

Erst in jüngerer Vergangenheit ist die ursprünglich auf einer Selbstverpflichtung der EVU basierenden Vergütung von Windstrom als Reaktion auf die europäische Binnenmarkttrichtlinie auf eine gesetzliche Verpflichtung umgestellt worden. Sie verpflichtet die EVU, den Windstrom von unabhängigen Betreibern zu 85 % ihres Haushaltstarifes abzunehmen. Da die individuellen Tarife des aufnehmenden Unternehmens zugrunde gelegt werden, kommt es zu regionalen Unterschieden in der Höhe der Vergütung. Auch schwankt die Vergütung von Jahr zu Jahr im Vergleich zur deutschen Regelung erheblich, da die Tarife in Dänemark jährlich festgelegt werden und die ggf. im Vorjahr erwirtschafteten Gewinne über eine Senkung der Tarife an die Kunden wieder zurück gegeben werden müssen. Zusätzlich erhalten Windkraftanlagenbetreiber einen Teil der Emissionssteuer zurückerstattet. Eine typische Vergütung von Windstrom an unabhängige Betreiber setzt sich zusammen aus einer Vergütung des EVU (85 % des Haushaltstarifes) in Höhe von 0,0423 €/kWh und der teilweisen Erstattung der Emissionssteuer in Höhe von 0,0362 €/kWh, so daß sich insgesamt eine Vergütung von 0,0785 €/kWh ergibt /Helby 1998b/.

Für EVU liegt die Vergütung um 0,0228 €/kWh niedriger, da ihnen nur eine geringere Emissionssteuerrückerstattung gewährt wird. 1997 betrug die Summe der insgesamt vom Staat den Windkraftanlagenbetreibern erstatteten Emissionssteuern 60 Mio. € mit steigender Tendenz. Bau- und steuerrechtliche Regelungen haben neben der besseren Vergütung dazu geführt, daß sich derzeit über 80 % der installierten Leistung im Eigentum unabhängiger Betreiber befinden /Eltved 1998/. Über 65.000 Dänen (1,2 % der Bevölkerung) besitzen Anteile an Windkraftanlagen und sorgen so auch für eine gute Akzeptanz und eine breite politische Unterstützung dieser Technologie.

Die Zielwerte für den landgestützten Ausbau der Windenergie sind den vergangenen Jahren jeweils immer deutlich übertroffen worden, das für das Jahr 2005 angestrebte Ziel von 1.500 MW wird aller Voraussicht nach schon im Jahr 2000 erreicht sein. Zum weiteren Ausbau der Windenergie soll verstärkt das Potential von Off-shore-Anlagen herangezogen werden. Bis zum Jahr 2007 sollen nach einer Vereinbarung der Regierung mit den EVU 750 MW Windleistung off-shore installiert sein. Zu diesem Zweck sind bereits gut geeignete Gebiete ausgewiesen worden und erste Anlagen installiert worden.

Unter anderem um die Belastung des Staatshaushaltes zu verringern, wird in der jüngeren Vergangenheit verstärkt die Einführung eines Quotenmodells diskutiert, die die finanzielle Belastung des Ausbaus der EEQ stärker auf die EVU übertragen würde. Die aktuelle Vereinbarung zwischen der Regierung und den wesentlichen politischen Parteien beinhaltet die Einführung eines quotenbasierten Zertifikatssystem, das langfristig das bestehende System ablösen soll /Miljö 1999/. Geleitet ist dies Reform von dem Gedanken, den weiteren Ausbau der Windenergie und anderer EEQ auf keinen Fall zu behindern, über die Einführung wettbewerblicher Elemente die finanziellen Belastungen der öffentlichen Hand zu begrenzen. In der Vereinbarung ist in umfassender Form auch die Behandlung bestehender Windkraftanlagen in der Übergangszeit geregelt (**Tabelle 2.2**).

Somit wird bestehenden Anlagen solange die derzeitigen Vergütungen durch die Netzbetreiber gesetzlich und unbefristet gewährt, wobei die Vergütungshöhe nunmehr nicht mehr jährlich schwankt, da sie nicht mehr in Abhängigkeit von den durchschnittlichen Tarifen berechnet wird. Der staatliche Zuschuß zur Vergütung wird dagegen auch für bestehende Anlagen vermindert, allerdings erst nach einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren je nach Anlagen-

größe. Bei neuen Anlagen gibt die öffentliche Hand keine Zuschüsse mehr. Dafür erhalten neue Anlagen Zertifikate, für die zumindest bis 2002 ein Preis von 0,013 €/kWh festgelegt ist, die der Verbraucher als derjenige, der eine bestimmte Quote von EEQ zu erfüllen hat, mindestens zu zahlen hat. Damit wird die Grundvergütung in Höhe von 0,044 €/kWh durch die Netzbetreiber auf insgesamt 0,057 €/kWh aufgestockt. Diese Regelung gilt vorläufig bis einschließlich 2002, danach ist der freie Handel und damit auch die freie Preissetzung für die Zertifikate geplant. Auch neue Anlagen der EVU erhalten Zertifikate. Darüber hinaus ist ein Ausschreibungswettbewerb für Off-shore Kapazitäten geplant, soweit sie über die Verpflichtungen der EVU in Höhe von 750 MW hinausgehen.

Tabelle 2.2: Geplante Vergütungen von Windkraftanlagen von unabhängigen Betreibern nach /Miljö 1999/

Anlage		Vergütung durch				Befristung
		Netzbetreiber	Staat	Verbraucher	Gesamt	
bestehende	alle	0,044	0,013		0,057	bis funktionierender Markt für EEQ etabliert
	< 200 kW	0,044	0,036		0,081	für die ersten 25.000 Vbh
	200 - 600 kW	0,044	0,036		0,081	für die ersten 15.000 Vbh
	> 600 kW	0,044	0,036		0,081	für die ersten 12.000 Vbh
	falls Vergütung nicht ausreichend Tilgung	Netzbetreiber übernimmt Anlage und Verbindlichkeiten				
neue	bis 2002	0,044	-	0,013	0,057	für 10 Jahre
	Ersatz kleiner Anlagen (< 100 kW)	0,081	-		0,081	für das Dreifache der Leistung der alten Anlage & 12.000 Vbh
	nach 2002	freie Preisbildung, soweit tragfähige Nachfrage durch Quotenfestlegung erfolgreich				

2.1.2.2 Förderung der Biomasse

Die **Hälfte** des dänischen Raumwärmebedarfs wird über Fern- oder Nahwärmenetze abgedeckt. Sie bilden eine gute Basis für den Einsatz von Biomasse im Raumwärmebereich. Ein Zehntel der Wärme in diesen Netzen wird mit Hilfe von Stroh, Holz-Hackschnitzeln oder Pellets erzeugt /Stockinger 1998/. Seit den achtziger Jahren sind eine Vielzahl kleiner Heizwerke (Leistungsbereich 1 - 10 MW) von Kohle und Öl auf Biomasse umgestellt worden. 1996 wurden bereits 0,8 Mio. t Stroh, das entspricht 15 % der gesamten Strohernte, für energetische Zwecke eingesetzt und damit 1,5 % des Primärenergiebedarfs /Larsen 1998/ gedeckt. In 1998 ist die Nutzung auf über 1 Mio. t angestiegen. 45 % dieses Strohs wird direkt zur Heizung, 30 % in Heizwerken und ein Viertel in Kraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen verwendet. Es existieren über 50 Heizwerke für Stroh. Von dem ursprünglich präferierten Einsatz von Stroh als Zufeuerung in Kohlekraftwerken ist man aufgrund technischer Probleme mittlerweile abgerückt. Nunmehr wird der Einsatz in speziellen, nur für die Verbrennung von Stroh ausgelegten Kesseln angestrebt. Zwei Prozent des Primärenergiebedarfs werden durch Holz abgedeckt, das entspricht einer jährlichen Menge von über 2 Mio. t; die dominierende Nutzung ist hier der Hausbrand.

Holz hackschnitzeln werden zu 17 €/MWh gehandelt, Strohballen zu 15 €/MWh und Pellets an Großabnehmer zu 20 €/MWh. Der Holz hackschnitzelnversorgung wird von zwei großen, landesweit operierenden Gesellschaften dominiert. Stroh wird von Bauern direkt oder über Genossenschaften vertrieben. Lang laufende Bezugsverträge, die Anbieter wie Nachfrager vor kurzfristigen Preisschwankungen schützen, sind üblich /Stockinger 1998, Larsen 1998/.

Investitionszuschüsse für Biomasseheizwerke mit Nahwärmenetzen betragen 5 - 35 % /Stockinger 1998/. Diese Zuschüsse sind notwendig, um die Wärmekosten der Biomasseheizwerke auf ein den fossil betriebener Heiz(-kraft)werke vergleichbares Maß zu senken. Einzelanlagen werden nur gefördert, wenn sie sich außerhalb von Wärme- oder Gasversorgungsnetzen befinden. Es werden nur Zentralheizungssysteme, aber keine Einzelöfen gefördert. Die Förderung beträgt 17-20 % der Investitionskosten für private Betreiber und 18-25 % bei gewerblichen Betreibern /Helby 1998b/. Für die Umstellung von Elektrodirektheizungen gibt es darüber hinaus zusätzliche Zuschüsse in Abhängigkeit von der beheizten Gebäudefläche.

Die Regierung hat die EVU verpflichtet, bis zum Jahr 2000 sechs Prozent des derzeitigen Kohleverbrauchs durch 1,4 Mio. t Biomasse zu ersetzen.

2.1.2.3 Förderung der Solarthermie

In Dänemark waren 1997 250.000 m² Solarkollektoren installiert, das entspricht 48 m² je 1000 Einwohner. Das ist die höchste Dichte in einem nordeuropäischen Land und bedeutet mehr als das Doppelte des deutschen Wertes. Zwischen 1994 und 1997 konnte ein durchschnittliches jährliches Wachstum des Kollektormarktes von 50 % der installierten Fläche erreicht werden.

Seit 1979 wurden Solarkollektoranlagen mit einem festen Zuschuß von maximal 30 % der Investitionskosten durch die öffentliche Hand gefördert /Clausen 1996/. Im Jahr 1990 wurde die Förderung auf eine andere Berechnungsgrundlage umgestellt. Der Zuschuß wird nicht mehr als fester Anteil an der Investitionssumme berechnet, sondern wird an dem theoretischen Ertrag pro Jahr ausgerichtet /Helby 1998b/. Er beträgt derzeit einmalig 0,50 €/kWh*a, was einer Förderung von 20-25 % der Investitionskosten entspricht. Prinzipiell können auch Selbstbauanlagen die Zuschüsse erhalten, die dafür notwendige Typenzulassung wurde aber bisher nur vereinzelt durch Bausatzanbietern beantragt. Zwischen 1979 und 1995 wurden Zuschüsse mit einer Gesamtsumme von 25 Mio. € gewährt, dies entspricht durchschnittlich 0,33 € pro Einwohner und Jahr. Das Budget für den von 1995 - 1997 laufenden Aktionsplans für Solarkollektoren beträgt jährlich 3,9 Mio. €, also 0,78 €/Einwohner;Jahr, der Einsatz wurde also gegenüber den Vorjahren deutlich gesteigert. Da man mit sinkenden spezifischen Anlagenkosten rechnet, kann bei gleichbleibendem Budget eine steigende Zahl von Kollektoranlagen gefördert werden /Clausen 1996/. Der Aktionsplan beinhaltet neben der Finanzierung auch die Organisation der Anlagenerstellung, etwa in Zusammenarbeit mit großen Wohnungsbauunternehmen, die Gründung von Solarenergie-Versorgungsgemeinschaften, die Bündelung der von Fördergelder etwa auch der EU, die verbesserte Sicherung der Qualität, die Förderung der Forschung und eine landesweite Öffentlichkeitskampagne. Für diese Aufgaben werden zusätzlich zu dem Budget für die Anlagenzuschüsse jährlich 3,5 Mio. € (0,70 €/Einwohner;Jahr) bereitgestellt.

Teil des Aktionsplanes ist auch eine Vereinbarung mit der Gaswirtschaft /Helby 1998b/. Die Gaswirtschaft bezieht Solarkollektoren zu Großhandelspreisen und gibt diese ohne Aufschlag an die Endkunden weiter. Außerdem werden durch die Gasversorgungsunternehmen Kredite zu den gleichen Konditionen angeboten, wie sie, die Gasversorgungsunternehmen, selbst auf dem freien Kapitalmarkt erhalten. Bezuschußung und Förderung ist auf jene Gebiete beschränkt, die keine Versorgung durch Nah- oder Fernwärmenetze besitzen. In Gebieten, wo darüber hinaus auch keine Gasversorgung besteht, sind - ähnlich wie bei der Biomasse - zusätzliche Zuschüsse für die Konversion von Elektrodirektheizungen auf andere Energieträger möglich. Solarkollektoranlagen werden dabei etwa in der selben Höhe bezuschußt wie Biomasseanlagen.

2.1.2.4 Bewertung

Durch die Einspeiseregulierung ist es in Dänemark gelungen, im Bereich der Windenergie eine stabile Nachfrage zu generieren. Durch die Bevorzugung privater Betreiber ist eine breite Lobby entstanden, die für die politische Unterstützung der Windenergie sorgt. Frühzeitig wurde dabei auch die Flächennutzung und der Netzzugang geregelt, so daß Investoren eine große Planungssicherheit vorfinden. Parallel zur Marktentwicklung wurde auch die Forschung unterstützt und damit die Basis für den weltweiten Erfolg dänischer Windkraftanlagenhersteller geschaffen. Ein entscheidender Erfolgsfaktor der guten Position der dänischen Windkraftanlagenindustrie ist dabei, daß sie sich im Vergleich zu anderen Wettbewerbern schon frühzeitig entwickelte und die Chancen, die sich in den später wachsenden ausländischen Märkten wie z.B. Deutschland und Spanien ergaben, konsequent nutzt. Derzeit stammen weltweit etwa 60 % aller Windkraftanlagen aus Dänemark /Guey-Lee 1998/. Die dänische Windindustrie beschäftigt z.B. mehr Mitarbeiter als die nationale Fischereiindustrie. Der Export insbesondere in Entwicklungsländer wird dabei mit vergünstigten Darlehen und direkten Zuschüssen großzügig unterstützt. Die geplante Novellierung der Einspeiseregulierung mit der Berücksichtigung von Quoten stellt einen vorsichtig gestalteten Versuch dar, die bisherigen, sehr erfolgreichen Regelungen mit stärker wettbewerbsorientierten Regelungen anzureichern, ohne daß das weitere Wachstum der Windenergie (und auch der Biomasse im Stromsektor) beeinträchtigt werden soll. Dabei wird antizipiert, daß die Windenergie in Dänemark nicht mehr ein Nischen Beitrag zur nationalen Stromversorgung darstellt und daher durchaus einem stärkeren Wettbewerb ausgesetzt werden kann.

Auch im Bereich der Solarkollektoren konnte eine stabile Marktentwicklung mit hohen Wachstumsraten angestoßen werden. Neben Anlagen für Einfamilienhäuser wurde auch schon frühzeitig versucht, Großanlagen in Mehrfamilienhäusern und Nahwärmenetzen zu initiieren, um so Kostensenkungspotentiale durch Größenvorteile zu aktivieren. Dazu konnten erfolgreich EVU und Wohnungsbauunternehmen in die Umsetzung mit eingebunden werden. Vorteilhaft ergibt sich dabei der gute Ausbau der Fern- und Nahwärmenetze, die eine gute Voraussetzung für die Einsatz von Solarkollektoren und anderen EEQ in der Wärmeversorgung bieten. Die EVU, in Dänemark häufig lokale, genossenschaftlich geführte Unternehmen, stellen dabei auch eine gute Basis für die Umsetzung der EEQ dar, zumal der staatliche Zugriff auf sie erheblich ist. Letztlich stellt sich der Erfolg der Sonnenkollektoren in Dänemark als ein Ergebnis eines ganzen Bündels von Maßnahmen dar, das eine ausreichende Nachfrage entstehen hat lassen, solare Wärme in den gesellschaftlichen und politischen Strukturen etabliert hat und auch die technologische Entwicklung gefördert hat.

Die Umsetzung der erneuerbaren Energien insgesamt ist bislang hinter den allerdings sehr ehrgeizigen Plänen der Regierung, wie sie im Plan Energie 21 formuliert wurden, zurückgeblieben. Dies ist in erster Linie auf die Schwierigkeiten bei der Errichtung von Biomasse betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zurückzuführen.

Auch die CO₂-Emissionen liegen höher als geplant. Aus der Sicht der Regierung ist dafür insbesondere der wachsende Anteil des Verkehrssektors verantwortlich, während in den anderen Verbrauchssektoren durchaus Minderungen erzielt werden konnten /Danish Energy Agency 1998/.

Für die Energieforschung werden derzeit jährlich 13 Mio. € öffentlicher Mittel ausgegeben, der Anteil der erneuerbaren Energien daran beträgt 40 % (5,2 Mio. €).

2.1.3. Großbritannien: Ausschreibungswettbewerb im Rahmen der Non-Fossil-Fuel Obligations

Zentrales Instrument der britischen Politik zur Förderung der erneuerbaren Energien ist die Non-Fossil-Fuel Obligation (NFFO). Außer der Förderung im Rahmen des Energy Saving Trusts, der sich aber in erster Linie auf die Förderung von Energieeinsparmaßnahmen konzentriert sind andere Maßnahmen praktisch nicht vorhanden. Das System der NFFO wurde 1990 im Rahmen der Privatisierung der britischen Elektrizitätswirtschaft eingeführt. Die Förderung erneuerbarer Energien war zu diesem Zeitpunkt eher ein Nebenprodukt, im Vordergrund stand die Finanzierung der zum damaligen Zeitpunkt aus wirtschaftlichen Gründen nicht privatisierbaren, da nicht wirtschaftlich betreibbaren Kernkraftwerke. Ähnliche Mechanismen sind auch in Schottland und Nordirland installiert worden. Im folgenden wird jedoch ausschließlich auf die Entwicklung in England und Wales eingegangen.

2.1.3.1 Prinzip der NFFO

Grundprinzip der Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen der Non-Fossil-Fuel Obligation ist eine Quotenregelung, finanziert durch Abgaben auf die Strompreise.

Das britische Elektrizitätsgesetz von 1989 ermächtigt den Industrieminister, Verordnungen zu erlassen, welche die öffentlichen Versorgungsunternehmen verpflichten, zu benennende Mengen regenerative erzeugten Stroms in ihr Netz aufzunehmen und auch zu vermarkten /Drillisch, Riechmann 1997/. Der wünschenswerte Einsatz erneuerbarer Energien wird ähnlich wie in Deutschland mit der Sicherung der Energieversorgung durch Einsatz heimischer Energieträger und der Diversifizierung der Energieträger und der Reduzierung der Umweltbelastung begründet. Zusätzlich soll damit aber auch die Entwicklung international wettbewerbsfähiger Technologien gefördert werden. Die britische Regierung hat sich in diesem Zusammenhang zum Ziel gesetzt, Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien mit einer Leistung von $600 \text{ MW}_{\text{DNC}}$, ausgedrückt in Grundlastkraftwerksäquivalente⁴, bis zum Jahr 2000 zuzubauen. Dieses Ziel wurde später auf $1.000 \text{ MW}_{\text{DNC}}$, zuletzt auf $1.500 \text{ MW}_{\text{DNC}}$ aufgestockt, worin sich der Vorteil zeigt, das Ziel selbst nicht zum Bestandteil eines Gesetzes zu machen, um so eine höhere Flexibilität zu erreichen. Aus diesen absoluten Mengen ist dann die Höhe der Verpflichtungen der einzelnen Versorgungsunternehmen in Prozent der jeweiligen Stromabgabe abgeleitet worden (=Quote).

Auch wenn das britische Recht hier von Versorgungsunternehmen spricht, so meint es doch im deutschen Sinne die Verteilungsunternehmen. Im Zuge der Liberalisierung des britischen Strommarktes und der Privatisierung der Versorgungsunternehmen wurde eine unternehmerische Entflechtung der Bereiche Erzeugung, Transport und Verteilung vorgenommen. Transport- und Verteilungsnetz bleiben dabei weiter Monopole unter staatlicher Aufsicht, während bei Erzeugung und Handel freier Wettbewerb herrscht. Im Verteilungsbereich wurden zwölf regionale Unternehmen (regional electricity companies REC) gebildet, die neben der Bereitstellung des Verteilungsnetzes auch eine Versorgungspflicht für Haushaltskunden haben. Damit ist in diesem Bereich das Entflechtungsprinzip durchbrochen, da die Unternehmen neben der Bereitstellung der Monopoldienstleistung „Verteilung“ auch selbst Strom direkt an Endkunden verkaufen. Insofern ähneln sie somit deutschen Stadtwerken oder Re-

⁴ Grundlastkraftwerksäquivalenten (englisch Declared Net Capacity, MW_{DNC}) bedeutet: Eine Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien mit einer Leistung von $1 \text{ MW}_{\text{DNC}}$ erzeugt übers Jahr die selben Strommenge wie ein konventionelles Grundlastkraftwerk mit der technischen Leistung 1 MW . Für jede Technologie sind die Umrechnungsfaktoren gesetzlich festgelegt. Für Windenergie beträgt er z.B. 0,43, dies bedeutet 1 MW Windleistung entspricht $0,43 \text{ MW}$ konventioneller Grundlastkraftwerksleistung. Obwohl also die politischen Ziele vordergründig in Kapazitätsleistungen angegeben werden, stehen dahinter eigentlich Energiemengen.

gionalversorgern. Es sind diese Unternehmen, die zur Einhaltung der Quote verpflichtet sind.

Prinzipiell bleibt es den einzelnen Unternehmen selbst überlassen, wie sie diese Quote erfüllen möchten. Sie können /Menges 1998/

- selbst Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien betreiben,
- individuell Verträge mit Anlagenbetreibern abschliessen oder
- sich kollektiven Verträgen aller Verteiler anschliessen.

Allerdings kommen sie nur im letzteren Fall in den Genuß der Kompensation der Mehrkosten im Rahmen der NFFO (s.u.), um möglichen Mißbräuchen vorzubeugen. Das hat dazu geführt, daß alle Verteilungsunternehmen bisher ausschließlich von der dritten Option Gebrauch gemacht haben. Die regionalen Verteilungsunternehmen beauftragen dabei eine öffentliche Behörde, die Non-Fossil-Purchasing Agency (NFPA) mit der Ausschreibung und Verwaltung entsprechender elektrischer Leistungen von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Im Gegenzug verpflichten sich die Unternehmen, den Strom der von der NFPA kontrahierten Anlagen abzunehmen. Es haben bisher fünf Ausschreibungsrunden mit z.T. erheblichen Unterschieden in der Ausgestaltung stattgefunden (s. Abschnitt 2.1.3.2.)

Es werden jeweils für unterschiedliche Technologiebänder wie z.B. Windenergie, Wasserkraft bestimmte Kapazitäten ausgeschrieben, so daß nur Anbieter gleicher Technologien miteinander konkurrieren. Die Größe und Spezifikation der einzelnen Technologiebänder folgt keinen festen, operationalisierbaren Regeln. Sie hängen z.B. von der Marktnähe der jeweiligen Technologie und ihrem Potential ab. Bei den letzten NFFO wurden z.B. nur noch die Müllverbrennung in Wirbelschichtanlagen ausgeschrieben, da man Festbettanlagen als voll wettbewerbsfähig ansieht, die Einführung der Wirbelschichttechnologie aber fördern möchte (**Abbildung 2.2**). Ferner wird auch versucht zu berücksichtigen, inwieweit die Verträge tatsächlich zur Realisierung von Anlagen führen. Solare Stromerzeugungsanlagen werden nicht ausgeschrieben, da nach Einschätzung der Regierung ein wirtschaftlicher Betrieb in England auch in Zukunft nicht möglich sein wird. Niemand ist von der Ausschreibung ausgeschlossen, d.h. auch die Verteilungsunternehmen selbst bzw. deren Töchter können teilnehmen.

Die aufgrund der Ausschreibung eingereichten Angebote werden auf ihre technische, rechtliche und wirtschaftliche Machbarkeit („will secure“) überprüft, um unrealistische, möglicherweise aus strategischem Kalkül gestaltete Niedrigpreisangebote auszusondern. Die ausführbaren Anlagen mit den niedrigsten Angebotspreisen erhalten dann den Zuschlag, bis die angestrebte Menge MW_{DNC} im jeweiligen Technologieband erfüllt ist. Die Gewinner der Ausschreibung erhalten einen einseitigen privatrechtlichen Vertrag, der ihnen die Abnahme der von seiner Anlage erzeugten Menge Strom zu einem bestimmten Tarif über die Vertragslaufzeit garantiert. Der Tarif wird dabei mit der allgemeinen Inflationsrate indiziert, so daß der Anbieter keinen inflationsbedingten Preisänderungsrisiken unterliegt. Der Anbieter unterliegt hingegen **keinen** vertraglichen Verpflichtungen wie etwa einer Strafklausel bei Nichtausführung etc. Die Mehrkosten des regenerativ erzeugten Stroms werden über eine Abgabe, der Fossil-Fuel Levy (FFL) abgedeckt, die von den Verteilungsunternehmen bei ihren Endkunden erhoben wird. Das regionale Abgabenaufkommen wird an die NFPA weitergeleitet, die davon an aufnehmende Verteilungsunternehmen die Mehrkosten des Stroms aus NFFO-Verträgen bezahlt. Auf diese Weise findet vergleichbar dem in Kapitel 6 vorgeschlagenen Netzaufschlagmodell ein Ausgleich in der Belastung der einzelnen Verteilungsunternehmen statt, die NFPA tritt als Fondverwalter auf. Die Abgabe berechnet sich als Aufschlag auf den Wert des verkauften Stroms, der durch das Verteilungsnetz fließt, ausgenommen der regenerativ erzeugte Anteil. Die Höhe der Abgabe wird in Abhängigkeit von den zu deckenden Kosten jedes Jahr neu festgelegt. Das Volumen der Abgabe, das für regenerative

Energien ausgegeben wurde, wuchs von 38 Mio.DM im Jahr 1991 auf 395 Mio.DM in 1997. In 1997 betrug der Preisaufschlag 2,2 %, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Hälfte dieses Aufschlages für die Unterstützung der Kernenergie verwendet wurde. Die von der NFPA abgedeckten Mehrkosten lagen damit 1997 höher als die in Deutschland durch das StrEG ermittelten (gerechnet auf der Basis von 10 Pf/kWh Vergleichskosten).

Technologiebänder						
	NFFO1	NFFO2	NFFO3	NFFO4	NFFO5	
	1990	1991	1994	1996/97	1998	Summe
Windkraft	12	84	146	330	340	912
kleine Windkraft			20 ($<1,6$ MW)	10 ($<0,8$ MW)	28 (<1 MW)	58
Wasserkraft	12	11	14	13	9	59
Deponiegas	36	48	82	173	314	653
Klärgas	6	27				33
Müllverbrennung (Festbett)	41	271	242			554
Müllverbrennung (Wirbelschicht)				126	416	542
Müllverbrennung (KWK)				115	70	185
Biomasse (Verbrennung)	45	30				75
Biomasse (Vergasung)			19	67		86
Biogas (Landwirtschaft)				7		7
andere			104			104
Summe	152	472	626	843	1177	3270

Abbildung 2.2: Ergebnisse der unterschiedlichen Ausschreibungsrunden in den einzelnen Technologiebänder in MW_{DNC}. Dunkel unterlegte Felder stellen die tatsächlich ausgeschriebenen Bänder, hell unterlegte die implizit mitberücksichtigten dar

Die Höhe der spezifischen Mehrkosten ergibt sich aus der Differenz zwischen den über die NFFO abgeschlossenen Abnahmepreisen des regenerativ erzeugten Stroms und dem monatlichen Mittelwert des englischen Poolpreises. Der Poolpreis ergibt sich dabei in erster Linie aus den Gebotspreisen im kurzfristigen Spotmarkthandel plus Netzdienstleistungsgebühren. Möglicherweise werden auf diese Weise die vermiedenen Kosten zu niedrig angesetzt, da die langfristigen NFFO-Verträge mit dem Spotmarktpreis für kurzfristige Verträge verglichen werden. Insofern erfolgt zur Zeit u. U. eine Überkompensation der tatsächlich entstehenden Mehrkosten. Demgegenüber ist die Bestimmung vergleichsweise einfach und erfordert keinen zusätzlichen Aufwand. Die Aufnahme von NFFO-Strom ist daher für die Verteilungsunternehmen durchaus attraktiv. Auf der anderen Seite unterliegen die aufnehmenden Unternehmen einem zusätzlichen Risiko infolge des fluktuierenden Charakters des NFFO-Stromes, das sie zur Vorhaltung von Reserveleistung bzw. entsprechenden Verträgen zwingt. Um dieses Risiko zu begrenzen, wurde mit NFFO-3 die Abnahmeverpflichtung auf 25 % der Gesamtabgabe beschränkt /Menges 1998/.

2.1.3.2 Ausgestaltung der einzelnen Ausschreibungsrunden

Im Rahmen der NFFO haben bisher fünf Ausschreibungsrunden stattgefunden, die sich in ihrer Ausgestaltung bezüglich der gewählten Verfahren, Preissetzungsmethoden und den Laufzeiten der Verträge stark von einander unterscheiden.

In der ersten NFFO-Runde wurde über Kostenvergleiche die Höhe der Vergütung festgesetzt. In allen späteren Runden wurden bestimmte Kapazitäten von der NFFO ausgeschrieben und Bieter konnten entsprechende Angebote abgeben. In der zweiten NFFO-Runde erhielten dabei alle Anbieter, die erfolgreich waren, im jeweiligen Technologieband jeweils die gleiche spezifische Vergütung in Höhe des Angebots des letzten zum Zuge kommenden Anbieters („strike“-Preis). Anbieter mit niedrigeren Angeboten konnten so zusätzliche Renten erzielen. Seitdem erhalten die erfolgreichen Bieter eine Vergütung entsprechend ihres individuellen Angebots. Daher lassen sich die Ergebnisse der einzelnen Runden nicht direkt miteinander vergleichen, da es sich in einem Fall um das höchste, gerade noch zum Zuge kommende Angebot handelt, in den anderen Fällen aber um die Durchschnittsvergütungen aller Angebote einer Runde und eines Technologiebandes.

Weiterhin wurde auch die Laufzeit und Abwicklung der Verträge mit den Bietern verändert. Während in den beiden ersten Runden die Laufzeit unabhängig von dem tatsächlichen Inbetriebnahmezeitpunkt bis Ende 1998 begrenzt war, laufen seit NFFO3 die Verträge über 15 Jahre ab Inbetriebnahmezeitpunkt. Die Anbieter haben dabei ab Zuschlagszeitpunkt fünf Jahre Zeit, die Anlage zu realisieren. Der feste Vertragsendpunkt in den beiden ersten Ausschreibungsrunden hatte sehr kurze Abschreibungszeiträume von 5 - 7 Jahre zur Folge, was die angebotenen Preise naturgemäß in die Höhe trieb. Zudem ist gerade im Bereich der Windkraft der Inbetriebnahmezeitpunkt aufgrund der schwierigen Genehmigungslage mit vielen Unwägbarkeiten verbunden, so daß sich aus dem festen Endzeitpunkt zusätzliche finanzielle Risiken für den Bieter ergeben. Die nunmehr gefundene Regelung nimmt den Projektentwicklern dieses Problem und läßt Abschreibungszeiträume zu, die eher der technischen Lebensdauer der Anlagen entsprechen und so gegenüber den vorherigen Ausschreibungsrunden zu weiteren Preissenkungen geführt haben. Nachteilig ist, daß die allermeisten erfolgreichen Anbieter erst am Ende des Fünfjahreszeitraums die Anlagen tatsächlich errichten, da sie von sinkenden Anlagenpreisen in der Zukunft ausgehen. Insofern reflektieren die in den Ausschreibungen erzielten Angebote die Stromgestehungskosten jeweils etwa fünf Jahre im voraus ab Zuschlag und sind daher auch aus diesem Grund nicht mit den aktuellen Gestehungspreisen in anderen Ländern (z. B. Deutschland) zu vergleichen.

2.1.3.3 Ergebnisse

In den bisherigen fünf Ausschreibungsrunden wurden insgesamt 3.270 MW_{DNC} Kraftwerksleistung unter Vertrag genommen, zuletzt unter NFFO5 1.177 MW_{DNC}. Von Ausschreibung zu Ausschreibung wurde eine steigende Leistung ausgeschrieben. Der Schwerpunkt liegt bei der Müllverbrennung und der Windenergie mit jeweils etwa einem Drittel Anteil. Da es sich bei den NFFO-Verträgen um einseitige Verpflichtungen handelt, d.h. die Netzbetreiber verpflichten sich zur Aufnahme des Stromes zum vereinbarten Tarif, die Projektanbieter aber nicht zur Realisierung, bestehen große Unterschiede zwischen der Anzahl der Verträge und den tatsächlich realisierten Projekten. Zudem verzögert die den Anbietern zugestandenen Umsetzungszeiträumen die Realisierung. Bis Mitte 1998 wurde daher tatsächlich nur eine Leistung von 528 MW_{DNC} errichtet, also nur ein Sechstel der insgesamt vertraglich abgeschlossenen Leistung /Mitchell 1998/. Selbst wenn man die erst im Frühjahr abgeschlossene, fünfte Ausschreibungsrunde außer Betracht läßt, da eine Umsetzung in einem so kurzen Zeitraum unrealistisch ist, liegt die Umsetzungsrate bei nur 25 %.

Niedrige Umsetzungsraten finden sich insbesondere bei Müllverbrennungsanlagen, verursacht durch lange und unsichere Genehmigungsverfahren, und bei Windkraftanlagen, dort zu erklären durch den harten Preiswettbewerb (**Abbildung 2.3**). Betrachtet man nur die ersten beide Ausschreibungsrunden, die als abgeschlossen gelten, so findet man Umsetzungsraten von 93 %, bezogen auf die Leistung (81 % bezogen auf die Anzahl) bei NFFO1 und 37 % bzw. 67 % bei NFFO2. Dabei ist zu berücksichtigen, daß unter NFFO1 auch zahlreiche, zum Ausschreibungszeitpunkt bereits existierende Anlagen gefördert wurden. Im Rahmen von NFFO3 warten noch 461 MW_{DNC} auf ihre Umsetzung bis Ende 1999, also knapp genauso viel, wie bisher überhaupt im Rahmen der NFFO realisiert wurden. Bisher läßt sich noch nicht einschätzen, inwieweit überhaupt mit einer weitgehenden Umsetzung gerechnet werden kann. Diese Frage ist von großer Bedeutung, da bei niedrigen erreichten Umsetzungsraten die Leistungsfähigkeit des NFFO-Prozesses insgesamt in Frage steht /Mitchell 1998/. Die englische Regulierungsbehörde OFFER rechnete bei NFFO4 schon bei der Ausschreibung mit nur 50 % Umsetzungsrate bei Windenergie und Müllverbrennung /Drillisch, Riechmann 1997/. Bei der für internationale Vergleich immer wieder herangezogenen Windenergie konnten bis Sommer 1998 331 MW_{el} installiert werden, also etwa 50 MW_{el} pro Jahr.

Die angebotenen Preise sind im Laufe der Ausschreibungen erheblich gefallen (**Abbildung 2.4**). Im Durchschnitt betragen sie bei der letzten Ausschreibungsrunde weniger als 40 % der Preise unter NFFO1. Mit durchschnittlichen Stromgestehungskosten unter 8 Pf/kWh in der letzten Ausschreibungsrunde können die ausgeschriebenen Technologien schon als sehr wettbewerbsfähig gelten. Allerdings sind diese oberflächlichen Vergleiche nur wenig aussagekräftig, da sie nicht die unterschiedliche Ausschreibungsmodalitäten berücksichtigen, die für einen erheblichen Teil der Kostensenkungen verantwortlich sind (vergl. Abschnitt 2.1.3.2.). Zudem ist bisher nicht geklärt, inwieweit sich insbesondere mit den niedrigen Preisen der beiden letzten Runden, die in Erwartung von zukünftigen Kostensenkungen so festgesetzt wurden, Projekte überhaupt realisieren lassen, die Preise also realistisch sind. Ferner sind in dem ausgeschriebenen Technologiemitmix Techniken wie Müllverbrennung und Deponiegas enthalten, die für ihre Wettbewerbsfähigkeit auch in anderen Ländern bekannt sind.

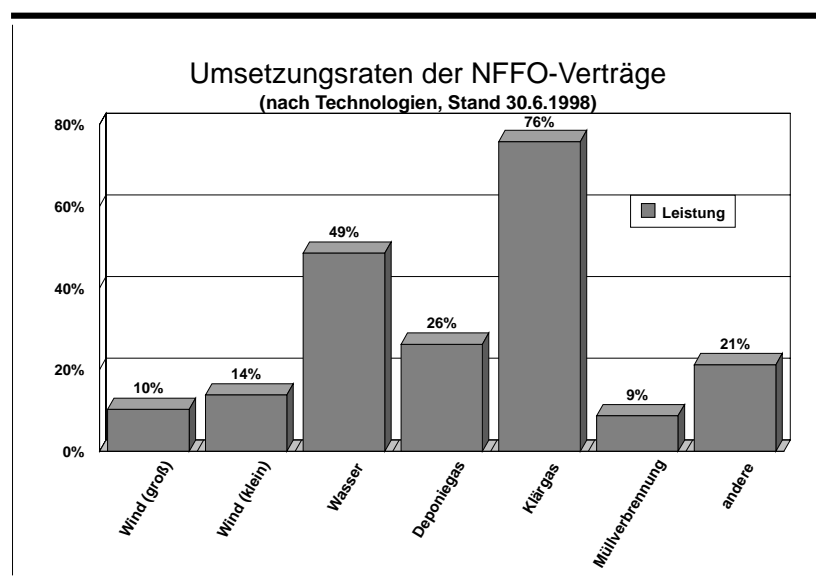


Abbildung 2.3: Entwicklung der Umsetzungsraten für alle Ausschreibungen nach Technologien bezogen auf die Leistung (Stand 30.6.1998)

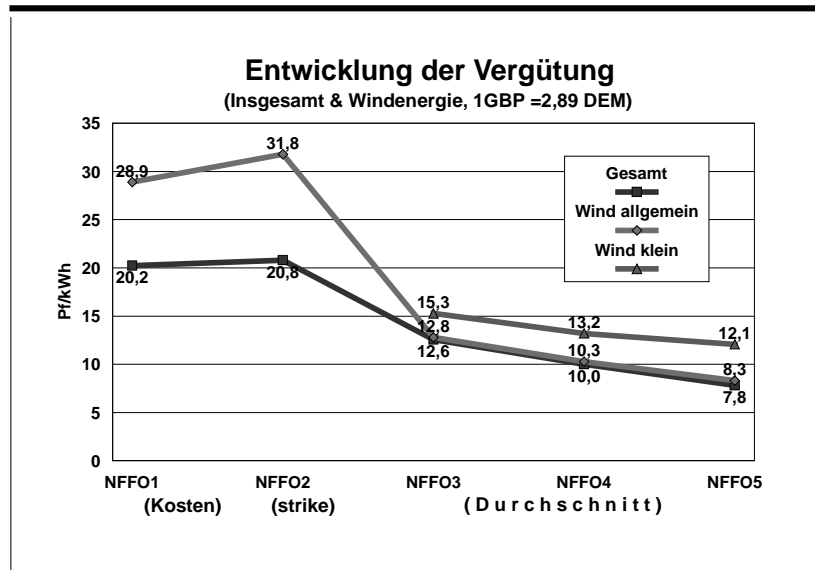


Abbildung 2.4: Entwicklung der Angebotspreise im Rahmen der NFFO. Vergleich alle Technologien zu Windenergie im Speziellen

Betrachtet man von den begünstigten Technologien die Windenergie genauer, so erkennt man neben den deutlichen absoluten Preissenkungen (-70 % NFFO1 bis NFFO5) auch die relative Verbesserung der Windenergie gegenüber den anderen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. In den letzten drei Ausschreibungen lag die Windenergie mit ihren Durchschnittspreisen nur noch geringfügig über den Durchschnittskosten aller ausgeschriebener Technologien. Bei einem Vergleich der unter NFFO erzielten Preise für Strom aus Windenergie mit den Stromgestehungskosten von Windenergie in anderen Ländern sollten aber folgende Gesichtspunkte berücksichtigt werden:

1. Großbritannien ist das europäische Land mit dem größten Windkraftpotential. Dementsprechend gibt es sehr viele Standorte mit sehr günstigen Windbedingungen, was zu den niedrigen Kosten erheblich beiträgt. Die britische Windenergie Vereinigung (BWEA) geht z.B. von durchschnittlich über 2600 Vollbenutzungsstunden zur Berechnung des Energieertrages der bisher errichteten Anlagen aus /BWEA 1998/.
2. Gewinner der Ausschreibungen sind in erster Linie große Windfarmen mit tendenziell niedrigeren Gestehungskosten als Einzelanlagen.
3. Wie bereits dargestellt, reflektieren die heutigen Ergebnisse die zukünftigen Preise, das heißt z.B. der 1998 in der letzten NFFO5 dargelegte Preis reflektiert weitgehend die angenommenen Anlagenkosten im Jahre 2003, die gemeinhin als niedriger als heute angesetzt werden.

Ein direkter Vergleich mit deutschen Stromgestehungskosten aus Wind ist daher nur sehr eingeschränkt möglich.

2.1.3.4 Bewertung

Das System der NFFO hat in einem Zeitraum von acht Jahren zum Aufbau erheblicher Kapazitäten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Großbritannien geführt. Vor Einführung dieses Systems gab es außer großer Wasserkraftwerken praktisch keine anderen Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien im britischen Stromnetz. Neue Akteure in Form unabhängiger Projektentwickler wurden durch diesen Mechanismus in den

Markt gezogen. Durch die wettbewerbliche Gestaltung der Ausschreibung wurde zudem ein erheblicher Kostendruck auf die Anbieter ausgeübt, die Angebotspreise sanken stark. Für Technologien, die sehr nahe an der Wirtschaftlichkeit liegen oder nur einen zusätzlichen Impuls zur verstärkten Einführung benötigen, hat sich das NFFO-System als sehr erfolgreich gezeigt (siehe Deponiegasanlagen, Müllverbrennung).

Für andere, unter den heutigen Rahmenbedingungen noch nicht voll wettbewerbsfähige Technologien wie insbesondere der Windenergie steht die Nagelprobe eigentlich noch aus. Das jährliche Wachstum der Windkraftkapazitäten ist angesichts der großen Potentiale im Vergleich zu anderen europäischen Ländern mit festen Einspeisetarifen wie Dänemark oder Deutschland bisher eher enttäuschend. In den nächsten Jahren könnte es allerdings zu einem erheblichen höheren Zubau neuer Kapazitäten kommen, da dann die Fristen zur Errichtung unter NFFO3, NFFO4 und NFFO5 Jahr für Jahr auslaufen. Es bleibt abzuwarten, ob die vertraglich gesicherten Preise ausreichend zur Errichtung von Anlagen motivieren. Unsicher ist hierbei auch, inwieweit die Anlagenanbieter zu kurzfristigen, zukünftigen Grenzkosten angeboten haben, die Projekte also nur dann realisieren, falls die Nachfrage aus der übrigen Welt nicht zur einer Auslastung ihrer Produktionskapazitäten führt. Diese Gefahr ist gerade deshalb zu befürchten, weil sich vor allem ausländische Anbieter um die ausgeschriebenen Tranchen beworben haben. Mit der Einführung von Pönalen im Falle der Nicht-Realisierung könnte dieser Gefahr entgegengesteuert werden, gleichzeitig müßten Bieter das Risiko der Pönale adäquat in ihrer Kalkulation berücksichtigen, was tendenziell zu höheren Preisen führen würde. Nachteilig an solchen Pönalen wäre allerdings, daß möglicherweise kleinere Anbieter von Wettbewerb ausgeschlossen werden würden, da sie diese Risiken auf Einzelprojektbasis nicht tragen könnten.⁵

Der starke Wettbewerb, der im Bereich von Bruchteilen von Pfennigen über Erfolg oder Ablehnung entscheidet, hat zur Ausnutzung nur der allerbesten Standorte mit jeweils möglichst vielen Windkraftanlagen geführt, was die öffentliche Akzeptanz der Windenergie in Großbritannien stärker als in andern europäischen Ländern geschmälert hat. Die NFFO haben nicht nur einen Wettbewerb um die beste, kostengünstigste Technologie und die besten Standorte ausgelöst, was beides aus der Sicht der Technikweiterentwicklung und der optimalen Ressourcenausnutzung wünschenswert ist, sondern auch einen Wettbewerb um den besten Zugang zu den Kapitalmärkten. So sind fast alle Verträge in den letzten beiden Ausschreibungsrunden von großen Energieversorgungsunternehmen oder deren Töchtern gewonnen worden, weil diese im Gegensatz zu den unabhängigen Projektentwicklern, die ihre Anlagen über den teureren Mechanismus der Projektfinanzierung abwickeln, die günstigere Unternehmensfinanzierung ausnutzen können⁶. Durch das Fehlen unabhängiger Betreiber ist das politische Lobbying im Vergleich zu anderen Ländern schwach, zumal die EVU als Betreiber der Anlagen nur ein geringes Interesse an der Umsetzung von EEQ haben, da sie so ihre konventionellen Kraftwerkkapazitäten verdrängen⁷. Im Zusammenhang mit der Finanzierung hat es sich als positiv erwiesen, daß privatrechtliche Verträge abgeschlossen werden, die insbesondere ausländischen Investoren eine größere Sicherheit geben als Vereinbarungen, die - aus ihrer Sicht - Willfährigkeiten der Politik ausgesetzt sind.

⁵ Aufschluß über die Auswirkung solcher Maßnahmen könnte die Spieltheorie geben.

⁶ Zum Neutralisieren dieses Effektes wäre ein Umweltkreditprogramm ähnlich dem der Deutschen Ausgleichsbank (DtA) sinnvoll. Möglich wäre auch, daß der Ausschreibungswettbewerb nicht auf der Basis des niedrigsten angebotenen Erzeugungspreises entschieden wird, sondern daß bei einem (möglicherweise durch den Markt) festgelegten, für alle Bieter gleichen Einspeisetarif die Projekte mit den höchsten Kapitalverzinsungen zum Zuge kommen. Den Gewinnern wird das Kapital dann zu diesen Bedingungen zur Verfügung gestellt.

⁷ Allerdings entsteht derzeit ein Markt für Grünen Strom, der von der Anbieterseite insbesondere von den Betreibern der unter den ersten, nunmehr ausgelaufenen NFFO Runden bestritten wird. Die politische Unterstützung wird dadurch möglicherweise auf eine breitere Basis gestellt.

Strukturen zur Produktion von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien konnten in Großbritannien unter den harten Wettbewerbsbedingungen und den unsicheren zukünftigen Perspektiven für Anlagenbauern nicht aufgebaut werden. So gibt es keinen größeren britischen Windkraftanlagenhersteller, praktisch alle unter NFFO errichteten bzw. angebotenen Windkraftanlagen sind von ausländischen Anbietern. Nachteilig für die potentiellen heimischen Anbieter ist dabei vor allem die zyklisch stark schwankende Auslastung mit hektischen Angebotsphasen und Phasen des Abwartens, da sie faktisch von dem NFFO-Wettbewerb als einzigen Nachfrager von Bedeutung abhängig sind.

Aus dem Blickwinkel der Politik ergibt sich vorteilhaft, daß die einzelnen Ausschreibungen flexibel gehandhabt werden können, was bei den Modalitäten der einzelnen Ausschreibungen auch ausgenutzt wurde. Gemessen an den Zielen der Regierung sind die Ergebnisse des NFFO-Systems bisher nicht befriedigend. Einige Schwachpunkte des NFFO könnten jedoch, wie aufgezeigt, durch eine Novellierung des Systems durchaus behoben werden. Dabei würden aber auch der Vorteil des NFFO gegenüber anderen Fördermechanismen, nämlich der harte Preisdruck, geringer ausfallen. Unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 genannten Aspekte sollte ein novelliertes NFFO durch weitere Maßnahmen wie der Bereitstellung von vergünstigten Kapital, gesetzliche Regelung der Flächennutzung und dem Ausbau der Forschung flankiert werden, um eine stabile Marktentwicklung und Ausweitung zu erreichen.

2.1.4. Spanien: Industriepolitik mit erneuerbaren Energien

2.1.4.1 Allgemeine Aspekte

Spanien deckt 7,2 % seines Primärenergiebedarfs aus EEQ. Knapp die Hälfte davon stammt dabei aus der energetischen Verwertung von Biomasse, hier wiederum hauptsächlich Holz in traditioneller Nutzung und organische Abfälle aus Industrie und Landwirtschaft. Über 40 % der EEQ stammen aus Wasserkraftwerken, wobei von dieser Menge 10 % in Wasserkraftwerken kleiner 10 MW erzeugt werden. Der Windenergie kommt steigende Bedeutung zu. Die installierte Leistung ist seit 1994 jahresdurchschnittlich um 80 % gewachsen. 1997 waren 512 MW Windleistung installiert. Die spanische Zentralregierung strebt einen Ausbau auf 2.800 MW bis zum Jahr 2010 an /Hinsch 1998/. Die Summe der Pläne der einzelnen Provinzen übersteigt dieses Ziel sogar um ein Mehrfaches.

Während im Bereich der Windenergie in den letzten Jahren ein erhebliches Wachstum eingeleitet werden konnte, ausgelöst nicht zuletzt durch stabile, staatlich festgelegte Einspeisevergütungen und ein hohes technisches Potential, ist die Entwicklung bei der Biomasse und im Bereich der solarthermischer Systeme trotz der großen Potentiale eher ernüchternd. Die Förderung der erneuerbaren Energien wird häufig mit industriepolitischen Zielen verknüpft. So wird der spanische Windkraftanlagenmarkt hauptsächlich durch spanische Hersteller oder spanische Töchter dänischer Hersteller bedient. Um eine Genehmigung zur Errichtung einer Windkraftanlagen zu erhalten, muß deshalb etwa nachgewiesen werden, daß 70 % des Investitionswertes aus spanischen Produktion stammen /Capricano 1998/. Die eingeräumte industriepolitische Bedeutung der Windkraftanlagenindustrie spiegelt sich auch in der Tatsache wieder, daß 50 % der staatlichen Forschungsaufwendungen für EEQ in die Erforschung der Windenergie fließen.

Die Verbreitung solarthermischer Anlagen bleibt dagegen hinter den Erwartungen zurück, die man angesichts der guten natürlichen Voraussetzungen hegen könnte. So hat der Markt für Solarkollektoren trotz öffentlicher Förderung in den letzten Jahren einen erheblichen Rückgang hinnehmen müssen /Schallenberg 1998/. Auf 1000 Einwohner kommen nur vier Quadratmeter Kollektorfläche, das ist ein Fünftel dessen, was in Deutschland erreicht wird (siehe auch Abbildung 2.1). Weiterhin stagniert der Markt auf einem niedrigen Niveau. Dies

ist um so unverständlicher, als z.B. Griechenland, das ein ähnlich gutes Potential besitzt, die höchste Kollektordichte Europas besitzt. Es bestehen Programme der Regierung und der Provinzen, die insbesondere größere Anlagen mit direkten Zuschüssen zwischen 10 % und 50 % und vergünstigten Krediten fördern /Nabe 1998/.

2.1.4.2 Das neue spanische Stromeinspeisungsgesetz

Mit dem königlichen Erlass (Real Decreto) 2818/1998 vom 23.12.1998 wurde der neue gesetzliche Rahmen für die Förderung von Kraftwärmekopplung, Erneuerbaren Energien und Energetischer Abfallverwertung zur Stromerzeugung geschaffen mit dem Ziel, einen Anteil der EEQ von 12 % am nationalen spanischen Elektrizitätsverbrauch bis zum Jahr 2010 zu erreichen. Die Dauer der Förderung wird im Vorspann des Erlasses als uneingeschränkt angegeben, im Haupttext nicht mehr erwähnt. Die Prämien sollen alle vier Jahre überprüft und ggf. revidiert werden. Die Produzenten sollen mit dem jeweiligen Netzbetreiber Stromabnahmeverträge von jeweils mindestens 5 Jahren Dauer abschließen, die Letztere zur Vergütung des Stromes verpflichten. Wie die Netzbetreiber die entsprechenden Mehrkosten umlegen, ist nicht definiert. Für den erneuerbaren Strom werden Prämien (Zuschüsse) pro gelieferter kWh gewährt. Hinzukommt der Erlös entsprechend dem aktuellen Marktpreis je nach Tarif. Alternativ besteht die Möglichkeit, eine zeitunabhängige Pauschale von 6 pstas/kWh in Anspruch zu nehmen (**Tabelle 2.3**).

Tabelle 2.3: Prämien nach dem neuen spanischen Einspeisegesetz

Erneuerbare Energie	Leistung MW	Prämie	
		pstas/kWh	€/kWh
Sonnenenergie	< 0,005	60	0,360
	0,005 - 50	30	0,180
Windenergie	< 50	5,26	0,032
Geothermie, Wellen, Gezeiten, Hot Dry Rock	< 50	5,45	0,033
Kleinwasserkraft	<= 10 ¹⁾	5,45	0,033
Biomasse (primär)	< 50	5,07	0,030
Biomasse (Abfälle)	< 50	4,70	0,282
Biomasse < 50 % fossiler Zufeuerung	< 50	?	
Hybridanlagen	< 50	nach Anteilen	

1) bei Wasserkraftanlagen von 10 MW bis 50 MW Leistung wird jener Energieanteil, der der Produktion der ersten 10 MW installierten Leistung entspricht.

Die Prämien gelten für Anlagen mit maximal 50 MW installierter Leistung. Ein genereller Deckel besteht nicht, mit Ausnahme der Solaranlagen unter 5 kW, die mit einer gesamten nationalen Leistung von 50 MW gedeckelt sind, was insbesondere die Photovoltaik betrifft. Für Anlagen mit mehr als 50 MW Leistung wird eine Prämie von 1 psta/kWh (0,006 €/kWh) gewährt. Gefördert werden im wesentlichen private Anbieter (Sonderbestimmungen für Netzbetreiber), die die entsprechenden Voraussetzungen erfüllen und sich in ein bestimmtes Register eintragen lassen (Registro Administrativo de Instalaciones de Produccion en Regimen Especial). Zuständig sind die Ministerien für Energie und Industrie (Ministerio de Industria y Energia) auf Landesebene (Comunidades Autonomas).

Die Vergütungen für Strom aus Windkraftanlagen entsprechen etwa der bisherigen Höhe der Vergütung. Da auch bisher schon die Mehrkosten auf die Endverbraucher umgelegt wurden, ist dies auch unter der neuen Regelung anzunehmen.

2.1.4.3 Bewertung

Die Entwicklung des spanischen Windenergiemarktes ist äußerst vielversprechend. Positiv hat sich dabei ausgewirkt, daß die einzelnen Regionen und Provinzen, vergleichbar den deutschen Bundesländern, aktiv die Umsetzung der Windenergie unterstützt haben, da sie darin ein Mittel zur Regionalentwicklung erkannt haben. Parallel dazu hat die Förderung einer nationalen spanischen Windkraftanlagenindustrie, einerseits basierend auf eigenen technische Entwicklungen, andererseits durch Joint-Ventures mit ausländischen Produzenten, teilweise unter finanzieller Beteiligung der großen EVU zur strukturellen Etablierung der Windenergie in Spanien beigetragen (vergl. Tabelle 2.1).

2.1.5. Niederlande: Freiwillige Selbstverpflichtungen als zentrales Instrument

Die niederländische Regierung hat schon Ende der achtziger Jahre in einem nationalen Umweltplan Ziele bezüglich der Verbesserung der Umwelt festgelegt. Diese Ziele wurden seitdem in mehreren Pläne weiter ausgeführt und bestätigt. Das 3. Weißbuch zur Energiepolitik strebt einen Anteil der erneuerbaren Energien von 10 % am Primärenergieverbrauch (gegenüber gegenwärtig 1 %) bis zum Jahr 2020 an, gleichzeitig soll die Energieeffizienz um 33 % gehoben werden. Für CO₂-Reduktionsmaßnahmen wurden 1996 im Rahmen eines CO₂-Reduktionsplanes 750 Mio. NLG (350 Mio. €) eingesetzt.

Seit 1996 existiert eine Energiesteuer auf Strom, Erdgas und Heizöl für Haushalte und Kleinverbraucher. Dabei ist sowohl ein bestimmter Grundbedarf wie auch der über eine bestimmte Grenze hinausgehende Verbrauch bei Strom und Erdgas steuerbefreit (**Tabelle 2.4**). Der Grundbedarf bei Erdgas ist so gewählt, daß ein typische Einfamilienhaus im Niedrigenergiestandard mit solarer Warmwasserbereitung diesen Grundbedarf nicht überschreitet. Strom, der in Windkraftanlagen erzeugt wird, ist von der Energiesteuer ausgenommen. Für sogenannten Grünen Strom, also Strom aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, wird die Einführung eines reduzierten Mehrwertsteuersatzes erwogen. Erlöse aus finanzielle Anlagen in sogenannten Grünen Fonds, die von allen größeren Geschäftsbanken aufgelegt werden, unterliegen einer niedrigeren Besteuerung. Da somit die Anteilseigner mit einer gegenüber konventionellen Anlageformen niedrigeren Bruttorendite zufrieden sind, ist es den Banken möglich, ihren Kreditnehmern für umweltverträgliche Investitionen zinsvergünstige Darlehen anzubieten. Der große Erfolg der Grünen Fonds hat dazu geführt, daß zeitweise den Banken nicht genügend grüne Kreditanträge vorlagen. Unternehmen können Investitionen in erneuerbare Energien beliebig flexibel abschreiben, also z.B. auch in Gänze im ersten Betriebsjahr. Zusätzlich sind 40 % Sonderabschreibung im ersten Jahr zulässig. Windkraftanlagen wurden bis 1996 mit direkten Investitionszuschüssen gefördert, wobei man von der leistungsbezogenen Förderung je kW auf eine rotorflächenbezogene Förderung je m² überging.

Tabelle 2.4: Niederländische Energiesteuern für Haushalte und Kleinverbraucher in niederländischen Cents je kWh (einschließlich MWSt. auf Energiesteuer) (€ cent)

	Verbrauchsniveau	1996	1997	1998
Strom	800 kWh – 50.000 kWh	3,47 (1,58)	3,47 (1,58)	3,47 (1,58)
Erdgas	800 m ³ - 170.000 m ³	3,76 (1,71)	7,52 (3,42)	11,2 (5,09)
Heizöl		3,31 (1,50)	6,63 (3,01)	10,0 (4,55)

Innerhalb der erneuerbaren Energien liegt ein Schwerpunkt der öffentlichen Förderung im Bereich der Photovoltaik, für die etwa ein Drittel des gesamten für EEQ vorgesehenen Budgets des Wirtschaftsministeriums in Höhe von 114,6 Mio. NLG (52,3 Mio. €) in 1997 verwendet wurde /Netherlands 1997/. Windenergie und Biomasse bilden einen zweiten Schwerpunkt mit jeweils 15 % Anteil. Es ist geplant das Gesamtbudget für EEQ bis zum Jahr 2000 auf einen konstanten nominellen Betrag zu halten.

2.1.5.1 Die Förderung solarthermischer Kollektoranlagen

Die niederländische Umweltpolitik ist stark durch freiwillige Selbstverpflichtungen und runde Tische geprägt. So sind bisher etwa 40 Verpflichtungen zur Energieeinsparungen zwischen der Regierung und unterschiedlichen Gewerbezweigen abgeschlossen worden. Bezüglich solarthermischer Brauchwassersysteme ist 1994 eine Vereinbarung zwischen der Regierung, Energieversorgungsunternehmen und Anbietern solcher Systeme geschlossen worden. Darin verpflichten sich die Anbieter zu Kostenreduktionen der Systeme um 40 % bis Ende 1997 (bezogen auf 1991). Im Gegenzug legt die Regierung Zuschußprogramme sowohl für Forschung & Entwicklung wie auch für direkte Investitionskostenzuschüsse auf, die eine Verachtfachung der Nachfrage im selben Zeitraum, bezogen auf 1991, stimulieren soll. Vom niederländischen Wirtschaftsministerium werden für diesen Zweck jährlich 4 Mio. € bis zum Jahr 2000 zur Verfügung gestellt. Bis 1997 wurden darüber hinaus Solarkollektoren mit jährlich 2,7 Mio. € direkt bezuschußt. Die beteiligten EVU schließlich wollen solare Brauchwassersysteme als Energieversorgungsvariante stärker berücksichtigen und haben sich u.a. deshalb dazu verpflichtet, bis zum Jahre 2000 0,7 % ihres Gasabsatzes durch erneuerbare Energien zu ersetzen. Praktisch alle EVU haben Förderprogramme für Solarkollektoranlagen aufgelegt. Der regionale Versorger NUON zahlt z.B. einen Zuschuß von 500 € je System. Einige Kommunen gewähren zusätzliche Zuschüsse, so daß in der Vergangenheit teilweise bis zu 50 % der Investition durch Zuschüsse abgedeckt waren. Die Förderung, umgerechnet auf den Einwohner, beträgt 0,325 € je Einwohner, wobei ausschließlich der Mitteleinsatz des Wirtschaftsministeriums, **nicht** aber der EVU, der Gebietskörperschaften und die Steuerbefreiungen durch beschleunigte Abschreibungen und die Ausnahme von der Energiesteuer berücksichtigt sind. Unterstützt wird dieses nationale Programm durch eine groß angelegte Informations- und Werbekampagne. Dabei werden speziell Planer und Investoren größerer Wohneinheiten angesprochen, um über große Abnahmemengen zu Kostenreduktionen in der Beschaffung zu kommen. So wurden schon mehrfach Gebäudeensembles und Reihenhäuser mit mehreren 100 oder sogar 1000 Wohneinheiten mit solaren Brauchwasseranlagen ausgestattet /FIRE 1998/. Energieversorgungsunternehmen haben die Anlagen dabei teilweise selbst ausgeschrieben und sie dann an den Wohnungsträger weiter verkauft oder aber an die Nutzer vermietet oder verkauft. Durch die gemeinsame Ausschreibung vieler Einheiten können erhebliche Kosten eingespart werden, bei Mietanlagen darüber hinaus auch die vorteilhaften Abschreibungsmöglichkeiten für Unternehmen ausgenutzt werden. Vergleicht man die Eigentümerstruktur von Solarkollektoranlagen in den Niederlanden mit denen z.B. in Dänemark, Deutschland oder Schweden, so ist das Verhältnis von Wohnungsunternehmen zu privaten Eigentümern in den Niederlanden am höchsten⁸. Offensichtlich ist es hier gelungen, das in vielen Ländern bisher noch kaum erschlossene Potential für Solarkollektoranlagen auf Mietgebäuden erfolgreich anzugehen.

Die Kostenziele der Selbstverpflichtung sind bisher immer unterboten worden, in 1996 lagen sie bei 1.140 € für eine typische solare Anlage zur Brauchwassererwärmung für eine Familie. Die angestrebten Absatzzahlen sind hingegen bisher hinter den Zielen zurückgeblieben. Trotzdem ist es zu einer erheblichen Marktausweitung gekommen, die kumulierte Fläche der Kollektoren zwischen 1994 und 1997 um jährlich 40 % angestiegen (**Abbildung 2.5**). Die

⁸ Gleichwohl entspricht dieses Verhältnis bei weiten immer noch nicht der Eigentümerstruktur aller Wohnungen.

Ziele sind für die Zukunft noch ausgeweitet worden, man strebt 20.000 jährlich neu installierte Systeme im Jahr 2000 an, was gegenüber 1991 eine Verelffachung bedeutet. Bis 2010 sollen jährlich 30.000 solare Brauchwassersysteme auf niederländischen Dächern installiert werden, daß entspricht etwa ein Drittel des erwarteten jährlichen Wohnungsneubaus.

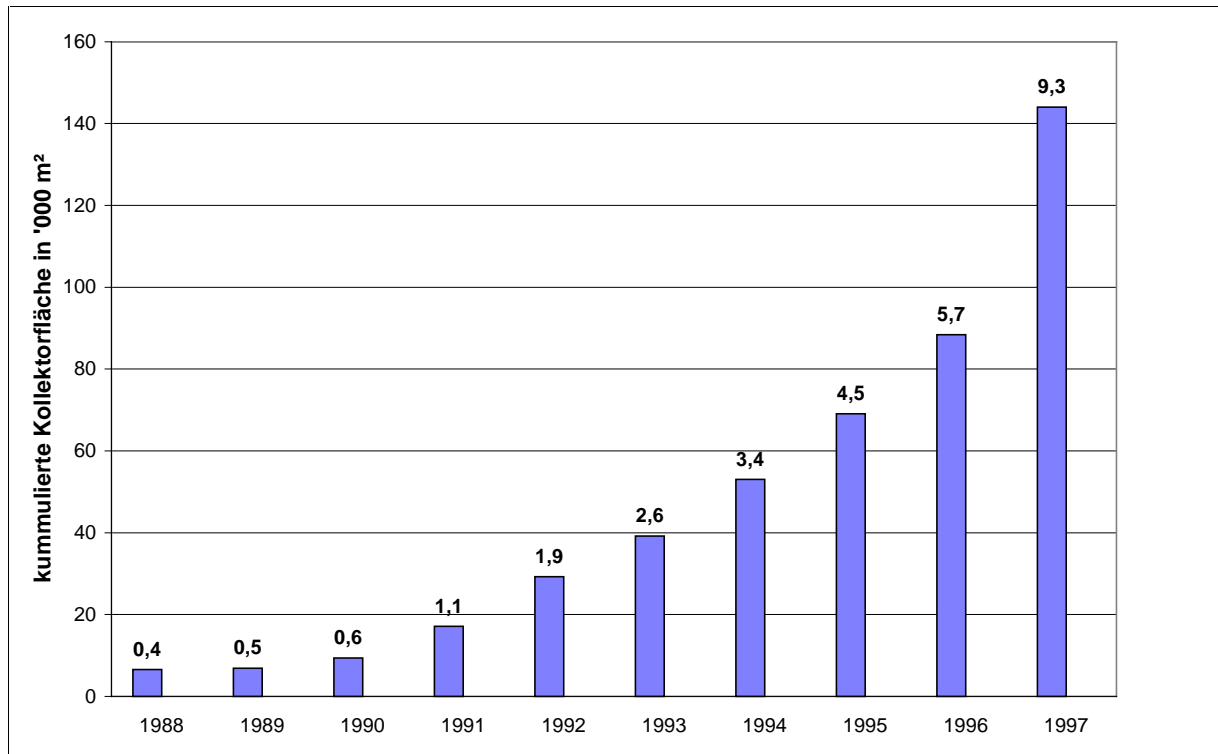


Abbildung 2.5: Entwicklung der kumulierten Fläche von Solarkollektoren in den Niederlanden (ohne Schwimmbadkollektoren). Zahlen über den Balken geben die Fläche in m² pro 1.000 Einwohner an

Der Zuschuß bezogen auf das einzelne System ist während der Programmlaufzeit kontinuierlich gefallen und beträgt mit durchschnittlich 440 € je System heute nur die Hälfte des ursprünglichen Einsatzes /NOVEM 1998b/.

2.1.5.2 Die Förderung der Windenergie

Im Rahmen des Umweltaktionsplanes der Regierung haben sich die Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, bis zum Jahr 2000 3,2 % ihres Stromabsatzes durch erneuerbare Energien abzudecken. Dazu können die Stromversorger ihre Tarife für Haushalte und Kleinverbraucher um 0,5 % bis 2,5 % anheben. Bis auf einen haben sich alle Versorger an diesem Programm beteiligt. Aus diesen zusätzlichen Erlösen wurde eine Prämie von durchschnittlich 0,0246 €/kWh an Windkraftanlagen ausgezahlt. Die Höhe der Prämie wurde zwischen dem Verband der EitVU und dem Verband der Windkraftanlagenbetreiber ausgehandelt und liegt für jeweils ein Jahr fest. Da die Höhe jedoch nicht rechtsverbindlich ist, ist im Jahr 1997 die Vergütung häufig von Fall zu Fall einzeln verhandelt worden, was zu sinkenden Vergütungen geführt hat /Cross 1997/. Um eine regionale Benachteiligung einzelner Stromversorger auszuschließen, wurde Anfang 1998 ein Zertifikatshandel eingeführt. Damit können die Betreiber von Anlagen erneuerbarer Energien unabhängig davon, in wessen Netz sie einspeisen, ihr Zertifikat, das die Produktion aus erneuerbaren Quellen bestätigt, an

den Meistbietenden verkaufen. Diese Zertifikate werden derzeit mit einem Wert zwischen 0,0287 € und 0,0338 € gehandelt /BWE 1998/. Vorteilhaft für unabhängige Anbieter ist die Verringerung der Abhängigkeit von ihrem regionalen Netzbetreiber, welche die in der freiwilligen Selbstverpflichtung vereinbarten höheren Preise für Windstrom manchmal tatsächlich nicht zahlen. Auf der anderen Seite sind die Erträge aus diesen Zertifikaten zukünftig relativ unsicher, da sie stark vom zukünftigen Angebot abhängen, das wiederum nicht nur durch Windkraftanlagen bestimmt wird, sondern auch durch andere stromerzeugende Technologien wie etwa Biomasseanlagen. Der niederländische Verband der Windkraftanlagenbetreiber fürchtet weiterhin, daß die EVU verstärkt selbst Anlagen aufstellen, der Preisdruck auf das Greenlabel also noch zunehmen wird⁹. Gegenüber dem deutschen StrEG ist also ein erheblich größere Unsicherheit über die künftigen Erträge gegeben. Für Windkraftanlagen ergeben sich derzeit etwa folgende Vergütung

vermiedene Kosten des EltVU	0,0369 €
Energiesteuererstattung	0,0133 €
<u>Zertifikatswert</u>	<u>0,0287 - 0,0338 €</u>
Gesamt	0,0789 - 0,0840 €

Spezifisch für den niederländischen Strommarkt ist auch, daß die EVU im Vergleich zu anderen europäischen Ländern schon sehr frühzeitig ihren Kunden Grüne Tarife angeboten haben. Diese sind, wieder im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, relativ gut von den Kunden angenommen worden, d.h. es konnten Marktanteile von bis zu 5 % in einzelnen Versorgungsgebieten erzielt werden. Dies ist sicherlich auch darauf zurückzuführen, daß die EVU ihren Kunden auch bereits vor diesen Angeboten als in Umweltfragen sensibel bekannt waren, Grüne Tarife von EVU daher in den Augen der Kunden glaubwürdig sind.

Das Programm TWIN-2 der niederländischen Regierung fördert die Umsetzung der Windenergie mit insgesamt 31,4 Mio. € über einen Zeitraum von fünf Jahren bis zum Jahr 2000. Dabei ist die jährliche Förderung gegenüber 1996 fast verdoppelt worden. Ein Schwerpunkt des Programms liegt auf der technologischen Weiterentwicklung und der internationalen Vermarktung /NOVEM 1998a/.

2.1.5.3 Die Förderung der Biomasse

In 1995 wurden 0,6 % des niederländischen Primärenergieverbrauchs mit Hilfe der Biomasse gedeckt /Kwant Smakmann 1998/. Bei dem geringen Anteil ist zu berücksichtigen, daß die Niederlande das am dichtesten besiedelte Flächenland Europas sind, die Möglichkeiten der Nutzung der Biomasse daher naturgemäß beschränkt bleiben. Das Aufkommen an Biomasse (ohne Müllverbrennung) soll nach Plänen der Regierung bis zum Jahr 2020 vervierfacht werden, was dann 75 PJ/a entspricht. Während dabei die Anwendung in Haushalten und in der Industrie auf dem derzeitigen Status gehalten werden soll, ist der Zuwachs im Bereich von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (30 PJ/a in 2020) und in der Zufeuerung in fossilen Kraftwerken (20 PJ/a in 2020) geplant. Anlagen zur Nutzung der Biomasse fallen unter die Kategorie der Grünen Investitionen und erhalten daher die Vorteile, wie sie bereits weiter oben beschrieben worden sind (keine Kapitalertragssteuer, beschleunigte Abschreibungen, Erstattung der Energiesteuer auf Strom). Weiterhin erhalten Anlagen zur Stromerzeugung grüne Labels (siehe Abschnitt 2.1.5.3.), aus deren Verkauf zusätzliche Einnahmen für die Betreiber entstehen. Weiterhin wurde ein Programm zur Unterstützung von F&E&D aufgelegt, daß mit jährlich 5 Millionen € bis zum Jahr 2000 ausgestattet ist /Kwant Smak-

⁹ Derzeit befinden sich etwa die Hälfte der Windkraftanlagen im Privatbesitz, die andere Hälfte in der Hand der EVU. Bei den neu aufgestellten Anlagen überwiegen aber bezüglich der Leistung heute die EVU als Betreiber (BWE 1998).

mann 1998/. Derzeit befinden sich etwa 15 größere Anlagen zur Nutzung der Biomasse in Planung oder Bau oder werden bereits betrieben. Etwa die Hälfte der Projekte wird durch EVU getragen. Der Einsatz kleiner Heizungssysteme wird dagegen nicht unterstützt.

2.1.5.4 Bewertung

Die Entwicklung der Windenergie in den Niederlanden kann als erfolgreich bewertet werden. Neben einer ausreichenden Vergütung ist es durch die Aktivierung unabhängiger Betreiber unter gleichzeitiger Einbindung der EVU im Rahmen von Selbstverpflichtungen gelungen, die Windenergie strukturell im Energieversorgungssystem zu etablieren. Durch ein weites Bündel von Maßnahmen konnte eine Markteinführung und Ausweitung, wie sie in Tabelle 2.1 gekennzeichnet wurde, bewirkt werden.

Im Bereich der Solarthermie ist in den letzten Jahren von der Regierung ein gezieltes Maßnahmenpaket zusammen mit EVU, Herstellern und Anwendern entwickelt worden. Durch die Anhebung der Preise konventioneller Energieträger bei gleichzeitiger Förderung kostenreduzierender technologischer Entwicklungen und gezielten finanziellen Unterstützungen unterschiedlichster Art konnte der Markt für Solarkollektoren erheblich ausgeweitet werden. Dabei wurde darauf Wert gelegt, daß alle potentiellen Anwender in der einen oder anderen Form in den Genuß staatlicher Unterstützung gelangen können. Insbesondere ist es gelungen, in den Mehrfamilienhausbereich und in die Energieversorgung von Neubaugebieten vorzudringen, also in einen Bereich der in der Anwendung der Solarthermie in anderen europäischen Ländern noch deutlich hinterherhinkt. Somit ist es gelungen, die in Tabelle 2.1 beschriebenen notwendigen Felder zur erfolgreichen Einführung von EEQ abzudecken.

Im Bereich der Biomasse setzt die niederländische Regierung hauptsächlich auf den Einsatz in Kraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die bisher gemachten Erfahrungen sind noch zu neu, als daß man darüber urteilen könnte, in wieweit sich dieser Ansatz durchsetzen kann. Da jedoch ähnlich wie bei der Windenergie ein breites Bündel von Maßnahmen sowohl die technologischen wie auch die marktliche Entwicklung unterstützt, ist mit ähnlichen Erfolgen wie bei der Windenergie zu rechnen. Über die Zufeuerung in bestehenden Kraftwerken und die spezielle Unterstützung der Vergasungstechnologie wird darüber hinaus insbesondere auf die Interessen der EVU an möglichst großen Einheiten Rücksicht genommen.

2.1.6. Österreich: Nutzung lokaler Ressourcen zur Stärkung der Regionen

Österreich hat mit 22 % neben Schweden den höchsten Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch unter den 15 Ländern der Europäischen Union (1996). 65 % der Stromerzeugung stammen dabei aus Wasserkraftwerken, mit denen der Wasserreichtum und das Höhengefälle der Alpen ausgenutzt wird. Biomasse spielt mit 11 % Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs ebenfalls eine große Rolle. Die Hälfte der verwendeten Biomasse stammt direkt aus der Forstwirtschaft und ist für die energetische Verwendung angebaut. Die andere Hälfte besteht aus Reststoffen aus der Forstwirtschaft und der Industrie /Stockinger 1998/. Obwohl energiewirtschaftlich noch nicht in einer relevanten Größenordnung, sind Solarkollektoranlagen relativ zu anderen Ländern stark verbreitet.

In Österreich wurde 1996 eine Energiesteuer in Höhe von 0,0526 €/m³ Erdgas und 0,0088 €/kWh Strom eingeführt, die von Kleinverbrauchern und der Industrie zu tragen ist (beide Werte einschließlich 20 % MWSt.). Rund 12 % der Einnahmen aus dieser Steuer werden den Bundesländern für die Umsetzung von Energiespar- und Umweltschutzmaßnahmen und zur Förderung der erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt /EVA 1998/.

Im folgenden soll auf die Entwicklung im Bereich der Biomasseanlagen und solarthermischer Systeme detaillierter eingegangen werden.

2.1.6.1 Die Förderung der Biomasse

Seit Beginn der 80er Jahre ist eines der Ziele der österreichischen Energie- und Umweltpolitik der Ersatz der fossilen importierten Brennstoffe Kohle und Heizöl durch den erneuerbaren heimischen Brennstoff Holz /Haas 1998/. Mit einem Waldanteil von 46 % hat Österreich gute natürliche Voraussetzung dafür. Die technische Entwicklung automatischer beschickter, Biomasse befeuerter Heizungssysteme wird durch die öffentliche Hand gefördert. Der Wirkungsgrad konnte von 60 % auf 80-90 % gesteigert werden, gleichzeitig gingen die Schadstoffemissionen auf ein Zehntel bis ein Hundertstel zurück. 5 Mio. € werden jährlich für die Erforschung die energetischen Nutzung der Biomasse von der Bundesregierung ausgegeben, was 60 % der Ausgaben für die Erforschung erneuerbarer Energien insgesamt oder 17 % des gesamten Budgets für Energieforschung bedeutet (in 1997). Die Installation von Holzheizungen wird darüber hinaus durch direkte Investitionszuschüsse insbesondere der einzelnen Bundesländer und durch zinsvergünstigte Darlehen gefördert, wobei ein Schwerpunkt der Förderung auf die Installation von Nahwärmenetzen liegt /Kwant 1998/.

Allerdings konnten diese Bemühungen, die zwischen 1988 und 1994 zu einem Zubau von jährlich 6000 Holzzentralheizungen führte (bei insgesamt 3 Mio. Wohnungen), nicht den generellen Trend weg von traditionellen Holzeinzelöfen zur ausschließlichen Heizung mit fossilen Energieträgern aufwiegen. Im selben Zeitraum nahm nämlich die Zahl der mit Einzelöfen beheizten Wohnungen um jährlich 10.000 ab, so daß 1994 der Anteil der Holzbeheizten Wohnungen insgesamt auf 19 % gegenüber noch 21 % im Jahr 1988 abgenommen hat. Selbst in bäuerlichen Objekten nahm der Anteil der Holzheizungen ab. Der Anteil moderner, automatisch beschickter Öfen an der Gesamtzahl der verkauften, Biomasse gefeuerter Öfen betrug in 1996 etwa 15 % /Lasselsberger 1998/, daß heißt, daß selbst bei neuinstallierten Anlagen die traditionelle Nutzungsform der Handbeschickung weit überwiegt. Vom Komfort kann diese Nutzungsform jedoch nicht mit anderen Brennstoffen wie Heizöl oder Erdgas konkurrieren, so daß davon auszugehen ist, daß der ganz überwiegende Teil der neuen, handbeschickten Öfen nur dem Ersatz bereits bestehender Anlagen dient. Haas (1998) nennt eine Reihe von Gründen für diese Entwicklung, wobei die real sinkenden Preise fossiler Energieträger sicherlich den entscheidenden Anteil haben. Daneben sieht er in der mangelnden politischen Unterstützung der Holzheizungen, fehlender Brennstofflogistik und mangelhafter Qualitätsstandards bei Anlagen und Brennstoffen entscheidende Schwachpunkte. In Folge der noch geringen Stückzahlen sind die Investitionskosten für automatisch beschickte Anlagen noch relativ hoch. Ein Ausweg könnten hier halbautomatische Systeme wie etwa Scheitholzvergaserkessel mit Pufferspeicher bieten /Rakosch 1995/. Problematisch ist auch, daß das große Angebot von Abfallholz aus der Industrie einen starken Druck auf die Preise ausgelöst hat, so daß Waldbauern Schwierigkeiten haben, kostendeckende Preise zu erzielen.

Seit Mitte der 80er Jahre wurde auch der Markt für Nahwärmesysteme auf der Basis von Biomasse entwickelt und erheblich ausgedehnt. In den letzten Jahren sind jährlich 50 Anlagen hinzugekommen, leistungsmäßig entspricht dies einem Viertel des gesamten Zubaus an automatisch beschickten Systemen. Die Heizwerke werden überwiegend mit Reststoffen aus Sägereien versorgt, da die Reststoffe mit 6 €/MWh deutlich billiger gehandelt werden als Holzhackschnitzel (30 €/MWh) /Stockinger 1998/. Ende 1997 waren 359 Anlagen mit einer Wärmeleistung von insgesamt 483 MW in Betrieb /EVA 1998/. Diese häufig in kleinen Gemeinden unter aktiver Mithilfe der Bevölkerung installierten Systeme tragen dazu bei, durch die Restholznutzung neue Einkommensquellen für das lokale Gewerbe zu erschließen. Die Gemeinden betrachten die Errichtung solcher Anlagen als ein Teil der Regionalförderung und unterstützen die Implementierung selbst aktiv. Es hat sich gezeigt, daß ein breiter Kon-

sens nicht nur im Gemeinderat letztlich Voraussetzung für die erfolgreiche Implementierung und Betrieb von Nahwärmanlagen ist /Rakosch 1995/. Häufig werden diese Anlagen von Genossenschaften, bestehend aus den Bauern und den Nutzern, betrieben. Aufgrund der hohen Kosten können diese Anlagen bei den derzeit niedrigen Energiepreisen nur durch massive Subventionen in der Höhe von etwa 50 % der Investitionskosten wirtschaftlich betrieben werden. Seit 1994 bemüht man sich verstärkt, solche Nahwärmesysteme zusätzlich mit großflächigen Solarkollektoren auszustatten. Derzeit werden 12 solcher Hybrid-Anlagen betrieben /Thür 1998/.

In Österreich mangelt es bisher noch an einem großmaßstäblichen Handel mit Brennstoffen aus Biomasse /Stockinger 1998/. Aufgrund der lokalen Wurzeln vieler Initiativen zur energetischen Nutzung der Biomasse wird der Bedarf an Brennstoffen häufig ausschließlich aus lokalen Quellen gedeckt. Aus energetischer und regionalpolitischer Sicht ist dies durchaus vorteilhaft, die Abhängigkeit von nur wenigen Lieferanten kann jedoch zu erheblichen Preissprüngen und Lieferengpässen führen. Betreiber von Heizwerken versuchen durch Lagerhaltung diesen Risiken entgegen zu wirken. Die Lagerhaltung treibt allerdings die Kosten der Biomassenutzung weiter in die Höhe. Ein landesweiter Markt für Biobrennstoffe könnte hier für einen Ausgleich sorgen.

2.1.6.2 Die Förderung solarthermischer Kollektoranlagen

In 1997 wies Österreich die höchsten spezifischen Zubauraten an Solarkollektoren, gemessen in m²/Einwohner im europäischen Vergleich auf /Stryri-Hipp 1998/. Auch bezüglich des Bestandes an Solarkollektoren nimmt Österreich mit 0,151 m²/Einwohner nach Griechenland eine führende Stellung in Europa ein /ESIF 1997/. Dabei haben Selbstbaugruppen einen wichtigen Beitrag zu dieser Entwicklung geleistet. Mit knapp 300.000 m² ist etwa die Hälfte der bis 1995 installierten Kollektorfläche durch Selbstbaugruppen errichtet worden /Weiß 1996a/. Die Selbstbaugruppen nahmen ihren Anfang 1983 in der Steiermark. Von hier verbreitete sich diese Idee rasch in andere Regionen Österreichs. Die Gruppen schlossen sich in der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie (AEE) zusammen, die die Gruppen professionell berät und die Gründung neuer Gruppen unterstützt. So wurden technische und organisatorische Unterlagen erarbeitet. Mit Unterstützung der Regierung wurde ein bundesweites Netz von Beratungsstellen eingerichtet. Der Herstellkosten eines Solarkollektors konnten durch die Optimierung des Montageverfahrens, die Verwendung marktgängiger Komponenten und die Einbringung von Eigenleistung um 50 % gegenüber gewerblich hergestellten Anlagen gesenkt werden /Weiß 1996a/. Die Systemkosten einschließlich Montage für eine typische Anlage zur Deckung von 60-70 % des jährlichen Warmwasserbedarfs eines Einfamilienhauses lagen 1994 zwischen 4.000 und 6.000 € /Weiß 1995/.

Bei der Einrichtung von Selbstbaugruppen hat sich folgendes Schema bewährt. Zuerst wird eine Pilotanlage in der Zielregion errichtet. Daran schließen sich firmenneutralen Vorträge in den einzelnen Gemeinden an, die am besten von Ortsansässigen organisiert sein sollten, um die Schwellenangst des Publikums zu vermindern. Erfahrungsgemäß gründen sich als Folge von zehn Vorträgen üblicherweise etwa acht Selbstbaugruppen mit zwischen 10 und 50 Teilnehmern. Diese führen zuerst eine Exkursion zu existierenden Anlagen mit der Möglichkeit des Erfahrungsaustausches durch. In Gruppenarbeit werden dann die Anlagen mit Unterstützung eines Mitarbeiters der AEE dimensioniert und montiert. Die dafür notwendigen Werkzeuge werden von der AEE gestellt.

Von professionellen Herstellern von Solarkollektoren sind Selbstbaugruppen, wie sie auch in Deutschland mit bei weitem nicht so großen Erfolg initiiert wurden¹⁰, häufig angegriffen worden, da sie aus der Sicht deutscher Hersteller keinen Markt entwickeln würden, sondern den schon bestehenden Markt eher stören würden. Für Österreich kann man mit Sicherheit sagen, daß die Selbstbaugruppen erheblich zur Verbreitung von Wissen über Solarkollektoren beigetragen haben. Sie haben damit eine breite Vermarktung der Technologie zu einem Zeitpunkt ausgelöst, an dem die einheimischen, meist klein- und mittelständischen Kollektorhersteller zu einer solchen Vermarktungsoffensive nicht fähig waren. In einer Befragung österreichischer Solarunternehmen sahen 56 % der Befragten in dem gestiegenen Umweltbewußtsein eine Ursache für die Marktausweitung, gefolgt von 44 %, die der Selbstbaubewegung eine wichtige Rolle zustanden /Hackstock 1995/. Heute existieren in Österreich über 35 Hersteller von Kollektoren, wobei die drei größten mittlerweile mehr als die Hälfte des Marktes abdecken. Gleichzeitig konnte auch der Export entwickelt werden, 15 % der hergestellten Flachkollektoren werden exportiert /Weiß 1998/.

Solarthermische Anlagen werden über steuerliche Sonderabschreibungen auch für Haushalte, Investitionszuschüsse der Bundesländer¹¹ und bei gewerblichen Anwendern mit Investitionszuschüssen aus dem Bundeshaushalt gefördert. Daneben haben über 400 Kommunen eigene Förderprogramme aufgelegt, was die große Akzeptanz dieser Technologie auf der politischen Ebene zeigt. Bei den Zuschüssen der Länder ist bemerkenswert, daß bisher keine Anträge aufgrund eines leeren Fördertopfes abgelehnt wurden. Obwohl also kein Rechtsanspruch auf Zuschuß besteht, kann der Antragsteller mit großer Sicherheit mit einer Förderung rechnen /Weiß 1996b/. Weiterhin läßt sich auch kein Zusammenhang zwischen der Förderquote und der Inanspruchnahme der Förderung durch Haushalte feststellen. Wesentlich für die zusätzliche Motivation, eine Solaranlage zu errichten, scheint also weniger die Höhe der Förderung zu sein, als vielmehr die Tatsache, daß überhaupt eine Förderung gewährt wird und damit die gesellschaftliche Unterstützung ausgedrückt wird /Weiß 1996b/.

2.1.6.3 Die Förderung im Strombereich

Die Einspeisevergütungen für unabhängige Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien werden von den Regulierungsbehörden der einzelnen Bundesländer festgelegt. Daher unterscheiden sie sich von Bundesland zu Bundesland und von unterschiedlichen EVU. Weiterhin gibt es zeitlich differenzierte Vergütungen für Tag/Nacht und Sommer/Winter. Für Wind und PV beträgt die Vergütung zwischen 0,029 €/kWh (Sommer, Nacht) und 0,078 €/kWh (Winter, Tag), was jahresdurchschnittliche Erlöse von 0,04 €/kWh und 0,049 €/kWh ergibt /Cerveny 1998/. Bei Biomasse beträgt die Vergütung zwischen 0,028 €/kWh und 0,065 €/kWh. Zusätzlich verdoppelten EVU im Rahmen einer freiwilligen Selbstverpflichtung diese Einspeisetarife bei Wind und PV für jeweils drei Jahre der Anlagenlebensdauer, bei Biomasseanlagen wurde über drei Jahre 20 % mehr bezahlt. Diese Maßnahmen haben bisher nicht ausgereicht, den Anteil neuer erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung merklich zu heben.

Seit Juli 1998 ist das neue „Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)“ in Kraft getreten. Es verpflichtet die Netzbetreiber, bis zum Jahr 2005 3 % ihres Stromabsatzes aus „fester oder flüssiger heimische Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, geothermi-

¹⁰ Seit 1994 wurden im Rahmen des PHÖNIX-Projektes nach Angaben des Bunds der Energieverbraucher durch 400 geschulte Solarberater 10.000 Anlagen vermittelt /Peters 1998/. Im Unterschied zu Österreich wird im PHÖNIX-Projekt allerdings nur die Dachmontage selbst vorgenommen und nicht die Herstellung des gesamten Moduls aus Einzelteilen.

¹¹ Die Höhe der Investitionszuschüsse lag 1996 zwischen 40 €/m² Kollektorfläche und maximal 1.500 € je Brauchwasseranlage bzw. 2200 € je Anlage für Raumheizung (Weiß 1996b).

sche Energie, Wind und Sonne“ zu decken (EIWOG §31,3). Die Netzbetreiber müssen Strom aus solchen Quellen abnehmen. Die Tarife werden dabei von den Preisaufsichten der Länder festgelegt. Es ist davon auszugehen, daß je nach Erreichungsgrad des 3 %-Zieles die Tarife festgelegt werden. Finanziert werden die Zusatzkosten durch eine staatliche festgelegte Zuschlag auf den „Systemnutzungstarif für das jeweilige Versorgungsgebiet“. Da der österreichische Elektrizitätsmarkt im Gegensatz zum deutschen Vorgehen nicht auf einen Schlag vollständig liberalisiert wird, sondern in einer Übergangszeit nur die größeren Kunden freie Lieferantenwahl haben, ergeben sich aus einer anderen Bestimmung des EIWOG zusätzliche Vorteile für Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Sie können ihren Strom an alle Kunden, also auch an die sonst noch nicht zugelassenen Kunden vermarkten (§39 EIWOG). Dadurch können auch unabhängige Betreiber Grünen Strom an Haushaltskunden und Kleinverbraucher verkaufen. Allerdings stellen die derzeit diskutierten hohen Netzbenutzungsgebühren zwischen 0,06 €/kWh und 0,11 €/kWh ähnlich wie in Deutschland eine erhebliche Barriere für die Entwicklung dieses Marktes dar.

2.1.6.4 Bewertung

Auch wenn die Entwicklung der Holzheizungen nicht den ursprünglichen Wachstumserwartungen des Energieträgers Biomasse im Raumwärmemarkt entsprochen hat, so kann man doch davon ausgehen, daß die Förderung und Unterstützung dieser Technologie eine noch stärkere Abkehr von der Holzheizung, wie sie in anderen europäischen Ländern schon früher beobachtet werden konnte, verhindert hat und der Anteil der Holzheizungen immer noch beachtlich ist. Es zeigt sich, daß selbst bei forcierten Anstrengungen, wie sie in Österreich unternommen werden, die Erschließung des Biomassepotentials schwierig bleibt.

Für die Entwicklung von Märkten in sehr frühen Phasen (Pioniermärkte) hat sich das österreichische Modell der professionellen Initiierung von Selbstbaugruppen als erfolgreich erwiesen. Dadurch konnte in Österreich eine der höchsten Dichten an Solarkollektoranlagen in Europa erreicht werden. Die Gewährung von finanziellen Hilfen ist dabei eher von untergeordneter Bedeutung, sie drückt die gesellschaftliche Erwünschtheit dieser Technologie aus und verstärkt so die Motivation des potentiellen Anwenders positiv. Interessant ist, daß auch nach der Etablierung der Solarthermie am österreichischen Markt die Selbstbaugruppen einen erheblichen Marktanteil halten können.

Die Verbreitung stromerzeugender Systeme zur Nutzung von EEQ ist abgesehen von großen Wasserkraftwerken, eher niedrig. Die gewährten Vergütungen und Zuschüsse haben nicht ausgereicht, einen relevanten Anteil erneuerbarer Energien am Strommarkt zu erreichen. Insbesondere konnten sich kaum unabhängige Betreiber etablieren.

2.2. Vergleich und Einordnung der deutschen Maßnahmen¹²

2.2.1. Die Nutzung erneuerbarer Energien im Vergleich

Im Vergleich mit anderen Ländern der Europäischen Union ist der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch mit 1,8 % in Deutschland gering (**Abbildung 2.6**). Er liegt auch unter dem europäischen Durchschnitt von 5,3 % in 1996. Hohe Anteile besitzen insbesondere Länder mit guten Wasserkraft- und Biomassepotential wie etwa Schweden, Österreich und Finnland, da sich diese EEQ unter den gegebenen Rahmenbedingungen auch schon in der Vergangenheit wirtschaftlich nutzen ließen und heute immer noch lassen.

¹² Detaillierte Kennzahlen zu den untersuchten Ländern, auf denen der Vergleich beruht, können **Anhang 4** entnommen werden.

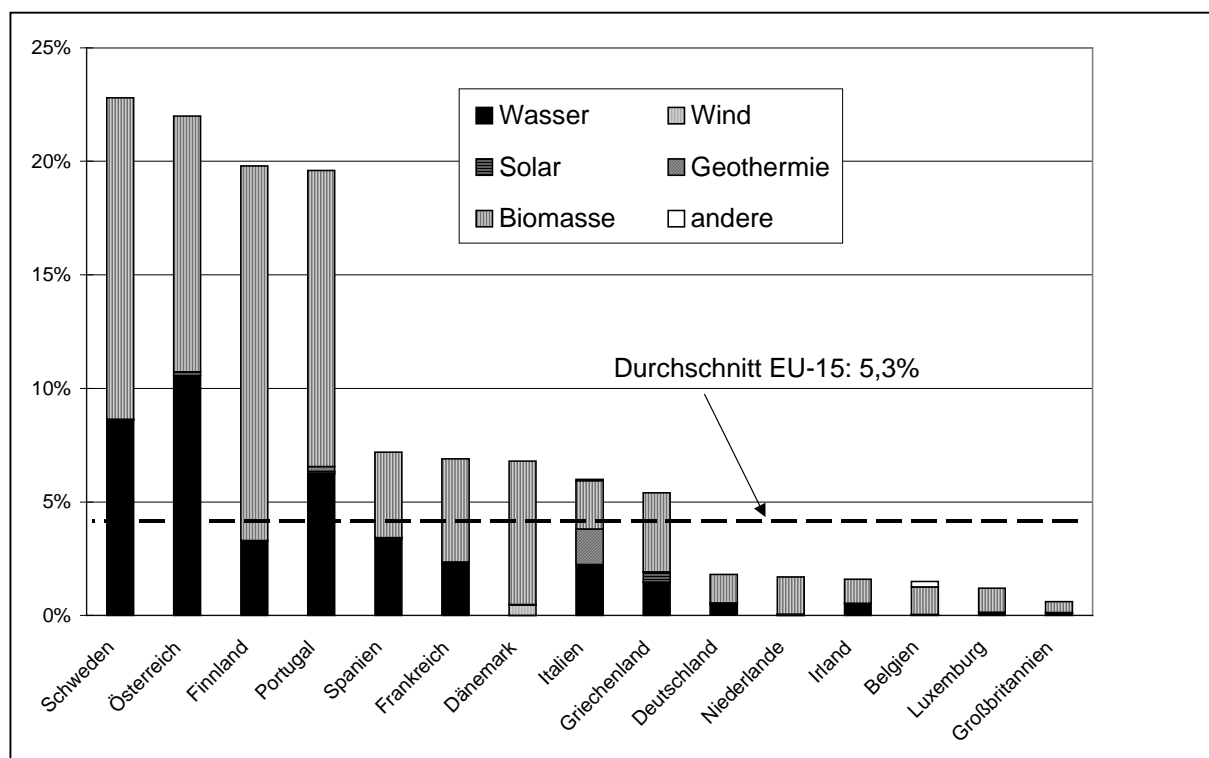


Abbildung 2.6: Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch im Jahr 1996 /Energy 1998/

Wie bereits in der Einleitung zu diesem Kapitel dargestellt wurde, muß das jeweilige nationale Potential der EEQ zu einem gerechten Vergleich herangezogen werden. Nimmt man die Landesfläche als eine wesentliche Determinante zur Erklärung des technischen Potentials an EEQ, und setzt diese ins Verhältnis zur Einwohnerzahl, so kann man einen deutlichen Zusammenhang zwischen Einwohnerdichte und Anteil der EEQ an der Deckung des Primärenergieverbrauchs erkennen (**Abbildung 2.7**). Je niedriger die Bevölkerungsdichte in einem Land ist, um so einfacher ist es, den Energiebedarf durch EEQ zu decken, da mehr Fläche für die Errichtung einer Windkraftanlage, die Ernte von Biomasse oder die Installation von Solarkollektoren zur Verfügung steht.¹³ Anscheinend wird die Nutzung der EEQ mit sinkender Einwohnerdichte überproportional leichter, was sich an der quadratischen Trendlinie ablesen läßt. Länder unterhalb dieser Trendlinie nutzen die EEQ im europäischen Vergleich tendenziell wenig, Länder darüber tendenziell mehr. Im Lichte dieser Analyse wird deutlich, daß Länder wie die Niederlande und Belgien, die an der unteren Ende der Liste der Anteile der EEQ am PEV stehen, unter Berücksichtigung ihrer hohen Bevölkerungsdichte im Vergleich zu den anderen Ländern bei der Umsetzung der EEQ nicht so schlecht dastehen, wie der bloße Vergleich der Anteile vermuten läßt. Auf der anderen Seite entsprechen die absoluten Betrachtung herausragenden Beiträge der EEQ in Schweden und Finnland eigentlich nur einem durchschnittlichen Trend. Die fast ebenso hohen Anteile von Österreich und Portugal sind bemerkenswert. Hier schlagen sich auch die niedrigen spezifischen Energieverbräuche in beiden Ländern nieder. Tendenziell über den Trend liegen auch Italien, Dänemark und Frankreich. Hier zeigt sich die Grenze obiger Betrachtung. Während Frankreich nahezu ausschließlich von seinem Reichtum an Wasserkraft und Biomasse profitiert, hat

¹³ Vgl. dazu auch die Ausführungen in Kapitel 3.1 zu regionalen Potentialen der EEQ in Deutschland.

Dänemark, wie in Abschnitt 2.1.2 ausgeführt, seinen Anteil durch eine zielgerichtete Politik der Unterstützung von EEQ erreicht. Irland, Großbritannien und Luxemburg liegen deutlich unterhalb des Trends. Die Nutzung der EEQ in Deutschland liegt in dieser Betrachtung nahezu auf der Trendkurve.

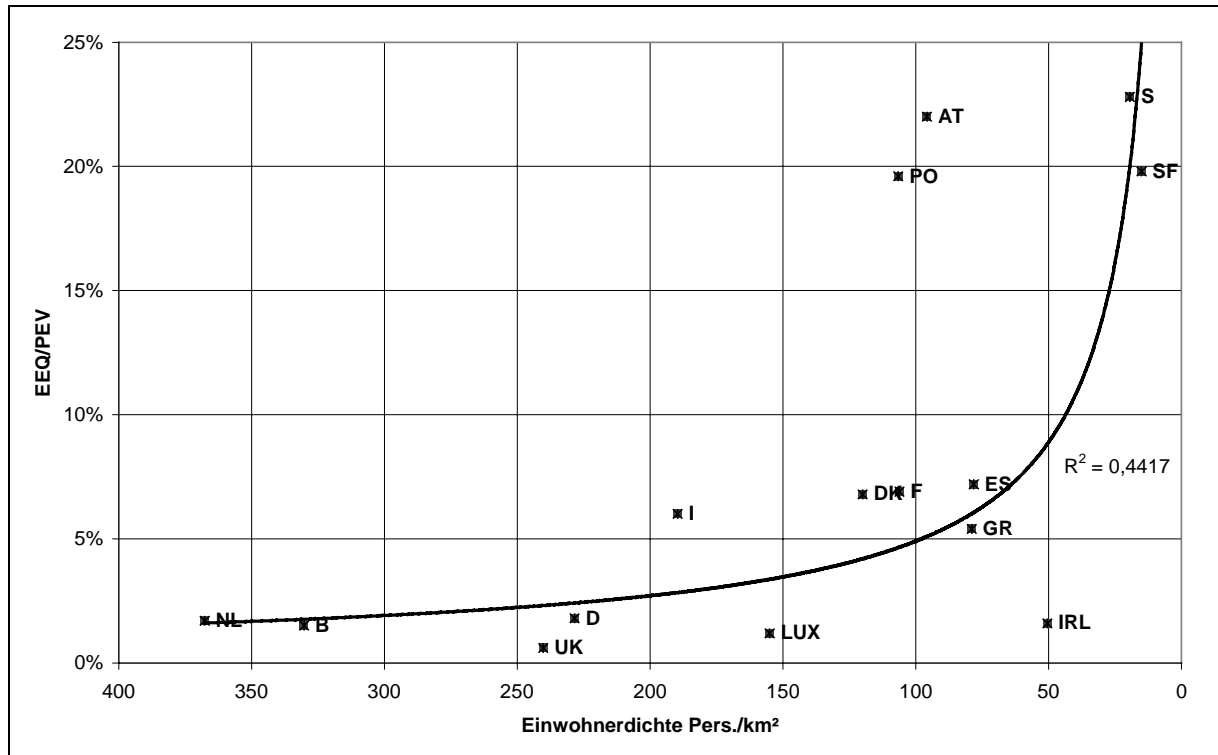


Abbildung 2.7: Zusammenhang zwischen Bevölkerungsdichte und Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch (Daten aus Energy 1998)

2.2.2. Die Bedeutung politischer Zielsetzungen

Häufig wird in der politischen Diskussion die Bedeutung der Festsetzung von Zielen, etwa ein bestimmter Anteil EEQ am Primärenergieverbrauch bis zum einem bestimmten Zeitpunkt, hinterfragt /EU 1996c/. Die Setzung kann ein wichtiges Hilfsmittel zur Koordinierung von unterschiedlichen Maßnahmen und Politikfeldern dienen. Die für die Umsetzung der Ziele notwendige Bündelung von Informationen über Förderprogramme, rechtliche Rahmenbedingungen und verfügbaren Techniken kann das Hemmnis unvollständiger Information in gegenwärtigen Markt überwinden helfen. Schließlich erhöht sich mit der Beurteilung, in wie weit bestimmte Ziele erreicht wurden, die Transparenz des politischen Prozesses, so daß die Chance besteht, daß die Aufmerksamkeit der Öffentlichkeit stärker auf die EEQ gelenkt und der politische Druck erhöht wird /IEA 1997/.

In der Praxis erweist sich eine Zielsetzung jedoch nur in dem Maße erfolgreich, wie sie tatsächlich auch zu einer wirksamen Strategie zur Marktentwicklung der EEQ umgesetzt wird. In Großbritannien wurde mit der Einführung des NFFO-Systems explizit das Ziel verfolgt, eine bestimmte Leistung an Kraftwerkskapazität, die dann sogar noch zweimal erhöht wurde, mit diesem Förderinstrument bis zum Jahr 2000 zu erreichen. Dabei wurde ausschließlich auf das System der NFFO gesetzt, flankierende Maßnahmen selbst dann nicht einge-

führt, als deutlich wurde, daß die angestrebten Ziele nicht erreicht wurden. Damit ist Großbritannien ein Beispiel dafür, daß, selbst wenn mit politischen Zielen bestimmte Maßnahmen verknüpft werden, dies nicht notwendigerweise zum Erfolg der Maßnahme führen muß. Auf der anderen Seite gibt es Länder wie Österreich, die ohne die explizite Ausweisung von Zielen durchaus Erfolge in der Marktausweitung von EEQ, hier der Solarthermie oder der energetischen Nutzung der Biomasse, erzielt haben.

Dänemark ist dagegen ein sehr gutes Beispiel dafür, wie die konkrete Zielsetzung, aus denen wiederum detaillierte Unterziele für einzelne Energieträger, Regionen oder Anwendergruppen abgeleitet werden, eine koordinierende Wirkung auf das gesamte Maßnahmenbündel haben. So werden u.a. die dänischen Fördermittel, mit denen der Anteil der Stromdirektheizungen gesenkt werden soll, auch dafür verwendet, Biomasse oder Solarkollektoranlagen zu unterstützen. Aus der Zielsetzung für die Windenergie wurde deutlich, daß die angestrebten Anteile der Windenergie nur mit der Erschließung des Off-Shore Potentials erreicht werden können. Daraufhin hat die Regierung bevorzugte Gebiete für die Installation von Windkraftanlagen ausgewiesen und fördert darüber hinaus die Investition auch direkt. Die Überprüfung von zeitlichen Zwischenzielen wird in Dänemark zum Anlaß genommen, die Instrumente, etwa die Energiesteuer, immer wieder anzupassen, um so die Erreichung des übergeordneten Zielen zu gewährleisten. Im gesamten Vorgehen der dänischen Regierung zeigt sich ein hohes Maß an Flexibilität und Pragmatismus.

Bis 1998 gab es in Deutschland, abgesehen von einzelnen Bundesländern keine offizielle Festlegung über einen anzustrebenden Anteil der EEQ am Primärenergieverbrauch. Vielmehr hat Deutschland etwa in europäischen Verhandlungen auf den indikativen Charakter der dort verhandelten Ziele bezüglich des Anteils der EEQ ausdrücklich hingewiesen /Ministerrat 1998/. Im Frühjahr 1998 hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) die Verdopplung des Anteils der EEQ bis zum Jahr 2010 als ein wesentlichen Bestandteil eines Weges hin zu einer nachhaltigen Wirtschaftsweise bezeichnet /Jahresbericht UBA 1998/. Diese Zielsetzung hat jedoch auf Bundesebene bisher noch keine verbindliche Wirkung und wurde bisher auch nicht von anderen betroffenen Fachministerien aufgenommen. Vereinzelt greifen die Länder die Zielsetzung auf. So hat das Land Bayern relativ konkrete Zielsetzungen zum Ausbau der Biomasse vorgelegt und sie mit einem umfangreichen Maßnahmenbündel verknüpft. Wenn auch in einzelnen Bereichen wie der Windenergie der (so ursprünglich nicht erwartete) Ausbau der EEQ in Deutschland erfolgreich war und ist, so trägt das Fehlen eines verbindlichen Zielens auch zu der insgesamt wenig befriedigenden Stellung der EEQ in der deutschen Energieversorgung bei.

2.2.3. Forschungsförderung

Der Anteil der Forschungsförderung für EEQ an den Gesamtaufwendungen für Energieforschung betrug 1995 in den Mitgliedsländern der Internationalen Energie Agentur (das sind alle wesentlichen Industrieländer) 8,3 % /IEA 1997/. Deutschland nimmt mit 27 % eine herausgehobene Stellung ein. Dabei ist der Anteil der für die Förderung der EEQ in Deutschland aufgrund der zurückgefahrenen Förderung der Kernenergie in den letzten Jahren gestiegen. Bezogen auf die Einwohnerzahl, lagen die Ausgaben für F&E in den betrachteten Ländern in Dänemark am höchsten, in Großbritannien mit weiten Abstand am niedrigsten (**Abbildung 2.8**). Etwa ein Drittel höher als die spezifischen Ausgaben in Deutschland liegen die Ausgaben für F&E in Spanien und Schweden. Der Schwerpunkt innerhalb der Forschung an EEQ liegt auf der Photovoltaik, 30 % der Ausgaben aller IEA-Länder für Forschung an EEQ werden hierfür verwendet. In Deutschland betrug dieser Anteil sogar 42 %. Daraus läßt sich eine unzureichende Abstimmung von F+E-Haushalten und Maßnahmen zur Markteinführung von EEQ ableiten. Schweden und Dänemark setzen dagegen den Schwerpunkt ihrer Forschung auf die Biomasse. Insbesondere im Fall von Dänemark erkennt man, daß

sich die Forschungspolitik im Bereich der EEQ an den kurz- und mittelfristige benötigten Technologien orientiert, die zur Umsetzung der ehrgeizigen Ausbauziele notwendig sind. Die Abstimmung von Forschungs- und Markteinführungspolitik kann in diesem Land als besonders gut bezeichnet werden. Spanien bringt die Hälfte seines Budgets für die Erforschung der Windenergie auf. Dies bedeutet, dass Spanien in absoluten Zahlen 22 % mehr für die Erforschung der Windenergie aufwendet als Deutschland, ein auch angesichts der niedrigeren Wirtschaftsleistung Spaniens beachtlicher Wert. Hier spiegelt sich auch die große industriepolitische Bedeutung wieder, die die spanische Regierung der Windkraftanlagenbranche einräumt.

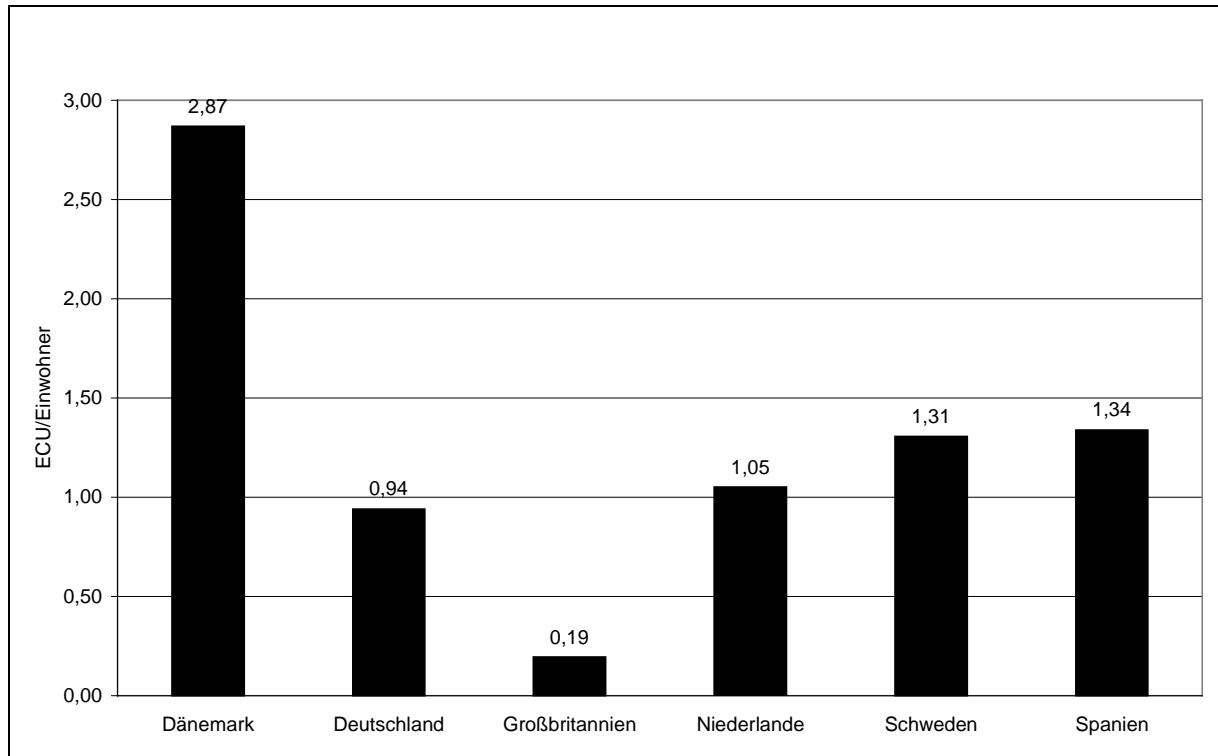


Abbildung 2.8: Spezifische öffentliche F&E-Ausgaben für EEQ in ausgewählten Ländern in 1995 /IEA 1997/

2.2.4. Stromerzeugende Systeme

Exemplarisch sollen hier in folgenden die im Fokus des öffentlichen Interesse stehenden Technologien Windenergien und Photovoltaik begutachtet werden.

2.2.4.1 Windenergie

In absoluten Zahlen ist Deutschland weltweit führend bei der Nutzung der Windenergie (**Abbildung 2.9**). Diese Spitzenposition konnte auch im Jahr 1998 deutlich gehalten werden. Betrachtet man die in Europa in der Nutzung der Windenergie Deutschland folgenden Länder Dänemark und Spanien, so ist festzuhalten, daß auch diese Länder Strom aus Windenergie gesetzlich eine feste Vergütung garantieren. Dagegen sind die installierten Leistungen in Ländern mit Mengenregelungen bzw. mit keinen erhöhten Vergütungen für Strom aus Windenergie deutlich geringer.

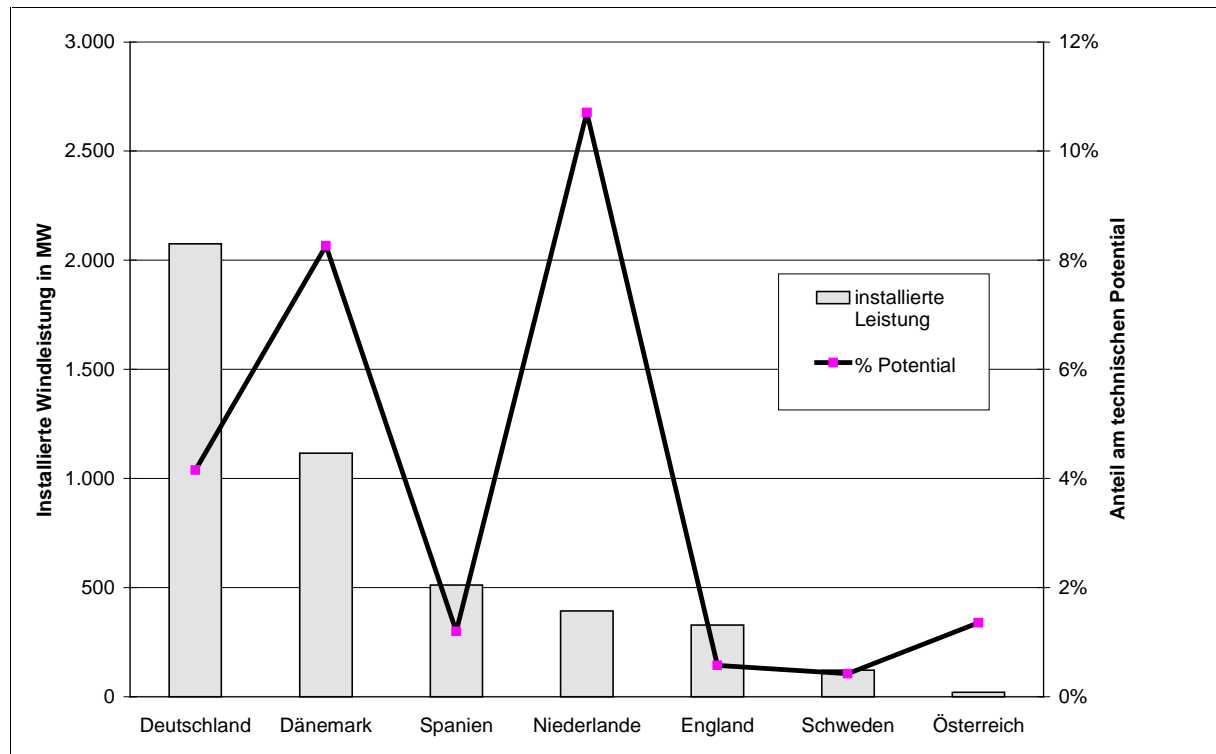


Abbildung 2.9: Vergleich der absolut installierten Windkraftleistungen und Ausschöpfung des jeweiligen Potentials in 1997 /TERES II, Wind 1996, Rehfeldt 1998/

Vergleicht man dagegen die Ausschöpfung des Potentials der Windenergie, so haben die Niederlande (Mengenregelung) ihr Potential bisher am weitesten ausgeschöpft, gefolgt von Dänemark und Deutschland (Preisregelung). Aus dieser Perspektive ergibt sich damit nicht jene eindeutigen Vorteile für die Preisregelung, wie sie sich bei ausschließlicher Betrachtung der absoluten installierten Leistungen ergeben. Um die Dynamik der Entwicklung abzuschätzen, ist es sinnvoll, auch die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der installierten Windkraftleistung zu vergleichen. Zwischen 1994 und 1997 wuchs die Leistung in Spanien um durchschnittlich jährlich 90 %, in Deutschland und Schweden um etwa 50 %, in den Niederlanden um 36 %, in Dänemark um 28 % und in England um 26 %. Beeindruckend ist das Wachstum in Deutschland, da diese Wachstum über einen längeren Zeitraum kontinuierlich durchgehalten werden konnte. Die im Vergleich geringeren Wachstumsraten in Dänemark und den Niederlanden lassen sich aus der fortgeschritteneren Potentialausschöpfung und Marktentwicklung in diesen Ländern erklären. Zusammenfassend kann man feststellen, daß von den betrachteten Ländern die Niederlande, Dänemark und Deutschland führend in der Marktbereitung für Windenergie sind. In Spanien hat eine sehr dynamische und breit angelegte Entwicklung eingesetzt. Dagegen ist die Nutzung der Windenergie in Schweden und Großbritannien, sowohl was die Potentialausschöpfung wie auch die Wachstumsraten angeht, eher enttäuschend.

Welche Determinanten sind ausschlaggebend für die unterschiedliche Entwicklung in den einzelnen Ländern? Eine wichtige Rolle spielt die Art der Vergütung für Strom aus diesen Anlagen (**Tabelle 2.5**). Hierbei ist offensichtlich weniger die Art der Vergütungsregelung, also Preis- oder Mengenregelung, von Bedeutung als vielmehr die absolute Vergütungshöhe. Deutschland, Dänemark, die Niederlande und Spanien weisen vergleichsweise hohe Vergütungen auf und sind dementsprechend erfolgreich in der Umsetzung, während die

Vergütung in Schweden, Österreich und Großbritannien niedrig ausfallen und niedrige Umsetzungsraten aufweisen¹⁴. Obwohl zeitliche oder regionale Schwankungen der Vergütung, wie sie in den Niederlanden oder in Dänemark vorzufinden sind, ein im Vergleich zum deutschen StrEG zusätzliches Risiko für Investoren darstellen, kann keine Beeinträchtigung der Entwicklung in diesen Ländern festgestellt werden. Allerdings ist der Anteil ausländischer Investoren in diesen Ländern geringer als etwa in Großbritannien, wo privatrechtliche Verträge ein Höchstmaß an Sicherheit bezüglich der Vergütung geben. Die Frage, ob letztlich Quoten- oder Mindestpreisregelung die erfolgreichere ist, hängt in ihrer Beantwortung stark von der Ausgestaltung der Detailregelungen und den politisch-gesellschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Mit anderen Worten: Sowohl mit einer Quote wie auch mit einer Mindestpreisregelung kann die Windenergie und andere stromerzeugende EEQ erfolgreich unterstützt werden! Daher sollte sich die politische Diskussion weniger um das Für und Wieder von Mindestpreis- oder Quotenregelung, sondern vielmehr um die Fragen der erfolgreichen Umsetzung des jeweiligen Modells drehen. Dabei wäre eine ausgeglichene Verknüpfung der wettbewerblichen Elemente des Quotensystems mit den Vorteilen der Mindestpreisregelung erfolversprechend, da so dem technischen und ökonomischen Stand der unterschiedlichen Technologien zur Nutzung der EEQ besonders gut und im Laufe der Zeit auch ausreichend dynamisch entsprochen werden kann.

Der im Zuge der Liberalisierung zu erwartende Rückgang der Strompreise und damit auch der Erlösmöglichkeiten wird insbesondere von unabhängigen Betreibern von Windkraftanlagen kritisch betrachtet, da in Folge des hohen Anteils der Kapitalkosten Kostenreduktionspotentiale bei bestehenden Anlagen gering sind, die Anlagen in der Vergangenheit häufig unter der Annahme steigender Strompreise und damit steigender spezifischer Erlöse errichtet worden sind. Auch in anderen europäischen Ländern mit Mindestpreisregelungen plädieren unabhängige Betreiber daher häufig für den Erhalt der bestehenden Regelungen (vergl. etwa /Hvelplung 1998/, /BWE 1998/).

¹⁴ Dabei bewegen sich die Vergütungen ausgedrückt in Prozent der durchschnittlichen Haushaltstarife meist in einem engen Band zwischen 50 und 70 %, was daraufhin deutet, daß die Belastung der Tarifkunden durch die Windvergütung - soweit sie überhaupt eine zusätzliche Belastung darstellt - in den betrachteten Ländern etwa gleich ist. Ausnahme hiervon ist am oberen Ende der Skala Deutschland mit 78 % und am unteren Ende Österreich mit 26 %.

Tabelle 2.5: Vergütungsregelungen für Strom aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im internationalen Vergleich (Stand 1998)

	Dänemark	Deutschland	Großbritannien	Niederlande	Österreich	Schweden	Spanien
Art	Preisregelung	Preisregelung	Mengenregelung	Mengenregelung + Aufnahmezwang	Preisregelung	Aufnahmezwang	Preisregelung
Vergütungshöhe Wind, €/kWh	0,067- 0,080 (höher für IPP als für EVU)	0,087	0,050	0,054 - 0,074	0,031 - 0,052	0,0317 - 0,0337	0,066 (früher 0,073)
Vergütungshöhe Wind, % des Haushaltstarifs	50 - 60 %	78 %	54 %	52 %- 71 %	26 % - 44 %	46 %- 49 %	50 %
Preisfestsetzung	gesetzl.: 85 % d. individuellen Haus- haltstarifs	gesetzl.:65-90 % d. Durchschnittserlöse	Bieterwettbewerb	Verbändevereinba- rung; individuell	90 % des Netztarifs	individuell, gesetz- lich	gesetzlich; stark differenzierte Tarife für EEQ
Finanzierung	EVU, Überwälzung auf Tarife möglich	EVU	Abgabe auf Strom- verbrauch	Abgabe auf Strom- verbrauch Zertifi- katspreis/Ökobonus Staat: Energiesteu- ererstattung	EVU	EVU, Überwälzung auf Tarife, Staat	EVU, regionaler Ausgleich
rechtliche Grundlagen	gesetzlich (früher Selbst- verpflichtung)	Stromeinspeisungs- gesetz	gesetzlich	Selbstverpflichtung, Verbändeverein- barung	Vertrag zwischen Staat und EVU	gesetzlich, Preise werden individuell verhandelt	gesetzlich
weitere Maßnahmen	Wind: Eigenver- brauch steuerfrei; Verordnung von Biomasse KWK, Inv.-Zuschüsse für Biomasse	Förderkredite	-	Förderkredite, be- schleunigte Ab- schreibungen er- mäßigte MWSt. (in Diskussion)	Förderkredite, Inv.- Zuschüsse	15 % Inv.- Zuschüsse seit 1997	
Anmerkungen	-	gilt nur für unab- hängige Betreiber	letzte Ausschrei- bung 1998; Fort- gang in Diskussion	Zertifikatshandel ersetzt 1998 staatl. Ökobonus	neues Gesetz seit 1.8.1998, Vergü- tungshöhe noch nicht bekannt		neues Gesetz seit 23.12.1998, gilt nur für unabhängige Betreiber

2.2.4.2 Photovoltaik

Im europäischen Vergleich ist Deutschland führend in der installierten Leistung, sowohl absolut wie auch spezifisch je Einwohner betrachtet (**Abbildung 2.10**). Von den 20 Mitgliedsländern der Internationalen Energieagentur waren 1997 nur in den USA und in Japan absolut betrachtet mehr PV-Leistung installiert. Im Vergleich zu anderen Ländern fällt der mit über 80 % sehr hohe Anteil von dezentralen, netzgekoppelten Anlagen in Deutschland auf /WIP 1999/, der aus dem „1000-Dächer-Programm“ und der kostendeckender Vergütung einzelner EVU herrührt. In der Schweiz und in Dänemark haben entsprechend gestaltete Maßnahmen zu ähnlich hohen Anteilen netzgekoppelter Systeme geführt. Bei den netzgekoppelten Systemen handelt es deshalb in überwiegenden Maße auch um kleine, verteilte Systeme. Große, zentrale Anlagen mit Leistungen über 1 MW finden sich dagegen nur in Spanien und in Italien, in beiden Ländern dann direkt von den jeweiligen EVU betrieben. In Ländern, in denen häufiger abgelegene Gebiete mit nur schlechten Anschluß an das öffentliche Netz existieren, überwiegen deutlich die netzunabhängigen Anwendungen. Der Anteil netzunabhängiger Systeme liegt in Österreich bei 60 %, in Spanien sogar bei 77 %. In Norwegen werden eine Vielzahl von abgelegenen Ferienhäusern und Berghütten so mit Strom versorgt /IEA 1998/. EVU unterstützen hier den Einsatz netzunabhängiger PV, weil dieser in abgelegenen Gebieten wirtschaftlicher ist als die Verbindung zum Netz oder gar die einzige Möglichkeit darstellt, eine Stromversorgung aufzubauen.

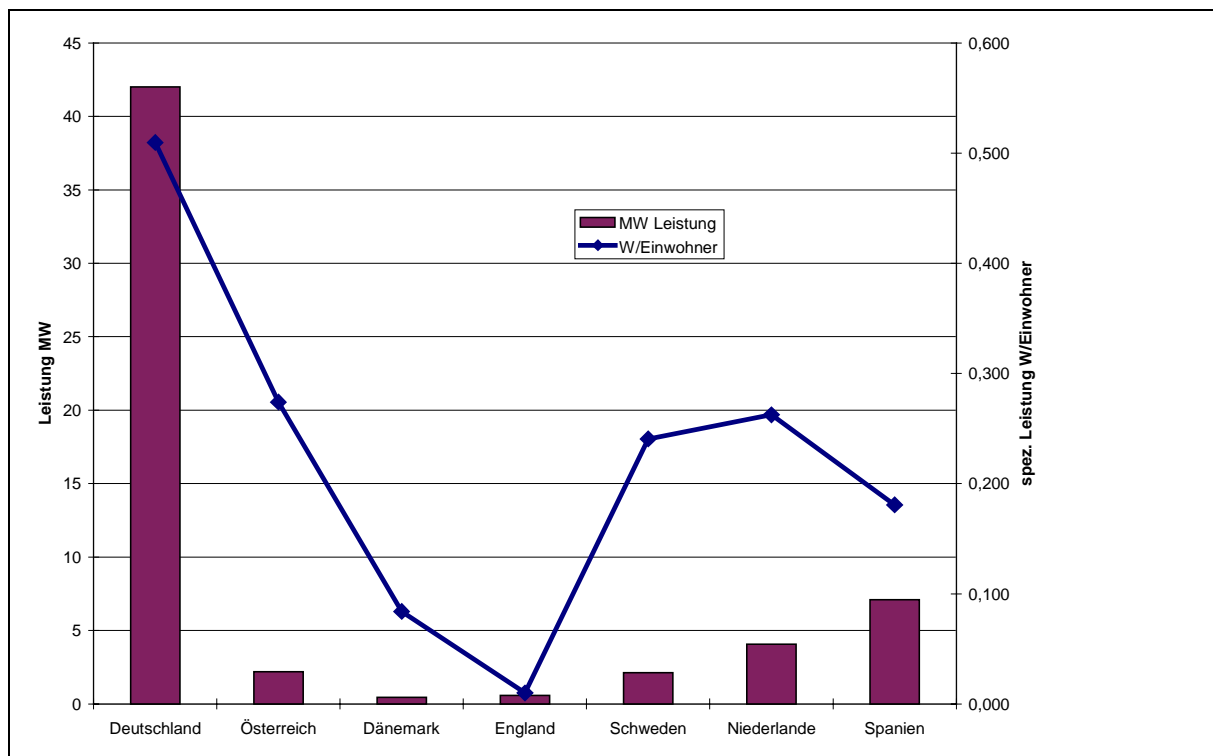


Abbildung 2.10: Vergleich der absolut und spezifisch installierten PV-Leistung in 1997 /WIP 1999/.

Die Einführung von Energiesteuern und andere finanzielle Maßnahmen, die generell die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien verbessern, haben in keinen der Länder substantiellen Einfluß auf die Verbreitung der Photovoltaik. Hierfür ist der Abstand der Kosten der Photovoltaik zu anderen Energieerzeugungstechnologien noch zu groß. Länder wie Deutschland, Niederlande und außerhalb Europas Japan und USA, die spezifisch die Photo-

voltaik erheblich unterstützen, haben vergleichsweise die größten Märkte vorzuweisen. In den Ländern mit den größten Märkte finden sich auch die größten Produktionskapazitäten für Zellen und Module.

In 20 Mitgliedsländern der IEA, die einen bedeutenden Teil des gesamten Marktes für Photovoltaik abdecken, ist die insgesamt installierte Leistung zwischen 1992 und 1997 um jahresdurchschnittlich 25 % auf 207 MW Ende 1997 gestiegen. Schätzungen gehen davon aus, das dieser Wert bis Ende 2000 auf 500 MW und bis 2010 bei 10.000 MW liegen wird /IEA 1998/. Getragen wird diese Entwicklung in erster Linie durch die bereits verabschiedeten oder angekündigten Unterstützungsprogramme der öffentlichen Hand. So hat die USA schon 1997 ein 1-Million-Dächer-Programm angekündigt, wobei der Anteil der PV und konkrete Fördermaßnahmen bisher noch nicht festgelegt worden sind /WIP 1998/. Japan plant, bis 2010 5.000 MW zu installieren, die Niederlande 250 MW, die Schweiz, Italien und Spanien jeweils 50 MW. Noch ist unsicher, wie sich die Liberalisierung der Strommärkte auf die Rolle der EVU bei der weiteren Verbreitung der Photovoltaik auswirken wird. Auf der einen Seite ist unter liberalisierten Bedingungen die Überwälzung der Kosten etwa aus kostendeckender Vergütung oder anderen EVU-Förderprogrammen auf die Kunden nicht mehr möglich. Auf der anderen Seite ergeben sich aus Grünen Tarifen besondere Chancen für die Photovoltaik, da gerade die Photovoltaik große Beliebtheit in der öffentlichen Meinung genießt (vergleiche auch Kapitel 6.3). Unter Abwägung dieser beiden gegensätzlichen Tendenzen läßt sich ein Nachfragepotential ausschließlich durch EVU in Europa von 50 MW in 2005 und 500 MW in 2010, was etwa ein Fünftel des gesamten Potentials nach dieser Abschätzung ausmacht /Staiß 1999/.

2.2.5. Wärmeezeugende Systeme

2.2.5.1 Solarkollektoranlagen

In absoluten Zahlen stellt Deutschland derzeit einen der größten europäischen Märkte für Solarkollektoren in Europa dar (**Abbildung 2.11**). Herausragend bei der installierten Fläche je Einwohner ist mit 1,51 m² je 1000 Einwohner Österreich. Auch in Dänemark finden sich vergleichsweise viele Kollektoranlagen. Deutschland nimmt mit Schweden einen Mittelplatz ein. Enttäuschend ist dagegen gerade angesichts der großen Potentiale die Nutzung der solarthermischen Energie in Spanien. In Griechenland mit ähnlichen guten natürlichen Bedingungen ökonomisch aber deutlich schwächer als Spanien, finden sich dagegen deutlich mehr Anlagen als in Spanien, was möglicherweise aus den teilweise deutlich höheren Tarifen für Strom als Alternative zur Brauchwassererwärmung in Griechenland liegt. Das größte Wachstum der installierten Fläche wies in den letzten Jahren Dänemark mit durchschnitt 50 %/a auf, gefolgt von den Niederlanden mit 39 %/a und denn Deutschland und Österreich mit jeweils knapp 30 %/a.

Vergleicht man die spezifischen Zahlen Fläche je Einwohner und die ausgelöste Dynamik, so kann insbesondere die Entwicklung in Österreich und Dänemark als erfolgreich gelten. Bezüglich der gegenwärtigen Wachstumsdynamik und der Umsetzung von Großanlagen sind auch die Niederlande zu erwähnen, die absoluten Zahlen bleiben allerdings infolge der dort erst einsetzenden Bemühungen hinter denen von Österreich, Dänemark und Deutschland zurück.

Was sind die Erfolgsfaktoren in diesen Ländern? Die Anstrengungen in diesen Ländern waren von vorne herein darauf ausgerichtet, Solarkollektoranlagen in die bestehenden technischen und organisatorischen Versorgungsstrukturen einzupassen. Die österreichischen Selbstbaugruppen sind gerade deshalb erfolgreich, weil die angesprochenen Menschen in ländlichen Regionen über den Einsatz von Brennholz gewohnt sind, mit eigenen Händen für eine warme Behausung zu sorgen. In den Niederlanden ist Erdgas der dominierende Ener-

gieträger im Wärmemarkt, entsprechend mußten die Gasversorgungsunternehmen in die Umsetzung aktiv eingebunden werden. Keine der betrachteten Länder kommt ohne direkte Förderung der Anlagen aus. Jedoch wird die Förderung teilweise eher als ein unterstützender Faktor betrachtet, der die gesellschaftliche Erwünschtheit dieser Energieform ausdrückt, als daß ein totaler Ausgleich der zusätzlichen Kosten erwartet werden würde. Wichtig ist offenbar auch die Kontinuität der Förderung, wie sie in Dänemark und Österreich vorzufinden ist.

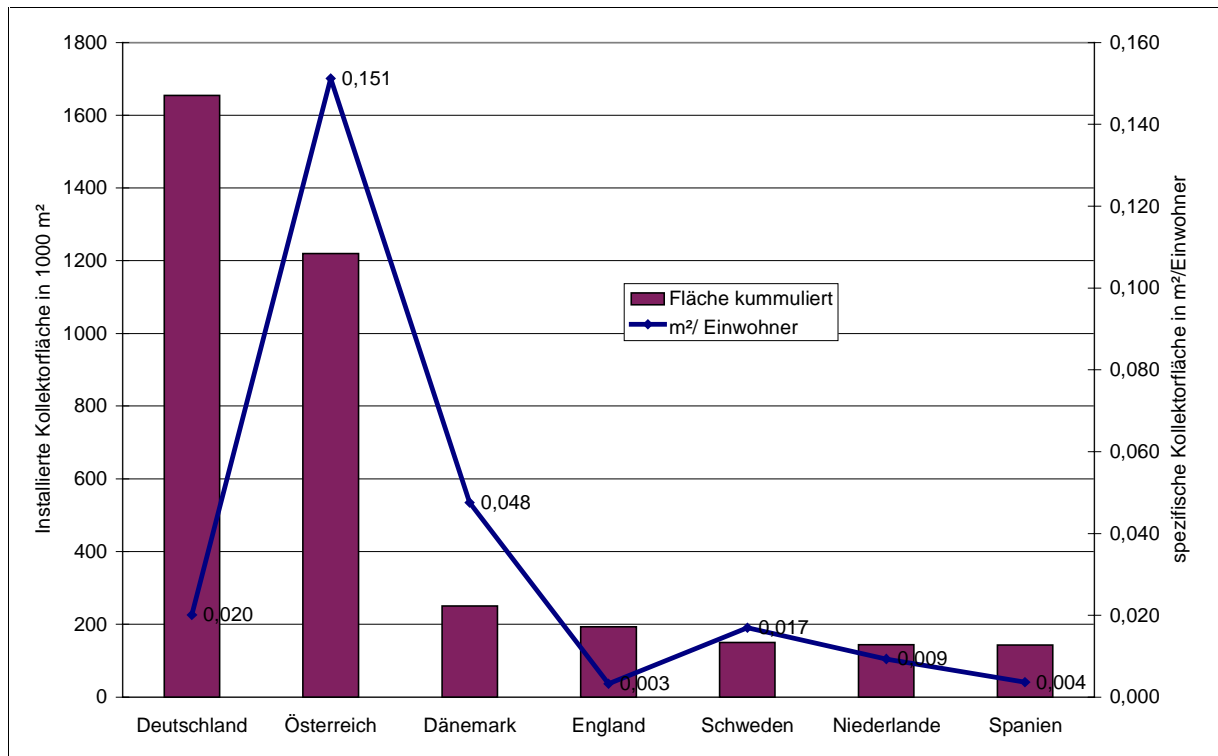


Abbildung 2.11: Insgesamt installierte Kollektorfläche und spezifische Kollektorfläche je Einwohner für ausgewählte europäische Länder in 1997 /ESIF 1997/

Durch die Anhebung der Preise für fossiler Energieträger - z.B. über die Erhöhung von Steuern - kann die Wettbewerbsposition der EEQ zusätzlich erhöht werden, wie dies etwa in Dänemark, den Niederlanden und Schweden der Fall ist. Allerdings liegt in den Niederlanden selbst mit der 1996 eingeführten progressiven Energiesteuer auf Erdgas die Haushaltstarife noch unter denen der in Deutschland. Eine positiver Effekt auf die Nachfrage nach EEQ läßt sich trotzdem vermuten. Es scheint daher, ähnlich wie bei den öffentlichen Zuschüssen, weniger die absolute Höhe der Energiesteuer eine Rolle zu spielen, als vielmehr die Möglichkeit, überhaupt mit Hilfe von Solarkollektoren Steuer sparen zu können. Diese Überlegungen gelten vor allem für den meist bisher nur erschlossenen Markt der Versorgung von kleineren Gebäuden, während bei kommerziell rechnenden Nachfragern die absoluten Einsparungen selbstverständlich eine größere Rolle spielen.

Information und Marketing spielen in den meisten erfolgreichen Ländern eine große Rolle. Während dabei in Österreich mit den Selbstbaugruppen informelle Kommunikationskanäle benutzt wurden, um den Markt zu bereiten, wird in den Niederlanden und in Dänemark eher auf die Unterstützung durch kommerzielle Werbung und Medien gesetzt und entsprechende

Kampagnen inszeniert. Erfolgversprechend ist das Vorgehen in den Niederlanden und Dänemark, neue Nachfragesegmente wie den Mehrfamilienhausbereich, verstärkt anzugehen, um so das Wachstum der Märkte auf eine breitere Basis zu stellen und abzusichern.

Forschung und Entwicklung schließlich wird den erfolgreichen Ländern ebenso wie die Ausbildung gefördert und stellt einen weiteren wichtigen Bereich der Unterstützung dar.

Im Gegensatz zu den erfolgreichen Ländern kann man anhand von Spanien und Großbritannien aufzeigen, daß bei Fehlen der oben beschriebenen Erfolgsfaktoren keine tragfähige Entwicklung eingeleitet werden kann.

2.2.5.2 Biomasse

Europaweit ist die Bedeutung der Biomasse im Raumwärmemarkt im Vergleich zu den anderen Nutzungssektoren (Prozeßwärme, Stromerzeugung, Treibstoffe) am größten. Der Anteil der Biomasse im Raumwärmemarkt ist allerdings sehr unterschiedlich (**Abbildung 2.12**).

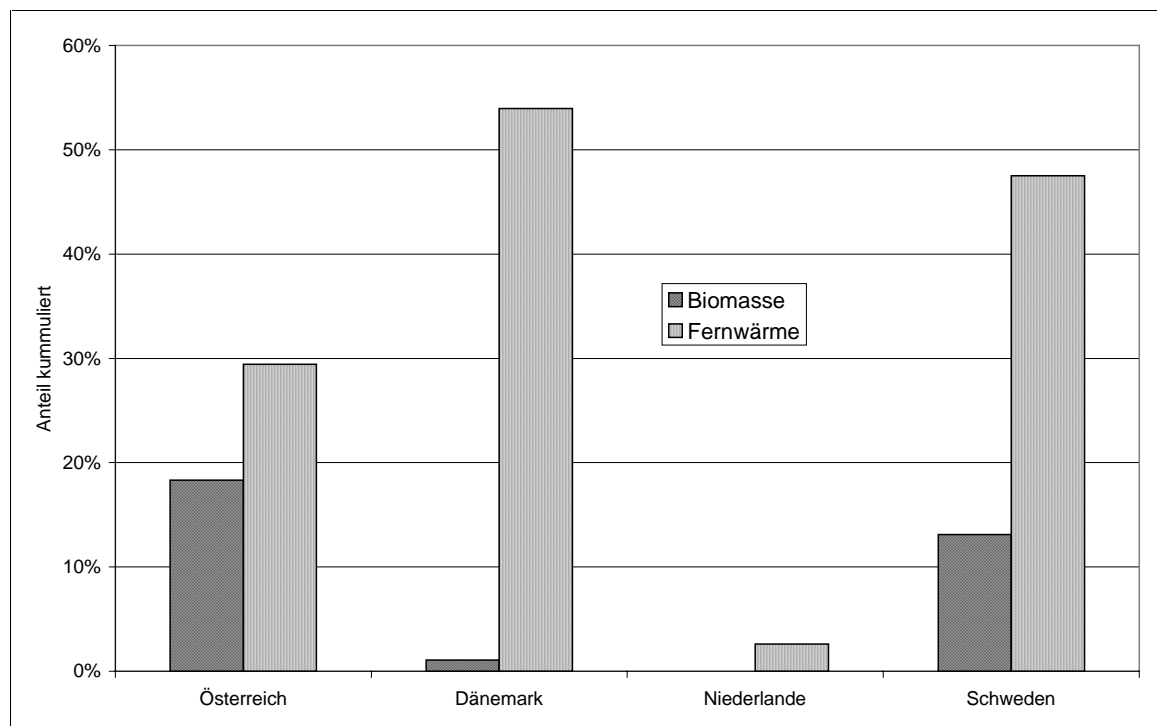


Abbildung 2.12: Anteil der Wohnungen, die mit Biomasse oder über Fernwärme beheizt werden. In Dänemark und Schweden wird ein erhebliche Teil der Fernwärme mit Biomasse, in Österreich ein kleinerer Anteil erzeugt /Strategies 1998/

Die regionale und lokale Ebene ist bei der Umsetzung von Biomasse im Wärmemarkt von großer Bedeutung. Nur Instrumente, die Akteure auf diesen Ebenen ansprechen und motivieren haben sich als erfolgreich erwiesen. Das hat seine Ursache darin, daß auf diesen Ebenen die lokalen Bedürfnisse und Ressourcen am besten bekannt sind, damit am überzeugendsten entsprechende Prioritäten gesetzt und angepaßte Strukturen zur Umsetzung aufgebaut werden können. Auch die Finanzierung kann vielfach günstig (analog der der

landwirtschaftlicher Geräte) organisiert werden kann /Chartier et al. 1998/. Dies ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn eine kostenintensive Infrastruktur zur Nutzung der Biomasse (Nahwärmenetze, Vertriebsnetz für Biobrennstoffe) erst aufgebaut werden muß.

Keines der betrachteten Länder ist ohne öffentliche Zuwendungen beim Ausbau der energetischen Biomassenutzung ausgekommen. Die Förderung kann dabei selbst in Ländern mit einem hohen Anteil der Biomasse an der Primärenergie wie z.B. Österreich bis zu 50 % der Investitionskosten ausmachen. Diese Zuschüsse sind notwendig, um die Anlagen gegenüber den niedrigen Preisen fossiler Energieträger wettbewerbsfähig zu machen. Werden die Preise der fossilen Energien dagegen über eine Energiesteuer angehoben, so ist, wie das Beispiel Schweden zeigt, die Biomasse im Raumwärmemarkt durchaus wettbewerbsfähig. Bei Schweden ist jedoch zu berücksichtigen, daß neben dem großen natürlichen Potential insbesondere die landesweit gut ausgebaute Forst- und Holzindustrie eine sehr gute Voraussetzung für die energetische Nutzung der Biomasse bietet. Während es in Schweden durch eine gezielte Forschungsförderung und der Einführung der Energiesteuer gelungen ist, eine ökonomisch stabile Nachfrage zu schaffen, ist die Umsetzung der Bioenergie in Österreich wesentlich von außerökonomischen Überlegungen bestimmt und stark abhängig von der politischen Bereitschaft, auch in Zukunft Investitionszuschüsse zu gewähren.

Eine Analyse der nichtökonomischen Faktoren bei der Durchsetzung von Brennholz in fünf europäischen Staaten (Finnland, Frankreich, Österreich, Portugal und Schweden) sieht in den sich ausbreitenden Erdgasnetzen und den steuerlichen Disparitäten in der Behandlung der unterschiedlichen Energieträgern die wesentlichen Hemmnisse /Fernandes 1998/. Erfolgsfaktoren identifiziert diese Studie für das Segment Raumwärme im positiven Image der Biomasse und einem gesteigerten Umweltbewußtsein, für industrieller Anwender und den Elektrizitätssektor wirken sich dagegen insbesondere eine professionelle Vermarktung, Vertrieb und Logistik positiv aus.

Als eine wichtige Voraussetzung beim Einsatz der Biomasse zur Stromerzeugung kann eine ausreichende Vergütung gelten. Großbritannien ist hierfür ein gutes Beispiel. Ein starker staatlicher Zugriff auf die EVU, wie er in Dänemark und teilweise auch in den Niederlanden gegeben ist, ist ein weiterer wichtiger Erfolgsfaktor.

2.3. Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene

Die Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG für Elektrizität /EU 1996a/, das Weißbuch zur Energie /EU 1996b/ und das Weißbuch zu erneuerbaren Energien /EU 1997/, welches auf ein auf breiter Ebene diskutierten Grünbuch aufbaut /EU 1996c/, stellen wesentliche Pfeiler der Energiepolitik der Europäischen Gemeinschaften bezüglich erneuerbarer Energien dar. In Folge dieser Richt- und Leitlinien hat die Europäische Kommission über den Harmonisierungsbedarf im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor berichtet /EU 1998/. Auf diesem Bericht aufbauend wird derzeit eine Richtlinie über den Zugang von erneuerbaren Energien zum Elektrizitätsbinnenmarkt diskutiert /EU 1999a/.

Von der europäischen Ebene ist mit der Binnenmarktrichtlinie ein wesentlicher Impuls für die Umgestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgegangen. Sie ist primär ausgerichtet auf einen stärkeren Wettbewerb bei den leitungsgebundenen Energieträgern und führte in Deutschland zur Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes. So nimmt die Neuregelung des EnWG und des StrEG die in der Richtlinie 96/92/EG gegebene Möglichkeit der Begünstigung umweltverträglicher Energieträger auf. Trotz der ansonsten im Mittelpunkt stehenden Wettbewerbsgesichtspunkte räumt nämlich die Richtlinie in Art. 8 III ein, daß der Mitgliedsstaat dem Betreiber des Übertragungsnetzes zur Auflage machen kann, daß er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip

der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten. Allerdings geht die Kommission davon aus, daß über diese Regelung nur die „günstige Einspeisung“, nicht aber direkte oder indirekte Beihilfen oder andere Instrumente wie Abgaben oder Zertifikate abgedeckt sind, ohne daß der Begriff der günstigen Einspeisung weiter definiert wird. Ferner erlaubt die Richtlinie über Art. 3, Abs. 2 (gemeinwirtschaftliche Verpflichtung), Art 8, Abs. 4 (heimische Energiequellen), Art 11, Abs 3 (Vorrang auf Verteilerebene) und Art 24 (Übergangsregelung) eine begünstigte Behandlung regenerativ erzeugten Stroms /Scheer 1998/, wobei die Kommission nur in den Artikeln 3(2) und 24 eine Rechtsgrundlage für eine Bevorzugung erneuerbarer Energien sieht. Eine also prinzipiell mögliche Vorrangregelung für Strom aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, wie sie nach der EU-Stromrichtlinie damit grundsätzlich möglich wäre, ist in den angesprochenen Neuregelungen des StrEG und des EnWG bisher „explizit“, nicht enthalten. Vielmehr wurde in Deutschland der Weg des verhandelten Netzzugangs gewählt (§ 6 Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts). Die Basis hierfür bildet eine Verbändevereinbarung (von BDI, VIK und VdEW) über „Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“, in der Bedingungen und Kostenberechnungsverfahren für die Durchleitung von Strom festgehalten sind.

Bei der EU-Kommission wird das StrEG als Beihilferegelung (Betriebsbeihilfe) geführt. Unabhängig davon und im Gegensatz zu anderen Sektoren sind die nach dem StrEG gewährten Betriebsbeihilfen für erneuerbare Energien nach Aussagen des Wettbewerbskommissars aufgrund der zu bewältigenden Gemeinschaftsaufgabe zulässig, denn durch die Möglichkeit des nach wie vor quasimonopolistischen Netzbetreibers, seine wirtschaftliche Belastung auf die Netzgebühren umzulegen, würden Wettbewerbsverzerrungen zwischen Anbietern von Strom vermieden werden können /Van Miert 1998/. Sie unterliegen aber Bedingungen, die durch den Gemeinschaftsrahmen für Umweltschutzbeihilfen der EU bestimmt sind. Dies betrifft insbesondere die Forderung nach einer „hinreichend“, degressiven Ausgestaltung der Vergütung /Van Miert 1998/. Inwieweit diese Verpflichtung bindend ist, wird derzeit rechtlich geprüft. Darüber hinaus bestehen grundsätzlich über die Frage, inwieweit die Einordnung als Beihilfe rechtmäßig ist, unterschiedliche Rechtsauffassungen. Zu beachten ist diesbezüglich,

- daß es sich bei der im StrEG vorgeschriebenen Zahlung um eine Zahlung Privater handelt und diese damit nicht mit einer staatlichen Beihilfe gleichzusetzen ist: Dementsprechend ist das StrEG eher im Sinne des Warenverkehrsrechts zu interpretieren, wobei diesbezüglich eine EU-Verfassungskonformität gewährleistet sei (Projektheating: Apfelstedt 1998).
- daß es sich bei den StrEG-Vergütungssätzen nicht um Beihilfen handelt, sondern u. U. um pauschalisierte Preise für „umweltfreundlichen“, Strom (vgl. Gutachten Prof. Koch). Problematisch könnten in diesem Zusammenhang lediglich (höhere) Zahlungen für den umweltfreundlichen Strom sein, der von den Kosten deutlich von anderem umweltfreundlichen Stromarten nach oben abweicht (Projektheating: Apfelstedt 1998). Der Unterschied zwischen beiden wäre dann als Beihilfe zu werten. Bezogen auf das derzeitige StrEG betrifft dies z.B. die unterschiedlichen Vergütungssätze für Solarstrom und Strom aus Wasserkraft.
- daß die EU-Stromrichtlinie eine preisliche Vorrangregelung für erneuerbare Energie eindeutig erlaubt und auch aus dem Grundgesetz eine Vorrangpolitik für erneuerbare Energien grundsätzlich abgeleitet werden kann (Projektheating: Mengers 1998). Zudem seien Beihilfen auch nach EU-Recht dann gestattet, wenn sie gemeinsamen Interessen (z. B. Umweltschutz) dienen.
- daß weitere Aktivitäten seitens der Europäischen Union (z. B. Richtlinie zum Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien) mittel- bis langfristig eine Harmonisierung der Förderregelungen erfordern könnten.

Darüber hinaus ist Mitte Oktober 1998 eine Klage der Preußen Elektra AG gegen ihren nachgelagerten Energieversorger Schleswig AG vom zuständigen Landgericht Kiel an den Europäischen Gerichtshof in Luxemburg weitergeleitet worden. Grundlage der Klage und damit der Rückforderung von bereits geleisteten Zahlungen von 500.000 DM ist der Vorwurf, daß es sich beim StrEG um eine „unstatthafte Beihilfe,, oder eine „verbotene mengenmäßige Einfuhrbeschränkung,, handelt. Der Vorwurf der „verbotenen mengenmäßigen Begrenzung,, bezieht sich unmittelbar auf den im EG-Vertrag festgelegten Schutz vor derartigen Regelungen. Sollte der Europäische Gerichtshof positiv im Sinne der Preußen Elektra AG entscheiden, müßte dieser Schutz letztlich durch ein entsprechendes Urteil des Landgerichts Kiel gewährt werden.

Ihre Bestrebungen im Bereich der erneuerbaren Energien hat die Europäische Kommission im Ende 1997 erschienenen Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger,, zusammengefaßt /EU 1997/. Herausragend ist dabei das hier formulierte Ziel, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in den Ländern der Europäischen Gemeinschaften von heute 6 % auf 12 % bis zum Jahre 2010 zu verdoppeln (vgl. **Tabelle 2.6**). Dabei handelt es sich, wie vom Ministerrat insbesondere auf Initiative der deutschen Vertreter betont, um ein indikatives Ziel ohne Rechtsbindung, so daß das ursprünglich angestrebte politische Signal einen eher unverbindlichen Charakter bekommen hat. Zwischenzeitlich sind die Ziele weiter konkretisiert worden /EU 1999c/. Danach soll ein Großteil der erforderlichen Mittel, das sind 7 Mrd. € bis einschließlich 2003, von den nationalen Regierungen bereitgestellt werden, während von den Europäischen Gemeinschaften für diesen Zeitraum 500 Mio € für Forschung und 500 Mio. € für die tatsächliche Markteinführung bereitgestellt werden sollen. Darüber hinaus stützt sich die Kampagne auch stark auf freiwillige Vereinbarungen mit den unterschiedlichen Akteuren.

Tabelle 2.6: Aufteilung der von der Europäischen Kommission angestrebten Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien auf die einzelnen Energieträger /EU 1997/

Energieträger	Ist 1995	Ziel 2010	Kampagne für den Durchbruch
Windkraft	2,5 GW	40 GW	10.000 MW Windparks
Wasserkraft: große	82,5 GW	91 GW	
kleine	9,5 GW	14 GW	
Photovoltaik	0,03 GW	3 GW	1 Mio. Dächer Programm
Biomasse			
Biogas	zusammen 45 Mio t RÖE	zusätzl. 15 Mio. t RÖE	10 GW _{th} Kraft-Wärme-Kopplung
Reststoffe Land-/Forstwirtschaft		zusätzl. 30 Mio. t RÖE	
Energiepflanzen		zusätzl. 45 Mio. t RÖE	
Erdwärme			
Strom	0,5 GW	1 GW	-
Wärme einschl. Wärmepumpen	1,3 GW _{th}	5 GW _{th}	-
Solarkollektoren	6,5 Mio. m ²	100 Mio. m ³	-

Begründet wird das Verdopplungsziel damit, daß ein erhebliches wirtschaftliches, heute aber noch brachliegendes Potential zur Nutzung erneuerbarer Energien vorliegt und diese damit einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung Europas beitragen können, die Versorgungssicherheit erhöht wird und Arbeitsplätze geschaffen werden. Die Verpflichtungen zum Umweltschutz, insbesondere hier auch zum Klimaschutz, werden hingegen in der

begründenden Einleitung erst an nachrangiger Stelle genannt, wengleich später die bedeutenden möglichen Beiträge der erneuerbaren Energien zum Klimaschutz herausgestrichen werden. Der Kommission kommt es also darauf an, daß unabhängig von den Ergebnissen der bisherigen und der folgenden Klimaschutzkonferenzen das Ziel einer beschleunigten Einführung erneuerbarer Energien verfolgt wird. Dies steht ausdrücklich auch im Einklang mit den Zielen der europäischen Energiepolitik insgesamt (Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz), wie sie beispielsweise im Weißbuch zur Energiepolitik formuliert sind /EU 1996b/.

Die Berechnung der Vergütungshöhe soll nach dem Weißbuch zu erneuerbaren Energien auf Basis der vermiedenen Kosten der (städtischen) Verteilungsunternehmen auf Niederspannungsebene (City-Gate) zuzüglich eines Aufschlages von 20 %, der den externen Nutzen bzw. die Steuerbefreiungen in Ländern mit CO₂-Steuern widerspiegelt, berechnet werden. Die City-Gate-Kosten liegen typischerweise zwischen 8 Pf/kWh und 12 Pf/kWh, woraus sich Vergütungen für erneuerbare Energien zwischen 9,6 Pf/kWh und 14,4 Pf/kWh ergeben würden, also deutlich unter den derzeitigen Werten des StrEG. Sowohl der Wärme- wie auch der Strommarkt soll über ein ganzes Bündel von Maßnahmen angesprochen werden, die insbesondere auf eine günstigere steuerliche Behandlung der Investoren abzielen. Schließlich wird eine sogenannte Kampagne für den Durchbruch erneuerbarer Energien als zentrale, gemeinsame Aktion der Europäischen Union vorgeschlagen, bei der mit direkten Zuschüssen im Umfang von insgesamt 4 Mrd. € bestimmte Technologien gefördert werden sollen (vergl. Tabelle 2.6). Klar ist, daß zur Erreichung der ehrgeizigen Ziele bedeutende komplementäre Maßnahmen der einzelnen Mitgliedsstaaten notwendig sind. In seiner Stellungnahme zum Weißbuch hat das Europäische Parlament die Kommission aufgefordert, bis Ende 1998 einen Richtlinienvorschlag vorzulegen, der das Recht auf Einspeisung von Strom zu einer staatlich bestimmten Mindestvergütung zur Grundlage hat /Parlament 1998/.

In dem im Frühjahr 1998 erschienenen Bericht über den Harmonisierungsbedarf vergleicht die Kommission unterschiedliche mögliche Modelle der Förderung erneuerbaren Energien im Strommarkt /EU 1998/. Unter dem für die Kommission obersten Gebotes der möglichst geringen Wettbewerbsverzerrung international und zwischen den einzelnen Energieträgern kommt sie zu dem Ergebnis, daß die Finanzierung über eine Abgabe auf Verbraucherebene, Ausschreibungswettbewerbe und die Ausgabe von Grünen Zertifikaten im Zusammenhang mit festzulegenden Quoten für die Abnahme regenerativ erzeugten Stroms derzeit bevorzugte Optionen sind. Dabei wird davon ausgegangen, daß jeder Mitgliedsstaat **allen Verbrauchern** (nicht den Stromerzeugungs- und -handelsunternehmen) vorschreibt, einen bestimmten vorher festgelegten Anteil ihres Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern zu decken. Sofern die Verbraucher dies nicht selber realisieren, werden sie verpflichtet, im entsprechenden Umfang grüne Zertifikate zu erwerben. Diese werden unter Aufsicht (einer zuständigen Behörde) von Stromerzeugern aus erneuerbaren Energien ausgestellt, an EltVU verkauft, die letztlich die Verbraucher versorgen. Grundsätzlich können auf dem so entstehenden Sekundärmarkt für Zertifikate auch solche aus anderen Ländern gehandelt werden.

Derzeit arbeitet die Europäische Kommission an einem Vorentwurf einer Richtlinie über den "Zugang elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen zum Elektrizitäts-Binnenmarkt" /EU 1999a/. Die nunmehr vorliegende siebente Version des Entwurfs verpflichtet die Mitgliedsländer, bis Dezember 2005 wenigstens 5 % des jährlichen Durchschnittsstromverbrauchs bzw. 3 % mehr als heute über erneuerbare Energien abzudecken¹⁵.

¹⁵ Für Deutschland entspricht dies 7,5% Anteil im Jahr 2005 (bzw. 8%, wenn Müll berücksichtigt wird). Dies ist im Vergleich zum Verdopplungsziel bis 2010 von 9% bzw. 10% eher ehrgeizig, zumindest läßt sich bis zu diesem Zeitpunkt keine Gefährdung der Wachstumsdynamik erneuerbarer Energien insgesamt daraus ableiten.

Weitergehende Ziele sollen spätestens im Jahr 2006 für das Jahr 2010 formuliert werden. Adressat der Verpflichtung sind die nationalen Regierungen. Es bleibt somit den nationalen Regierungen überlassen, welche Maßnahmen sie zur Erreichung dieser Ziele ergreifen, solange die Maßnahmen unter den sonstigen Bestimmungen konform gehen.

Gleichzeitig soll sichergestellt sein, daß "nach und nach" (also letztlich nicht zeitlich festgelegt) die Rahmenbedingungen „auf Wettbewerb zwischen den Produzenten erneuerbarer Energie beruhen (**nicht** auf Wettbewerb mit der konventionellen Stromerzeugung) und Handel zwischen Produzenten und Verbrauchern innerhalb des Binnenmarkts zulassen.„ Eine notwendige höhere Vergütung dieses Stroms im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung ist damit implizit verknüpft. Sollten die geforderte wettbewerbliche Ausrichtung des Marktes für regenerativ erzeugten Stroms es einzelnen Mitgliedsstaaten unmöglich machen, die angestrebten Anteile erneuerbarer Energien zu erreichen, so können zeitlich befristet bis zum Jahr 2010 auch andere, nicht den wettbewerblichen Anforderungen der Kommission genügenden Fördermaßnahmen zugelassen werden. Dezentrale, kleine Erzeugungseinheiten wie auch neue Technologien sollen sogar zeitlich unbefristet aus dem Wettbewerb der erneuerbaren Energien untereinander ausgenommen werden können. Ebenfalls wird darauf hingewiesen (Vorbemerkung 19), daß den Mitgliedsstaaten das ihrer Meinung nach bestgeeignetste Förderinstrument zur Erreichung des obigen Ziels gestattet wird, „um so einen Übergang zu einem stärker wettbewerbs- und handlungsorientierten System zu ermöglichen.„ Schließlich gilt eine Art Vertrauensschutz für jene nationalen Regelungen, die schon vor Inkrafttreten der Richtlinie bestanden. Für unter dem StrEG errichtete Anlagen bedeutet dies, daß sie Vergütung nach StrEG zeitlich unbefristet erhalten können, auch wenn zu einem späteren Zeitpunkt eine andere Förderregelung eingeführt werden sollte. Weiterhin wird das StrEG auch in seiner heutigen Form zumindest als Ausnahmetatbestand bis zum Jahr 2010 zulässig sein. Unklar ist, inwieweit die Europäische Kommission wettbewerbliche Elemente im StrEG erkennt. Es ist zu prüfen, ob die gewünschte Verstärkung des Wettbewerbs auch im Rahmen von Preisregelungen erfolgen kann. Dabei wird es entscheidend darauf ankommen nachzuweisen, daß Kostensenkungen und die Etablierung neuer, möglichst zahlreicher Marktteilnehmer auch im Rahmen einer modifizierten Regelung des StrEG erreicht werden können. Ersteres hat das StrEG in seiner bisherigen Form zumindest für die Windenergie bereits recht gut geleistet (vgl. dazu vor allem Kapitel 6).

Der Vorentwurf zur Richtlinie möchte den Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien im Binnenmarkt sicherstellen, nationale Fördersysteme dürfen keine Handelsbarrieren darstellen. Dazu müssen die Mitgliedsstaaten Zertifikate einführen, die an Betreiber von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energien aus erneuerbaren Energien ausgegeben werden. Die Zertifikate weisen damit die Echtheit des Stroms aus erneuerbarer Energien nach. Umfang und Effektivität dieses Handels hängen aber im wesentlichen von entsprechend fairen Durchleitungsvereinbarungen für diesen Strom ab. Auch wenn die Implementierung eines Zertifikatssystems nicht zwingend die Einführung eines quotenbasierten Zertifikatssystem auf nationaler Ebene nach sich zieht, eine Mindestpreisregelung wie das StrEG auf nationaler Ebene mit entsprechenden Anpassungen also auch einem solchem internationalem Regime weiter bestehen bleiben könnte, so verstärkt ein solches Zertifikatssystem auf europäischer Ebene doch den Druck auf eine Änderung des StrEG, da ein nationales Quotensystem mit Zertifikatshandel am besten mit einer entsprechenden europaweiten Regelung harmonisiert.

Die Finanzierung des Systems soll dergestalt sein, daß „alle Stromverbraucher (auch Eigenzeuger) im Verhältnis zu ihrem Stromverbrauch daran teilhaben.“ Die derzeitigen Regelungen des deutschen StrEG erfassen dagegen nur die Netzbenutzer, während Eigenzeugungsanlagen nicht belastet werden. Ungeachtet dieser Vorgaben sollen jedoch auch in Übereinstimmung mit den Vorgaben des EU-Vertrags über staatliche Beihilfen finanzielle und investive Beihilfen zulässig sein, ebenso Energie- oder Emissionssteuern, um die Weiterentwicklung regenerativen Strom zu fördern.

Obwohl der bisherige Vorentwurf von Kritikern als eindeutige Aussage zugunsten einer zukünftig angestrebten Mengenregelung beurteilt wird, ist darauf hinzuweisen, daß der Entwurf nicht von „Quoten“ spricht, sondern von anzustrebenden „minimum consumption levels“, welche außerdem mit dem Verdopplungsziel 2010 kompatibel sind. Auch daraus lassen sich nationale Spielräume für die Ausgestaltung von Förderinstrumenten ableiten. Es bleibt nach Meinung der Autoren festzuhalten, daß die jetzt vorliegende Version einen ausreichenden Spielraum für eine mittelfristige Beibehaltung eines verbesserten StrEG bietet. Wettbewerbliche Elemente erkennt die Kommission in den Modellen insbesondere dann an, wenn die gewährten Zuschüsse zeitlich begrenzt sind und über die Zeit stetig abnehmen. Für die Zukunft ist demnach also denkbar, daß auf europäischer Ebene ähnlich wie beim Erlass der Binnenmarktrichtlinie als Mindestanforderung ein bestimmter Anteil des regenerativen Stromes zu einem bestimmten Zeitpunkt in den freien Markt entlassen werden muß und für diesen Anteil staatliche Hilfen dann nicht mehr zulässig sind.

Da ein Konsens auf der Basis der bisher veröffentlichten Richtlinienentwürfe auf europäischer Ebene nicht absehbar ist, ist nunmehr, wie ursprünglich schon vom Europäischen Parlament gefordert, ein Arbeitspapier mit einem Vergleich und Wertung der unterschiedlichen nationalen Systeme von der Europäischen Kommission erarbeitet worden /EU 1999b/. In der Bewertung der unterschiedlichen Fördermechanismen kann man eine Bevorzugung quotenbasierter Systeme durch die Kommission herauslesen. Dennoch wird kein abschließendes Urteil über die aus der Sicht der Kommission in den einzelnen umzusetzenden Maßnahmen gefällt. Das Arbeitspapier dient vielmehr dem Ziel, auf den Novellierungsbedarf unterschiedlicher nationaler Regelungen infolge der Liberalisierung der Strommärkte hinzuweisen. Es erscheint derzeit ungewiß, ob es überhaupt zu einer einheitlichen Richtlinie kommen wird.

Von der sozialdemokratischen Fraktion wurde bereits im Mai 1998 eine Initiative für eine europäische Stromeinspeisungsrichtlinie gestartet /Linkohr 1998/. Dieser Initiativbericht hat im Parlament jedoch keine Mehrheit gefunden. Er sieht im wesentlichen vor, daß im Sinne der Subsidiarität den Mitgliedsländern selbst überlassen werden sollte, ob ein Ausschreibungs- (äquivalent z.B. zum britischen NFFO) oder ein Einspeisungsmodell zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien bei der Stromgestehung gewählt wird. Ebenso wird dort keine einheitliche Höhe oder Berechnungsgrundlage zur Bestimmung der Einspeisetarife festgelegt. Vielmehr heißt es nur, daß die Höhe der Vergütung Investitionen in erneuerbare Energien ermöglichen soll, also den Investoren eine angemessene Verzinsung des eingebrachten Kapitals ermöglichen soll. Damit wird die Entscheidung über die Bemessung der Höhe der Vergütung auf die nationale Ebene verschoben, um langwierige europäische Abstimmungsprozesse diesbezüglich zu vermeiden.

Ergänzend zu diesen Vorschriften sieht die Initiative die Abbildung von öffentlich kontrollierten Fonds für private Geldanleger zur Finanzierung erneuerbarer Energien vor, um so den Kapitaltransfer von reichen Investorenländern mit nur beschränkten natürlichen Potentialen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Länder mit geringen Kapitalressourcen aber günstigen natürlichen Bedingungen zu erleichtern und zu beschleunigen. Der Fonds wird privatwirtschaftlich verwaltet und gewährt den Investoren feste Renditen. Ziel des Fonds ist es, privates Kapital auch von denjenigen - für die Vorfinanzierung von Anlagen - zu aktivieren, die selber keine Anlagen errichten können. Aus dem Fonds heraus kann europaweit investiert werden. Bevorzugt werden dabei natürlicherweise die Länder, die über ein entsprechend hohes meteorologisches Energieangebot verfügen oder spezifisch hohe Vergütungssätze aufweisen. Dieser Umstand ist zugleich auch Vor- und Nachteil des Vorschlags. Auf der einen Seite werden in diesen Ländern hohe Investitionen angeregt, auf der anderen Seite sind die resultierenden Zusatzbelastungen der Stromkunden in diesen Ländern ohne ein zusätzliches, das Verfahren aber weiter komplizierendes internationales Ausgleichsverfahren, vergleichsweise hoch.

Der Vorschlag basiert im Grunde auf dem Gedanken großer Beteiligungsgesellschaften bzw. heute schon eingerichteter regionaler Fondslösungen (z. B. FÜW Nürnberg, VEW Dortmund) mit den entsprechenden Vor- und Nachteilen großer Lösungen (z. B. fehlender Überblick über die lokalen Gegebenheiten). Er stellt insofern auch keine wirkliche Neuerung dar und ist nicht als Konkurrenz, sondern in Ergänzung zum StrEG zu verstehen. Neu ist aber die europaweite Ausdehnung der Aktivität des zu gründenden Fonds.

2.4. Literatur zum Kapitel 2

- Allnoch 1998 N. Allnoch: Zur Lage der Wind- und Solarenergienutzung in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Nr.10/1998. S.660-666
- Borchers Leprich 1995 H. Borchers, U. Leprich: Umweltorientierte Effizienzregulierung in der britischen Elektrizitätswirtschaft. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Nr.1, 1995. S.31-39
- BWE 1998 Einspeiseregulungen im Europäischen Vergleich. Bundesverband Windenergie. Seminar. 4. November 1998. Berlin
- BWEA 1998 British Wind Energy Association: [Http://www.bwea.com/](http://www.bwea.com/)
- CADDET 1998 IEA CADDET Renewable Energy Programm: Large Scale Solar Purchasing. A Business opportunity. 1998
- Capricano 1998 C. Capricano: Einspeiseregulung in Spanien und Italien. In: BWE 1998
- Cervený 1998 M. Cervený, G. Resch: Feed-in Tariffs and regulations concerning Renewable Energy electricity Generation in European Countries. Energieverwertungsagentur. Wien 1998
- Chartier et. al. 1998 P. Chartier et al.: Perspectives for Biomass Energy in the European Union. How a 200 % increase can be attained. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpark 1998. S. 62-66
- Clausen 1996 I.-L. Clausen: Das dänische Förderprogramm für Solarenergie. In: Förderung Thermischer Solaranlagen. Workshop 2 zur EuroSun '96, 10. Internationales Sonnenforum der DGS. Workshopband. S. 2-21
- Cooke 1995 A. Cooke: Environmental and consumer protection in the privatised UK electricity supply industry. Tagung Europäische Elektrizitätswirtschaft. Mainz 26-27.9.1995. Manuskript
- Cranfield 1998 Cranfield University. Windturbine Research Group: <http://www.cranfield.ac.uk/sme/ppa/wind/>
- Cross 1997 E. Cross: Legal Frameworks for the promotion of wind energy and other renewable energy resources in the EU member states. International institute of Energy Law. Leiden 1997
- Danish Energy Agency 1998 Reports concerning Danish energy policy. <http://www.ens.dk/pub/epr98uk.htm> 20.5.1998
- Drillisch Riechmann 1997 J. Drillisch, C. Riechmann: Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt. Das Beispiel von England und Wales. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Nr.2, 1997. S.137-162
- Elved 1998 E. Elved: Die bisherige dänische Einspeiseregulierung und der Novellierungsentwurf. In: Einspeiseregulungen im Europäischen Vergleich. Bundesverband Windenergie. Seminar. 4. November 1998. Berlin
- Energy 1998 Europäische Kommission, DG XVII: Energy in Europe. 1998 Annual Energy Review. Brüssel 1998

- ESIF 1997 Statistik der European Solar Industry Federation. Zitiert nach Berkmann, Rainer: "Förderchaos beenden". In: Neue Energie 7/1998, S. 20-21
- EU 1996a Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. ABL.Nr. L 27 vom 30.1.1997
- EU 1996b Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Eine Energiepolitik für die Europäische Union. Weißbuch. KOM(95) 682 endg.
- EU 1996c Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie. KOM(96) 574 endg.
- EU 1997 Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(97) 599 endg.
- EU 1998 Europäische Kommission: Bericht an den Rat und an das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf. Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. KOM(1998) 167 endg. Brüssel, Februar 1998
- EU 1999a Europäische Kommission: Directive of the European Parliament and of the Council on access of electricity from renewable energy sources to the internal market in electricity. Revision 7, Draft. Zitiert nach: http://www.wind-energy.de/englisch/eu_directive7.html
- EU 1999 b Europäische Kommission: Electricity from Renewable Energy Sources and the internal electricity market. Arbeitspapier. Brüssel März 1999
- EU 1999 c Europäische Kommission: Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. Campaign for Take-off. Service Papers Doc SEC(99) 504, 9.4.99. Brüssel April 1999
- EVA 1998 Energieverwertungsagentur: Erneuerbare Energien in Österreich. Bericht der Energieverwertungsagentur. Wien 1998
- FIRE 1998 Fallstudien im Rahmen des JOULE Projektes "Financing Renewable Energies" (FIRE). <http://zsw.e-technik.uni-stuttgart.de/Fachgebiete/sys/fire/fire01.html>
- Fernades 1998 M. Fernandes: Non Techno-Economic Factors influencing Fuelwood Development in 5 European Countries. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpfar 1998. S. 1150 - 1153
- Guey-Lee 1998 L. Guey-Lee: Wind Energy Developments: Incentives in selected Countries. US Energy Information Administration/ Renewable Energy Annual 1998. Washington 1998
- Haas 1998 J. Haas, R. Hackstock: Brennstoffversorgung mit Biomassepellets. Untersuchung über die Voraussetzungen für einen verstärkten Einsatz von Biomassepellets in Holzzentralheizungen. Im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für Wissenschaft und Verkehr. Gleisdorf 1998
- Hackstock 1995 R. Hackstock et al.: Solarenergieverbreitung in Österreich. Studie im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Kunst. Wien 1995. Zitiert nach Weiß 1996b
- Helby 1998a P. Helby: Sweden. General Information. In: Langniß, O.: Financing Renewable Energy Systems. Country Reports. Stuttgart. S. 211-251

- Helby 1998b P. Helby: Denmark. General Information. In: Langniß, O.: Financing Renewable Energy Systems. Country Reports. Stuttgart. S. 13-76
- Hinsch 1998 C. Hinsch: Storming ahead in Spain. In: New Energy. Nr. 1, Dezember 1998. S.14-16
- Hopkins 1999 Hopkins, C.: Qs and As on ecolabelled electricity. Swedish Society for Nature. Göteborg. Mai 1999
- Hvelplung 1998 F. Hvelplung: Der sogenannte Grüne Quoten markt und die regenerativen Energien. Deutsche Übersetzung eines Artikels in Naturlig Energi, Oktober 1998
- IEA 1997 International Energy Agency: Renewable Energy Policy in IEA Countries. Band 1: Overview. Paris 1997
- IEA 1998 International Energy Agency: Trends in PV Power Applications in selected IEA countries between 1992 and 1997. Photovoltaic Power Systems Programme. Paris Dezember 1998
- Kaberger 1999 Kaberger, T.: Experiences on Green Electricity in Sweden. Präsentation. European-wide meeting of stakeholders on promotion for joint principles of „Green Energy“. VREW, WWF Deutschland, Öko-Institut. Frankfurt 23.6.1999
- Krawinkel 1994 H. Krawinkel, L. Mez: Fallstudie: Energiepolitik in Dänemark. Erfahrungen mit REN- und REG-Strategien in Dänemark unter besonderer Berücksichtigung des Programms „Energie 2000“. Expertise für das Projekt „Zukünftige Energiepolitik“ der Gruppe Energie 2010. Berlin, Kiel 1994
- Kwant 1998 K. Kwant et. al.: European Financial Guide: Renewable Energy Focus on Biomass. Over 200 ways to finance renewable energy projects. NOVEM. Utrecht 1998
- Kwant Smakmann 1998 K. Kwant, G. Smakmann: Acceleration of Bioenergy Development in the Netherlands. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpar 1998. S. 70-72
- Larsen 1998 M. Larsen: Straw for Energy Production in Denmark. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpar 1998. S. 1196 - 1198
- Larson 1998 S. Larson, G. Melin, H. Rosenqvist: Commercial Harvest of willow Wood Chips in Sweden. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpar 1998. S. 200 -203
- Lasselsberger 1998 L. Lasselsberger, H. Baumgartner, M. Wörgetter: Biomass Furnaces for Central Heating Systems. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpar 1998. S. 220-223
- Linkohr 1998 Rolf Linkohr, Manfred Habertzettel: Die Diskussion um eine europäische Stromeinspeisungsrichtlinie. Erneuerbare Energien brauchen faire Netzzugänge und privates Kapital. Bonn, Juni 1998
- Martenson 1999 A. Martenson: Renewable Energy in Sweden. Präsentation. Projektmeeting Electrolable. Rugby 22./23.3.1999. Rugby, Großbritannien
- Menges 1998 R. Menges: Angebotsseitige und nachfrageseitige Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt. Unveröffentlichte Materialiensammlung. Kiel 1998

- Menges, Barzantny 1997 R. Menges, K. Barzantny: Die Liberalisierung der Strommärkte in Norwegen und Schweden. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. 4/1998. S. 39 – 56
- Midttun 1997 A. Midttun (Hrsg.): European Electricity Systems in Transition. A comparative Analysis of policy and Regulation in Western Europe. Amsterdam. 1997
- Van Miert 1998 K. Van Miert: Brief an Bundeswirtschaftsminister Rexrodt vom 29.07.1998
- Miljö 1999 Miljö & Energi Ministeriet: The Electricity Reform. Agreement between the Danish Government, the Liberal Party, the Conservative Party, the Socialist People's Party and the Christian People's Party on a legislative reform of the electricity sector. Englische Übersetzung: Dänische Energieagentur. Kopenhagen. März 1999
- Ministerrat 1998 Entschließung des Rates über erneuerbare Energiequellen. 2092 Tagung des Rates -Energie -. Brüssel, 11.5.1998
- Mitchell 1997a C. Mitchell: The renewable Non-Fossil Fuel Obligation. The diffusion of technology by regulation. TIP workshop "Regulations and innovative activities". Manuskript. 25 Februar 1997. Wien
- Mitchell 1997b C. Mitchell: The UK's renewable Non-Fossil Fuel Obligation. Results and lessons. Manuskript. Brighton 1997
- Mitchell 1998 C. Mitchell: Renewables in the UK. How are we doing? Vortragsmanskript. BIEE. Oktober 1998
- Nabe 1998 C. Nabe: Spain. General Information. In: Langniß, O.: Financing Renewable Energy Systems. Country Reports. Stuttgart. S. 183-209
- Netherlands 1997 The Dutch Minister of Economic Affairs: Renewable Energy - Advancing Power. Action Programme for 1997 - 2000. Den Hague 1997
- NOVEM 1996 Netherlands Agency for energy and the environment: Thermal solar energy in the Netherlands. Informationsbroschüre. Utrecht 1996
- NOVEM 1998a NOVEM: Use of Wind Energy in the Netherlands, the programme TWIN-2. <http://www.novem.org/netherl/subjects/twin2.htm>
- NOVEM 1998b NOVEM: Solar Domestic Hot Water Systems. <http://www.novem.org/netherl/subjects/sdhw.htm>
- OFFER Office of Electricity Regulation: The Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) and the fossil fuel levy (FFL). Manuskript. London. Ohne Datum
- Parlament 1998 Europäisches Parlament: A4-0207/98, PE 270.314 vom 18.6.1998. <http://www.europarl.eu.int/plenary/de/>
- Peters 1998 A. Peters: Die Phönix-Solarinitiative. Eine Zwischenbilanz. In: 8. Symposium Thermische Solarenergie. OTTI-Technologie-Kolleg. Kloster Banz. 13.-15.Mai 1998. S. 491-498
- Rakosch 1995 C. Rakosch: das Biomassepotential in Österreich. Wo liegen die Grenzen? In: Erneuerbare Energie 3/1995
- Rehfeldt 1998 K. Rehfeldt: Internationale Entwicklung der Windenergieinutzung. In: DEWI Magazin. Nr. 13, August 1998. S.27-31
- Roos 1998 A. Roos: Nontechnical Barriers and Driving Forces to Bioenergy market Growth in USA, Austria and Sweden. The role of Policy and Market Structure. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpfing 1998. S. 1154-1157
- Schallenberg 1998 J. Schallenberg: Erneuerbare Energien in Spanien. In: Erneuerbare Energie 4/1998

- Scheer 1998 H. Scheer: EU-Einspeiserichtlinie und Einspeisegesetze für Erneuerbare Energien versus Einführungsquoten. Rechts-, Energie- und umweltpolitische Fragen der Markteinführung der erneuerbaren Energien. In: Zeitschrift für Neues Energierecht. Nr. 2 1998. S. 3-8
- Schweden 1998 o.V.: Länderbericht Schweden. Stand März 1998. http://www.strom.de/sw_lb_s.htm.
- Staiß 1999 F. Staiß, J. Springer, H.-W. Schock: New Developments in the Field of Photovoltaic Cells. Studie für das Europäische Parlament, IV/99/03. Stuttgart Juni 1999
- Stockinger 1998 H. Stockinger, I. Obernberger: Life Cycle Analysis of District Heating with Biomass. In: Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Würzburg. Proceedings. Rimpfing 1998. S. 299-302
- Strategies 1998 AEBIOM: Strategies for the development of Biomass as an Energy Carrier in Europe. [Http://www.ecop.ucl.ac.be/aebiom/paper4.htm](http://www.ecop.ucl.ac.be/aebiom/paper4.htm)
- Stryri-Hipp 1998 G. Stryri-Hipp: Solarwärmenutzung in Europa. In Erneuerbare Energien 4/1998
- Thomas et al 1998 S. Thomas, P. Hennicke, M. Fishedick, J. Luhmann, T. Reibling, K. Schlegelmilch: Energy Pricing Policy: Targets, Possibilities and Impacts. Europäisches Parlament. Working Document. ENER 102 EN. Luxemburg 1998
- Thür 1998 A. Thür: Analyse solarer Biomasse-Nahwärmenetze. In: Erneuerbare Energie 1/1998
- Weiß 1995 W. Weiß: Stand der thermischen Solarenergienutzung in Österreich. In: Erneuerbare Energie 2/1995
- Weiß 1996a W. Weiß: 300.000 m² Sonnenkollektorfläche im Selbstbau errichtet. Broschüre der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien. Villach 1996
- Weiß 1996b W. Weiß: Thermische Solarenergienutzung und Förderung thermischer Solaranlagen in Österreich. In: Förderung Thermischer Solaranlagen. Workshop 2 zur EuroSun '96, 10. Internationales Sonnenforum der DGS. Workshopband. S.27-40
- Weiß 1998 W. Weiß: Breite Anwendung und zunehmende Professionalisierung. In: Erneuerbare Energie 4/1998
- Wind 1996 Europäische Kommission, DGXVII: Wind Energy. The Facts. Brüssel 1996
- Windpower 1998 Windpower monthly. Zitiert nach Köpke, R.: Gegenwind für die Quote. In: Neue Energie 12/1998. S.8-10
- WIP 1999 H.P. Sprau, I. Weiss: Der deutsche PV-Markt im internationalen Vergleich. WIP Energie und Umwelt. Sylvesterstraße 2. D-81369 München. 1999

3. Potentialanalysen und Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa

3.1. Technische Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland

3.1.1. Allgemeine Aspekte

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Nutzung erneuerbarer 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 3.000-fachen des derzeitigen jährlichen Weltenergieverbrauchs. Sie stellen das physikalische Potential der Nutzung erneuerbarer 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),
- 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 erneuerbarer 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 erneuerbarer Energien an der Energieversorgung geeignet.

Unter Beachtung dieser Kriterien sind von den genannten Energieströmen energetisch - d.h. in Form von nutzbaren Sekundärenergieträgern - nur wenige **Promille** (Strahlung, Wind) bis **Prozente** (Biomasse, Erdwärme) nutzbar. Lediglich bei der bereits „konzentrierten“ Wasser-

kraft ist eine technische Nutzung im 10 %-Bereich möglich.¹ Das global insgesamt technisch nutzbare Potential der erneuerbaren Energien liegt in der Größenordnung des **Dreifachen** des derzeitigen weltweiten Verbrauchs an Sekundärenergieträgern (Endenergie)², 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/. Tatsächlich decken jedoch erneuerbare Energien derzeit nur 4 % des Weltenergieverbrauchs, wenn man die nichtkommerzielle Brennholznutzung in unterentwickelten Ländern außer Betracht läßt³. Ohne Wasserkraft sind es lediglich 0,2 %.

Aufgrund der regionalen Gebundenheit bzw. Angebotsdifferenzen erneuerbarer 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.⁴ Regionale oder nationale technische Potentiale sind also längerfristig nach oben „offen.“

3.1.2. Technische Potentiale in Deutschland

Die technischen Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland wurden in den letzten Jahren sehr systematisch ermittelt.⁵ Eine unkommentierte Gegenüberstellung von Potentialwerten verschiedener Untersuchungen ist wenig aussagekräftig, da diese aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Restriktionen i.allg. große Bandbreiten (bis zu eine Größenordnung) aufweisen. Zu beachten ist auch, daß Potentialwerte oft nur eingeschränkt addiert werden können, da Nutzungskonkurrenzen nicht berücksichtigt sind. Zweckmäßig ist daher die Erstellung eines konsistenten Datensatzes, der unter gegebenen strukturellen Voraussetzungen eine in sich geschlossene Darstellung der tatsächlich nutzbaren Sekundärenergien erlaubt. In Anlehnung an /Altner u.a. 1995/ zeigt **Tabelle 3.1** daher ein technisches „Referenzpotential“ der Nutzung erneuerbarer Energien auf der Basis bereitstellbaren Strom- und Nutzwärmemengen aus den dort aufgeführten Energiequellen. Das Referenzpotential

¹ Mit derzeit rund 2.500 TWh/a weltweiter Jahresstromerzeugung dürfte jedoch bereits etwa die Hälfte dieses Potentials ausgeschöpft sein.

² Dominiert wird dieser Wert vom potentiellen Beitrag der Strahlungsenergie mit 85 %, wobei eine Sammlerfläche (Kollektoren, Photovoltaik) von insgesamt 2 Mio. km² (= 1,3 % der globalen Landfläche) und eine Aufteilung der Sekundärenergieträger auf 40 % Nutzwärme, 40 % Elektrizität und 20 % Wasserstoff angenommen wurde /Nitsch 1998a/

³ Diese umfaßt schätzungsweise etwa 10 % des Weltenergiebedarfs /WEC 1998/

⁴ Beispielsweise kann auf dafür geeigneten Flächen im Mittelmeerraum das Fünffache des derzeitigen Weltstromverbrauchs mittels solarthermischer Kraftwerke bereitgestellt werden /Klaiß, Staiß 1992/.

⁵ Hervorzuheben ist insbesondere die Dokumentation des BMWi zur „Einschätzung der technischen, wirtschaftlichen und erschließbaren Potentiale erneuerbarer Energien zur Energieversorgung in Deutschland im Rahmen der BMWi-Gesprächszirkel zum Thema Energieeinsparung und erneuerbare Energien, (BMWi-Dokumentation Nr. 361, Bonn, Dezember 1994). Weitere systematische Ableitungen findet man in Kaltschmitt/Wiese 1993 und 1997. Weitere Quellenangaben zu Potentialabschätzungen sind in den Fußnoten der Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2 enthalten.

stellt einen repräsentativen, mittleren Anhaltswert dar, der keine Überschneidungen enthält und auf die Angabe von Bandbreiten verzichtet.

Das technisch ausschöpfbare Stromerzeugungspotential der Wasserkraft mit rund 25 TWh/a /BMW 1994/, ist bereits zu 75 % ausgeschöpft. Vor Neubauten dominiert hier die Ertüchtigung und Leistungserhöhung bestehender Anlagen. Das Windstrompotential an Land wird zu 83 TWh/a (rund 50.000 MW) angesetzt, was im unteren Bereich der berichteten Bandbreite liegt und mit dem Wert in /Prognose 1998/ identisch ist. Derzeit sind davon knapp 5 % erschlossen. Die weitaus größten Potentiale liegen in Gebieten mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit unter 5 m/s. Der Betrieb von Windkraftanlagen in diesen Gebieten ist aber, gemessen an der derzeitigen Vergütungshöhe des StrEG, nicht wirtschaftlich. Ein Anhaltswert für das Off-shore Potential bis 40 m Wassertiefe und 30 km Entfernung zur Küste hat Wiese 1994 mit 237 TWh/a errechnet. Für Wassertiefen bis 20 m und 20 km Entfernung zu Küste würde das Potential immerhin noch 127 TWh/a betragen /Poetzsch 1998/.

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 /Nitsch/Luther 1990; Kaltschmitt/Wiese 1993; Altner u.a. 1995/. Danach sind rund 1.650 km² geeignete Flächen (800 km² auf Dächern, 150 km² an Fassaden, 700 km² übrige Flächen innerhalb Siedlungen, z.B. Lärmschutzwände, Überdachungen) für die Installation von Solarzellen und Kollektoren geeignet. Diese können, ergänzt durch weitere 650 km² Freiflächen (z.B. Brachen, Halden, Böschungen an Außerorts-Verkehrstrassen) und unter Berücksichtigung des (sich mittelfristig reduzierenden) Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser im zukünftigen Gebäudebestand /Altner u.a. 1995/, auf die beiden Technologien aufgeteilt werden. Aus wärmebedarfseitiger Sicht können rund 1.300 km² Kollektoren installiert werden, so daß für die Photovoltaik von 1.000 km² Fläche ausgegangen werden kann. Diese Systeme können insgesamt 530 TWh/a Brennstoffe (Endenergie) substituieren und 135 TWh/a Strom erzeugen. Die erstere Nutzung setzt allerdings eine weitgehende Errichtung großer solarthermischer Anlagen und Nahwärmesysteme mit entsprechend dimensionierten Speichern voraus. Beschränkt man sich lediglich auf die Warmwasserbereitung, so sind nur rund 60 TWh/a Brennstoffe substituierbar mittels 150 km² Kollektorfläche. Knapp 1 % des Warmwasserpotentials sind derzeit erschlossen. Geothermische Nutzungspotentiale werden in einer großen Bandbreite angegeben /ET 1998 bzw. BINE 1998/. Beschränkt man sich auf die hydrothermale Nutzung, so liegen die Angaben zwischen 300 und 450 TWh/a Nutzwärme /BMW 1994; Kaltschmitt/Wiese 1997/. Wird der niedrigere Wert als Anhaltswert benutzt, in den auch Nutzungseinschränkungen aufgrund der Nachfragestrukturen eingegangen sind, so lassen sich damit rund 350 TWh/a Brennstoffe substituieren.⁶

⁶ In /Kaltschmitt/Wiese 1997/ sind weitere Potentiale in Höhe von 550 TWh/a geothermische Nutzwärme beim Einsatz tiefer Erdsonden ermittelt worden.

Tabelle 3.1: Technisches Referenzpotential der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland

Energieträger bzw- technologie	Energie- erzeugung TWh/a el,th	Leistung MW el	Kommentare
Wasserkraft a) Gesamtpotential b) Zubaupotential > 1 MW < 1 MW	24,7 4,8 1,0	4650 780 330	Laufwasser und natürlicher Zufluß zu Speichern. Bandbreiten 21 -35 TWh/a
Windenergie a) Anlagen an Land b) Off-shore Anlagen	83 237	50000 70000	Bandbreite 70 -128 TWh/a bis 40 m Tiefe, 30 km Entfern.
Photovoltaik a) Flächenbegrenzung - 25% geeign. Dachflächen (200 km ²) - 100% geign. Fassadenfl. (150 km ²) - 50% geeign. Siedl.flächen (350 km ²) - 45% geeign. Freiflächen (300 km ²) b) Leistungsbegrenzung (Beispiel). 50% der Netzlast Sommertag/mittags	135 31	133000 (AC) =150000 (p) 30000 (AC)	Einstrahlung 1100 kWh/m ² a, eta-modul = 15 %; insg. 1000 km ² Modulfläche Obergrenzen (Flächen) bis 650 TWh/a. entspr. 34 GWp.
Biomasse a) Feste Reststoffe b) Anpflanzungen (Brennstoff 1)) c) Vergärung organischer Reststoffe	18 17 11	56 50 15	Heizwert 4000 Resthölzer; Reststroh 3800 1,5 Mio.ha; 190 GJ/ha.a 2200 Bio., Klär- und Deponiegas Bandbreiten siehe Tab. 3.2
Kollektoren a) nur Warmwasser (Dachflächen) b) WW + Raumeizung; Nahwärme - 75% geeign. Dachflächen (600 km ²) - 50% geeign. Siedl.flächen (350 km ²) - 55 % geeign. Freiflächen (350 km ²)		63 530	Nutzwärme; 350 kWh/m ² a 150 km ² Kollektorfläche 1300 km ² ; Reduktion des Wärmebedarfs für Raum- heizung berücksichtigt.
Geothermie hydrothermale Nutzung,		350	Nutzwärme; geotherm. Anteil Nachfragepotential; Ober- grenze bis 550 TWh/a
Stromerzeugung 2) Wärmeerzeugung 2)	526	1003	103% Bruttostromerzeug. 97 70% Endenergie Brennst.97
Primärenergie 3)		8500 PJ/a	59% Primärenergieverbr. 1997
<p>1) bei Nutzung als Brennstoff; alternativ Herstellung von Biotreibstoffen möglich (z.B. 90 PJ/a Rapsöl oder 210 PJ/a Alkohol auf 2 Mio ha; /BMW 1994)..</p> <p>2) Biomasse zu 50% in Kraft-Wärme-Kopplung; Wärme = substituierte Brennstoff-Endenergie</p> <p>3) Substitutionsmethode.</p> <p>Quellen: DIW 1995; BMW 1994; Kaltschmitt/Wiese 1993; Kaltschmitt 1997; Hartmann/Strehler 1995; Altner u.a. 1995; BINE 1998; ET 1998. Prognos 1998; Poetzsch 1998; eig. Berechnungen.</p>			

c:\uba\tepot.wk4; 9.2.99

Die verschiedenen Abschätzungen zum Nutzungspotential der Biomasse sind in **Tabelle 3.2** aufgeschlüsselt. Die Erhebungen für den energetisch nutzbaren Anteil organischer Reststoffe unterscheiden sich etwa um den Faktor 2-3; sie liegen für feste Reststoffe zwischen 180 und 500 PJ/a (Heizwert)⁷, für feuchte Reststoffe zwischen 65 und 150 PJ/a (Biogaspotential). Als Referenzwerte wurden 320 PJ/a bzw. 125 PJ/a festgelegt (rechte Spalte in Tabelle 3.2). Energetisch verwertete organische Reststoffe können so rund 3 % des (derzeitigen) Primärenergiebedarfs Deutschlands bereitstellen. Das Potential ist derzeit im Durchschnitt zu rund 10 % erschlossen. Für einzelne Reststoffarten sind die Ausschöpfungsgrade deutlich höher, z.B. für Industrie- und sonstiges Restholz rund 50 %, Deponie- und Klärgas rund 70 %. Die für Energiepflanzenanbau als verfügbar angenommene Fläche wird mit 1,5 Mio. ha relativ niedrig angesetzt, um Spielräume für eine Extensivierung der Landwirtschaft und den Anbau von Chemie- und Technikrohstoffen zu erhalten. An energetisch nutzbarer Ausbeute stehen somit 285 PJ/a Biomasse zur Verfügung. Insgesamt ist auf der Basis dieser Restriktionen mit Biomasse ein Anteil von 5 % am (derzeitigen) Primärenergieverbrauch erreichbar⁸. 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 **525 TWh/a** (Tabelle 3.1), entspricht also etwa der derzeitigen Bruttostromerzeugung. Mit derzeit 24 TWh/a ist es zu **4,5 %** ausgenutzt. Nahezu die Hälfte des so definierten Potentials stammt aus Off-shore Windkraftanlagen. An Brennstoffen kann rund **1.000 TWh/a** substituiert werden, was rund 70% der betreffende Endenergie entspricht. Dieses Potential ist derzeit zu knapp **2 %** ausgenutzt. Primärenergetisch entspricht das Referenzpotential der innerhalb Deutschlands nutzbaren erneuerbaren Energiequellen **8.500 PJ/a**, also rund 60% des derzeitigen Primärenergieverbrauchs.⁹ Die Anteile der einzelnen erneuerbaren Energiequellen am primärenergetischen Referenzpotential (**Abbildung 3.1**) zeigen die nahezu gleichrangige Bedeutung aller Energiequellen bzw. Wandlungstechniken. Allein die Wasserkraft, die heute dominierende erneuerbare Energiequelle hat aus Potentialsicht mit 2,5 % einen geringen Anteil.

⁷ 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.

⁸ Der Bedarf an landwirtschaftlich genutzter Fläche hängt stark von unseren Ernährungsgewohnheiten ab. Unterstellt man einen Rückgang des Fleischkonsums um 50 % bei gleichzeitiger Deckung des entsprechenden Kalorienbedarfs durch pflanzliche Nahrungsmittel, so läßt sich aus dem geringeren Flächenbedarf für die Bereitstellung von Nahrungsmitteln ein nutzbares Flächenpotential für den Anbau von Energiepflanzen zwischen 4 und 6,5 Mio ha ableiten /Wolters 1999a/. Dieser Wert berücksichtigt die Einführung des Öko-Landbaus, die Bandbreite entsteht durch unterschiedliche Annahmen zur Produktivitätssteigerung. Das entsprechende technische Potential der energetischen Biomassenutzung in Deutschland könnte dann auf etwa 10 % steigen.

⁹ 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.

Tabelle 3.2: Technische Potentiale fester Reststoffe und Energiepflanzen sowie der anaeroben Behandlung feuchter Reststoffe (Zahlenwerte in PJ/a)

Quellen:	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	gewählte Referenzwerte
Waldrestholz	124	142	142	128		120	74 - 128		120
Industrierestholz	18	40	67))))	
Bau-, Abbruch- Altholz, Sperrmüll, Landschaftspflege u.ä.	k.A.	59	4 b)) 110) 50) 55 - 74)	100
Restholz, gesamt	140	241	213	238	241	170	129 - 202	100-270	220
Reststroh (ca. 15 - 20% des Aufkommens)	70	104	108	k.A.	104	100	190 - 300	84-108	100
Energetisch nutzbare feste Reststoffe, ges.	212	345	321	238	345	270	319 - 502	184-378	320
Energiepflanzen d) - Fläche (Mio. ha) - Ertrag	30 a)	4 840	2 380	k.A.	4 840	1,5 285	2 - 5 420-1050	2 - 4 430-840	285
Energetisch nutzbare feste Biomasse, ges.	242	1185	701		1185	555	740-1550	614-1118	605
Anteil an PEV 1997 (%)	1,7	8,2	4,8		8,2	3,8	5,1-10,7	4,2-7,7	4,2
Tierhaltung (Landw. Biogas)	80	81)) 92	80		65-81	80
Organischer Hausmüll, gewerbl. Abfälle, Grünschnitt u.ä.	k.A.	11)		20		k.A.	10
Klärgas, ind. Abwässer	28	27			5	27		k.A.	25
Deponiegas e)	22->5	16			15	22		k.A.	10
Ges. energ. nutzbares Biogasaufkommen.	130->113	135			112	149		65-81	125
Anteil an PEV 1997 (%)	0,9	0,9			0,8	1,0		0,4 - 0,6	0,9
Energetisch nutzbare Biomasse, gesamt	372 ->355	1520			1297	704		679-1199	730
Anteil an PEV 1997 (%)	2,6	9,1			9,0	4,8		4,6 - 8,3	5,1
<p>1) DIW: IKARUS; Teilprojekt 3: Primärenergie - Fossile und erneuerbare Energiequellen Monographie des FZ Jülich, Band 15, 1995.</p> <p>2) BMWi Dokumentation Nr. 361: Energieeinsparung und erneuerbare Energien, Bonn 1994;</p> <p>3) Hartmann, H., Strehler, A.: Die Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern aus ökologischer, ökonomischer und technischer Sicht. Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe", Landwirtschaftsverlag Münster 1995</p> <p>4) Wegener, G., Frühwald, A.: Das CO2-Minderungspotential durch Holznutzung. Energiewirtsch. Tagesfragen 44(1994),7, S.421-425</p> <p>5) Prognos: Möglichkeiten der Marktanreizförderung..... Zwischenbericht im Auftrag des BMWi , Bonn Okt.1998</p> <p>6) G. Altner u.a. Zukünftige Energiepolitik, Economica-Verlag, Bonn 1995</p> <p>7) Wintzer, D. etal.: Technikfolgenabschätzung zum Thema Nachwachsende Rohstoffe. Schriftenreihe des BM für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, Landwirtschaftsverlag Münster, 1993</p> <p>8) Semke, S., Markewitz, P. Kosten und Potentiale in Deutschland. Energiewirtsch. Tagesfragen 48 (1998), Heft 11(1998), S. 713- 717; (siehe auch: BINE Projekt Info-Service Nr. 5/Sept.98)</p> <p>a) Potential für das Jahr 2020 b) Altholz u.ä. nicht betrachtet c) aus Strom- und Wärmeerzeugung abgeleitet e) zeitlich begrenztes Potential (z.B. DIW: 22 PJ/a in 2005; 5 PJ/a in 2020)</p> <p>d) alternativ können Pflanzenöle oder Alkohole gewonnen werden; lt. 2) z.B. 92 PJ/a Öl oder 425 PJ/a Alkohol</p>									

UBA/BIO.WK3; 5.2.1999

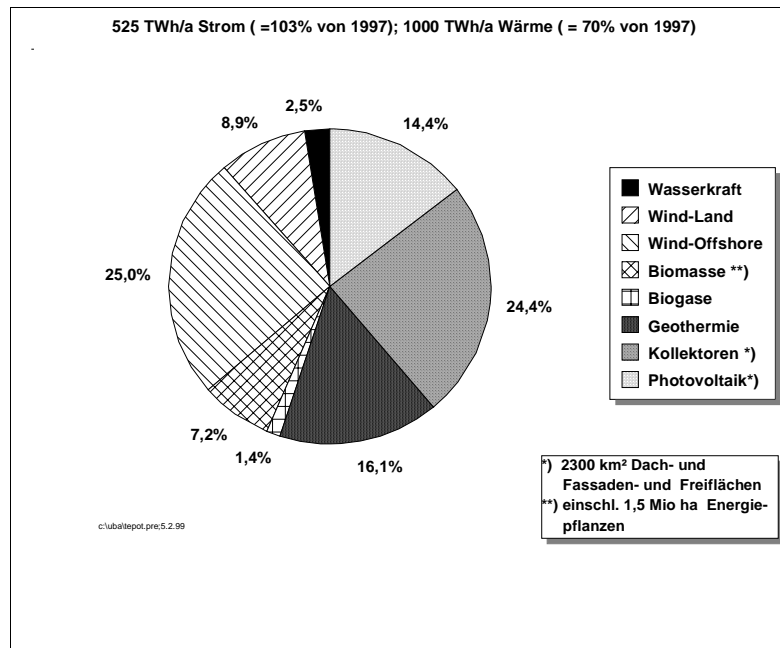


Abbildung 3.1: Beitrag der einzelnen erneuerbaren Energiequellen zum primärenergetischen Referenzpotential (bestimmt nach der Substitutionsmethode)

Das Potential erneuerbarer Energiequellen weist zwei Besonderheiten auf. Die insgesamt bereitstellbare Strommenge des Referenzpotentials kommt zu 86 % aus den fluktuierenden Quellen Wind und Strahlung; die kumulierte Nennleistung (die allerdings nicht zeitgleich auftritt) beträgt rund 250 GW. Eine sehr weitgehende Erschließung dieser Potentiale (über 20-30 % 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 Wärme-kraftwerke /Fischedick 1995; Nitsch 1998a/. Da sich dieser Prozeß jedoch über Jahrzehnte hinzieht, könnte er im Rahmen der üblichen Investitionszyklen unter stetiger Nutzung des technischen Fortschritts durchgeführt werden.

Die zweite Besonderheit bezieht sich auf die bereitstellbare Nutzwärme. Sie besteht zu 90 % aus Wärme < 100 °C, kann also nur zur Raumheizung, Warmwasserbereitung und für die Bereitstellung von Niedertemperatur-Prozesswärme eingesetzt werden. Dafür werden derzeit rund 40 % des Endenergieverbrauchs (ca. 3.800 PJ/a) benötigt. Das ermittelte Referenzpotential an Wärme deckt diesen Bereich zu 80 % 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 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 erneuerbarer Energien erfordert daher insbesondere ihre rechtzeitige und vorrangige Einbeziehung in alle die Energieversorgung be-

treffenden strukturellen Planungen, z.B. im Siedlungsbereich, und ihre Berücksichtigung bei allen wesentlichen Investitionsentscheidungen in diesen Bereichen.

3.1.3. Die regionale Differenzierung der Potentiale

Die Potentiale erneuerbarer 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.¹⁰ Das landgestützte Potential der Windenergie in Höhe von 83 TWh/a konzentriert sich zu nahezu 90 % auf die Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Das Wasserkraftpotential liegt dagegen zu 80 % in Baden-Württemberg und Bayern. Die hydrothermalen Vorkommen der Erdwärme summieren sich zu 55 % ebenfalls in Baden-Württemberg und Bayern. Weitere 15 % befinden sich in Mecklenburg-Vorpommern. 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, so daß eine Differenzierung des Angebots nach Siedlungstypen zweckmäßig ist. Unterscheidet man nach 5 Siedlungstypen (**Tabelle 3.3**), so zeigen sich deutliche Unterschiede in den siedlungsspezifischen Deckungsanteilen an Kollektorstrom und Photovoltaikstrom. In Landgemeinden kann wegen der um das Fünffache geringeren Energieverbrauchsichte (bezogen auf die Siedlungsfläche; ohne Verbrauch für Verkehr) im Vergleich zur Großstadt mit rund 60 % mittels solarer Kollektorstrom nahezu der zweifache Anteil am Energieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser bereitgestellt werden als in Großstädten (33 %). Der bundesweite Mittelwert liegt bei 45 % (alle Angaben sind auf den Energieverbrauch von 1997 bezogen). Ähnliche Verhältnisse gelten für Strom aus Photovoltaikanlagen mit 28 % für Landgemeinden und 14 % für Großstädte bei einem Mittelwert von 20,5 %. Flächen außerhalb der Siedlungsflächen sind dabei nicht berücksichtigt. Da PV-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 läßt¹¹. 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 3.4**, Teil A zeigen. Der typische Kennwert liegt bei 500 kWh/Kopf, a energetisch nutzbarer Siedlungsabfälle. Im Gegensatz dazu sind selbstverständlich die forst- und landwirtschaftlichen Abfälle auf die ländlichen Regionen konzentriert (Teil B in **Tabelle 3.4**) mit praktisch vernachlässigbaren Werten um lediglich

¹⁰ Die angebotsbedingten Unterschiede in der Strahlungsdarbietung und im Pflanzenwachstum können innerhalb Deutschlands in erster Näherung vernachlässigt werden.

¹¹ Diese Flexibilität wäre natürlich auch bei der Herstellung von Bio-Treibstoffen erreichbar.

100 kWh/Kopf,a in Städten und dafür Werten um 2.000 kWh/Kopf,a in ländlichen Regionen. Fügt man noch das in Tabelle 3.2 genannte Potential an Energiepflanzen in Höhe von 285 PJ/a hinzu, so erreichen die aus Biomasse bereitstellbaren Energiemengen im ländlichen Raum Pro-Kopf-Werte von insgesamt 3.700 kWh/Kopf,a.

Tabelle 3.3: Siedlungsspezifische Deckungsanteile von Kollektoren und Solarzellen am Verbrauch von Niedertemperaturwärme und Strom (1997)

Siedlungstyp Größenklasse (Bev. in 1000)	Großstädte	Mittelstädte	Kleinstädte	Kleinstädte I	Landgem.	Deutschland gesamt
	>200	50-200	20-50	10-20	<10	
Strukturdaten						
Anzahl Gemeinden	38	146	454	803	9870	11311
Bevölkerung (1000)	20187	13270	14004	11295	23345	82101
Gebietsfläche FG (km ²)	8675	13865	35648	51633	247149	356970
Siedlungsfläche FS (km ² *)	3105	2996	4168	4208	12274	26751
Anteil FS/FG (%)	35,8	21,6	11,7	8,1	5,0	7,5
Verfügb. Sammlerfl. FGES (km ² **)	344	276	290	274	466	1650
Anteil FGES/FS (%)	11,1	9,2	7,0	6,5	3,8	6,2
Anteil FGES/FG (%)	4,0	2,0	0,8	0,5	0,2	0,5
- davon Kollektorfläche (km ²)	205	154	162	156	273	950
- davon Solarzellenfläche (km ²)	139	122	128	118	193	700
Energieverbrauch (TWh/a)						
Gesamte Endenergie ohne Verkehr	563	369	358	211	397	1898
- davon Raumheizung, Warmwasser	253	160	153	95	180	841
- davon Strom	138	89	93	49	92	461
Energieverbrauchsdichte = Endenergie/Siedlungsfl. (kWh/m ² ,a)	181	123	86	50	32	71
Potential Kollektorwärme ***)	83	62	66	63	111	385
Potential Photovoltaikstrom ****)	19	16	17	16	26	95
Potentielle Deckungsanteile am Verbrauch 1997 (%):						
- Raumheizung, Warmwasser	32,8	39,0	42,9	66,5	61,4	45,7
- Strom	13,6	18,5	18,6	32,5	28,3	20,5
- gesamte Endenergie	18,1	21,4	23,2	37,5	34,4	25,3
*) FS = Grundstücksflächen, Freiflächen innerorts soweit sie mit der Bebauung im Zusammenhang stehen, sowie Verkehrsflächen innerorts **) FGES = Geeignete Dachflächen (800 km ²), Fassadenflächen (150 km ²), sowie geeignete Freiflächen innerhalb der Siedlungsfläche (700 km ²) ***) 350 kWh/m ² ,a Nutzwärme bzw. 405 kWh/m ² ,a Endenergie *****) 135 kWh/m ² ,a Elektrizität (Wechselstrom) Quelle: Nitsch/Dienhart 1996, Nitsch 1997; weitere Ergänzungen						

c:\uba\regional.wk4; 28.2.99

Tabelle 3.4: Spezifisches Aufkommen an Rest-Biomasse in kWh/Kopf,a in städtischen und ländlichen Regionen

	Mittelwerte			Fallbeispiele	
	Städte >50 000	Ländliche Regionen	Deutschl. gesamt	Stadt Stuttgart	Kreis Güstrow
Einwohner (Mio.)	33,46	48,64	82,1	0,58	0,07
A) Einwohnerbezogene Differenzierung					
- Industrierestholz, Altholz	390	302	338	300	150
- Biomüll, Grünschnitt, Gewerbl. organ. Abfälle, Abwässer (Klärgas)	120	174	152	110	167
Summe	510	476	490	410	317
B) Regionenbezogene Differenzierung					
- Waldrestholz, Reststroh	100	1190	745	25	1310
- Tierexkremente, Gülle	30	435	270	10	770
Summe	130	1625	1015	35	2080
Gesamt	640	2101	1505	445	2397
Anteil an Endenergie (ohne Verkehr; in %)	2,3	10,6	6,5	1,3	15,5

c:\uba\biomasse.wk4; 1.3.99

Insgesamt steht im städtischen Bereich die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen mit etwa 2 % (und weniger; vgl. Fallbeispiel Stuttgart /Dienhart 1995/) potentiell Energiebeitrag nicht im Vordergrund. 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 %, im Einzelfall über 15 % /Güstrow 1993/ am heutigen Endenergieverbrauch (ohne Verkehr) erreichen. Berücksichtigt man noch den möglichen Anbau von Energiepflanzen 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 höheren Potentiale der Strahlungsenergie (Tabelle 3.3), so daß sich Konzepte einer sehr weitgehenden Nutzung erneuerbarer Energien besonders gut und frühzeitig in ländlichen Kommunen und Kleinstädten verwirklichen lassen (z.B. Wiernsheim 1998).

3.1.4. Kostensenkungspotentiale der Technologien zur Nutzung erneuerbarer 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. /Krawiec 1979; Rogner 1996; Mackay 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 Lernkurve kann durch eine Potenzfunktion $C_x/C_0 = P_x^{-b}$ angenähert werden, mit P_x als kumulierter Produktion (Stückzahl, Leistung, Fläche u.ä.), C_0 als spezifische Kosten der ersten Einheit und b als Konstante, welche den Grad der Kostensenkung beschreibt. Als „Lernfaktor“ f wird i.allg. die erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion bezeichnet. Es gilt $f = 2^{-b}$. 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 (Abbildung 3.2)**. Die Angaben für dänische Anlagen, die zwischen 1981 und 1995 hergestellt wurden, und deren Verkauf in diesem Zeitraum von kumulierten 7 MW auf kumulierte 2.500 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.

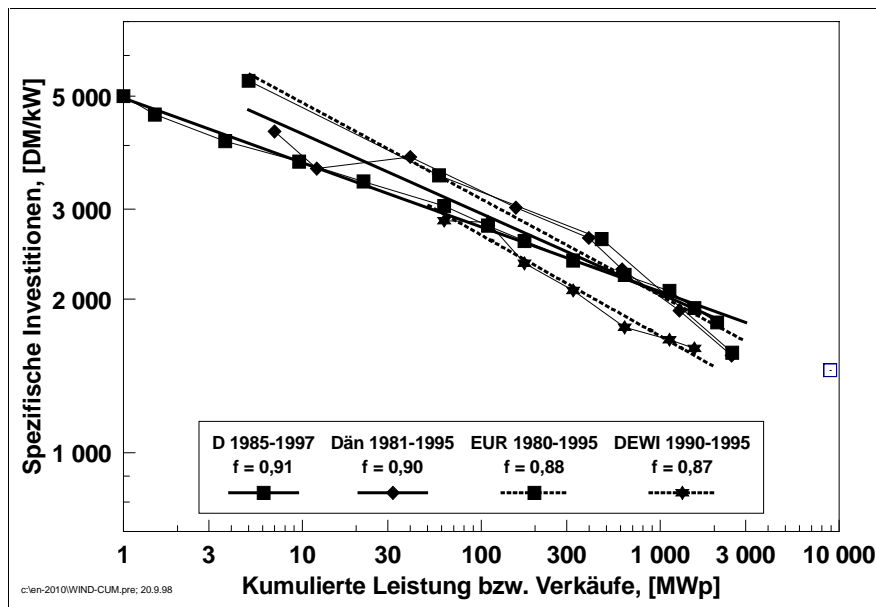


Abbildung 3.2: Bisher erreichte Kostenentwicklung von Windkonvertern in verschiedenen Zeiträumen und Bezugsregionen und daraus abgeleitete Lernfaktoren: Quellen: /Mackay 1998; DEWI 1997; Atlas 1998; Langniß 1997/

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 1.000 kW) von etwa 1.400 DM/kW ab Werk ausgegangen werden (einzelnes Quadrat in Abbildung 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. Verringerter 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 1.800-1.900 DM/kW liegen dürften.

Die vorliegenden, meist zeitlich geordneten 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. m² bis 1,7 Mill. m² kumulierter Produktion (1985-1997) ein mittlerer Lernfaktor von $f = 0,90$ ableiten, (**Abbildung 3.3**). Danach sind die mittleren spezifischen Gesamtkosten von Kollektoranlagen von etwa 2.600 DM/m² im Jahr 1985 inflationsbereinigt um rund 35 % auf derzeit 1.700-1.800 DM/m² gesunken. Darin enthalten sind allerdings neben reinen Rationalisierungs- und Fertigungsfortschritten nicht abtrennbare Einflüsse einer verbesserten Montage und eines kostengünstigeren Vertriebs der Anlagen.

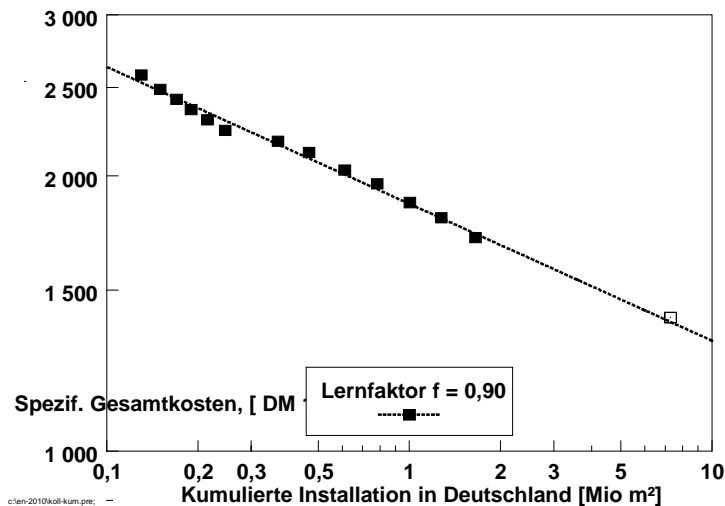


Abbildung 3.3: Kostenreduktion von Kollektoranlagen 1985-1997 über der kumulierten Installation und daraus abgeleiteter Lernfaktor für komplette Anlagen /Mangold 1996 und 1998; Marktübersicht 1997, Nast 1998/

Da der derzeitige Markt für Solarkollektoren in Deutschland immer noch relativ klein ist, verglichen mit den potentielseitigen Möglichkeiten und den mittelfristig anzustrebenden Ausbauzielen /Langniß 1997/ 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 dürfte 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. Er führt bei einer kumulierten Installation von 7 Mill. m² (leeres Quadrat) auf eine rund 20 %ige Reduktion der mittleren Systemkosten.

Die Lernkurve der PV-Weltmarktproduktion von 1976 bis 1997 (**Abbildung 3.4**) ergibt eine relativ günstigen mittleren Lernfaktor von $f = 0,78$. Das kumulierte Marktvolumen 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.

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 mitt-

leren leeren Quadrat in Abbildung 3.4, welches den kumulierten Weltmarkt im Jahr 2010, nämlich 5.200 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/.

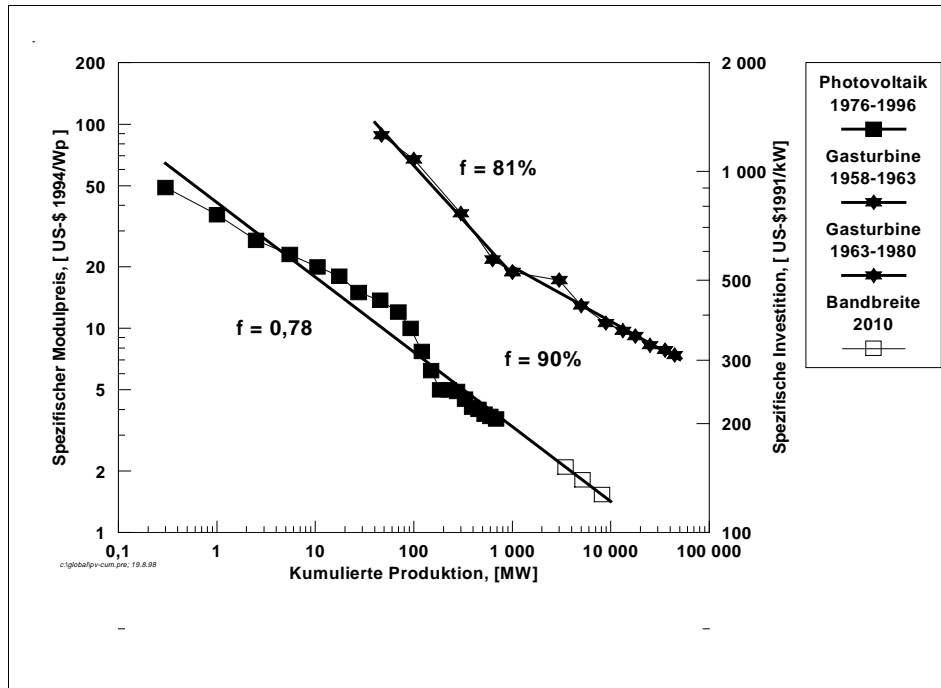


Abbildung 3.4: Lernkurve des Weltmarktes für PV-Module von 1976 bis 1997 und Vergleich mit historischen Daten für die Gasturbine. Quellen: /Staiß 1998a; Nitsch 1997a; PV 1996; Rogner 1996/

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/.

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 (**Abbildung 3.5**). Sie unterscheiden sich in ihren Kostensenkungsgradienten nicht wesentlich von anderen Technologien, worauf der Vergleich mit der Gasturbinenproduktion hin-

weist. 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 /Rogner 1996/. Aus den vorliegenden Daten lassen sich folgende Schlußfolgerungen ziehen, die u.a. auch für die Bewertung von Ausbauzenarien und dem damit verküpftem Aufwand von Bedeutung sind.

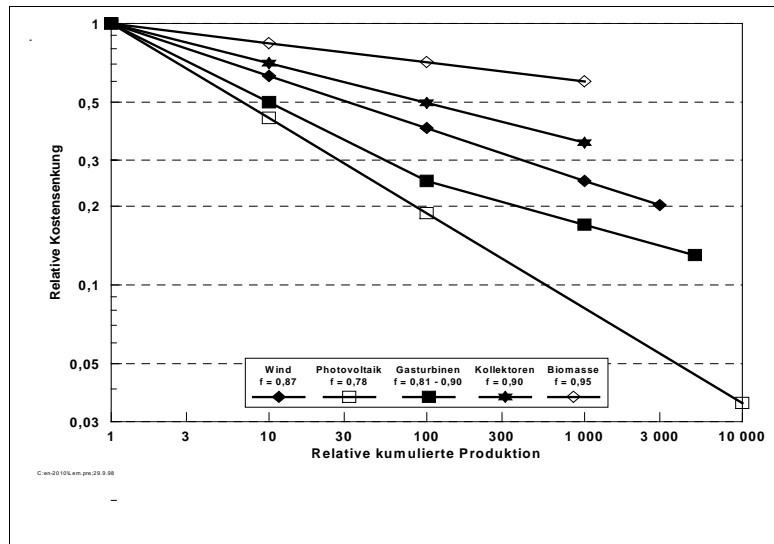


Abbildung 3.5: Lernkurven für die mittleren Kosten ausgewählter Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (Referenzanlagen) in normierter Darstellung und Vergleich mit der Lernkurve von Gasturbinen

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 Zuwächsen¹², so müssen sich die jährlichen Zubauleistungen der meisten Technologien gut **verzehnfachen (Abbildung 3.6)**. Ausnahmen sind Wind mit etwa konstantem Marktvolumen und Photovoltaik mit einem um das 20-fachgrößeren 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 Abbildung 3.6). 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 1998b; Long-Term 1998/.

¹² Z. B. an dem Verdopplungsziel des EU-Weißbuchs oder dem in dieser Untersuchung definierten Zubauzielen (vgl. Kapitel 4.2)

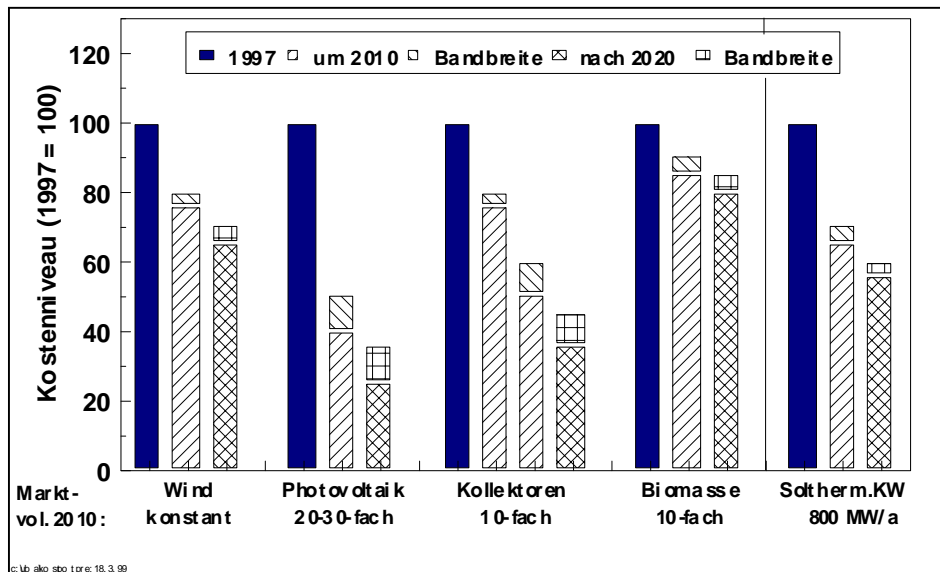


Abbildung 3.6: Kostensenkungspotentiale von Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien bei einem zügigen Aufbau größerer Marktvolumina

Damit wird für einige Techniken unter entsprechend günstigen Standort- und Einsatzbedingungen das heutige Energiekostenniveau der konventionellen Energieversorgung erreicht (Wind an günstigen Standorten, 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 5 ff). Zum anderen wird sich längerfristig das heutige Kostenniveau der Energiebereitstellung verändern müssen.

3.2. Szenarioanalytische Betrachtung der Bedeutung erneuerbarer Energieträger für das Energiesystem der Zukunft

Die Potentialanalysen im vorangegangenen Kapitel haben gezeigt, daß die erneuerbaren Energien einen deutlich größeren Beitrag zur Energieversorgung leisten könnten als sie dies derzeit tun. In diesem Kapitel soll nun aus verschiedenen Blickwinkeln diskutiert werden, welchen Beitrag sie zukünftig leisten müssen, um die energie-, umwelt- und klimapolitischen Zielsetzungen erfüllen zu können. Zu diesem Zweck wird auf das Hilfsmittel der Szenarioanalyse zurückgegriffen.

Für die nationale, europäische und globale Ebene werden vor diesem Hintergrund im folgenden die wichtigsten heute in der Diskussion befindlichen Energieszenarien dargestellt

und bewertet. Dabei werden hier zielorientierte Szenarien in den Vordergrund gerückt, welche (z. B. im Rahmen einer zielgerichteten Klimaschutzstrategie) von einer beschleunigten Erschließung erneuerbarer Energien ausgehen. Darüber hinaus wird versucht, die aktuelle energiepolitische Debatte über die Zukunft der Kernenergie und ihre mögliche Folgen auf die Nutzung erneuerbarer Energien mit Hilfe der Szenarioanalyse zu erfassen.

Neben der zeitlichen Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Primär- und Endenergieverbrauch werden für jedes Szenario auch die Energieverbrauchsstrukturen sowie die den Szenarien zugrundeliegenden Annahmen und - soweit notwendig - das methodische Vorgehen aufgeführt und diskutiert. Ziel der Betrachtungen ist u. a. eine Einordnung der dieser Untersuchung zugrundeliegenden Zielsetzung „Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien am Energieverbrauch bis 2010“, die in Kapitel 4.2 näher spezifiziert wird, in die unterschiedlichen dargelegten Entwicklungsperspektiven für die erneuerbaren Energien.

Die Betrachtung internationaler Energieszenarien ermöglicht zudem eine Einordnung dieser Zielsetzung und der unterschiedlichen in den Szenarien dargelegten Zukünfte für die erneuerbaren Energien in den internationalen Kontext. Letztlich diskutiert dieses Kapitel auch die Bedeutung der beiden anderen maßgeblichen Strategieelemente für Klimaschutz, nämlich die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und die Energieeinsparung, und betrachtet deren zukünftige Entwicklung im Verhältnis zur Rolle der erneuerbaren Energien. Die analysierten Szenarien gehen häufig über den Zeitraum hinaus, der im Rahmen dieser Untersuchung maßgeblich ist. Sie liefern daher nicht nur wichtige Erkenntnisse über die mögliche Situation im Jahr 2010, sondern ermöglichen auch eine Abschätzung darüber, welche Maßnahmen bis zum Jahr 2010 als Vorbereitung für spätere Zeitpunkte ergriffen werden müssen.

3.2.1. Erneuerbare Energien im Kontext nationaler Energieszenarien

Beschreibt man szenariotechnisch eine Energiezukunft, die im wesentlichen auf den bisher eingeleiteten Maßnahmen beruht, spricht man von sog. „Business as Usual-“ oder Trendszenarien. Für Deutschland liegen eine Vielzahl solcher Trendszenarien vor. Sie werden in Kapitel 4.1 diskutiert und zur Definition einer „Referenzentwicklung“ bis 2010 benutzt. Diesen Zukunftsbetrachtungen ist gemeinsam, daß sie von einem leichten Rückgang von Primärenergie- und Endenergieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 ausgehen. Darüber hinaus sehen alle moderate Wachstumsraten für die Stromerzeugung und Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energieträger vor. Bereits im Rahmen des Trends wird dabei z. T. eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch um bis zu 55 % bis zum Jahr 2010 unterstellt. Dennoch - und auch dies ist allen Trendszenarien gemeinsam - werden innerhalb der beschriebenen Trendentwicklungen die angestrebten Klimaschutzziele in der Regel nicht erreicht. Die in Kapitel 4.1 betrachteten Trendszenarien spannen für den CO₂-Ausstoß des Jahres 2010 eine Bandbreite von 789 bis 929 Mio. t CO₂/a auf (vgl. 863 Mio. t in 1997 bzw. 1.058 Mio. t in 1990). Die maximale CO₂-Reduktion liegt dementsprechend bei rund 25 % (bezogen auf das Jahr 1990), im ungünstigsten Fall wird von einer Reduktion um lediglich 12 % ausgegangen.

Vor dem Hintergrund der betrachteten Trendentwicklungen läßt sich daher feststellen, daß die energie-, umwelt- und klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung im Rahmen einer „Business as Usual“-Politik in den meisten Fällen verfehlt werden. Dies gilt vor allem für die Selbstverpflichtungserklärung der Bundesregierung, den CO₂-Ausstoß bis zum Jahr 2005 um 25 % gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1990 zu reduzieren. Dies gilt aber auch für die Minderungsverpflichtungen klimarelevanter Spurengase (Reduktion um 21 % im Mittel im Zeitraum 2008 bis 2012 im Vergleich zu 1990), deren Realisierung die Bundesregierung im Rahmen des EU-burden sharings als Beitrag zur Einhaltung der völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzziele der 3. Vertragsstaatenkonferenz von Kyoto 1997 zugesagt hat. Darüber hinaus läßt sich feststellen, daß bestimmte energiepolitische Zielset-

zungen (z. B. der gemäß der Koalitionsvereinbarung der Regierungsparteien angestrebte Ausstieg aus der Kernenergie) in den bisherigen Trendszenarien unberücksichtigt blieben. Dies gilt vielfach auch für die Auswirkungen der Liberalisierung der Energiemärkte, die bisher nur in wenigen Arbeiten annäherungsweise betrachtet worden ist.

Die nachfolgende Untersuchung beschäftigt sich vor diesem Hintergrund schwerpunktmäßig mit Szenarien, die von einer weitgehenden Einhaltung der energie-, umwelt- und klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung ausgehen. Im einzelnen handelt es sich dabei vor allem um

- Wuppertal Institut: „Bedeutung des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz“
- Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“: Mehr Zukunft für die Erde
- Energie 2010: Zukünftige Energiepolitik
- Nitsch, Luther: Ein solares Langfristszenario für Deutschland
- Umweltbundesamt: Politiksznarien für den Klimaschutz
- RWI: Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien

Im Rahmen eines Gutachtens für das Ministerium für Bauen und Wohnen des Landes Nordrhein-Westfalen hat das Wuppertal Institut 1998 /Wuppertal Institut 1998/ neben einem Trendszenario verschiedene Klimaschutzszenarien mit unterschiedlicher Gewichtung der Kernenergie zur Stromerzeugung entwickelt.

- im *Trendszenario* wird von einem konstanten Beitrag der Kernenergie ausgegangen; bestimmte Zielsetzung für den CO₂-Ausstoß werden nicht vorgegeben
- im *Klimaschutzszenario KE-A* wird unterstellt, daß die Kernkraftwerke nach einer Betriebszeit von 40 Jahren außer Betrieb gesetzt werden (das letzte Kernkraftwerk wird unter dieser Annahme im Jahr 2029 stillgelegt); darüber hinaus wird von einer Einhaltung des CO₂-Reduktionsziels der Bundesregierung ausgegangen, mittel- bis langfristig sollen die Klimaschutzempfehlungen der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ (Minderung des CO₂-Ausstoßes um 50 % bis zum Jahr 2020) realisiert werden /Enquête 1995/
- im *Klimaschutzszenario KE-0* wird von einem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2010 ausgegangen; die Klimaschutzziele sollen ebenso wie im Szenario KE-A sowohl kurz- als auch mittelfristig eingehalten werden

Die wesentlichen Ergebnisse der Szenarien stellt **Tabelle 3.5** in der zeitlichen Entwicklung dar.

Die Analysen machen deutlich, daß unabhängig von der weiteren Zukunft der Kernenergie die drei Strategieelemente Energieeinsparung, Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien stark an Bedeutung gewinnen, wenn Klimaschutz ein vorrangiges Ziel der Energiepolitik ist. Hinsichtlich der rationellen Energieanwendung wird in der Trendentwicklung davon ausgegangen, daß die Effizienzsteigerungsraten der letzten Jahre (im Mittel 1,7 %/a von 1980 bis 1995) mittelfristig noch leicht erhöht werden können. Maßgeblich sind hierfür bspw. die Anstrengungen im Rahmen der Ökologischen Steuerreform sowie verschiedener europäischer Initiativen (z. B. Labeling von Elektrogeräten). Unter Klimaschutzgesichtspunkten müssen diese Effizienzsteigerungsraten noch erhöht werden. In den Klimaschutzszenarien ist daher unterstellt worden, daß die heute verfügbaren technisch/wirtschaftlichen Energieeinsparpotentiale mittelfristig mindestens zur Hälfte ausgeschöpft werden. Für den gesamten Betrachtungszeitraum der Szenarien (1994 bis 2030) führt dies zu mittleren Effizienzsteigerungsraten von 2,7 %/a. Kurzfristig wird sogar von höheren Werten bis zu 3,6 %/a ausgegangen. Der spezifische (auf die Wertschöpfung bezogene) Primärenergieeinsatz

reduziert sich unter diesen Bedingungen um rund zwei Fünftel bis zum Jahr 2010 und um fast zwei Drittel bis zum Jahr 2030.

Tabelle 3.5: Wesentliche Ergebnisse verschiedener Klimaschutzszenarien /Wuppertal Institut 1998/

	1990	1994	2005	2010	2020	2030
Primärenergieverbrauch in PJ						
Sz. KE-0	15031	14279	12294	11121	10072	9465
Sz. KE-A	15031	14279	12374	11278	10180	9465
Trend	15031	14279	13890	13552	13245	13063
Anteil erneuerbarer Energien in % (Substitutionsmethode)						
Sz. KE-0	1,93	2,3	4,46	6,41	9,43	14,31
Sz. KE-A	1,93	2,3	4,43	6,32	9,33	14,31
Trend	1,93	2,3	2,63	2,9	3,23	3,65
Spezifischer Primärenergieverbrauch (PJ/Mrd. DM)						
Sz. KE-0		4,81	3,39	2,82	2,17	1,77
Sz. KE-A		4,81	3,41	2,86	2,19	1,77
Trend		4,81	3,83	3,43	2,85	2,45
Effizienzsteigerung (%/a): Verringerung des spezifischen Primärenergieverbrauchs						
Sz. KE-0		1,70	3,14	3,63	2,58	1,99
Sz. KE-A		1,70	3,08	3,48	2,61	2,10
Trend		1,70	2,06	2,16	1,83	1,52
Gesamte Stromerzeugung in TWh (Inland+Import-Export)						
Sz. KE-0	500,2	490,2	452,5	430,0	399,6	389,9
Sz. KE-A	500,2	490,2	452,7	430,1	399,6	389,9
Trend	500,2	490,2	503,9	508,9	523,9	542,8
Kernenergie						
Sz. KE-0	137,8	145,3	68,9	0,0	0,0	0,0
Sz. KE-A	137,8	145,3	132,7	92,7	92,7	0,0
Trend	137,8	145,3	140,6	140,6	140,6	140,6
Erneuerbare Energien						
Sz. KE-0	21,7	23,6	45,0	58,5	133,2	143,0
Sz. KE-A	21,7	23,6	45,0	58,5	75,4	143,0
Trend	21,7	23,6	36,1	40,8	46,8	52,1
in %						
Sz. KE-0	4,3	4,8	10,0	13,6	33,3	36,7
Sz. KE-A	4,3	4,8	10,0	13,6	18,9	36,7
Trend	4,3	4,8	7,2	8,0	8,9	9,6
Kraft-Wärme-Kopplung						
Sz. KE-0	55,1	55,5	94,8	109,1	128,3	137,1
Sz. KE-A	55,1	55,5	94,8	109,1	128,3	137,1
Trend	55,1	55,5	84,6	90,7	103,9	109,8
in %						
Sz. KE-0	11,0	11,3	20,9	25,4	32,1	35,2
Sz. KE-A	11,0	11,3	20,9	25,4	32,1	35,2
Trend	11,0	11,3	16,8	17,8	19,8	20,2
CO ₂ -Emissionen in Mio t/a)						
Sz. KE-0	991,5	879,6	724,2	665,4	502,6	452,3
Sz. KE-A	991,5	879,6	692,8	621,5	502,3	452,3
Trend	991,5	879,6	829,9	798,6	767,8	747,0
Minderung gg. 1990 (in %)						
Sz. KE-0		11,3	27,0	32,9	49,3	54,4
Sz. KE-A		11,3	30,1	37,3	49,3	54,4
Trend		11,3	16,3	19,5	22,6	24,7

Die Szenarien zeigen auch, daß sich unter den Rahmenbedingungen eines wirksamen Klimaschutzes der Anteil erneuerbarer Energien deutlich gegenüber dem Status Quo und gegenüber der Trendentwicklung erhöht. Während kurzfristig bis zum Jahr 2005 mindestens eine Verdopplung, bis 2010 näherungsweise eine Verdreifachung des Primärenergieanteils erforderlich ist, sollte längerfristig der Anteil erneuerbarer Energien um mehr als das Vierfache erhöht werden, wenn die von der Enquête-Kommission empfohlenen Minderungsziele erreicht und keine neuen Kernkraftwerke in Deutschland errichtet werden sollen. Ab 2020 trägt dann insbesondere auch der Import von Strom auf der Basis erneuerbarer Energien (Solarstrom aus Südeuropa, Wasserkraftstrom aus Skandinavien) zur Deckung der Energieversorgung bei. Mit 32 TWh basiert im Jahr 2020 bspw. rund 8 % der gesamten Stromerzeugung im Klimaschutzszenario KE-0 auf dem Solarstromimport, der korrespondierende Anteil an der Deckung des Primärenergieverbrauchs liegt bei ca. 3 %.

Ohnehin sind vor allem auch im Bereich der Stromerzeugung deutliche Steigerungsraten unter Klimaschutzbedingungen notwendig (vgl. **Abbildung 3.7**). In beiden Klimaschutzszenarien steigt der Anteil erneuerbarer Energien auf rund 13,6 % im Jahr 2010. In absoluten Größen entspricht dies gegenüber heute (Stand 1998: 23,8 TWh /Stromthemen 1999/) einer Erhöhung um den Faktor 2,5.

Bis zum Jahr 2010 wird die Wasserkraft in den Klimaschutzszenarien die bedeutendste Quelle für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bleiben (vgl. **Tabelle 3.6**). Mit rund 20 TWh kann die Windenergie in 2010 aber bereits einen nahezu ebenbürtigen Beitrag leisten. Die Nutzung biogener Energieträger wird ebenso deutlich ausgeweitet wie die photovoltaische Stromerzeugung. Letztere wird aber auch im Jahr 2010 aufgrund der Kostenstruktur noch von untergeordneter Bedeutung sein. Mittel- bis langfristig leistet die Biomassenutzung und insbesondere die Windenergie im Rahmen der getroffenen Annahmen des Klimaschutzszenarios KE-0 einen größeren Beitrag zur Stromerzeugung als heute die Wasserkraft.

Für den Wärmemarkt wurde ein schnell wachsender Anteil der solarthermischen Wärmebereitstellung unterstellt. Gemeinsam mit der Nutzung biogener Energieträger (vor allem in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) wird sie diesen Bereich aus Sicht der erneuerbaren Energien prägen. Die Geothermie bleibt demgegenüber (insbesondere bis zum Jahr 2010) von deutlich geringerer Bedeutung.

Auch die Kraft-Wärme-Kopplung ist im Rahmen einer Klimaschutzstrategie ein wesentliches Strategieelement. Im Vergleich zu den erneuerbaren Energien können dabei deutlich schneller merkliche Beiträge geleistet werden (vgl. Tabelle 3.5) auch wenn die relativen Zuwachsraten geringer sind. Bis zum Jahr 2010 ist nach den dargestellten Szenarioergebnissen in etwa eine Verdopplung des derzeitigen Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung zur Stromerzeugung notwendig, wenn bis zu diesem Zeitpunkt eine CO₂-Minderung von mehr als 30 % (im Sinne der mittelfristigen Empfehlungen der Enquête-Kommission) erreicht werden soll. Deutliche Wachstumsraten sind dabei vor allem für den Bereich der industriellen und dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung unterstellt worden, während für die öffentliche Kraft-Wärme-Kopplung zur Versorgung größerer Fernwärmenetze lediglich von moderaten Zuwächse ausgegangen wird. Ein nennenswerter Anteil dieser zusätzlichen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen würde als Folge der Wettbewerbsvorteile von GUD-basierten Anlagen im liberalisierten Markt dabei auch unter Trendbedingungen realisiert werden. Im Jahr 2010 (2030) würde unter diesen Voraussetzungen dann rund ein Viertel (ein Drittel) der gesamten Stromerzeugung auf Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen basieren. Diese Anteile liegen immer noch deutlich unter den in Dänemark oder den Niederlanden (mehr als 40 %) bereits realisierten Werten und auch deutlich unter den Potentialabschätzungen für Deutschland.

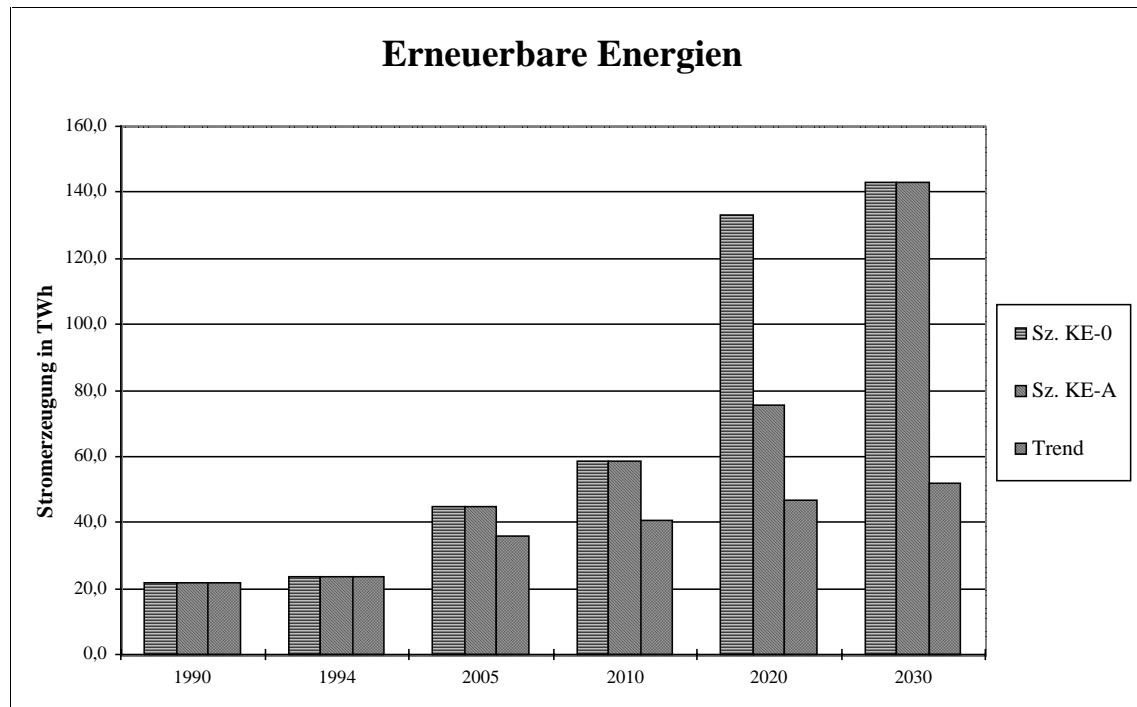


Abbildung 3.7: Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in verschiedenen Szenarien /Wuppertal Institut 1998/

Tabelle 3.6: Der Beitrag erneuerbarer Energien im Rahmen des Klimaschutzenszenarios KE0 /Wuppertal Institut 1998/

	1994	2005	2010	2020	2030
Stromerzeugung (TWh)					
Wasserkraft	18,2	20,55	22,35	22,75	22,85
Windenergie	1,4	12,0	20,0	40,0	45,0
Photovoltaik	k. A.	0,26	0,81	4,78	10,45
biogene Energieträger	0,66	5,35	7,65	28,8	23,15
zusätzlich ind. KWK	1,4	2,5	3,1	4,0	4,6
Summe	21,5	40,7	53,9	96,3	106,0
Müll	2,5	4,1	4,5	5,1	5,4
Solarstrom/WK-Import	-	-	-	32,0	31,9
Gesamtsumme	24,0	44,8	58,4	133,3	143,3
Wärmebereitstellung (PJ)					
Solarthermie	1,1	66,9	106,8	166,1	267,1
Wärmepumpe	k. A.	10,5	18,5	30,0	43,6
biogene Energieträger	34,4	66,6	86,1	123,1	160,9
davon in KWK:	2,9	24,1	43,9	85,7	124,2
Geothermie	k. A.	2,31	4,1	8,7	26,2
Summe	10,6	146,3	215,5	327,9	497,8

Hinsichtlich der erneuerbaren Energien zeigen auch die Szenarien der Enquête-Kommission

„Schutz der Erdatmosphäre“ eine vergleichbare Entwicklung. Neben einem Referenzszenario hat die Kommission verschiedene CO₂-Minderungsszenarien entwickelt. Nachfolgend sollen die beiden wichtigsten betrachtet werden. Beide beziehen auch moderate Minderungsmaßnahmen im Verkehrsbereich ein (R1V, R2V). Maßgabe für die Klimaschutzzszenarien ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 25 % bis zum Jahr 2005 bzw. 45 % bis zum Jahr 2020 (jeweils bezogen auf 1990). Der wesentliche Unterschied der Szenarien besteht in der Behandlung der Kernenergie. Während in Szenario R1V von einem im wesentlichen bis zum Jahr 2020 konstanten Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung ausgegangen wird, unterstellt das Szenario R2V einen Ausstieg bis zum Jahr 2005. In bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch kommen die Szenarien zu dem in **Tabelle 3.7** skizzierten Ergebnis.

Tabelle 3.7: Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in den Szenarien der Enquête-Kommission /Enquête 1995/

	1990	2005	2010 [†]	2020
Primärenergieverbrauch in PJ				
R2V	14.828	11.902	11.366	10.295
R1V	14.828	12.854	12.311	11.226
Referenz	14.828	14.201	14.141	14.022
absoluter Beitrag Kernenergie in PJ				
R2V	1.446	0	0	0
R1V	1.446	1.526	1.526	1.526
Referenz	1.446	1.526	1.526	1.526
Anteil erneuerbarer Energien in % (Substitutionsmethode)				
R2V	1,95	4,75	6,65	10,5
R1V	1,95	3,75	4,6	6,3
Referenz	1,95	3,35	3,7	4,45

[†] Ergebnisse interpoliert

Auch die Ergebnisse der Enquête-Kommission zeigen, daß aus Klimaschutzgründen zunächst eine Reduzierung des Primärenergieverbrauchs notwendig ist (vgl. Tabelle 3.7). Darüber hinaus ist eine deutliche Ausweitung des Primärenergieanteils der erneuerbaren Energien erforderlich. Bis zum Jahr 2010 muß sich ihr Anteil unter Einhaltung der Klimaschutzziele bei konstanter Kernenergiekapazität mehr als verdoppeln, unter Verzicht auf die Kernenergie sogar mehr als verdreifachen.

Die Stromerzeugungsstruktur verschiebt sich in den Enquête-Szenarien stark zugunsten des Erdgases. Insbesondere im Szenario R2V werden im großen Umfang neue Erdgas-GUD-Kraftwerke mit Wärmeauskopplung gebaut.

In Studien der Energie 2010 /Altner u.a. 1995 und aktualisiert in Altner u.a. 1998/ sind ebenfalls für das Jahr 2010 unterschiedliche Entwicklungslinien (Zielwerte) bestimmt worden. Für die erneuerbaren Energien definiert ein unterer Zielwert den erforderlichen Mindestbeitrag, um stabile Märkte zu generieren und Kostendegressionspotentiale zu mobilisieren. Mit dem oberen Zielwert kann die mit dem Ausbau erneuerbarer Energien verbundene Marktdynamik auf einem höheren Niveau stabilisiert werden. Die Zielwerte sind eingebunden worden in unterschiedliche Varianten der Primärenergiebedarfsdeckung, von den denen hier zwei diskutiert werden sollen.

- Im *Pfad a* ist unterstellt worden, daß der Beitrag der Kernenergie sich entsprechend einer Referenzentwicklung leicht gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1993 erhöht und sich der Stromimportsaldo ebenso entwickelt wie in der Referenzentwicklung.

- In *Pfad c* wird hingegen unterstellt, daß der gesamte Kernenergiebeitrag und der gesamte Stromimportsaldo durch fossile Erzeugung im Inland (je hälftig durch Kohle und Erdgas) ersetzt werden.

Für die erneuerbaren Energien sind die genannten Ziele (z. B. Marktstabilisierung) nur durch eine deutliche Ausweitung erreichbar. Der Beitrag zur Stromerzeugung (ohne Müllverbrennung) erhöht sich bspw. bis 2010 von 20,55 TWh in 1994 auf 42,2 TWh (unterer Zielwert) bzw. 51,1 TWh (oberer Zielwert), d. h. um bis zu dem Faktor 2,5. Wärmeseitig wird von deutlich größeren Steigerungsraten ausgegangen. Die durch erneuerbare Energien substituierte Brennstoffmenge (zur Wärmebereitstellung) entsprach 1994 noch einem Energieinhalt von 11,6 TWh. Für die Erreichung des unteren Zielwerts ist eine Ausweitung auf 52,9 TWh und für den oberen Zielwert bis auf 87,1 TWh notwendig. Je nach Randbedingungen (*Pfad a* oder *c*) erhöht sich der Primärenergieverbrauchsanteil der erneuerbaren Energien damit auf bis zu 8,2 %.

Vergleichbare Zielwerte sind auch für die Kraft-Wärme-Kopplung definiert worden. Für den unteren Zielwert wird von einer um den Faktor 3,8 höheren Stromerzeugung in öffentlichen KWK-Anlagen ausgegangen als 1990. Neben einer Verdopplung der Wärmeauskopplung ist hierfür vor allem eine deutliche Erhöhung der Stromkennzahl verantwortlich. Der obere Zielwert geht noch einmal von einer um rund 20 % höheren Stromerzeugung in KWK-Anlagen aus. Aufgrund des im Rahmen der oberen Zielwertbetrachtung geringeren Endenergiebedarfs für Raumheizung und Warmwasser erhöht sich der KWK-Anteil hieran auf 23 % (im Vergleich zu 17,5 % beim unteren Zielwert). Bezüglich der industriellen KWK wird unterstellt, daß bis zum Jahr 2010 rund die Hälfte der verfügbaren Potentiale ausgeschöpft werden kann. Der Deckungsanteil der KWK an der Prozeßwärme (< 500 °C) erhöht sich dann von 32 % in 1990 auf 64 % (unterer Zielwert) bzw. 68 % (oberer Zielwert). Faßt man beide Entwicklungslinien (industrielle und öffentliche KWK) zusammen, resultiert insgesamt ein stark ansteigender Beitrag der KWK. Ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung erhöht sich unter diesen Voraussetzungen von heute rund 9 % auf 21 % (unterer Zielwert) bzw. 24 % (oberer Zielwert).

Die Gruppe Energie 2010 hat darüber hinaus auch für die rationelle Energieanwendung Zielwerte definiert. Sie werden aus der nachfolgend dargestellten Primärenergieverbrauchsstruktur für die unterschiedlichen betrachteten Pfade deutlich.

Auch die Studie Energie 2010 kommt zu dem Ergebnis, daß die drei Strategieelemente Rationelle Energieanwendung, Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien aus Klimaschutzgründen in der Zukunft deutlich gestärkt werden müssen. Unterstellt man einen Ausstieg aus der Kernenergie, steigen die Anforderungen an die drei genannten Strategieelemente. Für das Jahr 2010 sind CO₂-Reduktionsraten, wie sie zur Erreichung der mittelfristigen Empfehlungen der Enquête-Kommission notwendig sind, nur dann möglich, wenn für alle Strategieelemente der obere Zielwert angestrebt wird (vgl. *Pfad c*). Nur dann sind für das Jahr 2010 Minderungsquoten von mehr als 30 % realisierbar. Mit rund 79 % ist der größte Anteil der gegenüber der Referenzentwicklung erreichbaren Minderung dabei auf die rationelle Energieanwendung (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung), rund 8 % auf die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und 13 % auf die Brennstoffsubstitution zurückzuführen.

Während die zuvor genannten Szenarien die mittelfristige Perspektive abdecken, sollen zur abschließenden Betrachtung der nationalen Ebene zwei Langfristszenarien diskutiert werden. Obwohl der zeitliche Betrachtungsrahmen dieser Studie auf das Jahr 2010 begrenzt ist, führt die Untersuchung von Langfristszenarien zu wichtigen Erkenntnissen über die bis zum Jahr 2010 bereits umzusetzenden bzw. einzuleitenden Anpassungsprozesse.

Tabelle 3.8: Wesentliche Ergebnisse der Studie Energie 2010 /Altner u.a. 1995/¹³

	1990 ¹	2010 (Pfad a)	2010 (Pfad c)
Primärenergieverbrauch in PJ			
Ziel I	14.794	11.870	11.870
Ziel II	14.794	10.867	10.867
Referenz	14.794	14.141	14.141
absoluter Kernenergiebeitrag in PJ			
Ziel I/II	1.448	1.526	0
Anteil erneuerbarer Energien in % (Substitutionsmethode)			
Ziel I	1,85	5,65	5,65
Ziel II	1,85	8,2	8,2
Referenz	1,85	3,7	3,7
Stromerzeugung in KWK-Anlagen in TWh (öffentliche KWK)			
Ziel I	18,05	69,45	69,45
Ziel II	18,05	83,9	83,9
Referenz	18,05	34,45	34,45
CO ₂ -Emissionen in Mio. t			
Ziel I	986	657	783
Ziel II	986	553	676
Referenz	986	880	880

Im Rahmen von Strategien einer nachhaltigen Energieversorgung stellten Nitsch und Luther ein solares Langfristszenario für Deutschland vor /Nitsch, Luther 1997/. Entscheidendes Leitbild dieses Szenarios ist eine Gesamtentwicklung, die sich - vergleichbar dem Szenario C1 der Weltenergiekonferenz (vgl. Kapitel 3.2.3) - an ökologisch definierten Grenzen orientiert und die technologische Verbesserungen vor allem zur Verringerung der Ressourcenintensität einsetzt. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich bspw. abgeleitet von den Empfehlungen der Enquête-Kommission eine CO₂-Minderungsvorgabe von 80 % bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Ausgangsniveau des Jahres 1990.

Als maßgebliche Strategieelemente bezeichnet auch diese Studie die rationelle Energieanwendung (Effizienzsteigerung), die Kraft-Wärme-Kopplung und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien. Letzteres bezieht sich dabei zunächst auf die lokalen Ressourcen, im späteren Verlauf dann aber auch auf einen internationalen Energieverbund.

Hinsichtlich der erreichbaren Effizienzsteigerungen geht die Untersuchung davon aus, daß sich die Energieeinsparrate mittelfristig (d. h. bis zum Jahr 2010) gegenüber dem langjährigen Trend verdoppeln kann und sich dieser Prozeß auch langfristig - wenngleich mit abgeschwächter Intensität - fortsetzen läßt. Unter dieser Voraussetzung wird sich die Primärenergieintensität bis 2050 um rund 70 % verringern. Für die Stromintensität wird von einer Verringerung um 46 % ausgegangen. Für das Jahr 2050 resultiert daraus insgesamt im Vergleich zu 1995 ein um 42 % geringerer Endenergieeinsatz. Bis zum Jahr 2010 lautet die Minderungsrate bereits 20 %. Stromseitig wird langfristig dagegen (insbesondere aufgrund der unterstellten Zunahme von Elektrofahrzeugen) noch von einem Wachstum um etwa 20

¹³ Bei der Betrachtung der verschiedenen Studien im Rahmen dieser Untersuchung ist zu beachten, daß für das Ausgangsjahr 1990 z. T. voneinander abweichende Zahlenwerte angegeben werden, die auf einer unterschiedlichen Datenbasis und teilweise einer anderen statistischen Gliederung beruhen

% bis 2050 gegenüber 1995 ausgegangen. Bis 2010 beträgt der Zuwachs nach Abschätzungen der Studie etwa 7 %.

Hinsichtlich der KWK, die heute wärmeseitig nur rund 6 % des Bedarfs an Raumheizung und Warmwasser sowie 30 % des Prozeßwärmebedarfs deckt, wird auch auf der Basis der Erfahrungen der Nachbarländer¹⁴ von deutlichen Ausbaupotentialen ausgegangen. Langfristig wird eine Erhöhung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen von rund 47 TWh in 1995 auf 152 TWh in 2050 unterstellt. Damit würde die KWK zu rund 25 % zur gesamten Bruttostromerzeugung beitragen können (vgl.: 1995 rund 9 %). Mit 138 TWh wird ein Großteil dieses Potentials aufgrund der heute schon gegebenen wirtschaftlichen Realisierungsmöglichkeiten bereits bis zum Jahr 2010 ausgeschöpft werden können. Für die Zunahme der KWK-Stromerzeugung ist dabei nicht nur der höhere Anteil an der Wärmebedarfsdeckung, sondern auch eine Erhöhung der mittleren Stromkennzahl verantwortlich. In der Anfangszeit des KWK-Ausbaus wird dabei vor allem Erdgas der maßgebliche Energieträger (mittelfristig auch auf der Basis von Brennstoffzellen) sein, der zunehmend durch eine Biomasse-/Biogasnutzung unterstützt wird. Stein- und Braunkohle sind eher von untergeordneter Bedeutung. Diesel wird vor allem in kleinen dezentralen Anlagen (bei fehlendem Gasanschluß) eingesetzt werden.

Hinsichtlich der Entwicklung des Beitrags erneuerbarer Energien geht die Studie davon aus, daß aus Gründen der angestrebten „nachhaltigen Entwicklung“ langfristig ein massiver Ausbau notwendig ist. Hierzu müssen die verschiedenen Technologien innerhalb des nächsten Jahrzehnts in die Lage versetzt werden, in ihrer ganzen Bandbreite einen realistischen Wettbewerb mit den anderen Versorgungsoptionen zu bestreiten. Zur Erreichung dieser Grundannahme orientiert sich die Untersuchung für das Jahr 2010 an den Zielsetzungen der Gruppe Energie 2010 /Altner u.a. 1995/, die zuvor bereits diskutiert worden sind. Der Primärenergieverbrauchsanteil der erneuerbaren Energien erhöht sich bis zu diesem Zeitraum dementsprechend auf 5,5 %, der Stromerzeugungsanteil erreicht rund 10 %. Die größten absoluten Zuwächse basieren dabei auf der Windenergie und der Biomasse, die größten Wachstumsraten verzeichnen hingegen Solarzellen, Solarkollektoren und geothermische Anlagen (vgl. **Tabelle 3.9**).

Tabelle 3.9: Beitrag erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in TWh /Nitsch, Luther 1997/

	1996	2010	2030	2050
Wasserkraft	49,5	58,7	58,8	56,1
Windenergie	7,85	44,0	119,0	182,0
Photovoltaik	0,94	2,3	54,0	182,0
Biomasse	14,2	98,0	229,0	227,0
Solarkollektoren	0,7	8,5	90,0	315,0
Geothermie	0	4,1	30,2	110,0
Import Solarthermische Kraftwerke	0	0	95,0	227,0
Import Photovoltaik	0	0	35,7	113,6
Summe	73,19	215,6	711,7	1412,7

Die Studie unterstellt darüber hinaus, daß sich die hierdurch induzierte Wachstumsdynamik zwar mittel- bis langfristig fortsetzt, letztlich aber einen Sättigungspunkt in der Nähe der technischen Potentiale erreicht. Unter diesen Voraussetzungen steigt der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des jeweiligen Primärenergiebedarfs über 26 % im Jahr 2030

¹⁴ In den Niederlanden erfolgte z. B. in nur in wenigen Jahren ein schneller und massiver Zubau an KWK-Anlagen von mehr als 10.000 MW. Der KWK-Anteil an der Stromerzeugung liegt heute schon bei mehr als 40 %.

auf 58 % im Jahr 2050. Nach 2030 spielen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien vor allem die photovoltaische Stromerzeugung, sowie die solarthermische und die geothermische Wärmebereitstellung die entscheidende Rolle. Aufgrund der Sättigungerscheinungen bei der Nutzung heimischer erneuerbarer Energien berücksichtigt das solare Langfristszenario einen Import von Solarstrom (auf der Basis solarthermischer und längerfristig auch photovoltaischer Kraftwerke im Süden Europas), der im Jahr 2030 bereits 5 % und im Jahr 2050 sogar 14 % des deutschen Primärenergieverbrauchs deckt.

Unter der Maßgabe der in Tabelle 3.9 dargestellten Wachstumsraten, werden die erneuerbaren Energien nach 2030 zum wichtigsten Primärenergieträger. Dies wird jedoch nur dann realisiert werden können, wenn zeitgleich die Primärenergienachfrage aufgrund von Effizienzsteigerungen rückläufig ist. Auch der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steigt deutlich an. Mit 9,2 % im Jahr 2010 erreicht er etwa das Doppelte des heutigen Wertes. Bis zum Jahr 2030 steigt der Anteil auf 31,9 % und bis 2050 sogar auf 61,6 %. Aufgrund des längerfristig höheren Anteils fluktuierender Energiequellen (d. h. Windenergie, Solarenergie¹⁵) erfordert dies eine Umstrukturierung des Kraftwerksparks, in dem vor allem flexibel einsetzbare Gas-GUD-Anlagen errichtet werden.

Unter den genannten Voraussetzungen kann das angestrebte CO₂-Minderungsziel erreicht werden, und zwar unter Einbeziehung eines mittelfristigen Ausstiegs aus der Kernenergie. Während diese im solaren Langfristszenario 2010 noch die Hälfte ihres heutigen Beitrags leistet, trägt sie 2030 nicht mehr zur Stromerzeugung bei. Gegenüber dem CO₂-Ausstoß des Jahres 1990 führt das solare Langfristszenario zu einer Minderung um 33,4 % bis 2010, 53,4 % bis 2030 und 80 % bis 2050.

Das Fraunhofer Institut in Karlsruhe (ISI) und Siemens weisen in ihren Langfristbetrachtungen darauf hin, daß bis zum Jahr 2050 eine massive Reduktion des CO₂-Ausstoßes (80 % gegenüber 1987) möglich ist und durch die Volkswirtschaft eines industrialisierten Landes auch realisiert werden kann /ISI/Siemens 1997/. Ein Hauptstrategieelement ist auch hier die Effizienzsteigerung. Während im Referenzfall bis 2050 ein um 22 % gegenüber 1995 geringerer Endenergiebedarf resultiert, erfordert eine CO₂-Restriktion (Minderungsziel 80 %) nach Aussagen von ISI/Siemens einen Rückgang des Endenergiebedarfs um weitere 30 % (vgl. auch das zuvor betrachtete solare Langfristszenario).

Stromseitig sind nach ISI/Siemens nicht ganz so große Minderungserfolge möglich. Im Referenzfall liegt die Stromerzeugung in Deutschland auf dem Niveau des Jahres 1987. Sie wird dabei zu ca. 50 % durch KWK-Anlagen (insbesondere dezentrale Brennstoffzellensysteme) realisiert. Unter Berücksichtigung der CO₂-Restriktion wird dann vor allem Biomasse in KWK-Anlagen eingesetzt werden müssen, die Windenergie stark ausgebaut werden, zusätzliche GUD-Anlagen auf Erdgasbasis sowie Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) mit teilweiser CO₂-Abscheidung und Entsorgung errichtet werden müssen. Wasserstoff als Energieträger setzt sich nach den Annahmen der Studie nur dann durch, wenn durch Kernenergie zusätzlicher CO₂-freier Strom zur Verfügung steht (Variante Kernenergieausbau).

Langfristig gesehen kommen nach den Optimierungsrechnungen (Verwendung eines linearen energietechnischen Optimierungsmodells) von ISI und Siemens sowie den Simulationsanalysen von Nitsch und Luther damit diejenigen Technologien zum Einsatz, die auch im kurz- bis mittelfristigen Zeitrahmen bereits Bedeutung erlangen können und unter Klima-

¹⁵ Im Gegensatz zur windtechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung sind solarthermische Kraftwerke, die ohnehin eine deutlich höhere Vollaststundenzahl aufweisen, aufgrund der zugehörigen Speicher oder Zusatzfeuerung zumindest in Grenzen an die Nachfrage anpaßbar.

schutzgesichtspunkten auch müssen (z. B. KWK, Wind, Biomasse). Eine schnelle Marktentwicklung dieser Technologien ist daher eine wesentliche Voraussetzung für eine langfristig erfolgreiche Klimaschutzpolitik.

Alle vorgenannten Studien haben den notwendigen Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch sowie der KWK und der Energieeinsparung aus den Klimaschutzanforderungen abgeleitet. Eine grundsätzlich andere Vorgehensweise wählt die Gemeinschaftsstudie vom DIW, KfA Jülich, FHG-ISI und Öko-Institut „Politiksznarien für den Klimaschutz“ im Auftrag des Umweltbundesamtes /KfA 1997/. In dieser Untersuchung wurde sehr detailliert und maßnahmenbezogen untersucht, wie sich die Nutzung erneuerbarer Energien entwickelt hat und voraussichtlich weiter entwickeln wird. Sie ermöglicht damit eine Beurteilung darüber, in welchem Maße die aus Klimaschutzgründen notwendige Erreichung höherer Versorgungsanteile heute bereits vorbereitet bzw. eingeleitet worden ist. **Tabelle 3.10** stellt in diesem Zusammenhang die Wirkung bisher umgesetzter und weiterer Maßnahmen aus dem Bereich erneuerbarer Energien zusammen.

Durch die betrachteten Maßnahmen ergibt sich ein - gegenüber einer ohne Maßnahmen Betrachtung höherer - induzierter Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung von insgesamt 17,8 TWh. Davon waren Maßnahmen mit einem Gesamtpotential von 8,5 TWh bereits zum Zeitpunkt der Studie umgesetzt. Darüber hinaus sind zusätzliche Maßnahmen mit einem Potential von 9,3 TWh aufgezeigt worden. Das in diesem Paket enthaltene 100.000 Dächer-Programm ist mittlerweile beschlossen worden. Der in Tabelle 3.10 aufgeführte Vorschlag des BMWi-Gesprächszirkels 6 enthält eine Vielzahl von Maßnahmen (z. B. zusätzliche zeitlich begrenzte Investitionszuschüsse), die bisher noch nicht realisiert wurden. Die entsprechenden Werte auf der Wärmeseite lauten für das Gesamtpotential 8,1 TWh, davon sind durch bisherige Maßnahmen bereits 0,8 TWh erfaßt.

Tabelle 3.10: Wirkung unterschiedlicher Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien bis 2005 gegenüber einem Ohne-Maßnahmen-Szenario /KfA 1997/

	Stromerzeugung in TWh	Wärmebereitstellung in TWh
bisherige Maßnahmen		
Stromeinspeisungsgesetz	7,747	
Förderprogr. BMWi 94/95	0,063	0,015
BMBF-Demoprogramm	0,027	
1.000 Dächer-Programm	0,004	
250 MW Wind-Programm	0,672	
Solarthermie 2000		0,01
Geothermie-Programm		0,15
Förderprogr. BMWi 95/98		0,612
<i>Zwischensumme</i>	8,513	0,787
ausgewählte zukünftige Maßnahmen		
Vorschlag BMWi-Zirkel 6	9,098	7,278
100.000 Dächerprogramm	0,2	
<i>Zwischensumme</i>	9,298	7,278
Gesamtsumme	17,811	8,065

Die mit dem Maßnahmenpaket verbundene CO₂-Minderung wird auf 22,3 Mio. t/a abgeschätzt. Im Vergleich zur Referenzentwicklung des Energiereports II von Prognos /Prognos 1995/ entspricht die vollständige Maßnahmenumsetzung einer zusätzlichen CO₂-Minderung von rund 15,1 Mio. t/a /KfA 1997/.

Die Studie hat auch CO₂-Minderungsmaßnahmen in allen anderen Bereichen untersucht und im „Mit weiteren Maßnahmen-Szenario“ zusammengefaßt. Nur mit diesem Szenario, das die Umsetzung einer Vielzahl heute noch nicht beschlossener Maßnahmen (inklusive der für

den Bereich erneuerbarer Energien in Tabelle 3.10 genannten, allerdings nur geringfügige Maßnahmen zum Ausbau der KWK¹⁶⁾ unterstellt, kann das Klimaschutzziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2005 erreicht werden. Beschränkt man sich auf die bisher umgesetzten bzw. in Umsetzung befindlichen Maßnahmen („Mit-Maßnahmen-Szenario“), kann lediglich eine CO₂-Minderung von 13,5 % bis zum Jahr 2005 erreicht werden.

Zu sehr ähnlichen Ergebnissen - wenngleich auch gegenüber dem „Mit-Maßnahmen-Szenario“ um 2,3 % höheren Minderungsbeiträgen - kommt auch RWI/ifo in seinen Betrachtungen zur Wirkung der in der interministeriellen Arbeitsgruppe (IMA) beschlossenen Maßnahmen /RWI/ifo 1996/.

Offensichtlich reichen also die bisher umgesetzten bzw. beschlossenen Maßnahmen nicht aus, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung (Selbstverpflichtungsziel von 25 % CO₂-Minderung bis 2005 im Vergleich zu 1990) und die internationalen Verpflichtungen (21 % Minderung der klimarelevanten Spurengase im Mittel bis 2008 bis 2012 im Rahmen des Kyoto burden sharings gegenüber 1990) zu erreichen. Dies gilt auch unter Einbeziehung der Selbstverpflichtungserklärungen der deutschen Industrie und hier insbesondere auch der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW). In ihrer Erklärung vom März 1995 /VDEW 1995/ sagen die Elektrizitätsunternehmen u. a. zu, bis zum Jahr 2003 durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien jährlich zusätzlich 5,5 Mio. t CO₂ aus fossilen Kraftwerken zu vermeiden. Dies entspricht bezogen auf das Jahr 1990 nur knapp 1,5 % der gesamten CO₂-Emissionen des Umwandlungssektors. Dabei sollen vor allem Pilot- und Demonstrationsanlagen weiterentwickelt, Umwelttarife ausgeweitet und Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland bezogen werden. Quantitative Aussagen zum Ausbau der KWK sind nicht getroffen worden.

Auch wenn die Versprechen eingehalten werden können, zeichnet sich doch auf der Basis der zuvor angestellten Betrachtungen ab, daß diese Zielsetzung zur Erreichung der Klimaschutzziele zu kurz greift. Notwendig ist daher ein deutlich engagierteres und umfassenderes Maßnahmenbündel, das in den Kapiteln 5 und 6 abgeleitet wird.

3.2.2. Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien in Europa

Von der Generaldirektion Energie XVII der Europäischen Kommission sind im Rahmen von Szenarioanalysen unterschiedliche Entwicklungsperspektiven für das Europäische Energiesystem (EU 15) diskutiert worden /DG XVII 1996/. Dabei sind vier unterschiedliche Szenarien definiert worden, die aufgrund ihrer z. T. sehr voneinander abweichenden Annahmen einen weiten Zukunftsraum repräsentieren. Sie sollen im folgenden kurz beschrieben werden.

- Das Szenario „**Conventional Wisdom (CW)**“ stellt im wesentlichen einen Status Quo-Ansatz dar. In Fortführung des Status Quo wird von einer langsamen Abschwächung des Wirtschaftswachstums, einem fortschreitenden industriellen Strukturwandel und einer stabilen Produktivitätssteigerung ausgegangen. Die Energiepolitik bleibt aufgrund gegensätzlicher Interessen der handelnden Akteure weitgehend unkoordiniert. Dementsprechend setzen sich effizientere Versorgungs- und Anwendungstechnologien nur schleppend durch.

¹⁶⁾ Industrielle KWK wird im wesentlichen im Rahmen von Contracting-Maßnahmen und der industrieller Selbstverpflichtungen diskutiert. Im Gegensatz dazu weist der vierte Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“ die Erwartungshaltung aus, daß die industrielle KWK bis 2005 ausgehend von der Liberalisierung der Energiewirtschaft um zusätzliche 5.000 bis 9.000 MW ausgebaut wird /IMA 1997/.

- Das Szenario „**Battlefield (BF)**“ geht von einem Konfrontationskurs aus, d. h. es wird ein Zurückdrehen des europäischen Integrationsprozesses und der Aufbau politischer und wirtschaftlicher Blockstrukturen unterstellt. Protektionismus und Isolationismus erschweren den gegenseitigen Handel, was insbesondere auch zu Lasten des Wirtschaftswachstums und der Produktivitätssteigerungen geht. Darüber hinaus wird ein neuerlicher Ölpreisschock (im Jahr 2005) unterstellt, der durch eine zu einseitige Konzentration auf wenige Versorger ausgelöst wird und zu einer tiefen Rezession führt. Er hat ferner zur Folge, daß vorwiegend heimische Energieträger genutzt werden. Trotz Forschung und Entwicklung im Energiebereich und insbesondere auch im Energieeinsparbereich setzen sich neue Technologien nur zögerlich durch. Zudem wird der Sicherung der Energieversorgung eindeutiger Vorrang vor ökologischen Motiven eingeräumt.
- Im Szenario „**Forum (FO)**“ wird ein Kooperationskurs angenommen, in dem eine zukünftige globale europäische Integration sowie eine zunehmende Umweltorientierung einen großen Bedarf an staatlichen Eingriffen erfordert (z. B. Versuch der Internalisierung externer Kosten, ökologische Steueransätze). Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind aufgrund der Konvergenzeffekte und wegen fehlender Spannungen und Krisen sehr gut. In der Energiepolitik findet ein tiefgreifender Richtungswechsel statt. In Zusammenhang mit beschleunigten (z. T. auf vermehrter Förderung beruhenden) technologischen Entwicklungen führt dies zu einer Begrenzung des Anstiegs von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen. Trotz der Schwerpunktsetzung innerhalb dieses Szenarios auf Effizienzsteigerungen steigt der Energieverbrauch im Zeitverlauf an. Aus Klimaschutzgründen werden daher sowohl die erneuerbaren Energien als aber auch die Kernenergie ausgebaut. Vor diesem Hintergrund kann das Szenario als ökologisch orientierte, aber nicht risikominimierende Zukunftsperspektive bezeichnet werden.
- Dem Szenario „**Hyper-Market (HM)**“ liegt der Grundgedanke des freien Marktes zugrunde. Das freie Spiel der Marktkräfte wird in diesem Zusammenhang als bester Weg zur Sicherung von Wohlstand und zur Lösung der komplexen Probleme verstanden. Es beschreibt eine Globalisierungsstrategie mit minimaler staatlicher Steuerung bzw. Intervention. Ausgehend von dieser „neoliberalen“ Wirtschaftspolitik werden für die Wirtschaft annähernd optimale Rahmenbedingungen (hohes Wachstum) unterstellt, jedoch begleitet mit einer steigenden Ungleichverteilung der Einkommen und einer Verringerung der sozialen Sicherheit. Geringe staatliche Eingriffe gelten auch für den Bereich der Energiewirtschaft, d. h. es soll flächendeckend zu einer Entmonopolisierung der Energiemärkte kommen. Dennoch sollen die politisch angestrebten Standards auf der Basis einer zu erwartenden massiven Effizienzsteigerung erreicht werden. In Zusammenhang mit dem mittlerweile begonnenden Prozeß der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa kann dieses Szenario auch als Liberalisierungspfad bezeichnet werden, ohne allerdings durch ökologische Leitplanken flankiert zu werden.

Tabelle 3.11 stellt die wesentlichen Ergebnisse der Szenariorechnungen gegenüber.

Im Gegensatz zu den meisten der zuvor für die deutsche Ebene betrachteten Szenarien weisen die hier dargestellten EU-Szenarien - auch weil sie vor den Klimaverhandlungen in Kyoto erstellt worden sind (sog. Pre Kyoto Scenarios) - keine CO₂-Restriktionen auf. Nur das konsensorientierte Szenario „Forum“ kommt überhaupt im Zeitverlauf zu einer nennenswerten Minderung der CO₂-Emissionen (d. h. 11 % bis 2020 gegenüber 1990). Alle anderen Szenarien führen sogar zu einer Erhöhung des CO₂-Ausstoßes. Dies gilt insbesondere für eine ungestörte Marktentwicklung („Hypermarket“) und den Referenzpfad („Conventional Wisdom“). Nur mit dem mehr umwelt- und konsensorientierten Weg des „Forum“-Szenarios scheinen die Minderungsverpflichtungen, die die EU im Rahmen der Klimakonferenz von Kyoto (Reduktion des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase um im Mittel 8 % im Zeitraum 2008 bis 2012 bezogen auf das Ausgangsniveau des Jahres 1990) eingegangen worden sind also realisierbar zu sein.

Tabelle 3.11: Wesentliche Ergebnisse verschiedener Szenarien der EU-Kommission /DGXVII 1996/

	1990	1995	2005	2010	2020
Primärenergieverbrauch in Mtoe					
CW	1325	1369	1521	1571	1643
BF	1325	1369	1446	1545	1575
F	1325	1369	1439	1495	1609
HM	1325	1369	1559	1629	1703
Anteil erneuerbarer Energien in %					
CW	4,61	5,28	6,57	7,70	10,01
BF	4,61	5,28	6,77	7,37	9,53
F	4,61	5,28	6,96	9,05	13,69
HM	4,61	5,28	6,29	7,55	10,21
Spezifischer Primärenergieverbrauch (PJ/Mrd. DM)					
CW	0,156	0,151	0,129	0,119	0,104
BF	0,156	0,151	0,130	0,127	0,114
F	0,156	0,151	0,123	0,112	0,094
HM	0,156	0,151	0,126	0,117	0,100
Effizienzsteigerung (%/a): Verringerung des spezifischen Primärenergieverbrauchs					
CW		0,68	1,58	1,48	1,35
BF		0,68	1,47	0,43	1,12
F		0,68	2,03	1,76	1,73
HM		0,68	1,78	1,47	1,56
Gesamte Stromerzeugung in TWh (Inland+Import-Export)					
CW	2140,6	2309,8	2690,1	2882,1	3171,0
BF	2140,6	2309,8	2625,8	2691,0	2936,3
F	2140,6	2309,8	2570,1	2746,1	3119,1
HM	2140,6	2309,8	2766,5	3009,9	3384,5
Kernenergie in TWh					
CW	720,0	813,5	814,8	757,1	559,9
BF	720,0	813,5	842,5	830,9	786,1
F	720,0	813,5	833,4	928,6	1142,0
HM	720,0	813,5	821,1	777,3	534,2
Erneuerbare Energien (ohne Biomasse)					
CW	261,3	306,2	341,2	355,1	385,5
BF	261,3	306,2	334,1	348,4	378,1
F	261,3	306,2	347,0	371,5	419,8
HM	261,3	306,2	334,6	348,0	377,7
in %					
CW	12,2	13,3	12,7	12,3	12,2
BF	12,2	13,3	12,7	12,9	12,9
F	12,2	13,3	13,5	13,5	13,5
HM	12,2	13,3	12,1	11,6	11,2
CO ₂ -Emissionen in Mio. t					
CW	3166	3119	3390	3457	3608
BF	3166	3119	3153	3322	3269
F	3166	3119	3039	2973	2818
HM	3166	3119	3442	3559	3700
Minderung gg. 1990 (in %)					
CW		1,5	-7,1	-9,2	-14,0
BF		1,5	0,4	-4,9	-3,3
F		1,5	4,0	6,1	11,0
HM		1,5	-8,7	-12,4	-16,9

Maßgeblich hierfür sind vor allem die für das Szenario „Forum“ unterstellten im Vergleich deutlich höheren Effizienzsteigerungsraten (vgl. Tabelle 3.11). Sie liegen im Mittel des Betrachtungszeitraums bei 1,75 %/a im Vergleich zu 1,3 %/a im Trend und 0,7 %/a in den letzten Jahren. Darüber hinaus wird im Rahmen des Szenarios angenommen, daß der Stromerzeugungsanteil der bezogen auf die Umwandlung CO₂-freien erneuerbaren Energien und der Kernenergie im Vergleich zu den anderen Entwicklungspfaden leicht höher ist¹⁷. Der absolute Stromerzeugungsbeitrag erneuerbarer Energien erhöht sich allerdings nur moderat um 21,3 % (37,1 %) bis zum Jahr 2010 (2020) gegenüber dem Niveau des Jahres 1995. Diesbezüglich ist aber zu berücksichtigen, daß der Stromerzeugungsanteil erneuerbarer Energien (vor allem basierend auf der Wasserkraft) mit etwa 13 % bereits 1995 in der EU auf einem deutlich höheren Niveau lag als in Deutschland.

Zudem ist zu berücksichtigen, daß die Stromerzeugung aus Biomasse in dieser Bilanz nicht enthalten ist, diese aber zukünftig eine maßgebliche Größenordnung annehmen kann. Für sie liegen, bezogen auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des Primärenergiebedarfs, deutlich höhere Wachstumsaussichten zugrunde. Im Szenario „Forum“ steigt ihr Beitrag von 5,3 % in 1995 auf rund 13,7 % in 2020, d. h. um den Faktor 2,6. Bis zum Jahr 2010 wird von einer Erhöhung um den Faktor 1,7 ausgegangen. Neben dem nennenswerten Biomasseanteil an der Stromerzeugung (insgesamt werden 40 GW an Kraftwerksleistung auf der Basis biogener Energieträger errichtet) ist hierfür vor allem ein deutliches Anwachsen der Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien (vor allem auch biogene Energieträger) sowie der Einsatz von Biotreibstoffen verantwortlich.

Dagegen ist die Kraft-Wärme-Kopplung und ihr möglicher Beitrag zum Klimaschutz sowohl in diesem Szenario aber auch in allen anderen betrachteten Entwicklungspfaden nur unzureichend berücksichtigt worden. Nur rund 8 % der derzeit installierten Leistung wird bis zum Jahr 2020 neu auf der Basis neuer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (vor allem Kombianlagen, zum geringeren Teil auch in Brennstoffzellen) errichtet. Der Zubau liegt dabei in etwa in der gleichen Größenordnung wie die zusätzlich installierte Kernenergiekapazität und beträgt weniger als die Hälfte der Leistung der als Kondensationskraftwerke errichteten Erdgas-GUD-Kraftwerke.

Das Szenario „Forum“ zeigt, daß die Klimaschutzverpflichtungen der EU von Kyoto erreichbar sind. Aufgrund der zugrundeliegenden Rahmenannahmen (z. B. Besteuerung fossiler Energieträger, geringe Diskontsätze und damit entsprechend günstige Behandlung fixkostenintensiver Kraftwerke) wird dieses Ziel mittels einer verstärkten Effizienzsteigerung und einem moderaten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der KWK auch durch einen weiteren Ausbau der Kernenergie erreicht. Auf letztere kann nur verzichtet werden, wenn die Anforderungen an die aus Klimaschutzgründen ohnehin notwendigen Elemente Rationelle Energienutzung, erneuerbare Energien und KWK erhöht werden. Aus der Sicht der technischen Nutzungsmöglichkeiten ist hierfür ein ausreichender Spielraum gegeben. Das eine Einhaltung selbst weitergehender Klimaschutzziele auf dieser Basis auch ohne die Nutzung der Kernenergie europaweit möglich ist, zeigt eine Untersuchung von Krause /IPSEP 1995/, auf die später noch näher eingegangen wird.

Die derzeitigen Entwicklungen in der EU sehen zur Zeit allerdings völlig anders aus. Neuere Prognosen und Berechnungen weisen nämlich darauf hin, daß voraussichtlich nicht einmal der Anstieg des CO₂-Ausstoßes in der EU auf das im Conventional Wisdom-Szenario dargestellte Maß (9,2 % bis 2010 gegenüber 1990) begrenzt werden kann, sondern u. U. sogar von einer Erhöhung um bis zu 24 % gegenüber 1990 ausgegangen werden muß /Brussels

¹⁷ Ohnehin weist der Umwandlungsbereich im Forum-Szenario einen überproportionalen Minderungsbeitrag von 15,9 % bis 2010 und 28,3 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 1990 auf.

1999/. Diese Erkenntnis läßt zwei Schlußfolgerungen zu: Zum einen, daß die Klimaschutz-erfordernisse in der politischen Realität bei weitem noch nicht so ernst genommen werden wie sie von der Faktenlage her beurteilt werden müßten und zum anderen, daß nun der Handlungsdruck zur Erreichung völkerrechtlich verbindlicher Minderungsziele von Kyoto noch einmal deutlich angestiegen ist.

Aufbauend auf den Szenarien der DGXVII (Conventional Wisdom Szenario) sind im Rahmen der TERES II-Studie weitergehende und detailliertere Untersuchungen über den zukünftigen Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung durchgeführt worden /TERES 1997/. Der Bericht versucht dabei die mögliche Bandbreite der Entwicklung erneuerbarer Energien für die kurz- bis mittelfristige Zeitperspektive im Rahmen von 4 Szenarien zu bestimmen.

- Das **Present Policies Szenario** geht zunächst von einer Fortsetzung der bisherigen Politik der Mitgliedsländer im Bereich erneuerbarer Energien aus
- Im Rahmen des **Industry Policies Szenario** wird eine technologiespezifische Förderung erneuerbarer Energien nach Maßgabe der jeweiligen Industriebranche in die Energiepolitik implementiert
- Im **Szenario ExterneE Internalisation** wird unterstellt, daß eine Bestschätzung der externen Kosten aus dem europäischen EC ExterneE Project über eine Energiesteuer internalisiert wird.
- Das **Best Practice Szenario** simuliert letztlich eine Übertragung der besten, in den einzelnen Mitgliedsländern praktizierten, Politiken auf alle Länder. Dazu gehört zusätzlich neben der Internalisierung externer Kosten auch die Durchführung von Markteinführungsprogrammen und die verstärkte Forschungsförderung mit dem Ziel, bestimmte Eckwerte (vor allem Kostendegression) zu erreichen.

Die Analysen der TERES-Gruppe führen zu dem Ergebnis, daß sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von heute rund 5,3 % je nach Randbedingungen in der EU15 bis 2010 auf 7,1 % bis 12,5 % erhöhen wird (vgl. **Tabelle 3.12**). Bis 2020 wird in allen Szenarien von einer weiteren Erhöhung des Primärenergieverbrauchsanteils ausgegangen. Während in den Anfangsjahren vor allem die Wasserkraft der bestimmende Energieträger ist, zeichnen sich mittelfristig die Windenergie und die Biomasse (nach 2000 neben Reststoffen aus der Forst- und Landwirtschaft auch im großen Umfang Energiepflanzen) als große Wachstumsmärkte ab.

Tabelle 3.12: Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in den TERES-Szenarien /TERES 1997/

Szenario	EU15 2010	EU15 2020	Europa30 2020
Present Policies	7,1 %	7,4 %	6,8 %
Industrial Policies	9,85 %	11,5 %	10,3 %
ExternE Internalisation	10,1 %	11,8 %	10,3 %
Best Practice	12,5 %	14,0 %	12,9 %

Im Vergleich zu den zuvor dargestellten Szenarien der DGXVII weisen mit Ausnahme des Present Policies Ansatzes alle Entwicklungslinien höhere Deckungsanteile erneuerbarer Energien an der Primärenergiebereitstellung auf. Das größte Wachstum ist erwartungsgemäß mit einer Best Practice Policy zu erreichen. Bis 2010 erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien dann um den Faktor 2,35 und bis 2020 um den Faktor 2,65 gegenüber dem Ausgangswert des Jahres 1995.

Auch in den anderen europäischen Ländern geht die Studie von einem deutlich steigenden Beitrag erneuerbarer Energien aus. Im Vergleich zur EU 15 wird der Marktanteil in Europa (30 europäische Länder) insgesamt aber etwas geringer eingeschätzt (vgl. Tabelle 3.12).

Die Ergebnisse der Szenarioanalysen zeigen noch einmal deutlich, daß die Entwicklung der Marktanteil erneuerbarer Energien entscheidend von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen (z. B. Markteinführungs- und Kostedegressionsprogramme, Internalisierung externer Kosten) abhängen. Die Studie kommt dabei auch zu dem Ergebnis, daß sich die Anfangsinvestitionen in erneuerbare Energien im Zeitverlauf bezahlt machen. Dies gilt zum einen durch eine Reduzierung der externen Kosten, zum anderen aber auch durch die hierdurch mögliche Partizipation (als Vorreiter und Technologieführer) am Weltmarkt für erneuerbare Energien, der nach Prognosen der Weltenergiekonferenz bis zum Jahr 2020 auf rund 1.700 Mrd. ECU angeschätzt wird.

Trotz Berücksichtigung erhöhter Marktanteile für erneuerbare Energien führen die in TERES II aufgezeigten Entwicklungspfade nicht zu einer massiven Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Die erreichbare Minderung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien beträgt für das Jahr 2020 zwischen 195 Mio. t CO₂ (Present Policies) und 513 Mio. t CO₂, dies entspricht bis zu 16 % des CO₂-Ausstoßes des Jahres 1990. Trotz des Beitrags erneuerbarer Energien können mittelfristig insbesondere unter Berücksichtigung der nachfrageseitigen Zuwachsraten (Nachfrage nach Energiedienstleistungen) maximal die Minderungsanforderungen aus dem Kyoto-Protokoll eingehalten werden. Demgegenüber sind die betrachteten Szenarien noch weit entfernt von den Minderungsempfehlungen der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ für Industrieländer.

Derartig weitgehende klimaschutzorientierte Entwicklungspfade sind für die fünf größten europäischen Länder (Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Niederlande) im Rahmen der Untersuchungen des International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP) beschrieben worden. Mit der IPSEP-Studie liegt für Europa eine der umfassendsten Szenarienanalysen und eine Bewertung der relativen Investitionskosten einer Klimaschutzstrategie vor. Mit diesen ist für die beispielhaft beschriebenen Länder nachgewiesen worden, daß weitreichende Klimaschutzanforderungen (Halbierung des CO₂-Ausstoßes gegenüber dem Jahr 1985) auch bei einem Verzicht auf die Kernenergie erfüllt werden können.

Insgesamt sind zwei Szenarien entwickelt worden, der Least-Risk- und der Least-Cost-Entwicklungspfad. Ziel der Least-Risk-Entwicklung ist die Minimierung von CO₂-Emissionen und anderen größeren Risiken (z. B. Nutzung der Kernenergie) für die Umwelt und den Menschen. Wirtschaftliche Gesichtspunkte werden diesem Ziel zunächst untergeordnet. Wesentliche Schwerpunkte dieses Szenarios sind dementsprechend die Effizienzsteigerung und der Ausbau erneuerbarer Energien (vor allem der Biomasse). Der absolute Beitrag erneuerbarer Energien erhöht sich unter diesen Rahmenbedingungen bis 2020 um den Faktor 4 gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1985 und in vergleichbarer Größenordnung auch gegenüber Trendbedingungen (vgl. **Tabelle 3.13**). Mit dem Szenario werden die verfügbaren auf der Energieeinsparung und der Nutzung erneuerbarer Energien basierenden CO₂-Reduktionspotentiale weitgehend ausgeschöpft.

Das Least-Cost-Szenario geht schwerpunktmäßig von einem vollständigen Wettbewerb zwischen konventionellen Angebotstechnologien (d.h. z. B. Kernkraftwerken, Kohlekraftwerken) und Energieeinsparoptionen, Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien aus. Unter diesen Voraussetzungen spielt die Effizienzsteigerung eine nahezu ebenso große Rolle wie im zuvor diskutierten Szenario. Demgegenüber erhöht sich der Beitrag der erneuerbaren Energien nur um 33,3 % gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1985 und 65,8 % gegenüber dem Referenzpfad. Andererseits bleibt die CO₂-Minderung bis zum Jahr 2020 auf 38 % gegenüber 1985 begrenzt.

Beide Klimaschutzstrategien verursachen - getestet durch ausführliche Sensitivitätsanalysen - im Regelfall geringere Investitionskosten als das Referenzszenario („Conventional Wisdom“-Szenario der europäischen Kommission). Damit zeigen sie klimaverträgliche, risikoarme und volkswirtschaftlich effiziente Zukunftspfade auf.

Tabelle 3.13: Primärenergiemix (GWa/a) und CO₂-Emissionen für fünf europäische Länder im Jahr 2020 /IPSEP 1995/

	1985	2020 <i>Referenz</i>	2020 <i>Min. Kosten</i>	2020 <i>Min. Risiko</i>
Kohle	251,0	309,0	137,0	26,0
Öl	500,0	481,0	210,0	177,0
Gas	232,0	287,0	241,0	220,0
Summe fossil	983,0	1077,0	588,0	423,0
Nuklear	124,0	185,0	3,0	0,0
Wasser	45,0	37,0	50,0	50,0
Wind und Solar	0,0	0,0	5,0	40,0
Biomasse	6,0	4,0	13,0	93,0
Summe regenerativ	51,0	41,0	68,0	183,0
<i>Gesamt</i>	1158,0	1303,0	659,0	606,0
% des Basisjahres	100	113	57	52
CO ₂ -Emission (Mio. t)	2297,0	2521,0	1307,0	865,0
% des Basisjahres	100	110	38	57

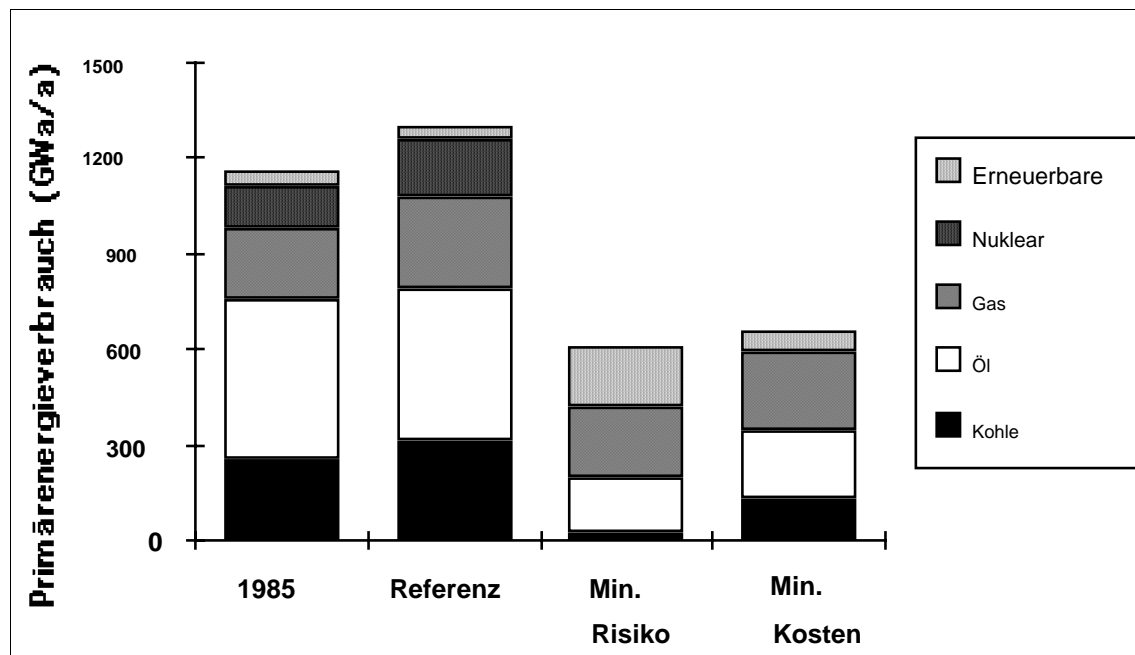


Abbildung 3.8: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in unterschiedlichen Szenarien /IPSEP 1995/

3.2.3. Weltweite Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien

Auch für die globale Ebene liegen heute Energieszenarien vor. Die wohl umfassendsten Analysen sind dabei durch das World Energy Council durchgeführt worden und zuletzt 1995 in Tokyo bzw. 1998 in Houston diskutiert worden (WEC 1995 und WEC 1998/). Traditionell beschreibt die WEC mehrere Energiezukünfte. Die Szenariofamilie A (in der Regel handelt es sich auch innerhalb einer Familie immer um mehrere Szenarien) beschreibt dabei einen stark wachstums- und angebotsorientierten Prozeß. Szenario B wird häufig als Trendszenario aufgefaßt („Business as Usual“), während die Szenarien der C-Familie sog. „ökologisch-getriebene (ecological driven)“ Energiezukünfte beschreiben. In den jüngeren Szenarioarbeiten hat die WEC frühere Fehleinschätzungen bezüglich eines sehr stark anwachsenden Weltprimärenergieverbrauchs stark korrigiert (vgl. **Abbildung 3.9**). Bemerkenswert ist insbesondere, daß 1980 für das Szenario C, also dasjenige mit den geringsten Annahmen über die Energieverbrauchszuwächse, ein höherer Primärenergieverbrauch ermittelt wurde als er real eingetreten ist. Selbst die neuen wachstumsorientierten Szenarien A liegen unterhalb der damals dargestellten Entwicklungsoption. **Abbildung 3.9** ist dementsprechend auch ein Beispiel dafür, daß Szenarioannahmen ständig überprüft und der Realität angepaßt werden müssen.

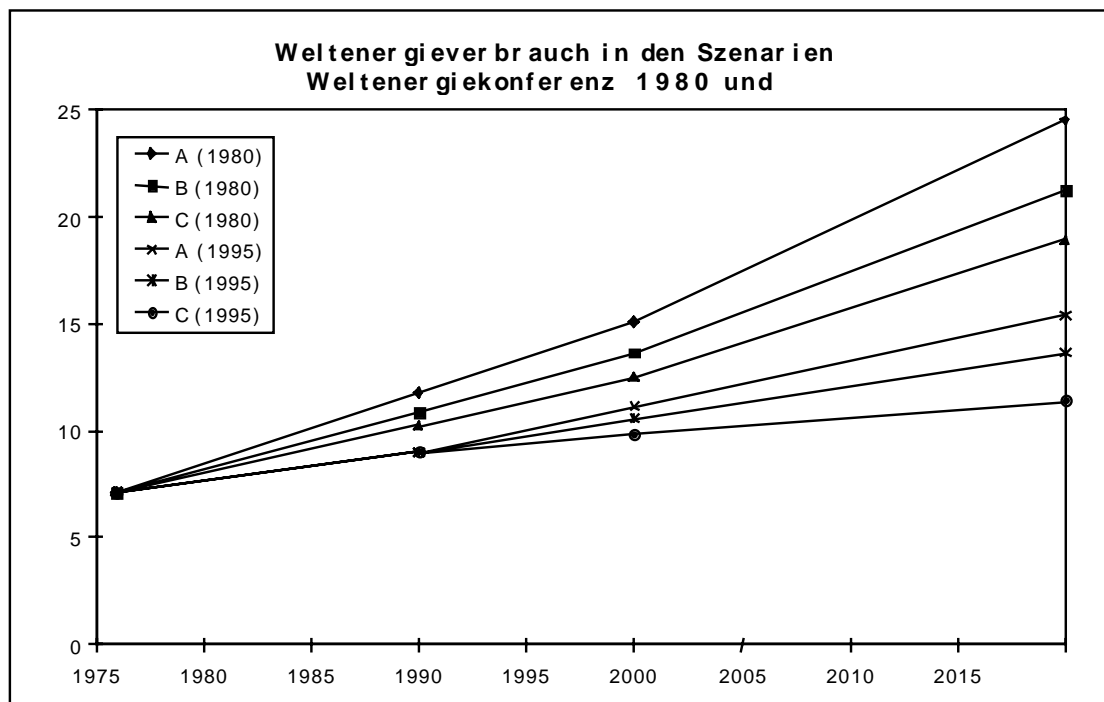


Abbildung 3.9: Weltenergieverbrauch der Szenarien der Weltenergiekonferenzen 1980 und 1995 /WEC 1995/

Neben den Projektionen für die zukünftigen Gesamtenergieverbräuche, die nach **Abbildung 3.9** - je nach Annahmen - deutlich voneinander abweichen, ist auch die Einschätzung über die absolute oder relative Bedeutung einzelner Technologien szenarioabhängig. Sie bestimmt sich sowohl aus den zugrundeliegenden Annahmen als aber auch aus dem gesamtsystemaren Kontext (vgl. /Fischedick 1999/). An Hand von zwei Beispielen soll dies im folgenden verdeutlicht werden. **Abbildung 3.10** zeigt dies beispielhaft für die photovoltaische Stromerzeugung in der zeitlichen Entwicklung ihres Anteils an der gesamten weltweiten Stromerzeugung für die Szenarien A1, B und C1.

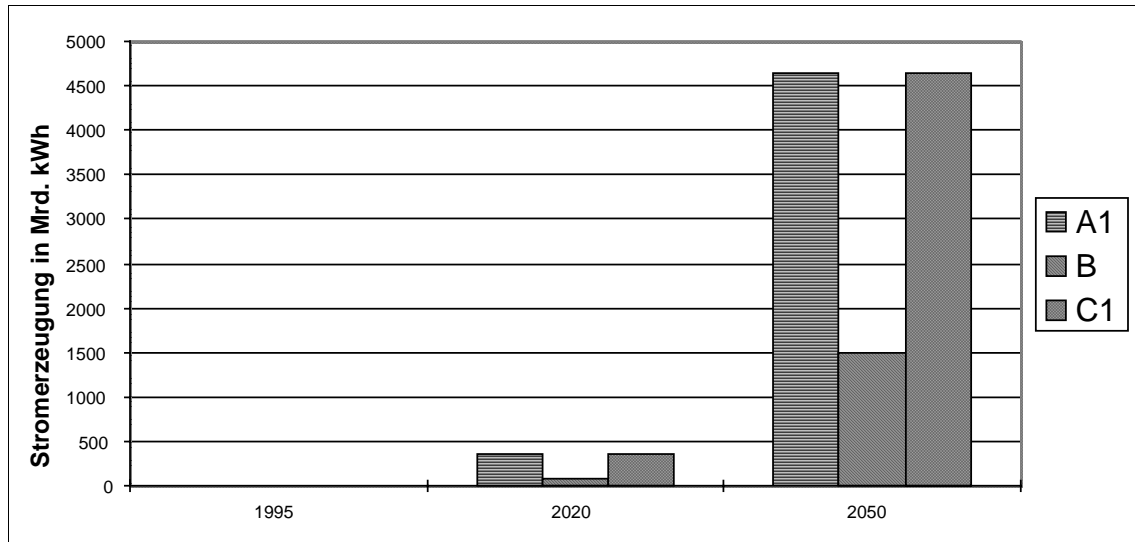


Abbildung 3.10: Weltweite Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung in unterschiedlichen Szenarien der WEC /WEC 1998/

Aus Abbildung 3.10 wird deutlich, daß die photovoltaische Stromerzeugung in allen Entwicklungspfaden stark an Bedeutung gewinnt. Besonders hohe Wachstumsraten sind aber sowohl unter ökologischen Gesichtspunkten (Szenario c1) als auch nachfragebedingt unter stark wachstumsorientierten Verhältnissen (Szenario A1) zu erwarten. Wichtigster Markt in beiden Fällen sind dabei die sog. Entwicklungsländer.

Für die Entwicklung der Biomassestromerzeugung ergibt sich nach Einschätzung der WEC ein etwas anderes Bild (vgl. **Abbildung 3.11**).

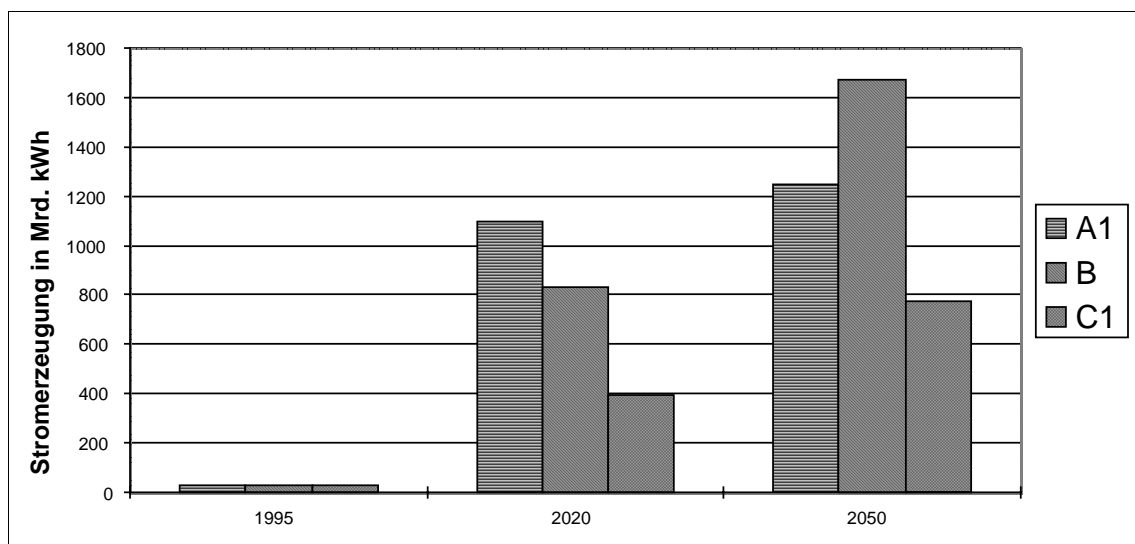


Abbildung 3.11: Weltweite Entwicklung der Biomasse-Stromerzeugung in unterschiedlichen Szenarien der WEC /WEC 1998/

Die Bedeutung der Biomasse zur Stromerzeugung wächst in allen Szenarien zwar deutlich an. Den absolut geringsten Beitrag leistet sie dabei aber im Rahmen des ökologisch bestimmten Szenarios C1. Maßgeblich ist hierfür die Annahme der WEC, daß unter ökologischen Gesichtspunkten der Einsatz von Biomasse als biogener Treibstoff für den Verkehr zweckmäßiger ist. Dies ist eine Annahme die stark umstritten ist, denn dieser Einsatz steht in Konkurrenz zu den Einsatzmöglichkeiten biogener Brennstoffe in Kraftwerken, die benötigt werden, um Schwankungen des Energieangebotes der fluktuierenden Energieerzeugung auf der Basis von Sonnen- und Windenergie auszugleichen. Eigenen Untersuchungen zur Folge könnte die Biomasse unter ökologischen Aspekten im Jahr 2050 einen Beitrag von 3.500 TWh/a zur Stromerzeugung leisten, wenn es bis dahin flächendeckend gelingt, deutlich effizientere und damit energieverbrauchsärmere Kraftfahrzeuge (z. B. Hypercar) auf dem Markt durchzusetzen. Dieses Beispiel zeigt, daß sich technologische Entwicklungen und die sie bestimmenden Randbedingungen gegenseitig wesentlich beeinflussen können bzw. direkt voneinander abhängen.

Die Bedeutung der erneuerbaren Energien im globalen Energiesystem wird aus der Darstellung der Stromerzeugung sowie des Stromerzeugungsmixes deutlich (vgl. **Tabelle 3.14**). Im Vergleich zur Ausgangsbasis des Jahres 1995 verdoppelt (Szenario B, C1) bis verdreifacht (Szenario A1) sich der absolute Beitrag der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020. Im Jahr 2050 liegt die Strombereitstellung durch erneuerbare Energien sogar um bis zum Faktor 6 (Szenario C1) oberhalb des derzeitigen Niveaus. Kurzfristig wird die Wasserkraft auf globaler Ebene den wichtigsten Beitrag leisten müssen, während mittel- bis langfristig die Windenergie und insbesondere auch die Solarenergie (größtenteils im Rahmen von solar home systems) an Bedeutung gewinnt. Biomasse wird nach WEC-Philosophie - wie dargestellt - hauptsächlich zur Bereitstellung biogener Treibstoffe verwendet.

Der Primärenergieverbrauchsanteil der erneuerbaren Energien liegt ausgehend von 14,5 % in 1995 im Jahr 2050 bei 22 % (Szenario B) bzw. 39 % (Szenario C1). Im Vergleich zu anderen Szenarien geht die WEC dementsprechend von eher moderaten Wachstumsraten aus. Shell unterstellt in seinen Szenariorechnungen für das Jahr 2050 beispielsweise einen Anteil erneuerbarer Energien von rund 50 % am Primärenergieverbrauch /Shell 1998/, Johannson geht in seinen globalen Betrachtungen sogar von einem Beitrag von 57,5 % bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts aus /RIGES 1993/.

Mit dem C1-Szenario hat die WEC erstmals einen Entwicklungspfad vorgelegt, der nachweist, daß eine risikominimierende „dauerhafte“ Energiestrategie weltweit möglich ist. Im 21. Jahrhundert können danach sowohl maßgebliche Klimaschutzziele erreicht werden (Begrenzung des Anstiegs der CO₂-Konzentration auf unter 450 ppm und des globalen Temperaturanstiegs auf unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Stand) als auch langfristig (d. h. bis zum Jahr 2100) weltweit auf die Kernenergie verzichtet werden. Allerdings wird eine ausreichende CO₂-Reduktion (um rd.2/3 gegenüber 1990) erst erheblich nach 2050 erreicht; die deutsche Klima-Enquete-Kommission und das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) fordern dagegen bereits bis 2050 eine weltweite CO₂-Reduktion um 50 % /Enquete 1995/. Das langsamere Umsteuern im WEC-Szenario C1 resultiert vor allem aus dem in diesen Rechnungen angenommenen moderaten Anstieg der Energieproduktivität von durchschnittlich 1,4 % p.a., wohingegen die WEC 1992 noch bis zu 2,4 % p.a. für möglich gehalten hatte.

Wesentliche neue Erkenntnisse des WEC liegen vor allem auch in der Bewertung der Investitionskosten und der Realisierungschancen der Szenarien vor. Die kumulierten Investitionskosten des C1-Szenarios liegen für den Zeitraum 1990-2050 um 33 % bzw. um 43 %

unter den entsprechenden Investitionskosten der übrigen risikokumulierenden Szenarien (z.B. Szenarien B und A1¹⁸). Die Investitionen auf der Verbrauchsseite sind allerdings bei keinem Szenario berücksichtigt worden. Sie werden aber aufgrund des relativ höheren Effizienzwachstums in C1 über denen der anderen Szenarien liegen. Andererseits werden dadurch beim Verbraucher auch mehr laufende Energiekosten vermieden. Insgesamt läßt sich daraus ableiten, daß das risikoärmere C1-Szenario auch in wirtschaftlicher Hinsicht gegenüber den aufgezeigten Alternativstrategien (A1, B) vorteilhaft sein kann/dürfte.

Tabelle 3.14: Stromerzeugung sowie Stromerzeugungsmix unterschiedlicher globaler Energieszenarien in TWh/a /WEC 1998/

	WEC A1	WEC B	WEC C1
1995			
fossile Energieträger	7,21	7,21	7,21
Kernenergie	2,06	2,06	2,06
erneuerbare Energien	2,32	2,32	2,32
- Wasser/Geothermie	2,2	2,2	2,2
- Solar	-	-	-
- Wind	-	-	-
- Biomasse/Müll	0,1	0,1	0,1
Summe	11,59	11,59	11,59
CO ₂ -Emissionen (Gt C)	6,3	6,3	6,3
2020			
fossile Energieträger	11,4	10,5	8,5
Kernenergie	4,0	4,0	3,5
erneuerbare Energien	6,6	4,5	4,0
- Wasser/Geothermie	3,5	2,7	3,0
- Solar	0,6	0,3	0,4
- Wind	1,0	0,5	0,4
- Biomasse/Müll	1,5	1,0	0,2
Summe	22,0	19,0	16,0
2050			
fossile Energieträger	13,0	9,0	8,0
Kernenergie	11,5	11,5	2,2
erneuerbare Energien	13,0	10,5	13,8
- Wasser/Geothermie	3,5	4,5	4,6
- Solar	5,7	1,8	5,5
- Wind	2,6	2,5	2,8
- Biomasse/Müll	1,2	1,7	0,9
Summe	37,5	31,0	24,0
CO ₂ -Emissionen (Gt C)	12,0	10,0	5,0

Alle aufgezeigten Entwicklungspfade werden von der WEC für möglich gehalten. In jedem Fall gilt aber, daß die Entwicklungen nicht selbstverständlich eintreten werden, sondern jeweils energiepolitischer Handlungsbedarf besteht. Das WEC hat damit nachdrücklich gezeigt, daß Risikominimierung und Klimaschutz möglich und finanzierbar sind. Die Autoren betonen aber, daß trotz des langen Zeithorizonts die Richtungsentscheidungen für den einzuschlagenden Zukunftspfad **heute notwendig** sind, weil sich die in den Szenarien abgebildeten Strategien in wenigen Jahrzehnten wechselseitig ausschließen und die Kapitalbindungszeiten im Energiesystem in der Regel mehrere Jahrzehnte betragen.

¹⁸ Im Szenario A 1 steigen bis zum Jahr 2050 die CO₂-Emissionen aber um den Faktor Faktor 2 und die Kernenergiekapazität wird mehr als vervierfacht, während beide im Szenario C1 deutlich reduziert werden.

In bezug auf die Bedeutung der KWK im zukünftigen globalen Energiesystem liegen von der WEC keine quantitativen Detailanalysen vor. Vor diesem Hintergrund sind am Wuppertal Institut eigene Abschätzungen durchgeführt worden /Wolters, Fishedick 1999/. Die Untersuchung bezieht sich vor allem auf die langfristige Zeitperspektive und geht davon aus, daß langfristig neben dem Energieeinspareffekt durch die KWK ein zusätzlicher CO₂-Minderungsbeitrag durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger in KWK-Anlagen erfolgen muß. Aufgrund der begrenzten Einsatzgebiete solarthermischer Kraftwerke für die Kraft-Wärme-Kopplung¹⁹ kommt in diesem Zusammenhang vor allem der Biomasse eine wesentliche Bedeutung zu, wenngleich hier natürlich zu beachten ist, daß die Biomassepotentiale insgesamt begrenzt sind und wie bereits dargestellt konkurrierende Einsatzmöglichkeiten bestehen.

Abbildung 3.12 stellt vor diesem Hintergrund die KWK-Stromerzeugung für die verschiedenen im Jahr 2050 im Einsatz befindliche Technologien dar, und zwar aufgeteilt nach den drei maßgeblichen Weltregionen sowie in ihrer Gesamtheit. Diese Werte sind Teilergebnis einer gesamtsystemaren Betrachtung des globalen Energiesystems (vgl. /Hennicke, Lovins 1999/ basierend auf einer Analyse von 16 Weltregionen und 111 detaillierten Länderbetrachtungen mit der Zielrichtung der Beschreibung eines klimaschutzorientierten Entwicklungspfad bis zum Jahr 2050 (Halbierung des CO₂-Ausstoßes). Unter dieser Voraussetzung liegt der Strombereitstellungsbeitrag der KWK mit rund 4.500 TWh/a langfristig um den Faktor 2,25 höher als die heutige weltweite Erzeugung (rund 2000 TWh/a).

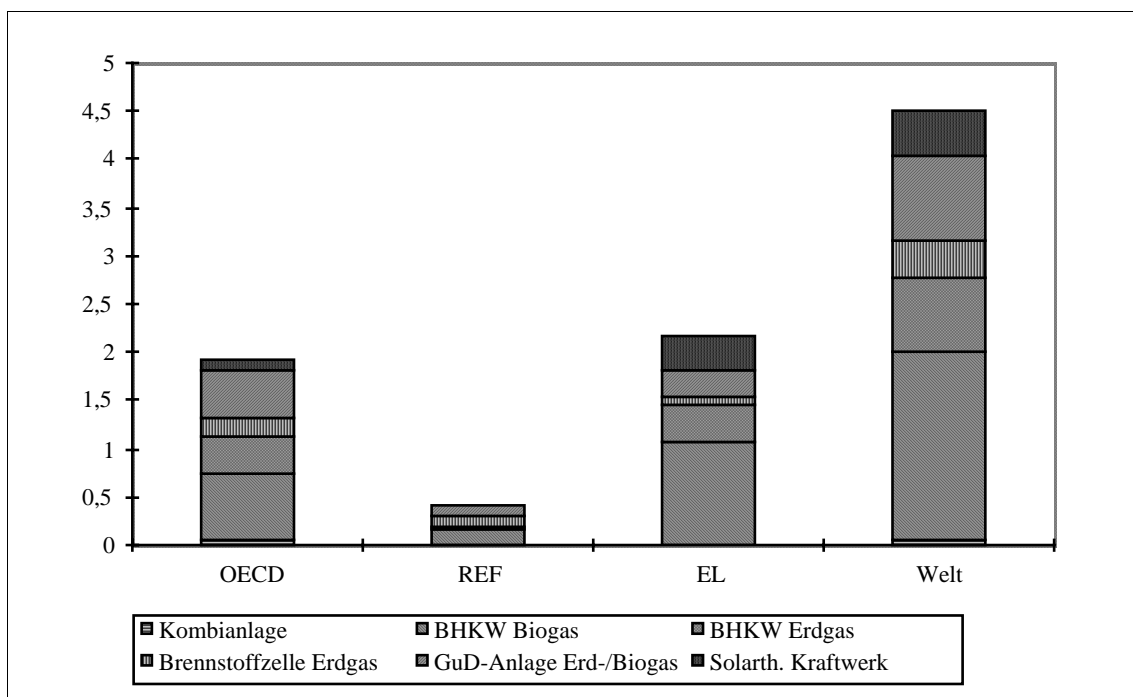


Abbildung 3.12: Stromerzeugung aus KWK nach Weltregionen im Jahr 2050

Hinsichtlich der Interpretation der Abbildung ist zu beachten, daß bei den solarthermischen Kraftwerken eine Unterstützung (Zufeuerung) durch Erdgas unterstellt wurde, wohingegen mittelfristig errichtete Erdgas-GUD-Anlagen in dieser Langfristperspektive zunehmend mit

¹⁹ In der Regel weisen Wärmenachfrage und Solarenergieangebot eine umgekehrt proportionale Korrelation auf. Demgegenüber kann mit solarthermischen Kraftwerken der Bedarf nach Kälteleistung (über Absorptionskältemaschinen) zeitgleich befriedigt werden.

Biogas betrieben werden. Kombianlagen, welche nur noch einen kleinen Beitrag in den OECD Staaten leisten, basieren 2050 auf einer Mischfeuerung von Kohle und Biomasse. Die in Abbildung 3.12 dargestellten Anteile für die Einzeltechnologien sind dabei als ein möglicher Technologiemitmix zu verstehen und hängen sehr stark davon ab, ob die im Rahmen der Untersuchung unterstellten Kostendegressionen erreichbar sind. Deshalb sind grundsätzlich auch andere Kombinationsverhältnisse denkbar. Hinreichend sicher ist aber, daß die KWK unter der zugrundegelegten Zielvorstellung einen Wachstumsmarkt darstellt und hierfür auch neue KWK-Technologien notwendig sind.

Dies gilt auch bereits für das Jahr 2020. Nach gleicher Untersuchung beträgt der Stromerzeugungsbeitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zu diesem Zeitpunkt bereits rund 3.290 TWh, der zu rund 75 % auf gasgefeuerten GUD-Anlagen basiert. Darüber hinaus gewinnen dezentrale KWK-Anlagen (zunehmend auch Brennstoffzellen) vermehrt an Bedeutung). Besonders hohe Wachstumsraten sind in dieser mittelfristigen Zeitperspektive besonders in den OECD-Ländern zu erwarten, während danach weitere Ausbaumöglichkeiten der KWK verstärkt durch Einsparbemühungen im Raum- und Prozeßwärmebereich kompensiert werden. Dabei wird unterstellt, daß etwa Niedrigenergie- und Passivhäuser in wenigen Jahrzehnten standardmäßig und flächendeckend errichtet werden.

Für die OECD-Staaten bedeuten die Zielsetzung Klimaschutz, daß die technischen Potentiale zu rund der Hälfte erschlossen werden müssen. Im Jahr 2050 werden 32 % der Stromerzeugung in KWK erfolgen und ein Anteil von 12 % der Wärmebereitstellung in Koppelproduktion realisiert werden können. Die Werte für die Reformstaaten liegen in ähnlicher Größenordnung (Anteil von 35 % am Strom- und von 11 % am Wärmemarkt). Dagegen sind die resultierenden Anteile in den Entwicklungsländern deutlich niedriger (22 % und 9 %). Dennoch erfolgt auch in den Entwicklungsländern vor allem zwischen 2020 und 2050 ein deutlicher Anstieg der KWK gegenüber den heutigen Verhältnissen. Für alle Weltregionen liegen aber trotzdem auch dann noch weitere, noch nicht ausgeschöpfte technische KWK-Potentiale in ähnlicher Größe vor.

Nicht nur durch eine zusätzliche Wärmeauskopplung bei der Stromerzeugung, sondern auch durch eine weitere Umwandlung der anfallenden Wärme in Kälte kann Energie eingespart werden. Dies ist von großer Bedeutung, da gerade Kälteanwendungen (z. B. Klimatisierung) weltweit stetig zunehmen. In den USA z. B. nutzen bereits zwei Drittel aller Haushalte eine Klimaanlage und verbrauchen dafür mit 1.600 kWh pro Gerät bereits mehr Strom als für den Kühlschrank. Aus klimatischen Gründen könnte auch in Entwicklungsländern in Zukunft ein sehr hoher Bedarf für Raumkühlung entstehen. Die hierdurch entstehende zusätzliche Nachfrage sollte möglichst in Kraft-Kälte-Kopplung mittels Absorptionskälteanlagen oder zentral betriebenen Kompressionskälteanlagen gedeckt werden, um die ökologischen Nebeneffekte in Grenzen zu halten. Ähnlich wie bei der Raumwärme kann man auch hier über Gradtage, in diesem Fall über Kühlgradtage, errechnen, wieviel Energie benötigt wird, um alle Gebäude in Entwicklungsländern auf eine angenehme Raumtemperatur zu kühlen. Kurzfristig ist eine Klimatisierung aller Gebäude zwar nicht zu erreichen, im Zeitraum von über 50 Jahren ist dies aber grundsätzlich möglich.

Exkurs zur Kälteerzeugung: Vergleichbar der Raumwärme bestehen auch im Bereich der Raumkälte, also in Klimaregionen mit hohen durchschnittlichen Umgebungstemperaturen, unterschiedliche Möglichkeiten durch eine energetische Optimierung von Lage, Form und Bauweise einem rapide ansteigenden Klimatisierungsbedarf entgegenzuwirken. In der Nähe von Sacramento beispielsweise wurde ein Passivhaus für tropische Regionen gebaut, welches bei Umgebungstemperaturen von 40 bis 45 °C und hoher Luftfeuchtigkeit gänzlich ohne aktives Kühlsystem auskommt, ein angenehmes Raumklima schafft und wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Unter den Bedingungen einer zukunftsfähigen Entwicklung werden diese Möglichkeiten analog zu den oben genannten Wärmeoptimierungspotentialen ausge-

schöpft, so daß auch hier mittelfristig durchschnittlich ein Niedrigenergiestandard erreicht wird.

Aufgrund der Einkommensstruktur in Entwicklungsländern spielen Klimaanlage heute nur eine untergeordnete Rolle. Weniger als 2 Prozent der Haushalte können sich überhaupt eine solche leisten. Selbst bei einer erhofften „nachholenden“ Entwicklung werden voraussichtlich auch im Jahre 2050 Kühlungen nur für etwa 10 % dieser Bevölkerungsgruppe finanzierbar sein.

Vor diesem Hintergrund sind in **Tabelle 3.15** die absoluten Werte für den weltweiten Kälte- und Wärmebedarf in der zeitlichen Entwicklung nach Regionen dargestellt. Aufgrund der unzureichenden Datenbasis können für den heutigen Nutzungsstand keine exakten Zahlen angegeben werden. Aus dieser Gegenüberstellung läßt sich erkennen, daß trotz des unterstellten massiven Anstiegs die Raumkühlung auch langfristig einen deutlich kleineren Energieverbrauch verursachen wird als die Wärmebereitstellung. Unter technischen Gesichtspunkten läßt sich dieser Kältebedarf vollständig mittels KW(K)K-Anlagen bereitstellen. Nach den eigenen Analysen werden diese Potentiale jedoch aufgrund der Berücksichtigung von Hemmnissen und zusätzlichen Plausibilitätsbetrachtungen selbst langfristig nur zu 60 % erschöpft werden können.

Bei der Bestimmung des Kältebedarfs ist der Industriesektor nicht enthalten. Aufgrund einer nicht ausreichenden Datenbasis wurden hier keine Potentiale ermittelt. Daher ist noch mit einer deutlichen Steigerung von Kältepotentialen zu rechnen, wenn diese auch hier im Vergleich zur Wärme weiterhin gering bleiben dürften. Weitere Untersuchungen sollten an dieser Stelle angeschlossen werden.

Tabelle 3.15: Kälte- und Wärmebedarf (jeweils eigene Berechnungen)

	1995	2020	2050
Kältebedarf (ohne Industrie) in PJ/a			
OECD	-	1,4	600
REF	-	0,1	20
DC	-	4,8	1.200
Wärmebedarf in PJ/a			
OECD	15.200	17.000	51.500
REF	12.900	12.300	15.000
DC	7.400	19.400	98.700

3.2.4. Energiewirtschaftliche Bewertung der Szenarioanalysen

Alle vorliegenden Energieszenarien zeigen für die globale, europäische und nationale Ebene übereinstimmend, daß für die Realisierung einer ausreichenden CO₂-Minderung - unabhängig von anderen energiepolitischen Zielsetzungen - die Stärkung der drei strategischen Klimaschutzelemente Rationelle Energieanwendung (Energiesparen), Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung maßgeblich ist. Dies gilt insbesondere für Deutschland mit den hier zugrunde zu legenden international hohen Klimaschutzziele (Selbstverpflichtungsziel 25 % bis 2005; 21 % bis 2008 bis 2012 gemäß der Kyoto-Vereinbarungen sowie 50 % bis 2020 und 80 % bis 2050 im Rahmen der Empfehlungen der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“). Diese sind nur zu erreichen, wenn der rationelleren Energienutzung Vorrang eingeräumt, der Marktanteil von Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung in der Industrie und in den Kommunen erheblich ausgeweitet und die Restenergiebedarfsdeckung durch erneuerbare Energien stufenweise angehoben wird.

Unstrittig ist darüber hinaus: Der Ausstieg aus der Kernenergie, wie er in Deutschland politisch angestrebt wird, wird erhebliche zusätzliche CO₂-Emissionen verursachen, sofern parallel dazu nicht eine Innovations- und Investitionsdynamik für klimaverträgliche Alternativen induziert und eine energiepolitischen Offensive zur Effizienzsteigerung und Markteinführung von erneuerbaren Energien begonnen wird.

Nationale Szenarioanalysen zeigen dabei insbesondere, daß ein Verzicht auf die Kernenergie, wie er derzeit in der Energiepolitik diskutiert wird, und eine mittelfristige CO₂-Reduktion (25 %: 2005; 50 %: 2020) nur vereinbar sind, wenn die durchschnittliche Steigerungsrate der Energieeffizienz pro Jahr etwa verdoppelt wird. Bei einem Ausstieg bis 2010 müssen zur Sicherung der Klimaschutzziele aber nicht nur etwa 10 % Strom eingespart werden, sondern gleichzeitig die KWK-Kapazitäten (vor allem Gas-GuD-Kraftwerke) und der Mix aus erneuerbaren Energien (insbesondere Wind, Biomasse) mehr als verdoppelt werden /Henricke, Fischeidick 1998/. Die Notwendigkeit der forcierten Markteinführung von Rationeller Energieanwendung, erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung liegt dabei bereits durch die Klimaschutzziele fest, und zwar relativ unabhängig davon, wann das letzte Kernkraftwerk außer Betrieb geht Grundsätzlich müssen also ein „Vorrang der Energieeinsparung vor der Erzeugung“ und die „Beschleunigte Markteinführung von Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung und erneuerbaren Energien“ aus Klimaschutzgründen ohne Zeitverlust und in wirksamer Form in die Praxis umgesetzt werden.

Unter diesen Voraussetzungen sollten folgende energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2010 vereinbart werden, um - unabhängig von der Frage der weiteren Nutzung der Kernenergie - den Klimaschutzziele gerecht zu werden: und um die Handlungsspielräume für die Neugestaltung der Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten substantiell zu erweitern

- Wachstum der Energieproduktivität pro Jahr um etwa 3 % (von bisher etwa 1,7 % p.a.)
- Mindestens Verdopplung der industriellen und kommunalen Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung
- Mindestens Verdopplung, besser Verdreifachung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien

Diese Eckpunkte können als energiepolitische Orientierungsmarken verstanden werden, die sich an alle gesellschaftlich relevanten Akteursgruppen richten, und nicht als verbindliche Planvorgaben. Aufgabe der Energiepolitik ist es, auf allen staatlichen Ebenen durch einen marktkonformen und konsistenten Politikansatz und förderliche Rahmenbedingungen eine wirtschafts- und sozialverträgliche Entwicklung in Richtung dieser Zielsetzungen einzuleiten und längerfristig abzusichern. Der Bundesenergiepolitik kommt dabei eine besondere Verantwortung zu. Ein Bündel von freiwilligen Vereinbarungen mit wirtschaftlichen Hauptakteuren, wie sie etwa in den Niederlanden oder in Dänemark praktiziert werden, kann darüber hinaus für eine erfolgreiche Umsetzung sehr hilfreich sein. Die Formulierung eines derartigen Maßnahmenbündels ist Inhalt der Kapitel 5, 6 und 7.

3.3. Literatur zum Kapitel 3

- | | |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Altner u.a.1995 | G. Altner, H.P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch. „Zukünftige Energiepolitik - Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen.“ Economica-Verlag, Bonn, 1995 |
| Altner u.a. 1998 | G. Altner, H.P. Dürr, G. Michelsen. „Zukünftige Energiepolitik, Phase II: Handlungsprogramm, Juni 1998 |

- Atlas 1998 ATLAS-Projekt im Rahmen des Thermie-Programms der EU, Berichtsteil „Renewable Energy Technologies“ Brüssel 1998
- BINE 1998 BINE-Projekt Info-Service „Erneuerbare Energien in Deutschland“, Nr.5/Sept. 1998, Bonn, ISSN 0937-8367
- BMWi 1994 BMWi-Dokumentation Nr. 361 „Energieeinsparung und erneuerbare Energien“. Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn, Dez. 1994
- Brussels 1999 Challenges and Uncertainties for Energy Analysis, Internationale Konferenz, Brussels, 1999
- DEWI 1997 K. Rehfeldt, B. Schwenk. Wo bleibt die Kostenreduktion durch die MW-Klasse? DEWI Magazin Nr. 10, Feb. 1997, S. 63-70
- DG XVII 1996 Generaldirektion Energie DG XVII, Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020 - Ein Szenario-Ansatz, Europäische Kommission, Brüssel, 1996
- DG XVII 1997 Generaldirektion Energie DG XVII, 1997 - Annual Energy Review, Europäische Kommission, Brüssel, 1997
- Dienhart 1995 H. Dienhart. Potentiale und Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien in der Region Stuttgart. DLR-STB-Bericht Nr. 12, Mai 1997
- DIW 1995 J. Diekmann u.a. Abschlußbericht zum Projekt IKARUS, Teilprojekt 3: Primärenergie; Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen. Dt. Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, März 1995
- Enquête 1995 Energie und Klima, Endbericht der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages, Economica Verlag, Bonn, 1995
- ET 1998 S. Semke, P. Markewitz. Kosten und Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland. Energiewirtschaftl. Tagesfragen 48 (1998), Heft 11, S. 713-717
- Fischedick 1995 M. Fischedick. Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen. Forschungsbericht Band 20, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Univ. Stuttgart. Dez. 1995
- Fischedick 1999 M. Fischedick, D. Wolters. Globale Energieszenarien als Basis für die Marktanalyse von Zukunftstechnologien, VDI-Berichte 1457, Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999
- Fischer 1997 M. Fischer, J. Nitsch, W. Schnurnberger: „Technischer Stand und wirtschaftliches Potential der Brennstoffzellen-Technologie im internationalen Vergleich“. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Dt. Bundestag. Stuttgart, März 1997

- Güstrow 1993 H. Klaiß, O. Langniß, J. Nitsch. Umweltverträgliches und zukunftsorientiertes Energiekonzept für die Stadt Güstrow. Gutachten im Auftrag der Stadtwerke Güstrow in Zusammenarbeit mit TÜV Bayern Sachsen, Stuttgart, München, August 1993
- 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
- Hennicke, Fishedick 1998 P. Hennicke, M. Fishedick. Kurzfristiger Kernenergieausstieg und Klimaschutz - Anmerkungen und Hintergründe-, Studie im Auftrag der Redaktion GLOBUS des Westdeutschen Rundfunks, Wuppertal, 1998
- Hennicke, Lovins 1999 P. Hennicke, A. Lovins. The „Factor-4“-Strategy for the world, zur Veröffentlichung vorgesehen im Campus Verlag, 1999
- IMA 1997 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Umweltpolitik, Beschluß der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm der Bundesrepublik Deutschland auf der Basis des vierten Berichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe CO₂-Reduktion (IMA), Bonn, 1997
- IPSEP 1995 F. Krause et al: Energy Policy in the Greenhouse. Volume II, Cutting Carbon Emissions: Burden or Benefit? The Economics of Energy Taxes and Regulatory Reforms on Climate, Growth and Jobs, Executive Summary, IPSEP 1995 und mehrere hierzu erschienene Einzelbände des IPSEP-Projekts 1995
- ISI/Siemens 1997 E. Tönsing u.a., Energieszenarien mit reduzierten CO₂-Emissionen bis 2050, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (42), Heft 8, S. 474 ff, 1997
- Kaltschmitt 1998 M. Kaltschmitt, H. Hartmann „Regenerative Energien in Deutschland - Ein Markt mit Zukunft.“ VDI-Bericht Nr. 1406. S. 17-53, Tagung Potsdam 23./24.6.1998
- Kaltschmitt/Wiese 1997 M. Kaltschmitt, A. Wiese. Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage, 1997, (auch 1. Auflage 1993)
- KfA 1997 G. Stein, B. Strobel (Hrsg.). Politikszenarien für den Klimaschutz, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Band 5, Jülich, 1997
- Klaiß/Staiß 1992 H. Klaiß, F. Staiß (Hrsg.) „Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum“. Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin, 2 Bände 1992
- Krawiec 1979 F. Krawiec, T. Flain. Solar Cost-Reduction through Technical Improvements: The Concepts of Learning and Experience. Solar Energy Research Institute SERI/RR-52-173, Golden, CO, 1979

- 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 Niedersächsische Energieagentur, 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
- Mackay 1998 R.M. Mackay, S.D. Probert. Likely Market-penetrations of Renewable-energy Technologies. Applied Energy, Vol 59, No.1, pp 1-38, 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
- Nast 1998 M. Nast. Markt- und Kostenentwicklung auf dem Solarthermiemarkt in Deutschland. 5. Fachkongreß „renergie 98“, Hamm. Tagungsband. S. 223-230, 1998
- Nitsch 1997a J. Nitsch, O. Langniß. Kosten und Märkte regenerativer Energieanlagen. VDI-Bericht 1361. S. 3-28. VDI-Verlag Düsseldorf, 1997
- Nitsch 1997b J. Nitsch. Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energien in Städten. Beitrag zum Sonderheft der Baukammer Berlin über Solarenergie, Berlin, Aug. 1997
- Nitsch 1998a J. Nitsch, J. Luther u.a. Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Freiburg, Stuttgart, März 1998
- Nitsch 1998b J. Nitsch. Probleme der Langfristkostenschätzung - Beispiel Regenerative Energien. Manuskript, Workshop des Umweltbundesamtes. „Energiesparen - Klimaschutz der sich rechnet.“ Rotenburg an der Fulda, 8./9. Okt. 1998
- Nitsch,Dienhart 1996 J. Nitsch, H. Dienhart. Kombinierte Wärme- und Stromerzeugung aus Biomasse und kommunalen Abfällen. Tagungsbericht zum 1. Europ. Kongress: Erneuerbare Energien für Regionen und Städte, Ulm 1996
- Nitsch/Luther 1990 J. Nitsch, J. Luther. „Energieversorgung der Zukunft.“ Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin, 1990

- Nitsch, Luther 1997 O. Langniß, J. Luther, J. Nitsch, E. Wiemken. Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - ein solares Langfristszenario für Deutschland, DLR Stuttgart, Fraunhofer Institut ISE Freiburg, Stuttgart, Freiburg, 1997
- Poetzsch 1998 S. Poetzsch. Aspekte der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen. Diplomarbeit, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Berlin April 1998
- Prognos 1995 Prognos AG, Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020, Basel, 1995
- Prognos 1998 Zwischenbericht „Möglichkeiten der Marktanzreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen“. Im Auftrag des BMWI, Bonn Oktober 1998
- PV 1996 Photovoltaics in 2010. Investigation of the European Photovoltaic Industry Ass. (EPIA). EU Commission, Directorate-General for Energy. Brussels 1996
- RIGES 1993 T.B. Johannson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, R.H. Williams. Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity, Washington Island Press, 1993
- Rogner 1996 H.H.. Rogner. Hydrogen Technologies and the Technology Learning Curve. Institute for Integrated Energy Systems, University of Victoria, Victoria, B.C., Canada 1996
- RWI/ifo 1996 Rheinisch Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Institut für Wirtschaftsforschung (ifo), Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien, Essen, München, 1996
- Shell 1995 „Energie im 21. Jahrhundert.“ Studie der Shell-AG Hamburg, aktuelle Wirtschaftsanalysen 5, Heft 25 (1995)
- Shell 1998 F. Vahrenholt. Globale Marktpotentiale für erneuerbarer Energien, Hamburg, 1998
- Staiß 1998a F. Staiß, G. Hille. Nutzungsperspektiven der Photovoltaik in industrialisierten Ländern. Manuskript zur Jahrestagung Forschungsverbund Sonnenenergie Bonn, Sept. 1998. ZSW Stuttgart 1998
- Staiß 1998b F. Staiß, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart. Persönliche Mitteilung 22.9.1998
- Stromthemen 1999 Mehr Strom aus erneuerbaren Energien, Stromthemen, Nr. 3, 1999
- TERES 1997 McChesney et al. The European Renewable Energy Study, Study prepared for the EU-Altener-Program, Wiltshire, 1997
- Trieb 1998 F. Trieb, J. Nitsch u.a. Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48 (1998), Heft 6, S. 392-397

- VDEW 1995 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW). Erklärung der VDEW zum Klimaschutz, Frankfurt, 1995
- 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 Weltenergieerates. Düsseldorf 1998
- Wegener 1994 G. Wegener, A. Frühwald. Das CO₂-Minderungspotential durch Holznutzung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 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
- Wintzer 1993 D. Wintzer u.a. Technikfolgenabschätzung zum Thema Nachwachsende Rohstoffe. Schriftenreihe des BM für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. Landwirtschaftsverlag Münster, 1993
- Wolters 1999a D. Wolters. Bioenergie aus ökologischem Landbau. Möglichkeiten und Potentiale. Wuppertal Papers Nr. 91, Februar 1999
- Wolters 1999b D. Wolters, M. Fishedick. Beitrag der KW(K)K im internationalen Rahmen - Potentiale und reale Möglichkeiten, zur Veröffentlichung vorgesehen in: Fernwärme International, 1999
- Wuppertal Institut 1998 Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz, Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes Nordrhein-Westfalen, Wuppertal Institut, 1998

4. Trendentwicklung der Energieversorgung in Deutschland und Strukturierung der Zielvorgaben für erneuerbare Energien bis zum Jahr 2010

4.1. Trendentwicklung der Energieversorgung

Um die angestrebte deutliche Erhöhung des Beitrags erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 hinsichtlich der dazu zusätzlich erforderlichen Instrumente, Maßnahmen und Fördermittel bewerten zu können, bedarf es eines Vergleichsmaßstabs. Dieser Maßstab stellt eine „Trendfortschreibung“ der Energieversorgung dar, welche die Entwicklung dieser Energien unter Business as usual-Bedingungen wiedergibt, also die vermuteten „autonomen“ Veränderungen unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen beschreibt. Um zu möglichst präzisen Aussagen hinsichtlich dieser Entwicklung zu gelangen, sollte die Trendentwicklung die aktuellen Entwicklung im Bereich der Energieversorgung berücksichtigen, also insbesondere die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, die sehr niedrigen Energiepreise sowie die jüngsten Beschlüsse der Bundesregierung zum beabsichtigten Ausstieg aus der Kernenergie und zu Erhebung einer Energiesteuer sowie das Anfang 1999 in Kraft getretene 100.000-Dächer-PV-Programm. Weiterhin sollen die derzeit akzeptierten Abschätzungen über die demographische und ökonomische Entwicklung Deutschlands berücksichtigt werden, um ein für alle Akteure konsensfähiges Referenzszenario zu erhalten.

Im Rahmen dieser Untersuchung ist nicht vorgesehen, ein komplettes eigenständiges Referenzszenario zu entwerfen. Detailliert werden lediglich die Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien abgeschätzt. Diese sind jedoch in ein konsistentes Szenario der gesamten Energieversorgung einzubetten. Dafür wurden Szenarien aus folgenden Untersuchungen auf ihre Brauchbarkeit für eine aktuelle Referenzentwicklung bis zum Jahr 2010 untersucht (vgl. auch Kapitel 3.2):

- „Zukünftige Energiepolitik-Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen“, Gruppe **Energie 2010 (1995)**
- „Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂- Minderungsstrategien“ **RWI/IfO (1996)**
- „Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa-Perspektiven bis zum Jahr 2020“ (Energieraport II) **Prognos (1995)**
- „Politiksznarien für den Klimaschutz“ **IKARUS (1997)**
- „Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz“ **Wuppertal (1998)**
- „Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt“ (eine Trendskeizze) **Prognos (1998)**

4.1.1. Die wichtigsten Eckdaten

Eine Übersicht über die wichtigsten den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen bestimmenden Eckdaten der Szenarien sowie über die energetischen Basisdaten des Jahres 2010 im Vergleich zum Ist-Zustand 1997 zeigt **Tabelle 4.1**. Für die Auswahl des Referenzszenarios sind Aktualität, Detaillierungsgrad und Zeithorizont des Szenarios die wichtigsten Kriterien. Aus ersterem Grunde sind die Untersuchungen /IKARUS 1997/ und /Energie 2010 1995/ nur noch von begrenzter Aussagekraft. IKARUS benutzt das Bezugsjahr 1989 der Zeithorizont beschränkt sich auf das Jahr 2005. Das Referenzszenario aus Energie 2010 greift, mit geringen Modifikationen, auf die Annahmen der Enquete- Kommission „Schutz der Erdatmo-

sphäre“ mit dem Basisjahr 1990 zurück. Dementsprechend ist dort ein relativ hohes Wirtschaftswachstum von 2,8 %/a bis 2010 unterstellt, welches sich so bisher nicht bestätigt hat und auch für die nächste Zukunft als zu hoch angesehen werden muß. Die Eckdaten des Referenzszenarios der Untersuchung von RWI/IFO zeichnen sich durch ein aus heutiger Sicht realitätsnahes mittleres Wirtschaftswachstum von knapp 2 %/a und einen bereits vorsichtigeren Anstieg des Rohölpreises aus. Bevölkerung und Anzahl der Haushalte und Wohnungen sind demgegenüber im Vergleich zu anderen Szenarien relativ hoch angesetzt. Ausgangspunkt für die Ermittlung von zukünftigem Energieverbrauch und CO₂-Emissionen sind die bis 1992 in Kraft getretenen gesetzlichen Regelungen und Fördermaßnahmen. Damit kann auch dieses Szenario hinsichtlich einer möglichst aktuellen Ausgangssituation als überholt gelten. Das detaillierte und differenziert vorliegende Referenzszenario des Energie-reports II /Prognos 1995/ konnte zum Erscheinungszeitpunkt im Oktober 1995 als allgemein akzeptierte Basis der zu erwartenden zukünftigen Entwicklung auf den Energiemärkten gelten. Allerdings erforderten die seither eingetretenen, teilweise deutlichen Veränderungen der demographischen und ökonomischen Rahmenbedingungen (Zuwanderung, Krisen in Asien, Lateinamerika und Rußland, Rezessionen in Japan und anderen asiatischen Staaten, geringeres Wachstum der deutschen Volkswirtschaft, Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, Verfall der Energiepreise u.a.) eine Überarbeitung und Aktualisierung des Datengerüsts. Dies ist in zwei Untersuchungen geschehen; zum einen in der Studie des Wuppertal-Instituts vom Juli 1998 /Wuppertal 1998/, zum anderen von Prognos selbst - wenn auch noch unvollständig - in der seit Oktober 1998 vorliegenden Trends-kizze /Prognos 1998/.

Im Wuppertal-Szenario wurden die Bevölkerungs- und Verkehrsentwicklung, ebenso die Annahmen zur Entwicklung der Haushaltsgröße und der Energieträgerpreise vom Energie-report II übernommen. Die Modifizierungen ergaben sich insbesondere aus der Berücksichtigung folgender seit 1995 veränderter Rahmenbedingungen

- geringeres Wirtschaftswachstum,
- Verstärkt einsetzende Liberalisierungstendenzen,
- ein langsamerer Anstieg der Ausstattungsrate mit Haushaltsgeräten sowie Rückgang von Nachtspeicherheizungen,
- höhere energetische Anforderungen bei der Wohnungsbauförderung; Verschärfung der Wärmeschutzverordnung,
- die beschlossene Reduzierung der Steinkohlesubventionen.

Hinsichtlich der Stromerzeugungsstruktur wird in der hier diskutierten Variante des Referenzszenarios von einem im wesentlichen konstanten Einsatz der Kernenergie ausgegangen, wie er auch in /Prognos 1995/ unterstellt wurde. Hinsichtlich der Entwicklung der Energiepreise lehnt sich das Wuppertal-Szenario ebenfalls an /Prognos 1995/ an.

Tabelle 4.1: Vergleich der Daten des Jahres 2010 in verschiedenen Trendszenarien

Untersuchung Zeitpunkt der Erstellung	Ist 1997	Energie 2010 1995	RWi/Ifo 1996	Prognos 1995	Wuppertal 1998	Prognos 1998
Kenndaten						
Bevölkerung (Mio)	82,1	80,3	84,2	81,8	81,8	82,6
Haushalte (Mio)	37,7	36,2	41,1	37,8	37,8	39,1
Wohnungen (Mio)	36,5	36,8	39,1	40,5	40,5	39,9
Wohnfläche (Mio m ²)	3180	3211		3691	3691	3720
Beh. Nutzfläche (Mio m ²)	1270	1340				
BIP (Mrd.DM, Preise 1991)	3121	4487	3950	4432	3950	4059
PKW (Mio)	41,4	45,5	47,5	49,0	49,0	48,9
Pers.verkehr (Mrd Pkm)	930	1194	1136	1145	1145	1150 **)
Güterverkehr (Mrd. tkm)	430	531	526	610	610	550 **)
Rohölpreis (US-\$/bbl; 1990)	15	27	23	18	18	15,3
Pers./Haushalt	2,18	2,22	2,05	2,16	2,16	2,11
Wohnfl/Kopf (m ²)	38,7	40,0	-	45,1	45,1	45,0
Wohnfl/Wohn. (m ²)	87,1	87,3	-	91,1	91,1	93,2
PKW/Haushalt	1,10	1,26	1,16	1,30	1,30	1,25
BIP/Kopf (DM, 1991)	38015	55878	46912	54181	48289	49140
BIP-Wachst. 97-2010 (%/a)		2,8	1,8	2,7	1,8	2,0
Energieverbräuche						
Primärenergie (PJ/a)*	14505	14272	14100	14551	13616	14230
Endenergie (PJ/a)	9468	9422	9270	9657	9043	9341
-davon Strom (PJ/a)	1662	1831	1734	1863	1644	1852
Primärenergiestruktur						
Steinkohlen	2043	2002		2076	1714	1808
Braunkohlen	1591	1497		1532	1253	1510
Mineralöl	5743	5572		5807	5543	5456
Gase	3010	2780		3168	3039	3361
Kernenergie*)	1858	1762		1500	1580	1786
Wasserkraft, Wind, PV*)	79	135		96	110	140
Sonstige (übrig.REG, Müll.)	190	284		215	200	255
Stromimport	-9	240		157	177	-86
CO2- Emiss. (Mio t/a)	863	880	929	897	789	853
Energieintensitäten						
PEV/BIP (GJ/1000 DM)	4,648	3,181	3,570	3,283	3,447	3,506
END/BIP (GJ/1000 DM)	3,034	2,100	2,347	2,179	2,289	2,301
STROM/BIP (GJ/1000DM)	0,533	0,408	0,439	0,420	0,416	0,456
PEV/BIP (1997= 100)	100,0	68,4	76,8	70,6	74,2	75,4
END/BIP (1997= 100)	100,0	69,2	77,4	71,8	75,5	75,9
STROM/BIP (1997= 100)	100,0	76,6	82,4	78,9	78,2	85,7
PEV/Kopf (GJ/a)	176,7	177,7	167,5	177,9	166,5	172,3
END/Kopf (GJ/a)	115,3	117,3	110,1	118,1	110,6	113,1
STROM/Kopf (GJ/a)	20,2	22,8	20,6	22,8	20,1	22,4
Angaben zum Referenzszenario nach IKARUS nur für das Jahr 2005 verfügbar.						
*) Nach Wirkungsgradansatz bestimmt; entsprechende Korrektur des Primärenergieverbrauchs bei einigen Untersuchungen (Kernenergie 33%; Wasser-, Wind-, PV-Strom 100%)						
**) aus Angaben im Text abgeschätzt						

c:\lba\vergl.wk3; 28.1.99

Mit /Prognos 1998/ liegt die derzeit aktuellste Abschätzung der zukünftigen Trendentwicklung vor, die neben den deutlich veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auch bereits versucht, die möglichen Auswirkungen der Koalitionsvereinbarungen der neuen Bundesregierung in ihre Überlegungen einzubeziehen. Sie ist, wie die Autoren betonen, noch keine bis ins Detail durchgerechnetes Trendszenario. Dieses wird erst im Herbst 1999 erscheinen. Die „Skizze“ enthält jedoch eine „erste plausible (...) und grobe Einschätzung der künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung Deutschlands“¹ auf der Basis der aktuellsten Entwicklungen. Folgende „als sicher geltende“ Tendenzen liegen der Abschätzung zugrunde:

- „Begrenzungen bei den verfügbaren Reserven an nichterneuerbaren Energien (Kohle, Erdöl, Erdgas) werden innerhalb des betrachteten Zeitraums nicht gesehen, Begrenzungen des Wachstums werden davon nicht ausgehen.
- Die unter dem Aspekt des Umweltschutz und einer nachhaltigen Entwicklung an die Energiewirtschaft herangetragenen Forderungen werden weiter an Bedeutung gewinnen.
- Die Strommarktliberalisierung wird zu einer Neugewichtung energiepolitischer Argumente führen. Anders als in der Vergangenheit, in der die energiepolitische Diskussion hinsichtlich der Stromerzeugung durch verschiedene Zielsetzungen (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit, Durchmischung, Importunabhängigkeit) geprägt war, werden für die künftige Stromerzeugung und -verteilung ökonomische Überlegungen eine dominante Rolle spielen. In den Bau von Kraftwerkstypen, die sich nicht rechnen, wird nur noch investiert werden, wenn durch - wie auch immer begründete - Subventionen Kostengleichheit gegenüber preiswerteren Alternativen hergestellt wird.“²

Kennzeichnend für die wichtigsten Eckdaten (Tabelle 4.1, letzte Spalte) sind vor allem das abgeschwächte mittlere Wirtschaftswachstum von 2 %/a bis zum Jahr 2010, eine höhere Bevölkerung als in /Prognos 1995/ und somit ein geringerer Anstieg des Pro-Kopf-Einkommens. Die Personenverkehrsleistung wird von /Prognos 1995/ unverändert übernommen, während der Zuwachs der Güterverkehrsleistung um ca. 10 % geringer ausfällt. Deutlich niedriger setzt die Trendskeizze jetzt die Zuwächse bei den Energiepreisen an. Ohne zusätzliche Abgaben oder Steuern gegenüber dem Stand von Mitte 1998 werden die Preise im Jahr 2010 gegenüber /Prognos 1995/ um 20-25 % niedriger eingeschätzt.³ (vgl. auch Tabelle 4.5)

4.1.2. Der Energieverbrauch und seine Struktur

Bei Vergleich der verschiedenen Szenarien fällt der nahezu identische Primärenergieverbrauch auf - mit der Ausnahme des Szenarios /Wuppertal 1998/. Dies ist im wesentlichen auf Kompensationseffekte zwischen Wirtschaftswachstum und Verlauf der unterstellten Energiepreise zurückzuführen. Die höheren Energiepreise der älteren Szenarien gehen mit einer stärkeren Reduktion der Energieintensitäten einher, weil das höhere Energiepreisniveau Einspartendenzen stabilisiert. Dementsprechend geht /Prognos 1998/ von abgeschwächten Einsparungen aus. Das gegenüber /Prognos 1995/ rund 10 % niedrigere BIP resultiert in einem nur geringfügig geringerem Endenergie- und Primärenergieverbrauch, der Stromverbrauch ist praktisch identisch. Das Szenario /Wuppertal 1998/ unterstellt etwas

¹ /Prognos 1998/, S.1

² /Prognos 1998/, S.2

³ Mit Energieabgaben wird angenommen, daß das Energiepreisniveau etwa demjenigen des Energiereports II von 1995 entspricht.

höhere Einspartendenzen und errechnet, in Verbindung mit dem niedriger angesetzten BIP deutlich niedrigere Energieverbräuche. Die im wesentlichen konstanten Energieverbräuche sind das Ergebnis unterschiedlicher Tendenzen in den Verbrauchssektoren. Deutlichen Einsparungen bei den Privaten Haushalten (tendenziell auch bei Strom) und etwa konstantem Energieverbrauch in der Industrie stehen Zuwächse bis 2010 im Kleinverbrauch und, besonders deutlich, im Verkehr gegenüber, (s. auch Tabelle 4.4).

Während End- und Primärenergieverbrauch im Jahr 2010 den heutigen Werten weitgehend entsprechen, wird i.allg. von einem weiteren, wenn auch abgeschwächtem Wachstum des Stromverbrauchs ausgegangen. /Prognos 1998/ geht, in Übereinstimmung mit /Prognos 1995/ und Energie 2010 von einem um rund 10 % höheren Verbrauch aus. Auch in /RWI 1998/ wird von einem rund 10 %igen Anstieg des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2010 ausgegangen.⁴ Nur in /Wuppertal 1998/ verbleibt der Stromverbrauch auf dem Niveau des Jahres 1997, ist aber dort von dem niedrigeren Ausgangswert des Jahres 1994 (1.536 PJ/a) aus bestimmt worden, woraus ebenfalls ein leichtes Wachstum resultiert. Der Endenergieverbrauch an Strom hat, nach einer Stagnationsphase zwischen 1990 und 1993, in den letzten Jahren wieder deutlich zugenommen (1993 bis 1997 um 9 %). Auch für die hier skizzierte Trendentwicklung wird von einem weiteren Anstieg ausgegangen, wobei der 10 %-ige Anstieg von /Prognos 1998/ bis zum Jahr 2010 übernommen wird. Er resultiert hauptsächlich durch wachsenden Stromverbrauch in Industrie und Kleinverbrauch.⁵

In der Trendprognose wird Deutschland zum Stromexportland. Während nach /Prognos 1995/ im Jahr 2010 noch 18 TWh/a Strom importiert werden mußte, werden jetzt unter Hinweis auf den effizienten deutschen Kraftwerkspark 24 TWh/a Strom exportiert. Die Differenz von 42 TWh/a kann u.a. auf bestimmte Setzungen im Rahmen der Trendskeizze zurückgeführt werden. So wird z.B. von einem wirtschaftlichen Aufschluß von Garzweiler II ausgegangen.⁶

Die Veränderung der Primärenergiestruktur ist in /Prognos 1998/ - unter der Annahme einer bis 2010 leicht rückläufigen (bis 2020 deutlich abnehmenden) Kernenergiekapazität - stärker als in /Prognos 1995/ durch einen deutlichen Zuwachs beim Erdgas bei gleichzeitigem Rückgang des Mineralöl- und des Steinkohleverbrauchs gekennzeichnet. Wegen deutlich steigender Wirkungsgrade bei der Braunkohleverstromung bleibt gleichzeitig deren Einsatz nahezu konstant. Insgesamt resultiert aus dieser veränderten Primärenergiestruktur ein leichter Rückgang der CO₂-Emissionen von 897 Mio. t/a (1997) auf 853 Mio. t/a (2010).⁷ Dies entspricht einer Minderung des CO₂-Ausstoßes von 13,5 % bezogen auf das Jahr 1990. Damit wird im Rahmen der Trendentwicklung sowohl das 25 %-Minderungsziel der Bundesregierung für das Jahr 2005 als auch die im Rahmen des EU-burden sharings übernommene Verpflichtung Deutschlands, auf der Basis des Kyoto-Abkommens den Ausstoß

⁴ B. Hillebrand: „Regenerative Stromerzeugung im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt“. Kurzexptise, RWI Essen, Juni 1998; S. 13.

⁵ Außerdem geht die Trendskeizze von einer Zunahme des Stromeinsatzes für Raumwärmezwecke in den Haushalten aus infolge eines wachsenden Einsatzes von Wärmepumpen, so daß der Gesamtstromverbrauch der Haushalte bis 2010 praktisch konstant bleibt.

⁶ Entsprechend erhöht sich die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle bis 2010 (2020) um etwa 10 % (30 %) auf 157 TWh/a (185 TWh/a). Gegenüber /Prognos 1995/ entspricht dies für das Jahr 2020 einer Erhöhung um 30 TWh/a bzw. 17 %.

⁷ Auch die Prognose /ESSO 1998/ kommt hinsichtlich des Energieverbrauchs sowie der CO₂-Emissionen zu sehr ähnlichen Ergebnissen. Die entsprechenden Werte für das Jahr 2010 lauten: Primärenergieverbrauch: 14.388 PJ/a; CO₂-Emissionen: 862 Mio t/a. Auch die Verschiebungen in der Energieträgerstruktur gleichen denjenigen von /Prognos 1998/.

an Treibhausgasen bis zu der Zeitspanne 2008-2012 um 21 % (bezogen auf 1990) zu mindern verfehlt.

Erneuerbare Energien wachsen in der Trendskeizze um rund 50 %. Hierauf wird im Abschnitt 4.2 detaillierter eingegangen.

4.1.3. Das Referenzszenario für die Einordnung der erneuerbaren Energien

Zur Beurteilung der Ausbaumöglichkeiten der erneuerbaren Energien eignet sich - trotz der vorgebrachten Bedenken - der durch die Trendskeizze in /Prognos 1998/ aufgesteckte Rahmen der Entwicklung der gesamten Energiewirtschaft. Zum einen liegt das an der Aktualität hinsichtlich der berücksichtigten Rahmendaten; zum anderen ist zu erwarten, daß dieses Trendszenario, wie auch bisher üblich, vom BMWi und in anderen Untersuchungen als Referenzprognose herangezogen wird. Damit ist eine bessere Vergleichbarkeit dieser Studie mit anderen Untersuchungen gewährleistet. Die wichtigsten Annahmen im Bereich der Energiewirtschaft sind in der folgenden Übersicht (**Tabelle 4.2**) aufgelistet (ohne die speziell die Erneuerbaren Energien betreffenden Aspekte). Gegenüber /Prognos 1995/ sind wesentliche, eine rationellere Energiewandlung und -nutzung weiter fördernde Rahmenbedingungen die stufenweise Verschärfung der Wärmeschutzverordnung, mögliche Zulassungsvorschriften für Geräte, Apparate und Personenwagen, eine verschärfte Verpflichtung zur Abwärmennutzung bis hin zu Vorrangregelungen für die Kraft-Wärme-Kopplung und Energieabgaben in mehreren Stufen.

Bezüglich der erneuerbaren Energien wird ebenfalls unterschieden zwischen einem trendorientierten Ausbau unter der Berücksichtigung „bisheriger Maßnahmen“ einschließlich aktueller Beschlüsse (z.B. 100.000-Dächer-Photovoltaik-Programm; Förderprogramm zur Markteinführung erneuerbarer Energie aus der Kompensation der darauf erhobenen Energiesteuern; StrEG in der im April 1998 verabschiedeten Form) und einem verstärkten Zubau, der sich an der angestrebten „Verdopplung“ ihres Beitrags bis zum Jahr 2010 orientiert.

Das in /Prognos 1998/ dargestellte Szenario, welches hinsichtlich Eckdaten und resultierender Energieverbräuche unverändert übernommen wird, ist in seinen wesentlichen Daten in **Tabelle 4.3** und **Tabelle 4.4** dargestellt, wobei bei Höhe und Struktur des Beitrags der erneuerbaren Energien geringfügige Anpassungen vorgenommen wurden. Die Szenariowerte der Jahre 2005, 2010 und 2020 sind den Werten der letzten Jahre gegenübergestellt. Zur besseren Interpretation sind einige spezifische Kennwerte hinzugefügt worden. Kennzeichnend für die „Qualität“ der Energienutzung ist eine um 25 % geringere Energieintensität im Jahr 2010 (End- und Primärenergie) und eine um 15 % geringere Stromintensität. Wachstumstendenzen heben jedoch diese spezifische Verbesserung weitgehend auf, so daß sowohl der Pro-Kopf-Energieverbrauch, wie auch die Pro-Kopf-CO₂-Emissionen nahezu unverändert bleiben.

Tabelle 4.2: Übersicht über die in der Trendskeizze getroffenen Annahmen zu wichtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Quelle: /Prognos 1998/)

Rahmenbedingung	Annahmen in der Trendskeizze
Gebäude: - Raumwärme - Heizanlagen - Verbrauchsabhängige Heizkostenabrechnung - Haustechnik	- WSchV (1995) - Weiterführung WSchV:Novellierung bis 2000; Verschärfung um 50-55 % bis 2020 für neue Wohnungen und Sanierung; nicht für Bestand. - Kleinf Feuerungsanlagen-VO: (Novellierung 1996) - Heizanlagen-VO - Novellierung Heizkostenverteilungs-VO - Lüftungsanlagen (Bewilligung?)
Industrie - Raumwärme, Prozeßwärme, Abfallvermeidung	- CO ₂ -Selbstverpflichtung (Fortführung) - Wärmenutzungs-VO (wenn Vorgaben Selbstverpflichtung nicht erfüllt) - Umwelt-Audit - Demonstrationsvorhaben - VDI-Richtlinie: Energieberatung - Energiemanagement - VDI-Richtlinien (Abgaskühlung, -wärmung; Wärmerückgewinnung bei raumluftechnischen Anlagen; Abfallverwertungsquoten?
Geräte/Apparate	- Enregieverbrauchskennzeichnungs-VO (-gesetz) - Labelling - Verbrauchsrichtwerte (Zielwerte) - Zulassungsvorschriften (bei Nichterreichen der Zielwerte) - Umweltzeichen für Elektrogeräte; Heizanlagen
Motorfahrzeuge	- Emissionsbezogene Kfz-Steuer - Selbstverpflichtung Kfz-Industrie: Senkung Ø Kraftstoffverbrauch -25 % bis 2005 (Neuwagenflotte)
Substitution - Verkehr (Modal Split) - Wärme	- Ausbau Schienennetz - KWK (Verpflichtung zur Abwärmenutzung in Industrie, wenn Selbstverpflichtung nicht erfüllt)
Förderprogramm - KWK - Wärmepumpen Abgaben Sonstiges	- Einspeisegesetz für Biomasse, Biogas - Zuschüsse (Eigenheimzulage) - Energieabgabe in mehreren Stufen - Strommarktliberalisierung - 3. Vertragsstaatenkonferenz (Kyoto)

Anmerkung: Wie sich am Beispiel der Vereinbarung von Kyoto zeigt, haben die Annahmen jedoch nicht unbedingt eine bindende Wirkung auf die Ergebnisse der Trendprognose.

Tabelle 4.3: Eckdaten und Kennzahlen des ausgewählten Referenzszenarios bis 2020

	1994	1995	1996	1997	2005	2010	2020
Kenndaten							
Bevölkerung (Mio)	81,5	81,8	82,0	82,1	82,4	82,6	80,8
Beschäftigte (Mio)	34,6	34,5	34,1	33,9	34,1	34,3	33,9
Haushalte (Mio)	36,7	36,9	37,3	37,7	38,3	39,1	39,1
Wohnungen (Mio)	35,6	36,0	36,1	36,5	38,4	39,9	41,9
Wohnfläche (Mio m ²)	2850	3000	3110	3180	3490	3720	4130
Beh. Nutzfläche (Mio m ²)	1220	1236	1250	1270	1300	1340	1390
BIP (Mrd.DM, Preise 1991)	2961	3014	3055	3121	3700	4059	4798
PKW (Mio)	39,8	40,4	41,0	41,4	46	48,9	50,3
Pers.verkehr (Mrd Pkm)	906	912	916	930	1050	1150	1200
Güterverkehr (Mrd. tkm)	400	415	425	430	490	550	600
Pers./Haushalt	2,22	2,22	2,20	2,18	2,15	2,11	2,07
Wohnfl/Kopf (m ²)	35,0	36,7	37,9	38,7	42,4	45,0	51,1
Wohnfl/Wohn. (m ²)	80,1	83,3	86,1	87,1	90,9	93,2	98,6
PKW/Haushalt	1,08	1,09	1,10	1,10	1,20	1,25	1,29
Nutzfl./Beschäft. (m ²)	35,3	35,8	36,7	37,5	38,1	39,1	41,0
BIP/Kopf (DM, 1991)	36331	36846	37256	38015	44903	49140	59381
Index (1997 = 100)							
Bevölkerung	99,3	99,6	99,9	100,0	100,4	100,6	98,4
Beschäftigte	102,1	101,8	100,6	100,0	100,6	101,2	100,0
Haushalte	97,3	97,9	98,9	100,0	101,6	103,7	103,7
Wohnungen	97,5	98,6	98,9	100,0	105,2	109,3	114,8
Wohnfläche	89,6	94,3	97,8	100,0	109,7	117,0	129,9
Beh. Nutzfläche	96,1	97,3	98,4	100,0	102,4	105,5	109,4
PKW/Kombi	94,9	96,6	97,9	100,0	118,6	130,1	153,7
BIP gesamt	96,1	97,6	99,0	100,0	111,1	118,1	121,5
Personenverkehr	97,4	98,1	98,5	100,0	112,9	123,7	129,0
Güterverkehr	93,0	96,5	98,8	100,0	114,0	127,9	139,5
Energieverbräuche/ CO₂ - Emissionen							
Primärenergie (PJ/a)	14153	14297	14737	14505	14480	14230	13043
Endenergie (PJ/a)	9027	9320	9706	9468	9429	9340	9003
-davon Strom (PJ/a)	1536	1638	1658	1662	1784	1852	1932
CO ₂ -Emissionen (Mio t/a)	874	883	906	877	878	853	785
PEV/BIP (GJ/1000 DM)	4,780	4,744	4,824	4,648	3,914	3,506	2,718
END/BIP (GJ/1000 DM)	3,049	3,092	3,177	3,034	2,548	2,301	1,876
STROM/BIP (GJ/1000DM)	0,519	0,543	0,543	0,533	0,482	0,456	0,403
PEV/BIP (1997= 100)	102,8	102,1	103,8	100,0	84,2	75,4	58,5
END/BIP (1997= 100)	100,5	101,9	104,7	100,0	84,0	75,9	61,9
STROM/BIP (1997= 100)	97,4	102,1	101,9	100,0	90,5	85,7	75,6
PEV/Kopf (GJ/a)	173,7	174,8	179,7	176,7	175,7	172,3	161,4
END/Kopf (GJ/a)	110,8	113,9	118,4	115,3	114,4	113,1	111,4
STROM/Kopf (GJ/a)	18,8	20,0	20,2	20,2	21,7	22,4	23,9
CO ₂ /Kopf (t/a)	10,7	10,8	11,0	10,7	10,7	10,3	9,7
*) Quellen: /BMWi-Energiedaten '97/98; AG Energiebilanzen 8/98; Altner u.a. 1995; Prognos 1995; Prognos 1998, eigene Ergänzungen.							

UBA/ECKDAT. WK3; 28.12.98

Tabelle 4.4: Primärenergieverbrauch des Referenzszenarios nach Energieträgern und nach Verwendungszwecken

PJ/a	1994	1995	1996	1997	2005	2010	2020
Struktur							
Mineralöl	5691	5689	5800	5743	5636	5456	4933
Steinkohlen	2139	2061	2078	2043	2075	1808	1208
Braunkohlen	1861	1735	1685	1591	1493	1510	1471
Erdgas 1)	2567	2799	3133	2992	3192	3361	3836
Kernenergie	1650	1682	1764	1858	1816	1786	1136
REG I 2)	64	82	80	83	115	125	150
REG II 3)	55	60	65	70	90	112	140
Sonstige 4)	143	139	149	134	153	158	216
Importsaldo Strom	10	18	-17	-9	-90	-86	-47
Primärenergie, ges.	14180	14265	14737	14505	14480	14230	13043
Anteile in %							
Mineralöl	40,1	39,9	39,4	39,6	38,9	38,3	37,8
Steinkohlen	15,1	14,4	14,1	14,1	14,3	12,7	9,3
Braunkohlen	13,1	12,2	11,4	11,0	10,3	10,6	11,3
Erdgas 1)	18,1	19,6	21,3	20,6	22,0	23,6	29,4
Kernenergie	11,6	11,8	12,0	12,8	12,5	12,6	8,7
REG I 2)	0,5	0,6	0,5	0,6	0,8	0,9	1,2
REG II 3)	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,8	1,1
Sonstige 4)	1,0	1,0	1,0	0,9	1,1	1,1	1,7
Importsaldo Strom	0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,6	-0,6	-0,4
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Verwendung							
Primärenergie	14180	14265	14737	14505	14480	14230	13043
Umwandlungssektor (einschl. Stat.Diff.)	4162	4004	4058	4011	4000	3830	3010
NE-Verbrauch	964	973	973	1026	1051	1070	1030
Endenergie, gesamt	9054	9288	9706	9468	9429	9330	9003
- Verarb. Gewerbe	2468	2471	2418	2456	2453	2472	2541
- Haushalte	2538	2755	2980	2840	2507	2391	2189
- Kleinverbraucher	1486	1507	1691	1535	1627	1641	1607
-Verkehr	2562	2555	2617	2637	2842	2826	2666
Anteile an PEV (in %)							
Umwandlungssektor (einschl. Stat.Diff.)	29,4	28,1	27,5	27,7	27,6	26,9	23,1
NE-Verbrauch	6,8	6,8	6,6	7,1	7,3	7,5	7,9
Endenergie	63,9	65,1	65,9	65,3	65,1	65,6	69,0
Anteile an END (in %)							
- Verarb. Gewerbe	27,3	26,6	24,9	25,9	26,0	26,5	28,2
- Haushalte	28,0	29,7	30,7	30,0	26,6	25,6	24,3
- Kleinverbraucher	16,4	16,2	17,4	16,2	17,3	17,6	17,8
-Verkehr	28,3	27,5	27,0	27,9	30,1	30,3	29,6
1) Erdgas, Erdöl, Erdgas 2) REG I: Wasser, Wind, PV - Strom (Wirkungsgradmethode) 3) REG II: Biomasse einschl. Biogas, Klärgas, Deponiegas, Sonnenenergie (Wärme), Geothermie 4) Müllverbrennung, Klärschlamm, Gichtgas, Kokereigas Quellen: Altner u.a. 1995; AG Energiebilanzen 8/98; BMWi-Energiedaten 97/98; Prognos 98; eigene Berechnungen							

UBA/PEV.WK3; 28.1.99

4.1.4. Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise

Von der Entwicklung der Energiepreise hängen maßgeblich die zukünftigen Marktchancen erneuerbarer Energien ab. Auch für die Vergütung im Rahmen des jetzigen StrEG ist infolge der Kopplung an die mittleren Stromerlöse die Entwicklung der Strompreise von großer Bedeutung /RWI 1998/. Ebenso orientieren sich die Zuschußhöhe und die Zeitdauer von Förderprogrammen und (teilweise) die Auswahl der Förderinstrumente an der Höhe der Energiepreise bzw. an der Differenz der Gestehungskosten und der anlegbaren Kosten, /Langniß, Nitsch 1997/. Schließlich ist auf Dauer nicht zu erwarten, daß sich Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien allein durch technologische Fortschritte und Großserienproduktion in aller Breite dem heutigen, relativ niedrigen Energiepreinsniveau werden angleichen können. Deshalb sind alle Überlegungen zur Höhe der mittelfristig sich einstellenden Energiepreise sowie zu ihrer Korrektur mittels Abgaben und Steuern von großer Bedeutung für die Intensität des Ausbaus und die langfristig möglichen Absolutbeiträge der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung /Nitsch 1999/.

Den größten Einfluß auf die Entwicklung der Energiepreise dürfte auch in absehbarer Zukunft die Preisentwicklung von Erdöl haben. Sowohl von der Nachfrageseite wie von der Angebotsseite deutet jedoch in den nächsten Jahren alles auf niedrige Rohölpreisepreise. Die Ressourcen werden höher eingeschätzt als noch vor wenigen Jahren, die globale Nachfragesteigerung bleibt hinter den früheren Erwartungen zurück. Dementsprechend wurden die in früheren Szenarien /Enquete 1994; Energie 2010 1995/ unterstellten deutlichen Preissteigerungen bereits in /Prognos 1995/ niedriger angesetzt und wurden in neueren Trendabschätzungen beträchtlich zurückgenommen (**Tabelle 4.5**). In /Prognos 1998/ wird für das nächste Jahrzehnt von einem real konstanten Rohölpreis um 18 US-\$/b (Preisbasis 1997) ausgegangen⁸; auch der Weltkohlepreis wird mit 40 bis 45 US-\$/t als praktisch unverändert angenommen. In /RWI 1998/ werden unter ähnlichen Prämissen real nur geringfügig steigende Weltmarktpreise unterstellt (2010: Rohöl 20,6 US-\$/b; Steinkohle 55 US-\$/t).

Die Umsetzung dieser Preistendenzen in Inlandspreise hängt zusätzlich von Annahmen zum Wechselkurs DM/US-\$ und der Veränderung von Mehrwertsteuersätzen ab. Es kann insgesamt von real gleichbleibenden bis leicht sinkenden Preisen für Brennstoffe ausgegangen werden. Somit liegen die Bezugswerte **ohne** zusätzliche Energieabgaben für 2010 um etwa 20 % unter denjenigen von /Prognos 1995/ und um etwa 40 % unter denjenigen der Szenarien der Enquete-Kommission (1994) bzw. der von Energie 2010 (1995).

Für die Strompreise werden die Reduktionstendenzen noch ausgeprägter sein. Real konstante Brennstoffpreise dürften mit weiter sinkenden Investitionskosten für Neuanlagen einhergehen. Der Kostenwettbewerb im liberalisierten Markt wird weitere Preissenkungen induzieren. In Anlehnung an /RWI 1998/ und /Prognos 1998/ wird daher für die weiteren Überlegungen von Industriestrompreisen ausgegangen, welche **ohne** Energieabgaben in einer vorsichtigen Abschätzung um 15 % unter dem heutigen Niveau liegen; für Haushaltsstrom wird von einer 10 %-igen reale Reduktion angenommen. (letzte Spalte in Tabelle 4.5). Mit den in der Trendskeizze unterstellten Abgaben erreichen die Preise für alle Energiearten etwa wieder das Niveau aus /Prognos 1995/.

⁸ Anfang 1999 lag der Rohölpreis sogar bei nur 10 US-\$/b, stieg jedoch bis März 1999 wieder auf 14,7 US-\$/b. Die Annahme eines real konstanten Wertes in obiger Höhe ist also mit beträchtlichen Unsicherheiten behaftet. Im September 1999 lag er bereits wieder bei 24 US-\$/b. Verschiedene Experten /Krönig 1999/ erwarten einen deutlichen Anstieg in den nächsten Jahren.

Tabelle 4.5: Energiepreise-Schätzungen für 2010 und angenommene Werte des Referenzfalls (ohne zusätzliche Energieabgaben)

In Preisen von 1997		1990	1995	1997 (1996)	Energiepreise für das Jahr 2010				REF
					(1)	(2)	(3)	(4)	
Einfuhrpreise									
Rohöl	US-\$/b	27,6	17,6	18,0	32,4	21,5	20,6	18,3	18,3
Rohöl	DM/t	333,9	193,9	249,9	432,8	274,0	269,0		235,0
Importkohle	DM/t	114,7	81,4	74,0	121,9		97,0		85,0
Erdgas	DM/1000m ³	179,1	129,9	135,3	233,1		152,6		134,6
Erzeuger- bzw. Großhandelspreise (ohne MWSt, einschl. Verbrauchssteuern)									
Heizöl schwer	DM/GJ	6,1	4,8	5,3	9,7	6,4		5,1	5,1
Steinkohle	DM/GJ	3,8	2,7	2,7		3,9	3,7	3,2	3,2
Erdgas Ind.	DM/GJ	9,8	8,5	8,6	12,6	9,4	10,9	7,5	7,5
Erdgas, KW	DM/GJ	8,0	7,1	7,2	10,9	8,2	9,5	7,0	7,0
Strom Ind. HS	DM/MWh	155,1	146,5	138,9	123,1	126,0	117,0	< (2)	117,0
Verbraucherpreise (einschl. MWSt und Verbrauchssteuern)									
Heizöl leicht	DM/GJ	16,2	14,6	18,7	20,6	15,8		13,4	13,4
Erdgas	DM/GJ	19,3	19,9	19,7	27,3	20,7		15,9	15,9
Normalbenzin	DM/100 l	136,9	154,7	161,7	173,2	161,6			
Diesel	DM/100 l	105,7	116,5	124,6	149,8	118,5			
Strom, Durchschnitt	DM/MWh	275,0	286,3	274,3	302,4	309,0	215,0	< (2)	245,0
Quellen für 1990,95,97: BMWi-Energiedaten 97/98; RWI 1998 Quellen für 2010: (1): Energie 2010: Zukünftige Energiepolitik, Economica, 1995 (2): Prognos 1995: Energiereport II (3): RWI, Regenerative Stromerzeugung im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Juni 1998 (4): Prognos 1998: Trendsckizze									

UBA/Preise: 29.1.99

4.2. Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010

4.2.1. Referenzentwicklung „Bisherige Maßnahmen“.

Die mittelfristige Entwicklung der erneuerbaren Energien ist unter der Berücksichtigung der „derzeitigen Maßnahmen“ durch sehr unterschiedliche Tendenzen gekennzeichnet. Unter derzeitig wirksamen Maßnahmen werden bereits umgesetzte bzw. relativ sicher absehbare Aktivitäten verstanden. Im einzelnen sind dies:

- das Stromeinspeisungsgesetz in seiner derzeitigen Form, also unter Anwendung der Härteklausele und unter der Annahme real gleichbleibender Vergütungssätze (unter Einbeziehung der Energiesteuer auf Strom)⁹

⁹ Ohne Besteuerung von Strom ist von sinkenden Vergütungssätze auszugehen (vgl. /RWI 1998/)

- das von der Bundesregierung zum 1. Jan. 1999 beschlossene 100.000-Dächer-Photovoltaik Programm,
- eine begrenzte Wirkung der zum 1. April 1999 umgesetzten 1. Stufe der ökologischen Steuerreform, in der die Wärmebereitstellung vollständig und zumindest die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von der Stromsteuer befreit ist,
- die im Kapitel 1 erläuterten Förderprogramme zur Unterstützung der Markteinführung. Es wird davon ausgegangen, daß auf Bundesebene der aus der Kompensation der auf erneuerbare Energien erhobenen Energiesteuer resultierende (und mittelfristig gleichbleibende) Betrag von ca. 200 Mio DM/a zur Verfügung steht und auf Länderebene die derzeitigen Förderprogramme in etwa gleichbleibender Höhe und Schwerpunktsetzung fortgeschrieben werden. Unklar ist jedoch noch, ob und mit welcher Größenordnung dieses Programm auch in den Folgejahren zum Zuge kommen kann.
- die Fortführung von Forschung und Entwicklung und die Förderung von Pilotprojekten (z.B. Programm „Solarthermie 2000“) in der bisherigen Höhe sowohl auf deutscher wie auf europäischer Ebene (ALTENER; JOULE/THERMIE)
- die Eigenheimzulage für solare Warmwasseranlagen,
- zinsgünstige Kredite im Rahmen des ERP-Programms, der Deutschen Ausgleichsbank und der Kreditanstalt für Wiederaufbau in etwa gleichbleibender Höhe,
- Selbstverpflichtungen der deutschen Wirtschaft, insbesondere Förderkonzepte der großen Stromversorger (z.B. Grüne Tarife u.ä.)

Weiterhin wird davon ausgegangen, daß bestehende kommunale Beschlüsse für eine kostendeckende Vergütung aufgrund wachsender Wettbewerbszwänge von den lokalen EltVU nur unvollständig umgesetzt oder u.U. sogar wieder aufgehoben werden. Dagegen wird von einer Ausweitung des Handels mit „Grünem Strom“ ausgegangen. Mengenmäßig werden sich beide Instrumente bis 2010 nur geringfügig auf den Zuwachs an erneuerbaren Energien auswirken. Hinsichtlich der erklärten Absicht der Bundesregierung zum Ausstieg aus der Kernenergie werden unter Trendbedingungen noch keine nennenswerten Auswirkungen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellt, da die Ausgestaltung des Ausstiegs derzeit noch nicht absehbar ist.¹⁰

Weitere Annahmen betreffen die Kraft-Wärme-Kopplung. Hier gibt es unter den Bedingungen „Bisherige Maßnahmen“ keine Vorranginstrumente, sondern lediglich freiwillige Vereinbarungen bzw. modifizierte Verbändevereinbarungen. Fördernd für die KWK wirken allerdings die Regelungen im Rahmen der ökologischen Steuerreform (z.B. die Befreiung von der Mineralölsteuer bei Jahresnutzungsgraden von mehr als 70 %). Besondere Impulse für einen verstärkten Ausbau der Biomasse-KWK entstehen daraus nicht

Vor diesem Hintergrund wird von folgenden technologiespezifischen Trendperspektiven ausgegangen:

Bei der **Wasserkraft** ist mit einer stetigen, jedoch relativ geringen Zuwachsrate zu rechnen. Investitionen in die Ertüchtigung oder Erweiterung größerer Anlagen dürften im liberalisierten Markt aus Kostengründen auf absehbare Zeit unterbleiben¹¹. In der Modernisierung kleiner

¹⁰ Sollten allerdings bis zum Jahr 2010 Kernkraftwerke in nennenswertem Umfang außer Betrieb gehen, hätte dies allein schon aus Klimaschutzgründen beträchtliche Auswirkungen auf die Ausbauersparungen erneuerbarer Energien. Vor diesem Hintergrund ist die Identifikation von Maßnahmen, die die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien erhöhen und die im Mittelpunkt dieser Untersuchung stehen, von großer Bedeutung, um neuen Anforderungen nicht unvorbereitet gegenüber zu stehen.

¹¹ So sind z.B. Ausbauprojekte am Kraftwerk Rheinfelden/Hochrhein mit 25 MW Leistung trotz beendetem

Wasserkraftanlagen, welche vom StrEG erfaßt werden, liegen nur begrenzte Zuwachspotentiale. Neubauten kleiner Wasserkraftwerke dürften die Ausnahme sein. Die installierte Leistung wächst unter diesen Annahmen bis 2010 um insgesamt 400 MW, also um etwa 32 MW/a; der damit erzielte Zuwachs an Strom beträgt 2.060 GWh/a, was einer 12 %-igen Steigerung entspricht.

Die **Windenergie** verzeichnet nach wie vor beträchtliche Zuwachsraten¹². Sie wird aber bei unverändertem StrEG in nächster Zeit im norddeutschen Raum mit der Härteklausele konfrontiert werden. Auch der Bestand des StrEG im europäischen Kontext ist keinesfalls gesichert, seine Neugestaltung und Modifizierung stehen zur Diskussion. Geht man von diesen Randbedingungen aus, so dürfte es in absehbarer Zeit zu einem deutlichen Rückgang der Investitionsbereitschaft und zu sinkenden jährlichen Zubauraten kommen. Unter diesen Bedingungen dürfte auch der Off-shore-Ausbau nur ein geringes Ausmaß erreichen. Im Szenario „Bisherige Maßnahmen“ wird von einem Rückgang des Jahresabsatzes von derzeit 800 MW/a (Umsatzmaximum in 1998; in 1997 waren es 525 MW/a) auf knapp 200 MW/a in 2010 ausgegangen, woraus eine dann installierte Leistung von 6.700 MW resultiert. Die potentielle Jahresenergieerzeugung in 2010 beträgt mit 13.400 GWh/a trotzdem das 3,3-fache des Wertes von 1997. Im Vergleich zum Ausbauzustand Ende 1998 ergibt sich ein um den Faktor 2,4 höherer Beitrag der Windenergie.

Die **Photovoltaik** wird vor allem durch das beschlossene 100.000 Dächer-Programm einen Wachstumsschub erhalten¹³. Die jährlichen Zubauraten, die derzeit bei 12 MW/a liegen, dürften deutlich steigen. Dadurch induzierte Kostensenkungen erleichtern auch die Absatzchancen von Photovoltaik über die 300 MW des obigen Programms hinaus. Es wird angenommen, daß der jährliche Zubau auf 35 MW/a steigt, was zu einer insgesamt installierten Leistung von 450 MW und einer um das 13-fache höheren Strommenge als derzeit führt.

Aktivitäten zur verstärkten Nutzung von **Biomasse** (Festbrennstoffe und Vergärung) konzentrieren sich auf einige Bundesländer. Insbesondere Bayern ist hier hervorzuheben, das sich konkrete Ausbauziele mit entsprechend dotierten Förderprogrammen gesetzt hat.¹⁴ Im Bereich der Biogasnutzung sind noch Baden-Württemberg und Niedersachsen zu nennen. Wegen der vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten organischer Stoffe, unklarer Abgrenzungen, z.B. zur Müllverbrennung, unvollständigen statistischen Angaben und der Vielzahl der eingesetzten Technologien ist eine Analyse des Marktes hier besonders schwierig.

Kennzeichnend für die Nutzung fester Biomasse ist die sehr große Anzahl von Einzelfeuerstätten (ca. 4-6 Mio im Bestand; ca. 200.000 Jahresumsatz), die heute den Markt dominieren. Energiewirtschaftlich relevante Entwicklungen müssen jedoch sukzessive in größeren Leistungsbereichen gesucht werden, also in Zentralheizungs- und insbesondere in Nahwärmesystemen, (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung). Dieses Marktsegment hängt jedoch noch sehr stark von Höhe und Art der öffentlichen Förderung ab. Im Bereich der Holzeinzelheizungen muß wegen Wohnungsmodernisierungen mit einem Rückgang gerechnet wer-

Planfeststellungsverfahren vorerst zurückgestellt.

¹² Das Jahr 1998 brachte mit knapp 800 MW den bisher größten Zuwachs in Deutschland (BWE-Info 12/98)

¹³ Trotz teilweise geäußelter Kritik am 100.000 Dächer-Programm (z.B. zu geringer finanzieller Anreiz) wird von einer vollständigen Ausschöpfung ausgegangen. Dies ist allein schon notwendig, um die in Entstehung befindlichen Produktionsanlagen für Solarzellen mittelfristig auszulasten. Zu diesem, vor allem industriepolitischen Zweck werden - so die Annahme - ggf. auch bereits im Trendfall zusätzliche Maßnahmen ergriffen.

¹⁴ Ausgehend von derzeit 3,4 % Beitrag am Primärenergieverbrauch soll Biomasse im Jahr 2005 rund 5 % und langfristig rund 12 % decken. Im Zeitraum 1990 bis 1997 wurden dafür 160 Mio. DM Fördermittel eingesetzt (/Justinger 1998/).

den, was bei Zubauüberlegungen berücksichtigt werden muß. Der derzeitige Marktumsatz an Holzfeuerungen (ca. 700 MW_{th} für Zentralfeuerungen) teilt sich etwa zur Hälfte in Ersatzbedarf für sanierungsbedürftige Holzkessel und in zusätzliche Neuanlagen auf. Ausgegangen wird unter obigen Prämissen daher von einem tatsächlichen Zuwachs bei Neuanlagen von rund 4.500 MW_{th} bis 2010, wovon über 80 % auf reine Heizsysteme (einschl. Heizwerken mit Nahwärme) entfallen. Einen ähnlich großes Marktvolumen stellt somit der Ersatzbedarf dar. Unter diesen Annahmen erhöht sich die Wärmeabgabe aus fester Biomasse im Szenario „bisherige Maßnahmen“ um 40 %, die Stromproduktion steigt, trotz zurückhaltender Schätzungen des KWK-Anteils um das 3,5-fache.

Die anaerobe Nutzung organischer Reststoffe ist im Bereich der Klär- und Deponiegasnutzung schon relativ weit fortgeschritten. Steigerungsmöglichkeiten sind vor allem im Bereich der Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe unter Einbeziehung weiterer feuchter organischer Reststoffe (Cofermentation) zu finden. Unterstellt man weiterhin einen stetigen Ausbau von Biogasanlagen, so kann insgesamt von einem etwa 50 %igen Zuwachs der Strom- und Wärmebereitstellung bis 2010 ausgegangen, wobei die Biogasausbeute um das 4-fache, die Klär- und Deponiegasmenge jedoch nur noch um 25 % steigen. Insgesamt entspricht dies einem Zuwachs an Gasproduktionsleistung von etwa 150 MW_{gas}.

Der **Kollektormarkt** zeigt in den letzten Jahren, d.h. seit etwa 1993, erfreuliche Wachstumsraten. Allerdings wurden inzwischen die Fördermitteln der Länder teilweise stark zurückgefahren wurden¹⁵ Unter Trendbedingungen wirksam bleiben die Eigenheimzulage für kleine Warmwasseranlagen, das Programm „Solarthermie 2000“ für größere Systeme und das Kreditprogramm der Dt. Ausgleichsbank. Der Anlagenzubau beschränkte sich bisher im wesentlichen auf kleine Anlagen zur Warmwasserbereitung. Die bisherigen Förderprogramme waren für eine merkliche Einführung solarer Wärme im Heizungsmarkt nicht ausreichend. Des weiteren wurden geplante Investitionen häufig zurückgestellt in der Hoffnung auf eine zukünftig verbesserte finanzielle Förderung. Eine Stabilisierung des derzeitigen Marktvolumens wäre daher unter Trendbedingungen bereits ein Erfolg. Der Bau größerer Anlagen zur Heizungsunterstützung und zur Nutzung solarer Nahwärme wird dabei aber die Ausnahme bleiben. Mit einem etwa konstanten jährlichen Zubau von 450.000 m²/a ist im Jahr 2010 eine insgesamt installierte Fläche von 7,3 Mio m² erzielbar. Davon stammen allerdings nur rund 300.000 m² aus Großanlagen. Die Nutzwärmeleistung steigt um das 3,8-fache.

In Deutschland existieren derzeit 24 größere Anlagen zur Nutzung der **Erdwärme**. Für den Zubau werden die derzeit geplanten Anlagen berücksichtigt. Der weitere Zubau bis 2010 wird in Anlehnung an (/Clauser 1998/) abgeschätzt. Insgesamt wird eine ähnliche Zunahme der Wärmeproduktion wie bei solarthermischen Kollektoren angenommen, woraus bis 2010 eine Steigerung um das 3,5-fache resultiert.

Der Status 2010 der erneuerbaren Energien im Szenario „Bisherige Maßnahmen“ ist in Tabelle 4.6 zusammengestellt. Ihr Gesamtbeitrag erhöht sich gegenüber heute um 54 % auf 237 PJ/a Primärenergie¹⁶. Der Beitrag an der Stromerzeugung steigt, bezogen auf die Gesamterzeugung des Jahres 1997, auf 7,2 %, derjenige an der Wärmeerzeugung auf 1,6 %. Die Steigerungsraten reichen von 11% (Wasserkraft) bis zum knapp 13-fachen bei der

¹⁵ So hat z.B. Baden-Württemberg seine Fördermittel für erneuerbare Energien zwischen 1996 und 1997 von 20 Mio DM/a auf 8 Mio DM/a. zurückgenommen. Derzeitige Werte liegen noch niedriger. Ein Anstieg ist erst wieder für das Jahr 2000 geplant.

¹⁶ Gerechnet nach der Wirkungsgradmethode (Strom = 100 %; Wärme = Heizwert der eingesetzten Biomasse bzw. substituierter Brennstoff bei Solar- und Erdwärme. Nach der bisherigen Substitutionsmethode berechnet liegt ihr Beitrag 1997 bei 2% und im Jahr 2010 mit 428 PJ/a bei knapp 3 % Anteil am Primärenergieverbrauch des Jahres 1997. Die Müllverbrennung ist dabei nicht berücksichtigt.

Photovoltaik. Die größten Beiträge liefert im Jahr 2010 die Biomasse, gefolgt von der Wasserkraft und der Windenergie. Der Einstieg der erneuerbaren Energien in den Wärmemarkt ist bereits in diesem Szenario mit einer beginnenden Ausweitung von Nahwärmeversorgungen verbunden. Während die derzeitigen Nutzwärmebeiträge praktisch ausschließlich aus Anlagen zur Versorgung von einzelnen Gebäuden stammen, entfallen im Jahr 2010 ca. 15 % der Nutzwärme (3,6 TWh/a) auf Nahwärmeanlagen. Geothermische Anlagen bedienen ausschließlich Nahwärmenetze, bei der Biomasse- und Biogasnutzung sind es rund 50 %, bezogen auf die gesamte Wärmemenge, und im Kollektorbereich ca. 10 %. Nahwärmeversorgungen müssen überproportional wachsen, wenn größere Anteile des Wärmemarkts durch erneuerbare Energien erschlossen werden sollen.

Tabelle 4.6: Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 im Szenario "Bisherige Maßnahmen"

Energieart	Status 1997*)			Ausbau 2010			Verhältnis 2010/1997		
	Elektrizität (GWh/a)	Nutzwärme (GWh/a)	Primärenergie 4) (PJ/a)	Elektrizität (GWh/a)	Nutzwärme (GWh/a)	Primärenergie 4) (PJ/a)	Elektrizität	Nutzwärme	Primärenergie
1. Wasserkraft	18900	-	68	20962	-	75	1,11	-	1,11
2. Windenergie	4050	-	15	13440	-	48	3,32	-	3,32
3. Photovoltaik	32	-	0	407	-	1	12,72	-	12,72
4. Biogene Festbrennstoffe (Reststoffe, Brennholz, Energiepflanzen)	179	13410	62	643	19310	91	3,59	1,44	1,46
5. Biogene gasf. Brennstoffe (Klärgas, Biogas, Deponiegas)	700	500	5	1021	822	7	1,46	1,64	1,55
6. Therm. Kollektoren (einschl. Absorbermatten in 1997)	-	650	3	-	2436	11	-	3,75	3,75
7. Geothermie	-	111	1	-	386	2	-	3,48	3,48
Summe	23861	14671	153	36473	22954	237	1,53	1,56	1,54
Anteil an Verbr. 1997 (%):									
an Nettostromerzeugung. 1)	4,69			7,17					
an Endenergie Brennst. 2)		1,01			1,58				
an Primärenergie 3)			1,06			1,63			
Nachrichtlich: Müll, Klärschlamm 5)	2113	5050	31						
*) Potentielle Erzeugung mit der Ende 1997 installierten Leistung									
1) 509 TWh/a									
2) 1452 TWh/a (= 5230 PJ/a)									
3) 4029 TWh/a (= 14505 PJ/a)									
4) Wirkungsgradmethode									
5) wird bei Ausbau nicht berücksichtigt (organischer Anteil nicht bekannt)									

c:\uba\trend.wk4; 3.2.99

4.2.2. Strukturierung des Verdopplungsziels 2010

Wenn erneuerbare 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. Die Szenarioanalysen im Kapitel 3.2 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 erneuerbaren Energien aufbauen können. Dies ist erforderlich, damit nach den vorrangig zu mobilisierenden Potentialen einer rationelleren Energienutzung und –wandlung CO₂-Reduktionsmaßnahmen kontinuierlich und ohne Zeitverzug weitergeführt werden können.

Die energiepolitische Zielsetzung „Verdopplung“ (z.B. der EU, der dt. Umweltministerkonferenz) 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 (was im Falle der Holzeinzelheizungen aus Emissionsgründen durchaus erwünscht ist), resultieren daraus an den Zuwachs aller anderen, „neuen“ Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien teilweise hohe Anforderungen. In Deutschland beträgt der Beitrag dieser „neuen“ Technologien an der Stromerzeugung ca. 1 % und am Endenergiebedarf zur Wärmeerzeugung ca. 0,5 %. Die angestrebten Zielwerte für das Jahr 2010 liegen jedoch bei 10 % für Elektrizität und bei 2,5 % für Nutzwärme. Das jeweilige Verhältnis weist auf die erforderlichen hohen Zuwächse hin und zeigt die notwendige Vergrößerung des Marktvolumens. Entsprechende (gegenüber der Referenzentwicklung zusätzliche) Maßnahmen und Förderinstrumente werden erforderlich sein, um einen derartigen Zuwachs erfolgreich sicherzustellen. Sie sind Gegenstand der folgenden Kapitel.

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. Aus der Abwägung beider Gesichtspunkte und unter Berücksichtigung der Szenarienanalysen des Kap. 3.2 ergibt sich folgende Struktur der Beiträge erneuerbarer Energien bis 2020:

Bei der **Wasserkraft** werden alle sinnvollen Investitionen in die Ertüchtigung oder Erweiterung bestehender größerer Anlagen getätigt. Kleinere Wasserkraftanlagen werden verstärkt modernisiert bzw. wieder aktiviert. Auch ein Neubau kleiner Wasserkraftanlagen liefert, unter Abwägung der wasserrechtlichen und naturschützerischen Belange, einen nennenswerten Beitrag. Mit einem Anstieg der Leistung bis 2010 um insgesamt 900 MW werden dann 23,3 TWh/a Elektrizität erzeugt und damit das technische Potential zu 95 % ausgeschöpft.

Die **Windenergie** erfährt keine Einschränkung der derzeitigen Wachstumsraten. Im Mittel bleibt das derzeitige Marktvolumen von rund 800 MW/a erhalten. Es wird angenommen, daß Sättigungstendenzen in Küstengebieten durch Zuwächse im Binnenland und im Off-shore Bereich kompensiert werden. Auch der Ersatz kleiner Anlagen durch leistungsstärkere Anlagen an günstigen Standorten trägt zur Absicherung dieses Marktvolumens bei. Im Jahr 2010 sind somit 12.500 MW Windkraft installiert. Die potentielle Jahreserzeugung beträgt dann 25 TWh/a (5 % der derzeitigen Nettostromerzeugung) und übertrifft damit diejenige der Wasserkraft.

Die **Photovoltaik** bedarf, über das 100-000 Dächer-Programm hinaus, ab etwa 2005 einer weiter steigenden Marktdynamik, wenn bis 2020/2030 energiewirtschaftlich relevante Beiträge erschlossen werden sollen. Zu diesem Zeitpunkt sollten daher Jahreszuwächse um 50 MWp/a erreicht sein, die bis zum Jahr 2010 auf rund 100 MWp/a anwachsen. Mit einer kumulierten Leistung von 700 MWp bis zu diesem Zeitpunkt wird ein potentieller Jahresbeitrag von 0,63 TWh/a Strom erreicht.

Die **Biomasse** kann, neben der Windenergie, bis zum Jahr 2010 den größten Einzelbeitrag zum „Verdopplungsziel“ leisten. Gegenüber dem Referenzszenario wird insbesondere ihr Einsatz in der Nahwärmeversorgung und in der Kraft-Wärme-Kopplung verstärkt, während der Zubau an Zentralheizungen für Einzelgebäude nur noch wenig steigt. 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 Nettozubau an Feuerungsleistung wächst bis 2010 auf rund 1.000 MW_{th}/a; der kumulierte Zuwachs beträgt 7.000 MW_{th} und knapp 300 MW_{el}. Daraus resultiert eine Stromerzeugung von 1,6 TWh/a (dem neunfachen Wert von 1997) und eine Wärmeerzeugung von 24 TWh/a (eine knappe Verdopplung) im Jahr 2010. Hinzu kommt wie im Referenzfall ein Ersatzbedarf von Holzeinzelheizungen durch –zentralheizungen von etwa 350 MW_{th}/a.

Auch die **Vergärung** organischer Reststoffe aus Landwirtschaft, Nahrungsmittelindustrie und Haushalten wird deutlich gesteigert. Die Biogasausbeute verzehnfacht sich, auch die Klärgasnutzung wird etwa verdoppelt und ist damit potentiellseitig ausgeschöpft. Insgesamt resultiert daraus ein kumulierter Zuwachs an Gasproduktionsleistung von rund 400 MW_{gas}. Da das Gas praktisch ausschließlich in BHKW eingesetzt wird, resultiert daraus ein Zuwachs der entsprechenden KWK-Leistung von 140 MW_{el}.

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 400.000 m²/a auf rund 2,5 Mio. m²/a im Jahr 2010 ausgegangen, was einer mittleren Wachstumsrate von 15 %/a entspricht. Zunächst werden vor allem kleinere Anlagen errichtet, Großanlagen wachsen jedoch relativ stärker und erreichen im Jahr 2010 einen Marktanteil von 30 %. Die insgesamt bis 2010 kumulierte Kollektorfläche beläuft sich auf 18,7 Mio. m², die bereitgestellte Nutzwärmemenge auf knapp 7 TWh/a. Die mit einer derartigen Marktausweitung und dem Einstieg in die Errichtung von Großanlagen erreichbaren Kostensenkungen (vgl. Abschnitt 3.1.4) sind eine Voraussetzung dafür, daß die relativ großen Potentiale dieser Technologie in den darauffolgenden Jahrzehnten kostengünstig ausgeschöpft werden können.

Für die **Erdwärmennutzung** gelten ähnliche Randbedingungen. Auch hier sollte bis 2010 ein substantieller Markt entstehen, wobei hier ausschließlich Nahwärmever sorgungen in frage kommen. Mit einer installierten Leistung von 670 MW_{th} im Jahr 2010 wächst die bereitgestellte Nutzwärmemenge um das 12-fache gegenüber dem Basisjahr 1997.

Die angestrebte Ausweitung der Wärmeversorgung verlangt einen deutlichen Einstieg in **Nahwärmever sorgungen**. Sie stellen im Jahr 2010 rund 30 % der gesamten Wärme (10 TWh/a) und damit etwa viermal mehr als im Referenzszenario. Insbesondere wird es daher notwendig sein, solare Wärme in wachsendem Umfang über Nahwärmever sorgungen bereitzustellen, um ihren Beitrag zur Heizungsunterstützung deutlich zu steigern.

Der Status 2010 der erneuerbaren Energien in diesem zielorientierten Szenario „Verdopplung“ ist in **Tabelle 4.7** zusammengestellt. Ihr Gesamtbeitrag erhöht sich gegenüber heute um 125 % auf 340 PJ/a Primärenergie.¹⁷ Der Beitrag zur Stromerzeugung steigt auf 10,2 %, derjenige der Wärmeerzeugung auf 2,3 %, bezogen auf den derzeitigen Endenergieverbrauch.¹⁸

¹⁷ Gerechnet nach der Wirkungsgradmethode (Strom = 100 %; Wärme = Heizwert der eingesetzten Biomasse bzw. substituierter Brennstoff bei Solar- und Erdwärme. Nach der bisherigen Substitutionsmethode berechnet liegt ihr Beitrag 1997 bei 2 % und im Jahr 2010 mit 615 PJ/a bei 4,3 % Anteil am Primärenergieverbrauch des Jahres 1997. Die Müllverbrennung ist dabei nicht berücksichtigt

¹⁸ Bezogen auf den Verbrauch des Referenzszenario für das Jahr 2010 (Abschnitt 4.1.3) ändern sich die Anteile geringfügig. Sie lauten für die Anteile an Strom 9,2 %, an Endenergie für Wärmeerzeugung 2,4 %.

Tabelle 4.7: Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2010 mit der Zielsetzung einer ungefähren Verdopplung ihres Beitrags

Energieart	Status 1997*)			Ausbau 2010			Verhältnis 2010/1997		
	Elektrizität (GWh/a)	Nutz- wärme (GWh/a)	Primär- energie 4) (PJ/a)	Elektrizität (GWh/a)	Nutz- wärme (GWh/a)	Primär- energie 4) (PJ/a)	Elektrizität	Nutz- wärme	Primär- energie
1. Wasserkraft	18900	-	68	23334	-	84	1,23	-	1,23
2. Windenergie	4050	-	15	24940	-	90	6,16	-	6,16
3. Photovoltaik	32	-	0	627	-	2	19,59	-	19,59
4. Biogene Festbrennstoffe (Reststoffe, Brennholz, E-pflanz.)	179	13410	62	1615	24137	117	9,02	1,80	1,87
5. Biogene gasf. Brennstoffe (Klär-, Bio-, Deponiegas)	700	500	5	1677	1662	14	2,40	3,32	2,84
6. Therm. Kollektoren (einschl. Absorbermatten in 1997)	-	650	3	-	6648	31	-	10,23	10,23
7. Geothermie	-	111	1	-	1327	6	-	11,95	11,95
Summe	23861	14671	153	52193	33774	343	2,19	2,30	2,24
Anteil an Verbr.1997 (%): an Nettostromerzeug. 1) an Endenergie Brennst. 2) an Primärenergie 3)	4,69	1,01	1,06	10,25	2,33	2,37			
Nachrichtlich: Müll, Klärschlamm 5)	2113	5050	31						
*) Potentielle Erzeugung mit der Ende 1997 installierten Leistung 1) 509 TWh/a 2) 1452 TWh/a (= 5230 PJ/a) 3) 4029 TWh/a (= 14505 PJ/a) 4) Wirkungsgradmethode 5) wird bei Ausbau nicht berücksichtigt (organischer Anteil nicht bekannt)									

c:\uba\trend.wk4; 15.6.99

4.3. Ökonomische Eckdaten des Zubaus erneuerbarer Energien

Die ökonomischen Eckdaten des Zubaus erneuerbarer Energien machen die Unterschiede der beiden Entwicklungspfade deutlich. Das derzeitige Investitionsvolumen in derartige Anlagen beträgt rund 3 Mrd DM/a (1997)¹⁹ mit dem Schwerpunkt bei der Windenergie mit 1,2 Mrd DM/a (1998 waren es bereits ca. 1,8 Mrd DM/a). Der Zubau im Szenario „Bisherige Maßnahmen“ erlaubt keine Ausweitung dieses Investitionsvolumens. Wachstumstendenzen bei der Photovoltaik (100.000 Dächer-Programm) und in geringerem Ausmaß bei der Biomasse steht ein etwa konstanter Absatzmarkt bei Kollektoren und ein stark schrumpfendes Marktvolumen bei der Windenergie gegenüber (Wirkung der Härteklausel, Unsicherheit hinsichtlich des Weiterbestehens des unveränderten StrEG), so daß das gesamte Investitionsvolumen der erneuerbaren Energien im Jahr 2010 nur noch rund 2 Mrd DM/a beträgt (darunter Wind 0,4 Mrd DM/a). Das kumulierte Investitionsvolumen im Zeitraum 1998-2010 beläuft sich auf 31,6 Mrd DM (**Abbildung 4.1**; oben). Ein Gesamtwachstum des Beitrags er-

¹⁹ Entsprechend der Abgrenzung in dieser Untersuchung ohne Wärmepumpen; im Bereich Biomasse sind die Angaben unsicher, u.a. sind Kleinstanlagen wie Kachelöfen und Herde nicht erfaßt

erneuerbarer Energien um rund 50 % bis 2010 reicht demnach voraussichtlich nicht aus, die entscheidenden neue Wachstumsimpulse zu aktivieren, die erforderlich sind um ihnen mittelfristig energiewirtschaftlich relevante Anteile zu sichern. Für die Windenergieindustrie wäre darüber hinaus die in diesem Szenario unterstellte Schrumpfung des Marktes kaum durchhaltbar.

Deutliche Wachstumstendenzen entstehen erst bei der im Mittel angestrebten Verdopplung des Beitrags bis 2010. Diese Zielsetzung ermöglicht unter Beibehaltung des derzeitigen Marktvolumens bei der Windenergie deutlich wachsende Investitionsvolumina bei allen anderen Technologien (Abbildung 4.1, unten, und **Tabelle 4.8**). Das jährliche Marktvolumen steigt bis zum Jahr 2010 auf 6,5 Mrd. DM/a, die kumulierte Summe zwischen 1998 und 2010 beläuft sich auf 66,7 Mrd. DM, worin auch 5,2 Mrd. DM für den Aufbau von Nahwärmenetzen enthalten sind.

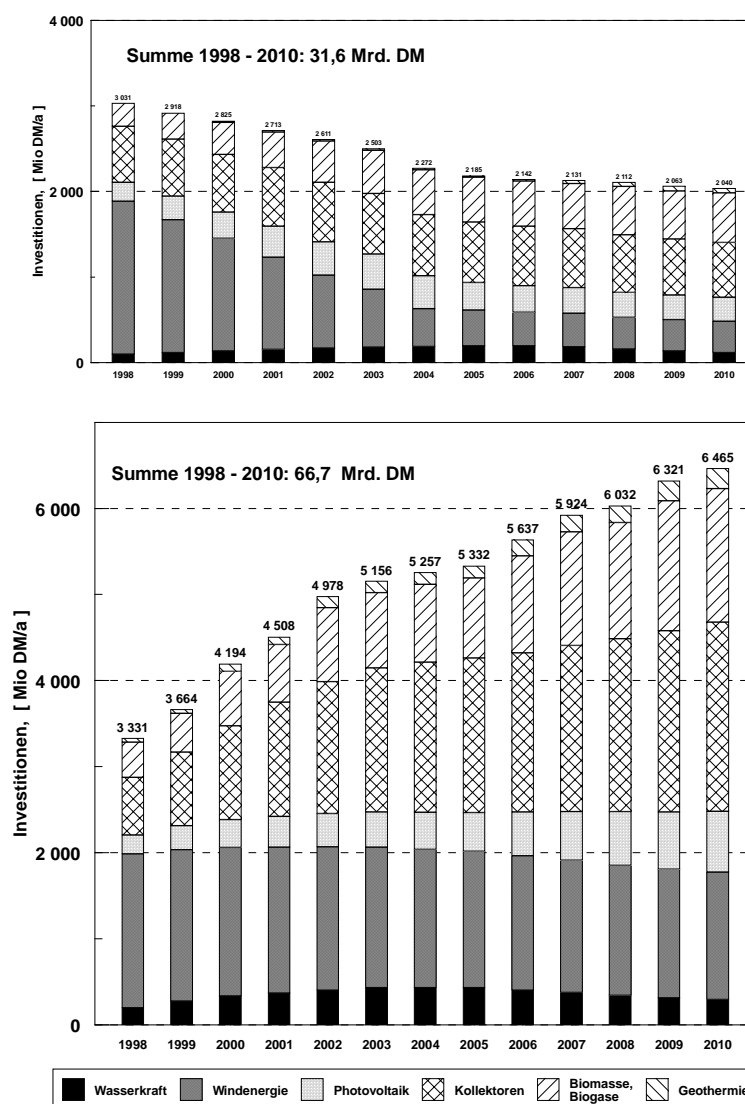


Abbildung 4.1: Investitionsvolumina des Zubaus erneuerbarer Energie bis zum Jahr 2010; oben: Szenario „Bisherige Maßnahmen“, unten Szenario „Verdopplung“

Tabelle 4.8: Jährliche Investitionen des Ausbaus erneuerbarer Energien nach einzelnen Energietechnologien (einschl. Nahwärmenetze) im Szenario „Verdopplung“

	Wasser	Wind	Photovolt.	Kollekt. einschließlich Nahwärmenetze	Biomasse*)	Geothermie	Gesamt (Mio DM/a)
1997	150	1484	213	644	324	15	2830
1998	196	1789	222	671	408	45	3331
1999	274	1760	278	855	451	46	3664
2000	332	1728	325	1091	631	86	4193
2001	367	1696	360	1326	670	88	4508
2002	402	1664	389	1535	858	130	4978
2003	430	1632	412	1673	875	132	5154
2004	430	1608	432	1745	905	136	5256
2005	430	1584	450	1798	931	139	5332
2006	402	1560	510	1849	1129	186	5636
2007	375	1536	567	1932	1320	193	5923
2008	340	1512	624	2011	1350	196	6032
2009	312	1496	666	2104	1512	227	6317
2010	292	1480	710	2199	1549	233	6462
Durchschn. 1998-2010	352	1619	457	1599	968	141	5137
Kumuliert 1998-2010	4582	21045	5945	20788	12589	1836	66786
*) einschl. Bio-, Klär- und Deponiegasanlagen							

C:\UBA\REG.WK3, 13.6.99

Das konstant hohe jährliche Investitionsvolumen in der Windenergie (derzeit mehr als 50 % des Gesamtvolumens) führt kumuliert zur größten Einzelsumme von 21 Mrd. DM. Von erheblichen Wachstumsschüben wird vor allem im Kollektormarkt (kumuliert 20,8 Mrd. DM einschl. Nahwärmenetzen bei Großanlagen), bei der Biomasse (kumuliert 12,6 Mrd. DM insbesondere im Bereich der KWK) und bei der Geothermie ausgegangen. 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 37 Mrd. DM, diejenigen des Wärmemarkts auf knapp 30 Mrd. DM. Letztere wachsen jedoch, ausgehend von einem niedrigeren Niveau (1997: 813 Mio. DM/a) rascher und übertreffen diejenigen im Strombereich im Jahr 2010 mit dann 3,33 Mrd. DM/a (stromseitig: 3,13 Mrd. DM).

Mit dieser Marktausweitung sind auch 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 auf 14 Pf/kWh (- 25 %), bei der Photovoltaik von 185 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 (vgl. auch Abschnitt 3.1.4).

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 den Status des Ausgangsjahrs 1997 belaufen sich diese Gesamtkosten auf 4,30 Mrd. DM/a. Diesen Kosten stehen Erlöse gegenüber, die zum Teil aus wirtschaftlich arbeitenden Anlagen stammen (größere Wasserkraftwerke Deponie- und Klärgasanlagen, Teile der Biomassenutzung). Nicht wirtschaftlich arbeitende Anlagen erzielen nur einen Teil ihrer Kosten. Die gesamten Erlöse belaufen sich für 1997, bestimmt auf der Basis anlegbarer Kosten, auf 3,25 Mrd. DM. Es besteht also eine rechnerische Deckungslücke von etwa 1,0 Mrd. DM²⁰. Umgelegt auf den gesamten Energieverbrauch im Strom- und Wärmemarkt sind dies allerdings lediglich 0,05 Pf/kWh. Die Differenzkosten werden zum Teil durch Fördermittel gedeckt, zum kleineren Teil durch freiwilliges privates Kapital (z.B. kleinere Kollektor- und Photovoltaikanlagen) aufgebracht. Die Mittel können aber auch mittels ordnungspolitischer Instrumente mobilisiert werden und sind dann vom jeweiligen Investor zu tragen. Die in Kapitel 1 ermittelten Fördermittel für das Jahr 1997 in Höhe von rund 750 Mio. DM fügen sich gut in die hier ermittelten Differenzkosten²¹.

Die zukünftig erforderlichen Aufwendungen bzw. Art und Eingriffstiefe der entsprechenden Instrumente zur Schließung der Deckungslücke hängen wesentlich vom Verlauf der zukünftigen Energiepreisentwicklung ab. Ohne zusätzliche Besteuerung werden die Energiepreise als konstant (Brennstoffpreise) bzw. leicht sinkend (Strompreise) angenommen (vgl. Tabelle 4.5). 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 einer realen Erhöhung der anlegbaren Preise für Strom von 27 % bis zum Jahr 2010 (entsprechend einem mittleren Wachstum von 2 %/a; Ausgangswert 10 Pf/kWh) und für Wärme von 25 % (mittleres Wachstum der Brennstoffkosten 4 %/a; Ausgangswert 3,5 Pf/kWh; Anteil an Wärmekosten 1997 40 %) ausgegangen.

In beiden Szenarien steigen die Differenzkosten infolge eines weiteren Zubaus erneuerbarer Energietechnologien, wobei die berücksichtigten Kostendegressionen (vgl. Kap. 3.1.4) den Zuwachs zwar dämpfen, aber bei dem unterstellten Energiepreisniveau nicht verhindern können. Im Szenario „Bisherige Maßnahmen“ steigen die Differenzkosten von den derzeitigen 1,0 Mrd. DM/a auf 2,6 Mrd. DM/a zum Zeitpunkt 2010 (**Abbildung 4.2**, oben). Ein Vergleich mit den ab 1999 steigenden Fördermitteln zur Markteinführung (infolge des 100.000 Dächer-Programms und des 200 Mio. DM/a-Programms) sowie mit den entsprechend der steigenden Stromeinspeisung wachsenden Vergütungssummen des (modifizierten) StrEG zeigt, daß diese Mittel selbst für die bloße Aufrechterhaltung der derzeitigen Marktdynamik im Bereich der erneuerbaren Energien eher knapp bemessen sind. Sie sind erst recht kein

²⁰ Der Übersicht wegen wurden die Erlöse der „großen“ Wasserkraft den anlegbaren Kosten 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 Stromkosten entstehen also überschüssige Erlöse in einer Höhe von rund 350-500 Mio. DM/a. Diese Erlöse kommen den betreffenden EtVU zugute, sie können aber volkswirtschaftlich den Mehraufwendungen bei anderen erneuerbaren Energien gutgeschrieben werden.

²¹ Unter „Differenzkosten“ wird die Differenz zwischen den Gesamtkosten der installierten Techniken der erneuerbarer 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 getätigt werden sollen.

Garant für eine deutlich steigende Marktdynamik, die insgesamt höhere Differenzkosten verursacht. Um diese Differenzkosten bis zu einer Höhe von rund 4 Mrd. DM (Abbildung 4.2, unten) zu mobilisieren, wird es erforderlich sein, entsprechend wirksame Instrumente einzusetzen.

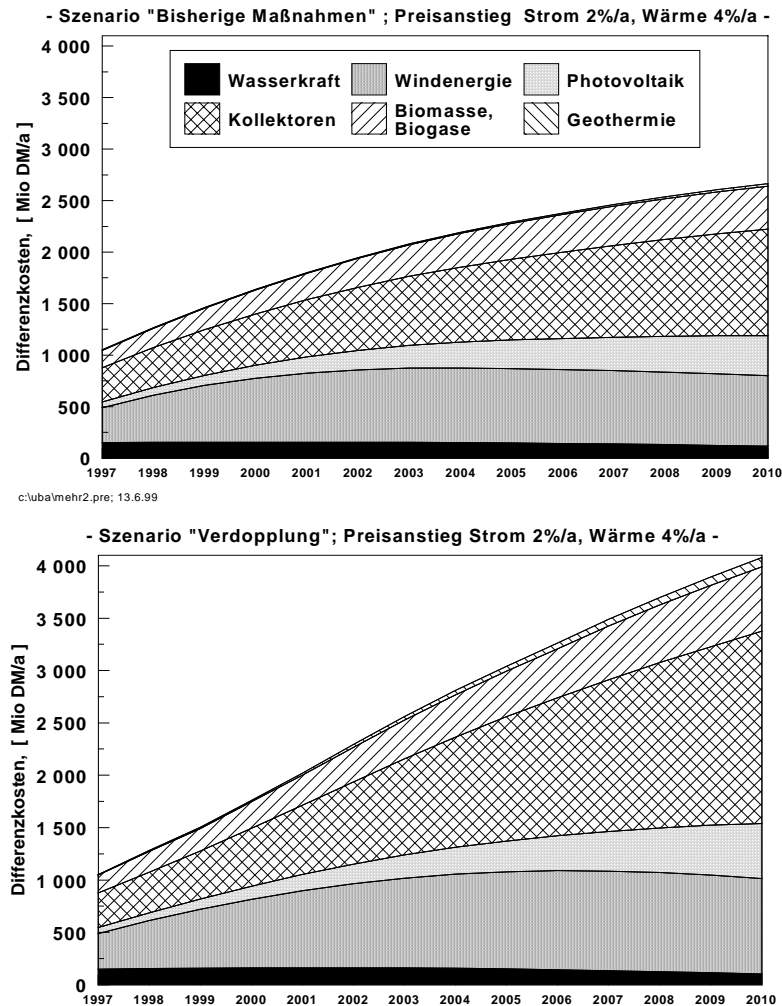


Abbildung 4.2: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Vergleich zu anlegbaren Kosten für die Szenarien „Bisherige Maßnahme“ (oben) und „Verdopplung“ (unten) bei einem mittleren Anstieg der Strompreise von 2 %/a und der Brennstoffpreise von 4 %/a

Die gewählten Ausbauziele im Szenario „Verdopplung“ führen zu vergleichbaren kumulierten Investitionen im Strom- und im Wärmemarkt. Entsprechendes ergibt sich bei durchaus unterschiedlicher Wirtschaftlichkeit der Einzeltechniken und unterschiedlichen Wachstumsraten auch für die Differenzkosten, (Tabelle 4.9 und Tabelle 4.10). Im Strommarkt steigen sie von derzeit 0,6 Mrd. DM/a auf rund 1,8 Mrd. DM/a im Jahr 2010, wobei der Beitrag der Windenergie über den ganzen Zeitraum hinweg dominiert. Bezogen auf den Endenergieverbrauch an Strom steigt der entsprechende spezifische Wert von derzeit 0,13 Pf/kWh auf 0,33 Pf/kWh. Im Wärmemarkt ist ein höherer Anstieg von derzeit 0,46 Mrd. DM auf 2,3 Mrd. DM zu verzeichnen, der vor allem auf das deutliche Anwachsen von Kollektoranlagen zurückzuführen ist. In Relation zur umgesetzten Brennstoffmenge in Höhe von 5.200 PJ/a (1.450 TWh/a) sind die Differenzkosten im Wärmemarkt mit 0,032 Pf/kWh (1997) bzw. mit

0,157 Pf/kWh (2010) deutlich geringer als im Strommarkt. Die in Tabelle 4.9 und Tabelle 4.10 dargestellten spezifischen Differenzkosten geben Hinweise auf das Ausmaß der Kostenbelastung, der Strom- und Brennstoffpreise ausgesetzt sind, wenn das Verdopplungsziel umgesetzt wird. Etwa die Hälfte des Wertes im Strommarkt von 1997 wird beispielsweise derzeit über das StrEG wirksam. Die potentiellen Verteuerungen sind im Vergleich zu steuerlichen Belastungen dieser Energieträger und zu Preisschwankungen von Brennstoffen infolge einer Veränderung der Primärenergiepreise relativ gering.

Tabelle 4.9: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Szenario „Verdopplung“ im Strommarkt (spezifische Differenzkosten bezogen auf Endenergieverbrauch an Strom)

	Wasser	Wind	Photovolt.	Biomasse KWK	Gesamt	
					absolut Mio DM/a	spezifisch Pf/kWh
1997	150	340	56	44	590	0,128
1998	156	457	75	62	750	0,159
1999	158	562	99	71	890	0,184
2000	161	655	127	97	1040	0,210
2001	163	735	157	112	1166	0,233
2002	163	802	189	132	1286	0,255
2003	161	856	223	147	1388	0,275
2004	158	898	258	161	1475	0,029
2005	152	928	294	174	1547	0,301
2006	145	945	334	187	1611	0,310
2007	136	950	378	205	1669	0,316
2008	126	947	426	220	1720	0,323
2009	115	934	476	235	1760	0,328
2010	104	910	528	246	1788	0,334

Tabelle 4.10: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2010 im Szenario „Verdopplung“ im Wärmemarkt (einschließlich Nahwärmenetze; spezifische Differenzkosten bezogen auf Endenergieverbrauch an Brennstoffen)

	Kollektoren	Geothermie	Biomasse	Gesamt	
				absolut Mio DM/a	spezifisch Pf/kWh
1997	332	5	126	463	0,032
1998	389	8	137	533	0,037
1999	460	10	144	614	0,042
2000	552	15	155	722	0,050
2001	661	20	175	856	0,059
2002	785	27	198	1010	0,070
2003	918	34	221	1173	0,081
2004	1053	41	242	1336	0,092
2005	1187	47	260	1494	0,103
2006	1319	55	281	1655	0,114
2007	1449	63	308	1820	0,126
2008	1578	71	330	1978	0,136
2009	1702	79	352	2133	0,147
2010	1827	87	369	2282	0,157

Zur Einordnung der Differenzkosten im Szenario „Verdopplung“ ist das Ergebnis weiterer Sensitivitätsanalysen zum Verlauf der Energiepreise in **Abbildung 4.3** dargestellt. 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 Biomasse 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 (sehr unwahrscheinlichen) Preissteigerungen sinken die gesamten Differenzkosten bereits wieder im Betrachtungszeitraum, weil nun auch die Differenzkosten für Kollektoranlagen geringere Werte annehmen. Bei real auf dem heutigen Niveau verharrenden Energiepreisen sind dagegen, entsprechend der angenommenen Zubaudynamik dieses Szenarios, stetig ansteigende Differenzkosten zu verzeichnen. Bei einem, entsprechend dem Szenario „Bisherige Maßnahmen“ geringeren Zubaudynamik verschiebt sich dieser Verlauf der Differenzkosten zu etwas geringeren Energiepreisanstiegen, wie auch dem Abbildung 4.2 zu entnehmen ist.

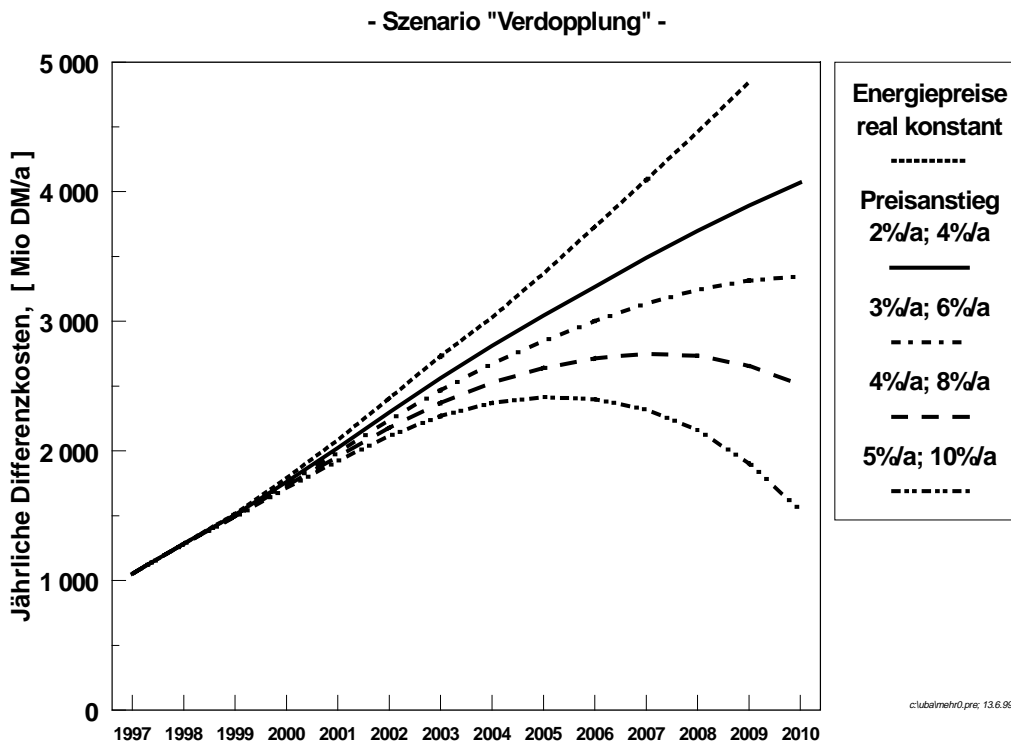


Abbildung 4.3: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Szenario „Verdopplung“ bis 2010 als Funktion des realen Anstiegs der Energiepreise (links: Strom; rechts: Brennstoffe)

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 Anrei-

ze in Form von Förderprogrammen des Bundes und der Länder, einem erweiterten Stromeinspeisungsgesetz und weiteren flankierenden Maßnahmen. Erst recht gilt dies für die angestrebte Verdopplung 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 verlangt daher mittelfristig zwingend eine Korrektur heutiger Energiepreise auf der Basis der nicht internalisierten externen Kosten der heutigen Energieversorgung. Für einen begrenzten Zeitraum kann die „Umlenkung“ der erforderlichen Investitionsmittel auch durch Vorrangregelungen (z.B. der Festlegung von Quoten) oder Gesetze (z.B. StrEG mit Netzaufschlag) erfolgen, die alle Energieverbraucher gleichmäßig mit den in jedem Fall entstehenden Differenzkosten belasten.

Die folgenden Kapitel werden sich mit den dafür geeigneten Instrumente befassen und Vorschläge für die bestmögliche Mobilisierung dieser Differenzkosten formulieren, wobei die Verwirklichung des Verdopplungsziels bis zum Jahr 2010 als Leitschnur benutzt wird.

4.4. Literatur zum Kapitel 4

- | | |
|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AG Energiebilanzen 8/98 | Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1993 bis 1995 - vorläufige Angaben, Stand: 12. Juni 1996), Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin 1998 |
| Altner et al. 1995 | G. Altner, H.P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch: Zukünftige Energiepolitik – Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen. Economica-Verlag, Bonn, 1995 |
| BMWi | Energiedaten 97/98 und Energiedaten 1999. Broschüren des BMWi, Bonn |
| BWE-Info 98 | Info 12/98 des Bundesverbands WindEnergie e.V., Osnabrück, Januar 1999 |
| Enquete 1995 | Studienprogramm: Energie (Band 3) der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Dt. Bundestags (Hrsg.). Economica Verlag, Bonn 1995 |
| Esso 1998 | Esso Energieprognose 1998. Presse- und Informationsabteilung der Esso AG, Hamburg 1998 |
| IKARUS 1997 | H.J. Ziesing et al.: Politiksznarien für den Klimaschutz. Bd. 1: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO ₂ -Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2005. Untersuchung im Auftrag des UBA Berlin. Schriften des FZ Jülich, Band 5, 1997 |

- Justinger 1998 G. Justinger: Energetische Nutzung von Biomasse in Bayern. Manuskript für Symposium Innovativ, Nürnberg, 22.10.1998
- Krönig 1999 J. Krönig: Am Tropf der Scheichs. Die Zeit, Nr. 40, 30. Sept. 1999, S. 21
- Langniß/Nitsch 1997 O. Langniß, J. Nitsch: Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010. Expertise für die Gruppe „Energie 2010“ Stuttgart, Mai 1997
- Nitsch 1999 J. Nitsch: Erneuerbare Energien an der Schwelle zum nächsten Jahrtausend – Rückblick und Perspektiven. Manuskript, Kassel/Stuttgart, Januar 1999
- Prognos 1995 K. Eckerle, P. Hofer, U.P. Masuhr et al.: Energiereport II – Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa – Perspektiven bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag des BMWi, Bonn. Schäffer-Pueschel Verlag Stuttgart, 1996
- Prognos 1998 K. Eckerle et al.: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Trendskeizze der Prognos AG, Basel, Oktober 1998
- RWI 1998 B. Hillebrand: Regenerative Stromerzeugung im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Expertise für den Wirtschaftsverband Windenergie e.V. und den VDMA e.V. Rh.-West. Institut für Wirtschaftsforschung e.V. Essen, Juni 1998
- RWI/Ifo 1996 Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien. Gutachten im Auftrag des BMWi, Bonn, Essen/München, Juli 1996; Kurzfassung in BMWi-Dokumentation Nr. 414, Bonn, Februar 1997
- Wuppertal 1998 M. Fishedick, G. Lechtenböhrer et al.: Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz. Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen, Düsseldorf; Kap. 5: Reduktionsanforderungen im gesamtsystemaren Kontext. Wuppertal-Institut, Wuppertal, Juli 1998

4.5. Exkurs zur Bedeutung von solarthermischen Kraftwerken für die zukünftige Energieversorgung

Obiges Zubausszenario berücksichtigt Optionen der Nutzung erneuerbarer Energien, die in Deutschland bis zum Jahr 2010 nennenswert zur Energieversorgung beitragen können bzw. deren Nutzung sich auf inländische Märkte abstützen kann. Entwickelt sich auf dieser Basis eine stabile und dynamische Tendenz zur stetigen Ausweitung erneuerbarer Energien – die dann nicht allein auf Deutschland beschränkt bleiben kann (vgl. Kapitel 2) –, so gewinnen weitere Nutzungsoptionen an Bedeutung. Eine wesentliche Option stellt die solarthermische Stromerzeugung in einstrahlungsreichen Gebieten dar. Sie wird im folgenden Exkurs erläutert. Schlußfolgerungen daraus werden in Kapitel 9 „Perspektiven der erneuerbaren Energien über 2010“ erläutert.

Exkurs: Einsatz und Markteinführung solarthermischer Kraftwerke

Status solarthermischer Kraftwerkstechnik

Solarthermische Kraftwerke sind Dampf- oder kombinierte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), die Energie bei hoher Temperatur aus konzentrierenden Sonnenkollektoren erhalten. Von den verschiedenen Varianten dieser Technologie, die in /DGS 1998/ beschrieben sind, ist die der solaren Dampfkraftwerke mit Parabolrinnenkollektoren (**Abbildung E1**) am weitesten fortgeschritten und am besten in der Praxis erprobt. Diese Technologie wird eingesetzt in Dampfkraftwerken - auch bekannt unter dem Namen „Farmkraftwerke“ oder englisch „Solar Electricity Generating Systems“ (SEGS) - und im Dampfturbinenteil eines GuDs. Solarthermische Kraftwerke (**Abbildung E2**) erlauben thermische Speicherung der erzeugten Solarwärme, und Zufeuerung mit fossilen Brennstoffen, so daß die im Kraftwerksbetrieb unverzichtbare ständige Verfügbarkeit zur Lastdeckung, auch bei Dunkelheit, ohne Vorhaltung getrennter Ersatzkraftwerke gewährleistet werden kann. Mit entsprechendem Ausbau des Solarfeldes und des Speichers kann ein Solaranteil von 100 % erreicht werden.

Die Anlagen können auch zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden, also zur kombinierten Erzeugung von Strom und Prozeßwärme. So kann ein solches Kraftwerk z.B. gleichzeitig Elektrizität, Kälte (über eine Absorptionskältemaschine), industriellen Prozeßdampf oder (über eine Meerwasserentsalzungsanlage) Trinkwasser erzeugen und so bis zu 85 % der geernteten Solarwärme in Nutzenergie umwandeln.



Abbildung E1: Parabolförmiger Rinnenkollektor eines 80 MW Dampfkraftwerks in Kalifornien. Quelle: Pilkington Solar International

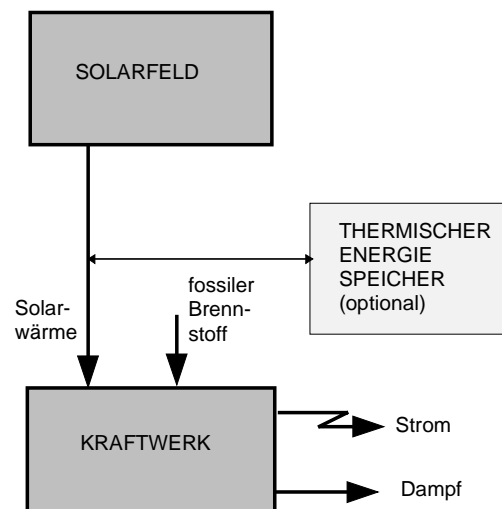


Abbildung E2: Grundkonfiguration eines solarthermischen Kraftwerks: ein konventionelles Kraftwerk wird alternativ mit Wärme aus Sonnenkollektoren oder mit fossilem Brennstoff betrieben

Über 50 % des bisher weltweit erzeugten Solarstroms wurde in Kalifornien in solarthermischen Kraftwerken des Typs SEGS mit insgesamt 354 MW installierter Leistung generiert, von denen das größte eine Kapazität von 2 x 80 MW hat. Die Anlagen sind zum Teil seit Mitte der achtziger Jahre in Betrieb. Die Standorte für derartige Anlagen müssen eine möglichst hohe Direkteinstrahlung aufweisen ($\geq 1.800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$). Die Technologie ist daher dann

für die deutsche Energieversorgung von direkter Bedeutung, wenn sich z.B. im Mittelmeerraum eine „solare“ Energieversorgung etabliert hat und solarer Strom mittels des europäischen Verbundnetzes importiert wird.

Das SYNTHESIS Programm bis 2010

Aufgrund der Konkurrenzsituation mit den derzeit niedrigen Brennstoff- und Kraftwerkpreisen ist es seit 1991 nicht gelungen, ein weiteres solarthermisches Kraftwerk zu bauen. Das DLR und der Hamburger Klimaschutzfonds haben deshalb ein Markteinführungsprogramm für solarthermische Kraftwerke und mit Unterstützung aus der Privatwirtschaft ein entsprechendes Finanzierungskonzept entwickelt und unter dem Namen SYNTHESIS vorgestellt /Trieb et al. 1998/, /Trieb et al. 1999/.

Tabelle E1: Eckdaten des SYNTHESIS Programms zur Marktentwicklung solarthermischer Kraftwerke

Eckdaten des SYNTHESIS Programms

- Durchführungszeitraum: 1998-2010
- Ausbau in 4 Etappen auf insgesamt: 7 GW installierte Leistung
- Solare Stromerzeugung jährlich insgesamt: 23 TWh/a
- Vermiedene CO₂-Emissionen: 400 Mio. Tonnen
- Gesamtinvestition: 25 Mrd. DM, zu 98 % finanziert aus Stromerlösen
- Benötigte Anschubfinanzierung: 300-600 Mio. DM, verteilt über 5 Jahre
- Konkurrenzfähige Stromgestehungskosten bis 2010 mit, nach 2010 ohne Anschubfinanzierung

Die Senkung der Produktionskosten erfolgt durch progressiven Ausbau der Produktionskapazitäten und durch technische Weiterentwicklung. Vorgesehen ist eine Serie von ca. 50 Kraftwerken bis 2010 mit insgesamt 7000 MW installierter Leistung und einem solaren Jahresertrag von 23 TWh/a bei einer Gesamtinvestition von 25 Mrd. DM (**Abbildung E 3**).

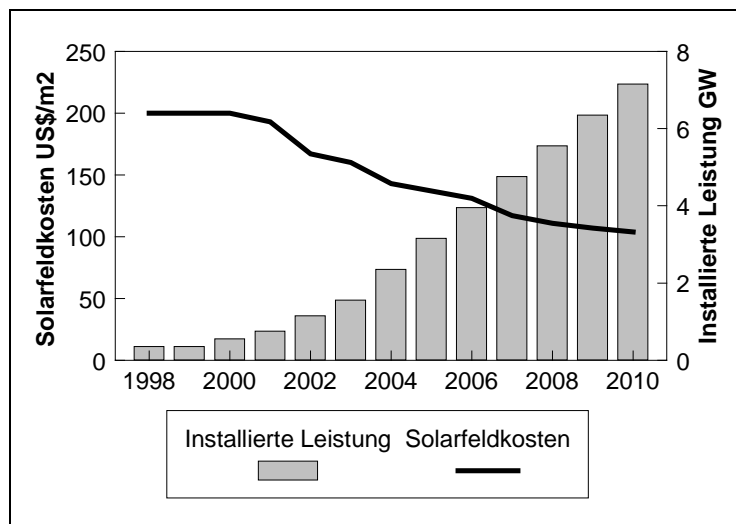


Abbildung E3: Ausbau und erreichbare Kostensenkung für solarthermische Kraftwerke durch technischen Fortschritt und Serienfertigung im Rahmen des SYNTHESIS Programms /Trieb et al. 1998/

Die erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten ist - unter vorgegebenen Modellbedingungen - in **Abbildung E4** für solare Dampfkraftwerke und zusätzlich für solar ergänzte GuD Kraftwerke gezeigt. Letztere laufen in Grundlast und sind daher billiger. Die Abbildung zeigt, daß nach ca. 7 Jahren des Ausbaus der Eintritt in die Wirtschaftlichkeit beginnt. Der strategische Ansatz des Programms wurde in einer Studie im Auftrag der Weltbank bestätigt /Enermodal 1999/.

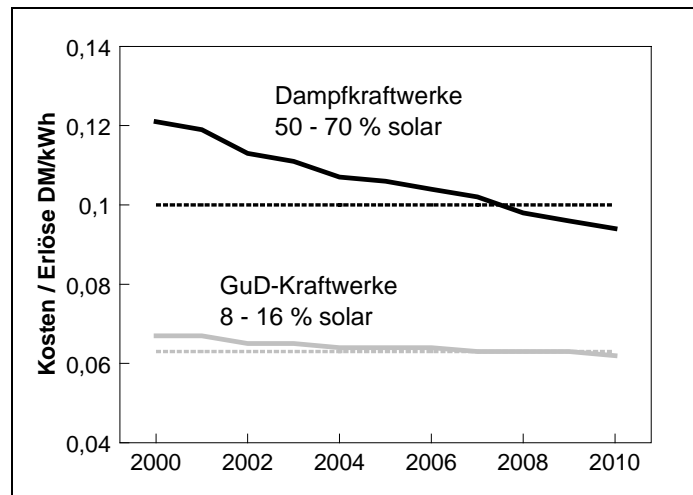


Abbildung E4: Entwicklung der Stromgestehungskosten (durchgehende Linien) und Erlöse (gestrichelt) für hybride Dampfkraftwerke sowie für hybride kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke im Rahmen des Markteinführungsprogramms. Blockleistung 160-200 MW, Stromerlös 10 Pf/kWh für Dampfkraftwerke in der Mittellast (50 % solar) bzw. 6,3 Pf/kWh für GuD-Kraftwerke in der Grundlast (8 % solar), Direkt einstrahlung 2350 kWh/m²a, Lebensdauer 25 a, Brennstoffpreis 6 DM/GJ, ab 2007 Einsatz von Speichern, 10 % Zuschlag für Unwägbarkeiten, Zins 8 %, Kosten für Kraftwerksblock + Wärmeübertragung 1450 DM/kW, Kosten für Solarfeld s. Abbildung E3

Eine Senkung der Kapitalkosten und finanziellen Risiken erfolgt durch private Anschubfinanzierung. Banken und Investmentgesellschaften haben bereits Kredite und Eigenkapital zu niedrigen Zinssätzen angeboten. Niedrige Versicherungsprämien sowie Garantien - diese senken die üblichen Risikozuschläge von Unternehmern und Investoren - dienen ebenfalls als privatwirtschaftlicher Beitrag zur Anschubfinanzierung. Der Bedarf an öffentlichen Zuschüssen reduziert sich auf etwa 300-600 Mio. DM, verteilt auf die ersten 5 Jahre (der höhere Betrag gilt für den Fall, daß nur überwiegend kleinere Anlagen mit deutlich weniger als 100 MW Leistung gebaut würden).

Weltbank (GEF) und Europäische Kommission haben ihre Bereitschaft signalisiert, solarthermische Kraftwerksprojekte in Entwicklungsländern bzw. in der EU durch Investitionszuschüsse in der geforderten Höhe zu unterstützen. Da einige der interessantesten Standorte von einer Förderung durch EU und Weltbank ausgeschlossen werden (USA, Australien, einige arabische Länder), wird derzeit zusätzlich die Gründung eines revolving Fonds zur Förderung solarthermischer Kraftwerke erwogen.

Bei einer Umsetzung des Programms werden im Jahr 2010 ca. 12.500 Menschen beschäftigt sein, davon je nach Intensität des vorgesehenen Technologietransfers zwischen 4.000 und 8.000 Arbeitnehmer in der Bundesrepublik. Etwa 50 % dieser Stellen werden neu ge-

schaffen. Den staatlichen Zuschüssen stehen Einnahmen in Form von Steuern und vermiedenen Arbeitslosenkosten aus Produktion, Bau und Betrieb der Kraftwerke gegenüber. Der starke Anteil deutscher Unternehmen führt dazu, daß die bis 2010 in der Bundesrepublik erwarteten Rückflüsse mit 1,5 Mrd. DM den Zuschußbedarf von 300-600 Mio. DM deutlich übersteigen werden /Trieb et al. 1999/.

Nach der Anschubphase bis 2010 ist damit zu rechnen, daß Arbeitsplätze und Einnahmen weiter anwachsen, da die Technologie der solaren Dampfkraftwerke dann auf dem Weltkraftwerkmarkt ohne weitere Hilfen konkurrenzfähig sein wird.

Bedeutung für den Umwelt- und Klimaschutz

Die Gründe für den Einsatz erneuerbarer Energien sind neben einer befürchteten Ressourcenverknappung die aus der Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger entstehenden Schäden für Umwelt und Klima. Unter diesen Gesichtspunkten sollten erneuerbare Energien möglichst genau die Energieressourcen entlasten, die Ursache solcher Schäden sind. Diese Forderung wird beim Einsatz solarthermischer Kraftwerke in vielen Ländern des Südens, die heute mit bis zu 8 % pro Jahr die höchsten Zuwachsraten im Stromsektor haben, erfüllt. Das schnelle Wachstum des urbanen Stromsektors in diesen Ländern zeigt einerseits die Dringlichkeit, birgt andererseits aber auch die Chance einer schnellen Umstellung auf erneuerbare Energieträger. Klimaschutz erfordert nicht nur globales Denken, sondern auch internationales Handeln. Eine Beschränkung auf Maßnahmen in den Industrieländern und in dezentralen Einsatzgebieten in Entwicklungsländern, wie sie sich derzeit abzeichnet, würde die Vernachlässigung einer der wichtigsten Optionen bedeuten.

Allein im Mittelmeerraum stehen genügend Flächen mit hoher Einstrahlung und geeigneter Infrastruktur zur Verfügung, um ganz Europa und Nordafrika mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken zu versorgen /Klaiß/Staiß 1992/. Praktisch wäre ein Stromexport nach Mitteleuropa mit Hilfe der Verbundnetze oder der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) schon heute machbar /Brösamle 1999/. Sowohl für die Herstellerländer wie die Bundesrepublik als auch für die betreffenden Standortländer würden sich neue Exportmärkte öffnen /Nitsch/Staiß 1997/, /Langniß et al. 1997/.

Parabolrinnenkraftwerke sind schon heute die mit Abstand kostengünstigste Solartechnologie /Trieb et al. 1998/ mit noch hohem Kostensenkungspotential durch technische Verbesserungen, Skaleneffekte, Serienfertigung und Speichertechnologie. Die Stromgestehungskosten bewegen sich in den folgenden Größenordnungen:

- Nur-Solarbetrieb (Stand 1998): 16-20 Pf/kWh
- Doppelnutzung (Stand 1998): 10-14 Pf/kWh
- Ziel bis 2010: 5- 9 Pf/kWh

Doppelnutzung, d.h. solarer Betrieb bei Tage und fossile Feuerung bei Dunkelheit führt zu einer besseren und damit wirtschaftlicheren Auslastung des Kraftwerks. Die Mischung mit fossilen Energien findet nicht wie bei anderen Erneuerbaren im Netz, sondern direkt im Kraftwerk statt. Dadurch stellt die Doppelnutzung neben der Verbesserung der Finanzierbarkeit der Sonnenkollektoren auch eine weitere direkte Umweltentlastung dar, da der Bau und Betrieb eines gleichwertigen, konventionellen Reservekraftwerks entfällt.

Privatwirtschaftliche Beteiligung bei der Anschubfinanzierung und Risikobegrenzung im Rahmen von SYNTHESESIS macht es möglich, mit öffentlichen Zuschüssen von nur 300-600 Mio. DM eine Emissionsminderung von insgesamt etwa 400 Mio. Tonnen CO₂ zu erkaufen.

Unter den Technologien zur solaren Stromerzeugung weisen solarthermische Kraftwerke mit Parabolrinnenkollektoren (SEGS) die beste Emissionsbilanz bei der Lebenszyklusanalyse auf (**Abbildung E5**, /Weinrebe et al. 1998/). Etwa 12 Gramm CO₂ werden pro erzeugter elektrischer Kilowattstunde emittiert. Die zur Herstellung benötigte Energie wird im Betrieb innerhalb von 6 Monaten zurückgewonnen.

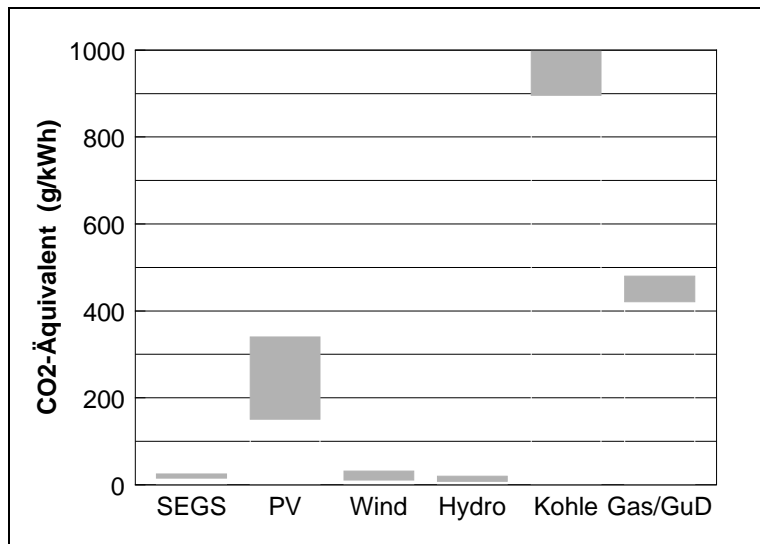


Abbildung E5: Ergebnis einer Lebenszyklusanalyse für Treibhausgase verschiedener Stromerzeugungstechnologien /Weinrebe et al. 1998/. Dargestellt sind die bei Herstellung und Betrieb freigesetzten CO₂-Äquivalente solarthermischer Kraftwerke (SEGS), Photovoltaik- (PV), Wind- und Wasserkraftwerke (Hydro), Kohlegefeuerter Dampfkraftwerke sowie erdgasgefeuerter GuD-Kraftwerke bezogen auf die erzeugte Elektrizität (Lebensdauer 25 Jahre)

Literatur zum Exkurs 1

- Brösamle 1999 H. Brösamle: Solarthermische Kraftwerke – Standortlokalisierung und Potentialabschätzung mit dem Planungsinstrument STEPS, Dissertation, DLR, Univ. Vechta 1999
- Cohen et al. 1998 G.F. Cohen, D.W. Kearney, H.W. Price: Performance History and future costs of parabolic trough solar electric systems, 9th International Symposium on Solar Concentrating Technologies, Odeillo, Juni 1998
- DGS 1998 Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Themenschwerpunkt solarthermische Kraftwerke in der Zeitschrift „Sonnenenergie“, Heft 3, Juni 1998
- Enermodal 1999 Enermodal Engineering Ltd., Marbek Resource Consultants Ltd.: Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants, Final Report, World Bank 1999

- Klaiß/Staiß 1992 H. Klaiß, F. Staiß: Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum, Springer Verlag, Heidelberg 1992
- Langniß et al. 1997 O. Langniß, J. Luther, J. Nitsch, E. Wiemken: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland, FhG-ISE, Freiburg 1997
- Nitsch/Staiß 1997 J. Nitsch, F. Staiß, F. Trieb,: Perspektiven der solaren Stromerzeugung, in Hake, J.F., Schultze, K: „Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft“, Forschungszentrum Jülich, Reihe Umwelt, Band 2, 1997
- Trieb et al. 1998 F. Trieb, J. Nitsch, G. Knies, B. Milow: Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg. (1998) Heft 6, S. 392-397; s.a. internet: <http://klimaschutz.com/synth/projekt.htm>
- Trieb et al. 1999 F. Trieb, J. Nitsch, G. Knies: Klimaschutz und Arbeitsplätze durch Solarthermische Kraftwerke - das SYNTHESIS Programm bis 2010, Informationspapier, DLR, Stuttgart Februar 1999
- Weinrebe et al. 1998 G. Weinrebe, M. Böhnke, F. Trieb: Life Cycle Assessment of an 80 MW SEGS and a 30 MW PHOEBUS Power Tower, ASME International Solar Energy Conference 1998, Albuquerque

5. Instrumente zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien

5.1. 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; BMU 1993; IMA 1994; 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. Vor dem Hintergrund großer technischer Potentiale dieser Energien sind darunter 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 /Altner u.a. 1995/ und 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 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. Die Auswertung der Energiepolitiken der europäischen Nachbarländer (Kapitel 2) 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.

Als Fazit der Bestandsaufnahme in den Kapiteln 1 und 2 und der Szenarioentwicklung in Kapitel 4 kann festgehalten werden, daß der Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung in Deutschland künftig nur dann wesentlich erhöht werden kann, wenn **ausreichende politische Maßnahmen** ergriffen werden, die gewährleisten, daß der „Umwelt- bzw. Klimabonus“ der erneuerbaren Energien **im wettbewerblich organisierten Energiemarkt** in ausreichendem Maße umgesetzt werden kann. Die Maßnahmen müssen so strukturiert sein und so lange wirken, daß Technologie- und Kostensenkungspotentiale mittelfristig

möglichst wirkungsvoll erschlossen werden können und damit auf längere Sicht keine 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 dementsprechend 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.¹
- **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.²
- **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.

Im folgenden sind diese Instrumente systematisch aufgelistet (Tabelle 5.1 bis Tabelle 5.4). Basis dafür sind die bereits bisher in Deutschland eingesetzten Instrumente, die im Ausland angewandten Konzepte und sonstige von Verbänden, politischen Parteien und Umweltorganisationen genannten Vorschläge. Es sind zunächst alle prinzipiell geeigneten Instrumente für einen vollständigen Überblick aufgeführt, wobei die Reihenfolge keine Rangfolge darstellt. Angesichts der Fülle der möglichen Instrumente – in den Tabellen ist eine Aufgliederung in 22 monetäre, 32 ordnungsrechtliche, 12 Information und Ausbildung betreffende und 18 weitere, flankierende Instrumente vorgenommen worden – kann festgehalten, daß es nicht an Vorschlägen für Einzelmaßnahmen oder Maßnahmenbündeln mangelt, sondern daß eher die zielstrebige Verabschiedung und Umsetzung zu wünschen übrig läßt. Bereits im Bericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ /Enquete 1994/ wird auf Seite 276 auf diese Tatsache hingewiesen:

¹ 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. Wegen der besonderen Bedeutung dieses Instruments im Zusammenhang mit einer ökologischen Steuerreform wird darauf in einen gesonderten Abschnitt 8.1 eingegangen.

² 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.

„Grundsätzlich müssen keine neuen Instrumente entwickelt werden, um Hemmnisse abzubauen. Bisher vorgeschlagene oder teilweise schon durchgeführte Maßnahmen sollten hingegen aufgrund von Erfahrungen in Deutschland oder anderen vergleichbaren Ländern verbessert, breiter angewandt und in wirksamen Bündeln zusammengefaßt werden.“

Bei den bisher eingesetzten Instrumenten handelt es sich hauptsächlich um monetäre Instrumente und dort ausschließlich um preisorientierte Förderinstrumente (Rubrik A in **Tabelle 5.1**) und um den freiwilligen Einsatz zusätzlicher Mittel zur Abdeckung von „Wirtschaftlichkeitslücken“ bei der Installation privater Kleinanlagen (Photovoltaik, Solarkollektoren, Holzheizungen) sowie um unterschiedliche Maßnahmen der Information, Ausbildung und Schulung (**Tabelle 5.3**), ergänzt durch einige flankierende Maßnahmen, dort insbesondere die Förderung von F, E+D als Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Markterschließung der erneuerbaren Energien überhaupt (**Tabelle 5.4**). Ordnungspolitische Instrumente (**Tabelle 5.2**) wurden dagegen zur Förderung erneuerbarer Energien bisher in nur sehr geringem Ausmaß eingesetzt bzw. kamen über einzelne Ansätze in verschiedenen Bundesländern nicht hinaus.

Tabelle 5.1: Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Monetäre Instrumente

I) Monetäre Instrumente	Anwendbarkeit/Zweckmäßigkeit								Bereits bisher eingesetzt	
	Strom				Wärme			Treibstoffe		Export (*)
	WA	WI	PV	B-S	B-W	ST	GT			
A) Preisorientierte Förderinstrumente										
A1) Finanzierungshilfen										
1	x	x	x	x	x	x	x	x	(x)	++
2	x	x	x	x	x	x	x	x		-
3	x	x	x	x	x'	x'	x'	x	(x)	++
Steuervergünstigungen/ -befreiungen:										
4	x	x	x	x	x	x	x	x		+
5	x	x	x	x	x	x	x	x		+
6				x		x				+
7	x	x	x	x	x'	x'	x'		x	0
8			x		x'	x'	x'			0
A2) Einspeisevergütung/ Betriebskostenzuschuss										
9	x	x	x	x						++
10	x	x	x	x	x'	x'	x'			0
11	x	x	x	x	x'	x'	x'			0
12	x	x	x	x						-
B) Mengenorienteerte Förderinstrumente										
13	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-
14	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	-
15	x	x	x	x	x	x	x	x		-
C) Kombinationen der Instrumente A) und B)										
13	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-
D) Freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung										
17	x	x	x	x	(x)	(x)	(x)			0
18	x	x	x	x	x'	x'	x'		x	0
19	x	x	x	x	x	x	x	x	x	0
20	(x)	(x)	x	(x)	(x)	x				++
E) Einrichtung von capital venture Fonds für Hersteller /Ökostromanbieter										
21	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-
F) Steuern auf konventionelle Energien oder deren Emissionen										
22	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+
(x) = nur eingeschränkt geeignet/zweckmäßig x' = nur für Großanlagen/Nahwärmesysteme *) sowohl dezentrale Anlagen wie solare Kraftwerke ++ = bereits bisher besonders stark genutzt bzw. bisher von erheblicher Bedeutung + = bereits bisher genutzt bzw. bisher von gewisser Bedeutung 0 = gelegentlich eingesetzt bzw. bisher nicht von Bedeutung - = bisher nicht eingesetzt										

uba\instrumwk4; 20.6.99

Tabelle 5.2: Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Ordnungsrechtliche Instrumente

II) Ordnungsrechtliche Instrumente	Anwendbarkeit/Zweckmäßigkeit							Bereits bisher eingesetzt		
	Strom				Wärme				Treib- stoffe	Export (*)
	WA	WI	PV	B-S	B-W	ST	GT			
A) Energiewirtschaftsrecht										
1 Allgemeine Netzzugangsverordnung	x	x	x	x					-	
2 Privilegierung REG bei Durchleitung bzw.	x	x	x	x					-	
3 Vereinbarungen/Regelung zu Zusatz- und Reservestrombezug; dto. zu Netzeinbindung	x	x	x	x					-	
4 Vermarktungsregeln für Überschußstrom	x	x	x	x					-	
B) Bauplanungs- und -ordnungsrecht (BauGB)										
5 Berücksichtigungspflicht von REG - Belangen bei Bauleitplanung (Gebäude, Versorgungsnetze)			x		(x)'	x	(x)		-	
6 Ausdehnung der Privilegierung im Außenbereich auf alle REG			x	x	x	x'	x		-	
7 Harmonisierung bzw. Klärung der Bauordnungs- befreiung ("verfahrensfreie" Anlagen)			x	x	x	x	x		-	
8 Solarnutzungsverordnung (für Kollektoren)						x			0	
9 Aufhebung Verbrennungsverbote für Holzheizungen Anschlußpflicht an Nahwärmenetze:					x				0	
10 - Bei Neubauten				x	x	x	x		0	
11 - Bei Altbau bzw. Sanierung				x	x	x	x		-	
C) Energieeinsparverordnungen										
12 Integration REG (aktiv und passiv) in neue EnSVO (Primärenergiekennzahlverfahren)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	x	x		-	
13 Ausdehnung auf Altbausanierung				(x)	(x)	x	(x)		-	
14 Wärmennutzungsverordnung unter Einschluß von REG					(x)	(x)	(x)		-	
D) Mietrecht (Investor-/Nutzer-Konflikt)										
15 Verbesserte Umlagemöglichkeit von REG - Investitionen des Vermieters; Wärmepass			x		(x)	x			-	
16 Erleichterung von Investitionen des Mieters			x			x			-	
E) Natur- und Wasserschutz										
17 Wegfall von bzw. Anerkennung als Ausgleichs- maßnahme	x	x	x	x	x'	x'	x		-	
18 REG - Nutzung als besonderer öffentlicher Belang bei Abwägungskatalog	x	x	x	x	x	x	x		0	
19 Verläng. der Bewilligungsdauer von Wasserrechten	x								0	
F) Honorar- und Handwerksordnungen										
20 Honorarordnungsnovelle für Architekt. und Ing. (HOAi)			x		x	x	x		-	
21 Erleichterung gewerkeübergreifende Arbeiten			x			x			0	
G) Öffentliches Haushaltsrecht										
22 Berücksichtigungsmöglichkeit der Betriebskosten bei Investitionsentscheidungen in REG			x	x	x	x	x		0	
23 Erleichterung bzw. generelle Zulassung von Finanzierung mittels Contracting			x	x	x	x	x		0	
24 Privilegierte Berücksichtigung von REG bei öffentlichen Bauvorhaben			x	x	x	x	x		0	
H) Kreislaufwirtschafts-; Immissionsschutzgesetz										
25 Methannutzungsverordnung bei Deponien				x					-	
26 Vorschrift zur energetischen Nutzung organischer Abfälle (Vergärung, Verbrennung vor Kompostierung)				x	x			x	-	
27 Biogasfreundliche Ausbringungsverordnung für Gülle				x	x				-	
28 Erleichterung/Standardisierung der Genehmigungs- verfahren der Biomassennutzung				x	x				0	
29 Qualitätsstandards für Biomassebrenn-, -treibstoffe				x	x			x	0	
I) Verbesserte Genehmigungsverfahren										
30 Verringerung des Abstimmungsaufwands bei verschiedenen Genehmigungsbehörden (z.B. Biomasse, Wasserkraft)	x	x		x	x'	x'	x'	x	-	
31 Straffung und Vereinfachung von Genehmigungsverf.	x	x		x	x'	x'	x'		-	
32 Clearing-Stelle bei Genehmigungsproblemen/ -fragen	x	x	x	x	x'	x'	x'		-	

uba\instrum.wk4; 20.6.99

Tabelle 5.3: Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Instrumente der Information, Schulung und Ausbildung

III) Information, Ausbildung, Schulung	Anwendbarkeit/Zweckmäßigkeit								Bereits bisher eingesetzt	
	Strom				Wärme			Treib- stoffe		Export (*)
	WA	WI	PV	B-S	B-W	ST	GT			
A) Verbesserte Beratungs-/Informationsmaterialien										
1 für Planer, Architekten, Handwerker u.ä.			x	x	x	x			+	
2 für Genehmigungsbehörden	x	x	x	x	x	x	x		0	
3 für Nutzer, Investoren (Verbraucherberatung)			x		x	x			+	
B) Intensivierte Fortbildung für Ausführende und Genehmigungsbehörden										
4 Schulungsmaterialien und Kurse	x	x	x	x	x	x	x		+	
5 Einrichtung von Demonstrationszentren			x	x	x	x			+	
C) Intensivierte Ausbildung an Schulen und Hochschulen										
6 Einbindung REG in Lehr- und Ausbildungspläne an allen Schularten und an Universitäten	x	x	x	x	x	x	x	x	+	
7 Intensivierter Fachaustausch und Steigerung der Interdisziplinarität	x	x	x	x	x	x	x	x	0	
D) Verstärkte Akzeptanz- und Aufklärungsinitiativen zur Rolle von REG										
8 in Umwelt- und Energiepolitik	x	x	x	x	x	x	x	x	+	
9 in Struktur- und Arbeitsmarktpolitik	x	x	x	x	x	x	x	x	+	
10 in Technologie- und Innovationspolitik		x	x	x	x	x	x	x	0	
11 technologiebezogene "Image-Kampagnen"	x	x	x	x	x	x	x	x	0	
E) Ausstattung/Umrüstung öffentlicher Gebäude (insb. Schulen und Hochschulen) mit REG										
12			x	x	x	x	x		0	

uba\instrumwk4; 20.6.99

Tabelle 5.4: Kategorien von Instrumenten zur Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien: Weitere flankierende Instrumente

IV) Flankierende Maßnahmen	Anwendbarkeit/Zweckmäßigkeit								Bereits bisher eingesetzt	
	Strom			Wärme			Treib-	Export		
	WA	WI	PV	B-S	B-W	ST	GT	stoffe	*)	
A) Intensivierung der technologischen Förderung										
1 Förderung von F + E		x	x	x	x	x	x	x	x	++
2 Förderung von Demonstrationsprojekten		x	x	x	x	x	x	x	x	++
3 Verbesserte Entwicklungsstrategien (Langfristigkeit, Einbindungsfragen).	x	x	x	x	x	x	x	x	x	0
B) Verbesserte Exportförderung und stärkere Einbindung in Entwicklungszusammenarbeit										
4 Exportberatung und -förderung von Unternehmen	x	x	x	x	x	x	x		x	0
5 Einbeziehung REG in Wirtschaftsgespräche und -delegationen	x	x	x	x	x	x	x		x	-
6 Flexible Finanzierungsinstrumente	x	x	x	x	x	x			x	+
7 Lehrgänge und Ausbildungsangebote für aus- ländische Akteure	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+
8 Verstärkte Präsentationen "angepasster" Energieversorgungslösungen auf Messen u.ä.	x	x	x	x	x	x			x	0
9 Verstärkte Berücksichtigung "erneuerbarer" Systemelemente bei Industrie- und Kraftwerksanlagen			x	x	x	x	x		x	-
C) Verbesserung der Datenbasis										
10 Systematische Einbindung in Energie- und Emissionsbilanzen	x	x	x	x	x	x	x	x	x	0
11 Erweiterte Informationsdatenbanken zu Technik, Systeme, Genehmigungsverfahren,	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+
D) Verbesserte Vermarktung										
12 Einrichtung von Börsen für REG (Strom, Biobrennstoffe)	x	x	x	x	x					-
13 Einrichtung von Akteursverbänden (Hersteller) bzw. Netzwerken (z.B. AG-Solar in NRW)		x	x	x	x	x				+
14 Nachfragebündelung (Procurement)				x	(x)	x				+
15 Zertifizierung von Anlagen, Produkten und Ausbildung		x	x	x	x	x	x			0
E) Kopplung von REG- mit REN - Betreiber- modellen										
16 (Steigerung der Renditeerwartungen)	(x)	(x)	x	x	x	x	(x)			0
E) Internationale Abstimmung										
17 Joint Implementation für REG	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-
18 Weiterführung internat. Klimaschutzpolitik	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+

uba\instrumwk4; 20.6.99

5.1.1. Monetäre Instrumente

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

speisevergütungen 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 5.5** zusammengestellt.

Tabelle 5.5: Preisorientierte Förderinstrumente im Vergleich

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

Quelle: /Langniß, Nitsch 1997/

Investitionskostenzuschüsse können als Prozentsatz der Gesamtkosten oder pro Leistungseinheit oder als Festbetrag vergeben werden. Sie sind eine einmalige, nicht zurückzahlende Förderung. Im Bezugsjahr 1997 sind Fördermittel in Höhe von rund **240 Mio. DM** in Form von Investitionszuschüssen, vorwiegend aus den Länderprogrammen, vergeben worden, (vgl. Tabelle 5.6). Durch das 200 Mio.-Programm der Bundesregierung erhöht sich ab 1999 auch der bundesseitige Beitrag deutlich. Auch **Zulagen** (z.B. die Eigenheimzulage für Solarkollektoranlagen) können als derartige Zuschüsse aufgefaßt werden. Dafür wurden in 1997 schätzungsweise **20 Mio. DM** ausgegeben.

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. Der Subventionswert der in 1997 vergebenen zinsvergünstigten Kredite der DfA und der KfW belief sich auf rund **100 Mio. DM**. 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 Ökosteuerreform. 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. Es wird in Tabelle 5.1 gesondert aufgeführt, weil sich die Vergütungshöhe an den Durchschnittserlösen der Stromabgabe orientiert (und erst in zweiter Linie im Bereich der tatsächlichen Gestehungskosten von Wind-, Wasserkraft und Biomasseanlagen liegt). **Kostenorientierte Vergütungen** im engeren Sinne können sich dagegen relativ genau an den unterschiedlichen Gestehungskosten der Einzeltechnologien bzw. den Umweltbedingungen der Standorte orientieren und sich bis zu **Vollkostendeckung** erstrecken (kostendeckende Vergütung). Sie werden derzeit von einer größeren Anzahl von Kommunen und Stromversorgern praktiziert und i.allg. durch eine Umlage auf die Tarifpreise finanziert. Auch eine Weiterentwicklung des StrEG wird die Frage einer besseren Kostenorientierung aufgreifen müssen. Betriebskostenzuschüsse können auch von der Wertigkeit der eingespeisten Energie abhängig gemacht werden (nutzerorientierte Vergütung), was praktisch nur für Strom in Frage kommt. Die durch das StrEG mobilisierten Differenzkosten³ betragen im Jahr 1997 rund **280 Mio. DM** und werden sich im Jahr 1999 wegen des starken Wachstums der Windenergie auf ca. 500 Mio. DM erhöhen. Die effektiven durch weitere kostenorientierte und kostendeckende Maßnahmen mobilisierten Fördermitteln lassen sich auf **rund 10 Mio. DM** schätzen /Fabek 1999; eigene Annahmen/.

³ Zur Definition der Differenzkosten bzw. der anlegbaren Energiekosten vgl. Abschnitte 4.3 und 5.3

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. Aus den entsprechenden Umsätzen des Jahres 1997 läßt sich dafür unter Berücksichtigung der öffentlichen Fördermittel und der während der Lebensdauer eingesparten Brennstoff- und Stromkosten ein Wert von immerhin rund **300 Mio. DM** abschätzen, was die Werte aller anderen Einzelinstrumente übertrifft. Das private Engagement in den Ausbau erneuerbarer Energien ist also beträchtlich. Auch die Aufwendungen der EltVU 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 auf rund **100 Mio. DM jährlich** /Bröer, Witt 1999; Stromthemen 1999/ 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.

Die ermittelten bzw. teilweise abgeschätzten Aufwendungen der monetären Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien für das Jahr 1997 sind in **Tabelle 5.6** zusammengestellt und für die Jahre 1998 und 1999 unter Berücksichtigung der neuen Instrumente fortgeschrieben worden. Dabei ist zu berücksichtigen, daß Einmalzahlungen, wie Investitionszuschüsse, Barwert der Zinsverbilligung von Darlehen und freiwillige Zahlungen, und jährliche Betriebskostenzuschüsse, wie StrEG und kostendeckende Vergütungen, die für die Lebensdauer von Anlagen garantiert sind, addiert wurden. Die Aufwendungen belaufen sich im Jahr 1997 auf rund **750 Mio. DM**, wobei mehr als zwei Drittel (520 Mio. DM) auf stromseitige Förderinstrumente entfallen. Dafür dürften die Eigenleistungen im Wärmebereich deutlich höher sein (Kollektoranlagen).

Tabelle 5.6: Aufwendungen der monetären Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien, in Mio. DM (Quellen: siehe Kap. 1)

	1997	1998	1999
Investitionszuschüsse, Zulagen Bund, Länder, Kommunen	261	233	328
Barwert Zinsvergünstigungen	98	100	100
Stromeinspeisungsgesetz (Differenzkosten)	278	407	507
Zusätzl. kostenorientierte bzw. Kostendeckende Vergütung	10	10	10
Freiwillige Leistungen der EltVU	100	100	100
Private Eigenleistungen und nicht erfaßte Fördermittel	(305)	(430)	(460)
Summe ohne Eigenleistungen	747	850	1045
- davon stromseitig*)	517	630	730
- davon wärmeseitig	230	220	315
Summe mit Eigenleistungen	1047	1280	1505

*) einschl. aller KWK-Anlagen bei der Biomasse- und Biogasnutzung.

In 1998 wurde der Rückgang der Fördermittel der Länder durch die im StrEG mobilisierten Mittel überkompensiert, was zu einer weiteren Verstärkung des stromseitigen Anteils führte. Für 1999 wurde angenommen, daß vom „100.000 Dächer-Programm“ und vom „200 Mio.-Programm“ etwa 150 Mio.DM abfließen werden, wobei letztere in stärkerem Maße der Unterstützung wärmeerzeugender Technologien zukommen und insbesondere auch die Geothermie davon profitieren soll, was das Übergewicht der Förderung des Stromssektors (StrEG) jedoch nicht wesentlich verändert. Zusammen mit den weiter steigenden Differenzkosten des StrEG resultiert daraus eine deutliche Erhöhung der Gesamtfördermittel im Jahr 1999 auf über **1 Mrd. DM/a**. Die Fördersumme des Jahres 1997 von 747 Mio. DM verteilt sich auf die einzelnen Energietechnologien etwa wie folgt:

- Wasserkraft 75 Mio. DM
- Windenergie 320 Mio. DM
- Photovoltaik 90 Mio. DM
- Biomasse (einschl. Netze) 130 Mio. DM
- Solarkollektoren 130 Mio. DM
- Geothermie 2 Mio. DM.

Spitzenreiter ist die Windenergie mit 43 % der Gesamtsumme, die Geothermie wurde dagegen praktisch kaum gefördert. Legt man die strom- und wärmeseitigen Aufwendungen auf die jeweils abgesetzten Energiemengen im Strom- und Wärmemarkt um, so entsprachen diese Werte im Jahr 1997 (1999) spezifischen „Aufschlägen“ von stromseitig **0,10 Pf/kWh_{el}** (0,15 Pf/kWh_{el}) und wärmeseitig **0,02 Pf/kWh_{th}** (0,027 Pf/kWh_{th}). Dies macht die Relation deutlich, in der sich die derzeitige energiepolitische Unterstützung des Zubaus erneuerbarer Energien bewegt.

Monetäre Instrumente für die Unterstützung erneuerbarer Energien habe sowohl für den Strom- als auch für den Wärmemarkt eine zentrale Bedeutung. Für den Strommarkt existiert jedoch mit dem StrEG und dem 100.000 Dächer-Kreditprogramm bereits Instrumente, welches bei ihrem Fortbestand (StrEG in modifizierter Form) wesentliche Anteile der notwendigen Anschubfinanzierung der Marktausweitung sicherstellen können. Für den Wärmemarkt sind hier noch größere Anstrengungen erforderlich, um den deutlich wachsenden Mittelbedarf für die Erreichung des Verdopplungsziels zu mobilisieren.

5.1.2. Ordnungsrechtliche Instrumente

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 erneuerbarer Energien. Erst durch staatliche Sanktionsmöglichkeiten können 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 erneuerbarer Energien anzupassen, zu ergänzen oder zu erweitern und somit die notwendigen Investitionen in die erforderlichen Anlagen zu erleichtern bzw. erst zu ermöglichen. So zeigt z.B. die Hemmnisanalyse von DIW/DLR/Forum /Forum 1997/, daß zahlreiche Hemmnisse bereits im mangelnden Vollzug geltenden Rechts bestehen. Die Aufstellung in Tabelle 5.2 weist darauf hin, daß ordnungspolitische Instrumente bisher eher wenig eingesetzt wurden, um die Anreize für einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien zu stärken.

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 seinerzeit die Großfeuerungsanlagenverordnung, die beachtliche umwelttechnische Entwicklungen (und damit Märkte) ausgelöst hat.

Ein wesentliche Möglichkeit des Ordnungsrechts im Strommarkt bietet zu allererst das **Energiewirtschaftsrecht**. Für Strom aus erneuerbaren Energien sind verschiedene Abstufungen einer Privilegierung bei Durchleitung und Vermarktung möglich. Sie reichen von fairen Netzzugangs- und Durchleitungsbedingungen, z.B. durch den Erlaß einer Netzzugangsverordnung über die Möglichkeit der kostenlosen Durchleitung bis hin zu Vorrangregelungen für die Verrechnung von Zusatz- und Reservestrom und günstigen Vermarktungsregelungen, welche die Besonderheiten dargebotsabhängigen Stroms berücksichtigen und die rasche Ausweitung eines „grünen“ Strommarktes erleichtern. Auch eine klare Regelung von Netzanschluß- und Verstärkungskosten gehört in diesen Bereich.

Von großer Bedeutung für den Wärmemarkt ist **das Bauplanungs- und -ordnungsrecht**. Hierbei reichen die Möglichkeiten von einer Berücksichtigungspflicht der grundsätzlichen Belange erneuerbarer 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 erneuerbarer 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. Ebenfalls von erheblicher Bedeutung für den Wärmemarkt ist die Integration erneuerbarer Energien in die neue **Ener-**

Energiesparverordnung auf der Basis der Bewertung des Primärenergieeinsatzes. Dies kann möglicherweise die Anwendung der EnSVO auf den Altbaubestand wegen der größeren Flexibilität der möglichen Systemlösungen erleichtern. Ein angepaßtes **Mietrecht** ist für den Markt individueller Kleinanlagen von Bedeutung, wenn es eine verbesserte (warmmieten-neutrale) 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 erneuerbarer 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.

Anreizmöglichkeiten für einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien bieten auch die Anpassung von **Handwerksordnungen** (gewerkeübergreifende Tätigkeiten) und **Honorarordnungen** für Architekten und Ingenieure. 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 Handikap großer Anfangsinvestitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer 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.

Von genereller Bedeutung im Zusammenhang mit der Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer 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 erneuerbare 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 möglicherweise die direkte monetäre Unterstützung erneuerbarer Techniken im Wärmemarkt niedriger ausfallen.

5.1.3. Instrumente zur verbesserten Information, Ausbildung und Schulung

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 erneuerbarer 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 erneuerbare 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 Kollektoranalgen: „Solar, na klar“). Besondere Aufmerksamkeit sollte der Verbesserung des Fachaustausches 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 erneuerbare Energien 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).

Angemessene Maßnahmen in dieser Kategorie sind sowohl für den Strommarkt als auch für den Wärmemarkt erneuerbarer Energien von Bedeutung.

5.1.4. Flankierende Instrumente

Das wichtigste Instrument in dieser Kategorie dürfte auch weiterhin **die Förderung von Forschung und Entwicklung** sein. Zwischen 1974 und 1996 wurden für F+E im Bereich der erneuerbaren Energien rund 4 Mrd. DM an öffentlichen Mitteln bereitgestellt, also durchschnittlich 180 Mio. DM/a. Mit diesen, gemessen an der Förderung anderer Energietechnologien eher geringen Summe⁴ wurden in allen Bereichen der erneuerbaren Energien beachtliche Erfolge erzielt, zahlreiche Technologien zur praktischen Einsatzreife entwickelt und damit überhaupt erst die Basis für die kommerzielle Erschließung des Energiemarktes durch erneuerbare Energien geschaffen. Vielfach haben F&E-Programme die Lücke zur Breiten-einführung überbrückt (z.B. 250 MW-Windprogramm; 1.000 Dächer-PV-Programm) um Blockaden durch eine bisher insgesamt unzulängliche Markteinführungspolitik zu verhindern. Zur Zeit (Sept. 1999) beträgt das für 2000 vorgesehene Budget ca. 190 Mio. DM, was gegenüber dem ursprünglichen Ansatz eine Kürzung um 25 % bedeutet. Diese Kürzungen infolge der allgemeinen Einsparanstrengungen der Bundesregierung stellen den Fortgang

⁴ Im gleichen Zeitraum entfielen auf die Kernspaltung rund 23 Mrd. DM, auf die Kernfusion rund 3 Mrd. DM. In den Jahren 1956-1973 waren weitere 17 Mrd. DM öffentlicher Mittel in F&E der Kernspaltung geflossen. Die Kernspaltung hat also bisher rund das **Zehnfache** an F&E-Mitteln erhalten als die erneuerbaren Energien. Selbst die F&E-Mittel für fossile Energien (ohne rationelle Energienutzung) lagen mit 4,7 Mrd. DM noch höher.

effektiver F&E-Programme insgesamt in Frage und stehen damit im Widerspruch zum energiepolitisch gewollten Zuwachs erneuerbarer Energien, der auch noch 2010 durch weiter entwickelte Technologien aufrecht erhalten werden sollte.

Bei der angestrebten Ausweitung des Beitrags erneuerbarer Energien muß auf eine ausgewogene Balance zwischen der Unterstützung der Markteinführung und der weiteren Forschung, Entwicklung und Demonstration geachtet werden. Stimulierende Wechselwirkungen und Rückkopplungen, die aus den Anforderungen eines „realen Marktes“ entstehen, müssen aufgegriffen und umgesetzt werden. Verringern sich die Blockaden im Bereich der Markteinführung so dürfte es eher zu einem stark wachsenden Bedarf an F&E kommen, vor allem im Bereich der Systemoptimierung und Einbindung (z.B. Speichertechnologie). Zwar können infolge wachsender Märkte auch F&E-Mittel verstärkt aus der Wirtschaft fließen – wie das bereits bei der Windenergie der Fall ist –, trotzdem wird auch eine Aufstockung des bisherigen F&E-Budgets erforderlich sein, um die längerfristige Weiterentwicklung fortschrittlicher Nutzungstechnologien sicherzustellen. Erneuerbare 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 angemessene öffentliche F&E-Mittel erhalten.

Um Stabilität und Wachstum der Märkte für erneuerbare 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 erneuerbarer 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 erneuerbare 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, vgl. Exkurs in Kap. 4). Von großer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die Einführung praktikabler Joint-Implementation-Verfahren und die vorrangige Einbindung erneuerbarer Energien in Vereinbarungen der internationalen Klimaschutzpolitik.

In der Entwicklungszusammenarbeit sollte ein Schwerpunkt bei Finanzierung, Beratung, Ausbildung und Demonstration im Bereich erneuerbarer 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 „Technikschau fenstern“ und Ausbildung ausländischen Personals verstärkt unterstützt werden.

Weitere Instrumente zur dauerhaften Verankerung erneuerbarer 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, erneuerbare 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 erneuerbarer Energien entgegen

kommen 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 erneuerbarer 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.

Auch die Kategorie der flankierenden Instrumente ist gleichermaßen für die Ausbreitung erneuerbarer Energien im Strom- wie im Wärmemarkt von Bedeutung.

Neben der Systematik der möglichen Instrumente ist auch ihre akteurspezifische Adressierung wesentlich. Für die bisherigen Fortschritte beim Ausbau erneuerbarer Energien waren neben den Aktivitäten des Bundes (vor allem: StrEG, 250-MW-Windprogramm, 100 Mio. Programm zur Markteinführung) auch die Förderprogramme der Länder und die Aktivitäten auf kommunaler Ebene von ausschlaggebender Bedeutung. I. allg. erhalten Maßnahmen erst ihre volle Wirkung, wenn (möglichst weitgehend) abgestimmte Aktivitäten auf unterschiedlichen Akteursebenen ineinandergreifen und sich sinnvoll ergänzen. Zu den wesentlichen Akteursgruppen gehören neben der Legislative und Exekutive in der Politik (Beispiele der Zuordnung energiepolitischer Handlungsmöglichkeiten auf Bund, Länder und Kommunen zeigt **Tabelle 5.7**) folgende Gruppen:⁵

- Verbände, Vereine und Einzelunternehmen der Energiewirtschaft (u.a. der Betreiber wie BDW, BEE, BWE, DGS FGW, der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), der Gaswirtschaft (BGW) der Mineralölwirtschaft (MWV), der Kohlewirtschaft bzw. des Bergbaus, der kommunalen Energiewirtschaft (VKU, der industriellen Kraftwirtschaft (VIK), der Energieabnehmer u.v.a.m.) sowie die einschlägigen Gewerkschaften.
- Verbände und Vereine und Einzelunternehmen der Anlagenhersteller, wie z.B. Verband des Dt. Maschinen- und Anlagenbaus (VDMA) und seiner Unterverbände, die Fachverbände der Hersteller von Anlagen und Komponente erneuerbarer Energien (BSE, DFS u.v.a.m.)
- Verbände und Vereine der Industrie, des Handels und des Handwerks, wie Dt. Industrie- und Städtetag (DIHT), Industrie und Handelskammern, Berufs-, Ständeverbände und Innungen
- Unternehmen des Kredit-, Finanzierungs- und Versicherungsgewerbes der privaten Wirtschaft und öffentliche Finanzierungseinrichtungen
- Vereine für Umwelt- Natur- und Klimaschutz (wie BUND, NABU, Greenpeace, WWF u.v.a.m)
- Weitere einzelne und unmittelbar betroffene Betreiber, Hersteller, Endverbraucher.

⁵ In Anlehnung an Diekmann, Eichelbröner, Langniß: Aktionsprogramm zum Abbau von Hemmnissen bei der Realisierung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Forum für Zukunftsenergien, Bonn, April 1997

Tabelle 5.7: Beispiele für die energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten des Bundes, der Länder und der Kommunen zur Förderung erneuerbarer Energien⁶

	Bund	Länder	Kommunen
Ordnungsrecht; Vorschriften	Baugesetzbuch mietrechtliche Regelungen Ausbildungsordnungen Schaffung von Vorrangregelungen für REG im EnWG, Erlaß einer Netzzugangsverordnung	Landesbauordnung Durchführung von Bundesgesetzen Vorschriften für eigene und bezuschußte Gebäude Inhalte von Unterricht und Studiengängen	Bauleitplanung Bebauungsplanung Vorschriften für eigene Gebäude privatrechtliche Vereinbarungen bei Grundstücksverkauf
Energiepreisgestaltung	Ausnahmeregelungen für REG bei der 2. und 3. Stufe der Energiesteuer	Preisaufsicht über EVU (Preisstrukturen, Genehmigung von umlagefinanzierten Förderprogrammen)	Einfluß auf Stadtwerke (z.B. hinsichtlich Angebot von Ökostrom, Einführung von umlagefinanzierten Förderprogrammen)
Finanzielle Anreize	FuE-Förderung steuerliche Anreize Investitionszuschüsse (direkt oder über Darlehen)	Pilot- und Demonstrationsprojekte Förderprogramme (direkt oder über Darlehen)	spezielle, kleinere Zuschußprogramme; kostendeckende Vergütung
Nutzung regenerativer Energien im öffentlichen Sektor	Nutzung regenerativer Energien bei bundeseigenen Gebäuden (Neubau und Bestand) Einwirken auf Vermieter bei gemieteten Dienstgebäuden REG-Investitionen bei bundesbeteiligten Unternehmen (Neubau und Bestand)	Nutzung regenerativer Energien bei landeseigenen Gebäuden (Neubau und Bestand) Einwirken auf Vermieter bei gemieteten Dienstgebäuden REG-Investitionen bei landesbeteiligten Unternehmen (Neubau und Bestand) Beeinflussung des Nutzerverhaltens	Nutzung regenerativer Energien bei kommunalen Gebäuden (Neubau und Bestand) Einwirken auf Vermieter bei gemieteten Dienstgebäuden REG-Investitionen bei kommunal beteiligten Unternehmen (Neubau und Bestand) Beeinflussung des Nutzerverhaltens
Schaffung bzw. gezielter Einsatz von Institutionen	Einbeziehung von Förderbanken des Bundes, Gründung einer Bundes-Energie-Agentur	Energieagenturen Energieberatungsstellen	Energiewirtschaftsstelle, regionale bzw. kommunale Energieagenturen, Arbeitskreise mit EVU, Verbänden, Kammern
Freiwillige Selbstverpflichtungen	Anstossen von Vereinbarungen mit der Versorgungswirtschaft z.B. über REG-Quoten		nur sehr eingeschränkt möglich (insbesondere aber bei Neuansiedlungen und bei kommunal beteiligten Unternehmen)
Motivierung, Information, Beratung, Fortbildung	Verlautbarungen Informationsbroschüren Vorgaben für Aus- und Weiterbildungsförderung	Fortbildungsprogramme Finanzierung anbieterunabhängigen Energieberatungsstellen, Motivierung von Verbänden und Unternehmensleitungen Schwerpunktaktionen Erarbeitung von Pilotkursen	Energieberatung Motivierung von Verbänden, Unternehmen, Bürger Schwerpunktaktionen
Förderung neuer Dienstleistungen	Objekt- und Betreibergesellschaften; Klärung von rechtlichen Fragen, Risikoverteilung und Musterverträgen		Förderung und Beratung von Initiativen, die REG im Rahmen von bürgerschaftlichen Beteiligungsmodellen nutzen wollen

⁶ Überarbeitete Übersicht auf der Basis einer Darstellung des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten 1993; S.30

5.1.5. Grundsätzliche Anmerkungen zur Mittelbereitstellung

Neben der Frage, welche (monetären) Instrumente eingesetzt und wie die Mittel verausgabt werden, muß die Finanzierung der durch den angestrebten Zubau erneuerbarer Energietechnologien entstehenden Differenzkosten bzw. der erforderlichen Mittel diskutiert werden. Grundsätzlich kann das erforderliche Fördervolumen sowohl privat als auch staatlich bereitgestellt werden. Da die freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung (Tabelle 5.1, Position D) sowohl juristisch als auch ökonomisch eher unproblematisch und nicht in genügend großem Umfang zu erwarten ist, wird hier nur die staatliche Bereitstellung im Sinne einer durch Verordnung oder Gesetz geordneten Bereitstellung durch Private oder einer über staatliche Budgets laufenden Bereitstellung („budgetwirksam“) diskutiert. Die Erhebung dieser Mittel wird im folgenden steuersystematisch unter Berücksichtigung föderativer Aspekte überblicksartig diskutiert. Vertiefung für konkrete Maßnahmen sind in den jeweiligen Kapiteln zum Strom- und Wärmemarkt enthalten.

Die Budgetwirksamkeit - also die Frage, ob der Betrag in öffentlichen Haushalten ausgewiesen wird - und die Zweckbindung der Mittel ist hier von Bedeutung (s. **Tabelle 5.8**). Weitere Unterschiede sind hier von geringer Relevanz bzw. werden im Folgenden im Text erwähnt. Die Position „nicht budgetwirksam“, „nicht zweckgebunden“ ist irrelevant, da der Gesetzgeber sich die Kontrolle über die Mittelströme nehmen und gewissermaßen eine schwarze Kasse einrichten würde. Gebühren (und auch Beiträge) kommen hier nicht in Betracht, da sie eine direkte staatliche Gegenleistung erfordern (z.B. Müllgebühr).

Die allgemeine finanzpolitische Diskussion eingeordnet ist durch zwei grundlegende Leitgedanken gekennzeichnet ist:

- 1a** Das staatliche Finanzierungsdefizit darf nicht ausgeweitet werden.
- 1b** Das staatliche Finanzierungsdefizit sollte vielmehr zurückgefahren werden.
- 2** Die Steuerquote - als Anteil der Steuereinnahmen am Bruttoinlandsprodukt - sollte nicht steigen, womöglich sinken.

Hierbei wird eine Ausweitung des Budgetdefizits (Verletzung von **1a**) aller Voraussicht nach zu deutlich größeren Akzeptanzproblemen führen als eine Erhöhung der Steuerquote (Verletzung von **2**). Weiterhin ist zu vermuten, daß eine Regelung, die einen Beitrag zu **1b** offen läßt, bei langer Laufzeit früher oder später auch hierfür eingesetzt werden wird, sofern sich die Finanzsituation des Staates nicht nachhaltig entspannt. Aus einer Verbindung von **1b** mit **2** ist ferner zu vermuten, daß dann eher eine Kürzung auf der Ausgabenseite zu erwarten ist als eine Erhöhung auf der Einnahmenseite.

Tabelle 5.8: Zur Systematik wesentlicher staatlicher Regelungen für die Finanzierung einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien

	zweckgebunden	nicht zweckgebunden
budgetwirksam	Sonderabgaben z.B. Abwasserabgabe	Steuern z.B. Einkommensteuer
nicht budgetwirksam	z.B. Stromeinspeisungsgesetz ⁷	-

⁷ Quotenregelungen sind aus dieser Sicht ebenfalls in dieses Feld einzuordnen.

Zur Zweckbindung

Insofern als **Steuern** nach ihrer Legaldefinition nicht zweckgebunden sind (Non-Affektationsprinzip), stellt sich die Frage, inwieweit sie überhaupt als eigenes Finanzierungsinstrument für die Markteinführung erneuerbarer Energien zu betrachten sind. Die Steuereinnahmen werden in das staatliche Budget eingestellt, ihnen stehen in der Gesamtsumme Ausgaben gegenüber, die aus der Erfüllung staatlicher Aufgaben resultieren. Eigentlich wäre demnach nicht auf (bestimmte) Steuern zu verweisen, sondern auf das Staatsbudget. Formal ist also ein Gesetz, das die Leistungen des Staates zur Unterstützung der Nutzung von erneuerbaren Energien definiert, ausreichend. Über die Knappheit staatlicher Mittel entsteht jedoch ein ökonomisches Problem, wodurch die Einnahmen und Ausgaben sowie die verschiedenen Ausgaben sachlich verknüpft werden. Dieses Knappheitsproblem wird politisch entschieden.

In die politische Debatte um eine Finanzierung der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien aus dem allgemeinen Budget können nahezu sämtliche andere Einnahmequellen oder Ausgabeströme Eingang finden, vorhandene Ausgaben bzw. Einnahmen zur Förderung können andererseits in jeder finanzpolitischen Debatte zur Disposition gestellt werden. Da aufgrund von **1a** eine Kreditfinanzierung nicht in Betracht kommt, müssen entweder zusätzliche Steuereinnahmen erzielt werden (Verletzung von **2**), was eine neue Steuer implizieren dürfte, oder es müssen andere Ausgaben gekürzt werden⁸. Da andere Ausgaben schon seit geraumer Zeit auf der Suche nach Kürzungspotentialen durchforstet wurden, ist nicht zu erwarten, daß hier - insbesondere auch schnell verfügbare - Möglichkeiten vorhanden sind, die auf einen geringen Widerstand stoßen. Zusätzlich dürfte - falls entsprechende Kandidaten gefunden würden - ein innerer Zusammenhang zwischen der Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien und der jeweiligen alternativen Ausgabe nur schwierig herzustellen sein. Dies erschwert nicht nur die politische Argumentation ungemein, vielmehr ist auch zu befürchten, daß die argumentative Kopplung der Ausgabenkürzung an einer Stelle mit einer Ausgabenerhöhung an einer anderen Stelle verloren geht. Als interessante Möglichkeit wird unten der Abbau ökologisch kontraproduktiver Subventionen genauer diskutiert.

Ohne diese Finanzierungsart ganz von der Hand zu weisen, erscheint deshalb eine Steuereinführung (unter Verletzung von **2**) in argumentativer Verbindung mit einer gesetzlich definierten Leistung als der zweckmäßigste Weg einer budgetwirksamen, nicht zweckgebundenen Finanzierung. Dabei ist eine allgemeine Akzeptanz vermutlich am höchsten, wenn die Ausgestaltung der Steuer einen starken inhaltlichen Zusammenhang mit den zusätzlichen Ausgaben erkennen läßt. Allerdings setzt diese Steuer dann an einer relativ eng definierten Bemessungsgrundlage an, was *relativ* höhere Steuersätze impliziert und eine unmittelbare negative Wirkung auf eine genau abgegrenzte relativ kleine Gruppe hat. Dies läßt vermuten, daß eine solche Mittelenerhebung auf besser organisierten politischen Widerstand stößt als eine eher diffuse Mittelenerhebung.

Die Trennung von Steuer- und Leistungsgesetz entkoppelt den bei der Einführung vorhandenen argumentativen Zusammenhang zwischen Mittelenerhebung und Mittelverwendung. Dies könnte Änderungen erleichtern. D.h.: Insbesondere die Mittelverwendung könnte in einen anderen politischen Kontext gestellt werden. Es ist dabei nicht auszuschließen, daß trotz Akzeptanz der ursprünglichen Kombination von neuer Steuer und Verwendung für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in einem umweltpolitischen Kontext eine spätere Abschaffung der Verwendung z.B. als Gegenfinanzierung für eine Einkommensteuersenkung in einem allgemeinen finanzpolitischen Kontext ebenfalls auf Akzeptanz stößt. Weiter-

⁸ Auf eine deutliche Entspannung der staatlichen Finanzsituation, die eine Finanzierung erleichtern würde, wird nicht eingegangen, da sie sich selbst unter sehr günstigen Rahmenbedingungen erst in einigen Jahren einstellt.

hin ist darauf hinzuweisen, daß je nach Zuständigkeiten und Entwicklung der Staatsfinanzen eine mehr oder weniger starke Tendenz zu einer restriktiveren Auslegung des unveränderten Leistungsgesetzes durch die staatliche Behörde entstehen kann (Verbindung **1a** mit **2**). Diese Probleme, die sich aus einer „Steuerlösung“ ergeben, werden als gravierend eingeschätzt.

Sofern eine 100 % **Zweckbindung** (z.B. Sonderabgabe) vorgesehen wird - wovon hier auszugehen ist - kann bei den zweckgebundenen Mittel kein Problem aus **1a** und **1b** auftreten, da die Einnahmen ja definitionsgemäß den Ausgaben entsprechen müssen. Gleichzeitig bleibt durch die Mittelbindung der klima- und energiepolitische Kontext dauerhaft erhalten, da er die juristische *conditio sine qua non* für diese Instrumente darstellt. Im oben angeführten Beispiel bedeutet das, daß die Verringerung der Mittelverwendung zur Gegenfinanzierung einer Einkommensteuersenkung so gar nicht zur Debatte stünde, da man gleichzeitig die Einnahmenseite in eine Steuer umwandeln müßte. Dem würden sich aber diejenigen widersetzen, von denen die zweckgebundenen Mittel erhoben werden, da sie allemal stärker von der Abschaffung dieser Mittelenerhebung profitierten als von einer Senkung einer Einkommensteuer. D.h. man sichert durch die juristische Zweckbindung das Instrument politisch ab, da man eine Vielzahl möglicher destabilisierender Koalitionsbildungen von Interessengruppen ausschließt. Der Staat kann durch die Zweckbindung nicht nur unmittelbar die langfristigen Erwartungen stabilisieren, sondern gleichzeitig konkret seine Reputation als Gestalter eines nachhaltigen Entwicklungspfad ausbauen. Die implizite Selbstbindung des Staates wirkt indessen ihrerseits insofern Probleme auf, als das Beharrungsvermögen der Regelung dadurch verstärkt wird, daß die politische Bedeutung gerade der Gruppen, die durch die Regelung besonders stark profitieren, systematisch zunimmt. Technologien, die in den Wettbewerb mit konventionellen Energietechnologien entlassen werden könnten, könnten dann mitunter zu lange und insbesondere zu stark im Vergleich zu anderen Technologien gefördert werden. Weiterhin wird gegen eine solche zweckgebundene Mittelenerhebung angeführt, daß sie die Anpassungsfähigkeit der staatlichen Einnahmen und Ausgaben an eine sich wandelnde Umwelt und an sich ändernde Aufgaben hemmt. Dies ist in Bezug auf den Gesamthaushalt sicherlich ein starkes Argument. Da jedoch die Nutzung erneuerbarer Energien als langfristige und richtungsweisende Entwicklung unterstützt werden soll, und ihr hier auch eine Signalfunktion zukommt, verliert das Argument in diesem Kontext erheblich an Stärke. Bei der konkreten Ausgestaltung einer Regelung ist insgesamt eine Flexibilität im Detail mit einer stabilen Gesamtrichtung zu verbinden.

Ein weiterer Unterschied zwischen zweckgebundener und nicht zweckgebundener Erhebung betrifft die in Frage kommenden Adressaten. Da die allgemeinen staatlichen Aufgaben durch Steuern finanziert werden, und die Verwendung bei zweckgebundenen Erhebungen auch einer staatlichen Aufgabe dient, ist bei einer *zweckgebundenen* Erhebung zu begründen, warum speziell diese Aufgabe über eine zweckgebundene Erhebung finanziert wird. Hierzu muß ein konkreter inhaltlicher Zusammenhang zwischen Bemessungsgrundlage, Zahler und Verwendungszweck aufgezeigt werden⁹. Aus systematischen Gründen sollte dieser Zusammenhang enger sein, sofern eine nicht budgetwirksame Erhebung gewählt wird, da hier der Sachverhalt, der de facto einer Steuer gleichkommt, der regelmäßigen Information der Legislativen im Zuge der Haushaltsdebatte entzogen ist. Der Unterschied sollte jedoch nicht

⁹ Eine Sonderabgabe erfordert nach üblicher Interpretation, daß die Einkommen gruppennützig verwendet werden; also im wesentlichen der Gruppe zugute kommen, die zahlt. Die entsprechende Begründung für die Abwasserabgabe, die gewässerverunreinigende Firmen zahlen und die für die Gewässerreinigung verwendet wird, ist folgende: Die Einleitung von Abwässern ist genehmigungspflichtig. Eine Genehmigung liegt im Interesse der Einleiter. Nur die Reinigung der Gewässer erlaubt der Behörde die Erteilung einer Genehmigung. Folglich liegt die Reinigung der Gewässer im Interesse der Einleiter, da sie sonst keine Genehmigung bekommen würden. Das Ordnungsrecht dient also als Grundlage für die Begründung der Sonderabgabe. Siehe /Feess 1998, S. 107f.; Cansier 1996, S. 134f. u. S. 224ff./.

überschätzt werden, da nach obiger Diskussion für die Akzeptanz einer steuerlichen Erhebung die gleichen Punkte zu beachten sein dürften. Einer vermutlich verstärkt auftretenden Gegenwehr wohlorganisierter Gruppen auszuweichen, ist allerdings bei einer zweckgebundenen Mittelerhebung im Gegensatz zu einer nicht zweckgebundenen aus juristischen Gründen kaum möglich.

Insgesamt ist eine zweckgebundene Erhebung einer nicht zweckgebundenen vorzuziehen, da sie de facto auf nahezu gleiche Art erhoben werden kann, mindestens die gleiche Akzeptanz erzeugt und eine größere Stabilität aufweist. Mit dem letzten ist eine möglicherweise zu geringe Flexibilität verbunden. Diese Gefahr sollte durch eine geschickte Ausgestaltung sehr gering gehalten werden können. Allerdings steht diesen eher langfristigen Vorteilen einer zweckgebundenen Erhebung der Nachteil einer vermutlich erschwerten unmittelbaren Durchsetzung gegenüber.

Zur Budgetwirksamkeit

Die Bedeutung der Budgetwirksamkeit ist schwieriger zu beurteilen. Zwar erscheint nach **2** die nicht erhöhte Steuerquote einer nicht budgetwirksamen Erhebung als attraktiver. Allerdings wird der Sachverhalt den Zahlenden und deren Abnehmern nicht verborgen bleiben können. Das nicht budgetwirksame Instrument könnte dann als politischer Trick aufgefaßt werden, um eine geringere Steuerquote auszuweisen. Inwieweit ein solcher Effekt auftritt, und in welchem Maß, ist schwierig zu beurteilen. Am ehesten dürfte er vermieden werden können, wenn entweder das Stromeinspeisungsgesetz nur modifiziert wird oder wenn ein Instrument gewählt wird, das allgemein weniger mit Steuern in Verbindung gebracht wird (z.B. bestimmte Arten von Quoten). In Bezug auf diesen Aspekt wird hier keine Einschätzung gewagt.

Ein zusätzlicher Effekt nicht budgetwirksamer Instrumente ist die Verlagerung eines Großteils des Verwaltungsaufwands - außer der Kontrolle - vom Staat auf Private. Damit führt diese Variante zu geringeren Staatsausgaben als die beiden anderen¹⁰. Ob die Summe der Verwaltungskosten - bei Privaten und beim Staat - sich erheblich unterscheidet, ist jedoch offen. Sofern man also nicht die *staatlichen* Verwaltungskosten besonders stark gewichtet, kann auf diesem Abstraktionsniveau auch hier keine Einschätzung gegeben werden¹¹. Eine nicht budgetwirksame Erhebung entzieht die Maßnahme der unmittelbaren haushaltspolitischen Diskussion. Ob dies eine weitere Stabilisierung der Regelung bewirkt, ist aufgrund der obigen Ausführungen zwiespältig. Nur wenn eine *formale* Verringerung der Steuerquote als eigenständiges Ziel von hoher Priorität eingeschätzt wird, ist ein solcher Effekt wahrscheinlich. Ansonsten ist hier kein nennenswerter Unterschied zu vermuten.

Zur Lenkung durch Mittelerhebung

Die genauere Ausgestaltung der Mittelerhebung kann an der Lenkungsfunktion ansetzen, die sowohl für Steuern als auch für - dort besonders betont - Sonderabgaben legal als Rechtfertigung dienen kann. Die Lenkung kommt dadurch zustande, daß Wirtschaftssubjekte den Wirkungen einer Steuer¹² entgehen wollen. D.h. sie versuchen die Bemessungs-

¹⁰ Die beiden budgetwirksamen Möglichkeiten dürften zu vergleichbaren Aufwänden führen, da - wie im Absatz zuvor erläutert - kein großer Unterschied in der Ausgestaltung zu erwarten ist.

¹¹ Bei relativ komplizierten Regelung ist zu beachten, daß eine Verlagerung der Verwaltung auf private Akteure die Durchsetzbarkeit verringern kann.

¹² Im folgenden wird zur sprachlichen Vereinfachung stets „Steuer“ verwendet, die Argumentation für andere hier in Betracht kommende Maßnahmen ist analog.

grundlage bzw. Güter und Dienste entsprechend der jeweiligen direkten *und indirekten* Bedeutung der Bemessungsgrundlage zu meiden und zu ersetzen. Die genaue Definition der Bemessungsgrundlage sowie eventuelle Freistellungen bestimmen die Richtung (was genau gemieden wird), die Höhe des Steuersatzes die Stärke der Steuervermeidungsanstrengungen (wieviel durch eine erfolgreiche Meidung verdient wird). Die Lenkung ist insofern unspezifisch, als in das gesamte Preissystem die Information implementiert wird, was gemieden werden soll, und sämtliche Akteure auf die Suche nach Vermeidungsmöglichkeiten geschickt werden, indem eine Prämie für das Finden ausgesetzt wird. Was genau welche Akteure finden, bleibt offen. Die Akteure werden im Einzelfall auch gar nicht wissen, daß sie durch eine bestimmte Verhaltensänderung zur Erreichung des Zieles beitragen, da das gesamte Preissystem in äußerst schwer vorhersagbarer Weise geändert wird. Diese Eigenschaften begründen die hohe Marktkonformität und Effizienz des Instrumentes¹³. Eine entsprechend gestaltete Steuer, z.B. Energie/CO₂-Steuer, trägt also auch zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien bei. Allerdings ist der allgemeine Verlauf des Ausbaupfades, der Technologiemix und die regionale Aufteilung offen und allein durch eine Lenkungssteuer kaum steuerbar.

Während bei einer Lenkungssteuer also eine legale Steuerumgehung gewünscht ist, sollte eine fiskalische Steuer - die Einnahmen erzielen soll - bewußt so gewählt werden, daß einer legalen Steuerumgehungen, d. h. Ausweichmöglichkeiten, möglichst enge Grenzen gesetzt sind, da dies die Ergiebigkeit sichert (z.B. Mehrwertsteuer, Einkommensteuer). Dazu gehört auch, daß das Wachstum des Steueraufkommens aus einer Steuer möglichst mit dem Wachstum des Bruttosozialprodukt Schritt halten sollte. Aus diesen beiden Punkten leiten sich die Bedenken ab, die gegen ein zu sehr auf Energie-, Schadstoffsteuern u.ä. gewichtetes Steuersystem vorgebracht werden: Ein solches System erfordert langfristig ständige Steuererhöhungen und schließlich die regelmäßige Einführung neuer Steuern, um dem Staat die notwendigen Einnahmen zu sichern.

Für eine Klimaschutzpolitik und die Förderung einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien bedeutet das: 1. Die Klimaschutzpolitik kann durch eine geeignete Wahl der Bemessungsgrundlage für die Mittelherhebung unterstützt werden. 2. Dies unterstützt dann auch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien. Eine technologiespezifische Dimension kann auf der Einnahmenseite aber kaum hinzugefügt werden. 3. Da eine Lenkungssteuer häufig keine fiskalisch gute Steuer ist, muß je nach erforderlichen Mitteln der Steuersatz regelmäßig angepaßt werden, oder es ist eine automatische Anpassung des Steuersatzes zu implementieren. Da eine regelmäßige Feinsteuerung im Detail (s. o.) ohnehin unerlässlich ist, kann dann auch die Mittelherhebung für die unmittelbare Zukunft jeweils neu zu justiert werden. Allerdings ist zu beachten, daß auch hier langfristig ein gewisses Aufkommen gesichert sein sollte, um bei einer zögerlich erfolgenden Einigung über Änderungen in gewissem Umfang Mittel zur Verfügung zu haben. Dies beeinflusst auch die relative Stärke der zukünftige Verhandlungspositionen. Da eine geeignete Lenkungssteuer selbst - wenn auch in unklarem Ausmaß - zu einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien beiträgt, muß auch jeder gegebene Ausbaupfad durch einen geringeren Fluß an Fördermittel erreichbar sein. Insgesamt ist damit eine Art der Mittelherhebung, die gleichzeitig eine Lenkungsfunktion erfüllt,

¹³ Aus der Beschreibung folgt auch, daß die Personengruppe, deren Einkommen oder Vermögen durch eine Steuer tatsächlich geschmälert wird, nicht juristisch bestimmt werden kann, sondern sich aus dem Marktprozeß ergibt: Die Personen, die direkt und *indirekt* am meisten zur Bemessungsgrundlage beitragen, zahlen auch am meisten. Der Betrag und die Personengruppe werden sich im Zuge der Anpassung laufend ändern. Weiters ergibt sich, daß eine zweckgebundene Mittelherhebung nur buchhaltungstechnisch aufkommensneutral ist, über ihre indirekte Wirkung auf andere Einnahmen oder Ausgaben des Staates jedoch durchaus Auswirkung auf das Budgetdefizit haben könnte. Dies erkennt man beispielsweise in Modellrechnungen zur CO₂-Steuer, die für alternative buchhaltungstechnisch aufkommensneutrale Verwendungsmöglichkeiten auf höchst unterschiedliche Finanzierungssalden des Staates kommen. Siehe z.B. /Meyer et al. 1999, Tabelle 39/.

vorzuziehen. Aufgrund von Akzeptanzfragen und juristischen Beschränkungen einer zweckgebundenen Erhebung dürfte sich eine Lenkungsfunction ohnehin en passant ergeben; sie sollte systematisch ausgebaut werden.

Abbau ökologisch kontraproduktiv wirkender Subventionen

Als eine Möglichkeit der Mittelbeschaffung kommt der Abbau von klima- bzw. umweltpolitisch kontraproduktiven Subventionen, insbesondere im Energiebereich in Betracht. Unter Subvention wird eine selektive und gruppennützige staatliche Leistung an Private ohne marktliche Gegenleistung verstanden. Subventionen können die Form von selektiven Steuererleichterungen oder von Finanzhilfen annehmen. Eine Reduktion von Subventionen ist budgetwirksam, die zusätzlichen staatlichen Mittel sind nicht zweckgebunden. Im ersten Fall steigen die staatlichen Einnahmen, im zweiten Fall sinken die staatlichen Ausgaben. Die obige Diskussion zu Steuern und einer Senkung anderer Ausgaben gilt damit auch für den Subventionsabbau. Gewisse Besonderheiten ergeben sich mit dem Bezug auf ökologisch kontraproduktiv wirkende Subventionen. Insbesondere die Vergünstigungen und Zahlungen an nicht erneuerbare Energien sind hier interessant. Die gesamten ökologisch kontraproduktiven Subventionen in Deutschland werden auf 37-77 Mrd. DM pro Jahr geschätzt, die im Energiebereich (ohne Verkehr) auf 10-31 Mrd. DM¹⁴. Die wesentlichen Größen sind hierbei Finanzhilfen für Kohlen (ca. 10 Mrd. DM) und Steuervergünstigungen bei der Mineralölsteuer für Energieerzeuger (bis zu 19 Mrd. DM). Ein Subventionsabbau in diesen Bereichen scheint demnach leicht auszureichen, um den angestrebten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie zu finanzieren und dabei gleichzeitig eine Lenkungsfunction auszunutzen.

Gegen ein solches Vorgehen sprechen jedoch einige Aspekte. 1. Die gesetzliche Ausgestaltung der Subventionen und eines evtl. Subventionsabbaus bestimmen Mittelhöhe und -strom im Zeitablauf. Die notwendigen Mittel ergeben sich aber aus dem Ausbauziel für erneuerbare Energien. Eine entsprechende Abstimmung des Subventionsabbaus dürfte kaum möglich und wenig sinnvoll sein. 2. Eine einigermaßen reibungslose Implementierung erfordert, daß die Gebietskörperschaft, die die Subventionen einspart, auch ein Ausbauprogramm für erneuerbare Energien auflegt. Eine solche Regelung schnell durchzusetzen scheint nahezu unmöglich. 3. Die Lenkungsfunction ist mitunter wenig ausgeprägt und nicht variierbar, da die Subventionen an bestimmten Merkmalen ansetzen (z.B. Vorbereitungsmaßnahmen für den Braunkohlebergbau). 4. Aufgrund von vertraglichen Verpflichtungen sind aus dem Energiebereich nahezu keine Mittel kurzfristig verfügbar. 5. Die Höhe der Subventionen überschätzt die durch ihren Abbau frei werdenden Mittel. Sofern man nicht annimmt, daß die Subventionen keiner legitimen politischen Aufgabe dienlich sind - d.h. der Staat entweder seine Kompetenzen überschreitet, überflüssige Ziele verfolgt oder die Subventionen überhaupt keine Wirkung in der gewünschten Richtung haben -, muß eine alternative Regelung gefunden werden (z.B. wenn eine Förderung des Kohlebergbaus tlw. auch regionalpolitisch begründet ist). Diese wird kaum kostenlos sein. Die frei werdenden Mittel bestimmen sich dann aus dem Vergleich der neuen mit der alten Regelung. Insbesondere ist zu beachten, daß aufgrund der unmittelbaren Folgen des Subventionsabbaus vorübergehend bestimmte staatliche Eingriffe wünschenswert sein dürften (z.B. Umschulungsmaßnahmen). Entsprechende Regelungen und Übergangsprogramme wären auch noch gleichzeitig mit einem Ausbauprogramm für erneuerbare Energien zu entwerfen.

Die anfänglich attraktiv aussehende Mittelherhebung über einen Abbau ökologisch kontraproduktiver Subvention ist demnach als kaum praktikabel zu einzuschätzen. Auch sollte man nicht erwarten, daß eine Reduktion der Subventionen zu einer deutlichen Verbesserung der

¹⁴ Die Schwankungsbreite ergibt sich aus unterschiedlichen Definitionen der Begriffe Subvention und ökologisch kontraproduktiv sowie aus unterschiedlichen Interpretationen im gesamten Steuersystem /Meyer 1999/.

Wettbewerbsposition von erneuerbaren Energien führt: Die Kosten für Strom oder Wärme aus fossilen Energieträger ist für eine gegebene Technologie im wesentlichen vom Weltmarktpreis dieser Energieträger abhängig. Da diese durch einen Subventionsabbau in Deutschland kaum beeinflußt werden, ist bei Investitionsentscheidungen kein Wandel zugunsten von erneuerbaren Energien zu erwarten. Aus dem Punkt 5. wird deutlich, daß die Diskussion um Subventionen, insbesondere um ökologisch kontraproduktive, de facto um die Definition staatlicher Aufgaben, der allgemeinen Instrumentenwahl und der Gewichtung der Ziele geht. Die Diskussion ist begrüßenswert und wichtig. Eine Verringerung der ökologisch kontraproduktiven Subventionen ist in absehbarer Zeit allerdings nicht in größerem Umfang zu erwarten. Selbst wenn dies wider erwarten eintreten sollte, ginge hiervon kein größerer Impuls für den Ausbau erneuerbarer Energien aus.

Zu föderativen Aspekten

Die Aufgabenteilung sowie eine entsprechende Finanzverfassung im föderalen System der Bundesrepublik Deutschland geraten verstärkt in den Blickwinkel der finanzpolitischen Diskussion (z.B. wurden Vorschläge von den Ministerpräsidenten bereits 1990 in einem gemeinsamen Beschluß niedergelegt; die Verfassungskommission erkannte einen Bedarf nach grundlegender Prüfung, die allerdings unterblieb)¹⁵. Von daher ist es für eine vorausschauende Planung erforderlich, die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energie und die Mittel-erhebung in diesem Kontext zu verorten. Als Grundlage der zu erwartenden Diskussionen werden aller Voraussicht nach vier Prinzipien dienen:

1. Subsidiaritätsprinzip (die Aufgabe sollte auf möglichst niedriger Ebene angesiedelt werden);
2. Prinzip der Konnexität (die staatliche Ebene, die über eine Aufgabe entscheidet, muß die damit anfallenden Ausgaben übernehmen),
3. Prinzip der fiskalischen Äquivalenz (Nutznieser und Kostenträger einer staatlichen Aktivität sollen räumlich zusammenfallen),
4. Prinzip der Autonomie (nachgeordnete Körperschaften sollen eine weitgehende Autonomie bei Ausgaben- und Einnahmenentscheidungen haben).

Dem Subsidiaritätsprinzip wird im Grundgesetz dadurch Rechnung getragen, daß die Länder das Recht zur Gesetzgebung erhalten. Ausnahmen bestehen, sofern das Grundgesetz dem Bund die Gesetzgebungsbefugnis erteilt (Art. 70 (1) GG). Der in Art. 73 GG definierte Bereich der ausschließlichen Gesetzgebung des Bundes wird in zukünftigen Debatten kaum zur Disposition stehen. Vielmehr dürfte vornehmlich die konkurrierende Gesetzgebung (Art. 74 GG) diskutiert werden, und die Voraussetzungen, unter denen der Bund die Gesetzgebungskompetenz an sich ziehen (Art. 72 GG) bzw. Rahmenvorschriften erlassen (Art. 75 GG) kann. Zu fragen ist, welcher staatlichen Aufgabe die Förderung der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien dient. Bezieht man sie auf Luftreinhaltung, so gehört sie zur konkurrierenden Gesetzgebung. Mit genauerem Bezug auf die Klimapolitik ist die Gesetzgebungskompetenz nach dem Prinzip der fiskalischen Äquivalenz auf der höchst möglichen Ebene anzusiedeln. Dies ist der Bund. Nach dem Prinzip der Konnexität sollte der Bund dann auch für die Finanzierung sorgen. Da nun aber erneuerbare Energien nicht nur als Instrument einer Klimapolitik dienen, sondern z.B. auch einer Reduktion möglicherweise regional oder lokal bedeutsamer Luftschadstoffe, sind nach dem Prinzip der fiskalischen Äquivalenz und

¹⁵ Einen Überblick über die Diskussion gibt /Sachverständigenrat 1997, Ziffern 338ff./.. Die Vorschläge gehen eindeutig in Richtung einer Präzisierung und Einschränkung der Kompetenzen des Bundes (s. z.B. den vom Bundestag am 30.06.1994 abgelehnten Änderungsvorschlag des Art. 72 GG in /Schuster, 1994, S.672/).

dem Subsidiaritätsprinzip auch die anderen Gebietskörperschaften bei einer Förderung erneuerbarer Energien angesprochen.

Diese beiden Prinzipien beruhen auf der plausiblen Grundannahme, daß weniger große Gebietskörperschaften besser auf regionale oder lokale Unterschiede sowie auf Präferenzen der Bürger eingehen können. Die unterschiedlichen Fördermodalitäten auf regionaler oder lokaler Ebene verstärken i. allg. die Klimapolitik des Bundes, lenken sie jedoch auf unterschiedliche, jeweils lokal oder regional besonders bedeutsame Aspekte oder Schwerpunkte. Dies bringt allerdings mit sich, daß die Anzahl der Vergabestellen, die Aufsplitterung der Fördertöpfe und die verschiedenen Fördermodalitäten die Transparenz beeinträchtigen und wahrscheinlich die Verwaltungskosten erhöhen. Eine gewisse Abstimmung zwischen den verschiedenen Ebenen wäre demnach wünschenswert, sie sollte jedoch keinesfalls in weitgehende Harmonisierungsbemühungen münden. Insbesondere ist dabei zu beachten, daß die Bürger auf untergeordneter Ebene gerade deshalb eine verstärkte Förderung erneuerbarer Energien wünschen, weil hierdurch bestimmten regionalen oder lokalen Besonderheiten Rechnung getragen wird. Insofern dürfte eine Harmonisierung der Fördermodalitäten u.ä. zu einer geringeren Akzeptanz und zu einem geringeren Fördervolumen führen. Ob dieser Effekt durch eine entsprechende Reduktion von Verwaltungskosten kompensiert werden könnte, ist fraglich. Gleichzeitig stehen entsprechende Regelungen - z.B. durch eine Rahmengesetzgebung des Bundes - oder Gesetze, die mit vertikalen Finanzströmen verbunden sind, im Rampenlicht der Debatte um die Ausgestaltung des föderalen Systems.

Eine klimaschutzpolitisch motivierte Förderung erneuerbarer Energien sollte demnach durch den Bund erfolgen, eine besondere Abstimmung mit Förderprogrammen anderer Gebietskörperschaften ist nicht notwendig, aber natürlich wünschenswert. Im Zuge einer Abstimmung sollte nicht auf eine zu große Harmonisierung gedrängt werden, da dies kontraproduktiv sein könnte und den Grundgedanken des Föderalismus zuwiderläuft. Der Bund kann es auch den anderen Gebietskörperschaften überlassen, ob sie in ihrer Förderung eine Doppelförderungen zulassen oder ausschließen, und wie sie eine Förderung konkret ausgestalten. Das Konnexitätsprinzip sollte dabei auf jeden Fall eingehalten werden.

Zusammenfassung

Die Förderung einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien ist als *klimapolitisches* Instrument eindeutig beim Bund zu verorten, als Instrument zur Erfüllung anderer politischer Aufgaben eher bzw. auch bei untergeordneten Gebietskörperschaften. Aufgrund der unterschiedlichen Funktionen auf den verschiedenen Ebenen sind keine besonders große Harmonisierungsbemühungen notwendig.

Wünschenswert ist eine Mittelenerhebung, die gleichzeitig eine Lenkung in Richtung des klimapolitischen Ziels bewirkt. Eine solche Mittelenerhebung bewirkt auch, daß ein geringerer Mittelfluß zur Erreichung eines beliebigen festgelegten Ausbaupfades notwendig ist als bei einer anderen Erhebung. Die Lenkungsfunktion impliziert aber möglicherweise eine geringere langfristige Verlässlichkeit der Einnahmen. Eine Justierung der Mittelenerhebung kann allerdings problemlos im Zuge der ohnehin regelmäßig erforderlichen Detailänderungen erfolgen. Insgesamt erscheint eine Mittelenerhebung, die gleichzeitig eine Lenkungsfunktion erfüllt, als empfehlenswert.

Eine Lenkungsfunktion ist bei einer zweckgebundenen Mittelenerhebung naheliegend, zumal hier aus juristischen Gründen ein enger Zusammenhang zwischen der Ausgestaltung der Mittelenerhebung und dem Verwendungszweck hergestellt werden muß. Dies ist bei einer Finanzierung aus dem allgemeinen Budget nicht der Fall. Allerdings wird auch hier aus Akzeptanzgründen ein solcher Zusammenhang in der politischen Argumentation von Bedeutung sein. Der wesentliche Unterschied zwischen einer zweckgebundenen und einer nicht zweckgebundenen Mittelenerhebung dürfte dann darin bestehen, daß erstere für eine größere

Stabilität sorgt und langfristig vorteilhaft ist, die unmittelbare Durchsetzung allerdings schwieriger ist. Damit aus der Stabilität keine Starrheit wird, sollte die konkrete Ausgestaltung eine stabile Gesamtrichtung mit einer Flexibilität im Detail verbinden.

Die Abschätzung der Bedeutung der Budgetwirksamkeit ist schwierig, sofern einer formalen Reduktion der Steuerquote oder der *staatlichen* Verwaltungsaufwendungen kein besonders großes Gewicht beigemessen wird. In diesen Fällen wäre eine nicht budgetwirksame Erhebung vorzuziehen.

Von einem Abbau ökologisch kontraproduktiver Subventionen ist kein größerer Impuls auf die Nutzung erneuerbarer Energien zu erwarten. Für eine Finanzierung ist ein Subventionsabbau eher ungeeignet.

5.2. Ziele und Kriterien zur Beurteilung der Instrumente

5.2.1. Strukturierung der Ziele und Kriterien

Alle aufgelisteten Instrumente sollen definitionsgemäß dem weiteren und beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien dienen. Diese Zielsetzung kann als das Leitbild bzw. Oberziel von Fördermodellen und Maßnahmenbündeln bezeichnet werden. Es leitet sich aus den Vorgaben der Klimaschutzpolitik ab, in welcher der längerfristige Ausbau erneuerbarer Energien ein wesentliches Element zur Reduktion von Treibhausgasen darstellt. Konkretisiert wird dieses Leitbild durch das für 2010 formulierte „Verdopplungsziel“, aus dem für die einzelnen Energietechnologien das angestrebte Ausbauvolumen abgeleitet wird. Es sollen somit solche Instrumente ausgewählt werden, die, zusammengefügt zu einem Maßnahmenbündel, geeignet sind, das **Leitbild: Erreichung des Ausbauziels** sicherzustellen. Die quantitativen Angaben dazu enthält Tabelle 4.7. Dabei sind die technologischen Einzelvorgaben nicht punktgenau anzustreben; sie sind als Mindestwerte zu verstehen, die sicherstellen sollen, daß sich für **jede Technologie** ein stabiles, ausreichend dynamisches Marktgeschehen entwickeln kann.

Die Instrumente haben eine Reihe grundsätzlich notwendiger Voraussetzungen zu erfüllen, welche ihre Implementierung und Funktionsfähigkeit betrifft. Neben der Vereinbarkeit mit der deutschen und europäischen Rechtsprechung wird **insbesondere Wettbewerbskonformität** angestrebt. Es sollen also sowohl der freie Marktzugang gewährleistet sein als auch durch aktuelle und potentielle Konkurrenten genügend Anreize entstehen, damit sich die Fortschritts- und Kostensenkungsfunktion des Marktes möglichst effektiv auswirkt. Dazu gehört auch, daß die Erhebung der Mittel für das Förderinstrument bezogen auf den Markt für konventionell erzeugte Energie möglichst wettbewerbsneutral erfolgt. Unter Beachtung der Mindestziele soll auch Wettbewerb unter den REG-Technologien erfolgen.

Weitere zu beachtende Aspekte betreffen die Effizienz der Instrumente und das Ausmaß der Transaktionskosten, ihre Akzeptanz und Eingriffsintensität, ihre Auswirkungen auf die Technologieentwicklung u.a. Vielfach werden auch Nebenziele angestrebt, wie regionale Wirtschaftsförderung oder strukturpolitische Maßnahmen, die Beteiligung möglichst vieler Investoren unterschiedlicher Herkunft, um eine breite Investitionsbasis zu sichern¹⁶ oder eine

¹⁶ Grundsätzlich ist die Sicherstellung von Wettbewerb Aufgabe der Wettbewerbspolitik und der Kartellaufsicht und sollte nicht mit der Förderung erneuerbarer Energien verknüpft werden. Eingriffsnotwendigkeit ergibt sich, wenn Marktschranken errichtet werden und die Wettbewerbsfreiheit der Marktteilnehmer unbillig beschränkt wird. Es kann aber auch nicht unbedingt von der Anzahl der Konkurrenten auf die Wettbewerbsintensität auf dem Markt geschlossen werden.

Beeinflussung der Standortwahl (z.B. Windanlagen verstärkt im Binnenland). Diese verschiedenartigen, teilweise miteinander konkurrierenden oder sich sogar widersprechenden (Neben-) Zielsetzungen können die Wirksamkeit förderpolitischer Instrumente beeinträchtigen bzw. den gewünschten Ausbau erneuerbarer Energien überfrachten. Es ist deshalb zu prüfen, ob zur Erfüllung dieser „Nebenziele“ – aus der Sicht der Förderung erneuerbarer Energien – nicht problemadäquatere Instrumente eingesetzt werden sollten. Auch sollte nicht versucht werden, die Unzulänglichkeiten des (derzeitigen) Energiemarktes, wie z.B. unklarer Netzzugang, unvollständige Entflechtung von Energieerzeugung und –verteilung, innerhalb von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien anzugehen. Sie müssen parallel in Regelungen aufgegriffen werden, die alle Energieträger gleichermaßen betreffen.

Die wichtigsten, im Zusammenhang mit der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien genannten Kriterien werden im folgenden aufgelistet:

Oberziel: Deutliche Ausweitung des Beitrags erneuerbarer Energien; hier konkret: Verdopplungsziel bis 2010 mit tendenziellem Erreichen der technologischen Einzelziele.

(A) Gesetzlicher Implementierungsrahmen und Wettbewerbskonformität

1. Vereinbarkeit mit der deutschen und europäischen Rechtsprechung (u.a. Verfassungsmäßigkeit)
2. Vereinbarkeit mit dem deutschen und europäischen Wettbewerbsrecht und den Liberalisierungszielen der EU (darunter Vermeidung ungleicher Belastungen für Energieerzeuger und –verteiler als auch unterschiedlicher regionaler oder kundenspezifischer Belastungen für den Energieverbraucher; degressive und zeitlich begrenzte Förderung)
3. Vereinbarkeit mit den europäischen Harmonisierungsbemühungen
4. Erhalt bzw. Weiterentwicklung einer wettbewerblichen Marktstruktur, u.a. kein Aufbau oder Verfestigung von Marktzutrittsbeschränkungen; ausreichende Beteiligungsmöglichkeiten bzw. Spielräume für unterschiedliche Marktteilnehmer, Sicherstellung einer breiten Investitionsbasis unterschiedlicher Herkunft (dezentrale Energietechnologien)
5. Angemessener Integrationsgrad des Staates, d.h. Art und Höhe des Regulierungs- und Steuerungsaufwands; Eingriffsintensität von Behörden und Verwaltung

(B) Effizienz der Instrumente und Ausmaß von Transaktionskosten

1. Kosteneffizienz (Wirksamkeit der eingesetzten Mittel in Bezug auf die erzeugte Energiemenge und die hiermit verbundenen Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen)
2. Minimierung von Mitnahmeeffekten und Fehlleitung von Fördermitteln (z.B. Überförderung)
3. Übersichtliche und transparente Gestaltung, z.B. hinsichtlich des Zugriffs auf die Mittel, und der Verständlichkeit der Regelungen
4. Höhe der zu erwartenden Transaktionskosten und des Regulierungsaufwands; Informationsbeschaffungs- und Verhandlungsaufwand; Einfachheit in der Anwendung

(C) Akzeptanz und Kompatibilität mit gesamter Energiepolitik

1. Veränderungsgrad gegenüber bestehenden Regelungen und damit politische Durchsetzbarkeit bzw. Aufwand bis zur Verabschiedung und Anwendung
2. Akzeptanz in der Bevölkerung (unter Berücksichtigung weiterer Maßnahmen, wie Ökosteuer) und bei den wesentlichen betroffenen Akteuren wie Energieerzeuger, Anlagenhersteller, öffentliche Verwaltung

3. Ausschöpfung von Synergieeffekten (z.B. mit Entwicklungen und Programmen im Bereich der rationelleren Energienutzung), Verträglichkeit mit anderen energiepolitischen Vorhaben wie z.B. Ökosteuern, potentielle Quotenregelung für die KWK und Maßnahmen im Bereich der rationellen Energienutzung; Konsistenz der Förderinstrumente untereinander bei der Verwirklichung des Leitbilds
4. Längerfristige Kalkulierbarkeit der Instrumente/Maßnahmen, d.h. sind die Rahmenbedingungen hinreichend lang und sicher und verlässlich um Investitionssicherheit zu gewährleisten und um das Leitbild glaubwürdig zu verwirklichen
5. Verursachungsgerechtes Aufbringen der Mittel (Grad der Annäherung an das „Verursacherprinzip“)

(D) Technologie- und industriepolitische Aspekte

1. Hinreichende Berücksichtigung der technologiespezifischen Unterschiede zwischen den erneuerbaren Energien hinsichtlich ihres Entwicklungsstandes und ihrer Wirtschaftlichkeit
2. Treffsicherheit des Ausbauziels allgemein und hinsichtlich der technologiespezifischen Zielvorstellungen
3. Anreiz für technologische Verbesserungen und zur Ausschöpfung von Kostensenkungspotentialen
4. Ausmaß der Möglichkeiten einer dynamischen Anpassung an veränderte Bedingungen (z.B. Ausbauziele, Produktivitätsfortschritte, Korrektur von Fehlentwicklungen)
5. Anreize für technologische Spin-off-Effekte; für den Aufbau von Exportmärkten, für beschäftigungspolitische Maßnahmen; Erhöhung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit

5.2.2. Überlegungen zur Methodik der Bewertung, zur Gewichtung der Kriterien und zu ihrer Aussagefähigkeit

Eine systematische Vorgehensweise bei der Bewertung der in Abschnitt 5.1 aufgelisteten Einzelinstrumente mit den Kriterien mittels einer Matrix ist nicht durchführbar. Dazu müßten die Wirkungen und Wirkungsverflechtungen der Instrumente in technischer, ökologischer, ökonomischer und politisch-institutioneller Hinsicht sowohl im Detail beschreibbar als auch weitgehend quantifizierbar sein.

Insbesondere bei „weich“ formulierten Instrumenten (z.B. zur verbesserten Information, Ausbildung und Schulung) ist aber eine präzise Beschreibung der Wirkungen kaum möglich. Darüber hinaus sind die Instrumente hinsichtlich ihrer Struktur und ihrer Eingriffstiefe äußerst uneinheitlich. Sie wirken teilweise allgemein, meist nur entweder im Strom- oder im Wärmemarkt, vielfach sind sie nur technologie- oder verbrauchssektorbezogen. Generell läßt sich auch schwer trennen zwischen Primärwirkungen und Sekundärwirkungen, also erwünschten und unerwünschten Nebeneffekten. Eine weitere Erschwernis stellt die meist vorhandene Verflechtung bzw. gegenseitige Beeinflussung der Instrumente dar. Ihre Wirkungen können komplementär sein, also sich ergänzen oder substituiv sein, also Alternativen darstellen bzw. sich sogar ausschließen. Die isolierte Betrachtung der Wirkungen nur eines einzelnen Instruments ist daher oft nicht sinnvoll, da dies im allg. nicht den Interdependenzen des Energiesystems gerecht wird. In der Regel ist daher die Bewertung von Maßnahmenbündeln zielführender.

Weiterhin ist eine möglichst konkrete Beschreibung und Ausgestaltung der Instrumente die Voraussetzung dafür, eine realistische Einschätzung ihrer Auswirkungen vornehmen zu

können. Dies wird in den Kapiteln 6 und 7 getrennt für den Strommarkt und den Wärme- markt geschehen. Bei der sich anschließenden Bewertung wird eine pragmatische Vorge- hensweise verfolgt. Es erfolgt eine Konzentration auf die dort ausformulierten Förderkon- zepte, wie z.B. einem modifizierten StrEG, einem Investitionszuschußprogramm, einem Quotenmodell oder dem Instrument einer Direktvermarktung auf der Basis privilegierter Re- gelungen für die Stromdurchleitung.

Die anderen Instrumente werden vor allem darauf hin überprüft, in welchem Ausmaß sie die Wirkung der vorrangig ausgewählten Förderkonzepte komplementär unterstützen können bzw. in der Lage sind, diesen die Erfüllung der Kriterien zu erleichtern (z.B. Reduzierung von Transaktionskosten; verbesserte Akzeptanz u.ä.) bzw. erst zu ermöglichen. (z.B. erleichterte Genehmigungsverfahren, die eine Investition überhaupt erst ermöglichen). Dabei wird davon ausgegangen, daß die hauptsächlich bewerteten Instrumentenbündel nicht allein in der Lage sind, die im Verdopplungsszenario unterstellte Ausbaudynamik hervorzurufen, sondern viel- mehr einer gezielten und dosierten Unterstützung durch weitere ordnungsrechtliche, infor- matorische und andere flankierende Instrumente bedürfen, damit sie ihre Wirkung voll ent- falten können.

Nicht nur die Instrumente bzw. ihre Wirkungen stehen in enger Wechselwirkung miteinan- der, auch die Kriterien sind nicht unabhängig voneinander bzw. nicht trennscharf abge- grenzt. Darüber hinaus beziehen sie sich vielfach auf komplexe Sachverhalte, die nur scheinbar durch eine „weiche“ Formulierung anschaulich gemacht werden. Bei der Anwen- dung der Kriterien auf die ausgewählten Instrumenten (Maßnahmenbündel) ist deshalb eine einfache relative Bewertung („besser; schlechter als der gegenwärtige Zustand“) zweckmä- ßiger als eine absolute Bewertung, für welche brauchbare Maßstäbe fehlen. Für die relative Bewertung wird eine fünfteilige Punkteskala gewählt:

- 2 = deutlich bessere Erfüllung (Wirksamkeit) des Kriteriums als derzeit
- 1 = bessere Erfüllung (Wirksamkeit)
- 0 = gleiche Erfüllung (Wirksamkeit)
- 1 = schlechtere Erfüllung bzw. ungünstigere Wirkung
- 2 = deutlich schlechtere Erfüllung

Die Skala kann dafür verwendet werden, eine Rangfolge der Instrumente (Maßnahmenbün- del) zu ermitteln. Wesentlicher als eine stark differenzierte Skalierung ist dabei die transpa- rente Gestaltung dieser Bewertung, damit die Ursachen für die Einstufungen sichtbar sind und diese diskutiert werden können. Die Kriterien sollten darüber hinaus gewichtet werden, wobei auch diese Gewichtung und ihre Differenzierung Gegenstand der Ergebnisdiskussion sein sollte. Da das Oberziel „Wirkungsvolle Ausweitung der erneuerbaren Energien“ (kon- kret: Erreichung des Ausbauziels 2010) von überragender Bedeutung ist, wird es 3-fach ge- zählt. Die Kriterien A1 bis A5, welche den gesetzlichen Implementierungsrahmen und die Wettbewerbskonformität betreffen und damit für die politische Praktikabilität des betreffen- den Instruments von besonderer Bedeutung sind, werden 2-fach gezählt. Alle anderen Krite- rien werden einfach gezählt. Diese pragmatische Vorgehensweise, die bereits im Zwischen- bericht (BMU/UBA 1999) zur Einordnung eines Vorschlags zur Modifizierung des StrEG an- gewandt wurde, stellt einen Kompromiß dar zwischen einer weiteren, verfeinerten Abstufung der Bewertungsskala und der Gewichtungsfaktoren mit entsprechend steigender Willkürlich- keit der Festlegungen und einer lediglich qualitativ/verbalen Bewertung von Instrumenten. Ein derartiges überschaubares Bewertungsschema kann die detaillierte Analyse und den Vergleich der zur Verfügung stehenden Optionen für die Gestaltung des gesamten Maß- nahmenbündels für einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien nicht ersetzen, wohl aber unterstützen.

5.3. Literatur zum Kapitel 5

- Altner u.a.1995 G. Altner, H.P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch. „Zukünftige Energiepolitik - Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen.“ Economica-Verlag, Bonn, 1995
- BMU 1993 Bundesumweltministerium: Synopse von CO₂-Minderungsmaßnahmen und –potentialen in Deutschland, eine Information des Bundesumweltministeriums, Bonn, Dezember 1993
- BMU/UBA 1999 Möglichkeiten der wettbewerbskonformen Ausgestaltung des Strom-einspeisungsgesetzes, Zwischenbericht zum BMU/UBA-Projekt „Klimaschutz durch Nutzung Erneuerbarer Energien“, Arbeitsgemeinschaft DLR/WI/ZSW/IWR/Forum, Stuttgart, Wuppertal, März 1999
- Bröer,Witt 1999 G. Bröer, A. Witt: Erneuerbare Energien in der deutschen Energiewirtschaft – Nutzung, Förderprogramme, Perspektiven, Solarthemen, EVU-Studie 1998/1999, Bad Oeynhausen 1999
- Cansier 1996 D. Cansier: Umweltökonomie, 2. Aufl., Lucius & Lucius-Verlag, Stuttgart, 1996
- 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
- Fabek 1999 W. von Fabek: Unterlagen zur Entwicklung der kostendeckenden Vergütung in Deutschland, Solarförderverein Aachen, Juni 1999
- Feess 1998 E. Feess: Umweltökonomie und Umweltpolitik, 2. Aufl., Vahlen-Verlag, München, 1998
- Forum 1997 DIW/DLR/Forum: Aktionsprogramm: Abbau von Hindernissen bei der Realisierung von Anlagen Erneuerbarer Energien, Studie gefördert durch das BMWi, Bonn, April 1997
- 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
- IMA 1994 Bundesumweltministerium (Hg.): Beschluß der Bundesregierung vom 29.09.1994 zur Verminderung der CO₂-Emissionen und anderer Treibhausgasemissionen in der Bundesrepublik Deutschland auf der Grundlage des dritten Berichts der interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“ (IMA CO₂-Reduktion), Bonn 1994

- Langniß,Nitsch 1997 O. Langniß, J. Nitsch: Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010, Expertise für das Vorhaben „Zukünftige Energiepolitik“ (Gruppe Energie 2010), Phase II, Stuttgart, Mai 1997
- Meyer 1999 Bettina Meyer: Notwendige Ergänzung: Abbau ökologisch schädlicher Subventionen und Regelungen, in: Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen (Hrsg.): Blick nach vorn. Anforderungen an die weiteren Stufen der ökologischen Steuerreform, Tagungsbericht der Veranstaltung am 11.05.99 in Bonn.
- Meyer et al. 1999 B. Meyer et al.: Marktkonforme Umweltpolitik, Reihe Umwelt und Ökonomie Band 28, Physica-Verlag, Heidelberg, 1999
- Sachverständigenrat 1997 Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung: Wachstum, Beschäftigung, Währungsunion – Orientierungen für die Zukunft, Jahresgutachten 1997/1998, Metzler-Poeschel, Stuttgart, 1997
- Schuster 1994 R. Schuster (Hrsg.): Die Verfassungen aller deutschen Länder, Goldmann-Verlag München, 1994
- Stromthemen 1999 Dt. Stromversorger: 2,3 Mrd. DM für Erneuerbare, Stromthemen 6/99, S. 7

6 Beschreibung und Bewertung der wesentlichen Instrumente für die Erreichung des Verdopplungsziels 2010 im Strommarkt

Ausgehend von den in Kapitel 5.1 dargestellten prinzipiellen Möglichkeiten der Stärkung der Marktchancen erneuerbarer Energien werden diese in der dort verwendeten Systematik nachfolgend für den Bereich der Stromerzeugung noch einmal konkretisiert und in Anlehnung an die in Kapitel 5.2 abgeleiteten Kriterien soweit erforderlich bewertet. Bevor auf die einzelnen Handlungsmöglichkeiten im einzelnen eingegangen wird, erfolgt zunächst eine kurze zusammenfassende Darstellung der Eckdaten des für die Erreichung des Verdopplungsziels im Strommarkt erforderlichen Zubauszenarios sowie der zu beachtenden Spezifika dieses Marktsegmentes.

6.1 Eckdaten des Zubaus bis 2010 und Charakteristika des Strommarktes

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung liegt mit knapp 5 % bei insgesamt etwa 24 TWh/a heute bereits in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung (1997: Anteil 4,7 % an der Nettostromerzeugung). Der überwiegende Anteil dieser Strommenge, d. h. etwa 80 %, wurde dabei 1997 durch die Wasserkraft bereitgestellt (davon wiederum 90 % durch Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW), die Windenergie leistete 1997 einen potentiellen Beitrag¹ von 17 %, die übrigen erneuerbaren Energieträger (d. h. die Photovoltaik und die biogenen fest- und gasförmigen Brennstoffe) waren demnach für die Stromerzeugung eher von untergeordneter Bedeutung.

Wegen des dominierenden Anteils der Wasserkraft bei einem zugleich aber begrenzten zusätzlichen Wasserkraftpotential verlangt das angestrebte Ziel einer Verdopplung des Beitrags der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung bis zum Jahr 2010 besondere Anstrengungen zur Mobilisierung noch nicht ausgeschöpfter Potentiale in allen anderen technologischen Bereichen. Der absolut größte Beitrag ist dabei von der Windenergie zu erbringen. Die windtechnische Stromerzeugung wird sich bis 2010 versechsfachen müssen und dann in derselben Größenordnung liegen wie die Stromerzeugung aus Wasserkraft. Relativ gesehen höhere Zuwachsraten sind bei der Photovoltaik und der Nutzung biogener festförmiger Brennstoffe notwendig.

Insgesamt erfordert das Szenario „Verdopplung“ im formulierten Ausbauziel bis zum Jahr 2010 Zuwächse bei der Wasserkraft um 4.434 GWh (Stand 2010 = 1,23fach von 1997), bei der Windenergie um 20.890 (6,2fach), bei der photovoltaischen Stromerzeugung um 595 GWh (19,6fach), bei den biogenen festförmigen Brennstoffen um 1.436 GWh (9fach) und bei den gasförmigen biogenen Brennstoffen um 977 GWh (2,4fach). Insgesamt ergibt dies einen Zuwachs von 28,3 TWh/a (2,3fach).

Im Vergleich zur Trendentwicklung, in der bereits von einem Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um etwas mehr als 50 % ausgegangen werden kann, bedeutet dies große zusätzliche Anstrengungen in allen Bereichen. Bei der Windenergie beispielsweise muß bei Zuwachsraten von 800 MW/a die derzeit erreichte Marktdynamik aufrechterhalten werden. Bei der photovoltaischen Stromerzeugung muß unter der Prämisse des Verdopplungsziels der zeitliche Betrachtungshorizont ausgeweitet werden und weitere Ausbauschritte hinsichtlich eines energiewirtschaftlich relevanten Ausbaus der Photovoltaik bis

¹ Berechneter, potentieller Jahresbeitrag auf der Basis der zum Jahresende installierten Leistung. Real lag der Beitrag der Windenergie mit etwa 3.000 GWh aufgrund der erst z. T. im Jahresverlauf errichteten Anlagen deutlich niedriger.

zum Jahr 2020/2030 geleistet werden. Bei den biogenen Energieträgern wird darauf zu achten sein, daß die Wachstumsimpulse aus dem Verdopplungsziel des Wärmemarktes auf die Stromerzeugung ausstrahlen und soweit möglich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen errichtet werden.

Die mit dem Zubau verknüpften Investitionen im Zeitraum 1998 bis 2010 belaufen sich insgesamt auf knapp 37 Mrd. DM, wovon der größte Anteil mit 21 Mrd. DM bei ansonsten jährlich aufgrund Kostendegressionseffekten leicht rückläufigen Umsatzzahlen auf die Windenergie entfällt. Rund 6 Mrd. DM entfallen auf die Photovoltaik, 5,4 Mrd. DM auf die Biomassenutzung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und 4,6 Mrd. DM auf die Wasserkraft (vgl. auch Tabelle 4.8). Auf der Basis mittlerer anlegbarer Stromgestehungskosten von derzeit 10 Pf/kWh und der Annahme mit 2 %/a moderat ansteigender Strompreise² ergeben sich gegenüber der Trendentwicklung hieraus bis zum Jahre 2010 kumulierte Differenzkosten (zur Problematik der Differenzkostendefinition vgl. Kapitel 6.3) von 18,1 Mrd. DM. Für das Jahr 2010 (2005) resultieren rein rechnerisch stromseitige Differenzkosten, die heute bei etwa 0,6 Mrd. DM/a liegen, von knapp 1,8 Mrd. DM (1.5 Mrd. DM). Bezogen auf den gesamten Stromverbrauch in Deutschland ergeben sich hierdurch im Jahr 2010 Mehrbelastungen von etwa 0,33 Pf/kWh bzw. rund 3 % der derzeit anlegbaren Stromkosten. Der zeitliche Verlauf und die Aufteilung auf die Einzeltechnologien kann der Tabelle 4.9 entnommen werden.

Den ausgewiesenen Differenzkosten stehen heute (Stand 1999) Fördermittel entgegen, die stromseitig auf rund 800 Mio. DM abgeschätzt werden können (vgl. Tabelle 5.6). Es müssen also weitere zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um die für die Erreichung des Verdopplungsziels resultierende Finanzierungslücke zu schließen. In diesem Sinne sind die nachfolgend aufgeführten grundsätzlichen Handlungsmöglichkeiten auf ihre Eignung und das mit ihnen erzielbare Volumen zu prüfen.

Bei der Diskussion der nachfolgend dargestellten Vorschläge ist die Tatsache zu beachten, daß sich der Energiemarkt, insbesondere der Strommarkt, derzeit in einer durch die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom April 1998 in Gang gekommene Übergangsphase befindet, die mit Sicherheit mehrere Jahre dauern wird. Zwar ist der monopolistische Zustand aufgehoben, ein funktionsfähiger europaweiter Wettbewerb, in welchem auch erneuerbare Energien (und auch die KWK) gleichwertige Chancen haben, existiert jedoch noch nicht (**Tabelle 6.1**). In dieser Phase „rudimentären“ Wettbewerbs bedarf es daher vor allem Übergangslösungen, die die bisherige Dynamik des Aufbaus erneuerbarer Energien weiter sicherstellen, jedoch den Übergang in einen funktionsfähigen Wettbewerb nicht erschweren.

² Der heutige anlegbaren Strompreis wurde mit 10 Pf/kWh angenommen, so daß das reale Kostenniveau des anlegbaren Strompreises bei dieser Preissteigerung im Jahr 2010 bei 12,6 Pf/kWh liegt, also 27 % über dem Niveau des Jahres 1997 (vgl. dazu auch die Ausführungen in Abschnitt 6.3).

Tabelle 6.1: Phasen des Übergangs vom Stromversorgungsmonopol zum europaweiten Wettbewerb

Phase	Monopolphase	Übergangsphase	Wettbewerbsphase
Zeitraum	bis April 1998	April 1998 bis ??	zukünftig
Charakteristik	<ul style="list-style-type: none"> geschlossene Versorgungsgebiete dominierende Marktstellung der Stromanbieter (kein brancheninterner Wettbewerb) keine freie Wahl des Stromversorgungsunternehmens 	<ul style="list-style-type: none"> Aufhebung der Demarkationsverträge erster (rudimentärer) Wettbewerb zwischen Stromerzeugungs- und Stromhandelsunternehmen Stromnetze bleiben weitgehend monopolisiert Kunden haben freies Wahlrecht ihres Versorgers (stark gehemmt durch z. T. hohe Durchleitungsentgelte) nennenswerter Rückgang der Strompreise vor allem bei Sondervertragskunden langsames Entstehen eines neuen Marktes für Ökostromanbieter 	<ul style="list-style-type: none"> funktionierender europaweiter Wettbewerb freie Wahl des Versorgers über alle Kundengruppen weitreichendes Angebot von Ökostrom Konzeptvorschläge und Bedingungen für die Einführung international harmonisierter wettbewerbsorientierter Instrumente sind erarbeitet und überprüft worden Internalisierung externer Kosten, z. B. im Rahmen einer mehrstufigen ökologischen Steuerreform
Förderung REG	<ul style="list-style-type: none"> Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach StrEG hierdurch Induzierung eines brancheninternen Wettbewerbs für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 	<p>Notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> Modifikation des StrEG (insbesondere in bezug auf regionale Disparitäten) Stärkung des Nachfrageelementes sowie der Ökostromanbieter durch Erlaß einer Netzzugangsverordnung (faire und diskriminierungsfreie Durchleitungsbedingungen) Erhalt und ggf. Verstärkung des Herstellerwettbewerbs durch eine dynamische Anpassung der Einspeisebedingungen an die Marktverhältnisse 	<p>Möglich:</p> <ul style="list-style-type: none"> ggf. sukzessive Rücknahme der bestehenden Preisregulierung in Abhängigkeit der Stärke des Ökostrommarktes (friktionsfreier Übergang) Festlegung von dynamischen Zielen/ Quoten (für Strom aus erneuerbaren Energien und ggf. KWK) in Abhängigkeit der gesetzten Klimaschutzziele

6.2 Einordnung und Bewertung monetärer Förderinstrumente

6.2.1 Preisorientierte Förderinstrumente

Ergänzend oder flankierend zum Stromeinspeisungsgesetz werden bereits heute verschiedenste monetäre Förderinstrumente eingesetzt, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erhöhen. Im folgenden werden ausgehend von der allgemeinen Beschreibung des Handlungskatalogs „monetäre Instrumente“ beispielhaft verschiedene bereits in der Praxis befindliche Maßnahmen (von Bund, Ländern, Gemeinden sowie Energieversorgungsunternehmen und privaten Initiativen) erläutert und insbesondere hinsichtlich ihrer Zielerfüllung nach den definierten Kriterien bewertet. Über die bereits bestehenden Praxisbeispiele hinaus werden aber auch innovative Maßnahmen und Möglichkeiten aufgezeigt, die geeignet erscheinen, die breite Markteinführung erneuerbarer Energien zu unterstützen.

Bevor auf die einzelnen Aspekte im Detail eingegangen wird, sind einige grundsätzliche Hinweise zur Ausgestaltung von preisorientierten Förderinstrumenten u. -verfahren sinnvoll. Um die Effizienz von Fördermitteln zu gewährleisten, ist es ratsam, die einzelnen Instrumente sowohl an den bevorzugten Adressatenkreis als auch an die zu fördernden Technologien anzupassen. Anlagen mit kleinerem Investitionsvolumen und bevorzugt privaten Anwendern können z. B. über Investitionsförderung gut erreicht werden. Anlagen, deren Energieertrag gut meßbar ist (also insbesondere stromgestehende Systeme mit vollständiger Einspeisung in das öffentliche Netz), eignen sich z. B. eher für Betriebskostenzuschüsse (z. B. StrEG).

Um die Marktfähigkeit der Technologien sicherzustellen, müssen die Förderquoten über den Betrachtungszeitraum hin abnehmen. So entsteht der Anreiz, möglichst frühzeitig zu investieren. Außerdem ist bei der Investitionsförderung eine Festpreisförderung der prozentualen Förderung vorzuziehen, um auf diese Weise Druck auf die Herstellungskosten auszuüben. Der in der Vergangenheit verbreiteten Praxis der Windhundverfahren (bei dem Zuwendungen solange gewährt werden, bis das dafür vorgesehene Budget aufgebraucht ist) verunsichert bei unzureichend ausgestatteten Budgets die potentiellen Investoren erheblich; insbesondere dann, wenn die Investitionsförderung mit langen Bearbeitungszeiten und der Auflage verbunden ist, erst nach Bewilligung mit dem Bau des geförderten Objektes zu beginnen.

Zusammenfassend kann auf der Basis empirischer Erfahrungen (als Teilmenge der in Kapitel 5.2 dargestellten Kriterien) heute vor allem von folgendem Anforderungsprofil für preisorientierte Fördermaßnahmen ausgegangen werden:

- Transparenz und Ausgewogenheit
- Kundengerechte Gestaltung
- Kontinuität der Förderung und hinreichendes Jahresbudget
- Verursachergerechte Finanzierung
- Effektives Marketing
- Hohe Glaubwürdigkeit des die Maßnahme tragenden Akteurs

Für den Erfolg oder Mißerfolg ist dabei von erheblicher Bedeutung, von welcher Institution die jeweilige Maßnahme getragen wird. Hauptakteure für preisorientierte Instrumente sind dabei die Energieversorgungsunternehmen und die öffentlichen Träger (Bund, Länder und Kommunen) sowie in deren Auftrag die Bundes- und Landesbanken. Während Energiever-

sorgungsunternehmen zweifellos den Vorteil besitzen, daß sie über ein hohes technologisches Know-how verfügen und mit ihren Kundenkontakten eine erhebliche Multiplikatorfunktion haben, wird die Glaubwürdigkeit von Maßnahmen der Energiewirtschaft aufgrund ihres jahrelangen Monopolcharakters häufig geringer eingeschätzt als staatliche Maßnahmen.

Vor diesem Hintergrund erfolgt die nachfolgende Darstellung der preisorientierten Instrumente in aktorspezifischer Gliederung. Dabei ist zu beachten, daß das wichtigste preisorientierte Instrument, das StrEG, aufgrund seiner exponierten Bedeutung für die bisherige Entwicklung erneuerbarer Energien im Strombereich in gesonderter Form in Kapitel 6.3 behandelt wird.

Für die bisherigen Fortschritte bei der Nutzung erneuerbarer Energien sind neben dem StrEG vor allem auch Bundes- und Länderprogramme von entscheidender Bedeutung gewesen. Dies gilt insbesondere für die dynamische Entwicklung der Windenergie seit Beginn der neunziger Jahre, die auch maßgeblich durch das 250 MW-Förderprogramm ausgelöst und mitbestimmt worden ist.

Von der Vielzahl der heute bereits in der Praxis eingesetzten Instrumente kann im folgenden nur auf einige wenige näher eingegangen werden. Von besonderer Bedeutung für die Stromerzeugung erscheinen dabei das Anfang 1999 eingeführte 100.000 Dächer-Programm des Bundes, das im Verlauf des Jahres 1999 aufgelegte Marktanreizprogramm des Bundes (gedacht als Kompensationsprogramm zu der auch für erneuerbare Energien erhobenen Stromsteuer im Rahmen der Ökologischen Steuerreform) und beispielhaft für Länderprogramme das Breitenförderprogramm REN des Landes Nordrhein-Westfalen.

Die drei genannten Maßnahmen können nur als Auswahl verstanden werden. Sie ordnen sich in eine Fülle von Möglichkeiten staatlichen Handelns ein. Von weiterer Bedeutung sind z. B. die bereits seit einigen Jahren laufenden Umwelt-Kreditprogramme der Deutschen Ausgleichsbank (DtA) und der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) sowie auf europäischer Ebene Programme der ERP beschrieben, mit denen u. a. zinsgünstige Kredite für die Finanzierung von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien angeboten werden, sind in Kapitel 1.4.1 schon behandelt worden. Zusätzlich dazu kommen von staatlicher Seite Bürgschaftsprogramme zur Anwendung (z. B. DtA-Umweltschutz-Bürgschaftsprogramm). Darüber hinaus werden heute in den neuen Bundesländern Sonderzulagen nach §4 Investitionszulagengesetz 1999 gewährt. Die maximal 15 %ige Zulage kann im Jahr 2000 bei den zuständige Finanzämtern für Anlagen beantragt werden, die 1999 gebaut worden sind.

Förderprogramme sind auch von verschiedenen Kommunen aufgelegt worden. Im Mittelpunkt der Förderanstrengungen stehen dabei leistungsbezogene oder objektbezogene Zuschüsse, Bürgschaften und zinsgünstige Darlehen von ortsansässigen Banken.

Neben den Gebietskörperschaften hat auch die Energiewirtschaft einen Beitrag zur Markteinführung erneuerbarer Energien geleistet. Nach Abschätzungen von Kapitel 5.1 belaufen sich die gesamten (freiwilligen) Aufwendungen³ der EltVU für Förderprogramme aus dem Bereich erneuerbare Energien auf eine Größenordnung von 100 Mio. DM/a (zzgl. 10 Mio. DM für umlagefinanzierte Programme der kostendeckenden Vergütung). Im Vergleich zum StrEG sind diese Maßnahmen in Summe zwar von untergeordneter Bedeutung, im Vergleich zu den bisher von Seiten des Bundes bereitgestellten Mittel aber durchaus beachtenswert (auch in bezug auf das aktuelle stark erhöhte 200 Mio. Förderprogramm der

³ Auch wenn hier der Begriff freiwillige Leistung gewählt wird steht dahinter natürlich die Annahme der kostendeckenden Überwälzung auf die Strompreise.

Bundesregierung liegen die von den EltVU bereitgestellten Mittel noch bei etwa der Hälfte, das bisherige Jahresvolumen der Bundesprogramme haben sie um den Faktor 5 übertroffen).

Vor diesem Hintergrund werden in Kapitel 6.2.1.4 die verschiedenen Ansatzpunkte der EltVU zur Förderung erneuerbarer Energien genannt und diskutiert.

6.2.1.1 Das Marktanreizprogramm der Bundesregierung

Seit 1994 fördert die Bundesregierung unter Federführung des Bundesministeriums für Wirtschaft Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Programmlaufzeit: fünf Jahre) mit jährlich 20 Mio. DM (100 Mio. DM-Förderprogramm für Erneuerbare Energien). Das Programm, das zunächst eine Laufzeit von 1995 bis 1998 hatte und für 1999 zunächst vorläufig verlängert wurde, bezieht sich auf Solarkollektoranlagen, Photovoltaikanlagen, Wärmepumpenanlagen, Wasserkraftanlagen, Windkraftanlagen, Biogasanlagen und Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse.

Bereits für 1997 lagen bei Solarkollektor-, Wind-, Photovoltaik- (außer Programm „Sonne in der Schule“), Biogas- und Biomasseanlagen mehr Anträge vor, als angesichts der Mittelausstattung positiv entschieden werden konnten. Für 1998 erschien nach Aussagen des BAW eine Antragstellung bei Windkraftanlagen, Biogasanlagen und Photovoltaikanlagen (außer Programm „Sonne in der Schule“) nicht mehr sinnvoll. Zwischen 1994 und 1998 wurden insgesamt 78,6 Mio. DM an Investitionszuschüssen bereitgestellt (vgl. auch Kapitel 1.4.1) und damit ein Investitionsvolumen von rund 404 Mio. DM mobilisiert /Prognos 1998/. Etwa zwei Drittel dieser Investitionen sind von privaten Haushalten getätigt worden, die Industrie war mit nur 2% vertreten.

In einer Evaluierungsstudie des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG/ISI) werden im Zusammenhang mit den administrativen Vorgängen der Fördermittelverwaltung und der Öffentlichkeitsarbeit Schwierigkeiten beschrieben. Insbesondere wurden zu lange Bearbeitungszeiten (teilweise über ein Jahr) reklamiert und das Antragsverfahren wurde insgesamt als zu aufwendig angesehen. Neben der relativen Zuweisung der verfügbaren Mittel auf die verschiedenen Technologien könnte dies ein maßgeblicher Grund dafür sein, daß das vorgesehene Programmvolumen nicht vollständig ausgeschöpft wurde.

Dennoch war die Resonanz auf das Programm trotz des vergleichsweise geringen Gesamtbudgets bisher weitgehend positiv. Deswegen ist es auch nicht überraschend, daß es im Jahr 1999 mit geringfügig geänderten Modalitäten im Vorgriff auf das mittlerweile umgesetzte 200 Mio.-Programm zunächst fortgeführt wurde. Danach fielen seit Anfang 1999 Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit Ausnahme des Programms „Sonne in den Schulen“ ganz aus der Förderung heraus. Demgegenüber sind die Fördersätze für Biogas-Techniken deutlich erhöht worden. Einzelheiten der Vergabe sind in den „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ des Bundeswirtschaftsministeriums geregelt, die in aktueller Fassung (d.h. 200 Mio. Programm) im Anhang aufgeführt sind.

Der Haushaltsausschuß des Deutschen Bundestages hat auf Antrag der Koalitionsfraktionen im Frühjahr 1999 eine Erhöhung der Bundesmittel für erneuerbare Energien beschlossen. Der jährliche Mittelansatz zur Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien hat sich von 20 Mio. DM auf 200 Mio. DM verzehnfacht. Damit reagiert die Bundesregierung auf die massive Kritik, daß die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - au-

ßer der Eigenstromerzeugung - nicht von der Steuer ausgenommen wurde. In diesem Sinne kann es als Kompensationsprogramm bezeichnet werden.

Die genaue Konzeption dieses Förderprogramm, das zum 1. September 1999 anlaufen soll, war zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht endgültig bekannt. Nach vorliegenden Erkenntnissen sollen die Schwerpunkte aber in der Förderung von solarthermischen Anlagen, Biomasseanlagen zur Wärmebereitstellung, Biogasanlagen, kleine Wasserkraftanlagen (< 500 kW) sowie geothermischen Anlagen liegen. Wärmepumpen sollen nur gefördert werden, wenn der hierfür eingesetzte Strom aus erneuerbaren Quellen stammt. Neu ist zudem die Einbeziehung einer Förderung von Wärmeschutz und Heizungsmodernisierungen, wenn zeitgleich Solaranlagen errichtet werden. Auf die perspektivische Bedeutung dieses Programms, das wohl zunächst bis zum Jahr 2002 als gesichert erscheint, wird in Kapitel 8.2 eingegangen.

Der Mittelzuwachs soll für eine breite Palette von Fördermöglichkeiten zur Verfügung stehen. Profitieren werden davon voraussichtlich u.a. Solarkollektoranlagen, Biomasse- und Biogasanlagen, geothermische Anlagen (mit Ausnahme von Wärmepumpen), Wasserkraftanlagen bis 500 kW Nennleistung, Photovoltaikanlagen für Schulen und solarthermische Anlagen zur Stromerzeugung. Eine genaue Ausgestaltung des Programms steht noch aus. Dies betrifft beispielsweise auch die Einbeziehung von elektrischen Wärmepumpen (vgl. hierzu den Exkurs in Kapitel 1) und der Offshore-Windkraft. Photovoltaik soll von einer zusätzlichen Bundesförderung ausgenommen werden. Hierzu steht das nachfolgend beschriebene 100.000 Dächer-Programm zur Verfügung.

6.2.1.2 Das 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm der Bundesregierung

Der Bund hat die photovoltaische Stromerzeugung bereits zu Beginn der neunziger Jahre durch ein Sonderprogramm, das 1.000 Dächer-Programm, mit Zuschüssen gefördert. Dieses Programm ist seinerzeit hauptsächlich mit der Zielrichtung Gewinnen von Erfahrungen mit der Installation und dem Betrieb von photovoltaischen Stromerzeugungsanlagen eingesetzt worden. Auch sollte ein Beitrag zur Kostendegression geleistet werden, ein wirklicher Schritt in Richtung Markteinführung konnte hiermit allerdings nicht wirklich erwartet werden.

Nach Auslaufen des 1.000 Dächer-Programms sind mit Ausnahme des allgemeinen Bundesförderprogramms für erneuerbare Energien (vgl. vorhergehendes Kapitel) keine weiteren zielgerichteten Photovoltaik-Programme aufgelegt worden. Nach Einschätzung vieler Experten hat dies Mitte der neunziger Jahre zwangsläufig dazu führen müssen, daß die größten deutschen Hersteller für Solarzellen in das Ausland abgewandert sind, wo bessere Markteinführungsbedingungen vorherrschten. In einer aktuellen Arbeit wird der deutschen Politik der Photovoltaik-Anwendungsförderung dementsprechend auch bescheinigt, daß sie im Gegensatz zur Windenergiepolitik und z. B. der japanischen Photovoltaikförderung (New sunshine Programm) wegen Unstetigkeit und mangelnden Orientierung an der Erreichbarkeit selbsttragender Märkte keine ex-post Entriegelungseffizienz (von Hemmnissen und Marktwideständen) zugesprochen werden kann /Kramer 1999/.

Tatsächlich haben sich die jährliche Zubauraten der Photovoltaik von 1993 bis 1998 aber mehr als verdreifacht. Dennoch lag der Solarzellenzubau mit rund 10 MW/a in 1998 auf einem absolut gesehen noch sehr niedrigen Niveau. Mit dem zum 1.1.1999 in Kraft getretenen 100.000 Dächer-Programm soll nun eine drastische Marktausweitung erreicht werden. Nach Angaben des Deutschen Fachverbandes Solarenergie erhöhen sich auf dieser Grundlage die Zubauprognosen auf rund 140 MW im Jahr 2004 /Janzig 1999/. Das 100.000-Dächer-Programm (entsprechend 300 MW) des Bundes unterstützt in den Jahren 1999 bis 2004 den Einsatz von Photovoltaik-Anlagen ab einer installierten Spitzenleistung von ca. 1 kWp. Das 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm zielt nach Aussagen der Bundesregierung da-

rauf ab, endliche Energieressourcen sowie Umwelt und Klima zu schonen, die Serienfertigung von Photovoltaik-Anlagen und damit Kostensenkungen anzuregen und in Deutschland ein deutliches Signal für den Ausbau dieser zukunftsträchtigen Technologie zu setzen.

Die Förderung nach dem 100.000 Dächer-Programm erfolgt durch zinsverbilligte Darlehen, die durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau zur Verfügung gestellt werden, bei Kreditlaufzeiten von 10 Jahren und zwei tilgungsfreien Anlaufjahren. Zusätzlich kann die letzte Tilgungsrate erlassen werden. Alternativ besteht die Möglichkeit, sich die Zinssubvention auszahlen zu lassen (Zuschuß). Privatpersonen können diesbezügliche Darlehens-Anträge bei ihren Hausbanken stellen. Damit beteiligt sich der Bund mit ca. 1,1 Mrd. DM zu etwa 40 % an den Investitionskosten. In Regionen mit erhöhten Vergütungssätzen kommt es zu einer Abstimmung der Fördermittel, so daß insgesamt keine Überförderung eintreten kann. Liegt der erhöhte Vergütungssatz beispielsweise bei 99 Pf/kWh, reduziert sich der ausschöpfbare Kreditanteil für die Investition auf maximal 55 %. Die restlichen 45 % muß der Investor anderweitig bereitstellen. Das BMWi hat die gültigen Regelungen für derartige Fälle in einer Tabelle festgeschrieben und der KfW als einzuhaltende Vorgaben auferlegt.

Weitere Einzelheiten zur Ausgestaltung des Programms und zur Antragstellung können den Richtlinien zur Förderung von Photovoltaik-Anlagen (300 MW) durch ein „100.000 Dächer-Solarstrom-Programm“ entnommen werden (siehe Anhang 6.2-1). Dabei ist zu beachten, daß mittlerweile flankierend zum Kreditförderprogramm weitere Angebote aus der Privatwirtschaft gemacht werden. Dies betrifft z. B. standardisierte Dienstleistungs-/Finanzierungsangebote mit dem Ziel, die Belastungen durch die Anlagenerrichtungen auf (auch in den beiden ersten tilgungsfreien Jahren) gleich hohe Monatsbeiträge zu verteilen (z. B. Kooperationsangebot der Umweltbank AG und BP Solar AG).

Das 100.000 Dächer-Programm stellt zweifellos für die Photovoltaik einen deutlichen Schritt nach vorne dar. Dennoch ist es bereits kurz nach seinem Inkrafttreten in die Kritik geraten. Diese bezog sich dabei zunächst auf die einseitige Ausrichtung des Programms auf die - aus heutiger Sicht - noch teuerste Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, während für andere Nutzungsformen keine massive Markteinstiegshilfen gewährt werden. Mit der Auflage des 200 Mio. Förderprogramms ist dieser Aspekt mittlerweile weitgehend entkräftet worden. Zweiter wesentlicher Kritikpunkt ist die Vermutung, daß das Programm die bestehenden Hemmnisse nur unvollständig überwinden kann.

Ziel eines jeden Förderprogramms ist der Abbau der dem Einsatz der betreffenden Technologien entgegenstehenden Hemmnisse. In diesem Sinne setzt das in Kraft getretene Programm beim Hemmnis der Kapitalbeschaffung durch die Gewährleistung eines 100 %igen Anfangskredites effektiv an. Das entscheidende Hemmnis der Kostenbarriere wird aber nur teilweise abgebaut. Der beim Investor verbleibende finanzielle Eigenbeitrag von rund 60 % kann dazu führen, daß das Programm ohne weitere flankierende Maßnahmen nur im geringen Maße angenommen werden wird. Voraussichtlich werden aufgrund der großen Kostendifferenz zwischen der Photovoltaik und herkömmlichen Stromerzeugungsoptionen Gesamtzuschüsse von mindestens 80 bis 90 % bzw. eine kostenorientierte oder -deckende Vergütung nach dem Beispiel einiger Städte notwendig sein um den privaten Massenmarkt erreichen zu können.

Dies wird als notwendig erachtet, da das Potential der umweltbezogenen Idealisten begrenzt und ohnehin schon zu maßgeblichen Anteilen ausgeschöpft ist. Weitere Zuschüsse im großen Umfang können aber weder von staatlicher Seite noch (freiwillig) von der Energiewirtschaft erwartet werden. Hierfür spricht einerseits die Knappheit der öffentlichen Kassen von Ländern und Kommunen (nach Inkrafttreten des Bundesprogramms ist beispielsweise lange

Zeit erwogen worden, daß parallel wirkende Landesförderprogramm des Landes NRW zu reduzieren) sowie die fehlende Bereitschaft der meisten Energieversorgungsunternehmen im Wettbewerbsmarkt freiwillige Zuschüsse zu vergeben.

Kritisch angemerkt wird zudem der u. U. geringe Akzeptanzfaktor derartiger Kreditprogramme gegenüber vermeintlich einfacheren direkten Zuschußprogrammen für die relevante Zielgruppe zumeist privater Betreiber. Diesbezügliche Vorbehalte könnten gegebenenfalls ausgeräumt werden, wenn im größeren Umfang auf die alternative Möglichkeit der direkten Auszahlung des Zinszuschusses aufmerksam gemacht werden würde.

Inwieweit diese Einschätzungen tatsächlich zutreffen werden, läßt sich derzeit noch nicht sagen. Während das 100.000 Dächer-Programm in der Anfangsphase nur sehr geringen Zuspruch gefunden hat, waren bis zum 17.05.99 immerhin 1.320 Förderdarlehen mit einem Volumen von rund 42 Mio. DM beantragt. Laut den Planzahlen des BMWi wurden für das Anfangsjahr Monatsdurchschnittswerte von 500 Anträgen erwartet. Diese Marke ist im April 1999 mit 462 Anträgen fast erreicht worden. Dabei ist zusätzlich aber zu beobachten, daß ein hoher Anteil der eingegangenen Anträge aus Gebieten resultiert, wo heute gegenüber StrEG höhere Vergütungssätze gezahlt werden bzw. ergänzend Landesprogramme in Anspruch genommen werden können.

Das Problem der in der Anfangszeit immer wieder bemängelten langen Bearbeitungszeiten konnte für den Kreditbereich mittlerweile behoben werden. Nach wie vor gilt es aber für Teilnehmer, die statt des zinslosen Kredits eine Zuschuß bevorzugen /Solarthemen 66, Juni 1999/.

Während auf der einen Seite ein zögerlicher Beginn verständlich ist und auch mit der organisatorischen Einbindung der Hausbanken zusammenhängt, ist auf der anderen Seite zu befürchten, daß die Antragszahlen zum Jahresende wieder deutlich abnehmen werden, da dann erfahrungsgemäß von einer weitergehenden Ausschöpfung der parallel wirkenden Förderprogramme auszugehen ist. Nur bei einer Aufrechterhaltung der Aprilzahlen wird sich aber gegenüber dem Jahr 1998 (insgesamt 3.700 zugebaute Anlagen) ein Wachstumseffekt einstellen können.

Nachteilig wirkte sich bisher auch aus, daß kleine und mittlere Gewerbeunternehmen (z. B. auch öffentliche Einrichtungen und Kirchen) von der Kreditförderung aus EU-rechtlichen Gründen (Subventionstatbestand) ausgenommen waren, obwohl sie aufgrund der angestrebten Genehmigung in den Förderrichtlinien bereits als förderberechtigt eingestuft waren. Seit Mitte 1999 liegt nun das Einverständnis der EU-Kommission vor. Antragsberechtigt sind nun nach Definition der Kommission alle gewerblichen Unternehmen, die nicht mehr als 40 Mio. ECU Jahresumsatz bzw. 27 Mio. ECU Bilanzsumme aufweisen, nicht mehr als 250 Mitarbeiter haben und sich nicht zu mehr als 25 % in Besitz größerer Unternehmen befinden.

Vor dem Hintergrund der genannten Kritikpunkte erscheinen Modifikationen des Förderverfahrens sinnvoll. Denkbar wäre z. B.

- die Programmlaufzeit auf 12 Jahre (und damit vergleichbare Zeiträume wie in anderen Ländern⁴) zu strecken. Dies schafft auch die erforderliche langfristige Investitionssicherheit für die Hersteller von Photovoltaikanlagen (ohnehin erscheint es zweifelhaft, ob die Kostenschere nach sechs Jahren Programmlaufzeit bereits soweit geschlossen ist, daß sich eigendynamisch eine für die neuen Produktionsanlagen ausreichende Nachfrage

⁴ In den USA sollen bis zum Jahr 2010 z. B. 500.000 Solarenergiesysteme an Gebäuden installiert werden.

entwickelt hat; Erfahrungen mit anderen „Lernkurven für neue Technologien“ zeigen, daß Kostendegression um den Faktor 3 bis 5 - wie sie hier angestrebt werden müssen - größere Zeiträume erfordern)

- den Anreiz für die photovoltaische Stromerzeugung durch eine Kopplung mit anderen Fördermaßnahmen zu erhöhen, so daß insgesamt mindestens von einem 80-90 %igen Deckungsanteil ausgegangen werden kann. Erste Erfahrungen aus Bayern zeigen etwa, daß nur dort, wo gleichzeitig eine kostenorientierte oder -deckende Vergütung angeboten wird, tatsächlich auch ein nennenswerter Anstieg der photovoltaischen Stromerzeugung zu beobachten ist.

6.2.1.3 Förderprogramme der Länder

Die meisten Bundesländer bieten heute unterstützend zu den Bundesaktivitäten eigene Förderprogramme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an. Dabei stehen Bundes- und Landesprogramme in ständiger Wechselwirkung. Häufig werden die Landesprogramme in Anlehnung an die Bundestrends modifiziert. So ist z. B. nach der Auflage des 100.000 Dächer-Programms in vielen Ländern darüber nachgedacht worden, die Landesförderung deutlich zu verringern.

Tabelle 6.2 stellt einen aktuellen Überblick über die aktuelle Solarstromförderung der Länder dar. Zur Abgrenzung mit der Wärmemarkt gibt die Tabelle auch die für die solare Wärmebereitstellung zur Verfügung stehenden Mittel an. Dabei wird deutlich, daß sich die Förderanstrengungen der Länder sehr stark voneinander unterscheiden. Während einige Länder nur geringe Fördermittel zur Verfügung stellen oder sich überhaupt nicht an der Breitenförderung beteiligen (z. B. Bayern, Schleswig-Holstein), stehen in anderen Ländern nennenswerte Zuschußanteile zur Verfügung (z. B. Nordrhein-Westfalen, Thüringen).

Tabelle 6.2: DFS-Übersicht: Förderung Solarenergie (Stand März 1999)

Land	Solarwärme-Förderung	Solarstrom-Förderung
Baden-Württemberg Förderung auch durch d. EnBW	Zinsverbilligtes Darlehn E/ZFH: 10.000 DM, sonst: max. 5.000 DM + 1.000 DM/m ² Laufzeit: 10 Jahre, 3 % zinsverb.	Zinsverb. Darlehen max. 18.000 DM/kW Laufzeit: 15 Jahre, 4% zinsverbilligt
Bayern	EFH: 1.000 DM; über 10.000 DM Anlagenkosten: 1.500 DM sonst: 250 DM/m ² Flachkollektor 350 DM/m ² VR Keine Neubauten (nach 26.6.97)	Keine Breitenförderung
Berlin	max. 30 % Zuschuß für Gebäude, die vor 1991 gebaut wurden	bis 5 kW: 50 % darüber: 30 %
Brandenburg	1) <i>Wirtschaftsministerium</i> : bis 6 m ² : 1.500 DM, 250 DM pro weiterer m ² , max. 30 % der zuwendungsfähigen Ausgaben 2) <i>Umweltministerium</i> : (keine Breitenförderung) 25 % für Anlagen in bes. Projekten	bis zu 50 % der förderfähigen Kosten; keine Kumulierung mit dem 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm möglich
Bremen	bis 10 m ² : 2.000 DM, 175 DM pro weiterer m ² , max. 3.750 DM, zus. 500 DM bei gleichzeitiger Installation Gasbrennwertanlage (50-150 kW: 1.000 DM)	ab 1 kW: 8.000 DM pro kW max. 20.000 DM

Hamburg	Wohnungsbau-Kreditanstalt: 4-10 m ² FK: Altbau 500 DM/m ² Neubau 350 DM/m ² 3-7 m ² VR: Altbau 650 DM/m ² Neubau 450 DM/m ² ab 10 bzw. 7 m ² Förderung durch: Umweltbehörde: FK: 500 DM/m ² , VR: 650 DM/m ²	Solarstromvergütung der HEW: 1-5 kW: 1,80 DM/kWh -10 kW: 1,60 DM/kWh -50 kW: 1,40 DM/kWh Red. Vergütungssätze bei Zuschußförderung
Hessen	20%, max. 2.000 DM bei EFH max. 1.000 D je Whg. bei MFH; keine Förderung bei Anspruch Ökozulage, 1.000 DM bei gleichzeitiger Installation eines Gasbrennwert- oder Öl- Niedertemperaturkessels	mindestens 1 kW: 30% (max. 100.000 DM pro Anlage) max. 17.000 pro kW
Mecklenburg- Vorpommern	20 %, max. 2.000 DM bei EFH	40 %, max. 18.000 DM pro kW
Niedersachsen	ab 20 m ² (auch Schwimmbad): Zinsvergünstigte Darlehn für 50 % der Kosten (Zinssatz: 2,5 %)	ab 2 kWp: Zinsverg. Darlehn für bis zu 70 % der Kosten (Zinssatz: 2,5 %)
Nordrhein- Westfalen Förderung auch durch die RWE	1.300 DM für Brauchwasseranlagen in Geb. mit 1 oder 2 WE 1.500 DM + 200 DM/m ² für Anlagen zur Hei- zungsunterstützung und bei Geb. ab 3 WE (bei FK: >10 m ² oder VRK >6 m ²)	Fördersatz in DM = kristallines Silizium: (6.000 - 100 x L) x L amorphes Silizium: (5.000 - 100 x L) x L L = install. Leistung (kWp)
Rheinland-Pfalz	Antragstop	Antragstop
Saarland	VR/FK: ab 3/4 m ² : 1.500 DM, bei Anspr. auf Ökozula- ge: 500 DM; ab 8/10 m ² : 3.300 DM ab 14/18 m ² : 4.800 DM	1-3 kW: 5.000 DM/kW 3-5 kW: 4.000 DM/kW max. 23.000 DM; bei Anspr. auf Ökozu- lage: 3.500/4.000 DM
Sachsen	300 DM/m ² bis 20 m ² 150 DM/m ² für Fläche > 20 m ² 200 DM für Wärmemengenzähler (Einbau ist Pflicht)*	Keine Förderung * Keine Förderung bei Anspruch auf Ökozulage
Sachsen-Anhalt	30 % max. 6.000 DM bei EFH/ZFH max. 60.000 DM bei MFH oder sonstigen grö- ßeren Anlagen	Keine Breitenförderung, Förderung von Demonstrationsanlagen
Schleswig-Holstein	EFH/ZFH: 1.500 DM sonstige anlagen: 300 DM/m ²	keine Breitenförderung Förderung von PV-Anlagen auf Schulen und öffentl. Einrichtungen
Thüringen	bis 10 m ² : 400 DM/m ² > 10 m ² : 300 DM/m ² für die Gesamtanlage	bis 2 kW: 8.500 DM/kW ab 2 kW: 7.500 DM/kW für die Gesamtanlage

EFH/ZFH/DH/MFH: Ein-/Zwei-/Doppel-/Mehrfamilienhaus, Whg: Wohnung, WE: Wohneinheit, kW: KiloWatt (Peak), VR: Vakuumröhrenkollektoren, FK, Flachkoll: Flachkollektoren, SW: Solarwärme, PV: Photovoltaik

Quelle: DFS: Deutscher Fachverband Solarenergie e.V., Freiburg.

Von den Landesprogrammen soll aufgrund seiner Höhe und seiner Bedeutung (vgl. dazu auch Kapitel 1.4.2) beispielhaft das REN-Programm des Landes NRW ausführlicher dargestellt und diskutiert werden. Das seit 1988 bestehende REN Programm „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen“ (REN) fördert Investitionen zur Einsparung von Energie und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen.

Ziel dieses Programmes ist es, Anreize zur verstärkten Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zu schaffen. Der Hauptschwerpunkt liegt dabei auf der Breitenförderung, wodurch insbesondere Impulse für eine industrielle Serienfertigung erwartet werden.

Im Zeitraum von 1988 bis 1996 sind durch das REN-Programm insgesamt mehr als 19.500 Projekte gefördert worden⁵ (davon fast die Hälfte thermische Solaranlagen mit einer gesamten Kollektorfläche von 69.000 m², mehr als 500 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 156,8 MW und 1.336 Photovoltaik-Anlagen mit einer installierten Leistung von 3,7 MW)⁶. Die bewilligten Fördermittel lagen hierfür bei insgesamt 210 Mio. DM. Da die Förderung nach dem REN-Programm immer nur eine Teilförderung darstellt, wurden mit dieser Summe deutlich höhere direkte Gesamtinvestitionen angestoßen. Die erreichte Primärenergieeinsparung des gesamten REN-Programms (neben der Förderung erneuerbarer Energien umfaßt das REN-Programm auch Technologien aus dem Bereich der rationellen Energieanwendung; vgl. Kapitel 1) wird mit 3 TWh und die resultierende jährliche CO₂-Minderung mit mehr als 650.000 t CO₂ angegeben. Zudem sollen mehr als 2.000 Arbeitsplätze durch das Programm geschaffen worden sein /Borchert 1997/.

Das REN-Programm kann damit als außerordentlich erfolgreich bezeichnet werden. Dies gilt vor allem auch deswegen, weil es in einer Zeit rückläufiger Bundesmittel den weiteren Ausbau der Windenergie im Binnenland sichergestellt hat. Heute ist Nordrhein-Westfalen gerade auch wegen des REN-Programms das Binnenland mit der spezifisch höchsten installierten Windkraftwerksleistung.

Das REN-Programm ist ein dynamisches Förderprogramm, das in der Vergangenheit (z. B. mit den Richtlinien vom 07.02.1994, 27.02.1996, 20.12.1996, 01.02. und 30.11.1997) mehrfach geändert worden ist. Ursächlich hierfür waren vor allem die Reduzierung der spezifischen Anlagenkosten (z. B. infolge fortschreitender Entwicklung oder zunehmender Massenfertigung) oder die bei einigen Technologien in der Zwischenzeit erfolgte Markteinführung (so konnte bspw. die Brennwertkesselförderung nach 6.500 Bewilligungen eingestellt werden), die u. a. auch durch das Programm selber erreicht werden konnten und sollten. Vor diesem Hintergrund führt das Programm aus sich heraus zu der ständigen Notwendigkeit, angepaßt zu werden. Im Vorfeld der Änderungen erfolgt jeweils eine Anhörung der betroffenen Institutionen, Verbände und Anwender, d. h. es erfolgt eine kooperative Weiterentwicklung. Die letzte Anpassung erfolgte zum 1.1.1999. Danach werden zur Zeit, die in **Tabelle 6.3** aufgeführten Technologien gefördert⁷:

⁵ Anfang 1999 waren es bereits mehr als 25.000.

⁶ persönliche Information des Landesinstitutes für Bauwesen, Dortmund, April 1997.

⁷ Neben den aufgeführten Technologien aus dem Bereich erneuerbarer Energien kommt es auch zu einer Förderung regelungstechnischer Einrichtungen, von Abwärmenutzungsanlagen, Wärmepumpen, die direkt mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, Elektrowärmepumpen, wenn sie elektrische Widerstandsheizungen ersetzen oder in Gebäuden mit sehr geringem Heizwärmebedarf (30 - 70 kWh/m²) eingesetzt werden sowie sonstige Anlagen, Systeme und Einrichtungen zur rationellen Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen mit vorheriger Zustimmung des Ministeriums für Bauen und Wohnen.

Tabelle 6.3: Derzeit nach dem REN-Programm geförderte Technologien aus dem Bereich erneuerbare Energien

- Solarkollektoranlagen für die Brauchwassererwärmung in Gebäuden mit ein oder zwei Wohneinheiten,
 - bei Flachkollektoren mit einer Kollektorfläche von mindestens 4 qm;
 - bei Vakuumkollektoren mit einer Kollektorfläche von mindestens 2,5 qm (1.300 DM/Anlage)
- Solarkollektoranlagen für die Heizungsunterstützung oder für die Brauchwassererwärmung in Gebäuden mit drei oder mehr Wohneinheiten oder in Gewerbegebieten
 - bei Flachkollektoren mit einer Kollektorfläche von mindestens 10 qm;
 - bei Vakuumkollektoren mit einer Kollektorfläche von mindestens 6 qm (1.500 DM/Anlage zzgl. 200 DM/m² inst. Kollektorfläche)
- Speicher- und Luftkollektoranlagen (15 % Investitionszuschuß)
- Biomasse- und Biogasanlagen (25 % Investitionszuschuß)
- netzgekoppelte Biomasse- und Biogasanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmezeugung (25 % Investitionszuschuß)
- Biomasseanlagen zur Wärmezeugung in Verbindung mit einer Solarkollektoranlage in Gebäuden, deren Heizwärmebedarf 25 % niedriger ist als der nach WärmeschutzV '95
- netzgekoppelte Wasserkraftanlagen bis 500 kW_{el} (25 % Investitionszuschuß)
- netzgekoppelte Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von ≥ 200 kW (zinsgünstiger Kredit (Zinssatz bis zu 5 Prozentpunkten unter dem durchschnittl. Zinssatz) bis zu 50 % der zuwendungsfähigen Ausgaben, Rückzahlung in 9 gleichen Jahresraten)
- netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit 1 bis 10 kW_{peak} installierter Leistung
 - Förderformel bei Anlagen mit Modulen aus kristallinem Silizium: Fördersatz (DM) = 6.000 - 100 x L
 - Förderformel bei Anlagen mit Modulen aus amorphem Silizium: Fördersatz (DM) = 5.000 - 100 x L (L = kW_{peak} installierte Leistung)

Gegenüber den zuletzt gültigen REN-Richtlinien ist bei den Richtlinien vom 29.10.1998 vor allem die Änderung bei der Windkraftförderung von Bedeutung. Hier erfolgte eine Umstellung von Investitionszuschüssen (100 DM/qm Rotorkreisfläche bzw. 120 DM/qm Rotorkreisfläche für geräuscharme Anlagen) auf ein zinsgünstiges Darlehen.

Die Summe aller öffentlichen und nicht öffentlichen Förderungen darf die zuwendungsfähigen Ausgaben nicht überschreiten. Für Vorhaben von Nichtunternehmen ist die Höhe aller öffentlichen Mittel auf 49 % der zuwendungsfähigen Ausgaben begrenzt.

Im Rahmen der Breitenförderung werden Anlagen mit einem Investitionsvolumen bis zu 1 Mio. DM bezuschußt. Für Projekte mit zuwendungsfähigen Ausgaben über 1 Million DM besteht demgegenüber die Möglichkeit Zinsverbilligungen zu erhalten. Die Programmabwicklung erfolgt nach einer Antragstellung über die Hausbank durch die Investitionsbank (IB), Zentralbereich der WestLB und das Landesoberbergamt in Dortmund.

Das REN-Programm stellt damit einen wichtigen Meilenstein dar, um das von der Landesregierung bis zum Jahr 2006 gesteckte Ausbauziel der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erreichen (z. B. Installation einer windtechnischen Leistung von 1.000 MW). Bei einer Evaluierung eines Teilbereichs (Windenergieförderung) des REN-Programms hat sich

auf der Basis einer Befragung der Programmteilnehmer u. a. herausgestellt /Winterkemper 1998/, daß

- die Hauptmotivation für die Errichtung der Anlagen in den meisten Fällen die Aussicht war, hierdurch einen Beitrag für den Klima-/Umweltschutz zu leisten,
- fast 90 % aller Befragten ohne das REN-Programm kein Windkraftwerk errichtet hätten,
- insgesamt die deutliche Mehrheit der Befragten (rund 88 %) mit dem Programm zufrieden war und dessen Ausgestaltung für verständlich hielt,
- etwa zwei Drittel keine Probleme mit dem Antragsverfahren hatten,
- bei der Realisierung der Projekte sich die Fragen der Baugenehmigung in der Regel schwieriger darstellten als das Antragsverfahren für die Förderung,

Trotz der weitgehend positiven bis sehr positiven Ergebnisse der Befragung, erscheint eine Verbesserung der Beratungsleistung notwendig. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der z. T. langen Bearbeitungszeiten, einer unzureichenden Beratung (Nichterreichbarkeit) bei Fragen zum Ausfüllen der Förderunterlagen und der Erbringung der notwendigen Nachweise sowie hinsichtlich der fehlenden Transparenz über die noch verfügbaren Fördermittel im Jahresverlauf. Dabei könnte eine Orientierung an den bestehenden Beratungsprogrammen für Kommunen (im Rahmen der Umsetzung der BauGB-Novellierung) erfolgen und verstärkt auch vor Ort (z. B. in Kooperation mit der Energieagentur NRW) den zukünftigen Betreibern Beratungsangebote zur Seite gestellt werden. Darüber hinaus sollte die Transparenz des Programms erhöht werden, indem eine Gesamtevaluierung auf der Basis einer aussagekräftigen Projektdatenbank durchgeführt wird (inklusive Kosten-/Nutzen-Analysen), jederzeit mitgeteilt wird, welche Förderaussichten im laufenden Jahr noch bestehen (bzw. Wartelisten für das nächste Jahr angelegt werden, so daß keine neuerliche Beantragung notwendig ist) und die Dokumentation der geförderten Projekte über die Fachpresse hinaus ausgedehnt wird. Letzteres erhöht auch den bisher in der Öffentlichkeit noch nicht sehr hohen Bekanntheitsgrad des REN-Programms und erhöht die Akzeptanz in der Bevölkerung. Im diesen Sinne wäre insgesamt eine intensivere Außendarstellung (systematische Öffentlichkeitsarbeit) des Programms wünschenswert.

Das REN-Programm berücksichtigt bisher über die erhöhte Förderung von geräuschärmeren Anlagen hinaus auch kaum raum- und umweltrelevante Aspekte. Aus diesem Grund wird empfohlen, die Förderrichtlinien im stärkeren Umfang an den vielfältigen Programmen des Landes bzw. sonstiger maßgeblicher Akteure (kommunal- und regionalplanerische Steuerung, Windenergieerlaß des Landes, Auszeichnung besonders vorbildlicher Windkraftanlagen⁸) zu orientieren und es damit als Instrument zu nutzen, um Windkraftwerke an besonders dafür geeigneten Standorten zu errichten. Dies könnte z. B. durch eine Staffelung der Fördersätze nach Standorteignung erfolgen. Kriterien hierfür wären noch zu bestimmen. Darüber hinaus könnten aus Gründen der verringerten Flächeninanspruchnahme größere Windkraftwerke spezifisch stärker gefördert werden als kleinere Anlagen und die im REN-Programm aufgrund der Kostendegression für Windparks eingeführte Verringerung der Förderhöhe wieder aufgehoben werden. Über diese Maßnahmen könnte u. U. erreicht werden, daß das zunehmend größer werdende Konfliktpotential zwischen Landschafts- und Klimaschutzgesichtspunkten nicht negativ auf das Förderprogramm ausstrahlt.

⁸ Anfang 1998 wurden zum ersten Mal zwei besonders vorbildliche Windkraftanlagen vom Land Nordrhein-Westfalen durch das MBW ausgezeichnet. Kriterien sind dabei neben einem hohen Windenergieertrag vor allem auch die Einbindung in das Landschaftsbild und ökologische Ausgleichsmaßnahmen.

Im Gegensatz zu vielen anderen Länderprogrammen zeichnet sich das REN-Programm im hohen Maße durch eine Stetigkeit und damit Verlässlichkeit aus. Auch hieraus resultiert der Erfolg dieses Förderinstrumentes.

6.2.1.4 EitVU-Programme zur Förderung erneuerbarer Energien

Neben dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG), bei dem die Bundesregierung auf eine vergütungsorientierte Breitenförderung setzt, bestehen eine Vielzahl von Möglichkeiten, den Ausbau von regenerativen Energien seitens der Energiewirtschaft voranzutreiben. Das Maßnahmenpektrum zur Förderung von regenerativen Energien aus der Sicht der Energieversorgungsunternehmen beinhaltet vor allem

- Programme ohne freiwillige Kundenbindung
 - Investitionszuschüsse,
 - erhöhte Einspeisevergütungen und Rückspeisemöglichkeiten,
 - zinsgünstige Darlehen,
 - Preisnachlässe
 - Naturalienförderung und
 - Maßnahmenkombinationen und gezielte Multiplikatoren-Förderung.
- Programme mit freiwilliger Kundenbindung
 - Fonds-Modelle,
 - Beteiligungs-Modelle,
 - Solarstrombörsen und
 - Green Pricing-Modelle

Beispiele aktueller Förderprogramme (zufällige Auswahl auf der Basis einer Internet-Kurzrecherche) sind in **Tabelle 6.4** dargestellt.

Tabelle 6.4: Beispiele: EVU-Programme zur Förderung der Photovoltaik

EVU	Höhe und Art der Förderung
Stadtwerke Hagen	8.200,- DM/KWp
ELEKTROMARK	5.000,- DM + 1.000,- DM/KWp
Stadtwerke Lüdenscheid	5.000,- DM + 1.000,- DM/KWp
Stadtwerke Münster	4.000,- DM/KWp
Energie AG Menden/Iserlohn	15-25 % d. Investitionskosten Einspeisevergütung, 25,9 Pf/KWh
Stadtwerke Soest	kostengerechte Einspeisevergütung
GSW Kamen	50 % von (Investitionskosten-Landesförderung), max. 8.400,- DM/KWp
DEW Dortmund	3.000,- DM/KWp, 25,9 Pf/KWh
Stadtwerke Hamm	max. 8.000,- DM/KWp
AVU Gevelsberg	5.000,- DM/KWp u. 0,25 DM/KWh
Stadtwerke Bielefeld	5.000,- DM/KWp, max.5 KW

Zwar haben in der Vergangenheit in erster Linie staatliche Programme zur Förderung regenerativer Energien entscheidende Impulse für den Ausbau dieser Technologien geliefert, in den vergangenen Jahren haben aber immer mehr Energieversorgungsunternehmen damit begonnen, Anlagen zur Nutzung von REG bei unabhängigen Betreibern zu fördern. Eine aktuelle Solarthemen-Studie /Bröer, Witt 1999/ gibt einen Überblick über die derzeitigen Förderangebote der deutschen Versorgungswirtschaft. Daraus geht hervor, daß die von der Studie erfaßten Förderzuschüsse 1998 wie bereits erwähnt ein Volumen von über 100 Mio. DM (ohne Berücksichtigung der Mindestvergütungen nach dem StrEG) erreichten⁹. Die meisten EVU sind in der Förderung der Photovoltaik aktiv. An zweiter Stelle liegen solarthermische Anlagen. Bei der Förderung von Windkraft, Wasserkraft und Biomasse ist das Engagement der EVU deutlich geringer, wie **Tabelle 6.5** zeigt.

Tabelle 6.5: Programme deutscher EVU zur Förderung von regenerativer Energien /Bröer, Witt 1999/

Technik	Anzahl der EVU	Art der Förderung
Photovoltaik	160	Meist Investitionszuschüsse
Solarthermie	138	überwiegend Investitionszuschüsse
Windkraft	41	Einzelfallförderung, erhöhte über dem StrEG liegende Vergütungen, Investitionszuschüsse
Wasserkraft	31	Einzelfallförderung, erhöhte über dem StrEG liegende Vergütungen, zinsverbilligte Darlehen, kostendeckende Vergütungen, Investitionszuschüsse,
Biomasse	37	erhöhte über dem StrEG liegende Vergütungen, zinsverbilligte Darlehen, kostendeckende Vergütungen, Investitionszuschüsse,

Während die Photovoltaik und Solarthermie meist oder überwiegend mit Investitionszuschüssen gefördert wird, zeigen sich bei den Techniken zur Nutzung von Windkraft, Wasserkraft und Biomasse differenziertere Förderformen. Neben Zuschüssen kommen hier vermehrt auch Einzelfallförderungen, erhöhte über dem StrEG liegende Vergütungen, zinsverbilligte Darlehen, kostenorientierte und -deckende Vergütungen (vor- oder nachschüssig oder kombiniert) und einige Mischformen zur Anwendung.

Die Förderetats dieser Programme liegen von einigen Ausnahmen abgesehen zwischen 2 und 7 Promille der jeweiligen Firmen-Umsätze.

Die Förderprogramme der EVU kommen aus verschiedenen Gründen nicht als Alternative zum StrEG in Betracht, sondern sind auch von den EVU selber als ergänzende Förderung zum StrEG konzipiert. Bei der Zielsetzung dieser EVU-Programme spielt daher die ungestörte, dynamische Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht die Hauptrolle. Die EVU können mit den aufgelegten Programmen vor allem eine direkte Kun-

⁹ Die VDEW geht selber von deutlich höheren Beträgen aus. Nach Ihren Angaben gaben die Stromversorger in Deutschland 1998 insgesamt rund 2,3 Mrd. Mark für erneuerbare Energien aus. Mit 1,05 Mrd. Mark entfielen davon 46 Prozent auf Planung, Bau und Betrieb von wirtschaftlichen Anlagen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft sowie auf Windkraft- und Biomasse-Anlagen. Die Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien, den private Erzeuger ins Netz einspeisten, hatten 1998 einen Anteil von 48 Prozent an den gesamten Ausgaben. Bezahlt wurden insgesamt rund 1,09 Mrd. Mark. Darin enthalten waren 0,54 Mrd. DM, die aufgrund der Vergütungssätze des Stromeinspeisungsgesetzes bezahlt wurden (vgl. hierzu abweichende eigene Annahmen in Kapitel 1).

denansprache und Kundenbindung auf breiter Basis sowie eine Imageverbesserung erzielen. Insofern treten bei der Beurteilung der EVU-Programme die Kriterien wie Technologie- und industriepolitische Aspekte, Effizienz und Transaktionskosten sowie politische Durchsetzbarkeit und Akzeptanz in den Hintergrund. Darüber hinaus fehlen auch ausreichend konkrete Angaben, inwieweit und warum die jeweiligen Förderangebote von den Kunden der EVU tatsächlich wahrgenommen werden /Frank Trurnit & Partner Verlag GmbH 1999/.

Ob und in welchem Umfang die EVU auch in Zukunft unter den neuen Wettbewerbsbedingungen im Energiemarkt bereit sein werden, regenerative Energie zu fördern, ist mit vielen Fragezeichen zu versehen. Dies zeigt ebenfalls die Umfrage der Solarthemen-Redaktion durch auffällig viele Enthaltungen. Dennoch sind 67% der auskunftsbereiten EVU entschlossen, ihre Förderung im Zuge der Liberalisierung im gleichen Umfang beizubehalten. Zu erwarten ist aber, daß insgesamt die Programme mit freiwilliger Kundenbeteiligung tendenziell eher zunehmen und die umlagefinanzierten Programme ohne freiwillige Kundenbindung eher zurückgehen werden.

Im folgenden werden zunächst die EltVU-Programme ohne freiwillige Kundenbeteiligung diskutiert. Programme mit freiwilliger Kundenbeteiligung werden in einem gesonderten Kapitel (vgl. Kapitel 6.2.4) behandelt.

6.2.1.4.1 Investitionszuschüsse

Heute sind Investitionszuschüsse für die Installation von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien die am häufigsten durchgeführte Fördermaßnahme. Nach einer Erhebung der VDEW haben bereits Mitte 1996 etwa 96 Energieversorgungsunternehmen derartige Hilfen zur Einführung erneuerbarer Energien angeboten. Heute dürfte von vergleichbar vielen Unternehmen ein diesbezügliches Angebot vorliegen.

Man unterscheidet dabei grundsätzlich zwischen Zuschüssen, die pauschal pro Anlage bzw. pro installierter Leistung gezahlt werden, und solchen, die prozentual in Abhängigkeit der Investitionskosten gewährt werden (z. B. Stadtwerke Bielefeld, Hagen). Förderungen seitens anderer Programme (z. B. von Bund oder Land) werden in der Regel angerechnet und führen zu einer Reduzierung des jeweiligen Zuschusses.

Durch derartige Modelle werden heute vor allem Photovoltaikanlagen gefördert (sowie solarthermische Kollektorsysteme und Wärmepumpen). Der Zuschuß wird ausschließlich für Neuanlagen gewährt und häufig an Mindestlaufzeiten der Anlagen gekoppelt. Die Förderhöhe ist dabei von EVU zu EVU sehr unterschiedlich und bewegt sich in der Regel in einer Bandbreite von 500 bis 25.000 DM/Anlage.

6.2.1.4.2 Erhöhte Einspeisevergütungen

Kostendeckende Vergütung

Unter den erhöhten Einspeisevergütungsregelungen nimmt das Modell der kostendeckenden Vergütung eine besondere Stellung ein. Dies gilt sowohl hinsichtlich der relativen Häufigkeit als aber auch insbesondere hinsichtlich der Ausstrahlung. Die kostendeckende Einspeisevergütung ist vor allem als Instrument entwickelt worden und wird als solches eingesetzt, um das Haupthemmnis für die massive Einführung von Photovoltaik-Anlagen, die hohen Produktionskosten, zu umgehen. Das Förderinstrument beruht auf dem Prinzip einer Umlagefinanzierung (Strompreiserhöhung zur Unterstützung der Betreiber z.B. einer Solaranlage) und ermöglicht bei einer 100 %igen Kostenerstattung (inklusive marktübliche Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals) jedermann, Strom aus regenerativen Energien über die Lebensdauer der Anlage „kostendeckend“ zu erzeugen.

Dabei ist das eigentliche Funktionsprinzip der kostendeckenden Vergütung einfach: Die Energieversorgungsunternehmen kaufen den in ihr Stromnetz eingespeisten Strom aus regenerativen Energien zu einem Kilowattstunden-Preis auf, der so hoch ist, daß mit diesem Geld eine Solaranlage, eine Windkraftanlage oder ein Biogas-Blockheizkraftwerk im Laufe der Nutzungszeit refinanziert wird.

Die zusätzlichen Kosten für die kostendeckende Vergütung, die dem stromaufnehmenden EVU entstehen, werden auf alle Stromkunden umgelegt. Die Höhe der kostendeckenden Vergütung richtet sich nach aktuellen Kriterien (z. B. Stand der Technik, marktübliche Verzinsung), muß demnach dynamisch angepaßt werden und wird über die durchschnittliche Lebensdauer der Anlage (z. B. Solaranlagen 20 und Windkraftwerke 15 Jahre) gezahlt. Zur Bestimmung der jeweiligen Vergütungshöhe können Musterberechnungsbögen verwendet werden, die in Nordrhein-Westfalen von der Preisaufsicht entwickelt worden sind. Für Solarstrom beträgt die kostendeckende Vergütung in NRW auf dieser Berechnungsbasis z. Zt. rund 1,76 DM/kWh ohne Berücksichtigung der Landesförderung nach dem REN-Programm und 1,17 DM/kWh mit Berücksichtigung der Landesförderung (vgl. **Tabelle 6.6**), für Strom aus Windkraftanlagen werden zwischen 24-35 Pf/kWh vergütet. Durch diese Vorgehensweise werden Mitnahmeeffekte durch den Betrieb von neuen Anlagen, mit denen Kostendegressionseffekte ausgeschöpft werden konnten, weitgehend vermieden.

Tabelle 6.6: Musterberechnung der kostendeckenden Vergütung für photovoltaische Stromerzeugung nach dem Beispiel der Preisaufsicht des Landes Nordrhein-Westfalen

	mit REN-Zuschuß	ohne REN-Zuschuß
Installationspreis (DM/kW _p)	14.000	14.000
Investitionszuschuß REN (DM/kW _p)	5.700	-
eingesetztes Fremdkapital (FK)	4.980	8.400
eingesetztes Eigenkapital (EK)	3.320	5.600
Annuität FK (10,19 %/a)	507	856
Annuität EK (9,08 %/a)	301	508
Kapitaldienst gesamt (DM/a)	808	1.364
Wartung und Versicherung (1,5 %/a)	210	210
Zählermiete (DM/a)	60	60
Kosten insgesamt (DM/a)	1.078	1.634
Stromproduktion (kWh/a)	925	925
Anlegbarer Strompreis KV (DM/kWh)	1,17	1,76

Neben dem unmittelbaren Effekt der Unterstützung privater Anlagenbetreiber bietet die kostendeckende Vergütung von ihrer Grundidee her noch eine Reihe weiterer Vorteile:

- Durch die Zahlung einer kostendeckenden Vergütung für Solarstrom steigt die Nachfrage für Solarstrom-Anlagen nachweisbar an und Kostendegressionseffekte bei der Herstellung werden möglich.
- Bei der Windenergie ermöglicht die kostendeckende Vergütung den rentablen Betrieb von Windkraftanlagen an zahlreichen Standorten, die ansonsten wegen der immer noch zu hohen Anlagenkosten ungenutzt blieben (Binnenlandförderung).

- Mit Hilfe der Umlagefinanzierung werden Geldmittel bei privaten Haushalten sowie gegebenenfalls bei Industrie und Gewerbe mobilisiert, die ansonsten nicht für Investitionen in erneuerbare Energien zur Verfügung stünden.
- Die kostendeckende Vergütung benötigt keine Geldmittel aus öffentlichen Haushalten und ist für die EVU dem Sinne nach kosten- und gewinneutral. Sie steht daher nicht in Konkurrenz zur Finanzierung anderer CO₂-Minderungsmaßnahmen.

Auf mögliche Nachteile der kostendeckenden Vergütung, insbesondere aus wettbewerblichen Gründen, wird später noch eingegangen.

Sonstige Vergütungsregelungen

Neben der kostendeckenden Vergütung, die derzeit z. B. nur in 23 % aller Photovoltaikförderprogrammen der Energiewirtschaft zur Anwendung kommt, werden in der Praxis eine Vielzahl von anderen Vergütungsmodellen angewendet (vgl. **Abbildung 6.1**). Während einige Energieversorgungsunternehmen durch leicht erhöhte Vergütungssätze (in aller Regel zwischen 20 und 30 Pf/kWh) versuchen, allgemeine Anreize für die verstärkte Ausschöpfung erneuerbarer Energien zu schaffen, setzen andere EVU auf speziellere Anreizsysteme. Ein Beispiel für ersteres ist das Vergütungsmodell der Energie AG Menden/Iserlohn bzw. der DEW Dortmund. Diese zahlen für einen gegenüber dem gesetzlich vorgeschriebenen Vergütungssatz auf 25,9 Pf/kWh erhöhten Wert.

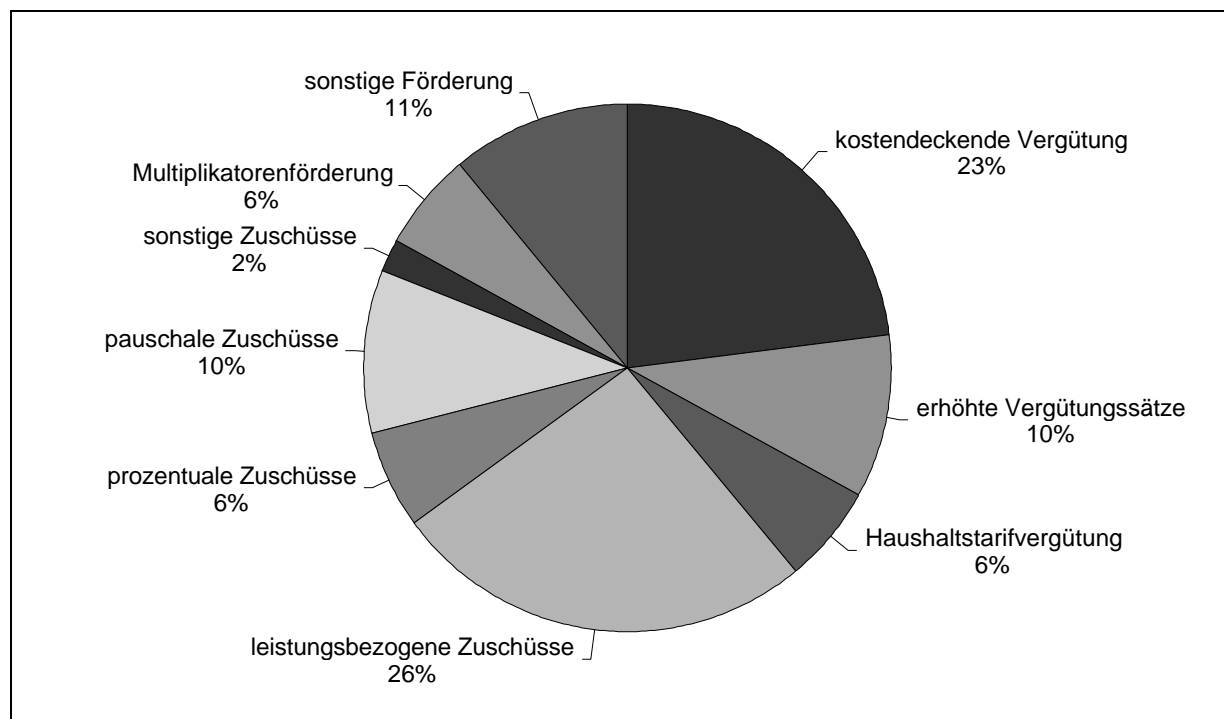


Abbildung 6.1: Kategorisierung der 160 EItVU-Fördermodelle für Photovoltaik mit Stand Ende 1998 /Solarthemen 1998/

Zur Kategorie der spezielleren Anreizsysteme gehören Modelle wie die nutzenorientierte Vergütung. Sie hat zwar prinzipielle Ähnlichkeit mit der kostendeckenden Vergütung, weist aber z. B. eine zeitlich- oder effizienzorientierte Staffelung der Vergütungssätze auf. Der Grundgedanke dieser Modelle besteht darin, den erzeugten Strom stärker nach seinen real vermiedenen Kosten zu beurteilen. Dies ist am ehesten unter Zugrundelegung einer zeitlichen Differenzierung möglich /Prognos 1998/. Hinsichtlich zeitlich gestaffelter Vergütungssätze spricht man auch von bedarfsorientierter Vergütung /VDEW 1996/. Dem Einspeiser wird dabei z. B. in der Spitzenlastzeit ein der kostendeckenden Vergütung äquivalenter Festpreis gezahlt. In Zeiten geringerer Stromnachfrage reduziert sich der Vergütungssatz und ist im Schwachlastzeitraum am geringsten.

Effizienzorientiert gestaffelte Vergütungssätze richten sich entweder nach den vermiedenen CO₂-Emissionen oder beinhalten ein Bonussystem für besonders effiziente Anlagen. Bei ersteren Modellen legt man den Vergütungssatz nach den vermiedenen Emissionen fest, d. h. der Ausgangspunkt ist eine feste Vergütung pro vermiedenes kg CO₂ (z. B. 2 DM/kg CO₂). Für jede Technologie ergibt sich hieraus ein spezieller Vergütungssatz.

Von den heute aufgelegten Förderprogrammen für die Stromerzeugung aus Sonnenenergie legen rund 6 % eine Vergütung nach dem Haushaltsstromtarif zugrunde. Am einfachsten realisierbar ist dies durch einen rückwärtslaufenden Stromzähler, dessen Einsatz nach einem Merkblatt der VDEW von September 1998 erlaubt ist.

Verschiedene Stadtwerke bieten für Betreiber von Wasserkraftwerken Ausgleichsmodelle an. Sie nehmen den Überschußstrom der Kraftwerke im Sommer ohne Vergütung in ihr Netz auf und liefern die gleiche Strommenge im Winter an die Betreiber ohne Kostenanrechnung zurück. Derartige Modelle sind bereits verschiedentlich in Konzessionsverträgen festgehalten worden (z. B. Bad Zwesten).

Administrative Regelungen in den Bundesländern

Im Juni 1994 hat das Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes NRW sozusagen als bundesweiter Vorreiter die „Grundsätze zur Strompreisaufsicht“ herausgegeben, die zuletzt Anfang 1997 aktualisiert wurden /MWMTV 1999/. Danach können die Mehrkosten, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Förderung erneuerbarer Energien entstehen, als Kosten der Stromversorgung anerkannt werden. Auf dieser Basis dürfen die Stromtarife um bis zu 1% angehoben werden. Für den durchschnittlichen Haushaltskunden führt dies zu einer Mehrbelastung von weniger als 10 DM/Jahr. Dieses Modell ist auch unter dem Stichwort „kostendeckende Vergütung“ oder „Aachener Modell“ bekannt geworden.

Als Mehrkosten können konkrete Förderprogramme (z. B. erhöhte Einspeisevergütung und/oder Investitionsförderung) aber auch begleitende Maßnahmen des Unternehmens (z. B. Öffentlichkeitsarbeit, Beratungsprogramme, Handwerkerfortbildung) veranschlagt werden. Im Tarifgenehmigungsverfahren (ein Antrag ist unter Beilegung eines schlüssigen Gesamtkonzeptes zur Förderung der erneuerbaren Energien der Strompreisaufsicht vorzulegen) kann nur der Kostenanteil des gesamten Förderprogramms geltend gemacht werden, der auf die Tarifkunden entfällt (eine entsprechende Zurechnung erfolgt gemäß der Kostenverteilung zwischen Tarif- und Sondertarifkunden, die sich aus der Kostenträgerrechnung ergibt). Das Verfahren der Umlagefinanzierung kann für den verbleibenden Kostenanteil (mit Billigung der Kartellbehörden) auch für Sondervertragskunden angewendet werden.

Die Ermittlung der Vergütung erfolgt im jährlichen Abstand durch den sog. „Round Table Regenerative“ beim NRW-Wirtschaftsministerium. Der Round Table setzt sich aus den betroffenen Gruppierungen zusammen (z. B. VDEW, Eurosolar, Verbraucherzentrale, Städte-tag), um allen Interessen gerecht zu werden. Für die einzelnen förderungsfähigen Technologien (Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, Biogasanlagen) kann die Vergütungshöhe - wie dargestellt - über Musterberechnungsbögen grundsätzlich auf die jeweiligen spezifischen Gegebenheiten der zu fördernden Anlage angepaßt werden. Die Höchstwerte der Vergütung sind allerdings festgelegt.

Im Rahmen von „Grundsätzen der Preisaufsicht zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ räumen mittlerweile auch andere Länder den Elektrizitätsversorgungsunternehmen des Landes die Möglichkeit ein, festgelegte Handlungsspielräume für eigene Programme zur Förderung erneuerbarer Energien auszuschöpfen. Derartige Grundsätze liegen zur Zeit in den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg, Hessen, NRW und Schleswig-Holstein vor /Solarthemen 48 1998/. In Niedersachsen sind freiwillige Vereinbarungen möglich, in Hamburg werden die Förderprogramme der HEW als Kostenfaktor anerkannt. Obwohl die einzelnen Vorgaben der Länder z. T. sehr unterschiedlich sind, gehen sie von einer gemeinsamen Zielvorgabe aus. Den EVU soll die Möglichkeit gegeben werden, auf der Basis einer begrenzten Tarifierhöhung deutlich erhöhte Vergütungssätze für die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu zahlen. Unterschiedlich sind dabei vor allem die Höchstgrenzen für die mögliche Strompreiserhöhung. Diese reichen von 0,15 Pf/kWh in Bayern (dies entspricht in etwa einer Strompreiserhöhung von 0,6 %) bis zu einer Strompreiserhöhung von 1 % in NRW bzw. einem Aufschlag von 3 % auf die Strombereitstellungskosten (Stromerzeugungs- und Fremdbezugskosten) in Baden-Württemberg (dies entspricht einer Strompreiserhöhung von maximal 1 bis 2 %) und liegen damit überall deutlich niedriger als beispielsweise der 1996 weggefallene Kohlepfennig.

Erste Erfolge der kostendeckenden Vergütung:

In Nordrhein-Westfalen erfolgt in mittlerweile 10 Städten (bundesweit sind es derzeit über 30) eine kostendeckende Vergütung (Aachen, Baiersdorf, Berg, Bonn, Blomberg, Brühl, Deggendorf, Düsseldorf, Erding, Freising, Fürstenfeldbruck, Gütersloh, Haltern, Hamburg, Hammelburg, Herzogenaurach, Herzogenrath, Lippstadt, Lübeck, Nürnberg, Pforzheim, Remscheid, Roth, Saarlouis, Schwabach, Soest, Walldorf, Wedel, Würselen, Würzburg). In weiteren Städten liegen positive Ratsbeschlüsse für eine kostendeckende Vergütung vor (z.B. Bochum, Krefeld, Hamm, Herford, Ahaus, Gronau). Bundesweit gilt dies für verschiedene Städte Baden-Württembergs (z. B. Ulm) und Bayerns (z. B. Altenkirchen, Ebern, Eching, Farenzhausen, Hohenkammern, Markt-Indersdorf, Marktheidenfeld, Ottobrunn, Poppenricht, Sauerlach). Insgesamt liegen in über 90 deutschen Stadträten und Kreistagen Beschlüsse vor, die kostendeckende Vergütung einzuführen /Solarenergie-Förderverein 1999/.

Anfang 1999 ist zum erstenmal auch in den neuen Bundesländern ein der kostendeckenden Vergütung nahekommendes Vergütungsmodell (Vergütungssatz 1 DM/kWh für photovoltaische Stromerzeugung zuzüglich 5.000 DM Landeszuschuß) seitens der Stadtwerke Jena eingeführt und von der Preisaufsicht Thüringens - in Kombination mit einem Einsparprogramm - genehmigt worden. Die resultierende Strompreiserhöhung beläuft sich auf 0,45 Pf/kWh und ist zu rund einem Viertel auf die kostenorientierte Vergütung und zu drei Vierteln auf das parallel umgesetzte Stromeinsparprogramm zurückzuführen.

Seit der Einführung der kostendeckenden Vergütung ist die installierte Leistung sprunghaft angestiegen. Lag sie in den betroffenen Städten zuvor in der Größenordnung von deutlich unterhalb von 1 W_{peak} /Tarifkunde, wird innerhalb von wenigen Monaten lokal bereits eine spezifische Leistung von bis zu 7,5 W_{peak} /Tarifkunde erreicht /Solarbrief 1997/. Auch in

Aachen ist seit Einführung der kostendeckenden Vergütung die installierte Leistung photovoltaischer Anlagen von rund 30 kW (Mitte 1995) schnell angestiegen. Im Juni 1999 waren in Aachen 180 Solarstromanlagen in Betrieb. Damit zählt Aachen zu den 20 Städten in der Bundesrepublik mit der höchsten Ausbaudichte an Solarstromanlagen /Stadt Aachen 1999/. In den meisten Fällen geht die erhöhte Nachfrage nach Solaranlagen mit einem lokalen Preisdruck verbunden, d. h. die Installationspreise sind insgesamt stark rückläufig. Neben dem klassischen Nachfrageeffekt ist hierfür auch der Erkenntnisgewinn des lokalen Handwerks und damit die steigende Professionalität mit Solaranlagen verantwortlich.

Akzeptanz der kostendeckenden Vergütung bei den EVU:

Verschiedene Umfragen sind in den letzten Jahren zu dem Ergebnis gekommen, daß die Akzeptanz bei den Stromkunden für eine im kostendeckenden Vergütungsmodell vorgesehene zweckgebundene Strompreiserhöhung sehr hoch ist. Nach einer Forsa-Umfrage aus dem Jahr 1996 /Forsa 1996/, die im Auftrag der Rheinisch Westfälischen Elektrizitätswerke (RWE) durchgeführt wurde, würden rund 80 % der Stromkunden einer Strompreiserhöhung von 1 % zustimmen, wenn diese zur Förderung erneuerbarer Energien verwendet würde. Zu sehr ähnlichen Ergebnissen kommt im übrigen auch eine Umfrage von infas /infas 1997/. Danach sind 71 % der Bevölkerung bereit, einen höheren Strompreis zur Förderung erneuerbarer Energien zu zahlen. Ebenso 80 % der befragten Kunden sind nach der Forsa-Umfrage dazu bereit, mehr als 1 DM, 64 % sogar mehr als 10 DM/Monat zusätzlich bereitzustellen, um den Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu erhöhen. Wie eine weitere Umfrage ergab, scheint die Bereitschaft der Kunden, einen allgemeinen Strompreisaufschlag zu akzeptieren, mit 59 % deutlich höher zu sein als mit 28 % für die Zahlung freiwilliger Aufschläge /v. Fabeck 1996/. Die kostendeckende Vergütung trifft demnach auf breite Zustimmung bei den Kunden.

Trotz der durch die kostendeckende Vergütung bisher erreichten Erfolge und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung stehen viele Energieversorgungsunternehmen der Einführung ablehnend gegenüber. Das Modell der kostendeckenden Vergütung ist Anfang der neunziger Jahre unter den Rahmenbedingungen monopolisierter Märkte und geschlossener Versorgungsgebiete entwickelt worden. Unter heutigen wettbewerblichen Randbedingungen bestehen aufgrund der mit der kostendeckenden Vergütung verbundenen Umlagefinanzierung zunehmend Akzeptanzprobleme. Für die EitVU führt diese zu höheren Preisen, die am Markt weitergegeben werden müssen. Welche Akzeptanzschwierigkeiten unter diesen verschärften Marktbedingungen zu erwarten sind, läßt sich erahnen, wenn man die reale Entwicklung der letzten Jahre zugrundelegt, daß sich bereits vor der Novellierung des EnWG viele EitVU geweigert haben, positive Ratsbeschlüsse für die Einführung einer kostendeckenden Vergütung umzusetzen.

Diese Tendenz wird sich voraussichtlich fortsetzen und wie sich heute bereits andeutet, Unternehmen, die die kostendeckende Vergütung eingeführt haben, über deren Aussetzung nachdenken¹⁰. Ein Ausweg aus dieser Situation könnte allerdings durch die mit der EnWG-Novelle ebenfalls tendierte Trennung zwischen Erzeugungs- und Transport- und Verteilungsebene erreicht werden, in dem die Zusatzkosten der kostendeckenden Vergütung über den Netzbetreiber (mit Genehmigung seitens der Preisaufsicht) auf die Netzkosten und damit wettbewerbsneutral für die Stromerzeuger umgelegt werden.

¹⁰ Ein Beispiel hierfür die kostendeckende Vergütung der HEAG, die nach nur elfmonatiger Laufzeit nun nach erreichter zuvor festgelegter Deckelung auf 800 kW_p nicht fortgesetzt wird. Ebenso eingestellt worden ist aufgrund der Erreichung einer Obergrenze zum Ende des Jahres 1998 die kostendeckende Vergütung in München.

Hinsichtlich der Akzeptanzprobleme ist zusätzlich zu berücksichtigen, daß sich die kostendeckende Vergütung in der bisherigen Praxis bereits weitgehend auf den Tarifikundenbereich konzentriert hat. Erfahrungen aus liberalisierten Strommärkten zeigen aber, daß die Bereitschaft der Tarifikunden zu einem Wechsel des Energieversorgers eher gering ist, eine große Kundenflucht bei einem Festhalten an leicht erhöhten Strompreise nicht zu erwarten ist. Im Gegenteil werden zukünftig gerade in wettbewerblich organisierten Märkten zusätzlich Qualitätsgesichtspunkte entscheidende Kriterien sein. In diesem Sinne kann ein Engagement für die erneuerbaren Energien kundenbindend wirken. Aufgrund der in Umfragen immer wieder bestätigten Bereitschaft der Kunden, die erneuerbaren Energien zu unterstützen, werden die Kunden gerade in diesem Bereich ein deutliches Profil des Energieversorgungsunternehmens einfordern.

Dennoch ist zu erwarten, daß in unbündelten Märkten, ohne geschlossene Versorgungsgebiete, die Bereitschaft der EltVU zur Umsetzung derartiger Modelle - auch wenn dies bei den vergleichsweise geringen Zusatzkosten eher aus psychologischen Gründen erfolgen wird, sinken wird. Denn im Unterschied zu den in Kapitel 6.3 vorgeschlagenen netzseitigen Umlageverfahren, wo alle Verbraucher unabhängig vom beliefernden Stromerzeuger die Differenzkosten zu tragen haben, sind es bei den derzeitigen kostendeckenden Vergütungsmodellen ausschließlich die Kunden des jeweiligen EltVU, die die Differenzkosten tragen. Bestehende kostendeckende Vergütungsmodelle können aber in die in Kapitel 6.3 vorgeschlagenen Regelungen aufgenommen werden.

6.2.1.4.3 Kombimodelle aus Investitionszuschuß und Einspeisevergütung

Für sich betrachtet haben sowohl reine Zuschußprogramme als aber auch reine erhöhte Einspeisevergütungsprogramme Vor- und Nachteile und tragen im unterschiedlichen Maß zum Hemmnisabbau bei. Eine Zuschußförderung, d. h. eine finanzielle Unterstützung beim Bau der Anlage, reduziert beim zukünftigen Betreiber (Privatpersonen, Betreibergesellschaften) durch die direkte Kostenbeteiligung zu Baubeginn die Hemmnisschwelle der Mittelbereitstellung (die durch die Unsicherheiten bezüglich der Geldanlage verstärkt werden) und reduziert direkt die anfallenden Kosten. Hierdurch kann die Anzahl der Programmteilnehmer gesteigert und damit ein höheres Anlagenpotential erschlossen werden. Der Aufwand für die Vergabe der Fördermittel ist bei dieser Förderart vergleichsweise gering und beschränkt sich auf eine einmalige Zahlung. Zudem ist die Planungssicherheit für den Betreiber hoch, da er von Anfang an weiß, mit welchen Zuschüssen er rechnen kann.

Andererseits beschränkt sich die Einflußnahme auf den Programmteilnehmer ausschließlich auf die Installation der Anlage. Ein effektiver Betrieb der Anlage kann damit nicht gewährleistet werden. Treten beispielsweise Defekte auf, besteht für den Betreiber kein direkter finanzieller Anreiz, diese sofort zu beheben. Ebenso können bei der Standortauswahl Planungsfehler auftreten, die bei einer reinen Investitionsförderung durch alle Stromkunden zu tragen wären. Diesbezüglich schafft eine Einspeisevergütung, d. h. eine Vergütung der jeweilig erzeugten kWh elektrischen Stroms, einen erhöhten Anreiz und damit ein Eigeninteresse des Betreibers an einer gut funktionierenden Anlage vom Beginn der Planung bis zur endgültigen Außerbetriebnahme.

Darüber hinaus können sehr hohe Investitionszuschüsse zu einer Marktverzerrung führen. Wie die Erfahrungen aus dem 1.000 Dächer-Programm zeigen, bei dem die maximale Förderhöhe sich eher am oberen Marktpreis orientierte, hat sich der Markt an dieser Förderhöchstgrenze orientiert. Etwaige Kostendegression aufgrund der Nachfragesteigerung sind dementsprechend nicht an den Kunden weitergegeben worden.

Vor diesem Hintergrund werden Vergütungsmodelle diskutiert, die durch eine kombinierte Investitionsförderung und Einspeisevergütung gekennzeichnet sind. Derartige Förderkonzepte verbinden die hemmnisabbauenden Vorteile beider Fördermöglichkeiten. Zur Siche-

zung der Anfangsinvestitionen, d. h. zur Vermeidung von vorzeitigen Anlagenstilllegungen, ist in Anlehnung an die reinen Zuschußmodelle auch hier zusätzlich festzulegen, daß der Investitionsförderanteil zurückzuzahlen ist, wenn die Anlage vor Ablauf einer Mindestlaufzeit aus Eigenverschulden, d. h. ohne Einwirkung höherer Gewalt, außer Betrieb genommen wird.

Derartige kombinierte Modelle (z. B. der Stadtwerke Wuppertal) sind auch mit den Grundsätzen der Preisaufsicht des Landes NRW vereinbar, so daß auch über die Kombiförderung eine kostendeckende Vergütung implementiert werden kann. Die Grundsätze der Preisaufsicht sehen vor, daß die Investitionszuschüsse in gleichen Raten auf die Nutzungsdauer der Anlage umgelegt werden können (analog einer linearen Abschreibung auf Anschaffungswertbasis)¹¹. Die Energieversorgungsunternehmen müssen bei der Finanzierung der Netzeinspeisung aber in Vorleistung treten, da die Investitionszuschüsse bereits am Tag der Inbetriebnahme der Anlagen anfallen. Das kombinierte Vergütungsmodell führt daher (im Vergleich zu einer reinen Einspeisevergütung) zu einem sofortigen Liquiditätsabfluß für die Energieversorgungsunternehmen und kann insbesondere dann zu einer erhöhten Belastung führen, wenn beim EitVU weitere größere Investitionen anstehen.

6.2.1.4.4 Sonstige Vergütungsmodelle

Neben den skizzierten Modellen der erhöhten Einspeisevergütung und sowie von Investitionszuschüssen sowie Kombinationen von beiden bieten verschiedene Energieversorgungsunternehmen auch andere Hilfestellungen zur verstärkten Ausschöpfung erneuerbarer Energien an. So unterstützt beispielsweise die RWE Energie AG die Gebietskörperschaften innerhalb ihres Versorgungsgebietes durch die Bereitstellung der erforderlichen Planungsgrundlagen bei der Ermittlung von geeigneten Flächen für die Installation von Windparks (z. B. durch die Erstellung von Windkarten und Abschätzungen über das technische Potential der Windenergie).

Darüber hinaus fördern verschiedene Energieversorgungsunternehmen den Einsatz erneuerbarer Energien durch die Errichtung und den Betrieb von Pilot- und Demonstrationsanlagen (z. B. Stadtwerke Rottweil), die kostenlose Bereitstellung eines Einspeisezählers oder die Gewährung zinsgünstiger Kredite.

Besonders interessant und in Hinblick auf den Multiplikatoreffekt von besonderer Bedeutung sind zudem gezielte Programme für Schulen oder kommunale Einrichtungen. Mehrere deutsche Energieversorgungsunternehmen unterstützen Schulen bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Solaranlagen. Im Rahmen von Programmen wie „Sonne in die Schulen“ oder „Sonne Online“ z. B. der Preußen Elektra AG und kooperierender Unternehmen wird häufig ein erheblicher Investitionszuschuß gewährt und zusätzlich Informations- und Lehrmaterial zur Verfügung gestellt.

Neben Schulen, die dazu beitragen können, bereits früh über die Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energien zu informieren und junge Menschen zu sensibilisieren, kommt auch der Politik und Verwaltung eine große Bedeutung bei der Informationsverbreitung zu. Außerdem habe Kommunen gegenüber den Bürgern und Bürgerinnen und den Unternehmen eine Vor- und Leitbildfunktion zu erfüllen. Insofern hat die Nutzung erneuerbarer Energien im

¹¹ Abweichend von dieser Regelung gestattet die Strompreisufsicht nach der Novellierung der Grundsätze der Strompreisufsicht vom 01.01. 1997 den EVU zur Verringerung des Verwaltungsaufwandes bei verhältnismäßig kleinen Investitionszuschüssen, daß Investitionszuschüsse bis maximal 50.000 DM pro Anlage im Jahr der Zahlung in vollem Umfang kostenwirksam in den NRW-Erhebungsbogen eingestellt werden können.

eigenen Gebäudebestand der Kommunen einen besonderen Stellenwert. Vor diesem Hintergrund sind u. a. Programme wie „Sonne im Rathaus“ zu sehen. Die Bayernwerke fördern im Rahmen des 100-Millionen-Programms „Energiezukunft Bayern“ neben Kooperationslösungen für die Nutzung von Biogas und Biomassebrennstoffen beispielsweise auch die Installation von Photovoltaikanlagen in Kommunen. Im Rahmen des Programms „Sonne im Rathaus“ sollen Kommunen für 4.000 DM/kW komplette Photovoltaik-Bausätze angeboten werden. Rund 6 % aller Photovoltaik-Förderprogramme sind heute bereits Programme für Schulen oder Kommunen.

Ein neuer Förderansatz wird seit April 1999 auch von den Dortmunder Stadtwerken angeboten. Die Vorfinanzierung wird dabei umgekehrt und von den Stadtwerken übernommen, indem den Kunden eine PV-Anlagen zunächst kostenlos zur Verfügung gestellt wird, wenn diese sich über 10 Jahre verpflichten 8 Pf/kWh über ihre Stromrechnung hinaus zu zahlen sowie jährlich 650 DM pauschal zu entrichten. Besonderheit dieses Modells ist der zeitgleiche Anreiz Strom einzusparen und damit den Eigenanteil zu senken. Nachteilig wirkt sich jedoch der hohe Eigenanteil aus. Unter Zugrundelegung eines durchschnittlichen Haushaltsstromverbrauchs von 3.000 kWh/a ergibt dies insgesamt einen Eigenanteil der Kunden von rund 9.200 DM, dies entspricht knapp 2/3 der zu erwartenden Investitionskosten (allerdings ohne die Möglichkeit sonstige Fördermittel in Anspruch zu nehmen). Für die Kunden ergeben sich durch das Fördermodell nur additiv zum 100.000 Dächerprogramm nicht aber stattdessen Vorteile.

6.2.2 Mengenorientierte Förderinstrumente

Mengenorientierte Förderinstrumente, die heute bereits im Vereinigten Königreich (Großbritannien und Nordirland), Irland und Frankreich bestehen sowie in einigen Länder kurz vor der Realisierung sind (z. B. Dänemark), können in unterschiedlichster Form ausgestaltet sein (vgl. Kapitel 2). Unterschieden werden kann vor allem zwischen Quotenmodellen, Ausschreibungsverfahren mit Mengenbegrenzungen und kombinierten preis- und mengenorientierten Modellen. Auf alle drei Optionen wird im folgenden näher eingegangen. Ausschreibungsmodelle sind dabei bereits am Beispiel der NFFO ausführlich in Kapitel 2 behandelt worden.

6.2.2.1 Quotenregelungen

Bei Quotenmodellen differenziert man zwischen einer Quotenpflicht für die Stromerzeugungsunternehmen und einer solchen für die Stromverbraucher. Sie können sich demnach beziehen auf die zu erzeugende Mengen oder auf die nachzufragenden Mengen. Weiterhin können sie nach Technologien, nach räumlichen und zeitlichen Aspekten differenziert werden. So kann z. B. im Zeitverlauf die Quote ansteigen. Die Festlegung der Quoten kann dabei vom Staat oder aber auch im Rahmen einer freiwilligen Vereinbarung erfolgen und sie können dabei absolute und relative Werte repräsentieren. Darüber hinaus können Quotenmodelle mit einem Zertifikatshandel verbunden werden, der eine teilweise monetäre Pflichterfüllung ermöglicht. Ebenso sind Kombinationen mit Anbieterwettbewerben und Preisregelungen möglich.

Als mengenregulierte Ansätze sollen Quotenmodelle zu einer kalkulierbaren, da zuvor festgesetzten, Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung führen. Sie unterscheiden sich damit grundsätzlich von den zuvor diskutierten preisorientierten Regelungen, denen kein abgestimmter und zielgenauer Ausbauplan zugrunde liegen muß. Zudem wird von ihnen insbesondere nach Lesart der EU-Kommission eine höhere

Marktkompatibilität mit entsprechenden positiven Wirkungen (erhöhter Kostendegressions-effekt) erwartet¹².

6.2.2.1.1 Quotenpflicht für Stromerzeugungsunternehmen

Beim Quotenmodell für Stromerzeugungs- und -handelsunternehmen legt der Staat den Anbietern von Strom (d. h. in aller Regel denjenigen, die Strom an Endverbraucher verkaufen sowie den Verbrauchern direkt, die für ihren eigenen Bedarf Strom erzeugen) eine Mindestmengenverpflichtung (im allgemeinen in relativen Werten) auf, die bis zu einem festgesetzten Zeitraum zu erfüllen ist. Derartige Quoten können auch für Importstromlieferanten vereinbart werden. Bei Nichterfüllung der Quote (d. h. nicht ausreichender Eigenerzeugung) kann das betroffene EltVU entweder

- Strom von anderen EltVU direkt (d.h. physisch) oder indirekt über Zertifikate zukaufen
- auf einer noch zu schaffenden Strombörse, an der z. B. kleine Stromproduzenten ihren Strom aus erneuerbaren Energien anbieten, Strom zukaufen oder letztlich
- vom Staat zuvor festgesetzte Pönalen bezahlen.

Ein derartiges Quotenmodell ist beispielsweise von Traube detailliert für die KWK beschrieben worden /Traube 1998/. Im übertragenden Sinne kann dies aber auch für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Anwendung kommen.

Zentrales Element der erzeuger-/händlerseitigen Quote ist der Zertifikatshandel. Über ihn kann eine Trennung zwischen dem physischen Verkauf von Strom und dem Handel mit der zusätzlichen „Umweltdienstleistung“ dieses Stroms auf dem Wettbewerbsmarkt erreicht werden. Über diesen Mechanismus, d. h. den Verzicht auf den physischen Handel von Strom aus KWK-Anlagen oder erneuerbaren Energien, können Quotenmodelle auch schon in der jetzigen Wettbewerbsphase mit noch unbefriedigenden Rahmenbedingungen für die Stromdurchleitung umgesetzt werden. Über die Zertifikate besteht – zumindest prinzipiell – die Möglichkeit, unterschiedliche Qualitäten für den erzeugten Strom (z. B. mit Hilfe von Gewichtungsfaktoren) zu definieren und damit spezifische technologieorientierte Anreizmechanismen zu schaffen (vgl. auch die Diskussion um verschiedene Öko-Label in Kapitel 6.4)¹³. Mit der Vergabe von Zertifikaten kann eine geeignete staatliche Institution (z. B. Bundesamt für Wirtschaft) beauftragt werden.

Der grundsätzliche Mechanismus von derartigen Quotenmodellen ist in **Abbildung 6.2** dargestellt. Die mit der Vergabe von Zertifikaten beauftragte Stelle gibt diese nach bestimmten Kriterien an die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien weiter. Dies können EltVU aber auch private (Eigen-)Erzeuger oder unabhängige Erzeuger (z. B. Ökostromunternehmen) sein. Die Zertifikate werden sodann zur Abdeckung der eigenen Quotenpflicht verwendet oder direkt bzw. indirekt über die Börse (diese muß daher annexfähig sein) an die verpflichteten Unternehmen verkauft. Der Zertifikatshandel kann dabei korrespondierend zu

¹² In den jüngsten Äußerungen der Kommission (vgl. die verschiedenen Richtlinienentwürfe über „Den Zugang erneuerbarer Energien zum Elektrizitätsbinnenmarkt“) werden Quotenmodelle demnach als Förderoption für erneuerbare Energien präferiert, wenngleich das Subsidiaritätsprinzip mit der Möglichkeit der Implementation nationalstaatlicher (durchaus auch andersartiger) Lösungen gewahrt werden soll.

¹³ De facto würden solche Gewichtungsfaktoren der Grundidee der Quote (Wettbewerb zwischen den Optionen) zuwiderlaufen.

dem physischem Stromverkauf erfolgen. Eine direkte Verbindung zwischen beiden ist aber nicht zwingend notwendig, so daß sich ein eigenständiger Zertifikatshandel etablieren kann.

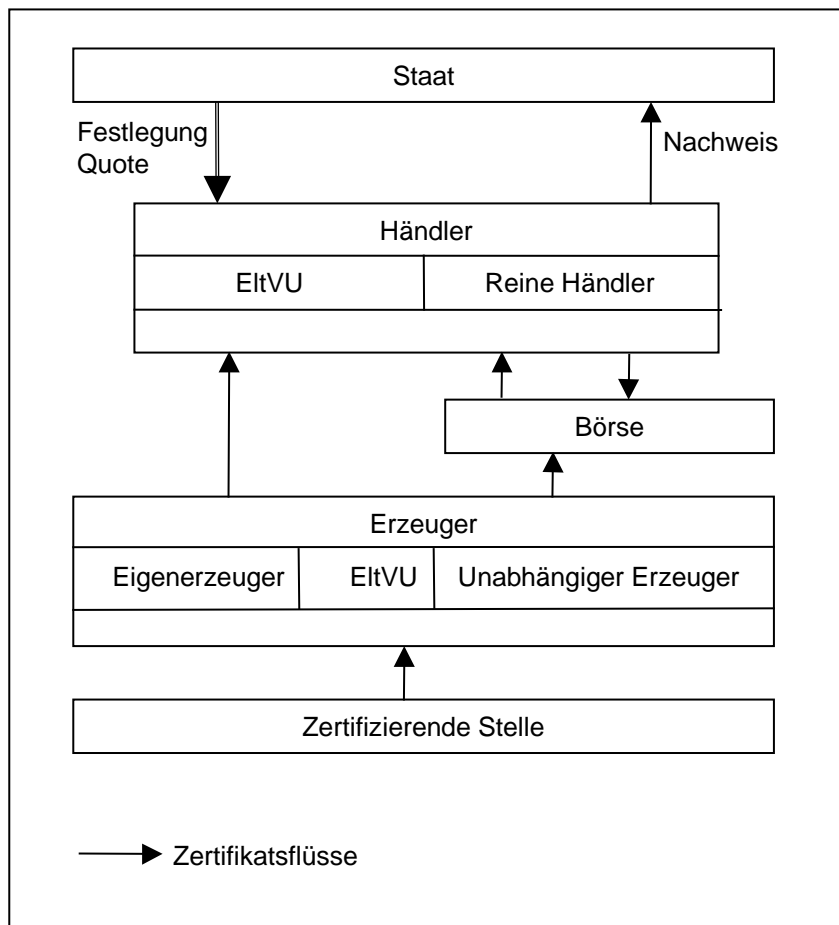


Abbildung 6.2: Prinzip der Quotierung auf der Anbieterseite

Erzeuger-/händlerseitige Mengenfestsetzungen können als besondere Auflagen für die Durchsetzung öffentlicher Interessen eines Landes (z. B. Klimaschutz) im Warenverkehrsrecht angesehen werden. Insofern ist es auch zulässig und führt zu keiner Ungleichbehandlung, wenn Importeure von Strom den gleichen Pflichten unterworfen werden. Unsicher erscheint allenfalls, welche Kontrollmöglichkeiten im Ausland bestehen. Vergleichbar der Debatte um das StrEG ist aber bei Quotenansätzen, die auf Zertifikatsmodellen basieren, grundsätzlich die Problematik der europarechtlichen Einordnung als Beihilfe zu beachten. Zertifikate sind sog. unbezifferte nicht monetäre Wertgutscheine und könnten als solche als Beihilfe verstanden werden. Vor diesem Hintergrund erscheint es gegebenenfalls zweckmäßig, unabhängig von den Erfolgsaussichten möglicher kommissionsseitiger Interventionen auf diesen staatlich organisierten Zertifikatshandel zu verzichten.

6.2.2.1.2 Quotenpflicht für Stromverbraucher

Neben den zuvor dargestellten erzeuger-/händlerseitigen Quotenmodellen bestehen auch vergleichbare Quotenansätze, die direkt auf der Seite der Verbraucher ansetzen. Ein Beispiel hierfür ist das von Apfelstedt entwickelte „Minimal consumption“-Modell (vgl. /Apfelstedt 1998/ und **Abbildung 6.3**). Die Verpflichtung zur Erfüllung der Quote setzt hier vergleichbar

den Quotenpflichten für die Erzeugerebene, allerdings von einer anderen Richtung, auch an der Schnittstelle Verbraucher/Händler an. Insofern sind die methodischen Differenzen zwischen beiden Ansätzen gering.

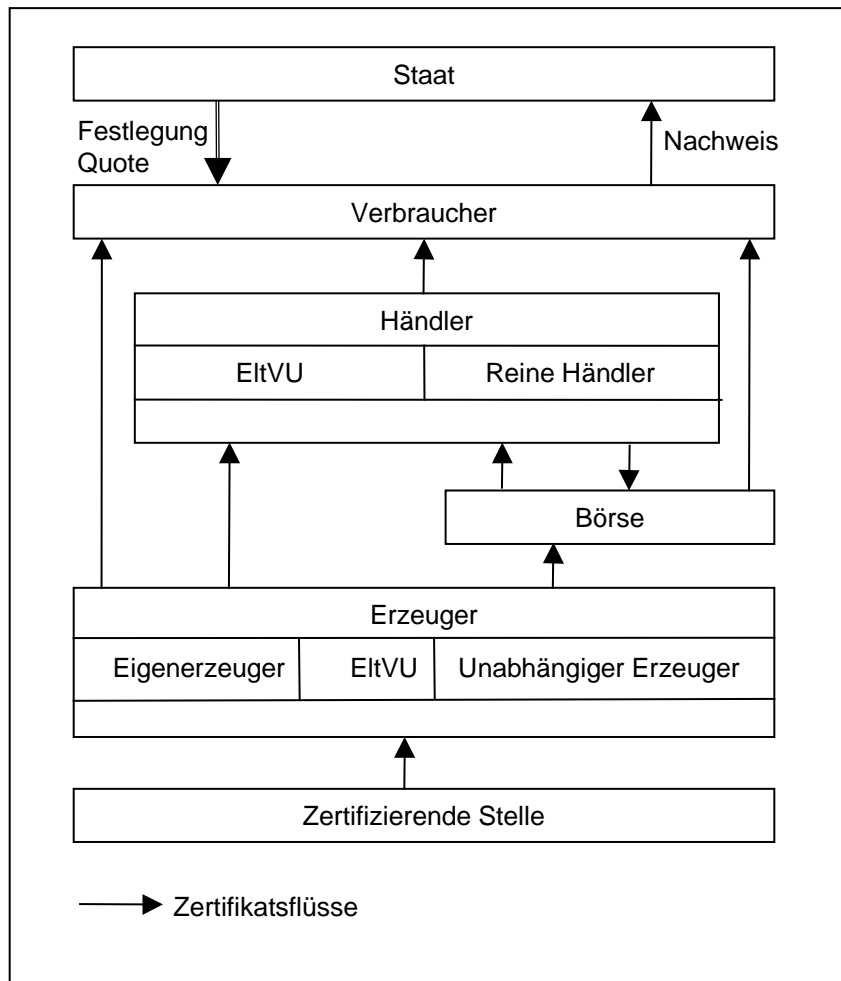


Abbildung 6.3: Prinzip der Quotierung auf der Verbraucherseite

Den Stromverbrauchern wird dabei in der Art eines „Pflichtankaufmodells“ die Erfüllung einer Mindestquote für den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien auferlegt (Kaufpflicht). Sie haben dabei die freie Wahl, bei welchem Unternehmen (d.h. z. B. dem bisherigen Stromversorgungsunternehmen oder einem anderen Marktakteur) sie den für die Quotenerfüllung notwendigen Strom (zu Marktpreisen) einkaufen wollen und können dafür ihre eigenen Prinzipien und Vorstellungen (z. B. Preiswürdigkeit, Präferenzierung einzelner Technologien) anlegen. Unterschiede zwischen heimischen und ausländischen Stromlieferanten werden nicht gemacht. In der Regel wird es bei den weitaus meisten Verbrauchern voraussichtlich zu einer einfachen Übertragungspflicht auf das ihn auch ansonsten versorgende Unternehmen kommen. Das nachfrageseitige Quotenmodell geht dann weitgehend in die anbieterseitige Mengenverpflichtung über. Erzeugt der Verbraucher selber quotierten Strom, kann er den über seinen Pflichtteil hinausgehenden Betrag an andere frei verkaufen.

Tut er dies nicht, erhöht sich aufgrund dieser Übererfüllung die real erzeugte Menge Öko-Stroms gegenüber der festgelegten Quote.

Der Grundgedanke des verbraucherseitigen Quotenmodells basiert wie bei der anbieterseitigen Quotierung auch hier auf einer Aufteilung des Strommarktes in die Bestandteile „Öko-Strommarkt“ und „konventioneller Strommarkt“ ohne physische Durchleitung des gehandelten Ökostroms (vgl. Abbildung 6.3). Der Handel mit Ökostrom kann sich hier ebenfalls auf die reine monetäre Ebene beschränken (physisch wird die dem Öko-Strom entsprechende Energiemenge von dem Energieversorgungsunternehmen geliefert, das vom Kunden auch für die übrige Stromversorgung verpflichtet wurde). Hierdurch können lange Übertragungswege und hohe Durchleitungsentgelte vermieden werden.

Jeder Verbraucher hat die Möglichkeit, seinen Pflichtanteil an Öko-Strom entweder selbst zu erzeugen oder von anderer Seite einzukaufen. Letzteres kann bei seinem bisherigen Stromhändler, einem konkurrierenden Unternehmen oder auch beim Nachbarn sein. Dabei ist zu gewährleisten, daß dem Verbraucher die Auswahl des seine Quote erfüllenden Unternehmens so einfach wie möglich zu machen ist. So kann z. B. ein entsprechendes Auswahlformular jeweils mit der Jahresrechnung verschickt werden und sich der Verbraucher mit einem Kreuzchen entscheiden, wer seine Verpflichtung erfüllen soll. Die Stromerzeugungs- und -handelsunternehmen sind dann für die weitere Organisation zuständig. Die Stromhändler werden die Kosten für die Erfüllung der Quote selbstverständlich auf ihre Kunden umlegen. Diesbezüglich ist für höchst mögliche Transparenz zu sorgen. Dementsprechend sollte der Posten Pflichtankaufserfüllung für Ökostrom getrennt auf den Stromrechnungen ausgewiesen werden.

Der Nachweis über die Quotenerfüllung kann entweder -vergleichbar dem zuvor dargestellten anbieterseitigen Quotenmodell - über einen Zertifikatshandel erfolgen oder aber grundsätzlich - jedoch zu Lasten der Kontrollierbarkeit - auch privatwirtschaftlich organisiert werden. Bei letzterem sichert der Verkäufer (z. B. Stromhändler) dem Käufer (Verbraucher) z. B. zu, daß er an ihn den für die Quotenerfüllung notwendigen Strom verkauft hat. Diese Bestätigungsmeldungen werden - ebenso wie die Mitteilungen über die Eigenerzeugung - EDV-technisch an einer Stelle zentral erfaßt und ermöglichen entsprechend beauftragten Kontrollorganen (z. B. TÜV) in zeitlich festgelegten Abständen (mit entsprechenden Übertragungsfristen) eine Überprüfungsmöglichkeit auf aggregierter Ebene (z. B. Verkäufer/Händler, Netzebene)¹⁴. Die hierfür notwendigen anlagenbezogenen Daten (z. B. Stromerzeugung, Brennstoffverbrauch), die über verblompte Zähler erfaßt werden können, müssen ohnehin in anderen Zusammenhängen (z. B. Rückerstattungsanliegen im Rahmen der Ökologischen Steuerreform) erfaßt werden.

Für Mehr- oder Mindererzeugungen von Öko-Strom muß z. B. aus Gründen der Abhängigkeit des Energieangebots von den meteorologischen Gegebenheiten (z. B. Wasserknappheit, Windflaute oder bei KWK-Anlagen warme Winter) aber auch aus Flexibilitätsgesichtspunkten die Möglichkeit eines Jahresübertrags eingeräumt werden. Zu diesem Zweck wird auf aggregierter Ebene (Stromhändler) eine Prognose für die Öko-Stromerzeugung angefertigt, nach der sich die Bereitstellung im Jahresverlauf orientiert. Differenzen zwischen realer Erzeugung und Prognose können dann (z. B. mit einem Zu-

¹⁴ Tieferliegende Kontrollen sind nur bei Abweichungen auf der aggregierten Ebene erforderlich, wodurch insgesamt der Kontrollaufwand begrenzt werden kann.

schlag von 5 %) in das nächste Jahr übertragen werden oder als Malus in monetärer Form an einen Fonds abgeführt werden¹⁵.

Rechtlich können solche verbraucherbasierten Quotenmodelle als Umweltstandards definiert werden¹⁶, die vergleichbar dem Kreislaufwirtschaftsgesetz (das Kreislaufwirtschaftsgesetz ermöglicht grundsätzlich die Festsetzung konkreter Rücknahmequoten für Güter aus dem Handel, auch wenn bisher freiwillige Lösungen vorgezogen werden) eine Mengenbegrenzung (in diesem Fall des maximalen Kaufs konventionell erzeugten Stroms) zum Ziel haben. Die Umsetzungschancen und die Akzeptanz für ein derartiges Vorgehen können aus europäischen und ebenso verfassungsrechtlichen Gesichtspunkten als deutlich höher eingeschätzt werden als für etwaige Zusatzregelungen im EnWG.

Von entscheidender Bedeutung für die Erreichbarkeit von Umweltschutz- und Klimaschutzzielen ist dabei die Definition der Bezugsgröße „konventionell erzeugter Strom“. Prinzipiell hat der Gesetzgeber diesbezüglich einen Entscheidungsspielraum. Steht die Stärkung der erneuerbaren Energien und/oder der KWK im Mittelpunkt, muß ein multikriterieller Bewertungskatalog für den Umweltschutz zum Ansatz kommen (z. B. Energieverbrauch, CO₂-Emissionen, Landschaftsverbrauch, Risikogesichtspunkte, Wasserhaushalt). Eine Konzentration auf den Faktor CO₂ würde hingegen gleichermaßen die Nutzung der Kernenergie stärken. Fraglich bleibt in diesem Zusammenhang aber, inwieweit zusätzlich zu den umweltschutzmotivierten Regelungen, einzelne Sonderregelungen implementiert werden können ohne als Beihilferegulungen angesehen zu werden¹⁷. Dies betrifft vor allem zusätzliche Anreize (z. B. Wichtungsfaktoren) für die stärkere Nutzung der Photovoltaik, die gegenüber der Nutzung anderer erneuerbarer Energien keine direkten zusätzlichen Umweltvorteile aufweist. Zusatzmaßnahmen für die Photovoltaik, die langfristig für den Klimaschutz unverzichtbar sind, könnten kurzfristig als Technologiehilfen eingeordnet werden. Sie sind damit nicht prinzipiell ausgeschlossen, klar scheint nur, daß sie aufgrund der EU-seitigen Anforderungen dann nach oben begrenzt werden müssen (z. B. durch eine Begrenzung des ansetzbaren Wichtungsfaktors).

Nähere Details zu den Ausgestaltungsmöglichkeiten von verbraucherseitigen Quotenmodellen (Mindestanteilskaufpflichtmodell) finden sich auch in /Apfelstedt 1999a/ sowie in einer ausgearbeiteten Gesetzesvorlage /Apfelstedt 1999b/.

6.2.2.1.3 Vor- und Nachteile von Quotenmodellen

Im Gegensatz zu dem bestehenden StrEG und verschiedenen Modifikationsvorschlägen für das StrEG bestehen gegen Quotenregelungen, insbesondere wenn sie als Umweltstandards definiert werden, grundsätzlich keine verfassungsrechtlichen Bedenken. Ebenso können Quotenregelungen nicht als Beihilferegeln bezeichnet werden. Ausnahmen könnten sich für

¹⁵ Um die Verpflichtungsbestimmung so einfach wie möglich zu halten, ist ohnehin eine Mengenvorgabe notwendig, da eine prozentuale Vorgabe erst am Jahresende für den Verbraucher die notwendigen Informationen liefert. Diese Mengenvorgabe kann am Jahresanfang auf der Basis der Verbrauchswerte des Vorjahres festgelegt werden.

¹⁶ Zudem besteht bei einigen Juristen die Rechtsauffassung, daß Letztverbraucher keine eigene Steuerungsverantwortung haben und ohnehin nicht verpflichtet werden können, etwas zu kaufen, was sie physisch gar nicht bekommen (Mengers: Projekt hearing 1998).

¹⁷ Im Gegensatz zur Diskussion um das StrEG stellt sich die Beihilfefrage hier nur für Zusatzanreize (Wert der Bestätigung), nicht für das Gesamtmodell.

nicht vorrangig umweltbedingte Zusatz- bzw. Sonderregelungen (z. B. für die photovoltaische Stromerzeugung) ergeben. Vor diesem Hintergrund dürften Quotenregelungen bei einer paritätischen Beaufschlagung aller Verbraucher im hohen Maße EU-rechtskonform sein. Darüber hinaus sind derartige Modelle vereinbar mit den Harmonisierungsbemühungen der EU-Kommission (vgl. Harmonisierungsbericht KOM(98)167 zur EU-Stromrichtlinie) und sind grundsätzlich ausweitbar auf andere umweltfreundliche Stromerzeugungsmethoden (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung mit hinreichendem Jahresnutzungsgrad), was gerade in bezug auf einheitliche nationale bzw. internationale Regelungen vorteilhaft ist¹⁸.

Mit der Einführung von Quoten können im Gegensatz zu Preisregelungen (Vergütungsmodellen) bestimmte Marktanteile gezielt angesteuert werden. In aller Regel bestehen darüber hinausgehend aber keinerlei Anreize zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, so daß eine Dynamisierung der Quotenregelung, d. h. eine zeitgerechte Anpassung der festgesetzten Quoten an das Marktgeschehen und nationale Zielsetzungen (z. B. Klimaschutzziele) notwendig ist, um die angestrebten Innovations- und Preissenkungspotentiale erreichen zu können.

Die Erfahrungen mit dem StrEG und der dynamischen Entwicklung der windtechnischen Stromerzeugung haben aber gezeigt, daß Vorausschätzungen über die reale Entwicklung sehr unzureichend sein können und die realen Marktpotentiale deutlich unterschätzt werden können. Inwieweit in diesem Zusammenhang eine hinreichende langfristige Kalkulierbarkeit z. B. durch einen mehrjährigen zeitlichen Vorgriff erreicht werden kann, ist daher offen. Andererseits ist darauf zu achten, daß die festgelegten Quoten nicht zu anspruchsvoll sind und die Errichtungsmöglichkeiten von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überschätzen. In solchen Fällen können negative Preiswirkungen auftreten (z. B. durch eine notgedrungene Quotenerfüllung mittels spezifisch sehr teuren aber durch hohe Potentiale gekennzeichnete Technologien).

Als besonderer Vorteil mengenregulierter Modelle gilt die Erzeugung eines (auch grenzüberschreitend möglichen) Wettbewerbsmarkts für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem ein erheblicher Kosten- und Effizienzdruck ausgeübt werden kann. Durch eine Beschränkung auf den monetären Handel mit dem Qualitätsmerkmal Öko-Strom und den Verzicht auf die physische Durchleitung von Strom wird allen Stromerzeugern/händlern ermöglicht, an diesem zweiten Strommarkt teilzunehmen. Dies gilt prinzipiell auch für diejenigen EltVU mit schlechten Standortbedingungen (z. B. geringe Windhöflichkeit).

Aufgrund des bisher nur in ersten Ansätzen umgesetzten Unbundlings sowie der unterschiedlichen Voraussetzungen in bezug auf bestehende Altanlagen kann zumindest bei anbieterseitigen Quotenregelungen die Gefahr von Klagen nicht ausgeschlossen werden (Widerspruch zum Gleichheitsgrundsatz). Ein regionaler Ausgleich würde eine freiwillige Regelung der EltVU erfordern, die im Zuge starken Wettbewerbsdrucks eher unwahrscheinlich ist. In diesem Fall betrifft dies zudem die Erzeuger-/händlerebene und nicht wie beim StrEG die quasimonopolisierte Netzbetreiberebene. Die Alternative, in Abhängigkeit der jeweiligen Randbedingungen eine regionale Quotierung einzuführen, ist als sehr aufwendig einzustufen, und schließt nicht aus, daß EltVU (nun aber diejenigen mit höheren Potentialen) auf der Basis des Vorwurfs der Ungleichbehandlung klagen werden. Zudem führt dieser indirekte Preiserhöhungseffekt für die Kunden zu einer geringen Nachvollziehbar- und Anschaulichkeit mit negativen Rückwirkungen auf die Akzeptanz derartiger Regelungen.

¹⁸ Quotenmodelle für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder KWK-Anlagen können letztlich auch mit Quoten auf dem Wärmemarkt sowie der geplanten Energieeinsparverordnung gekoppelt werden und damit (z. B. auf der Basis definierter Energiekennzahlen) untereinander zusätzlichen Wettbewerb auslösen /Apfelstedt 1999b/.

Problematisch erscheint bei erzeugerseitigen Quotierungen zudem die Einbeziehung von Stromimporteuren. Ob und wie Quoten außerhalb des Landes überhaupt gefordert und dann gegebenenfalls überprüft werden können, ist zumindest fraglich. Hierdurch könnten sich unbeabsichtigt Wettbewerbsvorteile für ausländische Stromerzeugungsunternehmen einstellen. Grundsätzlich bestehen keine direkten Eingriffsmöglichkeiten auf die Energiepolitik der Nachbarländer. Zudem ist nach Vorgabe der EU eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung der jeweils getroffenen Regelung notwendig. Damit kommt der Definition des Schutzzweckes des Gesetzes besondere Bedeutung zu /Apfelstedt 1999b/. Vorgeschlagen wird hier im Sinne der sog. „Gleichwertigkeitstheorie“ die Festlegung, daß ein Import von Öko-Strom zur Quotenerfüllung nur aus den Ländern erlaubt ist, die die gleichen oder vergleichbare Umweltnormen haben wie Deutschland. Damit ist ein Import nur dann aus anderen Ländern möglich, wenn dieser Verkauf in den Ländern zu keiner Verschlechterung der Umweltintensität (z. B. Kohlenstoffintensität) führt. Massive Öko-Stromimporte von bestehenden Anlagen scheinen damit ausgeschlossen (da ansonsten der fehlende Strom anderweitig, z. B. in Kohlekraftwerken bereitgestellt werden müßte). Die Errichtung von Neuanlagen im Ausland für den Öko-Stromimport nach Deutschland ist hingegen ausdrücklich zugelassen.

Klar ist, daß derartige Vereinbarungen als weiche Regelungen (mit erheblichem Definitions- und Interpretationsspielraum) verstanden werden müssen. Effektiver erscheint daher die Anwendung des Reziprozitätsprinzips im Sinne der EU-Richtlinie, in dem nur Ökostromhandel für die Quotenerfüllung mit solchen Ländern möglich ist, die vergleichbare Regelungen (mit auch quantitativ adäquater Höhe) umgesetzt haben.

Wenig untersucht sind bisher vor allem die mittel- bis langfristigen Kosteneffekte von Quotenregelungen. Die Quotenmodellen zugrundeliegende Idee ist, daß sich die mit steigender Quote zu erwartenden positiven Preiseffekte durch die im Wettbewerbsmarkt realisierbaren Kostendegressionen kompensieren lassen. In der Anfangszeit der neuen Regelung ist diese Erwartung auch sicherlich berechtigt, da zunächst bisher gehemmte aber kostengünstig realisierbare Potentiale erschlossen werden und im gewissen Umfang Masseneffekte sich preis mindernd auswirken können. In Kapitel 4 ist dies im Rahmen der Verdopplungsstrategie auch bis zum Jahr 2010 unterstellt worden.

Mittel- bis langfristig ist aber zu erwarten, daß die günstigen Standorte zunehmend ausgeschöpft sind und auf unattraktivere Standorte oder Nutzungsmöglichkeiten zurückgegriffen werden muß. Beispielhaft hierfür kann der Übergang von Küsten- zu Binnenlandstandorten angesehen werden. Vergleichbare Grenzübergänge bestehen aber auch bei anderen erneuerbaren Energien (z. B. Verwendung gegenüber Alt- und Resthölzern teurere biogene Brennstoffe) und der KWK. Mit steigender Quote erhöhen sich dann voraussichtlich die Grenzkosten für den zusätzlich bereitzustellenden Öko-Strom, da die realisierbaren Kostendegressionseffekte nicht zeitgleich mitansteigen. Es stellt sich damit ein höherer Gegenwert für die Ware Öko-Strom ein, der den Marktbedingungen folgend für die gesamte erzeugte Öko-Strommenge anzuwenden ist. D. h. von diesem höheren Gegenwert würden auch bereits vorher errichtete Anlagen profitieren, was nicht unbeträchtliche Mitnahmeeffekte zur Folge hätte.

Grundsätzlich besteht damit die Gefahr, daß ohne flankierende Maßnahmen, das marktwirtschaftliche Instrument Quote mittel- bis langfristig nicht zu niedrigeren, sondern sogar zu höheren Kosten führt als preisorientierte Vergütungsregelungen. Mögliche Gegenmaßnahmen könnten darin bestehen,

- weitere Technologien in die Quotenregelung mitaufzunehmen, die Konkurrenz untereinander also zu erhöhen (z. B. kombinierte Quote für KWK und erneuerbare Energien)

- langfristige Kontrakte zwischen Öko-Stromerzeuger und Stromhändler mit festen Preisen zu schließen
- Öko-Strom aus günstigeren Anlagen (z. B. Windkraftwerken an Küstenstandorten) mit einem geringeren Wichtungsfaktor zu belegen

Derartige Wichtungsfaktoren können als Regulierungselement grundsätzlich dazu herangezogen werden, bestimmte Technologien im stärkeren Umfang zu fördern. Ebenso könnte über spezifische technologiebezogene Teilquoten (oder technologiespezifische Gewichtungsfaktoren, durch die z. B. die photovoltaische Stromerzeugung höher bewertet wird als die windtechnische Stromerzeugung¹⁹⁾ sichergestellt werden, daß ein diversifizierter und zielorientierter Strommix erreicht wird. Eine andere Möglichkeit besteht darin, bestimmten Technologien, die ansonsten keine Chance am Markt hätten, von anderer Seite einen monetären Bonus zu gewähren. Sowohl Gewichtungsfaktoren als aber auch Zusatzbonus sind wie bereits erwähnt unter dem Gesichtspunkt der Beihilferegulierung aber problematisch. Da aber nur einem kleinen Zusatzteil des Gesamtmodells Beihilfecharakter zugeschrieben werden kann, sind von seiten der EU-Kommission deutlich geringere Widerstände gegen solche Regelungen zu erwarten als bei unter Beihilfegesichtspunkten insgesamt kritischen Modellen.

Durch eine zu starke Unterteilung in Teilquoten wird aber generell der ursprüngliche Zweck des Quotenmodells, einen effizienten Wettbewerb der erneuerbaren Energietechnologien untereinander zu generieren, in Frage gestellt. Es gilt daher auch hier, wie bei preisorientierten Instrumenten, politisch abzuwägen, wie stark das Hauptziel (= Ausbau erneuerbarer Energien) Vorrang vor gleichzeitig gewünschten Nebenzielen (Technologiemix, regionale Vielfalt u.a.) haben soll. Zudem ist zu berücksichtigen, daß die Festlegung von technologiebezogenen Teilzielen immer zu kontroversen Diskussionen (z. B. seitens der bestehenden Verbände) führen wird. Diesbezüglich ist bei der Zielfestlegung eine strikte Orientierung an den wissenschaftlichen und marktorientierten Grundlagen - soweit diese verfügbar sind - dringend zu empfehlen. Quotenregelungen scheinen daher für die Erreichung technologiepolitischer Zielsetzungen von ihrer Grundphilosophie her weniger geeignet. Als Förderinstrument sind sie erst dann besonders effizient, wenn sich bereits stabile Märkte herausgebildet haben und unterschiedliche erneuerbare Optionen zu ähnlichen Preisen miteinander konkurrieren können.

Gegebenenfalls nachteilig für Quotenmodelle wirkt sich auch die Gefahr aus, daß sich die Entscheidung über Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern maßgeblich zu den EltVU bzw. wenigen von diesen beauftragten Großerzeugern verlagern könnte²⁰⁾. Für private Investoren verschlechtern sich - sofern die Vergütungsregelung ausgesetzt wird und damit Aufnahme- und Preisgarantien entfallen - die Randbedingungen deutlich. Aufgrund unzureichender Kalkulierbarkeit und hierdurch erhöhten Investitionsrisiken werden sie nur noch im geringeren Umfang bereit sein, in Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien zu investieren. Hierdurch entfällt nicht nur ein großer Kapitalstock für den Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern unterbleiben u. U. auch wichtige technologische Entwicklungen im Bereich kleiner, dezentraler Anlagen. Strukturpolitische Zielsetzungen, wie sie z. T. durch das StrEG verfolgt wurden, sind hierdurch gefährdet. Zudem werden hierdurch genau jene Akteure aus dem Spiel gedrängt, die bisher für eine dynamische Marktentwicklung gesorgt haben. Für private (Klein-)Erzeuger ist dabei zu berücksichtigen, daß

¹⁹⁾ Aufgrund technischen Fortschritts sind diese „Wechselkurse“ im Zeitverlauf ggf. häufig anzupassen.

²⁰⁾ In etwas geringerem Umfang besteht diese Konzentrationsgefahr im Vergleich zu erzeugerseitigen Ansätzen bei verbraucherorientierten Quotenmodellen, da für die Stromerzeuger/-händler dort nicht die Möglichkeiten der vollständigen Marktversperrung bestehen.

- die Unsicherheiten aufgrund der dynamischen Entwicklung der Quote und zeitlichen Entwicklung des mit dem Öko-Strom verbundenen Wertes auf dem 2. Strommarkt die Investitionsrisiken deutlich erhöhen,
- sich die Unsicherheiten erhöhen, da private Betreiber gegebenenfalls schlechtere Absatzchancen auf dem 1. Strommarkt (Normalstrommarkt) haben, weil ihr Stromangebot ein anderes Qualitätsprofil aufweist (unstetiges Angebot). Resultieren könnte etwa eine Vergütung, die sich lediglich an den vermiedenen variablen Kosten orientiert,
- für den privaten Erzeugermarkt bedienende Hersteller von Anlagen ebenso erhöhte Investitionsrisiken bestehen, höhere Amortisationsanforderungen hinsichtlich einer kürzeren Rückflußzeit des eingesetzten Kapitals resultieren, die u. U. in diesem Marktbereich zu einem weiteren Konzentrationsprozeß führen können,
- aufgrund des hohen Aufwandes für die eigenständige Suche eines Abnehmers der Verkauf von kleinen privaten Stromerzeugern, die in aller Regel Nebenberufsstromerzeuger sind, im Rahmen von Quotenregelungen vor allem gemeinschaftlich organisiert werden muß (z. B. über die neuen Ökostrom-Unternehmen im Markt) oder über eine Strombörse erfolgen muß.

Sollen private (kleine) Anbieter vom Öko-Strommarkt nicht ausgeschlossen werden, müssen flankierende Maßnahmen ergriffen werden. Möglichkeiten hierzu bietet z. B. eine Kombination von Quoten- und Preisregelungen (vgl. niederländisches Modell), mit der z. B. Mindestvergütungssätze für den 1. Strommarkt festgelegt werden könnten (vgl. auch Kapitel 6.2.3.2). Derartige kombinierte Modelle könnten zudem einen Bestandsschutz für bestehende bisher vom StrEG profitierende Anlagen gewährleisten.

Zur Steuerung des Marktes schlägt Traube in seinem zertifikatsbasiertem Quotenmodell einen anderen Steuerungsmechanismus vor. Danach geht er davon aus, daß der Staat immer dann durch den Verkauf „ungedeckter“ Zertifikate interveniert, wenn der Zertifikatspreis auf dem Markt eine Obergrenze überschreitet und andererseits der Staat „freie“ Zertifikate aufkauft, wenn der Zertifikatspreis unter eine Mindestgrenze absackt. Hierdurch besteht je nach Marktsituation jedoch die Gefahr, daß dem Staat eine, durch die Einführung einer Quotenregelung dokumentierte, ungewollte zentrale Rolle als Regulierungsorgan zufällt und u. U. auch erhebliche finanzielle Belastungen auf ihn zukommen. Andererseits garantiert nur dieses Verfahren den privaten Erzeugern einen Mindestumweltbonus durch den Zertifikatsverkauf, stellt aber insofern noch keine hinreichende Investitionssicherheit her, als daß sich die Garantie nur auf den 2. Strommarkt, nicht aber auf den ersten und in der Regel gewichtigeren Strommarkt (der physische Verkaufspreis für Öko-Strom dürfte in aller Regel höher sein als der Umweltbonus) bezieht. Unter diesen Randbedingungen werden private Erzeuger weiterhin nur bei speziellen Öko-Stromhändler ausreichende Preise erzielen können. Inwieweit diese aber den Öko-Strom über den Quotenmarkt hinaus absetzen können, ist ungewiß.

Die Problematik der Investitionssicherheit/Anreizgestaltung für private Erzeuger/Einspeiser ist dabei im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weit ausgeprägter als im KWK-Bereich, der durch andere Akteure (vor allem kommunale Stadtwerke und Eigenversorger) gekennzeichnet ist.

Bei Vergütungsregelungen beschränkt sich der Verwaltungs- und Kontrollaufwand im wesentlichen auf das Ablesen der Zähler an der jeweiligen Einspeisestelle sowie bei den nachfolgend dargestellten Modifikationsvorschlägen auf das Handhaben der zuvor diskutierten nationalen Ausgleichsmodelle (vgl. Kapitel 6.3). Auch der Aufwand für erzeugerseitige Quotenmodelle mit der Ausgabe von Zertifikaten (unter Aufsicht einer Bundesbehörde)

ist (mit Ausnahme einer regional und technologispezifisch unterschiedlichen Quotierung) als vergleichsweise gering anzusehen. Jeder Stromerzeuger erhält von der Bundesbehörde entsprechend Art und Höhe seiner Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (registrierbare) Zertifikate. Für diejenigen, die Strom an Endverbraucher verkaufen (bzw. Stromverbraucher mit eigener Stromerzeugung) wird von der Bundesbehörde ein Zertifikatskonto geführt, auf das eigene Zertifikate bzw. zugekaufte Zertifikate gebucht werden können. Hiermit ist auf einfache Weise Überprüfbarkeit mit heutiger EDV-Technik gewährleistet.

Bei verbraucherseitigen Quotenmodellen kann, wie dies beispielhaft beim Minimal consumption Ansatz von Apfelstedt implementiert wurde, auf derartige Zertifikatslösungen verzichtet und auf privatwirtschaftliche Zusicherungen gesetzt werden. Vergleichbar dem üblichen Vorgehen bei Einkommen- oder Kapitalertragssteuererklärungen bleibt dem Staat nur die Möglichkeit der Durchführung von Stichprobenkontrollen (z. B. in bezug auf die Erfüllung der Quote bei den Verbrauchern, inklusive Eigenerzeugern sowie in bezug auf den möglichen Mißbrauch der Händler durch Doppelverkauf von Ökostrom auf dem 2. Strommarkt), um Manipulation weitgehend zu vermeiden. Die Kontrolle über den Markt wird dabei umso schwerer, je mehr Kunden von ihrem freien Wahlrecht Gebrauch machen und gegebenenfalls sogar mehrere Händler oder private Erzeuger (z. B. Nachbarn) mit der Abdeckung des Pflichtankaufsteils beauftragen. Der hierdurch induzierte staatliche Kontrollaufwand kann - vertraut man nicht auf die Ehrlichkeit der Verbraucher bzw. der Stromanbieter - gegebenenfalls als gravierender Nachteil dieses Verfahrens angesehen werden.

Auch ein anderer Nachteil von Quotenmodellen ist bisher weitgehend unbeachtet geblieben. Mit der zeitlichen Festsetzung von Quoten resultiert für die Hersteller ein vergleichsweise sicher abschätzbarer wachsender Markt. Aufgrund der bei vielen erneuerbaren Energien begrenzten Anzahl von Produzenten ergibt sich hieraus zumindest die Gefahr oligopolistischer Mißbräuche, in dem z. B. aufgrund steigender Nachfrage/Produktion grundsätzlich mögliche Preisnachlässe nicht am Markt weitergegeben werden. Bei preisorientierten Modellen besteht diese Gefahr nicht, weil gegebenenfalls erst Preisnachlässe der Hersteller dazu führen, daß ungünstigere Standorte erschlossen werden und bestimmte Technologien an Attraktivität gewinnen.

Bei der Umsetzbarkeit von Quotenmodellen ist letztlich zu beachten, inwieweit diese einen kontinuierlichen Übergang zu bisher gültigen Regelungen ermöglichen. Dies betrifft insbesondere das StrEG. Maßgeblich ist hierfür

- Bestandsschutz für auf der Basis des StrEG finanzierte Anlagen zu schaffen. Quotenregelungen könnten z. B. Anlagen, die vor einem Stichtag errichtet worden sind und durch das StrEG gefördert werden, explizit ausnehmen und sich nur auf Neuanlagen und EltVU-Anlagen konzentrieren.
- die Marktdynamik durch gezielte Quotensetzungen zu fördern und nicht zu behindern
- eine gerechte Behandlung bisheriger Vorreiter. Bei vielen Vorschlägen für Quotenlösungen bleibt unklar, wie die bisherige Stromerzeugung der EltVU aus erneuerbaren Energien angerechnet wird. Auf der einen Seite können nicht diejenigen EltVU über Gebühr belohnt werden, die bisher schon im nennenswerten Umfang „Billig“-Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. Wasserkraft) bereitgestellt haben. Auf der anderen Seite dürfen Vorleistungen bestimmter EltVU bei der Markteinführung auch nicht vernachlässigt werden.

Diesbezüglich bleiben bei den bisher entwickelten Quotenmodellen noch viele Fragen offen, die vor deren Einführung zufriedenstellend zu klären sind.

6.2.2.2 Ausschreibungsmodelle mit Mengenkontingentierung

Die Non Fossil Fuel Obligation (NFFO) in Großbritannien kann als Beispiel für ein Ausschreibungsmodell mit Mengenkontingentierung herangezogen werden. Grundlage sind feste, von staatlicher Seite vorgegebene Kapazitätskontingente für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die in bestimmten Abständen frei ausgeschrieben werden. Die jeweils günstigsten Anbieter erhalten dabei den Zuschlag. Mit ihnen wird in der Regel mit einer Laufzeit von 15 Jahren eine erhöhte Einspeisevergütung ausgehandelt. Dabei wird entweder eine einheitliche Vergütung gezahlt (z. B. beim zweiten Bieterwettbewerb, der NFFO 2) oder jeweils der Bieterpreis selber als Vergütungshöhe festgelegt. Die Finanzierung der Vergütungszahlung erfolgt über eine Stromabgabe (Fossil Fuel Levy), die bisher größtenteils für die Unterstützung der Kernenergie genutzt wird.

Eine ausführliche Beschreibung der NFFO (als Beispiel für Ausschreibungsverfahren) findet sich bereits in Kapitel 2. Aus diesem Grund soll hier nur kurz auf die bisherigen Erfahrungswerte mit derartigen Modellen im Vergleich zu preisorientierten Regelungen eingegangen werden (vgl. Tabelle).

Tabelle 6.7: Installierte windtechnische Leistung in MW für unterschiedliche Förderinstrumente /Windpower Monthly 1998/

		Ende 1997	Zubau 1997	Mitte 1998	Zubau 1998
Länder mit Preisregelungen (Einspeisegesetz)	Deutschland	2.082	537	2.390	310
	Dänemark	1.116	259	1.300	184
	Spanien	512	263	590	78
Länder mit Mengenregelungen (Ausschreibungen)	Großbritannien	320	50	330	10
	Irland	51	40	60	9
	Frankreich	10	0	10	0

Nach **Tabelle 6.7** zeigt sich, daß mit den bisher umgesetzten Preisregelungen deutlich größere (quantitative) Wirkungen erzielt werden konnten als mit mengenorientierten Ausschreibungsmodellen. Zwei wesentliche Gründe lassen sich dafür anführen: Zum einen war mit den hier beispielhaft aufgeführten Preisregelungen ein deutlich höherer (absoluter) Fördermitteleinsatz verbunden. Zum anderen stellen sich bei den Ausschreibungsmodellen erfahrungsgemäß Verzögerungen zwischen Antragstellung und Errichtung der Anlage ein. Die Umsetzungsrate von NFFO1 bis NFFO4 beträgt bisher insgesamt lediglich 25 % (vgl. Kapitel 2). Offensichtlich erscheint daher, daß das Ziel einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien bis hin zu einer Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung deutlich schneller mit Preisregelungen erreicht werden kann.

6.2.3 Kombinierte preis- und mengenorientierte Instrumente

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt angedeutet, sind auch Kombinationen zwischen mengenregulierten Quotenmodellen und Preisregulierungen denkbar. Ein Beispiel hierfür ist die derzeitige Regelung in den Niederlanden. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten die Anlagenbetreiber eine feste, gegenüber den deutschen Verhältnissen aber deutlich geringere Vergütung (7,2 Pf/kWh). Darüber hinaus sind die EltVU in den Nie-

derlanden verpflichtet, eine Mindestquote einzuhalten, wobei neben dem Erwerb von Green Labels die Möglichkeit des Handels mit Zertifikaten zwischen den EltVU besteht. Vor diesem Hintergrund wird die Festvergütung aufgestockt durch den Verkauf sog. Green Labels, die den Anlagenbetreibern durch die EltVU ausgestellt werden sowie aus Mitteln des Ökosteueraufkommens (80 %ige Rückerstattung der Steuer). Für die Green Labels haben sich (bedingt durch die Quote) zur Zeit Marktpreise von 5,6 bis 6,6 Pf/kWh eingestellt. Für die Stromeinspeisung ermittelt sich hieraus eine Gesamtvergütung von 15,3 bis 16,4 Pf/kWh (vgl. Kapitel 2).

Derartige kombinierte preis- und mengenregulierte Verfahren sind gerade auch in der Übergangszeit zu reinen Quotenmodellen u. U. sinnvoll, um Strukturbrüche zu vermeiden und Erfahrungen (mit Quotenmodellen) zu sammeln. Gegenüber einem allein preisregulierten Markt könnten so zusätzliche Effizienzanreize gegeben werden und aufgrund des höheren Kostendrucks die Voraussetzungen für degressive Vergütungssätze verbessert werden. Im Unterschied zu den meisten preisregulierten Verfahren können darüber hinaus in kombinierten Modellen auch Stromeigenerzeuger in die Verpflichtung zur Markteinführung erneuerbarer Energien einbezogen werden.

Sinnvoll erscheint bei solchen Modellen die Flankierung durch die staatliche Festsetzung einer jeweiligen unteren und oberen Preisgrenze für die gehandelten Zertifikate (green labels). Die Untergrenze führt für die privaten Erzeuger zu einer hohen Investitionssicherheit, während die Obergrenze einen wirksamen Verbraucherschutz gewährleisten kann.

Ein kombiniertes preis- und mengenreguliertes Modell stellt z. B. das sog. Nachfrageimpulsmodell dar /Allnoch 1997/. Grundlage dieses Modellansatzes ist die These, daß die Einführung des StrEG im wesentlichen dazu geführt hat, daß sich parallel zur konventionellen Stromerzeugung durch traditionelle EltVU eine „sekundäre“ Stromerzeugung durch „private“ Erzeuger entwickeln konnte. Unter Berücksichtigung der zu erwartenden Markt- und Wettbewerbsphasen (vgl. dazu auch Tabelle 6.1) auf dem Strommarkt besteht die Zielrichtung des Modellansatzes darin, die Anbietervielfalt neuer Ökostromanbieter sukzessive zu erhöhen und die Nachfragekraft zu stärken. Dieses Quotenmodell mit Stärkung der Nachfragekraft geht zunächst davon aus, daß das StrEG in der Übergangszeit und bis zu einer ausgebildeten Marktstruktur für Strom aus erneuerbaren Energien erhalten bleibt, d. h. Strom aus dem Geltungsbereich des derzeitigen StrEG auch weiterhin durch die Netzbetreiber aufgenommen und (zu feststehenden Preisen) vergütet wird. Die hierdurch für die Netzbetreiber entstehenden Kosten werden auf die Stromkunden umgelegt.

Darüber hinaus sieht das Modell für die Übergangszeit und bis zu einer vollständigen Marktintegration der regenerativen Stromerzeugung vor, daß freiwillig oder über eine gesetzliche Vereinbarung für jedes EltVU vorgegeben wird, daß entsprechend einer Quote ein bestimmter Anteil der Stromerzeugung aus dem Geltungsbereich des StrEG bis zu einem zu definierenden Zeitpunkt bereitgestellt wird (Basisanteil)²¹. Dieser Basisanteil kann erfüllt werden durch

- die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien von privaten Erzeugern (Vergütung nach StrEG),
- die Eigenerzeugung (oder den Zukauf) von Strom aus erneuerbaren Energien im Geltungsbereich des StrEG oder

²¹ Die Quote wird langfristig, d. h. z. B. für einen Zehnjahreszeitraum vorgegeben. In diesem Zeitraum wird zusätzlich ein sukzessive jährlich steigender einzuhaltender Anstieg festgelegt. Damit ist für den Herstellermarkt eine hinreichende Kalkulierbarkeit der Absatzmöglichkeiten gegeben.

- dem Zukauf von Strom aus dem Geltungsbereich des StrEG von einem anderen EltVU bzw. von neuen Unternehmen am Markt.

Auf der anderen Seite haben die EltVU über die Erfüllung des Basisanteils hinausgehend die Möglichkeit, Strom aus dem Geltungsbereich des StrEG

- an ein anderes EltVU mit nicht erfüllter Quote zu verkaufen bzw.
- im erweiterten Maße im Rahmen von „grünen Tarif“-Angeboten an Kunden direkt zu Sonderkonditionen oder an neue auf erneuerbare Energie konzentrierte Unternehmen zu verkaufen (z. B. Schleswig verkauft Strom an Naturenergie AG).

Der Grundansatz des Modells ist demnach bei Sicherstellung der Finanzierung der privaten Stromerzeugung auf der Grundlage des StrEG zusätzlich Wettbewerb um Strom aus erneuerbaren Energien zwischen privaten (via Umwelttarif) und kommerziellen Nachfragern (zur Erfüllung der Basisquote) zu generieren. Der Modellvorschlag verbindet dementsprechend eine ordnungsrechtliche Lösung (Quote) mit einem freiwilligen Element, d. h. er geht explizit davon aus, daß über die festgesetzte Quote hinaus Strom aus erneuerbaren Energien am Markt nachgefragt wird oder es den Erzeugern gelingt, diesen an private Nachfrager zu verkaufen.

Das Modell stärkt damit die Marktkräfte, in dem es über die Quote Wettbewerb zwischen Kunden und EltVU um Strom aus erneuerbaren Energie einführt. Dabei basiert es auf der Grundannahme, daß sowohl alle Nachfrager nach „grünem Strom“ ihr EltVU frei wählen dürfen wie die privaten Erzeuger (der Handel kann auch über Handelszertifikate abgewickelt werden und über eine einzurichtende Strombörse erfolgen) von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Kundennachfrage bestimmt dabei die über den Basisanteil hinausgehende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Nach einer gewissen Anfangsphase müßte sich dann ein Angebot-Nachfragegeflecht herausgebildet haben, so die Modellidee, das zu einer eigenständigen Preisbildung führt. Ist dies erreicht, kann in Abhängigkeit des sich einstellenden Marktpreises u. U. auf die Festlegung von Vergütungssätzen im Rahmen des StrEG verzichtet werden bzw. das StrEG durch den Übergang auf ein Bonussystem (mit deutlich geringeren Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien) entlastet werden.

Der innovative Modellansatz besteht also in der Kopplung zwischen einer Sicherstellung des privaten Engagements im Rahmen einer Vergütung nach StrEG durch Bereitstellung verlässlicher Rahmenbedingungen und der zusätzlichen Mobilisierung von Marktkräften. Dies kann nur erreicht werden, wenn die Basisquote so hoch definiert wird, daß die gesamte nach StrEG vergütete Strommenge trotz konkurrierender Beschaffungsmöglichkeiten der EltVU in jedem Fall abgenommen wird. Wie bei allen Quotenfestsetzungen ist dies mit hohen Unsicherheiten verbunden. Die notwendige Investitionssicherheit für die privaten Investoren kann also auch hier nur durch eine staatliche (Interventions-)Garantie geschaffen werden, die im Grenzfall nicht am Markt absetzbare nach StrEG zu vergütende Strommenge zu übernehmen und die hierzu notwendigen Mittel (z. B. etwa aus dem Ökosteueraufkommen) zu decken.

Inwieweit die angestrebte zusätzliche Mobilisierung von Marktkräften gelingt, hängt dabei in entscheidendem Maße von den Randbedingungen ab. Nach der Novellierung des EnWG im April 1998 ist jeder Kunde - zumindest prinzipiell - bereits befugt, seinen Stromversorger frei zu wählen und sich damit an den auch heute schon angebotenen grünen Tarifen zu beteiligen. Daß er dies bisher nicht bzw. nur in einem sehr geringen Ausmaß tut, liegt z. T. an den noch fehlenden verbindlichen und fairen Regelungen für die Durchleitungsentgelte, die im Vergleich zu typischen Tarifen - mit Ausnahme von verbrauchernah erzeugtem grünem

Strom - zu höheren Kosten für den Ökostrom führen. Darüber hinaus ist das begrenzte persönliche Engagement ursächlich, das in der Realität weit unterhalb der Größenordnung liegt, wie es in Umfragen (z. B. /forsa 1996/) ausgewiesen wird.

Aus diesem Grund wird es nur unter der Voraussetzung eines fairen und diskriminierungsfreien Netzzugangs einen verstärkten Nachfrageimpuls geben können. Im Rahmen des Modells wird daher vorgeschlagen, Strom aus dem Geltungsbereich des StrEG nur mit sehr niedrigen Netzdurchleitungsgebühren zu belasten bzw. ihn idealerweise sogar ganz von diesen zu befreien. Hierdurch erhöht sich die Konkurrenzfähigkeit dieses Stroms merklich und die Chancen steigen, diesen Strom am Markt abzusetzen. In Kapitel 6.5 wird detaillierter auf diese Möglichkeiten der Privilegierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei der Festsetzung der Durchleitungsentgelte eingegangen.

6.2.4 Freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung

Neben preis- und mengenorientierten Modellen bestehen weitere Möglichkeiten der Förderung erneuerbarer Energien durch Selbstverpflichtungserklärungen und hieraus abgeleitete Maßnahmen der Energiewirtschaft sowie durch EltVU-Programme mit freiwilliger Beteiligung ihrer Kunden. Beide Optionen werden in den folgenden Abschnitten dargestellt und diskutiert.

6.2.4.1 Selbstverpflichtungserklärungen

Unabhängig von gesetzlichen Bestimmungen besteht auch die Möglichkeit im Rahmen von freiwilligen Vereinbarungen, einen Beitrag zur Förderung und Markteinführung erneuerbarer Energien zu leisten. Dabei wäre z. B. eine entsprechende Erweiterung (z. B. Festschreibung bestimmter angestrebter Zielwerte) der bisherigen Selbstverpflichtungserklärung der VDEW, die im Rahmen der Erklärung der deutschen Wirtschaft abgegeben wurde, möglich.

Die Schwäche derartiger freiwilliger Vereinbarungen ist vor allem ihre fehlende rechtliche Verbindlichkeit. Dies gilt insbesondere für solche, die auf Verbandsebene beschlossen werden, auf die Ebene der Einzelunternehmen aber nicht zwingend heruntergebrochen werden können. Selbstverpflichtungserklärungen können ohne das Festschreiben von Sanktionen für ihre Nichtbeachtung gesetzliche Bestimmungen nicht ersetzen, sondern nur als rein additive Instrumente Verwendung finden. Im §4a StrEG fordert die Bundesregierung heute schon die Energieversorgungsunternehmen (EVU) ausdrücklich auf, im Wege freiwilliger Selbstverpflichtungen zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung zu treffen.

Eine besondere Form der Selbstverpflichtung stellt das Stiftungsmodell dar, das im Rahmen eines Gutachtens für die VDEW entwickelt wurde /ISET, IER 1998/. Danach wird vorgeschlagen, daß EltVU gemäß ihrer Stromabgabe an Letztverbraucher als Bemessungsgrundlage in eine Art Stiftungsfonds (freiwillig) einzahlen. Mit den Mitteln der Stiftung sollen sowohl Demonstrationsmaßnahmen durchgeführt als auch ein Beitrag zur Markteinführung (u. U. gekoppelt mit einem Ausschreibungswettbewerb) geleistet werden. Die Projekte werden dabei teilweise zentral durch die Stiftung, zum anderen aber auch dezentral durch die die Stiftung tragenden Unternehmen realisiert. Dieser Prozeß soll durch einen Stiftungsrat, an dem neben den EltVU auch Personen aus Wissenschaft, Wirtschaft, Bund, Ländern und Kommunen beteiligt sind, begleitet werden.

Wird der Stiftungsbeitrag der EltVU an die Stromkunden weitergegeben, wie es im Vorschlag angelegt ist, entspricht die gesamte Vorgehensweise im Wesen nach einem Netzaufschlag. Der maßgebliche Unterschied zu den in Kapitel 6.3 diskutierten

netzaufschlagbasierten Modellen besteht neben der Freiwilligkeit²² in der Verwendung der Mittel und dessen Kontrolle. Dabei ist insbesondere der starke Einfluß der EltVU auf die Mittelverwendung - dies zeigen Erfahrungen aus bisherigen Green Pricing Modellen - nicht förderlich für die Akzeptanz des Modells bei den Stromkunden. Diesen bleibt zudem keine Möglichkeit, selbst Anlagen zu errichten und für diese eine Vergütung zu beanspruchen.

Auch die VDEW²³ hat im Rahmen ihrer Überlegungen zu Fördermodellen für Strom aus erneuerbaren Energien über ein System der freiwilligen Selbstverpflichtung nachgedacht. Grundstein dieses Modellvorschlags ist die Idee, daß sich die Mitgliedsunternehmen freiwillig verpflichten eine bestimmte Quote an erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zu erfüllen. Dieses Modell wurde ebenso wie ein anderer Vorschlag der VDEW, das Regenerativpfennigmodell²⁴, skeptisch beurteilt, einmal wegen der fraglichen politischen Akzeptanz, zum andern wegen des vermutlich schwierigen Umlegens einer Gesamtquote auf die Einzelunternehmen und den fehlenden Eingriffsmöglichkeiten bei einer Nichterfüllung.

Nach derzeitigen Informationen wird innerhalb der VDEW das sog. Handelsplatzmodell bevorzugt, das in seinen Grundzügen identisch ist mit den im Kapitel 6.2.2.1.2 diskutierten Quotenmodell auf der Letztverbraucherebene.

6.2.4.2 Programme der Energiewirtschaft mit freiwilliger Kundenbeteiligung

Im Rahmen von Programmen mit freiwilliger Kundenbeteiligung kann grundsätzlich zwischen Fondsmodellen, Beteiligungsmodellen, Börsenmodellen und sogenannten Tarifmodellen (Grüne Tarife, Greenpricing) unterschieden werden. Eine ausführliche Betrachtung letztgenannter Modelle und ihrer Chancen im Wettbewerbsmarkt erfolgt in Kapitel 6.4, so daß nachfolgend eine skizzenhafte Darstellung der anderen Optionen ausreichend ist.

6.2.4.2.1 Fondsmodelle

Im Gegensatz zu Tarifmodellen beruhen Fonds-Modelle auf einmaligen, unabhängig vom Stromverbrauch entrichteten Zahlungen. In Deutschland gab es 1996 rund 5 Fondslösungen /VDEW 1996/ von der FÜW (Nürnberg), der ZEAG (Heilbronn), der MVV (Mannheim), der VEW (Dortmund) sowie im Rahmen des Hamburger Klimaschutzfonds. Zum 01.03.1999 waren 18 Fondsmodelle bekannt. Der Schwerpunkt der Programme liegt nach wie vor auf der Förderung der photovoltaischen Stromerzeugung. Im Vergleich zu Tarifmodellen liegen die Teilnahmequoten bei Fonds-Lösungen tendenziell sogar mit im Mittel 0,21 % noch niedriger.

Das älteste Fondsmodell bieten die Fränkischen Überlandwerke Nürnberg an. Die Kunden dieses Energieversorgungsunternehmens können beliebige Beträge (mindestens aber 50 DM) für Photovoltaik und Solarthermie spenden, die von der FÜW (bis zu einem Betrag von 100.000 DM) verdoppelt werden. Über die Mittelverwendung entscheidet ein Fondsbeirat. Das Projekt hat eine Laufzeit von 5 Jahren.

²² Im Zweifelsfall kann ein im Wettbewerb unter Druck geratenes Unternehmen die Zahlungen einstellen

²³ „Quote statt Einspeisegesetz“, Stromthemen, Febr. 1999; Informationen des VDEW, März 1999.

²⁴ Dieser Vorschlag entspricht weitgehend dem Ausschreibungsmodell in Großbritannien (vgl. Anhang) mit dem Unterschied, daß nicht eine bestimmte Mengenkotigentierung vorgesehen ist, sondern die Begrenzung sich aus dem Aufkommen (1 Pf/kWh) des Fonds ergibt.

Fonds-Modelle sind auch international bekannt. Erste Erfahrungen mit derartigen Modellen liegen bisher vor allem aus den USA vor. Dabei zeigt sich u. a., daß der Großteil der Kunden bei gleichen Gesamtaufwendungen monatliche Zusatzzahlungen gegenüber einmaligen Zahlungen vorzieht. Die Teilnahmequoten liegen in den USA für Fonds-Modelle dennoch in der gleichen Größenordnung wie für Tarifmodelle.

6.2.4.2.2 Beteiligungs-Modelle

Bei Beteiligungsmodellen erwerben die Kunden Anteilsscheine für bestimmte Anlagen. Hinsichtlich der Einordnung von Beteiligungsmodellen sind zwei Unterscheidungen wichtig. Zum einen zwischen Beteiligungsmodellen, die von EVU organisiert werden und privaten Beteiligungsmodellen, wie sie in den letzten Jahren vor allem im Bereich der Windenergie entstanden sind. Zum anderen ist zu berücksichtigen, daß Beteiligungsmodelle, die marktübliche Renditen erzielen können, im eigentlichen Sinne keine zusätzlichen freiwilligen Leistungen darstellen.

Die VDEW-Umfrage geht von derzeit 7 Beteiligungsmodellen seitens der Energiewirtschaft aus /VDEW 1999/. Bekanntestes Beispiel ist die Aktion „Bürger für Solarstrom“ der Bayernwerke AG. Die Kunden der Bayernwerke haben dabei die Möglichkeit, sich ohne großen administrativen Aufwand an einer 50 kW PV-Anlage, die im November 1994 in Betrieb gegangen ist, zu beteiligen. Zwischen den Anteilskäufern und dem Bayernwerk werden dabei Verträge geschlossen. Dem Käufer wird dabei einerseits ein Teileigentum an der Anlage festgeschrieben, andererseits vermietet er gleichzeitig seinen Anteil an das Bayernwerk über 20 Jahre. Als Mietzins zahlt das Bayernwerk jeweils einen Betrag, der dem mit der gesetzlich vorgeschriebenen Einspeisevergütung bewerteten Stromerzeugung der Anlage entspricht.

Der wesentliche Vorteil derartiger Beteiligungsmodelle besteht darin, daß mit der gemeinschaftlichen Errichtung einer Großanlage in der Regel spezifisch geringere Kosten realisiert werden können. Dem entgegen steht der höhere administrative Aufwand, u. U. Aufwendungen für das Grundstück und seine Erschließung sowie sonstige Nebenkosten, die bei der Installation von Kleinanlagen (z. B. PV-Anlagen auf Hausdächern) in diesem Maße nicht anfallen. Die Bayernwerke gehen dementsprechend auch davon aus, daß bei ihrem Projekt über die gesamte Laufzeit betrachtet noch einmal Zusatzkosten in der Größenordnung der gesamten Investitionssumme entstehen /Maier, Musiol 1997/.

Interessante Ergebnisse hat auch eine Umfrage der Teilnehmer bezüglich der Aktion der Bayernwerke ergeben /Maier, Musiol 1997/. Erwartungsgemäß war der überwiegende Anteil der Käufer männlich. Nicht bestätigt werden konnten jedoch zwei Vorurteile: Zum einen, daß sich nur Großverdiener an derartigen Programmen beteiligen, denn knapp die Hälfte der Käufer hatte ein Bruttojahreseinkommen von weniger als 100.000 DM. Zum anderen, daß Kunden, die die Möglichkeit hätten, selber eine Anlage zu installieren, nicht auf gemeinschaftliche Programme zurückgreifen. Offensichtlich wird die Errichtung einer eigenen Anlage von vielen als zu aufwendig betrachtet und aus diesem Grund auf stille Beteiligungsformen übergegangen. Vor dem Hintergrund der Kundenbefragung hat das Bayernwerk einige Kriterien für eine effektive Programmgestaltung zusammengestellt. Dies sind u. a.:

- Erreichbare Nähe der PV-Anlage und regelmäßige Rückkopplung über den Erfolg der Anlage
- Aktive Informationspolitik für unterschiedliche Zielgruppen
- Kleine Stückelung der Anteile
- Minimierung des betrieblichen Risikos für die Beteiligten

6.2.4.2.3 Börsenmodelle

Letztlich werden heute Börsenmodelle angeboten (z. B. seitens der Berliner BEWAG). Die in Deutschland bestehenden Börsenmodelle, bei den zur Zeit nur Strom aus Photovoltaik-Anlagen gehandelt wird, sind dabei so konzipiert, daß die Kunden keinen Aufschlag, sondern einen festen Preis je kWh zahlen. Die Preise liegen zwischen 0,76 und 1,80 DM/kWh. Mehrmals im Jahr finden Börsentermine statt, bei denen aus Angebot und Nachfrage die Vergütung für den Anbieter bestimmt wird. Diese ist dabei nicht fix, meistens durch einen Maximalbetrag nach oben begrenzt aber auf jeden Fall höher als bei einer einfachen Vergütung nach StrEG.

6.2.5 Sonderabschreibungsmöglichkeiten und sonstige Maßnahmen

Neben den zuvor betrachteten Maßnahmen und Instrumenten gewinnen zunehmend auch weitere preisorientierte Optionen an Bedeutung. Dies betrifft z. B. die **venture capital funds**, d. h. Risikokapital, das etwa Herstellern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Ermöglichung bzw. Absicherung ihrer Investitionen zur Verfügung gestellt wird. Darüber hinaus wird auch die Kapitalbeschaffung durch **Gründung von Aktiengesellschaften** (z. B. Solarstrom AG, Naturstrom AG) im verstärkten Umfang genutzt.

Natürlich spielen auch steuerliche Maßnahmen eine entscheidende Rolle in bezug auf die preisorientierte Förderung erneuerbarer Energien. Diesbezüglich ist insbesondere die zum 01.04.99 eingeführte **Ökologische Steuerreform** zu nennen sowie seit langem währende Versuche auf europäischer Ebene eine einheitliche Energiesteuer zu implementieren. Aufgrund der hohen strategischen Bedeutung der Ökosteuern als flankierende Maßnahme der Markteinführungspolitik für erneuerbare Energien (Reduzierung der Differenzkosten: je höher die Kosten der fossilen oder nuklearen Energiebereitstellung sind, desto weniger Mittel werden für den Marktaufbau und seine Stabilisierung benötigt) wird sie in einem gesonderten Abschnitt behandelt (vgl. Kapitel 8.1). Ebenso werden anderweitige steuerliche oder abgabenrechtliche Privilegien (z. B. **Reduzierung des Mehrwertsteuersatzes oder der Konzessionsabgabe** für Strom aus erneuerbaren Energien) an anderer Stelle diskutiert (vgl. Kapitel 6.5).

Weitere Fördermöglichkeiten ergeben sich durch **Sonderabschreibungsmöglichkeiten**. Abschreibungen beeinflussen wegen ihren steuermindernden und ertragsrelevanten Wirkungen sowie wegen des möglichen Finanzierungseffektes die Rentabilität von Investitionen erheblich. Hinsichtlich der steuerlichen Wirkung gilt, je kürzer die Abschreibungszeit in Jahren ist, desto schneller kann der steuermindernde Effekt in der Bilanz erzielt werden (positiver Zinseffekt durch Steuerverschiebung). Der Steuergesetzgeber hat für die steuerliche Gewinnermittlung die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der verschiedenen Investitionsgüter in AfA-Tabellen normiert. Der Bundesminister der Finanzen veröffentlicht diese AfA-Tabellen für die verschiedenen Branchen. Für Unternehmen, die im Bereich der öffentlichen Versorgung tätig sind, wird die „AfA-Tabelle Energie- und Wasserversorgung“ zugrunde gelegt.

Beim Vergleich der Komponenten für große Kraftwerksanlagen mit Anlagen zur dezentralen Stromerzeugung ergeben sich große Unterschiede hinsichtlich der Differenz zwischen Nutzungszeiten und Abschreibungszeiten. Bei zentralen Kraftwerken gelten für die meisten technischen Anlagenteile steuerrechtliche Abschreibungszeiten von 15 oder 20 Jahren, während die tatsächliche betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für viele Anlagegüter 30 bis 40 Jahre beträgt. Bei dezentralen Anlagen sind die technisch-wirtschaftlichen Nutzungszei-

ten von 15 Jahren meistens deckungsgleich mit den steuerlichen Abschreibungszeiten. Aus diesem Grund werden große Kraftwerksanlagen gegenüber dezentralen Anlagen abschreibungstechnisch bevorteilt. Diese buchhalterische Ungleichbehandlung könnte durch eine Verkürzung der Abschreibungszeiten für dezentrale Anlagen von 15 auf 8 Jahre erreicht werden.

Auch weitergehende Sonderabschreibungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien sind denkbar. Dabei ist jedoch zu beachten, daß erst mit Beginn des Jahres 1999 die Verlustverrechnungsmöglichkeiten (auf der Basis anrechenbarer Abschreibungen) vom Gesetzgeber begrenzt worden sind und für Verlustzuteilungsgesellschaften sogar ausgeschlossen worden sind. Als Verlustzuteilungsgesellschaften (also gegebenenfalls auch Beteiligungsgesellschaften im Bereich erneuerbare Energien) gelten solche Gesellschaften bei denen nach dem Betriebskonzept die Rendite auf das einzusetzende Kapital nach Steuern mehr als das doppelte dieser Rendite vor Steuern betrifft (§2 b Einkommensteuergesetz).

Exkurs: Zur Definition von Abschreibungen

Abschreibungen auf Anlagen (in der Betriebswirtschaftslehre spricht man korrekterweise von „Absetzung für Abnutzung“ = AfA) erfüllen im betrieblichen Rechnungswesen mehrere Funktionen. In der Gewinn- und Verlustrechnung werden Abschreibungen als Aufwand berücksichtigt und beeinflussen den Periodenerfolg und damit die Höhe des zu versteuernden Einkommens bzw. Gewinns. Im Rahmen der Kostenrechnung können Abschreibungen beispielsweise als kalkulatorischer Bestandteil der Produktpreisbildung so bemessen werden, daß über den am Markt erzielten Umsatz eine Ersatzbeschaffung der verbrauchten Anlagen ermöglicht wird. Neben dem Aufwands- und Kostenfaktor ist die Abschreibung als Ertragsfaktor im Rahmen der Innen- bzw. Selbstfinanzierung eines Betriebes bedeutsam. Denn die durch den Umsatz realisierten Abschreibungswerte stehen den Unternehmen bis zur späteren Ersatzbeschaffung der abgeschrieben Betriebsmittel zur Innenfinanzierung zur Verfügung.²⁵ Der Kapitalfreisetzungseffekt bei einer bestimmten Anlage mit einer bestimmten tatsächlichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer ist umso größer, je kürzer der (nach der Steuergesetzgebung festgelegte) Abschreibungszeitraum ist, vorausgesetzt, die Abschreibungsgegenwerte werden über den Umsatz „verdient“.

6.3 Möglichkeiten der wettbewerbskonformen Ausgestaltung des StrEG²⁶

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien wurde in den letzten Jahren in Deutschland neben verschiedenen Bundes- und Landesprogrammen (z. B. 250 MW-Windenergieprogramm des Bundes) maßgeblich durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) geprägt. Insbesondere für die Windenergie konnten so wichtige Schritte für die Markteinführung erreicht werden. Insofern wird das 1991 in Kraft getretene Gesetz zu recht als eines der erfolgreichsten und effektivsten in den letzten Jahren eingeführten energiepolitischen Instrumente bezeichnet.

Das Gesetz war dabei so erfolgreich, daß bereits nach wenigen Jahren eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht wurde, die eine grundsätzliche Diskussion über

²⁵ Die durch diesen Kapitalfreisetzungseffekt ermöglichte Ausweitung der Periodenkapazität bei sofortiger Re-Investition wird in der betriebswirtschaftlichen Literatur als "Lohmann/Ruchti-Effekt" bezeichnet.

²⁶ Dieses Kapitel war auch wesentlicher Bestandteil des Zwischenberichtes zu dieser Untersuchung vom 31.03.99.

die Art der Fortführung der Förderung erneuerbarer Energien ausgelöst hat. Als Folge der z. T. sehr kontroversen Diskussionen wurde im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im April 1998 deshalb auch das StrEG geändert. Im Mittelpunkt des Streites standen dabei mögliche regionale Ungleichgewichte der Energieversorgungsunternehmen hinsichtlich der zu tragenden Differenzkosten durch das StrEG (d. h. die Ungleichbehandlung im Wettbewerb) und die Höhe der Vergütung für die windtechnische Stromerzeugung (Fragen der Über- bzw. Unterförderung aufgrund unterschiedlicher Standortqualitäten). Während die Vergütungssätze unverändert blieben hat der Gesetzgeber durch die Konkretisierung der sog. Härtefallklausel („doppelter 5 %-Deckel“) den Versuch unternommen, die zuvor beklagten regionalen Disparitäten in Grenzen zu halten.

Die Diskussion um das StrEG ist damit aber nicht zum Stillstand gekommen. Ursächlich hierfür sind zum einen die mittlerweile eingeleiteten Klagen aus der Energieversorgung (u. a. Schleswig, PreAG, VEAG) gegen das vorliegende Gesetz. Zum anderen war dem Gesetzgeber von vornherein bewußt, daß eine weitere Anpassung des StrEG in kurzer Zeit erforderlich sein wird, da spätestens im Jahr 2000 mit dem erstmaligen Erreichen des zweiten 5%-Deckels gerechnet werden kann. Aus diesem Grund ist der Wirtschaftsminister nach § 4 (4) StrEG ohnehin dazu aufgefordert, spätestens im Jahr 1999 dem Deutschen Bundestag über die Auswirkungen der Härtefallklausel zu berichten. Ebenfalls weiter in der Diskussion sind auch noch die Fragen der Verträglichkeit mit dem europäischen Wettbewerbsrecht, die Wettbewerbskommissar van Miert - wenn auch bereits in abgeschwächter Form - in seinem letzten Schreiben vom 29.7.98 an den deutschen Wirtschaftsminister aufwirft.

Vor diesem Hintergrund wird im folgenden zunächst der derzeitige Gesetzesstand dargestellt, die wesentlichen Problemfelder/Einwände (z. B. Gegenstand der Klagen) genannt, Beurteilungskriterien entwickelt sowie die in der Diskussion befindlichen Veränderungs- bzw. Verbesserungsvorschläge aufgeführt. Darüber hinaus erfolgt eine Beschreibung und Diskussion von alternativen Instrumenten zum StrEG. Soweit sinnvoll und an dieser Stelle schon möglich, wird die Darstellung durch eigene Vorschläge und Analysen ergänzt.

6.3.1 Derzeitiger Sachstand

In Artikel 3 des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 28.04.1998 (Bundesgesetzblatt (98) Teil I Nr. 23) wurden die festgelegten Änderungen gegenüber dem Stromeinspeisungsgesetzes aus dem Jahr 1990 dargelegt²⁷. Diese betreffen im wesentlichen den Anwendungs- bzw. Geltungsbereich des Gesetzes (§ 1), die Abnahmepflicht (§ 2) mit einer Regelung für Netzeinspeisung von Anlagen außerhalb des Versorgungsgebietes eines Netzbetreibers (z. B. offshore-Anlagen)²⁸, die Höhe der Vergütung (§ 3) und die Konkretisierung der Härtefallklausel (§ 4).

Die Höhe der Vergütung beträgt für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas sowie aus Biomasse nach der z. Zt. gültigen Fassung des StrEG mindestens 80 % des Durchschnittserlöses je kWh aus der Stromabgabe von EltVU (bezogen auf das jeweils vorletzte Kalenderjahr) an Letztverbraucher²⁹. Diese Vergütungshöhe ist bei Wasserkraftwerken sowie De-

²⁷ Eine Veränderung des StrEG erfolgte zuletzt mit Artikel 5 des Gesetzes vom 19.07.1994.

²⁸ Abnahmepflicht besteht danach für das Unternehmen, zu dessen Netz die kürzeste Entfernung vom Anlagenstandort besteht.

²⁹ In den Vorjahren wurde für diese Energieträger nur ein Vergütungssatz von 75 % gewährt.

ponie- und Klärgasanlagen beschränkt auf Anlagen bis zu 500 kW Leistung. Bei größeren Anlagen wird der 500 kW entsprechende Erzeugungsanteil mit 80 %, der darüber hinausgehende Anteil bis zu einer Leistung von maximal 5 MW mit 65 % des Durchschnittserlöses vergütet. Für die übrigen Biomasseanlagen gilt die 80 %ige Vergütungshöhe bis zu einer Leistung von 5 MW. Für Strom aus Sonnenenergie und Windkraft gilt - ohne Leistungsbeschränkung - ein Vergütungssatz von 90 % der Durchschnittserlöse.

Das StrEG hat keine Gültigkeit für Wasserkraftwerke, Deponie-, Klärgas- und Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW oder solchen Anlagen, die zu mehr als 25 % der Bundesrepublik Deutschland, einem Bundesland oder einem öffentlichen EitVU gehören.

Ausgehend von der in der EU-Richtlinie und dem EnWG grundsätzlich festgelegten Entflechtung zwischen Stromerzeugung und Verteilung bezieht sich die Aufnahme- und Vergütungspflicht nun auf die Netzbetreiber. Zur Vermeidung unbilliger Härten ist in das Gesetz eine Härteklausele aufgenommen worden. Diese sieht vor, daß ein Netzbetreiber die Differenzkosten durch die Zahlung der erhöhten Einspeisevergütung solange zu übernehmen hat, bis die höher vergütete Strommenge 5 % der vom Netzbetreiber insgesamt im Kalenderjahr über sein Versorgungsnetz abgesetzten Strommenge übersteigt. Die darüber hinausgehenden Differenzkosten entfallen auf den vorgelagerten Netzbetreiber³⁰, bis auch bei diesem die 5 %-Grenze erreicht ist (sog. doppelter 5 %-Deckel). Die Differenzkosten können nach den Festlegungen im StrEG bei der Rechnungslegung der Verteilungs- und Übertragungsebene zugeordnet werden und vom Netzbetreiber entsprechend auf die Netzbenutzungsentgelte aufgeschlagen werden.

Im Gesetz ist auch festgelegt, daß die Bundesregierung darauf hinwirkt, daß die EitVU im Wege freiwilliger Vereinbarungen zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung treffen (§4a)³¹. Letztlich stellt das Gesetz klar, daß die Bundesregierung sich vorbehält, nach Anhörung der Beteiligten eigene Ziele festzulegen, die innerhalb einer angemessenen Frist erreicht werden müssen. Um die getroffenen Veränderungen überprüfen zu können, ist die Bundesregierung verpflichtet, jeweils nach 2 Jahren, d. h. zum ersten mal im Frühjahr 2000, dem Deutschen Bundestag Bericht zu erstatten. Über die Auswirkungen der Härteklausele muß bereits spätestens im Jahr 1999 berichtet werden. Ziel ist eine rechtzeitige Anpassung der gesetzlichen Regelung, bevor die 5 %-Grenze auf vorgelagerter Netzstufe erreicht wird.

Die Neuregelung von EnWG und StrEG ist auch im Zusammenhang mit verschiedenen europäischen Initiativen und Richtlinien zu sehen, auf die bereits Kapitel 2 eingegangen wurde.

6.3.2 Einwände gegen das Stromeinspeisungsgesetz

Auch nach der Novellierung des StrEG im Frühjahr 1998 geht die Auseinandersetzung über das Pro und Contra der derzeitig gültigen Regelung weiter. Während die eine Seite von einer einseitigen Zusatzbelastung spricht, befürchtet die andere Seite, daß die bisher in Gang gesetzte Ausbaudynamik erneuerbarer Energien, insbesondere bei der Windenergie, durch maßgebliche Veränderungen am StrEG gestoppt bzw. zumindest gebremst werden könnte. Im folgenden wird zunächst versucht, einen Überblick über die wesentlichen dem StrEG

³⁰ Im Gegensatz zu den Stromerzeugungsunternehmen, die nach der Novellierung des EnWG im Wettbewerb stehen, ist auf der (quasimonopolisierten) Netzebene weiterhin eine Unterscheidung und Zuordnung vor- und nachgelagerter Netzbetreiber möglich.

³¹ Gemeint sind hiermit z. B. freiwillige Maßnahmen wie die Verbändeempfehlung von VKI, VKU und VdEW zur kooperativen KWK.

entgegengebrachten Einwände zu geben. Darüber hinaus werden die derzeit anhängigen Klagen gegen das StrEG dargestellt.

Aufgrund des regional unterschiedlich starken Zugriffs auf das StrEG und der hiermit verbundenen finanziellen Aufwendungen kommt es aus der Sicht der EltVU zu deutlichen räumlichen Disparitäten. Ursächlich seien hierfür insbesondere die Konzentration des Windkraftausbaus auf windhöfliche Regionen, wozu allerdings zunehmend auch gute Standorte im Binnenland zählen. Die betroffenen Unternehmen beziffern ihre Mehraufwendungen z.T. in dreistelliger Millionenhöhe und sehen hierdurch die Grundsätze der wettbewerblichen Chancengleichheit nicht gewahrt. Auch die im Rahmen der Novellierung des StrEG konkretisierte Härteklausele und damit Begrenzung der Zusatzbelastung führt nach Meinung der EltVU nicht zu einer wettbewerbskonformen Ausgestaltung der Gesetzesgrundlage. Bei dieser Argumentation wird jedoch nicht berücksichtigt, daß nach der Novellierung des EnWG nicht mehr die Erzeuger von Strom, sondern die von diesen organisatorisch getrennten Netzbetreiber für die Stromeinspeisungsvergütung aufkommen müssen. Unterschiedliche regionale Belastungen bestehen damit nicht mehr auf der Erzeugerebene, sondern aufgrund der möglichen Umlage der Kosten auf die Netzbenutzungsgebühren kundenseitig (vgl. Kapitel 6.3.3).

Vertreter der Verbände für erneuerbare Energien bezweifeln bedeutende regionale Kostenunterschiede, da umgekehrt in Süddeutschland große Mengen an Elektrizität aus Wasserkraft eingespeist werden. Außerdem würden durch die sukzessive Erschließung des Binnenlandes mit der Windenergie automatisch die Auswirkungen auf alle Bundesländer zunehmend gleichmäßig verteilt.

Die Bestimmung der Differenzkosten zwischen den Vergütungssätzen nach Stromeinspeisungsgesetz und Kosten alternativer Stromerzeugungsoptionen ist seit je her stark umstritten. Während die EltVU auf der Basis der von ihnen vertretenen Verbändevereinbarung von sog. vermiedenen Kosten in der Größenordnung von 10 Pf/kWh ausgehen, leiten die Betreiberverbände u. a. auf der Basis richterlicher Entscheidungen vermiedene Kosten von bis zu 17 Pf/kWh ab (zum Begriff und zur Bedeutung der vermiedenen Kosten vgl. Exkurs am Ende dieses Abschnitts). Im letztgenannten Fall käme es dementsprechend gegenüber den derzeit gültigen Vergütungssätzen zu keinerlei Mehrbelastungen. Vor diesem Hintergrund stellt **Tabelle 6.8** den Maximalwert der resultierenden „Differenzkosten“ und zwar aus der Sichtweise der Energiewirtschaft dar. Vermiedene Verteilungsverluste und gegebenenfalls netzstützende Wirkungen der dezentralen Energieeinspeisung blieben dabei unberücksichtigt.

Die Differenzkosten lagen danach 1997 (1996) bei rund 280 Mio. DM (205 Mio. DM)³². Die zusätzlichen Aufwendungen für die Windenergie nehmen aus EltVU-Sichtweise dabei den größten Anteil an und beliefen sich 1997 auf rund 205 Mio. DM. Für 1998 können aufgrund eines deutlichen Zuwachses der windtechnischen Leistung auf knapp 3.000 MW rund 280 Mio. an so errechneten Differenzkosten allein für die Windenergie erwartet werden. Dies entspricht rund 2 % der gesamten jährlichen Investitionen der öffentlichen Energieversorgung, aber nur wenige Promille des gesamten Jahresumsatz der Elektrizitätswirtschaft.

Die Energiewirtschaft und andere Kritiker der Windenergie weisen zudem darauf hin, daß auf der Basis der bisherigen Praxiserfahrungen die standortunabhängige Vergütung von Windkraftanlagen zum Teil zu einer Überförderung führt. Hinsichtlich der Rentabilität der

³² Im Vergleich dazu betragen die im Rahmen der britischen NFFO (non fossil fuel obligation) getragenen Differenzkosten in 1997 rund 397 Mio. DM (vgl. Anhang 2).

Anlagen seien große Unterschiede entstanden. Während an günstigen Standorten mit hohen mittleren Windgeschwindigkeiten überdurchschnittlich hohe Renditen erzielt werden können, sei an weniger günstigen Standorten kein kostendeckender Betrieb möglich. Bisherige Erfahrungen und perspektivische Abschätzungen über den Wartungs- und Ertüchtigungsaufwand von Windkraftwerken stützen die Erwartung überdurchschnittlicher Rendite allerdings nicht (vgl. u. a. /DEWI 1999/ sowie Kapitel 6.3.3).

Darüber hinaus wird von den EltVU bemängelt, daß die Vergütungshöhe keinen Bezug zur Wertigkeit des eingespeisten Stroms hat, da sie weder nach Tages- und Jahreszeiten noch nach Leistungsverfügbarkeit differenziert ist /VDEW 1995/. Damit stelle das StrEG, so die Argumentation, eine durch den Stromkunden zu deckende Subventionierung dar, weil es sich im Gegensatz zur von der VDEW bevorzugten Verbändevereinbarung³³ nicht an dem Prinzip der vermiedenen Kosten der Stromerzeugung orientiere. Die Vergütungshöhe orientiert sich in der Tat nicht an den langfristig vermiedenen Systemgrenzkosten. Sie kann aber als ein erster Versuch gesehen werden, die durch die derzeitige Stromerzeugung entstehenden externen Kosten ansatzweise sichtbar zu machen.³⁴

Tabelle 6.8: Stromerzeugung und resultierende maximale Differenzkosten im Geltungsbereich des Stromeinspeisungsgesetzes

1996					
	Wasser	Wind	Photovoltaik	Biomasse	Summe
Stromeinspeisung (GWh/a)	1.256,9	1.945,2	4,5	515	3.721,6
Vergütung nach StrEG (Mio. DM)	174,1	334,6	0,8	67,3	576,7
Nachrichtlich: max. „Differenzkosten“ (Beispielrechnung) (Mio. DM)*	48,4	140,1	0,3	15,7	204,5
1997					
Stromeinspeisung (GWh/a)	1.424,6	2.871,8	7,6	632,3	4.936,3
Vergütung nach StrEG (Mio. DM)	196,9	492,5	1,3	81,7	772,4
Nachrichtlich: „Differenzkosten“ (Beispielrechnung (Mio. DM)*	54,4	205,3	0,5	18,5	278,8
* unter Zugrundelegung von vermiedenen Kosten von 10 Pf/kWh ³⁵ ; bei der Bestimmung der Vergütungssätze wurden nur Anlagen < 5 MW _{el} berücksichtigt, für Anlagen > 500 kW erfolgte eine anteilige Korrektur der Vergütungssätze auf 65 %. Zur Bestimmung tatsächlicher Differenzkosten vgl. Exkurs.					

Letztlich wird von EltVU darauf verwiesen, daß das StrEG insbesondere im Bereich der Wasserkraftnutzung zu maßgeblichen Mitnahmeeffekten geführt haben, da von ihm auch Altanlagen profitieren. Nach statistischen Auswertungen betrug die Stromeinspeisung von

³³ Die Verbändevereinbarung wird andererseits durch das BGH mit Entscheidung vom 22.10.1996 als kartellrechtlich mißbräuchlich bezeichnet.

³⁴ Eine eindeutige Bestimmung dieser externen Kosten ist allerdings nicht möglich.

³⁵ Schon eine Erhöhung des Ansatzes für die vermiedenen Kosten auf 12 Pf/kWh führt für die 1997 angefallenen „Differenzkosten„ zu einer Verringerung auf 180 Mio. DM.

Wasserkraftanlagen im Geltungsbereich des StrEG im Jahr 1990 rund 862,6 GWh /VDEW 1992/, dies entspricht etwa 60 % der Stromspeisung aus dem Jahr 1997. Tatsächlich profitieren vergleichsweise viele Altanlagen von den Regelungen des StrEG. Allerdings ist bei diesen gerade wegen ihres Alters aber auch von nennenswerten Instandhaltungsaufwendungen auszugehen. Bei den anderen Optionen, d. h. der Windenergie beträgt der bezogen auf den Stromerzeugungsbeitrag des Jahres 1997 bereits vor 1990 realisierte Beitrag zur Stromerzeugung nur 2,5 %, bei der Photovoltaik 8 % und bei biogenen Energieträgern 16,4 %, so daß hier - wenn überhaupt - in jedem Fall nur sehr geringe Mitnahmeeffekte resultieren können.

Aus den genannten Gründen hält die Energiewirtschaft das StrEG für energiewirtschaftlich und ordnungspolitisch verfehlt sowie für verfassungsrechtlich bedenklich. Folgerichtig empfiehlt sie eine Abschaffung der derzeit gültigen Gesetzesregelung. Im Gegenzug wird eine kombinierte Förderung erneuerbarer Energien vorgeschlagen. Neben der Vergütung des eingespeisten Stroms nach Maßgabe der Verbändevereinbarung werden vor allem Investitionszuschüsse der öffentlichen Hand für marktreife Technologien und Förderung von Forschung, Demonstration und Entwicklung bei marktferneren Technologien befürwortet. Auch ein Stiftungskonzept, dessen Mittel auf freiwilliger Basis im wesentlichen von den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft aufgebracht werden sollen, wurde vorgeschlagen.

Im Gegensatz zur Position der Energiewirtschaft befürchten die Betreiberverbände, daß die Deckelung des möglichen Beitrags erneuerbarer Energien infolge der eingeführten Härteklausele zu einer deutlichen Bremswirkung hinsichtlich der bisher erreichten Ausbaudynamik führt. Dies gelte insbesondere für die windreichen Regionen, in denen schon sehr bald die zweite 5 %-Grenze erreicht wird. Zudem bestünde die Gefahr, daß durch eine Teilung der quasi-monopolisierten Netze in manchen Regionen die Härtefallgrenze (künstlich) früher erreicht werden kann. Auch in den als Folge der Liberalisierung tendenziell absinkenden Vergütungssätzen sehen sie eine Gefährdung der getätigten Investitionen und des künftigen Zubaus.

Darüber hinaus sehen sie eine unzureichende Regelung im Bereich der Zahlung von Netzanschluß- und -verstärkungskosten, die für viele Betreiber u.U. aufgrund zumeist mangelnder Transparenz zu unüberwindbaren Hemmnissen und zu einer individuell sehr hohen Belastung führen kann. Nach Meinung der Betreiberverbände behindert die Netzbenutzungsregelung nach der Verbändevereinbarung zudem eine günstigere Stellung der erneuerbaren Energien (z. B. gemeinsamer nachbarschaftlicher Verbrauch des erzeugten Stroms) sowie die Chancen der neuen Marktakteure, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen oder mit diesem handeln.

Die Betreiberverbände machen auch darauf aufmerksam, daß regionale Ungleichgewichte nichts Neues in der Energieversorgung darstellen. Sie erinnern dabei an die günstigen Anlieferungsmöglichkeiten von Importkohle an der norddeutschen Küste, die günstigen Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in Süddeutschland und die Vorrang- bzw. Mindestabnahmeregulungen für die Braunkohle in Ostdeutschland. Diese regionalbedingten Gegebenheiten haben in der Vergangenheit zu Unterschieden bei den Stromgestehungskosten geführt, ohne daß von EltVU-Seite solche regionalen Disparitäten als wettbewerbsverzerrend bezeichnet worden sind. Derartige Differenzen sind größtenteils auch mitursächlich für die heute im Bundesgebiet zu beobachtenden Strompreisunterschiede von bis zu 4,8 Pf/kWh.

Die Betreiberverbände weisen letztlich auch darauf hin, daß die für die Förderung der erneuerbaren Energien aufgewandten Mittel im Rahmen des StrEG vergleichsweise gering

sind im Vergleich etwa zur Subventionierung der Steinkohle, die bis Mitte der 90er Jahre durch die Erhebung eines Kohlepfennigs gedeckt wurden. Letztlich sei somit eine höhere Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien nichts anderes als eine Kompensation bestehender Marktverzerrungen. Dementsprechend sei damit auch der von den EltVU eingeführte Begriff „Mehrkosten“ für die erhöhten Einspeisevergütungen irreführend. In dieser Untersuchung wird in diesem Sinn ohnehin von Differenzkosten gesprochen.

Darüber hinaus ist festzustellen, daß die in § 4 des festgehaltene Verpflichtung der Bundesregierung auf die EltVU im Wege freiwilliger Vereinbarungen darauf hinzuwirken, zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung zu treffen bisher zu keinen nennenswerten Impulsen für die erneuerbaren Energien geführt hat.

Neben den direkten Auswirkungen des StrEG hat auch die Novellierung des EnWG und die damit verbundene Liberalisierung der Energiemärkte insgesamt einen wesentlichen Einfluß auf die erneuerbaren Energien. Dies gilt insbesondere in bezug auf den hierdurch entstandenen Kosten- und Konkurrenzdruck, der mitunter auch dazu führt, daß eigentlich wirtschaftliche Investitionen in erneuerbare Energien z. B. aufgrund der Kapitalintensität, nicht getätigt oder verschoben werden. Ein Beispiel hierfür sind die modifizierten Planungen für die Modernisierung des Wasserkraftwerks Rheinfelden /VDI-Nachrichten 1999/.

Exkurs: Zu den Begrifflichkeiten der vermiedenen Kosten und der hieraus resultierenden Differenzen zur Einspeisevergütung nach dem StrEG

Bei der Bestimmung der vermiedenen Kosten berufen sich die EltVU häufig auf die sog. Verbändevereinbarung aus dem Jahr 1979, die nur eine freiwillige Empfehlung der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) an ihre Mitgliedsunternehmen darstellt. Für erneuerbare Energien gelten im Rahmen der letztmals 1994 geänderten Verbändevereinbarung in der Regel (Ausnahmen liegen im Bereich der biogenen Energieträger) die Vereinbarungen für Überschußstrom ohne Programmlieferverpflichtungen. Danach wird eine zweigliedrige Preisregelung vorgesehen, die grundsätzlich aus einem Arbeitspreis (differenziert nach vier Zeitzonen) und einem Leistungspreis (differenziert nach Winter und Sommer) besteht. Kleinspeiser (bis zu 30 kW) können unter Verringerung des Meßaufwandes auch pauschal ihren Leistungspreis auf den Arbeitspreis umlegen lassen. Danach sind - je nach EltVU - in etwa folgende Vergütungsbedingungen:

- Winter: 14 Pf/kWh (HT) und 9 Pf/kWh (NT)
- Sommer: 10 Pf/kWh (HT) und 7 Pf/kWh (NT)

Die Abrechnung erfolgt auf der Grundlage der Messungen der in das Netz eingespeisten elektrischen Arbeit über einen kWh-Zähler. Unterstellt man vereinfacht eine Gleichverteilung der Tarifzonen im Jahresverlauf, resultieren hieraus vermiedene Kosten von im Mittel 10 Pf/kWh. Nach Aussagen der VDEW hätte sich 1996 auf der Basis der Verbändevereinbarung jedoch nur ein durchschnittlicher Vergütungssatz von rund 8,1 Pf/kWh ergeben^{36,37}. Die Differenzkosten für die Energiewirtschaft beziffert die VDEW für 1996 im Vergleich zu dem

³⁶ Zahlreiche Unternehmen rechnen intern sogar mit deutlich geringeren vermiedenen Kosten (z. B. legt die RWE Energie AG ihren Rechnungen einen Arbeitspreis von 3,8 Pf/kWh zugrunde).

³⁷ Von der Energiewirtschaft in Auftrag gegebene Gutachten kommen z. T. sogar zu noch niedrigeren Werten von z.T. lediglich 5 - 6 Pf/kWh: Haubrich (1997): Gutachten über den Wert der Windenergieeinspeisung. Aachen, August 1997.

in Tabelle 6.8 ausgewiesenen Maximalwert von 204,5 Mio. DM dementsprechend auf 290 Mio. DM /Elektrizitätswirtschaft 1997/³⁸.

Nach einem Urteil des Bundesgerichtshofes (BGH) vom 22.10.1996³⁹ ist diese Verbändevereinbarung kartellrechtswidrig, stattdessen seien die zum Einspeisezeitpunkt vermiedenen alternativen Bezugskosten des aufnehmenden EltVU als energiewirtschaftlicher Wert der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzusehen. Unter dieser Randbedingung kann keine allgemein gültige Definition der vermiedenen Kosten erfolgen, sondern ist eine individuelle Bestimmung notwendig. Aufgrund der unterschiedlichen regionalen Randbedingungen der EltVU und aufgrund unterschiedlicher Interessenlagen werden heute stark voneinander abweichende Angaben über die vermiedenen Kosten gemacht. Während die EltVU selber von vermiedenen Kosten in der Größenordnung von 8,5 Pf/kWh sprechen (EWE), ist in Gerichtsverfahren z. B. der Landgerichte Düsseldorf oder Osnabrück der Wert der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 14,08 Pf/kWh (110 kV-Ebene) bzw. 17 Pf/kWh angegeben worden. Die Europäische Union schlägt in ihrem Weißbuch die Anwendung der city-gate-Tarife, d. h. die vermiedenen Kosten der (städtischen) EltVU auf Niederspannungsebene, zuzüglich eines Umweltaufschlages von 20 % als Bezugsbasis vor. Diese liegen heute in Deutschland zwischen 8 und maximal 15 Pf/kWh. Die größte Schwierigkeit bei der Bestimmung der vermiedenen Kosten ist dabei hinsichtlich der fehlenden Offenlegung wesentlicher Daten seitens der EltVU (z. B. Bezugskosten) zu sehen.

Die Betreiber- und Interessensverbände orientieren sich bei der Diskussion über die vermiedenen Kosten an den Gerichtsentscheidungen und kommen auf dieser Basis zu dem Ergebnis, daß Differenzkosten im Zusammenhang mit dem StrEG nicht oder nur im geringen Ausmaß anfallen (vgl. z. B. /Eurosolar 1996/)⁴⁰. Sie weisen zudem darauf hin, daß die Verbändevereinbarung, die ohne Beteiligung der die erneuerbaren Energien vertretenden Verbände zustande kam, dem Urteil des BGH widerspricht und von diesem als kartellrechtswidrig eingestuft wird.

Wie dargestellt, ist die Bestimmung der vermiedenen Kosten sehr kontrovers. Im Rahmen der Modifizierung des StrEG spricht dementsprechend viel dafür, ein Verfahren zu wählen, bei dem auf die Ermittlung dieses Kostenwertes verzichtet werden kann (vgl. Kapitel 6.3.3). Sind diese Verfahren nicht durchsetzbar, verbleibt - zur Vermeidung langwieriger Rechtsstreitigkeiten, nur die konsensorientierte Festlegung der vermiedenen Kosten unter Beteiligung aller maßgeblicher Akteure (d. h. Strompreisaufsicht, Energiewirtschaft, Betreiber, Hersteller und ggf. Wissenschaft). Als Vorbild kann dabei z. B. der Round Table Regenerative Energien des Landes Nordrhein-Westfalen dienen. Grundsätzlich sollte diesbezüglich eine Orientierung an den „langfristigen Systemgrenzkosten“ ggf. unter Einbeziehung eines Bonus für die Vermeidung externer Kosten erfolgen. Technologiespezifische Unterschiede können dabei ebenso berücksichtigt werden, wie die tatsächlich unter Einbeziehung von Ausgleichseffekten substituierten Lastanteile (Grund-, Mittel- und Spitzenlast). Abschätzungsmöglichkeiten hierzu liegen vor /Wiese 1994; Kaltschmitt, Fishedick 1995/⁴¹.

³⁸ Elektrizitätswirtschaft (96), 1997, Heft 24, S. 1.430.

³⁹ BGH Urteil vom 22.10. 1996 (KZR 19/95).

⁴⁰ Eurosolar: Vermiedene Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Solarzeitalter, 1996, Nr.1.

⁴¹ Wiese, A.; Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 1994; Kaltschmitt, M., Fishedick, M.; Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund, C. F. Müller Verlag, Karlsruhe, 1995.

Im Rahmen einer gesetzlichen Regelung erscheint die eigentlich notwendige individuelle, d. h. ortsbezogene und einzelfallspezifische Bestimmung der vermiedenen Kosten nicht praktikabel. Sie würde einen hohen Aufwand erfordern, der im Sinne der sonstigen Regelungen des StrEG nicht gerechtfertigt erscheint. Realisierbar ist aber eine technologiespezifische Betrachtung und Einordnung bei der technologiecharakteristische Aspekte (z. B. die hohe Wertigkeit von Strom auf biogener Brennstoffbasis aufgrund der hohen und weitgehend flexibel gestaltbaren Brennstoffverfügbarkeit) und Zielsetzungen (z. B. technologiepolitische Bedeutung des Aufbaus einer Photovoltaikinfrastruktur) Berücksichtigung finden können.

Der Widerstand der Energiewirtschaft gegen das StrEG hat bereits eine lange Geschichte und führte zu einer Reihe von Klagen vor unterschiedlichen Organen des Landes sowie der Europäischen Union⁴². Im Zuge der Diskussion um die Verfassungsmäßigkeit des Kohlepfennigs wurde 1996 auch das StrEG geprüft. Während der Kohlepfennig aber abgeschafft werden mußte, wurde die Verfassungsmäßigkeit des StrEG vom Bundesgerichtshof bestätigt. Im gleichen Jahr hat das Bundesverfassungsgericht eine Klage bezüglich des „Verstoßes des StrEG gegen das Finanzverfassungsgesetz“ abschlägig beschieden.

Nach der im Jahr 1998 vollzogenen Novellierung des StrEG steht insbesondere die Härteklausele im Zentrum der Rechtstreitigkeiten. Nachdem diese Klausel zugunsten vor allem der regionalen EltVU durchgesetzt wurde, klagen eben diese (d. h. Schleswig mit Hilfe des Vorlagebeschlusses des Amtsgerichts Plön vom 13.6.96, Preußen Elektra AG seit 27.05.1998 und VEAG seit 13.08.1998⁴³) nun gegen die Härteklausele vor dem Bundesverfassungsgericht mit dem Vorwurf der „Verletzung des im Grundgesetz formulierten Gleichheitsgrundsatzes“. Die beiden Energieversorgungsunternehmen⁴⁴ sehen in dem Gesetz daher vor allem einen Verstoß gegen die wettbewerbliche Chancengleichheit. Zudem führe das StrEG zu einer schlechteren Auslastung der Braunkohlestromerzeugung in den neuen Bundesländern und konterkarriere das Ziel der angestrebten Preissenkung und damit der Angleichung an das Preisniveau in den alten Bundesländern (Stromthemen 10/98).

Den EltVU wird von anderer Seite entgegengehalten, daß durch die Härteklausele das Verhältnismäßigkeitsgebot eingehalten wird und die Verdrängung konventionell erzeugten Stroms prinzipiell nicht als Eingriff in die Eigentumsstrukturen zu interpretieren sei, insofern auch kein Sanktionsgrund vorliege (Projekthefting: /Mengers 1998/). Nach Aussagen des Bundesverfassungsgerichtes werden die anhängigen Verfahren gegen das StrEG u. a. aufgrund von Überlastungen nicht vor 2000 weitergeführt. Die Gerichtsentscheidung erfolgt damit voraussichtlich zusammen mit dem ohnehin 1999 anstehenden Bericht der Bundesregierung über die Härteklausele /Solarthemen 40 1998/⁴⁵.

Die EltVU haben sich darüber hinaus mit Beschwerden bezüglich Wettbewerbsverzerrungen und Überförderungen der Windenergie durch das StrEG an den zuständigen Wettbewerbskommissar der EU gewandt. Zudem sind Klagen vor dem Europäischen Gerichtshof anhängig.

⁴² Die eingereichten Klagen der Energiewirtschaft haben viele Energieversorgungsunternehmen trotz zahlreicher positiver Gerichtsurteile für das StrEG (z. B. Landgerichte Freiburg und Karlsruhe, Bundesverfassungsgericht mit Beschluß vom 09.01.96) seit Jahren dazu veranlaßt, die gesetzlich vorgeschriebene Stromeinspeisevergütung nur unter Vorbehalt auszuzahlen.

⁴³ VEAG: Klage gegen Stromeinspeisungsgesetz, Stromthemen (1998), Heft 10.

⁴⁴ Für diese EltVU wird das baldige und damit erstmalige Erreichen der 5 %-Grenze auf der Verbundebene erwartet.

⁴⁵ Bundesverfassungsgericht: StrEG ohne Urteil, Solarthemen 40, Mai 1998.

gig. Auch die Betreiberverbände haben sich wiederholt an gleicher Stelle wie auch bei den zuständigen deutschen Ministerien beklagt über Obstruktionen der EltVU (z. B. Netzzugangsbehinderungen). Gleichzeitig führen sie Beschwerde darüber, daß ihren Eingaben bisher kaum Bedeutung beigemessen werden.

6.3.3 Möglichkeiten zur Aufhebung regionaler Disparitäten

Nachfolgend werden die zuvor genannten Einwände gegen das StrEG ebenso aufgegriffen wie bestehende Modifikationsvorschläge und diskutiert, inwieweit auf dieser Basis Anlaß zu einer Veränderung des StrEG besteht. Auf dieser Basis werden letztlich eigene Vorschläge zur Anpassung des StrEG abgeleitet.

Aus der Sichtweise der Energiewirtschaft stellen etwaige durch das StrEG entstehende Differenzkosten insbesondere aufgrund ihrer regional ungleichen Verteilung einen Verstoß gegen die Wettbewerbskonformität dar. Von Bedeutung ist dabei in den nördlichen Bundesländern insbesondere die unterschiedliche Windenergieeinspeisung in die Netze, während in Bayern und Baden-Württemberg vor allem eine vergleichsweise hohe Stromerzeugung aus Wasserkraft erfolgt. **Tabelle 6.9** stellt für ausgewählte EltVU die für das Jahr 1997 resultierenden (beispielhaft berechneten) Belastungen durch das StrEG auf der Basis anlegbarer vermiedener Kosten von 10 Pf/kWh⁴⁶ dar.

Tabelle 6.9: Zusatzkosten (exemplarisch) in 1997 durch das StrEG für ausgewählte Versorgungsunternehmen (nach EltVU-Angaben, eigene Berechnungen)

Unternehmen	Eigenerz./Bezug REG in GWh ¹	Einspeisung nach StrEG in GWh	Anteil Stromaufkommen	Differenzkosten in Mio DM ²	spez. Differenzkosten Pf/kWh
EWE AG	43,9 (0,5 %)	598,4	7,05 %	42,6	0,502
RWE AG	6.001 (4,4 %)	177,4	0,13 %	10,3	0,0075
VEW AG	30,7 (0,1 %)	149,4	0,56 %	10,4	0,039
PESAG AG	1,8 (0,1 %)	60,6 ⁴⁷	2,8 %	4,2	0,194

¹ Anteil am gesamten Stromaufkommen ² bei zugrundegelegten vermiedenen Kosten von 10 Pf/kWh⁴⁸

Ersichtlich ist, daß großen EltVU vernachlässigbar geringe Belastungen entstehen und selbst bei kleinen EltVU mit hoher Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien die spezifischen Differenzkosten im Bereich von Zehntel Pf/kWh liegen. Demzufolge sind Klagen der EltVU über generell unzumutbare Belastungen für sie bzw. ihre Kunden aus der Abnahme-

⁴⁶ Auf die Differenzen in bezug auf die Höhe der als anlegbar vermeidbar zu bezeichnenden Kosten zwischen EltVU und Betreiberverbänden wurde bereits hinlänglich hingewiesen.

⁴⁷ In 1998 erhöhte sich die Einspeisung um mehr als 60 % auf insgesamt 97,8 GWh.

⁴⁸ Auf die in Kapitel 1 geführte kritische Diskussion des Begriffs vermiedene Kosten und die Schwierigkeiten ihrer Bestimmung sei hier verwiesen. Insofern können die angegebenen Werte nur als Beispielrechnung verstanden werden.

pflicht des StrEG stark zu relativieren. Unabhängig von regionalen Belastungsunterschiede (vgl. Tabelle 6.9) gilt dies insbesondere für die Erzeugerebene, da nach der Novellierung des StrEG nicht mehr der im Wettbewerb stehende Erzeuger von Strom, sondern der quasi-monopolisierte Netzbetreiber zur Zahlung der Einspeisungsvergütung verpflichtet ist und dieser die ihm entstehenden Kosten an die Letztverbraucher weitergeben kann (vgl. Kapitel 6.3.2).

Ungeachtet dieser Tatsache wird mit Hinweis auf überdurchschnittliche Belastungen von verschiedenen EltVU die Stromeinspeisungsvergütung immer wieder nur unter Vorbehalt gezahlt (z. B. HASTRA Hannover) und ein regionaler Lastenausgleich eingeklagt, für den bei der jüngsten Novellierung des StrEG noch kein Mechanismus festgeschrieben wurde. Durch die Konkretisierung der Härteklausele sollte lediglich die Zusatzbelastung einzelner EltVU begrenzt werden. Der Gesetzgeber hat dabei bereits festgelegt, daß die derzeit gültige Regelung vor Eintreten der Bedingungen für die Härteklausele überprüft und ggf. verändert werden soll. Damit stellt sie nur eine befristete Übergangsregelung dar, denn in einzelnen Netzbereichen (z. B. Preußen Elektra AG) wird die 5 %-Grenze voraussichtlich spätestens im Jahr 2000 auch auf Verbundstufe erreicht werden. Für potentielle Investoren liegen damit heute schon keine kalkulierbaren Verhältnisse vor, da nicht genau abgesehen werden kann welche Folgeverordnung getroffen wird. Inwieweit dies Einfluß auf den Zubau neuer Anlagen (vor allem von Windkraftwerken) haben wird, bleibt abzuwarten. Zu befürchten ist jedoch, daß die derzeitige Regelung eine negative Lenkungswirkung haben wird, in dem (zur Umgehung der Härteklausele) mit dem Anlagenzubau zunächst verstärkt auf Standorte mit u. U. schlechteren Bedingungen (z. B. Windenergie im Binnenland) ausgewichen wird.

In diesem Zusammenhang und unter zusätzlicher Berücksichtigung der in Kapitel 6.3.2 genannten Aspekte sind die nachfolgenden Modifikationsvorschläge für das StrEG zu sehen.

6.3.3.1 Allgemeine Modifikationsvorschläge und Hintergründe

Für die Anpassung des StrEG an die Wettbewerbsbedingungen bzw. die Vermeidung oder Begrenzung regionaler Disparitäten sind eine Vielzahl von Vorschlägen gemacht worden bzw. denkbar. Die wichtigsten werden nachfolgend aufgeführt und diskutiert.

- Anpassung der Vergütungssätze an die tatsächlich vermiedenen Kosten
- Inkaufnahme der Wettbewerbsverzerrungen und Erhöhung des zweiten Deckels auf einen Wert oberhalb von 5 % im Rahmen der Härteklauseleregelung (Erhöhung der Deckelung) oder weitergehend Abschaffung des zweiten Deckels auf der vorgelagerten Netzebene und damit letztlich ungestörte Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Einführung einer bundesweiten Fondslösung mit Kostenausgleich (in freiwilliger Regie der EltVU selber oder mit Hilfe staatlicher Regelung) zwischen den Netzbetreibern bzw. Stromerzeugern ohne Festsetzung von Grenzen
- Alternative Modelle zum StrEG (z. B. Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten, Ausschreibungsverfahren; vgl. Kapitel 3)
- EltVU-interne Weiterleitung der Kosten von sehr stark an weniger stark aufnehmende EltVU

Im StrEG ist eindeutig geregelt, daß die durch die Abnahmepflicht und die Zahlung der gesetzlich vorgeschriebenen Vergütungshöhe entstehenden Differenzkosten „bei der Rechnungslegung der Verteilung oder Übertragung zugeordnet und bei der Ermittlung des Netzbeneutzungsentgelts in Ansatz gebracht werden“ können (§ 2). Im Gegensatz zu den Stromerzeugern verfügen die Netzbetreiber quasi über ein „natürliches Netzmonopol“. Der

Ansatz der Vergütung auf der Netzseite führt damit unter Berücksichtigung der im EnWG festgeschriebenen Entflechtung (Unbundling), d. h. der Trennung von Übertragungs- und Verteilungsnetzen auf der einen und der Stromerzeugung auf der anderen Seite, entgegen vielfachen Behauptungen zu keiner direkten Wettbewerbsbeeinträchtigung. Diejenigen, die nach der Novellierung des EnWG im Wettbewerb stehen, d. h. die Stromerzeuger, sind für die Entrichtung der Einspeisevergütung - unterstellt man ein tatsächliches Unbundling - nicht verantwortlich⁴⁹.

Indirekt kann eine Beeinflussung der Erzeugerpreise jedoch nicht ausgeschlossen werden, da im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Entflechtung die Kriterien für die buchhalterische Trennung den Unternehmen selber überlassen werden. Vor dem Hintergrund der nach wie vor weitgehend vertikalen Integration vieler EltVU, d. h. daß von der Erzeugung über die Verteilung bis zum Vertrieb alle Funktionen in einem Unternehmen gebündelt sind, hat dies bisher dazu geführt, daß Kosten aus dem wettbewerblichen Bereich der Erzeugung in den (quasimonopolisierten) Netzbereich verlagert wurden⁵⁰. Durch solche Kostenverlagerungen kann die Erzeugung „künstlich billig gerechnet werden (z. B. für Vorzugsangebote an Sondervertragskunden), während die Übertragung überdurchschnittlich belastet wird. Wegen des im Zuge der Novellierung des EnWG nun zugelassenen parallelen Leitungsbau (§13 (1)) wird diese Möglichkeit in Zukunft nur noch begrenzt ausgeschöpft werden können. Die Netzbetreiber müssen nun darauf achten, die Anreize für den parallelen (und damit Konkurrenz bedeutenden) Leitungsbau möglichst klein zu halten. Insofern führt jede weitere Erhöhung der Netzkosten (z. B. durch hohe umgelegte Vergütungsanteile für eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) zu einer Flexibilitätseinschränkung der EltVU mit entsprechenden Rückkopplungen auf die Erzeugerseite.

In der Realität ist aber zu erwarten, daß die Möglichkeiten des parallelen Leitungsbau aufgrund der hohen Kosten nur sehr selten an dafür günstigen Standorten ausgeschöpft werden (z. B. an den Grenzen der bisherigen Versorgungsgebiete durch andere EltVU oder durch den Bau kurzer Stickleitungen bis zur nächst höheren Spannungsebene durch größere Verbraucher). Während den Stromerzeugungs- und -verteilungsunternehmen durch das StrEG dementsprechend kaum direkte Wettbewerbsnachteile entstehen, führt die Zurechnung der Differenzkosten auf die Netzseite prinzipiell aber zu einer Ungleichbehandlung der Stromkunden. Diese werden in Regionen mit hohen Anteilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch höhere Netzkostenaufschläge stärker belastet als in Regionen mit geringem Anteilen aufzunehmender Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Unter Berücksichtigung der o. g. zum Teil flexiblen, auf unzureichende Entflechtung zurückzuführende Zurechnungsmechanismen trifft dies in erster Linie die Tarifikunden, d. h. die kleinen Haushalts- und Gewerbekunden⁵¹.

⁴⁹ Vor diesem Hintergrund (Zuordnung zur Netzebene) erhebt die Preussen Elektra AG heute schon eine Netzaufschlag von 0,35 Pf/kWh.

⁵⁰ Zudem birgt die bisher unzureichende Entflechtung weiterhin die Gefahr, daß kleinere Haushalts- und Gewerbekunden die spezifisch größeren Lasten zu tragen haben.

⁵¹ Nach Einführung des Wettbewerbs war zu beobachten, daß die Kilowattstundenpreise für Sondervertragskunden auf breiter Front gesunken sind, während die Tarifikundenpreise zunächst kaum beeinflusst wurden. Ein Hinweis auf die geringe Zusatzbelastung der Sondervertragskunden ist auch der im Bundesmittel vergleichsweise geringe Strompreis der Schleswig für diese Abnehmergruppe (Bundesstrompreisvergleich für Sondervertragskunden 1/98), während für die Tarifikunden aufgrund der Mehrbelastungen durch das StrEG eine Tarifierhöhung beantragt aber nicht genehmigt wurde.

Im Gegensatz zu EltVU-fremden Anlagen können EltVU-eigene Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien die Wettbewerbsfähigkeit jedoch direkt beeinträchtigen. Liegt für sie keine anderweitige Finanzierung vor (z. B. über Green Pricing Programme), beeinflussen die zusätzlichen Kosten unmittelbar den mittleren Preis der eigenen Stromerzeugung.

6.3.3.2 Netzaufschlagsmodell

Wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, besteht weniger aus Sicht der dem Gesetz nach entflochtenen Stromerzeugungsunternehmen, sondern viel mehr aus Kundensicht die Notwendigkeit, regionale Disparitäten auszugleichen. Ausgehend von den zuvor genannten Modifikationsvorschlägen für das StrEG ist dies z. B. durch die Einführung einer bundesweiten Fondslösung mit Kostenausgleich (Netzaufschlagmodell) möglich. Die Netzbetreiber sind danach verpflichtet, den in ihr Netz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien zunächst gemäß StrEG zu vergüten. Hinsichtlich der Abdeckung der hierdurch entstehenden Kosten bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

1. Die Netzbetreiber geben die entstehenden Kosten direkt und vollständig an die Stromerzeugungsunternehmen weiter, in dem sie den aufgenommenen Strom aus erneuerbaren Energien den Stromerzeugungsunternehmen bzw. -handelsunternehmen im Verhältnis ihrer jährlichen Abgabe an die Letztverbraucher im Netz zu gleichen Kosten verkaufen. Kleine Stromerzeugungsunternehmen oder solche, die nur Strom aus umweltfreundlichen Quellen (z. B. kleinen KWK-Anlagen, grüner Strom) herstellen, können von dieser Verpflichtung (soweit rechtlich möglich) zur Begrenzung des Verwaltungsaufwandes gegebenenfalls ausgenommen werden. Die hierdurch für die Stromerzeugungs- und -handelsunternehmen gegenüber der sonstigen Stromerzeugung oder -beschaffung entstehenden Differenzkosten erhalten diese aus einem Ausgleichsfond zurück, der aus einem auf die Gesamtmenge der öffentlichen Elektrizitätsabgabe erhobenen Netzaufschlag gespeist wird
2. Alternativ könnten die Netzbetreiber den eingespeisten Strom zu mindestens deren vermiedenen Kosten (d. h. Kosten der sonstigen Stromerzeugung oder -beschaffung) an die Stromerzeugungsunternehmen verkaufen. In diesem Fall müßten die Netzbetreiber selber die ihnen entstehenden Differenzkosten aus einem nationalen über einen Netzaufschlag finanzierten Ausgleichsfonds erstattet bekommen. Den Netzbetreibern kommt hierdurch im Vergleich zur vorgenannten Variante mehr als eine reine durchleitende Funktion zu. Dies ist aber heute bereits in §6 Absatz 3 EnWG angelehnt, in dem die Netzbetreiber aufgefordert werden, den aufgenommenen Strom weiterzuverkaufen. Dabei sollten diese versuchen, einen möglichst hohen Verkaufspreis zu erzielen, der nach unten durch einen Mindestpreis (Standardpreis) begrenzt werden sollte.

Beide Varianten sind vom Prinzip her ähnlich und unterscheiden sich lediglich hinsichtlich der Kontaktadresse für die Ausgleichsstelle. **Abbildung 6.4** zeigt das Grundprinzip beider Modelle noch einmal grafisch. Der Netzaufschlag ist danach in jedem Fall bei der Stromabgabe an die Letztverbraucher zu erheben und von den Netzbetreibern in den Fonds weiterzuleiten. Die reine Durchleitung von Strom von einem Netz in das andere ist auf der Basis dieser Definition von diesen zusätzlichen Kosten zur Vermeidung von Doppelbelastungen befreit. Der Stromhändler erhält für den Netzaufschlag andererseits eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. 3 kWh in Abbildung 6.4) vom Netzbetreiber zugewiesen. Seinem Kunden liefert er also zur Abdeckung seiner Stromnachfrage (in Abbildung 6.4 100 kWh) eine um diese Menge geringere elektrische Arbeit (d. h. 97 kWh in dem in Abbildung 6.4 dargestellten Beispiel; ausgehend von zu berücksichtigenden Netzverlusten von 5 kWh führt dies zu einer resultierenden Stromerzeugung von 102 kWh).

Netzaufschlagmodell (physikalische, monetäre Stromflüsse)

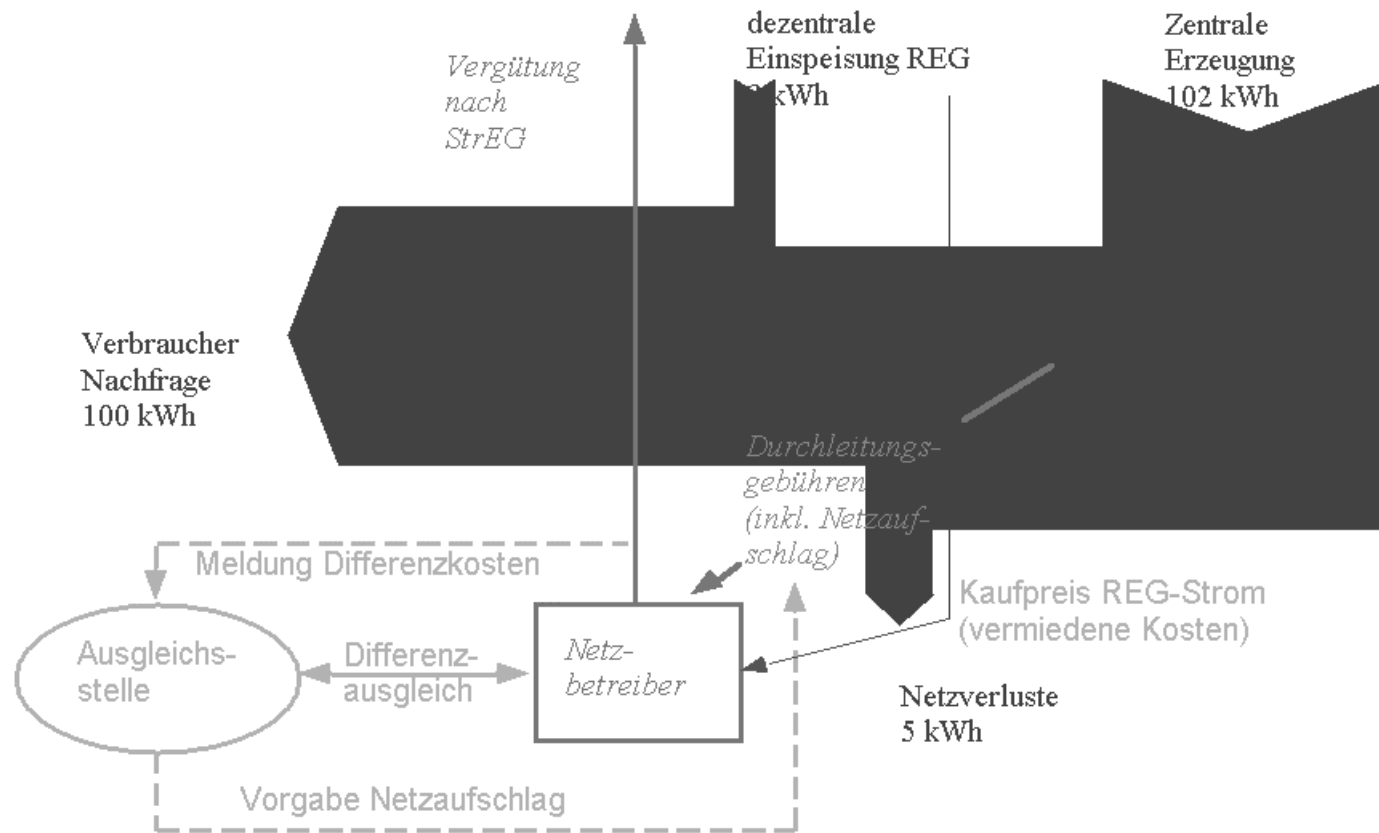


Abbildung 6.4: Netzaufschlagmodell (physikalische, monetäre Stromflüsse)

Der Netzaufschlag garantiert eine wettbewerbskonforme Ausgestaltung der Stromeinspeisungsvergütung, da mit Ausnahme der Eigenstromversorger alle Stromverbraucher im gleichen Ausmaß, d.h. proportional der von ihnen verbrauchten Strommenge, durch ihn belastet werden und damit auch alle Stromanbieter (inkl. Stromimporteure) gleiche Ausgangsbedingungen vorfinden. Liefern deutsche Unternehmen in das Ausland fällt kein Netzaufschlag an.

Damit sich die Akteure (Stromerzeuger/-händler) auf die abzunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeitlich einstellen können, denn real erfolgt wie in Abbildung 6.4 dargestellt eine Beimischung des Stroms zu der Lieferung an die Endverbraucher, muß durch den Netzbetreiber eine Vorausschau auf der Basis von Normerzeugungsganglinien und Vorhersagemodellen (z. B. Windvorhersage) durchgeführt werden, d. h. der Netzbetreiber ermittelt und veröffentlicht im voraus, wieviel Strom aus erneuerbaren Energien bei der Versorgung jedes Letztverbrauchers⁵² aufzunehmen ist. Ein entsprechender Passus zur Aufnahmeverpflichtung dieses Stroms auf der Basis der Normganglinien wird in die Netzbenutzungsverträge aufgenommen. Damit kann sich jedes Stromerzeugungsunternehmen oder -händler (inkl. Börse) auf den Zeitpunkt und die Höhe des aufzunehmenden Stroms einstellen. Treten Abweichungen von Vorschau und realer Entwicklung auf, werden diese (vergleichbar von Abweichungen zwischen Nachfragevorausschau und tatsächlicher Nachfrage) durch den Netzbetreiber ausgeglichen, z. B. durch zusätzlichen Zusatzstrombezug.

Entsprechend der Definition ergeben sich die durch den Fonds auszugleichenden Differenzkosten aus der Differenz zwischen der Vergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz und den Kaufpreiserlösen des Netzbetreibers. Letztere werden sich ohne weitere Regulierungen in aller Regel an den vermiedenen Bezugs- oder Erzeugungskosten zu orientieren haben (vgl. Exkurs im Abschnitt 6.3.2). Für die vermiedenen Kosten kann dabei entweder ein Mindest-/Standardsatz vorgegeben werden oder in Kooperation von Preisaufsichtsbehörden und Stromerzeugern eine individuelle (Mindest-)Höhe berechnet werden. Mit letzterem ist ein vergleichsweise hoher Aufwand verbunden und macht ständige Aktualisierungen erforderlich, so daß die Standardlösung trotz der damit verbleibenden, nun aber deutlich geringeren Disparitäten, zu bevorzugen ist. Die Ermittlung der individuellen vermiedenen Kosten bereitet demgegenüber nur bei reinen Weiterverteilern vergleichsweise geringe, bei auch selbst-erzeugenden Unternehmen hingegen z. T. erhebliche Schwierigkeiten. Der standardisierte Satz für die vermiedenen Kosten ist durch die Preisaufsichtsbehörden in Kooperation mit den EltVU bzw. den sie vertretenden Verbänden sowie den Betreiberverbänden festzulegen und gilt als mindest zu erzielender Verkaufspreis für die Netzbetreiber (unbenommen davon können die Stromerzeuger/-händler freiwillig höhere Preise zahlen; beispielhaft könnte dies für den gezielten Bezug von Strom aus Biomasseanlagen in Hochtarifzeiten erfolgen).

Die potentiellen regionalen Unterschiede in der Belastung der EltVU durch das StrEG halten sich dadurch in engen Grenzen, so daß kein weiterer Anlaß für Klagen bestehen dürfte. Eine wesentliche Voraussetzung für eine korrekte und transparente Ermittlung der Differenzkosten bzw. des festzulegenden Mindestverkaufspreises ist allerdings eine zügige und überprüfbare Durchführung der ohnehin vorgesehenen Entflechtung zwischen Produzenten und Netzbetreibern, damit die Kosten der Stromerzeugung und der Netzbenutzung (einschließlich der erforderlichen Systemleistungen) eindeutig getrennt werden können und sämtliche Kosten der Netzbenutzung - einschließlich des vorgeschlagenen Netzzuschlags - wettbewerbsneutral verteilt werden können.

Mit dem Netzaufschlagmodell wird die regionale Ungleichbehandlung aufgehoben. Denn alle Unternehmen, die Strom nach dem Stromeinspeisungsgesetz aufgenommen und vergütet

⁵² Im Rahmen der allgemeinen Aufgaben des Netzbetreibers zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage erfolgt ohnehin eine Vorausbestimmung der Nachfrage auf der Basis vorliegender Erfahrungswerte und Kennlinien.

haben, bekommen ihre entstandenen Differenzkosten zurückerstattet. Im Zuge einer solchen Änderung kann die im StrEG festgelegte Härteklausele (doppelte 5 %-Deckelung) ersatzlos gestrichen werden, weil durch die Einführung des Lastenausgleichs unbillige Härten (insbesondere für die Letztverbraucher) nicht mehr entstehen können. Gleichzeitig entfällt dadurch die regionale Begrenzung des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Der einheitliche Netzkostenaufschlag wird jährlich durch Verordnung festgesetzt und letztlich durch alle Stromkunden beim Bezug aus dem Netz bezahlt. Hierzu bedarf es einer entsprechenden Ermächtigungsgrundlage, die vom Gesetzgeber formell beschlossen wird und in der die spezifischen Ausgestaltungsregelungen festgeschrieben werden. Der Aufschlag errechnet sich aus dem Gesamtvolumen der voraussichtlichen Differenzkosten dividiert durch die gesamte Stromabgabe aus dem Netz; ein Ausgleich zwischen den Jahren muß sichergestellt werden. Modellrechnungen für die Jahre 1996 und 1997 ergaben zur Abdeckung der Differenzkosten durch das StrEG (unter Zugrundelegung vermiedener Kosten von 10 Pf/kWh) einen notwendigen Netzaufschlag von 0,05 bzw. 0,06 Pf/kWh. Dies entspricht nur rund 0,2 % der heute üblichen Haushaltstromtarife. Eine Begrenzung des Aufschlags ist zunächst nicht vorgesehen. Bei einer Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, was etwa einer Verachtfachung derjenigen Mengen entspricht, die nicht aus Wasserkraft größerer Leistung stammen, wird der Netzaufschlag unter den derzeitigen Vergütungsbedingungen auf rund 0,33 Pf/kWh ansteigen müssen, d. h. etwa 3 % der heute als anlegbar zu betrachtenden Erzeugungskosten. Für die Netzbetreiber handelt es sich bei diesem Netzaufschlag um einen durchlaufenden Posten, den sie an den bundesweiten Fonds abführen (Ausgleichsstelle). Aus dem Fonds heraus werden die den Stromerzeugungsunternehmen entstehenden Differenzkosten beglichen (vgl. Abbildung 6.4).

Die Grundidee des Netzkostenaufschlagmodells beruht auf der eindeutigen Zugrundelegung des Verursacherprinzips, (d.h. jeder Stromverbraucher zahlt entsprechend seinem Anteil am Stromverbrauch). Mit dem einheitlichen Netzaufschlag werden alle Kunden proportional zu ihrem Stromverbrauch an der Markteinführung erneuerbarer Energien beteiligt. Damit entfällt - im Gegensatz zur heutigen Regelung des StrEG - auch für die Kunden die regionale Ungleichbelastung und damit letztlich die Möglichkeit (von Privatpersonen oder spezifischen den erneuerbaren Energien oder Teilen von ihnen ablehnend gegenüberstehenden Interessensverbänden), gegen das StrEG auf dem rechtlichen Wege (Ungleichbehandlung) vorzugehen.

Vergleichbar der derzeitigen Regelung im StrEG bleibt aber zu bedenken, daß eine Ungleichbehandlung mit der industriellen und sonstigen Stromeigenerzeugung bestehen bleibt, für die über den vorgeschlagenen Mechanismus kein Aufschlag erhoben werden kann⁵³. Im Wettbewerb wird sie damit besser gestellt als die öffentliche Stromerzeugung. Aus diesem Grund bestehen u. a. unterschiedliche Auffassungen über die Verfassungsmäßigkeit derartiger Regelungen. Während von der Universität Köln⁵⁴ hier nur geringfügige Probleme gesehen werden, ist das BMWi hier deutlich skeptischer.

In diesem Zusammenhang ist auch grundsätzlich zu bedenken, daß der Netzaufschlag vergleichsweise gering ist. Dementsprechend sind nur wenige Fälle zu erwarten, bei denen eine zusätzliche Eigenerzeugung oder ein paralleler Leitungsbau aus Gründen des Netzaufschlags erfolgen werden. Zudem sind die Ausnahmen im wesentlichen auf Anlagen be-

⁵³ Ebenso kann die Stromabgabe über neue parallele Leitungen nicht erfaßt werden.

⁵⁴ persönliche Mitteilung des Instituts für Energierecht an der Universität Köln.

schränkt, die Strom auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung bereitstellen. Dies kann im Sinne einer breiteren Klimaschutzpolitik durchaus als energiepolitisch wünschenswert bezeichnet werden. Grundsätzlich rechtlich zu prüfen wäre andererseits die Möglichkeit, ob aus Gründen der Gleichbehandlung für die Stromeigenerzeugung eine kWh-bezogene Sonderabgabe (in gleicher Größenordnung wie der Netzaufschlag) für Eigenerzeuger bzw. eine gezielte und zweckgebundene Erhöhung der Stromsteuer für die Eigenerzeugung zu erheben, die dann ebenfalls in den Ausgleichsfonds einfließt.

Die Probleme der Ungleichbehandlung zwischen Eigenerzeugung und sonstigen Stromverbrauchern könnten grundsätzlich auch vermieden werden, wenn die Mittel für den Ausgleichsfonds aus dem allgemeinen Stromsteueraufkommen, der am 01.04.99 eingeführten Ökologischen Steuerreform gedeckt werden. Bezüglich des Zugriffs auf das allgemeine Steueraufkommen bestehen aber Verfassungsbedenken. Zur Verfügung steht aber prinzipiell der Anteil der Steuermittel, die auf die Besteuerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen sind (vgl. Kapitel 8.1)

Das hier vorgeschlagene (wettbewerbsneutrale) Netzaufschlagsmodell kann in verschiedenen Formen implementiert werden. Dabei handelt es im einzelnen um:

- die Implementierung als gesetzliche Regelung
- die Implementierung auf der Basis einer freiwilligen Vereinbarung der Netzbetreiber
- die Finanzierung aus dem Ökosteueraufkommen bzw. dem aus der Besteuerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien resultierenden Anteil
- die Finanzierung über einen freiwilligen Fonds der Netzbetreiber sowie der Stromhändler/-erzeuger auf der Basis der angestrebten Selbstverpflichtungen im Rahmen von §4 StrEG⁵⁵.

Zahlreiche Diskussionen zeigen, daß diesen z. T. unterschiedliche rechtliche Probleme entgegenstehen. Auf diese wird im einzelnen in Kapitel 6.3.3.4 eingegangen.

Das auch weiterhin notwendige Budget für Forschung, Entwicklung und weiterer Demonstration ist in dem zugrundeliegenden Modell des Netzkostenaufschlags noch nicht enthalten. Dies ist aber auch nicht Aufgabe eines derartigen Vergütungsmechanismus, sondern Aufgabe von Staat, Anlagenherstellern und der Energiewirtschaft. Eine alleinige Verlagerung dieser Aufgabe auf den Staat wäre verfehlt und ohnehin aufgrund knapper öffentlicher Kassen nicht möglich.

6.3.3.3 Netzbetreiberseitiges Ausgleichsverfahren

Der zuvor dargestellte Netzaufschlag ermöglicht eine wettbewerbsneutrale Vergütung des in das Netz eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Energien, wobei ein fester von den Kunden zu zahlender Mehrpreis resultiert. Basis dieses Modells ist der physische Verkauf jeder einzelnen kWh Strom aus erneuerbaren Energien (vom Netzbetreiber an die Stromerzeuger bzw. -händler). Löst man sich von dieser Vorstellung, ist auch ein anderer wettbewerbsneutraler Mechanismus des Lastenausgleichs vorstellbar. Diesbezüglich wird ein Verfahren mit nachfolgenden Eckpunkten vorgeschlagen:

1. die Netzbetreiber vergüten den eingespeisten Strom zu den jeweiligen Sätzen nach StrEG

⁵⁵ Auf die Idee private Stiftungs- oder Fondsmittel (z. B. freiwillige Zahlungen der EltVU) zur Finanzierung zu verwenden wird an späterer Stelle noch einmal eingegangen (vgl. Kapitel 4.3.2).

2. die Netzbetreiber reichen die ihnen entstehenden Kosten bei einer Ausgleichsstelle ein, diese werden dort zusammengeführt und auf jeden einzelnen Netzbetreiber verteilt (d. h. an dieser Stelle übernimmt die Ausgleichsstelle einen monetären Ausgleich zwischen den Netzbetreibern; als Verteilungsschlüssel kann die Stromabgabe an die Letztverbraucher herangezogen werden)
3. die beim Netzbetreiber verbleibenden Aufwendungen werden an die Stromerzeuger und -händler, die ihre Netze für die Stromversorgung bereitstellen, gerecht (d. h. proportional zur Stromabgabe an die Endverbraucher) weitergegeben. Aufgrund der unterschiedlichen regionalen Belastung der Netzbetreiber können auch zusätzliche Netzsystemkosten, die infolge einer überproportionalen Aufnahme von Strom aus fluktuierenden Quellen nachweislich entstehen angerechnet werden. Hierdurch ergeben sich spezifische auf die kWh bezogene, national einheitliche und damit dem Netzaufschlag aus dem zuvor diskutierten Modell vergleichbare Zusatzkosten (indirekter Netzaufschlag). Diese Zusatzkosten werden nur an einer Stelle berechnet (d. h. bei der Abgabe an die Endverbraucher). Doppelbelastungen werden so vermieden, die reine Stromdurchleitung durch das Netz (ohne Abgabe an einen Stromverbraucher) wird nicht zusätzlich belastet.
4. als einreichbare Kosten gelten für die Netzbetreiber in der Regel der vollständige von ihnen gezahlte Vergütungssatz. Den Netzbetreibern steht aber auch frei, den Strom an andere (zu ggf. höheren Preisen) weiterzuverkaufen.
5. Beim Weiterverkauf des Stroms erhält der Käufer direkt das Verwendungsrecht für diesen Strom. Die verbleibende von den Netzbetreibern vollständig nach StrEG vergütete Strommenge wird proportional der von den Letztverbrauchern nachgefragten elektrischen Arbeit der Stromabgabe „beigemischt“. Die Stromlieferanten stellen ihren Kunden damit nicht die gleiche, sondern eine um die Beimischung geringere als die nachgefragte Strommenge zur Verfügung (vgl. **Abbildung 6.5**).
6. die Netzbetreiber übernehmen auch die Aufgabe für die Stromerzeuger/-händler eine zeitnahe Prognose über die zu erwartende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu übernehmen, damit diese sich in ihren Stromlieferungen darauf einstellen können. Diese Aufgabe wird von ihnen bisher im Konzernverbund bereits wahrgenommen.
7. die Aufgabe der Feststellung der Ausgleichszahlungen kann (z. B. in Zusammenhang mit der Umsetzung einer Netzzugangsverordnung) von einem unabhängigen Netzsystemoperator oder aber von einer anderen damit von den Netzbetreibern beauftragten Institution erfolgen.

Das Verfahren führt (mit Ausnahme der Eigenstromerzeugung) sowohl kunden- als aber auch erzeugerseitig ebenfalls zu einer wettbewerbsneutralen und verursachergerechten Verteilung der Mehrbelastungen. Der Ausgleich der Mehrbelastungen erfolgt durch ein spezielles Ausgleichsverfahren (Abbildung 6.5) bereits auf der Stufe der Netzbetreiber. Durch die einfache „Beimischung“ des eingespeisten Stroms zu der Lieferung von Strom an die Letztverbraucher und des hierdurch möglichen Verzichtes auf den physischen Handel der kWh Strom aus erneuerbaren Energien kann eine Berechnung der strittigen Differenzkosten und damit der vermiedenen Kosten entfallen, so daß der Verwaltungsaufwand deutlich reduziert werden dürfte.

Netzbetreiberseitiges Ausgleichsverfahren (physikalische, monetäre Stromflüsse)

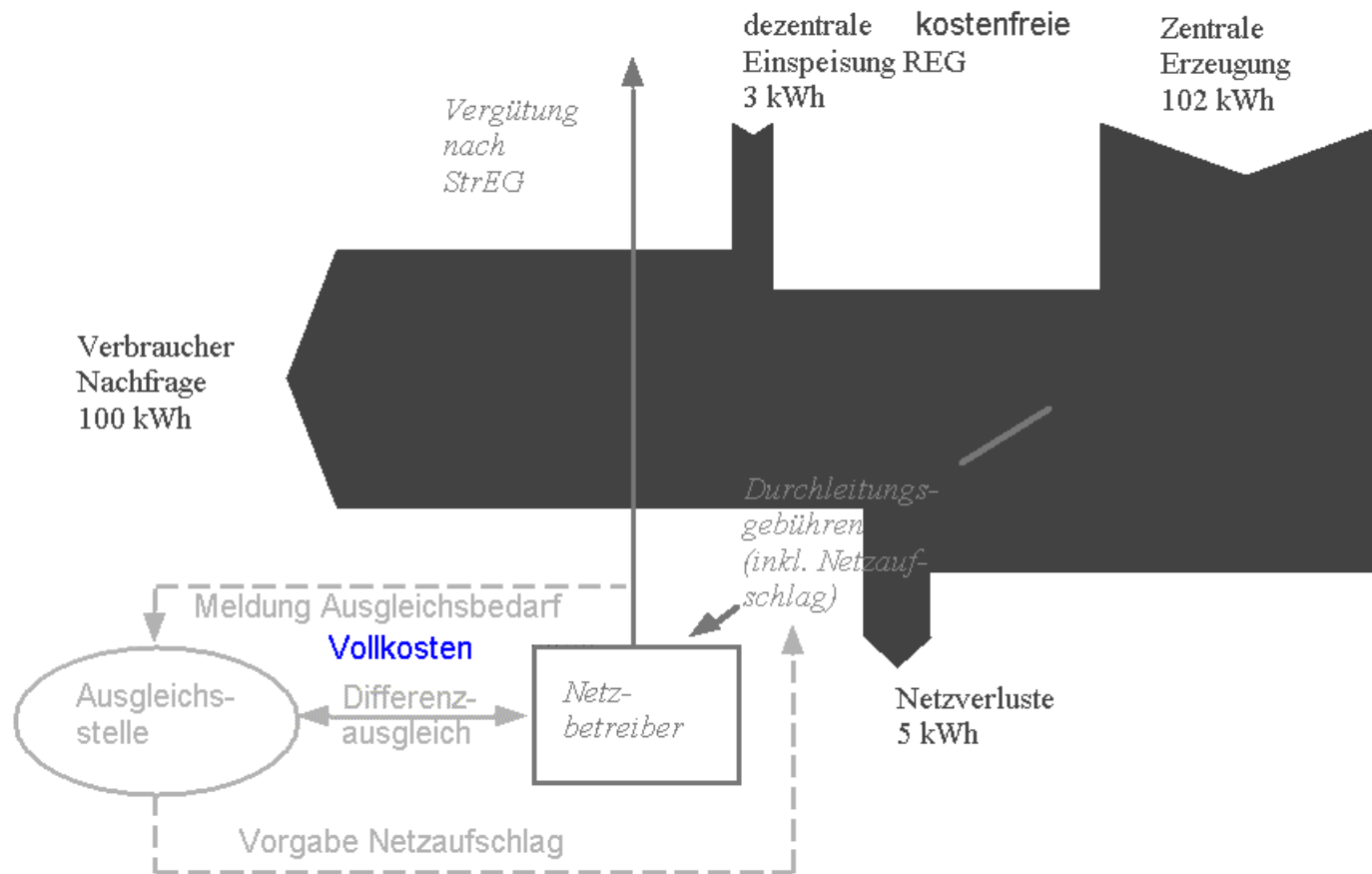


Abbildung 6.5: Netzbetreiberseitiges Ausgleichsverfahren (physikalische, monetäre Stromflüsse)

Die Implementierung dieses Ausgleichsverfahrens könnte entweder auf der Basis einer gesetzlichen Regelung oder im Rahmen einer Selbstverpflichtungserklärung der Netzbetreiber realisiert werden. Als Ausgangspunkt kann der heutige §6 EnWG angesehen werden. Danach wird der Netzbetreiber nach heutiger Regelung des StrEG bereits aufgefordert, Möglichkeiten zum Verkauf der aufgenommenen Elektrizität an Dritte zu nutzen (Absatz 3). Zu den rechtlichen Aspekten beider Optionen vergleiche aber ansonsten nachfolgendes Kapitel.

Zur Verdeutlichung der hier dargestellten Verfahren sind in nachfolgender Tabelle noch einmal die wesentlichen Unterschiede zusammengefaßt, die sich im wesentlichen beziehen auf

- die Kosten, die auszugleichen sind (Vollkosten des StrEG bzw. Differenzkosten zwischen Kosten des StrEG und vermiedenen Kosten der Erzeuger/-händler) und
- denjenigen für die ein Kostenausgleich notwendig ist (Stromerzeuger/-händler) oder Netzbetreiber

	Zahlung durch und Ausgleich zwischen	
	Stromerzeuger/-händler	Netzbetreiber
Ausgleich der Vollkosten StrEG	-	Netzbetreibermodell
Ausgleich der Differenzkosten	Netzaufschlagmodell (1. Variante)	Netzaufschlagmodell (2. Variante)

6.3.3.4 Rechtliche Aspekte

Auf die rechtlichen Aspekte und Meinungsunterschiede in bezug auf die gültige Regelung des StrEG ist bereits mehrfach hingewiesen worden. Dies betrifft beispielhaft die Unterschiede zwischen dem StrEG und dem Kohlepfennig, der seit 1996 nicht mehr erhoben werden darf. Bei beiden erfolgt bzw. erfolgte eine Finanzierung über die Anhebung der Strompreise, im Unterschied zum StrEG richtet sich der Kohlepfennig, da er mehr als Strukturhilfe verstanden werden kann, nach dem Verursacherprinzip mit dem Stromverbraucher aber an den falschen Adressaten. Kapitel 2 setzt sich z. B. auch bereits mit den europarechtlichen Fragestellungen in Zusammenhang mit dem StrEG auseinander. Dabei stehen hier Fragen der Einordnung des StrEG als Beihilferegelung im Mittelpunkt des Interesses⁵⁶. Die EU-Kommission, die gemäß des Subsidiaritätsprinzip unterschiedliche die jeweiligen charakteristischen Gegebenheiten berücksichtigende Länderförderprogramme akzeptiert, lehnt dabei Beihilfen nicht kategorisch ab, sondern gängige Praxis der EU-Kommission ist es, diese unter bestimmten Voraussetzungen zu genehmigen (zeitliche Beschränkung, degressive Ausgestaltung⁵⁷). Auch Fragen der unterschiedlichen Förderungen einzelner erneuerbarer Energien erscheinen unter diesen Gesichtspunkten kompatibel mit EU-Recht. Für das StrEG ist die Frage nach der Einordnung als Beihilfe auf jeden Fall dann unwesentlich, wenn es gelingt, im Rahmen einer Modifizierung des

⁵⁶ Diese Diskussion geht zurück auf das Jahr 1990, wo die Bundesregierung selber das StrEG als Betriebsbeihilfe gegenüber der EU-Kommission notifiziert hatte.

⁵⁷ In Gesprächen zwischen der Kommission und dem Bundeswirtschaftsministerium im Vorfeld des vom BMWi zu erstellenden Erfahrungsberichtes über das StrEG ist diese Haltung noch einmal bestätigt worden. Allerdings opiniert der Wettbewerbskommissar neuerdings aus Beihilfegründen vor allem auch gegen die aus der Anrechnung der Ökoststeuer resultierende Erhöhung der Vergütungssätze.

StrEG den von der Kommission definierten Anforderungen nach Kostendegression und zeitlicher Beschränkung gerecht zu werden. Im nachfolgenden Kapitel sind diesbezügliche Vorschläge dargestellt worden.

Eine unterschiedliche Rechtsauffassung stellt in diesem Zusammenhang z. B. das Rechtsgutachten vom 26.10.98 von Prof. Koch dar /Koch 1998/, in dem u. a. festgestellt wird, daß es in bezug auf die gültige Regelung des StrEG

- mangels Einsatzes staatlicher Finanzmittel nicht von einer Subvention im verfassungsrechtlich relevanten Sinne gesprochen werden kann (dementsprechend auch keine finanzverfassungsrechtliche Maßstäbe angesetzt werden können)
- sachgerecht ist, die Netzbetreiber im liberalisierten Energiemarkt abnahme- und zahlungspflichtig zu machen (Grundrechtsverstöße in diesem Zusammenhang also nicht gegeben sind)
- die bestehende Pflichtvergütung des eingespeisten Stroms durch den Netzbetreiber an den sog. Dritterzeuger eine reine Berufsausübungsregelung darstellt, demzufolge abgabenrechtliche Fragen nicht entstehen und
- sich (als indirekte Umweltschutzaufgabe) um einen verhältnismäßigen Eingriff in die Berufsfreiheit der EltVU handelt, der mit der Berufs- und Eigentumsfreiheit der Unternehmen (die Eigentumsfreiheit schützt gemäß Art. 14 GG nicht vor der Auferlegung einer Geldleistungspflicht) sowie mit dem Gleichheitsgrundsatz (bei einer Umlage der Kosten auf die Netzebene sind alle Erzeuger gleichermaßen davon betroffen) vereinbar ist

Im Gegensatz dazu beharrt die Energiewirtschaft basierend auf einem Gutachten von Prof. Di Fabio auf der Auffassung, daß das StrEG gegen die Berufsfreiheit der Netzbetreiber verstößt, in dem es einen Eingriff in die Dispositionsfreiheit der Unternehmen darstellt. Im übertragenen Sinne würde dies auch für die zuvor dargestellten regionalen Ausgleichsmechanismen auf Netzbetreiberebene gelten. Mit seiner Argumentation ignoriert er die nach EnWG vorgeschriebene klare Trennung zwischen Erzeuger- und Verteilerebene (unbundling), denn zur Zahlung verpflichtet sind im StrEG ausschließlich die quasimonopolisierten Netzbetreiber. Di Fabio sieht im StrEG trotzdem einen unverhältnismäßigen Eingriff in das Eigentum der Stromunternehmen am Netz und an den Kraftwerken.

Auch in Hinblick auf die zuvor dargestellten Ausgleichsmechanismen der durch das StrEG entstehenden Disparitäten liegt heute naturgemäß noch keine einheitliche Rechtsposition vor. Auf jeden Fall scheinen die hier gemachten Vorschläge aus verfassungsrechtlicher Sicht weniger problematisch als das gültige StrEG, da sie die regionale Ungleichbehandlung sowohl erzeugerseitig (wie im bisherigen StrEG unter Zugrundelegung unbundelter Märkte auch) als aber insbesondere auch kundenseitig (gegenüber der gültigen Regelung) aufheben und die aus der zu zahlenden Vergütung resultierenden Lasten gleichmäßig auf alle Abnehmer verteilen⁵⁸.

Die weitestgehende Einschätzung über das Verfassungsrecht hinausgehende Aspekte liefert Apfelstedt in seiner Beurteilung des SPD-Entwurfs zur Änderung des StrEG /Apfelstedt 1998, persönliche Mitteilungen 1999/⁵⁹, der eine den zuvor diskutierten Modellen ähnliche Verfahrensweise zumindest andeutet. Hinsichtlich der in den beiden vorangegangenen Kapiteln dargestellten Vorschläge ist demzufolge zu beachten:

⁵⁸ eigene Einschätzung, persönliche Mitteilung Institut für Energierecht an der Universität Köln.

⁵⁹ Apfelstedt, G.; Verfassungsrechtliche Beurteilung der Vergütungsregelungen zwischen Stromverbrauchern und Drittinvestoren für die Einspeisungen nach dem Stromeinspeisungsgesetz und für den Lastenausgleich im Sinne des SPD-Entwurfs, Wiesbaden, 04.12.1998.

Netzaufschlagmodell (vgl. Kapitel 6.3.3.2):

- Ein gesetzlich bestimmter Netzaufschlag könnte nach deutschem Recht als Abgabe eingestuft werden (Umweltlenkungs- oder -finanzierungsabgabe). Diese sind dann vergleichsweise unproblematisch, wenn es zu einem zweckgebundenen Rückfluß an die Verbraucher (z. B. zur Finanzierung eines Öko-Stromeinkaufs) kommt. Bei einer abgabenbasierten Finanzierung/Bezuschussung der Stromerzeugung ergibt sich möglicherweise ein Konflikt zwischen dem europäischen Warenverkehrsrecht (Gleichstellungsgrundsatz) und dem deutschen Finanzverfassungsgesetz (in Deutschland erhobene Abgaben dürfen nicht Anlagen im Ausland finanzieren). Demgegenüber schließt das Gutachten von Prof. Koch abgabenrechtliche Probleme aus, da es das StrEG und damit auch vergleichbare Regelungen als Berufsausübungsregelungen einstuft.
- Die Erhebung eines freiwilligen Netzaufschlags durch die Netzbetreiber stößt unter Bezugnahme auf das Quasimonopol der Netzbetreiber auf der anderen Seite u. U. auf kartellrechtliche Probleme
- Die EU bezeichnet derartige Modelle, die beispielsweise auch vom Weißbuch für erneuerbare Energien eingefordert werden, als feste Einspeisungstarife oder bei bonusartigen Zahlungen als Festprämienysteme und hält sie im Sinne der Elektrizitätsbinnenmarktlinie grundsätzlich für geeignet, schränkt diese Eignung aber bis zu dem Zeitpunkt ein, wo eine kritische Marktgröße erlangt worden ist. Einen stärker wettbewerbsorientierten Charakter schreibt die EU-Kommission den Prämienregelungen zu.

Ausgleichsverfahren auf Netzbetreiberebene (vgl. Kapitel 6.3.3.3):

- Bei Ausgleichssystemen zwischen mehr oder weniger belasteten Netzbetreibern Abgabemodellen handelt es sich um Lastenausgleichsregelungen für zufallsbedingte (d. h. z. B. auf meteorologische Gegebenheiten oder das nicht vollständig steuerbare Engagement privater Betreiber zurückzuführende) Ungleichbelastungen. Derartige Regelungen lassen sich prinzipiell sowohl als Sonderabgabe mit Finanzierungszweck als auch als Ausgleichsabgabe eigener Art (Ersatzabgabe) behandeln. Letzteres wird von Apfelstedt ausgeschlossen, da die zur Erhebung der Sonderabgabe berechtigenden Ungleichbelastungen nicht aus einer Pflichtverletzung stammen, sondern schicksalhaft entstehen.

Hinsichtlich der Einordnung als Finanzierungsabgabe gibt Apfelstedt zu bedenken, daß dies eine besondere Gruppenverantwortung der Zahlungspflichtigen erfordert. Dies halte er für diejenigen Netzbetreiber (bzw. dann indirekt die entsprechenden Netznutzer), die durch das StrEG geringer als anderswo betroffen sind, für nicht gegeben. Inwieweit sich diese Gruppenverantwortung z. B. auf der Basis von Umweltverpflichtungen herstellen läßt, ist unklar. Wie die Diskussion um die Quotenregelungen aber gezeigt hat, kann mit dem Hilfsmittel der Definition von Umweltstandards grundsätzlich den Unternehmen (oder deren Kunden) vorgeschrieben werden, den Anteil konventionellen Stroms zu begrenzen. Der Unterschied des hier dargestellten Ausgleichsverfahrens auf der Netzebene zur Quote ist aber lediglich, daß die Quote sich hier selbstständig einstellt und nicht vorab vorgegeben wird.

- Die freiwillige Umlage der den Netzbetreiber entstehenden Differenzkosten stößt unter Bezugnahme auf das Quasimonopol der Netzbetreiber ebenso wie beim Netzaufschlagmodell auf kartellrechtliche Probleme

Ungleichbelastungen und rechtliche Fragen in bezug auf die dargestellten Modelle bestehen darüber hinaus vor allem

- aus der Möglichkeit, daß sich Stromerzeuger und -verbraucher der Mitfinanzierung entziehen können, wenn sie eigene Leitungen bauen (paralleler Leitungsbau nach § 13 (1) EnWG) oder Strom selber erzeugen
- durch die Gefahr, daß der überwiegende Anteil der Zusatzaufwendungen auf die kleinen Verbraucher überwältzt wird und
- in bezug auf einen nennenswerten Abfluß der Mittel in das benachbarte Ausland.

In den bisher noch unzureichend entflechteten Strommärkten kann der Verweis auf eine bestehende Konkurrenz durch parallelen Leitungsbau von den EitVU u. U. dazu genutzt werden, Netzzulageverfahren zu behindern⁶⁰. In der Praxis ist allerdings zu erwarten, daß parallele Netzerrichtungen eher die Ausnahme bleiben. Zudem ist unwahrscheinlich, daß der bei einer Verteilung auf die Stromkunden verbleibende geringe Netzaufschlag der ausschlaggebende Grund für den parallelen Leitungsbau darstellt. Schließlich können sich auch industrielle und sonstige Eigenerzeuger den netzseitigen Aufschlägen entziehen. Nach Einschätzung des Instituts für Energierecht an der Universität Köln ist dies aber verfassungsrechtlich unbedenklich. Zudem entspricht diese Vorgehensweise auch der gängigen Praxis bei der Ökosteuernerhebung, die ebenfalls für die Eigenerzeugung (hier allerdings bis zu einer Bagatellgrenze von 0,7 MW) nicht erhoben wird.

Hinsichtlich der Vorbeugung ungerechten Lastenverteilungen zwischen Tarif- und Sonderversorgungskunden ist die weitere Entflechtung von Erzeugungs- und Transport- sowie Verteilungsebene eine unbedingte und ein auch in bezug auf diese Kundengruppe Voraussetzung für die Umsetzung der hier dargestellten Vorschläge. Dies gilt ebenso für die getrennte Ausweisung der umgelegten Kosten für die Erfüllung der durch das modifizierte StrEG entstehenden Belastungen. Für jeden Kunden muß nachvollziehbar sein, in welchem Maße er von seinem Stromlieferanten durch das StrEG belastet wird. Sodann obliegt es seiner Entscheidung, ob er aus diesem Grund seinen Versorger wechselt.

Letztlich ist zu hinterfragen, inwieweit durch die Modelle die Ausweitung erneuerbarer Energien im Inland ausgeweitet wird. Abgesehen von abgabenrechtlichen Problemen ist nicht zu vermeiden, daß auch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ausländischer Anlagen aus Gleichheitsgründen in den Genuß des StrEG und damit erhöhter Vergütungssätze kommen müssen. Damit besteht zumindest grundsätzlich die Gefahr, daß ungleiche Vergütungsregelungen im benachbarten Ausland dazu genutzt werden, den Strom in Deutschland zu günstigeren Konditionen abzusetzen⁶¹. Zu diskutieren wäre in diesem Zusammenhang, ob dies billigend in Kauf genommen werden kann oder ob gegebenenfalls rechtliche Möglichkeiten bestehen, den Import von Strom aus erneuerbaren Energien vom StrEG ganz oder zumindest teilweise auszuschließen. Vergleichbar der Diskussion um die Quotenregelung in Kapitel 6.2.2 könnte hierzu u. U. die Gleichwertigkeitstheorie im EU-Rahmen genutzt werden (kein Austausch mit Ländern mit geringerer Umweltnorm bzw. wenn sich bei diesen durch die Handlung die Umweltintensität verringert).

Eine eindeutige Bewertung der vorgebrachten Vorschläge und deren rechtlicher Umsetzbarkeit erscheint vor diesem Hintergrund nicht darstellbar. Diesbezüglich sind weitere Untersuchungen notwendig. Dies betrifft zum einen die Identifikation rechtlicher Optionen, um eine gerichtsfeste Implementierung der vorgenannten Vorschläge zu ermöglichen. Zum anderen ist zu bedenken

⁶⁰ Die Stadtwerke Landshut haben sich z. B. mit der Begründung, daß die Bayerischen Motorenwerke sofort eine Stichleitung bauen würden, gegen die vom Stadtrat beschlossene Einführung einer kostendeckenden Vergütung gewandt.

⁶¹ Es gibt jedoch auch zunehmend im Ausland Vorschläge feste Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien einzuführen (z. B. für biogene Energieträger in Verbindung mit einer Quote in Österreich /EVA 1999/).

und in Vorgesprächen gegebenenfalls vorzuklären, ob trotz der vorgebrachten rechtlichen Bedenken eine Umsetzung der Vorschläge auch deshalb nicht auszuschließen ist, weil es möglicherweise vor dem Hintergrund der umweltpolitischen Belange und des Übergangscharakters zu einer wohlwollenden Beurteilung der zuständigen Organe des Landes kommen kann (Bundesverfassungsgericht, Kartellbehörde).

Zur Vermeidung langwieriger Gerichtsverfahren und unter der Annahme der Wiederlegbarkeit der kartellrechtlichen und verfassungsrechtlichen Bedenken stellt in Erweiterung von §6 EnWG (Aufforderung an den Netzbetreiber zum Verkauf des augenommenen Stroms aus erneuerbaren Energien) eine (gesetzlich untermauerte dem Grunde nach aber freiwillige) Vereinbarung der Netzbetreiber die am schnellsten und einfachsten umsetzbare Lösung dar. Hierzu müßte den Netzbetreibern z. B. im Rahmen von §4 StrEG Gleichbelastung zugesichert werden (z. B. im Rahmen einer Ende des Jahres ermittelten Quote) und ihnen die Möglichkeit gegeben werden, in eigener Regie ein transparentes Ausgleichsverfahren auszuhandeln. Sollte dieses selbstorganisierte Verfahren scheitern, kann in zweiter Linie eine (zuvor bereits erarbeitete) gesetzliche Regelung greifen.

6.3.4 Modifikationsvorschläge für die Entwicklung der Vergütungshöhe und des derzeitigen Gültigkeitsbereichs

Bisher sind EltVU-eigene Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht in die Regelungen des StrEG einbezogen. Die Stromerzeuger konnten die hierfür entstehenden Kosten in den bisher verknüpften Märkten selbstständig, d. h. in der Höhe und der Verteilung nach eigener Maßgabe, auf die Strompreise umlegen. In liberalisierten, unbündelten Strommärkten ist der Unterschied zwischen EltVU-eigenen und privaten Erzeugungsanlagen aber nicht mehr aufrechtzuerhalten. Vor diesem Hintergrund sollte im Zuge der Veränderung des StrEG in Richtung eines verbesserten Wettbewerbs **EltVU-eigene** (außerhalb von Angeboten freiwilliger Kundenbeteiligung im Rahmen des Green Pricings) **mit EltVU-fremden Anlagen gleichgestellt werden**.

Dieser Vorschlag greift dabei im übertragenen Sinne die in einigen Bundesländern bereits vorhandene freiwillige Regelung auf, daß bisher EltVU für eigene Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien eine Genehmigung für die (begrenzte) Erhöhung der Tarifpreise erhielten. Wird der Geltungsbereich des StrEG und damit die Vergütungspflicht auf EltVU-eigene Anlagen ausgeweitet, erhöht sich der Anreiz der EltVU an günstigen Standorten selbst Strom aus erneuerbaren Energie zu erzeugen. Außerdem dürfte sich dadurch insgesamt die Akzeptanz des StrEG bei den EltVU erhöhen. Für EltVU-Anlagen gelten dabei die gleichen Grenzen wie für private Anlagen, so daß große Wasserkraftwerke (> 5 MW) nicht von dieser Neuregelung betroffen wären. Ebenso sollten die heute an verschiedenen Orten bestehenden kostendeckenden Vergütungsmodelle in das Umlageverfahren einbezogen werden, damit die EltVU und damit indirekt deren Kunden nicht doppelt (Netzaufschlag und bestehender Aufschlag durch die KV) belastet werden.

Die Festlegung der Vergütungshöhe im StrEG erfolgt bisher als Prozentsatz bezogen auf die Durchschnittserlöse der EltVU. Sie orientiert sich nur grob angenähert an den tatsächlichen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien. Unterschiedliche Ausgangssituationen beim Energieangebot wurden bisher nicht berücksichtigt. Dies führt dazu, daß an sehr windgünstigen Standorten unter Zugrundelegung der zur Zeit gültigen Vergütungssätze Kostendeckung erreicht werden kann, während an weniger günstigen Standorten im Binnenland diese ohne die Einbeziehung sonstiger Fördermittel in der Regel nicht zu erzielen ist. Darüber hinaus ist die Auszahlung der Vergütungssätze zeitlich unbegrenzt, so daß auch Anlagen, die nach

der Erwirtschaftung ihrer Anfangsinvestitionen weiter durch das StrEG gefördert werden, unveränderte Vergütungssätze erhalten. Ein Umstand der von verschiedener Seite als „Dauersubventionierung“ kritisiert wird⁶².

Die derzeitige Orientierung der Einspeisungsvergütung an den Durchschnittserlösen je kWh aus der Stromabgabe der EltVU an alle Letztverbraucher⁶³ führt letztlich aufgrund der Abhängigkeit von der allgemeinen Strompreisentwicklung nicht zu der für die Markteinführung erneuerbarer Energien wünschenswerten Planungs- und Investitionssicherheit. Deutlich wird dies u. a. durch den zu erwartenden Rückgang der Vergütungssätze im Zuge der durch die Einführung des Wettbewerbs induzierten Strompreissenkungen der letzten Jahre. Das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung schätzt, daß die Einspeisungsvergütung von heute (real) 16,52 Pf/kWh (1999) über 15,7 Pf/kWh im Jahr 2000 auf 14,6 Pf/kWh im Jahr 2005 absinken wird /RWI 1998/. Nach Angaben des statistischen Bundesamtes ist auf der Basis der durchschnittlichen Stromerlöse des Jahres 1998 für 2000 real von einer Stromspeisungsvergütung von 16,1 Pf/kWh (bezogen auf die Windenergie) auszugehen.

Der absehbare Rückgang könnte Anlagenbetreiber, die auf der Basis langfristig deutlich höherer Vergütungssätze kalkuliert haben, in wirtschaftliche Schwierigkeiten bringen. Auf der anderen Seite führt die zum 01.04.99 umgesetzte 1. Stufe der Ökosteuerreform u. a. mit einer endenergiebezogenen Besteuerung von Strom zu einer Erhöhung der Vergütung nach StrEG um etwa 1,1 Pf/kWh führen. Allerdings wird seitens der EU-Kommission seit Juli 1999 überprüft, ob die steuerbedingte Erhöhung der Einspeisevergütung wettbewerbswidrig ist. Auf diese beihilferechtlichen Bedenken dieser Erhöhung seitens des EU-Wettbewerbskommissars wurde bereits hingewiesen (vgl. Kapitel 6.3.3.2.4). Eine Abkopplung der Vergütung von den Stromerlösen würde diese Unwägbarkeiten generell beseitigen können.

Vor diesem Hintergrund werden derzeit folgende Modifikationsvorschläge für die Veränderung bzw. Neufestsetzung der Vergütungshöhe im StrEG diskutiert.

- fester Mindest-Vergütungssatz für Strom aus allen erneuerbaren Energiequellen (unter Beibehaltung oder Wegfall der bisherigen prozentualen Anlehnung an die Stromerlöse)⁶⁴
- Anlehnung an den Grundsätzen vermiedener Bezugskosten zuzüglich eines Umweltaufschlages⁶⁵
- Festlegung einer standortspezifischen Fördergrenze für einzelne erneuerbare Energieträger (z. B. Windenergie)

⁶² In diesem Zusammenhang ist allerdings anzumerken, daß auch EltVU bisher ihre Strompreise nach Ablauf der Amortisationszeit nicht in jedem Fall reduziert haben sowie Ertüchtigungs- Nachrüstungsmaßnahmen in die Kostenrechnung einbezogen wurden. Bemerkenswert ist zudem der Umstand, daß viele EltVu, die bisher die StrEG für die Windenergie als Dauersubvention bezeichnet haben, nun selber Windstrom zu deutlich höheren Kostensätzen auf dem Markt anbieten.

⁶³ Eine an den Stromerlösen orientierte Vergütungsregelung ist auch in Dänemark gültig. Ausgehend von einem relativ niedrigen Vergütungsniveau (85 % des pre tax prices) erfolgt hier aber eine Erhöhung durch eine fonds- bzw. steuerfinanzierte CO₂- und Energieprämie. Die dänische Regelung zeigt dabei die grundsätzliche Konformität derartiger Vergütungsverfahren mit der EU-Richtlinie.

⁶⁴ Auf eine derartige Regelung einigte sich z. B. der Vermittlungsausschuß des Deutschen Bundestages zum Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Bundestagsdrucksache 941/97) am 2. März 1998. Der Vorschlag wurde jedoch vom Deutschen Bundestag am 5. März abgelehnt.

⁶⁵ Dieser Vorschlag wurde im Rahmen einer Initiative der Arbeitsgruppe Energie der SPD-Bundestagsfraktion im Februar 1999 zur Novellierung des EnWG unterbreitet. Die Vergütung soll durch den Netzbetreiber getragen werden.

- spezifische Erhöhung der Vergütung für einzelne Energieträger (z. B. für die Windenergie im Binnenland und die Photovoltaik)
- Beschränkung der Einspeisungsvergütung auf marktnahe Technologien (z. B. Windenergie)⁶⁶
- Ergänzung der StrEG-Vergütung durch Betriebskostenzuschüsse (insbesondere für Anlagen mit hohen variablen Kosten, z. B. Biomasseanlagen)
- kostendeckende Vergütung
- ertragsorientierte Vergütung (Bonuszahlung für die ertragsbesten Anlagen)
- Investitionszuschüsse bzw. Kombimodelle aus Einspeisungsvergütung und Investitionszuschuß
- Festlegung der Einspeisungsvergütung nach einem Bieterwettbewerb (vgl. Fördermodell der BEWAG, NFFO in Großbritannien)
- prozentuale Anbindung an die Tarifikundenerlöse mit Definition einer Untergrenze der Mindestvergütung

Ausgehend von der Bandbreite der diskutierten Optionen werden nachfolgend drei Vorschläge detaillierter betrachtet.

6.3.4.1 Vergütung über Lebensdauer mit Festlegung einer Minimalvergütung

Für die **Windenergie** haben Untersuchungen ergeben, daß ein Abfall der Vergütungshöhe merklich unter 17 Pf/kWh zu einer deutlichen Reduzierung der Flächen führt, die einen kostendeckenden Betrieb von Windkraftwerken ermöglichen. Für Niedersachsen zeigen diese Berechnungen, daß sich das entsprechende Flächenpotential in für die Windenergienutzung geeigneten Gebieten um mehr als zwei Drittel reduzieren würde, wenn der Vergütungssatz um 1 Pf/kWh absinkt /DEWI 1997/. Eine vergleichbare Potentialverringerung ergibt sich auch für die anderen im Geltungsbereich des StrEG liegenden erneuerbaren Energieträger Wasserkraft und Biomasse. In bezug auf die Vergütungshöhe wird über die bisherigen Regelungen hinaus (z. B. 90 %-Regel) daher vorgeschlagen, daß diese für Strom aus Windenergie eine **Mindestvergütung von 17 Pf/kWh** (für Neu- und Altanlagen) nicht unterschreiten soll.

Für die offshore-Nutzung der Windenergie sind darüber hinaus konkretere Bestimmungsregelungen über die Abnahmeverpflichtungen notwendig. Während §2 des StrEG zumindest für Anlagen innerhalb der 12 Seemeilen-Hoheitszone Klarheit schafft (danach ist derjenige Netzbetreiber zur Abnahmen verpflichtet, dessen Netz die kürzeste physische Entfernung vom Erzeugungsort aufweist), gelten für den darüber hinausgehenden Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschland (die diesbezügliche Grenze liegt bei 200 Seemeilen) bisher noch keine vergleichbaren Festlegungen.

Die Festlegung von Untergrenzen erhöht die Planungssicherheit der privaten Investoren deutlich⁶⁷. Dies gilt selbst dann noch, wenn sich die Stromeinspeisungsvergütung aufgrund der am

⁶⁶ Aufgrund des nicht nennenswerten Markteffektes wird insbesondere eine Ausnahme der Photovoltaik aus der Vergütungsregelung vorgeschlagen /ISET/IER 1998/.

⁶⁷ Nach bisherigen Informationen wird eine Umsetzung dieser Regelung neben der Abschaffung der 5 %-Deckelung durch die Bundesregierung bereits diskutiert.

1. April 1999 erfolgte die Einführung einer endenergiebezogenen Stromsteuer trotz Preisdrucks im liberalisierten Energiemarkt nicht deutlich reduziert wird, sondern sogar u. U. erhöht wird. Auf jeden Fall würde die Vergütung damit unempfindlich auf weitere Preisnachlässe, die zunehmend auch im Tarifikundenbereich zu erwarten sind. Zudem könnte so die Diskussion (seitens des EU-Wettbewerbskommissars; vgl. Kapitel 6.3.3.2), ob die Stromsteuer bei der Festlegung der Vergütungssätze anrechenbar ist, entfallen. Diese Unempfindlichkeit gegenüber Preisnachlässen läßt dieses Modell auch geeigneter erscheinen als Vorschläge der Vergütungsbindung an die Tarifikundenerlöse. Wie die jüngsten Entwicklungen zeigen, hat sich auch im Tarifikundenbereich sehr schnell eine Wettbewerbsstruktur eingestellt, mit tendenziell sinkenden Preisen.

Außer für die **Photovoltaik** kann das StrEG auf dieser Basis für alle betroffenen erneuerbaren Energieträger einen wesentlichen Beitrag zur weiteren Markteinführung leisten. Der Photovoltaik wird aber insbesondere auch aus technologiepolitischen Gründen (Exportpotential) und aus Aspekten einer langfristig angelegten Vorsorgepolitik beim Klimaschutz große Bedeutung zugewiesen. Vor diesem Hintergrund wird vorgeschlagen, die Vergütungshöhe für Kleinanlagen (z. B. bis zu 10 kW) deutlich zu erhöhen. Untersuchungen haben dabei gezeigt, daß sich insbesondere durch eine kombinierte Regelung von Einspeisevergütung und Investitionszuschuß eine spürbare Markt- bzw. Investitionsdynamik entfalten läßt und die bestehenden Investitionshemmnisse am effizientesten abgebaut werden können /Fischedick 1997/.

Daher sollte der Vergütungsbetrag für eine in das öffentliche Netz eingespeiste Kilowattstunde angehoben werden und aus Mitteln der Netzumlage aufgebracht werden. Erfahrungen zeigen, daß Investitionszuschüsse 50 % der Investitionskosten nicht überschreiten sollten und zudem auf der Basis von Angaben aus aktuellen Markterhebungen nach oben begrenzt werden müssen. Vor diesem Hintergrund stellt bereits das im Januar 1999 in Kraft getretene 100.000 Dächer-Programm mit seiner indirekten Zuschußwirkung von rund 40 % eine geeignete Ergänzung einer höheren kWh-bezogenen Vergütung dar ⁶⁸. Für eine optimale und praxisnahe Kopplung von modifiziertem StrEG und 100.000 Dächerprogramm ist die heute gängige Praxis bei der Anwendung des Kreditprogramms (Reduzierung des relativen Kreditvolumens in Regionen mit gegenüber der gültigen Einspeisevergütung nach StrEG höheren Vergütungssätzen) zu korrigieren und eine vollständige Kopplung zuzulassen.

Für den privaten Investor sollte in Anlehnung an die Überlegungen der Gruppe Energie 2010 /Energie 2010 1998/ insgesamt ein Restinvestitionsbetrag von rund 20 % der Gesamtkosten verbleiben, wodurch auch ein privates Engagement für diese noch relativ teure Energietechnik zum Ausdruck kommen soll. Unter heutigen Voraussetzungen ergibt sich bei Investitionskosten von 14.000 DM/kW, zusätzlichen Kosten für Versicherung, Wartung und Zählermiete von 140 DM/kW*a, einem durchschnittlichem Ertrag von 850 kWh/kW und einer Abschreibungszeit von 15a in Anlehnung an die Musterberechnungsbögen der Preisaufsicht des Landes Nordrhein-Westfalen dann eine erforderliche **Einspeisevergütung von 85 Pf/kWh (bei einem Selbstbehalt von 20 %)**⁶⁹.

⁶⁸ Zum 01.01. 99 hat die Bundesregierung ein 100.000 Dächer-Programm (entsprechend 300 MW) zur Förderung der Photovoltaik mit einer Laufzeit von sechs Jahren aufgelegt. Mit einem Gesamtvolumen von 918 Mio. DM basiert dies auf einem zinsfreien Kreditprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) mit Kreditlaufzeiten von jeweils 10 Jahren. Das erste und zweite Jahr ist tilgungsfrei, der im 10. Jahr verbleibende Restbetrag soll erlassen werden. Hierdurch ermittelt sich ein Fördersatz von insgesamt fast 40 %. Das Programm soll kumuliert mit Landes- und EitVU-Programmen einsetzbar sein und kurze, unbürokratische Bearbeitungs- und Beantragungszeiten von im Normalfall einer Woche ermöglichen. Durch die vollständige Kreditbereitstellung wird die Kapitalbeschaffung für Investoren damit erleichtert, wodurch ein entscheidendes Anfangshemmnis abgebaut wird. Die Ausgestaltung des Förderprogramms und seine Wirkung ist bereits in Kapitel 6.2 diskutiert worden.

⁶⁹ Zu prüfen wäre in diesem Zusammenhang, inwieweit durch die stark unterschiedlichen Vergütungssätze für die Technologien der Vorwurf des Beihilfecharakters der Regelung verstärkt wird (vgl. Kapitel 2).

Der Selbstbehalt dient dabei auch dazu, den Mittelabfluß für die Förderung der photovoltaischen Stromerzeugung zu begrenzen, damit auch für die anderen erneuerbaren Energieträger im ausreichenden Umfang Mittel zur Verfügung stehen. Dahinter steht die Befürchtung, daß bei einem ansonsten sinnvollen kostendeckenden Vergütungsansatz dieser in dem hohen Maße ausgenutzt würde, daß allein für über diesen die Akzeptanz (in bezug auf die Förderung erneuerbarer Energien) der Stromkunden ausgeschöpft würde. Grundsätzlich ist daher auch denkbar, daß mit dem gleichen Erfolg, ein kostendeckender Vergütungssatz (z. B. 1,19 DM/kWh) eingeführt wird und die insgesamt für die photovoltaische Stromerzeugung zur Verfügung stehende Jahressumme begrenzt wird.

Als Alternative zu der dargestellten Regelung kann der Vorschlag von Prognos angesehen werden, für die photovoltaische Stromerzeugung im Fall der weitgehenden Eigenstromerzeugung einen Investitionszuschuß zu gewähren, der sich zur Vermeidung von Überförderungen am unteren Drittel der Marktpreise orientiert und mit dem letztlich ein „Restpreis“ für den Betreiber von rund 35 Pf/kWh resultiert (vgl. Fördermodell 1 in /Prognos 98/). Auch hier verbleibt ein Selbstbehalt für den Betreiber, der allerdings durch die zusätzlich von Prognos vorgeschlagene Möglichkeit des Zurücklaufenlassen des Stromzählers für die in das Netz eingespeiste Strommenge verringert werden kann. Der Betreiber kann damit über seine gesamte Stromerzeugung seine vermiedenen Bezugskosten als Vergleichsbasis ansetzen (im amerikanischen Sprachraum wird dieses Verfahren als net metering bezeichnet). Ein Rücklaufen des Zählers ist heute z. B. schon bei einer Versorgung durch die Stadtwerke München realisierbar. Zusätzlich ist zu beachten, daß durch den Wegfall des zweiten Zählers weitere Kosten für Installation und Miete entfallen.

Ein Selbstbehalt in Form eines eigenwirtschaftlichen Interesses verbleibt aber in jedem Fall auch bei diesem Modellvorschlag, da der Betreiber die Investition in eine Photovoltaikanlage mit anderen - dann in der Regel renditebehafteten - Finanzierungsalternativen vergleichen muß. Für Anlagen, die im wesentlichen zur (kommerziellen) Fremdversorgung genutzt werden (d. h. Netzeinspeisung) sieht Prognos daher auch nur dann einen ausreichenden Anreiz, wenn die Zuschußhöhe so ausgestaltet wird, daß eine ansprechende Rendite (4 bis 5 %) erwirtschaftet werden kann. Auf einen Selbstbehalt würde in diesem Fall mit den zuvor dargestellten möglichen Konsequenzen vollständig verzichtet.

Gegenüber der zuvor dargestellten Regelung ist unabhängig davon bei beiden zuschußorientierten Ansätzen der Anreiz für den effizienten Betrieb der Solaranlage aufgrund der niedrigeren kWh-bezogenen Vergütungshöhe geringer.

Für **größere Photovoltaikanlagen** wird ein anderes Verfahren vorgeschlagen. Aus dem Ausgleichsfonds werden jährlich festgelegte Mittel (oder die jeweiligen Überschußmittel aus dem Vorjahr) zur Förderung größerer Photovoltaikanlagen bereitgestellt. Für diese Anlagen wird ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt, wodurch nur die kostengünstigsten Anlagen zum Zuge kommen. Die Vergütungshöhe ergibt sich direkt aus dem Bieterangebot und berücksichtigt etwaige Förderungen seitens des Bundes. Vergleichbar der Vorgehensweise bei kleineren Anlagen wird aber auch im Bieterverfahren ein zu leistender Eigenbeitrag der Investoren festgeschrieben. Hierdurch wird berücksichtigt, daß sich dieses Angebot z. B. auch an Industriebetriebe und Energieversorgungsunternehmen richtet, die z. B. aus Imagegründen oder zu Marketingzwecken unter diesen Bedingungen vermehrt bereit sein könnten, Photovoltaikanlagen zu errichten. Über das Ausschreibungsverfahren soll ein schnellerer Beitrag zur Kostensenkung erzielt werden.

Die bisherige Entwicklung bei der Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf der Basis von **Biomasse und Biogas** hat gezeigt, daß allein die Vergütung nach dem StrEG in

vielen Fällen nicht ausreicht, um merkliche Erfolge bei der Marktumsetzung zu erreichen. Dies gelingt nur, wenn zusätzliche Mittel zur Verfügung gestellt werden.⁷⁰ Dies hat folgende Gründe:

Zum einen sind günstige Stromkosten (unter Berücksichtigung von Wärmeerlösen) nur bei praktisch kostenfreien Reststoffen (bis maximal 1,5 Pf/kWh_{th}) zu erzielen. Bei der Nutzung etwa von Waldrestholz mit Kosten von 3 - 4 Pf/kWh in Dampfturbinen-HKW, erst recht aber in BHKW auf Holzgasbasis sind derzeit Stromkosten zwischen 20 bis 40 Pf/kWh zu veranschlagen. Strom aus Biogas-BHKW kann ebenfalls nur bei zusätzlichen Entsorgungserlösen bei einer Verwertung von organischen Abfällen in Großanlagen knapp an die derzeitige Vergütungshöhe herankommen.⁷¹

Zum anderen erschweren neben entsprechenden Transaktionskosten eine Vielzahl von anderen Hemmnissen, die bei der Planung und Verwirklichung (größerer) Anlagen anfallen, die Marktausweitung. Maßgeblich hierfür ist u. a. die große Zahl von Akteuren, die notwendige Verknüpfung mit der Wärmeversorgung (Kraft-Wärme-Kopplung) und die damit verbundene Einbindung in die Siedlungsstruktur, sowie die Abklärung der gesicherten Brennstoffbeschaffung. Vor diesem Hintergrund wird daher grundsätzlich eine Besserstellung der Biomassenutzung (außer Klär- und Deponiegas) durch eine **Anhebung des Vergütungssatzes** vorgeschlagen. Diese sollte - vergleichbar der windtechnischen Stromerzeugung - zweckmäßigerweise bei **17 Pf/kWh** liegen und als Minimalwert festgeschrieben werden. Ebenfalls ist eine Anhebung der Leistungsgrenze auf 15 MW_{el} (ggf. sogar höher⁷²) zweckmäßig, um auch Anreize für den Bau größerer Heizkraftwerke auf Biomassebasis zu schaffen.

Wenn im Zuge einer modifizierten Finanzierung (Umlage) auch EltVU-Anlagen in den Genuß der Vergütung kommen, ist auch die Zufeuerung von Biomasse in ansonsten fossil gefeuerten Kraftwerken einzubeziehen, wobei zweckmäßigerweise für den Leistungsanteil der Biomasse dieselbe Obergrenze gilt, bei dann aber durchaus größerer Gesamtleistung des Kraftwerks. Aus ökologischen Gesichtspunkten kann die Einbeziehung der Biomassezufeuerung auf KWK-Anlagen begrenzt werden.

Für **Klär- und Deponiegas sowie Wasserkraft bis 5 MW** Leistung sollte sich die Festlegung einer Minimalvergütung an der derzeitigen Vergütungshöhe orientieren, also **15 Pf/kWh** nicht unterschreiten. Darüber hinaus wird empfohlen, die Vergütung für **Klein- und Kleinstwasserkraftwerke (< 100 kW)**, die neu in Betrieb genommen werden, ebenfalls auf **17 Pf/kWh** zu erhöhen, um gezielt die Wiederinbetriebnahme (nach zuvor erfolgter Sanierung) bestehender Wasserkraftwerke mit höheren Anreizen zu versehen.

Letztlich sollte grundsätzlich auch für **geothermische Stromerzeugungsanlagen** von einem Vergütungssatz von 17 Pf/kWh ausgegangen werden, auch wenn derartige Anlagen in Deutschland heute noch nicht bestehen. Für geplante Anlagen (z. B. das hot dry rock Projekt im badischen Bühl) ist allerdings zu befürchten, daß diese bei fehlender Absicherung durch eine fixe Vergütung nicht wie geplant realisiert werden.

⁷⁰ Vergleiche dazu das Förderprogramm des Landes Bayern mit jeweils rund 25 Mio DM/a in den letzten 8 Jahren.

⁷¹ Quelle: Referenztechniken der lokalen und dezentralen Energienutzung. DLR Stuttgart, 1998; Klimaschutzkonzept Saarland, 1997, Band 2: KWK und regenerative Energien.

⁷² Größere Anlagen werden in der Regel durch EltVU (z. B. ein in Planung befindliches GUD-Kraftwerk mit 40 MW installierter Leistung und dem Brennstoff Altholz) betrieben werden. Für diese ist auch eine Regelung vorstellbar, daß größere Anlagen dann in das StrEG einbezogen werden, wenn der Mittelwert aller durch das EltVU betriebenen Anlagen biogener Brennstoffbasis die genannte Leistungsgrenze unterschreitet. Unter Umständen kann so eine Querfinanzierung kleinerer Biomasseanlagen erreicht werden.

Unter Berücksichtigung der zukünftig gewonnenen zusätzlichen Erfahrungen bzw. Erkenntnisse (z. B. bezüglich Instandhaltungskosten und Investitionskostenentwicklung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien) und im Sinne der von der EU-Wettbewerbskommission geforderten degressiven Gestaltung der Förderung muß der hier dargestellte Mindestvergütungssatz - wenn dies sachgemäß ist - gegebenenfalls im Zeitverlauf verändert werden⁷³. Ebenso können heute nicht vorhersehbare Entwicklungen technischer oder finanzpolitischer Art, die zu nominal höheren Zinssätzen und vermehrten Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung führen, eine Erhöhung der Vergütungssätze erfordern. Es wird daher vorgeschlagen, **den Mindestvergütungssatz** für die jeweiligen Neuanlagen alle **drei Jahre** zu überprüfen. Hierzu sollte in regelmäßigen Abständen eine Expertenrunde (Politik/Preisaufsicht, Betreiber- und Herstellerverbände, Energiewirtschaft) zusammenge-rufen werden.

6.3.4.2 Vergütung begrenzter Strommengen mit kostenorientierter Vergütung bei Reduzierung im Zeitverlauf für Neuanlagen

Die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und insbesondere der Windstromerzeugung hängen im ganz entscheidenden Maße von den meteorologischen Gegebenheiten vor Ort ab. Meßergebnisse, die im Rahmen des wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramms zum Breitentest „250 MW-Wind“ ermittelt wurden /ISET 1998/, zeigen für 1997 für die bestehenden Anlagen Kosten in einer Bandbreite von 16,6 Pf/kWh (Küstengebiete) bis 31,1 Pf/kWh (Binnenlandstandorte). Unter dieser Voraussetzung kann eine Überförderung der Windenergie an sehr windgünstigen Standorten in Deutschland nur dann auftreten, wenn zwischen kalkulatorischer Abschreibungszeit und tatsächlicher Lebensdauer der Anlagen deutliche Unterschiede bestehen und sich bei älteren Anlagen Reperatur- und Wartungskosten in vertretbaren Grenzen halten⁷⁴. Obwohl sich die Investitionskosten für Windkraftwerke seit Einführung des StrEG 1991 etwa halbiert haben, gilt vergleichbares auch für neue Windkraftwerke, da sich auch die Förderbedingungen in diesem Zeitraum u.a. wegen des Auslaufens des 250 MW-Windprogramms verschlechtert haben. Insgesamt hat sich daher das Verhältnis von Betreiberkosten und Jahresertrag aufgrund der zeitgleich rückläufigen Förderquote nicht wesentlich verbessert. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, daß bei den derzeit niedrigen Finanzierungskosten (Zinsen) günstige Bedingungen für die Errichtung und Finanzierung von Windkraftwerken vorliegen, die z. T. sogar eine Installation im Binnenland ermöglichen (vgl. /Allnoch 1998/. Diese zinsgünstige Phase muß aber nicht von Dauer sein.

Neuere Untersuchungen zu den Stromgestehungskosten von Windkraftwerken kommen zu dem übereinstimmenden Ergebnis, daß sich die heute üblichen Anlagen der 500/600 kW-Klasse ohne zusätzliche Förderung unter Zugrundelegung der heutigen Einspeisungsvergütung nur an günstigen küstennahen Standorten (mit mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten von mehr als 6 m/s) im üblichen Zeitrahmen (10 bis 12 Jahre) amortisieren können /ISET 1997, DEWI 1997, Fichtner 1997/. Vor dem Hintergrund, daß eine öffentliche Förderung heute nur noch in küstenfernen Regionen erfolgt, kann es zu einer Überförderung demnach auf der Basis der jetzigen Regelungen kaum kommen. Hohe Renditen, von denen immer wieder berichtet wird bzw. die in Beteiligungsangeboten offeriert werden, sind - wenn sie überhaupt rea-

⁷³ Erst wenn ausreichende Betriebserfahrungen über einen langfristigen Dauerbetrieb vorliegen, kann z. B. über die tatsächliche Lebensdauer von Windkraftwerken und damit die für diesen Zeitraum notwendigen Vergütungssätze gehaltvoll diskutiert werden.

⁷⁴ Das jüngste Gutachten des DEWI weist noch einmal nachdrücklich darauf hin, daß die Wartungs- und Reparaturkosten bisher vielfach unterschätzt wurden und diesbezüglich sich das sehr schnelle scale up im Windkraftwerksbereich negativ bemerkbar machen könnte /DEWI 1999/.

lisiert werden können - daher in erster Linie eine Folge günstiger Steuerabschreibungsmöglichkeiten, damit steuerpolitischer Natur und nicht auf Investitionen in Windkraftwerke begrenzt⁷⁵.

Zudem ist zu berücksichtigen, daß heute aufgrund der noch fehlenden Langzeiterfahrung noch unzureichende Erkenntnisse über Instandsetzungs- und Reparaturaufwendungen vorliegen. Es sind aus heutiger Sicht Zweifel angebracht, ob die üblicherweise in den Kostenrechnungen angesetzten jährlichen Aufwendungen von 3 % bezogen auf die Investitionssumme (für Betrieb, Versicherungen, Wartung und Instandsetzung) über den gesamten Betriebszeitraum ausreichen. Eine Verdopplung der Betriebskosten führt aber bei Windkraftwerken mitunter schon zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von 2 bis 3 Pf/kWh. Neuere Ergebnisse aus dem Meß- und Evaluierungsprogramm zum Breitentest 250 MW Wind des Bundes kommen bereits zu dem Ergebnis, daß die mittleren spezifischen Betriebskosten von Anlagen außerhalb der Garantiezeit steigende Tendenz aufweisen und sich seit 1993 um mehr als ein Drittel erhöht haben /Hoppe-Kilper 1998/. Für die untersuchten Anlagen werden heute schon mittlere jährliche Aufwendungen von 3,2 bis 4,6 % der neuen Anlagenkosten angegeben.

Dennoch dürfte es im Sinne einer wettbewerbsorientierten Weiterentwicklung des StrEG (mit den auch von der EU eingeforderten Elementen Kostendegression und Begrenztheit⁷⁶) zweckmäßig sein, für Neuanlagen durch eine Beschränkung der Energiemenge (Ertrag), für die der gesetzlich vorgeschriebene Vergütungssatz gewährt wird, eine potentielle Überförderung grundsätzlich zu verhindern und gleichzeitig die Anreize für weitere Kostensenkungen zu steigern. Der Vergütungssatz wird für diesen Betrag auf einen festen Wert (z. B. 17 Pf/kWh für eine Stromerzeugung aus Windenergie) festgelegt. Bei diesem kostenorientierten Vergütungsmodell entfällt damit auch eine Kopplung an die mittleren Stromerlöse.

Ist die festgelegte Höchstmenge erreicht, erfolgt für den darüber hinaus erzeugten Strom eine Vergütung mit einem reduzierten Satz. Dafür schlägt Traube statt der derzeit vorliegenden Verbändevereinbarung der Einfachheit halber und aufgrund der Gleichbehandlung unter den EltVU anlehnend an das StrEG die Festlegung fixer (aber gegenüber dem StrEG niedrigerer) Vergütungssätze vor. Orientiert man sich an den heute aus der Verbändevereinbarung resultierenden Vergütungssätzen, müßten hiermit die nach Ablauf der Abschreibungszeit notwendigen Betriebs- und Wartungskosten gedeckt werden können (vgl. Exkurs 2 zu den Stromgestehungskosten der Windenergie). Eine Festsetzung der Vergütungshöhe müßte im Konsens unter Beteiligung aller maßgeblicher Akteure erfolgen. Damit würde auch nach dem Erreichen der Ertragsgrenze der Anreiz, die Anlage optimal zu betreiben und gegebenenfalls anstehende Wartungen bzw. Reparaturen durchzuführen, erhalten bleiben.

Aus Gründen des **Bestandsschutzes** müssen die bereits **bestehenden Anlagen** aus der Neuregelung ausgenommen werden, d. h. für diese gilt weiterhin eine unbegrenzte Zahlung der Vergütung allerdings auf der Basis der neuen fixen Vergütungssätze. Für diese muß wie bisher eine **unbefristete Vergütung** jedoch auf der Grundlage der hier dargestellten modifizierten Vergütungssätze, d. h. fixen Vergütungssätze, nach StrEG für einen Zeitraum entspre-

⁷⁵ Vergleichbare Steuerabschreibungsmöglichkeiten, d. h. Verlustverrechnungsmöglichkeiten auf der Basis anrechenbarer Abschreibungen für Verlustzuweisungsgesellschaften, d.h. auch gegebenenfalls für Beteiligungsgesellschaften im Windkraftwerksbereich, liegen auch in anderen Bereichen (z. B. Schiffsbau, Hotelbau) vor. Sie sind jedoch vom Gesetzgeber seit Anfang 1999 eingeschränkt bzw. aufgehoben worden (vgl. Änderungen im Einkommensteuergesetz). Zudem werden in Windparkprojektausschreibungen häufig Modellrechnungen vorgelegt, die nicht auf der Basis seriöser Berechnungsverfahren bzw. Eckdaten (z. B. Laufzeit, Hafteinlage, Eigenkapitalanteil) und Prognosewerten beruhen /Gude, Lohmann 1998/.

⁷⁶ Unabhängig von der tatsächlichen Einordnung des StrEG bzw. eines Nachfolgemodells als Beihilfe kann damit einer immer wiederkehrenden Grundsatzdiskussion vorgebeugt werden.

chend der Nutzungsdauer der Anlagen gesichert sein, auch wenn sich in einigen Fällen dadurch tatsächlich eine Überförderung ergeben sollte.

Als Bemessungsgrundlage für die Höchstgrenze können grundsätzlich die Generatorleistung, die vermessene Nennleistung oder aber die Rotorkreisfläche herangezogen werden. Dabei stellt die Rotorfläche die sinnvollste Bezugsbasis dar, da diese direkt im proportionalen Verhältnis zum Windenergieertrag steht. Die Generatorleistung kann bei Windkraftwerken mit gleichem Jahresenergieertrag um bis zu 20 % voneinander abweichen. Zudem besteht die Gefahr der Manipulation und Überdimensionierung der Generatorleistung mit dem Ziel der Streckung der Höchstgrenze /Molly 1997/.

Eigene Beispielrechnungen (vgl. Exkurs 2 zu den Stromgestehungskosten der Windenergie) zeigen, daß mit einem Vergütungssatz von 17 Pf/kWh (ohne Berücksichtigung einer zusätzlichen Förderung) und einem Abschreibungszeitraum von 12 Jahren ein Jahresenergieertrag von etwa 900 kWh/m²,a Rotorfläche (entsprechend ca. 2.250 Vollaststunden) für einen kostendeckenden Betrieb notwendig ist. Dies entspricht sehr guten Windbedingungen an der Küste. Im Binnenland werden derartige Erträge nur in sehr wenigen Ausnahmefällen erreicht. Eine Festlegung der Höchstgrenze auf 12.000 kWh/m² bzw. einschließlich einer Sicherheitsmarge für zukünftig höhere Wartungs- und Betriebskosten auf **13.000 kWh/m²**, würde daher für die meisten Standorte sicherstellen, daß die Vergütung nach dem StrEG über die gesamte Lebensdauer erhalten wird. Darüber hinaus wären zusätzlich Risiken, die durch einen möglichen Anstieg der Wartungs- und Instandhaltungskosten entstehen könnten, aufgrund der einbezogenen Sicherheitsmarge von rund 10 % in den allermeisten Fällen abgedeckt, während gleichzeitig eine starke Bevorzugung besonders günstiger Standorte ausgeschlossen ist.

Wie der nachfolgende Exkurs 2 zeigt, orientiert sich die vorgeschlagene vergütete Höchstmenge von 13.000 kWh/m² an den heutigen Rahmenbedingungen und stellt mit Ausnahmen der Begrenzung keinen Bruch mit der derzeitigen Förderung dar. Anlagen an Binnenlandstandorten erhalten diese Vergütung praktisch während ihrer gesamten Lebensdauer (18-21 a bei 1.750-1.500 jährlichen Vollaststunden) und werden infolge des festen Vergütungssatzes **besser gestellt** als im derzeit geltenden StrEG. Nur für Anlagen an äußerst guten Standorten wird die vergütete Höchstmenge etwa mit der Abschreibungszeit erreicht (z.B. bei 2.500 h/a in 13 a). Da die jährliche Vergütung höher ist als die jährlichen Kosten, ist die Amortisation des eingesetzten Kapitals gesichert. Außerdem sollte eine Obergrenze des Zahlungszeitraums festgelegt werden (z. B. 20 a), um für die Installation von Windanlagen an relativ schlechten Standorten die Anreize zu verringern und die Anreize für den Neubau von Anlagen nach langer Betriebszeit zu erhöhen. Nach Ende des Förderzeitraums müssen nur noch die anfallenden Wartungs- und Betriebskosten (einschließlich einer angemessenen Rendite)⁷⁷ erlöst werden, wozu unter der Annahme von Wartungskosten von maximal 6 %/a (der Anlagenkosten) wesentlich geringere Erlöse zwischen 7 und 9 Pf/kWh ausreichen. In aktuellen Kostenberechnungen zur Windenergie /DEWI 1999/ wird inzwischen für die gesamte Nutzungsdauer (10 a) von Betriebskosten in Höhe von 6 %/a ausgegangen. Größere Ersatzinvestitionen sind dabei nicht berücksichtigt. Durch eine umfassende Ertüchtigung/Erneuerung der Anlage kann die ursprüngliche Einspeisungsmenge wieder von neuem beantragt werden. Maßgabe ist hierfür eine Ersatzinvestition, die 2/3 der für einen Neubau notwendigen Investitionen übersteigt. Ein einfacher Rotoraustausch reicht hierfür als Ersatzinvestition nicht aus.

⁷⁷ ohne ausreichende Rendite besteht die Gefahr einer vorzeitigen Stilllegung der noch funktionsfähigen Anlage.

Exkurs: Stromgestehungskosten von Windkraftwerken

In seinem Jahresüberblick 1997 stellt das ISET bezüglich der Stromgestehungskosten klar, daß eine Einspeisevergütung von 17 Pf/kWh von einer 500 kW-Anlage nur bei Vollaststunden von mehr als 2.000, einer 1,0 MW-Anlage von mehr als 1.900 und einer 1,5 MW-Anlage von mehr als 2.100 erreichen läßt. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch eigene Berechnungen.

Windkraftwerke im Leistungsbereich 500 – 1.500 kW kosten in ihrer üblichen Auslegung für Küstenstandorte derzeit ab Werk zwischen 600 bis 650 DM/m² (500 kW) und 850-900 DM/m² Rotorfläche (1.500 kW). Einschließlich der Nebenkosten für Fundament, Netzanschluß usw., welche zwischen 35 % (500 kW) und 25 % (1.500 kW) der Anlagenkosten angenommen werden können (Mittelwert 30 %), erreichen damit die flächenspezifischen Gesamtinvestitionskosten Werte zwischen 800 DM/m² und 1.100 DM/m². Für Binnenlandstandorte liegen die Investitionskosten, bezogen auf die Rotorfläche i.allg. etwas höher. Ein repräsentativer Mittelwert der Gesamtkosten der derzeit angebotenen Anlagen (ohne 1.500 kW) liegt bei **900 DM/m²**. Charakteristische betriebswirtschaftlichen Eckdaten sind:

1. Betriebs- und Wartungskosten (einschl. Versicherung): 4-5 % p.a. der Investitionskosten (innerhalb der Abschreibungsdauer).
2. Zinssatz (als Mischwert aus 30-40 % Eigenfinanzierung und 60-70 % Fremdfinanzierung): 6-7 %p.a.
3. Abschreibungsdauer: 10-12 Jahre

Mit diesen Eckwerten liegen die charakteristischen flächenspezifischen Jahreskosten für diese Referenzanlage Werte zwischen 145 DM/m²,a (6 % Zins; 4 % p.a. Betriebskosten bezogen auf die Gesamtinvestitionen; 12 a Abschreibung) und knapp 175 DM/m²,a (7 %; 5 % p.a; 10 a). Die Jahreskosten nach der Amortisation des Kapitals liegen - bei höher angesetzten Betriebskosten von 6 % p.a - bei 55 DM/m²,a. Die Stromgestehungskosten lauten mit den Mittelwerten der obigen Eckdaten bei einer Abschreibungsdauer von 12 a (10 a) und einer Auslegung der Anlage auf eine Leistungsdichte von 0,40 kW/m²:

- 30,2 Pf/kWh (33,1) für 1.250 Vollaststunden (= 500 kWh/m²,a),
- 25,1 Pf/kWh (27,6) für 1.500 h/a (= 600 kWh/m²,a),
- 21,5 Pf/kWh (23,7) für 1.750 h/a (= 700 kWh/m²,a),
- 18,9 Pf/kWh (20,7) für 2.000 h/a (= 800 kWh/m²,a),
- 16,8 Pf/kWh (18,4) für 2.250 h/a (= 900 kWh/m²,a),
- 15,1 Pf/kWh (16,6) für 2.500 h/a (= 1.000 kWh/m²,a) und schließlich
- 13,7 Pf/kWh (15,1) für 2.750 h/a (= 1.100 kWh/m²,a).

Mit den gewählten Ausgangsdaten wird bei 12-jähriger Abschreibung die derzeitige Vergütungshöhe nach dem StrEG bei einer Ausnutzung von rund 2.250 h/a erreicht, bei einer 10-jährigen Abschreibung werden rund 2.450 h/a benötigt.

Die ausgewählte Referenzanlage benötigt **nach der Amortisation** der Investition noch zwischen 7 Pf/kWh (2.000 h/a) und 9 Pf/kWh (1.500 h/a), um Betriebs- und Wartungskosten in Höhe von 55 DM/m²,a (= 6 % p.a. der ursprünglichen Investitionskosten) decken zu können.

Nachteilig wirkt sich bei dem hier dargestellten „Rotorflächenansatz“ aus, daß einerseits Manipulationsmöglichkeiten (z. B. künstliche und ineffektive Verlängerung der Rotorblätter) nicht ausgeschlossen werden können und andererseits bestimmte Technologien gegebenenfalls

bevorzugt behandelt werden. Letzteres gilt z. B. in bezug auf die vorrangig deutschen Entwicklungen pitch-geregelter und drehzahlvariabler Anlagen mit im Vergleich zu anderen Anlagen spezifisch geringerer Rotorkreisfläche. Als dem Wesen nach vergleichbarer aber hersteller-/technologieunabhängiger Ansatz kann in diesem Zusammenhang das „Referenzstandortverfahren“ angesehen werden.

Für jeden Anlagentyp wird nach diesem Verfahren unter Betrachtung eines charakteristischen Referenzstandortes (z. B. mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 m ü. G, Rauheitslänge $z=0,1$, Weibull-Faktor Formfaktor $k=2,0$: dies entspricht bei einer modernen 500 kW-Anlage einem Jahresenergieertrag von etwa 1 Mio. kWh) ein potentieller Jahresenergieertrag ermittelt. Die nach StrEG definierten Vergütungssätze werden für den jeweiligen Anlagentyp dann für das 12fache dieses Jahresenergieertrags ausgezahlt. Darüber hinausgehend kommt ein reduzierter Vergütungssatz zum tragen. Der Referenzstandort kann dabei so gewählt werden, daß eine dem „Rotorflächenansatz“ vergleichbare Vergütungsregelung resultiert. Gegenüber dem Referenzstandort windgünstigere Standorte erreichen eine schnellere Amortisation, an schlechteren Standorten ist u. U. während der Lebenszeit der Anlage kein vollständiger Mittelrückfluß möglich. Entscheidender Nachteil dieses Verfahrens ist der höhere Aufwand gegenüber dem Rotorflächenansatz. Die Praktikabilität wird dementsprechend sehr unterschiedlich beurteilt. Während die Betreiberverbände einer solchen Regelung eher positiv gegenüberstehen, hat der Verband der Hersteller (VDMA) aus Praktikabilitätsgründen Vorbehalte.

Entsprechende Überlegungen können auch für die Vergütung bei der **Wasserkraft** angestellt werden. Hier entstehen Unterschiede in den Aufwendungen bzw. den resultierenden Stromgestehungskosten nicht durch regionale Unterschiede, sondern durch die stark unterschiedlichen (spezifischen) Investitionen, je nachdem ob eine bestehende Anlage lediglich mit einem neuen Maschinensatz versehen wird, eine stillgelegte Anlage reaktiviert wird oder eine Anlage völlig neu erstellt wird. Weiterhin spielt die Größe der Anlagen eine wesentliche Rolle. Typische Anhaltswerte für die Investitionskosten von Wasserkraftwerken sind in **Tabelle 6.10** /Referenztechniken DLR 1998/.

Tabelle 6.10: Charakteristische Kostenkenngrößen von Wasserkraftwerken

Investitionen (DM/kW)	Bis 200 kW	200 – 500 kW	500 – 2000 kW
Neubau	18 000	14 000	10 000
Reaktivierung/Ertüchtigung	7 500	6 000	5 000

Die Betriebs- und Wartungskosten liegen typischerweise zwischen 100 DM/kW*a (Anlagen zwischen 500 und 2.000 kW) und 200 DM/kW*a (Anlagen um 200 kW). Wird ebenfalls eine feste Vergütungshöhe von **17 Pf/kWh** vorausgesetzt, so liegen beispielsweise für Wasserkraftwerke im Bereich 200 - 500 kW (500 – 2.000 kW) Leistung die typischen Amortisationszeiten des eingesetzten Kapitals (bei einem Zinssatz von 6 % und einem Ertrag von 5.000 kWh/kW*a) bei einer Reaktivierung von Anlagen bei etwa 12 (7) Jahren, während für Anlagen unter 200 kW die Amortisation erst bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren erreicht würde. Für neu zu bauende Wasserkraftwerke liegen die entsprechenden Amortisationszeiten deutlich höher, so daß eine Zusatzförderung, wie sie z. B. im Rahmen des 200 Mio.-Förderprogramms erfolgt (15 % Investitionszuschuß) erforderlich ist.

Eine zeitliche Begrenzung der Vergütung könnte daher prinzipiell **nach Investitionskostenklassen** erfolgen und zwar unabhängig davon, ob es sich um Neu- oder Altanlagen handelt. Generell sollte ein verbesserter fixer Vergütungssatz aber nur für Anlagen gezahlt werden, für die Investitionen getätigt worden sind. Eine Begrenzung z. B. auf 12 Jahre käme jedoch nur bei größeren, zu reaktivierenden Anlagen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer⁷⁸ der Anlagen zur Wirkung. Alternativ kann die Vergütung generell über die gesamte Nutzungsdauer (z.B. 20 a) gewährt werden, wobei dann jeweils die Vergütungshöhe entsprechend den Investitionskostenklassen festgelegt würde. Eine reaktivierte Anlage der Leistungsklasse 200 – 500 kW würde dann mit obigen Zahlenwerten beispielsweise über 20 a eine Vergütung von ca. 14 Pf/kWh erhalten, bei einer Anlage unter 200 kW stiege der Wert auf ca. 20 Pf/kWh.

Abgeschriebene Anlagen, bei denen keine über die üblichen Betriebs- und Wartungsaufwendungen (Zahlenwerte oben) hinausgehenden Kosten anfallen, benötigen für einen wirtschaftlichen Betrieb bei angemessener Rendite Erlöse von ca. 6 – 8 Pf/kWh. Sie könnten demnach ebenso wie abgeschriebene Windanlagen nicht mehr die Vergütung nach dem StrEG in Anspruch nehmen, sondern wären auf zu vereinbarenden reduzierten Erlöse angewiesen. Bisher umstrittene Mitnahmeeffekte würden hierdurch auf jeden Fall vermieden werden können und die Angreifbarkeit der Regelung verringern.

Eine zeitliche Begrenzung der Vergütung für die **Photovoltaik** erscheint nicht notwendig, da nach den zuvor gemachten Vorschlägen diese aufgrund des verbleibenden Eigenanteils ohnehin innerhalb der Nutzungsdauer nicht kostendeckend ist und sich die regionalen Unterschiede der Strahlungsbedingungen im Gegensatz zu den Windverhältnissen in weitaus engeren Grenzen halten.

Eine zeitliche Begrenzung der Vergütung für **Biomasseanlagen** könnte - in erster Näherung - derart erfolgen, daß die festgesetzte Vergütung (von ebenfalls **17 Pf/kWh**) nach einem Zeitraum wegfällt, der einer angemessenen Amortisationszeit des eingesetzten Kapitals, z.B. **12 bis 15 Jahre**, entspricht und danach nur noch der Strom nach Marktpreisen bzw. entsprechend der vereinbarten reduzierten Höhe vergütet wird. Teurere Anlagen bedürfen dann einer öffentlichen Zusatzförderung oder werden nur bei entsprechender Risikobereitschaft des Investors errichtet. Entsprechende Regelungen können auch für **geothermische Stromerzeugungsanlagen** getroffen werden.

6.3.4.3 Individuelle (standortabhängige) Vergütungssätze

Die zuvor diskutierte Regelung hat für die Windenergie den Vorteil der relativen Einfachheit. Aufwendige Windmessungen sind nicht erforderlich. Auf der anderen Seite ist damit der Nachteil verbunden, daß sie über die fixen Vergütungssätze hinaus keine zusätzlichen Anreize für die Nutzung der Windenergie im Binnenland bietet (da an vielen Standorten die vergütete Höchstgrenze von 13.000 kWh/m² erst gegen Ende der Nutzungszeit erreicht wird. Eine ausgewogene Berücksichtigung des Binnenlands ist aber für den landschaftsverträglichen Ausbau der Windenergie von großer Bedeutung. Hält man daher eine tendenziell stärkere Unterstützung von Binnenlandstandorten über diejenige des Vorschlags 2 für erforderlich, so könnten die dazu erforderlichen Anreize durch eine ertragsabhängige Stromeinspeisungsvergütung geschaffen werden, wie sie z. B. nach den Musterberechnungsbögen der Preisaufsicht des Landes NRW bestimmt werden kann /MWMTV 1997/. Ziel einer derartigen Regelung sollte dabei sein, daß bereits bei einer Nutzungsdauer von 12 bis 15 Jahren eine Kostendeckung erreicht wird (und nicht wie in Vorschlag 2 für Binnenlandstandorte bei etwa 20 Jahren). Die

⁷⁸ Innerhalb der Nutzungsdauer fallen keine Neuinvestitionen an, die über die laufenden Betriebs- und Wartungskosten hinausgehen. Als Anhaltswert kann von 20 Jahren ausgegangen werden.

Differenzkosten dieser Vergütungsregelung (alternativ zu der erhöhten Einspeisungsvergütung kann auch ein standortabhängiger Investitionszuschuß oder Kombinationen von beiden bestimmt werden) werden durch den bundesweiten Ausgleichsfonds bestritten.

Die Bestimmung des individuellen Vergütungssatzes erfordert eine Ertragsvorausschau für jeden Standort, wodurch insgesamt die Praktikabilität dieser Vorgehensweise in Frage gestellt ist. Einerseits ist aber ohnehin vor der Investitionsentscheidung für die Errichtung eines Windkraftwerks eine derartige Vorschau notwendig, andererseits kann auf eine Erfassung der konkreten Windverhältnisse am Standort verzichtet werden, wenn Windatlanten oder -gutachten für die jeweilige Region vorliegen. Dies gilt mittlerweile fast flächendeckend für alle für die Nutzung der Windenergie interessanten Standorte. Gegenüber der bisherigen Regelung würden Binnenlandstandorte durch die spezifisch erhöhten Vergütungssätze betriebswirtschaftlich interessanter. Windkraftwerke im Binnenland, die heute ohne eine zusätzliche Förderung der Länder, kaum errichtet würden, könnten von der Rentabilitätserwartung damit vielen Küstenstandorten gleichgestellt werden. Ziel ist es, die windgünstigen Binnenlandstandorte auszunutzen, betriebswirtschaftlich ungünstige (d. h. vom Windenergieangebot her ungünstige) Standorte jedoch nicht zu erschließen⁷⁹. Aus diesem Grund sollte eine Obergrenze für den spezifischen Fördersatz festgelegt werden (z. B. 25 Pf/kWh), um eine diesbezügliche Lenkungswirkung zu erzielen.

Eine wirksame Förderung der Biomasse (über Klär- und Deponiegasanlagen hinaus) ist angesichts ihrer kostengünstig und kurzfristig erschließbaren Potentiale von besonderer Bedeutung für die Etablierung eines energiewirtschaftlich relevanten Beitrags der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010. Eine sachgerechte kostenorientierte Vergütungsregelung für Biomasseanlagen kann aufgrund ihrer großen Vielfalt aber ebenfalls nur mittels individueller Vergütungssätze auf der Basis von Musterberechnungsbögen stattfinden. Diese Regelung wird dadurch erleichtert, daß die Anzahl stromerzeugender Biomasse-Anlagen auf absehbare Zeit - im Gegensatz etwa zu Photovoltaikanlagen und Windkraftwerken - aufgrund ihrer spezifisch vergleichsweise hohen Leistung überschaubar bleiben wird. Derzeit existieren rund 400 Anlagen auf der Basis Biogas, Holz, Rinde, Rapsöl mit insgesamt rund 100 MW_{el} Leistung. Auch wenn biogene Energien bei einer angestrebten Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 neben der Windenergie die Hauptlast des Zuwachses tragen werden, ist nicht zu befürchten, daß die Praktikabilität der individuellen Vergütungsregelung dadurch in Frage gestellt wird. Ähnlich wie bei der Windenergie können alternativ auch standortabhängige Investitionszuschüsse in Betracht kommen.

Auch für die vom StrEG betroffenen Wasserkraftanlagen kann eine individuelle Vergütungsregelung auf der Basis von Musterdatenblättern eingeführt werden. Bei allen Anlagen muß bei der Ermittlung der Vergütungssätze eine maximale leistungsbezogene Investitionsgrenze eingehalten werden. Höhere Investitionssummen werden bei der Berechnung des Vergütungssatzes nicht anerkannt. Die Grenze kann jährlich durch eine gemeinsame Diskussion von Politik, Herstellern, Betreibern und Energiewirtschaft (ggf. unter Hinzuziehung der Wissenschaft) festgelegt werden. Durch eine degressive Gestaltung dieser Grenze - in Abhängigkeit des realen Marktgeschehens - kann so ein Anreiz für die Ausschöpfung von Kostendegressionspotentialen sichergestellt werden.

⁷⁹ Eine Differenzierung der Vergütungsansätze könnte sich - außer an gemessenen Windgeschwindigkeiten - dabei u. U. auch an der im Bauingenieurwesen üblichen Abschätzung der Windbelastung an Bauwerken nach Staudruckzonen (vgl. DIN 4131) orientieren.

Vergleichbare Regelungen sind auch für geothermische Stromerzeugungsanlagen implementierbar, auch wenn diesbezüglich noch sehr wenige Informationen vorliegen.

6.4 Die Bedeutung Grünen Stroms in liberalisierten Märkten

Durch die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte können alle Kunden, seien es private Haushalte, Gewerbe oder öffentliche Einrichtungen, ihren Stromversorger frei wählen. Mehrere Versorger bieten derzeit schon auf dem Markt Strom an, bei dem eine bestimmte Art der umweltverträglichen Produktion garantiert wird. Dabei kann der Strom aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien stammen, aber auch aus sehr effizienten fossilen Kraftwerken, wenn sie etwa in Kraft-Wärme-Kopplung gefahren werden. Eine einheitliche Definition, was als umweltverträgliche Stromproduktion in Sinne Grünen Stroms zu verstehen ist, existiert allerdings nicht. Die Produkte werden als Green-Pricing, Grüne Tarife oder Grüner Strom bezeichnet. Der Markt entwickelt sich derzeit in Deutschland und auch in einigen anderen Ländern Europas von der Anbieterseite her sehr dynamisch, wogegen die Nachfrage aus unterschiedlichen Gründen bisher hinter den Absatzerwartungen zurückbleibt.

Im folgenden sollen unterschiedliche Vermarktungsarten für Grünen Strom vorgestellt werden. Die Potentiale der Vermarktung Grünen Stroms in Hinblick auf mögliche Beiträge zur Finanzierung der Markteinführung werden untersucht. Die aktuelle Situation des Marktes für Grünen Strom in Deutschland wird dargestellt. Größeren Raum nimmt die Darstellung der erforderlichen und bestehenden Zertifizierungsmechanismen für Grünen Strom in Deutschland und international ein. Dabei wird auch auf spezielle Fragestellungen, wie etwa, welche Technologien zertifizierungsfähig sind und in wie weit auch bestehenden Anlagen oder Importstrom zugelassen werden sollen, eingegangen. Abschließend werden die Implikationen dargestellt, die sich aus einem sich entwickelnden Markt für Grünen Strom an die Gestaltung von öffentlich initiierten Förderinstrumenten ergeben. In diesem Zusammenhang wird auch erörtert, welche Bedingungen bei der Gestaltung des Netzzuganges und des Börsenhandels für den Handel mit Grünen Strom vorteilhaft sind.

6.4.1 Was ist Green Pricing?

Unter dem Begriff Green Pricing werden Produkte von EltVU und unabhängigen Anbietern verstanden, die eine umweltverträgliche Erzeugung von Elektrizität versprechen. Dabei gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Ausprägungen von Green-Pricing Angeboten, die sich nach Art der Geldeinnahme unterscheiden lassen (nach /Markard 1998/):

(1) Grüne Tarife

Hierbei deckt der Kunde einen Teil oder seinen gesamten Bedarf mit wie auch immer definierten umweltverträglichen Strom. Er erhält für seine Zahlung also eine Ware bzw. Leistung.

(2) Beteiligungen

Der Kunde beteiligt sich an einer Anlage zur umweltverträglichen Produktion von Strom (z.B. Windkraftanlage), er investiert und erlangt dadurch Eigentumsrechte.

(3) Spenden

Der Verbraucher spendet einmalig oder regelmäßig, damit eine Anlage zur umweltverträglichen Stromproduktion errichtet oder betrieben werden kann. Der Verbraucher erhält typischerweise keine Gegenleistung.

Nur bei den unter (1) beschriebenen Grünen Tarifen findet eine Lieferung von Elektrizität im kaufmännischen Sinne statt. Das heißt insbesondere, daß Verträge über die Durchleitung des

Grünen Stroms vom Erzeuger zum Abnehmer vorliegen. Eine Abgrenzung von Grünen Tarifen gegenüber den Spendenmodellen läßt sich nicht immer eindeutig treffen. So kann wie im Modell der Schönauer Stadtwerke ein vertragliches Verhältnis zwischen Spender und Sammler bestehen, die den Spender zu monatlichen Zahlungen und den Sammler zur Produktion einer bestimmten Menge Grünen Stroms verpflichtet (vgl. Tabelle 6.12). In Deutschland wurde dieses Modell als erstes vom Solar Förderverein Aachen praktiziert. Der Spendensammler verpflichtet sich jedoch nicht zur direkten Lieferung an den Spender. Auf diese Weise werden die bisher unvollkommene Regelung der Netzbenutzung umgangen, die regelmäßig zu sehr hohen Netzbenutzungsentgelten führen (vergl auch Abschnitt 6.5.1.1). Obwohl dieses Modell als Spende zu charakterisieren ist, wird es in die folgenden Betrachtungen mit einbezogen, da es von manchen Anbietern als Alternative zu echten Grünen Tarifen gesehen wird⁸⁰ (zur Abgrenzung von Spende und Tarif vergl auch Abschnitt 6.4.3). Echte Spenden- und Beteiligungsmodelle der EitVU werden im Abschnitt 6.3 beschrieben, so daß sich die folgenden Ausführungen auf Grüne Tarife beschränken.

Der Begriff „Tarife“ ist in diesem Zusammenhang etwas irreführend, verbindet man ihn doch gedanklich eher mit staatlichen Leistungen oder Leistungen von Monopolen. Dabei hat sich die intensive Beschäftigung mit **Grünen** Tarifen insbesondere aus der Liberalisierung der Strommärkte ergeben. „Grüner Strom“, in diesem Zusammenhang ein ebenfalls häufig verwendeter Begriff, zielt aber eher auf die Produkteigenschaft (umweltverträgliche, nachhaltige Stromgestehung) ab, trifft aber keine Aussage über die Art der Vermarktung und damit letztlich der Finanzierung - Aspekte, die im Zentrum der folgenden Ausführungen liegen sollen.

Im Gegensatz zu staatlich initiierten Maßnahmen zur Unterstützung erneuerbarer Energien handelt es sich bei Grünen Tarife um freiwillige Maßnahmen. Kein Kunde kann gezwungen werden, einen Grünen Tarif abzuschließen. Und während öffentliche Zuschüsse und freiwillige Spenden eher auf die Deckung der Mehrkosten erneuerbarer Energien abzielen, sind Grüne Tarife ähnlich wie staatliche Quotenmodelle auf einen Wettbewerb mit Preisorientierung auf einem künstlichen (bei Quotenmodellen) oder freien Markt ausgerichtet. In diesen Dimensionen stellt **Abbildung 6.6** das Verhältnis Grüner Tarife zu anderen freiwilligen Maßnahmen und staatlich initiierten Maßnahmen dar.

Typischerweise wird Grüner Strom zu gegenüber konventionellen Tarifen höheren Preisen vermarktet. Kunden, die z. B. über eine erhöhte Umweltsensibilität verfügen, können ihren gesamten oder einen Teil ihres Strombedarfs mit diesem Grünen Strom decken. Mit den zusätzlichen Einnahmen können die Anbieter zusätzliche Kosten, die aus der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien resultieren, abdecken. Das homogene Produkt Strom kann auf diese Weise differenziert werden, die zusätzliche eingepreiste Qualität „Umweltverträglichkeit“ gesondert vermarktet werden.

Grüne Tarife werden in unterschiedlicher Form angeboten. Kunden können einen Teil oder ihren gesamten Strombedarf durch einen Anbieter Grünen Stroms abdecken lassen. Dabei kann der Anteil als feste Menge etwa pro Monat oder prozentual vom Strombedarf festgelegt werden. Um ihr Abnahmerisiko zu mindern, bieten einige Produzenten auch eine feste Strommenge über die Lebensdauer einer Produktionsanlage an, wobei die Bezahlung der gesamten Strommenge zu Beginn des Vertrages erfolgt.

⁸⁰ Unter echten Grünen Tarifen sollen im folgenden jene Modelle verstanden werden, die obiger Definition unter (1) entsprechen.

Das angebotene Strom kann aus Anlagen nur einer Technologie (z.B. PV) oder einem Mix unterschiedlicher Technologien stammen. Neben erneuerbaren Energien kann der Strommix auch aus besonders effizienten Anlagen (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) stammen. Unterschiedliche Anteile konventionellen, nicht weiter spezifizierten Stroms werden zugemischt. Vertraglich kann auch eine Verbesserung des Strommixes im Sinne wachsender Beiträge umweltverträglicher Gesteuerungssysteme über die Zeit vereinbart werden⁸¹. Auch die räumliche Nähe von Produktion und Verbrauch läßt sich als Qualitätsmerkmal formulieren, ähnlich wie deren Zeitnähe.

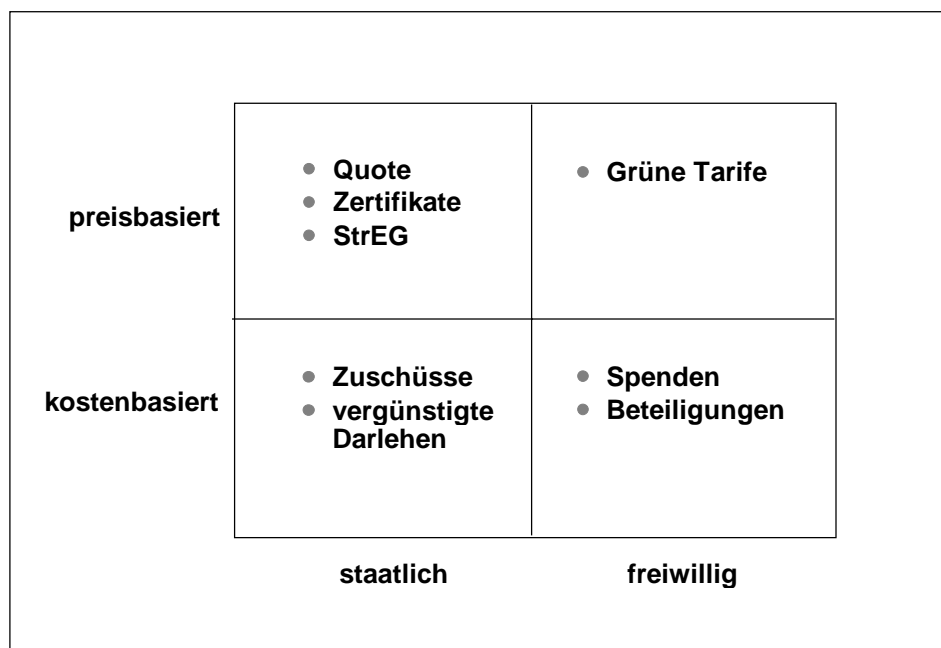


Abbildung 6.6: Einordnung Grüner Tarife in andere Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien

6.4.2 Potentiale

Verschiedene Umfragen zeigen die breite Unterstützung, die erneuerbare Energien in der Öffentlichkeit genießen. In den USA ergab eine repräsentative Umfrage, daß für 44 % der Bevölkerung erneuerbare Energien die höchste Priorität bei der Energieforschung haben sollte, mit 22 % gefolgt von Techniken zur rationellen Energieanwendung /Breglio 1994/ zitiert nach /Farhar, Houston 1997/. In einer repräsentativen Untersuchung, die der Fragestellung nachgeht, was Deutsche am meisten fasziniert, rangierten „Alternative Energien“ unter 100 Möglichkeiten auf dem vierten Platz. Nur von SOS-Kinderdörfern, Mutter Teresa und GREENPEACE geht eine größere Faszination aus /EUROSOLAR 1998/.

Auch die EltVU selbst messen erneuerbaren Energien eine große Bedeutung zum Aufbau von Kundenbindung zu /Bröer, Witt 1999/. So sehen 89 % der befragten deutschen EltVU in dem Einsatz und der Förderung erneuerbarer Energien ein zumindest teilweise wichtiges Marketing-Instrument. 90 % der Unternehmen gibt an, daß es für ihre Kunden wichtig sei, wenn sich ein EltVU als kompetent in Sachen erneuerbare Energien erweise. Eine aktuelle Umfrage des

⁸¹ Vergleiche etwa das Angebot des Hamburger Klimaschutz Fonds (Knies 1999)

VDEW ergab, daß sich nur 5 % der befragten EltVU **nicht** mit dem Thema Green-Pricing befassen /VDEW 1999/.

Die generelle Befürwortung erneuerbarer Energien sagt allerdings noch wenig über die zusätzliche Zahlungsbereitschaft aus. Verschiedene Umfragen in den USA, den Niederlanden und Deutschland haben jedoch ergeben, daß zwischen 50 % und 70 % der Bevölkerung bereit wären, für eine umweltfreundliche Elektrizitätserzeugung mit erneuerbaren Energien auch höhere Preise zu akzeptieren /INFAS 1998/, /Farhar, Houston 1997/, /Sommerstange 1996/, /Wortmann 1996/, /Utility 1995/.

Die Höhe der zusätzlichen Kosten, die von einem breiten Kundenkreis akzeptiert werden, streut in den Umfragen über einen weiten Bereich. In den USA würden knapp die Hälfte der Befragten einen um 2 % höheren Strompreis akzeptieren, aber nur noch 19 % einen um 10 % höheren Tarif und nur 8 % einen um 20 % höheren Preis /Farhar, Houston 1997/. Eine INFAS-Unfrage für Deutschland ergab, daß 60 % der Bundesbürger einen um 15 % höheren Strompreis akzeptieren würden /INFAS 1998/. Dagegen waren in einer Umfrage unter 900 Kunden in Schleswig-Holstein nur 40 % der Befragten bereit, einen mindestens 4 % höheren Stromtarif zu akzeptieren /Wortmann 1996/. Eine Erhebung im Auftrag der Firma NaturEnergie ergab, daß 3 % der Kunden einen Aufschlag in Höhe von 20 % akzeptieren würden /Kaproth 1999/. Diese großen Schwankungen lassen sich einerseits sicherlich aus den unterschiedlichen Einstellungen der Kunden in den verschiedenen Ländern erklären. Zum anderen ist bei einigen der Umfragen die Repräsentativität nicht nachvollziehbar. Kritisch zu bewerten ist auch, daß teilweise nur nach relative Erhöhungen in Prozent gefragt wurde, den Befragten aber in häufiger Unkenntnis ihrer Strombezugskosten die sich daraus ergebenden zusätzlichen monatlichen Belastung von einigen Deutschen Mark nicht bewußt sind⁸².

Realisierte Angebote Grüner Tarife haben im Vergleich zu der prinzipiell in Umfragen geäußerten Bereitschaft bisher aber nur sehr geringe Marktanteile (meist unter 1 %) erreichen können, und zwar nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen europäischen Ländern und den USA /Langniß 1997/, /Markard 1998/. Ein vergleichsweise hoher Marktanteil konnte in Schweden erreicht werden, wo derzeit 6 % der Haushaltskunden Grünen Strom beziehen /Markard 1999/. Dabei ist zu berücksichtigen, daß in Schweden schon seit einigen Jahren eine von den Umweltverbänden getragene Zertifizierung existiert und das Preisniveau für Grünen Strom aufgrund des guten natürlichen Angebots nur geringfügig über den des konventionellen Stroms liegt. In Kalifornien haben ein Jahr nach der Einführung des vereinfachten Netzzuganges nur 1 % aller Kunden ihren Versorger gewechselt, der Wettbewerb ist also vergleichsweise gering. Von diesen Wechselwilligen entschieden sich allerdings etwa 40 % für einen Grünen Tarif, was die große Bedeutung erneuerbarer Energien in der öffentlichen Wahrnehmung unterstreicht /Wiser 1998, Wiser 1999/. Von Seiten der Anbieter Grünen Stroms wird unter den gegebenen Rahmenbedingungen, also insbesondere der komplizierten und teuren Netzbenutzung nur Marktanteile in der Größenordnung weniger Prozente für möglich gehalten /Benik 1999/. EltVU, die vor der Einführung Grüner Tarife stehen, rechnen mit Marktanteilen von bis zu 10 % /VDEW 1999/.

⁸² Die Frage nach der Akzeptanz einer um 7,50 DM höheren monatlichen Stromrechnung läßt eine höhere Zustimmung erwarten als die äquivalente Frage nach einer Erhöhung der Tarife um 10 %.

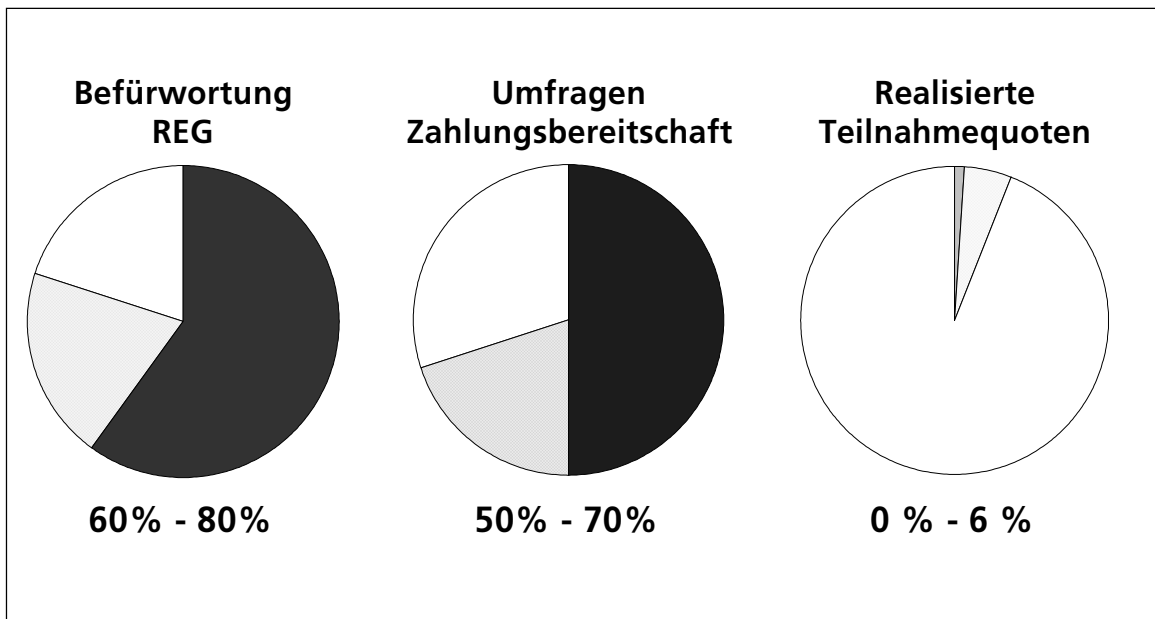


Abbildung 6.7: Erklärte generelle Zustimmung, erklärte Zahlungsbereitschaft und realisierte Zahlungsbereitschaft für Grünen Strom /Langniß 1998/

Für die bisher insgesamt nur sehr niedrige Marktdurchdringung können eine Reihe von Gründen verantwortlich sein:

- Grüne Tarife stellen ein neues Produkt dar, das noch einen geringen Bekanntheitsgrad aufweist. Zudem laufen die Programme bisher selten länger als zwei Jahre. Bei einer stärkeren Marktdurchdringung lassen sich daher höhere Teilnehmerzahlen erwarten.
- Die Vermarktungsanstrengungen sind bisher noch gering. Darauf deuten auch Ergebnisse der Befragung von Energieversorgungsunternehmen durch /Markard 1997/ hin.
- Das Design der Programme trifft nicht die Markterfordernisse. Beispielsweise dürfte ein Angebot von reinem PV-Strom zu 2 DM/kWh für einen weiten Kundenkreis als unattraktiv gelten.
- Auch in anderen Bereichen ist ein (großer) Unterschied zwischen der in Befragung geäußerten Bereitschaft und der tatsächlichen Umsetzung zu beobachten (vergl. /Diekmann 1992/).
- Für unabhängige Anbieter treten die hohen Netzbenutzungsentgelte als Problem hinzu, die eine attraktive Preisgestaltung gerade für Haushaltskunden als Hauptzielgruppe schwierig bis unmöglich gestaltet.

Bei den umgesetzten Programmen hat es sich gezeigt, daß das Ausmaß des Preisaufschlags auf die Teilnahmebereitschaft nicht jenen eindeutigen Einfluß hat wie es die Kundenumfragen hätten vermuten lassen: Hohe Preisaufschläge können durchaus mit hohen Beteiligungsquoten einher gehen. Auch in einer aktuellen Umfrage des VDEW konnte keine Korrelation zwischen dem zu zahlenden Preis und der Teilnehmerzahl festgestellt werden /VDEW 1999/. Falls allerdings von einem Unternehmen mehrere Tarife mit unterschiedlichen Preisen angeboten werden, so ist die Beteiligung bei dem preisgünstigeren Angebot gemeinhin höher

/VDEW 1999/. Es deutet also einiges darauf hin, daß auch andere Faktoren wie etwa die Glaubwürdigkeit des Anbieters und die Bewerbung einen großen Einfluß auf den Erfolg eines Programmes haben. So gibt es nach Aussagen einiger EltVU mit größeren Marketinganstrengungen einen direkten Zusammenhang zwischen Zahl der Kunden und Marketingaktivität /VDEW 1999/. Auch können in der Wahrnehmung der Kunden gerade hohe Preise ein Ausweis für die hohe ökologische Qualität des angebotenen Produktes sein, so daß ein höhere Nachfrage induziert wird /Wüstenhagen 1998/. Ab einer gewissen Höhe des Preisaufschlags ist jedoch davon auszugehen, daß er prohibitiv auf die Marktausweitung wirkt. In diesem Zusammenhang fallen die gegenwärtig im Vergleich zu anderen Öko-Produkten sehr hohen relativen Preisaufläge der Grünen Tarife gegenüber konventionellen Strom auf. In der Schweiz etwa liegen die durchschnittlichen Preisaufläge für Bio-Milch bei 10 %, für Bio-Joghurt bei 21 %, für Grünen Strom aber durchschnittlich bei über 400 %, wobei die teuersten Angebote einen Preisauflage von fast 800 % aufweisen /Wüstenhagen 1998/. Die Bio-Milch hat dabei einen Marktanteil von über 8 %, Bio-Joghurt von 4 %, Grüner Strom aber deutlich unter 1 %.

In Zukunft lassen sich sicherlich höhere Marktanteile erzielen, wenn es den Anbietern gelingt, den Markt zu entwickeln und damit die bereits genannten Hemmnisse zu überwinden. Allerdings ist es sehr unwahrscheinlich, daß selbst unter optimalen Gegebenheiten die Anbieter Grünen Tarife tatsächlich jene Marktanteile erreichen können, wie sie sich aus Befragungen über die prinzipielle Zahlungsbereitschaft ableiten ließe. Auch in anderen Bereichen wie etwa bei ökologische Lebensmittel ist selbst heute lange nach der Markteinführung eine große Diskrepanz zwischen geäußelter und realisierter Zahlungsbereitschaft vorzufinden.

Auf der Basis sehr optimistischer Annahmen von 20 % Marktanteil⁸³ bei Haushaltskunden, entsprechend 25 TWh regenerativ erzeugten Stroms, und einer zusätzlichen Zahlungsbereitschaft von 20 % ergibt sich ein maximales Volumen von 1,3 Mrd. DM zusätzlicher Mittel, die in Deutschland über Grüne Tarife jährlich aufgebracht werden könnten /Langniß 1998/. Hinzu kämen potentiell noch einmal 300 Mio. DM von gewerblichen Kunden. Theoretisch könnte somit der gesamte bis 2010 gewünschte Zubau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten über Grüne Tarife realisiert werden. Allerdings scheint nach den bisher gemachten Erfahrungen eine nennenswerte Umsetzung dieses Potentials - zumal in diesem relativ kurzen Zeitraum - als äußerst unwahrscheinlich. Für eine Abschätzung des über Grüne Tarife aufzubringende Mittelvolumen bis zum Jahr 2010 stellt sich daher weniger das Potential als Begrenzung dar, als vielmehr der derzeit sehr geringe Marktanteil und das für möglich gehaltene Marktwachstum. Geht man davon aus, daß derzeit 0,1 % des Haushaltsstromverbrauchs über Grüne Tarife abgesetzt wird, so sind bei jährlichen Wachstumsraten zwischen 10 % und 40 % Mittelvolumina zwischen 33 und knapp 600 Mio. DM im Jahre 2010 zu realisieren (**Tabelle 6.11**). Dabei ist ein Nettopreisauflages von 6,5 Pf/kWh zugrunde gelegt, wie er bei den meisten der am Markt derzeit angebotenen Grünen Tarife realisiert worden ist (vergl. Abschnitt 6.4.3). Die Gutachter halten ein jährliches Mittelaufkommen von etwa **250 Mio. DM** aus Grünen Tarifen bis zum Jahr 2010 für realisierbar, falls die Netzentgelte auch für Haushaltskunden ökonomisch attraktiv gestaltet werden, öffentliche Einrichtungen und Gewerbe als Nachfrager nach Grünen Strom auf den Markt treten und die noch offenen Fragen der Zertifizierung bald zufriedenstellend gelöst werden können.

⁸³ Ein solcher Marktanteil setzt eine deutlich höhere Teilnehmerquote voraus, da einige Kunden nur einen Teil ihres Bedarfs über grüne Tarife decken werden.

Tabelle 6.11: Mittelaufkommen aus Einnahmen Grüner Tarife bei unterschiedlichen Marktentwicklungen (bei Nettoaufschlag 6,5 Pf/kWh)

durchschnittliches jährliches Marktwachstum	Marktanteil Grüner Strom in 2010	Marktvolumen Grüner Strom in 2010 (TWh)	Mittelaufkommen in 2010 (Mio. DM/a)
10 %/a	0,31 %	0,5 TWh	33 Mio. DM
20 %/a	0,89 %	1,4 TWh	93 Mio. DM
30 %/a	2,33 %	3,8 TWh	244 Mio. DM
40 %/a	5,67 %	9,1 TWh	593 Mio. DM

Allerdings muß der Kauf Grünen Stroms nicht immer mit der Bezahlung höherer Preise verbunden sein. Von der Kostenseite ist dies evident, da bereits schon gegenwärtig Strom von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, etwa große Wasserkraftwerke, zu konkurrenzfähigen Preisen produziert werden kann. Aber auch von der Nachfrageseite ist es vorstellbar - und in anderen Ländern auch schon beobachtet worden -, daß Grüner Strom zum selben Preis wie konventioneller Strom angeboten wird. Die Kunden erwarten dann im Sinne eines Hygienefaktors, daß ein bestimmter Mindestanteil ihres Bedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt wird, ohne daß eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft gegeben wäre. Die Produkteigenschaft „Grün“ ist aus Sicht dieser Kunden eine selbstverständliche Mindestanforderung⁸⁴. Aus dieser Betrachtung ergeben sich einige interessante Aspekte:

- a. Aus der Vermarktung Grünen Stroms müssen sich nicht zusätzliche spezifische Erträge ergeben, d.h. zusätzliche Mittel zum Ausbau der erneuerbaren Energien stehen durch solche Angebote nicht zwangsläufig zur Verfügung.
- b. Durch Imagetransfer kann jedoch Kundenbindung und Alleinstellungsmerkmale verstärkt werden, so daß sich die Marktposition des Anbieters Grünen Stroms gegenüber seinen Konkurrenten verbessert, was zu höheren absoluten Erträgen führen kann.
- c. Erwartet ein Großteil der Kunden, daß zumindest ein bestimmter Anteil ihres Strombedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt wird, so kann ein Mindeststandard am Markt etabliert werden. Im Sinne des Verbraucherschutzes bietet es sich dann an, diesen Mindeststandard von staatlicher Seite etwa in Form einer Quote oder durch das StrEG zu sanktionieren.

6.4.3 Grüne Tarife in Deutschland

In Deutschland sind Grüner Tarife anfänglich insbesondere als Alternative zu anderen Maßnahmen (wie dem StrEG oder der politischen Forderung nach einer kostendeckenden Vergütung) umgesetzt worden. Einige EltVU sahen in der Einführung von Grünen Tarifen eine Möglichkeit, der Politik die geringe Zahlungsbereitschaft der Allgemeinheit für erneuerbare Energien aufzuzeigen. Mit der geringen Zahlungsbereitschaft sei auch das StrEG prinzipiell in Frage zu stellen, da die dort entstehenden Lasten offensichtlich weit über das durch die in Green-Pricing Angeboten nachgewiesene Maß an Zahlungsbereitschaft hinausgingen. Folgerichtig boten und bieten EltVU zunächst insbesondere in jenen Bundesländern Grüne Tarife an, in denen die Preisaufsicht schon frühzeitig die kostendeckende Vergütung und andere Maßnahmen zur finanziellen Förderung erneuerbarer Energien zuließen. „Eigene“ finanzielle Mittel der EltVU zur Förderung der erneuerbaren Energien werden dabei nur in Ausnahmefällen eingesetzt. Meist beschränken sich die „Eigenleistungen“ des EltVU auf technische Pla-

⁸⁴ Vergleichbar ist dies etwa mit der Situation eines Autokäufers, der keinen Aufpreis dafür zahlen muß, daß das Fahrzeug für den öffentlichen Straßenverkehr zulassungsfähig ist.

nung und Vertrieb. Unter den bisher gegebenen geschützten Monopolbedingungen stellen selbst diese Ausgaben keine eigenen Aufwendungen dar, da sie als Kosten auf alle Tarifkunden umgelegt werden können /Rachel 1997/. Diese Ausgaben sind für das EltVU also gewinnneutral. Die im Rahmen dieser Angebote erzielten Marktanteile sind gering, wozu neben den bereits genannten allgemeinen Schwierigkeiten die halbherzige Vermarktung und die geringe Glaubwürdigkeit in der Öffentlichkeit beitragen. Es sind nämlich teilweise die selben EltVU, die gegen Bestimmungen des StrEG klagen, die selbst auch Grünen Strom anbieten. Von politischer Seite ist die von den EltVU angestrebte Argumentation daher kaum aufgegriffen worden. Insbesondere konnte der Fortbestand des StrEG in seiner jetzigen Form nicht verhindert werden. Die Politik erkannte richtigerweise, daß Klimaschutz, bei dem der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien als ein wesentliches Instrument gilt, eine öffentliche Aufgabe darstellt, die von der Gemeinschaft und nicht nur von Einzelnen zu tragen ist (zum Verhältnis Grüner Strom und öffentliche Förderung siehe auch Kapitel 6.4.5).

In der jüngeren Vergangenheit sind Grüne Tarife im Angebot einer ganzen Anzahl von EltVU aufgenommen worden, die die besondere Qualität Grünen Stroms in ihren Angeboten herausstreichen und Grüne Tarife als attraktives Produkt im Qualitätswettbewerb sehen. Mit Stand Februar 1999 boten 38 EltVU Grüne Tarife an, weitere 19 planten die Einführung im Jahr 1999 bzw. 2000 /VDEW 1999/. Damit stellen Grüne Tarife das von EltVU gegenüber Spenden oder Beteiligungen bevorzugte Modell dar. Insgesamt läßt sich auch ein Trend weg von der Spende hin zum Produkt erkennen /Bröer,Witt 1999/. Häufig liegt der Preisaufschlag bei diesen Angeboten zwischen 6 - 10 Pf/kWh. Wird ausschließlich PV-Strom angeboten, so liegt der Aufschlag bei 1,60 DM/kWh. Dabei wird den Kunden angeboten, entweder ihren Bedarf oder aber ein festes Kontingent über den Grünen Tarif zu decken. Im Fall der Kontingente gibt es Mindestabnahmemengen, die je nach EltVU zwischen jährlich 60 kWh und 1000 kWh schwanken. Meist wird allen Kundengruppen Grüne Tarife angeboten, allerdings wird bevorzugt unter Haushaltskunden akquiriert. Bisher ist in keinem der befragten EltVU die Teilnehmerquote gemessen als Verhältnis von Anzahl der Kunden mit Grünen Tarifen zur Gesamtzahl der Kunden höher als 0,50 % /VDEW 1999/.

Neben den EltVU sind im letzten Jahr auch neue, häufig unabhängige Anbieter von Grünen Strom auf den Markt gekommen. Dabei handelt es sich meist um Anbieter, die ausschließlich Grünen Strom anbieten (vergl. **Tabelle 6.12**). Teilweise betreiben diese Anbieter selbst Anlagen, teilweise sind sie reine Händler, die ihren Strom von unabhängigen Betreibern oder EltVU beziehen. Auch bei ihnen bewegt sich der Aufschlag gemeinhin im Bereich von 6 - 8 Pf/kWh. Es ist zu beachten, daß diese Anbieter zumindest bisher noch nur eine kleine Anzahl von Kunden beliefert. Die Fa. Naturenergie AG als einer der ersten Anbieter, die ausschließlich mit Grünen Strom handelt, hat derzeit etwa 1.000 Kunden /Kaproth 1999/. Die Naturstrom AG, die das Spendenmodell praktiziert, hat etwa 800 Kunden /Natag 1999/. Auch hat sich die Markterschließung als schwieriger herausgestellt, als von den meisten neuen Anbietern ursprünglich erwartet, so daß sie ihre Umsatzprognosen deutlich nach unten revidiert müssen.

Wie im Abschnitt 6.4.1 bereits beschrieben, wird neben der tatsächlichen Belieferung des Kunden mit Grünen Strom mit einem vertraglichen Verhältnis zwischen Kunde und Anbieter und vertraglich geregelter Netzbenutzung auch ein Spendenmodell angeboten. Der Kunde zahlt in diesem Modell einen Aufschlag an den Anbieter Grünen Stroms, wird aber weiter von seinem bisherigen Stromversorger versorgt. Auf diese Weise läßt sich die Bezahlung der derzeit überhöhten Netzbenutzungsentgelte umgehen (vergl. dazu auch Kap. 6.5.1.1). Der Aufschlag wird nach Abzug einer Verwaltungspauschale zur zusätzlichen Vergütung von Anlagen nach StrEG verwendet, bei denen die Vergütung nach StrEG allein nicht zu einem wirtschaftlichen Betrieb ausreicht, also etwa für Windkraftanlagen im Binnenland. Es ist zu beachten, daß physikalisch gesehen kein Unterschied zwischen dem Fördermodell und zwischen der Beliefe-

nung mit Grünen Strom im Rahmen echter Grüner Tarife besteht. Sie unterscheiden sich einzig dadurch, daß in einem Fall ein vertragliches Verhältnis zwischen Netzbetreiber und dem Anbieter Grünen Stroms bezüglich der Netzbenutzung besteht und auf dieser Basis Zahlungen fließen, im anderen Fall nicht.

Tabelle 6.12: Neugegründete Stromanbieter, die sich auf Grünen Strom spezialisiert haben (nach /Langer 1999/)

Firma	Tätigkeitsfeld	Strommix	Aufpreis	Tarif/Spende
ARES	bundesweit	Wind	8 Pf/kWh	T
Elektrizitätswerke Schönau	bundesweit	BHKW, PV, Wasser, Windkraft	8 Pf/kWh	S
EWE Natur-Watt GmbH	Versorgungsgebiet der EWE	Biogas, Deponiegas, Photovoltaik, Windkraft	Strompreis 30 Pf/kWh plus Grundpreis 66 DM pro Jahr	T
Grüner Strom AG	bundesweit	alle Erneuerbaren	8 Pf/kWh	
NaturEnergie AG	Baden-Württemberg	Photovoltaik, Wasserkraft, Windkraft geplant	6,9 Pf/kWh	T
Naturstrom AG	bundesweit (im Aufbau)	alle Erneuerbaren	8 Pf/kWh	S
Naturstrom Rheinland-Pfalz	Versorgungsgebiet der KEVAG	Biomasse, Photovoltaik, Wasser-, Windkraftwerk	7 Pf/kWh	
Nevag AG	bundesweit geplant	BHKW, Windkraft	-	T
newpower	Hamburg, bundesweit geplant	alle Erneuerbaren	9,2 Pf/kWh	
nord-strom GmbH	Hamburg, ab Herbst 1999 bundesweit geplant	Wasser-, Windkraft	kein Aufpreis	
Ökostrom Handels AG	Hamburg, Schleswig-Holstein geplant	BHKW, alle Erneuerbaren	Strompreis 34 Pf/kWh + Grundgebühr 60 DM pro Jahr	
Plambeck Neue Energien AG	noch offen	Biomasse, Windkraft	-	T
Revian GmbH	-	Strompool Windkraft	-	
Solarstrombörse Dr. Reinhard Jahraus	regional um Reutlingen	Photovoltaik	1,80 DM/kWh (priv.) 1,55 DM/kWh (gewerbl.)	
Vasa Energy	bundesweit	BHKW, alle Erneuerbaren	-	T
WRE Stromvertrieb GmbH	Hamburg, bundesweit geplant	Wasser-, Windkraft	ca. 10%	T

Bezüglich der Gestaltung der Vertragsverhältnisse ist zwischen zwei Varianten des Fördermodells zu unterscheiden:

- a. Ein Vertragsverhältnis besteht ausschließlich zwischen dem Anbieter Grünen Stroms und dem Kunden, aber nicht mehr zwischen bisheriger Versorger und dem Kunden. Der Anbieter grünen Stroms kauft den konventionellen Strom vom bisherigen Versorger zu den selben Konditionen wie vorher der Kunde und stellt dem Kunden diese Kosten zuzüglich seines Aufschlages in Rechnung (Beispiel Naturstrom AG).
- b. Das Vertragsverhältnis zwischen ursprünglichen Versorger und Kunde bleibt bestehen, der Kunde geht nur ein zusätzliches Vertragsverhältnis mit dem Anbieter des Grünen Stroms ein (Beispiel Stadtwerke Schönau).

In der Praxis ist der Unterschied nur graduell, allerdings verstärkt das Fortbestehen des vertraglichen Verhältnisses zwischen Kunde und bisheriger Versorger im Modell b.) den Eindruck einer virtuellen Stromlieferung. Die Anbieter dieses Konzepts argumentieren, daß in Folge der überhöhten Entgelte für die Nutzung der Netze, die sich noch im Eigentum der EltVU befänden, ein fairer Wettbewerb mit direkter Entgeltung der Netznutzung nicht möglich sei /Benik 1999/. Zudem fließe physikalisch der Strom sowieso nicht von dem spezifischen Erzeuger zu dem spezifischen Kunden, so daß das Konzept der bestehenden Durchleitungsvereinbarung nicht den tatsächlichen physikalischen Strömen entspreche. Diese Argumente sind nachvollziehbar.

Schließlich entgelte der Kunde über die Stromrechnung an den konventionellen Anbieter bereits die Netznutzung. Dabei wird argumentiert, daß sich der gewöhnliche Haushaltstarif von gewöhnlich etwa 25 - 27 Pf/kWh in ein Netzbenutzungsentgelt in Höhe von etwa 10 Pf/kWh und in die Vergütung des regenerativ erzeugten Stroms nach StrEG in Höhe von 15 - 17 Pf/kWh aufteile, der regenerativ erzeugte Strom also quasi schon dem Kunden des Grünen Stroms gehöre. Diese Argumentation verkennt, daß alle Stromkunden eines EltVU einen Strommix von EltVU beziehen. Solange also ein Kunde weiterhin ein direktes Lieferverhältnis mit dem EltVU besitzt, bezieht er keineswegs ausschließlich Grünen Strom. Auch wertmäßig werden die Kosten des Strombezuges aus dem Strommix abgeleitet. Anders ausgedrückt: Der Mehrkosten durch StrEG werden für jede kWh von allen Kunden getragen und keinesfalls nur von den Kunden Grünen Stroms. Die Kostendifferenz der Anlagen, die nach StrEG vergütet werden, zu anderen Erzeugungskapazitäten wird also von allen Kunden gleichmäßig getragen, insofern haben alle Kunden Anspruch auf anteilmäßige Belieferung von Strom aus StrEG-Anlagen. Die zitierte Argumentation ist allerdings in soweit stichhaltig, als daß sie das allgemein hohe Niveau der Haushaltstarife in Deutschland in Frage stellt, was allerdings kein spezifisches Problem der Kunden Grünen Stroms darstellt (vergl. Kapitel 6.5.1.1).

Wie bei jeder Art von Zuschuß, und ein solcher stellt die Zahlung des Anbieters Grünen Stroms an den Kraftwerksbetreiber dar, ist allerdings die Kontrolle zur Vermeidung von Mißbrauch und Mitnahmeeffekten schwierig. Der Kunde muß sich hier von dem kostengünstigen Einsatz der eingenommenen Mittel überzeugen können, was, wie man aus den Erfahrungen z.B. der Strompreisaufsicht bei konventionellen Kraftwerken weiß, selbst für professionelle Kontrolleure nur schwer möglich ist. Und während bei öffentlichen Zuschüssen der Mißbrauch von Fördermitteln einen Straftatbestand darstellt, ist dies bei privat gewährten Zuschüssen je nach vertraglicher Gestaltung nicht der Fall. Die Gefahr des Mißbrauchs der Mittel und von Mitnahmeeffekte ist daher groß, insbesondere wenn man davon ausgeht, daß in Zukunft verstärkt Anbieter auf den Markt drängen werden, deren Motivation streng ökonomisch und keinesfalls auch ökologisch, politisch oder gar moralisch begründet ist.

Neben dem geschilderten Spendenmodell besteht eine andere Möglichkeit, die hohen Netzbenutzungsentgelte zu umgehen, in Kooperationsabkommen zwischen den Anbietern Grüner Tarife und einzelnen EltVU (z.B. das Unternehmen Naturenergie). In Sinne eines Franchising nehmen die betreffenden EltVU den Grünen Tarif des Anbieters in ihr eigenes Angebot auf oder der Anbieter vertreibt den Grünen Strom selbständig. Der Anbieter des Grünen Stroms verpflichtet sich, den Strom aus Anlagen auf dem Gebiet des EltVU zu beziehen. Soweit dies nicht möglich ist, fallen allerdings wieder Netzbenutzungsentgelte an Dritte an.

Die „Arbeitsgemeinschaft kommunaler Versorgungsunternehmen zur Förderung rationeller, sparsamer und umweltschonender Energieverwendung und rationeller Wasserverwendung im VKU“ (ASEW) plant, den von ihren Mitgliedsunternehmen erzeugten Grünen Strom in einer Datenbank mengenmäßig zu erfassen /Heinzelmann 1999/. Die so erfaßte Menge kann dann von allen an diesem Pool beteiligten Unternehmen als Grüner Strom zu einem Aufschlag von 8 Pf/kWh vermarktet werden. Dabei ist es unerheblich, ob die auf dem Gebiet eines einzelnen Unternehmens erzeugte Menge Grünen Stroms mit der von diesem Unternehmen verkauften Menge übereinstimmt. Entscheidend ist vielmehr, daß die Gesamtproduktion aller erfaßten Anlagen nicht kleiner als die gesamte verkaufte Strommenge ist. Netzbenutzungsentgelte an Dritte müssen auch in diesem Modell nicht abgeführt werden. Die so eingenommenen Beträge fließen nach Abzug von Verwaltungskosten ausschließlich in die Unterstützung des Baus neuer Anlagen. Die Erfassung der Anlagen dient also einzig des mengenmäßigen Abgleichs, eine Vergütung der Erzeugung aus den bestehenden Anlagen findet mit den Erlösen aus dem Verkauf des Grünen Stroms nicht statt. Damit ist es den EltVU auch nicht möglich, ihre aus in der Vergangenheit eingegangenen Verpflichtungen entstehenden Aufwendungen (z.B. aus kostendeckender Vergütung) auf die Kunden des Grünen Tarifs zu überwälzen. Bezüglich der Entgeltung der Netznutzung ist dieses Angebot insoweit als echter Grüner Tarif im Sinne der Definition aus Abschnitt 6.4.1 zu werten, in so weit der Grüne Strom der Kunden im Versorgungsgebiet des Anbieters auch produziert wird. Wird zusätzlich jedoch Strom von außerhalb des Versorgungsgebietes vermarktet, wird zumindest die Netznutzung für den Transport bis zum Versorgungsgebiet nicht entgolten, so daß man hier auch von einem Fördermodell sprechen muß. Allerdings machen die Transportkosten im Verhältnis zu den Verteilungskosten nur den kleineren Teil der Netzbenutzungskosten aus, so daß die den Netzbetreibern vorenthaltene Benutzungsentgelte eher gering ausfallen.

Auf der Seite der Nachfrage kann ein wachsendes Interesse für Grünen Strom, nicht zuletzt auch in Folge der Marketinganstrengungen der Anbieter, beobachtet werden. Als Tendenz ist, zumindest, was den Bereich gebündelter Nachfrage betrifft, zu erkennen, daß Kunden nicht unbedingt eine Vollversorgung mit Grünen Strom anstreben, jedoch einen bestimmten Anteil grünen Stroms am Gesamtbedarf im Sinne eines Hygienefaktors nachfragen. So sind bei verschiedenen Ausschreibungen größerer Strommengen durch öffentliche Körperschaften Mindestquoten für erneuerbare Energien im Strommix gefordert worden (z.B. Versorgung des Berliner Senats, Ausschreibung des Bundesministeriums für Umwelt, Bündelvertrag der evangelischen Kirchen in Deutschland). Der Bundesverband der Energieverbraucher organisiert einen sogenannten Bunten Tarif, bei denen ein Teil der Einsparungen durch günstigere Einkaufspreise für den Einkauf Grünen Stroms verwendet wird. Der bundesweit agierende Stromhändler ARES, der als erster Stromanbieter in Deutschland seinen Strom über eine bestehende Einzelhandelskette vertreibt, bietet einen normalen und einen Grünen Tarif an, ohne daß besonders für die ökologischen Vorteile des Grünen Tarifs geworben werden würde /ARES 1999/.

6.4.4 Zertifizierungsmechanismen

Die glaubwürdige Zertifizierung Grünen Stroms stellt eine wesentliche Bedingung für einen funktionierenden und wachsenden Markt für Grünen Strom dar. Im folgenden soll die Rolle der Zertifizierung beleuchtet werden, bestehende oder sich in Realisierung befindende Zertifizie-

rungsmechanismen international und in Deutschland verglichen werden und auf einige Kernprobleme der Zertifizierung wie die Auswahl der zulässigen Technologien, die Bewertung bestehender Anlagen, die Behandlung von Anlagen, die bereits nach StrEG vergütet werden und die Berücksichtigung von Importstrom näher eingegangen werden.

Im Gegensatz zu anderen Produkten wie z.B. Lebensmittel oder elektrischen Haushaltsgeräten fehlen im Bereich des Strom bisher noch einheitliche Richtlinien, was unter Grünen Strom zu verstehen ist. Eine Definition und die Überprüfung der Einhaltung dieser Definition ist aus mehreren Gründen unbedingt notwendig:

1. Verbraucherschutz

Die Kunden müssen sicher gehen können, daß das von ihnen gekaufte Produkt tatsächlich umweltverträglicher ist als die konventionellen Angebote.

2. Marktentwicklung

Ein mit dem Zertifizierungsmechanismus gleichzeitig zu entwickelndes Label (etwa vergleichbar dem Blauen Engel), erleichtert für potentielle Kunden das Erkennen der Umweltverträglichkeit, gibt ihnen so Sicherheit und trägt damit zur Entwicklung des Marktes für Grünen Strom bei.

3. Fairer Wettbewerb

Die Zertifizierung stellt sicher, daß kein Anbieter Grünen Stroms durch die Einbeziehung billigen, aber nicht umweltverträglich erzeugten Stroms Wettbewerbsvorteile gegenüber Konkurrenten erlangen kann.

Neben Anbietern und Verbrauchern Grünen Stroms und dem Gesetzgeber können aber auch Umweltschutzverbände Interesse an einer Zertifizierung haben. Umweltschutzverbände können über die Gestaltung der Zertifizierung Einfluß auf eine Entwicklung hin zu einem umweltverträglichen Strommix nehmen. Die den Umweltverbänden über ihre Mitglieder innewohnende Legitimationskraft läßt dabei eine bessere Annahme eines Labels durch den Markt vermuten und kann so den Markt für Grünen Strom insgesamt stärken. An der Entwicklung von Kriterien zur Zertifizierung Grünen Stroms sind daher in der Regel sowohl die Umwelt- wie auch die Verbraucherverbände und Vertreter von Erzeugern und Händlern beteiligt. Für einen effektiven Diskussionsprozeß unter den Beteiligten ist es dabei wertvoll, sich die teilweise widersprüchlichen Interessenlagen der Beteiligten vor Augen zu führen:

a. REG Produzenten

Nachfrage ausweiten, spezifische Stromerlöse erhöhen

b. Grüner Strom Anbieter

beschleunigte Marktentwicklung, Schutz vor dubiosen Wettbewerbern

c. Verbraucher

Schutz vor dubiosen Angeboten, Transparenz, Kaufempfehlung

d. Umweltverbände

Ausbau REG, Verbesserung der Umwelt

e. Regierung

fairer Wettbewerb, Ausbau REG, Ablösung staatlicher Instrumente

Erst eine ausgewogene Berücksichtigung aller Interessen der Beteiligten kann schließlich zu einem erfolgreichen Label führen.

Es ist zwischen den Begriffen Zertifizierung, Zertifikat, Label und Akkreditierung zu unterscheiden. Bei der Zertifizierung wird ein Produkt auf die Einhaltung bestimmter Kriterien überprüft. Bei erfolgreicher Prüfung wird ein Zertifikat verliehen, daß die Einhaltung dieser Kriterien bestätigt. Sind diese Zertifikate übertragbar, so spricht man von handelbaren Zertifikaten. Die Erfüllung einer gesetzlichen Quote für erneuerbare Energien kann über die Beibringung von Zertifikaten erfolgen. Die im Zusammenhang mit Grünen Tarifen diskutierten Zertifikate sind allerdings von den inhaltlichen Anforderungen her erheblich umfangreicher als es für ein Quotenmodell notwendig ist. Ein Label ist ein Markenzeichen, daß Kunden auf einfache Art signalisiert, daß das ausgezeichnete Produkt bestimmte Kriterien erfüllt. Im Zusammenhang mit Grünen Tarifen wird ein Label nur dann verliehen, wenn das Produkt vorher von unabhängiger Seite zertifiziert worden ist. Um eine geordnete Zertifizierung zu garantieren, sollten nur Unternehmen, die akkreditiert sind, für die Zertifizierung anderer Unternehmen zugelassen werden.

Labels können dabei unterschiedliche Formen von Informationen kommunizieren. Man kann z.B. alle Angebote bezüglich des Erfüllungsgrades eines Kriteriums in einer Liste einordnen. Die 20 % bezüglich dieses Kriterium besten Produkte auf dem Markt erhalten dann beispielsweise das Label. Da dieses Ranking regelmäßig überprüft wird, schlagen sich Verbesserungen des Kriterium durchschnittlich über alle Angebote betrachtet somit automatisch auch in einer Steigerung der Anforderungen nieder. Dieses Verfahren eignet sich insbesondere dann, falls nur ein Kriterium, also z.B. die spezifischen CO₂-Emissionen, für die Vergabe eines Labels entscheidend sein soll. Bei mehreren Kriterien dagegen wäre die Information eines solchen Labels bezüglich einzelner Kriterien für den Kunden nicht mehr eindeutig. Das Ranking des Produktes auf der Gesamtskala kann dem Kunden auch auf dem Label mitgeteilt werden. In diesem Fall erhalten alle Produkte das Label, nicht die Verleihung des Labels an sich gibt dem Kunden ein Signal, sondern erst die Ausprägung. Ein Beispiel für dieses Verfahren sind die Energieeffizienzklassen für Weiße Ware, bei der die 20 % energieeffizientesten Geräte auf dem Markt die Kategorie „A“, die nächsten 20 % die Kategorie „B“ usw. erhalten. In Europa wird im Zusammenhang mit der Zertifizierung Grüner Tarife ausschließlich ein Modell diskutiert, bei dem das Label signalisiert, daß das Produkt eine ganze Anzahl von Kriterien erfüllt. Im Kontext von ISO 9000 ff. bzw. 14000 ff. werden solche Labels als Typ I Modell bezeichnet. Ein Label kann aber auch nur Informationen enthalten, ohne diese zu bewerten, vergleichbar etwa mit den Angaben über die Zutaten auf Lebensmittelprodukten. Der Zertifizierer bestätigt in diesem Fall ausschließlich die Richtigkeit der Angaben. Nach ISO 9000 bzw. 14000 sind dies Typ III Modelle. Dem Kunden bleibt die Bewertung dieser Angaben selbst überlassen. Im Bereich der Elektrizität wäre es denkbar, die Zusammensetzung des Erzeugungsmixes zu veröffentlichen und so die Sensibilität der Kunden für diese Fragen zu schärfen.

Je bekannter ein Label bei den Kunden ist, desto eher kann es seine Funktion erfüllen. Aufgrund des Labels fassen die Kunden dann Vertrauen in die Glaubwürdigkeit des Anbieters und die tatsächliche Erfüllung der versprochenen Kriterien. Für eine Produktart sollte daher möglichst nur ein Label bestehen, da bei Vorlage mehrerer Label der Kunde eher verwirrt wird und in einen intensiven Prüfungsprozeß einsteigen muß, anstatt ihm beim Entscheidungsprozeß zu entlasten. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die hinter dem Label stehenden Organisationen prinzipiell für ähnliche Werte stehen (also z.B. WWF und GREENPEACE).

6.4.4.1 International

In einer ganzen Anzahl von Ländern sind Zertifizierungsmechanismen für Grüne Tarife schon eingeführt (**Tabelle 6.13**). Dabei sind es meist Umweltverbände, die an der Entstehung des Labels maßgeblich beteiligt sind.

Tabelle 6.13: Übersicht über existierende Zertifizierungsmechanismen weltweit nach /Wüstenhagen et al. 1999/

	Bra Miljöval	Green-E	Eco-Logo	SEDA Green Power	EcoLeader
Land	Schweden	Kalifornien	Kanada	New South Wales (Australien)	Schweiz
Einführungsjahr	Grüner Strom 1995	1997	Grüner Strom 1997	1996	1999
Initiative	Naturschutzverband	Umweltverbände, Verbraucherschutz	Umweltverbände	Regierung	Umweltverbände, Erzeuger
Träger	Swedish Society for Nature Conservation	Center for Resource Solutions	Terra Choice Environmental Services	Sustainable Energy Development Authority	Verein zur Förderung nachhaltiger Elektrizität i.G.
Zugelassene Produkte	diverse	nur Strom	diverse	nur Strom	nur Strom
Wasserkraft	nur bestehende Anlagen	max. 30 MW	max. 20 MW	nur neue Kraftwerke	nur mit Öko-Bilanz
andere Quellen	PV; Wind; Biomasse, falls keine Monokulturen	PV; Wind, Biomasse (auch Abfall); Geothermie	PV; kleine - mittlere Wind; Biomasse (auch Abfall)	PV; Wind; Biomasse (auch Abfall)	PV; Wind; Biomasse
zusätzliche Kriterien			Umweltbericht	Geschäftsbericht	Umwelt-Management System
Regierungsbeteiligung	nein	nein	ja	ja	teilweise (Kantone, Bundesamt f. Energie)

Eine Zertifizierung Grünen Stroms wurde erstmals 1995 in Schweden durchgeführt. Getragen wird das Bra Miljöval-Label von der schwedischen Naturschutzvereinigung. Bevor es auf Grünen Strom angewendet wurde, wurde das Bra Miljöval-Label auch schon anderen Produkten wie z.B. Papier verliehen, es ist also unter diesem Aspekt mit dem Blauen Engel vergleichbar. Zertifiziert wird der Vertrag zwischen Lieferant und Kunden. Bezüglich bestimmter Technologien werden besondere Anforderungen gestellt. So sind ausschließlich bestehende, vor 1995, dem Jahr der Einführung des Labels, errichtete Wasserkraftanlagen zugelassen, da mit dem Bau neuer Anlagen zu große Umweltschäden verbunden seien. Die Asche aus der Biomasseverbrennung muß wieder in die Böden des Biomasseanbaus zurückgeführt werden. Derzeit werden die Kriterien überarbeitet. Neben dem BraMiljöval Label existiert seit vergangenen Jahr ein Verfahren zur Deklaration der Umwelteigenschaften von Strom. Die Deklaration enthält Informationen über eingesetzte Ressourcen und die spezifischen Umweltauswirkungen. Zur Ermittlung dieser Informationen wird eine Lebenszyklusanalyse nach ISO 14040 ff. angewendet.

Die Anforderungen des ursprünglich nur in Kalifornien angewendeten, nunmehr in immer mehr Staaten der USA verbreiteten Green-E Labels sind vergleichsweise niedrig. So muß nur die Hälfte des zertifizierten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen, wobei auch Abfall akzeptiert wird. Der nicht erneuerbare Teil des Grünen Stroms darf von seinen Umwelteigenschaften nicht schlechter sein als der durchschnittliche Strommix aller Anbieter von Strom. Diese niedrigen Anforderungen wurden bewußt gewählt, um die Markteintrittsbarrieren für Anbieter möglichst gering zu halten. Mit wachsenden Zuspruch für Green-E Strom werden die Anforderungen verschärft. So ist die Einführung einer Neubauquote für 1999 geplant. Da der Markt für Grüne Tarife dann auf Grund seiner Größe für die Anbieter attraktiv bleibt, ist es wenig wahrscheinlich, daß sich das Angebot für Grünen Strom durch höhere Anforderungen wesentlich verknappt. Aktuell sind 16 Grüne Tarife von 8 unterschiedlichen Anbietern zertifiziert.

Insgesamt gibt es derzeit 46 Anbieter Grüner Tarife in den USA. Soweit es sich um EltVU handelt, liegen die Teilnehmerquoten jeweils zwei Jahre nach Markteinführung meist zwischen 1 - 3 %. Die Kunden zahlen gewöhnlicherweise einen Aufschlag von 2,50 und 10 US\$ im Monat. Für die Versorgung dieser Kunden wird eine Kapazität von 100 MW eingesetzt.

Die Entwicklung einer Zertifizierung für Grünen Strom wird in der Schweiz insbesondere von dem Gedanken getragen, die umfangreichen bestehenden Kapazitäten an Wasserkraft umweltverträglicher zu gestalten. Ferner gibt es Befürchtungen, daß in Folge der umfangreichen gesetzlichen Anforderungen bezüglich des Umweltschutzes Schweizer Wasserkraftwerke im liberalisierten europäischen Strommarkt nicht mehr wettbewerbsfähig sein könnten. Daher sind zwei unterschiedliche Label kreiert worden. Swiss Energy stellt keine höheren als die nationalen gesetzlichen Anforderungen an das Produkt, soll aber national und international auf die besondere Qualität des Schweizer Stroms mit seinen hohen Anteilen an Wasserkraft hinweisen. Das Label EcoLeader stellt dagegen höhere Anforderungen, in dem im Rahmen eines mehrstufigen Bewertungsverfahrens auch eine umfassende Ökobilanz gefordert wird und ein Teil der Mehreinnahmen für die ökologische Verbesserung der Kraftwerke eingesetzt werden müssen.

6.4.4.2 Deutschland

Seit Einführung des Grünen Stroms in Deutschland haben sich Anbieter um die Zertifizierung ihres Angebots durch unabhängige Institutionen bemüht. Die Erzeugung des vom RWE abgesetzten Grünen Stroms etwa wird vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg überprüft, die Grünen Tarife der EVS und Badenwerk bzw. EnBW werden technisch durch das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart (ZSW), betriebswirtschaftlich durch die Schitag, Ernst & Young Deutsche allgemeine Treuhand AG überprüft. Die Anbieter lassen sich dabei testieren, daß die von ihnen gemachten Angaben zur Stromproduktion und zur Verwendung der zusätzlich eingesammelten Mittel der Wahrheit entsprechen. Somit genügen dieser Ansatz durchaus den Anforderungen des Verbraucherschutzes, trägt aber nicht zur Erhöhung der Markttransparenz bei.

Jene EltVU mit Grünen Strom im Angebot haben daher schon frühzeitig die Einführung eines einheitlichen Zertifizierungsmechanismus gefordert. Auf Anfrage einiger EltVU hat der Verband der Technischen Überwachungsvereine im Dezember 1998 eine Vergaberichtlinie für ein TÜV-Zertifikat „Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien“ veröffentlicht (**Tabelle 6.14**). Nach diesen Richtlinien wurden bisher einige Angebote zertifiziert. Der Verein Grüne Strom Label e.V. (GSL) wurde auf Initiative von EUROSOLAR e.V. zusammen mit Umweltverbänden (BUND, NaBu, DNR), Verbraucherverbänden (Bund der Energieverbraucher, Bundesverband Die Verbraucherinitiative) und anderen (IPPNW, Naturwissenschaftlerinitiative „Verantwortung für den Frieden“) 1998 gegründet. In den Vorverhandlungen waren auch der WWF und GREENPEACE involviert. Aufgrund unterschiedlicher inhaltlicher Auffassungen haben sie sich

aber nicht an der Gründung des Vereins beteiligt. Dieser Verein hat den Zweck, ein Label mit Zertifizierungsmechanismus zu entwickeln und zu unterhalten. Im Sommer 1999 wurden die Zertifizierungsrichtlinien veröffentlicht, erste Zertifizierungen sind für Herbst 1999 geplant. In einem Punkt unterscheidet sich der Ansatz des GSL e.V. prinzipiell von allen anderen Initiativen. Während der GSL e.V. die Anbieter - und ggf. auch den Kunden - zertifiziert, wird in allen anderen Fällen ausschließlich Eigenschaften des Produktes, also des Grünen Stroms selber überprüft. Mit der Zertifizierung des Anbieters besteht aber die Möglichkeit, auch besondere Anforderungen an den Anbieter zu stellen.

Das Öko-Institut erarbeitet im Auftrag des Bremer Energiekonsens ebenfalls ein Konzept für die Zertifizierung Grünen Stroms. Im Laufe des Jahres 1999 sollen in einem Pilotverfahren noch einige Anbieter nach den vom Öko-Institut erarbeiteten Kriterien zertifiziert werden. GREENPEACE hat für seine Kriterien den Blauen Engel beim Umweltbundesamt beantragt. Seine eigenen Einrichtungen in Hamburg läßt GREENPEACE darüber hinaus mit Grünen Strom versorgen, der von der Aachener BET zertifiziert wird. WWF Deutschland hat sehr frühzeitig eigene Kriterien entwickelt, ohne aber ein eigenes Zertifizierungsverfahren zu etablieren. Derzeit engagiert sich WWF Deutschland insbesondere bei der Harmonisierung der unterschiedlichen europäischen Anstrengungen (vergl. Abschnitt 6.4.4.7).

Im folgenden soll auf die Kernprobleme der inhaltliche Gestaltung von Zertifizierungsrichtlinien und den dafür bisher verwirklichten Lösungsansätzen näher eingegangen werden. Dazu wird in Abschnitt 6.4.4.3 die Frage betrachtet, ob das Produkt oder der Anbieter zertifiziert werden soll, in Abschnitt 6.4.4.4 die in Betracht kommenden Technologien beleuchtet, die Zulassung bestehender Anlagen (Abschnitt 6.4.4.5) bzw. von Anlagen, die nach StrEG vergütet werden (Abschnitt 6.4.4.6) problematisiert und in Abschnitt 6.4.4.7 schließlich die Bedeutung und die Kriterien für importierten Strom dargestellt.

Tabelle 6.14: Übersicht über unterschiedliche Zertifizierungsbemühungen in Deutschland. Weitere Erläuterungen in den Abschnitten 6.4.4.3 - 6.4.4.7.

	TÜV	Grüne Strom Label e.V.	Öko-Institut	GREENPEACE	World Wide Fund
Einführung	1998	1999	1999	1998	1998
Status	auf dem Markt	auf dem Markt	Test Phase	Kriterien	Kriterien
staatlich?	Nein	nein	nein	nein	nein
Abstufung	einstufig	zweistufig	zweistufig	einstufig	einstufig
Zertifizierung durch	TÜV	ZSW	verschiedene	BET Aachen	-
Produktkategorien	diverse	nur Strom	nur Strom	nur Strom	diverse
Zertifizierungsobjekt	Produkt	Anbieter & Verbraucher	Produkt	Produkt	Produkt
Biomasse	kein Abfall nach 17. BImSchV	zulässig	kein Abfall nach 17. BImSchV, kein Deponiegas, Energiepflanzen nur aus ökologischen Landbau	kein Abfall, Energiepflanzen aus umweltverträglichen Landbau	Leitbild für Energiepflanzen. Naturschutz und lokale Akzeptanz
Wasserkraft	zulässig, Pumpspeicherkraftwerke nur, falls Pumpenstrom aus REG	max. 10 MW	bevorzugt Reaktivierung, keine Pumpspeicherkraftwerke	UVP bei allen neuen und bei alten, die > 10 MW	Wasserkraft >10 MW max. 33 % des Kraftwerksmix
PV	zulässig, kein Minimum	Minimum 1 %	Minimum 1 %	Minimum 1 %	Minimum 1 %
Anteil Nicht-REG	nicht zulässig	max. 0 / 50 % ⁸⁵ , nur KWK, keine Braunkohle	Max. 0 / 50 % ⁸⁵	max. 50 %, ausschließlich Gas-KWK	max. 50 %, ausschließlich Gas-KWK

⁸⁵ Abhängig von der Kategorie des beantragten Labels.

	TÜV	Grüne Strom Label e.V.	Öko-Institut	GREENPEACE	World Wide Fund
Neuanlagenquote	min. 25 % der Erzeugung muß aus Anlagen nach StrEG <u>oder</u> Neuanlagen stammen	min. 10 % der Erzeugung pro Jahr neu	Min. 25 / -75 % der Erzeugung „neu“ = später 31.12.1997 & innerhalb Abschreibungsdauern	neue Kunden innerhalb von 2 Jahren mit neuen Anlagen	min. 50 % der Erzeugung „neu“ = innerhalb der Abschreibungsdauern
Strom aus StrEG	Zulässig, min. 25 % muß aus Anlagen nach StrEG <u>oder</u> Neuanlagen stammen	zulässig; im Verhältnis zur Zuzahlung + max. 30 % in den ersten 5 Jahren	im Verhältnis zur Zuzahlung	nicht zulässig	nicht zulässig
Zeitnähe von Angebot und Verbrauch	nicht notwendig, falls zertifiziert, dann auf Stundenbasis regelmäßig, falls grüner Strom < 10 % Gesamtabsatz	auf Vierteljahresbasis	Auf Jahresbasis	auf Viertelstundenbasis	nicht notwendig
Import	zulässig	zulässig	Nicht zulässig	nicht zulässig	max. 50 % des Kraftwerksmix
andere Kriterien	max. 75% des Mix darf aus Altanlagen oder Anlagen nach StrEG stammen REG soll Bestandteil der Unternehmenspolitik sein, Verbraucherschutz	Anbieter darf ausschließlich grünen Strom anbieten, Anbieter/Eigentümer darf keine AKW betreiben Haushalte min. 100 % grün, gewerbl. min. 25 % grün	min. CO ₂ -Reduktion vs. BRD Kraftwerksmix: 75 / 50 % dabei werden nur Neuanlagen berücksichtigt	spez. CO ₂ -Emissionen max. 230 g/kWh Anbieter/Eigentümer darf keine AKW betreiben	min. 10 % des Kraftwerksmix in Verbrauchernähe

6.4.4.3 Zertifizierung von Anlagen vs. Zertifizierung von Anbietern

Die Frage, ob das Produkt oder der Anbieter zertifiziert werden soll, ist im Zusammenhang mit der Frage aufgetaucht, in wieweit das Verhalten eines Anbieters bei der Zertifizierung mit begutachtet werden soll. Während alle anderen deutschen Bemühungen um die Zertifizierung das Produkt in den Mittelpunkt stellen, ist es beim Verein Grüne Strom Label der Anbieter (und der Abnehmer). Allerdings beinhalten auch auf das Produkt ausgerichteten Zertifizierungsverfahren durchaus Bestimmungen, die sich auf den Anbieter des Grünen Stroms beziehen. So fordert der TÜV im Sinne einer Sollbestimmung, daß der Ausbau erneuerbare Energien Bestandteil der allgemeinen Unternehmenspolitik sein soll /TÜV 1998/. WWF fordert, daß sich das anbietende Unternehmen einem Öko-Audit unterziehen sollte /WWF 1999/. Ist der Anbieter gleichzeitig Netzbetreiber, so soll er nach Vorstellung des WWF faire Durchleitungskonditionen bieten.

In der deutschen Diskussion über die Zertifizierung Grünen Stroms steht hinter der Frage Zertifizierung des Produktes oder des Anbieters insbesondere die Kontroverse, ob die derzeit marktbeherrschenden Unternehmen überhaupt in der Lage sind, eine Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung aktiv gestalten zu können. Da gerade die großen EltVU mit den von ihnen aufgebauten Überkapazitäten ein wesentliches Hemmnis bei der Verbreitung erneuerbarer Energien darstellten, sei es wichtig, nur jene Akteure mit einem Label auszuzeichnen, bei denen die Unterstützung der erneuerbaren Energien auch langfristig sehr wahrscheinlich sei. Da darüber hinaus in einigen Umweltverbänden die Unterstützung erneuerbarer Energien eng mit der Ablehnung der Kernenergie verbunden ist, müssen sich Maßnahmen zur Unterstützung der erneuerbaren Energien und damit auch die Unterstützung der Zertifizierung Grünen Stroms konsistent in die Politik gegen Kernenergie einfügen. Wenn man einerseits die großen EltVU wegen ihres Engagements für die Kernenergie angreife, so die Argumentation, ließe sich auf der anderen Seite weder den eigenen Mitgliedern noch der Öffentlichkeit vermitteln, daß man die selben Unternehmen bei der Vermarktung Grünen Stroms unterstütze. Dahinter steckt zum Teil die Einschätzung, daß der Kunde von einem durch die Umweltverbände zertifizierten Produkt erwarte, daß es nicht von Betreibern von Kernkraftwerken stamme. Eine Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Elektrizitätsversorgung ließe sich, so eine weitere Einschätzung, nur **gegen** und nicht mit der etablierten Energieversorgungswirtschaft durchsetzen, da die Interessen dieser am Erhalt der gegenwärtigen Strukturen bei weiten ihr Interesse an einer Fortentwicklung überwiegen würde.

Dagegen wird argumentiert, daß in der Öffentlichkeit die Zustimmung zu erneuerbaren Energien durchaus nicht so stark mit der Ablehnung gegen die Kernenergie verknüpft sei, ein großer Teil der Befürworter von erneuerbaren Energien (und damit den potentiellen Kunden Grünen Stroms) also durchaus nicht ablehnend der Kernenergie gegenüber stünde. Zur Entwicklung des Marktes für Grünen Strom sei die Einbindung der traditionellen EltVU unerlässlich, damit nicht nur ein kleiner Nischenmarkt geschaffen werde, da den kleinen, unabhängigen Anbietern finanzielle Ressourcen zur Marktentwicklung fehle. Gerade die Kommunikationsmacht der EltVU ließe dagegen eine schnellere Entwicklung des Marktes wahrscheinlich erscheinen. Nur wenn, so die strategische Einschätzung, es gelänge, die traditionellen EltVU in diese Prozesse frühzeitig einzubinden, ist auch ein umfassender Paradigmawechsel in der deutschen Stromversorgung möglich. Und der Ausschluß der EltVU mit Kernenergie von der Zertifizierung stelle keineswegs einen Hebel dar, um diese Unternehmen zur Abkehr von der Kernenergie zu bewegen. Dazu werde die Bedeutung des Marktes für Grünen Strom auf absehbare Zeit zu gering sein. Zudem könne nicht verhindert werden, daß auch ohne die Anerkennung durch die Umweltverbände von diesen EltVU Grüner Strom angeboten werde, dieser dann aber möglicherweise in einer Form, daß er in keiner Weise den Anforderungen an eine nachhaltige Stromerzeugung genüge. Und schließlich sei es den meisten Kunden auch nicht zu vermitteln, warum ein inhaltlich und von der Pro-

duktion gleiches Produkt nur deshalb nicht zu zertifizieren sei, weil der Anbieter auch noch andere, nicht erwünschte Produkte anböte.

Dieser Konflikt zwischen den Umweltverbänden hat dazu geführt, daß GREENPEACE und WWF sich nicht weiter an den Anstrengungen des Vereins Grüner Strom Label beteiligt haben. Ein einheitliches, von allen maßgeblichen Umweltverbänden unterstütztes Label wird es daher vorläufig nicht geben. Für den Kunden ist dies bedauerlich. Er muß nun prüfen, welches der Label seinen Erwartungen entspricht, die eindeutige Signalwirkung eines Labels entfällt damit. Auch wird es für den potentiellen Kunden schwieriger, Label mit deutlich geringeren Anforderungen zu erkennen. Schließlich führt die Existenz von mehreren Labels zu einer weiteren Aufsplitterung des gegenwärtig ohnehin schon begrenzten Marktes für Grünen Strom. Ein Label sollte in der gegenwärtigen Marktsituation die Einhaltung von Mindestanforderungen signalisieren. Den Anbietern bleibt es überlassen, ggf. Produkte mit höheren Anforderungen anzubieten, und diese höheren Qualitäten auch entsprechend zu bewerben. Die aus Sicht eines der freien Konsumentenentscheidung wünschenswerte Diversifizierung des Angebots sollte also auf der Produktebene, und nicht schon auf der Ebene der Zertifizierung und der Label stattfinden. Auch die Erfahrungen bei anderen Produkten zeigen, daß von einem einheitlichen, von einer breiten Basis unterstütztem Label Vorteile bei der Marktdurchdringung zu erwarten sind. Dies hat z.B. dazu geführt, daß im Nahrungsmittelbereich die seit langer Zeit bestehenden unterschiedlichen Labels trotz teilweiser großer, insbesondere auch weltanschaulicher Differenzen zwischen den Anbietern der Labels vor kurzen zu einem einheitlichen Label zusammengefaßt wurden.

Während es bei einigen anderen, unter den Umweltverbänden strittigen Fragen eine Tendenz zur Annäherung zu beobachten ist, wird die Frage der Berücksichtigung von Betreibern von Kernkraftwerken derzeit noch sehr kontrovers diskutiert. In der Praxis der Zertifizierung wird allerdings für einen einwandfreien Nachweis zumindest eine saubere rechnerische Trennung der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien von den übrigen Betriebsteilen notwendig sein. Der Schritt zur Gründung eines eigenständigen Unternehmens ist dann nicht mehr groß, so daß die in der Theorie sehr kontrovers diskutierte Frage in der praktischen Umsetzung ihre Brisanz verliert.

6.4.4.4 Welche Technologien?

Grundsätzlich können alle erneuerbaren Energien als Grüner Strom verkauft werden. In den verschiedenen Zertifizierungsverfahren sind allerdings einige Ausschlüsse definiert, die sich insbesondere auf die Wasserkraft und die Nutzung der Biomasse beziehen. Der Verein Grüne Strom Label wird eine Obergrenze von 10 MW für die Nutzung der Wasserkraft gesetzt. Begründet wird dies mit den ökologischen Problemen, die sich bei diesen großen Wasserkraftwerken ergäben⁸⁶. Ein Hintergrund ist sicherlich auch, daß Mitnahmeeffekte durch bestehende, große Wasserkraftwerke, die drei Viertel des Stroms aus erneuerbaren Quellen bereitstellen, ausgeschlossen werden sollen, um so Neuanlagen und anderen Technologien bessere Startchancen zu ermöglichen. WWF begrenzt aus dem selben Grund den maximalen Anteil großer Wasserkraftwerke (> 10 MW) auf ein Drittel des gesamten Anlagenmixes. GREENPEACE fordert eine Umweltverträglichkeitsprüfung für alle neuen Wasserkraftwerke und auch für alte mit einer Leistung über 10 MW. Das Öko-Institut erlaubt nur den Neubau von Laufwasserkraftwerken, ansonsten soll Grüner Strom vorrangig aus der

⁸⁶ Es ist jedoch umstritten, um die Umweltauswirkungen vieler kleiner Wasserkraftanlagen nicht möglicherweise größer sind als die einer einzelnen großen Wasserkraftanlage mit einer Leistung entsprechend der Summe der kleinen Anlagen. Aufgrund der schon sehr weitgehenden anthropogenen Nutzung der Gewässer in Deutschland wird die Nutzung der verbliebenen naturbelassenen Gewässer darüber hinaus prinzipiell kontrovers diskutiert /UBA 1998/.

Reaktivierung und Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen gewonnen werden. Der TÜV gibt keinerlei Größenbeschränkung, läßt Pumpspeicherkraftwerke allerdings nur dann zu, wenn der Pumpenstrom aus erneuerbaren Quellen stammt, um so das Umwidmen fossilen oder nuklearen Stroms zu verhindern.

Auch im Bereich der energetischen Nutzung der Biomasse werden Einschränkungen gemacht. Insbesondere wird Strom aus Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung **nicht** als Grüner Strom betrachtet, da die Energiequelle Abfall nicht als erneuerbar angesehen wird. Darüber hinaus lehnen die meisten Umweltverbände die thermische Verfahren als Abfallentsorgungspfad ab. Gleiches gilt aus der Sicht einiger Zertifizierer für Deponiegas-Anlagen. Der Anbau von Energiepflanzen muß nach den Richtlinien von Öko-Institut, GREENPEACE und WWF besonderen Anforderungen bis hin zu denen des ökologischen Landbau genügen. Zur besonderen Förderung der PV fordern mit Ausnahme vom TÜV alle Zertifizierer einen Mindestanteil PV-Strom in Höhe von mindestens 1 % am gesamtem Strommix eines Anbieters. Damit wird den großen zukünftigen Potentialen dieser Technologie Rechnung getragen, aber auch antizipiert, daß diese Technologie gegenüber den anderen erneuerbaren Energien insbesondere im netzgekoppelten Betrieb nicht wettbewerbsfähig ist. Schließlich wird dadurch versucht, dem positiven Image der Photovoltaik in der Öffentlichkeit Rechnung zu tragen.

Neben erneuerbaren Energien lassen sich auch besonders effiziente Energiegestehungstechnologien als Quellen für Grüner Strom anerkennen. Soweit ein bestimmtes Kraftwerk deutlich bessere Wirkungsgrade als der Durchschnitt des Kraftwerksparks aufweist, vermeidet es entsprechende Belastungen der Natur. Zudem ist der Bestand gerade von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), die im Vergleich sehr hohe Jahresnutzungsgrade aufweisen, durch die Liberalisierung in ihrer Existenz bedroht. Zudem läßt sich gegenwärtig eine zeitnahe Vollversorgung mit Grünen Strom nur unter Einbeziehung der KWK zu allgemein vertretbaren Kosten realisieren. Mit Ausnahme vom TÜV wird daher von allen Zertifizierern Strom aus KWK in unterschiedlichen Umfang als Grüner Strom akzeptiert. Da GREENPEACE und Öko-Institut ausdrücklich die Reduktion von Klimagasen als Leitlinie für ihre Anforderungen an Grünen Strom nehmen, ist KWK bei ihnen sogar eine ausdrücklich erwünschte Option im Kraftwerksmix⁸⁷.

6.4.4.5 Neue versus alte Anlagen

Die Umweltverträglichkeit der Energiegestehung als Motivation der Kunden zum Bezug Grünen Stroms läßt sich weiter differenzieren. Einerseits gibt es Kunden, die einen schnelleren Ausbau eines klimaverträglicher Energieversorgungssystems finanziell unterstützen möchten. Für diese Kunden muß sicher gestellt werden, daß durch ihr finanzielles Engagement mehr Grüner Strom produziert wird, als wenn sie keinen Grünen Strom beziehen würden. Auf der anderen Seite gibt es Kunden, die ausschließlich sichergestellt wissen möchten, daß ihr eigener Strombedarf mit Grünen Strom gedeckt wird, damit sie nicht an der gegenwärtigen, umweltunverträglichen Energieversorgung partizipieren. Während also bei der ersten Gruppe von Kunden neue Anlage erstellt und in den Strommix des Grünen Stroms aufgenommen werden müssen, braucht für die zweite Gruppe von Kunden nur gewährleistet werden, daß es sich um Strom aus „Grünen“ Anlagen handelt, unabhängig davon, ob sie alt oder neu sind. Da schon derzeit 5 % des deutschen Strommixes aus erneuerbare Energien besteht, kann auch ein sehr stark steigender Bedarf nach Grünen Strom noch lange aus bestehenden Anlagen gedeckt werden.

⁸⁷ Bei Öko-Institut gilt dies ausschließlich für ihr Label mit den niedrigeren Anforderungsniveau.

Wenn die Politik den Markt für Grünen Strom als ein Instrument begreift, daß die staatlich ergriffenen Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien ergänzt, indem es über die in Teilen der Bevölkerung vorhandene zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Klima- und Umweltschutz zusätzliche Mittel für den Ausbau umweltverträglicher Energiesysteme bereitstellt, so kann aus Sicht der Politik und der Umweltverbände Angebote Grünen Stroms nur dann unterstützenswert sein, wenn dadurch tatsächlich neue Kapazitäten aufgebaut werden. Wenn dagegen primär Strom aus bestehenden Anlagen als Grüner Strom gehandelt wird, dann bedeutet dies nur eine Umverteilung der finanziellen Lasten aus dem Betrieb dieser Anlagen von allen Stromkunden auf die Kunden Grünen Stroms. Im Fall konkurrenzfähiger Energiegestehung aus erneuerbaren Quellen würden den Anbietern zusätzliche Erträge zufließen, ohne daß zusätzliche Leistungen erbracht worden wären. Die Vermarktung Grünen Stroms sollte also eindeutig zu zusätzlichen Kapazitäten gegenüber einem Zustand führen, in dem Grüner Strom nicht getrennt vermarktet wird.

Aus Sicht der Anbieter Grünen Stroms ist die Forderung nach einer vollständigen Deckung der Nachfrage ausschließlich aus neuen Anlagen aber problematisch. Gerade in der gegenwärtigen Phase des Marktaufbaus ist angesichts der teilweise mehrjährigen Projektentwicklungszeiten die schnelle Bereitstellung neuer Kapazitäten sehr schwierig. Für die neuen, unabhängigen Anbieter Grünen Stroms kommt erschwerend hinzu, daß die zu erbringenden Vorleistungen in Form von Investitionen ein im Verhältnis zur Unternehmensgröße erhebliches Risiko darstellt. Auch läßt sich die Entwicklung der allgemeinen Nachfrage wie auch die Nachfrage nach dem Produkt des spezifischen Anbieters in der derzeitigen Phase des Marktaufbaus nur sehr schwer abzuschätzen. Schließlich ist sicherzustellen, daß die Abschreibungen auf die Investitionen innerhalb der Lebensdauer der Anlagen wieder erwirtschaftet werden können.

Unter Abwägung der genannten Aspekte bietet es sich an, für einen **Übergangszeitraum** auch Strom aus bestehende Anlagen als Grünen Strom zu akzeptieren. Von Seiten der Zertifizierung wurden dazu verschiedene Modelle entwickelt, die sich sowohl bezüglich der Definition, was als neue Anlage gilt, als auch im geforderten Anteil neuer Anlagen unterscheiden. Im Vorschlag des Öko-Instituts sind alle jene Anlagen als neu definiert, die nach dem 31. Dezember 1997 in Betrieb gegangen sind oder noch gehen /Öko-Institut 1999/. Die Stichtagsregelung ist für den Kunden leicht verständlich. Anlagen, die bis zu drei Jahren vor diesem Stichtag in Betrieb genommen worden sind, können anteilig bei der Zertifizierung mit berücksichtigt werden. So wird der Strom aus im Jahr 1997 in Betrieb genommen Anlagen zu 75 %, aus im Jahr 1996 in Betrieb genommenen Anlagen zu 50 %, usw. als Grüner Strom akzeptiert. Die Anlagen gelten über die Dauer der üblichen Abschreibungszeiträume als neu. Bei Instandhaltungsmaßnahmen wird ein Anteil anerkannt, der sich aus dem Quotient von spezifischen Investitionsvolumen für Instandhaltung und spezifischen Investitionsvolumen einer vergleichbaren Neuanlage ergibt. In der Kategorie „effektiv“ fordert das Öko-Institut, daß mindestens 25 % aus neuen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien stammen muß. In der strengeren Kategorie „regenerativ“, bei dem der Strom vollständig mit erneuerbarer Energie erzeugt werden muß, gibt es keine explizite Forderung nach Neuanlagen. Da aber hier gleichzeitig die Reduktion der CO₂-Emissionen des Strommixes gegenüber dem allgemeinen Strommix um 75 % nachgewiesen werden muß und beim Nachweis ausschließlich neue Anlagen berücksichtigt werden, kann vereinfacht von einer Forderung nach 75 % Neuanlagen ausgegangen werden.

Im Verfahren des Grüne Strom Label e.V. wird gefordert, daß in einem Jahr jeweils 10 % des Grünen Stroms aus Anlagen stammen muß, die im jeweils vorherigen Jahr errichtet worden sind /Grüner Strom 1999/. Damit durch diese Regelung große Anlagen gegenüber kleinen Anlagen nicht benachteiligt werden und damit ein zusätzlicher Anreiz für einen möglichst frühzeitigen Zubau neuer Kapazitäten geschaffen wird, werden Über- und Unterschreitungen der erforderlichen Menge in einem Jahr mit Boni bzw. Malusse im folgendem Jahr belegt. Beträgt etwa die tatsächlich zertifizierungsfähige Menge Grünen Stroms aus

Neuanlagen nur die Hälfte der eigentlich erforderlichen Menge, so muß im folgendem Jahr die Fehlmenge zuzüglich eines Aufschlages von 20 % nachgewiesen werden. Ist umgekehrt die tatsächliche Menge um beispielsweise 50 % höher als die erforderliche Menge, dann läßt sich der Überschuß mit einem Bonus von 20 % auf das folgende Jahr übertragen. Diese Regelung gewährleistet eine kontinuierliche Erneuerung des Anlagenmixes. Problematisch ist hingegen, daß Anlagen mit längeren Nutzungsdauern als 10 Jahre bereits vor Ablauf ihrer Nutzungsdauer nicht mehr zertifizierungsfähig sind.

GREENPEACE fordert, daß der Zuwachs im Absatz Grünen Stroms im laufenden Jahr innerhalb von zwei Jahren durch die Errichtung von Neuanlagen abgedeckt werden muß. Steigt z.B. im Jahr x der Stromabsatz um 10 GWh, so müssen bis zum Ende des Jahres x+2 Anlagen neu errichtet werden, die eine jährliche Erzeugung von 10 GWh gewährleisten /Greenpeace 1999/. WWF fordert, daß die Hälfte des Stroms aus Neuanlagen kommen muß. Als „neu“ gelten dabei alle Anlagen, die noch nicht das Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer erreicht haben. TÜV stellt keine Anforderungen bezüglich des Errichtungsdatums.

Im Vergleich der unterschiedliche Modelle zeigt sich, daß ausschließlich im Modell des Grüne Strom Label e.V. ein kontinuierlicher Zubau neuer Anlagen gewährleistet ist (**Tabelle 6.15**). Bei der Berechnungen zur Tabelle wurde davon ausgegangen, daß alle Anlagen, die nach 1.1.1999, also nach Einführung der Verfahren errichtet wurden, als neu gelten. Weiterhin zeigt sie die Anforderungen im schlechtesten Fall. Diese Fälle treten in der Realität dann ein, wenn Strom aus bestehenden Anlagen günstiger als aus neuen Anlagen zu beziehen ist und im ausreichenden Maße zur Verfügung steht.

Tabelle 6.15: Vergleich des erforderlichen kumulierten Zubaus von Neuanlagen in Prozent des gesamten Anlagenmixes des jeweiligen Jahres nach den Anforderungen unterschiedlicher Zertifizierungen. (weitere Erläuterungen siehe Text)

Jahr	Grüne Strom Label		Öko-Institut		GREENPEACE		WWF	
	0 %/a	10 %/a	0 %/a	10 %/a	0 %/a	10 %/a	0 %/a	10 %/a
1	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
2	10 %	9,1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
3	20 %	17,4 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
4	30 %	24,9 %	0 %	0 %	0 %	7,5 %	0 %	0 %
5	40 %	31,7 %	0 %	0 %	0 %	14,3 %	0 %	0 %
6	50 %	37,9 %	0 %	0 %	0 %	20,6 %	0 %	0 %
7	60 %	43,6 %	0 %	0 %	0 %	26,2 %	0 %	0 %
8	70 %	48,7 %	0 %	0 %	0 %	31,3 %	0 %	0 %
9	80 %	53,3 %	0 %	0 %	0 %	36,6 %	0 %	0 %
10	90 %	57,6 %	0 %	0 %	0 %	40,2 %	0 %	0 %
11	100 %	61,4 %	0 %	0 %	0 %	44,1 %	0 %	0 %

Die hohen Anforderungen des Grüne Strom Label e.V. können allerdings bei stagnierenden Absatz zu einem Problem für den Anbieter Grünen Stroms werden, da der Anbieter dann permanent gezwungen ist, bestehende Anlagen vor Ende ihrer Nutzungsdauer aus seinen Anlagenmix nehmen zu müssen. Dagegen kann beim Modell des Öko-Instituts auf unbe-

grenzte Zeit der Strom aus Anlagen, die zwischen 1995 und 1999 in Betrieb genommen wurden, geliefert werden. Einzig die verminderte Anrechenbarkeit stellt eine quasi ökonomische Schranke dar, die im Falle niedriger Stromgestehungskosten aber nicht zum Tragen kommen muß. Geht man - von dem allerdings wenig wahrscheinlichen - Fall eines stagnierenden Absatzes eines Anbieters aus, so ist auch im Modell von GREENPEACE kein Zubau neuer Anlagen notwendig. Aber selbst bei einem wachsenden Absatz muß erst im vierten Jahr zum ersten Mal eine neue Anlage in Betrieb genommen werden. Für den Anbieter ist das begrenzte Risiko in diesem Modell vorteilhaft. Im Modell des WWF kann auf sehr lange Sicht nämlich im Extremfall über den Abschreibungszeitraum von Wasserkraftanlagen in Höhe von 50 Jahren der Neubau von Anlagen vermieden werden.

6.4.4.6 Anlagen, die nach dem Stromeinspeisungsgesetz vergütet werden

Für die Zertifizierung ist zu klären, inwieweit Anlagen, die nach StrEG vergütet werden, zertifiziert werden können. Analog zur im Zusammenhang mit der Problematik der Altanlage diskutierten Problematik ist auch wieder zwischen den beiden Motivationen „Zuwachs erneuerbare Energien“ und „Mein Strom soll grün sein“ bei den Kunden zu unterscheiden. Für die auf Zuwachs ausgerichteten Kunden sollte der Grüne Strom in erster Linie aus Anlagen stammen, die nicht schon nach dem StrEG vergütet werden. Strom aus StrEG-Anlagen ist für sie nur dann akzeptabel, wenn daraus eine Zuzahlung an die Anlagenbetreiber resultiert, die erst den Betrieb der betreffenden Anlage ermöglicht. Für Kunden mit zweiter Motivation ist dagegen Strom aus Anlagen, die nach StrEG vergütet werden, generell akzeptabel, egal ob diese Anlagen durch die Bezahlung eine über StrEG hinausgehende Vergütung erhalten oder nicht.

Den meisten, derzeit diskutierten Zertifizierungsmechanismen liegt tatsächlich eine Motivation der ersten geschilderten Art zugrunde, d.h. generell wird nur Strom zertifiziert, der nicht nach StrEG vom Netzbetreiber vergütet worden ist (vergl. Tabelle 6.14). Beim Grüne Strom Label e.V. wird allerdings für eine Übergangszeit von vier Jahren ab Einführung des Verfahrens Strom, der bereits nach StrEG vergütet wurde bis zu einem Anteil von 25 % am Strommix im ersten und 10 % im vierten Jahr anerkannt. Hintergrund ist hierbei die Überlegung, daß derzeit praktisch sämtlicher Strom aus erneuerbaren Energien mindestens nach StrEG vergütet wird, Vermarkter Grünen Strom also gegenwärtig Schwierigkeiten hätten, ausreichend Strom aus nicht StrEG-Anlagen zu erhalten. Zum Anschub des Marktes sei daher die Anerkennung begrenzter Mengen von StrEG notwendig.

Weiterhin wird vom Grüne Strom Label e.V. wie auch vom Öko-Institut generell Strom aus StrEG-Anlagen akzeptiert, wenn aus den Erträgen des Grünen Strom zusätzliche, über das StrEG hinausgehende Mittel an den Anlagenbetreiber fließen. So sollen höhere Vergütungen als nach StrEG mit Hilfe Grüner Tarife prinzipiell möglich gemacht werden, ohne aber auf die Vergütung durch den Netzbetreiber verzichten zu müssen. Damit können auch teure Technologie und weniger vorteilhafte Standorte, die gegenüber anderen erneuerbaren Technologien bzw. günstigeren Standorten noch nicht konkurrenzfähig sind, unterstützt werden. Allerdings wird nur ein Teil dieses Stroms entsprechend des Verhältnisses von Zuzahlung zur Vergütung nach StrEG (Grüne Strom Label) bzw. Summe aus Vergütung nach StrEG und Zuzahlung abzüglich der vermiedenen Kosten (Öko-Institut) als Grüner Strom anerkannt. Problematisch beim Modell des Grüne Strom Label e.V. ist, daß ein wirtschaftlicher Anreiz für möglichst geringe Zuzahlungen fehlt, da ihm die anerkannte, also zertifizierte Einheit Strom immer gleich viel kostet, egal, wieviel er zuzahlt, nämlich genau die Vergütung nach StrEG. Zudem ist es dem Anbieter möglich, durch Zuzahlung mehr Grünen Strom anerkannt zu bekommen, als durch Zuzahlung produziert wurde, falls die Zuzahlung über den

Satz des StrEG liegt⁸⁸. Diese Problematik ist bei der Rechenregel des Öko-Instituts vermieden. Ebenso ist dort der Anreiz zur möglichst geringen Vergütung gegeben. Problematisch ist hier allerdings die Notwendigkeit, die vermiedenen Kosten zu bestimmen (zur Bestimmung der vermiedenen Kosten vergleiche auch Kapitel 1).

6.4.4.7 Importstrom

Trotz des an sich dezentralen Charakters erneuerbarer Energien wird man im liberalisierten europäischen Binnenmarkt mit Importen Grünen Stroms konfrontiert sein. Der freie Handel mit Grünem Strom ist dabei grundsätzlich zu befürworten, da er zur Ausnutzung der international besten Standorte führt (vergl. Exkurs Import Grüner Strom). Allerdings sind die unterschiedlichen Umweltstandards in den einzelnen Ländern zu berücksichtigen. Hier setzen auch die Befürchtungen der Zertifizierer an, da die Kontrolle der Einhaltung der Kriterien im Ausland aus der Sicht der Zertifizierer gemeinhin aufwendiger ist. Hinzu kommt, daß die spezifisch nationalen Anforderungen des Bezieherlandes nicht unbedingt den im Erzeugerland wünschenswerten Anforderungen entsprechen. Während z.B. in Ländern mit noch geringen Anteilen erneuerbarer Energien am Strommix Grüne Tarife auf Zuwachs an Kapazitäten abzielen sollten, steht in Ländern mit schon hoher Durchdringung (z.B. Schweiz, Schweden) die ökologische Verbesserung bestehender Kapazitäten bei Grünem Tarifen im Vordergrund.

In allen deutschen Zertifizierungsbemühungen Grünem Stroms wird deshalb Importstrom entweder gar nicht zugelassen oder aber der importierte Strom muß den deutschen Anforderungen entsprechen und von deutschen Zertifizierern überprüft werden. Mittelfristig ist denkbar, daß im Rahmen bilateraler Verträge die Zertifizierungen unterschiedlicher Länder sich wechselseitig anerkennen. Eine Möglichkeit hin zu einer regelmäßigen Anerkennung von nationalen Labels ist die Definition von Mindestanforderungen, die bei dem **Prozeß** der Festlegung der Kriterien erfüllt werden müssen. Beispielsweise könnte man fordern, daß auf jeden Fall Umwelt- und Verbraucherschutzverbände bei der Definition der Kriterien zu beteiligen sind. Damit umgeht man das Problem der Definition einheitlicher Kriterien, daß die Einführung eines einheitlichen europäischen Labels auf Grund der stark unterschiedlichen nationalen Gegebenheiten derzeit unwahrscheinlich erscheinen lassen /Markard, Truffer 1999/.

Exkurs: Import Grünem Stroms

Neben der Förderung erneuerbarer Energien vor Ort, d.h. regional und national, können Grüne Tarife auch interessante Perspektiven für den Import erneuerbarer Energien aus Ländern mit günstigen natürlichen Rahmenbedingungen bieten. Zu denken ist z.B. an sehr windhöfliche, aber abgelegene Gebiete für Windkraftanlagen, Wasserkraft aus Skandinavien oder den Einsatz von solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika. Auf diese Weise ließen sich niedrige Stromgestehungskosten mit einer Vermarktung an „Grüne“ Kunden verbinden, ein Kapitaltransfer in die Standortländer mit günstigen natürlichen Bedingungen würde gewährleistet werden.

Dabei wären prinzipiell zwei unterschiedliche Modelle denkbar (Langniß 1997):

⁸⁸ Allerdings darf nach den Regeln des Grüne Strom Label e.V. die Menge des insgesamt zertifizierten Stroms nicht die Menge des insgesamt produzierten Stroms, also auch des nicht nach StrEG vergüteten Stroms, überschreiten.

a. Das Joint-Implementation Modell (**Abbildung 6.8**)

Bei diesem Modell werden der finanzielle Fluß und der physikalische Fluß der Elektrizität entkoppelt. Das Kraftwerk zur Nutzung erneuerbarer Energien steht in einem Land A und versorgt die dortigen Kunden zu den dort üblichen Konditionen direkt mit Elektrizität. Die durch das Kraftwerk verursachten zusätzlichen Kosten aufgrund der Nutzung erneuerbarer Energien wird durch Kunden des Grünen Tarifs im Land B gedeckt. Die Kunden des Grünen Tarifs bezahlen für den globalen Vorteil der Treibhausgasneutralität erneuerbarer Energien, kommen allerdings nicht in den Genuß lokaler Emissionsfreiheit. Auf der anderen Seite kann diese Elektrizität günstiger sein als wenn sie in dem Heimatland des Kunden des Grünen Tarifs regenerativ erzeugt werden würde.

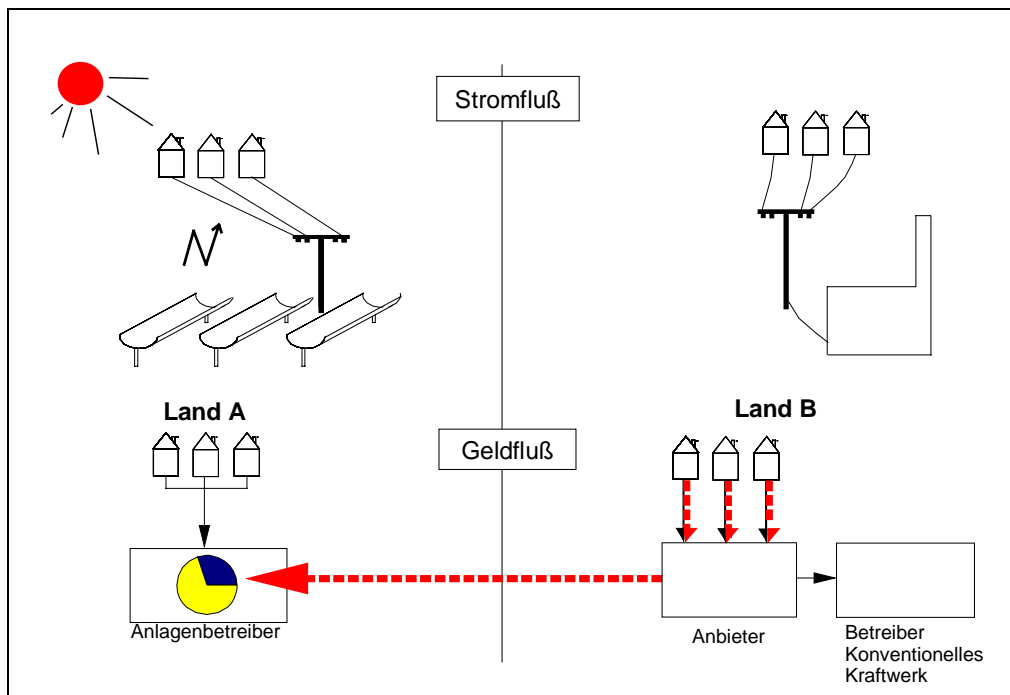


Abbildung 6.8: Das Joint-Implementation-Modell

b. Das Solarimport Modell (**Abbildung 6.9**)

Hierbei soll auch ein direkter physikalischer Stromimport zwischen Standortland und Heimatland des Grünen Kunden möglich sein. Ein Teil der Vorteile der günstigeren Stromproduktion geht dann aber wieder durch die Kosten und Verluste des Transports aufgezehrt.

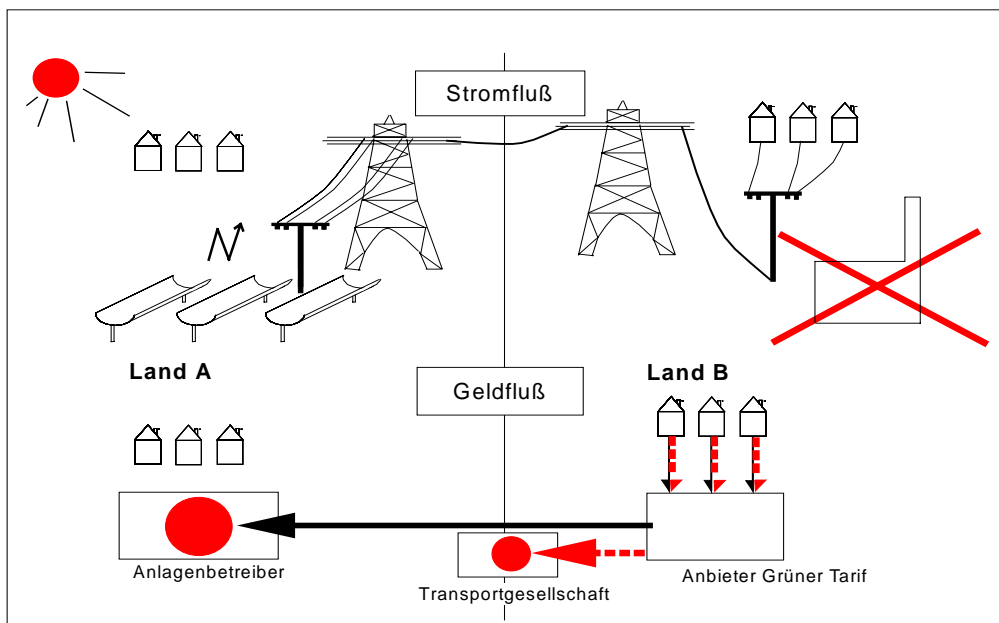


Abbildung 6.9: Das Solarimport-Modell

Es bleibt fraglich, ob es einen Markt für Strom nach dem Joint-Implementation-Modell gibt, da unsicher ist, inwieweit potentiellen Kunden das für sie persönlich wenig greifbare Produkt CO₂-Reduktion vermittelbar ist. Der Grüne Tarif nähme aus der Sicht des Kunden eher den Charakter einer Spende an. Auf der anderen Seite entstehen im Solarimport Modell Übertragungsverluste, obwohl in den Standortländern selbst häufig ein wachsender Strombedarf gegeben wäre.

Modellrechnungen für ein solarthermisches Kraftwerk mit einer Größe von 160 MW, aufgestellt in Nordafrika zeigen, daß nach dem Joint-Implementation Modell der Strom für einen Preisaufschlag von 4,3 Pf/kWh angeboten werden könnte, nach dem Solarimport Modell würde der Preisaufschlag 16,3 Pf/kWh betragen /Langniß 1997/ (zu solarthermischen Kraftwerken vergl. auch Kapitel 4, Exkurs 2). Auf Basis der aktuellen Verbändevereinbarung zur Durchleitung errechnen /Dorsch, Schmalschläger 1998/ Stromkosten frei deutschen Niederspannungsnetz von günstigenfalls 24 Pf/kWh für Strom aus solarthermischen Kraftwerken. Für ausländische Wasserkraftwerke ergibt sich ein entsprechender Wert von 13 - 15 Pf/kWh. Während sich also für neue Technologien, die so in Deutschland nicht einsetzbar sind, durchaus positive Aspekte durch die Vermarktung ihrer Stromproduktion ergeben können, besteht bei dem Import von Grünem Strom aus großen Wasserkraftanlagen die Gefahr von Mitnahmeeffekten, ohne daß durch das Engagement der Grünen Strom Kunden zusätzliche Kapazitäten aufgebaut werden.

6.4.5 Verhältnis zu Unterstützungsmaßnahmen der öffentlichen Hand

Aus Sicht der Politik ist zu klären, in wie weit der Markt für Grünem Strom staatliche Fördermechanismen (hier insbesondere das StrEG) ergänzen oder längerfristig sogar ablösen können. Prinzipiell kann der Staat zwei unterschiedliche Positionen zum Markt für Grünem Strom einnehmen.

- a. Er kann in ihm ein Instrument zur (kurzfristigen) Ablösung des öffentlichen Engagements durch privates Engagement erblicken oder
- b. er erkennt im Markt für Grünen Strom eine Ergänzung des weiterhin notwendigen staatlichen Engagements.

Wird das politisch formulierte Ziel eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien ernst genommen, dann sollte die öffentliche Hand nur dann nach der unter a.) formulierten Leitlinie handeln, falls der Markt für Grünen Strom tatsächlich so groß wird, daß die Erreichung der politischen Ziele durch die auf diesem Markt gehandelte Nachfrage auch tatsächlich erreicht werden können. Der gegenwärtige Status des Marktes für Grünen Strom läßt jedoch erwarten, daß selbst mittelfristig, d.h. über einem Zeitraum von 5 - 10 Jahren, das erforderliche Wachstum erneuerbare Energien allein durch die Nachfrage nach Grünen Strom nicht gewährleistet werden kann. Langfristig - und unter der Voraussetzung, daß die ökologischen Vorteile der erneuerbaren Energien auch zu entsprechenden monetären Vorteilen am Markt führen - ist eine Ablösung des direkten staatlichen Engagements durch den Markt anzustreben. Es ist daher zu empfehlen, den Markt für Grünen Strom in erster Linie als - willkommene - Ergänzung zu staatlichen Maßnahmen zu sehen.

In der Vergangenheit wurde vielfach argumentiert, daß die Nachfrage nach Grünen Tarifen den Wunsch der Gesellschaft ausdrücke und eine staatliche Regelung etwa in Form des StrEG nicht notwendig sei. Eine solche Argumentation ignoriert aber die große Befürwortung, die erneuerbare Energien in der Öffentlichkeit genießen. Falls diese Befürwortung mit keiner oder einer nur geringen zusätzlichen Zahlungsbereitschaft verbunden ist, so läßt sich dies dergestalt interpretieren, daß die Mehrzahl der Kunden im Sinne eines Hygienefaktors einen Anteil erneuerbaren Energien im Strommix ohne oder mit nur sehr geringen zusätzlichen Kosten erwarten. Die Produkteigenschaft „Grün“ ist aus Sicht dieser Kunden eine selbstverständliche Mindestanforderung. Im Sinne des Verbraucherschutzes bietet es sich dann an, diese Mindestanforderungen von staatlicher Seite etwa in Form einer Quote oder durch das StrEG zu sanktionieren.

In liberalisierten Märkten - dies zeigen Erfahrungen z.B. aus den Niederlanden - können Angebote Grünen Stroms tatsächlich eine wichtige Ergänzung staatlicher Maßnahmen darstellen. Sie bieten überdurchschnittlich engagierten Bürgern die Möglichkeit, sich über ein der Gesamtheit der Bürger zumutbare Maß hinaus für erneuerbare Energien finanziell einzusetzen. Zusätzliche Mittel können so zur Verfügung gestellt werden. Für Erzeuger Grünen Stroms kann ein von staatlichen Eingriffen unabhängiger Markt geschaffen werden. Den EltVU und neuen Anbietern eröffnet sich schließlich die lukrative Möglichkeit, das einheitliche Produkt Strom auszudifferenzieren. Damit die Grünen Tarife aber tatsächlich staatliche Maßnahmen in erster Linie ergänzen (und nicht ersetzen!), muß sichergestellt werden, daß durch Grüne Tarife zusätzliche Anlagen errichtet werden, die ohne Grüne Tarife nicht errichtet worden wären. Im folgenden soll untersucht werden, in wie weit Grüne Tarife mit dem StrEG und mit einem Quotenmodell harmonisieren.

Strom aus erneuerbaren Quellen muß von dem Netzbetreiber nach StrEG vergütet werden. In der jetzigen Fassung des StrEG ist es möglich, daß der Netzbetreiber diesen Strom als Grünen Strom an einen Händler, oder, was aufgrund der Eigentumsverhältnisse wahrscheinlicher ist, an das ihn besitzende EltVU weitergibt. Dieser Grüne Strom kann dann vermarktet werden, die höheren Einnahmen kommen dem Vermarkter und/oder gegebenenfalls auch dem Netzbetreiber zu Gute. Falls der Vermarkter die erhöhten Erlöse nicht an den Netzbetreiber weitergibt, ergeben sich für ihn höhere Gewinne, ohne daß zusätzliche Anlagen geschaffen worden sind. Kann der Netzbetreiber höhere Preise mit dem Grünen Strom erzielen, muß er im Gegenzug die Netzbenutzungsentgelte senken. Die finanzielle Last aus StrEG wird für alle Benutzer seines Netzes kleiner. Der Kunde Grünen Stroms entlastet mit seinem Engagement die Allgemeinheit aller Stromkunden, ohne daß dadurch zusätzliche Anlagen errichtet worden wären. Die gesetzlichen Verpflichtungen des Netz-

betreibers werden so auf Kunden Grünen Stroms überwältzt. Aus Sicht des den Netzbetreiber besitzenden EltVU ist eine Senkung der Netzbenutzungsentgelte attraktiv, da es zur Senkung der Strompreise beiträgt und damit tendenziell zu Absatzsteigerungen führt. Anders verhält es sich, falls nur ein über das StrEG hinausgehender Aufschlag durch den Kunden Grünen Stroms geleistet wird. Die Vergütung nach StrEG wird dann weiterhin von allen Netzbenutzern getragen, und es werden zusätzliche Anlagen errichtet, die bei einer Vergütung ausschließlich nach StrEG nicht hätten wirtschaftlich betrieben werden können. Problematisch sind hier jedoch mögliche Mitnahmeeffekte und Mißbrauch der Mittel, so daß eine umfassende Kontrolle der Mittelverwendung notwendig ist (vergleiche auch Abschnitt 6.4.4.6).

Strom, der nach StrEG vergütet worden ist, sollte daher von der **Vermarktung als Grüner Strom ausgeschlossen** werden, zumal alle Stromkunden bereits über die Vergütung nach StrEG die besondere Qualität dieses Stromes entgolten haben. Solange ein wettbewerbsfähiger Zugang zu den Netzen für Haushaltskunden und Kleinverbraucher **nicht** gegeben ist, sollte allerdings bei Zahlung von Zuschlägen der so geförderte Strom auch als Grüner Strom anerkannt werden. So kann der Wettbewerbsnachteil aus unangemessen hohen Netzbenutzungsgebühren teilweise ausgeglichen werden. Aber selbst wenn Strom, der nach StrEG vergütet worden ist, von der Vermarktung als Grüner Tarif ausgeschlossen wird, kann das StrEG unterlaufen werden. Falls die Vermarkter den Betreibern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien nämlich höhere Abnahmepreise als nach StrEG bieten, werden die Betreiber aus ökonomischen Überlegungen diese höhere Vergütung der Vergütung nach StrEG vorziehen. Solange Netzbetreiber und EltVU eigentumsrechtlich so eng verzahnt sind wie bisher, solange ist es für EltVU attraktiv, möglichst große Mengen Strom aus dem StrEG herauszulösen, um so die Netzbenutzungsentgelte und damit letztlich auch die möglichen Strompreise in ihrem angestammten Versorgungsgebiet möglichst niedrig zu halten, so daß der Absatz gefördert wird. Eine Lösung, bei der Angebote Grünen Stroms tatsächlich zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien führt, kann unter den Bedingungen des bestehenden StrEG letztlich also nur durch die Gestaltung der Zertifizierungsrichtlinien erreicht werden (vergl. Abschnitt 6.4.4.6).

In einem Quotenmodell ergeben sich diese Schwierigkeiten prinzipiell nicht. Zwar ist auch denkbar, daß die EltVU die finanziellen Lasten aus ihren Quotenverpflichtungen zumindest teilweise an Kunden Grünen Stroms abwälzen. Wird der Quotenstrom jedoch aus dem Angeboten Grüner Tarife ausgeschlossen, so besteht kein finanzieller Anreiz für EltVU, potentiellen Quotenstrom aus der Quote etwa durch die Zahlung höherer Preise an die Anlagenbetreiber herauszulösen. Ist die Quote mit einem Zertifikatshandel verbunden, tritt der Kunde Grünen Strom einfach auf dem Zertifikatsmarkt als zusätzlicher Nachfrager neben den Unternehmen auf, die die Quote zu erfüllen haben. Damit ist gewährleistet, daß das zusätzliche Engagement des Kunden Grünen Stroms auf jeden Fall zu einer zusätzlichen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen führt. Grüne Tarife ergänzen somit ideal das Quotenmodell. Im Zusammenspiel von Quotenmodell und Grüne Tarife lassen sich im Gegensatz zum Zusammenwirken mit dem StrEG keinerlei Probleme erkennen.

Aus der privatwirtschaftlich initiierten Entwicklung von Richtlinien, was als Grüner Strom zu gelten hat, ergibt sich ein weiterer interessanter Aspekt für die staatliche Förderpolitik. Die im Rahmen der Zertifizierung entwickelten Richtlinien können von staatlicher Seite nämlich auch bei anderen Maßnahmen zur Definition dessen benutzt werden, was umweltverträgliche Energieversorgungssysteme auszeichnet. Dies ist z.B. notwendig, wenn Stromverbraucher gesetzlich zur Abnahme einer bestimmten Quote Stroms aus erneuerbaren Energien verpflichtet werden. Da von einer regelmäßigen Überprüfung der Zertifizierungskriterien ausgegangen werden kann, wird dadurch auch eine dynamische Entwicklung angestoßen, ohne daß ein zusätzliches staatliches Organ geschaffen werden müßte. Dieser Aspekt gewinnt insbesondere mit der auf europäischer Ebene gegenwärtig angestrebten Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien, auch im Kontext der Subsidiarität, an

Bedeutung. Darüber hinaus ist ein europaweit einheitlicher Zertifizierungsprozeß unter Zulassung nationaler Besonderheiten anzustreben, um den Handel mit Grünen Strom im europäischen Binnenmarkt zu erleichtern.

Die Entwicklung des Marktes von Grünen Strom kann der Staat fördern, indem er selbst für seine Liegenschaften als Nachfrager nach Grünen Strom auftritt. Dadurch kann der Staat die Ernsthaftigkeit seiner Bemühungen um den Klimaschutz Glaubwürdigkeit verleihen, gleichzeitig kann er aufgrund seiner Nachfragemacht normenbildend wirken. Solange allerdings die spezifische Qualität des Grünen Stroms nicht durch ein entsprechendes Zertifizierungsverfahren bestätigt ist, zwingt das öffentliche Haushaltsrecht zum Bezug des günstigsten Angebots ohne Berücksichtigung der Qualität des Produktes. Die Zertifizierung und die Anerkennung des zertifizierten Stroms ist somit eine Voraussetzung, damit öffentliche Einrichtungen Grünen Strom zu gegenüber konventionellen Strom höheren Preisen beziehen können.

6.4.6 Netzbenutzung und Börse

Wie bereits mehrfach angeklungen, stellen die gegenwärtig hohen Netzbenutzungsentgelte bei Lieferung an Haushalte und Kleinverbraucher ein wesentliches Hemmnis bei der weiteren Entwicklung des Marktes für Grünen Strom dar. So ergaben die Auswertung der Entgelte von 11 Netzbetreibern, daß für den Versorgungsfall eines typischen Haushaltes die Netzbenutzungsentgelte zwischen 12 und 23 Pf/kWh bei einem Durchschnitt von 16 Pf/kWh liegen /Ritzau 1999/. Darin sind die Entgelte für den ggf. zu beziehenden Regelstrom enthalten. Wenn man berücksichtigt, daß etwa in Baden-Württemberg der derzeit günstigste Anbieter, die Stadtwerke Gaggenau, seit 1.7.1999 seinen Haushaltskunden einen Tarif von 23,17 Pf/kWh anbieten, so wird deutlich, daß diese hohen Netzbenutzungsentgelte einen funktionierenden Wettbewerb für Haushaltskunden unmöglich machen /Wettstreit 1999/. Das der Verbändevereinbarung zugrunde liegende Prinzip der Programmlieferung stellt für die meist nur fluktuierend einspeisender Erzeuger aus erneuerbarer Quellen einen weiteren spezifischen Nachteil dar. Während die Vergütung für über des im Durchleitungsvertrag vereinbarten Menge liegenden Stroms in der Regel nur mit 1 - 2 Pf/kWh erfolgt, müssen bei Unterschreitungen zwischen 4 - 8 Pf/kWh an den Netzbetreiber bezahlt werden. Unterschreitet die gelieferte Menge gar die vereinbarte Menge um mehr als 5 %, so ist zusätzlich der volle Leistungspreis von etwa 250 DM/kWh zu entrichten. Schließlich ist auch das Prinzip des individuell verhandelten Netzzugangs für die Lieferung kleiner Strommengen nicht praktikabel, da der Transaktionsaufwand in keinem Verhältnis zur erbrachten Leistung steht.

Die für Herbst 1999 erwartete neue Fassung der Verbändevereinbarung zur Netzbenutzung verspricht in einigen Punkten Verbesserungen gegenüber den bisherigen Regelung. So soll für Haushaltskunden von Normlastgängen ausgegangen werden, eine Leistungsmessung entfällt damit. Die Freistellung von Bagatellmengen von Netzbenutzungsentgelten wird diskutiert /Ulber 1999/. Weiterhin soll Deutschland in 8 bis 10 sogenannte Regelgebiete unterteilt werden. Die Netzbenutzung innerhalb eines Regelgebietes soll dann pauschal entgolten werden, unabhängig davon, wie weit Erzeugung und Abnehmer innerhalb des Regelgebietes voneinander entfernt liegen. Liegen Erzeugung und Verbrauch in zwei unterschiedlichen Regelgebieten, so wird zusätzlich eine Transportpauschale, basierend auf der Entfernung zwischen den Regelgebieten erhoben.

Die Existenz mehrerer Regelgebiete erschwert die Installation einer Börse, da der Markt durch mehrere Regelgebiete in eine entsprechende Anzahl von Teilmärkten mit geringerer Wettintensität zerfällt. Aus diesem Grund wird beispielsweise vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) auch die Einführung nur eines Regelgebietes für Deutschland gefordert /Heller 1999/. Für die Anbieter Grünen Stroms ist es besonders wichtig, daß auf einer Strombörse nicht nur die Menge für den jeweils nächsten Tag gehandelt wird, sondern daß

es auch einen Spotmarkt für kurzfristige, 15-minütige Lieferungen gibt, um kostengünstig Regelstrom erwerben zu können, bzw. eigenen Überschußstrom meistbietend vertreiben zu können. Dabei sollte es sich auch um einen echten physikalischen Spotmarkt handeln /Ritzau 1999/.

Denkbar sind auch Vorzugsregelungen für Grünen Strom bei der Netzbenutzung. So existiert in Kalifornien ein vereinfachter Netzzugang. In Österreich sind derzeit nur Haushaltskunden zum Wettbewerb zugelassen, die Grünen Strom beziehen. Auf diese Weise wird den Anbietern Grünen Stroms ein zeitlicher Vorsprung vor konventionellen Anbietern gegeben. In Deutschland werden günstigere Entgelte für Grünen Strom von einigen Anbietern und Verbänden gefordert /Benik 1999/. Andere Anbieter sind diesbezüglich zurückhaltender und verlangen in einem ersten Schritt erst einmal eine erhöhte Transparenz der Netzbenutzungsentgelte /Kaproth 1999/.

6.5 Einordnung und Bewertung nichtmonetärer Förderinstrumente

In der bisherigen stromwirtschaftlichen Praxis der Unterstützung erneuerbarer Energien haben monetäre Förderinstrumente die bestimmende Rolle gespielt. Dies gilt insbesondere für das in Kapitel 6.3 diskutierte StrEG. Spätestens seit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes fortschreitenden Liberalisierung der Energiemärkte kommt nichtmonetären Maßnahmen eine stärkere Bedeutung zu. Maßgeblich hierfür sind vor allem die Möglichkeiten, für den Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien günstige Rahmenbedingungen zu schaffen. Zu den nichtmonetären Maßnahmen gehört aber z. B. auch über die Stärkung von Exportgesichtspunkten zusätzliche Impulse für den heimischen Markt zu generieren. Letztlich können eine Vielzahl von weiteren Maßnahmen aus verschiedensten Bereichen (z. B. Ordnungsrecht, Information und Weiterbildung) eingesetzt werden und eine flankierende Wirkung für die Weiterentwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten.

Nachfolgend werden vor diesem Hintergrund aufbauend auf der Darstellung aller denkbaren Optionen in Kapitel 5.1 die für den Strombereich wichtigsten nichtmonetären Einflußmöglichkeiten zusammenfassend dargestellt.

6.5.1 Einordnung und Bewertung ordnungspolitischer Instrumente

Ausgehend von den zuvor aufgeführten ordnungsrechtlichen Instrumenten sind in bezug auf die Stromerzeugung vor allem Maßnahmen im Zusammenhang mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) relevant. Mit der Novellierung des EnWG, mit der wettbewerbliche Strukturen in der Stromwirtschaft eingeführt wurden, haben sich auch die Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien z. T. deutlich verändert. Dies betrifft nicht nur die teilweise bereits diskutierten negativen Auswirkungen (z. B. Verschärfung des Wettbewerbsdrucks durch fallende Strompreise, gezielte Dumpingpreispolitik, Verzicht auf die Durchführung umlagefinanzierter Förderprogramme seitens der Energiewirtschaft), sondern auch die mit der Öffnung der Märkte verbundenen Möglichkeiten mit neuen Produkten (z. B. Ökostrom) erfolgreich zu handeln. Aufgrund der erst unvollständig umgesetzten Anforderungen des EnWG sind diese Möglichkeiten heute aber noch sehr stark gehemmt. Im folgenden werden daher zunächst Maßnahmen diskutiert, die zu einer Verbesserung der Vermarktungsfähigkeit von Strom aus erneuerbaren Energien beitragen können. Darüber hinaus besteht im Umfeld des EnWG zusätzlicher Diskussionsbedarf in bezug auf die Klärung der in der Vergangenheit häufig strittigen Fragen von Höhe und Träger der Netzanschluß- und -verstärkungskosten.

6.5.1.1 Faire und diskriminierungsfreie Netzbenutzungsentgelte

Die Vermarktungsmöglichkeiten für Unternehmen, die mit Strom aus erneuerbaren Energien handeln oder diesen erzeugen, aber auch für private Stromerzeuger ist im wesentlichen davon abhängig, inwieweit es gelingt, Erzeuger- und Netzebene vollständig zu entkoppeln (unbundling) und auf dieser Ebene faire und diskriminierungsfreie Netzzugangs- und Netzbenutzungsregelungen/-entgelte zu schaffen. Dies betrifft insbesondere die Vermarktung von Überschußstrom als aber auch den Bezug von Reserve- und Zusatzstrom. Die derzeit gültigen Bestimmungen des nach der Verbändevereinbarung (von VDEW, VIK und BDI) geregelten verhandelten Netzzugangs wirken für die erneuerbaren Energien eher ungünstig. Neben dem insbesondere für kleine Strommengen unpraktikablen und aufwendigen Verfahren (z. B. Individualaushandlung, Fahrpläneinspeisung) wirken vor allem die für Lieferungen mit einer geringen Benutzungsdauer, wie sie für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien typisch sind, resultierenden sehr hohen Netzbenutzungsentgelte (in aller Regel liegen diese deutlich oberhalb von 10 Pf/kWh) stark negativ auf die Vermarktungsmöglichkeiten.

Tabelle 6.16: Gegenüberstellung von Verbändevereinbarung (1998) und Netzzugangsverordnung (Netz-VO)

Verbändevereinbarung	Netz-VO
<ul style="list-style-type: none"> • Einzelfallverhandlung Netzbetreiber muß vorab informiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> • feste, veröffentlichte Tarife Voraussetzung: keine Direktleitung
<ul style="list-style-type: none"> • Veröffentlichung von Preisspannen Monopolgewinn nicht kontrollierbar 	<ul style="list-style-type: none"> • genehmigte, kostendeckende Tarife Kostendeckung kontrollierbar
<ul style="list-style-type: none"> • entfernungsabhängig <ul style="list-style-type: none"> - Bevorzugung eigener Lieferungen - behindert Strombörse 	<ul style="list-style-type: none"> • entfernungsunabhängig <ul style="list-style-type: none"> - gleiche Chancen für Dritte - ermöglicht Strombörse
<ul style="list-style-type: none"> • leistungsabhängig <ul style="list-style-type: none"> - Bevorzugung eigener Lieferungen - Bevorzugung von Bandlieferungen ⇒ Zusatzlieferungen durch Netzbetreiber notwendig - Bevorzugung von Großabnehmern - behindert Strombörse - behindert Eigenerzeuger (Überschuß- und Reservestrom) 	<ul style="list-style-type: none"> • arbeitsabhängig <ul style="list-style-type: none"> - Gleichbehandlung kurz- und langfristiger Lieferungen - ermöglicht Strombörse
<ul style="list-style-type: none"> • Systemdienstleistungen durch Verbundnetzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> • Systemdienstleistungen durch unabhängigen Systemoperator (ISO)

Maßgeblich hierfür ist u. a., daß die Verbändevereinbarung von einem physischen Stromtransport bei der Netzbenutzung (vom Punkt der Einspeisung bis zum Letztverbraucher) ausgeht. In Wirklichkeit erfolgt der Stromtransport (vergleichbar einem See mit vielen Zu- und Abflüssen) immer nur über kurze Entfernungen. Sinnvoller wäre dementsprechend die Definition von entfernungsunabhängigen auf die Durchleitungsmenge umgelegten Netzfickosten (d. h. eines Briefmarkentarifes). Für den Handel mit Überschußstrom aus erneuerbaren Energien (aber z. B. auch von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) würden sich hierdurch

deutlich geringere Gebühren einstellen. Von einem derartigen Konzept geht beispielsweise der u. a. von dem Aachener Ingenieurbüro BET Vorschlag für eine Netzzugangsverordnung aus⁸⁹, deren wesentliche Grundzüge und Unterschiede zur gültigen Verbändevereinbarung nachfolgend zusammenfassend dargestellt sind.

Von der BET Aachen wurde auch ein auf der Verbändevereinbarung aufbauendes Netzzugangskonzept für „Sauberen Strom“⁹⁰ entwickelt. Hiermit wird der Versuch gemacht, durch die Einführung eines zeitgleichen Höchstlastverfahrens eine gegenüber der gültigen Verbändevereinbarung (diese wendet ein differenziertes Höchstleistungsverfahren mit charakteristischen Lastganglinien an) einfachere Regelung für die Durchleitung von sauberem Strom zu definieren, die die Vielzahl der bestehenden Hemmnisse abbaut. Das Konzept⁹¹ basiert im wesentlichen

- auf der Möglichkeit für Stromhandelsgesellschaften Normtagesganglinien von Tarif- und Gewerbekunden einzuführen und versucht so aufwendige Meßverfahren (1/4-Stunden-Werte) zu vermeiden
- auf der Begrenzung der anfallenden Netzentgelte aufgrund des dezentralen Charakters der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Netzbereiche Mittelspannung, Umspannung Mittelspannung/Niederspannung, Niederspannung sowie Systemdienstleistung⁹²
- auf dem Verzicht der Anrechnung einer Distanzkomponente bei Entfernungen von mehr als 100 km
- auf dem Verzicht der in der derzeit gültigen Verbändevereinbarung vorgeschriebenen Vorgabe eines Einspeisungsfahrplans zu vereinfachen. Modellrechnungen kommen auf dieser Basis zu Netzbenutzungsentgelten für Tarifkunden Gewerbe von 7,3 bis 8,9 Pf/kWh und für Tarifkunden Haushalte von 9,4 bis 11,2 Pf/kWh (obere Grenze jeweils unter Nutzung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes).

Gegenüber den heute üblichen Regelungen könnten die Vorschläge aufgrund ihrer kurzfristigen Umsetzbarkeit schnell zu einer Vereinfachung und Kostenreduzierung der Netzbenutzungsentgelte führen. Es bleibt daher abzuwarten, inwieweit Grundzüge dieser Vorschläge in der für Herbst 1999 zu erwartenden modifizierten Fassung der Verbändevereinbarung aufgenommen werden⁹³. Neben der gesetzlichen Implementierung der Netzzugangsverordnung bildet also die nachvollziehbare Berücksichtigung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich günstigerer und sachgerechterer Regelungen in der Novelle der Verbändevereinbarung eine prinzipielle Handlungsalternative.

⁸⁹ Ritzau, M. u. a., Regelungs- und Tarifierungsvorschläge zur Öffnung der Elektrizitätsmärkte für Wettbewerber unter Sicherung von Umweltschutzstandards, Studie im Auftrag der Bundesländer Schleswig-Holstein, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hessen und Saarland, Aachen, 1997.

⁹⁰ z. B. Strom aus erneuerbaren Energien; denkbar ist aber auch eine Ausweitung auf Strom aus KWK-Anlagen.

⁹¹ Ritzau, M. u. a.; Netzzugangskonzept für „Sauberen Strom“; Studie im Auftrag von Greenpeace, Aachen, 1998.

⁹² Ausnahmen sind vom Netzbetreiber nachzuweisen.

⁹³ Bei der Novellierung der Verbändevereinbarung werden derzeit z. B. die Einführung von Normlastganglinien, ein Bonus/Abschlag für dezentrale Einspeisungen und die Entgeltfreistellung von Bagetellmengen diskutiert.

Andere Vorschläge sehen eine generelle Pauschalierung der StromNetzbenutzungsentgelte für Strom aus erneuerbaren Energien vor⁹⁴. Grundidee ist auch hier die Anerkennung des Netzentlastungscharakters für dezentral eingespeisten Stroms sowie eine unbürokratische pauschale Netzbenutzungsentgeltermittlung auf der Basis der Betrachtung eines „Modell-EVU“. Unter Bezugnahme auf internationale Erfahrungswerte führt dieser Vorschlag zu Netzbenutzungsgebühren in der Größenordnung von 4 Pf/kWh (zzgl. Konzessionsabgabe). Höhere Forderungen sollen nur mit einer detaillierten Begründung seitens des Betreibers zugelassen werden.

Trotz der genannten gegenüber der gültigen Verbändevereinbarung einfacheren und angemesseren Ausgestaltungsmöglichkeiten der Netzbenutzungsregelung für Strom aus erneuerbaren Energien ist aufgrund der verbleibenden vergleichsweise hohen Kosten hiermit ein grundlegender Hemmnisabbau noch nicht realisierbar. Aus diesem Grund wird auch eine weitergehende Privilegierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien diskutiert. Hierzu gehört z. B. ausgehend von einer Anschlußpflicht für die Netzbetreiber von Kleinanlagen in Anlehnung an die in Schweden gültigen Bestimmungen z. B. auch die Möglichkeit der „kostenlosen Netzbenutzung“.

Derartige Privilegierungsvorschläge führen zu dem Problem, daß für die Netzbetreiber in Deutschland unterschiedlich hohe Belastungen resultieren können⁹⁵, die diese - entsprechend dem derzeitigen Vorgehen im Rahmen des StrEG - an ihre Kunden weitergeben werden⁹⁶. Damit wäre auch hier zur Gleichverteilung der Lasten ein nationales Ausgleichsverfahren notwendig. In diesem Sinne ist ein Verzicht auf ein Netzbenutzungsentgelt - mit Ausnahme der verbleibenden eigenständigen Verkaufs- und Vermarktungspflicht - gleichzusetzen mit einem netzaufschlagfinanzierten Zuschuß für die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und mit entsprechend kartellrechtlichen Vorbehalten zu versehen. Im Gegensatz zum Netzaufschlagsystem wäre aber hier nur eine geringere Transparenz der tatsächlichen Kosten gewährleistet.

Ein unentgeltlicher Netzzugang liegt neben dem diskriminierungsfreien Zugang und Benutzung des Stromnetzes auch einem Vorschlag der Arbeitsgruppe Energie der SPD-Bundestagsfraktion vom Februar 1999 zur nochmaligen Novellierung des EnWG zugrunde. Von der VDEW werden solche Privilegierungen bisher aber strikt abgelehnt (vgl. ZfK 12/98, S. 11).

Für den privaten Betreiber einer Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder einen entsprechenden Stromhändler⁹⁷ führt eine kostenlose Durchleitung gegenüber einer fixen Vergütung nach StrEG nur dann zu Vorteilen, wenn es ihm gelingt, den erzeugten Strom zu einem höheren Preis als der StrEG-Einspeisungsvergütung abzusetzen (vgl. Tabelle 6.17). Das heißt, daß der Erzeuger selbst bei einem Verzicht auf ein Netzbenutzungsentgelt maximal kostendeckend arbeiten kann, wenn es ihm zusätzlich gelingt, seine Stromerzeugungsstruktur zu optimieren und seine durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf 16 bis 17 Pf/kWh zu begrenzen.

⁹⁴ z. B. Hustedt, M.; Grüner Strom - mehr Zukunft durch mehr Markt, Bonn, 1999.

⁹⁵ Unabhängig von der Frage der tatsächlich verursachungsgerecht zuzuordnenden Durchleitungskosten ist bei allen Akteuren unstrittig, daß Unterhalt und Management der Netze in jedem Fall (auch für Strom aus erneuerbaren Energien) zu Kosten führen.

⁹⁶ Unter sonst weitgehend unveränderten Strukturen (d. h. unvollständiges unbundling) werden erfahrungsgemäß hauptsächlich die Tarifkunden die zusätzlichen Lasten zu tragen haben.

⁹⁷ Vielfach wird ein kleiner privater Erzeuger den Strom nicht direkt, sondern aus Gründen der Vereinfachung über einen Ökostromhändler vermarkten.

Bei den Modellrechnung in **Tabelle 6.17** sind die Grundgebühren noch nicht auf die Strompreise umgerechnet worden. Tendenziell führt dies zu einer Erhöhung der Strombezugspreise und für den Stromhändler zu einer Verbesserung der Einnahmensituation. Je nach monatlichem Grundpreis erhöht sich der Strombezugspreis um 5 - 8 Pf/kWh (bei einem Grundpreis von 19 DM/Monat resultieren bei einer durchschnittlichen Jahresabnahme von 3.000 kWh beispielsweise zusätzliche spezifische Kosten von 7,6 Pf/kWh). Andererseits sind auch zahlreiche Grundaufgaben durch die Grundgebühr abzudecken und auch im Tarifikundenbereich zunehmend infolge Wettbewerbsdruck Kostensenkungstendenzen zu beobachten, die in Tabelle 6.17 ebenso noch nicht berücksichtigt worden sind.

Tabelle 6.17: Erzeuger-Vergütung für unterschiedliche Netzbenutzungsmodelle

	Verbändevereinbarung	Kostenlose Netzbenutzung	Netzbenutzung und Ökostromangebot
Strombezugspreis ²	29,0 Pf/kWh	29 Pf/kWh	38,3 Pf/kWh
Durchschnittlicher HH-Tarif	29,0 Pf/kWh	29,0 Pf/kWh	29,0 Pf/kWh
- Öko-Stromsteuer	- 2,0 Pf/kWh	- 2,0 Pf/kWh	- 2,0 Pf/kWh
- Mehrwertsteuer	- 4,0 Pf/kWh	- 4,0 Pf/kWh	- 4,0 Pf/kWh
- Konzessionsabgabe ¹	- 4,0 Pf/kWh	- 4,0 Pf/kWh	- 4,0 Pf/kWh
Zusatzbonus für Ökostrom	0 Pf/kWh	0 Pf/kWh	8,0 Pf/kWh (+1,3 Pf MWSt)
Zwischensumme	19,0 Pf/kWh	19,0 Pf/kWh	27,0 Pf/kWh
Netzbenutzungsentgelt	10,0 Pf/kWh	0 Pf/kWh	10,0/0 Pf/kWh
Marketingaufwand/Marge Ökostromhändler	2,0 Pf/kWh	2,0 Pf/kWh	3,0 Pf/kWh
Verkaufspreis Erzeuger	6,4 Pf/kWh	16,4 Pf/kWh	14,0 - 24,0 Pf/kWh

¹ die Konzessionsabgabe für Tarifikunden schwankt in Deutschland je nach Gebiet zwischen 2,6 und 4,7 Pf/kWh

² je nach monatlichem Grundpreis erhöht sich der Strombezugspreis um 5 - 8 Pf/kWh (bei einem Grundpreis von 19 DM/Monat resultieren bei einer durchschnittlichen Jahresabnahme von 3.000 kWh beispielsweise zusätzliche spezifische Kosten von 7,6 Pf/kWh)

Selbst die vollständige Freistellung von den Netzgebühren kann andere Maßnahmen also nicht ersetzen. Dies gilt dann natürlich im noch stärkeren Umfang für Modelle, die lediglich von einem Verzicht auf die Gebühren für Höchst- und Hochspannungstransport ausgehen (ca. 1,5 bis 2 Pf/kWh). Richtig ist aber, daß je geringer die Netzbenutzungsentgelte sind, desto geringer auch der zusätzliche Effekt anderer Maßnahmen angesetzt werden muß. Wie sich aus **Tabelle 6.17** unmittelbar ableiten läßt, kommen dabei grundsätzlich als zusätzliche Maßnahmen in Betracht

- eine Befreiung von der Ökosteuer (erhöht die Differenz gegenüber dem typischen Tarifpreis)
- eine Reduzierung des gültigen Mehrwertsteuersatzes für Strom aus erneuerbaren Energien oder eine vollständige Befreiung
- eine Beschränkung der Konzessionsabgabe auf diejenige von industriellen Verbrauchern (Sondervertragskunden werden heute nur mit einer Abgabe von 0,22 Pf/kWh belastet)

- ein zusätzlicher Bonus für den Strom aus erneuerbaren Energien (vom Verbraucher via Ökostromangebot oder als umlagefinanzierter Bonus)

Im Mittelpunkt des Vermarktungsinteresses stehen damit aufgrund ihrer höheren spezifischen Strompreise zunächst die Tarifikunden. Unabhängig von den erwähnten kartellrechtlichen Fragen⁹⁸ ist damit zu hinterfragen, ob genügend Kunden auf dieser Basis erreicht werden können, um den erzeugten Strom vollständig abzusetzen und wie hoch der hierzu (auch monetär) aufzuwendende Marketingaufwand einzuschätzen ist. Erfahrungen mit grünen Stromtarifen zeigen bisher, daß die Marketingaufwendungen sehr hoch (in Einzelfällen bis zu 50 %) sein müssen, um nennenswerte Marktanteile erschließen zu können. Als Alternative und vergleichbar dem Vorgehen beim StrEG erscheint daher auch - zumindest Übergangsweise - die Gewährung eines umlage-(netzaufschlag-)finanzierten Bonus interessant.

Unter Berücksichtigung der heute erreichten Marktphase erst rudimentären Wettbewerbs ist zu erwarten, daß eine derartige Privilegierung bei der Bestimmung der Netzbenutzungsentgelte allenfalls ergänzend zu preis- oder mengenorientierten Regelungen wirken können, diese aber nicht oder zumindest noch nicht zu ersetzen vermögen. Als Ergänzungsmaßnahme etwa zum StrEG könnte die Direktvermarktung auf der Basis privilegierter Netzbenutzungsgebühren aber zu seiner Entlastung beitragen.

Für den Händler von Strom aus erneuerbaren Energien erscheint es ohnehin kurz- bis mittelfristig, d. h. bis eine kritische Marktgröße überschritten ist, günstiger auf eine direkte Durchleitung zu verzichten und andere Ansätze des Ökostrommarktes (z. B. Spendenprinzip) zu bevorzugen (vgl. Kapitel 6.4). Denn wie die dargestellten Beispiele zeigen, geht das Netzbenutzungsentgelt bei gleichem Endpreis direkt zu Lasten des Erzeugers.

Neben der Überschußstromvermarktung stellt sich heute unter der Zielsetzung Vollversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien auch die Frage der günstigen Bezugsmöglichkeiten von Zusatz- und Reservestrom. Diesbezüglich ist sicherzustellen, daß Eigenerzeuger in der zukünftigen Verbändevereinbarung gegenüber vollversorgten Kunden nicht schlechter gestellt werden und weiterhin zu normalen Tarifkonditionen Strom beziehen können. Für den Zusatz- und Reservestrombezug als aber auch die Überschußvermarktung ist zudem eine Implementierung einer physischen Strom-Spotbörse förderlich. Durch eine derartige Einrichtung könnte sichergestellt werden, daß die zeitkritischen Einspeisemengen im quasi Online-Verfahren gehandelt werden könnten. Die bisher getroffene Entscheidung, in Frankfurt lediglich eine reine Terminbörse einzuführen, ist daher unzureichend.

6.5.1.2 Einbeziehung von Strom aus erneuerbaren Energien in das Börsengeschäft

Bei der Spotmarktbörse erscheint es aufgrund des hohen Aufwandes eher weniger sinnvoll, eine eigenständige Börse für Strom aus erneuerbaren Energien zu errichten. Diese Art des Stromhandels müßte vielmehr in das normale Spotgeschäft eingebunden werden. Zu diskutieren ist in diesem Zusammenhang allerdings, inwieweit es aus Praktikabilitätsgründen notwendig ist, einzuspeisende Mindestmengen zu definieren. Unter Berücksichtigung der Möglichkeiten einer Bündelung, z. B. mittels brokerage, muß dies jedoch nicht zu einem Börsenausschluß von Kleinstmengen führen.

Börsenhandel wird vielfach über Broker koordiniert. So können Broker z. B. Energienachfragen mit besonderen Qualitätsmerkmalen konzentrieren. Hieraus können sich besondere

⁹⁸ Zu klären wäre, ob sich derartige Privilegierungen nicht etwa aus den Vorrangmöglichkeiten der EU-Binnenmarktsrichtlinie oder aus der unabweisbar gegebenen geringerer Netzbelastung dezentraler Einspeisung ableiten lassen.

Marktchancen für regenerativ erzeugten Strom ergeben. Andererseits wird die so gebündelte Nachfrage wahrscheinlich räumlich sehr weit gestreut sein, so daß - angesichts des ebenfalls weit gestreuten dezentralen Angebots - Regelungen zum Ausgleich z. B. über den Weg der zeitlich periodisierten Bündelung des Marktausgleichs gefunden werden müssen.

Für den markenorientierten Stromvertrieb muß im Rahmen der Börsengeschäfte gewährleistet sein, daß unterschiedliche Stromqualitäten (d. h. für Strom muß die Möglichkeit geschaffen werden, diesen mit einem Annex, d. h. z. B. mit einem Zertifikat als Gütesiegel, zu versehen) gehandelt werden kann. Zudem ist sicherzustellen, daß Strom aus erneuerbaren Energien am Marktausgleichsverfahren teilnehmen kann. Vielfach wird der Marktausgleich - die sog. Markträumung - zwischen Stromangebot und -nachfrage an der Börse mittels der sog. merit order, also nach Angebotspreisen gestaffelt, geregelt. Der Angebotspreis richtet sich dabei u. a. auch nach der zeitlichen Verfügbarkeit des Angebots. Hier haben dargebot-sabhängige Energien einen eindeutigen Marktnachteil, der ggf. eine Sonderregelung erfordert. Mit Blick auf die Wettbewerbssituation der erneuerbaren Energien ist dabei zu überlegen, ob dem Strom aus erneuerbaren Energien eine Vorrangstellung im Rahmen der „merit order“ eingeräumt werden kann.

6.5.1.3 Clearingstelle zur Festlegung der Anschluß- und Netzverstärkungskosten

Für den wirtschaftlichen Erfolg insbesondere von Windkraftwerksprojekten sind neben der generellen Standorteignung vor allem auch die aufzuwendenden Mittel für Netzanschluß und gegebenenfalls -verstärkung entscheidend. Zwischen Anlagenbetreiber/Investor, die in der Regel für die Netzanschlußkosten aufzukommen haben, und zuständigem Netzbetreiber sind Höhe und Trägerschaft dieser Kosten in vielen Fällen sehr strittig. Maßgeblich hierfür ist die Individualität des jeweiligen Einzelfalls und fehlende einheitliche Bewertungsregelungen. Um einen Wildwuchs/Mißbrauch zu vermeiden, sollte in bezug auf die Netzanschlußkosten generell an der bisherigen Regelung der Übernahme der Kosten durch den Betreiber festgehalten werden. Hierdurch besteht für die Betreiber der Anreiz, bei der Standortauswahl auch nach Gesichtspunkten der Netzintegration zu optimieren. Bei dieser Vorgehensweise muß allerdings sichergestellt werden, daß die Netzbetreiber diese Regelung nicht dazu nutzen, für sie oder angegliederte Erzeugungsunternehmen unerwünschte Projekte zu verhindern.

In einigen Bundesländern sorgen Clearingstellen für den Interessenausgleich zwischen Betreiber und EltVU (z. B. NRW⁹⁹) bei Unklarheiten bzw. unterschiedlicher Bewertung der anfallenden Kosten. Entsprechende Stellen sind flächendeckend in Deutschland zu schaffen. Parallel dazu müssen die Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, für eine hinreichende Kostentransparenz zu sorgen. Die auf Landesebene bereits vorhandenen oder neu einzurichtenden Clearingstellen könnten zudem die Aufgabe übernehmen, in strittigen Fragen der Durchleitung/Netzbenutzungsentgelte zu vermitteln. Bei den Fragen der Festsetzung der Netzanschlußkosten bzw. der nachfolgend diskutierten Netzverstärkungskosten ist dabei generell auch zu berücksichtigen, daß durch die Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in einigen Regionen (z. B. windhöfliche Küstengebiete) schon erhebliche Leistungen erbracht worden sind, die bei neuen Projekten kostenmindernd berücksichtigt werden sollten.

Der Ausbau des Netzes im Rahmen der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien kann hingegen als Gemeinschaftsaufgabe (auch im Sinne der Gleichstellung mit dem bisher erfolgten Ausbau der Netze zur Einbindung konventioneller Kraftwerkskapazitäten) definiert

⁹⁹ Landesinitiative Zukunftsenergien; Leitprojekt: Clearing-Stelle, Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 1998.

werden. Fallen daher Netzverstärkungskosten an, sollten diese auf der Hochspannungsebene immer und auf anderen Spannungsebenen in der Regel, d. h. mit Ausnahme von Härtefällen, vollständig durch den Netzbetreiber übernommen werden¹⁰⁰. Gerechtfertigt erscheint dies schon deshalb, weil die bei der Netzverstärkung anfallenden Investitionen auf den Netzwert und damit das Eigentum des Netzbetreibers positiv wirken. Rechtlich kann die Investitionspflicht des Netzbetreibers aus §448 BGB Abs. 1 abgeleitet werden, wenn dieser auf den im StrEG festgelegten gesetzlichen Kontrahierungszwang angewendet wird. Nach §448 BGB Abs. 1 hat der Käufer, im Sinne des StrEG also der Netzbetreiber, die Kosten der Abnahme und der Versendung der „Sache“ nach einem anderen Ort als dem Erfüllungsort zu tragen.

Eine die Investitionspflicht für die Netzverstärkung sicherstellende Regelung sollte explizit in das StrEG aufgenommen werden, in dem derzeit hinsichtlich der Kostentragungspflicht der Netzverstärkungskosten keine ausdrückliche Regelung enthalten ist. Über das Eintreten von Härtefällen kann dann durch die Clearingstellen entschieden werden. Hierfür sollten klare Kriterien entwickelt werden, z. B. daß die Kosten der Netzverstärkung 20 % der mittleren Kosten vergleichbarer Fälle nicht überschreiten dürfen. Durch die Begrenzung des Betrags soll eine Lenkungswirkung erzielt werden, so daß Standorte, die zu extrem hohen Verstärkungskosten führen würden nicht primär genutzt werden. Die für den Netzausbau anfallenden Kosten können auf die Netzkosten umgelegt werden, sind aber aufgrund des allgemeinen Nutzens für den Netzbetreiber nicht Gegenstand möglicher nationaler Ausgleichsverfahren.

6.5.1.4 Sonstige Ordnungsrechtliche Instrumente

Sonstige stromrelevante ordnungsrechtliche Maßnahmen, die im folgenden nur stichwortartige genannt werden sollen, betreffen vor allem das **Bauplanungs- und -ordnungsrecht** (BauGB) mit den Möglichkeiten¹⁰¹

- Verpflichtung zur Einhaltung baulicher Voraussetzungen für eine spätere solare Nutzung (z. B. südliche Dachausrichtung)
- Privilegierung (von z. B. Windkraftwerken und andere Nutzungsformen erneuerbarer Energien) im Außenbereich. Mit der Novellierung von §35 BauGB in bezug auf die Privilegierung von Windkraftwerken im Außenbezirk sind die Kommunen aufgefordert worden bis Ende 1998 Vorrang- und Tabuflächen für die Nutzung der Windenergie auszuweisen. In vielen Kommunen hat dies dazu beigetragen, daß die lokalen Widerstände gegenüber der Nutzung der Windenergie zurückgegangen sind.

Neben den bauplanungsseitigen Maßnahmen eröffnen gegebenenfalls auch die Gesetzgebung im Bereich **Natur- und Wasserschutz** ordnungsrechtliche Gestaltungsmöglichkeiten in bezug auf:

- Einbeziehung der Nutzung regenerativer Energien als besonderer öffentlicher Belang in Abwägungskatalog § 1 Abs. 3 in Verbindung mit Abs. 2 BNatSchG;
- Streichung von Ausgleichsmaßnahmen für die Nutzung regenerativer Energien nach § 8 Abs. 9 BNatSchG bei Kleinanlagen;

¹⁰⁰ Eine vollständige Übernahme der Netzverstärkungskosten durch den Netzbetreiber erfolgt z. B. in Dänemark.

¹⁰¹ Detailliertere Ausführungen zum Bauplanungs- und Ordnungsrecht finden sich bezugnehmend auf wärmeseitige Möglichkeiten in Kapitel 7.

- Verlängerung der in § 8 Abs. 5 Wasserhaushaltsgesetz normierten Regelobergrenze von 30 Jahren auf 60 Jahre für Wasserrechte zur besseren Investitionsabsicherung von Wasserkraftanlagen

Weitere mögliche Maßnahmen aus dem Ordnungsrecht sind beispielsweise:

- Klarstellung, daß Betriebskostenrechnungen bei der Bewertung von Investitionen für Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien im Haushaltsrecht voll zu berücksichtigen sind;
- Überprüfung des Mietsrechts mit dem Ziel, die Anwendung von regenerativen Energien zu erleichtern;
- Änderung der Handwerksordnung mit dem Ziel der Zulassung größerer gewerbeübergreifender Arbeiten (bei der Installation von Anlagen für regenerativen Energien von Vorteil);
- Gesetzliche Vorschrift zur Nutzung der Methan-Emissionen aller vorhandenen Mülldeponien und der energetischen Nutzung des organischen Abfalls in Kläranlagen, Abfallentsorgungsanlagen und Großbetrieben der Landwirtschaft- und Nahrungsmittelindustrie.

6.5.2 Einordnung und Bewertung von Instrumenten zur verbesserten Information, Ausbildung und Schulung

Wesentliche Grundlage für die zukünftige verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien ist die Verbesserung und Erweiterung des Informations- und Weiterbildungsangebotes. Dies betrifft nicht nur den privaten Verbraucher und potentiellen Betreiber von Anlagen, sondern insbesondere auch das installierende Handwerk und wichtige Gruppen mit Multiplikatorfunktion (z. B. Politik, Medienvertreter). In diesem Bereich sind vielfältige Handlungsmöglichkeiten gegeben, die heute nur teilweise bereits genutzt werden. Ergänzend zum grundsätzlichen Überblick der Maßnahmen in Kapitel 5.1 sind nachfolgend einige mögliche Instrumente weitergehend aufgeführt. Die nachfolgende Liste ist dabei keineswegs vollständig, sondern hat ebenfalls beispielhaften Charakter.

- Verstärkung der anlagenorientierten Beratung für die Hersteller und Installateure (Technikberatung) sowie Anwender (Verbraucherberatung) durch verstärkte Nutzung und Erweiterung vorhandener Institutionen wie Prüfstellen der Universitäten und Hochschulen, technische Prüf- und Beratungsdienste, Stiftung Warentest, BINE, Verbraucherberatungen usw. Das bedeutet verbesserte Koordinierung und kontinuierliche Mittel- und Personalausstattung. Notwendig ist dabei eine praxisnahe, möglichst neutrale und vergleichende Beratung;
- Aufklärungsoffensiven (z. B. TV-Spots) zur Förderung der Nutzung regenerativer Energien (im Zusammenhang mit umweltbewußter und rationeller Energieverwendung) sowie stärkere Präsentation dazu auf Messen (Themenschwerpunkte) und Ausstellungen;
- Einrichtung und Förderung von weiteren Demonstrationszentren für regenerative Energien zum Zweck der Verbraucherberatung und Weiterbildung von Architekten, Ingenieuren, Technikern, Handwerkern, betroffenen Bewilligungsbehörden usw. Insbesondere die Industrie- und Handwerkskammer sollten Aktivitäten zur Schulung ihrer Mitglieder auf dem Gebiet regenerativer Energien und rationeller Energieverwendung verstärken und dazu die verfügbaren Möglichkeiten der Handwerksförderung in Anspruch nehmen;
- Errichtung von Demonstrationsobjekten auf öffentlichen Gebäuden (Vorbild- und Multiplikatorfunktion);
- Informations- und Ausbildungskampagnen zur Verankerung des Wissens um Konzipierung und Aufbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien bei Architekten, Pla-

nungsbüros, Handwerkern und Behörden (ähnlich der im Jahr 1999 beginnenden Kampagne des B.A.U.M (Federführung) mit Umwelt- und Wirtschaftsverbänden, unterstützt von der Bundesstiftung Umwelt, dem BMU etc. zur „Solarthermie“),

6.5.3 Einordnung und Bewertung von weiteren (flankierenden) Instrumenten

Zu den flankierenden Instrumenten und Maßnahmen gehören vor allem Handlungspakete aus dem Bereich Forschung, Entwicklung und Demonstration sowie Exportförderung. Darüber hinaus ist die Bildung von Akteursverbänden ein zentrales Anliegen von Umsetzungs- politik. Wichtig erscheint in diesem Zusammenhang vor allem die Einrichtung einer Schnittstelle zwischen wissenschaftlicher Grundlagenforschung und marktorientierten Um- setzungsstrategien nach dem Vorbild der Landesinitiative für Zukunftsenergie bzw. der AG- Solar des Landes NRW. Vergleichbar dem vorangegangenen Kapitel können weitere flan- kierende Maßnahmen hier nur teilweise dargestellt werden. Detaillierte Übersichten finden sich aber in der Literatur z. B. in den Endberichten der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ oder der Gruppe Energie 2010 sowie anderen Forschungsergebnissen (z. B. /Hemmnisse 1996, Politiksznarien I und II 1999/)¹⁰².

In bezug auf die verstärkte Unterstützung neuer Technologien (z. B. offshore Windkraftwer- ke, innovative Biomassenutzungsformen, solare Nahwärmeanlagen mit saisonaler Speiche- rung, solarthermische Kraftwerke) durch **Forschung und Entwicklung** sowie die Durchführung von **Demoprojekten** besteht in diesem Sinne beispielhaft Handlungsbedarf in folgenden Punkten.

- Zur Erleichterung des Markteintritts regenerativer Energien muß unabhängig von der nach wie vor notwendigen Grundlagenforschung die anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung konsequent fortgeführt und verstärkt werden und sich z. B. auf folgende Bereiche besonders konzentrieren:
 - Weiterentwicklung von Speichertechnologien (Kurzzeit und saisonal);
 - Netzverstärkenden und stabilisierende technische Maßnahmen bei Einspeisung nen- nenswerter Anteile an Strom aus regenerativen Energien;
 - Weiterentwicklung von Großwindkraftwerken;
 - Weiterentwicklung innovativer PV-Zellen (Grätzel-Zelle, CIS usw.);
 - Verbesserung von Komponenten und Teilsystemen für solarthermische Kraftwerke (Export);
 - Kopplung regenerativer Energien mit BHKW und Brennstoffzellen.
- Großtechnische Demonstrationsprojekte für ausgewählte regenerative Energien (z. B. geothermische Stromerzeugung)
- Berücksichtigung von erneuerbaren Systemelementen bei komplexen Anlagenkonfigura- tionen
- Der Programmzyklus (Grundlagenforschung - anwendungsorientierte F+E - Demonstra- tion - Markteinführung - Marktdurchdringung) muß für die jeweiligen Einzeltechnologien konstanter und berechenbarer gefördert werden. Bisher oft eher zufallsbedingte Einzel- aktivitäten mit begrenzter Wirkungsbilanz müssen durch Strategien abgelöst werden, zu denen alle Akteure beitragen und sich verbindlich verpflichten müssen. Dazu gehört die ergänzende Begleitung durch die Hersteller und Anwender sowie deren frühzeitige Ein-

¹⁰² Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Forschungsanlage Jülich (KfA), Öko-Institut; Politikszna- rien für den Klimaschutz; Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin 1996 und 1999

bindung bzw. Beteiligung an den Projekten sowie eine verstärkte Koordination der Landesministerien.

- Einrichtung einer zur *Department of Energy (DOE; USA)* oder der *New Energy Development Organization (NEDO; Japan)* adäquaten Organisation, um Forschung, Entwicklung, Demonstration und Markteinführung zu koordinieren. Ansatzweise sind dies auch Aufgaben der bereits erwähnten AG Solar des Landes NRW

Der Charme der erneuerbaren Energien liegt nicht nur in ihrem möglichen Beitrag zum Klimaschutz begründet, sondern läßt sich auch auf ihr Exportpotential zurückführen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß **Maßnahmen zur verbesserten Exportförderung und eine stärkere Einbindung in die Entwicklungszusammenarbeit**, die nachfolgend beispielhaft aufgeführt sind auch auf die nationale Ebene und die Einsatzmöglichkeiten der erneuerbaren Energien vor Ort zurückstrahlen:

- Stärkere Berücksichtigung und Förderung der regenerativen Energien im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit (als Beispiel für derzeit laufende erfolgreiche Programme kann z. B. das Windenergieprogramm TERNA der GTZ betrachtet werden); Ausweitung der Möglichkeiten der Entwicklungszusammenarbeit auf die Bereiche Finanzierung, Beratung, Anlagenproduktion, Service und Ausbildung sowie Versuch deren Bündelung
- Verstärkte Präsentation von Energieversorgungslösungen mit regenerativen Energien auf Ausstellungen, Wirtschafts- und Energie- u. Umweltkonferenzen im Ausland;
- Unterstützung der Bemühungen der Hersteller um Aufklärung, Werbung und Aufbau von Technikschaufenstern im Ausland sowie Ausbildung ausländischen Personals
- Förderung der Entwicklung standardisierter innovativer Techniken und Systeme für spezielle Einsatzzwecke in Entwicklungsländern;
- Förderung der Demonstration der technischen Reife standardisierter exportgeeigneter Anlagen und Problemlösungen durch die Exportindustrie.
- Bildung eines Ausschusses staatlicher, sonstiger öffentlicher Institutionen und der Unternehmensverbände für regenerative Energien zur Koordinierung der Export-Aktivitäten, ähnlich dem US-amerikanischen *Committee on Renewable Energy Commerce and Trade*.;
- Stärkere Einbeziehung der Export-Industrie für regenerative Energien in bilateralen Wirtschaftsgesprächen auf Regierungsebene;
- Umsetzung von Maßnahmen aus dem Bereich erneuerbarer Energien auf der Grundlage der Beschlüsse der internationalen Klimakonferenzen von Kyoto (1997) und Bueono Aires (1998) zu den clean development mechanisms und in bezug auf Joint Implementation.

Darüber hinaus ergeben sich weitere flankierende Handlungsmöglichkeiten z. B. durch eine **Verbesserung der statistischen Datenbasis** (und dessen Verbreitung) für die Erstellung von Energiebilanzen und Trendeinschätzungen für die Marktentwicklung bei regenerativen Energien. Zusätzlich können gezielt Maßnahmen ergriffen werden, die zu einer **verbesserten Vermarktung** beitragen. Hierzu gehören u. a.

- die Einrichtung einer Strombörse auf der Strom mit Qualitätsangaben gehandelt werden kann (vgl. Kapitel 6.5.1.2)
- die gezielte Bündelung der Nachfrage (technology procurement)

Mit dem Konzept des technology procurement wurden z. B. in Schweden und den USA sowohl anwender- als aber auch herstellerseitig gute Erfahrungen bei der Beschaffung energieeffizienter Produkte gemacht. Neuere Untersuchungen für das Beispiel solarthermischer

Kollektorsysteme zeigen, daß dieses Prinzip auch für Technologien aus dem Bereich erneuerbare Energien anwendbar ist /Wuppertal Institut 1998/¹⁰³.

Procurement könnte z. B. durchgeführt werden durch eine Kooperation zwischen mehreren Energieversorgungsunternehmen und bestimmten Kundengruppen (z. B. Banken oder Versicherungen mit ihrem weitverteilten Filialnetz). Ziel müßte es sein, über die Entwicklung von Standardkonzepten (z. B. ähnlich den Rundum-Paketen (Solar Electric Package), die herstellerseitig schon angeboten werden) für den definierten (Massen-)Markt mit kundenorientierten, d. h. auf sie zugeschnittenen Produkten, Kostensenkungen zu erreichen.

Andere Möglichkeiten des procurements bestehen z. B. in der gezielten Kopplung mit (Landes- oder Bundes-)Förderprogrammen und Procurement. Im Rahmen des NRW-Programms „Mit der Sonne bauen - 50 Solarsiedlungen in NRW“ könnte beispielsweise die Nachfrage nach Solartechnologien in jeder Siedlung (bzw. aus mehreren Siedlungen) dadurch gebündelt werden, daß gemeinsam eine Standardanlage konzipiert und dann in größeren Chargen bestellt wird. Eine ähnliche Vorgehensweise erfolgt bereits seit einigen Jahren in der bayerischen Gemeinde Schalkham. Dort wird ein Teil der Konzessionsabgabe genutzt, um solartechnische Anlagen zu finanzieren. Die interessierten Bürger der Stadt richten dabei eine Anfrage an die Stadtverwaltung, die die Anträge sammelt und bei einer Mindestanzahl diese dann bestellt und installieren läßt.

Die Nutzung erneuerbarer Energien scheitert heute vielfach an den vergleichsweise hohen Kosten. Vor diesem Hintergrund kann eine Kombination mit betriebs- und volkswirtschaftlich reizvollen Energieeinsparmaßnahmen zu Synergieeffekten zwischen **REN- und REG-Maßnahmen** führen und die Renditeerwartungen erhöhen. Unter günstigen Rahmenbedingungen (z. B. kostenorientierte Vergütung) können für derartige Projekte sogar marktübliche Renditen erreicht werden. Die Vorteile der Kopplung liegen dabei auf beiden Seiten: die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird im „Paketpreis“ billiger und die in der öffentlichen Wahrnehmung bisher wenig beachteten Möglichkeiten der rationellen Energieanwendungen für die Kunden - aufgrund der positiven Ausstrahlung der erneuerbaren Energien - deutlich attraktiver. Mit der Kopplung von REN- und REG-Maßnahmen könnten sowohl neue Märkte für Contractingunternehmen erschlossen werden als aber auch für Ökostromunternehmen zusätzliche Kundengruppen gewonnen werden, die nicht bereit sind oder nicht in der Lage sind mehr für ihren Strom zu zahlen. Derzeit wird beispielsweise im Bundesumweltministerium diskutiert, grünen Strom und Stromeinsparmaßnahmen im Paket zu kaufen ohne daß sich der Gesamtstrombezugspreis erhöht.

Für die Ökostromunternehmen würde dies jedoch bedeuten, ihre Vermarktungsstrategie deutlich auszuweiten. Die von einigen Unternehmen der Branche geäußerte generelle Skepsis gegenüber einer Portfolioerweiterung über erneuerbare Energien hinaus ist in bezug auf die Einbindung der ebenfalls CO₂-freien rationellen Energieanwendung nicht nachvollziehbar.

Letztlich muß die deutsche Politik zur Förderung und Unterstützung erneuerbarer Energien im internationalen vor allem **EU-weiten Kontext** gesehen werden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die auf das Weißbuch Erneuerbare Energien der EU-Kommission zurückgehende „take-off campaign“ von besonderer Bedeutung. Ziele der Kampagne sind vor allem in verschiedenen Schlüsselbereichen auf weitgehend privat finanzierter bzw. nationalstaatlicher Basis eine deutliche Marktausweitung zu realisieren (z. B. 1.000.000 Photovoltaik-Anlagen) sowie 100 Gemeinden zu finden, die eine vollständige Energieversorgung

¹⁰³ Wuppertal Institut: Procurement as a Means of Market Transformation for Energy Efficient Products and solarthermic collectors, Report within the EU-SAVE Project, Wuppertal, 1998.

auf der Basis erneuerbarer Energien anstreben. Die Kampagne setzt dabei sehr stark auf den Gemeinschaftscharakter der Initiative und möglichen „Partnerschaften für erneuerbare Energien“ zwischen staatliche und privaten Akteuren bzw. Akteursgruppen (z. B. zwischen der EU-Kommission und Industrieverbänden).

6.6 Bewertung der dargestellten Vorschläge und Empfehlungen

In den vorangehenden Kapiteln sind eine Vielzahl von Handlungsvorschlägen/Maßnahmen aufgezeigt worden, die zu einer Unterstützung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung beitragen können. Im Rahmen dieser Untersuchung können nicht alle Maßnahmen über das bisher erfolgt Maß hinaus einer detaillierten Analyse auf der Basis der in Kapitel 5 aufgeführten Kriterien unterzogen werden. Die nachfolgende Darstellung bezieht sich deshalb auf einige wenige ausgewählte Maßnahmen bzw. Maßnahmenpakete, die aus der Sicht der bisher erzielten Ergebnisse als grundsätzlich praktikabel und umsetzbar erscheinen.

In der angedeuteten ausführlichen Form (Kriterienliste) werden im folgenden 5 Maßnahmenpakete betrachtet. Dabei ist bei der Bewertung zu beachten, daß ausgehend von den einleitenden Bemerkungen in Kapitel 6.1 gegebenenfalls davon ausgegangen werden muß, daß die diskutierten Modifikations- bzw. Alternativvorschläge **nur für eine Übergangsphase gelten können** und danach gegebenenfalls wieder angepaßt werden müssen (z.B. in Hinblick auf weiter fortschreitenden Wettbewerb sowie an eine europaweit einheitliche Regelung).

A) das StrEG in seiner heutigen Ausgestaltung

B) **das Modell des Netzkostenaufschlags**: Die Vergütung nach StrEG wird vom Netzbetreiber gezahlt; dieser „mischt“ den eingespeisten Strom der Stromabgabe an die Letztverbraucher bei; die dem Netzbetreiber entstehenden Mehrkosten werden über einen nationalen Ausgleichsfonds ausgeglichen; die Härteklausele entfällt.

Als Untervarianten werden verschiedene Vergütungsmöglichkeiten betrachtet:

B1) Einführung eines Mindestvergütungssatzes (z. B. 17 Pf/kWh für die Stromerzeugung aus Windenergie) bei zeitlich unbegrenzter Förderung und Einführung einer deutlich erhöhten ebenfalls festen Vergütung für kleine Photovoltaikanlagen (< 10 kW) mit einem Selbstbehalt von 20 % sowie ggf. eines Bieterwettbewerbs für größere Anlagen (**Vorschlag 1**)

B2) Beschränkung der Vergütung nach dem StrEG auf eine bestimmte Ertragsmenge mit fest vorgegebenem Vergütungssatz (kostenorientierter Vergütungsansatz). Darüber hinaus erfolgt eine reduzierte Vergütung. Die zugrunde zu legenden Sätze könnten sich dann ggf. nach eine (modifizierten) Verbändevereinbarung richten. Über die unterschiedliche Erstattungszeit der Vergütung im Falle der Windenergie erfolgt somit indirekt eine Berücksichtigung des Standortes. Weiterhin erfolgt eine Reduzierung der Vergütung in Abhängigkeit von technischen Fortschritten für jeweils neue Anlagen (**Vorschlag 2**)

B3) Standortspezifische Berechnung des Vergütungssatzes in Anlehnung an die Musterberechnungsbögen des Landes NRW (kostendeckender Vergütungsansatz). Weiterhin Anpassung der Vergütung in Abhängigkeit von technischen Fortschritten (**Vorschlag 3**)

In alle Untervarianten werden **neue EitVU – Anlagen** zur Nutzung erneuerbarer Energien einbezogen.

- C) **Quotenregelung für Stromerzeuger:** Die Stromerzeugungsunternehmen werden verpflichtet einen Mindestanteil ihrer Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energien zu realisieren; Ausgleichsmöglichkeiten bestehen über den Handel mit Zertifikaten; Kleinsterzeuger können über eine Strombörse eingebunden werden.
- D) **Bieterwettbewerb:** mengenreguliertes Modell mit der Möglichkeit über spezifische im Wettbewerb miteinander stehende Angebote Teilmengen zu realisieren.
- E) **Direktvermarktung:** Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien basiert ausschließlich auf freiwilligem Engagement; Unternehmen, die Strom aus erneuerbaren Energien bereitstellen, d. h. als Erzeuger oder als Zwischenhändler fungieren, konkurrieren untereinander auf dem Markt.

Als Untervarianten werden eingeführt:

- E1) Keine privilegierte Behandlung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- E2) Die Wettbewerbsfähigkeit der privaten Anbieter wird durch privilegierte Regelungen im Rahmen der Erhebung von Durchleitungsentgelten gestärkt wobei die resultierenden Aufwendungen/Kosten der Netzbetreiber national ausgeglichen werden.

In **Tabelle 6.18** wird ein Vergleich der Instrumente B) bis E) mit dem bestehenden Zustand A) angestellt. Dabei wird die in Kapitel 5.2.2 definierte Bewertung gewählt:

- 2 = deutlich bessere Erfüllung/Wirksamkeit des Kriteriums/Ziels als derzeit;
- 1 = bessere Erfüllung/Wirksamkeit;
- 0 = gleiche Erfüllung/Wirkung
- 1 = schlechtere bzw. ungünstigere Erfüllung/Wirkung
- 2 = deutlich schlechtere bzw. ungünstigere Erfüllung/Wirkung

Für die Ermittlung einer Rangfolge der Instrumente ist in Kapitel 5.2.2 auch ein Summationsverfahren vorgeschlagen worden. Danach wird die erreichte Punktzahl in bezug auf das Oberziel „Möglichst ungestörte Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland“ bei der Bewertung 3-fach gezählt, die den gesetzlichen Implementierungsrahmen und die Wettbewerbskonformität beschreibenden Kriterien, die für die politische Praktikabilität des betreffenden Instruments von großer Bedeutung sind, 2-fach. Alle anderen Kriterien werden einfach bewertet.

Tabelle 6.18: Bewertung der Vorschläge mittels eines Kriterienkatalogs

Ziele und Kriterien	B1	B2	B3	C	D	E1	E2
Oberziel							
1. Ausweitung des Beitrags der erneuerbaren Energien	1	1	1	1	-1	-2	-1
Zwischensumme Oberziel (3-fach)	3	3	3	3	-3	-6	-3
A Gesetzlicher Rahmen und Wettbewerbskonformität							
1. Verfassungskonformität	0	0	0	1	1	2	0
2. Wettbewerbskonformität	0	1	0	2	2	1	1
3. Harmonisierungskompatibilität	-1	1	0	2	1	1	0
4. Weiterentwicklung Marktstruktur	2	1	2	-1	0	0	0
5. Staatlicher Integrationsgrad	0	0	0	-1	-1	1	1
Zwischensumme A (2-fach)	2	6	4	6	6	10	4
B Effizienz der Instrumente und Ausmaß von Transaktionskosten							
1. Kosteneffizienz	0	1	1	1	1	0	1
2. Minimierung von Mitnahmeeffekten	-1	1	2	1	0	0	0
3. Transparente Gestaltung	0	-1	-2	-1	-1	1	0
4. Höhe der Transaktionskosten	1	0	-2	-1	-1	1	1
Zwischensumme B	0	1	-1	0	-1	2	2
C Akzeptanz und Kompatibilität mit gesamter Energiepolitik							
1. Veränderungsgrad	0	0	0	-1	-1	-1	0
2. Akzeptanz	0	1	1	1	-1	1	0
3. Synergieeffekte und Kompatibilität	0	0	0	1	0	0	0
4. Längerfristige Kalkulierbarkeit	1	1	1	2	1	0	0
5. Verursachergerechte Mittelaufbringung	1	1	1	1	0	-1	-1
Zwischensumme C	2	3	3	4	-1	-1	-1
D Technologie- und industriepolitische Aspekte							
1. Beachtung technologiespezifischer Unterschiede	0	1	1	-1	-1	-1	-1
2. Technologische Treffsicherheit	1	0	0	0	1	0	0
3. Anreizwirkung Technikverbesserung und Kostensenkung	0	1	1	1	1	1	1
4. Veränderungspotential	0	0	0	-1	-1	0	0
5. Exportpotentiale, Spin-off Effekte; Beschäftigung	1	1	1	0	0	0	0
Zwischensumme D	2	3	3	-1	0	0	0
Gesamtsumme	9	16	12	12	1	5	2

Anmerkungen: Die Summenwerte dienen lediglich der Feststellung der jeweiligen Rangfolge

Die dargestellte Bewertung läßt einige erste Rückschlüsse auf die Eignung der verschiedenen Maßnahmenvorschläge, einen maßgeblichen Beitrag für die Zielerreichung „Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien zu leisten, zu. Eine abschließende Bewertung und Einordnung der hier aufgeführten Ergebnisse erfolgt aber erst mit der Konzeption eines umfassenden zielorientierten Maßnahmenbündels in Kapitel 8.2. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus der Bewertungsmatrix folgende Erkenntnisse:

- Offensichtlich scheinen sowohl Bieterwettbewerbe (D) als aber auch Vorschläge der Kategorie E) Direktvermarktung für die Erreichung des Ziels wenig geeignet. Dies liegt für die Direktvermarktungsmodelle in erster Linie an ihrer vergleichsweise geringen quantitativen Wirkung, die maßgeblich auf das begrenzte Potential des „freiwilligen“ Ökostrommarktes zurückzuführen ist. Für die Gesamtbewertung ist aber (wegen der 3fach-Wertung) gerade dieses Kriterium von besonders hoher Bedeutung. Dieses Ergebnis bedeutet aber nicht, daß diese Maßnahmen nicht ergänzend zu anderen geeignet sein können, einen Beitrag zu leisten. Sie scheiden nur als alleiniges oder zentrales Instrument zur Erreichung des Verdopplungsziels erneuerbarer Energien aus.
- Von vergleichsweise geringem zusätzlichem Nutzen gegenüber dem geltenden StrEG scheint danach auch eine einfache Festlegung von Mindestvergütungssätzen zu sein (Maßnahmenvorschlag B1). Diese verbreitert zwar die technologische Ebene des StrEG (z. B. verbesserte Konditionen für Photovoltaik, Biomassenutzung und geothermische Anlagen), räumt aber insbesondere die möglichen Konflikt- bzw. Diskussionsfelder mit der EU-Wettbewerbskommission - unabhängig von deren Rechtfertigung stören diese den Entwicklungsprozeß der erneuerbaren Energien - nicht aus.
- Zusätzliche Wettbewerbsanreize können durch eine mengenmäßige Begrenzung der Vergütungszahlungen implementiert werden (Maßnahmenvorschlag B2). Zur Verbreiterung des Anwendungsspektrums sind die Hersteller ständig gezwungen, technologische Verbesserungen zu erreichen und Kostendegressionen an die Kunden weiterzugeben. Ebenso wird hierdurch den Anforderungen der EU-Wettbewerbskommission insofern genügt, als daß die Begrenztheit der Unterstützung implizit ist und in Abhängigkeit der erreichten Fortschritte degressiv gestaltet werden kann.
- Insbesondere die Gewährung standortspezifischer Vergütungssätze erhöht die technologische Breite der Fortentwicklung der erneuerbaren Energien (z. B. Windenergie im Binnenland). Gleichzeitig verringert sich aber der Wettbewerbscharakter zwischen den einzelnen Technologien. Nachteilig wirkt sich aber vor allem der hohe (Transaktions-)Aufwand für die individuelle Berechnung aus.
- Relativ günstig schneiden in der Bewertung auch Quotenmodelle ab. Neben der allein durch die Einstellung der Quote gegebenen Erreichbarkeit der Zielsetzung, basiert diese Einschätzung vor allem auf der hohen Wettbewerbskonformität und der Kompatibilität zu den Vorstellungen der EU-Wettbewerbskommission. Auf der anderen Seite ist hiermit eine deutliche Veränderung der bestehenden Situation verbunden. Im Gegensatz zu den Maßnahmenvorschlägen der Kategorie B führen Quotenregelungen mit hoher Wahrscheinlichkeit auch zu einer Konzentration auf weniger Marktteilnehmer. Aufgrund der sich verschlechternden Investitionssicherheit werden insbesondere kleine private Investoren verdrängt. Obwohl bei Quotierungen naturgemäß „billige Technologien“ im Fokus stehen, sind die Kostensenkungsanreize für Hersteller u. U. dennoch gering, da sie sich langfristig auf gesicherte wachsende Märkte einstellen können. Hierdurch können die intendierten Wettbewerbsanreiz zumindest teilweise kompensiert werden.

6.7 Literatur zum Kapitel 6

- Allnoch 1997a N. Allnoch: Zur Ökonomisch-ökologischen Implementierung von regenerativ erzeugtem Strom: Modellvorschlag „Verhandelbarer Ökostrom“, Vortrag auf dem 7. Sommersymposium „Energie und Umwelt“ der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Münster, 1997
- Allnoch 1997b N. Allnoch: Zur Entwicklung der deutschen und europäischen Windkraftnutzung, Windkraftjournal (17), 1997, Nr. 2, S. 14-17
- Altner et al. 1998 G. Altner, H.-P. Dürr, G. Michelsen: Zukünftige Energiepolitik, Phase II. Handlungsprogramm. Eine diskursorientierte Studie im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur, vorläufiger Abschlußbericht, Tagungsunterlage der Evangelischen Akademie Bad Boll zur Tagung „Mehr Bewegung in die Energiepolitik: Über den Diskurs zum Klimaschutz“ am 13. u. 14. Juli 1998 in Bad Boll
- Apfelstedt 1998 G. Apfelstedt: Anteilskaufmodell für Ökostrom ohne Preisregelung in einem marktwirtschaftlich verfaßten Strommarkt, Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit, Wiesbaden, 1998
- Apfelstedt 1999a G. Apfelstedt: Quotenregelung: Mindestanteilskaufpflicht für Ökoenergie als Umweltstandard, Fernwärme-International, Heft 6, 1999, S. 16ff
- Apfelstedt 1999b G. Apfelstedt: Elemente eines Gesetzes zur Entlastung von energiebedingten Umweltbelastungen, Sonderveröffentlichungen zu Fernwärme-International, Heft 6, 1999, S. 16ff
- ARES 1999 Internetauftritt der Firma ARES AG unter <http://www.ares-energie.de>
- Benik 1999 Benik, G.: Expertenhearing „Grüner Strom in Deutschland“. Bonn, 9. Juni 1999.
- Berlo et al. 1994 K. Berlo et al.: Landespolitische Optionen für verstärkte Klimaschutzaktivitäten in den Sektoren Energie und Verkehr in Nordrhein-Westfalen, Hrsg.: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, 1994
- Borchert 1997 S. Borchert: Zwischenbilanz der REN-Förderung in Nordrhein-Westfalen, Energie-Dialog 4-1995, S. 42-43 sowie persönliche Mitteilung IBS, Dortmund; April 1997
- Breglio 1994 V.J. Breglio: Energy – Post Election Views. RSM, Inc., Lanham, Maryland, USA
- Bröer,Witt 1999 G. Bröer, A. Witt: Solarthemen EVU-Studie 1998/99 - Erneuerbare Energien in der deutschen Energiewirtschaft - Nutzung - Förderprogramme – Perspektiven, Bad Oeynhausen, 1999

- DEWI 1997 Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie, Wilhelmshaven, 1997
- DEWI 1999 Deutsches Windenergie Institut (DEWI): Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie e. V.; vorläufiger Endbericht, Wilhelmshaven, August 1999
- DFS 1998 Deutscher Fachverband Solarenergie e.V. (DFS): Übersicht: Förderung Solarenergie, Freiburg, 1998
- Diekmann et al. 1992 A. Diekmann, P. Preissendörfer: Persönliches Umweltverhalten. Diskrepanz zwischen Anspruch und Wirklichkeit. In Kölner Zeitschrift für Soziologie und Sozialpsychologie. 44, H2, p. 226-251
- Dorsch,Schmallschläger 1998 H. Dorsch, T. Schmallschläger: Grüner Strom im europäischen Energiemarkt. In: Sonnenenergie 6/98, S.12- 15
- EVA 1999 Energieverwertungsagentur (EVA); Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Verkehr des Landes Österreich, Wien, 1999
- Farhar,Houston 1997 Willingness to Pay for Electricity from Renewable Energy. [HTTP://www.eren.doe.gov/greenpower/willing.htm#methods](http://www.eren.doe.gov/greenpower/willing.htm#methods)
- Fischedick 1997 M. Fischedick: Evaluierung der Förderprogramme zur CO₂-Minderung der Stadtwerke Münster, Wuppertal, 1997
- forsa 1996 forsa: Regenerative Energien: Repräsentativbefragung der Kunden der RWE Energie AG, Essen, 1996
- Greenpeace 1999 Diverse Kommunikation mit Vertretern von Greenpeace, Juni bis August 1999
- Grüner Strom 1998 Grüner Strom Label e.V.: Definitionsmerkmale Grüner Strom. Bonn
- Grüner Strom 1999 Grüner Strom Label e.V.: Arbeitspapiere. Bonn
- Gude,Lohmann 1998 Gude, Lohmann: Klare Sicht im Renditenebel, Neue Energie, Heft 12, 1998
- Heinzelmann 1999 Telefonat mit Herrn Heinzelmann, Geschäftsführer der ASEW. 15.7.1999
- Heller 1999 W. Heller: Expertenhearing „Grüner Strom in Deutschland“. Bonn, 9. Juni 1999
- Hennicke et al. 1994 P. Hennicke, N. Richter, K. Schlegelmilch: Nutzen und Kosten von Energiesparmaßnahmen - Vorschläge für neue Förderinstrumente, Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie im Auftrag der Deutschen Ausgleichsbank, Wuppertal, 1994

- Hennicke et al. 1997 P. Hennicke, E. Jochem, F. Prose (Hrsg.): Interdisziplinäre Analyse der Umsetzungschancen einer Energiespar- und Klimaschutzpolitik. Mobilisierungs- und Umsetzungskonzepte für verstärkte kommunale Energiespar- und Klimaschutzaktivitäten Forschungsbericht, Karlsruhe, Kiel, Wuppertal, 1997
- Hessisches Ministerium 1993 Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten (Hrsg.): Hessische Energiepolitik und Klimaschutz, Gutachten des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, 1993
- Hopkins 1999 C. Hopkins: Qs and As on ecolabelled electricity. Swedish Society for Nature. Göteborg. Mai 1999
- Hoppe-Kilper 1998 Hoppe-Kilper: Die Kosten der Windstromerzeugung; Sonnenenergie & Wärmetechnik, 1998, Heft 2
- IHK 1998 Baden Württembergischer Industrie- und Handelskammertag: Strom kostengünstig einkaufen. Leitfaden für die Strombeschaffung. Stuttgart
- infas 1997 infas (Institut für angewandte Sozialforschung): infas-Repräsentativumfrage, Frankfurt/M; Stromthemen 18, 27. Juni 1997
- Janzing 1999 B. Janzing: Optimismus in der Solarbranche; Neue Energie, Heft 4, S. 32 - 33, 1999
- Kaberger 1999 T. Kaberger: Experiences on Green Electricity in Sweden. Präsentation. European-wide meeting of stakeholders on promotion for joint principles of „Green Energy“. VREW, WWF Deutschland, Öko-Institut. Frankfurt 23.6.1999
- Kaproth 1999 K. Kaproth: Expertenhearing „Grüner Strom in Deutschland“. Bonn, 9. Juni 1999
- Knies 1999 G. Knies: Strom im Agenda21Tarif. In Berliner Briefe. Nr. 15. März 1999. S.5.
- Kramer 1999 M. Kramer: Markteinführung von erneuerbaren Energien, Deutscher Universitäts Verlag, 1999
- Langer 1999 H. Langer: Der Markt für Ökostrom. In: Sonnenenergie 24, 2. S. 26-27
- Langniß 1997 O. Langniß: Green Pricing. In: Langniß, O. et. al.: Innovations for the Promotion of Renewable Energies. Studie für das Europäische Parlament. Vertrag IV/97/05. S. 9-32
- Langniß 1998 O. Langniß: Potentiale Grüner Tarife in Europa. 11. Internationales Sonnenforum. Köln, 1998, Tagungsband. S. 1047-1054, 1998

- Langniß,Nitsch 1997 O. Langniß, J. Nitsch: Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010, Kurzexpertise des Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) im Auftrag der Gruppe Energie 2010, Stuttgart, 1997
- Maier,Musiol 1997a G. Maier, I. Musiol: Bürger für Solarstrom: Ein Photovoltaik-Projekt zieht Bilanz, Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), Heft 7
- Maier,Musiol 1997b G. Maier, I. Musiol: Bürger für Solarstrom: Ein Photovoltaik-Projekt zieht Bilanz, in: Elektrizitätswirtschaft 96, Heft 7, 1997
- Markard 1998 J. Markard: Green Pricing. Welchen Beitrag können freiwillige Zahlungen von Stromkunden zur Förderung regenerativer Energien leisten? in: Öko-Institut Werkstattreihe Nr. 104. Freiburg 1998
- Markard 1999 J. Markard: Expertenanhörung „Grüner Strom in Deutschland“. 9.Juni 1999. Bonn
- Markard,Truffer 1999 J. Markard, B. Truffer: Die Zertifizierung von Grünen Strom – Welche Chancen hat ein europäisches Label? EAWAG-Arbeitspapier. Kastanienbaum Juli 1999
- MWMTV NRW 1997 MWMTV NRW: Merkblatt für Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) zu den Maßnahmen von EVU im Rahmen der „Grundsätze der Strompreisaufsicht zur Förderung der Stromerzeugung aus unerschöpflichen Energien“, Düsseldorf, 1997
- MWMTV NRW 1999 MWMTV NRW: Merkblatt für Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) zu den Maßnahmen von EVU im Rahmen der „Grundsätze der Strompreisaufsicht zur Förderung der Stromerzeugung aus unerschöpflichen Energien“, Düsseldorf, 1999
- Natag 1999 Homepage der Naturstrom AG:
<http://www.naturstrom.com/naturstromnews/1999juli/spannung-juli99.htm>
- Öko-Institut 1999 U. Fritsche, C. Timpe, F. Matthes, W. Roos, D. Seifried: Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens für „Grünen Strom“. Endbericht im Auftrag des Bremer Energie Konsens. Darmstadt, Freiburg, Berlin
- Prognos 1998 Prognos AG: Möglichkeiten der Marktanreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Berlin, 1998
- Rachel 1997 Anfrage des MdB Thomas Rachel. Bundestagsdrucksache 13/6932, S.23
- Ritzau 1999 O. Ritzau: Expertenhearing „Grüner Strom in Deutschland“. Bonn, 9. Juni 1999

- RWI 1998 Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Regenerative Stromerzeugung im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Essen, 1998
- Solarbrief 3/96 Solarbrief 3/96: Vereinszeitschrift und Mitteilungsblatt des Solar-energie-Förderverein e.V. (SFV), Aachen: v. Fabeck; Grüner Tarif oder kostendeckende Vergütung? Bundesweite Umfrage des SFV ergänzt Forsa-Umfrage des RWE
- Solarbrief 2/97 Solarbrief 2/97: Vereinszeitschrift und Mitteilungsblatt des Solar-energie-Förderverein e.V. (SFV), Aachen: Die Kostendeckende Vergütung (KV)
- Solarbrief 2/99 Solarbrief 2/99: Vereinszeitschrift und Mitteilungsblatt des Solar-energie-Förderverein e.V. (SFV), Aachen
- Solarenergie-Förderverein 1999 Solarenergie-Förderverein: Stadtrats- und Kreistagsbeschlüsse zur kostendeckenden Vergütung von Solarstrom, Stand: 16.6.1999
- Sommerstange 1996 M. Sommerstange: Windenergienutzung. Strategien und Maßnahmen eines Verbundunternehmens. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/1996, S. 792-796
- Stadt Aachen 1999 Stadt Aachen (1999): Appell des Rates der Stadt Aachen (unterstützt von den Fraktionen der CDU, SPD und Grüne) an den Deutschen Bundestag, das Europäische Parlament und die Europäische Kommission zur gesetzlichen, flächendeckenden Einführung des Markteinführungsprogramms der kostendeckenden Vergütung von Solarstrom, Aachen, 16.6.1999
- Traube,Riedel 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
- Trurnit 1999 Trurnit & Partner Verlag GmbH: Information aus dem Internet: www.tam.de, 1999
- TÜV 1998 Verband der technischen Überwachungsvereine, Fachausschuß „Wärmetechnik“: Bereitstellung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Vergaberichtlinie für ein TÜV-Zertifikat. Energie- und Gebäudetechnik 1303. Köln Dezember 1998
- UBA 1998 Umweltbundesamt (Hrsg.): Umweltverträglichkeit kleiner Wasserkraftwerke - Zielkonflikte zwischen Klima- und Gewässerschutz. Materialien Nr. 98/13. 1998
- Ulber 1999 I. Ulber: Expertenhearing „Grüner Strom in Deutschland“. Bonn, 9. Juni 1999
- Utility 1995 Utility Environment Report September 15, 1995
- VDEW 1995 Vereinigung der deutschen Elektrizitätswerke (VDEW): Für eine wirksame Förderung erneuerbarer Energien, VDEW-Argumente, Frankfurt, 1995

- VDEW 1996 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): Bestandsaufnahme der EVU-Förderprogramme für erneuerbare Energien; VDEW-Materialien; Frankfurt, 1996
- VDEW 1998 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): VDEW-Erhebung Regenerative Energien, Frankfurt, 1998
- VDEW 1999 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke: Green-Pricing-Umfrage. Frankfurt März 1999
- VDI 1999 VDI-Nachrichten: Neue Pläne für altes Wasserkraftwerk; VDI-Nachrichten, 15. Januar 1999
- von Fabeck 1996 von Fabeck: Grüner Tarif oder kostendeckende Vergütung? Bundesweite Umfrage des SFV ergänzt Forsa-Umfrage des RWE, Solarbrief 3/96
- Wagner 1993 E. Wagner: Nutzung der Wasserkraft durch die öffentliche Elektrizitätsversorgung in Deutschland, Stand 1992, Elektrizitätswirtschaft (92) 1993, Heft 24
- Wettstreit 1999 ohne Verfasser: Wettstreit um die günstigsten Tarifpreise. In Zeitschrift für Kommunalwirtschaft. 7/1999. S.14
- Winterkemper 1998 A. Winterkemper: Evaluation der nordrhein-westfälischen Windenergieförderung aus raumplanerischer Sicht, Diplomarbeit an der Universität Dortmund, Dortmund, 1998
- Wiser 1998 R. Wiser, W. Golove, S. Pickle: California's Electric market. What's in it for the Customer? In: Public Utilities Fortnightly. August 1998
- Wiser 1999 R. Wiser: The dynamic Logic of the Green-e Certification Program. Greening the Electricity Industry. In: Corporate Environmental Strategy. Vol 6, Nr.1. Winter 1999. S. 25- 36
- Wortmann et al. 1996 K. Wortmann, M. Klitzke, S. Lörx, R. Menges: Grüner Tarif. Klimaschutz durch freiwillige Kundenbeiträge zum Stromtarif. Akzeptanz, Umsetzung, Verwendung. Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und –nutzung mbH, Kiel 1996
- Wüstenhagen 1998 R. Wüstenhagen: Pricing Strategies on the Way to Ecological Mass Markets. Greening of Industry Network Conference 1998
- Wüstenhagen et al. 1999 R. Wüstenhagen et al.: Green Electricity Labelling in Switzerland. In: European Council for an Energy Efficient Economy (Hg.): Energy Efficiency and CO₂-reduction: the dimensions of the social challenge. Proceedings of the ECEEE 1999 Summer Study. Mandelieu, 31.5-4.6.1999
- WWF 1999 Umweltstiftung WWF-Deutschland: WWF-Kriterien für Grünen Strom in Deutschland. WWF-Projektbüro Erneuerbare Energien, Berlin

6.8 ANHANG

6.8.1 Bekanntmachung der Richtlinien zur Förderung von Photovoltaik-Anlagen (300MW) durch ein "100.000 Dächer-Solarstrom-Programm"

Veröffentlichung im Bundesanzeiger Nr. 1, vom 21. Januar 1999, Seite 770 - Bekanntmachungen - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Im Hinblick darauf, daß fossile Energieressourcen nur begrenzt vorhanden sind, und aus Gründen des globalen Umwelt- und Klimaschutzes unterstützt der Bund den stärkeren Einsatz von Photovoltaik-Anlagen in den Jahren 1999 bis 2004 nach Maßgabe der nachfolgenden Richtlinien (Anlage) durch zinsverbilligte Darlehen. Die Darlehen werden über die Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt (KfW) ausgereicht.

Diese Bekanntmachung tritt für die antragsberechtigten Privatpersonen am 1. Januar 1999 in Kraft. Für die antragsberechtigten kleinen und mittleren gewerblichen Unternehmen sowie die freiberuflich Tätigen tritt die Bekanntmachung erst nach Zustimmung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften in Kraft.

Bonn, den 15. Januar 1999

- III A 5 - 02 51 43/3 -

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Im Auftrag

Dr. Paul-Georg Gutermuth

Richtlinien zur Förderung von Photovoltaik-Anlagen (300 MW) durch ein "100.000-Dächer-Solarstrom-Programm"

1. Gegenstand der Förderung

Gefördert wird die Errichtung und Erweiterung von Photovoltaik-Anlagen ab einer neu installierten Spitzenleistung von ca. 1 kWp (Nennleistung nach Herstellerangaben).

Investitionskosten einschließlich der Wechselrichter, Installationskosten, Kosten für Meßeinrichtungen sowie Planungskosten können in die Förderung einbezogen werden.

Nicht gefördert werden

- Eigenbauanlagen,
- Prototypen (Prototypen sind Anlagen, die in weniger als vier Exemplaren betrieben werden oder betrieben worden sind) und
- gebrauchte Anlagen.

2. Antragsberechtigte

Antragsberechtigt sind Privatpersonen, freiberuflich Tätige sowie kleine und mittlere private gewerbliche Unternehmen nach der Definition der Europäischen Gemeinschaften (Ausnahmen sind in begründeten Einzelfällen möglich).

Nicht antragsberechtigt sind Hersteller von Photovoltaik-Anlagen oder deren Komponenten.

3. Art und Umfang der Förderung

Es werden Darlehen zu folgenden Konditionen gewährt:

Zinssatz:	Der Zinssatz wird um bis zu 4,5 Prozentpunkte verbilligt. Dementsprechend ist der jeweilige Programmzins abhängig von der Entwicklung des Kapitalmarktes. Der Programmzins beträgt z. Z. 0 % p.a.
Laufzeit:	bis zu 10 Jahre, der Zinssatz ist fest für die gesamte Kreditlaufzeit, der Kredit kann jederzeit außerplanmäßig zurückgezahlt werden
Auszahlung:	100 %
Finanzierungsanteile:	bis zu 100 % des Investitionsbetrages
Tilgung:	Nach maximal 2 tilgungsfreien Jahren werden die Darlehen in halbjährlichen gleichen Tilgungsraten bis zum Ende der Laufzeit von maximal 10 Jahren zurückgezahlt
Restschulderlaß:	nach Ablauf von 9 Laufzeitjahren, sofern die Anlage nachweislich noch betrieben wird und der bei Zusage versandte Fragebogen vorlegt wird
Zusageprovision:	0,25 % p.M. beginnend einen Monat nach Zusagedatum für noch nicht ausgezahlte Kreditbeträge
Besicherung:	bankübliche Sicherheiten. Auf Antrag wird die KfW prüfen, ob eine Haftungsfreistellung in Höhe von bis zu 50 % des Darlehensbetrages gewährt werden kann.

4. Antragsverfahren

Anträge sind auf den dafür vorgesehenen Vordrucken bei den örtlichen Kreditinstituten (Hausbanken) einzureichen. Die Darlehen werden von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zur Verfügung gestellt.

Mit dem zu finanzierenden Vorhaben darf vor Antragstellung nicht begonnen werden. Als Vorhabensbeginn gilt der Abschluß eines der Ausführung zuzurechnenden Lieferungs- oder Leistungsvertrages, Planungsleistungen dürfen vor Antragstellung erbracht werden.

5. Weitere Vergabebedingungen

Die KfW stellt der durchleitenden Hausbank frei, statt der Gewährung von Darlehen die Zinssubvention als Festbetrag auszuzahlen und die Darlehensabwicklung intern vorzunehmen.

Die Kumulation mit anderen Förderungen ist grundsätzlich möglich, soweit die Gesamtförderung nicht die Höhe der Maßnahmenkosten überschreitet.

Ein Rechtsanspruch des Antragstellers auf die Fördermittel besteht nicht.

6. Verwendungsnachweis

Die Verwendung wird nach Abschluß der Investition durch einen Verwendungsnachweis (KfW-Formblatt) nachgewiesen.

7. Auskunftspflichten, Prüfung

Den Beauftragten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sind auf Verlangen erforderliche Auskünfte zu erteilen, Einsicht in Bücher und Unterlagen sowie Prüfungen zu gestatten.

Der Antragsteller muß sich im Darlehensvertrag damit einverstanden erklären, daß das BMWi dem Haushaltsausschuß des Deutschen Bundestages und danach auf Verlangen auch anderen Ausschüssen des Deutschen Bundestages im Einzelfall Namen des Antragstellers, Höhe und Zweck des Darlehens in vertraulicher Weise bekanntgibt, sofern der Haushaltsausschuß dies beantragt.

8. Subventionserheblichkeit

Die Angaben zur Antragsberechtigung und zum Verwendungszweck sind subventionserheblich im Sinne des § 264 der Strafgesetzbuches in Verbindung mit § 2 des Subventionsgesetzes.

6.8.2 Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm)

Förderart:	Zuschuß Darlehen
Förderbereich:	Energie Umwelt Wohnungsbau
Gebiet:	Bund
Berechtigte:	Privatpers Freiberufler Unternehmen
Ansprechpartner:	Bundesamt für Wirtschaft (BAW) Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) Informationsdienst BINE

Kurzübersicht

Ziel und Gegenstand

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) setzt mit diesem Programm die Förderung von Solarkollektoren, Wärmepumpen, Biomasse, Wasserkraft und Erdwärme mit einem neuen, erweiterten Konzept fort. Allein im Jahr 1999 können diese Technologien mit 200 Mio. DM gefördert werden. Insgesamt sind 1 Milliarde DM Fördergelder bis 2003 vorgesehen.

Mit diesen Maßnahmen unterstreicht die Bundesregierung den Stellenwert, den die Erneuerbaren in der Energiepolitik haben. Sie sind Bausteine des Einstiegs in eine zukunftsfähige Energieversorgung und leisten einen erheblichen Beitrag zu mehr Ressourcenschonung und Klimaschutz.

Das Ziel des neuen Marktanreizprogrammes ist es, die Marktdurchdringung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zu stärken und zur Verbesserung ihrer Wirtschaftlichkeit beizutragen, damit sich ein sich selbst tragender Markt entwickeln kann.

Gefördert werden in diesem Programm Solarkollektoranlagen, Wärmepumpen, Biomasseanlagen, Biogasanlagen, kleine Wasserkraftwerke, die Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie und Photovoltaikanlagen. Im Programmteil "Sonne in der Schule" werden zusätzlich Photovoltaikanlagen gefördert.

Antragsberechtigte

(1) Antragsberechtigt sind Privatpersonen. Freiberuflich Tätige sowie kleine und mittlere Unternehmen sind antragsberechtigt, sobald die Zustimmung der EU-Kommission vorliegt. Erstmals in einem solchen Programm sind auch Energiedienstleister (Kontraktoren) antragsberechtigt.

(2) Im Programmteil "Sonne in der Schule" sind Schulen antragsberechtigt.

(3) Von der Antragstellung ausgeschlossen sind juristische Personen des privaten Rechts, die sich überwiegend im Eigentum von Gebietskörperschaften (z.B. des Bundes, eines Bundeslandes oder einer Kommune) befinden.

Voraussetzungen

(1) Mit dem Vorhaben darf vor Antragstellung nicht begonnen werden.

(2) Die in den Richtlinien genannten technischen Bestimmungen und Grenzwerte müssen eingehalten werden.

(3) Wärmepumpen werden nur gefördert, wenn diese mit regenerativ erzeugtem Strom betrieben werden.

(4) Die Förderung der Energieeinsparung in Gebäuden ist nur in Kombination mit der Errichtung eines Solarkollektors oder einer Wärmepumpe förderfähig. Diese Gebäude müssen vor dem 1. Januar 1995 (Inkrafttreten der Wärmeschutzverordnung) errichtet worden sein (gilt nicht für Wärmepumpen).

(5) Im Programmteil "Sonne in der Schule" muß sich die Schule zur Teilnahme am 3-jährigen Meßprogramm verpflichten.

Art und Höhe der Förderung

(1) Die Förderung erfolgt durch Zuschüsse oder zinsgünstige Darlehen.

- Zuschüsse werden für kleine Solarkollektoren, Wärmepumpen, Energiesparmaßnahmen in Altbauten (vgl. auch Voraussetzungen 4.), Holzheizungsanlagen, Photovoltaikanlagen für Schulen gewährt.
- Darlehen werden für große Solarkollektoren, Energiesparmaßnahmen in Altbauten, große Biomassefeuerungsanlagen, Biogasanlagen, Wasserkraftanlagen, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie gewährt. Dieses Programm knüpft an das CO₂-Minderungsprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) an. Zusätzlich zu dem günstigen Zinssatz aus dem CO₂-Minderungsprogramm erhalten Darlehensnehmer durch das Marktanreizprogramm einen Teilschulderlaß auf das ausgereichte Darlehen in Höhe der nachfolgend aufgelisteten Beträge.

(2) Die Förderung beträgt

–bei Flachkollektoren

- bis 100 m² Kollektorfläche: 250 DM/m²
- ab 100 m² Kollektorfläche: 125 DM/m²

–bei Vakuumröhrenkollektoren

- bis 75 m² Kollektorfläche: 325 DM/m²
- ab 75 m² Kollektorfläche: 160 DM/m²
- Förderhöchstbetrag: 250.000 DM

–bei Wärmepumpen

- bis 13 kW: 200 DM/kW
- ab 13 kW: 100 DM/kW
- Förderhöchstbetrag 20.000 DM

–bei der Energieeinsparung in Altbauten

Eine Zuwendung wird max. bis zur Höhe des Förderbetrages für den Solarkollektor oder die Wärmepumpe gewährt, maximal 20 % der Investitionskosten für die Einsparmaßnahme.

–bei Biomassefeuerungsanlagen

- kleine Anlagen ohne automatische Brennstoffzufuhr: 80 DM/kW
- kleine Anlagen mit automatischer Brennstoffzufuhr: 120 DM/kW (mindestens 4.000 DM pro Anlage)
- große Anlagen zur Wärmeerzeugung: 120 DM/kW

–bei kombinierter Strom- und Wärmeerzeugung zusätzlich 360 DM/kW

–Förderhöchstbetrag 1.500.000 DM

–bei Biogasanlagen

Festbeträge in Abhängigkeit von der max. förderfähigen Anlageleistung, von 38.000 DM bis 300.000 DM

–bei Wasserkraftwerken (bis 500 kW)

–bei Neuerrichtung: 1.500 DM/kW

–bei Erweiterung oder Reaktivierung: 600 DM/kW

–bei der Tiefengeothermie

–200 DM/kW

–Förderhöchstbetrag 2.000.000 DM

- bei Photovoltaikanlagen (nur für Schulen)
- 6.000 DM pro Anlage

Antragsverfahren

(1) Auskünfte erteilen

- bei Fragen im Zusammenhang mit der Gewährung von Zuschüssen das

Bundesamt für Wirtschaft (BAW)
Frankfurter Straße 29-31
Tel. (0 61 96) 40 4-0
Fax (0 61 96) 4 04-2 12
e-mail bawi@rhein-main.net
Internet: <http://www.bawi.de/>

- bei Fragen im Zusammenhang mit der Gewährung von Darlehen das

Informationszentrum der Kreditanstalt für Wiederaufbau
Palmengartenstraße 5–9
60325 Frankfurt am Main
Tel. (0 18 01) 33 55 77
Fax (0 69) 74 31 29 44
Internet: <http://www.kfw.de>

- bei allgemeinen Fragen zur Förderung und zu erneuerbaren Energien der

Informationsdienst BINE des Fachinformationszentrums Karlsruhe
Büro Bonn
Meckenstraße 57
53129 Bonn
Tel. (02 28) 9 23 79-14
Fax (02 28) 9 23 79-29
e-mail: bine@fiz-karlsruhe.de
Internet: <http://www.bine.fiz-karlsruhe.de>

(2) Bewilligungsbehörde für Zuschüsse ist das Bundesamt für Wirtschaft (BAW). Das BAW hat auch einen Fax-Abruf-Service zu den Antragsformularen eingerichtet:

- Antragsformular Solarkollektoranlagen: (0221) 303 121 92
- Antragsformular Biomasseanlagen: (0221) 303 121 93
- Antragsformular Wärmepumpenanlagen: (0221) 303 121 94
- Antragsformular "Sonne in der Schule":(0221) 303 121 95

Anträge für Zuschüsse sind auf dem Vordruck 2000 zu stellen, der aus dem Internet oder per Fax abgerufen oder vom Bundesamt für Wirtschaft angefordert werden kann. Es ist nicht zulässig, den Antrag mittels Telefax, Telex oder E-Mail zu stellen.

(3) Darlehensanträge sind bei den örtlichen Kreditinstituten (Hausbanken) zu stellen.

(4) Mit der Durchführung des 3-jährigen Meßprogramms des Programms "Sonne in der Schule" wurde das

Forschungszentrum Jülich GmbH
Projekträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO)
Postfach 19 13
52425 Jülich
Tel. (0 24 61) 61 47 43
Fax (0 24 61) 61 28 40

beauftragt.

Quelle

Bundesanzeiger Nr. 162 vom 31. August 1999

Wichtige Hinweise

(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie fördert die erneuerbaren Energien mit diesem Programm und mit dem 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm, das Anfang dieses Jahres gestartet wurde, mit insgesamt rund 2 Milliarden DM.

(2) Anträge können bis zum 15. Oktober 2002 gestellt werden.

(3) Dieses Programm ersetzt die Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien vom 1. August 1995, welche am 31. August 1999 ausgelaufen sind.

Richtlinie

Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) vom 20. August 1999

1 Zuwendungszweck

1.1 Im Interesse einer zukunftsfähigen, nachhaltigen Energieversorgung und angesichts der nur begrenzten Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen sowie aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes ist es erforderlich, den Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien im Energiemarkt zu erhöhen. Dazu muß die Marktdurchdringung von Technologien der erneuerbaren Energien gestärkt werden. Hierzu bedarf es eines Anreizes für private Abnehmer solche Technologien zu nutzen.

Deshalb fördert der Bund den stärkeren Einsatz erneuerbarer Energien nach Maßgabe dieser Richtlinien und der Vorläufigen Verwaltungsvorschriften zu § 44 der Bundeshaushaltsordnung (BHO) durch Zuschüsse oder Darlehen: Solarkollektoranlagen, Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse und Biogasanlagen, Wasserkraftanlagen, Photovoltaikanlagen für Schulen, Wärmepumpenanlagen sowie Anlagen zur Nutzung der oberflächenfernen Geothermie.

Ein zentrales Ziel der Förderung nach diesen Richtlinien ist es, durch Investitionsanreize für private Nutzer, beim Programm "Sonne in der Schule" auch Schulen, den Absatz von Technologien der erneuerbaren Energien im Markt zu stärken und so zur Senkung deren Kosten und zur Verbesserung deren Wirtschaftlichkeit beizutragen. Im Interesse dieser Zielsetzung werden die Fördersätze der Richtlinien jährlich überprüft, um sie der Marktentwicklung anzupassen.

1.2 Ein Rechtsanspruch des Antragstellers auf die Zuwendungen besteht nicht. Sie werden im Rahmen der verfügbaren Haushaltsmittel nach pflichtgemässen Ermessen gewährt.

2 Gegenstand der Förderung

2.1 Förderungsfähig sind:

2.1.1 Die Errichtung und Erweiterung von Solarkollektoranlagen einschließlich Speicher- und Luftkollektoren zur Warmwasserbereitung, zur Raumheizung sowie zur Bereitstellung von Prozeßwärme, soweit - mit Ausnahme von Speicher- und Luftkollektoren - die Anlagen mit einem geeigneten Funktionskontrollgerät bzw. einem Wärmemengenzähler ausgestattet sind.

2.1.2 Die Errichtung handbeschickter Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse zur Raumheizung (mit und ohne Warmwasserbereitung) bis zu einer installierten Nennwärmeleistung von 50 kW, soweit es sich bei der Anlage um eine Zentralheizungsanlage mit flüssigem Wärmeträgermedium handelt und das Wärmespeichervolumen mindestens 50 Liter je kW Heizleistung beträgt.

2.1.3 Die Errichtung automatisch beschickter Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse zur Wärmeerzeugung - bei Anlagen bis zu einer installierten Nennwärmeleistung von 50 kW nur, soweit es sich um eine Zentralheizungsanlage handelt - oder zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung) ab einer Nennwärmeleistung von 3 kW.

2.1.4 Die Errichtung von Anlagen zur Gewinnung und Nutzung von Biogas aus Biomasse land-, forst- und fischwirtschaftlichen Ursprungs sowie aus Biomasse aus dem Ernährungsgewerbe zur Stromerzeugung oder zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung).

2.1.5 Die Errichtung, Erweiterung und Reaktivierung von Wasserkraftanlagen bis zu einer installierten Nennleistung von 500 kW.

2.1.6 Die Errichtung von elektrischen Wärmepumpenanlagen zur Raumheizung und/oder Warmwasserbereitung, soweit sie mit regenerativ erzeugtem Strom betrieben werden.

2.1.7 Maßnahmen zur Energieeinsparung an Gebäuden in Kombination mit Maßnahmen nach Nummer 2.1.1 (Errichtung und Erweiterung von Solarkollektoranlagen) oder Nummer 2.1.6 (Errichtung von Wärmepumpenanlagen). Es können gefördert werden:

Wärmeschutzmaßnahmen:

- Dämmung von Dach und Außenwänden,
- Fenstererneuerung

Maßnahmen zur Wohnungslüftung:

- Einbau von Wärmerückgewinnungsanlagen

Maßnahmen zur Heizungsanlagenmodernisierung:

- Installation von Niedertemperatur-Heizkesseln oder Brennwertkesseln, wenn der zu ersetzende Kessel mindestens 10 Jahre alt ist.

2.1.8 Die Errichtung von Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie ohne Übernahme des Bohrrisikos und ohne Förderung der Wärmeverteilung durch Nah- und Fernwärmenetze.

2.1.9 Die Errichtung netzgekoppelter Photovoltaikanlagen (Programm "Sonne in der Schule") ab einer installierten Spitzenleistung von um 1 kWp (Wattpeak-Nennleistung der Solarmodule nach Herstellerangaben).

2.2 Nicht gefördert werden:

2.2.1 Eigenbauanlagen und Prototypen; als Prototyp gelten Anlagen, die in weniger als vier Exemplaren betrieben werden oder betrieben worden sind,

2.2.2 gebrauchte Anlagen oder Anlagen, deren überwiegende Teile gebraucht sind,

2.2.3 Solarkollektoranlagen für Schwimmbäder,

2.2.4 bei Anlagen nach Nummern 2.1.2 und 2.1.3 (Biomasse)

–solche, die überwiegend der Verfeuerung von Abfallstoffen aus der gewerblichen Be- und Verarbeitung von Holz dienen,

–Einzelfeuerstätten (wie z.B.: Heizungsherde, Grundofenfeuerungen, Kachelöfen, offene Kamine, Kaminöfen, Einzelzimmeröfen und Kochherde),

–Zentralheizungsanlagen, die unter Naturzugbedingungen arbeiten,

–Anlagen, zum Einsatz von Biomasse, die unter die jeweils gültige Fassung der 17 BImSchV fallen (Abfallverbrennungsanlagen),

–Anlagen in denen zur Beseitigung bestimmte Abfälle einer Behandlung vor einer Ablagerung zugeführt werden (§ 10 KrW-/AbfG).

3 Antragsberechtigte

3.1 Antragsberechtigt sind Privatpersonen, freiberuflich Tätige sowie kleine und mittlere private gewerbliche Unternehmen nach der Definition der Europäischen Gemeinschaften (Ausnahmen sind in begründeten Einzelfällen möglich), die

–Eigentümer, Pächter oder Mieter der Anwesen sind, auf denen die Anlagen gemäß Nummer 2.1 errichtet, erweitert oder reaktiviert werden sollen - oder

–Energiedienstleister (Kontraktoren) für die Anlagen sind, die bei den vorstehend genannten Antragsberechtigten errichtet, erweitert oder reaktiviert werden sollen, sofern diese bestätigen, daß sie über die Antragstellung in Kenntnis gesetzt worden sind.

Ausgeschlossen sind juristische Personen des privaten Rechts, die sich überwiegend im Eigentum von Gebietskörperschaften (z.B. des Bundes, eines Bundeslandes oder einer Kommune) befinden.

3.2 Antragsberechtigt sind bei Anlagen nach Nummer 2.1.9 (Programm "Sonne in der Schule") für Berufsschulen, Technikerschulen, Berufsbildungszentren, überbetriebliche Ausbildungsstätten bei den Kammern und für allgemeinbildende Schulen ohne Grundschulen die jeweiligen Träger, wenn sich die Bildungseinrichtung gegenüber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, vertreten durch den Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO; siehe Nummer 6.5), verpflichtet, an einem begleitenden kostenlosen 3 jährigen Meßprogramm nach den Vorgaben des Projektträgers teilzunehmen. Fördervereine sind nicht antragsberechtigt.

3.3 Nicht antragsberechtigt sind Hersteller von Anlagen gemäß Nummer 2.1 oder deren Komponenten. Nicht antragsberechtigt sind auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 2 Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz, es sei denn, daß sie unbeschadet der Deckung ihres Eigenbedarfs einzelne benachbarte Abnehmer beliefern und/oder in das öffentliche Netz einspeisen und an dem aufnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen nicht beteiligt sind.

3.4 Eine Antragsberechtigung liegt nicht vor, wenn für eine Maßnahme gemäß Nr. 2.1.1 oder 2.1.6 oder 2.1.7 eine Förderung nach dem Eigenheimzulagengesetz (BGBl. I Nr. 66, in Form der Bekanntmachung vom 26. März 1997, BGBl. I, S. 734 zuletzt geändert durch Gesetz zur Änderung des § 42 Abs. 2 des Wohngeldgesetzes und des § 9 Abs. 3 und 4 des Eigenheimzulagengesetzes vom 16. Juli 1998 (BGBl. I, S. 1860) in Anspruch genommen wird.

3.5 Antragstellern, über deren Vermögen ein Insolvenz-, Vergleichs-, Konkurs-, Sequestrations- oder ein Gesamtvollstreckungsverfahren beantragt oder eröffnet worden ist, wird keine Zuwendung gewährt. Dasselbe gilt für Antragsteller, die eine eidesstattliche Versicherung gemäß § 807 Zivilprozeßordnung abgegeben haben.

4 Voraussetzungen für die Förderung

4.1 Mit dem Vorhaben darf vor Antragstellung nicht begonnen werden. Als Vorhabensbeginn gilt der Abschluß eines der Ausführung zuzurechnenden Lieferungs- oder Leistungsvertrages. Planungsleistungen dürfen vor Antragstellung erbracht werden.

4.2 Maßnahmen nach Nummer 2.1.1 (Solarkollektoranlagen) können nur gefördert werden, wenn der Kollektor einen Mindestenergieertrag von 350 kWh/m² pro Jahr (bei einem solaren Deckungsanteil von 40 % für den Standort Würzburg) hat.

4.3 Maßnahmen nach Nummer 2.1.2 und 2.1.3 (Anlagen zur energetischen Nutzung fester Biomasse) können gefördert werden, wenn folgende Emissionsgrenzwerte bezogen auf einen Volumengehalt an Sauerstoff im Abgas von 13 % im Normzustand (273 K, 1013 hPa) und technische Anforderungen eingehalten werden:

a) Bei Feuerungsanlagen mit einer Nennwärmeleistung bis zu 300 kW für den Einsatz naturbelassener Biomasse gemäß § 3 Abs. 1 Nummern 4, 5 und 5a oder 8 der Verordnung über Kleinf Feuerungsanlagen (1. BImSchV):

–Kohlenmonoxid:

bei automatisch beschickten Anlagen:

–250 mg/m³ bei Nennwärmeleistung,

–500 mg/m³ im Teillastbetrieb bei kleinster einstellbarer Wärmeleistung (kleiner gleich 30 % der Nennwärmeleistung),

–250 mg/m³ auch im Teillastbetrieb, soweit Brennstoffe nach § 3 Abs. 1 Nummer 8 der 1. BImSchV eingesetzt werden

bei handbeschickten Anlagen:

–500 mg/m³ bei Nennwärmeleistung (Vollastbetrieb), handbeschickte Feuerungsanlagen, die im Teillastbetrieb betrieben werden, müssen mit einer abgasgeführten Verbrennungsregelung ausgestattet sein (z.B. mit einer Lambda-Sonde),

–staubförmige Emissionen:

–50 mg/m³ bei automatisch und handbeschickten Anlagen,

–Kesselwirkungsgrad:

–mindestens 80 % bei handbeschickten Anlagen und

–mindestens 85 % bei automatisch beschickten Anlagen.

b) Bei Feuerungsanlagen mit einer Nennwärmeleistung von mehr als 300 kW bis 1000 kW für den Einsatz naturbelassener Biomasse gemäß § 3 Abs. 1 Nummer 4, 5, 5a oder 8 der Verordnung über Kleinf Feuerungsanlagen (1. BImSchV) und/oder Biomasse aus der Holzbearbeitung und Holzverarbeitung gemäß § 3 Abs. 1 Nummer 6 und/oder 7 der 1. BImSchV,

–Kohlenmonoxid: 250 mg/m³

–staubförmige Emissionen: 75 mg/m³.

c) Bei Feuerungsanlagen mit einer Nennwärmeleistung von mehr als 1000 kW für den Einsatz naturbelassener Biomasse gemäß § 3 Abs. 1 Nummer 4, 5, 5a oder 8 der Verordnung über Kleinf Feuerungsanlagen (1. BImSchV) und/oder Biomasse aus der Holzbearbeitung und Holzverarbeitung gemäß § 3 Abs. 1 Nummer 6 und/oder 7 der 1. BImSchV,

–Kohlenmonoxid: 200 mg/m³

–staubförmige Emissionen: 50 mg/m³.

4.4 Maßnahmen nach Nummer 2.1.4 (Biogasanlagen) können gefördert werden, wenn bei der energetischen Verwendung durch technische Vorkehrungen sichergestellt ist, daß die Anforderung der TA Luft auch im Teillastbetrieb eingehalten wird.

4.5 Die "Sicherheitsrichtlinien für landwirtschaftliche Biogasanlagen" in der jeweils gültigen Fassung des Fachverbandes Biogas e. V. sind einzuhalten. Dies ist von einem anerkannten Sachverständigen zu bestätigen.

4.6 Förderfähig ist im Einzelfall eine Anlagengröße, bei der mit der zur Verfügung stehenden Menge an Einsatzstoffen (Eigenaufkommen oder Fremdbezug) die Funktionstüchtigkeit der Anlage gewährleistet ist. Dies ist vom Antragsteller anhand der hierfür wesentlichen Parameter (Anzahl der Großvieheinheiten und Größe der für die Biogaserzeugung genutzten Fläche) durch Bestätigung von geeigneter Stelle nachzuweisen.

4.7 Die Erfüllung der in Nummer 4.3 und 4.4 gestellten Anforderungen ist durch Baumusterprüfung oder Einzelgutachten von geeigneter Stelle nachzuweisen. Dasselbe gilt für die Leistungszahl, die der Jahresarbeitszahl oder der Jahresheizzahl nach Nummer 4.6 vom Installateur/Planer (Anlagenbauer) zugrundegelegt wird.

4.8 Maßnahmen nach Nummer 2.1.6 (Wärmepumpenanlagen) können gefördert werden, wenn die Anlagen mit einem H-FCKW -freien Arbeitsmittel/Kältemittel betrieben werden (H-FCKW = teilhalogenierter Fluorchlorkohlenwasserstoff). Eine vom Installateur/Planer (Anlagenbauer) zu bestätigende unter den jeweiligen Standortbedingungen errechnete Jahresarbeitszahl ist nachzuweisen, die bei

–Luft-/Luft- und Luft-/Wasser-Wärmepumpen mindestens 3,3

–Wasser-/Wasser-Wärmepumpen mindestens 4,1 und

–Sole-/Wasser-Wärmepumpen mindestens 3,8

betragen muß. Der für den Betrieb der Wärmepumpe notwendige, gemäß Nummer 2.1.6 regenerativ zu erzeugende Strom, kann selbst hergestellt oder von einem Dritten bezogen werden. Hierüber ist ein Nachweis zu führen.

4.9 Wärmeschutzmaßnahmen und Maßnahmen zur Heizungsanlagenmodernisierung nach Nummer 2.1.7 (Energieeinsparung) können gefördert werden, wenn die Gebäude vor Inkrafttreten der Wärmeschutzverordnung 1995 vom 16.08.1994 errichtet wurden und nach Durchführung der Maßnahme die Anforderungen gemäß Anlage 3 der Wärmeschutzverordnung bzw. der Heizungsanlagenverordnung vom 22.03.1994 eingehalten werden.

Bei Wärmerückgewinnungsanlagen muß eine Primärenergieeinsparung von mindestens 60 % erreicht werden. Dies ist durch die bauaufsichtliche Zulassung des Deutschen Institutes für Bautechnik nachzuweisen.

4.10 Die Maßnahmen nach den Nummern 2.1.1 bis 2.1.7 werden nicht gefördert, wenn dafür aus anderen öffentlichen Mitteln des Bundes, der Bundesländer oder der Kommunen Zulagen, Investitionskostenzuschüsse oder Betriebskostenzuschüsse gewährt werden (Kumulierungsverbot). Das gleiche gilt, wenn bei diesen Maßnahmen für den erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom eine Vergütung gewährt wird, die über die Mindestvergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz hinausgeht.

Für Maßnahmen nach den Nummern 2.1.8 und 2.1.9 darf die Gesamtförderung durch Zuwendungen nach diesen Richtlinien und durch die obengenannten anderen öffentlichen Mitteln sowie durch erhöhte Stromeinspeisevergütungen oder durch Zuschüsse aus Photovoltaikprogrammen anderer Stellen (z. B. eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens) nicht mehr als das Zweifache des sich nach den Nummern 6.1.5 und 7.3.5 ergebenden Förderbetrages ausmachen. Wird diese Höchstgrenze überschritten, werden die

Fördermittel des Bundes auf die vorstehende Förderhöchstgrenze gekürzt. Die Höhe der aus den o. g. öffentlichen Mitteln gewährten Zuwendungen, erhöhte Einspeisevergütungen und die Höhe der Zuschüsse aus Photovoltaikprogrammen anderer Stellen sind der Bewilligungsbehörde (Nummer 6.2) bzw. dem örtlichen Kreditinstitut vor Gewährung der Zuwendung nach diesen Richtlinien nachzuweisen.

4.11 Die Anlagen müssen sich auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland befinden. Sie sind mindestens fünf Jahre zweckentsprechend zu betreiben. Innerhalb dieses Zeitraumes darf eine geförderte Anlage nicht stillgelegt oder nur dann veräußert werden, wenn der Weiterbetrieb der Anlage nachgewiesen wird.

4.12 Pächter und Mieter benötigen die schriftliche Erlaubnis des Eigentümers des Anwesens, die Anlage errichten und betreiben zu dürfen.

5 Art der Förderung

Die Förderung erfolgt als Zuschuß oder als Darlehen.

6 Umfang und Höhe der Förderung und Verfahren bei Zuschüssen

6.1 Folgende Maßnahmen werden mit Festbeträgen durch nicht rückzahlbare Zuschüsse gefördert (Projektförderung):

6.1.1 Für Maßnahmen nach Nummer 2.1.1 (Solarkollektoranlagen) wird bei Errichtung und Erweiterung von Flachkollektoranlagen bis 100 m² installierte Kollektorfläche und bei Errichtung und Erweiterung von Vakuumröhrenkollektoranlagen bis 75 m² installierte Kollektorfläche ein Zuschuß gewährt:

- Bei Errichtung von Flachkollektoranlagen in Höhe von 250 DM je m² installierte Kollektorfläche,
- bei Errichtung von Vakuumröhrenkollektoranlagen ein Zuschuß in Höhe von 325 DM je m² installierte Kollektorfläche,
- bei Erweiterung in Höhe von 100 DM je m² zusätzlich errichteter Kollektorfläche.

Zusätzlich wird bei bis zum 31.12.2000 gestellten Anträgen

- für ein geeignetes Funktionskontrollgerät ein Zuschuß von 150 DM,
- für einen Wärmemengenzähler ein Zuschuß von 300 DM gewährt.

6.1.2 Für Maßnahmen nach Nummer 2.1.2 (handbeschickte Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse) wird ein Zuschuß von 80 DM je kW errichtete installierte Nennwärmeleistung gewährt.

6.1.3 Für Maßnahmen nach Nummer 2.1.3 (automatisch beschickte Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse) wird bei Anlagen bis zu einer Nennwärmeleistung von 100 kW ein Zuschuß gewährt:

- von 120 DM je kW errichtete installierte Nennwärmeleistung, mindestens jedoch 4000 DM je Einzelanlage,
- zusätzlich von 360 DM je kW errichtete installierte elektrische Leistung bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.

6.1.4 Für Maßnahmen nach Nummer 2.1.6 (Wärmepumpenanlagen) wird

–bei gleichzeitiger Errichtung einer Heizungsanlage ein Zuschuß von 200 DM je kW installierte Heizleistung bis einschließlich 13 kW und darüber hinaus von 100 DM je kW,
–in den Fällen, in denen nicht gleichzeitig eine Heizungsanlage errichtet wird, ein Zuschuß von 100 DM je kW
gewährt.

Der Förderhöchstbetrag beträgt 20 000 DM je Einzelanlage. Bei drehzahlgeregelten Wärmepumpenanlagen gilt die Heizleistung bei Nenndrehzahl, bei allen übrigen Wärmepumpenanlagen ist die Heizleistung auf folgende Umgebungsbedingungen zu beziehen:

–Luft-/Luft und Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlagen

A 20 / A 35 und A 20 / W 35

–Luft- / Wasser-Wärmepumpenanlagen

A 2 / W 35

–Wasser- / Wasser-Wärmepumpenanlagen

W 10 / W 35

–Sole- / Wasser-Wärmepumpenanlagen

B 0 / W 35

6.1.5 Für Maßnahmen nach Nummer 2.1.9 (Photovoltaikanlagen für Schulen) wird ein einmaliger Festbetrag von 6000 DM je Einzelanlage gewährt.

6.1.6 Für Maßnahmen nach Nummer 2.1.7 (Energieeinsparung an Gebäuden) wird ein Zuschuß gewährt, wenn solche Maßnahmen in Kombination mit der Errichtung oder Erweiterung einer Solarkollektoranlage (Nummer 2.1.1) bis 100 m² installierte Kollektorfläche bei Flachkollektoranlagen und bis 75 m² installierte Kollektorfläche bei Vakuumröhrenkollektoranlagen oder mit der Errichtung einer Wärmepumpenanlage (Nummer 2.1.6) durchgeführt werden. Der Zuschuß wird maximal in Höhe des Betrages gewährt, mit dem die Errichtung oder Erweiterung einer Solarkollektoranlage nach Nummer 2.1.1 oder die Errichtung einer Wärmepumpenanlage nach Nummer 2.1.6 bezuschußt wird, und darf 20% der Kosten für die Maßnahmen nach Nummer 2.1.7 nicht überschreiten.

6.2 Bewilligungsbehörde ist das

Bundesamt für Wirtschaft (BAW)

Frankfurter Straße 29-31

Tel. (0 61 96) 40 4-0

Fax (0 61 96) 9 42-26

e-mail bawi@rhein-main.net

Internet: <http://www.bawi.de/>

Faxabruf:

Richtlinien: (02 21) 303 121 91

Antragsformular Solarkollektoranlagen: (0221) 303 121 92

Antragsformular Biomasseanlagen: (0221) 303 121 93

Antragsformular Wärmepumpenanlagen (0221) 303 121 94

Antragsformular "Sonne in der Schule" (0221) 303 121 95

6.3 Anträge für Zuschüsse sind auf dem Vordruck 2000 zu stellen, der aus dem Internet oder per Fax abgerufen oder vom Bundesamt für Wirtschaft angefordert werden kann. Es ist nicht zulässig, den Antrag mittels Telefax, Telex oder E-Mail zu stellen.

6.4 Anträge können bis zum 15.10.2002 gestellt werden.

6.5 Mit der Durchführung des 3 jährigen Meßprogramms des Programms "Sonne in der Schule" (vgl. Nummer 2.1.9) wurde das

Forschungszentrum Jülich GmbH
Projekträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO)
Postfach 19 13
52425 Jülich
Tel. (0 24 61) 61 47 43
Fax (0 24 61) 61 28 40

beauftragt. Anträge auf Teilnahme an dem Meßprogramm sind dorthin zu richten.

6.6 Die Zuwendungsbescheide werden, getrennt nach den Maßnahmen gemäß Nummer 2.1, in der Reihenfolge des Eingangs der vollständigen Anträge beim Bundesamt für Wirtschaft erteilt. Soweit für Maßnahmen eine behördliche Genehmigung erforderlich ist und / oder in diesen Richtlinien Nachweise gefordert werden, sind diese Unterlagen mit dem Antrag vorzulegen.

6.7 Die Auszahlung des Zuschusses erfolgt nach Vorlage des Nachweises der Betriebsbereitschaft der Anlage einschließlich verlangter Funktionskontrollgeräte (vgl. Nummer 2.1.1) sowie eines Nachweises über die neu oder zusätzlich errichtete Kollektorfläche, die installierte Nennwärmeleistung oder der neu oder zusätzlich installierten Nennleistung und der vom durchführenden Unternehmen in Rechnung gestellten Kosten und der Erklärung des Antragstellers über die Inanspruchnahme sonstiger öffentlicher Mittel bis zum im Bewilligungsbescheid angegebenen Termin gegenüber der Bewilligungsbehörde. Die genannten Unterlagen gelten als Verwendungsnachweis.

6.8 Für die Bewilligung, Auszahlung und Abrechnung der Zuwendung sowie für den Nachweis und die Prüfung der Verwendung und die ggf. erforderliche Aufhebung des Zuwendungsbescheides und die Rückforderung der gewährten Zuwendung gelten die vorläufigen Verwaltungsvorschriften zu § 44 BHO sowie § 48 bis § 49 a Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), soweit nicht in diesen Richtlinien Abweichungen zugelassen sind. Das Prüfungsrecht des Bundesrechnungshofs ergibt sich aus § 91 BHO.

7 Umfang und Höhe der Förderung und Verfahren bei Darlehen

7.1 Folgende Maßnahmen werden durch Darlehen gefördert:

–Maßnahmen nach Nummer 2.1.1 (Solarkollektoranlagen) bei Errichtung und Erweiterung von Flachkollektoranlagen mit mehr als 100 m² installierte Kollektorfläche und Vakuumröhrenkollektoranlagen mit mehr als 75 m² installierte Kollektorfläche

–Maßnahmen nach Nummer 2.1.3 (automatisch beschickte Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse) bei Errichtung von Anlagen mit einer installierten Nennwärmeleistung von mehr als 100 kW

–Maßnahmen nach Nummer 2.1.4 (Biogasanlagen)

–Maßnahmen nach Nummer 2.1.5 (Wasserkraftanlagen)

–Maßnahmen nach Nummer 2.1.8 (Anlagen zur Nutzung der oberflächenfernen Geothermie)

–Maßnahmen nach Nummer 2.1.7 (Energieeinsparung an Gebäuden) in Kombination mit der Errichtung oder Erweiterung von Solarkollektoranlagen (2.1.1) von mehr als 100 m² installierte Kollektorfläche bei Flachkollektoren und von mehr als 75 m² installierte Kollektorfläche bei Vakuumröhrenkollektoren.

Förderfähig sind die Investitionskosten.

7.2 Es werden Darlehen zu folgenden Konditionen gewährt:

–Der Zinssatz wird zum Zeitpunkt der Kreditzusage festgelegt. Er ist fest für die ersten 10 Jahre der Kreditlaufzeit, danach wird er neu festgelegt. Die jeweils geltenden Nominal- und Effektivzinssätze (gem. Preisangabenverordnung) entsprechen dem CO₂-Minderungsprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau und sind der Konditionenübersicht für Investitionskreditprogramme zu entnehmen, die unter der Fax-Nr. (0 69) 74 31-4214 abgerufen werden kann.

–Auszahlung: 96 %

–Zusageprovision: 0,25 % pro Monat, beginnend einen Monat nach Zusagedatum, für noch nicht ausgezahlte Kreditbeträge

–Kreditlaufzeit: Die maximale Kreditlaufzeit beträgt 20 Jahre bei höchstens drei tilgungsfreien Anlaufjahren

–Finanzierungsanteil: Bis zu 100 % des Investitionsbetrages

–Tilgung: Nach Ablauf der tilgungsfreien Anlaufjahre in gleichhohen halbjährlichen Raten. Während der tilgungsfreien Jahre sind lediglich die Zinsen auf die ausgezahlten Kreditbeträge zu leisten. Im übrigen kann der Kredit jederzeit außerplanmäßig zurückgezahlt werden

–Besicherung: Vom Kreditnehmer sind bankübliche Sicherheiten zu stellen. Hierzu zählen z. B.

–Grundschulden

–Bürgschaften (incl. Bürgschaften von Bürgschaftsbanken)

Form und Umfang der Besicherung werden im Rahmen der Kreditverhandlungen zwischen Investor und seiner Hausbank vereinbart

–Schulderlaß: Nach Abschluß der Investition erhält der Darlehensnehmer einen Schulderlaß in Höhe des nach Nummer 7.3 zu bestimmenden Festbetrages

7.3 Für die Maßnahmen nach Nummer 7.1 wird im einzelnen ein Schulderlaß auf das Darlehen in folgender Höhe gewährt:

7.3.1 Bei Errichtung und Erweiterung von Solarkollektoranlagen (Nummer 2.1.1 in Verbindung mit Nummer 7.1):

–Für die Errichtung von Flachkollektoranlagen 125 DM/m² installierte Kollektorfläche,

–Für die Errichtung von Vakuumröhrenkollektoren 160 DM/m² installierte Kollektorfläche,

–Für die Erweiterung 100 DM/ m² zusätzliche Kollektorfläche.

Bei bis zum 31.12.2000 gestellten Anträgen zusätzlich 300 DM für einen Wärmemengenzähler und 150 DM für ein ähnlich geeignetes Funktionskontrollgerät.

Der Schulderlaß beträgt höchstens 250.000 DM je Einzelanlage.

7.3.2 Bei Errichtung von automatisch beschickten Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse (Nummer 2.1.3 in Verbindung mit Nummer 7.1)

–120 DM je kW errichtete installierte Nennwärmeleistung

–zusätzlich 360 DM je kW errichtete installierte elektrische Leistung bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.

7.3.3 Der Schulderlaß beträgt höchstens 1.500.000 DM je Einzelanlage.

7.3.4 Bei Errichtung von Biogasanlagen (Nummer 2.1.4 in Verbindung mit Nummer 7.1)

Ein Schulderlaß in Abhängigkeit von der elektrischen Anschlußleistung gemäß Anlage 1 zu diesen Richtlinien

7.3.5 Der Schuldnerlaß beträgt höchstens 30% der Investitionskosten und höchstens 300.000 DM je Einzelanlage.

7.3.6 Bei Errichtung, Erweiterung und Reaktivierung von Wasserkraftanlagen (Nummer 2.1.5 in Verbindung mit Nummer 7.1):

- für die Errichtung 1500 DM je kW installierter Nennleistung,
- für die Erweiterung oder Reaktivierung 600 DM je kW installierter Nennleistung.

Bei einer Reaktivierung wird eine Stillstandzeit von mindestens 3 Jahren vorausgesetzt.

7.3.7 Bei Errichtung von Anlagen zur Nutzung der oberflächenfernen Geothermie (Nummer 2.1.8 in Verbindung mit Nummer 7.1):

- 200 DM je kW Nennwärmeleistung.

7.3.8 Der Schuldnerlaß beträgt höchstens 2.000.000 DM je Einzelanlage.

7.3.9 Für Maßnahmen zur Energieeinsparung an Gebäuden in Kombination mit der Errichtung oder Erweiterung einer Solarkollektoranlage (Nummer 2.1.7 in Verbindung mit Nummer 7.1).

7.3.10 Gewährt wird ein Schuldnerlaß bis zu dem Betrag, der für die Errichtung oder Erweiterung einer Solarkollektoranlage nach Nummer 7.3.1 als Schuldnerlaß gewährt wird, höchstens jedoch 20 % der Kosten für die Maßnahmen nach Nummer 2.1.7.

7.4 Die Darlehen werden von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zur Verfügung gestellt.

Anträge sind auf den dafür vorgesehenen Vordrucken bei den örtlichen Kreditinstituten (Hausbanken) einzureichen. Die Verwendung des Darlehens wird nach Abschluß der Investition durch einen Verwendungsnachweis (KfW - Formblatt) nachgewiesen.

7.5 Die Darlehen werden, getrennt nach den Maßnahmen gemäß Nummer 2.1 in Verbindung mit Nummer 7.3 im Rahmen der verfügbaren Haushaltsmittel gewährt. Bei Förderbeträgen von mehr als 500.000 DM ist vor Zusage eines Darlehens das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zu informieren.

7.6 Darlehensanträge nach Nummer 7.1 können bis zum 15.10.2002 gestellt werden.

8 Weitere Regelungen

8.1 Mißbrauch

Zur Vorbeugung von Mißbrauch gleichen BAW und KfW alle Daten über die eingegangenen Anträge auf Zuschuß oder Darlehen in regelmäßigen Abständen ab. Das Verfahren legt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMW) im Einvernehmen mit dem BAW und der KfW fest. Der Antragsteller ist damit einverstanden, daß die Daten der Antragstellung zwischen dem BAW und der KfW ausgetauscht werden.

8.2 Auskunftspflichten, Prüfung

Den Beauftragten des BMW sind auf Verlangen erforderliche Auskünfte zu erteilen, Einsicht in Bücher und Unterlagen sowie Prüfungen zu gestatten.

Der Antragsteller muß sich im Darlehensvertrag bzw. im Antrag auf eine Zuwendung damit einverstanden erklären, daß das BMW dem Haushaltsausschuß des Deutschen Bundestages und danach auf Verlangen auch anderen Ausschüssen des Deutschen Bundestages im

Einzelfall Namen des Antragstellers, Höhe und Zweck des Darlehens bzw. des Zuschusses in vertraulicher Weise bekanntgibt, sofern der Haushaltsausschuß dies beantragt.

8.3 Subventionserheblichkeit

Die Angaben zur Antragsberechtigung und zum Verwendungszweck sind subventionserheblich im Sinne des § 264 des Strafgesetzbuches in Verbindung mit § 2 des Subventionsgesetzes.

8.4 Inkrafttreten

Diese Richtlinien treten zum 01. September 1999 in Kraft. Für die antragsberechtigten kleinen und mittleren gewerblichen Unternehmen sowie die freiberuflich Tätigen gilt dies vorbehaltlich der Zustimmung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften.

Anlage: Tabelle

Checkliste

Werden die wichtigsten Voraussetzungen im Programm "Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien" (Marktanreizprogramm) erfüllt?

Sämtliche Prüffragen müssen mit „ja“ beantwortet werden, wenn die wichtigsten Fördervoraussetzungen gegeben sein sollen!

1. Handelt es sich bei dem Antragsteller um eine Privatperson, einen Freiberufler, um ein kleines oder mittleres privates gewerbliches Unternehmen, um eine Schule (im Programmteil "Sonne in der Schule") oder um einen Energiedienstleister (Kontraktor)?

2. Ist der Antragsteller Eigentümer, Pächter oder Mieter des Anwesens, auf welchem die Anlage errichtet, erweitert oder reaktiviert werden soll?

3. Falls es sich um einen Pächter oder Mieter des Anwesens handelt, auf welchem die Anlage errichtet werden soll:

Liegt die schriftliche Erlaubnis des Eigentümers des Anwesens, die Anlage errichten und betreiben zu dürfen, vor?

4. Falls es sich bei dem Antragsteller um einen Energiedienstleister (Kontraktor) handelt:

Wird die Anlage bei einem in Frage 1 genannten Antragsberechtigten errichtet und wird eine Bestätigung der Antragstellung vorgelegt?

5. Ist es sichergestellt, daß es sich bei dem Antragsteller nicht um eine juristische Personen des privaten Rechts, die sich überwiegend im Eigentum von Gebietskörperschaften befindet, handelt?

(Ausnahme: Programmteil "Sonne in der Schule")

6. Ist es sichergestellt, dass es sich bei dem Antragsteller nicht um einen Hersteller von förderfähigen Anlagen handelt?

7. Ist über das Vermögen kein Insolvenz-, Vergleichs-, Konkurs-, Sequestrations- oder ein Gesamtvollstreckungsverfahren beantragt oder eröffnet worden?

8. Handelt es sich bei dem Vorhaben um

- die Errichtung oder Erweiterung einer Solarkollektoranlage,
- die Errichtung einer handbeschickten oder automatisch beschickten Anlage zur Verfeuerung fester Biomasse,
- die Errichtung einer Anlage zur Gewinnung und energetischen Nutzung von Biogas,
- die Errichtung, Erweiterung und Reaktivierung einer Wasserkraftanlage,
- die Errichtung von elektrischen Wärmepumpenanlagen zur Raumheizung und/oder Warmwasserbereitung,
- eine Maßnahme zur Energieeinsparung an Gebäuden in Verbindung mit einer Solarkollektoranlage oder einer Wärmepumpenanlage,
- die Errichtung einer Anlage zur Nutzung der Tiefengeothermie oder um
- die Errichtung einer netzgekoppelter Photovoltaikanlagen in einer Schule ?

9. Ist es sichergestellt, dass es sich nicht um eine Eigenbauanlage oder einen Prototypen handelt?

10. Wird eine neue Anlage errichtet bzw. werden überwiegend neue Teile für den Bau der Anlage verwendet?

11. Falls es sich bei den Antrag um den Programmteil "Sonne in der Schule" handelt:

Wird der Antrag vom Träger der Schule gestellt und verpflichtet sich der Antragsteller, an einem begleitenden kostenlosen 3 jährigen Meßprogramm nach den Vorgaben des Projektträgers teilzunehmen?

12. Ist es sichergestellt, daß es sich bei der Anlage nicht um eine Solarkollektoranlage für ein Schwimmbad handelt?

13. Werden die für die einzelnen Anlagen genannten spezifischen technischen Bestimmungen eingehalten?

14. Befindet sich die Anlage auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland?

15. Wird die Anlage mindestens fünf Jahre zweckentsprechend betrieben?

16. Werden für die Anlage keine anderen öffentlichen Mitteln des Bundes, der Bundesländer oder der Kommunen gewährt?

17. Ist es sichergestellt, daß für den durch die Anlage erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom keine Vergütung gewährt wird, die über die Mindestvergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz hinausgeht?

18. Ist mit dem Vorhaben vor Antragstellung noch nicht begonnen worden?

19. Wird der Antrag bis spätestens 15. Oktober 2002 gestellt?

7. Beschreibung und Bewertung der wesentlichen Instrumente für die Erreichung des Verdopplungsziels 2010 im Wärmemarkt

7.1. Eckdaten des Zubaus bis 2010 und spezifische Eigenschaften des Wärmemarkts

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung ist mit etwa 53 PJ/a Nutzwärme bzw. 1 % Anteil (1997) an der gesamten Brennstoffenergie (1997: 5.230 PJ/a) deutlich geringer als derjenige an der Stromversorgung (rund 5 %). Davon stammen rund 80 % aus der Nutzung von Brennholz in Klein- und Kleinstanlagen, also einer traditionell alten Nutzung von Biomasse. Die übrigen 20 % verteilen sich auf die „modernen“ Techniken Biomasse-Heizzentralen (6 PJ/a), Biogasanlagen (1,8 PJ/a) und solarthermische Kollektoren (2,4 PJ/a). Der Beitrag der Geothermie ist mit etwa 0,4 PJ/a noch sehr gering (vgl. Tabelle 4.7). Das angestrebte Ziel einer Verdopplung der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung bis zum Jahr 2010 verlangt deshalb gerade im Wärmemarkt besondere Anstrengungen zur Mobilisierung noch nicht ausgeschöpfter Potentiale.

Insgesamt erfordert das im Szenario „Verdopplung“ formulierte Ausbauziel bis zum Jahr 2010 Zuwächse bei der Biomasse um 39 PJ/a Nutzwärme (Stand 2010 = 1,8fach von 1997), bei Biogas um 4 PJ/a (3,3fach), bei Kollektoren um 22 PJ/a (10fach) und bei der Geothermie um 4,5 PJ/a (11fach), was einen Gesamtzuwachs von 69 PJ/a (2,3fach) ergibt. Die bisherige Wachstumsdynamik spielte sich hauptsächlich im Bereich von Kleinanlagen ab (Holzeinzelheizungen und -zentralheizungen; solare Warmwasser-Anlagen für Ein/Zwei-Familienhäuser), wobei bei Holzheizungen ein erheblicher Ersatz- bzw. Modernisierungsbedarf hinzukommt. Die Wachstumsraten müssen aber auch in denjenigen Bereichen deutlich gesteigert werden, die auf längere Sicht bedeutende Versorgungsbeiträge leisten können. Dies sind vor allem Anlagen für die Wärmeversorgung großer Gebäude sowie Nahwärmeversorgungen mit Heizzentralen und Heizwerken (und bei Biomasse auch KWK-Anlagen). Hier muß generell ein etwa **zehnfachen Marktvolumen** im Vergleich zu heute bis zum Jahr 2010 erreicht werden, damit mittelfristig, also über das Jahr 2010 hinaus, das große Potential der erneuerbaren Energien im Wärmebereich von rund 3.600 PJ/a (vgl. Kap. 3.1) erschlossen werden kann.

Die mit dem Zubau verknüpften kumulierten Investitionen im Wärmemarkt im Zeitraum 1998 bis 2010 belaufen sich auf insgesamt **30 Mrd. DM**, wovon 7,2 Mrd. auf Biomasse entfallen 20,8 Mrd. DM auf Kollektoranlagen und 1,8 Mrd. DM auf Geothermieanlagen. In der Summe sind 5,2 Mrd. DM für den Aufbau von Nahwärmenetzen enthalten¹, (zum zeitlichen Verlauf vgl. Tab. 4.8). Die bis 2010 sich einstellenden jährlichen Differenzkosten dieses Zubaus steigen von derzeit rund 0,5 Mrd. DM/a auf rund **2,3 Mrd. DM/a**, wenn von einem realen Anstieg der Brennstoffpreise von 4,0 %/a ausgegangen wird² (bzw. auf 2,6 Mrd. DM/a bei konstanten anlegbaren Wärmepreisen). Der zeitliche Verlauf und die Aufteilung auf die Einzeltechnologien kann der Tabelle 4.10 entnommen werden.

¹ Die Abgrenzung zum „Strommarkt“ erfolgt derart, daß alle Biomasse- und Biogas-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung stromseitig bilanziert werden, während alle Heizanlagen und reinen Heizzentralen dem Wärmemarkt angehören. Weiterhin sind alle Nahwärmenetze dem Wärmemarkt zugerechnet werden.

² Am anlegbaren Wärmepreis haben die Brennstoffkosten einen Anteil von 40 %, so daß das reale Kostenniveau des anlegbaren Wärmepreises bei dieser Preissteigerung im Jahr 2010 bei 10,6 Pf/kWh liegt, also 25 % über dem Niveau des Jahres 1997. Der mittlere Wärmepreis steigt also real mit knapp 2 %/a.

Der Wärmemarkt ist ein sehr heterogener Markt mit einer Vielzahl von Teilmärkten mit sehr unterschiedlichen Bedingungen und Entwicklungsperspektiven. Diese Teilmärkte sind, im Unterschied zur Strombereitstellung, nicht oder kaum technisch und strukturell miteinander verknüpft, so daß auf spezifischen Eigenschaften der Stromversorgung beruhenden Instrumente (z.B. StrEG) im Wärmemarkt nicht oder nur in geringem Ausmaß zum Einsatz kommen können.³

Typische Kennzeichen des Wärmemarkts sind vielmehr:

- sehr unterschiedliche Brennstoffe (Heizöl, Gase, Kohlen, Brennholz, Reststoffe) werden direkt **dem Endverbraucher** angeboten;
- der Endverbraucher entscheidet vielfach über den Einsatz bzw. der Ersatz der Wandlungstechnologien;
- private Einzelanlagen dominieren eindeutig vor Gemeinschaftsanlagen, obwohl letztere aus volkswirtschaftlicher Sicht oft günstigere Wärmebereitstellungskosten haben (d.h. es existieren spezielle Hemmnisse nichtmonetärer Art; außerdem ist zu beachten, daß private Entscheidungen nur teilweise nach Kostengesichtspunkten getroffen)
- unter den Brennstoffanbietern findet ein Verdrängungswettbewerb statt, der von festen Brennstoffen - auch Holzeinzelheizungen- und Heizöl zu Gas führt, bei nicht wachsendem, sondern aus Gründen verschärfter Wärmeschutzmaßnahmen eher sinkender Nachfrage nach Wärme
- der Fern- bzw. Nahwärmemarkt, als besonders interessanter Anknüpfungspunkt für die Nutzung von erneuerbaren Energien, ist mittelbar (über die Kraft-Wärme-Kopplung) dem starken Kostenwettbewerb im liberalisierten Strommarkt ausgesetzt; auch der Gasmarkt wird im Zuge von Liberalisierungsmaßnahmen unter weiteren Kostendruck geraten;
- der hier besonders interessierende "Brennstoff" Biomasse weist einige besondere Charakteristika auf:
 - es existieren konkurrierende (stoffliche) Verwendungsmöglichkeiten mit oft höherer Wertschöpfung, woraus eine starke konjunkturelle Abhängigkeit der entsprechenden Brennstoffpreise resultiert; die langfristige Absicherung von Brennstofflieferungen ist nicht immer gewährleistet;
 - der biogene Brennstoffmarkt besitzt aufgrund starker Standort- und Lieferantenabhängigkeit und aufgrund nicht unwesentlicher Transport- und Logistikaufwendungen eine ausgeprägte regionale Struktur;
 - der Reststoffcharakter biogener Brennstoffe muß in vielen Fällen bei Technik, Kalkulation und Durchführung/Genehmigung von Projekten beachtet werden; die „Qualität“ der Brennstoffe (und deren Preise) sind sehr unterschiedlich und erfordern besondere Vorgaben (z.B. Klassifizierung, Zertifizierung bzw. Qualitätsstandards)
- die verstärkt angestrebten Groß- bzw. Nahwärmanlagen erfordern bei der Planung, der Konzipierung, dem Aufbau und Betrieb die Abstimmung zwischen einer größeren Anzahl unterschiedlicher Akteure; sie besitzen längere Vorlaufzeiten als die Errichtung von Klein-

³ Auch die Analogie des leitungsgebundenen Gasmarkt zum Strommarkt hält sich in engen Grenzen. Die Einspeisung von Gasen aus erneuerbaren Energien (Biogase, Gase aus Holzvergasung) wird selbst auf lange Sicht die seltene Ausnahme bleiben. Sehr langfristig, d.h. bei großen Anteilen erneuerbarer Energien an der Energieversorgung, kann Wasserstoff in Frage kommen, /Nitsch 1996/. Es wird sich daher auch kein „grüner“ Gasmarkt entwickeln, der eine liberalisierte Gasversorgung nutzen könnte. Von Interesse könnte dagegen punktuell die Einspeisung von „grüner“ Wärme in Fernwärmenetze sein.

anlagen und verlangen exakte, betriebswirtschaftlich abgesicherte Finanzierungskonzepte. Sie sind zudem stark mit siedlungsstrukturellen und städtebaulichen Aspekten verknüpft. Das unterscheidet sie deutlich von den heute dominierenden privatwirtschaftlichen Einzelentscheidungen im Wärmemarkt. Damit muß sich auch die Förderpraxis ändern, die sich derzeit noch maßgeblich an der Förderung kleinerer Anlagen orientiert.

- Die Bedeutung des Altbaubestandes wird in Zukunft noch weiter zunehmen. Verschärfte Vorschriften bzgl. der Wärmedämmung und eine abnehmende Bautätigkeit werden den Energiebedarf für die bis 2010 zu erstellenden Neubauten soweit verringern, daß in diesem Bereich nur noch beschränkte Potentiale für den Einsatz von erneuerbaren Energien vorhanden sind. Das angestrebte Verdopplungsziel kann nur durch verstärktes Engagement im Altbaubestandes erreicht werden.

Die genannten Aspekte weisen darauf hin, daß es keine "einfachen" bzw. ein einziges sehr wirksames Instrument(e) zur effektiven Unterstützung eines expandierenden Wärmemarkts für erneuerbare Energien geben wird (etwa vergleichbar dem StrEG), sondern daß es eines sehr differenzierten Instrumentenbündels bedarf, um das Einstiegsziel "Verdopplung bis 2010" tatsächlich zu erreichen.

7.2. Beschreibung, Einordnung und Bewertung monetärer Förderinstrumente

7.2.1. Finanzierungshilfen

Die Wirksamkeit eines Förderprogramms hängt neben der finanziellen Ausstattung natürlich auch von der Wahl des Förderinstruments und der Ausgestaltung der jeweiligen Fördermodalitäten ab. Weiterhin ist von Bedeutung, welche Ziele und Nebenziele verfolgt werden, wer Adressat bzw. Zielgruppe der Förderung ist und wie die Vergabemodalitäten gestaltet sind.

Wird eine technologiespezifische Förderung angestrebt, ist zu beachten, daß die Instrumente dafür unterschiedlich gut geeignet sind. Im folgenden werden die einzelnen Instrumente spezielle unter den Gesichtspunkt der Anwendbarkeit zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Wärmemarkt erläutert.⁴

7.2.1.1 Direkte Investitionskostenzuschüsse

Durch direkte Zuschüsse zu den Investitionskosten wird die Nachfrage nach Anlagen zur Nutzung erneuerbare Energien unmittelbar gestärkt. Meist werden die Zuschüsse als einmaliger Betrag ausgezahlt. Förderzusagen sind somit sofort budgetwirksam.

Die Förderung kann aufgrund von sehr unterschiedlichen Bemessungsgrundlagen erfolgen:

- fester Prozentsatz der Investitionskosten
- fester Zuschuß je kW Wärmeleistung (für Biomasse oder Geothermie)
- fester Zuschuß je m² Kollektorfläche
- fester Zuschuß je erzeugter kWh Nutzwärme

⁴ Gewisse Überschneidungen mit Ausführungen im Kapitel 6: Strommarkt wurden zugunsten der besseren Übersichtlichkeit und Systematik in Kauf genommen.

- fester Zuschuß je eingesparter t CO₂
- fester pauschaler Zuschuß je Anlage (besonders bei Kleinanlagen)
- mit wachsender Anlagengröße variierender Zuschußanteil
- Differenzierung nach Technologie
- Verknüpfung mit speziellen Auflagen (z.B. elektrische Nachheizung des ansonsten solar erzeugten Brauchwassers)
- Berücksichtigung von Eigenleistungen bei der Festlegung der Bemessungsgrundlage.

Die Auszahlung des Zuschusses kann durch sehr unterschiedliche Stellen erfolgen, z.B. durch Ministerien, sonstige staatliche Stellen, Finanzämter, Banken, Kommunen oder durch Energieversorger.

Ein wichtiges Detail bei der Zuschußförderung ist der Zeitpunkt der Antragstellung sowie der Zeitpunkt des Baubeginns. Ist die Nachfrage nach Fördermitteln höher als das Budget des Förderprogramms, was im allgemeinen der Fall ist, so werden die begrenzten Mittel häufig nach **Windhundprinzip** vergeben. Der frühzeitige Zeitpunkt der Antragstellung ist dann nahezu allein entscheidend für die Förderzusage. Solide und damit zeitaufwendiger geplante Anlagen werden dadurch benachteiligt. Zudem werden Mitnahmeeffekte verstärkt, da ohnehin geplante Projekte schneller eingereicht werden können. Sehr ungünstig auf das Marktgeschehen können sich die im öffentlichen Bereich üblichen Vorschriften auswirken, welche eine Förderung davon abhängig machen, ob vor **Baubeginn** der Förderbescheid abgewartet wurde. Die Ankündigung oder auch nur die Erwartung eines neuen verbesserten Förderprogramms kann aufgrund dieser Vorschrift eine starke Belastung für das Marktgeschehen darstellen, da viele Kunden den geplanten Kauf einer Anlage zurückstellen, um nicht das Anrecht auf die in Aussicht gestellte Förderung zu verlieren. Je länger der Zeitraum zwischen Ankündigung und den ersten Förderzusagen ist, um so größer ist der angerichtete Schaden. In einzelnen Bundesländern wurde dies Problem erkannt, und die Vorschriften dahingehend entschärft, daß bereits nach Abgabe des Förderantrags der Baubeginn unschädlich für die Genehmigung (oder Ablehnung) des Antrags ist.

Das klassische Zuschußmodell hat einige Varianten: Anstelle des Endkunden kann auch der Anbieter von Anlagen bezuschußt werden. Man spricht von einem Push- anstelle des klassischen Pull-Ansatzes. Wem die Förderung letztlich zugute kommt, ist unabhängig davon wem die Mittel ausgezahlt werden, sondern bestimmt sich im Marktprozeß. Das eröffnet Freiräume für die konkrete Auswahl eines kostengünstigeren Vergabemodus. Im Bereich der Kleinanlagen könnte durch den Wechsel zur Anbieterförderung die wachsende Zahl von zu bearbeitenden Einzelanträgen sehr viel kostengünstiger erfolgen, wenn die Anbieter von Anlagen gegen entsprechende Nachweise z.B. einmal vierteljährlich nachträglich für alle Anlagen die Förderung erhalten. Zum einen ist dann die Anzahl der zu bearbeitenden Förderanträge geringer, zum andern sind die Fördermittelnachfrager routinierter im Ausfüllen der Anträge. Ein weiterer Vorteil wäre, daß dadurch der vom Nachfrager beobachtete Verkaufspreise reduziert wird und damit die Akzeptanz bei privaten Investoren erhöht werden könnte. Insbesondere bei denjenigen, die nicht über Fördermodelle informiert sind oder Zweifel daran haben, ob sie die Förderung nach dem Kauf einer Anlage auch tatsächlich erhalten. Wird die Förderung als Indikator der Unwirtschaftlichkeit wahrgenommen, so tritt sie bei dieser Art der Vergabe weniger ins Bewußtsein des potentiellen Käufers.

Für den Anlagenanbieter entsteht ein erhöhter Anreiz Anlagen aktiv zu vermarkten, da er dadurch mehr Fördermittel ausgezahlt bekommt. Dem steht jedoch das „Anonymitätsargument“ beim Nachfrager gegenüber, d.h. daß die Signal- und Belobigungswirkung verloren ginge, die darin gesehen wird, daß der Staat jeden Einzelnen finanziell unterstützt, der sich im Hinblick auf Umwelt- und Ressourcenschonung mit dem Bau von Anlagen zur Nutzung

erneuerbare Energien engagiert. Diese spezielle Honorierung scheint heute für viele private Haushalte ein wesentliches Entscheidungskriterium zu sein. Allerdings könnte dem durch entsprechende Hinweise begegnet werden. Ein schneller Wechsel von der Nachfragerförderung auf eine Anbieterförderung wäre jedoch auch ein radikaler Wandel in der Förderpraxis, der möglicherweise mit negativen Effekten für die weitere Entwicklung des Marktes für Kleinanlagen verbunden ist. Auch ist zu prüfen, ob Regelungen die am Anbieter ansetzen mit der EU-Wettbewerbsgesetzgebung konfliktieren.

Eine weitere Variante ist die Ausgabe von Optionen auf Förderung. Hierbei wird die maximale Förderhöhe wie bei den oben geschilderten klassischen Zuschußverfahren festgelegt. Die Verteilung der knappen Fördermittel erfolgt aber nicht nach dem Windhundprinzip, sondern durch Vergabe der Optionsscheine, welche auf den maximalen Fördersatz lauten, an die Meistbietenden. Der Preis für die Optionen kann z.B., durch einen Börsenprozeß festgelegt werden. Je höher der bezahlte Preis ist, desto geringer fällt die Nettoförderung aus. Durch diesen Ansatz soll erreicht werden, daß der angestrebte Effekt mit dem geringstmöglichen Zuschußvolumen erreicht wird und einer etwaigen Überförderung mit Hilfe von marktkonformen Prozessen entgegengewirkt wird. Der Nachteil ist, daß ein neuer Markt geschaffen werden muß und die Transaktionskosten steigen.

Zuschüsse zu den Investitionskosten sind das derzeit am weitesten verbreitete Förderinstrument. Nachteilig ist die fehlende langfristige Planungssicherheit, da jedes Jahr das zur Verfügung stehende Zuschußbudget bei der Erstellung des Staatshaushalts neu festgelegt werden muß. Gestoppt werden können Förderprogramme noch schneller, wenn übergreifende politische Prioritäten es verlangen. Diese Probleme werden mit zunehmendem Bedarf an Fördermitteln im wachsenden Markt der erneuerbare Energien bei gleichzeitig defizitären Staatshaushalt immer gravierender.

7.2.1.2 Zinsvergünstigte Darlehen

Zinsgünstige Darlehen als Förderinstrument waren in der Vergangenheit ebenfalls ein gebräuchliches Förderinstrument⁵. Sie setzen an der Finanzierung der Investition durch Kreditaufnahme (Fremdfinanzierung) an. Zum einen bewirkt die Absenkung des Zinsniveaus, daß sich der Kreis der Projekte mit positiven Kapitalwert erhöht, zum anderen verändert sich das vom Investor präferierte Eigenkapital/ Fremdkapitalverhältnis zugunsten des Fremdkapitals, da sich der Zinsvorteil als periodisierter Zuschuß deuten läßt, der jedoch nur bei Fremdfinanzierung realisiert werden kann. Die angestrebte Anreizwirkung ist bei Investoren, die einen hohen Fremdfinanzierungsanteil nicht scheuen, am stärksten gegeben. Neben dem Zinssatz im Verhältnis zur Rendite der Investition sind Mengenbeschränkungen der Kreditaufnahme und Liquiditätsaspekte für die Entscheidungsfindung des Investors relevant.

Die Handhabung des Instruments ist für alle Beteiligten relativ einfach, da konventionelle Vertriebswege genutzt werden und die praktische Abwicklung in den Bankensektor verlagert wird. So werden die ERP und DtA Umweltdarlehen über die Hausbank beantragt und ausbezahlt. Sie übernimmt die 100 % Haftung für die Rückzahlung (Refinanzierungsdarlehn). Der Aufwand der den Banken durch die Kreditabwicklung entsteht und ihr zu tragendes Kreditausfallrisiko wird durch eine entsprechende Marge, derzeit 1 %, vergütet.

Diese Art der Förderung ist Unternehmen, welche es gewohnt sind Kreditfinanzierungen zu beurteilen, besser zu vermitteln als Privatpersonen. Private Haushalte beurteilen oft eine Kreditaufnahme generell negativ und präferieren bei entsprechenden Vermögensverhältnissen meist die Finanzierung, z.B. einer Kleinkollektoranlagen zur Deckung des Eigenbedarfs,

⁵ Siehe auch Aufstellung in Kapitel 1, Tab. 1.16 und 1.17.

aus ihren Ersparnissen gegenüber der Aufnahme eines zinsgünstigen Kredits. Bei dieser Entscheidungsfindung spielen neben der Verfügbarkeit entsprechender Ersparnisse auch die Verzinsung erreichbarer Anlagemöglichkeiten und die individuelle Steuersituation eine Rolle. Diese Investorenzielgruppe gilt als durch Zinssubventionen schwächer erreichbar als durch einen nicht rückzahlbaren Zuschuß. Jedoch werden Zuschüsse häufig von privaten Haushalten lediglich mitgenommen und haben keine Initialwirkung für ihre Entscheidung. Demgegenüber sprechen professionelle Akteure, welche z.B. in Großanlagen investieren tendenziell besser auf Zinssubventionen an.⁶ Betrachtet man die ambitionierten Ausbauziele und die spezifischen Wärmegestehungskosten so ist vor allem professionelles Engagement stärker zu forcieren. Allerdings wird auch generell angenommen, daß die initiierte Nachfragezunahme durch zinsgünstige Kredite als eher geringer einzuschätzen ist, da oft nur Investitionen durchgeführt werden deren Realisation so oder so anvisiert wurden.

Neben dem Zinssatz können auch Kreditwürdigkeit, Kreditbesicherungsansprüche und die eingeräumte Kreditlinie Hemmnisse sein, die der Realisation von Projekten zur Nutzung erneuerbarer Energien entgegenstehen. Z.B. kann die Forderung nach banküblichen Sicherheiten die Fremdfinanzierung erschweren, vor allen wenn die Anlage selbst als Besicherung nicht ausreicht. Hier besteht die Möglichkeit durch eine teilweise Haftungsfreistellung des durchleitenden Kreditinstituts Investitionshemmnisse zu überwinden. Die Haftungsfreistellung muß jedoch mit einer Zinssteigerung erkaufte werden. Vollständige Haftungsfreistellung ist nicht wünschenswert, da dies den Anreiz einer eingehenden Kreditprüfung durch die Hausbank mindert. Das kameralistische Haushaltsrecht der Kommunen behindert die Nutzung zinsgünstiger Darlehn als Förderinstrument für Kommunen, besonders wenn diese sich in einer angespannter Haushaltslage befinden⁷. Da diese Förderungsart hohe Fremdfinanzierungsanteile bevorzugt, tritt das Risiko für den Betreiber stärker in den Vordergrund seiner Betrachtung. Liquide Mittel für Zins- und Tilgungszahlungen müssen auch bei Ausfall oder Stillstand der Anlage aufgebracht werden.

7.2.1.3 Steuervergünstigungen

Eine weitere Förderalternative sind Steuervergünstigungen. Selbstverständlich hängt die Wirkung einer steuerlichen Maßnahme grundsätzlich und entscheidend von der Frage ab, **wer** bei **welcher** Steuer **wie** begünstigt wird.

Hier werden daher exemplarisch einige Möglichkeiten im Zusammenhang der Förderung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung erwähnt:

- Kürzung oder Streichung der Mehrwertsteuer auf die regenerativ erzeugte Wärme oder auf die Erzeugungsanlagen,
- Verbesserung der Abschreibungsmodalitäten bestimmter Investitionen,
- Wegfall der Gewerbesteuer für Hersteller von Erzeugungsanlagen oder Energieerzeuger,
- Steuerfreiheit für Einkünfte aus Kapitalbeteiligungen der erneuerbaren Energien.

Bei den angerissenen Möglichkeiten zeigt sich das breite Spektrum der denkbaren Möglichkeiten und der damit einhergehender Konfliktpotentiale.

⁶ Dies war auch einhelliger Tenor der Experten bei der Anhörung zum Wärmemarkt

⁷ Aussage auf dem Expertenhearing

Grundsätzlich sollten Aspekte der Steuerrechtfertigung und Steuersystematik nicht vernachlässigt werden. Eine weitere Verkomplizierung der Steuergesetzgebung und Erhöhung der bestehenden Intransparenz ist in Anbetracht der seit Jahren laufenden Bemühungen um Vereinfachung und Systematisierung nicht wünschenswert. Auch ist der Steuerdestinator ökonomisch unerheblich und der Steuerträger durch den Staat nicht wählbar. Steuermindeereinnahmen folgen meist Forderungen der betroffenen Gebietskörperschaft nach Kompensation. Erreichen die gewährten Steuervergünstigungen einen nennenswerten Umfang so werden langwierige Bund/ Länder/ Gemeinde -Abstimmungs- und Entscheidungsverfahren nötig. Allerdings haben Steuervergünstigungen den Vorteil, daß sie per Gesetz geregelt und damit aus Sicht der Zielgruppe zuverlässiger verfügbar sind als Darlehen und Zuschüsse, da auf letzteren kein Rechtsanspruch besteht.

Nach diesen grundsätzlichen Aspekten wird exemplarisch auf die Förderung durch Minderung der Ertragssteuer eingegangen. Es ergeben sich folgende Vorteile der Förderung: Werden Erträge erwirtschaftet und ist die Steuerquote hoch, greift das Fördermittel relativ schnell und die Mittel sind im Gegensatz zu langwierigen öffentlichen Auszahlungsverfahren sicher verfügbar. Der Aufwand wird vom Investor bei der ohnehin nötigen Steuererklärung geltend gemacht. Somit ist die Handhabung bei allen Beteiligten relativ einfach und gewohnt. Jedoch verbleibt die Aufgabe der sachlich richtigen Abgrenzung durch die Finanzbehörde bzw. gerichtlichen Feststellung. Die Förderung kann nur realisiert werden und als Anreiz wirken, wenn Erträge erwirtschaftet werden und der Betreiber der Steuerpflicht unterliegt. Tendenziell werden deshalb ertragsstarke Investoren begünstigt und es ist mit einer höheren Beteiligung dieser Gruppe zu rechnen. Bedingt durch die Steuerprogression ergeben sich zudem beim Abzug von der Bemessungsgrundlage der Einkommenssteuer unterschiedlich hohe absolute Förderbeträge Umgekehrt verschlechtert sich jedoch die Situation der nichtsteuerpflichtigen Investoren komparativ. So können z.B. Stiftung, kirchliche Einrichtungen und Kommunen den Steuervorteil nicht realisieren. Wäre die Minderung der Ertragssteuer die einzige Förderung der erneuerbaren Energien, wäre der Anreiz für diese Zielgruppe gering. Abgesehen von ihrer einfachen und gewohnten Handhabung erscheint generell die steuerliche Förderung nur dann als sinnvoll, wenn der steuerliche Kontext ignoriert wird.

7.2.1.4 Weitere Fördermöglichkeiten: Zulagen, Bürgschaften, Preisnachlässe

Eigenheimzulage

Im Rahmen der staatlichen Förderung von selbstgenutztem Wohneigentum wird derzeit eine tarifunabhängige Eigenheimzulage gewährt, wenn bestimmte Wärmepumpen, Wärmerückgewinnungsanlagen oder Solaranlagen installiert wurden. Konkret werden 2 % der Investitionskosten im Altbau und Neubau höchsten jedoch 500 DM jährlich für die Dauer von acht Jahren gewährt. Außerdem erhöht sich der Fördergrundbetrag um 400 DM jährlich für wiederum acht Jahre bei Niedrigenergiestandard. Die Zulagen werden für Maßnahmen gewährt die vor dem 1.1.2001 abgeschlossen wurden. Die Eigenheimzulage wird vom Jahr ihrer Beantragung an für den gesamten Förderzeitraum gewährt sofern der Gesamtbeitrag der Einkünfte bestimmte Einkommensgrenzen (1997: 240000 Ledige bzw. 480000 Verheiratete) nicht überschreiten. Eine jährliche Prüfung findet nicht statt. Der Anspruch entsteht mit der erstmaligen Nutzung zu eigenen Wohnzwecken. Der Antrag ist unabhängig von der ESt.-Erklärung. Festsetzung und Auszahlung erfolgen durch das Finanzamt. Die Zulage kann pro Person nur einmal (außer bei Heirat) in Anspruch genommen werden.

Durch die derzeitige Regelung profitieren nur die oben genannten Technologien von der Eigenheimzulage alle anderen wärmeerzeugenden Technologien (z.B. Biomassenutzung, Geothermie) sind von der Förderung ausgeschlossen. In den Statistiken des Bundesministeriums für Finanzen wird nicht zwischen den verschiedenen geförderten Technologien unter-

schieden. Insgesamt kommen jährlich (1997 und 1998) etwa 12.000 neue Fälle hinzu, welche 8 Jahre lang mit im Mittel 250 DM gefördert werden. Der Anteil der Solaranlagen dürfte bei 80 % oder knapp 10.000 Anlagen liegen.

Bürgschaften

Nimmt man an, daß die hohen Zinssätze, die bestimmte Schuldner zahlen müssen, die Bewertung des Kreditrisikos durch den Markt widerspiegeln, so besteht neben der Möglichkeit der direkten Subventionierung durch Gewährung von Krediten mit Zinssätzen, die unterhalb der Marktzinssatzes liegen, eine weitere Subventionsmöglichkeit darin, daß der Staat für den Kredit bürgt. Der Staat gewährt nicht selbst den subventionierten Kredit, sondern tritt als Bürge auf und senkt somit das Kreditrisiko. Durch ihre Budgetneutralität (keine Ausgaben) im laufenden Staatshaushalt, ist die Gewährung von Kreditbürgschaften für den Staat (kurzfristig) eine angenehme Methode der Subventionierung eines Wirtschaftszweigs. Die tatsächlichen Kosten werden erst offenbar, wenn der Schuldner ausfällt und der Staat für seine Bürgschaft eintreten muß. Die durch die Bürgschaft erzielte Zinssatzsenkung am Markt kann zur Bewertung des Subventionsumfangs herangezogen werden. Im Bereich des Wärmemarkts ist die Übernahme von Bürgschaften besonders interessant für die Geothermie um das Bohrisiko abzusichern.

Besonders günstige Verhältnisse ergeben sich für Nahwärmesysteme, wenn industrielle oder gewerbliche Abnehmer mit hohem sommerlichem Prozeßwärmebedarf angeschlossen werden können. Allerdings besteht dann für die Betreibergesellschaft die Gefahr, daß gerade dieser Abnehmer kurzfristig die Produktion einstellt und damit ein entscheidender Kunde entfällt. In diesem Zusammenhang können staatliche Bürgschaften mit geringem Aufwand das im Einzelfall unkalkulierbare Risiko stark herabsetzen.

Preisnachlaß bei Grundstückskauf (impliziter Zuschuß)

Eine weitere Möglichkeit der Förderung ist, daß die Gebietskörperschaften Eigentum zu vergünstigten Konditionen, aber mit Nutzungsaufgaben veräußern. So ist es ein impliziter Investitionszuschuß, falls die Grundstücke mit Anschlußpflicht an ein Nahwärmenetz von der Gemeinde unterhalb des Marktpreises veräußert werden. Dieses Instrument hat allerdings enge Grenzen in seiner Anwendung, denn zum einen ist die Manövriermasse stark beschränkt (bzw. müßte erst, trotz einer meist angespannten Haushaltslage, erworben werden), zum anderen entgehen der Gebietskörperschaft möglicherweise Einnahmen. Weiter ist Voraussetzung, daß das öffentliche Eigentum zur Errichtung benötigt wird. Auch ist das Einsatzgebiet auf den Neubau beschränkt und wirkt nicht im Bestand.

7.2.1.5 Bieterwettbewerb um Finanzierungshilfen

„Bieterwettbewerb“ ist keine neues Förderinstrument an sich, sondern ein Verfahren mit dem versucht wird Fördermittel möglichst effizient und verzerrungsarm zu vergeben. Es ist ein Ausschreibungswettbewerb (z.B. NFFO) der von seinem Finanzierungsmechanismus abgetrennt ist. Skizzieren läßt sich das Vorgehen wie folgt: Der oder die Fördermittelanbieter schreiben ihre Fördermittel in einem Wettbewerb aus und holen Angebote ein. Entsprechend definierten Entscheidungskriterien erhält der günstigste Anbieter den Zuschlag. An ihn wird der Auftrag vergeben und an ihn fließen die Mittel. Kommen mehrere Anbieter zum Zug, ist zu entscheiden, ob entsprechend dem individuellen Gebot gekauft wird oder ob für alle Berücksichtigten einheitlich der Preis des letzten zum Zuge gekommenen Anbieters gilt. Letzteres Verfahren entspricht einer Marktsimulation.

Der Erfolg dieses Fördermodus hängt entscheidend von der Wahl und Ausgestaltung des Versteigerungsmechanismus und Vergabeverfahrens ab. Grundsätzlich ist ein Verfahren zu suchen das einen funktionsfähigen Wettbewerb zuläßt d.h. diskriminierungsfreien Marktzu-

gang sichert und keine kontraproduktiven strategischen Handlungen begünstigt. So ließen sich die Effizienzvorteile eines wettbewerblichen Systems nutzbar machen. Die konkrete zielführende Ausgestaltung ist nicht trivial und wäre Inhalt einer eignen Untersuchung, welche auch spieltheoretische Aspekte berücksichtigen sollte. Deshalb seien hier nur grundsätzliche Aspekte aufgegriffen.

Zuerst ist zu klären was Gegenstand des Wettbewerbs (z.B. Ausschreibung einer bestimmten Energiemenge aus einer bestimmten Erzeugungsart) und was Entscheidungskriterium (z.B. niedrigste Fördervolumen pro kWh) ist. Desweiteren ist festzulegen, wer als Anbieter zum Wettbewerb zugelassen wird. Denkbar ist z.B., daß im Bereich von Kollektoranlagen Baumärkte oder Einkaufsgemeinschaften (z.B. Phönix) mitbieten und bei Zuschlag entsprechend dem Gebot garantieren, eine bestimmte Anzahl an Anlagen abzusetzen. Privaten Haushalte, die sonst u.U. von den Fördergeldern ausgeschlossen wären, könnten so in das System integriert werden. Sie könnten eine geförderte, preisbegünstigte Anlage erwerben, ohne sich selbst um die Fördermittel bewerben zu müssen. Nachteilig ist, daß durch den Wegfall einer expliziten Förderung auch die damit einhergehender Signale staatlichen Anreizes zum Erwerb einer Anlage entfallen. Diesem Nachteil steht der Vorteil gegenüber, daß durch die Fördermittelvergabe an einen oder wenige Anbieter nicht mehr viele einzelne Förderanträge mit teilweise kostenintensiven Verwaltungsaufwand zu bearbeiten wären. Die so eingesparten Haushaltsmittel ständen dann als Fördermittel zur Verfügung. Weitere Varianten des Bieterwettbewerbs ergeben sich durch eine unterschiedliche Ausgestaltung der Auszahlung der Fördermittel. Jährliche Auszahlungen in Abhängigkeit von der tatsächlich erzeugten Wärmemenge haben den Vorteil, daß der Betreiber ein hohes Eigeninteresse an einer dauerhaft funktionsfähigen Anlage hat. Nachteilig ist der jährlich wiederkehrende Aufwand für Ablesung und Abrechnung, welcher besonders bei kleineren Anlagen ins Gewicht fällt. Bei einem anfänglichen Investitionskostenzuschuß erfolgt der Geldfluß nur einmalig. Dafür müssen aber Mindestanforderungen an den Qualitätsstandard der Anlagen gefordert und kontrolliert werden, und es besteht die Gefahr, daß für den Betrieb der Anlage nicht die gleiche Sorgfalt aufgewandt wird wie bei der Variante der erzeugungsabhängigen Auszahlungen.

Je nach Ausgestaltung des Wettbewerbs um die Fördermittel werden bestimmte Technologien benachteiligt oder bevorzugt. Ist z.B. nur der Fördermittelbedarf pro kWh Entscheidungsgrundlage würden von den Fördermitteln nur marktnahe Technologien bedacht. Verfolgt man technologische Entwicklungspfade, wäre die technologiespezifische Förderung durch die separate Ausschreibung von definierten Technologiebändern nötig. Damit wird der Wettbewerb zwischen den technologischen Gruppen ausgeschaltet, bleibt aber innerhalb dieser Gruppen erhalten. Allerdings wird die gewollte technologiespezifische Förderung mit Effizienzverlusten erkaufte und damit das mögliche Marktvolumen verkleinert. Weiter muß der Vergabemodus so ausgestaltet sein, daß die Mittel kontinuierlich fließen und eine „Stop und Go Förderung“ entsprechend den Ausschreibungsintervallen verhindert wird.

Im Unterschied zu anderen Fördermöglichkeiten (z.B. Abzug von der Steuerschuld) sind die Fördermittel im Wettbewerb nicht von vornherein sicher kalkulierbar, und der Anbieter muß zum Teil Vorleistungen erbringen. Für einige Anbieter mag dies prohibitiv wirken. Auch sind geeignete Sanktionsmechanismen bei Nichterfüllung festzulegen. Diesen Detailproblemen steht der Vorteil entgegen, langfristig die Lücke zwischen den Wettbewerbspreisen der konventionellen und erneuerbaren Energieerzeugung zu minimieren und die erneuerbaren Energien möglichst schnell aus der Förderung entlassen zu können.

7.2.2. Erhöhte (Einspeise-)Vergütungen

Analog zum Stromeinspeisegesetz ist auch die erzeugte Wärmemenge als Bemessungsgrundlage für eine Förderung denkbar. Hier wäre ein über dem Marktpreis liegender Min-

destpreis so festzulegen, daß er die weitgehende Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs sicherstellt. Dies hätte den Vorteil, daß der erfolgreiche Betrieb und nicht lediglich die Errichtung der Erzeugungsanlage prämiert wird. Bei erfolgreichem Betrieb verbessert sich die Rendite des Betreibers und es bestände ein permanenter Anreiz zur Effizienzverbesserung und Erhöhung der Energieausbeute.

Jedoch darf der zweite wesentliche Erfolgsfaktor des Stromeinspeisegesetzes nicht übersehen werden: die Abnahmegarantie. Erst die Kombination des über dem Marktpreis liegenden Mindestpreis für Strom aus erneuerbaren Energien mit der Abnahmegarantie führte zum Erfolg des StrEG, da so der Anreiz zur ständig steigenden Stromproduktion bis zum individuellen Gewinnmaximum entsteht und keine Nachfragerestriktionen wirksam werden. Abstrahiert man vom Problem der „richtigen“ Höhe des garantierten Preises und seiner technologiespezifischen Differenzierung, bleibt bei einer Transformation dieses Instruments in den Wärmemarkt das Problem der Abnahmegarantie und ihres Adressaten. Regenerativ erzeugte Wärme wird meist dezentral erzeugt und verbraucht, selten wird sie (auch zukünftig) in große Netze eingespeist und an Dritte veräußert. Hier würde sie zudem die ebenfalls förderwürdige in KWK erzeugte Wärme verdrängen. Ein Finanzierungsmechanismus analog zum StrEG würde nur eine kleine Gruppe von Wärmekunden belasten. Zum anderen entfällt die Möglichkeit der Abnahmegarantie. Ist der Anlagenbetreiber auch Verbraucher in Personalunion, so ergibt sich desweiteren u.U. ein fragwürdiger Anreiz zur Wärmeverschwendung.

Die Erfolgsfaktoren einer Konstruktion analog des StrEG im Strommarkt liegen also im Wärmemarkt nicht vor. Förderung durch staatliche Mittel über ein Extravergütung gekoppelt an die produzierte Wärmemenge ist deshalb schwer denkbar und stößt unter anderem auf massive Meß- und Kontrollprobleme⁸. Auch ist der benötigte Mittelumfang schlecht plan- und steuerbar, da nur der Preis vorgegeben werden kann und die produzierte Menge sich am Markt ergibt⁹. Die Anfangsinvestition ist voll vom Betreiber aufzubringen und amortisiert sich erst langfristig. So ist der Investitionsanreiz gerade bei begrenzter Kapitalverfügbarkeit geringer.

7.2.3. Mengenorientierte Förderinstrumente: Quotenregelungen

Bei den hier beschriebenen Regelungen wird bestimmten Akteuren am Wärmemarkt eine Quote vorgegeben, durch deren Erfüllung die Markteinführung von erneuerbaren Energien gefördert wird. Die Quote kann vom Staat verordnet oder durch Selbstverpflichtung auferlegt werden. Auf welchem Wege die Quote erfüllt wird, bleibt den Verpflichteten im Prinzip selbst überlassen. Sie haben damit freie Hand bei der Minimierung des eigenen Mitteleinsatzes. Gegenüber fixen Zuschüssen haben Quoten den Vorteil einer größeren Wettbewerbskonformität und eines anhaltenden Anreizes zu Kostenreduktionen.

Im Folgenden werden Quotenregelungen nur für erneuerbare Energien im Wärmemarkt beschrieben. Die Modelle lassen sich aber auch zwanglos auf Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung und verstärkte Wärmedämmung erweitern.

Naheliegende Adressaten für eine Quotenverpflichtung sind der Staat, die Endverbraucher (Haushalte und Unternehmen) oder die Energieversorger. Hier soll nur eine Quotenverpflichtung der Energieversorger diskutiert werden, da staatliche Maßnahmen in diesem Kapitel ohnehin ausführlich behandelt werden und die Verpflichtung einzelner Haushalte als

⁸ Tenor der Experten (Hearing)

⁹ Dies wird jedoch beim StEG auch als Vorteil bewertet

kaum praktikabel erscheint.¹⁰ Auch bei Zwischenhändlern von Energie oder Sekundärenergieträgern wie Fernwärme oder Koks sollte die Quote nicht ansetzen, da hierdurch die Transparenz verringert und die Transaktionskosten unnötig erhöht werden. Damit verbleiben die **Energieerzeuger und –importeure** als Verantwortliche für die Erfüllung einer Quote.

Bemessungsgrundlage für die Quotenverpflichtung der einzelnen Energieversorger ist die verkaufte Energiemenge, soweit diese nicht bereits aus erneuerbare Energien erzeugt wird. Für eine weitere Festlegung der Quote kommt in Betracht, wie zwischen Strom- und Wärmemarkt differenziert wird. Die fossilen Brennstoffe können nach dem nach dem Energiegehalt oder nach der CO₂-Intensität (ggf. unter Berücksichtigung der vorgelagerten Prozessketten) unterschieden werden. Ersteres hat den Vorteil, den etablierten Brennstoffmarkt nur wenig zu stören, da die Wettbewerbspositionen der fossilen Brennstoffe untereinander unbeeinflusst bleiben. Eine Umsetzung dieser Regelung wird daher seitens des Brennstoffhandels auf geringeren Widerstand stoßen.

Bei einer **Quotenverpflichtung nur auf Brennstoffe** ist die Bemessungsgrundlage die im Inland geförderte oder aus dem Ausland importierte Öl-¹¹, Gas- und Kohlemenge.¹² Komplikationen ergeben sich bei der Behandlung von Strom.

Wird der gesamte Absatz von Brennstoffen also einschließlich dem für die Stromerzeugung bei der Ermittlung der Quote berücksichtigt¹³, so ergibt sich anscheinend eine ausnahmsfreie und leicht zu kontrollierende Regelung. Nachteilig ist jedoch, daß der Brennstoff, welcher für im Ausland für nach Deutschland importierten Strom eingesetzt wurde, nicht berücksichtigt werden kann. Wird zum Ausgleich eine „Sonder“belastung auf Importstrom erhoben, so führt dies vorhersehbar zu Problemen mit dem EU-Wettbewerbsrecht. Ein konsequenter Bezug auf die abgesetzten Brennstoffmengen ist daher wenigstens im nationalen Alleingang nicht machbar.

Es erscheint daher günstiger die Brennstoffe für die Stromerzeugung bei der Quotenermittlung auszunehmen, obwohl sich dann Abgrenzungsprobleme ergeben, da nicht von vornherein klar ist, wofür verkaufter Brennstoff eingesetzt werden wird. Bei der Behandlung der KWK ist dieses Problem sogar prinzipieller Natur¹⁴. Desweiteren verbessert sich durch die Freistellung der Brennstoffe für die Stromerzeugung die Wettbewerbsposition von Stromhei-

¹⁰ Um die Quotenerfüllung effektiv zu kontrollieren, müßten die Daten eines jeden Haushalts (Energieverbrauch, vorhandene eigene Solaranlage, Beteiligung an fremden Solaranlagen etc.) zentral erfaßt werden. Außerdem sind Haushalte nicht mit einer eigenen Rechtspersönlichkeit ausgestattet, und können somit kaum für Quotenverletzungen zur Rechenschaft gezogen werden. Eine Übertragung der Quotenverpflichtung auf den vorgelagerten Energieversorger ist mit deren direkter Verpflichtung weitgehend identisch.

¹¹ Für Mineralöle ist eine Modifikation dieser Regel notwendig, da bei den Importen noch nicht eindeutig zwischen Diesel und Heizöl unterschieden werden kann. Mineralöle werden (im Unterschied zu Gas) unverteuert importiert. Erst auf den Verkauf aus den sog. Steuerlagern, welche von den Mineralölgesellschaften und größeren –händlern betrieben werden, werden die an die Hauptzollämter abzuführenden Steuern erhoben. Teilweise wird erst in den Steuerlagern der rote Farbzusatz beigemischt, welcher Heizöl von Diesel unterscheidet. Nach ersten Abschätzungen liegt die Anzahl der Steuerlager in Deutschland über 100. Da große Gesellschaften über mehrere Steuerlager verfügen, ist die Anzahl der zugehörigen Betreiber geringer.

¹² Exportierte Energiemengen führen zu keiner Quotenverpflichtung.

¹³ Dabei wäre dann auch Kernbrennstoff z.B. in Höhe der im Reaktor erzeugten Wärmemengen zu berücksichtigen.

¹⁴ Festzulegen wäre, ob und in welchem Maße der Brennstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen zu berücksichtigen ist. Bei Kleinst-BHKW für einzelne Wohngebäude wird auch die Trennung zwischen dem Gaseinsatz für das BHKW bzw. den Spitzenkessel aufwendig. Dieses Problem tritt bereits heute auf, da die Ökosteuer nur den Teil des Brennstoffeinsatzes von der Steuer befreit, der in KWK-Anlagen verbraucht wird.

zungen, falls nicht den Stromerzeugern und –importeuren eine eigene Quote auferlegt wird¹⁵. Für eine Korrektur, die nur den Heizstrom und nicht den ganzen Strommarkt treffen soll, scheinen aufwendige Sonderregelungen notwendig¹⁶. Auf jeden Fall mindert sich die Transparenz bei der Festlegung der Quote wenn Teile des Brennstoffhandels ausgeschlossen werden. Diese Abgrenzungsprobleme dürfen aber nicht überbewertet werden, da sie größtenteils auch im Zusammenhang mit den differenzierten Steuersätzen der Öko-Steuer auftreten. Die dort bereits getroffenen Regelungen können auf die Quotenverpflichtung übertragen werden. Ohnehin wird die Energiepreiserhöhung aufgrund von Quoten in jedem Fall auf einen Bruchteil der ersten Stufe der Öko-Steuer begrenzt bleiben.

Eine eigene **Quotenverpflichtung für die Stromerzeuger**¹⁷ in Abhängigkeit vom verkauften Heizstrom hätte den Vorteil, daß zusätzlich zum Brennstoffhandel eine weitere Nachfragergruppe für erneuerbare Energien vorhanden ist. Desweiteren entfallen die zuvor aufgeführten wettbewerbsrechtlichen Problemen bei der Behandlung von Importstrom¹⁸. Die Verkäufe an die Stromerzeuger ist dann bei der Festlegung der Quote des Brennstoffhandels nicht zu berücksichtigen. Damit bleiben allerdings die bereits im vorigen Abschnitt beschriebenen Probleme bei der Unterscheidung zwischen reinen Heizanlagen und KWK-Anlagen (besonders bei geringer Stromeffizienz und bei Kleinstanlagen) erhalten.

Durch die Festlegung von Quoten soll ein kalkulierbarer Zuwachs des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmemarkt erreicht werden. Hierzu muß der jährlich angestrebte Zuwachs der erneuerbaren Energien in regelmäßigen Abständen an die konkrete Situation angepaßt und die Quoten neu festgelegt werden. Diese Anpassungen müssen sich an einem langfristig festgelegten und verbindlichen Korridor orientieren, da nur so ein gesundes Wachstum der erneuerbaren Energien ohne unkalkulierbare Absatzrisiken und Markteinbrüche aufgrund von kurzfristig wechselnden politischen Randbedingungen gewährleistet werden kann. Dies wird nicht ohne ein Mindestmaß an Energiekonsens möglich sein. Desweiteren müssen die Quoten so festgelegt werden, daß die sich einstellenden Preise für erneuerbare Energien weder zu stark nach oben noch zu stark nach unten ausschlagen. Während einer begrenzten Übergangszeit wird es notwendig sein, daß beispielsweise bei Nichterfüllen der Quote nur eine mäßige Pönale festgelegt wird und daß bei einem zu starken Preisverfall aus einem (staatlichen) Fonds eine zusätzliche Nachfrage nach erneuerbaren Energien finanziert wird.

¹⁵ Auch durch eine geeignete Ausgestaltung der Öko-Steuer kann eine Quotenfreistellung der zur Stromerzeugung genutzten Brennstoffe wieder kompensiert werden. Aufgrund des StrEG wird die Elektrizitätswirtschaft ohnehin bereits zur Förderung erneuerbare Energien herangezogen.

¹⁶ Nachtspeicherheizungen lassen sich teilweise nur schwer von anderen Verbrauchern abtrennen, welche ebenfalls mit Nachtstrom betrieben werden. Dieses Problem tritt auch heute schon auf, da speziell für Nachtspeicherheizungen ein reduzierter Öko-Steuersatz festgelegt wurde. Elektrische Heizlüfter und sonstige Direktheizungen lassen sich bisher nicht getrennt von anderen Verbrauchern erfassen. Davon betroffen sind 780.000 Wohnungen, welche wenigstens zum Teil mit Strom-Direktheizungen erwärmt werden. Im gewerblich-industriellen Sektor ist die Trennung zwischen Strom zur Raum- und Prozeßwärmeerzeugung und Strom für Kraft und Licht mit noch höherem Aufwand verbunden. Durch die Liberalisierung des Strommarktes wird eine getrennte Ausweisung von Heizstrom noch erschwert.

¹⁷ Solange den Stromerzeugern noch Aufwendungen durch das StrEG entstehen, können diese auf geeignete Weise bei der Quotenerfüllung angerechnet werden.

¹⁸ Im Unterschied zur Wärme (welche im grenzüberschreitenden Handel keine Rolle spielt), sollte auch die regenerative Stromerzeugung zu einer Quotenverpflichtung führen. Für die Erzeuger erneuerbaren Stroms bedeutet dies für den Fall der handelbaren Zertifikate, daß sie einen kleinen Teil der ihnen zugeteilten Zertifikate behalten müssen, um die ihnen als Stromerzeuger auferlegte Quote zu erfüllen. Hierdurch entfallen wettbewerbliche Komplikationen z.B. beim Export von (subventioniertem) deutschem Windstrom bzw. beim Import von ausländischem Strom mit unbekanntem Anteil an Wasserkraft. Der Stromimporteur muß ebenso wie der Brennstoffimporteur seine Quote erfüllen, z.B. durch den Ankauf von Zertifikaten (s.u.).

Für die Erfüllung der dem Energieversorger auferlegten Quote stehen mehrere Möglichkeiten offen. Er kann einerseits eigene Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien errichten und betreiben oder er kann sich in geeigneter Form an der Finanzierung fremder Anlagen beteiligen. Im folgenden wird anhand von zwei verschiedenen Modellen dargestellt, wie die Mechanismen zur kostenminimierenden Quotenerfüllung ausgestaltet sein können.

7.2.3.1 Handelbare Zertifikate

Die Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erhalten jährlich Zertifikate, welche sie weiterverkaufen können. Die Energieversorger weisen die Erfüllung der ihnen auferlegten Quote durch den Besitz einer hinreichenden Menge von Zertifikaten nach.

Mit der Ausgabe eines Zertifikates für eine derartige Anlage wird dem jeweiligen Betreiber die Erzeugung einer von der Anlagengröße abhängigen Menge erneuerbarer Energien bestätigt. Ob neben der erzeugten Wärme- bzw. Strommenge noch weitere Details¹⁹ anzugeben sind, hängt davon ab, welche Anforderung an die Erfüllung der Quote gestellt wurden. Die in den Zertifikaten bestätigte Menge kann durch eine jährliche Ertragsmessung bestimmt werden. Wird bei Kleinanlagen der Aufwand für die Ertragsmessung zu hoch, so kann sie durch pauschalierende Abschätzungen ersetzt werden. Z.B. kann die Kollektorfläche einer solaren Brauchwasseranlage als Indikator für die im Zertifikat bestätigte regenerativ erzeugte Wärmemenge herangezogen werden.

Um Mißbrauch oder Fehlentwicklungen zu vermeiden, werden einige ergänzende Regelungen zu beachten sein. So sind z.B. für Holzheizungen nur dann Zertifikate auszustellen, wenn Mindestanforderungen an die Schadstoffemissionen erfüllt sind. Holzöfen (einschl. Kachelöfen) zur Einzelraumbeheizung werden derartige Anforderungen kaum erfüllen können²⁰. Bei Feuerungen, die mit einem Gemisch aus fossilen und erneuerbaren Brennstoffen beheizt werden (z.B. Mitverbrennung von Holzhackschnitzeln in einem Kohle-Wirbelschichtkessel), müssen außer den erzeugten Wärme- und Strommengen auch die Anteile am Brennstoffeinsatz berücksichtigt werden. Wird auch die (wünschenswerte) energetische Nutzung von Altholz als erneuerbare Energie anerkannt, so ist auf eine sinnvolle Nutzung der erzeugten Wärme zu achten, da dieser Brennstoff praktisch kostenlos zur Verfügung steht und somit solange kein Anreiz zu einem sparsamen Umgang mit der daraus erzeugten Wärme vorhanden ist, bis die Leistung der Anlage voll ausgeschöpft ist. Desweiteren können Anlagen, welche bereits anderweitig gefördert wurden, von der Vergabe von Zertifikaten ausgeschlossen werden.

Auch die erneuerbaren Energien sind aufgrund der vorgelagerten Prozeßketten in unterschiedlichem Maße nicht frei von Umweltbelastungen. Dies ist bei der Anrechnung der jeweiligen Zertifikate auf die Quotenerfüllung in geeigneter Form zu berücksichtigen. Auch der unterschiedliche Entwicklungsstand der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen sowie die Verfolgung eines nicht nur an kurzfristiger Kostenoptimierung orientierten Ausbaupfades für die erneuerbare Energien erfordern eine nach Technologien differenzierte Anrechnung der Zertifikate. Anderenfalls besteht die Gefahr, daß nur die jeweils billigste erneuerbare Energie zugebaut wird. Alternativ hierzu wären zusätzliche Zuschüsse der öffentlichen Hand für die Markteinführung von heute noch vergleichsweise teuren Technologien, auf deren Entwicklung und langfristigen Beitrag aber nicht verzichtet werden kann.

¹⁹ Z.B. Art der Anlage (Kollektor, Biomasse, Geothermie, ...), verdrängter Brennstoff, Beschreibung des Verbrauchers (Wärmebedarf ...)

²⁰ Damit entfällt das Problem, in welcher Höhe Zertifikate für Wohnungen ausgestellt werden sollen, die teils fossil und teils mit Holz beheizt werden.

Zunächst können nur inländische Zertifikate anerkannt werden. Eine Harmonisierung mit den übrigen EU-Staaten ist anzustreben, so daß möglichst rasch auch ausländische Zertifikate anerkannt werden können.

Die Ausstellung der Zertifikate kann durch eine Behörde erfolgen. Der zusätzliche Verwaltungsaufwand ist dann allerdings merklich. Geringere Transaktionskosten sind zu erwarten, wenn statt dessen der Energieversorger²¹, der Schornsteinfeger oder eine andere Institution, welche ohnehin Kontakt zu den Haushalten und Unternehmen hat, diese Aufgabe übernimmt. Bei Kleinanlagen, deren Ertrag pauschal abgeschätzt wird, genügt eine oberflächliche Funktionskontrolle, da im Normalfall von einem starken Eigeninteresse des Betreibers an einem hohen Ertrag seiner (teuren) Anlage ausgegangen werden kann. Stichprobenartige Kontrollen beispielsweise durch die Umweltbehörden sollten ausreichen, um möglichen Mißbrauch zu verhindern.

Aufgrund der Quote besteht eine Nachfrage der Energieversorger nach Zertifikaten. Deren Preis stellt sich gemäß der allgemeinen Marktgesetze in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage ein. Die Besonderheit dieses Marktes, nämlich ein starre Nachfrage, kann nach der einen Seite durch moderate Pönalen (maximaler Preis) bei Verletzung der Quote und nach der anderen Seite durch untere Interventionsgrenzen (minimaler Preis) durch staatliche Fonds ausgeglichen werden. Eine weitere Glättung etwaiger Preisausschläge wird erreicht, wenn bei einem Überangebot an Zertifikaten aus dem laufenden Jahr diese erst später verkauft und auf die Quote des nächsten Jahres angerechnet werden können. Prinzipiell ist es einem Anlagenbetreiber freigestellt, sich zu verpflichten, auch seine Zertifikate für kommende Jahre schon im Voraus zu einem festgelegten Preis zu verkaufen. Der Verkauf der Zertifikate wirkt dann wie ein Investitionskostenzuschuß. Hierdurch entsteht die Möglichkeit einer sicheren Ertragsvorschau und insbesondere bei Kleinanlagen können die Transaktionskosten gesenkt werden. Für eine transparente Preisbildung bei den Verhandlungen zwischen Anlagenbetreibern und Energieversorgern kann eine Börse für Zertifikate eingerichtet werden.

Regenerativ erzeugte Wärme wird nur in Ausnahmefällen von den Energieversorgern selbst genutzt oder weiterverkauft. Daher besteht im Wärmemarkt in weit geringerem Maße die Gefahr, daß durch eine Quotenregelung private Anbieter vom Markt der erneuerbare Energien verdrängt werden, als auf dem Strommarkt, wo der Energieversorger gleichzeitig Zertifikate nachfragt und den zugehörigen Strom selbst nutzt bzw. weiterverkauft. Im Strommarkt besteht für den Energieversorger ein entsprechend größerer Anreiz, seine Quotenverpflichtung durch den Bau von eigenen Anlagen zu erfüllen.

Der Energieversorger legt die erforderlichen Zertifikate einer Kontrollinstanz vor, welche den Energieversorger entlastet und die vorgelegten Zertifikate entwertet. Um den Kreislauf der Zertifikate kontrollierbar zu schließen, sollte die ausgebende Instanz jeweils einen Durchschlag an die entwertende Instanz weitergeben.

Nachteile des Modells der handelbaren Zertifikate sind einerseits die Notwendigkeit, den Zertifikatehandel selbst zu organisieren, und des weiteren die meist unerwünschte Unsicherheit der zukünftigen Erträge und damit der Wirtschaftlichkeit einer Anlage. Für private solare Brauchwasseranlagen, bei deren Installation ohnehin Wirtschaftlichkeitsberechnungen nur eine untergeordnete Rolle spielen, kann sich diese Unsicherheit (und die damit verbundene Chance auf verbesserte Wirtschaftlichkeit) sogar positiv auf die Verkaufsargumente der Kollektorhersteller auswirken. Die in diesem Marktsegment wichtige belobigende Wirkung der Zertifikaterteilung bleibt in jedem Fall erhalten. Für den heute noch unbedeu-

²¹ Dies wird in den Niederlanden bei der Quote für Strom aus Windkraftanlagen bereits praktiziert.

tenden Markt der solaren Großanlagen kann damit gerechnet werden, daß bei der angestrebten Wachstumsdynamik die Investitionskosten abnehmen werden. Dies hat zur Folge, daß die Zertifikatspreise sinken werden – auch für die älteren noch zu höheren Kosten errichteten Anlagen. Hieraus folgen erhebliche Probleme für einen wirtschaftlichen Betrieb der zuerst errichteten Großanlagen: In diesem Fall müssen entweder für die ersten Betriebsjahre der Pionieranlagen sehr hohe Zertifikatspreise verlangt werden, was fälschlicherweise zu dem Eindruck besonders ungünstiger Wirtschaftlichkeit führt, oder es ist eine aufgrund von Sonderregelungen zusätzliche Förderung der Investitionskosten notwendig, bis der größere Teil der antizipierten Kostendegressionen realisiert ist.

Gegenüber dem nachfolgend beschriebenen Ausschreibungsmodell, welches stärker auf den Neubau von Anlagen abhebt, haben handelbare Zertifikate den Vorteil, die jährliche CO₂- und Ressourceneinsparung und damit den Klima- und Umweltschutz unmittelbarer in den Vordergrund zu stellen.

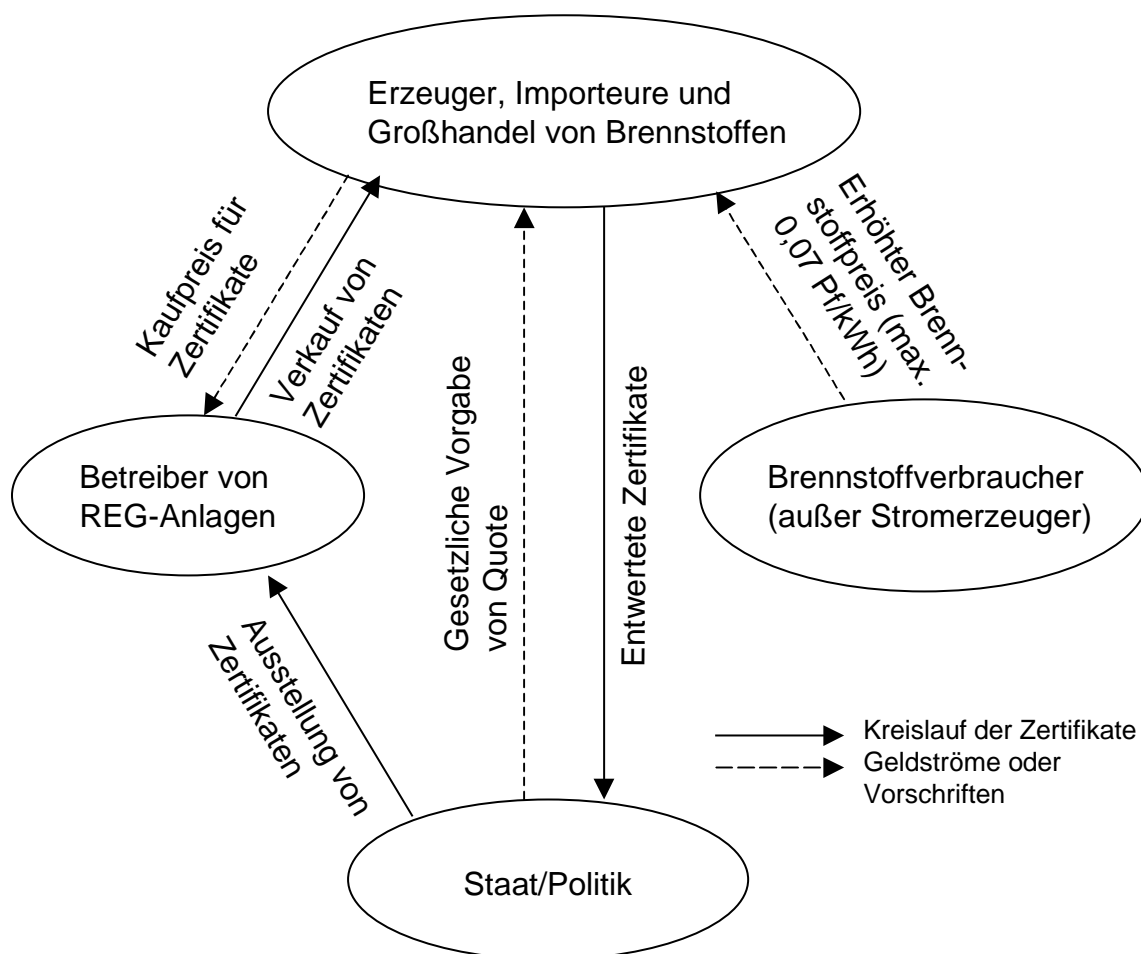


Abbildung 7.1: Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten – Kreislauf der Zertifikate und Geldströme

7.2.3.2 Ausschreibungsverfahren

Anstatt auf die jährlich zu erzeugenden erneuerbaren Energiemengen kann sich die den Energieversorgern auferlegte Quote sich auch auf den Zubau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien beziehen, die während des laufenden Jahres (oder einem längeren

Zeitraum) neu zu errichten sind. In diesem Fall kann das Ausschreibungsverfahren²² angewandt werden, von dem häufig ein besonders starker Wettbewerb und damit eine rasche Degression der Kosten erneuerbarer Energien erwartet wird. Der Energieversorger schreibt dabei die ihm im Wärmemarkt auferlegte Quote aus. Die günstigsten Bieter werden dann mit der Ausführung der von ihnen angebotenen Anlagen beauftragt. Im Unterschied zu Stromanlagen wird der Energieversorger in der Regel kein Interesse daran haben, die Anlagen zur Erzeugung von Wärme zu erwerben und zu betreiben. Wichtig ist für ihn nur das Recht, die betreffende Anlage auf seine Quote anrechnen zu dürfen²³. Der Anbieter verlangt dementsprechend statt des vollen Preises der Anlage nur einen Investitionskostenzuschuß. Die Wärmeproduktion seiner Anlage kann der Anbieter selber nutzen.

Ein wichtiger Vorteil dieses Quotenmodells ist, daß der Anbieter – anders als bei den Zertifikaten- eine sichere finanzielle Planungsgrundlage hat, sofern er bei der Ausschreibung den Zuschlag erhält. Außerdem kann der Handel mit Zertifikaten entfallen. Dem steht der Nachteil für den Anbieter entgegen, daß die im Wärmemarkt aufwendigere Planung und im Falle von Nahwärme aus erneuerbare Energien die erheblichen Anstrengungen bei der Akquisition potentieller Wärmekunden verloren sind, falls sein Projekt im Ausschreibungsverfahren nicht zum Zuge kommt, und auch keine weiteren Möglichkeiten zum Erlangen von Zuschüssen gegeben sind. Dennoch scheint dieses Modell besonders dann gut geeignet, wenn bei den Anbietern wirtschaftliche Interessen im Vordergrund stehen. Für private Betreiber von Kleinanlagen wird dagegen diese Art, Investitionskostenzuschüsse einzuwerben, eher abschreckend wirken.

Überlegungen zur pauschalen Ertragsberechnung von Kleinanlagen, zu Mindestanforderungen an Qualität und Schadstoffemissionen sowie zum Anteil privater Anbieter am Marktgeschehen gelten gleichermaßen für das Ausschreibungsverfahren wie für das Modell der handelbaren Zertifikate.

Erfahrungen

In Deutschland liegen keine Erfahrungen zu Quotenmodellen vor. Das englische NFFO-Quotenmodell (siehe Kapitel 2) führte zu sehr günstigen Preisen. Allerdings ist dort dem Anbieter freigestellt, ob er die zugesagte Anlage auch tatsächlich realisiert. Dies hat dazu geführt, daß verspätet oder überhaupt nicht gebaut wird. Die günstigen englischen Kosten konnten nur erreicht werden, weil große Unsicherheiten bei der Erfüllung der angestrebten Ausbauziele in Kauf genommen wurden. Erfahrungen mit Quoten in Holland oder Dänemark, welche erst eingeführt werden, nachdem bereits ein funktionierender Markt vorhanden ist, werden erst in einigen Jahren vorliegen.

7.2.4. Freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung

7.2.4.1 Grüne Tarife für Wärme

Beim Greenpricing im Strommarkt bietet ein Energieversorgungsunternehmen seinen Kunden an, sich finanziell an dem Ausbau von erneuerbaren Energie zu beteiligen. Es lassen sich drei Grundtypen unterscheiden: Der Kunde zahlt einen Aufpreis auf seinen Arbeitspreis (Grüner Tarif im engeren Sinne), er zahlt unabhängig von seinem Stromverbrauch eine Betrag in einen Spendentopf oder er finanziert durch den Kauf eines Anteilscheins eine Erzeugungsanlage. Die Neuheit des Greenpricing beim Spenden- und Anlagemodell liegt nicht im

²² Dieses wird z.B. im Strommarkt Englands im Rahmen des NFFO praktiziert.

²³ Vorkehrungen gegen einen mehrfachen Verkauf dieser Rechte lassen sich leicht treffen.

Prinzip, sondern in der Kundenansprache über das EltVU. Analog werden die Definitionen auf den Wärmemarkt angewandt.

Initiator von Grünen Tarifen im weiteren Sinne könnte der Brennstoffhandel oder der Fernwärmeanbieter sein, da hier ein inhaltlicher Bezug zur Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien besteht. Nur der Fernwärmeanbieter könnte seinem Kunden „Grüne Wärme“ direkt mittels eines „Grünen Tarifs“ anbieten d.h. regenerativ erzeugte Wärme wird entsprechend der Nachfrage in das Netz eingespeist und an den Kunden verkauft. Dieser bezahlt entsprechend seinem Verbrauch zum vertraglich fixierten Preis. Für dieses Angebot könnten eigene Neuanlagen errichtet, im Kraftwerk Biomasse zugefeuert oder Grüne Wärme von einem Dritten erzeugt werden. Hierbei würde ein „direkter“ physikalischer Zusammenhang zwischen dem Bezug der Grünen Wärme und dem Grünen Tarif bestehen. Die Einspeisung eines Dritten in ein bestehendes Wärmenetz wirft eine Reihe von ungeklärten Fragen auf z.B. hinsichtlich Einspeisepunkt, Strömungsrichtung, Durchleitungsentgelte, Notwendigkeit der Neuanschlüsse oder Zurückfahren der bestehenden Wärmeherzeugungskapazität. Unter den derzeitigen Bedingungen erscheint diese Option daher als wenig praktikabel. Diese Möglichkeit entfällt beim Kunden des Brennstoffhandels. Ein vom Brennstoffhandel angebotener verbrauchsabhängiger Grüner Tarif ließe sich zwar z.B. an die abgenommene fossile Öl- oder Gasmenge koppeln, jedoch besteht kein physikalischer Bezug zu der aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärme. Durch die völlige Entkopplung des Geldstroms von der Wärmelieferung sinkt unter Umständen die Akzeptanz des Angebots. Verbrauchsabhängigkeit ist so de facto eine Annäherung an das Fonds oder Spendenprinzip. Da im Wärmemarkt die dezentrale Versorgung dominiert, ist das nicht an den physikalischen Bezug der Wärme gekoppelte Spenden- und Fondsprinzip vielseitiger und häufiger einsetzbar, als die direkte Vermarktung der Grünen Wärme. Psychologische Hemmnisse ließen sich evtl. durch zertifizierte Patenschaften mindern. Bisher allerdings wurde keine Variante des Greenpricing im Wärmemarkt praktiziert.

Da dem Greenpricing im Strommarkt, wo die Bedingungen günstiger sind, bisher noch kein Durchbruch gelungen ist, können aus den genannten Gründen keine großen Hoffnungen auf das Greenpricing im Wärmemarkt gesetzt werden.

7.2.4.2 Private Fonds

Hier kann grundsätzlich unterschieden werden zwischen Eigenkapital- und Fremdkapitalbeteiligungen. Erstere ist eine Beteiligung mit allen unternehmerischen Chancen und Risiken, zweitens ist eine Kredit/ Darlehensvergabe mit den geringeren Risiken der Gläubigerposition.

Seit Ende der 80er Jahre sind ökologisch orientierte Investmentfonds, zunächst initiiert von kleineren Banken, deren Bewährungsphase zum Teil noch anhält, entstanden. Diese Investmentfonds halten derzeit Anteile an Betreibergesellschaften und Herstellerunternehmen z.B. Sonnenkollektorherstellern oder Wasser- und Windkraftanlagen. Jedoch muß festgestellt werden, daß bei den Beteiligungen an Betreibergesellschaften eindeutig Anlagen zur Stromerzeugung dominieren. Außerdem existieren Beteiligungs- und Betreibergesellschaften an denen sich private Anleger direkt und unmittelbar beteiligen können in Form von Aktienbesitz, Gesellschafter (z.B. Kommanditist, still, atypisch) oder Darlehensgeber. Für die emittierten Papiere existiert z.Z. kein öffentlicher Handel, so daß der Markt unübersichtlich und die Handelbarkeit der Papiere eingeschränkt ist. Auch hier ist die Auswahl von stromerzeugenden Systemen dominiert.

Die Möglichkeit des finanziellen Engagements in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien steht in Konkurrenz zu konventionellen Kapitalanlagemöglichkeiten hinsichtlich der Risiko/ Risiko/Rendite-Relation, wobei Anleger durchaus Interessen und Präferenzen außerhalb dieser Bewertung verfolgen können. So besteht bei einer wachsenden Anzahl von Anlegern ein Bedürfnis durch ihren Kapitaleinsatz bei einer akzeptablen Verzinsung sich für den Kli-

maschutz zu engagieren und erneuerbare Energien zu fördern. Grundsätzlich besteht die Förderung in der Einräumung einer günstigeren Zinssatzrelation als marktüblich. Welche Anlagemöglichkeit gewählt wird hängt neben evtl. vorhandenen Präferenzen gegenüber den Technologien von der individuellen Steuersituation, Risikobewertung und Renditeerwartung ab.

Zinsgünstige Kredite der Fonds oder Individuen stehen in Konkurrenz zu staatlichen zins-subsidierten Krediten z.B. der DtA und der KfW. Die privaten Mittel kommen zum Zuge, wenn ihr Zinssatz bzw. ihre Besicherungsrelation günstiger sind als bei den konkurrierenden staatlichen Mitteln oder wenn dort Mengenrestriktionen wirksam werden. Allerdings sind die staatlichen Mittel sehr günstig verfügbar und daher die Kreditkosten relativ niedrig. Außerdem wurden bisher keine Mengenrestriktionen in den zur Verfügung stehenden Mitteln der Kreditprogramme wirksam d.h. sie sind nicht ausgeschöpft.²⁴ Langfristig kann sich diese Situation jedoch wandeln. Größere Bedeutung haben die unternehmerischen Beteiligungen da hier z.Z. kein staatliches Engagement existiert.

Wie sich diese Fonds und Beteiligungen in Zukunft weiter entwickeln hängt von der Kundenzufriedenheit, ihrer Gestaltung und der Glaubwürdigkeit des Umweltengagements sowie der Entwicklung alternativer Anlagemöglichkeiten ab und auch davon, ob es den Betreibern gelingt, durch ein intelligentes Marketing Zugang zu neuen Kapitalgebern zu finden. Eine größere Transparenz des grauen Kapitalmarkts würde das Vertrauen der Anleger und damit die Verfügbarkeit von Kapital erhöhen. Hier kann die in Gründung befindliche Messe „Grünes Geld“ evtl. einen Beitrag leisten. Sofern Finanzierungsprobleme, also ein Mangel an verfügbarem Kapital, Ursache der geringen Marktanteile der regenerativen Wärme sind, so bieten sich für privates Engagement hier neue Finanzierungschancen. Eine Möglichkeit, diese Entwicklung zu forcieren, wäre die Steuerfreistellung von Dividenden und Zinserträgen aus anerkannten Fonds und Beteiligungen. Ob dies aus steuersystematischen Aspekten und aus Gesichtspunkten der Verteilungsgerechtigkeit erwünscht ist, ist abzuwägen und ist keine spezifische Problematik der erneuerbaren Energien. Ähnlich verhält es sich mit steueroptimierten Modellen.

Zu erwähnen bleibt noch, daß die Möglichkeit sich an Energieanlagen vor Ort zu beteiligen, nicht nur der Finanzierung dient, sondern außerdem ein Mittel ist, die Akzeptanz der unmittelbar Betroffenen zu erhöhen.

7.2.4.3 Sponsoring und freiwillige Selbstverpflichtungen der Wirtschaft

Sponsoring wird hier so verstanden, daß sich Unternehmen und Verbände finanziell für den Einsatz von erneuerbaren Energien einsetzen ohne selbst Betreiber, Eigentümer oder Nutzer einer entsprechenden Erzeugungsanlage zu sein. Sponsoring ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit und Imagepflege des Unternehmens oder des Verbandes. Als solches ist Grundvoraussetzung für erfolgreiches Sponsoring, daß zum einen das Engagement in der Öffentlichkeit bzw. einer bestimmten Zielgruppe überhaupt wahrgenommen und zum anderen positiv bewertet und mit dem Sponsor assoziiert wird, so daß ein Imagegewinn entsteht oder allgemein die positiv belegte Bekanntheit der Unternehmung oder des Verbands gesteigert werden kann. Ersteres wird hier nicht weiter verfolgt, da es mehr eine Frage der Ausgestaltung der PR-Maßnahme ist. Ob das Engagement jedoch positiv bewertet wird ist, neben der allgemeinen öffentlichen Einschätzung der gesponsorten Technologie, eine Frage der Zielgruppe und des jeweiligen Sponsors. Klimaschutz allgemein ist positiv belegt, jedoch geben Studien Hinweis darauf, daß die öffentliche Bewertung und Wahrnehmung der verschiedenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien unterschiedlich ist. Dies macht die

²⁴ Stein, Vortrag beim „Kommerzielle und Professionelle Finanzierung von Solaranlagen“

jeweilige Technologie für unterschiedliche Sponsoren und Zielgruppen attraktiv. So gibt es Probleme bzgl. des Images bei Biogasanlagen oder der Biomasseverbrennung. Diese Bewertung und mangelndes Sponsoreninteresse allgemein erfordern professionelles Engagement, Imagearbeit und aktive Vermarktung seitens der Protagonisten der entsprechenden Technologien. Für den einzelnen potentiellen Sponsor ist entscheidend, ob die Attribute, die mit der jeweiligen Technologie oder allgemein dem Klimaschutzengagement assoziiert werden, zu seiner Unternehmensstrategie passen und für sein Zielgruppe von Interesse sind.

Hier sind nicht nur Unternehmen der Energiebranche als Sponsoren denkbar, sondern auch Lebensversicherungen, Banken, Umweltverbände etc. Momentan, so ergab eine telefonische Umfrage, besteht im Bereich der wärmeerzeugenden Systeme kaum Engagement von seiten der Verbände der Energiewirtschaft. (VIK; VDMA; MWV; VDEW; ARE; VKU; ASEW, BGW). Jedoch fördern laut Solarthemen „EltVU- Studie 1998/99“ die Hälfte (194) der beteiligten EVUs (394) unabhängige Betreiber. Größte Beliebtheit erfreut sich dabei die Photovoltaik. Sie wird von 160 Energieversorgern gefördert. 138 EltVU machen ihren Kunden Angebote im Bereich Solarthermie. Hingegen ist das Interesse an Biomasse/ Biogas bedeutend geringer (37). Für diese Diskrepanz können verschiedene Faktoren eine Rolle spielen. Es kann davon ausgegangen werden, daß mit Förderprogrammen für Solarthermie und Photovoltaik die breite Schicht der Tarifkunden und somit viele Eigenheimbesitzer angesprochen werden. Gleichzeitig sind dies Zielgruppen, die im Bewußtsein von Kommunalpolitikern stark präsent sind. Dies könnte sich auf die meist noch in öffentlichen Besitz befindlichen EltVU und ihrer Politik niederschlagen. Herausgegriffen sei die gut dokumentierte Aktion KesSOLAR des RWE. Im Rahmen dieser Aktion wurden von der RWE in 21 Monaten 3.250 solarthermische Anlagen mit 2,1 Mio. DM fast ausschließlich auf Einfamilienhäusern gefördert. Das Engagement der Energieversorgungsunternehmen ist jedoch sowohl bei der Förderung unabhängiger Betreiber als auch bei EltVU-eigenen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien dominiert von der Förderung der stromerzeugenden Systeme. Regenerativ erzeugte Wärme liegt, so hat es den Anschein, zu abseits ihres Kerngeschäfts bzw. ist weniger öffentlichkeitswirksam²⁵.

Auch das Bankgewebe hat sich bisher im Bereich der erneuerbare Energienenerativen Energien finanziell kaum engagiert, wenngleich es einige „Öko“Banken gibt. Doch sind spezielle intern zinssubventionierte Kreditmittel für erneuerbare Energien im Bankgewerbe kaum vertreten. Die Umweltbank bietet allerdings im Rahmen ihrer Baufinanzierung die Möglichkeit, zinsbegünstigt zu bauen, wenn Umweltkriterien eingehalten werden. Die Bewertung der ökologischen Bonität erfolgt auf einer breiten Basis und beinhaltet neben der Nutzung erneuerbarer Energiequellen auch Regenwassernutzung, Flächenversiegelung etc. Ansonsten bieten nur wenige regionale Sparkassen²⁶ zusammen mit dem dortigen EltVU spezielle Fördermittel an. Dies verwundert angesichts der zinsgünstigen DtA- und KfW-Mittel nicht. Da diese Mittel ebenfalls über die Hausbanken abgewickelt werden und zinssubventioniert sind, wirken sie vielleicht eher kontraproduktiv auf ein eigenes Engagement der Banken. Jedoch bleibt die Möglichkeit der Einräumung von Sonderkonditionen seitens der Bank im Bereich der restlichen Parameter der Kreditvergabe.

Freiwillige Selbstverpflichtungen der Wirtschaft zum Umweltschutz sind meist einseitige Erklärungen eines Unternehmens oder Unternehmensverbands gegenüber dem hoheitlichen Träger von umweltpolitischen Maßnahmen. Grundsätzlich beruhen sie auf dem Prinzip der Freiwilligkeit und Vertragsfreiheit, aufgrund dessen sie sehr vielgestaltig sein können. Andererseits werden sie erst dann ausgesprochen, wenn das (glaubwürdige) Drohpotential des

²⁵ Solarthemen EltVU- Studie 1998/99

²⁶ Vgl. auch Marktstudie Öko- Institut

Trägers umweltpolitischer Maßnahmen groß genug ist, bei einem Ausbleiben eines stärkeren Umweltschutzengagements der Unternehmen regulierende Maßnahmen zu ergreifen (z.B. durch Auflagen oder Abgaben), die zu stärkeren Belastungen für die Unternehmen führen.

Freiwillige Selbstverpflichtungen gelten gegenüber staatlichen Regelungen als vorteilhaft weil

- sie schnell umsetzbar sind und keinen langen politisch-administrativen Gesetzgebungsprozess durchlaufen müssen,
- sie sehr flexibel auf allen Ebenen der Industrien einsetzbar sind,
- als marktkonform gelten,
- den Verwaltungs- und Kontrollaufwand beim Staat reduzieren,
- den betroffenen Industrien höhere Flexibilität bei der Erreichung der Ziele einräumen.

Ob diese Vorteile durch ein entsprechend starkes Engagement der Unternehmen jedoch überhaupt zur Wirkung kommen, hängt wesentlich von der Existenz glaubwürdiger Sanktionsmöglichkeiten seitens des Gesetzgebers ab. Selbstverpflichtungen seitens einzelner Wirtschaftsverbände oder großer Unternehmen kamen in der ersten Hälfte der 90er Jahre zunehmend in die umweltpolitische Diskussion und Praxis. Für die Nutzung erneuerbarer Energien ist vor allem die Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge in der aktualisierten Fassung vom März 1996 von Bedeutung. Verband und Unternehmen wollen sich danach für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien engagieren und sich an deren Weiterentwicklung beteiligen, insbesondere auch in Pilot- und Demonstrationsanlagen. Diese Ziele spielen auch eine Rolle bei der Erklärung des Bundesverband der deutschen Gas und Wasserwirtschaft und des Verband der kommunalen Unternehmen. Danach will die Gaswirtschaft verstärkt Energieträger durch erneuerbare Energien substituieren. Ihre forcierte Nutzung im kommunalen Bereich soll durch vermehrte Installation von Demonstrationsanlagen und durch Energieberatung im Tarifkundenbereich erreicht werden.

Für einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt sind freiwillige Selbstverpflichtungen von Unternehmen damit als (flankierende) Maßnahme grundsätzlich vorstellbar (zum Beispiel als Alternative zu staatlichen Quotenregelungen). Adressat der Verpflichtung wäre dann in erster Linie die Brennstoffbranche. Bedacht werden muß jedoch, daß die Unternehmen ein Interesse daran haben, die Dauer von Verhandlungen wie auch die Zeiträume, in denen die Ziele erfüllt werden müssen, in die Länge zu ziehen. Durch Selbstverpflichtungen besteht also die Gefahr, daß umweltpolitische Maßnahmen verschleppt werden.

7.2.4.4 Individuelle Mehrzahlung

Für den Konsumenten ist der Preis bekanntlich nur eines unter vielen Kriterien, die die Kaufentscheidung beeinflussen. Dies ist besonders bei der Einschätzung der notwendigen Förderhöhe von Solaranlagen zur Erwärmung von Brauchwasser für Einfamilienhäusern zu berücksichtigen. Die Kosten für die Bereitstellung von Warmwasser spielen hier nur eine untergeordnete Rolle, auch wenn zunächst die Frage nach der Wirtschaftlichkeit häufig gestellt wird. Letztendlich beruht die Kaufentscheidung auf dem hohen Stellenwert, den Umwelt- und Klimaschutz bei den einzelnen Individuen und in der Öffentlichkeit genießen. Bei vielen Menschen ist die Einsicht vorhanden, daß der Verbrauch fossiler Energien eingeschränkt werden muß. Hierzu trägt die Anschaffung einer Solaranlage bei. Gegenüber anderen Möglichkeiten Energie zu sparen, hat sie noch den Vorteil einer guten Sichtbarkeit. Hierdurch kann die vorbildliche Haltung auch in der Öffentlichkeit demonstriert werden. Hinzu kommt,

das Vergnügen, bezüglich der Warmwasserbereitung sein eigener Herr zu sein, unabhängig von Ölkrise und Preiserhöhungen. Diese nicht geldlichen Vorteile von Solaranlagen erlauben einen Verkaufspreis, der deutlich über den Einsparungen liegt, die durch den Minderverbrauch an Brennstoff erzielt werden können. Die Summe dieser Mehrzahlungen für etwa 60.000 jährlich verkaufter Solaranlagen liegt bei ca. 300 Mio. DM, ist also deutlich höher als die durch einzelne staatliche Förderinstrumente bereitgestellten Zuschüsse.

Dies erklärt auch, wieso empirische Untersuchungen in Österreich ergeben haben, daß die unterschiedliche Höhe der Förderung in den verschiedenen Bundesländern keinen erkennbaren Einfluß auf den Verkaufserfolg hat. Nach den österreichischen Erfahrungen, wo pro Kopf der Bevölkerung ungefähr die zehnfache Kollektorfläche installiert ist, kann davon ausgegangen werden, daß auch in Deutschland nicht nur eine kleine Gruppe von Umweltbewußten für die geschilderten zusätzlichen Vorteile von Solaranlagen empfänglich ist und damit bereit Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Wassererwärmung zu tragen.²⁷

Bei großen Solaranlagen, die von vielen Personen gleichzeitig genutzt werden, mindert sich die Identifikationsmöglichkeit mit der Anlage. Die oben geschilderten nicht geldlichen Vorteile entfallen dabei weitgehend, so daß die Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Wärmeversorgung weitgehend durch staatliche Förderung oder sonstige Zuschüsse gedeckt werden muß.

7.3. Einordnung und Bewertung ordnungspolitischer Instrumente

Feste Verhaltensvorschriften haben im allgemeinen den Nachteil, daß die Entwicklung besserer Verfahren behindert wird. Der Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Handlungsoptionen wird durch das Ordnungsrecht notwendig eingeschränkt. Dies führt tendenziell zu Fehlallokationen und somit zu Wohlfahrtsverlusten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wird daher die Anwendung des Ordnungsrecht nur in Ausnahmefällen empfohlen. Andererseits liefern ordnungsrechtliche Vorgaben erst den Rahmen innerhalb dessen wettbewerblich orientierte Strategien zielgerichtet zum Einsatz kommen können. So zeigen ordnungsrechtliche Maßnahmen zum Nutzen von Klima und Umwelt wie z.B. die Wärmeschutz- oder die Großfeuerungsanlagenverordnung sehr positive Wirkungen. Auch in Zukunft können ordnungsrechtliche Instrumente entscheidend zur verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energien beitragen.

7.3.1. Bauplanungs- und Ordnungsrecht

Die Möglichkeiten der bestehenden Bauordnung können für die weitere Verbreitung erneuerbarer Energien in Neubaugebieten genutzt werden.

Der **Bauleitplan** erlaubt die Festlegung der Firstausrichtung in einem neu zu erschließenden Bebauungsgebiet. Hierdurch wird garantiert, daß genügend Dächer mit Südausrichtung, welche für die Installation einer Solaranlage benötigt werden, vorhanden sind. Die Südausrichtung muß nur sehr grob eingehalten werden ($\pm 60^\circ$), so daß sich aus städtebaulicher Sicht kaum gestalterische Einschränkungen ergeben. In den meisten Fällen reicht bereits die Festlegung des Verlaufs der Erschließungsstraßen in Ost/West Richtung aus, da die Firste i.a. parallel hierzu verlaufen. Dies garantiert außerdem eine optimale passive Nutzung

²⁷ Anzumerken ist hier, daß auch die neue Wärmeschutzverordnung von 1995 Verbesserungen gegenüber der vorhergehenden Vorschrift verlangt, die sich wirtschaftlich erst bei ähnlichen Brennstoffpreisen wie solare Warmwasseranlagen rentieren.

der Solarenergie, da eine Verschattung der Fenster bei Mittagssonne durch Nachbarhäuser aufgrund des durch die Straßenbreite bedingten Mindestabstand dann weitgehend ausgeschlossen ist.

Auch für die Verbreitung von **Nahwärme** bietet die Bauordnung Ansatzpunkte. So kann bereits im Flächennutzungsplan angegeben werden, wo die Hauptleitungen der Nahwärmeverteilung später verlaufen sollen. Im nachfolgenden Bauleitplan ist dann die Lage der Heizzentrale festzulegen und auszuweisen.

Das Einfügen einer Vorschrift in das Baugesetzbuch, welche den Bauherrn zur Installation einer Solaranlage verpflichtet²⁸, bedeutet einen starken, aber wirkungsvollen Eingriff in das Baurecht. In Israel gibt es derartige Vorschriften bereits.

7.3.2. Energieeinsparverordnung

Bereits für das Jahr 1999 wurde eine Verschärfung der geltenden Wärmeschutzverordnung angekündigt. Bei dieser Gelegenheit ist geplant, diese Novellierung mit der bisher getrennt zu erfüllende Heizungsanlagenverordnung (1.BImSchV) zu einer neuen Energieeinsparverordnung zu integrieren /Ehm1997/. Eine integrierte Energieeinsparverordnung hat gegenüber getrennten Einzelverordnungen den Vorteil, daß die Anforderungen an Ressourcenschonung, Umwelt- und Klimaschutz flexibler als bisher erfüllt werden können. Innerhalb gewisser Grenzen (siehe z.B. /Loga 1998/) können Defizite bei der Wärmedämmung durch Verbesserungen bei der Wärmeherzeugung ausgeglichen werden. Hierdurch wird eine wirtschaftliche Optimierung des Gesamtsystems möglich. Erneuerbare Energien können zwanglos in diese Verordnung integriert werden.

Solarthermische Kollektoranlagen stehen dann im Sinne der neuen Verordnung im Wettbewerb mit Wärmedämmung und effektiveren Heizkesseln. Unter der Voraussetzung einer Verschärfung der Novellierung um 30 % gegenüber dem bisherigen Zustand zeigen neuere Untersuchungen, daß Solaranlagen in diesem wirtschaftlichen Wettbewerb auch ohne weitere Unterstützung bestehen können /Mangold 1998/. Für Neubauten kann daher die kommende Energieeinsparverordnung die bisherige Förderung von Kollektoranlagen ersetzen. Auch für Holzheizungen ergibt sich eine verbesserte Konkurrenzfähigkeit, wenn die Zielwerte der Energieeinsparverordnung auf dem Primärenergieverbrauch für das jeweilige Gebäude Bezug nehmen. Der bisher vorgesehene Bezug auf den Endenergieverbrauch erschwert den Einsatz von Holz und führt zu einer ungerechtfertigten Bevorzugung von Stromheizungen. Bei geeigneter Ausgestaltung ist somit eine Energieeinsparverordnung ein Instrument, welches den Einsatz von erneuerbare Energien in Neubauten fördert, ohne Wärmedämmung oder verbesserte Heizkessel zu benachteiligen.

Auf dem Gebiet der Wärmedämmung haben die skandinavischen Staaten Schweden und Dänemark eine Vorreiterrolle übernommen. Die deutschen Vorschriften hinken um etwa 10 Jahre hinterher. Empirische Untersuchungen deuten darauf hin, daß verschärfte Vorschriften zur Wärmedämmung nur verzögert am Bau umgesetzt werden. Erst nach einer Eingewöhnungszeit von wenigen Jahren nähert sich die Praxis den Vorschriften weitgehend an. Für Solaranlagen entfällt dieses Problem der versteckten Ausführungsmängel bei einer Integration in die Energieeinsparverordnung.

Auch ohne eine Verschärfung der Wärmeschutzverordnung wird der zukünftige Anteil der in den nächsten Jahren errichteten Neubauten an den CO₂- und Schadstoffemissionen bis

²⁸ Dabei sind einige Ausnahmeregelungen unvermeidlich.

2010 sehr gering sein. Entscheidendere Auswirkungen hätte eine Ausdehnung des Geltungsbereichs der Verordnung auf den **Altbaubestand**. Dieser wurde durch die Vorschriften bisher nur in Sonderfällen²⁹ erfaßt und deren Durchführung kaum kontrolliert. Dies hat einerseits seinen Grund darin, daß das Nachbessern im Bestand sowohl bei der Wärmedämmung als auch bei der nachträglichen Installation einer Solaranlage teurer sind als zusätzliche Verbesserungen bei Neubauten und andererseits am rechtlichen Rahmen, der den Besitzern bestehender Gebäude nachträgliche kostenintensive Maßnahmen vorzuschreiben, stark einschränkt wofür die notwendige Akzeptanz ohnehin kaum vorhanden wäre.³⁰ Das Ordnungsrecht kann im Altbaubestand nur als ein im Rahmen der Renovierungszyklen sehr langsam wirkendes Instrument eingesetzt werden (siehe auch Abschnitt „Mietrecht“).

7.3.3. Mietrecht

Bei der Verteilung der Kosten für die Installation einer Solaranlage auf dem Dach eines Mietshauses ergibt sich ein Eigentümer/Nutzer-Konflikt. Wird die Anlage durch den Vermieter installiert, so verringern sich der jährliche Brennstoffverbrauch und damit auch der Betrag der umlagefähigen Kosten. Der Mieter kann somit nur über eine Erhöhung der Kaltmiete an den Kosten der Anlage beteiligt werden. Hierbei steht der Vermieter stets unter einem (moralischen) Rechtfertigungsdruck. Auch von juristischer Seite wird der Vermieter eingeengt, da er das Gebot der Wirtschaftlichkeit zu beachten hat. Dieses schränkt seine Möglichkeiten ein, die Miete mit Verweis auf §3 des Gesetzes zur Regelung der Miethöhe um jährlich 11 % der für die Anlage aufgewendeten Kosten zu erhöhen. Eine nachweisliche Verbesserung des Umweltschutzes erlaubt zwar eine Erhöhung der Gesamtbelastung des Mieters, aber entsprechende Regelungen, was hier als angemessen zu betrachten ist, gibt es nicht /Seitz 1993/. Eine natürliche obere Grenze ist der erzielbare Preis am Wohnungsmarkt.

Ein Versuch, den dargestellten Konflikt auf der juristischen Ebene zugunsten der erneuerbaren Energien zu lösen, erscheint eher kontraproduktiv. Empfehlenswerter sind folgende Instrumente:

- Ausstellung eines Wärmepasses speziell für Mietgebäude, anhand dessen der Mieter den für die Nebenkosten relevanten jährlich zu erwarteten Verbrauch an fossilen Brennstoffen und Strom erkennen kann.
- Begleitende öffentliche PR-Maßnahmen, mit denen erreicht werden soll, daß Umlagen in Höhe der durch eine Solaranlage eingesparten Energieverbrauchskosten durch die Mieter voll akzeptiert werden und außerdem ein Imagegewinn für den Vermieter resultiert.

In der Vergangenheit hat sich besonders die verbesserte Möglichkeit zur steuerlichen Abschreibung von verbesserter Wärmedämmung im Zeitraum von 1985 bis 1993, welche auch für selbstgenutztes Wohneigentum galten, als wirkungsvoll erwiesen. Die werterhöhenden Investitionen stiegen in diesem Zeitraum um 50 %. Dennoch wurden jährlich nur 1,6 % der Fenster, 1,0 % der Dächer und 0,8 % der Fassaden wärmetechnisch saniert /Lehr 1999/.

²⁹ z.B. bei der Erneuerung von Bauteilen. Dabei ist zu beachten, daß die Renovierungszyklen häufig länger als 50 Jahre sind. Das Neuverputzen einer Wand ist im Sinne der geltenden WSchVO noch nicht als Erneuerung eines Bauteils zu verstehen. Kürzere Zyklen von ca. 25 Jahren ergeben sich nur für Heizkessel.

³⁰ In manchen Fällen würden dem Eigentümer auch die notwendigen Geldmittel für die dann gesetzlich vorgeschriebenen Maßnahmen fehlen.

7.3.4. Natur- und Wasserschutz

Der Einsatz erneuerbarer Energien kommt direkt dem Umweltschutz und damit auch einem nachhaltigen Naturschutz zugute. Es ist daher nicht sinnvoll bei der Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Außenbereich Ausgleichsmaßnahmen nach dem Bundesnaturschutzgesetz festzusetzen. Zu fordern ist allerdings, daß die Auswirkungen von unvermeidliche Eingriffen in die Natur zugunsten von erneuerbaren Energien zu minimieren sind.

Umgekehrt kann empfohlen werden, daß die Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien unter bestimmten Bedingungen als Ausgleichsmaßnahme für Beeinträchtigungen der Natur durch sonstige Bauvorhaben zu akzeptieren.

Aufgrund der unbestreitbar starken Eingriffe in die Natur ist bei der Errichtung neuer Wasserkraftanlagen eine Umweltverträglichkeitsprüfung für den jeweiligen Einzelfall unverzichtbar. Aber auch hier sollte stärker wie bisher auf eine Minimierung der unerwünschten Begleiteffekte geachtet werden als auf eine Behinderung jeglicher Veränderungen.³¹

7.3.5. Anschlußpflicht an Nahwärmenetze

Der Anschluß zusätzlicher Abnehmer an ein Nahwärmesystem ist mit sehr geringen (Grenz-)Kosten verbunden. Ein Anschlußgrad von 100 % ist daher aus wirtschaftlichen Gründen besonders erstrebenswert. Dies wird i.a. nicht auf freiwilliger Basis erreichbar sein.

An die öffentliche Wasser- und Abwasserversorgung sowie die Stromversorgung müssen sich alle Häuser eines Neubaugebietes anschließen. Die Kosten werden mit den Erschließungsbeiträgen umgelegt. Ähnlich Regelungen können zwar auch für Nahwärme oder den Anschluß an die Breitbandverkabelung getroffen werden, aber die gesetzlichen Grundlagen sind nicht unumstritten.

In den meisten Bundesländern gibt es Gemeindeordnungen, in denen die Möglichkeit einer Anschlußpflicht erwähnt wird. Dieser muß allerdings mit dem Vorliegen eines öffentlichen Bedürfnisses begründet werden. Hierfür sind „allgemeine Gründe des Umweltschutzes ausreichend“.³² In der Praxis scheinen Begründungen, die auf die geringere (globale) Belastung der Atmosphäre mit CO₂ verwiesen (z.B. aufgrund von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen), nicht angefochten worden zu sein. Problematisch werden derartige Festlegungen, wenn der Auffassung gefolgt wird, daß die aus der Gemeindeordnung resultierenden Auflagen dem **unmittelbaren** Nutzen der Bürger dienen und die bekämpften Nachteile im Gemeindegebiet liegen müssen. So kommt etwa der durch ein Nahwärmenetz verbesserte Klimaschutz hauptsächlich der Allgemeinheit zugute und nur zu einem vernachlässigbar geringen Teil der Gemeinde, welche die Anschlußpflicht verfügt hat. Bei KWK-Anlagen kann die lokale Belastung sogar erhöht werden, obwohl sich auch hier bei globaler Sicht Vorteile für Ressourcenschonung und Klimaschutz ergeben.

Ähnliche Probleme gibt es bei der Anwendung des Baugesetzbuches. Nach §9 Abs.1 Nr.23 könne Verbrennungsverbote ausgesprochen werden, wenn sie dem Schutz von schädlichen Umwelteinwirkungen im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes dienen. Auf indirektem Wege kann so der Anschluß an ein Nahwärmenetz erzwungen werden. Die rechtlichen

³¹ So verpflichtet bisher sowohl die Errichtung eines Stausees als auch die etwaige spätere Beseitigung des gleichen Sees zu Ausgleichsmaßnahmen.

³² Kunze, Bronner, Katz, Kommentar zur Gemeindeordnung Baden-Württemberg.

Bedenken gegen eine derartige Vorgehensweise wurden oben bereits geschildert. Die herrschende juristische Meinung lautet³³:

„Der Ausschluß der Verwendung luftverunreinigender Stoffe ohne besondere städtebauliche Gründe (als ohne Nachbarschaftsbezug) ist nur zulässig, wenn den Bauherren im übrigen dadurch keine Nachteile entstehen. Für den Bauherren und Nutzer muß also eine anderweitige Beheizung oder Energiegewinnung kosten- und risikoneutral möglich sein. Dafür muß die Gemeinde sorgen. Wenn dies geschehen ist, kann die Verwendung fossiler Brennstoffe durch Bebauungsplan aus Gründen des Klimaschutzes ausgeschlossen werden.“

Herauszustreichen ist hierbei der Grundgedanke, daß die Gemeinde ihren Bürgern keine Sonderlasten zum Nutzen der außerhalb der Gemeinde wohnenden Allgemeinheit aufbürden darf. Damit bekommen die Kosten der Nahwärmeverteilung auch aus juristischer Sicht einen entscheidenden Stellenwert.

Der juristisch sicherste Weg, mit dem eine Gemeinde eine Anschlußpflicht durchsetzen kann, ist eine privatrechtliche Vereinbarung im Kaufvertrag, welche dem Käufer das Heizungssystem vorschreibt. Dazu muß die Gemeinde allerdings vor dem Verkauf an den Bauherren im Besitz der Grundstücke sein. Aber auch hier sind noch nicht alle juristischen Bedenken ausgeräumt, da diese Vorgehensweise als Unterlaufen anderer Vorschriften interpretiert werden könnte.

Die bestehenden juristischen Unsicherheiten wirken sich heute bereits in der Planungsphase häufig zuungunsten von Nahwärme und erneuerbaren Energien aus. In der bayerischen Praxis, wo in der Gemeindeordnung die Anschlußpflicht überhaupt nicht vorgesehen ist, wird dieser Mangel gelegentlich durch eine aufwendige Überzeugungsarbeit bei jedem einzelnen Bauherren ersetzt³⁴. Eine juristische Klarstellung, unter welchen Bedingungen eine Anschlußpflicht zulässig ist, ist daher für die Verbreitung erneuerbarer Energien von Vorteil. Dabei ist 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 kann die Anschlußpflicht fast immer ökologisch begründet werden. Sofern die resultierenden Vollkosten nicht höher als bei einer sonst erforderlichen Zentralheizung sind, gibt es in der Anfangsphase zwar noch Informationsbedarf, welcher befriedigt werden muß, aber nach ca. zwei Jahren erfolgt eine Identifikation mit dem zunächst aufgezwungenen Heizungssystem. Bei guter argumentativer Vorarbeit werden auch um 10-20 % höhere Kosten akzeptiert. Selbstverständlich gibt es an den Orten Probleme, an denen Zusagen bezüglich der Funktionsfähigkeit und der Kosten der Anlage nicht eingehalten werden.

7.3.6. Handwerksordnung, Normen und Richtlinien

Die folgenden Instrumente beziehen sich auf den Kollektormarkt.

Solaranlagen unterliegen nach der Installation im allgemeinen keiner Qualitätskontrolle. Es kann daher nicht ausbleiben, daß es Klagen von Seiten der Bauherren wegen unbefriedi-

³³ Schmitt-Eichstaedt: Festsetzungsmöglichkeiten und -grenzen von Belangen der Schadstoffminderung in Bebauungsplänen. Manuskript zum 1. Forschungsseminar des ExWoSt-Forschungsfeldes „Schadstoffminderung im Städtebau“.

³⁴ Z.B. für das Biomasseheizwerk für das Neubaugebiet „Am Hahn“ in Eltmann.

gender Funktion des Solarsystems gibt. Auch von Seiten der Branche gibt es Klagen wegen minderwertiger Produkte, welche sich auf dem Markt mit Dumpingpreisen unfaire Vorteile verschaffen. Den Schaden wegen mangelhafter Produkte oder mangelhafter Installation hat die ganze Branche zu tragen. Beim langfristigen Übergang auf Großanlagen wird die Qualitätssicherung immer wichtiger. Es ist daher empfehlenswert, **produktneutrale Beratungs- und Schiedsstellen** aufzubauen. Dies ist eine Aufgabe der Branche, welche aber von staatlicher Seite in geeigneter Weise unterstützt werden kann. Eine obligatorische **Ertrags- bzw. Funktionskontrolle** bei Großanlagen kann das Vertrauen in die Solarenergie weiter stärken. Dies zeigen die Ergebnisse des EU-Projektes „Garantierte Resultate von Solaranlage“ /Luboschik 1998/. Es zeigte sich zwar, daß die vorhergesagten Erträge fast immer erreicht wurden, aber desweiteren fiel auf, daß diese Erträge um 25 % unter den sonst häufig in der Literatur genannten Werten lagen. Dabei ist der Aufwand für die Kontrolle stets im Verhältnis zum Nutzen zu beurteilen. Bei der Auflage zur Installation eines Wärmemengenzählers auch bei Kleinanlagen, falls Förderung des Bundeswirtschaftsministeriums beantragt werden soll, wurde dies nicht hinreichend beachtet.

Bei der Installation von Solaranlagen sind neben der Heizungstechnik auch die Gewerke der Dachdecker, der Zimmerleute, der Glaser der Metallbauer und der Elektroinstallation betroffen. In der Praxis führen weniger die gesetzlichen Vorschriften zur **Trennung der Gewerke** zu Problemen als die einseitige Ausbildung der Installateure. Verständlicherweise wird der Heizungsinstallateur versuchen, seinen Aufenthalt auf dem Dach zu minimieren und außerdem für diesen Teil der Arbeit Sicherheitszuschläge kalkulieren. Ästhetisch weniger befriedigende Anlagen zur Aufdachmontage werden gegenüber der Indachmontage bevorzugt, da so etwaige Probleme mit der Dichtheit der Dachhaut weitgehend vermieden werden. In Österreich hat dies dazu geführt, daß unter der Berufsbezeichnung „**Solarteur**“ ein auf Solaranlagen spezialisierter Handwerker geschaffen wurde. In Deutschland werden inzwischen auch vom Dachdecker Kollektoren angeboten, obwohl ihnen bisher der Anschluß an das Warmwassersystem nicht erlaubt ist. In jedem Fall sollte eine Kooperation zwischen den Gewerken gefördert werden. Dabei ist es sehr nützlich, wenn der Installateur auch einige Handgriffe eines ihm fremden Gewerkes beherrscht. Auch ohne eine vollständige Ausbildung zum Solarteur können hierdurch Störungen im Arbeitsablauf der Baustelle aufgrund von mangelnder zeitlicher Koordination bei der Bearbeitung von Schnittstellen erheblich entschärft werden. Hierzu können von den Innungen Fortbildungsunterlagen erstellt werden. Konkrete Empfehlungen zu der Ausgestaltung von Zusatzqualifikationen wurden bereits vom Zentralverband der Deutschen Handwerker (ZDH) erarbeitet und die verschiedenen Innungen davon unterrichtet. Sie sollten rasch akzeptiert und umgesetzt werden. Bisher gibt es seitens der Heizungsbauer Vorbehalte gegenüber dem Anschluß an das Warmwassersystem durch andere Gewerke. Umgekehrt ist von dieser Seite bei der Installation der Kollektoren auf dem Dach eine pragmatische Vorgehensweise üblich, welche eine Abstimmung mit den übrigen Gewerken unnötig macht.

Flachdächer bieten prinzipiell die Möglichkeit, große Kollektorflächen kostengünstig aufzustellen. Rein rechnerisch übersteigt das geringe zusätzliche Gewicht jedoch häufig die genehmigte Maximalbelastung des Daches. Darüber hinaus sind die Anforderungen an die Sicherung gegen Windlasten unklar. Die häufig benutzte DIN 1055, teil 4, ist nur bedingt für die Anwendung auf Kollektoren geeignet. Ausgeführte Beispiele u.a. von Kollektoranlagen zur Lufterwärmung großer Hallen in Bayern zeigen, daß hier einfache Lösungen möglich sind, welche in der Praxis auch genutzt werden sollten. Empfehlenswert ist daher die Erarbeitung von Richtlinien zu den **baustatischen Anforderungen** an die Freiaufständigung von Kollektoren unter Mitwirkung von Praktikern aus der Solarbranche. Bisher hängt die behördliche Genehmigung für die Installation großer Kollektorfelder auf Flachdächern häufig noch von der Person des zuständigen Sachbearbeiters ab.

7.3.7. Öffentliches Haushaltsrecht

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 anfänglichen Investitionskosten übernehmen und sich dann über entsprechend ausgestaltete langfristige Wärmelieferverträge 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 verwaltungsinternen Contracting. Hier wurde einer engagierte 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 betragen 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 erneuerbare Energien zugute kommen.

7.3.8. Kreislaufwirtschaft und Umweltauflagen

Die Auswirkungen des Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrW-AbfG) und von Umweltauflagen auf die Verbreitung von erneuerbaren Energien wirken sich hauptsächlich im Bereich der Bio-

masse aus. Dabei ist zwischen der Verbrennung von Holz und der anaeroben Vergärung feuchter Biomasse in Biogasanlagen zu unterscheiden.

a. Holz

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 ganz erheblich³⁵ 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.

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 keinesfalls³⁶ 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. 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.³⁷ 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/.

b. Biogas

Bei der Biogasnutzung handelt es sich um eine relativ neue Technologie, deren Besonderheiten in den bestehenden Vorschriften noch kaum berücksichtigt sind. Biogasanlagen tragen gleichzeitig auf mehrere Weisen zum Umwelt- und Klimaschutz bei:

³⁵ Die Emissionen von CO, Staub und C_xH_y konnten innerhalb von 10 Jahren um einen Faktor 10 bis 100 reduziert werden.

³⁶ Ausgenommen sind Sonderfälle wie der anfängliche Abrieb von Lack im Brennstofftransportsystem einer neu errichteten Hackschnitzelanlage während der ersten Betriebstage.

³⁷ Bezüglich der chemischen Zusammensetzung wäre Kohle als Sondermüll einzustufen!

- In einer Biogasanlage wird der sonst verlorene Energiegehalt von Gülle oder Bioabfällen genutzt, um Strom und Wärme bereitzustellen. Der Dungwert der Ausgangsstoffe wird durch die Behandlung noch verbessert. Es handelt sich somit um eine nach §4,2 KrW-/AbfG anzustrebende hochwertige Verwertung von Abfallstoffen.
- Durch eine Biogasanlage werden klimaschädliche Methanemissionen vermieden, die sonst ungenutzt aus den Güllelagern in die Atmosphäre entweichen würden. Zusätzlich zur Nutzung als erneuerbare Energie wird noch der bei der konventionellen Behandlung entstehende Schaden von der Umwelt abgewendet. Außerdem ist die Geruchsbelastung geringer als bei den alternativen Verwertungsarten.
- In einer Biogasanlage erfolgt wenigstens eine Teilhygienisierung des Substrats. In jedem Fall sind die Stoffe nach Durchgang durch die Anlage unbedenklicher als vorher. Es handelt sich also um die nach §6,1 KrW-/AbfG bevorzugte umweltverträglichere Verwertungsart.

Bei den Hemmnissen, die einem Betrieb einer Biogasanlage entgegenstehen, ist zu unterscheiden zwischen rein landwirtschaftlich betriebenen Anlagen und solchen, welche zusätzlich zur eigenen Gülle auch Bioabfälle aus Haushalten oder dem Lebensmittelgewerbe vergären.

Für den Bereich der mit Gülle und sonstigen **Reststoffen aus der Landwirtschaft** betriebenen Anlagen werden folgende Hemmnisse beklagt:

- Auch nach der Behandlung in einer Biogasanlage ist die Ausbringung des vergorenen Substrates in Wasserschutzgebieten ebenso verboten wie dies bei unbehandelter Gülle zu Recht der Fall ist. Einen fachlichen Grund für dieses Verbot gibt es nicht. In Baden-Württemberg, welches in Deutschland bezüglich der Vorschriften für Biogasanlagen eine Vorreiterrolle spielt, wurde in einem neuen Entwurf zur SchalVO (Schutzgebiets- und Ausgleichsverordnung) dieses Problem aufgegriffen. Es besteht allerdings von Seiten der Betreiber die Befürchtung, daß dann bei mehreren Behörden Ausnahmegenehmigungen beantragt werden müssen.
- Mit Biogas betriebene BHKW sind genehmigungspflichtig nach der 4.BImSchVO. Da die Abgaswerte nicht schlechter sind als bei mit Erdgas betriebenen BHKW wurden Anlagen mit bis zu 350 kW Feuerungsleistung inzwischen von der Genehmigung befreit. Dies ist für die meisten einzelbetrieblichen Anlagen auch ausreichend. Für Groß- und Gemeinschaftsanlagen wäre aber eine Erhöhung der Grenze auf 1 MW wünschenswert, wie dies bereits bei Holzfeuerungen der Fall ist.
- Der mit Biogas erzeugte und ins öffentliche Netz eingespeiste Strom wird mit einem geringeren Satz vergütet als Solar- oder Windstrom. Dies kann weder mit geringerer Umweltentlastung noch mit der Kostensituation³⁸ begründet werden. Zusätzlich hat der Strom aus Biogasanlagen den Vorteil, daß er zuverlässig zur Verfügung steht und nicht vom Wetter abhängig ist.
- Ein Anschlußzwang an das kommunale Abwassernetz auch dann besteht, wenn die Hausabwässer hygienisch einwandfrei in der eigenen Biogasanlage entsorgt werden können.

In zunehmendem Maße versuchen die Betreiber von Biogasanlagen die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen durch Mitvergärung (sog. **Cofermentation**) von Bioabfall wirtschaftlicher zu

³⁸ Im Unterschied zu Windkraftanlagen können Biogasanlagen nur in Ausnahmefällen ohne zusätzlichen finanziellen Zuschuß zu den Investitionskosten wirtschaftlich betrieben werden.

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 Substrat ausgebracht wurde. Angesichts dieser scharfen Kontrollen sind folgende zusätzliche Auflagen nicht mehr angemessen:

- Die aus den gesetzlichen Grenzwerten resultierende maximale Schadstoffbelastung der Böden ist bei Klärschlamm oder Kompost aus Bioabfall weitaus höher als bei dem Substrat aus einer Cofermentationsanlage (§4,12 AbfKlärV, §4,3 BioAbfV). Bei einem Vergleich ist zu beachten, daß bei Klärschlamm und Kompost die auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebrachten Mengen durch §6 AbfKlärV bzw. §6 BioAbfV begrenzt werden, bei dem vergorenen Substrat mit hohen Anteilen von Gülle dagegen aufgrund des sehr hohen Stickstoffanteils die Grenzwerte der Düngeverordnung (max. 210 kg N/ha,a) viel früher greifen als die BioAbfV. Eine Erhöhung der Grenzwerte nach §4,3 BioAbfV für landwirtschaftliche Cofermentationssanlagen würde zu keiner zusätzlichen Belastung der Böden führen, aber die Möglichkeit offen lassen, auch stärker belastete Gülle³⁹ mit Bioabfällen zu vermischen.
- Vorschriften, welche Cofermentations- und Kläranlagen gleichsetzten, und damit die Ausbringung von vergorenem Substrat ebenso wie von Klärschlamm auf Dauergrünland untersagten, wurden inzwischen durch die neue Bioabfallverordnung vom September '98 entschärft.

Biogasanlagen lassen sich am kostengünstigsten realisieren, wenn ohnehin im Bereich der Güllelagerung bauliche Maßnahmen anstehen. Dies wird auch in den nächsten Jahren häufig der Fall sein, da die Güllelager vielfach immer noch zu klein dimensioniert sind. Es ist daher naheliegend, das bestehende Förderprogramme für Güllebehälter mit den jeweiligen Programmen zur Förderung von Biogasanlagen zu koppeln. Hierzu ist es notwendig, daß die behördlichen Stellen (z.B. Landwirtschaftsämter), welche für die Güllelager zuständig sind, die Landwirte rechtzeitig auf die günstige Gelegenheit für zusätzliche Maßnahmen und die bestehenden Fördermöglichkeiten auch von anderen Behörden hinweist. Wenigstens die Möglichkeit zur nachträglichen Erweiterung des Güllelagers zu einer Biogasanlage sollte offen gehalten werden.

7.3.9. Genehmigungsverfahren

Die Technologien der erneuerbare Energien sind vergleichsweise jung. Sie sind daher vielfach bei den Behörden noch relativ unbekannt. Viele vorhanden Vorschriften bestehen schon seit langer Zeit und wurden daher notwendigerweise ohne Rücksicht auf die Belange der erneuerbare Energien erstellt. Der Markt ist rasch wachsend. Dementsprechend haben sich in der jüngeren Vergangenheit bereits einige Probleme bei den Genehmigungsverfahren gezeigt und auch in Zukunft ist fest damit zu rechnen, daß weitere auftreten werden. Beispiele hierfür sind:

³⁹ In der Praxis ist vor allem die landwirtschaftliche Gülle, für die in unvermischter Form keine Grenzwerte für die Ausbringung zu beachten sind, aufgrund von Medizinalzusätzen im Viehfutter mit Schwermetallen belastet und nicht der Bioabfall aus Haushalten und Gewerbe.

- Die Rückführung von Holzasche in den Naturkreislauf
- Mitvergärung von Biomüll in landwirtschaftlichen Biogasanlagen
- Überlange Genehmigungsverfahren bei Windkraftanlagen in einigen Bundesländern
- Mögliche künftige Probleme bei der Genehmigung großer Kollektorflächen.

Besonders strittig und aufwendig zu bearbeiten sind Fragen, zu deren Entscheidung ein Abwägungsprozeß notwendig ist. Hier kann die Schaffung einer **zentralen Clearingstelle** zu erheblich rationellerem Arbeitsablauf beitragen. Diese Einrichtung soll sowohl Anlaufstelle für Rat suchende Behörden als auch für unzufriedene Antragsteller sein. Hier können typische Probleme herausgefiltert und einheitliche Vorschläge für deren Abhilfe entwickelt werden. Voraussetzung für eine nutzbringende und weitreichende Akzeptanz ist, das in dieser Institution juristischer, technischer und ökologischer Sachverstand zusammen mit Kenntnissen der behördlichen Verwaltungsabläufe vereint werden. Hierdurch wird der notwendige Praxisbezug und ein hohes Maß an Objektivität der Empfehlungen garantiert, so daß im Idealfall alle Konfliktbeteiligten die Berücksichtigung und sachgerechte Einordnung ihrer Argumente erkennen können. Durch die Einrichtung einer derartigen Clearingstelle kann viel Doppelarbeit (seitens der Behörden und der Antragsteller) und schon frühzeitig ein Divergieren von regionalen Genehmigungsverfahren vermieden werden. Aufwendige gerichtliche Verfahren, welche beispielsweise in Baden-Württemberg gegen die restriktive behördliche Praxis bei der Genehmigung von Windkraftanlagen angestrengt werden mußten, könnten damit entfallen. Bei guter Arbeit wird eine derartige Einrichtung auch dann ein großes Gewicht erhalten, wenn sie keinerlei Weisungsbefugnis hat. Ggf. können diese Aufgaben auch auf die bestehenden Energieagenturen in den Ländern übertragen werden.

7.3.10. Netzzugangsverordnung

Prinzipiell ist es im liberalisierten Markt möglich, als sog. Dritter Energie nicht nur durch Strom- sondern auch durch Gas- oder Fernwärmenetze zu leiten. Aus der Sicht der erneuerbare Energien ist eine Regelung des Netzzugangs im Wärmemarkt jedoch nicht vordringlich.

Eine Einspeisung in Gasnetze ist derzeit ohne Bedeutung, da mit erneuerbare Energien kein Erdgas erzeugt wird. Prinzipiell könnte Biogas gereinigt und der normalen Erdgasversorgung zugemischt werden. Für den Landwirt kann dies – abgesehen von der verfügbaren Einspeisemöglichkeit - aber erst interessant werden, wenn besondere erhöhte Einspeisevergütungen für Biogas geschaffen würden.

Die Einspeisung von erneuerbare Energienenerativ erzeugter Wärme in Fernwärmenetze ist machbar. Es sind hierbei aber gravierendere Einschränkungen zu beachten als beim Strom. Der hydraulische Abgleich des Netzes muß gewährleistet bleiben. Z.B. muß der Einspeisepunkt so gewählt werden, daß sich die Strömungsrichtung in den Leitungen nicht umkehrt. Der Ort, an dem erneuerbare regenerative Wärme erzeugt werden kann, wird dadurch bereits stark eingeschränkt. Desweiteren gibt es bisher keine Erfahrungen mit der Einspeisung aus vielen dezentralen Wärmequellen. In Fern- und Nahwärmenetzen wird i.a. bereits umweltfreundlich erzeugte Energie z.B. aus KWK oder Abwärme genutzt. Diese würde bei Einspeisung von erneuerbare Energien verdrängt. Bei der Diskussion über einen erleichterten Netzzugang im Wärmebereich darf dies nicht übersehen werden. Wesentlich größere positive Effekte ergeben sich, wenn „grüne Wärme“ in solche Netze eingespeist wird, welche bisher ihre Nutzwärme aus rein fossil beheizten Heizwerken beziehen.

7.4. Einordnung und Bewertung von Instrumenten der Information, Ausbildung und Schulung

7.4.1. Verbesserte Information

Die zwischen den unterschiedlichen Wärmeenergieträgern und Systemen bestehende Substitutionskonkurrenz rechtfertigt es von einem Wärmemarkt zu sprechen jedoch zerfällt dieser in kleinräumige Teilmärkte. Für die räumliche Abgrenzung der Teilmärkte ist die Wärmedichte ein Kriterium. Da in Gebieten mit geringen Wärmedichten die Verlegung von Gas- oder Fernwärmeleitungen nicht lohnt, kann der Substitutionswettbewerb dort beschränkt sein. In Gebieten mit hoher Wärmedichte ist der Markt mancherorts administrativ aufgeteilt durch Vorranggebiete oder Verbrennungsverbote. Verstärkte Wärmedämmung läßt die Nachfrage nach Wärmeenergie insgesamt schrumpfen und verschärft die Konkurrenzsituation der wärmeerzeugenden Systeme. Vom Standpunkt der Klimagasreduktion ist Wärmedämmung eine weitere Option gegenüber der Nutzung erneuerbarer Energien Systeme der regenerativen Wärmeerzeugung müssen sich, soweit sie technisch Marktreife erreicht haben, in diesem Umfeld behaupten.

Neben der finanziellen Förderung der wärmeerzeugenden Technologien (Steigerung der Nachfrage nach Erzeugungsanlagen) ist es nötig den Markt der regenerativen Wärmeerzeugung als System in seinem Gesamtkontext zu entwickeln. Hierfür ist es nötig beide „Hälften“ des Marktes parallel zu entwickeln, also nicht nur Aufbau von Produktionskapazitäten auf Angebotsseite, sondern auch dauerhafte Schaffung günstiger Rahmenbedingungen und damit der entsprechenden Nachfrage. Da Informationsdefizite der Nutzung der erneuerbaren Energien und damit auch der Realisierung der klimaschutzpolitischen Ziele entgegenstehen, kommen staatlichen Maßnahmen im Bereich Information, Beratung und Fortbildung, welche eine niedrige Eingriffsintensität und somit den privaten Akteuren einen großen Freiheitsspielraum lassen, eine große Bedeutung zu. Sie sind der eigentlichen Investitionsentscheidung oder dem veränderten Verhalten vorgelagert. Sie bereiten den Boden, auf dem die anderen Maßnahmen greifen. Als solche sind sie deshalb schwer quantifizierbar.

Es sind Marketingkonzepte und Kommunikationsstrategien zu entwickeln, die die Zielgruppen entsprechend ihren Bedürfnissen und Motivationen adäquat ansprechen und geeignete Informationskanäle nutzen. Maßnahmen des Marketings sind primär Aufgabe der Anbieter; staatliche Maßnahmen können nur ein Impuls sein für notwendige Marketingmaßnahmen der am Absatz interessierten Anlagenhersteller und Energieversorger.

7.4.2. Aus- und Weiterbildung

Grundsätzliches Problembewußtsein für Belange des Klimaschutzes und der Bedeutung erneuerbarer Energiequellen kann bereits in allgemeinbildenden Schulen vermittelt werden. Dazu sind zum einen geeignete Lehrpläne, pädagogische Konzepte und Unterrichtsmaterial⁴⁰ zu entwickeln. Zum anderen ist auch die Lehreraus- und weiterbildung an dieser Stelle durch geeignete Programme zu verbessern. Neben der Schule bietet sich auch in Sommercamps, Ferienlager und Vereinen die Chance, Kinder und Jugendliche an das Thema heranzuführen. Der kindlichen Zielgruppe entsprechend ist ein Konzept der aktiven erlebnisorientierten Ansprache durch pädagogische geschultes Personal zu entwickeln.

⁴⁰ z.B. Kosmos „Wärme von der Sonne“ Experimentierkasten

Im Bereich der Erstausbildung liegt die Chance Know-how effizient und nachhaltig an Berufs- und Zielgruppen zu vermitteln. Im Berufsalltag sind der Weiterbildungswille und die zeitlichen Möglichkeiten begrenzt. Die Verbesserung der Ausbildung, d.h. entsprechende Anpassung der Ausbildungspläne, ist häufig angemahnt, aber immer noch unterentwickelt. Dies gilt für die Integration in die Lehrpläne der Hoch- und Fachhochschulen ebenso wie für die handwerklichen Berufe. Gerade in Baugewerbe werden Informationsdefizite und mangelnde Wissensdiffusion immer wieder bemängelt. Dies betrifft beispielsweise das notwendige Know-how zur fachgerechten Integration von Solarkollektoren. Die Errichtung von Lehrstühlen für erneuerbare Energien bzw. die angemessene Aufnahme dieses Bereichs in bestehende Lehrstühle im Bereich der Energietechnik an Universitäten und Hochschulen erweitert das verfügbare Wissen in dieser Hinsicht nachhaltig. Im Bereich der Weiterbildung besteht Bedarf an wenig zeitintensiver Information. Vielen Akteuren ist es zeitlich nicht möglich z.B. Tagesseminare oder ähnlich zeitaufwendige Weiterbildung in Anspruch zu nehmen. Eine Alternative bieten autodidaktische Kurse mit PC- gestützter Kommunikation und Internetangebote.

Die Errichtung und Förderung von weiteren Demonstrationszentren für erneuerbare Energienenergetische Energien zum Zweck der Verbraucherberatung und Weiterbildung der Architekten, Ingenieure, Techniker und Handwerker sowie betroffene Bewilligungsbehörden ist eine weitere Möglichkeit der Know-how-Verbreitung. Auch sollte die Unübersichtlichkeit der Abschlüsse (Solateur, Solarberater...) gelichtet werden und einheitliche Standards der Weiterbildung geschaffen werden, da dies Transparenz und Vertrauen beim Kunden schafft. Insbesondere die Industrie und Handelskammern (vgl. Abschnitt 7.3.6) sollten die Aktivitäten zur Schulung ihrer Mitglieder auf dem Gebiet der erneuerbare Energien verstärken. Gerade ihren Mitgliedern eröffnen sich neue zukunftsfähige Geschäftsfelder. Fachbetriebe können hier ihre Kompetenz beweisen, ihre Wettbewerbsfähigkeit steigern und Kunden an sich binden.

7.5. Einordnung und Bewertung flankierender Instrumente

7.5.1. Förderung von Forschung und Entwicklung

Neben der Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien besteht weiterhin Bedarf an einer Unterstützung von Forschung und Entwicklung sowie der Demonstration in diesem Bereich. Die Bedeutung dieser Förderung im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele bis 2010 ist schwer quantifizierbar. Letztlich ist sie nicht an kurzfristig erreichbaren Ausbauerfolgen zu messen, sondern an langfristigen Zielen auszurichten. Dies gilt insbesondere für die Grundlagenforschung, aber auch für die anwendungsorientiertere Entwicklung und Demonstration.

Neben den energiepolitischen Zielen sind bei der F&E-Förderung auch die wachstums-, industrie- und entwicklungspolitischen Implikationen zu berücksichtigen. Erfolgreiche Forschung und Entwicklung bietet Chancen für Produkt- und Prozeßinnovationen, welche Kostensenkungspotentiale eröffnen und so langfristig dazu beitragen, erneuerbare Energiesysteme im In- und Ausland an die Konkurrenzfähigkeit heranzuführen. Förderschwerpunkte sollten im Bereich der Wärmeerzeugung insbesondere in folgenden Bereichen gesetzt werden:

- Weiterentwicklung von Speichertechnologien (kurz und langfristig),
- Kostensenkung bei Flachkollektoren und Kollektoranlagen,

- Weiterentwicklung der Vergasungstechnik,
- Verbesserung der Ökobilanzen bei der Biomassenutzung,
- Kopplung von Systemen der erneuerbarer Energien mit Blockheizkraftwerken, Brennstoffzellen und Langzeitspeichern

Der Programmzyklus (Grundlagenforschung, anwendungsorientierte F&E, Demonstration-sanlagen, Markteinführung) sollte „berechenbarer“ werden. Bisher oft eher zufallsbedingte Einzelaktivitäten sollten abgelöst werden durch langfristige Strategien und Verpflichtungen. Programme für Demonstrationsanlagen wie z.B. „Solarthermie 2000“ müssen durch Meß- und Evaluationsprogramme begleitet werden. Die so gesammelten Erfahrungen und Daten sollten gut aufbereitet werden und zeitnah zur Verfügung stehen (best-practice-Analysen, Benchmarks), um Lerneffekte schnell in der Breite realisieren zu können. Gerade für kleine und mittlere Unternehmen stellt dieses staatlicherseits unentgeltlich zur Verfügung gestellte Know-how eine wichtige Unterstützung dar.

Neben der technischen Weiterentwicklung sind zunehmend auch interdisziplinäre Arbeiten zu unterstützen. Bisher wurde z.B. aus dem Bereich des Marketings wenig adaptiert und kaum nach adäquaten Anwendungen in Bezug auf erneuerbare Energien geforscht (z.B. Wettbewerbsverhalten von Unternehmen im Deregulierungsprozess; Wesen, Entstehung und Beendigung von Preiskämpfen; Wettbewerberreaktionen auf Preissenkungen; Bürokratietheorie). Exemplarisch sei dazu ein bestehendes Hemmnis angeführt, daß erheblich die Nutzung erneuerbarer Energien in Verbindung mit Nahwärmenetzen behindert: Derartige Systeme werden selbst bei einem Preisvorteil gegenüber traditionellen Einzelheizungssystemen in aller Regel von den Endkunden eher skeptisch beurteilt und offensichtlich nicht als vollwertiges Substitut zu einer Eigenerzeugung wahrgenommen. Hier besteht Bedarf an Ursachenanalysen und der Entwicklung von geeigneten Marketingstrategien, die Erkenntnisse aus der Soziologie und Psychologie einbeziehen. Aus der Analyse von Förderprogrammen und ihrer Erfolgsevaluierung (z.B. Fragebogendesign und Auswertung) können sehr nützliche Ergebnisse für die Konzeption neuer Programme und Förderinstrumente gewonnen werden, etwa für die Gestaltung von Ausschreibungswettbewerben, bei denen bei der Festlegung von Vergabe- und Auktionsmodi auch spieltheoretische Aspekte berücksichtigt werden müssen.

7.5.2. Exportförderung

Die Ausgangssituation für die Nutzung erneuerbarer Energien ist in vielen Entwicklungsländern günstiger als im Inland: Nicht nur wegen der klimatischen Randbedingungen sondern auch wegen des Vorherrschens von dezentralen Strukturen und von Aufbauphasen der Infrastruktur. Deshalb ist neben der Förderung der Markterschließung im Inland - die eine unerläßliche Basis für einen erfolgreichen Technologieexport darstellt - auch eine verstärkte Förderung zur Erschließung von Auslandsmärkten notwendig. Hierzu kommen die klassischen Maßnahmen wie Kooperationen mit ausländischen Unternehmen und Ausbildungseinrichtungen, der Austausch von Know-how, Exportberatung (Standort und Rahmenbedingungen im Ausland, Kreditabsicherungsmöglichkeiten) sowie die Präsentation von angepaßten Energieversorgungskonzepten auf einschlägigen Exportmessen in Frage. Wichtig ist jedoch, daß die Förderbedingungen stärker als bisher auf die Belange der kleineren und jüngeren Unternehmen zugeschnitten werden, die im Bereich erneuerbarer Energien eine hohe Bedeutung haben.

7.5.3. Verbessertes Marketing

Allgemein scheint die breite Öffentlichkeit bisher zu wenig informiert zu sein über die Vorzüge und Anwendungsmöglichkeiten wärmeerzeugender Systeme auf der Basis erneuerbarer Energien. Um die Öffentlichkeit stärker über die Potentiale und Vorteile dieser Art von Energiebereitstellung aufzuklären, ist möglicherweise die Errichtung eines zentralen Marketingboards für alle erneuerbare Energien zielführend. Hierfür müssten die Erfolgsbedingungen einer zentralen Marketingorganisation eruiert und ihre Übertragbarkeit auf erneuerbare Energien geprüft werden. Grundsätzlich konkurrieren die Technologien und Anbieter zwar untereinander um Geschäftsabschlüsse, doch besteht auch ein gemeinsames Interesse. Als Gruppe weisen erneuerbare Energien auch gemeinsame Merkmale auf, die eine gemeinsame Vermarktung denkbar erscheinen lassen. In ihrer Gesamtheit könnten sie u.U. auch ausreichend Mittel für groß angelegte professionelle Kampagnen aufbringen. Gegebenenfalls ist über eine staatliche Unterstützung als Anschubfinanzierung und potentielle strategische Partner nachzudenken.

Neben dieser allgemeinen Kampagne sind Vermarktungskonzepte zu entwickeln, die den Problemen und Bedürfnissen spezifischer Zielgruppen Rechnung tragen und diese aktiv ansprechen. Auf der einen Seite besteht Bedarf an unabhängiger, neutraler Beratung und Information, welche im Falle der Haushaltskunden zur Vermeidung von Hemmschwellen bei den Verbraucherberatungen angesiedelt sein könnte. Auf der anderen Seite ist Marketing originäre Aufgabe der am Absatz Interessierten.

Beispielhaft ist hier die Vermarktung der solaren Kleinanlagen zur Warmwasserbereitung für den privaten Haushalt. Dort ist zunächst mit viel Engagement Mitte der 80er Jahre zunächst ein Pioniermarkt aufgebaut worden, aus welchem sich aber das Handwerk wieder zurückzog. Nach einer mehrjährigen Durststrecke boomt der Markt seit 1990 wieder. Inzwischen wird der Markt systematisch aufgebaut u.a. durch Selbstbaukurse (z.B. Solid), Verbraucherinitiativen wie Phönix unter Nutzung von Konzepten des Technology Procurements, Einstieg der traditionellen Branchen durch Kooperationen der Handwerkskammern und Gewerbeämter, professionelle Kampagnen wie „Solar- Na klar!“ bis hin zu Entwicklungen die den Weg in den Massenmarkt weisen (z.B. neuer Vertriebswege: Franchising, Einkaufsgemeinschaften, Baumarkt und den Versandhandel). Vertrauen in die Technologie wurde gestärkt durch Maßnahmen der Qualitätssicherung und Kontrolle (unabhängige Prüfzeichen und Gütesiegel, Konzept der „Garantierten Solaren Erträge“). Obwohl schon vor Jahren die technische Entwicklung in diesem Bereich für beendet erklärt wurde, bieten Produktinnovationen, wie z.B. Solardachziegel, neue Chancen mittels der Verbesserung der Handhabbarkeit und der Integration ins Dach, neue Kundenschichten zu erschließen.

Nachfolgend werden einige erfolgreiche Vermarktungsstrategien aufgeführt:

Phönix – Solarthermie-Selbstbau-Förderprogramm des Bundes der Energieverbraucher⁴¹

Ziel des BDE-Projekts ist die Förderung von thermischen Solaranlagen als Beitrag zur Zukunftsfähigkeit der Gesellschaft. Mittel dazu ist die Verminderung der Solarthermiehemmnisse im Kosten- und Informationsbereich. Zielgruppe der Aktion waren solarthermie-Interessierte Privatleute, da der Marketingaufwand zur Überzeugung uninformatierter Bürger als ungleich höher eingeschätzt wurde. Die schon grundsätzlich Interessierten sollten durch

⁴¹ Vgl. hier und im folgenden: Berlo, bzw, Henricke, P. Jochem, E. & Prose, F. (Hrsg.) Interdisziplinäre Analyse der Umsetzungschancen einer Energiespar- und Klimaschutzpolitik. Mobilisierungs- und Umsetzungskonzepte für verstärkte kommunale Energie und Klimaschutzaktivitäten Forschungsbericht, Karlsruhe, Kiel, Wuppertal 1997

Phönix in die Lage versetzt werden, ihr Vorhaben in die Tat umzusetzen. Durch ihr Beispiel sollten Andere angeregt und zum Nachziehen motiviert werden, damit entsprechend dem Selbstverständnis von Phönix eine soziale Bewegung und soziale Norm entsteht.

Die zentrale Koordinationsstelle des Projekts soll Schlagkraft und Effizienz durch einheitliches Erscheinungsbild, Pressearbeit Materialien der Öffentlichkeitsarbeit ermöglichen. Vor Ort werden die Phönix- Interessenten und -Teilnehmer durch ca. 400⁴² geschulte Phönixberater (Heizungsbauer, Installateure) unterstützt, die eine einschlägige Schulung absolvieren müssen und bei der Abwicklung des Vorhabens mit organisatorischem und handwerklichem Know-how helfen. Die Phönix-Anlagen sind sehr preiswert durch die Ausschreibung einer standardisierten Anlage und dem Abschluß von Exklusivlieferverträgen mit dem Hersteller, der den Zuschlag erhielt. Seine Anlage wird anschließend als Phönix-Anlage vertrieben. Der Kunde wird betreut durch Hilfen bei der Inanspruchnahme von Fördermitteln, bei der Planung und Ausführung und bei der Kontrolle der Funktionsfähigkeit der Anlage. Gerade dem Gefühl der Überforderung als Hemmnis wird vorgebaut.⁴³

Bis heute wurden 12.000 Anlagen installiert. Die Resonanz bei den Teilnehmern ist positiv. 79 % der Kunden waren mit der Beratung und 87 % mit der Anlage zufrieden bis sehr zufrieden⁴⁴. Die Erfolge werden durch den großen Marktanteil im Programm „KesSolar“ bestätigt⁴⁵. Es lassen sich keine Aussagen über den Marktanteile der Phönixanlage am Gesamtmarkt treffen, da über die Marktaufteilung generell kein Zahlenmaterial verfügbar ist. Aufgrund einer aggressiven Vermarktungsstrategie kam es allerdings zu scharfen Auseinandersetzungen mit Herstellern und Handwerk. Die gerichtlichen Auseinandersetzungen fand erst im November 1997 mit einem Vergleich ihr Ende

Das Wuppertal-Institut kommt zu folgendem Urteil: „Insgesamt ist das kompetent und systematisch aufgebaute Phönix-Projekt ein nachahmenswertes Beispiel einer privat initiierten Technologieförderinitiative.“⁴⁶ Mit Sicherheit hat das Phönix-Projekt zu einer deutlichen Senkung der Kosten von Solaranlagen in Deutschland beigetragen. Weiterentwicklungsansätze sind im Bereich der besseren Integration weiterer Akteure z.B. von Umweltverbänden⁴⁷ sind im Gange. Ein ähnliches Vorgehen und Konzeption unter Vermeidung von groben Konflikten, ist für andere Technologien und Zielgruppen zu entwickeln und zu empfehlen.

Ein Beispiel für eine **regionale Vermarktungskampagne**⁴⁸ mit stärkerer Integration des Handwerks ist die Initiative vom BUND und der Innung für Spenglerei, Sanitär und Heizungstechnik in Stadt und Landkreis Landshut. Ausgangspunkt der Initiative war, daß in

⁴² www.oneworldweb.de/bde: „Ja zur Sonnenwärme“

⁴³ Dies scheint sich zu bestätigen, darin das nach Recherche des Wuppertaler Instituts 37 % , bzw. 47 % Phönix interen Auswertung, der Teilnehmer ohne die Phönixunterstützung keine Anlage gebaut hätten

⁴⁴ Stichprobe des Wuppertal-Instituts

⁴⁵ S&W 6/98, S.28; Die zehn am stärksten vertretenen Anbieter erreichten Marktanteile zwischen 16,3 (Phönix) und 3,7 %. Wobei Phönix mit 16,3 einen fast doppelt so großen Marktanteile hat wie der nächste Anbieter mit 8,5 hat. Allerdings läßt die Rangfolge nur bedingt Schlüsse auf die bundesweite Situation zu, da das Vertriebsnetz der Anbieter regional unterschiedlich stark ausgeprägt sein kann.

⁴⁶ Berlo, Arbeitspapier, aus Hennische, Prose, Jochem 1997

⁴⁷ Hennische, Jochem, Prose, 1997

⁴⁸ Vgl. Jans, Knappe „Ökologische und ökonomische Auswirkungen staatlicher Solarförderprogramme- untersucht am Beispiel der Stadt und des Landkreises Landhut

Bayern ab 1995 staatliche Zuschüsse für solare Brauchwasseranlagen bereitgestellt wurden, die mangels Nachfrage nicht vollständig verausgabt werden konnten. Angeboten wurde eine preiswerte Komplettanlage, die im Do-it-yourself oder durch einen Innungsbetrieb montiert werden konnte. Mit dem Angebot einer Komplettanlage sollte der Kunde vor geringwertigem Material und Konzeptfehlern geschützt werden. Im Rahmen der Vermarktungskampagne wurde auf die Möglichkeit der Inanspruchnahme staatlicher Fördermittel hingewiesen und die Fachbetriebe wurden mit entsprechenden Förderantragsformularen ausgestattet und halfen den Kunden bei der Antragsstellung. Die wissenschaftliche Erfolgsevaluierung weist die Aktion als Erfolg aus. Jedoch werden auch Ansatzpunkte zur Verbesserung bei zukünftigen Aktionen genannt: Der Informationsstand über den Nutzen der Solaranlagen ist bei den Handwerksbetrieben zu gering, gleiches gilt für ihre Vermarktungsanstrengungen. Es wurde auch die Schulung des Handwerksbetriebs im Bereich der Beratung, Verkauf, handwerkliches Know-how bemängelt. Auch muß ein Förderprogramm aktiv vermarktet werden, denn mangelnde Kenntnis über vorhandene Fördermöglichkeiten führte häufig zum Kaufverzicht.

Die Preisschwelle liegt aus Sicht der Endkunden beim Neubau eines Hauses für die komplette Anlage inklusive Montage bei 5.000-6.000 DM. Die angebotene Solaranlage kostete nach Realisierung der Fördermittel noch 6.000 DM. Deshalb schlossen die Autoren das „zu hohe Kosten“ ein eher vorgeschobener Grund seien, warum auf den Kauf verzichtet wurde. Weiter sollte die Solaranlage als Statussymbol mit dem Image des umweltbewußten Trendsetters vermarktet werden. Auch sind gezielt Solaranlagenbesitzer als Multiplikatoren zu integrieren. Bezieher von mittleren und höheren Einkommen müssen ebenso wie Besitzer von Mehrfamilienhäusern und Hausverwaltungen gezielter interessiert und angesprochen werden. Auffällig ist auch, daß Frauen als Zielgruppe und damit Investorinnen bisher nicht erreicht wurden. Kritik wurde von Seiten der Anbieter, bei grundsätzlichem Wohlwollen, geäußert an der Nichteinhaltung der konventionellen Vertriebswege.

Auch wurde bei der Befragung der Akteure von mehreren Seiten auf die für das Handwerk unattraktiv niedrige Handelsspanne hingewiesen. Im mehrgliedrigen Vertriebssystem erwartete jede Ebene von der anderen mehr Vermarktungsaktivität. Es bestätigte sich auch die häufig geäußerte Forderung nach Einrichtung und Förderung von weiteren Demonstrationzentren für erneuerbare Energien zum Zweck der Verbraucherberatung und Weiterbildung von Architekten, Ingenieuren Technikern und betroffenen Bewilligungsstellen. Allerdings verwies der Großhandel auf die Möglichkeit des Handwerks potentielle Kunden analog zum Sanitärbereich in seine Ausstellungen zu schicken.

SOLAR - Na klar!⁴⁹

Dies ist eine große, professionell konzipierte, breit angelegte Vermarktungskampagne für Sonnenkollektoren für private Haushalte. Unter der Schirmherrschaft von Bundeskanzler Schröder startete der Bundesdeutsche Arbeitskreis für Umweltbewußtes Management (BAUM) zusammen mit ZVSHK, BSE, DFS, DGS, BDA, DNR eine breit angelegte Kampagne zur Forcierung des Absatzes solarthermischer Anlagen. Die Solarkampagne ist ein Aktions- und Marktprogramm zur verstärkten Nutzung solarthermischer Anlagen, die das Ziel verfolgt alle gesellschaftlichen Kräfte zu bündeln um private Haushalte, Kommunen und Unternehmen zu sensibilisieren, umfassend zu informieren und für den Einsatz solarthermischer Anlagen zu gewinnen. Ziel ist die Installation von 400.000 neuen Solaranlagen in 5 Jahren. Hierfür wird der Markt von beiden Seiten entwickelt. Nachdem die Kampagne auf der ISH '99 in Frankfurt startete, werden in der ersten Phase die Handwerker für diesen für sie neuen Geschäftszweig und potentiellen Zukunftsmarkt sensibilisiert und entsprechend vorbereitet (mittels Service- Box, Fachinformation, Schulung, Leitfaden für den Handwerker, Werbe-

⁴⁹ <http://www.solar-na-klar.de/>

materialien). Dann soll der Startschuß für die Ansprache der Verbraucher mit einem großen Solar-Event öffentlichkeitswirksam fallen. Die Kampagne ist bis 2001 konzipiert und will die Öffentlichkeit über diesen Zeitraum permanent durch Presse, TV, Hörfunk, Film informieren. Es ist geplant, daß Prominente, welche für die Aktion gewonnen werden konnten, in Anzeigen in Zeitschriften und TV-Spots den Verbraucher direkt ansprechen.

Engagement der Fertighaushersteller für den Einsatz von Solarkollektoren und Niedrigenergiehäuser

Der Bundesverband Deutscher Fertigung (BDF) hat August 1997 eine Solarinitiative gestartet. Ziel war, daß bis 1999 insgesamt 10.000 Dächer mit Solaranlagen ausgestattet werden bei pro Jahr 12.000 durchschnittlich erstellten Häuser⁵⁰. Die vom Verband ins Leben gerufene Initiative hatte zur Folge, daß fast alle Fertighaushersteller aktiv wurden. Dabei wurden folgende Erfahrungen gemacht:

- Der Absatz von Solaranlagen ist sehr stark von der Schulung der Vertriebsmitarbeiter abhängig.
- Eine als Standardausrüstung angebotene Solaranlage wird von den Kunden weitaus öfter gekauft als wenn sie nur als Zubehör angeboten wird – auch wenn die Mehr- bzw. Minderkosten in beiden Fällen gleich sind.

Langsam setzt auch die Vermarktung solarthermische Kleinanlagen zur Brauchwassererwärmung über Baumärkte und Versandhandel ein, wobei hier auf die Problematik der intensiven Beratung bei Planung, Kauf und Montage hingewiesen wurde, die im Baumarkt schwer leistbar ist. (Deshalb verkauft z.B. OBI solarthermische Systeme inklusive Einbauvideo)

Die dargestellten Aktivitäten bezogen sich nur auf den Markt für thermische Solaranlagen, die an den Privathaushalte vermarktet werden. Durch ihre zielgruppenspezifische Ausrichtung sind sie wirksam. Es ist daher nach Möglichkeiten der Übertragbarkeit auf andere erneuerbare Energien zu suchen. Die relativ homogen erscheinende Gruppe der Landwirte mit Viehwirtschaft bietet z.B. einen Ansatz für eine spezifische Kampagne für die Erzeugung und den Einsatz von Biogas.

Eine wichtige Zielgruppe sind auch die Entscheidungsträger der Gebietskörperschaften. Große Bedeutung kommt hier der Verbesserung des Informationsstandes der Gebietskörperschaften und ihrer Entscheidungsträger zu. Gerade in Gemeinden sind lokale Honoratioren (Bürgermeister, Gemeinderat) wichtige Multiplikatoren und Meinungsführer. Neben dem verfügbaren Material, welches laufend zu aktualisieren ist, sind Informationsangebote so zu gestalten, daß sie trotz Zeitmangel und Desinteresse wahrgenommen werden. Hier ist zu denken an Artikel in regelmäßig gelesenen Verbandzeitungen und Fachzeitschriften. Auch bieten Verbandstagungen, welche meist gut besucht sind, gute Möglichkeiten Überzeugungsarbeit zu leisten. Wichtig sind neben der Kürze der Information, die Höhe der konkreten Einsparungen, konkrete Realisierungshinweise und Material, welches wiederum für Überzeugungsarbeit vor Ort nützlich ist, d.h. dem überzeugten Entscheidungsträger kann ein Realisationskonzept und Material der Öffentlichkeitsarbeit gleich mit an die Hand geben werden. Diese „Problemlösungspakete“ sollten auch auf Möglichkeiten der Finanzierung, Vertragsgestaltung, besonderen Haushaltsgrundsätzen der Gebietskörperschaften usw. eingehen. So läßt sich der komparativ höhere Aufwand und die größere Unsicherheit bei Einsatz neuer Technologien im Gegensatz zu althergebrachten Lösungen stark senken.

⁵⁰ S&W Juli / August 4/1998

Als besonders zielführend haben sich auch Praxisberichte und der Besuch von Demonstrationsanlagen⁵¹ herausgestellt. Erfolgsevaluierung der Fördermaßnahmen könnte die Basis legen für Best-practice- Sammlungen und Benchmarks. Durch sie könnten Effizienzpotentiale schneller entdeckt und Lernerfolge weitergegeben bzw. Mißerfolge vermieden werden⁵². Hier sei z.B. auf das Impulsprogramm aus Hessen hingewiesen. Auch Messen bieten einen guten Weg, Fach- und allgemeines Publikum anzusprechen. Hier sei, neben den zahlreichen Solarfachmessen, auf die in Gründung befindliche Messe „Grünes Geld“ hingewiesen. Ihr Ziel ist es, über Anlagemöglichkeiten und Finanzierungskonzepte im Umweltschutzbereich zu informieren. Dadurch eröffnet sich einem breiteren Publikum die Möglichkeit der ökologischen Geldanlage und es bleibt zu hoffen, daß dies die Transparenz des grauen Kapitalmarkts in diesem Bereich erhöht. Nicht unerwähnt bleiben sollen die zahlreichen Informationsangebote, die im Internet verfügbar sind. Hier wird kompakt, kompetent und umfangreich über viele Aspekte der Solarenergienutzung informiert. Jedoch ist auch hier eine Dominanz der stromerzeugenden Systeme zu verzeichnen.

Im Bereich der **Biomassenutzung** besteht zur Zeit noch Bedarf nach zentraler, verbesserter Brennstofflogistik, da bisher die regionalen Märkte wenig vernetzt sind bzw. die Förderbedingungen eine überregionale Holzbeschaffung eingeschränkt. Die Errichtung einer zentralen Holzbörse oder Holzhandelsplatzes zur Vermarktung erhöht die Markttransparenz und führt zu sinkenden Transaktionskosten. Zur Zeit befinden sich einige „Holzhandelsplätze“ im Aufbau. Jedoch sind dies bisher eher Bezugsquellenlisten, die mit einer Börse wenig gemein haben. Auch ist das Problem der gleichbleibenden Brennstoffqualität, d.h. der Standardisierung des Brennstoffs noch nicht gelöst, wenngleich hier privatwirtschaftliche Aktivitäten zu beobachten sind (z.B. Bayernwerk). Die Normierung und Zertifizierung des Brennstoffs würde die Zuverlässigkeit, Sicherheit und damit die Akzeptanz der Biomasse erhöhen.

7.6. Schlußfolgerungen für die Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

7.6.1. Strukturveränderungen und Auswirkungen auf den Bedarf an Zuschußfinanzierung

Träger des bisherigen Einsatzes erneuerbarer Energien im Wärmemarkt waren überwiegend kleinere, privat finanzierte Kollektoranlagen und Holzzentralheizungen. Ihnen lassen sich rund 90 % des Investitionsvolumens in neue wärmeerzeugende Anlagen (ohne Kraft-Wärme-Kopplung) des Jahres 1997 in Höhe von 815 Mio. DM zuordnen (**Tabelle 7.1**)⁵³, wobei insbesondere Kollektoranlagen zu diesem hohen Prozentsatz beitragen.

Im Rahmen des Verdopplungsziels wird bei einer **Vervierfachung** des Investitionsvolumens bis zum Jahr 2010 von einem deutlich rascheren Anwachsen von Großanlagen bzw. Nahwärmeanlagen ausgegangen. Während sich das Investitionsvolumen in Kleinanlagen noch reichlich verdoppelt, steigt dasjenige der Großanlagen um mehr als eine Größenordnung, so daß im Jahr 2010 ein annähernder Gleichstand erreicht ist. Gründe für diese vorgeschlagene strukturelle Veränderung sind die günstigeren Wärmegestehungskosten von Groß- und

⁵¹ Hemmnisstudie

⁵² Expertenhearing

⁵³ Hinzu kommt noch ein jährlicher Ersatzbedarf an Holzheizungen in Höhe von etwa 340 Mio. DM/a

Nahwärmanlagen, die günstigeren Emissionseigenschaften und deren gesicherte Überwachung im Bereich der Biomasse und die deutlich größeren Potentiale bei großen Kollektoranlagen mit saisonalem Wärmespeicher (Teildeckung des Raumwärmebedarfs möglich).

Tabelle 7.1: Investitionsvolumina für Neuanlagen im Wärmemarkt getrennt nach Klein- und Groß- (bzw. Nahwärme-) -anlagen (Szenario „Verdopplung“; ohne Kraft-Wärme-Kopplung; einschl. Nahwärmenetze)

	Solarkollektoren		Biomasse		Geothermie	Gesamt		Summe
	Klein	groß	Klein	groß	groß	Klein	groß	
1997	640	10	85	65	15	725	90	815
2000	1.070	20	137	228	86	1.207	334	1.541
2005	1.550	245	175	360	140	1.725	745	2.470
2010	1.450	750	300	600	230	1.750	1.580	3.330

Diese Strukturveränderung muß ihren Niederschlag in dem Förderinstrumentarium für den Wärmemarkt finden. Die Investoren in Kleinanlagen sind vielfältig motiviert, wobei wirtschaftliche Erwägungen meist nicht die oberste Priorität besitzen (Anhörung; siehe Anhang..). Vielfach genügt hier eine relativ geringe Förderquoten – als „Anerkennung“ des ökologischen Engagements der Investoren – um die Investition auszulösen. Als weitere Erleichterung kommt hinzu, daß die absoluten Investitionssummen sich meist im Bereich von 10.000 DM bewegen. Dies erklärt u.a. die hohe Selbstbeteiligung in Form privater Mittel, die wir für 1997 auf insgesamt 300 Mio. DM schätzen. Sie ist damit ebenso hoch wie die Summe aller öffentlichen Fördermittel in den Bereich der wärmeerzeugenden Kleinanlagen. Mit einem weiteren problemlosen Anwachsen dieses „Pioniermarktes“ kann allerdings nicht ohne weiteres gerechnet werden, so daß auch in diesem Marktsegment von einem tendenziell höheren finanziellen Unterstützungsbedarf ausgegangen werden muß, wenn die unterstellten Wachstumsraten des Kollektormarktes sich einstellen sollen.

Investoren in Großanlagen, etwa (Wohn-) Baugesellschaften, Kommunen sind dagegen vorwiegend an betriebswirtschaftlichen Zielsetzungen ausgerichtet. Sie erwarten daher eine finanzielle Unterstützung, die es erlaubt, die Anlagen in einer angemessenen Zeit abzuschreiben und für das Eigenkapital eine angemessene Rendite zu erwirtschaften. Der Vorteil der niedrigeren Gestehungskosten dieser Anlagen kann also möglicherweise vordergründig durch höhere Zuschußraten wieder aufgehoben werden. Entsprechende Förderinstrumente müssen dies beachten und möglicherweise ausgleichen.

Unter Beachtung dieser Gegebenheiten, sowie unter Berücksichtigung der in der Anhörung „Wärmemarkt“ diskutierten und für erforderlich gehaltenen Förderquoten, der unterstellten Kostenreduktionen im Bereich des Kollektormarkts und der derzeitigen Fördersituation läßt sich ein Überblick über den zukünftigen Zuschußbedarf gewinnen, der für eine „Verdopplung“ des Beitrags erneuerbarer Energien im Wärmemarkt bis 2010 erforderlich ist (**Tabelle 7.2**). Im Vergleich dazu beliefen sich die gesamten Zuschüsse im Bezugsjahr 1997 auf ca. 230 Mio. DM. Sie dürften bis 1999 wegen des 200 Mio. DM-Förderprogramms der Bundesregierung auf schätzungsweise 315 Mio. DM/a gestiegen sein (vgl. Tabelle 5.5).

Tabelle 7.2: Geschätzter Zuschußbedarf im Wärmemarkt getrennt nach Klein- und Groß- (bzw. Nahwärme-) -anlagen, berechnet als direkter Investitionszuschuß (Szenario „Verdopplung“; ohne Kraft-Wärme-Kopplung; einschl. Nahwärmenetze)

	Solarkollektoren		Biomasse ⁵⁴		Geothermie	Gesamt		Summe
	Klein	groß	Klein	groß	groß	Klein	groß	
1997	120	4	70	30	9	190	43	233
2000	215	10	136	93	40	351	143	494
2005	310	140	150	78	55	460	273	733
2010	290	384	163	80	75	453	539	992
Mittelwert 2000-2010	272	177	151	84	57	423	318	741

Die angenommenen Förderquoten liegen bei Kleinanlagen gleichbleibend bei 20 % für Kollektoranlagen und 25 % (2010: 20 %) für Biomasse – Zentralheizungen. Die heutigen Fördersätze für Holzzentralheizungen von 10-15 % sind zwar häufig ausreichend, um Umrüstungen im Bestand auf bequemere Ölheizungen zu verhindern, um den angestrebten Netozubau zu erreichen, ist jedoch ein höherer Zuschuß erforderlich. Für die Biomasse kann damit weitgehend Kostendeckung erreicht werden (bei Brennstoffpreisen von 4,3 Pf/kWh). Für solare Kleinanlagen sind weitere Instrumente zur Mobilisierung der restlichen nicht wirtschaftlichen Aufwendungen erforderlich, welche einem Volumen von derzeit rund 300 Mio. DM/a entsprechen und auf ein Maximum im Jahr 2003 mit nahezu 1,0 Mrd. DM/a ansteigen, um bis 2010 wieder abzufallen. Diese können von einem weiter steigenden privaten bzw. freiwilligen Engagement (vgl. Kampagne „Solar – na klar“) über günstige Komplettangebote (Heizung mit Solarkomponente; Solaranlagen als Bestandteil von Neubauten) bis zu ordnungsrechtlichen Maßnahmen reichen.

Die Förderquoten für Großanlagen (einschließlich Nahwärmenetze) müssen anfangs zwischen 40 % (Biomasse-Heizwerke) und 60 % liegen (solare Großanlagen) und können bis 2010 auf rund 35 % sinken, wenn Kostendeckung auf der Basis der anlegbaren Wärmepreise entsprechend der Szenarioannahmen erreicht werden soll. Der Zuschußbedarf für Großanlagen steigt somit auf ca. 540 Mio. DM/a im Jahr 2010 und übersteigt dann denjenigen der Kleinanlagen. Der Zuschußbedarf für den gesamten Wärmemarkt erreicht im Jahr 2010 also insgesamt nahezu 1 Mrd. DM/a, wenn er als direkter Investitionszuschuß berechnet wird. Für die Gesamtperiode 2000-2010 beträgt er im Mittel 740 Mio. DM/a, wovon 57 % auf Kleinanlagen entfallen.

7.6.2. Auswahl von Instrumenten zur Mobilisierung der erforderlichen Zusatzfinanzierung

7.6.2.1 Maximale (ökonomische) Wirkung einzelner Instrumente

Der in Tabelle 7.2 angegebene Zuschußbedarf muß durch die Instrumente, welche der Förderung der erneuerbare Energien dienen, mobilisiert werden. Für einen Vergleich der Wirk-

⁵⁴ Bei Kleinanlagen einschließlich Zuschüsse für Ersatzbedarf (1997 ca. 50 Mio. DM/a; zukünftig rund 75 Mio. DM/a); bei Großanlagen sind alle Nahwärmenetze, also auch diejenigen für KWK-Anlagen enthalten

samkeit und zur Erleichterung der Auswahl ist die Ermittlung des von einem Instrument maximal mobilisierbaren Zuschußvolumens als Grenzfall von großem Interesse. Dies ist allerdings in einigen Fällen nur näherungsweise, in anderen nur aufgrund von groben Schätzungen möglich. Daher werden in der **Tabelle 7.3** nur sechs Größenklassen der monetären Wirkung angegeben. Die Tabelle ist nicht selbsterklärend und sollte stets im Zusammenhang mit den zugehörigen Erläuterungen interpretiert werden. Die Wirkungen einzelner Instrumente sind in dieser Darstellung nicht addierbar.

Aus der Tabelle ist ersichtlich, daß die wirkungsvollsten Instrumente einerseits Investitionszuschüsse oder entsprechende Steuervergünstigungen von staatlicher Seite und andererseits Quotenmodelle sind, bei denen die Geldströme nicht über den Staat fließen, sondern von den Energie- bzw. Brennstoffversorgern verteilt und letztendlich bei den Kunden wieder eingesammelt werden. Solange ordnungsrechtliche Maßnahmen nur für Neubauten ergriffen werden, bleibt deren Wirkung begrenzt. Da Anzahl und Wärmebedarf der Neubauten in Zukunft weiter abnehmen werden, wird auch die Bedeutung der ordnungsrechtlichen Instrumente in Zukunft noch weiter sinken. Sofern auch Eingriffe in Besitzstände (Altbaubestand), die deutlich tiefgreifender sein müssen als bei der bereits heute gültigen Heizungsanlagenverordnung, nicht ausgeschlossen werden, kann auch das Ordnungsrecht als alleiniges Instrument die Erfüllung der angestrebten Ausbauziele für erneuerbare Energien bewirken.

Nicht vergessen werden soll der Hinweis, daß auf längere Sicht freiwilliges Engagement den größten finanziellen Einzelbeitrag im Wärmebereich liefern dürfte, um die Differenzkosten zu einer rein fossilen Wärmeversorgung auszugleichen. In diesem Bereich liegt aber auch größtenteils die Wirksamkeit von Bewußtseinsbildung, Information und Marketing.

Als mögliche Hauptinstrumente zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt kommen nach den Ausführungen in Kapitel 7.2 – 7.5 und den in Tabelle 7.3 dargestellten Ergebnissen im wesentlichen

- staatliche Zuwendungen in deutlich höherem Ausmaß als bisher (Zuschüsse, Zinsverbilligte Kredite), teilweise mit neuartigen Förderinstrumenten (z.B. Bieterwettbewerb).
- die Einführung einer Quotenregelung
- oder eine deutliche Ausweitung und Verschärfung des Ordnungsrechts (insbesondere auf der Basis der neuen Energieeinsparverordnung)

in Frage. Da im Wärmemarkt bisher kein dem StrEG ähnlich wirksames Instrument existiert auf dessen Bestand bzw. Weiterentwicklung besonders zu achten ist und die bisherige Förderung im wesentlichen über Investitionszuschüsse liefen, ist man in der Ausgestaltung eines zukünftigen Maßnahmenbündels „freier“ als im Strommarkt. Es empfiehlt sich daher, ein Maßnahmenbündel zu entwerfen, das bereits sehr weitgehend die sich immer stärker wettbewerblich gestaltenden Marktvorgänge im Energiemarkt berücksichtigt und daher über einen längerfristigen Zeitraum Bestand haben kann. Daneben gibt es eine Reihe „unverzichtbarer“ Maßnahmen, welche für die erforderliche beträchtliche Ausweitung des regenerativen Wärmemarktes von wesentlicher Bedeutung sind und die deshalb unabhängig von einer Schwerpunktsetzung bei dem Hauptinstrument benötigt werden. Auf diese wird zunächst eingegangen.

Tabelle 7.3: Maximale monetäre Wirkung von Instrumenten für die Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

	Jahr 2000 [Mio DM]	Jahr 2010 [Mio DM]
Gesamter Zuschußbedarf bei staatlichen Investitionshilfen (Szenario Verdopplung)	500	1000
Davon für Kleinanlagen	350	450
Davon für Großanlagen	150	550
Staatlich monetäre Förderinstrumente		
Zuschuß zu Investitionskosten	100 %	100 %
Zinsgünstige Darlehen	gering	hoch
Betriebskostenzuschuß/Einspeisevergütung	n.z.	n.z.
Steuervergünstigung, Anrechnung auf Einkommen	sehr hoch	sehr hoch
Steuervergünstigung, analog Wohnbauförderung	100 %	100 %
Preisnachlaß bei Grundstückskauf	mittel	mittel
Bieterwettbewerb um Fördermittel	hoch	sehr hoch
Quotenmodelle im Wärmemarkt		
Handelbare Zertifikate	100 %	100 %
Ausschreibungsverfahren	100 %	100 %
Freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung		
Zinsgünstige private Fonds und Beteiligungsgesellschaften	mittel	Hoch
Sponsoring durch Unternehmen/Verbände	Hoch	Mittel
Grüne Tarife im Wärmemarkt	n.z.	n.z.
Freiwilliges privates Engagement (Zusätzlich zu den staatlichen Investitionshilfen)	sehr hoch	Sehr hoch
Ordnungsrechtliche Instrumente		
Bauordnung, nur Neubau	hoch	Hoch
" , bei Ausdehnung auf den Gebäudebestand	100 %	100 %
Anschlußpflicht für Nahwärme (nur für Neubau)	hoch	Gering
Energieeinsparverordnung, nur Neubau	hoch	Hoch
" , bei Ausdehnung auf den Gebäudebestand	100 %	100 %
Mietrecht	n.e.	n.e..
Finanzverwaltung der Kommunen	sehr gering	Gering
Normen und Richtlinien	sehr gering	Gering
Kreislaufwirtschaft und Umweltauflagen	gering	Gering
Netzzugangsverordnung	n.e.	n.e.
Genehmigungsverfahren	sehr gering	Mittel
Weitere Instrumente		
Bewußtseinsbildung, Marketing der Anbieter, Ausbildung in Lehrestalten	mittel	Hoch
Holzbörse	sehr gering	Gering
Förderung von F&E	z.M.	z.M.
Förderung von Demo-Projekten	z.M.	z.M.
Berücksichtigung von erneuerbare Energien bei staatlichen Baumaßnahmen	sehr gering	Gering
Selbstverpflichtungen, Exportförderung, Selbstbauinitiativen	sehr gering	sehr gering
Bürgschaften	sehr gering	gering

Erläuterungen zu Tabelle 7.3:

Größenklassen der monetären Wirkungen:

Bis 10 Mio. DM = sehr gering, bis 30 Mio. DM = gering, bis 100 Mio. DM = mittel, bis 300 Mio. DM = hoch, über 300 Mio. DM = sehr hoch, gesamter Zuschußbedarf kann gedeckt werden = 100 %.

Abkürzungen: n.z. = nicht zweckmäßig; n.e. = nicht empfehlenswert; z.M. = zusätzlicher Mittelbedarf erforderlich.

Gesamter Zuschußbedarf bei staatlichen Investitionshilfen

Der Zuschußbedarf von rund 1.000 Mio. DM/a im Jahr 2010 entspricht einem Aufschlag von nur ca. 0,07 Pf/kWh auf den heutigen Endenergieverbrauch an Brennstoffen (5.200 PJ in 1997).

Staatlich monetäre Förderinstrumente

Zuschuß zu Investitionskosten.

Prinzipiell reicht dieses Instrument allein aus, um das Verdopplungsszenario zu realisieren, wenn Mittel in ausreichender Höhe vorhanden sind.

Zinsvergünstigte Darlehen

Zinsvergünstigung von 6 % auf 4 %. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren entspricht dies einem Investitionskostenzuschuß von 8 %. Sind für solare Kleinanlagen und Holzzentralheizungen wenig attraktiv und werden daher hier nicht berücksichtigt. Für die übrigen (Groß-)Anlagen sind sie meist allein nicht ausreichend, werden aber dennoch hier berücksichtigt.

Betriebskostenzuschuß/Einspeisevergütung

Prinzipiell als alleiniges Instrument (kostendeckende Vergütung) denkbar. Erscheint aber im Wärmemarkt höchstens für Großanlagen geeignet.

Steuervergünstigung, Anrechnung auf Einkommen

Besonders geeignet für solare Kleinanlagen oder Holzzentralheizungen. Nur hohe Einkommen profitieren. Minderungen der Steuereinnahmen möglicherweise gering, da in vielen Fällen unsinnigere Abschreibungsobjekte zugunsten von erneuerbaren Energien nicht realisiert werden.

Steuervergünstigung, analog Wohnbauförderung

Verlässlicher als o.a. Investitionszuschuß, da die Auszahlungen des Finanzamtes längerfristig und gesetzlich geregelt sind.

Preisnachlaß bei Grundstückskauf

Kann im Falle von Nahwärme den Zuschuß ersetzen. Annahme: 50 % der Grundstücke befinden sich vor dem Verkauf in öffentlicher Hand.

Bieterwettbewerb um Fördermittel

Unterscheidet sich nur bei den Kriterien zur Mittelvergabe vom Zuschuß. Ist durch den zusätzlichen Aufwand zur Erlangung von Fördermitteln nur für Großanlagen geeignet.

Quotenregelungen im Wärmemarkt

Bei konsequenter Umsetzung sind die Quotenmodelle geeignet, das Verdopplungsziel zu erreichen.

Freiwillige bzw. private Mittelbereitstellung

Zinsgünstige private Fonds und Beteiligungsgesellschaften

Annahme: Die engagierten Kapitalgeber (von denen es vermutlich genug gibt) verzichten bei sicheren Anlagen auf 2 % Zins und bei Beteiligungen mit Risiko auf den sonst üblichen Risikozuschlag in Höhe von 3 %. Rechnerisch entspricht dem ein äquivalenter Investitionszuschuß von etwa 10 %. Kleine Solaranlagen und Holzzentralheizungen können mit diesem Instrument kaum gefördert werden.

Sponsoring durch Unternehmen/Verbände

Funktioniert nur, wenn sich das Unternehmen dadurch an anderer Stelle Vorteile (höhere Tarife, zunehmende Akzeptanz verbunden mit geringeren (Umwelt-)Auflagen, Kundenbindung) verspricht. Wird im liberalisierten Energiemarkt eher abnehmen.

Grüne Tarife im Wärmemarkt

Die Erfahrungen am Strommarkt lassen sich nicht auf den Wärmemarkt übertragen. Selbst im Fernwärmemarkt ist es effektiver, die zentrale Wärmeerzeugung zu verbessern als dezentrale Einspeiser zu fördern.

Freiwilliges privates Engagement

Ist besonders hoch bei privaten Kleinanlagen, speziell bei Kollektoren. Im Wärmemarkt spielt die Motivation des Verbrauchers eine viel wichtigere Rolle als im Strommarkt. Der Wärmekunde weiß, wo seine Wärme erzeugt wird, der Stromkunde weiß dies nicht. Das private Engagement folgt aus der starken Identifikation mit der eigenen positiv bewerteten Solaranlage.

Ordnungsrechtliche Instrumente

Ordnungsrechtliche Instrumente können gut auf Neubauten angewandt werden, wo ohnehin Baugenehmigungen erforderlich sind, Vorschriften befolgt werden müssen und Kapital vorhanden sein muß. Für eine Abschätzung der Wirksamkeit werden folgende Annahmen für die Neubautätigkeit zugrunde gelegt. Im Jahr 2000: 350.000 Neubauwohnungen mit je 10.000 kWh/a (einschl. Warmwasser), 2010: 200.000 Neubauwohnungen zu 8 000 kWh/a.

Mit dem Ordnungsrecht können die angestrebten Ausbauziele nur dann erreicht werden, wenn der Altbaubestand massiv in die einschlägigen Vorschriften einbezogen wird. Dabei ist allerdings mit erheblichen Akzeptanzproblemen zu rechnen und es müssen soziale Härtefälle aufgefangen werden.

Bauordnung

Ansatz: In 60 % der Neubauwohnungen werden solare Brauchwasseranlagen mit 4 m² Kollektorfläche vorgeschrieben. Durch Aufhebung von (bestehenden) Verbrennungsverboten werden 75 MW/a zusätzliche Holzzentralheizungen installiert. Siehe auch unter „Energieeinsparverordnung“. Probleme, für welche Gebäudeausrichtung Solaranlagen noch installiert werden müssen, bleiben hier ausgeklammert. Wird zusätzlich eine teilsolare Beheizung vorgeschrieben, so verdreifacht sich die Wirkung bzgl. der installierten Kollektorfläche und des Zuschußbedarfs. Unter dieser Voraussetzung würden der Zubau deutlich oberhalb des angestrebten Ausbaupfades für Kollektoren liegen.

Anschlußpflicht für Nahwärme

Ansatz: Bei 20 % der Neubauten wirksam. (2000/2010: 600.000/240.000 MWh/a, siehe „Energieeinsparverordnung“). Für 2000 wird der angestrebte Ausbaupfad mit diesem Ansatz bereits überschritten.

Energieeinsparverordnung

Annahmen: Die neue Verordnung gilt auch weiterhin praktisch nur für Neubauten.

40 % der Neubauwohnungen werden aufgrund der Verordnung mit solaren Brauchwasseranlagen, 4 m²/Anlage, ausgestattet. 1 % der Neubauwohnungen mit Solarer Nahwärme, Deckungsanteil 28 %, ausgestattet (damit wird bereits der angestrebte Ausbaupfad für solare Großanlagen übertroffen). Bis 2010 steigt der Anteil auf 10 %. 5 % der Neubauwohnungen werden mit Holzzentralheizung ausgestattet oder an Nahwärmenetze angeschlossen, welche mit Biomasse oder Geothermie beheizt werden.

Mietrecht

Anstatt die Akzeptanz der Mieter für erneuerbare Energien durch Eingriffe in das Mietrecht zu mindern, sollte besser durch PR Maßnahmen für die bereits heute mögliche Anpassung der Kaltmiete die Akzeptanz erhöht werden.

Finanzverwaltung der Kommunen

Nach Änderung der Haushaltsvorschriften könnte die Verwaltung ohne Abstimmung mit dem Gemeinderat Förderungen einwerben und dann wirtschaftlich darstellbare Anlagen aus dem Verwaltungshaushalt finanzieren. Die heute notwendigen Genehmigungsverfahren für den Vermögenshaushalt können dann entfallen.

Normen und Richtlinien

Betroffen sind hauptsächlich die Transaktionskosten auf dem Kollektormarkt (neutrale Schiedsstelle) und die statischen Vorschriften für Kollektoren auf Flachdächern von Altbauten.

Kreislaufwirtschaft und Umweltauflagen

Zusätzliche Holzheizungen (75 MW/a) durch Aufhebung von inzwischen nicht mehr begründbaren Verbrennungsverboten. Biogas: Durch angemessener Umweltauflagen können 10 % des Förderbedarfs eingespart werden.

Netzzugangsverordnung

Hat im Wärmemarkt kaum eine Bedeutung

Genehmigungsverfahren

In Zukunft kann bei solaren Großanlagen eine Clearingstelle wichtig werden, welche z.B. für transparente Genehmigungsverfahren sorgt. 10 % des Förderbedarfs könnten dadurch entfallen.

Schulung/Beratung

Bewußtseinsbildung, Marketing der Anbieter, Ausbildung in Lehranstalten

Erhöhen das private Engagement. Dies wirkt sich besonders bei Biomasse und Nahwärme aus. Bei diesen Anlagen wird der Zuschußbedarf pauschal um 33 % verringert. Bei solaren Großanlagen werden 20 % und bei Geothermie 10 % Zuschußminderung angesetzt.

Holzbörse

Wird erst in Zukunft wichtig, wenn das Marktvolumen groß genug und nicht mehr nur lokal bestimmt ist.

Weitere Instrumente

Förderung von F&E

Ist für saisonale Speicher unverzichtbar. Die Finanzierung muß getrennt von den bisher ausgewiesenem Zuschußbedarf erfolgen.

Förderung von Demo-Projekten

Ist für Solare Großanlagen, Holzvergasung für BHKW und Geothermie unverzichtbar. Die Finanzierung muß getrennt von den bisher ausgewiesenem Zuschußbedarf erfolgen.

Berücksichtigung von erneuerbare Energien bei staatlichen Baumaßnahmen

Durch Vorbildwirkung wird der gesamte Zuschußbedarf um pauschal 1 % reduziert.

Selbstverpflichtungen

Ohne Sanktionsmechanismen wird im Wettbewerbsmarkt die Wirksamkeit bezweifelt.

Exportförderung

Wirkt sich heute und mittelfristig nur auf Holz-KWK aus. In diesem Techniksegment könnte sie durch einen größeren Markt auch im Inland den Zuschußbedarf um 10 % senken. KWK-Anlagen sind vollständig im Strombereich (Kap. 6) erfaßt.

Selbstbauinitiativen unterstützen

Ist beim bereits erreichten Stand der Markteinführung weitgehend wirkungslos.

Bürgschaften

Durch Bürgschaften wird bei Großanlagen für gewerbliche Abnehmer das individuell schwer abschätzbare Risiko des Ausfalls des Kunden abgedeckt. In diesem Bereich könnte der Förderbetrag bei Holz (33 % Anteil des Gewerbes an „Holzheizwerken“) um 30 % verringert und bei solaren Großanlagen (50 % Anteil) um 10 % verringert werden.

7.6.2.2 Robuste Maßnahmen

Eine Reihe von Maßnahmen sind unabhängig von der Ausgestaltung spezieller Maßnahmenbündel zu empfehlen, da sie für eine Ausweitung der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien unerlässlich sind, die aber teilweise auch übergreifenden Charakter haben und daher für die verstärkte Markteinführung aller erneuerbarer Energien von großer Bedeutung sind. Aus der Analyse der vorhergegangenen Kapitel habe sich folgende Instrumente als besonders wichtig herausgestellt:

- Die **Anschlußpflicht an Nahwärmesysteme**. Die bereits in verschiedenen Bundesländern bestehenden Möglichkeiten der Kommunen in dieser Hinsicht sollten erweitert⁵⁵, rechtlich besser abgesichert und auf die übrigen Länder übertragen werden.
- Durchführung der geplanten **Fortschreibung der Energieeinsparverordnung**.

⁵⁵ Z.B. kann der Zeitpunkt, zu dem ein bestehendes Gebäude an ein neues Nahwärmenetz angeschlossen werden muß, vorverlegt werden, indem bereits das Ende der Lebensdauer des Brenners die Anschlußpflicht auslöst und nicht erst ein notwendiger Austausch des alten Heizkessels.

- Eine deutliche **Flexibilisierung der Handwerksordnung**.
- Verstärkung der Förderung von **Schulung und Aus- und Weiterbildung**.
- Verbesserung des **zielgruppenspezifischen Marketings** speziell im Bereich der Biomassenutzung (z.B. durch Ausdehnung wirkungsvoller landesspezifischer Strategien, vgl. C.A.R.M.E.N, auf die Bundesebene)
- Beibehaltung staatlicher **Förderung von F&E- Vorhaben** sowie von Demonstrationsprojekten in einem Umfang der keinesfalls unter die derzeitige Fördersumme von rund 250 Mio. DM/a absinken sollte.

7.6.2.3 Auswahl von drei Hauptinstrumenten

Aus der empfohlenen Ausbaustrategie für erneuerbare Energien im Wärmemarkt ergeben sich für die Wahl und Ausgestaltung der Förderinstrumente im wesentlichen folgende Randbedingungen

- das Investitionsvolumen erhöht sich von heute (1997) 815 Mio. DM auf 3.330 Mio. DM im Jahr 2010; das aufzubringende Mittelvolumen zur Abdeckung der Differenzkosten wächst von derzeit (1997) 230 Mio. DM/a auf knapp 1.000 Mio. DM/a.
- neben kleinen dezentralen Anlagen gewinnen größere Systeme, insbesondere in Verbindung mit Nahwärmenetzen, zunehmend an Bedeutung
- dementsprechend kommt es zu einer Verschiebung des Stellenwerts einzelner Akteure: private Haushalte, auf die sich die staatliche Förderung bisher besonders konzentrierte, werden zwar nach wie vor eine wesentliche Rolle spielen, jedoch müßten sich zunehmend auch Unternehmen und Kommunen im Bereich erneuerbare Energien engagieren.

Vor diesem Hintergrund läßt sich der Markt sowohl technisch als auch zielgruppenspezifisch unterteilen in Kleinanlagen, welche von privaten Haushalten oder von einer Gruppe privater Haushalte installiert, und Großanlagen, welche von professionellen Investoren bzw. Unternehmen betrieben werden.

Die Auswahl des Instrumentenmixes muß diesen Aspekten Rechnung tragen. Außerdem ist zu berücksichtigen, daß sich langfristig alle erneuerbare Energien dem weitgehend ungeschützten Wettbewerb am Markt stellen müssen. Allein das Ordnungsrecht sowie Steuern auf erschöpfliche Energiequellen⁵⁶ können langfristig Bestand haben. Staatliche Zuschüsse, aber auch Quotenregelungen müssen so angelegt sein, daß sie auf Dauer wieder entfallen können. Im folgenden werden drei Instrumentenbündel beschrieben, mit denen dies erreicht werden kann. Dabei werden zunächst als grundsätzlich in Frage kommende Optionen die Möglichkeiten

- staatlicher Finanzhilfen
- Quotenregelungen
- Verschärfung der Energieeinsparverordnung

einschließlich ihrer Vor- und Nachteile skizziert. Eine vergleichende Bewertung erfolgt abschließend in Kapitel 7.6.6.

⁵⁶ Z.B. mit der Begründung, daß der Markt nicht allein in der Lage ist, die externen Kosten angemessen zu berücksichtigen.

7.6.3. Option 1: Schwerpunkt „Staatliche Finanzhilfen“

Bei der Ausgestaltung der monetären Förderung sind vor allem die unterschiedlichen Randbedingungen der Akteure, die den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt tragen sollen, die sich verändernde Bedeutung von Klein- und Großanlagen sowie die bereits vorliegenden Erfahrungen mit finanziellen Förderinstrumenten zu berücksichtigen. Deshalb sollte zwischen Instrumenten für Klein- und Großanlagen bzw. den entsprechenden Zielgruppen private Haushalte und Unternehmen differenziert werden.

7.6.3.1 Darlehens- oder Zuschußprogramme bei Kleinanlagen

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 7.2 bietet sich für den Bereich der Kleinanlagen einschließlich privater Gemeinschaftsanlagen bis zu einem Investitionsvolumen von etwa 100.000 DM eine Fortführung der Förderung durch (langfristig angelegte) Darlehens- oder Zuschußprogramme an. Dabei sollte jedoch eine Wahlfreiheit zwischen zinsverbilligten Darlehen und nicht rückzahlbaren Investitionskostenzuschüssen vorgesehen werden, um den individuellen finanziellen Randbedingungen privater Investoren besser Rechnung zu tragen. Denn es ist davon auszugehen, daß die Errichtung von Anlagen im Gebäudebestand häufig nur durch einen Investitionskostenzuschuß attraktiv wird, wenn zur Finanzierung bereits ausreichend vorhandenes Kapital zur Verfügung steht. Im Neubaubereich bzw. beim Gebäudeerwerb dürfte in der Regel ein zinsverbilligtes Darlehen bevorzugt werden.

Die Vergabe der Fördermittel für Kleinanlagen sollte weiterhin Sache der Länder bzw. der Kommunen bleiben, die sie bürgernah und ihren regionalen Verhältnissen entsprechend ausgestalten können.

Die bisher praktizierte Zusatzförderung von solaren Kleinanlagen über die Eigenheimzulage hat sich als zusätzlicher Bonus im Grundsatz bewährt, um Investitionen privater Haushalte beim Gebäudeerwerb (Neubau- und Altbau) auszulösen. Sie ist Anreiz dafür, gewissermaßen die „Gunst der Stunde“ zu nutzen. Der Nachteil, daß dadurch Bauherren und Käufer von Gebäuden gegenüber jenen bevorzugt werden, die bereits Wohneigentum im Bestand besitzen (oder erben), kann dabei in Kauf genommen werden. Vorteilhaft ist der geringe Verwaltungsaufwand, da die Zulage für regenerative Energieanlagen normalerweise gemeinsam mit der allgemeinen Eigenheimzulage beantragt wird. Empfehlenswert ist eine Erweiterung dieser Regelung auf abgasarme Holzzentralheizungen.

Bei Kleinanlagen kann mit einem überdurchschnittlichen Engagement der Eigentümer gerechnet werden. Bei Solaranlagen macht sich dies durch die untergeordnete Rolle bemerkbar, welche Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bei der Kaufentscheidung spielen, bei Holzfeuerungen durch die häufig privat organisierte Beschaffung des Brennholzes. Angesichts dieses hohen Eigenengagements ist es nicht gerechtfertigt, auf eine Reduktion des Zuschußanteils abzielen. Es wird daher empfohlen, die bewährte Praxis mit Förderquoten im Bereich von 20 % (bzw. etwa 300 DM/m²) für Solarkollektoranlagen und 10-25 % für Biomasseanlagen unverändert beizubehalten (s. a. Kapitel 7.6.1).

Bei der Ausgestaltung der Förderrichtlinien sollte jedoch aus Gründen eines effektiven Investitionsmitelesatzes die Attraktivität von Gemeinschaftsanlagen erhöht werden, die näher an der Wirtschaftlichkeitsschwelle liegen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, daß von einer größeren Anzahl von Haushalten, die eine Anlage gemeinsam nutzen, höhere Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit gestellt werden als bei Individualanlagen. Daher sollten z.B. bei Solaranlagen die Zuschüsse je m² Kollektorfläche mit zunehmender Anlagengröße keinesfalls sinken, wie dies heute noch in vielen Förderrichtlinien vorgesehen ist.

7.6.3.2 Bieterwettbewerb für Großanlagen

Mit Großanlagen kann Wärme aus erneuerbaren Energiequellen sehr viel preiswerter bereitgestellt werden als mit kleinen Systemen. Bei entsprechender Fortentwicklung können sie deshalb zu einem viel früheren Zeitpunkt ganz ohne staatliche Finanzhilfen auskommen. Andererseits muß berücksichtigt werden, daß die Anforderung eines großen Nutzerkollektives an die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit sehr viel höher sind als bei Individualanlagen. In der Regel müssen Großanlagen mit konventionell erzeugter Wärme (mindestens annähernd) konkurrieren können um eine Verwirklichungschance zu haben.

Um die in Kapitel 4.2.2 genannten Ausbauziele zu erreichen, muß eine Förderstrategie im Bereich der Großanlagen deshalb so angelegt sein, daß zunächst mit einer kräftigen Anschubfinanzierung hinreichende Potential mobilisiert werden, 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. Die dafür benötigten Zuschüsse sind erfahrungsgemäß vergleichsweise gering. Bei einer nachträglichen Umstellung von Öl oder Gas auf Biobrennstoffe stellen die zusätzlichen Kosten für den Heizkessel, für bauliche Maßnahmen im Zusammenhang mit der Brennstofflagerung und der Komfortverlust durch den zusätzlichen Bedienungsaufwand bei Holzheizungen eine hohe Hemmschwelle dar. Neue Abnehmer für Wärme aus Biomasse lassen sich deshalb 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 beizutragen⁵⁷. In Frage kommen besonders die bereits in Kapitel 7.2.1.5 beschriebenen Bieterwettbewerbe, wobei grundsätzlich gilt, daß für den Erfolg dieses Instrumentes die konkrete Ausgestaltung des Vergabemodus entscheidend ist: Dabei scheint es zunächst sinnvoll zu sein, von einem bundesweit zur Verfügung stehenden Fördermittelbudget auszugehen, d.h. dem Argument der Kosteneffizienz den Vorzug vor politischen Regionalisierungszielen (im Gegensatz zu Kleinanlagen) zu geben. Um ein Erreichen der Ausbauziele sicherzustellen, müssen sich die (kontinuierlichen) Ausschreibungen regenerativ erzeugter Wärmemengen an den (technologisch differenzierten) Ausbaupfaden für Großanlagen orientieren (s. Kapitel 4.2.2). In Kauf genommen wird dabei, daß der Wettbewerb zwischen den verschiedenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien aufgehoben wird. Hierdurch wird zwar bei gegebenem Budget 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 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 wird. Denkbar ist z.B., daß zur Abgabe

⁵⁷ 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.

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 kann⁵⁸. Innerhalb eines angemessenen Zeitraumes muß die Anlage dann in Betrieb gesetzt worden sein, andernfalls verliert der Zuschlag seine Gültigkeit. Für diesen Fall können moderate Pönalen wie der Ausschluß von nachfolgenden Ausschreibungen vorgesehen werden.

Als Vergabekriterium wird der Förderbedarf pro erzeugter kWh Nutzwärme vorgeschlagen, da hierdurch die stärkste Wirkung zu erwarten ist⁵⁹. Erfolgreichen Wettbewerbsteilnehmer wird jährlich eine Zulage ausgezahlt, falls die garantierte Wärmemenge aus erneuerbaren Energiequellen erreicht wird. Mehr- oder Mindererzeugungen führen zu einer entsprechenden Anpassung der Zulage. 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. 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 zu Gute. Dies hat zwar zunächst einen höheren Förderbedarf zur Folge, ermöglicht aber eine raschere Kostendegression⁶⁰, die letztlich dazu führt, daß Bieterwettbewerbe und damit die Bezuschussung überflüssig werden, sobald die Konkurrenzfähigkeit am Wettbewerbsmarkt erreicht wird. Besonders günstige Bedingungen für das Konzept der Produzentenrente sind gegeben, wenn die Anzahl der Anbieter groß und die Zeitspanne der Reinvestitionszyklen kurz ist.

7.6.3.3 Übergangsregelungen

Während mit der skizzierten Förderung für Kleinanlagen bereits umfangreiche Erfahrungen vorliegen, ist die Einführung eines zentralen Bieterwettbewerbs um Fördermittel auf dem Wärmemarkt 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 „optimale“ 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 Grundsatzentscheidung über die Förderpolitik im Wärmemarkt verbunden. Dies sollte auch in Anbetracht der langfristigen Vertragsbindung und des benötigten

⁵⁸ 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.

⁵⁹ 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 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.

⁶⁰ Der Zeitraum, nach dem sich der anfängliche zusätzliche Aufwand an Fördermitteln auch für den Zuwendungsgeber auszahlt, kann hier nicht angegeben werden, da er von vielen Details abhängt.

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 gegebenem 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 erneuerbarer 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 (z.B. in Bezug auf die eindeutige Identifizierbarkeit der Anlagen).

7.6.4. Option 2: Schwerpunkt Quotenregelung

Für eine Ausarbeitung eines Quotenmodells kommt von beiden in Abschnitt 7.2.3 beschriebenen Ausgestaltungen „Handelbare Zertifikate“ und „Ausschreibungsverfahren“ vor allem die erste Variante in Frage, die folgende Vorteile aufweist:

- Die Quote bezieht sich direkt auf den angestrebten Effekt der jährlich erzeugten Wärmemenge aus erneuerbaren Energien.
- Das Modell der „handelbaren Zertifikate“ stimmt mit den bisher von der EU-Kommission geäußerten Vorstellungen zur Erneuerbare Energienulierung des Marktes am besten überein.
- Im Unterschied zum „Ausschreibungsverfahren“ sind keine Qualitätskontrollen der zugebauten Anlagen erforderlich, da nur funktionsfähige Anlagen Energie erzeugen und Zertifikate erwirtschaften.
- Handelbare Zertifikate wurden bereits für den Strommarkt genauer untersucht und werden dort als geeignetes Instrument bewertet (s. Kapitel 6.2.2.1)

Bei der konkreten Ausgestaltung des Instrumentes sind dabei folgende Mindestanforderungen zu stellen:

- Es muß eine weitgehende Entlastung der Staatskasse bezüglich des Zuschußbedarfs für erneuerbare Energien erreicht werden.
- Das Verdopplungsziel muß erreicht und dem zugehörigen Ausbaupfad für die einzelnen Technologien wenigstens näherungsweise gefolgt werden (siehe Kapitel 4.2).

Durch den Zertifikatehandel werden im Vergleich zur (geltenden) Öko-Steuer nur vergleichsweise geringe Geldmengen umgesetzt (s. Abschnitt 7.6.2.1). Entsprechend klein sollten deshalb auch die Transaktionskosten gehalten werden. Hierzu bietet sich an, für die Entstehung der Quotenverpflichtung ähnliche Regelungen zu treffen, wie sie bereits bei der Öko-Steuer bestehen. D.h. für den jeweiligen Brennstoffgroßhändler, daß parallel zur Steuerschuld durch den Verkauf von Brennstoffen eine Verpflichtung zum Erwerb von Zertifika-

ten entsteht. Ein zusätzlicher Aufwand für eine gesonderte Erfassung der Bemessungsgrundlagen der Quotenverpflichtung kann dann entfallen.

7.6.4.1 Das Quotenmodell aus der Sicht der Akteure

Betroffene Akteure bei der Einführung eines Quotenmodells sind

- der Brennstoffhandel,
- die Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien,
- die Hersteller von Anlagen und der Handel,
- die öffentliche Hand und
- die Bürger.

für die aus ihrer jeweiligen Sicht die Konsequenzen der Einführung eines Quotenmodells im Wärmemarkt skizziert werden sollen.

Brennstoffhandel

Für den Brennstoffhandel ergeben sich in Abhängigkeit von den zur Verfügung stehenden Alternativen einer Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien Vor- und Nachteile: Eine Quotenverpflichtung bedeutet zunächst eine zusätzliche Belastung für die betroffene Branche, aber es kann davon ausgegangen werden, daß die daraus entstehenden Kosten weitgehend auf die Verbraucher überwältzt werden können. Desweiteren wird der Bedarf für Brennstoffe als Folge des Zubaus erneuerbarer Energiesysteme geringer. Verstärkte Anstrengungen bei der rationellen Energienutzung aufgrund von steigenden Brennstoffpreisen wirken, wenn auch in geringerem Maße, in die gleiche Richtung. Den resultierenden Absatzeinbußen auf den traditionellen Märkten kann nur entgegengewirkt werden, indem sich der Brennstoffhandel auch auf den neuen Märkten engagiert, wie dies bereits bei einigen großen Mineralölkonzernen zu beobachten ist. Am Ende des Betrachtungszeitraums (2010) liegt die auf die verkaufte Endenergiemenge bezogene Belastung des Brennstoffhandels bei etwa 0,07 Pf/kWh, beträgt also nur einen geringen Anteil am Wert des gehandelten Gutes. Werden nur Großanlagen durch Quoten gefördert, wird dieser ohnehin geringe Betrag nochmals halbiert.

Neben diesen Nachteilen bietet eine Quotenregelung im Vergleich zu anderen Instrumenten für den Brennstoffhandel aber auch Vorteile. So führt eine auf den Brennstoffverkauf bezogene staatliche Abgabe zugunsten erneuerbarer Energien („Solarpfennig“) zur einer vergleichbaren finanziellen Belastung, ohne jedoch dem Brennstoffhandel die Möglichkeit zu bieten auf das Marktgeschehen Einfluß nehmen zu können, wie dies beim Zertifikatehandel der Fall ist. Auch ist es durchaus möglich, daß eine Quotenregelung als Argument gegen eine weitere Erhöhung der vom Brennstoffhandel scharf kritisierten Öko-Steuer genutzt werden kann und dadurch der Widerstand gegen die Einführung von Quoten geringer ausfällt als bei anderen Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien (so argumentieren beispielsweise die großen Versorger im Strommarkt - in dem im Unterschied zum Wärmemarkt bereits Gesetze zugunsten von erneuerbaren Energien existieren - für eine Umstellung der vorhandenen Preisregelungen auf Quotenregelungen).

Bei ungleichmäßiger Belastung der einzelnen Brennstoffarten entstehen zusätzlich (unbeabsichtigte) Wettbewerbsverzerrungen. Dennoch sollte eine Quotenverpflichtung für Kohle frühestens dann eingeführt werden sollte, wenn auch die Öko-Steuer diesen Bereich erfaßt. Diese Verzögerung kann, neben dem ohnehin unbedeutenden Anteil der Kohle am Brennstoffmarkt sowie der ohnehin prekären Lage des Kohlebergbaus in Deutschland, auch damit

begründet werden, daß sich die traditionellen Absatzmärkte für Kohle kaum mit den neuen Märkten für Wärme aus erneuerbaren Energien überschneiden. Entsprechend gering ist der Anreiz für den Kohlebergbau oder den Kohlehandel, sich in diesen neuen Märkten zu engagieren. Auch für schweres Heizöl wird eine Vorgehensweise parallel zur Öko-Steuer empfohlen. Wettbewerbsverzerrungen zugunsten von Heizstrom kann entgegengewirkt werden, indem dieser wie bisher durch die Regelungen im Strommarkt belastet wird.

Anlagenbetreiber

Im Unterschied zu den bisher meist praktizierten Zuschußregelungen muß der Betreiber bei der Errichtung einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien in Vorleistung treten. Zahlungsströme aufgrund des Verkaufs von Zertifikaten treten erst in den Jahren nach Fertigstellung der Anlage ein. Desweiteren muß der Betreiber die ungewissen zukünftig erzielbaren Preise für seine Zertifikate als zusätzlichen Unsicherheitsfaktor mit einkalkulieren (durch Risikoaufschläge, durch langfristige Verträge mit dem Brennstoffhandel, oder über den vermutlich entstehenden Handel mit Derivaten).

Andererseits muß jährlich eine Mindestanzahl von Anlagen errichtet und betrieben werden. Dies fördert die Gründung von Gesellschaften, welche sich auf den Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt spezialisieren. Eine sparsame Ausführung einer derartigen Anlage wird im Quotenmodell stärker belohnt als bei fixen prozentualen Zuschüssen zu der Investitionssumme, wie sie heute häufig bei Großanlagen anzutreffen sind.

Die Folgen einer Quotenregelung unterscheiden sich deutlich für Groß- bzw. Kleinanlagen.

- **Betreiber von Kleinanlagen**

Betreiber von Kleinanlagen müssen durch die Umstellung der Förderung auf Zertifikate ein bislang fremdes Element in ihren Entscheidungsprozeß einbeziehen. Die Aufmerksamkeit wird hierdurch stärker auf die jährlichen Erträge der Anlage gelenkt, so daß Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen gegenüber heute wesentlich an Bedeutung gewinnen. Außerdem ist fraglich, ob die vergleichsweise geringen jährlichen Verkaufserlöse für die Zertifikate die gleiche Signalwirkung haben, wie die heutigen staatlichen Investitionszuschüsse. Dies könnte sich besonders für den Markt solarer Kleinanlagen negativ auswirken. Die Gutachter empfehlen daher Zurückhaltung bei der Einführung von Zertifikaten für Kleinanlagen.

Andererseits wird die Bauentscheidung nicht mehr durch Prozeduren zur Beantragung von Fördermitteln behindert. Da ohnehin die Höhe der Fördermittel nur einen geringen Einfluß auf die Entscheidung zum Bau von kleinen Solaranlagen hat, wirkt dieser Aspekt positiv. Entscheidend ist, ob die Erteilung von Zertifikaten im gleichen Umfang als Belobigung wahrgenommen wird, wie bisher der Zuschuß. Die anstelle der Förderanträge tretende Ausstellung der Zertifikate (z.B. durch den Schornsteinfeger) und deren nachfolgende Vermarktung dürfte ohne weiteres funktionieren, da der Brennstoffhandel ein Eigeninteresse an einer reibungslosen Abwicklung hat bzw. sich Zwischenhändler etablieren werden.

- **Betreiber von Großanlagen**

Da sich die Zertifikate nur auf die erzeugten Energiemengen beziehen, kommen die Kostenvorteile von Großanlagen stärker zu Geltung als bisher. Der Übergang von Investitionskostenzuschüssen zu einer Bezuschussung der erzeugten Wärmemengen wirkt sich positiv aus. Bei hinreichenden Renditeaussichten kann besonders im Solarmarkt das Contracting an Bedeutung gewinnen, was zu einer Bündelung der Erfahrungen in diesem noch sehr kleinen Markt führt. Hierdurch wird eine raschere Annäherung der solaren

Wärmekosten an die fossilen Brennstoffpreise möglich. Paradoxe Weise kann aber gerade die Erwartung von sinkenden Investitionskosten Bauentscheidungen verhindern, da dies mit der Erwartung sinkender Zertifikatspreise und damit schlechten Renditeaussichten für eine gegenwärtig geplante Anlage verknüpft ist.

Anlagenhersteller und Handel

Durch die Festlegung von Quoten kann die Nachfrageentwicklung sicherer als bisher prognostiziert werden, da eine kontinuierliche Fortschreibung von Quoten voraussichtlich leichter durchsetzbar sein wird als die Fortschreibung staatlicher Finanzhilfen. Das Risiko der von Herstellern und Handel gefürchteten Markteinbrüche durch diskontinuierliche Förderungen reduziert sich dadurch erheblich. Durch die höhere Planungssicherheit wird auch die Bereitschaft wachsen, Produktinnovationen umzusetzen. Andererseits wird möglicherweise der Preiswettbewerb härter.

Öffentliche Hand

Durch die Verpflichtung des Brennstoffhandels zur Erfüllung von Quoten sind die notwendigen Geldmittel von den Unternehmen und nicht mehr vom Staat aufzubringen. Die staatlichen Budgets werden dementsprechend entlastet. Staatliche Förderung bleibt nur noch dort erforderlich, wo spezielle Impulse für neue Entwicklungen gegeben werden sollen oder wo Finanzierungsprobleme auftreten, welche speziell durch die Zertifikatregelung ausgelöst werden. Dies betrifft insbesondere Techniken, bei denen mit hohen zukünftigen Kostendegressionen gerechnet werden kann, da in diesen Fällen zuerst gebaute teure Anlagen in den Folgejahren mit deutlich billigeren Neubauten beim Verkauf der Zertifikate konkurrieren müssen.

Bei den Quotenmodellen kommt dem Staat die entscheidende Aufgabe zu, die Quoten jährlich zu erhöhen. Hier ist ein verantwortungsbewusstes, langfristig kalkulierbares Vorgehen unabdingbar, wenn nicht ein großer Teil der Vorteile der Quote aufs Spiel gesetzt werden soll. Mittel- und langfristig sind Korridore für die Quoten festzulegen, welche sich an den angestrebten Ausbaupfaden (Kap. 4.2) orientieren. Die Verfolgung dieser Ziele sollte unabhängig vom politischen Tagesgeschehen erfolgen. Insofern sind Quotenmodell im besonderen Maße auf einen breiten Energiekonsens angewiesen. Andererseits sollte die mittel- und langfristige Planung flexibel genug bleiben, um einen aus sachlichen Notwendigkeiten erwachsenden Korrekturbedarf zuzulassen.

Bürger

Für die Bürger ändert sich vergleichsweise wenig durch einen Übergang auf ein Quotenmodell. Anstelle der Steuern werden sich die jährlichen Heizkosten geringfügig erhöhen (bis 2010 um ca. **10 DM je Haushalt und Jahr**, sofern die Mehrkosten des Brennstoffhandels vollständig überwältigt werden). In diesem engen Rahmen wird dann auch ein hoher Energieverbrauch stärker belastet als bisher, was dem Gerechtigkeitsinn entgegenkommen dürfte.

7.6.4.2 Sonderregelungen

Bei der Quotenverpflichtung sollten Ausnahmen ebenso geregelt werden wie bei der Öko-Steuer, um unnötige Transaktionskosten zu vermeiden. Für die von der Öko-Steuer ausgenommene Kraft-Wärme-Kopplung bedeutet dies beispielsweise, daß gleichzeitig mit dem Antrag auf Rückerstattung zuviel gezahlter Öko-Steuer der Antrag auf die Zuteilung von Gratiszertifikaten gestellt wird. Durch den Verkauf dieser Zertifikate können die Betreiber von KWK-Anlagen, die aufgrund der Quotenverpflichtung erfolgten Erhöhungen der Gaspreise wieder ausgleichen.

Bei Mischfeuerungen mit fossilen und erneuerbaren Energien (z.B. Zufeuerung von Holz in Kohle-Heizkraftwerken) kann die insgesamt erzeugte Wärmemenge gemäß dem Anteil der eingesetzten Brennstoffe in einen fossilen und einen regenerativen Beitrag aufgeteilt werden.

Bei kleinen Anlagen⁶¹ erscheint die Installation und jährliche Ablesung eines (geeichten) Wärmemengenzählers als zu aufwendig. Empfohlen wird hier eine pauschale Abschätzung der erzeugten erneuerbaren Energiemengen. Bei Holzzentralheizungen kann die beheizte Wohnfläche als Bemessungsgrundlage dienen, bei solaren Brauchwasseranlagen die Anzahl der gemeldeten Bewohner und die Kollektorfläche⁶². Eine pauschalierte Regelung hat den zusätzlichen Vorteil, daß ein sparsamer Umgang mit (erneuerbarer) Energie nicht durch Kürzungen bei der Zuteilung von Zertifikaten gehemmt wird. Bei den so abgerechneten Anlagen genügt eine einfache jährliche Funktionskontrolle, z.B. durch den Schornsteinfeger, als Nachweis für die erzeugten erneuerbaren Energiemengen.

7.6.4.3 Übergangsregelungen

Kurzfristig ist die energetische Nutzung von Biomasse die billigste Form der Nutzung erneuerbarer Energien. Eine gesunde, längerfristig angelegte Entwicklung muß aber auch rechtzeitig Schritte zur Nutzung der großen Potentiale von solarer Wärme und Geothermie einleiten. Daher ist zumindest am Anfang eine getrennte Quote für die Nutzung von Biomasse einerseits und solarer Wärme und Geothermie andererseits notwendig.

Die Einführung von Quoten kann schrittweise erfolgen. **Die Quotenregelung wird hier zunächst nur für Großanlagen vorgeschlagen**, da in diesem Marktsegment vorwiegend professionelle Anbieter agieren, die ohne weiteres in der Lage sein dürften, sich mit den neuen Bestimmungen auseinanderzusetzen. Zudem ist die Anzahl der Großanlagen viel geringer als die der Kleinanlagen. Vor einer Erweiterung des Quotenmodells auf Kleinanlagen sollte durch ergänzende Untersuchungen sichergestellt werden, daß keine gravierenden negativen Auswirkungen auf diesen Markt resultieren. Erst danach kann das Quotenmodell mit wesentlich geringeren Reibungsverlusten auch auf Kleinanlagen ausgeweitet werden.

Nicht alle staatlichen Zuschüsse können mit Einführung der Quote sofort abgeschafft werden. Zuschüsse für eine geringe Anzahl solarer Großanlagen werden für eine Übergangszeit notwendig sein, um die im Falle des Zertifikatehandels hemmende Wirkung antizipierter Kostendegressionen zu kompensieren. Andererseits sind auch Mitnahmeeffekte bei (i.a. bereits durch Zuschüsse geförderten) Altanlagen zu vermeiden. Sie sind daher von der Zuteilung von Zertifikaten auszuschließen. Hierzu ist ein Stichtag festzulegen, an dem die allgemeine Praxis der Zuschußförderung ausläuft. Nur die danach errichteten Anlagen nehmen am Zertifikatehandel teil. Um Mißbrauch zu verhindern, können die Adressen der kurz vor dem Stichtag errichteten und noch nach den alten Modellen geförderten Anlagen einer Kontrollinstanz zur Überwachung des Zertifikatehandels übermittelt werden.

7.6.5. Option 3: Schwerpunkt „Verschärfung der Energieeinsparverordnung“

Von den in Kapitel 7.3 beschriebenen verschiedenen Maßnahmen des Ordnungsrechts ist die größte Wirkung von denjenigen Regelungen zu erwarten, die direkt im Gebäudebereich

⁶¹ Für Holzzentralheizungen liegt eine angemessene Grenze bei maximal einem Gebäude mit maximal vier Wohnungen oder 500 m² beheizter Nutzfläche, für Solaranlagen bei 50 m² Kollektorfläche.

⁶² Vor einer Überregulierung bei solaren Brauchwasseranlagen, die ohnehin nur aufgrund des finanziellen Engagements der Eigentümer gebaut werden, wird ausdrücklich gewarnt.

ansetzen. Als Hauptinstrument kommt insbesondere eine Fortschreibung der geplanten Energieeinsparverordnung in Frage.

Die Umsetzung einer solchen Regelung ist mit einigen Vorteilen verbunden:

- Sie knüpft an bestehende, d.h. bekannte und im wesentlichen akzeptierte Vorschriften an.
- Der Wettbewerb zwischen verschiedenen Maßnahmen (Energieeinsparung, rationelle Energieverwendung, erneuerbare Energien) bleibt grundsätzlich erhalten, die Wettbewerbsposition der erneuerbaren Energien wird jedoch deutlich verbessert. Damit kann nach wie vor im Einzelfall eine (kosten-)optimale Maßnahmenkombination realisiert werden.
- Darüber hinaus kann sich der Staat aus der monetären Förderung erneuerbarer Energien in diesem Bereich weitgehend zurückziehen (u.U. bleiben jedoch finanzielle Anreize nötig, um die Akzeptanz der Maßnahme zu erhöhen)

Diesen Vorteilen stehen jedoch auch eine Reihe prinzipieller Nachteile gegenüber. Sie betreffen im wesentlichen

- die Treffsicherheit in Bezug auf die Mengenziele bei erneuerbaren Energien und zwar sowohl für die Gesamtsumme als auch für die technologiespezifischen Teilziele
- die wirtschaftliche Tragfähigkeit, sowie
- die Verteilungsgerechtigkeit.

7.6.5.1 Maximale Wirkung und Treffsicherheit

Die Entwürfe zur Energieeinsparverordnung unterschieden sich von der heute gültigen Wärmeschutzverordnung in erster Linie dadurch, daß nicht nur der bauliche Wärmeschutz sondern auch die Wärmebereitstellung einbezogen wird. Es handelt sich damit um eine integrierte Verordnung, die Wärmeschutzverordnung (WSchVO) und Heizungsanlagenverordnung zusammenführt. Zentrale Meßgröße ist der Verbrauch von Endenergie für die Raumheizung und Warmwasserbereitstellung. Vorgesehen ist eine Verschärfung der Anforderungen in der Größenordnung von 25-30 % gegenüber den geltenden Verordnungen. Es ist dem Bauherren freigestellt, ob er die vorgeschriebenen Grenzwerte durch verbesserte Wärmedämmung oder durch Verbesserung am Heizsystem erreicht. Prinzipiell ist die Energieeinsparverordnung damit auch geeignet, erneuerbaren Energien zum Durchbruch zu verhelfen. Neuere Untersuchungen zeigen /Mangold 1998/, daß bei einer Verschärfung der geltenden WSchVO (1995) solare Brauchwasseranlagen oder Nahwärmesysteme bei mittleren (bis etwa 25 %) Deckungsanteilen mit einer Verbesserung der Wärmedämmung durchaus konkurrieren können. Auch die energetische Nutzung von Holz könnte durch die neue Verordnung stark gefördert werden.⁶³

⁶³ Im Referentenentwurf vom 28.6.99 werden allerdings bei einer Beheizung mit erneuerbaren Energien überraschenderweise nicht geringere Anforderungen an die Wärmedämmung gestellt als bei der Beheizung mit fossilen Brennstoffen (§3,4). Unverständlich bleibt auch, warum stückiges Brennholz – unabhängig von den Emissionswerten des Holzkessels – nicht zu den erneuerbaren Energien gerechnet wird (§2,6). Dagegen werden gemäß dem Entwurf elektrisch betriebene Wärmepumpen mit erneuerbaren Energien zunächst gleichgesetzt (§2,6) und später bei den Rechenverfahren (Anhang 2.1) sogar bevorzugt behandelt. Auch ist zweifelhaft, ob die gegenüber den geltenden Verordnungen scheinbar geforderten Verschärfungen durch schlechtere Ansätze bei den Berechnungsverfahren nicht wieder zunichte gemacht werden.

Die bestehende WSchVO bezieht sich ebenso wie der Referentenentwurf zur Energieeinsparverordnung (fast) nur auf Neubauten. Ihre Wirkung in Bezug auf die Ausbauziele erneuerbarer Energien bleibt daher begrenzt, wie folgende Überschlagsrechnung zeigt: In den 10 Jahren von 2001 bis 2010 werden voraussichtlich ca. 2,5 Mio. Wohnungen gebaut, die bei Fortschreibung der geltenden Wärmeschutzverordnung jährlich etwa 25 TWh Nutzwärme für die Raumheizung (ca. 8.100 kWh/Wohnung) und den Warmwasserverbrauch (ca. 1.800 kWh/Wohnung) benötigen. Bei verschärften Vorschriften ergibt sich ein noch geringerer Wärmebedarf. Dies bedeutet, daß das Verdopplungsziel (siehe Tabelle 4.7) durch Vorschriften für Neubauten nur dann erreicht werden kann, wenn alle neuen Wohngebäude ausnahmslos und vollständig mit Biomasse, Sonne oder Geothermie beheizt würden. Damit ist klar, daß das Ordnungsrecht auch auf den rund zwanzigmal größeren Wärmebedarf des Altbaubestandes einwirken muß, wenn es als Hauptinstrument zur Umsetzung des Verdopplungszieles eingesetzt werden soll.

Ein Grundgedanke der angestrebten integrierten Energieeinsparverordnung ist, es den Nutzern bzw. dem Wärmemarkt insgesamt freizustellen, wie die Reduktionsziele für den Verbrauch von endlicher Energie und der Emission von Treibhausgasen erreicht werden. Dies fördert die Kosteneffizienz, bedeutet aber auch, daß der Anteil, den die erneuerbaren Energien dabei haben werden, erst im Nachhinein festgestellt werden kann. Schärfere Anforderungen an die Energieeinsparung fördern zwar tendenziell den Einsatz erneuerbarer Energien⁶⁴, treffsichere Vorhersagen können aber nicht gemacht werden. Im Zusammenhang mit der Energieeinsparverordnung sollte jedoch die Einhaltung von Reduktionszielen (Energieverbrauch, CO₂) insgesamt im Vordergrund stehen und auf die Erfüllung des Verdopplungszieles für erneuerbare Energien ggf. verzichtet werden.

7.6.5.2 Eingriffstiefe und wirtschaftliche Tragfähigkeit

Die bestehende WSchVO fordert Verbesserungen der Wärmedämmung im Altbaubestand nur in Ausnahmefällen, z.B. dann, wenn ein Bauteil erneuert wird (der Austausch des Putzes an Fassaden löst beispielsweise noch keine Verpflichtung aus). Die geltenden Regelungen beschränken sich damit auf besonders wirtschaftliche Maßnahmen. Da für die Lebensdauer der Bauteile eines Hauses typischerweise Werte von über 50 Jahren angesetzt werden, dauert die wärmetechnische Sanierung des Bestandes extrem lange. Damit sich Verschärfungen der einschlägigen Verordnungen bereits bis 2010 auf den Zubau erneuerbarer Energien auswirken können, müssen vorgezogene Renovierungen zur Verpflichtung werden.

Hierzu kann ähnlich wie bei der bereits existierenden Heizungsanlagenverordnung vorgegangen werden:

- Zunächst ist (wie schon bisher bei der Erneuerung von Bauteilen) festzulegen, welche Grenzwerte auf Dauer einzuhalten sind.
- Dann erfolgt eine Klassifizierung für jedes Haus (Energiepaß), z.B. durch Energiebeauftragte.
- Es sind Übergangsfristen festzulegen, bis zu welchem Zeitpunkt die Sanierung spätestens durchgeführt sein muß. Dabei gilt: Je höher der Verbrauch an fossiler Energie um so kürzer die Frist.

⁶⁴ Bei extrem hohen Anforderungen an eine verbesserte Wärmedämmung bei Neubauten (Raumwärmebedarf kleiner als der Warmwasserbedarf) kann die Installation des bisher üblichen Heizsystems durch ein Lüftungssystem mit Wärmerückgewinnung mit Hilfe einer kleinen elektrischen Wärmepumpe ersetzt werden. Von den verschiedenen Möglichkeiten erneuerbare Energien einzusetzen verbleibt dann nur noch die solare Brauchwasseranlage.

- Die Verpflichtungsmaßnahmen müssen sozialverträglich abgefedert werden (s. dazu unten).

Dabei ist zu berücksichtigen, daß energiesparende Maßnahmen im Gebäudebestand teurer sind als im Neubau. Beim Einsatz von erneuerbare Energien gilt dies besonders für solare Nahwärme⁶⁵, da hier nicht nur die Straßen für das Wärmeverteilnetz aufgerissen, sondern die Kollektoren auch auf Dächern installiert werden müssen⁶⁶, die dafür nicht optimal geeignet sind (z.B. wegen der Anordnung von Kaminen, Dachfenstern etc.) /Wiernsheim 1998/.

Wirtschaftlich günstigere Bedingungen können erreicht werden, wenn nicht einzelne Häuser sondern ganze zusammenhängende Siedlungsgebiete zur (gleichzeitigen) Sanierung verpflichtet werden. Die Möglichkeiten zur kostengünstigen Installation von Nahwärme oder gemeinschaftlich genutzten Anlagen steigen dadurch erheblich. Hierdurch ergeben sich auch neue Spielräume für Beschlüsse, durch die ein kurzfristiger Anschluß an ein neu zu erstellendes Nahwärmenetz erreicht werden kann. Auch die Kosten für Wärmedämmmaßnahmen dürften sinken, wenn ganze Siedlungsgebiete zur Renovierung anstehen. Allerdings müssen dazu erst noch Auswahlmechanismen entwickelt werden, nach denen die betroffenen Gebiete auszuwählen sind. Erleichtert wird die Auswahl dadurch, daß normalerweise die Siedlungen in Deutschland abschnittsweise aufgebaut wurden, so daß sich zusammenhängende Gebiete mit einheitlicher Bebauungsstruktur ergeben, welche von benachbarten Bereichen mit anderem Baualter und anderem Dämmstandard leicht abzugrenzen sind. Dennoch werden sich in diesen Gebieten auch einige wenige Gebäude finden, deren wärmetechnischer Zustand deutlich besser als der Durchschnitt ist. Hinzu kommt, daß es - im Unterschied zu der heute bereits praktizierten Ausweisung von Sanierungsgebieten - den Besitzern nicht freigestellt sein darf, ob sie die günstige Gelegenheit (Fördermittel) für die Sanierung nutzen oder nicht. Trotz der wirtschaftlichen Vorteile einer gebietsweisen Sanierung ist daher mit Akzeptanzproblemen zu rechnen. Dementsprechend müssen die notwendigen gesetzlichen Änderungen besonders sorgfältig geplant und deren Ausführung mit begleitenden Informationen verständlich gemacht werden. Danach sind jedoch sehr effektive Verbesserungen des Klimaschutzes möglich. Andererseits erscheint eine schnelle Einführung derartig umfassender ordnungsrechtlicher Maßnahmen, welche stark in das Eigentumsrecht eingreifen, nicht durchsetzbar.

7.6.5.3 Verursachergerechtigkeit und soziale Härten

Nach den derzeitigen Regelungen werden die Lasten eines verbesserten Klimaschutzes im Gebäudebereich fast ausschließlich von den Bauherren neuer Gebäude getragen, obwohl es im Altbau noch ein großes Potential an Maßnahmen gibt, deren Kosten/Nutzenverhältnis besser ist als die Grenzkosten bei einer Verschärfung der geltenden WSchVO.⁶⁷ Weiterhin ist davon auszugehen, daß selbst in den wenigen Fällen, in denen auch im Altbaubereich Verbesserungen aufgrund der geltenden Vorschriften erforderlich wären, dies unterbleibt, da

⁶⁵ Solare Nahwärme ist allerdings deutlich günstiger als die Beheizung einzelner Gebäude mit solaren Individualanlagen. Letztere sollten daher durch gesetzliche Regelungen zwar nicht benachteiligt, aber auch nicht bevorzugt werden.

⁶⁶ Deutlich kostengünstigere Lösungen sind möglich, wenn für die Aufstellung der Kollektoren entweder großflächige Dächer in der Nähe zur Verfügung stehen oder wenn die ebenerdige Installation auf Frei- oder landwirtschaftlichen Flächen möglich ist /Nast 1997/.

⁶⁷ Dementsprechend gibt es im Altbaubestand noch ein großes, von den bestehenden Vorschriften nicht erfaßtes Potential von Maßnahmen, welche die nach §5 des Energieeinsparungsgesetzes erforderliche Wirtschaftlichkeit erfüllen.

jede Kontrolle fehlt. Aus diesem Blickwinkel scheint eine Verschärfung der ordnungsrechtliche Maßnahmen im Altbaubestand ohnehin notwendig.

Problematisch ist es dagegen, die Eigentümer zu Investitionen zu zwingen. Prinzipiell ist dies zwar möglich, wie das Beispiel der Heizanlagenverordnung zeigt. Diese sieht eine Stilllegung von Heizkesseln vor, welche die Minimalanforderungen nicht erfüllen⁶⁸. Bei baulichen Maßnahmen an der Gebäudehülle handelt es sich allerdings um größere Investitionssummen, da nicht nur die Mehrkosten des verbesserten Wärmeschutzes, sondern die Gesamtkosten der Maßnahme aufgebracht werden müssen. Sie können bei bisher wärmetechnisch vernachlässigten Gebäuden bei etwa dem Vierfachen⁶⁹ dessen liegen, was der Austausch eines veralteten Kessels kostet. Diese Kosten fallen zudem häufig zu einem früheren Zeitpunkt an, als dies von dem Besitzer geplant wurde.

In einigen Fällen werden die Kosten nicht ohne unzumutbare Härten von den Besitzern getragen werden können. Es müssen daher parallel zu einer entsprechenden Verschärfung des Ordnungsrechts Maßnahmen entwickelt werden, die diese Härten abfedern. Denkbar wäre die Gewährung zinsloser Kredite, die erst dann zurückgezahlt werden müssen, wenn die nachzuweisenden Gründe für die Bedürftigkeit entfallen sind.

7.6.5.4 Flankierende Maßnahmen

Durch begleitende finanzielle Anreize in der Anfangsphase werden ordnungsrechtliche Maßnahmen von der Bevölkerung schneller akzeptiert. Sie sind daher zu empfehlen. Auch für Geothermie oder Solare Nahwärme, insbesondere wenn durch eine saisonale Wärmespeicherung hohe solare Deckungsanteile erreicht werden sollen, ist in der Anfangsphase eine zusätzliche Förderung erforderlich, da sonst eine einseitige Entwicklung zu solaren Kleinanlagen, Holzheizungen und verbesserter Wärmedämmung zu erwarten ist. Alternativ ist auch ein in die Vorschriften integriertes Bonussystem für diese Technologien möglich, welches aber zu befristen ist, um andauernde Einschränkungen des Wettbewerbs zwischen den verschiedenen Maßnahmen zu verhindern.

7.6.6. Vergleich und Bewertung der Optionen

In den drei vorangegangenen Abschnitten wurden drei Maßnahmebündel beschrieben, die im Grundsatz sehr verschiedene Strategien zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt widerspiegeln, die aber dennoch alle in der Lage sind, die angestrebten Ausbauziele zu erreichen. In diesem Abschnitt werden die Optionen miteinander verglichen und die jeweiligen Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen.

Die drei ausgewählten Handlungsoptionen unterscheiden sich teilweise deutlich von der bisher üblichen Zuschußförderung. Am geringsten sind die Unterschiede bei der **Option 1**: „Staatliche Finanzhilfen“, die wie bisher auf Zuwendungen der öffentlichen Hand beruht, bei der aber ein Teil der Fördermittel im Wettbewerb vergeben wird. Bei der **Option 2**: „Quoten“ gibt der Staat einen großen Teil seines bisherigen Zuständigkeitsbereichs – insbesondere die Finanzierung - an Brennstoffhersteller und -handel ab. Der staatliche Einfluß wird auf die jährliche Erhöhung der von der Brennstoffwirtschaft zu erfüllenden Quote beschränkt. Die Zuschüsse, die je erzeugter kWh regenerativer Nutzwärme zu zahlen sind, werden (jährlich)

⁶⁸ Stillzulegende Heizkessel sind i.a. auch dem äußeren Anschein nach am Ende ihrer Lebensdauer angelangt. Bei wärmetechnisch ungenügenden Gebäuden ist dies in weit geringerem Maße der Fall.

⁶⁹ Etwa 30.000 DM für die Sanierung eines Einfamilienhauses aus den Nachkriegsjahren, falls sich die Maßnahme nur auf die Bauteile beschränkt, deren wärmetechnische Verbesserung erforderlich ist.

zwischen den Anlagenbetreibern und den zur Erfüllung der Quote verpflichteten Unternehmen ausgehandelt. Daß Ausmaß der Veränderungen bleibt aber auch bei dieser Option begrenzt, da, wie bei den „staatliche Finanzhilfen“, für Kleinanlagen wenigstens zunächst die alte Zuschußförderung beibehalten werden soll. Die **Option 3**: „Verschärfung der Energieeinsparverordnung“ setzt auf eine Ausweitung der bestehenden Regelungen, insbesondere der WSchVO und der geplanten Energieeinsparverordnung. Neu und entscheidend ist die weitaus umfassendere Verpflichtung des Altbaubereichs zu Sanierungen, wobei wie im Neubaubereich eine Wahlmöglichkeit zwischen verbesserter Wärmedämmung, der rationellen Energieverwendung und dem Einsatz erneuerbarer Energien vorgesehen ist, die Wettbewerbsposition erneuerbarer Energien jedoch deutlich verbessert wird. Bei dieser Option kann die bisherige staatliche Förderung weitgehend entfallen.

Für eine vergleichende Bewertung und die Ermittlung einer Rangfolge der Instrumentenbündel werden die in Kapitel 5.2.1 erläuterten Kriterien und die in Kapitel 5.2.2 definierte Bewertungsskala benutzt. Es bedeutet (im Vergleich zur derzeit üblichen Förderpraxis):

- 2 = deutlich bessere bzw. effizientere Erfüllung des Kriteriums/Zieles
- 1 = bessere Erfüllung
- 0 = gleiche oder unwesentlich unterschiedliche Erfüllung
- 1 = schlechtere bzw. ungünstigere Erfüllung
- 2 = deutlich schlechtere bzw. ungünstigere Erfüllung

Damit kann zunächst jede Option hinsichtlich des Einzelkriteriums bewertet werden. Für die Ermittlung einer Rangfolge ist in Kap. 5.2.2 darüber hinaus ein Summationsverfahren vorgeschlagen worden. Danach wird die erreichte Punktzahl in bezug auf das Oberziel „Möglichst ungestörte Ausweitung der Wärmezeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland“ bei der Bewertung 3-fach gezählt, die den gesetzlichen Implementierungsrahmen und die Wettbewerbskonformität beschreibenden Kriterien, die für die politische Praktikabilität des betreffenden Instruments von großer Bedeutung sind, 2-fach. Alle anderen Kriterien werden einfach bewertet. Das Ergebnis ist in **Tabelle 7.4** dargestellt. Ausdrücklich wird darauf hingewiesen, daß schon die Bewertung der einzelnen Kriterien und erst recht die Gewichtung der fünf Rubriken problematisch ist. Dennoch ist die dargestellte Tabelle ein unverzichtbares Mittel zur transparenten Darstellung von Einschätzungen und Bewertungen, zur Anregung von Diskussionen und auch ein Experimentierfeld für abweichende Bewertungen. So ändert sich beispielsweise die Rangfolge der Optionen nicht, wenn alle Rubriken gleich gewichtet werden. Dennoch bleibt die Aussagekraft der in den einzelnen Rubriken und der insgesamt errechneten Punktzahl begrenzt. Andererseits bestätigt die aus der Tabelle ermittelte Rangfolge der Optionen die Einschätzung, welche sich die Gutachter zuvor auf anderem Wege als Ergebnis ausführlicher Diskussionen erarbeitet haben.

Tabelle 7.4: Bewertung der Optionen mittels eines Kriterienkatalogs

Ziele und Kriterien	Option 1 „Zuschüsse“	Option 2 „Quote“	Option 3 „EnEV“
Oberziel			
1. Ausweitung des Beitrags der erneuerbaren Energien	1	1	-1
Zwischensumme Oberziel (3-fach)	3	3	-3
A) Gesetzlicher Rahmen und Wettbewerbskonformität			
1. Verfassungskonformität	0	0	-2
2. Wettbewerbskonformität	1	1	2
3. Harmonisierungskompatibilität	1	2	2
4. Weiterentwicklung Marktstruktur	0	0	1
5. Staatlicher Integrationsgrad	0	1	-1
Zwischensumme A (2-fach)	4	8	4
B) Effizienz der Instrumente und Ausmaß von Transaktionskosten			
1. Kosteneffizienz	1	1	0
2. Minimierung von Mitnahmeeffekten	0	0	2
3. Transparente Gestaltung	-1	-1	2
4. Höhe der Transaktionskosten	1	0	1
Zwischensumme B	1	0	5
C) Akzeptanz und Kompatibilität mit gesamter Energiepolitik			
1. Veränderungsgrad	- 1	- 2	-2
2. Akzeptanz	0	0	-1
3. Synergieeffekte und Kompatibilität	0	1	1
4. Längerfristige Kalkulierbarkeit	0	1	1
5. Verursachergerechtigkeit	0	2	1
Zwischensumme C	-1	2	0
D) Technologie- und industriepolitische Aspekte			
1. Beachtung technologiespezifischer Unterschiede	0	-1	-2
2. Technologiespezifische Ausbauziele	1	-1	-1
3. Anreizwirkung Technikverbesserung und Kostensenkung	1	1	0
4. Veränderungspotential	0	-1	-1
5. Exportpotentiale, Spin-off Effekte; Beschäftigung	1	1	0
Zwischensumme D	3	-1	-4
Rangfolge	10	12	2

Anmerkung: Die Summenwerte dienen lediglich der Feststellung der jeweiligen Rangfolge

Im folgenden werden die wichtigsten Bewertungen kommentiert:

Mögliche Probleme bei der **Verfassungskonformität** ergeben sich aus Eingriffen in Eigentumsrechte bei der Option 3 „Verschärfung der Energieeinsparverordnung“ Die Verpflichtung eines Hausbesitzers, sein Haus umzubauen, kann ein schwerwiegender Eingriff in seine Vermögensverhältnisse sein, der zumindest einer sozialen Abfederung bedarf. Bei den Quotenverpflichtungen (Option 2) und erst recht bei der Option 1 „Staatliche Zuschüsse“ sind dagegen in dieser Hinsicht keine Probleme zu erwarten. Die Option 3 „Energieeinsparverordnung“ schränkt den **Wettbewerb** weniger ein als die beiden anderen Optionen, da die erneuerbaren Energien hier mit Verbesserungen der Wärmedämmung und Maßnahmen der rationellen Energieverwendung konkurrieren müssen. Dies führt andererseits dazu, daß das Oberziel **Ausweitung des Beitrags erneuerbarer Energien** nicht mit der gleichen Sicherheit wie bei den übrigen Instrumenten erreicht wird und daß eine **Differenzierung nach Technologien** nur eingeschränkt möglich ist. Alle Optionen sind in Bezug auf die Kompatibilität und **Harmonisierung** mit dem EU-Recht günstiger einzuschätzen. Die Kriterienkategorie A) erfüllen alle Optionen in hohem Maße, wobei die Quotenregelung Rang I einnimmt.

Bei Option 3 wird am stärksten in die Entscheidungsfreiheiten der Bürger eingegriffen. Der **staatliche Integrationsgrad** ist daher hier am ungünstigsten zu bewerten. Am günstigsten schneidet bei diesem Kriterium die Option 2 ab, da hier der Staat nicht mehr wie bisher mit Finanzmitteln das Marktgeschehen stört.

Die **Kosteneffizienz** dürfte sich bei den Optionen 1 und 2 gegenüber heute steigern lassen. Während sich bei Option 3 keine entscheidende Veränderung ergeben wird. Die **Transaktionskosten** werden für die Optionen 1 und 3 günstiger als bei dem bisherigen behördlichen Förderverfahren eingeschätzt. Beim Quotenmodell (Option 2) ist ein zusätzlicher Aufwand für die Erteilung und Vermarktung der Zertifikate in Rechnung zu stellen. Für die Option 3 „Energieeinspargesetz“ ergeben sich zunächst besonders geringe Transaktionskosten, die sich allerdings aufgrund der notwendigen Sonderbehandlung von Härtefällen wieder relativieren dürfte. Günstig schneidet Option 3 bei der **Minimierung von Mitnahmeeffekten** und der **Transparenz der Gestaltung** ab, so daß diese Option auch insgesamt in dieser Kriterienkategorie B) den ersten Rang einnimmt.

Der **Veränderungsgrad** fällt im Vergleich mit den bestehenden Regelungen notwendigerweise negativ aus. Große Änderungen entstehen beim Quotenmodell, da für Teile der erneuerbaren Energien sowohl der Geldgeber wechselt als auch das Auszahlungsverfahren prinzipiell geändert wird. Beim Ordnungsrecht resultieren die starken Änderungen durch eine teilweise Aufhebung des bisher selbstverständlichen Bestandsschutz.

Bei der Bewertung der **Akzeptanz** müssen die verschiedenen Akteure berücksichtigt werden. Langfristig dürfte grundsätzlich die größte Zustimmung für die Einführung von Quoten zu erwarten sein. Die Politik wird die Entlastung des Staatshaushalts begrüßen und die Hersteller das Ende der häufig beklagten Reihe von Nachfragestaus und –schüben aufgrund der Unstetigkeit der Förderprogramme. Jedoch werden dies Vorteile durch anfängliche Widerstände gegen Neuerungen, gegen Mehrbelastungen des Brennstoffhandels und Problemen der Hersteller aufgrund der unsicheren Preisentwicklung der Zertifikate relativiert. Bei einer Förderung der erneuerbaren Energien über eine Verschärfung der Energieeinsparverordnung wird eine zusätzliche Unsicherheit aufgrund der Konkurrenz mit der Wärmedämmung beklagt werden. Außerdem ist bei den Bürgern die Akzeptanz durch notwendige Einschränkungen des Bestandsschutzes und Eingriffen in das Eigentumsrecht stark gefährdet. Staatliche Finanzierungshilfen haben den Nachteil, daß sie außer von den wechselnden politischen Mehrheiten auch von der jeweiligen Haushaltslage abhängig sind. Staatliche Entscheidungen, welche wie bei der Festlegung von Quoten nicht haushaltswirksam werden, sind daher besser **langfristig kalkulierbar**. Gesetzliche Regelungen im Ordnungsrecht ha-

ben ein sehr hohes Beharrungsvermögen und sind daher als besonders zuverlässig einzuschätzen. Für den Handel verbleiben allerdings Unsicherheiten aufgrund der konkurrierenden Wärmedämmung.

Ein hohes Maß an **Verursachergerechtigkeit** ist erreicht, wenn die zusätzlichen Lasten für den Klimaschutz auf die Verbraucher von Brennstoff und damit auf die Verursacher verteilt werden. Dies ist in hohem Maße beim Quotenmodell der Fall. Bei der Aufbringung staatliche Finanzhilfen dürfte sich die Belastung sehr viel gleichmäßiger auf die Allgemeinheit verteilen als bei einer Belastung des Brennstoffverbrauches. Damit werden Geringverbraucher ebenso belastet wie Vielverbraucher (zumindest wenn die Mittel aus dem allgemeinen Staatshaushalt bereitgestellt werden und nicht aus Energieabgaben). Bei der Option 3 ergeben sich Probleme, wenn Gebäude, die bereits in den letzten Jahren unter Vernachlässigung der Wärmedämmung renoviert wurden, nun auch noch nachträglich wärmetechnisch zu sanieren sind. In diesen Fällen ergeben sich besonders gravierende finanzielle Einbußen für die Besitzer.⁷⁰ In der gesamten Kriterienkategorie C) nimmt die Quotenregelung Rang I ein.

Technologie- und industriepolitische Aspekte bzw. Teilziele können am besten durch die Option 1 berücksichtigt, bzw. erreicht werden. Durch die entsprechende Begünstigung einzelner Technologien bei der Bezuschußung können selektive Wettbewerbsvor- oder nachteile erzielt werden. Auch eine rasche Anpassung an sich ändernde Rahmenbedingungen (**Veränderungspotential**) ist bei der Option 1 am leichtesten erreichbar. **Exportpotentiale** beschränken sich für die deutsche Industrie auf Großanlagen. Zu den interessantesten Bereich zählt dabei sicherlich die Biomassevergasung in Anlagen zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme. Derartige Großanlagen werden bei einer Quotenregelung tendenziell bevorzugt, das Ordnungsrecht dagegen präferiert die Installation von individuellen Kleinanlagen. In dieser Kriterienkategorie nimmt die Option 1 den 1.Rang ein.

Aus den in Tabelle 7.4 angegebenen Rangfolgen der Optionen für die fünf Bewertungskategorien lassen sich die Stärken und Schwächen der Optionen ablesen:

„**Staatliche Finanzhilfen**“ in der hier beschriebenen Form der Option 1 sind geeignet, das Ausbauziel zu erreichen. Sie sind auch wettbewerbskompatibler als derzeitige Zuschußregelungen (Bieterwettbewerb). Außerdem können mit ihnen technologiepolitische Zielsetzungen relativ genau erreicht werden. Weiterhin kann auf umfangreiche Erfahrungen aufgebaut werden. Die Akzeptanz und Durchsetzbarkeit muß dafür aber eher gering eingeschätzt werden. Aufgrund des deutlich wachsenden Mittelbedarfs, der für das Erreichen der Ausbauziele erneuerbarer Energien im Wärmemarkt erforderlich ist, dürften langfristig angelegte staatliche Förderprogramme in dem dazu erforderlichen Aufwand politisch nur sehr schwer durchsetzbar sein. Als Hauptinstrument kann daher der alleinige Ausbau staatlicher Finanzhilfen nicht empfohlen werden.

Auch die zweite Option, die „**Quotenregelung**“, welches in der Gesamtwertung Rang I einnimmt, ist nicht ohne Risiken. Die erste Position wird durch die eindeutige Erreichbarkeit des Ausbauziels, die hohen Kompatibilität mit Wettbewerb und Markt und mit der im Vergleich guten Akzeptanz erreicht. Das vorgeschlagene Quotensystem mit staatlich vorgegebenen Quoten, der Mittelaufbringung über die Brennstoffwirtschaft und einer praktischen Umsetzung mittels handelbarer Zertifikate bedeutet eine sehr starke Veränderung der bestehenden Förderpraxis, die allerdings im Wärmemarkt von insgesamt noch geringer Intensität ist. Zu beachten ist allerdings, daß bei einer Entscheidung für diese Option in jedem Fall Übergangslösungen und eine zeitlich gestaffelte bzw. schrittweise Einführung der Quote vorgesehen sind (z.B. nur für Großanlagen), was die Risiken mildert. Außerdem werden flankie-

⁷⁰ Der naheliegende Hinweis auf ein Eigenverschulden wird dem Problem nicht hinreichend gerecht.

rende Maßnahmen (vgl. Kap. 7.6.2.2) in jedem Fall erforderlich sein, wenn das Ausbauziel im Wärmemarkt friktionsfrei und stetig erreicht werden soll. Unter diesen „Nebenbedingungen“ schlagen die Gutachter vor, vorrangig auf eine Quotenregelung als vielversprechendste Option zur verstärkten Einführung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt zu setzen.

Die Stärken der dritten Option **„Energieeinsparverordnung“** liegt in der Transparenz und dem geringen Ausmaß an Transaktionskosten, sowie in der Kompatibilität mit dem gesetzlichen Rahmen und den Wettbewerbsregeln. Es dürften sich jedoch im Einzelfall in der Bürgerschaft ganz erhebliche Probleme ergeben, woraus insgesamt eine relativ geringe Akzeptanz resultiert, auch werden positive Auswirkungen auf technologische Entwicklungen als eher gering eingeschätzt. Auch die Erreichung des Ausbauziels ist unsicherer als bei den anderen Optionen (Konkurrenz zur Wärmedämmung). Die Option 1 kommt daher im Gesamtvergleich auf Rang III.⁷¹ Als Hauptinstrument wird deshalb eine Verschärfung des Ordnungsrechts (d.h. Anwendung der Energieeinsparverordnung auf den Altbaubestand) nicht empfohlen.

Das gesamte Maßnahmenbündel „Erneuerbare Energien“ im Wärmemarkt wird in übersichtlicher Form in Kapitel 8.3 zusammengefaßt.

7.7. Literatur zum Kapitel 7

- | | |
|----------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Afferde 1998 | Doppelter Vorteil. Energie Spektrum 12/98, S. 26-29 |
| Dupont 1998 | R. Dupont: Biomasse mitverbrennung in Kraftwerken. Tagungsband „Der Holzkongreß“ in Schwäbisch Hall, S. 155-176, DLR, 1998 |
| Ehm 1997 | H. Ehm, H.-P. Schettler-Köhler: Von der Wärmeschutzverordnung zur Energiesparverordnung. B Bau Bl., Heft 11/97 |
| Kienzlen 1998 | V. Kienzlen: Kommunales Energiemanagement in Stuttgart. VDI-Berichte 1424 (Energiemanagement in Kommunen und öffentlichen Einrichtungen), VDI-Verlag, Düsseldorf 1998 |
| Lehr 1999 | U. Lehr: Warmmietpiegel – Vorschläge zur Lösung des Nutzer Investor Problems. Dokumentation des Expertengesprächs vom 21.01.1999 in Frankfurt zum Thema „Klimaschutz und Mietrechtsreform“, S. 39-53, Stadt Frankfurt, Energiereferat, 1999 |
| Loga 1998 | T. Loga, E. Hinz: Novellierung von Wärmeschutz- und Heizungsanlagenverordnung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48 (1998), Heft 8, S. 513-517 |
| Luboschik 1998 | W. Luboschik: GRS garantierte Resultate von Solaranlagen. Tagungsband 8. Symposium Thermische Solarenergie, S. 211-218, Ostbayerisches Technologie Transfer Institut, Regensburg 1998 |

⁷¹ Bei einer völlig einheitlichen Gewichtung aller Kriterien verschiebt sich die Rangfolge nicht. Allerdings rückt die Option 3 näher an die anderen beiden Optionen heran.

- Mangold 1998 D. Mangold et al.: Solaranlagen auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit. Tagungsband 8. Symposium Thermische Solarenergie, S. 350-354, Ostbayerisches Technologie Transfer Institut, Regensburg 1998
- Nast 1997 M. Nast: Cost of Large Collector Fields. Int. J. Solar Energy 18, 1997, pp. 289-301
- Nitsch 1996 J. Nitsch et al.: Entwicklungsstrategien für solare Energiesysteme und die Rolle von Wasserstoff am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland“. VDI-Berichte 1321 (Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, Bd. II), VDI-Verlag, Düsseldorf 1996
- Seitz 1993 W. Seitz: Wie wirkt sich die Modernisierung von Heizungsanlagen durch Vermieter oder Wärmelieferer auf den Mietzins aus?“. ZMR 46, Heft 1, Januar 1993
- Wiernsheim 1998 M. Nast et al.: Schadstoffminderung im Städtebau, Modellvorhaben dörflicher Bebauung Wiernsheim. Örtliche und regionale Versorgungskonzepte, Bd. 36, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Bonn 1998

8. Zielorientiertes Maßnahmenbündel zur Erreichung der Zielvorgabe 2010

8.1. Bedeutung der ökologischen Steuerreform für den Ausbau erneuerbarer Energien

Zum 01.04.99 ist in Deutschland die erste Stufe einer Ökologischen Steuerreform (ÖSR) in Kraft getreten. Mit diesem Gesetz soll der Energieverbrauch stärker als bisher versteuert werden und die Steuermehreinnahmen weitgehend zur Senkung der Lohnnebenkosten (d. h. in diesem Fall der Sozialversicherungsbeiträge) verwendet werden (vgl. dazu das Beitragssatzgesetz 1999 vom 19.12.1998).

8.1.1. Grundlage der Ökologischen Steuerreform

Nach dem am 19.03.99 auch vom Bundesrat verabschiedeten Gesetzentwurf wird seit dem 01.04.99 zum ersten Mal in Deutschland eine Stromsteuer erhoben (vgl. StromStG). Darüber hinaus werden die Steuersätze für Mineralöle und Gase angehoben (vgl. Mineralölsteuergesetz). Der festgelegte Steuersatz beträgt für Strom 20 DM/MWh (entsprechend 2 Pf/kWh). Folgende Sonderregelungen sind in diesem Zusammenhang zu beachten:

- Strom ist dann von der Steuer befreit (§9 StromStG),
 - wenn er aus erneuerbaren Energien erzeugt wird und von Eigenerzeugern als Letztverbraucher oder von Letztverbrauchern aus einem ausschließlich aus solchen Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird
 - wenn er vom Letztverbraucher zur Stromerzeugung entnommen wird.
- Für das produzierende Gewerbe ist ein ermäßigter Steuersatz von 20 % festgelegt worden. Darüber hinaus besteht für das produzierende Gewerbe bei einem Selbstbehalt von 1.000 DM/a die Möglichkeit der Steuerrückerstattung, sofern die Stromsteuer im Kalenderjahr das 1,2fache des Betrages übersteigt, um den sich für das Unternehmen der Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen durch die mit der Einführung der ÖSR verbundene Senkung der Beitragssätze reduziert (vgl. §10 StromStG).
- Einen ermäßigten Steuersatz von 50 % unterliegt der Betrieb von Nachtspeicherheizungen und der Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr sowie im Verkehr mit Oberleitungsbussen.

Im Gegensatz zur Wärmebereitstellung (z. B. auf der Basis solarthermischer Kollektorsysteme) ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien damit nicht prinzipiell von der Stromsteuer befreit. Ausgenommen hiervon sind nur Eigenerzeuger als Letztverbraucher. In diesem Sinne sind netzunabhängige Anlagen vollständig von der Steuer befreit, für netzabhängige Anlagen ist nur der Direktversorgungsanteil steuerfrei. Nicht belastet wird ferner der Strom, der durch eine eigenständige Leitung und ausschließlicher Einspeisung aus erneuerbaren Energien an angrenzende Verbraucher geliefert wird (§9,1b StromStG). Als Strom aus erneuerbaren Energien versteht das Gesetz dabei Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse gewonnen wird. Ausgenommen ist die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken, Deponie- oder Klärgasanlagen oder aus Anlagen, in denen Strom aus Biomasse erzeugt wird, mit einer installierten Leistung von jeweils über 5 MW (§2,7 StromStG).

8.1.2. Lenkungswirkung der Ökologischen Steuerreform

Vor dem Hintergrund der zeitgleichen Höherbesteuerung von Heizöl und Erdgas (vgl. Mineralölsteuergesetz) erhöht sich im Rahmen der ÖSR die Wettbewerbsfähigkeit der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern. Bei einem vollständig steuerveranlagten Betreiber führt die ÖSR beispielsweise gegenüber einem atmosphärischen Gaskessel (Wirkungsgrad 90 %) bei einem erhöhten Steuersatz von 0,32 Pf/kWh zu einer Besserstellung gegenüber den heutigen Bedingungen um rund 0,35 Pf/kWh.

Während also wärmeseitig viele Betreiber in den Genuß einer Steuervergünstigung kommen, ist der Steuervorteil stromseitig sehr begrenzt, da in den meisten Fällen der überwiegende Anteil des erzeugten Stroms in das Netz eingespeist wird und damit der Steuer unterliegt. Vorteilhaft wirkt sich gegenüber den Betreibern von dezentralen Kraftwerken auf der Basis fossiler Brennstoffe lediglich die Erhöhung der Bagatellgrenze für die Stromeigenerzeugung aus. Während mit fossilen Brennstoffen betriebene Anlagen schon ab einer Leistung von oberhalb 0,7 MW_{el} voll steuerveranlagt sind, liegt diese Grenze für die Direktstromversorgung auf der Basis von Wasserkraftwerken, Deponie-, Klärgas- und sonstigen Biomasseanlagen bei 5 MW_{el}. Für Windenergie, Sonnenenergie und Erdwärme wird keine Leistungsgrenze angegeben. Letztgenannte Fälle kommen aufgrund unzureichenden Potentials (Geothermie), in der Regel geringerer Anlagengrößen (Sonnenenergie) oder fehlender Eigennachfrage (in windhöffigen Gebieten) praktisch aber nicht vor.

Als positiver Nebeneffekt der ÖSR ist zu beachten, daß die Stromeinspeisungsvergütung aufgrund der Kopplung an die Durchschnittserlöse durch die endenergiebezogene Besteuerung von Strom voraussichtlich ab dem Jahr 2001¹ um rund 1,1 Pf/kWh ansteigen wird.

Fazit: Positive Auswirkungen der ÖSR auf die erneuerbaren Energien

- Nichtbelastung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (z. B. Solarthermie) mit einer zusätzlichen Steuer.
- Wegfall (Windenergie, Sonnenenergie, Geothermie) oder erhöhte Bagatellgrenze (Wasserkraft, Klär- und Deponiegas, Biomasse: 5 MW_{el}) für die Stromeigenversorgung (oder ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruhende Belieferung anderer Verbraucher durch ein eigenständiges Netz/Leitung) gegenüber Anlagen, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden (0,7 MW_{el}).
- Erhöhung der Stromeinspeisungsvergütung ab dem Jahr 2001 um ca. 1,1 Pf/kWh aufgrund der Kopplung an die Durchschnittserlöse.
- Einführung eines Förderprogramms vor allem für Biomasse, Solarthermie, Geothermie und Kleinwasserkraft als Kompensationsleistung für das Steueraufkommen auf erneuerbare Energieträger.

Mit seiner Sitzung vom 23.06.99 hat das Bundeskabinett mittlerweile auch die Eckpunkte für die Weiterentwicklung der ökologischen Steuerreform beschlossen. In vier weiteren Stufen soll die Steuerreform bis zum Jahr 2003 kontinuierlich fortgeführt werden, wobei zunächst vereinbart wurde, die Mineralölsteuer auf Ottokraftstoffe und Diesel jedes Jahr um 6 Pf/Liter und die Stromsteuer um jeweils 0,5 Pf/kWh zu erhöhen. Aus dem Steueraufkommen sollen

¹ Dieser Effekt tritt aufgrund der Orientierung an den Durchschnittserlösen des vorletzten Kalenderjahrs jeweils um zwei Jahre zeitversetzt auf.

die Sozialversicherungsbeiträge weiter gesenkt werden. Zudem stehen die Mittel zur längerfristigen Absicherung des zum 01.09.99 in Kraft getretenen 200 Mio. Förderprogramms für erneuerbare Energien der Bundesregierung zur Verfügung. Die endgültige Ausgestaltung der Folgestufen ist noch in der Diskussion. Dies betrifft z. B. die Besteuerung schweren Heizöls und die Besserstellung (gegenüber der 1. Stufe) hocheffizienter gasbefeuert Kraftwerke. Eine Befreiung erneuerbarer Energien von der Stromsteuer wurde nicht beschlossen.

8.1.3. Möglichkeiten der Befreiung erneuerbarer Energien von der Stromsteuer

Die Bundesregierung kommt in ihrer Begründung des Gesetzes zur ÖSR zu der Erkenntnis, daß grundsätzlich eine Freistellung von Strom aus erneuerbaren Energien von der Stromsteuer umweltpolitisch zwar wünschenswert gewesen wäre, dem aber aus ihrer Sicht folgende rechtlichen Hindernisse im Wege stehen (vgl. Gesetzesentwurf zur ÖSR von 17.11.1998 und 24.02. 1999: Bundestagsdrucksache 14/40 bzw. 14/408)²:

- Importierter Strom darf aus EU- sowie GATT-rechtlichen Gründen steuerlich nicht benachteiligt werden. Dies führt zu einer Rechtsunsicherheit einer Steuerbefreiung bzw. Steuerrückerstattung für Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Es besteht die Gefahr einer wettbewerbspolitisch unververtretbaren generellen Steuerbefreiung für eingeführten Strom, da die Behauptung, eine bestimmte Stromlieferung stamme aus regenerativen Energiequellen kaum zu widerlegen wäre.
- Nach der Einspeisung in das Versorgungsnetz wäre der Nachweis des aus alternativen Energiequellen herrührenden Stroms im Verlauf der Verkaufskette zunehmend schwieriger zu führen.

Hinsichtlich der Diskussion der von der Bundesregierung angeführten rechtlichen Hindernisse ist zu berücksichtigen, an welcher Stelle die Steuer erhoben wird. Nach §5 des StromStG entsteht die Steuer dadurch, daß vom im Steuergebiet ansässigen Versorger eingespeister Strom (heimische Stromerzeugung) durch Letztverbraucher im Steuergebiet entnommen wird. Steuerschuldner ist nach §6,2 der Versorger. Bei Eigenerzeugern entsteht die Steuer mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet (Eigenerzeugung). Für Letztverbraucher, die Strom aus einem Gebiet außerhalb des Steuergebiets beziehen, entsteht die Steuer nach §7 StromStG dadurch, daß der Strom durch den Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird (Stromimport). Steuerschuldner ist in diesem Fall der Letztverbraucher von Strom.

Aus Sicht der Bundesregierung sind dementsprechend vor allem EU-rechtliche Einwände (Gleichbehandlung Importstrom) und organisatorische Gründe (Erfassung und Kontrolle des Erzeugungsanteils erneuerbarer Energien) entscheidend. Auch die rechtlichen Verpflichtungen im Rahmen des GATT (General Agreement on Tariffs and Trade) stünden der Befreiung entgegen.

Hinsichtlich der europarechtlichen Probleme ist zu bemerken, daß heute bereits genügend Zustimmung vorhanden ist, um eine Steuerbefreiung bzw. Rückerstattung für erneuerbare Energien durchzusetzen. Diese Einschätzung beruht auf der Tatsache,

² In der Begründung zum Gesetz zur ÖSR wird ferner darauf hingewiesen, daß die Definition der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vgl. § 2,7) dem StrEG entstammt und mit diesem übereinstimmt.

- daß die EU-Stromrichtlinie im liberalisierten Marktumfeld explizit Vorrangregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien ermöglicht und befürwortet und damit die Bedeutung der erneuerbaren Energien für Umwelt- und Klimaschutz anerkennt
- der vorliegende Richtlinienentwurf der Europäischen Kommission für eine EU-Energiesteuer Erstattungsmöglichkeiten einräumt sowie grundsätzlich die Möglichkeit vorsieht, gemäß der Herkunft des Stroms (Primärenergiequelle) unterschiedliche Steuersätze zu erheben³
- daß im zweiten Bericht an den Rat und das europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf der EU-Kommission (KOM (1999) 164 endg.)⁴ nicht nur grundsätzlich noch einmal die Möglichkeit bestätigt wird, daß von den Mitgliedsstaaten Energiesteuern eingeführt werden können, sondern auch angeregt, daß die Mitgliedsstaaten den Elektrizitätserzeugern auf Basis erneuerbarer Energien die gezahlte Steuer ganz oder teilweise zurückerstatten.
- im Vergleich zum StrEG beihilferechtliche Probleme eine geringere Bedeutung haben dürften, da der Unterschied zwischen dem Marktpreis und dem Förderäquivalent (d. h. hier der Steuerbefreiung und beim StrEG die Differenz zwischen Vergütungssatz und anlegbaren Preisen) bei der Steuerbefreiung deutlich geringer ist.
- daß in Dänemark und den Niederlanden zwei von der EU-Kommission gebilligte Ausnahmeregelungen praktiziert werden. In Dänemark erfolgt eine direkte kWh-bezogene Unterstützung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus allgemeinen Steuermitteln. Diese Art der Förderung wirkt im Prinzip wie eine Rückerstattung der zuvor erhobenen Steuern. Eine vergleichbare Regelung wird auch in den Niederlanden angewendet. Dort wird oberhalb eines steuerfreien Kontingentes der Stromverbrauch von Haushalten und kleineren Betrieben besteuert. Der Transfer der Steuermittel vom Kunden zu den Finanzbehörden erfolgt über die Energieversorgungsunternehmen. Einspeisern von Strom aus erneuerbaren Energien erhielten bis einschließlich 1998 den kompletten Steuersatz zurückerstattet. Für 1999 ist nur noch eine teilweise Rückvergütung vorgesehen (d. h. 3,95 cent/kWh bezogen auf den gesamten Steuersatz von 4,85 cent/kWh). Die Kontrolle über die Erfüllung der Kriterien an eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt durch die Dachorganisation der Verteilerunternehmen „EnergieNET“ und den Finanzbehörden. Bei der Diskussion der Übertragbarkeit auf bundesdeutsche Verhältnisse ist dabei zu berücksichtigen, daß die Niederlande eine deutlich höhere Stromimportquote aufweisen als Deutschland.
- daß Kriterien so definiert werden können, daß ausländische Versorger deutschen Versorgern gleichgestellt werden und damit Wettbewerbsneutralität auf internationaler Ebene gewährleistet wird (s. o.).
- daß unter der Voraussetzung der Erfüllbarkeit des vorgenannten Punktes das für die Argumentation der Bundesregierung maßgebliche Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EUGH) in bezug auf die finnische Energiesteuergesetzgebung nicht relevant ist. Ausgangspunkt des Rechtsverfahrens vor dem EUGH war eine Klage des finnischen Unternehmens Outokumpu Oy gegen das finnische Energiesteuergesetz. In diesem ist eine Kombination von Primärenergie- und Stromsteuer festgelegt, die zusätzlich für unterschiedliche Stromerzeugungsarten (vor allem Wasserkraft und Kernenergie) aus umweltpolitischen Gründen verschiedene Steuersätze vorsieht. Der eigentliche strittige Punkt vor

³ EU-Kommission, Vorschlag für eine „Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenbedingungen über die Besteuerung von Energieerzeugnissen“, KOM (97) 30 endg.

⁴ Der Bericht bezieht sich auf die Richtlinie 96/92/EC betreffend gemeinsame Regelungen für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

dem EUGH sind aber nicht diese Vorgaben, die weitgehend durch die Vorschläge für eine EU-Energiesteuer-Richtlinie gedeckt sind, sondern vielmehr die Behandlung von Importstrom, für den undifferenziert und unabhängig von der tatsächlich zugrundeliegenden Stromerzeugungsstruktur ein mittlerer Steuersatz festgelegt wurde.

Vor diesem Hintergrund läßt sich zusammenfassend feststellen, daß aus EU-rechtlichen Gründen keine Vorbehalte gegenüber der Steuerbefreiung bzw. Steuerrückerstattung zu erwarten sind, wenn der Import von Strom der heimischen Erzeugung gleichgestellt ist. Hierzu bedarf es allerdings eines eindeutigen Verfahrens der Definition und Kontrolle der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Gegebenenfalls reicht dies auch für die Klärung der GATT-Rechtlichen Probleme aus. Im Rahmen des Handelsabkommens ist es nur möglich bestimmte Produkthanforderungen zu definieren, nicht aber direkt auf die Produktionsverfahren Einfluß zu nehmen. Über die Definition einer eigenen Stromsorte „grüner Strom“ (mit Nachweis) könnte dies aber indirekt erfolgen.

Darüber hinaus ist im Gesetz eine eindeutige Begründung der Gewährung der Rückerstattungsmöglichkeit mit Bezug auf den angestrebten Umwelt- und Klimaschutz notwendig. Ansonsten besteht ggf. die Gefahr, daß Importstrom aus Diskriminierungsgründen generell von der Steuer befreit werden muß. Von verschiedener Seite wird vor diesem Hintergrund z. B. erwartet, daß die im Gesetz zur ÖSR verankerte Bagatellgrenze (Freistellung für Anlagen zur Eigenerzeugung mit einer installierten Leistung von unterhalb 0,7 MW) aufgrund fehlender anderweitiger Begründung (z. B. Umweltbezug) dazu führt, daß Importstrom infolge einer etwaigen Klage generell steuerbefreit werden muß.

Der zweite maßgebliche Hinderungsgrund der Bundesregierung für eine Steuerbefreiung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, daß ein Nachverfolgen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über die z. T. komplexe Verkaufskette schwierig ist, kann über die Wahl der Steuerrückerstattung als quasi indirekte Form der Steuerbefreiung (vgl. Niederlande, Dänemark) größtenteils behoben werden. Die Nachweispflicht über die Stromabgabe aus erneuerbaren Energien wird damit auf die Stromerzeugungsunternehmen übertragen. Der staatlichen Seite kommt demgegenüber eine Kontrollpflicht zu.

Der erste notwendige Schritt zur Implementierung einer derartigen Regelung ist die Einführung allgemein anerkannter Zertifikate für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Derzeit laufen von verschiedener Seite (z. B. Umweltbundesamt, Eurosolar, WWF, Greenpeace) - z. T. aber sehr kontroverse - Bemühungen der Definition von wesentlichen Kriterien für die Vergabe solcher Zertifikate. Hierzu wird in einem eigenen Arbeitspaket dieser Untersuchung ausführlich Stellung genommen. Darüber hinaus wird auch im Vorentwurf der EU-Richtlinie zum Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien die Einführung von Zertifikaten eingefordert. Es sei aber an dieser Stelle bereits darauf hingewiesen, daß sich die Zertifizierungsdebatte nicht allein auf erneuerbare Energien beschränken darf. Zeitgleich sollte eine entsprechende Zertifizierung auch für andere Formen der ökologisch effizienten und für den Klimaschutz sowie die Erfüllung anderer energiepolitischer Vorgaben zwingend notwendiger Stromerzeugung (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung, wenn diese bestimmte Qualitätskriterien erfüllt) erfolgen. Unter dieser Voraussetzung kann es zu einer allgemeinen Befreiung von „grünem Strom“ von der Steuer kommen.

Die Zertifizierung erfolgt auf der Basis der Messung der Stromerzeugung und bei Einbeziehung von KWK-Anlagen auch der Nutzwärmeerzeugung sowie des Brennstoffverbrauchs mittels hierfür geeichter Zähler. Die Überprüfung und letztliche Zertifikatsausgabe sollte durch ein unabhängiges durch den Staat überwachtes Gremium erfolgen (z. B. gemäß dem niederländischen Vorbild). Als Vorstufe ist jedoch für die Festlegung der Kriterien für die Zertifikatsvergabe (insbesondere bei Einbeziehung der KWK) auf der Basis vorliegender Vorschläge ein anderes Gremium notwendig. Denkbar wäre hier z. B. eine Institution, die sich vergleichbar dem Round Table Regenerative Energien des Landes Nordrhein-

Westfalen aus Energieversorgungsunternehmen, Betreibern, Herstellern, der Wissenschaft und staatlichen Stellen (z. B. Preisaufsicht) zusammensetzt.

Ausgehend von den erhaltenen Zertifikaten können die Energieversorgungsunternehmen den jeweiligen Anteil „grünen Stroms“ ihres Erzeugungsmixes auf der Rechnung an ihre Stromkunden ausweisen und nur für den verbleibenden Anteil die Stromsteuer über die Rechnung erheben. Der Strombezug von Versorgern oder Händlern, der ausschließlich auf „grünem Strom“ basiert, ist vor diesem Hintergrund für den Kunden steuerfrei. Damit führt diese Vorgehensweise für den Stromkunden automatisch zu einer größeren Offenheit der Stromerzeugungsstruktur seines Versorgungsunternehmens und kann umgekehrt von diesem als Mittel der Kundenbindung bzw. -werbung genutzt werden. Die Verwendung von Zertifikaten ermöglicht dabei relativ leicht die Verfolgung des Strompfades über die gesamte Verkaufskette, denn mit dem Verkauf von „grünem Strom“ (z. B. vom Erzeuger an den Händler oder von diesem an der Börse) können zeitgleich auch die Zertifikate übergeben werden.

Unter dieser Voraussetzung ist eine auch für den Kunden gerechte und nachvollziehbare Rückerstattung der Steuererhebung möglich. Dies gilt auch für ausländische Stromlieferanten, wobei im Sinne der Gleichbehandlung prinzipiell zunächst der Gesamtanteil erneuerbarer Energien am Stromerzeugungsmix des Unternehmens maßgeblich ist und keine einzelne Anlagen. Erfolgt im Ausland der Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausschließlich für den Export nach Deutschland (z. B. norwegische Wasserkraft, dänische Windkraft) sollte dieser komplett ausgenommen werden. Ein Nachweis kann ebenfalls über Zertifikate erfolgen. Die Erfüllung der für die Zertifikatsvergabe erforderlichen Kriterien muß (vergleichbar dem deutschen Konkurrenten) der ausländische Stromerzeuger nachweisen. Inwieweit diesbezüglich Überwachungs- und -kontrollmöglichkeiten im Ausland bestehen (z. B. durch dortiger Finanzbehörden im Rahmen der Amtshilfe) ist zu überprüfen.

Im StrEG ist ebenso wie bei der jetzt verabschiedeten Regelung für die Sonderbehandlung erneuerbarer Energien bei der ÖSR eine obere Leistungsgrenze von 5 MW für Deponiegas-, Klärgas- und Biomasseanlagen sowie Wasserkraftwerke festgelegt worden. Aus ökologischen Gründen und aus Markteinführungsgesichtspunkten kann es aber durchaus sinnvoll sein, zukünftig mehr Strom aus größeren Wasserkraftwerken zu importieren⁵. Dies gilt ebenso für die Errichtung größerer Biomassekraftwerke, die gleichzeitig einen entscheidenden Beitrag zur Marktdurchdringung biogener Energieträger leisten könnten. Für Neuanlagen sollte daher auch über die Leistungsgrenze von 5 MW hinaus (z. B. bis zu einem neuen oberen Limit von 50 MW⁶) im zuvor diskutierten Sinne eine Steuerbefreiung von der Stromsteuer durchgesetzt werden und damit die Anreize für ihre Errichtung erhöht werden. Eingeschlossen werden sollten zudem Mischfeuerungen zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern mit ihrem jeweiligen erneuerbaren Stromerzeugungsanteil (z. B. Biomassezufeuereung zu Kohlekraftwerken).

Zur Vereinfachung des Verfahrens kann erwogen werden, eine Steuerbefreiung bzw. Rückerstattungsmöglichkeit grundsätzlich nur solchen Unternehmen zu gewähren, die ihren Strom vollständig aus erneuerbaren Energien bzw. „grünem Strom“ bereitstellen. Dies würde in erster Linie die sich heute am Markt neu gegründeten Ökostromunternehmen stärken, zwangsläufig aber dazu führen, daß die bisherigen Energieversorgungsunternehmen (sowie die ausländischen Marktteilnehmer) ihre jeweilige Aktivitäten in diesem Bereich ausgründen

⁵ Die weitere Errichtung von großen Wasserkraftwerken in Deutschland ist aus Potentialgründen ohnehin dagegen begrenzt.

⁶ Ohnehin wirtschaftliche Stromlieferungen aus großen skandinavischen Wasserkraftwerken würden so nicht erfaßt werden.

und eigenständige Tochterunternehmen für den Verkauf von „grünem Strom“ gründen. Das Ausmaß der Steuerbefreiung hängt dann davon ab, inwieweit es gelingt diesen Strom an Letztverbraucher abzusetzen. Bleibt auch der Verkauf an andere Erzeuger oder Händler (z. B. das Mutterunternehmen) steuerfrei, würde sich gegenüber dem Ursprungsmodell keine Veränderung ergeben. Der vollständige Marktabsatz (mit entsprechendem Kundenengagement) ist aber bei noch unvollkommenen Märkten in absehbarer Zeit nicht zu erwarten oder nur durch die Einführung einer sich an Letztverbraucher richtenden Quotierung zu erreichen. Als Alternative wäre nur eine Anfrage des jeweiligen Versorgungsunternehmens beim Kunden denkbar, ob und wenn ja wieviel und von wem er steuerfreien Strom aus erneuerbaren Energien beziehen möchte.

8.1.4. Schlußfolgerung und Empfehlungen

Die bisherige in der ÖSR implementierte Lenkungswirkung für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien ist vergleichsweise gering. Die mögliche Steuerbefreiung für den Selbstverbrauch trifft nur einen kleinen Teil der gesamten Erzeugung. Auf der anderen Seite reichen die bisherigen Fördermaßnahmen häufig nicht aus, um den aus energie- und umweltpolitischen Gründen (Klimaschutz, Kernenergieausstieg) notwendigen und aus industriepolitischen Gründen wünschenswerten verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen. Dies gilt auch unter Berücksichtigung des mittlerweile umgesetzten 100.000 Dächer-Programms und des 200 Mio. Marktanreizprogramms der Bundesregierung (für die photovoltaische Stromerzeugung führt das 100.000 Dächer-Programm z. B. zwar über das gewährte Darlehen umgerechnet zu einem Investitionszuschuß von rund 40 %, für die privaten Investoren verbleibt aber bezogen auf die kWh Stromerzeugung dennoch ein hoher Selbstbehalt; vergleichbares gilt auch für die windtechnische Stromerzeugung im Binnenland, für die die Stromeinspeisungsvergütung in aller Regel nicht ausreicht, um Kostendeckung zu erzielen). Vor diesem Hintergrund wird grundsätzlich empfohlen, für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bzw. allgemein für „grünen Strom“ einen zusätzlichen Anreiz zu schaffen, in dem diese (durch eine Rückerstattungsmöglichkeit und dem Nachweis über Zertifikate) von der Stromsteuer befreit wird.

Vordergründig ist dabei eine möglichst schnelle Befreiung direkter grüner Stromlieferungen an Letzt-/Endverbraucher (aus praktischen Gründen wird dies wahrscheinlich erst mit der 3. Stufen erreichbar sein), um diesen noch jungen Markt gerade auch in der Anfangsphase intensiv zu unterstützen. Die Freistellung führt gerade für diesen Markt zu einer Verbesserung der Planungssicherheit, da gesetzliche Steuerbefreiungen im Gegensatz zu Förderprogrammen nicht der Gefahr jährlicher Haushaltsberatungen/-sperren unterliegen.

Die Steuerausnahme sollte dabei nach gleichen Regeln wie im StrEG (bzw. entsprechend der in Kapitel 6.3 vorgeschlagenen Erweiterungsregelungen) auf bestimmte Anlagen begrenzt werden. Hierdurch können Mitnahmeeffekte (insbesondere durch große Wasserkraftwerke) vermieden werden. Hierdurch wird auf bereits bekannte Kriterien zurückgegriffen. Die Einbeziehung größerer Biomasseanlagen, wie in Kapitel 6.3 vorgeschlagen, wirkt zugleich der Befürchtung entgegen, daß zu eng gefaßte Regelungen EU-weit (d. h. bei potentiellen Importeuren) auf Widerstand treffen könnten.

Nach diesem Vorschlag wird bewußt auf die Befreiung des Stroms aus erneuerbaren Energien verzichtet, der in das Netz eingespeist wird und nach StrEG vergütet wird. Der Stromerzeuger hat danach die Wahl, ob er seinen Strom selber vermarkten will und die Steuerbefreiung in Anspruch nehmen will oder sich den Strom nach StrEG vergüten läßt. Hierdurch entfällt nicht nur das (zwar grundsätzlich lösbare) Problem der Weiterverfolgung des in das

Netz eingespeisten Stroms⁷, sondern auch die Notwendigkeit, zur Vermeidung einer Doppelförderung die StrEG-Vergütungssätze zu verringern.

Bevor diese Steuerbefreiung umgesetzt werden kann,

- muß die vollständige rechtliche Klärung der europarechtlichen Fragestellungen erreicht werden⁸
- müssen die Diskussionen um die Zertifizierung und die Verabschiedung eines tragfähigen Zertifizierungsmodells abgeschlossen werden
- können erste Erfahrungen mit der Nachfolgeregelung des StrEG und dem Zusammenspiel zwischen ökologischer Steuerreform und StrEG gemacht werden

Der gemachte Vorschlag geht dabei explizit von der Überlegung aus, für wen eine Steuerbefreiung notwendig ist. Die Stromeigenerzeugung aus erneuerbaren Energien ist ohnehin bereits nach jetziger Regelung befreit, die Einspeisung von Strom über das StrEG (eine Steuerbefreiung an dieser Stelle, die den Erzeugern zugute kommt, müßte zur Verhinderung einer Doppelförderung zu einer Verringerung der StrEG-Vergütungssätze führen) erfaßt. Dementsprechend verbleibt der über Handelsgesellschaften an Endverbraucher durchgeleitete Strom aus erneuerbaren Energien als zu stärkende Komponente⁹.

Mit vergleichbarer Argumentation kann auch abgeleitet werden, daß unabhängig von der Steuerentscheidung das von der Bundesregierung erstmals 1999 aufgelegte 200 Mio. Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien fortgesetzt werden sollte. Seine Finanzierung ergibt sich weiterhin aus der Besteuerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Großanlagen (z. B. große Wasserkraftwerke), die nicht von der Besteuerung ausgenommen werden sollten. Es bezieht sich im wesentlichen auf den Wärmemarkt, wodurch der Strombereich im gewissen Sinne zur Querfinanzierung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien beitragen soll. Aufgrund des bisher nur unzureichend beachteten Wärmemarktes erscheint dies aber gerechtfertigt.

8.1.5. Umsetzungsprobleme (Stromimport)

Aus Gleichbehandlungsgründen kann der Stromimport nicht von der Strombefreiung ausgeschlossen werden. Dies kann dann zu grundlegenden Problemen führen, wenn keine Durchschnittsbesteuerung (gemäß des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung des jeweiligen Exportlandes) zugrundegelegt werden kann. In diesem Fall steigt der Anreiz den Importstrom - soweit Zertifikate dafür vorgelegt werden können - als Strom aus erneuerbaren Energien zu deklarieren. Es kommt also zu einer deklarierten Ausfuhr von

⁷ Der Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien könnte hierfür ein Zertifikat erhalten, das er dann an dasjenige EltVU weitergibt, welches den Letztverbraucher versorgt. Dieses kann dann auf dieser Basis eine Steuerrückerstattung geltend machen. Dabei kann es zu einer regionalen Ungleichbehandlung der EltVU kommen. Bei einer Umsetzung des in Kapitel 6.3 gemachten Vorschlags eines wettbewerbsneutralen netzbetreiberseitigen Umlageverfahrens kommt es hingegen ohnehin zu einer physischen Gleichverteilung des aufgenommenen Stroms; in entsprechender Form können auch die Zertifikate weitergegeben werden.

⁸ Lösungsmöglichkeiten der EU- und GATT-rechtlichen Probleme sind hier angedeutet worden. Weitere erfolgversprechende Ansätze sind auf einem Fachgespräch der Fraktion Bündnis90/Die Grünen im Mai 1999 erörtert worden („Befreiung von Strom aus erneuerbaren Energien von der Ökosteuer“, Fachgespräch 10. Mai 1999, Bonn).

⁹ Als Alternative dazu steht grundsätzlich auch die Verringerung der Durchleitungsgebühren für grünen Strom zur Verfügung (vgl. Kapitel 6.5).

Strom aus erneuerbaren Energien nach Deutschland, während der restliche erzeugte Strom im jeweiligen Land verbleibt. In diesem Sinne könnte es auch zum Abschluß von Pseudo-Austauschverträgen kommen, d. h. aus dem Ausland wird zertifizierter Strom nach Deutschland importiert, während zeitgleich anderer Strom von deutschen EltVU zurückgeliefert wird. Bei beiden Varianten handelt es sich um Scheinlieferungen, da in der Realität keine kWh Strom aus erneuerbaren Energien mehr erzeugt wird.

Mengenmäßig können derartige Scheinverträge zu einem nennenswerten Problem führen und letztlich sogar das Ökosteuersystem aushöhlen. Die maximale Stromlieferung aus dem Ausland wird - führt man keine wirksamen Begrenzungen ein - durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Nachbarländern definiert. Ohne große Wasserkraftanlagen (jedoch inklusive Müllverbrennungsanlagen) werden heute allein in der EU rund 67 Mrd. kWh aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Unter Einbeziehung der großen Wasserkraftanlagen sind dies 337 Mrd. kWh. Bei einem durchschnittlichen Steuersatz von 1,2 Pf/kWh (Mittelwert aus Tarifkunden und produzierendem Gewerbe, für die eine Steuerermäßigung vorliegt) entspricht dies Steuermindereinnahmen von 0,8 bzw. 4,05 Mrd. DM. Hinzukommen potentielle Stromlieferungen von Nichtmitgliedsländern. Zudem ist zukünftig auch EU-weit von steigenden Beiträgen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugehen.

Vor diesem Hintergrund ist eine Eingrenzung der hierdurch bedingten Gefahren dringend geboten. Ausgehend von einer ersten Analyse dieser Problematik in /Meyer 1999/¹⁰ sowie eigenen Überlegungen stehen hierfür grundsätzlich folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Eingrenzung der Stromsteuerbefreiung auf Anlagen im Gültigkeitsbereich des StrEG (hierdurch können große Wasserkraftanlagen direkt ausgeschlossen werden)
- Konsequente Anwendung der Gleichwertigkeitstheorie (Import von Strom aus erneuerbaren Energien nur aus Ländern mit vergleichbaren Regelungen, ebenso konsequenter Marktöffnung und nur, wenn sich dort die Umweltbelastungen nicht zu Lasten des Stromexportes verschlechtern)
- Forcierung der Bemühungen für eine EU-weite Einführung einer Strom- und Energiesteuer

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, daß die maximal importierbare Strommenge aus erneuerbaren Energien stark begrenzt wird

- durch die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten (Kuppelstationen), die auch für andere Stromlieferungen genutzt werden
- durch die anfallenden Durchleitungsentgelte (kommt beim Import nach Deutschland z. B. eine Entfernungskomponente im Hochspannungsbereich zum Tragen, kann dies zu monetären Belastungen führen, die durch die Steuerentlastung nicht vollständig kompensiert werden)
- durch die Klimaschutzverpflichtungen der Nachbarländer, die sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwar nach internationalen Bilanzierungsregelungen aber nicht unter Zugrundelegung moralischer Prinzipien (Verursacherprinzip) für die heimische Stromverbrauchsdeckung anrechnen lassen können.

¹⁰ Meyer, Bettina; Behandlung von regenerativen Energieträgern im Rahmen der ÖSR; Umweltministerium Schleswig Holstein, Kiel, 1999

Unter diesen Voraussetzungen scheint das Problem des Mißbrauchs durch derartige Scheinlieferungen von Strom aus erneuerbaren Energien stark eingrenzbar und die zuvor vorgeschlagene Regelung zur Stärkung des heimischen Ökostrommarktes praktikabel.

8.1.6. Kompatibilität zu bestehenden bzw. geplanten Regelungen (insbesondere StrEG)

Unter den zuvor genannten Voraussetzungen ist die ÖSR weitgehend kompatibel zu anderen energiepolitischen Vorhaben/Maßnahmen der Bundesregierung und kann diese sinnvoll ergänzen. Dies gilt auch für die im Rahmen dieser Studie unterbreiteten Vorschläge für eine Modifizierung des Stromeinspeisungsgesetzes. Unterstellt man z. B., daß im Rahmen des in Kapitel 6.3 dargestellten Verfahrens, zur Finanzierung der Stromeinspeisungsvergütung ein Netzaufschlag erhoben wird und die hierdurch entstehenden Ungleichbelastungen der Netzbetreiber durch ein netzbetreiberseitiges Umlageverfahren bundesweit ausgeglichen werden, sind bezüglich der Einbindung der ÖSR grundsätzlich folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Infolge der Erhöhung der Durchschnittserlöse durch die Stromsteuer steigt mit zweijähriger Verzugszeit auch die Vergütung nach StrEG, sofern nicht - wie in Kapitel 6.3 vorgeschlagen - ohnehin eine Festlegung von festen Vergütungssätzen vereinbart wird. Dadurch kann der aufgrund der Liberalisierung der Strommärkte zu erwartende Rückgang der Stromerlöse aufgefangen werden.
- Solange die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht von der Stromsteuer befreit wird, sondern die in diesem Zusammenhang erhobene Steuer mit dem 200 Mio. Programm zur Finanzierung eines Förderprogramms genutzt wird, ergeben sich im Vergleich zu sonstigen steuerfinanzierten Programmen (z. B. 100.000 Dächer-Programm) keine grundsätzlich andersartigen Rückwirkungen auf das StrEG.
- Erfolgt mit einer der nächsten Stufen der ÖSR (wie hier vorgeschlagen) eine Steuerbefreiung für „grüne Stromlieferungen“ an Letztabnehmer führt dies für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zu anderen Arten der Stromerzeugung zu einer Verbesserung der Wettbewerbssituation. Hierdurch erhöht sich für die privaten Stromerzeuger ggf. der Anreiz, den Strom an andere Abnehmer direkt zu verkaufen statt die Vergütung nach StrEG in Anspruch zu nehmen. Erfüllt die Stromsteuer bei entsprechender Höhe und Ausgestaltung der sonstigen Rahmenbedingungen (z. B. Netzdurchleitungsverordnung mit geringen oder keinen Entgelten für den Transport von Strom aus erneuerbaren Energien) die erhoffte Lenkungswirkung, könnte mittel- bis langfristig dann u. U. ganz oder zu Teilen auf das StrEG verzichtet werden. Dabei sollten ggf. für die verschiedenen Technologien unterschiedliche Übergangszeiten beachtet werden.
- Eine Doppelförderung durch Steuerbefreiung und StrEG ist nach der Einschränkung auf die Befreiung von direkten Stromlieferungen an die Endverbraucher ausgeschlossen.
- Grundsätzlich könnte das (verursachergerecht erhobene) Steueraufkommen auch direkt dem in Kapitel 6.3 dargestellten Ausgleichsfonds zugeführt werden und den dort vorgesehenen Netzaufschlag ganz oder teilweise ersetzen¹¹. Einfache Modellrechnungen ergeben für das Steueraufkommen (der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) eine Größenordnung für 1999 von 180 bis 200 Mio. DM und für die Folgejahre von 250 bis 300 Mio. DM¹². Diese Summe ist ins Verhältnis zu setzen zu den durch das StrEG abzu-

¹¹ Denkbar ist neben der wettbewerbsneutralen Finanzierung der Einspeisungsvergütung aus dem Steueraufkommen aber auch eine teilweise technologiespezifische kostenorientierte Anhebung der Vergütungssätze

¹² Für 1999 ist nur der Zeitraum vom 01.04. bis 31.12. wirksam.

deckenden Differenzkosten, die für 1998 selbst unter Zugrundelegung der rechtlich umstrittenen EltVU-Berechnungen nach Verbändevereinbarung bei maximal 280 bis 370 Mio. DM liegen. Demnach könnte zur Zeit allein die auf erneuerbare Energien erhobene Stromsteuer dazu beitragen, daß auf die Erhebung eines zusätzlichen Netzaufschlages verzichtet werden kann. Zukünftig, d. h. bei steigenden Beiträgen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, müßten dann allerdings darüber hinausgehende Anteile aus dem Stromsteuertopf zur Finanzierung herangezogen werden. Akzeptanzschwierigkeiten bei der zusätzlichen Einführung eines Netzaufschlages (neben der Stromsteuer), die von verschiedener Seite erwartet werden, könnten so gegebenenfalls verringert werden. Das Grundprinzip der ÖSR (Aufkommensneutralität) würde so jedoch weiter ausgehöhlt. Zudem würde diese Finanzierungsform grundsätzlich zu keiner sonstigen Verbesserung der Rahmenbedingungen führen können.

8.2. Gesamtes Maßnahmenbündel für den Strombereich

Auf der Basis der Diskussion und Analyse verfügbarer Maßnahmen, die einen Beitrag zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien leisten können, ist ein Maßnahmenbündel konzipiert worden, mit dem die Zielsetzung „Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien“ bis zum Jahr 2010 stromseitig realisiert werden könnte. Nachfolgende Kapitel fassen dieses Maßnahmenbündel hinsichtlich der prinzipiellen Ausgestaltung und dessen Begründung (Kapitel 8.2.1) sowie der quantitativen Wirkung der Einzelmaßnahmen zur Zielerreichung zusammen (Kapitel 8.2.2).

8.2.1. Empfehlungen zur Ausgestaltung eines zielorientierten Maßnahmenbündels

Vor dem Hintergrund der in den vorhergehenden Kapiteln dargestellten Überlegungen, dem Vergleich der verschiedenen Ansätze und Konzepte anhand der entwickelten Kriterien und der Tatsache, daß sich die Liberalisierung des Strommarktes noch in einer Übergangsphase befindet, wird empfohlen, vorerst an dem bisher bewährten energiepolitischen Instrument des StrEG festzuhalten, es aber entsprechend den nachfolgend aufgeführten Punkten stufenweise zu modifizieren und zu flankieren:

A) Geltungsbereich und Fördermodalitäten

A1) Härteklausele

- Wegfall der Härtefallklausel

Dies senkt unmittelbar die Gefahr, daß die bestehende Marktdynamik abrupt abgebrochen wird, führt jedoch zu keiner Beseitigung der ungleichmäßig verteilten Lasten der Verbraucher.

A2) Ausgestaltung der Fördermodalitäten

- Einführung einer standortbereinigten, kostenorientierten Vergütung durch Begrenzung der nach StrEG vergüteten Strommenge für Strom aus Windenergie (Vorschlag: 13.000 kWh/m² Rotorfläche). Dabei Festlegung eines vom mittleren Stromerlös unabhängigen, festen Vergütungssatzes (Vorschlag: 17 Pf/kWh)¹³ der für Neuanlagen in fest-

¹³ Ein entsprechender Vorschlag wurde Mitte März 1999 auch vom saarländischen Minister für Umwelt, Energie und Verkehr vorgelegt.

gelegten Zeitabschnitten (Vorschlag: 3 Jahre) dem technischen Fortschritt angepaßt wird. Alternativ kann auch die Mengenbegrenzung angepaßt werden.

- Einführung einer kostenorientierteren Vergütung für Photovoltaik als Ergänzung des seit Januar 1999 in Kraft getretenen 100.000 Dächer-Programms auf der Basis deutlich erhöhter fester Vergütungssätze (Vorschlag: 85 Pf/kWh), die in festgelegten Zeitabschnitten (Vorschlag: 3 Jahre) dem technischen Fortschritt angepaßt werden sowie Einbeziehung eines Bieterwettbewerbs für große PV-Anlagen.
- Einführung einer kostenorientierten Vergütung für Wasserkraft (ebenfalls 17 Pf/kWh) gegebenenfalls durch Differenzierung der zeitlichen Begrenzung nach StrEG vergüteten Strommenge nach den drei maßgeblichen Investitionskategorien (Modernisierung Maschinensatz; Reaktivierung; Neubau). Vermeidung von Mitnahmeeffekten für bereits abgeschriebene Anlagen für die keine nennenswerten investiven Ertüchtigungs- oder Ausbaumaßnahmen vorgenommen wurden (nur Vergütung nach reduziertem Satz; siehe unten)
- Verstärkung der Anreize für den Ausbau der Biomasse durch Erhöhung der Vergütung auf einen festen Vergütungssatz in gleicher Höhe wie für die Windenergie und eine pauschale Begrenzung der Vergütungsdauer nach StrEG auf eine an üblichen Abschreibungszeiten orientierte Zeitdauer (Vorschlag: 15 Jahre). Zu prüfen ist die Möglichkeit individueller Vergütungssätze für Biomasseanlagen nach Musterberechnungsbögen. Erhöhung der Leistungsgrenze auf 15 MW_{el}.
- Einführung einer kostenorientierten Vergütung für geothermische Stromerzeugungsanlagen (ebenfalls 17 Pf/kWh) mit Begrenzung der Vergütungsdauer nach StrEG auf eine an üblichen Abschreibungszeiten orientierte Zeitdauer (Vorschlag 15 Jahre)
- Nach Ablauf der zeitlich begrenzten Vergütung nach dem modifizierten StrEG erfolgt eine verringerte Vergütung, deren Höhe zwischen den Verbänden der beteiligten Akteure und dem zuständigen BM auszuhandeln ist. Dabei können bestehende Vereinbarungen (z.B. Verbändevereinbarung) oder Vorschläge (City-Gate-Kosten) als Orientierung dienen.
- Bestandsschutz für alle Anlagen, deren Errichtung nach den derzeit gültigen Regelungen des StrEG erfolgte, dadurch daß eine Wahlmöglichkeit besteht, die alte Regelung beizubehalten bzw. sich der neuen Regelung anzuschließen.
- Einbeziehung aller Neuanlagen zur Nutzung regenerativer Energien in den Geltungsbereich des StrEG, also auch derjenigen von EltVU. Für EltVU-Anlagen gelten dabei die gleichen Grenzen wie für private Anlagen, so daß große Wasserkraftwerke (> 5 MW) nicht von dieser Neuregelung betroffen wären. Ebenso sollten die heute an verschiedenen Orten bestehenden kostendeckenden Vergütungsmodelle in das Umlageverfahren einbezogen werden, damit die EltVU und damit indirekt deren Kunden nicht doppelt (Netzaufschlag und bestehender Aufschlag durch die KV) belastet werden.
- Ausdehnung auch auf Zufeuerung von Biomasse in fossil gefeuerten Kraftwerken bis zu obiger anteiliger Leistungsgrenze.

Diese Maßnahmen werden den Ansprüchen nach einer kostenorientierten Vergütung und den Anforderungen der EU-Kommission nach einer degressiven Förderung gerecht.

B) Finanzierungs- und Ausgleichsregelungen

- Implementierung eines wettbewerbsneutralen Ausgleichsverfahren. Grundsätzlich stehen dazu zwei Möglichkeiten mit unterschiedlichen Finanzierungsformen zur Verfügung, deren rechtliche Zulässigkeit und Durchführbarkeit jedoch noch z. T. nachzuweisen ist.

- i) Erhebung eines wettbewerbsneutralen¹⁴ Netzaufschlags
 - Implementierung als gesetzliche Regelung (Netzaufschlag würde gegebenenfalls als Aufschlag eingestuft: hierdurch ergibt sich u. U. ein Konflikt zwischen dem deutschen Finanzverfassungsrecht und dem europäischen Warenverkehrsrecht)
 - Implementierung auf der Basis einer freiwilligen Vereinbarung der Netzbetreiber (stößt gegebenenfalls auf kartellrechtliche Bedenken)
 - Finanzierung aus dem Ökosteueraufkommen bzw. dem aus der Besteuerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien resultierenden Anteil (widerspricht dem Kostenneutralitätsgrundsatz der Bundesregierung)
 - Finanzierung über einen freiwilligen Fonds der Netzbetreiber sowie der Stromhändler/-erzeuger auf der Basis der angestrebten Selbstverpflichtungen im Rahmen von §4 StrEG
- ii) Netzbetreiberseitiges Ausgleichs- und Umlageverfahren
 - Implementierung auf der Basis einer gesetzlichen Regelung (stößt gegebenenfalls auf verfassungsrechtliche Bedenken)
 - Implementierung auf der Basis einer freiwilligen Vereinbarung der Netzbetreiber (stößt gegebenenfalls auf kartellrechtliche Bedenken)

Aus der Sicht der Gutachter wird das netzbetreiberseitige Ausgleichs- und Umlageverfahren präferiert, weil es unter wettbewerbsneutralen Bedingungen einen Vollkostenausgleich ermöglicht, d. h. auf die strittige Bestimmung der Differenzkosten und einen physischen Verkauf des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien verzichtet werden kann.

C) Maßnahmen in engem Zusammenhang mit dem StrEG

- Stärkung des Nachfrageelementes für Strom aus erneuerbaren Quellen durch die Sicherstellung fairer Netzzugangs- und Netzdurchleitungsbedingungen durch Erlass einer Netzzugangsverordnung oder vergleichbarer Regelungen (z. B. modifizierte und verbindliche Verbändevereinbarung) mit Vorrangelementen für Strom aus erneuerbaren Energien.
- Prüfung der Möglichkeiten, vergünstigte Durchleitungsbedingungen für Strom aus erneuerbaren Energien als Beitrag zur Entlastung des StrEG¹⁵ zu implementieren. Sicherstellung der Berücksichtigung der Besonderheiten dargebotsabhängiger Energieträger bei der anstehenden Einrichtung einer Strombörse.
- Freistellung der Belieferung von grünen Strom an Letztverbraucher von der Stromsteuer zur Stärkung des grünen Strommarktes. Bei den nachfolgenden Berechnungen zur Wirkung des hier beschriebenen Maßnahmenbündels wird von einer moderaten Erhöhung der „anlegbaren“ Stromkosten von 2 %/a ausgegangen. Sollten sich diese z. B. infolge wettbewerbsbedingt sinkender Tarifkosten nicht einstellen, kann die erforderliche Reduzierung der Differenzkosten indirekt dann auch durch eine zusätzliche Befreiung des durch StrEG vergüteten Stroms aus erneuerbaren Energien von der Stromsteuer erreicht werden.
- Stärkung der Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien durch Bezug von Grünem Strom durch staatliche Stellen. Dies kann auch im Sinne einer Quote erfolgen, d.h.

¹⁴ Mit Ausnahme der Stromeigenerzeugung, die über einen Netzaufschlag nicht erreicht wird.

¹⁵ Indirekt durch verstärkten Übergang der privaten Erzeuger auf den grünen Strommarkt.

ein bestimmter Anteil des staatlichen Strombedarfs muß aus erneuerbaren Energien abgedeckt werden.

- Darüber hinaus sollten privat initiierte Zertifizierungsanstrengungen zur Etablierung einheitlicher Standards unterstützt werden. Sobald ein fairer Netzzugang für alle Anbieter und Kunden gewährleistet ist, sollte von Seiten der öffentlichen Hand darauf gedrängt werden, daß Strom, der bereits nach StrEG vergütet worden ist, nicht als Grüner Strom vermarktet werden darf.
- Flächendeckende Einrichtung von Clearingstellen zur Klärung strittiger Fragen über Netzanschlußkosten sowie Aufnahme konkretisierender Regelungen (inkl. Härtefallklauseln) über die Investitionspflicht des Netzbetreibers bei notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen und deren Umlagemöglichkeit auf die Netzkosten im StrEG.
- Gleichstellung von zentralen und dezentralen Anlagen in bezug auf die gültigen steuerlichen Abschreibungsregelungen. Die buchhalterische Gleichbehandlung könnte beispielsweise durch eine Verkürzung der Abschreibungszeiten für dezentrale Anlagen von 15 auf 8 Jahre erreicht werden.
- Flankierung durch Aufrechterhaltung zusätzlicher bisher bereits gewährter Zuschuß-Förderungen von seitens des Bundes (z. B. 100.000 Dächerprogramm), der Länder (vor allem in bezug auf die Förderung der Windenergie im Binnenland) sowie verschiedener Kreditprogramme deutscher (KfW, DtA) und europäischer Institutionen (z. B. ERP Umwelt- und Energiesparprogramm).
- Schaffung vergleichbarer und kompatibler Regelungen für andere Optionen grüner Stromerzeugung (z. B. kleine KWK-Anlagen, Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen)
- Erarbeitung von Übergangsregelungen (Struktur und Bedingungen), welche eine stufenweise Integration erneuerbarer Energien in die sich entwickelnde Struktur des europäischen Strombinnenmarktes derart ermöglichen, daß preisorientierte Instrumente nach und nach an Bedeutung verlieren und in zukünftig „idealeren“ Märkten möglicherweise ganz wegfallen können.

In diesem Sinne sind insbesondere auch offene Fragen in Hinblick auf die Umsetzbarkeit von Quotenmodellen zu klären. Dies betrifft insbesondere

- die Identifikation von Übergangsregelungen mit ausreichendem Bestandsschutz der heute nach StrEG finanzierten Anlagen
- die Diskussion um mögliche Verhinderungsmaßnahmen von Mitnahmeeffekten, stärkere technologieorientierte Differenzierungen und die Schaffung hinreichend hoher Anreize für private Erzeuger/Einspeiser

Zusätzlich ist besonders zu beachten, in welchem Maße sich ein fairer und diskriminierungsfreier Zugang zu Stromnetzen und Stromverbrauchern generell entwickelt, ob er den Bedürfnissen aller potentiellen bzw. interessierten Marktteilnehmer (insbesondere Stromkunden; unabhängige bzw. private Betreiber) ausreichend Rechnung trägt und in welchem Umfang die hierdurch geschaffenen Randbedingungen bzw. hierauf basierende Sonderregelungen das StrEG ersetzen oder zumindest entlasten können (z. B. kostenlose Durchleitung für Strom aus erneuerbaren Energien gegebenenfalls zuzüglich eines umlagefinanzierten Zusatzbonus).

Bei der Formulierung der Empfehlungen A) bis C) hat sich die Arbeitsgemeinschaft von fünf Überlegungen leiten lassen:

1. Die Lösung der bisher unbefriedigenden Finanzierung der Kosten des StrEG und des unzureichenden Ausgleichs der regionalen Ungleichgewichte wird als vordringlich angesehen. Hier sind die ausgeprägtesten wettbewerblichen und rechtlichen Defizite vorhanden.

Aufgrund des spätestens für das Jahr 2000 zu erwartenden Erreichens des zweiten 5 %-Deckels besteht hier auch der höchste Handlungsdruck. Der hier ausgearbeitete Vorschlag ist vor diesem Hintergrund als natürliche Weiterentwicklung des bestehenden Gesetzes zu verstehen.

Unabhängig von der Art der eingesetzten Förderinstrumente gestatten die unter B) aufgeführten Vorschläge eine wettbewerbsneutrale Finanzierung, die zudem konsequent die neue Akteursstruktur berücksichtigt, die durch das Energiewirtschaftsgesetz und die europäische Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt geschaffen wurden. Die Politik sollte sich daher der Umsetzung dieser Empfehlung vorrangig annehmen. Dazu gehört auch das entsprechende Einwirken auf die Gestaltung der im Entstehen befindlichen EU-Richtlinie zu den Markt- und Wettbewerbsspielregeln von Strom aus erneuerbaren Energien („Towards a single market for electricity from renewable resources“).

Es wird ferner davon ausgegangen, daß die über die europarechtlichen Aspekte hinaus bestehenden finanzverfassungs- bzw. kartellrechtlichen Bedenken gegen **derartige Regelungen vom Gesetzgeber ausgeräumt werden können (z. B. über eine Festbeschreibung des Gleichverteilungsgrundsatzes der Zusatzbelastungen der Netzbetreiber im StrEG), solche Regelungen zumindest für eine Übergangszeit damit tragfähig werden und gegebenenfalls ohnehin mit einer dem Ziel entsprechend großzügigen Rechtssprechung der zuständigen Organe des Staates gerechnet werden kann. Letztlich sollte das Verfahren ausgewählt werden, von dem der höchste Akzeptanz und Rechtssicherheitsgrad erwartet werden kann.**

2. Der Vorschlag der Finanzierung über einen (gegenüber der von der Bundesregierung eingeführten Stromsteuer additiven) direkten bzw. indirekten Netzaufschlag basiert trotz ggf. zu erwartender Akzeptanzschwierigkeiten auf einer strikten Anwendung des Verursacherprinzips (Vorzug gegenüber freiwilligen Lösungen) sowie auf der Erkenntnis, daß die aus dem Steueraufkommen für die Besteuerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien resultierenden Mittel zumindest für eine Übergangszeit für ein gesondertes Förderprogramm benötigt werden (vgl. Anhang 3). Für den Kunden führen sie zudem zu einer höheren Anschaulichkeit und Nachvollziehbarkeit der Netzkostenerhöhungen, während etwa Quotenregelungen mit indirekten (zumeist wenig transparenten) Preiseffekten verbunden sind. Hinsichtlich des Ausgleichsmechanismus (auf der Ebene der Netzbetreiber) ist das Vollkostenmodell mit netzbetreiberseitigem Ausgleichsverfahren insofern zu bevorzugen, als daß hier eine aufwendige und kontroverse Bestimmung der den EltVU entstehenden Mehrkosten entfallen kann.

Der Vorschlag läßt zudem die Möglichkeit offen, in ein gemeinsames Maßnahmenpaket zur Stärkung der drei wesentlichen Optionen für Klimaschutz (KWK, Rationelle Energieanwendung, erneuerbare Energien) eingebunden zu werden. So können etwa auch Zuschüsse für die KWK oder die Vorfinanzierung von Energieeinsparprogrammen über Netzaufschlagsysteme realisiert werden (vgl. Hennische 1999)¹⁶.

3. Die derzeitige Marktdynamik im Bereich der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien darf keine Einbrüche erleiden. Vielmehr sollen die Modifikationen dazu führen, daß in den Bereichen mit noch nicht zufriedenstellendem Marktzuwachs (z.B. Binnenlandstandorte Wind; Biomasse i.allg.; Photovoltaik) durch eine gezielte Verbesserung der Vergü-

¹⁶ Hennische, P.; Eckpunkte und Finanzierung eines Effizienzpaktes, Wuppertal, 1999; eine vergleichbare als „Zukunftspfeffer“ bezeichnete Option hat auch der Bundeswirtschaftsminister Ende 1998 in die politische Debatte eingeführt.

tungssituation verstärkte Wachstumsimpulse auftreten können. Ein verstärkter Zuwachs soll auch durch die Öffnung des Geltungsbereichs für weitere Akteure (EltVU-Neuanlagen) erreicht werden. Damit soll insgesamt sichergestellt werden, daß neben dem Hauptziel der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung gleichzeitig eine differenzierte Hersteller- und Betreiberstruktur erhalten bleibt und weiter abgesichert wird sowie ausreichende Anreize für Investitionen aus allen Teilen der Volkswirtschaft geschaffen werden.

Zugleich besteht die Auffassung, daß die angestrebte Zielsetzung mit einer Einzelmaßnahme nicht erreicht werden kann. Deswegen sollen zusätzlich die wachsenden Möglichkeiten eines nachfrageinduzierten Handels mit „grünem Strom“ verstärkt ausgenutzt werden (z. B. faire Netzzugangsbedingungen und günstige Netzbenutzungsbedingungen).

4. Vor dem Hintergrund des angestrebten Übergangs zu einem tatsächlichen und vollständigen Wettbewerb im europäischen Strombinnenmarkt wurde der pragmatischen Formulierung von weiteren Wettbewerbsimpulsen Vorrang vor der Formulierung theoretisch eleganterer, dafür aber möglicherweise politikfernerer Wettbewerbsmodelle bzw. -instrumente gegeben. Handlungsleitend ist hier die Erkenntnis, daß die jetzige Einführungsphase (der Liberalisierung der Strommärkte) bestenfalls als Phase rudimentären Wettbewerbs bezeichnet werden kann. Die Elemente „Kostenorientierung und Begrenzung der Vergütung“ sowie „Degression der Vergütungssätze für zukünftige Neuanlagen“ erhöhen den bereits vorhandenen Wettbewerb zwischen den Herstellern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und erlauben eine angemessene Erschließung der Kostensenkungspotentiale ohne die betreffenden Akteure vor völlig neue Herausforderungen zu stellen (z.B. hinsichtlich der Planungs- und Investitionssicherheit). Die vorgeschlagenen Modifikationen berücksichtigen zudem die wettbewerbsgeprägten Bestrebungen in der EU und tragen daher zur Schaffung entsprechender gemeinsamer Übergangsregelungen bei. Ebenso erleichtern sie die innenpolitisch gewollte Beschleunigung eines Zubaus erneuerbarer Energien.
5. Mit der vorerst grundsätzlichen Beibehaltung des StrEG berücksichtigt die Arbeitsgemeinschaft auch, daß der „ideale“ Strombinnenmarkt bisher nicht existiert und derzeit nur wenige neue Marktteilnehmer (Ökostromerzeuger bzw. -händler) vorhanden sind. Zudem wird berücksichtigt, daß das StrEG gerade bei den bisher vergleichsweise geringen erreichten Anteilen der Stromeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung auch auf der Basis der bisher gemachten Erfahrungen als das geeignetste Instrument (vor allem auch in bezug auf die Investitionssicherheit) erscheint, während zukünftig höhere Anteile dann handlungsleitend für die Wahl anderer Instrumente sein können (wie heute in den Niederlanden und Dänemark). Mittelfristig sind unter der Voraussetzung der dafür notwendigen Randbedingungen (Netzzugangsverordnung, faire und diskriminierungsfreie Durchleitungsentgelte) daher Neuregelungen denkbar, die aber zunächst auf einer Kombination zwischen preisregulierten und (als Ergänzung) mengenregulierten Ansätzen beruhen sollten, um einen friktionsfreien Übergang zu stärker idealtypisch wettbewerbsgeprägten Modellen zu ermöglichen (vgl. Kapitel 6.2). Hiermit wäre dann auch gewährleistet, daß zunächst Erfahrungen mit mengenregulierten Modellen gesammelt werden könnten.

Hiermit könnte auch sichergestellt werden, daß Bedingungen herbeigeführt werden können, die für derartige Modelle von ihrer Grundphilosophie her notwendig sind. Dies betrifft vor allem gezielte einzeltechnologische Hilfestellungen, damit sich auch für heute noch marktfernere Technologien stabile Märkte herausbilden und hierdurch die Voraussetzungen geschaffen werden, daß unterschiedliche erneuerbare Optionen zu ähnlichen Preisen miteinander konkurrieren können. Für diese einzeltechnologische Einführungs-

phase erscheinen mengenorientierte Modelle weniger geeignet, da sie hierzu durch die Einführung von Gewichtungsfaktoren oder Teilmengenvorgaben entfremdet werden müßten.

Vorausschauende Überlegungen über mögliche Übergangsregelungen zu anderen Modellen sind daher in jedem Fall sinnvoll, da auf der Basis des heutigen rechtlichen Kenntnisstandes nicht mit hundertprozentiger Sicherheit vorausgesagt werden kann, zu welcher Einschätzung das Bundesverfassungsgericht sowie andere mit dem StrEG bzw. zukünftig mit seinen modifizierten Nachfolgeregelungen befaßte Gerichte hinsichtlich der rechtlichen Zulässigkeit gelangen. Je weiter derartige Alternativen entwickelt sind, desto schneller kann im Einzelfall auf mögliche Änderungsanforderungen reagiert werden.

8.2.2. Quantitative Wirkung des Maßnahmenbündels

Auf der Basis des in Kapitel 4 dargestellten Verdopplungsszenarios für den Strombereich kann stromseitig (einschließlich aller KWK-Anlagen mit biogener Brennstoffbasis) von jährlichen Investitionen ausgegangen werden, die von rund 2,5 Mrd. DM in 1999 über knapp 2,9 Mrd. DM in 2005 auf über 3,1 Mrd. DM in 2010 ansteigen (vgl. Tabelle 4.8). Hieraus ermitteln sich jährliche Differenzkosten (gegenüber einem „anlegbaren“ Preis von 10 Pf/kWh¹⁷) in der Größenordnung von 1,5 Mrd. DM in 2005 und 1,8 Mrd. DM in 2010. Gegenüber dem Jahr 1997 entspricht dies mittelfristig in etwa einer Verdreifachung (der Stromerzeugungsbeitrag der erneuerbaren Energien wächst im gleichen Zeitraum um den Faktor 2,2)¹⁸.

Vor diesem Hintergrund ist nachfolgend analysiert worden, welchen monetären Beitrag die einzelnen zuvor abgeleiteten Maßnahmen des in Kapitel 8.2.1 aufgeführten Maßnahmenbündels zur Abdeckung der Differenzkosten und damit zur Zielerreichung „Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien“ leisten müssen. Die wesentlichen hieraus für den Teilbereich „Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ resultierenden Ergebnisse und zugrundeliegenden Annahmen sind nachfolgend aufgeführt:

- die „anlegbaren“ Stromkosten steigen annahmegemäß um durchschnittlich 2 %/a (vgl. Kapitel 4). Ausgehend von anlegbaren Kosten von 10 Pf/kWh im Jahr 1997 entspricht dies einer absoluten Erhöhung von knapp 3 Pf/kWh. Dabei sind zwei gegenläufige Effekte berücksichtigt worden. Zum einen ist dies die Einführung der Stromsteuer im Rahmen der ökologischen Steuerreform zum 01.04.99 (in der ersten Stufe beträgt diese 2 Pf/kWh, für die Folgestufen sind für weitere 4 Jahre Erhöhungen von jeweils 0,5 Pf/kWh angekündigt¹⁹), zum anderen sorgt der Wettbewerbsdruck zumindest am Anfang des Betrachtungszeitraums voraussichtlich für weitere Kostensenkungen. Mittelfristig, insbesondere wenn ab Mitte des nächsten Jahrzehnts Neu- und Ersatzbaumaßnahmen anstehen, wird sich dieser negative Preiseffekt aber vermutlich umkehren, so daß die Einschätzung der Strompreisentwicklung als vorsichtig einzustufen ist. Durch den Strompreisanstieg erhöht sich - unterstellt man eine zeitgleiche Freistellung der erneuerbaren Energien von der Ökosteuer - deren Wettbewerbsfähigkeit und sinken damit die Differenzkosten.

¹⁷ Zur Problematik des „anlegbaren Preises“ siehe Kapitel 4.

¹⁸ Die Unterschiede zwischen der physischen Erhöhung des Stromerzeugungsbeitrages und des monetären Förderaufwandes sind im wesentlichen auf die heute stromseitig beherrschende Stellung der „billigen“ Wasserkraft zurückzuführen.

¹⁹ Allerdings erhöht sich der anlegbare Strompreis aufgrund der zahlreichen Ausnahme- und Sonderregelungen der Stromsteuer (vgl. Kapitel 8.1) nur etwa mit den halben absoluten Wachstumsraten.

- das StrEG wird in der in Kapitel 8.2.1 dargestellten Form geändert und wird damit (inklusive des mit ihm korrespondierenden Selbstbehaltes bei der photovoltaischen Stromerzeugung) den größten Anteil der Differenzkosten abdecken können. Gegenüber dem für 1999 zu erwartenden Betrag von rund 507 Mio. DM wird sich für das StrEG damit bis zum Jahr 2010 (2005) mehr als eine Verdopplung bis auf rund 1.080 Mio. DM (1.062 Mio. DM) einstellen. Bezogen auf die heutige Nettostromerzeugung entspricht dies einer spezifischen Belastung (z. B. im Rahmen eines Netzaufschlags) von ca. 0,2 Pf/kWh.
- in der gesamten Förderung erneuerbarer Energien spielten die Länderprogramme aufgrund eines nur geringen bundesweiten Engagements bisher die zweitwichtigste Rolle. Von der gesamten Förderung in 1999 von 150 Mio. DM kann der stromseitige Beitrag auf rund 50 Mio. DM abgeschätzt werden²⁰. Hier wird es mittel- bis langfristig mit der Umsetzung der neuen Bundesprogramme (100.000 Dächer-Photovoltaik-Programm, 200 Mio. DM-Förderprogramm) zu einer neuen Gewichtung kommen. Während das Engagement der Länder vor allem für die Photovoltaik tendenziell eher sinken wird, wird in vielen Ländern ein wesentlich höherer Beitrag für die zusätzliche Förderung der Windenergie an Binnenlandstandorten unterstellt. Vor diesem Hintergrund wird insgesamt von einem bis zum Jahr 2005 zunächst in etwa konstanten Fördermitteleinsatz von 50 Mio. DM ausgegangen, der sich dann aber bis zum Jahr 2010 auf 100 Mio. DM verdoppeln wird.
- mit der Umsetzung des 100.000 Dächerprogramms und des dargestellten Vorschlags für die modifizierte Fassung des StrEG werden kommunale Programme (insbesondere kostendeckende Vergütung) an Bedeutung verlieren und durch diese ersetzt werden (s. auch unter umlagefinanzierte Programme der EltVU).
- über verschiedene Kreditprogramme wurden bisher weitgehend Technologien aus dem Strombereich gefördert. Dies gilt vor allem für das DtA-Umweltprogramm und das ERP-Umwelt und Energieprogramm, während das KfW-Kreditprogramm im verstärkten Umfang die Wärmeseite (z. B. auch Fernwärmenetze) bedient hat. Das gesamte aus dem Zinsvorteil ableitbare Fördervolumen betrug in den letzten Jahren für diesen Bereich zusammengefaßt mehr als 200 Mio. DM, unter Berücksichtigung der Laufzeit des Kredites bedeutet dies für das Jahr 2000 etwa eine Förderwirkung von 20 Mio. DM²¹. Kurzfristig wird davon ausgegangen, daß die jährliche Kreditsumme erhalten bleibt und wie bisher im besonderen Maße Windkraftwerke davon profitieren (Photovoltaikanlagen spielen bisher in bezug auf die Kreditvergabe nur eine untergeordnete Rolle, so daß kaum Konkurrenz besteht zum 100.000 Dächerprogramm). Mittel- bis langfristig steigt damit zunächst die jährliche Kreditwirkung. Zusätzlich wird insbesondere von europäischer Seite eine weitere Aufstockung in diesem Bereich unterstellt, die sich im wesentlichen aus der „take-off campaign“ für erneuerbare Energien der EU-Kommission ableiten läßt und teilweise durch ein verstärktes Engagement der ERP getragen werden könnte. Insgesamt beträgt die jährliche Förderwirkung der Kredite im Jahr 2010 (2005) nach diesen Annahmen dann rund 50 Mio. DM (40 Mio. DM).
- bereits im Trend ist wettbewerbsbedingt mit einem Rückgang der umlagefinanzierten Fördermaßnahmen sowie der sonstigen freiwilligen Programme im Bereich erneuerbarer

²⁰ Eine genaue Differenzierung (zwischen Zuschuß- oder Kreditwirkung, erhöhter Einspeisevergütung) der sehr unterschiedlichen Länderprogramme ist hier nicht möglich, so daß vereinfacht davon ausgegangen wird, daß jährlicher Mitteleinsatz und Finanzierungswirkung in bezug auf die über die Lebensdauer umgelegten jährlichen Kosten übereinstimmen.

²¹ Kredite wirken über mehr als ein Jahr, so daß das aus ihnen ableitbare Fördervolumen (hier wurde bezogen auf die Investitionen bei einem Zinsvorteil von 1 % von rund 4,7 % ausgegangen) auf die Kreditlaufzeit umzulegen ist. Dabei sind aber die auch die Kredite, die in der Vergangenheit bereits im nennenswerten Umfang gewährt wurden, einzubeziehen..

Energien der EltVU zu rechnen. Dieser Effekt wird sich verstärken, wenn das StrEG in der zuvor dargestellten Form wettbewerbsneutral ausgestaltet wird; spezielle, heute noch angewendete umlagefinanzierte Verfahren (z. B. kostendeckende Vergütung) werden hierdurch - insbesondere aufgrund der deutlichen Erhöhung der Vergütung für die photovoltaische Stromerzeugung - vollständig substituiert. Vor diesem Hintergrund wird von einem Absinken der EltVU-Förderprogramaufwendungen von 100 Mio. DM im Jahr 1999 auf 30 Mio. DM im Jahr 2010 ausgegangen. Bereits bis 2000 könnte es unter den genannten Voraussetzungen zu einer Halbierung kommen.

- das bisherige 100 Mio. DM-Förderprogramm des Bundes ist 1999 einerseits ersetzt worden durch das 100.000 Dächer-Photovoltaikprogramm mit einer Laufzeit von sechs Jahren und sukzessive steigenden Fördersummen: Mit diesem Programm können die Differenzkosten der Photovoltaik bereits weitgehend abgedeckt werden. Legt man das gesamte sich aus dem Kreditprogramm ableitende Fördervolumen von 1,1 Mrd. DM auf die Lebensdauer der Solarmodule um (z. B. 25 Jahre), ergibt sich bei vollständig ausgeschöpftem Programmvolumen mittelfristig, d. h. bis 2005 und in den Folgejahren²², ein Deckungsbeitrag für die Differenzkosten von umgerechnet 44 Mio. DM. Kurzfristig ist die Wirkung - auch wenn schon nennenswerte Kredite gewährt werden - mit rund 2 Mio. DM in 1999 und 5 Mio. DM in 2000 zur Abdeckung der jährlichen Differenzkosten geringer.

Andererseits ist ein 200 Mio. DM-Förderprogramm aufgelegt worden, dessen Schwerpunkt aber in der Förderung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien liegt. Stromseitig kommt es in Anlehnung an das bisherige Programm voraussichtlich zu einer Investitionszuschuß-Förderung der Wasserkraft sowie der Photovoltaik-Nutzung an Schulen. Darüber hinaus sollen Biogas-Anlagen gefördert werden. Nennenswerte Mittel werden auch für solarthermische Kraftwerke veranschlagt. Diese liegen jedoch außerhalb des hier diskutierten Verdopplungsprogramms. Nach Einschätzungen des BMWi liegt der stromseitige Anteil des Förderprogramms bei rund 30 Mio. DM.

- Neben den staatlichen Lenkungseinflüssen spielt auch die Weiterentwicklung des Ökostrommarktes eine zentrale Bedeutung für die Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien im Bereich der Stromerzeugung. Das Gesamtvolumen (im Sinne der Abdeckung der Differenzkosten) dieses Instrumentes wird bis zum Jahr 2010 (2005) auf 200 Mio. DM (135 Mio. DM) abgeschätzt (vgl. Kapitel 6.4). Dieser Umfang kann etwa erreicht werden, wenn bei einem durchschnittlichen Ökostromaufschlag (gegenüber einem konventionellen Strombezug) von 6,5 Pf/kWh bei den Haushaltskunden ein Deckungsanteil von knapp 2 % erreicht wird. Ausgehend von dem heutigen Ökostromanteil von rund 0,1 % des Haushaltsstromverbrauchs entspricht dies Wachstumsraten von im Mittel bis 2010 knapp 30 %/a. Ökostromangebote können auch im Bereich der Industrie- und Kleinverbrauchskunden Abnehmer finden. Auf eine quantitative Abschätzung wird hier verzichtet und das Ökostrompotential dieser Kundengruppe als Absicherung für das für den Tarifkundenbereich abgeschätzte Potential angesehen.

Während bei den Haushaltskunden vor allem eine erhöhte Sensibilität für Umwelt- und Technikfragen (innovative Technologien) die entscheidenden Kriterien darstellen, sind es in der Industrie und beim Gewerbe eher Image- und Werbegesichtspunkte die als Auswahlkriterien maßgeblich sind. Hinsichtlich der zu erwartenden Ausschöpfungsraten sind dabei vor allem zwei gegenläufige Trends zu beachten. Dies ist zum einen die mittel- bis langfristig eher rückläufige Faszination, die mit Technologien aus dem Bereich erneuerbare Energien verbunden werden, zum anderen aber der steigende Bekanntheitsgrad

²² Auch wenn in diesen Jahren keine weiteren Kredite gewährt werden wirken jedoch die monetären Vorteile durch die Krediterteilung fort und senken die in der Bilanzierung aufgeführten über die Lebensdauer umgerechneten Investitionsaufwendungen.

(und damit auch das ihnen entgegengebrachte Vertrauen) von Ökostromangeboten. Kurzfristig werden die freiwilligen Aufwendungen eher sinken, da sie aufgrund der mit den Modifizierungsvorschlägen für das StrEG eingeführten kostenorientierten Vergütungssätzen durch diese ersetzt und auf die Gesamtgruppe der Stromverbraucher umgelegt werden.

Neben dem privaten Engagement der Haushalte und von Industrie- und Gewerbeunternehmen im Rahmen des Aufgreifens von Ökostromangeboten ist auch weiterhin von einem zusätzlichen Beitrag privater Investoren auszugehen, die Anlagen errichten ohne im vollständigen Umfang Fördermittel in Anspruch zu nehmen. Mit zunehmender Etablierung der Ökostrommärkte sowie insbesondere mit der Verbesserung der Förderkonditionen für die Photovoltaik wird dieser aber im Zeitverlauf nicht ansteigen, sondern maximal konstant bleiben. Für den Zeitraum von 2000 bis 2010 wird in diesem Zusammenhang von einem zusätzlichen Mittelaufkommen von rund 87 Mio. DM/a ausgegangen. Zu diesem Bereich ist zusätzlich auch der Selbstbehalt für die privaten Investoren im Zusammenhang mit der Anwendung des hier vorgeschlagenen modifizierten StrEG zu zählen, der nach den getroffenen Annahmen von 20 Mio. DM im Jahr 2000 auf 70 Mio. DM in 2010 ansteigt.

- Summiert man die abgeschätzte Wirkung der vorgenannten Maßnahmen kommt man zu der Schlußfolgerung, daß zumindest mittelfristig stromseitig ein zusätzliches verstärktes Engagement des Bundes notwendig ist. Dies gilt insbesondere in bezug auf die verstärkte Nutzung biogener Festbrennstoffe²³ für die Stromerzeugung (inklusive Vergasungsverfahren) sowie den weiteren Ausbau der Windenergie an Binnenlandstandorten und vor allem im offshore-Bereich. Vor diesem Hintergrund wird unterstellt, daß es nach 2005 insbesondere in diesem Bereich zu weiteren staatlichen Zuschüssen kommen wird, die insgesamt im Jahr 2010 (2005) mit rund 125 Mio. DM (50 Mio. DM) zur Abdeckung der Differenzkosten beitragen können.

8.2.3. Schlußfolgerungen für den Strombereich

Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, daß das Verdopplungsziel bis zum Jahr 2010 technologisch gesehen und unter monetären Gesichtspunkten im Strombereich realisierbar ist. Trotz voraussichtlich weiter erreichbarer Kostendegression sind im nennenswerten Umfang durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien Differenzkosten gegenüber einer konventionellen Art der Stromerzeugung zu erwarten.

Hinsichtlich der Berechnung der Differenzkosten spielt der anlegbare Strompreis die entscheidende Rolle. Er wird nicht zuletzt maßgeblich durch den Fortgang der Ökologischen Steuerreform bestimmt. Mit einer sukzessiven Erhöhung der Stromsteuer (bei einer zeitgleichen Ausnahme der erneuerbaren Energien) kann ein wesentlicher Beitrag zur Absenkung der erwartbaren Differenzkosten für die Erreichung des Verdopplungsziels geleistet werden. Geht man von der heute bereits absehbaren Ausgestaltung aus, läßt sich hieraus für den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2010 eine durchschnittliche Strompreiserhöhung von 2 %/a (entsprechend 3,0 Pf/kWh von 1997 bis 2010) ableiten. Die resultierenden stromseitigen Differenzkosten liegen bei diesem moderaten Anstieg des anlegbaren Strompreises bei knapp 1,8 Mrd. DM²⁴.

²³ Insbesondere auch in größeren Anlagen; kleinere Anlagen werden teilweise bereits durch das 200 Mio.-Programm unterstützt.

²⁴ Der größte Anteil dieser Differenzkosten (vgl. Kapitel 4) entfällt dabei auf die Windenergie (51 %), gefolgt von der Photovoltaik (29 %), der Biomasse-KWK (14 %) und der Wasserkraft (6 %).

Mit über 60 % kann der größte Anteil dieser Differenzkosten im Jahr 2010 (im Vergleich zu 74 % im Jahr 2000) durch ein modifiziertes und wettbewerbsneutral ausgestaltetes StrEG (z. B. Wegfall der Härteklausele, kostenorientierte Vergütungssätze) abgedeckt werden. Bei dem unterstellten moderaten Anstieg der Strompreise und einer netzbetreiberseitigen Umlage der Aufwendungen resultiert hierdurch ein von den Stromkunden zu tragender Netzaufschlag von etwa 0,2 Pf/kWh. Dieser sinkt bei einer Preiserhöhung von im Mittel 3 %/a (entsprechend 4,7 Pf/kWh von 1997 bis 2010) auf etwa die Hälfte ab, bei absolut konstanten Preisen ermittelt sich hingegen ein Netzaufschlag von ca. 0,36 Pf/kWh. Die Bedeutung der Ökologischen Steuerreform als flankierendes Element für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung ist damit evident.

Zur Erreichung und finanziellen Absicherung des Verdopplungsziels muß das StrEG aber durch weitere Maßnahmen ergänzt werden²⁵. Neben den heute bereits umgesetzten Programmen (z. B. 100.000 Dächer-Programm) gehören hierzu z. B.

- die Weiterführung spezifischer Länderprogramme mit besonderem Fokus auf der Windenergienutzung an Binnenstandorten
- die Beibehaltung und mittelfristige Aufstockung (außerhalb der Photovoltaik) zinsgünstiger Kapitalmittel durch verschiedene nationale oder europäische Kreditinstitute (DtA, KfW, ERP)
- weiteres Engagement der Energiewirtschaft für freiwillige Programme
- eine Aufstockung des FuE-Förderprogramms des Bundes zur zielorientierten Weiterentwicklung der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind-off-shore-Anlagen, des Einsatzes fester biogener Energieträger, der Weiterentwicklung solarthermischer Kraftwerkstechnologien, neuartiger PV-Technologien und der geothermischen Stromerzeugung
- eine sukzessive Ausweitung der Bedeutung des Ökostrommarktes.

8.3. Gesamtes Maßnahmenbündel für den Bereich Wärme

Bei den Empfehlungen für Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt wird nach der Anlagengröße differenziert. Für Kleinanlagen²⁶ wird vorgeschlagen, die bestehenden und bewährten Regelungen für die nächsten Jahre weitgehend unverändert beibehalten werden. Hierdurch wird eine ungestörte Marktentwicklung garantiert. Langfristig erscheint die bestehende staatliche Zuschußförderung jedoch nicht geeignet, den angestrebten Zuwachs bei der Nutzung erneuerbaren Energien zu finanzieren. Daher wird für Großanlagen empfohlen, bereits heute die Fördermodalitäten zu ändern und eine Quotenregelung einzuführen. Diese verpflichtet die Politik lediglich zur Festlegung und Fortschreibung der Quote, bindet die für die notwendigen Umstrukturierungen auf dem Wärmemarkt wesentlichen Akteure stärker ein und entlastet den öffentlichen Haushalt.

²⁵ Selbstverständlich gilt auch für diese weiteren im Gesamtprogramm einzustellenden Aufwendungen, daß sie sich reduzieren, falls die Strompreise für die konventionelle Stromerzeugung ansteigen.

²⁶ Kleinanlagen sind Kollektoranlagen bis 50 m² Kollektorfläche und Holzzentralheizungen für Gebäude mit maximal 500 m² beheizter Nutzfläche

8.3.1. Fortführung der herkömmlichen Zuschußförderung für Kleinanlagen

Für Kleinanlagen, d.h. für Solaranlagen zur Warmwasserbereitung bis 50 m² und Holzzentralheizungen für einzelne Gebäude (bis maximal 500 m² beheizter Nutzfläche) wird eine Fortführung der bisherigen Zuschußförderung empfohlen. Von einer übereilten Übertragung der Quotenregelung auch auf Kleinanlagen wird abgeraten, da dieser Zielgruppe eine Auseinandersetzung mit den Chancen und Risiken einer Quotenregelung mit Zertifikatehandel vorerst nicht zugemutet werden sollte. Insbesondere bei solaren Brauchwasseranlagen erscheint es zusätzlich zweifelhaft, ob die zusätzlichen (geringen) jährlichen Einnahmen durch den Verkauf von Zertifikaten im gleichen Maße als Anreiz wirken können wie die „belobigende“ Wirkung von staatlichen Zuschüssen.

Angemessene Fördersätze liegen für Solare Kleinanlagen bei 20 % der Investitionskosten und bei Holzzentralheizungen bei 25 %. Bei Solaranlagen läßt diese Förderung immer noch einen weiten Spielraum für eigenes ideelles Engagement. Bei Holzzentralheizungen ist bei der Bewertung des höheren Fördersatzes zu berücksichtigen, daß hier die Investitionskosten nur einen Teil der Gesamtkosten verursachen, da für den Betrieb Brennholz benötigt wird, welches unter Zugrundelegung von Marktpreisen häufig teurer als Heizöl ist. Die Auszahlung von Fördermitteln darf nicht von der Höhe der Rechnung abhängig gemacht werden, da sonst überteuerte Anlagen bevorzugt werden. Bei Solaranlagen ist ein fixer Fördersatz je m² Kollektorfläche zu empfehlen. Auch fixe Beträge je Anlage bei Nachweis eines minimalen solaren Deckungsanteils sind möglich. Dies ist bereits heute häufig geübte Praxis. Bei Biomasseheizungen ist von einem an die Heizleistung gekoppelten Zuschuß abzuraten, da hieraus eine Überdimensionierung der Anlagen resultiert. Empfohlen wird ein Bezug auf das zu beheizende Objekt, etwa über die Größe der beheizten Wohn- und Nutzflächen. Verbesserungen des Wärmeschutzes führen dann nicht zu geringeren Zuschüssen bei der Installation einer Holzheizung. Voraussetzung für die Förderung von Biomassekesseln ist die Einhaltung von strengen Emissionsgrenzwerten.

Bei einem verstärkten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien mittels Kleinanlagen wird für die nächsten Jahre von einem erheblichen Zubau bei kleinen Solaranlagen und Holzzentralheizungen ausgegangen. Hinzu kommt ein beträchtlicher Ersatzbedarf für Holzheizungen (siehe Kap. 4.2). Dementsprechend erhöht sich der Zuschußbedarf für Kleinanlagen von **heute 200 Mio. DM/a bis 2005 auf 460 Mio. DM/a**.²⁷ Danach sinkt der jährliche Zuschußbedarf aufgrund von Kostendegressionen und einem rückläufigen Zubau von Kleinanlagen bis 2010 wieder leicht ab. Die ausgewiesenen Beträge sind von Bund, Ländern, Kommunen oder sonstigen Sponsoren aufzubringen. Das jetzige 200 Mio. DM-Programm der Bundesregierung, dessen Schwerpunkt ohnehin im Bereich des Wärmemarktes liegt, sollte dafür die geeignete Ausgangsbasis sein und entsprechend den Angaben in Tabelle 7.2 (nur Kleinanlagen) fortgeschrieben werden.

8.3.2. Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten für Großanlagen

Bei der in den Kapiteln 7.2.3 und 7.6.4 beschriebenen Quotenregelung wird der Brennstoffhandel verpflichtet, dafür zu sorgen, daß ein Mindestmaß (Quote) an Nutzwärme aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Die Quote wird von staatlichen Stellen vorgegeben, sie sollte sich an dem in Kap. 4.2 dargestellten Ausbaupfad für Großanlagen orientieren. Die Quote wird erfüllt durch den Aufkauf von Zertifikaten, welche an die Erzeuger von Wärme aus erneuerbaren Energien verteilt wurden. Die dadurch entstehenden Zusatzkosten werden

²⁷ Ohne die oben beschriebene Quotenregelung für Großanlagen ergäbe sich gegen Ende des Zeitraums (2010) ein etwa doppelt so großer Betrag (vgl. Tabelle 7.2).

durch eine Erhöhung der Brennstoffpreise letztendlich an die Bürger und Unternehmen weitergegeben. Für den beschriebenen Ausbaupfad entstehen Zusatzkosten in mittlerer Höhe von **320 Mio. DM/a** im Zeitabschnitt 2000-2010. Die zeitliche Verteilung ergibt sich aus dem Ausbaupfad und der Tatsache, daß die Zusatzkosten als Betriebskostenzuschüsse wirksam werden. Sie betragen im Jahr 2005 ca. **240 Mio. DM/a** und im Jahr 2010 ca. **715 Mio. DM/a**. Die Verteuerung fossiler Brennstoffe durch eine Quotenregelung für Großanlagen beträgt damit 0,05 Pf/kWh_{th} im Jahr 2010 (im Mittel 0,025 Pf/kWh). Diese Zusatzkosten treten auch bei der bisher üblichen Zuschußförderung auf, sie sind dort allerdings budgetwirksam und werden nicht durch den Markt mobilisiert.

Im einzelnen ergeben sich eine Reihe von Vorteilen und auch einige Nachteile durch die Einführung einer Quotenregelung:

Vorteile

- Es wird gezielt der Brennstoffverbrauch belastet. Dies ist in Übereinstimmung mit dem Verursacherprinzip. Außerdem ergibt sich eine zusätzliche steuernde Wirkung zugunsten eines sparsameren Brennstoffverbrauchs. Da die Verteuerung der Brennstoffe durch die Quotenregelung für Großanlagen jedoch relativ gering bleiben wird, haben diese zusätzlichen Auswirkungen aber eher psychologische als wirtschaftliche Wirkungen.
- Die staatlichen Eingriffe werden verringert, da eine Verlagerung von Verantwortlichkeiten von der Politik hin zu den Akteuren am Wärmemarkt erfolgt.
- Die öffentlichen Haushalte werden entlastet.
- Eine verbesserte Kontinuität bei der Förderung erneuerbarer Energien wird erreicht.
- Wettbewerbliche Elemente der Quotenregelung führen zu einer rascheren Kostendegression und damit einem früheren Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle.
- Quoten sind in Übereinstimmung mit den Harmonisierungsbestrebungen der EU im Energiemarkt.
- Große Anlagen werden durch das Quotenmodell tendenziell bevorzugt. Diese sind besonders effektiv; ihr verstärkter Ausbau ist daher aus volkswirtschaftlicher besonders empfehlenswert.
- Der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmemarkt und sein Wachstum kann durch die Vorgabe der Quote gesteuert werden.
- Es können technologiespezifische Quoten festgelegt werden, um dem unterschiedlichen Entwicklungsstand und der ökonomischen Konkurrenzfähigkeit der verschiedenen Technologien Rechnung zu tragen.
- Effiziente Finanzierungs- und Betreibersysteme werden gefördert. Die hierdurch wachsende Professionalität der Anbieter kommt der Qualität der Anlagenausführung und der Optimierung des Anlagenbetriebs zugute.
- Die Quotenregelung kann schrittweise von Großanlagen zu Kleinanlagen hin ausgeweitet werden.

Nachteile

- Wie bei jeder neuen Regelung wird es Reibungsverluste und Anpassungsbedarf in der Einführungsphase geben.
- Die Festlegung der Quoten durch den Staat wird dem Einfluß von Interessengruppen ausgesetzt sein.

- Es werden anfängliche Widerstände des Brennstoffhandels zu überwinden sein.
- Eine vor Mißbrauch geschützte Ausstellung der Zertifikate muß organisiert werden. Die Erfüllung der Quotenverpflichtung des Brennstoffhandels muß von einer staatlichen Stelle kontrolliert werden.
- Der Zertifikatehandels muß organisiert werden (dafür entfällt die Einwerbung von Fördermitteln).
- Die zukünftige Entwicklung des Zertifikatpreises ist unsicher. Damit sind die Wirtschaftlichkeitsberechnungen eines Anlagenbauers einem erhöhten Risiko ausgesetzt (was aber letztlich Kennzeichen jeder marktwirtschaftlichen Transaktion ist).
- Für eine Übergangszeit sind Maßnahmen gegen extreme Ausschläge bei den Zertifikatspreisen vorzusehen.

Erforderliche Übergangsregelungen

Zum Schutz des Brennstoffhandels sind maximale Zertifikatspreise (Pönalen) festzulegen, welche bei unvollständiger Erfüllung der Quote an einen staatlichen Fonds zu zahlen sind.²⁸

Für Technologien mit großen Potential für Kostendegressionen sind für eine Übergangszeit zusätzliche staatliche Investitionskostenzuschüsse notwendig. Dies sind insbesondere solare Nahwärmanlagen mit saisonaler Speicherung (siehe Kap. 7.2.3.1).

8.3.3. Flankierende Maßnahmen

Anschlußpflicht für Nahwärme

Eine für den langfristigen Erfolg von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt wichtige Randbedingung, deren Tragweite häufig noch nicht im vollen Umfang erkannt ist, ist der Ausbau von Nahwärmesystemen. Die Einrichtung von Nahwärmesystemen ist eine Gemeinschaftsaufgabe, daher sind die Befugnisse der betreffenden Gremien, d.h. der Gemeinde- und Stadträte sowie der kommunalen Verwaltungen zu verstärken. Hierzu sollten Verbesserungen in den Gemeindeordnungen der verschiedenen Bundesländer im Hinblick auf die Festlegung einer Anschlußpflicht erfolgen. Auch durch Änderungen im Baugesetzbuch kann die Festlegung einer Anschlußpflicht erleichtert werden.

Übergangsregelung für solare Großanlagen

Für solare Großanlagen, welche prinzipiell über eine Quotenregelung gefördert werden sollen, sind in der Anfangsphase, in welche deutliche Kostendegressionen erwartet werden, Sonderregelungen notwendig. Diese Anfangsphase wird bei einem jährlichen Marktvolumen von 100.000 m² für Großanlagen, welches im Jahr 2003 erreicht sein kann, weitgehend abgeschlossen sein. Bis dahin ist zusätzlich zu der Förderung über Quoten ein staatlicher Zuschuß von insgesamt 25 Mio. DM erforderlich. Für die Zeit bis zu einer Einführung von Quotenregelungen sollten für große Solaranlagen – im Unterschied zur üblichen bisherigen Förderpraxis - **die gleichen Zuschüsse je m² Kollektorfläche** wie für Kleinanlagen gewährt werden. Der Anteil des Zuschusses an der Gesamtinvestition nimmt dadurch bei Großanla-

²⁸ Für eine Übergangszeit können bei Bedarf auch die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien durch Minimalpreise (Ankaufspreis der Zertifikate durch einen staatlichen Fonds) geschützt werden.

gen zu. Dies ist aber gerechtfertigt, da von Nutzerkollektiven nicht in gleichem Maße Identifikation und Eigenengagement erwartet werden können wie von den Besitzern privater Kleinanlagen.

Weitere wichtige Maßnahmen, durch welche die Hauptinstrumente „Zuschüsse für Kleinanlagen“ und „Quotenregelung für Großanlagen“ ergänzt werden sollen, sind:

- Einführung der geplanten Energieeinsparverordnung mit strengeren Grenzwerten als in der bisher geltenden Wärmeschutzverordnung.
- Beibehaltung der Eigenheimzulage für Solaranlagen und Ausdehnung der Regelung auf Holzzentralheizungen.
- Staatliche Bürgschaften für das Bohrrisiko bei Geothermieanlagen und für die Kontinuität der Wärmeabnahme von industriellen Abnehmer in Wärmenetzen.
- Unterstützung der Ansätze zur Flexibilisierung der Handwerksordnung. Die bisherige Monopolstellung des Gewerkes „Sanitär, Heizung und Klima“ ist ein sachlich nicht gerechtfertigtes Hemmnis.
- Bestehende Verbrennungsverbote für feste Brennstoffe sind im Hinblick auf die ganz erheblich verbesserten Emissionswerte moderner Holzzentralheizungen zu überprüfen und durch Grenzwerte bei den erlaubten Emissionen zu ersetzen.
- Beseitigung unnötiger Hemmnisse bei der Biogasnutzung (s. Kap. 7.3.8).
- Einrichtung einer zentralen und unabhängigen Informationsstelle (z.B. bundesweite Energieagentur), welche mit besonderem Sachverstand ordnend und vereinheitlichend auf die Schnittstelle zwischen Genehmigungsbehörden und Antragsteller einwirkt.
- Verstärkte Einführung des internen Contracting in Kommunen.
- Zielgruppenspezifisches Marketing besonders im Bereich der Biomassenutzung.
- Unterstützung von Maßnahmen zu Aus- und Weiterbildung, zur Bewußtseinsbildung. Und zum verbesserten Marketing von Kleinanlagen. Hierdurch kann insbesondere das freiwillige private Engagement gestärkt werden. Die monetäre Auswirkung dieser Maßnahmen ist zwar nur schwer zu quantifizieren, das Beispiel der kleinen solaren Brauchwasseranlagen zeigt aber, daß das Umweltbewußtsein wirkungsvoller sein kann als finanzielle Zuschüsse (s. Kap. 7.2.4.4).
- Weitere schwerpunktmäßige Förderung von Forschung und Entwicklung sowie von Demonstrationsprojekten. Hierzu gehören insbesondere saisonale Speicher sowie Demonstrationsanlagen zur Nutzung von oberflächenferner Geothermie und zur Vergasung von Biomasse (u.a. auch Altholz)

Freiwillige Zahlungen

Die freiwilligen Zusatzzahlungen im Wärmemarkt belaufen sich derzeit bereits auf rund 300 Mio. DM/a²⁹. Sie werden überwiegend von Betreibern von Kollektoranlagen und von Biomasse-Heizungen erbracht. Bei einer auf lange Sicht angelegten deutlichen Unterstützung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmemarkt durch die hier beschriebenen Instrumente kann auch von einem weiter steigenden Engagement von Bürgern und Unternehmen zur Eigenfinanzierung derartiger Anlagen ausgegangen werden. Beim ver-

²⁹ Der Wert ergibt sich aus dem Unterschied zwischen den gesamten Differenzkosten im Wärmemarkt (Tabelle 4.10) und dem ermittelten monetären Wert der Förderinstrumente. Er beträgt rund 50 % der ermittelten Differenzkosten.

stärkten Bau von Großanlagen ist auch ein Einstieg in einen „grünen“ Wärmemarkt vorstellbar. Das hier vorgestellte Instrumentenbündel geht davon aus, daß sich die freiwilligen Zusatzzahlungen im Wärmebereich auf einen mittleren Wert von rund 700 Mio. DM/a in der Periode 2000-2010 steigern lassen.

8.3.4. Perspektiven der Förderung im Wärmemarkt

Langfristig müssen sich die erneuerbaren Energien auch ohne Förderung durch staatliche Finanzhilfen oder Quoten gegen die fossilen Energien durchsetzen können. Für die Rückführung der staatlichen Zuschüsse ist jedoch ein kürzerer Zeitrahmen anzustreben. Bereits das jetzige Maßnahmenbündel sorgt dafür, daß die budgetwirksame Förderung mittels Investitionszuschüsse trotz starker Ausweitung der Investitionstätigkeit nur relativ gering um derzeit rund 300 Mio. DM/a auf 450 Mio. DM/a im Jahr 2010 ausgeweitet werden muß. Der Anstieg des Förderbedarfs wird weitgehend durch die Quotenregelung aufgefangen. Bei erfolgreicher Einführung der Quotenregelung für Großanlagen ist deren Erweiterung auf Kleinanlagen möglich. Der Staatshaushalt wird hierdurch weiter entlastet. Eine weitere Entlastung ist durch eine maßvolle Rückführung der Fördersätze für Kleinanlagen unter die bereits empfohlenen Prozentsätze denkbar. Hierzu ist es jedoch nötig, durch wirkungsvolle PR- und Marketing-Maßnahmen das Eigenengagement der Bürger weiter zu festigen. Keinesfalls darf dabei der Eindruck entstehen, daß Staat und Regierung nicht mehr den Ausbau der erneuerbaren Energien stützen. Eine stetige Erhöhung der Ökosteuern auf fossile Brennstoffe wirkt sich in jedem Fall günstig auf die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit erneuerbarer Energien aus. Schon die Ankündigung von Erhöhungen derartiger Steuern führt zu einer Auseinandersetzung mit den Problemen der zukünftigen Energieversorgung. Hierdurch rücken Vorsorgemaßnahmen wieder stärker in das Zentrum der Aufmerksamkeit und aktuelle Möglichkeiten zum Bau einer eigenen Anlage werden – auch bei zurückgehender Förderung – stärker genutzt. Das jetzt bereits hohe private Engagement für erneuerbare Energien im Wärmebereich kann dadurch stabilisiert werden.

Das empfohlene Maßnahmenbündel ist geeignet, ein zu starkes Engagement des Staates auf dem Wärmemarkt zu verhindern und den Marktpartnern größere Eigenverantwortung zuzugestehen. Die vorgesehenen wettbewerbliche Elemente und die Bevorzugung von Großanlagen können zu einem rascheren Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle führen (vgl. die technologische Entwicklung der Windenergie unter günstigen Rahmenbedingungen). Davon abhängig kann ggf. ein Teil der flankierenden, überwiegend ordnungsrechtlich ausgerichteten Instrumente früher entfallen.

Auch durch passend ausgestaltete Ökosteuern kann dieser Zeitpunkt schon früher erreicht werden, wobei - im Unterschied zu den erzwungenen Verhaltensänderungen bei Ressourcenverknappung - eine geordnete Entwicklung der erneuerbaren Energien sichergestellt ist und unkalkulierbare Härten ausgeschlossen werden können. Die Flexibilität der Hauptinstrumente, die sachlich begründete Aufgaben- und Lastenverteilung auf die Akteure im Wärmemarkt sowie die zuverlässige Zielführung der Quotenregelung lassen das empfohlene Maßnahmenbündel als besonders gut geeignet erscheinen, um eine Verdopplung des Anteils erneuerbaren Energien im Wärmemarkt bis 2010 zu erreichen.

8.4. Gesamtes Maßnahmenbündel für den Ausbau erneuerbarer Energien bis 2010

8.4.1. Wesentliche Merkmale der empfohlenen Maßnahmen

Hauptzweck der in dieser Untersuchung ausgewählten Maßnahmen ist es, sicherzustellen, daß eine reichliche Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien an der deutschen Energieversorgung bis zum Jahr 2010 erreicht wird. Die empfohlene Struktur wurde im Szenario „Verdopplung“ (Kap. 4) dargelegt. Es handelt sich um eine ausgewogene Mischung von marktnahen Technologien und solchen, die jenseits des Jahres 2010 erhebliche Bedeutung erlangen können. Bei einem „Einfrieren“ des derzeit bestehenden Bündels an Instrumenten und Maßnahmen, d.h. auch unter Berücksichtigung der im Jahr 1999 beschlossenen Markteinführungsprogramme der Bundesregierung, der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform und dem StrEG in seiner **jetzigen** Form, gehen die Gutachter davon aus, daß bestenfalls eine Steigerung um maximal 50 % bis zum Zeitpunkt 2010 erreichbar wäre (Szenario: „Bisherige Maßnahmen“). Diese Steigerungsrate würde weder ausreichen, den für die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung geforderten Beitrag der erneuerbaren Energien zu erbringen, noch die nach 2010 erforderliche Dynamik eines weiteren deutlichen Zubaus erneuerbarer Energien sicherzustellen. Die langfristige Zielsetzung, sie zur Hauptenergiequelle des nächsten Jahrhunderts aufzubauen, würde somit ernsthaft gefährdet, /BMU-Broschüre 1999/³⁰. Eine zeitgerechte Abwicklung des „Einstiegs“ in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung erneuerbarer Energien bis 2010 ist daher für eine erfolgreiche Klimapolitik von entscheidender Bedeutung.

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 allerdings eine sehr gut geeignete Ausgangsbasis dar, den noch zusätzlich erforderlichen „Unterstützungsschub“ für einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien zu entwickeln. Es wurde daher bei der Formulierung des weiterentwickelten Maßnahmenbündels darauf Wert gelegt, daß bewährte und eingeführte Instrumente, ggf. in modifizierter Form, weiter genutzt werden können und sich neue möglichst reibungsfrei integrieren lassen. Bei allen vorgeschlagenen Modifikationen und Ergänzungen wurde auch darauf geachtet, daß in stärkerem Ausmaß als bisher wettbewerblich organisierte Instrumente zum Einsatz gelangen und somit das zukünftig notwendige Maßnahmenbündel mit dem Wettbewerbsrahmen eines liberalisierten europäischen Energiebinnenmarkt weitgehend kompatibel ist.

Bei der Formulierung des Maßnahmenbündels wurden der Strommarkt und der Wärmemarkt getrennt behandelt, da sowohl hinsichtlich der Struktur als auch hinsichtlich der Unterstützungsintensität für erneuerbare Energien beträchtliche Unterschiede bestehen. So flossen die im Jahr 1999 insgesamt eingesetzten Fördermittel für erneuerbare Energien in Höhe von insgesamt etwa 1.050 Mio. DM zu 70 % in den Strombereich, wovon wiederum das StrEG mit 70 % den weitaus größten Anteil absorbierte (vgl. dazu Tabelle 8.4). Erneuerbare Energien im Wärmebereich waren dagegen bis 1998 nahezu ausschließlich auf Investitionszuschüsse der Länder und auf zinsvergünstigte Kredite der DtA und KfW angewiesen. Erst durch das jüngst aufgelegte „200 Mio. DM“-Programm erhalten sie jetzt zwar einen weiteren Unterstützungsschub, die Förderung bleibt aber auch dadurch noch unterhalb der Hälfte des Volumens im Strombereich. Der derzeitige Beitrag erneuerbarer Energien im Wärmemarkt ist mit 1 % am Brennstoffeinsatz zur Wärmebereitstellung entsprechend ger-

³⁰ Bundesumweltministerium (BMU) (Hrsg.): Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung. 82 Seiten, Bonn, Stand: Juli 1999.

ing. 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, steht die Entwicklung des Wärmemarktes erst am Anfang. Es gilt wirkungsvollere Maßnahmen umzusetzen, um eine vergleichbare Marktdynamik entstehen zu lassen. Diese „neuen“ Maßnahmen müssen wettbewerbskonform sein. Sie dürfen zu dem nicht zu einer wesentlich höheren Belastung öffentlicher Budgets führen.

Ein weiterer Unterschied zwischen beiden Märkten besteht in der Unterstützung von Investitionen in erneuerbare Energien durch freiwillige Zahlungen der Käufer zum Ausgleich der fehlenden Wirtschaftlichkeit³¹. Mit etwa 300 Mio. DM/a im Jahr 1999 (Tabelle 8.4) ist dieser Beitrag im Wärmebereich derzeit etwa doppelt so hoch wie im Strombereich. Er konzentriert sich dort vor allem auf private Käufer von Solarkollektoranlagen zur Warmwasserbereitung. Diese hohe Bereitschaft zum privaten Engagement gilt es auch weiterhin zu erhalten bzw. sogar zu steigern, wozu entsprechende Marketing- und Informationsbemühungen ebenso gehören wie eine glaubhafte Energiepolitik für den Ausbau erneuerbarer Energien. Im Strombereich besteht eine vergleichbare Bereitschaft, freiwillige Zahlungen zu leisten vorrangig bei privaten Photovoltaikanlagen. Diese Bereitschaft kann und sollte durch eine Stärkung des Marktes für grünen Strom beträchtlich gesteigert werden.

Die ausgewählten und in den vorangegangenen Abschnitten ausführlich kommentierten Hauptinstrumente der Förderung erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt sowie die als erforderlich erachteten flankierenden Maßnahmen sind in **Tabelle 8.1**, **Tabelle 8.2** und **Tabelle 8.3** in einem komprimierten Überblick zusammengestellt. Sie wurden aus einer Vielzahl möglicher Instrumente von den Gutachtern ausgewählt, wobei die oben angeschnittenen pragmatischen und umsetzungsorientierten Gesichtspunkte eine wesentliche Rolle spielten. Unterstützt wurde die Auswahl und Bewertung durch einen ausführlichen Kriterienkatalog, drei Expertenanhörungen zu den Themen: „Stromeinspeisungsgesetz“, „Märkte für Grünen Strom“ und „Erneuerbare Energien im Wärmemarkt“ sowie sechs Projektsitzungen mit den Auftraggebern aus BMU und UBA.

Die Hauptinstrumente tragen auf absehbare Zeit den wesentlichen Teil zur erforderlichen Unterstützung erneuerbarer Energien bei. Die jeweils zuerst genannten Maßnahmen (1) stellen dabei eine Fortschreibung und Anpassung bewährter und eingeübter Instrumente in den jeweiligen Teilmärkten dar und sichern damit die erforderliche Kontinuität der Förderung. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist dies das modifizierte, an die Rahmenbedingungen des europäischen Strombinnenmarktes angepaßte StrEG, welches ein „modernerer“ d.h. besser an den Bedingungen zukünftiger Energiemärkte orientiertes Instrument darstellt, als die für kleine wärmeerzeugende Systeme empfohlene Fortführung der Zuschußförderung. Letzteres erscheint den Gutachtern jedoch vorerst unverzichtbar, wenn die erforderliche Wachstumsdynamik in diesem Bereich weiter aufgebaut und dann aufrechterhalten werden soll.

Der Attraktivitätsunterschied zwischen diesen Hauptinstrumenten spiegelt auch den unterschiedlichen „Entwicklungsstand“ hinsichtlich der Förderpolitik in den beiden Bereichen wider.

Die Hauptinstrumente (2) sind dagegen neu und bauen unmittelbar auf den Rahmenbedingungen des europäischen Energiebinnenmarktes auf. Sie sind für die zukünftige Absicherung der Marktausweitung erneuerbarer Energien von großer Bedeutung. Das „Instrument“

³¹ Die freiwilligen Zahlungen der Energieversorgungsunternehmen in Höhe von ca. 100 Mio. DM/a werden hier unter Fördervolumina subsummiert.

des Marktes für „grünen Strom“ setzt dabei auf die freiwillige Bereitschaft der Marktteilnehmer, gewisse Zusatzkosten für dieses Produkt aufzubringen. 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 Ausnahmeregelungen von der Ökosteuern, der Kostenabstand zwischen konventionellem und grünem Strom verringert.

Tabelle 8.1: Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt

Hauptinstrumente im Strommarkt

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

Tabelle 8.2: Übersicht über die Hauptinstrumente zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

Hauptinstrumente im Wärmemarkt

(1) Zuschußförderung für Kleinanlagen
<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung der bewährten Zuschußförderung mit leicht steigender Tendenz (Fortschreibung 200 Mio. DM-Programm; Fortschreibung Länderprogramme) • Für Kollektoranlagen bis 50 m² Kollektorfläche fixe Fördersätze je m² Kollektorfläche • Für Holzzentralheizungen bis 500 m² beheizter Fläche (Neubau und Ersatz) fixe Fördersätze je m² beheizter Fläche • Fördersätze anfangs zwischen 20 und 25 % der Investitionen; später absinkend
(2) Quotenregelung für Großanlagen
<ul style="list-style-type: none"> • Quotenverpflichtung für Erzeuger, Importeure und Großhändler von Brennstoffen für Heizzwecke • Ausgabe von handelbaren Zertifikaten an Anlagenbetreiber entsprechend der aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärmemenge • Aufkauf der Zertifikate durch den Brennstoffhandel bis zur Erfüllung der Quote; Kontrolle der Quotenerfüllung von staatlicher Seite • Festlegung maximaler Zertifikatspreise (Pönale) bei unvollständiger Erfüllung der Quote • Abgrenzungsregelungen für KWK analog zur Besteuerung von Gas und Heizöl bei der ökologischen Steuerreform • Zusätzliche Investitionszuschüsse für solare Nahwärmeanlagen für eine begrenzte Übergangszeit

Tabelle 8.3: Empfohlene flankierende Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien im Überblick

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 (für den Wärmebereich mit steigender Tendenz; 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, Klarstellungen 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 Holzcentralheizungen
- Aufhebung von „Verbrennungsverboten“ für feste Bio-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 im Strombereich 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

Auch mit dem Instrument einer Quotenregelung wird Neuland betreten. Da Großanlagen im Bereich der Wärmebereitstellung mittels erneuerbarer Energien – die bisher keine bzw. nur eine relativ geringfügige Förderung erfahren haben³² - ein unverzichtbarer Bestandteil einer wirksamen Zubaustrategie sein müssen, andererseits aber die Akzeptanz, dafür öffentliche Mittel in der dafür erforderlichen Höhe bereitzustellen, gering eingeschätzt wird, ist der Vorschlag, den Zubau über ein wettbewerbskonformes, nicht budgetwirksames Instrument anzustossen, naheliegend. Da Einspeiseregulungen im Wärmebereich nicht möglich sind, kommen hierfür nur Quotenregelungen in Kombination mit handelbaren Zertifikaten als praktikables Instrument in Frage. Sie bieten die Chance, in einem heute noch begrenzten Marktbereich Erfahrungen mit diesen Instrumenten 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 erneuerbarer Energien zurückdrängen oder gar ganz ablösen können. Die hier vorgeschlagenen Kombinationen der Hauptinstrumente (1) und (2) für die jeweiligen Teilmärkte bieten nach Ansicht der Gutachter ausreichende Möglichkeiten, die weitere Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien 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 8.3). Sie betreffen einerseits weitere monetäre Maßnahmen der öffentlichen Hand im Strombereich (im wesentlichen zur Absicherung eines Photovoltaikzubaus auf rund 700 MW_p im Jahr 2010, zur Unterstützung noch teurer Biomasse-Vergasungstechnologien für die Kraft-Wärme-Kopplung und punktuell für den Ausbau der Windenergie an Binnenlandstandorten), eine angemessene Aufstockung des FuE-Förderprogramms für erneuerbare Energien und die Übernahme von Bürgschaften. Auch ein finanzielles Engagement der Energiewirtschaft ist weiterhin notwendig, wenngleich dies im Wettbewerbsmarkt geringer sein wird als bisher. In der Mehrzahl der Maßnahmen handelt es sich jedoch um ordnungsrechtliche Schritte, die das Vordringen erneuerbarer Energien 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 im Strombereich sind Clearingstellen erforderlich. Schließlich wird empfohlen, die Fortschritte bei der Markteinführung erneuerbarer Energien mittels obiger oder anderer Maßnahmen intensiv zu verfolgen und an weiteren Übergangsregelungen zu arbeiten, welche eine stufenweise Integration erneuerbarer Energien in den europäischen Energiebinnenmarkt möglichst reibungslos ermöglichen.

8.4.2. Monetäre Auswirkungen des Maßnahmenbündels

Um das Verdopplungsziel 2010 zu erreichen, müssen die jährlichen Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien von rund 3,6 Mrd. DM/a (1999) auf 6,5 Mrd. DM/a im Jahr 2010 steigen, was kumuliert über den Zeitraum 2000 bis 2010 einer Summe von 60 Mrd. DM entspricht. Aus diesen getätigten Investitionen resultieren Differenzkosten gegenüber „an-

³² Aus demselben Grund werden auch für die Unterstützung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung Quotenregelungen vorgeschlagen.

legbaren“ Preisen der konventionellen Energiebereitstellung, welche von derzeit rund 1,5 Mrd. DM/a auf rund 4,0 Mrd. DM im Jahr 2010 bzw. auf einen mittleren Wert im Zeitraum 1998-2010 von 2,6 Mrd. DM/a ansteigen (Kap. 4). Vorausgesetzt ist dabei ein realer Anstieg der mittleren anlegbaren Preise von 10 Pf/kWh auf 12,7 Pf/kWh für Strom und von 8,5 Pf/kWh auf 10,6 Pf /kWh für Wärme. Dieser Anstieg um real ca. 25 % kann, wie dargelegt, als eher vorsichtig bezeichnet werden³³. Steigen die anlegbaren Preise stärker, verringern sich die ermittelten Differenzkosten entsprechend. Auch wenn der Betrag der Differenzkosten zunächst hoch erscheinen mag, so entspricht er doch nur einem mittleren Aufschlag **von 0,125 Pf/kWh** auf den gesamten Energieverbrauch im Strom- und Wärmebereich bzw. **von 0,25 Pf/kWh_{el} allein für Strom und von 0,10 Pf/kWh_{th} für Brennstoffe**. Diese potentiellen Erhöhungen sind im Vergleich zu den steuerlichen Belastungen dieser Energieträger und zu den üblichen Preisschwankungen sehr gering.

Das vorgestellte Maßnahmenbündel muß in der Lage sein, diese Differenzkosten zu mobilisieren, um damit die noch fehlende Wirtschaftlichkeit bei den meisten Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien auszugleichen. In den Abschnitten 8.2 und 8.3 wurden die monetären Wirkungen der Instrumente und der flankierenden Maßnahmen im einzelnen dargelegt. **Tabelle 8.4** faßt sie zusammen, zeigt ihren Verlauf und die Zuordnung zu einzelnen Instrumenten und stellt die strom- und wärmeseitigen Werte gegenüber (siehe auch Abbildung 8.1) Das monetäre Äquivalent der Förderinstrumente steigt von derzeit **1.050 Mio. DM/a auf 2.600 Mio. DM/a im Jahr 2010**, was als Mittelwert über das gesamte Jahrzehnt einer **Verdopplung des derzeitigen Wertes** gleichkommt. Einen relativ stärkeren Anstieg erfährt die Förderung des Wärmemarktes, so daß im Jahr 2010 nur noch 55 % des Gesamtvolumens auf den Strombereich entfallen. Wesentlich ist, daß sich die Gewichtung von der Dominanz budgetwirksamer Mittel mit 370 Mio. DM/a noch im Jahr 1997 deutlich zu den Instrumenten „Modifiziertes StrEG“ und „Quote im Wärmemarkt“ verlagert, die unmittelbar auf die Konsumenten von Energie einwirken. Sie stellen im Jahr 2010 mit 1.800 Mio. DM/a rund 70 % der Fördermittel bereit (1997 ca. 40 %). Der Bedarf an budgetwirksamen Mitteln erhöht sich auf **maximal 745 Mio. DM/a (2010)** und liegt damit im Mittel des Jahrzehnts lediglich um ein Drittel über dem derzeitigen Wert von 440 Mio. DM/a. Dementsprechend sinkt ihr Anteil an der Abdeckung der gesamten Differenzkosten von 35 % (1997) bzw. 30 % (1999) auf 18 % im Jahr 2010. Der Anteil von StrEG und Quote steigt entsprechend von 26 % (1997) bzw. 34 % (1999) auf 44 % im Jahr 2010. Die freiwilligen Eigenleistungen, die auch den geschätzten Markt für grünen Strom und die Eigenleistungen der EltVU einschließen, haben mit rund 37 % einen etwa gleichbleibenden, bemerkenswert hohen Anteil³⁴. Der vermutete Zuwachs im Bereich des grünen Stroms gleicht dabei einen leichten relativen Rückgang im Wärmebereich aus. Anzumerken ist, daß die Gesamtsumme der freiwilligen Eigenleistungen auf der Basis der zu deckenden Differenzkosten abzüglich der monetären Aufwendungen für die einzelnen Förderinstrumente ermittelt wurde.

³³ Im Strombereich kann es kurzfristig noch zu einem weiteren Rückgang der Preise kommen. Mittelfristig wird sich die Preisentwicklung jedoch wieder umkehren. Im Wärmebereich dürfte das Preisminimum bereits heute durchschritten sein.

³⁴ Der deutliche Sprung von 1999 auf 2000 entsteht durch den Übergang vom derzeitigen StrEG (1999) auf das vorgeschlagene modifizierte StrEG (2000) welches ein höheres Mittelaufkommen bewirkt.

Tabelle 8.4: Monetäre Förderung erneuerbarer Energien bis 2010 auf der Basis der vorgeschlagenen Maßnahmenbündel für den Strom- und Wärmemarkt

	1997	1999	2000	2005	2010	Mittelwert 2000-2010
Monetäres Äquivalent von Förderinstrumenten:						
Stromeinspeisungsgesetz 1)	278	507	767	1062	1082	970
Förderprogramme des Bundes 2)	6	152	156	244	344	250
DtA- KfW, ERP - Kreditprogramme 3)	98	98	100	150	150	135
Länderprogramme u. Kommunen 4)	245	170	150	180	200	175
Äquivalent Eigenheimzulage	20	20	20	40	50	35
Energieversorg.unternehmen 5)	100	100	80	60	60	65
Quoten für Großanlagen Wärme 6)			0	240	715	320
Summe Förderäquivalente	747	1047	1273	1976	2601	1950
- stromseitig 7)	517	732	922	1276	1430	1210
- wärmeseitig 7)	230	315	351	700	1171	740
davon:						
(1) Budgetwirksame Mittel	369	440	426	614	744	595
(2) StrEG(Strom) und Quote (Wärme)	278	507	767	1302	1797	1290
(3) Freiwillige Zahlungen	306	458	488	1066	1470	945
- stromseitig 8)	73	158	118	272	357	232
- wärmeseitig 9)	233	300	370	794	1113	713
Gesamter Mitteleinsatz	1053	1505	1761	3042	4071	2895
- stromseitig	590	890	1040	1548	1787	1442
- wärmeseitig	463	615	721	1494	2284	1453
Anteile (% von gesamt)						
(1)	35,0	29,2	24,2	20,2	18,3	20,6
(2)	26,4	33,7	43,6	42,8	44,1	44,6
(3) einschl. EitVU	38,6	37,1	32,3	37,0	37,6	34,9
Kommentare :						
1) Differenzkosten bei "anlegbaren" Stromkosten von 10 Pf/kWh (1997) und 2%iger Steigerung bis 2010.						
2) BMWi-100 Mio. Progr; 100 000 Dächer-Programm; 200 Mio. DM-Programm und Fortschreibung						
3) Annahmen für Ist: Zinsvorteil 1%, Laufzeit 10 Jahre; entspricht einem Fördervolumen (Subventionswert) von 4,7% der Kreditsumme; für 1999 Fortschreibung der 1997er Zahlen						
4) Programme der Bundesländer, Abschätzungen zur kostendeckenden Vergütung und weitere Förderungen in Kommunen (z.B. Kollektoren)						
5) ohne Investitionen für wirtschaftliche Wasserkraft; übrige Zuschüsse als Differenzkosten zu konventioneller Energieversorgung						
6) Investitionszuschüsse aus Tabelle 7.2 in Betriebskostenzuschüsse umgerechnet						
7) bei Strom einschließlich aller KWK-Anlagen bei der Biomassenutzung; bei Wärme Biomasse- Einzelheizungen und- Heizwerke, jedoch einschließlich aller Nahwärmenetze;						
8) Grüner Strom, Selbstbehalt PV, freiwillige Leistungen; ermittelt aus verbleibenden Differenzkosten						
9) Selbstbehalt kleine Kollektoranlagen, Einzelheizungen u.ä.; ermittelt aus verbleibenden Differenzkosten						
Eine genaue Unterscheidung zwischen Zuschuß- oder Kreditwirkung und Einspeisevergütung konnte nicht in allen Fällen durchgeführt werden. Insbesondere bei den Länderprogrammen ist vereinfachend angenommen, daß der jährliche Mitteleinsatz und die Förderwirkung in Bezug auf die über die Nutzungsdauer umgelegten Differenzkosten in etwa übereinstimmen.						

c:\UBA\Förder-G.wk4; 5.10.99

Die vorgeschlagene Verteilung der budgetwirksamen Mittel auf die einzelnen Förderprogramme ist ebenfalls aus **Abbildung 8.1** ersichtlich. Für die Förderprogramme des Bundes wird von einer reichlichen Verdopplung des derzeitigen Wertes (150 Mio. DM/a) bis 2010 ausgegangen (bzw. im Mittel um 65 %), eine 50 %ige Erhöhung wird von den verschiedenen Kreditprogrammen erwartet (Im Mittel um 35 %). Hinzu kommt eine Erhöhung des Aufwands für die Eigenheimzulage. Auch die Förderprogramme der Länder sollten in der Summe tendenziell wieder steigen um den Rückgang der letzten Jahre auszugleichen.³⁵ Der freiwillige Beitrag der Energieversorgungsunternehmen dürfte dagegen wettbewerbsbedingt und wegen der Ausweitung des StrEG sowie des Marktes für grünen Strom abnehmen.

Abschließend sei nochmals der Bezug zu den durch das Verdopplungsziel ausgelösten Investitionen hergestellt (**Abbildung 8.2**). Das gesamte Maßnahmenbündel mobilisiert im Zeitraum 2000 bis 2010 rund **21 Mrd. DM** an Fördermitteln zum verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien. Dem stehen in demselben Zeitraum etwa das Dreifache³⁶, nämlich insgesamt **60 Mrd. DM** an getätigten Investitionen gegenüber. Bezogen auf die budgetwirksam eingesetzten Mittel ist es sogar das Neunfache. Dies kann als eine günstige Relation für eine gezielte Anschubfinanzierung gelten. In dem Maße, wie über Energiepreissteigerungen oder Maßnahmen der ökologischen Steuerreform die Differenzkosten zwischen Energiesystemen auf der Basis erneuerbarer Energien und herkömmlichen Energiesystemen sinken, steigen diese Relationen, z.B. in den darauffolgenden Zeitabschnitten, entsprechend an bzw. sinken die durch zusätzliche Instrumente zu mobilisierenden Fördermittel, wie beispielhaft in Kap. 4 (Abbildung 4.3) gezeigt wurde. Treten somit mittelfristig näherungsweise „ökologisch korrekte“ Energiepreise an die Stelle der heutigen Preisgestaltung an den Energiemärkten, kann auf andere Unterstützungsmaßnahmen zur Markteinführung erneuerbarer Energien verzichtet werden.

³⁵ Das im jetzigen 200 Mio. DM-Programm ausgesprochene **Kumulierungsverbot** stellt für die Beibehaltung bzw. Ausweitung der Landesmittel ein Hindernis dar. Es ist zu befürchten, daß sich die Bundesländer eher aus der Förderung zurückziehen, da keine Anreize bestehen, durch gezielt Landesbeiträge erfolgreich um möglichst große Anteile an den Bundesmitteln zu konkurrieren.

³⁶ Den in jedem Jahr **neu** getätigten Investitionen stehen Förderaufwendungen gegenüber, die die in den zurückliegenden Jahren getätigten Investitionen bzw. deren Differenzkosten betreffen, so daß jahresbezogene Vergleichszahlen nicht sinnvoll sind.

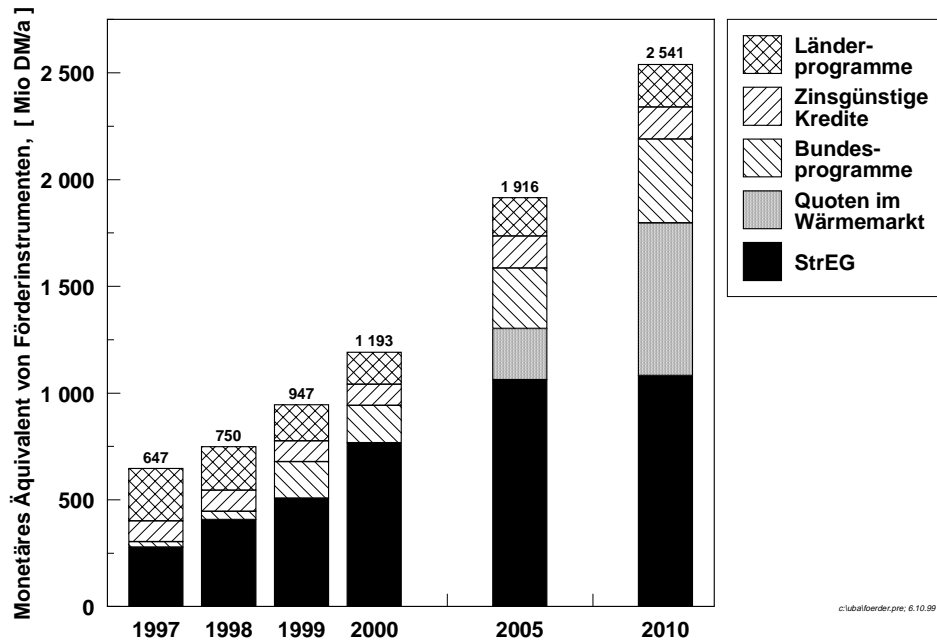


Abbildung 8.1: Verlauf der für eine Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien erforderlichen Fördermittel, getrennt nach StrEG, Quote (Wärme) und bugetwirksamen Aufwendungen des Bundes und der Länder

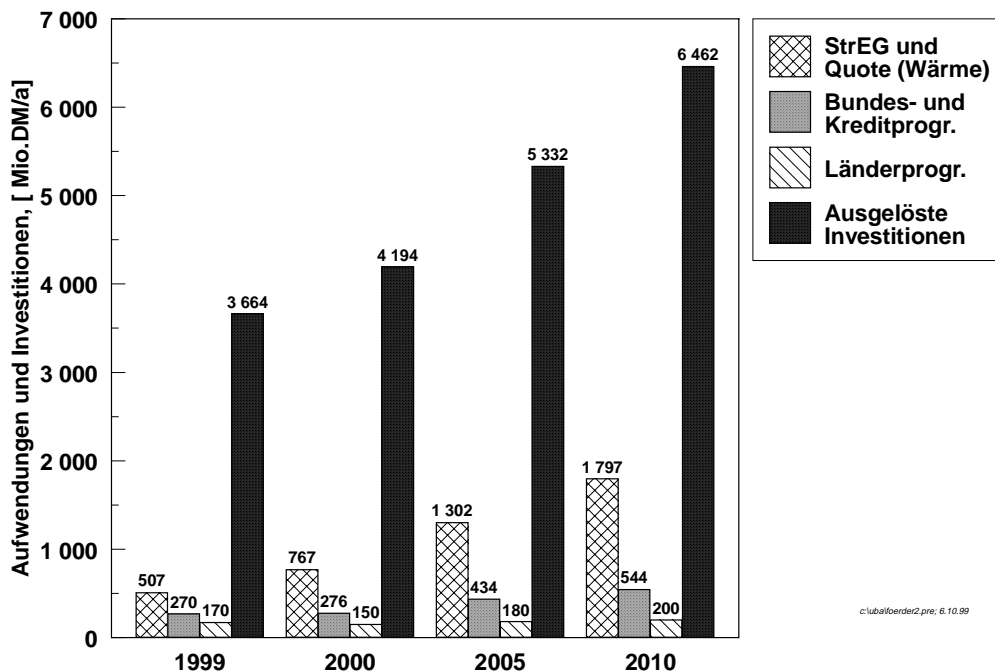


Abbildung 8.2: Aufwendungen auf der Basis der Förderinstrumente und jährlich neu angestoßene Investitionen in erneuerbare Energien

8.5. Wechselwirkungen mit anderen Bereichen der Energieversorgung

Neben erneuerbaren Energien (REG) sind vor allem die Kraft-Wärme-(Kälte-)Kopplung (KW(K)K) und die rationelle Energieanwendung (RAT) wesentliche Strategieelemente für eine zukünftig klimaverträglichere Energieversorgung. Szenariorechnungen zufolge muß mittelfristig (d. h. bis zum Jahr 2010)

- der Beitrag der KW(K)K an der Stromerzeugung mindestens verdoppelt und
- die Rate der Energieeffizienzsteigerung pro Jahr (Verringerung des spezifischen auf die Bruttowertschöpfung bezogenen Energieverbrauchs) von heute 1,7 %/a auf etwa 3 %/a angehoben werden

damit ein wesentlicher, an den Klimaschutzziele der Bundesregierung ausgerichteter Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann. Vor diesem Hintergrund ist es von besonderer Bedeutung, daß die zuvor vorgeschlagenen Maßnahmen kompatibel sind zu den notwendigen Handlungsschritten in den Bereichen KW(K)K und RAT und diese nach Möglichkeit unterstützen. Derartige Synergieeffekte versucht z. B. das 200 Mio. Marktanreizprogramm der Bundesregierung auszuschöpfen, in dem die Förderung erneuerbarer Energien mit erhöhten Anreizen zum Aufgreifen von Einsparmaßnahmen (z. B. Gebäudedämmung) verbunden wird.

Die Ausgangssituation für die zu den erneuerbaren Energien komplementären Strategieelementen sind ähnlich. Durch die Liberalisierung der Energiemärkte und die hiermit verbundenen Preissenkungen hat sich die Wettbewerbssituation für die KW(K)K und die RAT deutlich verschärft. Dies gilt im noch stärkeren Maße dort, wo mit Dumpingangeboten (z. T. deutlich unterhalb der kurzfristigen Grenzkosten) nicht nur gezielt Aktivitäten in diesen Bereichen verhindert werden sollen, sondern auch bestehende Anlagen in ihrer Existenz bedroht werden. So sind heute bereits zahlreiche Stilllegungen auch von effizienten KWK-Anlagen zu beobachten. Auch ist festzustellen, daß die Bereitschaft der EltVU freiwillig (z. B. im Rahmen von Least-Cost Planning) Energieeinsparprogramme durchzuführen praktisch auf Null gesunken ist.

Die seit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes Ende April 1998 ergriffenen energiepolitischen Maßnahmen (z. B. die Einführung der Ökologischen Steuerreform) sind zwar wichtige Schritte, um die eingetretenen Implikationen der Liberalisierung zu kompensieren (z. B. Ausnahme von KWK-Anlagen aus der Erhöhung der Erdgassteuer), vergleichbar der ausführlich dargestellten Situation bei den erneuerbaren Energien reichen sie aber bei weitem als Flankierung nicht aus. Angesichts von bereits erfolgten Strompreissenkungen von 20 bis z. T. 40 % ist die Strompreiserhöhung von 0,4 bis 2,0 Pf/kWh im Rahmen der Ökologischen Steuerreform beispielsweise zu gering, um ausreichende Anreize zum Stromsparen zu geben. Für die KWK hat sich der im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetz implementierte Bestandsschutz für KWK-Anlagen (§6 EnWG) als nicht praktikabel erwiesen.

Während für die erneuerbaren Energien heute mit dem StrEG ein erfolgreiches Instrumentarium zur Verfügung steht und mit dem 200 Mio. Förderprogramm und dem 100.000 Dächer-Programm zwei zusätzliche Maßnahmen seitens der Bundesregierung ergriffen wurden, bestehen derartige Markteinführungshilfen in den Bereichen KWK und RAT aktuell nicht³⁷. Der Handlungsbedarf ist dementsprechend groß. Vor diesem Hintergrund werden die wesentlichsten heute in der Diskussion befindlichen Maßnahmenpakete im folgenden darge-

³⁷ Dies steht z. B. im Gegensatz zur Förderpolitik der siebziger und achtziger Jahre wo ein großes Fernwärmeausbauprogramm seitens des Bundes durchgeführt wurde. Auch Anfang der neunziger Jahre wurde die KWK noch durch ein Fernwärmesaniierungsprogramm in den neuen Bundesländern unterstützt.

stellt und an diesen die in dieser Studie für die erneuerbaren Energien vorgeschlagenen Handlungsmöglichkeiten gespiegelt.

- A) Begrenzte Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes durch die Implementierung eines Vorrangs für KWK und RAT. Mögliche Bausteine sind diesbezüglich:
- eine gesetzliche Verpflichtung aller Stromlieferanten an Letztverbraucher, entweder selbst Stromsparprogramme durchzuführen oder eine entsprechende Abgabe an einen nationalen Stromsparfonds (der dann Einsparmaßnahmen ausschreibt) zu entrichten. Vorstellung ist, daß eine wettbewerbsneutrale Abgabe auf alle Stromumsätze (inkl. Importe) in Höhe von zunächst z. B. drei Prozent beschlossen wird (ähnliche Regelungen existieren z.B. in Dänemark und in England). Die EltVU werden verpflichtet, entweder selbst LCP-Stromsparprogramme im Umfang dieser Abgabe (also drei Prozent ihrer Stromerlöse) aufzulegen oder die Abgabe an einen Fonds abzuführen. Die Effizienz der EltVU-Programme ist z. B. nach den in den USA gebräuchlichen Nutzen/Kosten-Tests zu überprüfen. Die Mittel des Fonds können über Ausschreibungen für alle interessierten Akteure, die Stromsparprogramme durchführen können (z. B. Energieagenturen, Contractoren), als Zuschuß vergeben werden.
 - die Einführung eines umlagefinanzierten Bonussystems für KWK-Anlagen (1 bis 2 Pf/kWh). Die Regelung soll auch gelten für EltVU-eigene KWK-Anlagen. D. h. z. B. auch für Strom aus kommunalen KWK-Anlagen, der ins eigene Netz eingespeist wird, würde ein Bonus vergütet und die Mehrkosten (wie auch bei der Quote) über eine Netzumlage und einen nationalen Kostenausgleichsfonds auf alle Stromverkäufe umgelegt. Durch einen derartigen - vorübergehend - gewährten Bonus sollen „stranded investments“ insbesondere bei kommunalen KWK-Anlagen vermieden werden. Im Vergleich zu ebenfalls in der Diskussion befindlichen „Überbrückungsinvestitionsprogrammen“ erscheint dies billiger und effektiver, weil durch ein Bonussystem ein Anreiz zur Kostensenkung und Gewinnsteigerung entsteht.

Beide Vorschläge ließen sich, da sie als Finanzierungsinstrument einem wettbewerbsneutralen Netzaufschlag bei der Stromabgabe an die Letztverbraucher vorsehen, in idealer Weise mit der im Rahmen dieser Untersuchung abgeleiteten Empfehlung für eine wettbewerbsneutrale Ausgestaltung des StrEG verbinden. Der zu schaffende (Ausgleichs-)Fonds hätte dann eine **deutlich ausgeweitete Aufgabe**, die beispielsweise durch eine Bundesenergieagentur (wie sie in den meisten europäischen Ländern z.B. Ademe in Frankreich oder Nvem in den Niederlanden längst existiert) übernommen werden könnte³⁸.

Nach der EU-Binnenmarkttrichtlinie Strom können für RAT, REG und KWK die angestrebten verbindlichen Vorränge als „public service obligation“ festgelegt werden und die Mehrkosten einer beschleunigten Markteinführung bzw. -stabilisierung von RAT, REG und KWK auf alle verkauften Kilowattstunden Strom nach einem gemeinsamen Prinzip umgelegt werden. Für alle drei Vorrangprogramme würde nach den eingangs genannten Vorgaben eine „Belastung“ von etwa 1,1 bis 1,6 Pf/kWh (ca. 4,6 bis 6,8 Mrd. DM pro Jahr) resultieren. Bei kluger Kombination von RAT, REG und KWK kann die volkswirtschaftliche Energiekostenrechnung sinken, weil die derzeit unvermeidlichen Mehrkosten für REG und (teilweise) KW/KK durch die durchgeführten Energiesparprogramme teilweise kompensiert werden können³⁹. Daher

³⁸ Eine derartige Agentur könnte ergänzend zu den in vielen Bundesländern bestehenden Energieagenturen zudem weitere bereichsübergreifende Aufgaben übernehmen (z. B. Informationsvermittlung, Durchführung und Organisation von Weiterbildungsveranstaltungen, Hilfestellung für kommunale Genehmigungsbehörden), insbesondere im Bereich von Nahwärmeversorgungen

³⁹ Im Unterschied zu den Aufwendungen für erneuerbare Energien haben Maßnahmen im Bereich RAT aber aufgrund der hier bereits heute vielfach gegebenen volkswirtschaftlichen Effizienz den Charakter der Vorfinanzierung (Refinanzierung aus den eingesparten Energiekosten).

handelt es sich bei dieser umlagefinanzierten Mehrbelastung nicht um eine Dauersubventionierung, sondern um eine volkswirtschaftlich höchst sinnvolle Form der Anschub- und Vorfinanzierung von Zukunftsmärkten mit hohem Selbstfinanzierungs- und positivem Nettobeschäftigungseffekt. Dies würde auch eine zusätzliche Abgabe zur Strompreiserhöhung durch die Ökosteuern rechtfertigen.

Neben diesen Überschneidungseffekten auf der instrumentellen Ebene, d. h. der Maßnahmenebene, sind weitere Synergieeffekte zu beachten. Insbesondere wird der hier vorgeschlagene Netzaufschlag zu einer - wenn auch moderaten - Erhöhung der Kosten des Stromverbrauchs führen, wodurch insbesondere zusätzliche Anreize zum Stromsparen, im begrenzten Umfang aber auch für die dezentrale Eigenstromerzeugung (z. B. in KWK-Anlagen) entstehen.

B) Einführung von Quotenpflichten

Als Mittel zum Bestandsschutz und zur gezielten Ausweitung der KWK wird von verschiedenster Seite die Einführung einer dynamischen Quote vorgeschlagen. Dies gilt sowohl für einen Teil der politischen Parteien als auch für betroffene Verbände (z. B. VKU, FGBHKW⁴⁰). Die zeitgleiche Umsetzung einer Quote auch für den REG-Strombereich würde unter der Voraussetzung der Quotierung von KWK-Strom damit die Möglichkeit eröffnen, im nennenswerten Umfang Synergieeffekte auszuschöpfen und gemeinsam Erfahrungen zu sammeln. Im Gegensatz zur KWK liegt aber für REG-Strom mit dem StrEG ein sich in der Vergangenheit bereits als sehr erfolgreich bewährtes Instrumentarium vor. Allerdings macht das Erreichen der Härtefallgrenze (5 % Deckel) eine Modifikation dieses Gesetzes in kurzer Zeit notwendig. Unter dieser Zeitrestriktion erscheint es kaum möglich, umsetzungsfähige und handhabbare Vorschläge für Mengenverpflichtungen zu entwickeln. Insofern könnte die Einführung einer Quotenpflicht für die KWK gemeinsam mit der in Kapitel 8.3 vorgeschlagenen Quotierung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Großanlagenbereich eine Testfunktion für die Praktikabilität solcher Regelungen darstellen und damit gegebenenfalls, d. h. soweit sich dies als notwendig erweisen sollte, vorbereitenden Charakter für die Einführung einer Quote bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien haben.

C) Verstärkte Einbeziehung des Altbaubestandes in Wärmeschutz- und Energieeinsparverordnung

Das Erreichen der mittel- bis langfristig weiterreichenden Klimaschutzziele (z. B. Empfehlungen der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ hinsichtlich einer Halbierung des CO₂-Ausstoßes bis zum Jahr 2020) wird nach vorliegenden Szenariorechnungen nicht möglich sein, wenn nicht auf die hohen CO₂-Minderungspotentiale im Altbaubestand zurückgegriffen wird. Hierzu kann - aus sozialen Gesichtspunkten unter flankierender Wirkung eines Zuschußprogrammes - eine stärkere Ausweitung der Energieeinsparverordnung, deren Einführung derzeit vorbereitet wird, auf den Altbaubestand notwendig sein. Durch die Einbeziehung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in die Energieeinsparverordnung, wie sie im Neubaubereich ohnehin implementiert werden soll, kann dann auch der Altbaubestand erreicht werden. Die in Kapitel 7.6 für diese Maßnahme getroffene restriktive Bewertung würde dann positiver ausfallen, da nun nicht mehr nur die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, sondern die Ausschöpfung der Energieeinsparpotentiale, die monetär von deutlich größerer Bedeutung sind, für die Einbeziehung des Altbaubestandes die maßgeblich Ursache darstellt.

⁴⁰ Die VDEW lehnt eine Quote für KWK anderes als für erneuerbare Energien, wo sie mit dem Handelsplatzmodell ebenfalls für eine Mengengverpflichtung votiert, hingegen bisher ab.

Der Vergleich der hier in den Kapiteln 8.2 und 8.3 vorgeschlagenen Maßnahmen zur Erreichung des Verdopplungsziels mit den in der öffentlichen Diskussion befindlichen Maßnahmen für die verstärkte Ausschöpfung anderer wesentlicher Strategieelemente für den Klimaschutz (RAT und KWK) zeigt ein hohes Maß an Kompatibilität. Hohe Übereinstimmung besteht außer in den dargestellten Beispielen auch bezüglich der für die erneuerbaren Energien im Strombereich formulierten flankierenden Maßnahmen (z. B. generelle Sicherstellung fairer Netzzugangs- und -durchleitungsbedingungen bzw. privilegierte Durchleitungsregelungen durch Berücksichtigung des dezentralen Einspeisecharakters von REG und KWK), die ebenso für KW(K)K und RAT unterstützend wirken können.

Die Fortentwicklung und sukzessive Umsetzung der für den Bereich erneuerbare Energien hier dargestellten Handlungsmöglichkeiten könnte sich dabei - aufgrund des zeitlichen Vorsprungs - als Motor und wichtiger Impulsgeber für die anderen Bereiche erweisen. Unter dieser Voraussetzung besteht eine große Chance, im Rahmen einer gesamtsystemaren Klimaschutzpolitik ausgehend von den Maßnahmen im REG-Bereich ein in sich geschlossenes Maßnahmenpaket für die zentralen Säulen des Klimaschutzes (REG, RAT, KWK) zu implementieren.

9 Beurteilung der Auswirkungen des Maßnahmenbündels und längerfristige Perspektiven

9.1 Erreichbare CO₂-Minderungen und resultierende CO₂-Minderungskosten

Ausgehend von den in Kapitel 4.2 und 4.3 bereits dargestellten energetischen und ökonomischen Eckdaten der Szenarien „Bisherige Maßnahmen“ und „Verdopplung“ erfolgt in diesem Abschnitt eine Ableitung der mit diesen Szenarien verbundenen CO₂-Minderungen sowie der resultierenden CO₂-Minderungskosten. Zur Ermittlung dieser Kenngrößen wurde für die ersetzte Strom- bzw. Wärmebereitstellung davon ausgegangen, daß diese stromseitig mit spezifischen CO₂-Emissionen von heute 0,58 kg CO₂/kWh (abnehmend auf 0,55 kg CO₂/kWh in 2010) und wärmeseitig mit spezifischen endenergiebezogenen CO₂-Emissionen von heute 0,315 kg CO₂/kWh¹ (abnehmend auf 0,285 kg CO₂/kWh in 2010) verbunden ist.

Die Bezugswerte sind dabei aus aktuellen Szenarioarbeiten, die derzeit für das BMU durchgeführt werden, entnommen worden /Wuppertal Institut 1999/. Mit der Wahl dieser Vergleichsgrößen wird berücksichtigt, daß sich auch das übrige Energiesystem im Zeitverlauf weiterentwickelt. Die genannten Werte basieren dabei auf der Annahme einer trendgemäßen Entwicklung. Dabei sind sowohl weitere Effizienzsteigerungen bei der Strom- und Wärmebereitstellung als aber auch eine leichte Veränderung des Brennstoffmixes zum kohlenstoffärmeren Energieträger Erdgas unterstellt worden. Hinsichtlich der Kernenergie ist im Trend hier von einer Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke nach jeweils 40 Betriebsjahren ausgegangen worden, so daß bezüglich der Rolle der Kernenergie im Betrachtungszeitraum bis 2010 keine deutlichen Veränderungen resultieren².

Im Rahmen des Szenarios „Bisherige Maßnahmen“ erhöht sich danach der CO₂-Minderungsbeitrag durch den Einsatz erneuerbarer Energien von rund 20 Mio. t CO₂/a in 1998 auf etwa 26,6 Mio. t CO₂/a bis zum Jahr 2010 (vgl. **Abbildung 9.1**). Die Erhöhung der CO₂-Minderungswirkung um knapp ein Drittel fällt dabei geringer aus als die primärenergie-seitige Erhöhung der Substitutionswirkung mit etwa 47,5 %. Maßgeblich für diesen Unterschied sind die bereits angesprochenen Veränderungen der spezifischen Bezugswerte für die Trendentwicklung bei der alternativen Strom- und Wärmebereitstellung.

Mit etwas mehr als 20 Mio. t CO₂/a ist der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der erreichbaren CO₂-Minderungswirkung rund drei mal so hoch wie derjenige der Wärmebereitstellung. Von den verschiedenen Technologien leistet die Wasserkraft heute und auch im Jahr 2010 mit 43,4 % den größten Minderungsbeitrag, gefolgt von der Windenergie mit 27,8 %, die damit mittelfristig die Biomassenutzung mit 25 % auf den dritten Platz verdrängen wird. Alle anderen Nutzungsformen erneuerbarer Energien sind im

¹ Aufgrund der deutlichen Ausweitung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (über den Haushaltsbereich hinaus) erfolgte hier eine Betrachtung der spezifischen Emissionswerte über alle wärmeverbrauchenden Endenergiesektoren.

² Die hier skizzierte Trendentwicklung nimmt damit keinen Bezug auf die aktuellen Pläne der Bundesregierung aus der Kernenergie vorzeitig auszusteigen. Unterstellt man eine deutlich schnellere Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke kann dies tendenziell zu einer Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen führen, wenn zeitgleich keine flankierenden Maßnahmen ergriffen werden. In Bezug auf die hier dargestellte Verdopplungsstrategie für erneuerbare Energien ist aufgrund der dieser zugrundeliegenden Klimaschutzmotivation aber zu erwarten, daß derartige flankierende Maßnahmen ergriffen werden und der ausstiegsbedingte Anstieg der CO₂-Emissionen weitgehend ausgeglichen werden kann. Nach Analysen in /Wuppertal Institut 1999/ liegen die spezifischen CO₂-Emissionen in 2010 unter dieser Voraussetzung selbst bei einer um mehr als die Hälfte reduzierten Kernkraftwerksleistung im Jahr 2010 in der hier für die Trendentwicklung skizzierten Größenordnung.

Szenario „Bisherige Maßnahmen“ im betrachteten Zeitabschnitt noch von untergeordneter Bedeutung.

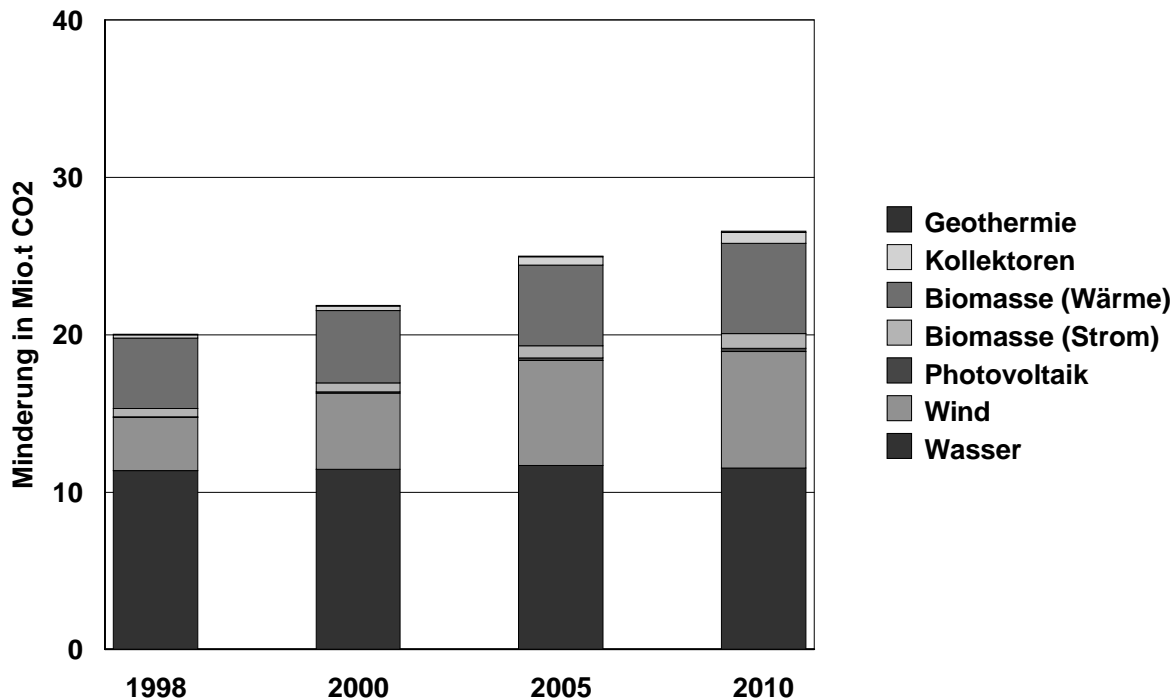


Abbildung 9.1: Entwicklung des CO₂-Minderungsbeitrags im Szenario „Bisherige Maßnahmen“

Unter Berücksichtigung der Annahmen des Szenarios „Verdopplung“ wird hier eine gegenüber den Trendbedingungen um rund 11,7 Mio. t CO₂/a höhere Minderungswirkung erreicht. Insgesamt tragen die erneuerbaren Energien **im Jahr 2010 mit 38,3 Mio. t** zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes bei und damit um 44 % mehr als im Szenario „Bisherige Maßnahmen“. Nach wie vor trägt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit knapp 75 % den größten Anteil dieses Minderungsbeitrags. Dennoch wird sich im Rahmen des Szenarios „Verdopplung“ auch der absolute Minderungsbeitrag der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien mehr als verdoppeln.

Bis zum Jahr 2010 wird die Windenergie die Wasserkraft hinsichtlich ihrer CO₂-Reduktionswirkung im Verdopplungsszenario überholt haben und insgesamt zu einer CO₂-Reduktion von 13,7 Mio. t/a führen (vgl. 12,8 Mio. t CO₂/a durch Stromerzeugung aus Wasserkraft). Die Biomasse steht auch in diesem Szenario mit einem Anteil von 23,8 % am Gesamt-minderungsbeitrag durch den Einsatz erneuerbarer Energien an dritter Stelle. Den größten Beitrag leistet dazu mit rund 80 % die Wärmebereitstellung aus Biomasse.

Der Minderungsbeitrag der Photovoltaik, der solarthermischen Wärmebereitstellung und der Geothermie erhöht sich zwar jeweils um mehr als den Faktor 10, bleibt aber trotzdem zunächst noch von in absoluten Größen gesehen geringerer Bedeutung. Diese Technologien werden ihre potentialbedingt größeren Möglichkeiten erst im späteren Zeitverlauf richtig zum Tragen bringen können. Wesentlich hierfür ist aber - und hieraus resultieren auch die hohen relativen Wachstumsraten - die bis zu diesem Zeitpunkt erfolgte dynamische Markteinführung und -erschließung.

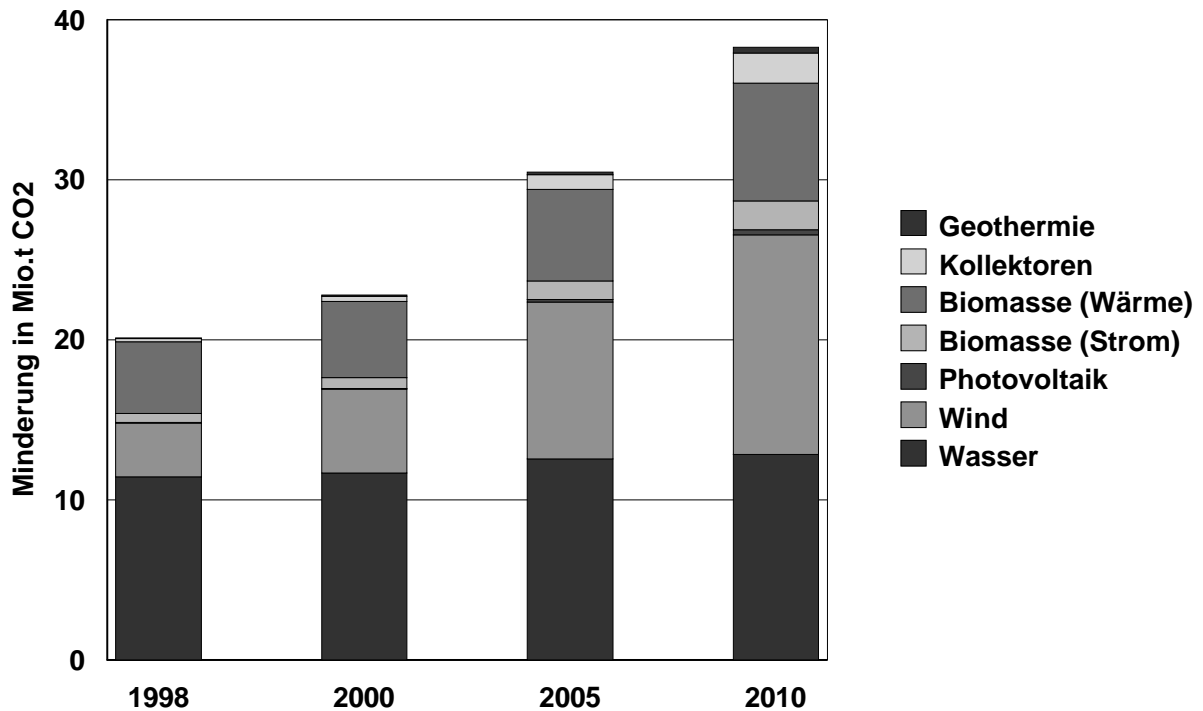


Abbildung 9.2: Entwicklung des CO₂-Minderungsbeitrags im Szenario „Verdopplung“

Gegenüber der im Rahmen des Szenarios „Bisherige Maßnahmen“ beschriebenen Trendentwicklung führt das Verdopplungsszenario bis zum Jahr 2010 wie dargestellt zu einer vermehrten Reduktion der CO₂-Emissionen um 11,7 Mio. t/a. Im Vergleich zu den gesamten mit der Energieerzeugung und -anwendung heute verbundenen CO₂-Emissionen (Stand 1997: 869 Mio. t CO₂) entspricht dies einem Minderungsbeitrag von 1,35 %³. Insgesamt (d. h. unter Berücksichtigung von Bestand und Neubau) führt die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2010 aber zu einer **CO₂-Reduktion** in der Größenordnung **von 4,4 %** (im Vergleich zu 2,3 % in 1998). Beschränkt man sich auf eine rein stromseitige Betrachtung (dieser Bereich ist verantwortlich für einen CO₂-Ausstoß von rund 300 Mio. t CO₂) lauten die entsprechenden Prozentsätze bei einem stromseitigen Minderungsbeitrag von 28,7 Mio. t in 2010 und 15,4 Mio. t in 1998 dann 9,6 % bzw. 5,1 %.

Auf der Basis der resultierenden CO₂-Einsparung sowie der in Kapitel 4.2 ausgewiesenen Differenzkosten (gegenüber einem als anlegbar definierten Vergleichspreis der Stromerzeugung und Wärmebereitstellung⁴) können die spezifischen CO₂-Minderungskosten für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in den Szenarien ermittelt werden. In bezug auf die betrachteten Szenarien ergibt sich dabei das in **Tabelle 9.1** dargestellte Bild.

³ Die im Szenario „Verdopplung“ gegenüber dem Stand des Jahres 1998 zusätzlich erreichbare CO₂-Minderung beträgt bis 2010 rund 19,9 Mio. t/a, entsprechend 2,3 % der gesamten deutschen CO₂-Emissionen.

⁴ Als anlegbarer Preis wird für die Stromerzeugung von 10 Pf/kWh (ansteigend mit einer Steigerungsrate von 2 %/a) und für die Wärmebereitstellung von einem konstanten Anteil von 5 Pf/kWh und einem variablen Anteil von 3,5 Pf/kWh (ansteigend mit einer Steigerungsrate von 4 %/a) ausgegangen.

Tabelle 9.1: Resultierende CO₂-Minderungskosten in DM/t CO₂ für die einzelnen Technologien in den Szenarien „Bisherige Maßnahmen“ und Verdopplung“

Szenario "Bisherige Maßnahmen"							
	Wasser	Wind	Photovoltaik	Biomasse	Kollektoren	Geothermie	Mittelwert
1998	13	136	2841	35	1948	86	62
2000	13	129	2600	42	1779	171	74
2005	12	112	1954	57	1602	159	92
2010	9	98	1745	62	1497	181	101
Szenario "Verdopplung"							
	Wasser	Wind	Photovoltaik	Biomasse	Kollektoren	Geothermie	Mittelwert
1998	14	136	2841	39	1943	158	64
2000	14	127	2607	46	1713	211	78
2005	12	97	1910	64	1308	243	101
2010	8	69	1534	68	968	232	108
Differenz: Verdopplung vs. Bisherige Maßnahmen							
	Wasser	Wind	Photovoltaik	Biomasse	Kollektoren	Geothermie	Mittelwert
2000	17	96	3190	86	1260	178	128
2005	4	66	1345	87	961	266	135
2010	-10	36	1141	78	662	241	120
Differenz: Verdopplung vs. 1998							
	Wasser	Wind	Photovoltaik	Biomasse	Kollektoren	Geothermie	Mittelwert
2000	15	108	2305	120	1304	291	170
2005	-1	76	1706	114	1111	264	161
2010	-20	46	1416	93	843	238	143

Im Rahmen der beiden betrachteten Szenarien stellen sich im Mittel für die Nutzung erneuerbarer Energien (Zubau und Bestand) CO₂-Minderungskosten ein, die **von rund 60 DM/t CO₂ in 1998 bis 2010 auf gut 100 DM/t CO₂ ansteigen**. Die geringsten Kosten weist dabei die Wasserkraftnutzung, gefolgt von der Biomassenutzung und dem Einsatz der Windenergie zur Stromerzeugung auf. Zu den spezifisch höchsten Kosten führt unter den getroffenen Annahmen die photovoltaische Stromerzeugung.

Betrachtet man isoliert den Zubau erneuerbarer Energien, stellen sich im Mittel deutlich höhere CO₂-Minderungskosten ein, die im Szenario „Verdopplung“ von knapp 170 DM/t CO₂ bis 2010 auf 143 DM/t CO₂ zurückgehen. Maßgeblich für die Reduzierung ist dabei der zeitgleiche Anstieg der anlegbaren Kosten und der erreichbaren Kostendegressionen bei der Anwendung erneuerbarer Energien. Längerfristig kann sogar von einem weiteren Absinken der CO₂-Minderungskosten ausgegangen werden. Vergleicht man die technologischen Optionen bezogen auf den Zubau untereinander, bleibt die zuvor dargestellte Reihenfolge zwar erhalten. Es ergeben sich aber dennoch einige bemerkenswerte Aspekte: die Nutzung der Wasserkraft führt mittelfristig bei weiter steigenden anlegbaren Preisen zu negativen CO₂-Minderungskosten, die CO₂-Minderungskosten der Windenergie halbieren sich im Zeitverlauf.

Letztlich kann festgestellt werden, daß im Vergleich der beiden Szenarien für den gegenüber dem Trend verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien im Szenario „Verdopplung“ im Mittel mit rund 130 DM/t CO₂ im Jahr 2000 abnehmend auf etwa 120 DM/t CO₂ bis zum Jahr 2010 spezifisch höhere CO₂-Minderungskosten resultieren, im Verdopplungsfall also zunehmend auf vergleichsweise teurere Technologien übergegangen wird.

Derartige spezifische CO₂-Minderungskosten werden häufig als Vergleichsmaßstab für die Effizienz von CO₂-Reduktionsmaßnahmen verwendet. Insofern schneiden die erneuerbaren Energien im Vergleich beispielsweise zu Energieeinsparoptionen, deren Umsetzung häufig

sogar mit negativen CO₂-Minderungskosten verbunden ist⁵, oder der verstärkten Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf Gasbasis

- in bezug auf die bereits im Markt befindlichen Technologien (z. B. Wasserkraft) durchaus gut,
- in bezug auf die sehr marktnahen Optionen (z. B. Windenergie und Biomassenutzung) zumindest in zahlreichen Anwendungsfällen als konkurrenzfähig
- in bezug auf die anderen betrachteten Möglichkeiten der Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien hingegen als weniger gut ab.

Aus dem Blickwinkel des Kriteriums CO₂-Minderungskosten wäre demnach eine verstärkte Nutzung der Solarthermie und der Geothermie ebenso wie der Photovoltaik nicht zielführend. Dies zeigt aber, daß die Anwendung dieses Kriteriums nicht in jedem Fall zu verwertbaren Aussagen führt. Derart strenge ökonomische Anforderungen können insbesondere an Technologien, deren verstärkte Nutzung aus klima- und technologiepolitischer Sicht wünschenswert und notwendig ist, die aber noch nicht flächendeckend in den Markt eingeführt worden sind, nicht angelegt werden. Das Beispiel der Windenergie hat sehr deutlich gezeigt, daß Optionen mit ehemals sehr hohen spezifischen Minderungskosten sehr schnell in einen konkurrenzfähigen Bereich hereinwachsen können. Es wäre also eine Fehleinschätzung deren Weiterentwicklung vor dem Hintergrund jetzt noch relativ hoher CO₂-Minderungskosten zu stoppen.

9.2 Volkswirtschaftliche und strukturelle Aspekte, längerfristige Perspektiven

9.2.1 Erwartete Beschäftigungseffekte

Mit der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 sind neben der Erreichung umwelt- und klimapolitischer Ziele auch Erwartungen auf positive volkswirtschaftliche Auswirkungen im Bereich der Beschäftigung verbunden. Sowohl in bezug auf Qualität als auch Quantität sind mit dem Ausbau regenerativer Energien einerseits positive (z. B. Anlagenbau; Ersatz fossiler Energieimporte, Export von Technologien), andererseits aber auch negative Arbeitsplatzeffekte (z.B. Verdrängung konventioneller Energie und der entsprechenden Technologien; Kaufkraftverluste) zu verzeichnen. **Abbildung 9.3** zeigt diese vielfältigen Einflußfaktoren

Angesichts wenig belastbarer Datengrundlagen und der genannten vielschichtigen Zusammenhänge wird in den vorliegenden nationalen und internationalen Studien die Zahl der zu erwartenden Arbeitsplätze je nach betrachtetem Szenario, Zeithorizont und Berechnungsverfahren mit einer hohen Schwankungsbreite angegeben. Jüngere Ergebnisse liegen für die gesamte EU und für Deutschland vor. Die EU-Kommission geht in ihrem Weißbuch davon aus, daß auf der Grundlage des Berichts der Kommission „Die Energie in Europa bis zum Jahr 2020“ /EU-Kommission 1996/ im Falle einer Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 zwischen 500.000 und 900.000 neue Arbeitsplätze entstehen könnten /EU-Kommission 1997a/. Im Rahmen der weiterführenden TERES II-Studie (Best Practice-Fall) wird bis zum Jahr 2010 ein Nettoeffekt an Arbeitsplätzen in Höhe von rd. 720.000 und bis zum Jahr 2015 von rd. 740.000 Arbeitsplätzen erwartet /EU-Kommission

⁵ Die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen wird häufig nicht durch ökonomische Parameter, sondern durch eine Vielzahl von anderen Hemmnissen (z. B. Kenntnismängel, mangelnde Anreize für die wesentlichen-Multiplikatoren aus dem Bereich Energiewirtschaft) behindert.

1997b/. Eurosolar rechnet damit, daß bis zum Jahr 2010 EU-weit auf der Basis eines 20 %igen Anteils erneuerbarer Energiequellen an der EU-Energieversorgung etwa 2 Mio. Arbeitsplätze geschaffen werden könnten /Eurosolar 1997/

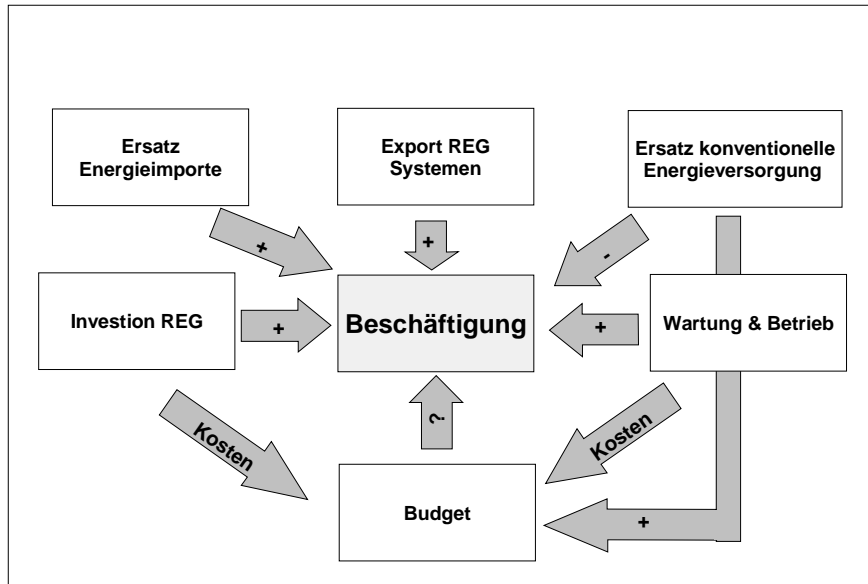


Abbildung 9.3: Determinanten der Beschäftigungswirkung bei Investitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien

Für die Bundesrepublik Deutschland hat das /Forum für Zukunftsenergien 1998/ auf der Grundlage zweier Szenarienansätze (BMWi-Gesprächszirkel und Gruppe Energie 2010 mit zwei Ausbauvarianten) entsprechend der unterschiedlichen Ausbautintensität der beiden Szenarien einen Bruttobeschäftigungseffekt zwischen 37.000 und max. 70.000 Arbeitsplätzen ermittelt.

Für die zweite Ausbauvariante (Gruppe Energie 2010 /Langniß 1997/), welche mit einer angestrebten Verdreifachung des Beitrags erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 ein sehr ehrgeiziges Ziel darstellt, liegt eine weitergehende Analyse vor, welche die beschriebenen positiven wie auch negativen Effekte zu berücksichtigen versucht /Hohmeyer 1997/. Danach entstehen – hier jedoch unter der Berücksichtigung steigender Arbeitsproduktivität - durch Zubau und Betrieb der REG-Anlagen im Mittel bis 2010 rund 58.000 Dauerarbeitsplätze; etwa 13.000 fallen dafür in der konventionellen Energieversorgung weg. Durch Kaufkraftverluste der Konsumenten infolge der anfangs teureren REG-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. Die in /Langniß 1997/ vorgeschlagene Verdreifachung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen würde also im Zeitraum 1998 bis 2010 durchschnittlich netto 35.000 neue Arbeitsplätze schaffen.

Basierend auf einer Abschätzung des Umsatzes mit regenerativen Energietechnologien geht das Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) für das Jahr 1998 in

Höhe von einem Marktvolumen von etwa 6 Mrd. DM aus /IWR 1998/⁶, so daß vor diesem Hintergrund etwa 23.000-25.000 Arbeitsplätze in Deutschland vorhanden sein dürften. Einhergehend mit dem hier ermittelten Investitionsvolumen des Szenarios „Verdopplung“ bis zum Jahr 2010 steigt das nationale Investitionsvolumen per saldo um rund 4 Mrd. DM. Die Zahl der zu diesem Zeitpunkt vorhandenen **Bruttoarbeitsplätze** auf dem regenerativen Energiesektor könnte so auf insgesamt ca. **40.000** ansteigen, was in relativ guter Übereinstimmung mit dem obigen Wert 58.000 für die ehrgeizigere Verdreifachung des Beitrags erneuerbarer Energien ist. Die Hauptzuwachsahlen werden vor dem Hintergrund des Ausbauszenarios erwartungsgemäß im Solarbereich (PV und Solarthermie) und der Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse erwartet. Nicht berücksichtigt sind allerdings positive bzw. negative betriebsbedingte und multiplikatorinduzierte Beschäftigungseffekte. Unterstellt man vereinfacht die Relation Brutto- zu Nettoarbeitsplätzen aus /Hohmeyer 1997) auch für das Szenario „Verdopplung“ so würden aus dieser Zubauvariante rund **24.000 Nettoarbeitsplätze** resultieren.

Aus der hier genannten Größenordnung der Beschäftigungseffekte kann festgehalten werden, daß der arbeitsmarktpolitische Gewinn einer Ausbaustrategie für erneuerbare Energien in absehbarer Zeit nicht in der absoluten Höhe der zusätzlichen Arbeitsplätze liegen wird. Dies ist angesichts von insgesamt 400.000 Arbeitsplätzen in der gesamten deutschen Energieversorgung auch nicht zu erwarten. Bestenfalls kann der durch die Liberalisierung des Strommarkts derzeit hervorgerufene Abbau an Arbeitsplätzen teilweise kompensiert werden. Die Chancen liegen vielmehr in der Qualität der neu gewonnenen Arbeitsplätze in technologieintensiven und zukunftssträchtigen Bereichen, die zudem vielfach dezentral entstehen und damit auch günstige strukturelle Wirkungen haben können.

Die tatsächlichen Nettobeschäftigungseffekte im Zieljahr 2010 sind gleichwohl nur schwer abgrenzbar und eine Prognose aufgrund der Interdependenzen in einem vernetzten Gesamtsystem mit zahlreichen Unwägbarkeiten verbunden. Vor allem im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte entstehen über den unmittelbaren Anlagenbau hinaus, sowohl weitere Chancen als auch Risiken für die Marktentwicklung regenerativer Energietechnologien, die sowohl zusätzliche positive Beschäftigungsimpulse auslösen, aber auch die Zahl der Arbeitsplätze in der Gesamtbilanz vermindern können.

Weitere Chancen und mögliche positive Arbeitsplatzeffekte über die oben genannten mit der unmittelbaren Umsetzung des Verdopplungsziel verknüpften Arbeitsplätze hinaus können in folgenden Bereichen gesehen werden:

Energie- bzw. Stromhandel: Durch einen sich sukzessive entwickelnden regenerativen Energie- und Stromhandel können weitere Arbeitsplätze im Dienstleistungssektor entstehen.

Exportchancen: Im Zuge einer europa- und weltweit steigenden Nachfrage nach regenerativen Energietechnologien können sich der Industrie zusätzliche Exportchancen eröffnen. Exportmärkte können von Unternehmen allerdings nur dann mit guter Aussicht auf Erfolg besetzt werden, wenn sie auch im heimischen Märkten erfolgreich tätig sind. Exportchancen entstehen nicht nur bei den Anlagen selbst, sondern auch im Bereich der Ausrüstungsgüter.

⁶ In obigem Wert enthalten sind auch exportierte Anlagen und Ersatzinvestitionen (vgl. auch Kap.1) Bei der Ermittlung der Investitionen in Biomasseanlagen bestehen Abgrenzungs- und Erfassungsprobleme. In der Szenariorechnung (Kap. 4) beträgt das Investitionsvolumen nur für Neuanlagen in 1998 in der dortigen Abgrenzung 3,4 Mrd. DM.

Standortentscheidungen für Produktionsstandorte: Standortentscheidungen für Produktionsanlagen in einem frühen Marktstadium führen im Zusammenhang mit den erstellten Produkten bzw. Produktionsverfahren häufig zu „Pioniergewinnen“ und erleichtert so die Bildung einer beschäftigungswirksamen Keimzelle für ein sich entwickelndes industrielles Netzwerk aus der Hersteller- bzw. Zulieferindustrie sowie der Forschung & Entwicklung mit neuen und qualitativ hochwertigen Arbeitsplätzen.

Daneben bestehen auch nicht völlig ausschließbare Risiken, die sich in einer Verringerung oder sogar in negativen Arbeitsplatzeffekten niederschlagen können:

Zu geringer Ersatz importierter Energien: Die Substitution konventioneller durch erneuerbare Energien bzw. Energietechnologien führt nur dann per saldo zu einem merklichen quantitativen Beschäftigungsgewinn in Deutschland, wenn durch die Maßnahmen fossile Importenergien oder bisher importierte Anlagen zur Energiebereitstellung ersetzt werden.

Belastung von Verbrauchern: Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie verringern (zeitweise) das verfügbare Budget beim Verbraucher und können damit zu negativen Beschäftigungseffekten im Bereich von Konsumgütern führen.

Verzögerter Aufbau von Produktionsstätten: Mit der Umsetzung des Maßnahmenbündels wird eine verstärkte Nachfrage nach regenerativen Anlagen einsetzen. Gelingt es nicht, die Güternachfrage mit dem Ausbau der nationalen Produktions- und Fertigungsstätten zeitlich zu synchronisieren, so werden verstärkt Importprodukte auf den deutschen Markt gelangen und die Arbeitsplätze im Ausland entstehen.

Stark sinkende Energiepreise: Bei stark sinkenden Energiepreisen können weitere flankierende politische Maßnahmen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit regenerativer Energien erforderlich werden, die möglicherweise in anderen volkswirtschaftlichen Bereichen negative Auswirkungen haben können bzw. zum Entzug von öffentlichen Mitteln führen.

9.2.2 Strukturelle Auswirkungen

Mit der verstärkten Nutzung regenerativer Energien und dem damit verbundenen Investitionsprogramm geht bis zum Jahr 2010 ein strukturpolitischer Änderungsimpuls auf der Angebots- und Nachfrageseite einher. Neue Produkte und Dienstleistungen werden durch das Maßnahmenbündel initialisiert bzw. vorhandene Standardprodukte finden neue Anwendungen. Die bisher mit dem Anlagen- und Systembau erneuerbarer Energietechnologien verbundenen branchenspezifischen Wirkungen und die Palette der angebotenen Produkte und Dienstleistungen über alle Energietechnologien im Bereich erneuerbarer Energien wurden im Rahmen einer Firmenumfrage unter rd. 400 Unternehmen in Nordrhein-Westfalen ermittelt /Allnoch, Schlusemann 1998/. Dabei wurden die Technologien jeweils durch Produkthauptgruppen charakterisiert. Diese sind:

Windenergie:	Turm, Rotor, Antriebssystem, Generator, Steuerung, Netzanschluß
Bioenergie:	Feuerungseinheit, Beschickungseinheit, Zerkleinerungseinheit, Steuerungs- und Regelungstechnik
Solarthermie:	Kollektor, Speichersysteme, Solarstation (Regelung-/Steuerung),
Photovoltaik:	Zellen, Module, Wechselrichter, Zubehörkomponenten
Wasserkraft:	Turbine, Antriebssystem, Steuerung, Rechenreiniger, Trafostation
KWK (für Biomasse):	Motor/Turbine, Steuerungssysteme, Generator, Wärmeauskoppelung, Schallschutz

Die von einem Ausbau derartiger Anlagen besonders profitierenden Branchen sind: Stahl-Maschinenbau und Elektrotechnik. Des Weiteren werden neue Dienstleistungen vor allem im Bereich der Planung, Projektierung und der Anlagenerrichtung sowie der Finanzierung, im Servicebereich und der Wartung angeboten. Weiterhin profitiert das regionale Handwerk und Gewerbe mit Installation und Wartung der zahlreichen dezentralen Anlagen.

Im Blickfeld der strukturpolitischen Betrachtungen steht vorwiegend der intrasektorale Wandel. Gleichwohl sind im gesamten Prozeß des Strukturwandels und unter Vernachlässigung der Problembereiche einer interventionistischen Strukturpolitik auch regionalspezifische Effekte zu berücksichtigen. So ist mit der dynamischen Entwicklung der Windindustrie bereits heute in strukturschwachen Regionen Norddeutschlands ein deutlicher Beschäftigungseffekt verbunden. Auch mit der Aufnahme der Solarzellenproduktion in Gelsenkirchen oder im thüringischen Rudolfsleben werden strukturpolitische Akzente gesetzt. Gleichzeitig wird mit dieser Standortentscheidung eine wichtige Voraussetzung für eine rechtzeitige und schnelle internationale Ausrichtung der ansässigen Unternehmen geschaffen, die für ein erfolgreiches Bestehen in den Exportmärkten unerlässlich ist. Nicht zuletzt mit der nationalen Marktinitialisierung und Industrieansiedlung in einem frühen globalen Marktstadium werden die Weichen gestellt, die sich im internationalen Standortwettbewerb langfristig positiv auswirken und damit Arbeitsplätze von morgen sichern können. Von großer Bedeutung können auch die regionalwirtschaftlichen Vorteile des Errichtens, des Betriebs und der Wartung einer sehr großen Anzahl von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sein sowie die durch die Bereitstellung von Biomasse-Brennstoffen hervorgerufenen Wertschöpfungsimpulse in ländlichen Regionen.

9.2.3 Internationale Wettbewerbsposition im Bereich erneuerbarer Energien.

Einige Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, wie Windenergie, Photovoltaik und Kollektoren wachsen derzeit mit beachtlichen Wachstumsraten zwischen 15 und 25 %/a. Eine weitere Ausdehnung der Märkte ist aufgrund verschiedener nationaler und übernationaler Bestrebungen in den nächsten Jahren zu erwarten. Ein konkretes Beispiel dafür stellt der EU-Aktionsplan „Kampagne für den Durchbruch“ dar, der bei erfolgreicher Umsetzung beträchtliche Zuwächse für erneuerbare Energien und die entsprechenden Technologien mit sich bringen kann. Vorgesehen sind Investitionen in Höhe von 30 Mrd. ECU bis zum Jahr 2003 /Gemeinschaftsstrategie 1999/. Für Deutschland kann die industrielle Ausgangsbasis, in diesen wachsenden Märkten mit Erfolg zu agieren bereits heute als relativ gut bezeichnet werden. **Sie wird durch eine konsequente Umsetzung des heimischen Verdopplungsziel nochmals deutlich verbessert.** Die Anknüpfungspunkte lassen sich durch folgende Aspekte kennzeichnen:

In einigen Technologiebereichen der erneuerbaren Energien bzw. mit ihnen eng verknüpften Technologiefeldern (z.B. Windenergie, Photovoltaik; BHKW-Technologien, solarthermische Kraftwerke) bestehen gute bis sehr gute industrielle Ausgangsbedingungen, die jedoch einer weiteren Unterstützung, nicht zuletzt durch die Schaffung günstiger Marktbedingungen im Inland und entsprechender FuE-Begleitung, bedürfen. Die bisherige FuE-Politik hat hier zu einer relativ guten Startposition im zukünftigen Wettbewerb geführt - auch im Vergleich zu den USA oder Japan, welche im Bereich der Märkte für erneuerbare Energien in Länder außerhalb Europas als die wesentlichen Konkurrenten gelten können. Eine Stagnation oder gar ein Abbau von FuE-Anstrengungen in diesem Gebiet hätte allerdings weitreichende negative Konsequenzen.

In der allgemeinen „konventionellen“ Energietechnik, also dem Export von Kraftwerken, Motoren und verfahrenstechnischen Anlagen und Komponenten besitzt Deutschland eine solide Wettbewerbsposition. In dieses Technologieportfolio lassen sich die Technologien zur Nutzung erneuerbare Energien ohne größere Reibungsverluste integrieren. Die bereits be-

stehende Infrastruktur und Logistik im Exportbereich herkömmlicher Energietechnologien, als auch im Bereich allgemeiner „Umwelttechnologien“, kann auch für die Marktentfaltung erneuerbarer Energien genutzt und angepaßt werden.

Deutschland hat ein relativ hohes internationales Ansehen hinsichtlich des Einsatzes von Spitzentechnologien, insbesondere im Umweltbereich und es kann eine vergleichsweise erfolgreiche Umweltpolitik vorweisen. Dieser Status stellt eine gute und glaubwürdige Ausgangsbasis für ein verstärkte industriepolitische Betätigung im Bereich erneuerbarer Energien und den Aufbau von entsprechenden Exportmärkten dar. Er sollte gezielt genutzt werden, um die einschlägigen deutschen Unternehmen in günstige Startpositionen bei der Befriedigung der wachsenden Nachfrage nach Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in anderen europäischen und außereuropäischen Ländern zu bringen.

9.3 Technologische Impulse des Ausbaus erneuerbarer Energien

Die Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien rückten erst ab der Ölkrise 1973 in das Blickfeld der Energiewirtschaft. Erst seit diesem Zeitpunkt gibt es zielgerichtete FuE-Tätigkeiten und Anlagendemonstrationen und man begann, über ihre Einführung in die Energieversorgung nachzudenken. Relevante Aktivitäten zur Markteinführung begannen in den frühen 80er Jahre; Anfang der 90er Jahre setzte die Marktausbreitung, mit der Windenergie an der Spitze, in breiterem Umfang ein. In der ersten, etwa 10jährigen Phase stand die Demonstration der technischen Machbarkeit im Vordergrund, aus der sich diejenigen tragfähigen Technologie- und Systemkonzepte entwickelten, die heute erfolgreich zum Einsatz kommen. Die bei der Einführung neuer Technologien notwendigerweise auftretenden Fehleinschätzungen bzw. unzumutbaren Konzepte (z.B. GROWIAN), hervorgerufen durch zu ambitionierte Zielsetzungen, zu komplexen Systemaufbau, unzulängliche Komponenten, ungeeignete Standorte, zu wenig Rücksicht auf Verbraucherbedürfnisse u.ä. waren – gemessen an anderen technologischen Entwicklungen - eher unterdurchschnittlich vertreten und führten gegen Ende der ersten Phase zu deutlichen Lernerfolgen. Der Zugewinn an technologischen Erkenntnissen war insgesamt - gemessen an den begrenzten öffentlichen Fördermitteln von jahresdurchschnittlich 180 Mio. DM/a (Zeitraum 1974-1996) - beträchtlich. Fertigungsoptimierungen und Kostensenkung stand dabei noch nicht im Vordergrund der Entwicklung.

Mit beginnender Rückkopplung aus den Erfahrungen der anfänglichen Markteinführung begann, gestützt durch weiterführende FuE-Arbeiten, die eigentliche technologische und ökonomische Weiterentwicklung und Optimierung der technischen Konzepte. Das Ausmaß der Weiterentwicklung war und ist eindeutig abhängig von der Intensität der Marktentwicklung, wofür die Windenergie ein ideales Beispiel darstellt. Dort gelang es innerhalb nur eines Jahrzehnts,

- die Einheitsleistung um das Zehnfache zu steigern,
- die spezifischen Kosten um etwa das Zwei- bis Zweieinhalbfache zu senken (vgl. Kap. 3),
- die Zuverlässigkeit der Anlagen auf 98 % und mehr zu steigern.

Dieser beachtliche technologische Entwicklungsgradient – der in diesem Ausmaß auch von optimistischen Fachleuten nicht erwartet worden war - erklärt sich aus dem erst 25-jährigen Entwicklungszeitraum dieser noch „jungen“ Technologien. In diesem Zeitraum konnte das in ihnen enthaltene Entwicklungspotential nur unvollständig erschlossen werden, da weder öffentliche Förderung noch energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen optimal auf ihre möglichst reibungslose Entwicklung hin ausgerichtet waren. Weitere deutliche Technologiefortschritte sind daher bei einem beschleunigten Marktwachstum zu erwarten. Darüber hinaus bestehen Möglichkeiten der Effizienzsteigerung und der Technologieentwicklung – wie

bei anderen, „älteren“ Technologien auch – infolge der Einsatzmöglichkeiten neuer Materialien, verbesserter Steuerungs- und Regelungsverfahren wie generell dem wachsenden Einsatz neuer Querschnittstechnologien (Elektronik, Mikrotechnik u.ä.).

Werden im Rahmen des hier vorgeschlagenen Ausbaus die Marktchancen und die Marktgröße für alle erneuerbaren Energien deutlich verbessert, so sind – in Analogie zu den Erfahrungen bei der Windenergie – auch bei den anderen Technologien erhebliche Verbesserungspotentiale mobilisierbar. Ausgehend von den Darlegungen zu den Kostensenkungspotentialen in Abschnitt 3.1.4 kann zunächst festgehalten werden, daß der Ausbau im Szenario „Verdopplung“ bis 2010 folgende Verringerungen der spezifischen Systemkosten gegenüber den derzeitigen Werten hervorrufen dürfte:

- Wasserkraft $\pm 0 \%$
- Windenergie 20-25 %
- Photovoltaik 50-60 %
- Kollektoren, Kleinanlagen 20-25 %
- Kollektoren, Großanlagen 40-50 %
- Biomasse-, Biogasanlagen 10-15 %
- Geothermie 15-20 %
- Solarthermische Kraftwerke 30-35 %⁷

Diese Kostensenkungen resultieren einerseits aus rationellerer Fertigung und größeren Serien, zum andern sind dafür die durch günstigere Markterwartungen induzierten Anstrengungen zu weiterer technologischer Verbesserung verantwortlich. Derartige technologie-spezifische Fortschritte im Zeitraum bis 2010 sind für alle betrachteten Technologien zu erwarten (vgl. auch Kapitel 1 und /Atlas 1997/). Die entsprechenden Stichworte sind:

- **Kleinwasserkraft:** effizientere Turbinen und Generatoren; verbesserte Regelungs- und Steuerungstechnik; Unterwassergeneratoren.
- **Windenergie:** neue Materialien; erhöhte Lebensdauer; Optimierung großer Anlagen an Land (1,5 bis 2 MW; Einstieg in den kommerzielle Off-shore-Einsatz; optimierte Anlagen für Schwachwind-Standorte.
- **Photovoltaik:** weitere Steigerung von Wirkungsgraden; Dünnschichtzellen in größerem Umfang kommerziell einsetzbar; weiter verbesserte Inverter und Regelungstechnik; standardisierte Vorprodukte und flexible Systemkomponenten, automatisierte Fernüberwachung, optimierte Gebäudeintegration; verringerte Energierückzahlzeit und verbessertes Recycling.
- **Biomasse:** Kommerziell einsetzbare Vergasungsverfahren, auch für belastete Althölzer; optimierte Mitverbrennung in Kohlekraftwerken; kosteneffizientere Ernte- und Aufbereitungsverfahren; integrierte Biomasse- Solarthermie- Versorgung via Nahwärme; verbesserte Biogasausbeuten (Optimierung der Co-Fermentation).
- **Solarkollektoren- und -felder; Wärmespeicher:** verstärkte industrielle Vorfertigung; Wärmedämmschichten mit gleichzeitiger Nutzung für Kollektor und Hausdach, Kunststoffrohre als Absorber; erhöhte Ausbeute durch verbesserte Absorberbeschichtungen;

⁷ Sofern ab 2000 eine größere Anzahl von Kraftwerken errichtet werden, vgl. Exkurs 4.5.

optimierte Auslegung großer Kollektorfelder; kommerzielle saisonale Speicher; optimierte Gesamtkonzepte („solare“ Siedlung).

- **Geothermie:** verbesserte Wärmepumpentechnologie; Einsatz neuer Materialien (Korrosion); Demonstration kommerziell einsetzbarer HDR-Technik;
- **Nahwärmenetze:** Integration in Siedlungskonzepte; Einsatz kostengünstiger Verlegemethoden; standardisierte Wärmetauscher und Hausstationen.
- **Solarthermische Kraftwerke:** Direktverdampfung in Rinnenkraftwerken; einsatzbereite Speichertechnologie; Demonstration von Turmkraftwerken auf Gasturbinenbasis („solare“ GuD-Anlagen).

Mit wachsenden Stückzahlen und steigender Einsatzerfahrung sind auch bei Betrieb und Wartung der Anlagen weitere Verbesserungen zu erwarten. Eine verbesserte Wartungslogistik kann zu verringerten Betriebskosten führen. Erfahrungen im Einsatz einer großen Zahl dezentraler Anlagen liegen bei BHKW vor, wo diese Entwicklung beobachtet werden konnte und zu günstigeren Betriebskosten auf der Basis von Vollwartungsverträgen führte.⁸

Teilweise können die Kostensenkungen jedoch gemindert werden durch steigende Auflagen (insbesondere Wasserkraft; Biomasse und Biogas), wachsende Netzanschluß- und -verstärkungskosten oder weniger gut geeignete Standorte. Ein Teil der empfohlenen ordnungsrechtlichen Maßnahmen soll deshalb gewährleisten, daß diese „Zusatzkosten“ in angemessener Höhe verbleiben.

Weitere Impulse für die technische Weiterentwicklung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien kommen von den sich wandelnden Energiemärkten. Unter liberalisierten Rahmenbedingungen dürfte generell die Nachfrage nach Anlagen mit kleineren Leistungen steigen (vgl. z.B. GuD-Kraftwerke), da diese sich infolge geringeren Planungs- und Genehmigungsaufwands, sowie wegen geringer Kapitalbindung flexibler den sich wandelnden Erfordernissen anpassen lassen. Beschleunigt wird diese Tendenz durch die Tatsache, daß heute im konventionellen Kraftwerksbereich für kleine Leistungseinheiten ebenso günstige oder sogar günstigere spezifische Investitionskosten erreicht werden wie für große Einheiten (z.B. kleine Gasturbinen bis hin zu Mikrogasturbinen, effiziente Motoren, Brennstoffzellen⁹). Eine „Economy of Scale“ gilt daher nur noch in eingeschränktem Maße.

Die Tendenzen zur Integration von Anlagen kleinerer Leistung in elektrische Versorgungsnetze bei gesicherter Leistungsbereitstellung und Versorgungssicherheit werden auch positive Rückwirkungen auf die Entwicklung erneuerbarer Energietechnologien im Strombereich und ihres Einsatzes im notwendigen Netzverbund haben. Auch weitere Fortschritte im Bereich der Informationstechnologien werden sich günstig auf den Einsatz erneuerbarer Energien auswirken. Die Fernüberwachung und Fernsteuerung einer großen Anzahl dezentral aufgestellten Anlagen ist heute kein grundsätzliches Problem mehr. Im Zuge des Aufbaus von Strombörsen werden auch die Fähigkeiten der kurzfristigen Vorhersage von Stromnachfrage und der Kommunikation und Koordination einer sehr großen Anzahl von Produzenten und Konsumenten bald zum energiewirtschaftlichen Alltag gehören. Die kurzfristige Prognostizierbarkeit des Energieangebots aus erneuerbaren Quellen und die Beherrschung

⁸ Aktuell steigende Betriebskosten bei der Windenergie sind kein Gegenbeweis. Sie resultieren aus der rasanten technologischen Entwicklung und der noch unzureichenden Erfahrung mit älteren Anlagen der höheren Leistungsklassen (maximal ca. 5 Jahre).

⁹ Die Brennstoffzelle, die hohe Wirkungsgrade in dezentralen Leistungsgrößen bis in den kW-Bereich bei praktisch lokaler Emissionsfreiheit verspricht, könnte die „nächste Generation“ von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und dezentralen Stromerzeugern darstellen. Allerdings sind hier noch beträchtliche Anstrengungen zur Kostensenkung und zur Langzeitstabilität zu unternehmen.

ihrer schwankenden Verfügbarkeit dürfte in diesem Zusammenhang ebenfalls relativ problemlos bewältigbar sein /Wüstenhagen 1999/.

Festgehalten werden kann, daß die Entwicklungstendenzen der konventionellen Energietechnik in liberalisierten Energiemärkten und der Technik erneuerbarer Energien konvergieren. Diese Tendenz kann die Marktausweitung der letzteren und ihre Einbindung in vorhandene Energieversorgungsstrukturen sehr erleichtern, die Lösung gleichartiger technischer Anforderungen beschleunigen und ist auch geeignet, teilweise heute noch bestehende Vorurteile im Hinblick auf die „Brauchbarkeit“ erneuerbarer Energien für moderne und jederzeit sichere Energieversorgungen abzubauen.

Intensität der Technologieentwicklung und Marktgröße bzw. Marktumsätze sind unmittelbar verknüpft. Deshalb kommt der Erschließung großer Exportmärkte für erneuerbare Energien nicht nur mit Blick auf die vielfach ökonomisch wettbewerbsfähigen „Teilmärkte“, sondern auch in technologischer Hinsicht eine große Bedeutung zu. Auch die teilweise anders gelagerten Herausforderungen dieser Märkte (z.B. gesicherte Inselversorgung; große Zuverlässigkeit und Robustheit; möglichst einfache Betriebsführung und Wartungsmöglichkeiten) oder neuartige Anforderungen (z.B. solare Klimatisierung und Kühlung; Meerwasserentsalzung; höhere Arbeitstemperaturen) dürften zu technischen Lösungen führen, die wiederum der Technologie erneuerbarer Energien als ganzes zugute kommen.

9.4 Perspektiven des Ausbaus erneuerbarer Energien nach 2010 im Gesamtkontext einer Klimaschutzstrategie

Die vorliegende Untersuchung zeigt, daß mit dem Einsatz eines aufeinander abgestimmten Maßnahmenbündels eine Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien innerhalb eines Jahrzehnts erreicht werden kann und die Marktvolumina der Technologien – bis auf diejenigen der Wasserkraft und der Windenergie - um das Fünf- bis Zehnfache wachsen. Dabei wird vorausgesetzt, daß in demselben Zeitraum der liberalisierte Energiemarkt aus seiner derzeitigen Umbruchphase herausgetreten, hinreichend ökologisch flankiert ist und ausgewogene Marktbedingungen für die hier behandelten Technologien, aber auch für andere umweltschonende und effiziente Energietechnologien herrschen. Ebenfalls wird unterstellt, daß bis zu diesem Zeitpunkt der Verbrauch erschöpflicher Ressourcen und die Umweltbelastungen der Nutzung fossiler und nuklearer Energiequellen mittels einer weiterentwickelten ökologischen Steuerreform deutlich in den Marktpreisen für Energie zum Ausdruck kommen. Weiterhin wird davon ausgegangen, daß die politischen Bemühungen, die Klimaschutzziele gemäß den Kyoto-Vereinbarungen umzusetzen, erste Erfolge zeitigen (Verminderung um 21 % bis 2008 bzw. 2012) und die längerfristigen Zielsetzungen bzw. Empfehlungen (-50 % bis 2030 und -80 % bis 2050) dann Bestandteil einer nachhaltigen Energiepolitik sind.

Nur unter diesen Voraussetzungen kann eine Fortsetzung der durch das Verdopplungsziel eingeleiteten Wachstumsdynamik für erneuerbare Energien erwartet werden. Nach 2010 liegt dann für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien grundsätzlich eine gute Ausgangsbasis vor, insbesondere da zu diesem Zeitpunkt ein ausreichend hoher Bedarf an neuen Anlagen in der Energieversorgung bestehen wird und heutige Überkapazitäten abgebaut sein werden. Der weitere mögliche Zuwachs der einzelnen Technologien kann vor diesem Hintergrund unter der Annahme charakteristischer Wachstumsfunktionen mit einem Sättigungsniveau in der Nähe der jeweiligen technischen Potentiale näherungsweise beschrieben werden. Verschiedene vorliegende Szenarien (**Abbildung 9.4**) markieren einen Wachstumskorridor nach 2010, der von einer derartigen im Jahr 2010 erreichten Ausgangslage ausgeht. Für das Jahr 2020 wird von möglichen Beiträgen am Primärenergiever-

verbrauch¹⁰ zwischen 7 % und knapp 11 % (bezogen auf den Primärenergieverbrauch des Jahres 1997) ausgegangen. Ersichtlich ist, daß der obere Rand des Wachstumskorridors angestrebt werden muß, der durch das Langfristszenario „DLR“ /Nitsch, Luther 1997/ und durch das Klimaschutzszenario KEO /Wuppertal Institut 1998/ (bis 2020) gekennzeichnet ist, wenn in den darauffolgenden Jahrzehnten erneuerbare Energien einen dominierenden Beitrag zur Energieversorgung Deutschlands leisten sollen.

Die möglichen Beiträge erneuerbarer Energien zur Deckung des Strombedarfs werden auf absehbare Zeit in den Szenarien höher eingeschätzt als diejenigen zur Deckung des Wärmebedarfs (**Abbildung 9.5**). Unterschiede bis 2020 treten im wesentlichen durch unterschiedliche Annahmen zum Zeitpunkt des Imports von Strom aus erneuerbaren Quellen auf. Für den Inlandsanteil liegen die Werte für 2020 zwischen 15,5 % und 19 %. Bis zum Jahr 2030 sollte, einschließlich Import, die 30 %-Marke überschritten sein, um bis zur Jahrhundertmitte dominierende Beiträge an der Stromversorgung erreichen zu können. Diese Tendenzen besitzen ihre Gültigkeit unabhängig von der Frage einer weiteren Nutzung der Kernenergie, da die bestehenden Anlagen bis 2030 altersbedingt stillgelegt sein werden und der Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland unter den Bedingungen eines liberalisierten Energiemarktes betriebswirtschaftlich wenig sinnvoll erscheint.

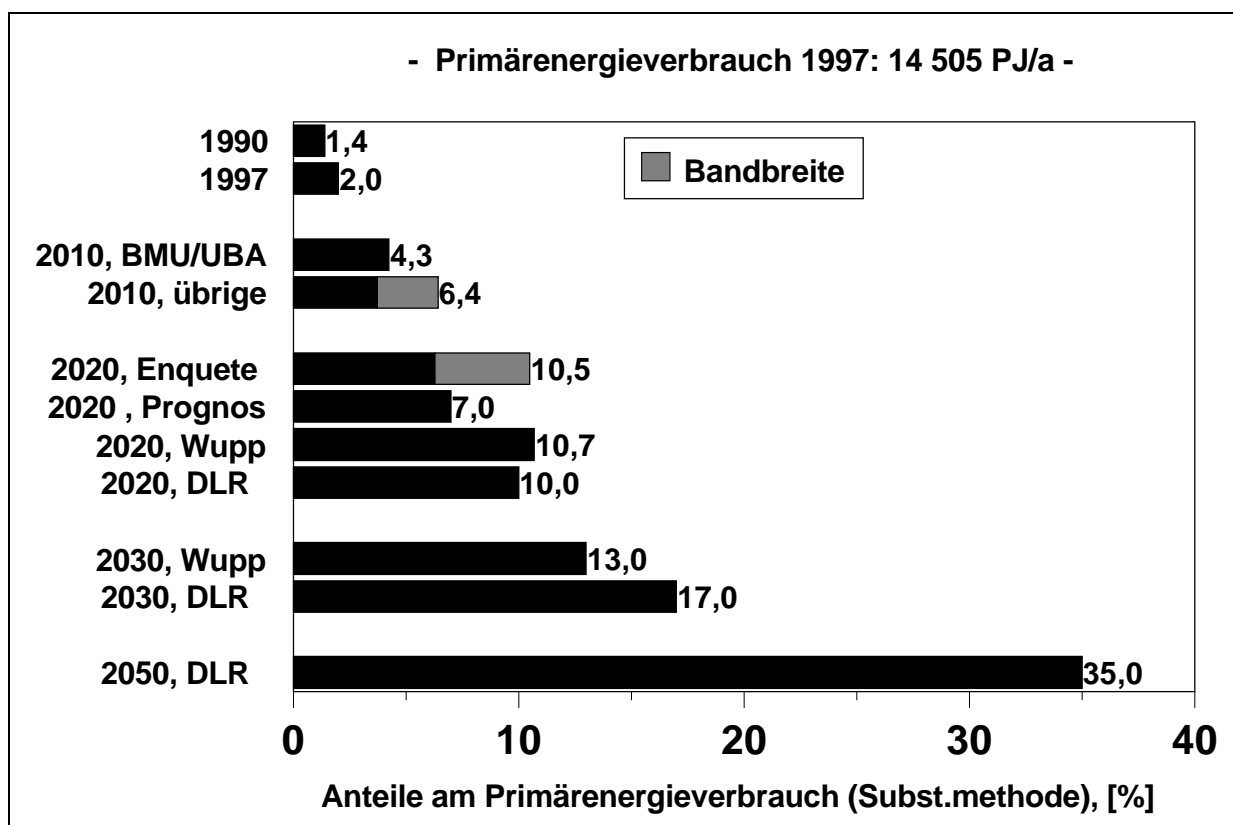


Abbildung 9.4: Mögliche Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch Deutschlands bis zum Jahr 2050 (Bezugswert Primärenergieverbrauch 1997: 14.505 PJ/a)

¹⁰ Zur Vergleichbarkeit der Szenarien ist der primärenergetische Anteil mit der Substitutionsmethode bestimmt worden.

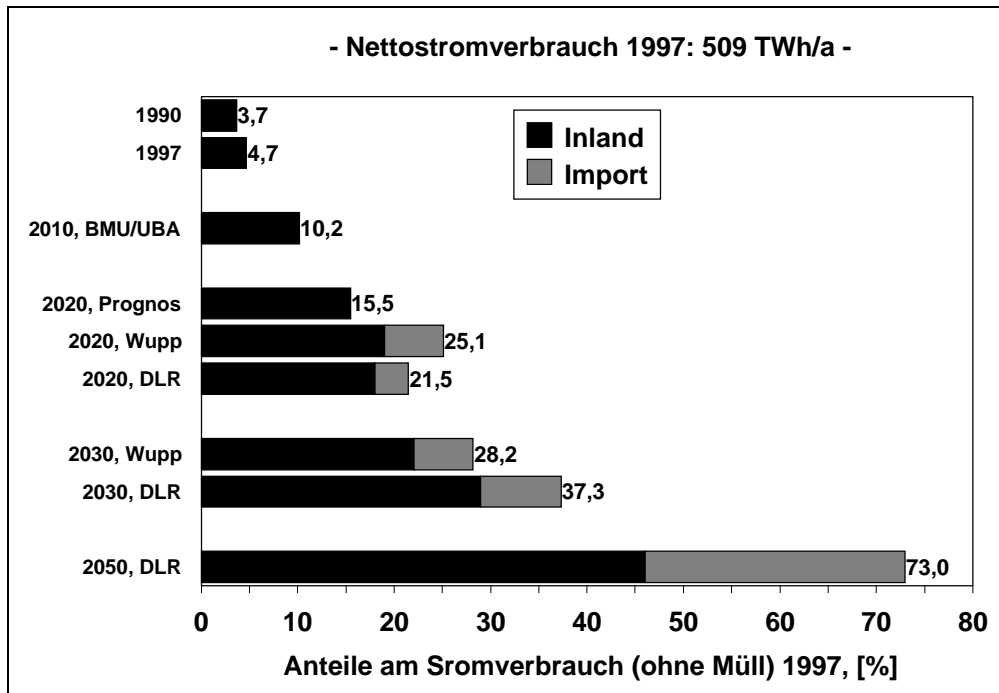


Abbildung 9.5: Mögliche Beiträge erneuerbarer Energien am Stromverbrauch Deutschlands bis zum Jahr 2050 (Bezugswert: Nettostromverbrauch 1997: 509 TWh/a)

Die dargestellten Analysen zeigen, daß eine ausschließlich auf Ersatz fossiler und nuklearer Energiequellen ausgerichtete Strategie hinsichtlich der angestrebten Klimaschutzziele nicht zum Erfolg führen würde. Der auf der Basis des Langfristszenarios „DLR“- welches ein ehrgeiziges Ausbauziel für erneuerbare Energie darstellt - im Jahr 2050 erreichbare CO₂-Reduktionsbeitrag allein durch erneuerbare Energien liegt bei rund 320 Mio. t CO₂/a, also bei rund 35 % des heutigen CO₂-Ausstoßes. Das angestrebte Klimaschutzziel von rund 80 % Reduktion bis zur Jahrhundertmitte wäre also deutlich verfehlt. Nur auf der Basis einer (zeitlich) vorrangigen Mobilisierung von Energiereduktionspotentialen bei Umwandlung und Nutzung können Klimaschutz und Ressourcenschonung mit Aussicht auf Erfolg erreicht werden.¹¹ Dies bestätigen sowohl nationale, europäische und globale Szenarioanalysen (vgl. Kapitel 3.2), wovon die „globale Faktor-Vier-Strategie“ aus /Lovins, Hennicke 1999/ das jüngste Beispiel darstellt. Zur Illustration der deutsche Entwicklungsperspektive kann das Langfristszenario „DLR“ /Nitsch, Luther 1997/ dienen. Der zielgerichtete Einsatz der Strategieelemente

- **Rationeller Energieeinsatz:** Beschleunigte Verringerung der Energieintensität mittels deutlich rationellerer Energienutzung einschließlich der Verringerung des Nutzwärmebedarfs (Wärmedämmung) und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung; insbesondere im Zeitraum bis 2020,

¹¹ Auch globale Energieszenarien, welche bei starkem Wachstum erneuerbarer Energien auf nur geringe Anstrengungen zur Energieeinsparung setzen, wie das Shell-Szenario 1995 und das Szenario A und B der Weltenergiekonferenzen 1995 und 1998 verfehlen das globale Klimaschutzziel.

- **Begrenzte Substitution:** Mittelfristig (bis ca. 2030) Verringerung der CO₂-Intensität des fossilen Beitrags durch relativ stärkere Nutzung von Erdgas und
- **Ausbau erneuerbarer Energien:** Kontinuierliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien über gut 50 Jahre mit der langfristigen Perspektive einer nahezu vollständigen Deckung des Energiebedarfs.

bewirken eine völlige Veränderung der Struktur der Energieversorgung innerhalb eines halben Jahrhunderts (**Abbildung 9.6**). Herausragend ist der absolute Rückgang des Energieverbrauchs um rund 40 % bei einem rund zweifachen Bruttoinlandsprodukt gegenüber 1995. Gleichzeitig verschwindet die heutige Dominanz von Kohle, Mineralöl und Erdgas mit 93 % Anteil an der Bereitstellung von Endenergieträgern. 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 als Treibstoffe (und als Rohstoff in der chemischen Industrie) eingesetzt. Knapp 60 % der Endenergie stammt im Jahr 2050 aus erneuerbaren Quellen. Wärme aus Strahlung, Biomasse und Geothermie stellt 36 %; es wird also neben Raumwärme und Warmwasser auch ein Teil der Prozesswärme gedeckt. 22 % sind Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, wovon wiederum 60 % aus Quellen im Inland stammen. Importiert wird Strom aus solaren Kraftwerken und aus Off-shore Windanlagen, ggf. auch aus Wasserkraft.

Der zeitlich aufeinander abgestimmte Einsatz der obigen Strategieelemente ist mit deutlich sinkenden energiebedingten CO₂-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 die Zielmarke einer 80 %-igen Verringerung gegenüber 1995. Die Reduktion um rund 700 Mio. t/a CO₂ bis zum Jahr 2050 teilt sich wie folgt auf die Technologie- bzw. Strategie-bündel auf

- | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| • Effizientere Energienutzung und -wandlung; Verringerung des Nutzenergiebedarfs über Trend hinaus: | 290 Mio. t/a |
| • Verschiebung der Energieträgerstruktur zu Erdgas: ¹² | 34 Mio. t/a |
| • Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung: | 50 Mio. t/a |
| • Ausbau regenerativer Energien: | 320 Mio. t/a |

Ersichtlich ist die Gleichrangigkeit der Reduktionsbeiträge der effizienteren Energienutzung und des Ausbaus erneuerbarer Energien. Die CO₂-Reduktionsbeiträge der Energieeinsparung und des KWK-Ausbaus sind allerdings im wesentlichen bis 2020 mobilisiert, diejenigen der erneuerbaren Energien kommen erst danach substantiell zum tragen. Der Beitrag erneuerbarer Energien am jeweiligen Primärenergieverbrauch des Szenario beträgt nun aufgrund des reduzierten Energiebedarfs im Jahr 2010 bereits 5,5 %, im Jahr 2030 bereits 26 % und erreicht im Jahr 2050 rund 60 %.

¹² Abgeleitet aus dem reduzierten Beitrag fossiler Energien im Jahr 2050. Relativ sind dies 16 % der Gesamtemissionen zu diesem Zeitpunkt.

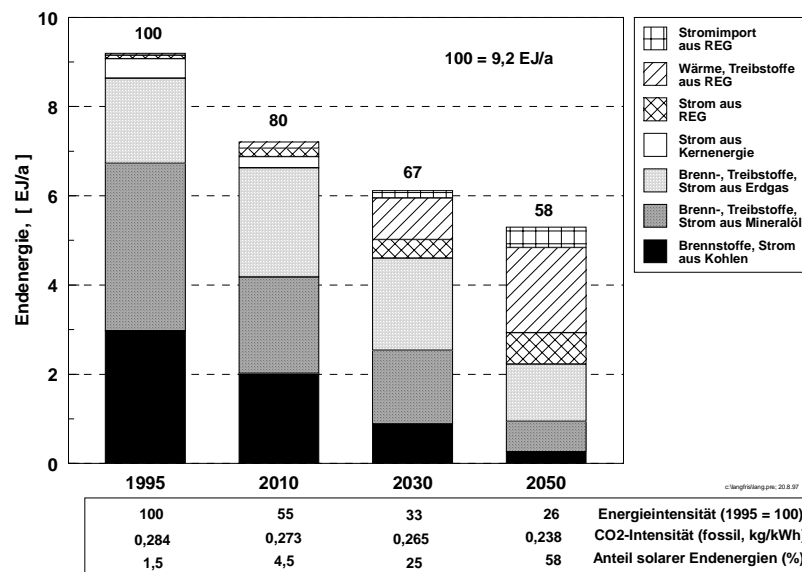


Abbildung 9.6: Struktur des Endenergieverbrauchs im Langfristszenario nach den eingesetzten Primärenergiequellen und Veränderung der wesentlichen Kenngrößen Energieintensität, CO₂-Intensität des fossilen Anteils, Anteil Endenergie aus erneuerbaren („solarer“) Quellen

Das Langfristszenario „DLR“ zeigt auch beispielhaft, wie eine Umstrukturierung der Stromversorgung verlaufen könnte, wenn Klimaschutz und Risikominimierung durch Verzicht auf die Kernenergie als gleichgewichtige Ziele angesehen werden. Beim Umbau der Stromversorgung in Richtung Nachhaltigkeit können ebenfalls zwei Etappen unterschieden werden. Der erste, fünfzehn- bis zwanzigjährige Abschnitt ist – neben verstärkten Stromeinsparanstrengungen gegenüber dem Trendverlauf – im wesentlichen durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung gekennzeichnet, deren Beitrag an der Bruttostromerzeugung von heute 9 % auf 25 bis 30 % wächst (**Abbildung 9.7**). Die Beiträge der erneuerbaren Energien sind dagegen mit 10 % noch relativ gering. Im Szenario werden diese Zubauziele durch einen Rückgang der Erzeugung aus (alten) 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 (einschließlich KWK) 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 15 % sinken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 320 Mio. t/a auf 295 Mio. t/a infolge des Ausbaus der KWK¹³, des Anstiegs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Verschiebung des Brennstoffeinsatzes zum Erdgas.

¹³ Die Emissionsminderung der KWK im Vergleich zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung wurde hier vollständig der Stromerzeugung gutgeschrieben durch Abzug des Brennstoffeinsatzes für eine äquivalente Wärmeerzeugung in Heizkesseln.

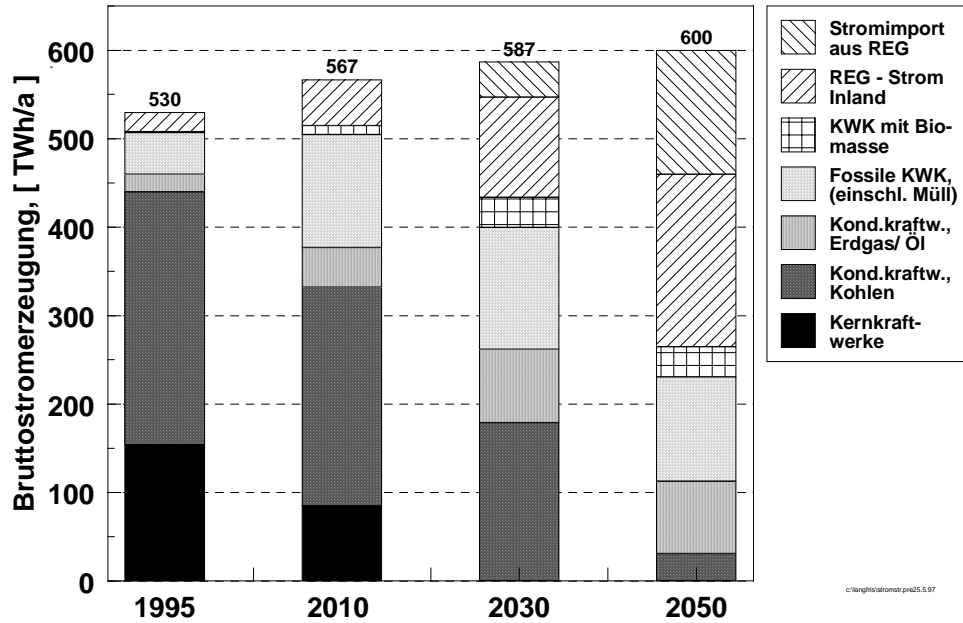


Abbildung 9.7: Struktur der Stromerzeugung im Langfristszenario „DLR“ nach Energiequellen und Kraftwerksarten

Festzuhalten ist, daß diese Etappe des Umbaus der Stromversorgung nur eingeleitet werden kann, wenn in den kommenden Jahren Kraftwerksneubauten **vorrangig** auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien vorgenommen werden und dadurch Kondensationsleistung zurückgedrängt wird. Dies macht deutlich, daß es unter den derzeitigen Bedingungen des liberalisierten Strommarktes bei der KWK nicht nur um einen Bestandsschutz gehen kann, sondern wirksame Maßnahmen ergriffen werden müssen, welche eine nennenswerte Ausweitung ihres Anteils innerhalb eines Jahrzehnts erlauben.

Die zweite Etappe des Umbaus der Stromversorgung ist durch einen deutlichen Zuwachs von Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien gekennzeichnet, der nach 2010 mit sich beschleunigender Marktdynamik einsetzt. (**Abbildung 9.8**; vgl. auch Abbildung 9.5). Im Jahr 2030 ist das Stromerzeugungspotential der Biomasse in der KWK mit 35 TWh/a in den vorgegebenen Potentialgrenzen voll ausgeschöpft, die Windenergie liefert, einschließlich Offshore-Anlagen 65 TWh/a und die Photovoltaik stellt mit 23 TWh/a bereits einen beträchtlichen Beitrag. Hinzu tritt importierter Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken mit Speicherbetrieb (40 TWh/a).¹⁴ Der Anteil fluktuierenden Stroms aus Wind und Photovoltaik beträgt 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 (Kondensations-KW und HKW) geprägt, welche in zunehmendem Maße den Aus-

¹⁴ Sehr erfolgreiche Einsparerfolge beim Stromverbrauch können die hier beispielhaft erläuterten Beiträge der Einzeltechnologien, insbesondere des Stromimports, natürlich verändern.

gleich zwischen fluktuierendem Angebot und Stromnachfrage sicherstellen (vgl. dazu u.a. /Kaltschmitt, Fishedick 1995/ und /Fishedick 1995/).

Nach 2030 werden in diesem Szenario erneuerbare Energien 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 mit 140 TWh/a etwa so hoch wie der heutige Beitrag der Kernenergie. Der fluktuierende Anteil der Stromerzeugung liegt bei 35 %. Der Beitrag fossiler Energien beim Kondensationsstrom stützt sich nun weitgehend auf gasgefeuerte GuD- und Gasturbinenanlagen; 25 % des Stroms kommt aus mit Erdgas, Biomasse und Kohle betriebenen KWK-Anlagen. Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, welche bereits 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.

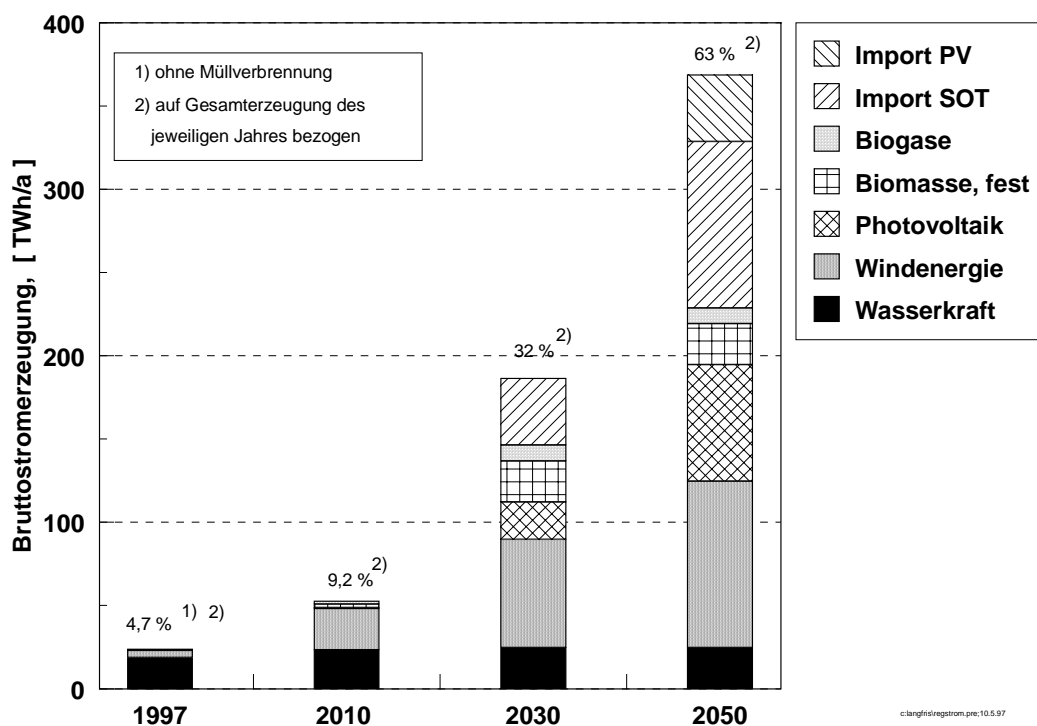


Abbildung 9.8: Beiträge erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung im Langfristszenario „DLR“ aufgeteilt nach Energiequellen (SOT = Solarthermische KW, PV = Photovoltaik; beispielhafte Aufteilung des Stromimports)

Mit einer zeitlichen Verzögerung wird auch der Wärmemarkt von den Umstrukturierungen ergriffen. Hier liegt der Schwerpunkt zunächst eindeutig bei der Mobilisierung der großen Einsparpotentiale im Altbaubestand. Das Verdopplungsziel für erneuerbare Energien schafft jedoch auch hier die Voraussetzungen für einen Übergang zu einer Wärmeversorgung auf zunehmend erneuerbarer Basis. Im Szenario hat daher der Aufbau von Nahwärmeversorgungen, die mit Heizzentralen und KWK-Anlagen auf Biomassebasis (längerfristig auch mit

Brennstoffzellen) sowie mit Solar- und Geothermieanlagen verknüpft sind, einen hohen Stellenwert. Auch in diesem Bereich zeigt sich, daß Effizienzsteigerungen in bestehenden Einrichtungen und Anlagen und Umbau des Energiesystems Hand in Hand gehen müssen, um langfristig tragfähige Versorgungsstrukturen zu schaffen.¹⁵

Die im Kapitel 3.2 durchgeführten Szenarioanalysen und die hier nochmals dargestellten Wechselwirkungen bei der erforderlichen Umstrukturierung der Energieversorgung machen deutlich, daß ein **substantielle Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien innerhalb des nächsten Jahrzehnts** eine unverzichtbare Voraussetzung darstellt, wenn die längerfristigen Ziele einer deutlichen Reduktion von CO₂-Emissionen fristgerecht erreicht werden sollen (**Tabelle 9.2**). Dabei ist sowohl das Zeitfenster als auch die Höhe der mobilisierbaren Beiträge von Bedeutung. Die ersten „Etappenziele“ beim Klimaschutz könnten zwar auch ohne ihren Ausbau erreicht werden. Nach einer weitgehenden Ausschöpfung der (kostengünstigen) Reduktionspotentiale in den Bereichen „Energieeinsparung und KWK“ würde der weitere Reduktionsprozess jedoch ins Stocken geraten. Für zwei weitere Handlungsfelder in der Energiepolitik ist die substantielle Nutzung erneuerbarer Energien ebenfalls unerlässlich und muß in absehbarer Zeit mit sichtbaren Erfolge vorangebracht werden. Der eine Bereich stellt die Reduktion bzw. den gewünschten Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie mit der Zielsetzung der Risikominimierung dar, der – neben politischen Beschlüssen – den äquivalenten Einsatz erneuerbarer Energien verlangt, wenn das Klimaschutzziel nicht verletzt werden soll. Der zweite Bereich stellt die Befriedigung der rasch wachsenden Energienachfrage in den weniger entwickelten Ländern dar, deren Energieversorgungsstrukturen sich gleichzeitig in raschem Wandel befinden. Die globalen Ziele des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung können nur erreicht werden, wenn diesen Ländern ausgereifte und kostengünstige (dezentrale und zentrale) Technologien der Nutzung erneuerbarer Energien rechtzeitig und in ausreichendem Maße angeboten werden können. Neben den zu lösenden Fragen der Finanzierung und Implementierung ist dabei der selbstverständliche kommerzielle Einsatz dieser Technologien in den Industrieländern eine entscheidende Voraussetzung.

¹⁵ Der Verkehrssektor, der in der vorliegenden Studie nicht behandelt wurde, wird im Langfristszenario „DLR“ erst relativ spät von den Umstrukturierungen in Richtung erneuerbare Energien erfaßt. Hier werden vorrangig die Mobilisierung technischer Einsparpotentiale und von Verlagerungspotentiale betrachtet, weil dies auf absehbare Zeit die effizientesten Teilstrategien im Hinblick auf den Klimaschutz sein dürften. Dies schließt nicht das Aufwachsen neuer Antriebssysteme aus (Brennstoffzelle; Elektroantrieb), die zu einem späteren Zeitpunkt sehr harmonisch mit erneuerbaren Energiequellen verknüpft werden können (z.B. Wasserstoff).

Tabelle 9.2: Wesentliche Thesen zum Umbau der Energieversorgung in Richtung einer größeren Nachhaltigkeit

- (1) Erneuerbare Energien sind nur in Verbindung mit verstärkter Rationeller Energienutzung in der Lage, einen maßgeblichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten. Ihre Gewichtung und die zeitlich zweckmäßigste Abfolge und Verzahnung sind für jeden der Teilmärkte (Strom, Wärme, Mobilität) unterschiedlich zu sehen.**
- (2) Klimaschutz und Risikominimierung erfordern in den nächsten Jahrzehnten deutliche strukturelle Veränderungen in der Energiewirtschaft - und zwar zeitlich vorrangig im Bereich der Stromerzeugung und -versorgung - die heute einzuleiten sind und die in gegenseitiger zeitlicher Abstimmung erfolgen müssen.**
- (3) Die Strukturveränderungen im Strombereich sind kurz- und mittelfristig vor allem durch verstärkte Stromeinsparanstrengungen, einem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und einem verstärkten Nutzung von Erdgas gekennzeichnet (Etappe 1); langfristig aber durch den Ausbau erneuerbarer Energien (Etappe 2).**
- (4) Zwischen 2030 und 2050 werden erneuerbare Energien zur wichtigsten Quelle für die Stromerzeugung. Neben der Nutzung heimischer erneuerbarer Energiequellen gewinnt dabei auch der Stromimport aus erneuerbaren Quellen zusehends an Bedeutung.**
- (5) Die Umstrukturierung des Wärmesektors finden langsamer statt, sie bringt jedoch längerfristig ebenfalls erhebliche Veränderungen mit sich. Kennzeichen einer zukünftigen Wärmeversorgung werden Nahwärmeversorgungen unterschiedlicher Größe sein, die eine gesicherte Wärmeversorgung aus verschiedenen Quellen erneuerbarer Energien hauptsächlich in Verbindung mit Erdgas gewährleisten. Einzelheizungen werden an Bedeutung verlieren. Erneuerbare Energien dringen auch in den Prozesswärmebereich vor.**
- (6) Eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien sowohl im Strom- wie im Wärmemarkt bis zum Jahr 2010 ist Minimalvoraussetzung und wichtiger Meilenstein, um die längerfristigen Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung hinsichtlich Klimaschutz, Ressourcenschonung und Risikominimierung zeitgerecht erfüllen zu können.**
- (7) Der Aufbau selbsttragender heimischer Märkte schafft auch die notwendigen Voraussetzungen, um mittels Export und Technologietransfer einen maßgeblichen Beitrag zu einer klimaverträglichen globalen Energieversorgung leisten zu können. Er sichert gleichzeitig eine aussichtsreiche Teilnahme an den wachsenden globalen Märkten für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien.**

9.5 Literatur zum Kapitel 9

- Allnoch, Schlusemann 1998 N. Allnoch, R. Schlusemann: NRW-Arbeitsplatzsstudie Regenerative Energietechnologien. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, IWR Münster, 1998
- Atlas 1997 Atlas-Studie im EU-Thermie-Programm: Energy Technology Information Base 1980-2010; EU, DGXVII, Brüssel, 1997; Chapter 6: Renewable Energy Technologies.
- Europäische Kommission 1996 Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020. Ein Szenarien-Ansatz. EU 1996
- Europäische Kommission 1997a Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. EU 1997
- Europäische Kommission 1997b The European Renewable Energy Study - TERES II, 1997
- Eurosolar 1997 Eurosolar-Studie: Der wirtschaftliche Stand der erneuerbaren Energien in der Europäischen Union und ihr Arbeitsplatzpotential. EUROSOLAR Bonn, 1997
- Fischedick 1995 M. Fischedick: Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund. IER-Forschungsbericht. Bd. 20, Stuttgart, Dezember 1995
- Forum 1998 Beschäftigungseffekte durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien. Forum für Zukunftsenergien (Hrsg.), Bonn 1998
- Gemeinschaftsstrategie 1999 Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Ein Arbeitspapier der EU-Kommissionsdienststellen, GD XVII, Brüssel, 1999
- Hohmeyer 1997 O. Hohmeyer: Beschäftigungseffekte durch die Umsetzung einer REN- und Reg-Strategie. Expertise im Rahmen des Projekts: Zukünftige Energiepolitik – Phase II (Gruppe Energie 2010), Mannheim, Dezember 1997
- IWR 1998 Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), Pressemitteilung vom 29.12.1998, Münster
- Kaltschmitt, Fischedick 1995 M. Kaltschmitt, M. Fischedick: Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund. C.F. Müller Verlag, Heidelberg 1995
- Langniß 1997 O. Langniß, J. Nitsch: Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010. Expertise im Rahmen des Projekts: Zukünftige Energiepolitik – Phase II (Gruppe Energie 2010), Stuttgart, Mai 1997
- Lovins, Hennicke 1999 A. Lovins, P. Hennicke: Voller Energie – Die globale Faktor-Vier-Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg. Campus-Verlag 1999

- Nitsch, Luther 1997 J. Nitsch, J. Luther, O. Langniß, E. Wiemken: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. DLR Stuttgart, ISE Freiburg 1997; auch: Forschungsverbund Sonnenenergie, H.P. Hertlein, P. Tolksdorf (Hrsg.), Köln, April 1998
- Wüstenhagen 1999 R. Wüstenhagen: Dezentrale Energie: Alte Hüte auf neuen Köpfen? IWÖ-Diskussionsbeitrag Nr.72, St. Gallen, Januar 1999, S. 1-6
- Wuppertal 1998 M. Fishedick, G. Lechtenböhrer et al.: Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz. Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen. Düsseldorf; Kapitel 5: Reduktionsanforderungen im gesamtsystemaren Kontext. Wuppertal-Institut, Wuppertal, Juli 1998
- Wuppertal Institut 1999 M. Fishedick et al.: Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer Sicht, Studie im Auftrag des BMU, in Bearbeitung

Anhang 1: Frageliste Expertenanhörung und Dokumentation

Expertenanhörung
zum
Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)
und anderer Instrumente
zur Förderung regenerativer Energien

18. November 1998
10.30 Uhr bis 15.00 Uhr

im

Forum für Zukunftsenergien e.V.
Godesberger Allee 90
53175 Bonn

im Rahmen der Studie für das Umweltbundesamt: „Klimaschutz durch die Nutzung erneuerbarer Energien“ (UFOPLAN 1998, Vorhaben FKZ 29897340).

Novellierungs-, bzw. Anpassungsmöglichkeiten des StrEG

1. Sehen Sie das StrEG als grundsätzlich geeignetes Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an oder gibt es eindeutig bessere Instrumente ? (vgl. Abschnitt B)

2. Welche der Bestimmungen des StrEG können in Bezug auf die Verträglichkeit mit der EU - Binnenmarktrichtlinie (Stromrichtlinie) die größten Fragen bzw. Probleme aufwerfen:

Die ungleiche regionale Belastung der Netzbetreiber ?

Die Festlegung der Vergütung auf 80 bzw. 90 % der Durchschnittserlöse für Strom?

Keine degressive Gestaltung der Vergütung; sowohl hinsichtlich der Vergütung für die einzelne Anlage über den Abschreibungszeitraum hinaus als auch bei technischen, kostensenkenden Fortschritt?

3. Das StrEG wird von der bisherigen Bundesregierung und der EU-Kommission als Betriebsbeihilfe aufgefaßt bzw. interpretiert.

Kann es auch als Mehrvergütung für die Vermeidung externer Kosten (der derzeitigen Strombereitstellung) aufgefaßt werden?

Können zur Begründung das Umweltschutzziel z.B des EnWG oder die Vorsorgepflicht des Staates herangezogen werden?

Wenn eine derartige Begründung möglich ist, wie wäre dann die Höhe der Vergütung zu bestimmen vor dem Hintergrund, daß externe Kosten nicht exakt zu ermitteln sind?

4. Ist im Rahmen des jetzigen StrEG eine bundesweite Ausgleichsregelung durch ein Umlageverfahren über alle Netzbetreiber machbar?

Kann die Finanzierung durch einen verordneten Netzaufschlag erfolgen ? Welche verfassungs- und europarechtlichen Hürden stehen dem u.U. im Wege?

Kann durch eine derartige Regelung die zweifache Fünf-Prozent-Deckelung entfallen?

Kann die gewünschte Selbstverpflichtung der Stromwirtschaft zur Steigerung von Strom aus regenerativen Energien (REG) nach § 4a (1) des StrEG darin bestehen, selbst für einen wirksamen regionalen Ausgleich der Mehrbelastung zu sorgen ? Welche Einwirkungsmöglichkeiten hat hier die Bundesregierung?

Wie beurteilen Sie die Möglichkeit, sich durch parallelen Leitungsbau einem Netzkostenaufschlag zu entziehen?

Welche anderen Möglichkeiten der Finanzierung und des regionalen Ausgleichs der Mehrkosten des StrEG sehen Sie?

5. Sind „kostenorientierte“ Vergütungssätze, z.B. zeitliche Begrenzung, Differenzierung nach Techniken , Degression bei Technikfortschritt, u.ä. geeignete Möglichkeiten, das StrEG zu verbessern, z. B. hinsichtlich eines verstärkten Anreizes für technologische Verbesserungen?

rungen, des Ausschöpfens von Kosteneinsparungspotentialen und des Verhinderns von Überförderung?

Wird damit der „Beihilfecharakter“ des StrEG festgeschrieben?

Kann andererseits dadurch besser ersichtlich gemacht werden, daß das StrEG eine „Interimslösung“ darstellt (bis durch Technikfortschritt einerseits und z.B. Energiesteuern andererseits die „Kostenlücke“ zwischen REG und herkömmlichen Energietechniken geschlossen wird)?

Wie beurteilen Sie den damit verknüpften Verwaltungs- und Regulierungsaufwand?

Kann die „Verbändevereinbarung“ ein Modell sein für die Förderung der REG nach Beendigung der festgesetzten Förderphase?

6. Sehen sie im Ansatz der „vermiedenen Kosten“ eine geeignete Möglichkeit, die durch das StrEG entstehenden Mehrkosten zu definieren?

Wenn ja, wie sollten sie definiert werden und wer soll sie festlegen (Netzbetreiber, Preisaufsicht, andere)?

Reicht für eine belastbare Kalkulation dieser Kosten der jetzige Stand der Trennung von Erzeugung, Transport und Verteilung (Unbundling) aus?

7. Kann der Gesetzgeber bei der Bestimmung von Netzanschlußkosten festlegen, daß Netzverstärkungsmaßnahmen als Gemeinschaftsaufgabe anzusehen sind und damit vom Netzbetreiber zu erbringen sind bzw. als Systemleistung bei den Durchleitungskosten zu berücksichtigen sind?

Bis zu welcher Grenze sollte ggf. diese Verpflichtung gehen?

Sollte eine derartige Verpflichtung ggf. in bundesweite Ausgleichsregelungen einbezogen werden?

Vergleich instrumenteller Alternativen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

1. Die bisherigen Erfahrungen bei Ausbau der Windenergie scheinen für preisorientierte Instrumente zu sprechen.

Können daraus grundsätzliche „Schwächen“ anderer Instrumente abgeleitet werden oder hängt der Erfolg der preisorientierten Instrumente mit den bisherigen Struktur des Strommarktes (Monopole bzw. unvollkommene Märkte) zusammen ?

Lassen sich die Mängel der bisherigen Mengenregelungen beheben oder sind sie eher grundsätzlicher Natur ?

2. Bei Einspeise- bzw. Preisregelungen werden u.a. auch verfassungsrechtliche Bedenken angemeldet. Gibt es bei Mengenregelungen ebenfalls verfassungsrechtliche Bedenken ?

3. Aus der Stromrichtlinie der EU und dem Bericht über den Harmonisierungsbedarf im Elektrizitätsbinnenmarkt scheint sich eine Mengenregelung (Quote, Handel mit Zertifikaten; Ausschreibungsverfahren) als zu bevorzugendes Instrument herauszukristallisieren.

Was spricht aus wettbewerbsrechtlicher Sicht für eine derartige Regelung ?

Wie wirkt sich eine Mengenregelung aus, wenn der Marktmechanismus ansonsten auf möglichst niedrige Strompreise abzielt ?

4. Sollte versucht werden, eine möglichst einheitliche europäische Regelung zur (finanziellen) Förderung regenerativer Energien zu schaffen, die für alle EU-Länder verbindlich ist oder halten Sie Mindestanforderungen für zweckmäßiger, die es den einzelnen Ländern ermöglichen, sowohl preisorientierte als auch mengenorientierte Instrumente einzusetzen (Subsidiaritätsprinzip)? Sind Kombinationen beider Instrumentenarten möglich bzw. zweckmäßig ?
5. Wie müßte in Grundzügen eine Mengenregelung aussehen, die in ausreichendem Maße den unterschiedlichen technischen und ökonomischen Status der REG-Technologien berücksichtigt ?

Muß eine Quote (bzw. Bandbreite) für jede Technologie festgelegt werden ?

Ist es erforderlich, eine Mindestbeteiligung privater IPP vorzusehen ?

Wie beurteilen Sie den damit verbundenen Verwaltungs- und Regulierungsaufwand ; auch im Vergleich zu demjenigen des StrEG ?

6. Unter welchen Voraussetzungen können freiwillige Instrumente („Grüner Strom“, „Green Pricing“, Selbstverpflichtungen u.ä.) obige Instrumente ersetzen ? Oder sollten sie lediglich als Ergänzung einer staatlich veranlaßten Unterstützung gesehen werden ?

Ansätze zur Förderung der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien

1. Einspeiseregulungen lassen sich nicht auf den Wärmemarkt übertragen. Bei Mengenregelungen scheint dies zumindest partiell möglich zu sein .

Kann die Gas- und Heizölwirtschaft veranlaßt werden, eine bestimmte „Quote“ an regenerativer Wärmeerzeugung durch Investitionen in entsprechende Anlagen zu erfüllen?

Kann die Quote durch eine Abgabe erfüllt werden, mit der Investitionen in der regenerativen Wärmeerzeugung gefördert werden oder ist eine Zertifikatslösung vorzuziehen ?

Welche anderen Akteure sollten noch einbezogen werden ?

2. Wie beurteilen Sie im Vergleich dazu die Möglichkeiten einer steuerlichen Entlastung (z.B. Wegfall der MWSt., verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten u.ä.) für Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung ?

Dokumentation

Experten-Hearing zu den Fortschreibungsoptionen des deutschen Stromeinspeisungsgesetzes

Im Zuge der Anhörung wurden die Experten nacheinander zu zwei Themenschwerpunkten befragt (vgl. Frageliste):

- 1. Novellierungs-, bzw. Anpassungsmöglichkeiten des StrEG**
- 2. Vergleich instrumenteller Alternativen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**

Als Experten trugen vor:

Herr Apfelstedt Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familien und Gesundheit Mainzer Straße 80 65189 Wiesbaden	Dr. Menges Energienstiftung Schleswig-Holstein Dänische Straße 3 - 9 24103 Kiel
Prof. Dr. Leprich Hochschule für Technik und Wirtschaft Waldhausweg 14 66123 Saarbrücken	Herr Mengers Ministerium für Finanzen und Energie Adolf Westphal Str. 4 24143 Kiel

Weiterhin anwesend waren:

<ul style="list-style-type: none">• Dr. Dreher, UBA• Dr. Dürrschmidt, BMU• Dr. Feuerborn, BMWi• Dr. Glatzel, UBA• Frau Fritz, UBA	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Allnoch, IWR• Dr. Baumert, Forum• Herr Eichelbrönner, Forum• Dr. Fischdick, WI• Herr Nast, DLR• Dr. Nitsch, DLR• Herr Staiß, ZSW• Frau Staude, ZSW
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Novellierungs- bzw. Anpassungsmöglichkeiten des StrEG

Nach Meinung aller Experten hat sich das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) als ein prinzipiell geeignetes Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien erwiesen. Gleichfalls wurden die Ergebnisse dieses Förderinstrumentes mit Blick auf die erzielte Zubaudynamik von regenerativ gespeisten Erzeugungskapazitäten - insbesondere der Windenergie - als besonders erfolgreich bezeichnet. Allerdings sei diese positive Bilanz in einer Situation der wettbewerblichen Ausnahmeregelung bzw. auf der Basis regulierter monopolistischer Angebotsstrukturen entstanden. Im Zuge der fortschreitenden Liberalisierung der Energiemärkte sei nun in jedem Fall eine Anpassung an die sich wandelnden Randbedingungen erforderlich. Die jüngste Novellierung des StrEG habe sich bereits in eine entsprechende Richtung bewegt. In einem Energiemarkt mit klaren Wettbewerbsregeln könnten aber auch andere Instrumente als das StrEG zielführend sein. (vgl. 2. Teil).

Die in der anliegenden Frageliste angesprochenen Schwachstellen des StrEG werden auch von den Experten als verbesserungsbedürftig angesehen. Angesprochen und diskutiert wurden insbesondere:

Die räumliche Disparität der Belastungen der Netzbetreiber und die derzeit unzureichenden Möglichkeiten für einen Ausgleich. Hierbei spielt die juristische Zuordnung des StrEG eine wichtige Rolle (siehe unten).

Die – als unvermeidbar beurteilte – Willkür bei der Festlegung der Vergütungshöhe, die eine eindeutige Anbindung an z.B. vermiedene oder externe Kosten nicht im vollen Umfang gewährleisten. Aus Gründen der Praktikabilität könne dieser Umstand rechtlich aber toleriert werden. Wichtig sei, daß die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) den aufzunehmenden umweltschonend erzeugten Strom nicht selbst billiger erzeugen. Hingewiesen wurde in diesem Zusammenhang auf die theoretisch zwar mögliche, praktisch aber nicht durchführbare Ermittlung von externen Kosten. Ebenfalls nur schwer zu berechnen seien die vermiedenen Kosten. Im volkswirtschaftlich optimalen Sinne müsse hier mit den langfristigen Systemgrenzkosten des Gesamtnetzes sowie des daran gebundenen Kraftwerksparks gerechnet werden. Dieses setze zumindest die Bekanntheit eines – unter Berücksichtigung regenerativer Energien und der künftigen Nachfrage – optimierten Kraftwerksparks voraus.

Herr Mengers schlug in diesem Zusammenhang vor, die Vergütungspreise als Verdrängungspreise zu definieren und sie damit entsprechend der Kosten für Grund-, Mittel- und Spitzenlastpreis zu staffeln. Unklar blieb allerdings, auf welche Art und durch wen die Zeitpreise festzulegen seien.

Nach Meinung von Prof. Leprich könnten mangels Kenntnis des zukünftigen Kraftwerksparks hilfsweise die heute geltenden Grenzkosten herangezogen werden. Diese könnten von den künftig selbständigen (d.h. entflochtenen) Netzbetreibern ausgewiesen und zur Festlegung der Vergütung herangezogen werden. Im Plenum wurde die Angemessenheit dieser Vorgehensweise bezweifelt. Angesichts hoher bestehender Überkapazitäten und in Folge dessen angebotener Strommengen unterhalb der Stromgestehungskosten, sowie im Hinweis auf die dann letztlich wiederum einzuführende Preis- und Investitionsaufsicht seien hier Zweifel angebracht.

Die fehlende degressive Ausgestaltung der Vergütung. Zwar wird eine degressive Ausgestaltung der Vergütungssätze und eine Differenzierung nach Techniken im Rahmen des StrEG für machbar gehalten, jedoch auch skeptisch bewertet: Öko-Strom gleicher Qualität würde so mit unterschiedlichen Kosten bewertet (Apfelstedt); der Regulierungs- und Transaktionsaufwand würde bedenklich anwachsen (Dr. Mengers, Prof. Leprich). Allerdings sind damit gewisse Nebenziele – z.B. strukturpolitischer Art - differenzierter erreichbar (Prof. Leprich).

Die Interpretationsfähigkeit und demnach nicht eindeutige Rechtsposition des StrEG im Hinblick auf das EU-Recht. Einigkeit bestand unter den Experten, daß das StrEG - entgegen jetziger Interpretation der EU - nicht den Tatbestand einer Beihilfe erfülle. Das StrEG sei eher als eine Umweltentlastungsaufgabe anzusehen, deren Erlaß den einzelnen Mitgliedstaaten der EU freigestellt ist. Bei einer Umweltentlastungsaufgabe im marktwirtschaftlichen Rahmen sei von einer Beihilfe nicht zu sprechen, die im Zusammenhang mit Beihilferegelungen geforderte Preis-/Vergütungsdegression sei bei Umweltauflagen rechtlich nicht relevant. Das wirtschaftspolitische Interesse an niedrigen Umweltzusatzkosten würde aber durch die Marktorganisation des betreffenden Umweltdienstleistungsmarktes erfüllt.

Herr Mengers wies in diesem Zusammenhang darauf hin, daß die Vergütung des nach StrEG eingespeisten Stromes nicht aus staatlichen Quellen finanziert sei. Schon deshalb sei der Tatbestand der Beihilfe nicht gegeben. Die EU-Wettbewerbskonformität des StrEG sei prinzipiell aber auch im Sinne einer Beihilferegelung gewährleistet. Falls zukünftig eine Quotenregelung zum Zuge kommen sollte, müßte verstärkt auf eine Kompatibilität mit dem Warenverkehrsrecht geachtet werden.

Herr Mengers weist in diesem Zusammenhang auf die hoheitliche Aufgabe des Staates zum Schutz der Umwelt hin (Artikel 20 GG). Hieraus sei prinzipiell auch eine Vorrangpolitik von regenerativen gegenüber konventionellen Energieträgern - wie sie mit Hilfe des StrEG sehr gut verwirklicht sei - begründbar. Problematisch könne jedoch die Verletzung der den Wettbewerb garantierenden Regelungen im EU-Recht sein. Seiner Auffassung nach sei aber aufgrund der privatfinanzierten Vergütungspflicht der Netzbetreiber kein Subventionstatbestand also auch kein Verstoß gegeben. Auch im Hinblick auf die regionale Ungleichbelastung von Netzbetreibern sei eine Verletzung von wettbewerbsgewährleistenden Regelungen ausgeschlossen, da das StrEG eine Härteregelung beinhalte (welche trotz anhaltender Klagen von den benachteiligten EVU bis heute noch nicht in Anspruch genommen wurde) und somit auch das Verhältnismäßigkeitsgebot eingehalten werde. Gestützt sei die Akzeptabilität der regional dispersen Belastung von Netzbetreiber darüber hinaus durch das Argument, daß der Staat im Zuge der Durchsetzung übergeordneter Zielsetzungen typisierend handeln dürfe. Schließlich führe die durch das StrEG geförderte Verdrängung von Absatzoptionen konventionell erzeugten Stromes zwar ggf. zu Gewinneinschränkungen, sei aber prinzipiell nicht als Eingriff in Eigentumsstrukturen zu interpretieren und insofern auch kein Sanktionsgrund.

Vor allem mit Blick auf die fortschreitende Liberalisierung des Energiemarktes, aber auch in Antizipation des daraus möglicherweise erwachsenden Harmonisierungsbedarfs seitens der EU, stimmten die Experten darüber ein, daß eine Modifizierung des bestehenden StrEG naheliegend sei. Dr. Menges wies in diesem Zusammenhang aber darauf hin, daß zwischen dem regulativen Ziel der Stärkung des Prinzips dezentraler Marktsteuerung durch Wettbewerbspolitik und umweltpolitischen Zielsetzungen unterschieden werden müsse. Hier sei zunächst ein Abgleich zwischen Schutz- und Gestaltungszielen zu leisten. Prinzipiell gelte für ihn die Regel, daß zunächst klare Zielsetzungen formuliert sein müßten, damit dann die Wahl des effizientesten Instrumentariums vorgenommen werden könne. Prof. Dr. Leprich stimmte diesem mit der zusätzlichen Bemerkung zu, daß ebenfalls eine Priorisierung von Nebenzielen erfolgen müsse. Beispielsweise seien die struktur- oder technologiepolitischen Zielsetzung der Förderung von regenerativen Energien vor allem mit Hilfe standort- oder technikgebundener Subregelungen zu erreichen. Diese Subregulierung könne dann aber wieder kontraproduktiv für Zubaudynamiken oder Innovationsanreize sein. Er selbst würde die Implementierung solchartiger Subregelungen durchaus begrüßen, sofern der damit verbundene höhere administrative Aufwand gerechtfertigt sei.

Bezüglich der Frage, ob das Problem der ungleichen Belastung der Netzbetreiber durch ein bundesweites Umlageverfahren gelöst werden könne, herrschte Uneinigkeit bei den Experten.

Herr Apfelstedt beurteilte ein Ausgleichsfondsmodell für den Mehr- und Minderlastenausgleich der die Netzbetriebe nach dem StrEG bei Pflichteinhaltung treffenden Lasten als verfassungswidrig. An jeden Netzbetreiber werde unterschiedslos die gleiche Forderung nach Aufnahme und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien gestellt. Für eine Ausgleichsabgabe zwischen den Netzbetreibern gebe es daher keine ausreichende Rechtsgrundlage. Denkbar sei möglicherweise dagegen ein Gesamtfinanzierungsabgabemodell, bei welchem eine allgemeine Abgabe auf Energie über einen Fonds (ggfls. mit Abführung an die Netzbetreiber) die Zuwendungen an die Einspeiser finanziert. Dabei handele es sich dann allerdings doch um eine Beihilfe im Sinne des EU-Rechts, so daß sich Probleme bei einer degressiven Ausgestaltung der Einspeisevergütung ergeben können. Außerdem sei zu erwarten, daß die Regulierung dieses Modells mit einem sehr hohen administrativen Aufwand einher gehe. Seiner Auffassung nach sei zudem dringlicher Weise zunächst die Einführung einer Quote erforderlich. Die Quote werde gebraucht um festzustellen, welches umweltschützerische Pflichtniveau dem Stromverbraucher auferlegt sei. Damit sei dann auch festgelegt, welche Mehrbelastung auf ihn bzw. „seinen“ Netzbetreiber zukommt. Räumliche Disparitäten könnten damit aufgefangen werden. Voraussetzung sei aber in jedem Fall ein geregelter Netzzugang für alle Erzeuger. Er verwies hier auf die entsprechenden Forderungen von Greenpeace, die er nachhaltig unterstütze.

Herr Mengers widersprach der Auffassung Apfelstedts, daß das vorgeschlagene Netzausgleichsmodell verfassungswidrig sei. Jeder Netzbetreiber habe prinzipiell selbst die Möglichkeit, CO₂ durch den Einsatz erneuerbarer Energien einzusparen. Wenn dies ein anderer für ihn tun muß, so sei eine Ausgleichsabgabe gerechtfertigt. Für ihn ist ein Poolingmodell die beste Lösung. In dem Pool würden die Gesamtbelastungen der Netzbetreiber zusammengeführt und - z.B. in Relation zum Stromabsatz - umverteilt. Ebenfalls ablehnend stand er der Haltung gegenüber, daß die Hauptlast des durch umweltschützerische Maßnahmen entstehenden Mehrbelastungen beim Verbraucher liegen solle. Seiner Meinung nach sind die Netzbetreiber deshalb und richtigerweise die Hauptadressaten des StrEG, weil diese den Strombezug innerhalb ihres Versorgungsgebietes leisten und damit auch über das Angebot an den Abnehmer bestimmen, welches dieser letztlich nur akzeptieren könne. Berechtigt sei allerdings das Anliegen, die regional unterschiedlichen Mehrbelastungen aufzufangen.

Dr. Menges wies in diesem Zusammenhang darauf hin, daß eine Fondslösung ebenfalls auf eine Quotenlösung hinauslaufen müsse. Allerdings solle diese seiner Ansicht nach allenfalls übergangsweise auf dem Wege der freiwilligen Selbstverpflichtung gefunden werden. Er wies aber ausdrücklich darauf hin, daß sich der Trend zu vernetzten globalen Märkten auch im Strombereich durchsetzen werde. Damit wäre über kurz oder lang auch die regionale Nivellierung von Strompreisen zu erwarten. Preisregulierungen sowie Umverteilungsmechanismen könnten dann schnell ins Leere greifen. Deshalb sehe er die Einführung von Quotierungen ebenfalls als erforderlich an.

Prof. Dr. Leprich sieht die Möglichkeit von Netzaufschlagsmodellen als gegebene und akzeptable Lösung von Ungleichbelastungen an. Dies würden auch durch den möglichen Zubau von Parallelleitungen nicht in Frage gestellt.

Vergleich instrumenteller Alternativen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Bezüglich möglicher Alternativen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde im wesentlichen diskutiert, ob und gegebenenfalls wie das preisregulierte

StrEG durch ein mengenregulierendes Quotenmodell ersetzt bzw. ergänzt werden könnte. Ausschreibungsverfahren mit Anbieterwettbewerb – eine aus Großbritannien bekannte Alternative – wurde nicht vertiefend erörtert. Grundsätzliche verfassungsmäßige Bedenken gegen eine Quotenregelung oder entsprechende Unvereinbarkeiten mit EU-Recht wurden nicht erhoben. Eine festzulegende Menge (Quote) kann als einzuhaltender Umweltschutzstandard aufgefaßt werden, was verfassungsrechtlich kein Problem darstelle (Apfelstedt). Einem möglichen Konflikt mit dem Warenverkehrsrecht sollte frühzeitig entgegengesteuert werden. Hierzu ist es nach Ansicht von Herrn Apfelstedt notwendig, daß verdeutlicht wird, daß Strom aus erneuerbaren Energiequellen aufgrund seiner günstigeren Umweltintensität eine andere Ware darstelle, als konventionell erzeugter Strom (gespaltener Markt).

Prinzipiell gilt: Quoten können sich auf zu erzeugende Mengen, anzubietende Mengen, nachzufragende Mengen und zu fördernde Techniken beziehen. Weiterhin können Quoten nach räumlich und zeitlichen Aspekten unterschieden werden. Sie können als Minimumregel aber auch als Höchstbegrenzung gelten. Sie können absolute oder relative Werte repräsentieren. Schließlich kann aufgrund ökonomischer Überlegungen statt der physischen Erfüllung von quotierten Verpflichtungen die ersatzweise monetäre Erfüllung der Pflicht akzeptiert werden (Zertifikatshandel). Zudem kann die Quotenerfüllung durch z.B. finanzielle Beihilfen erleichtert werden.

Vor diesem Hintergrund vertrat Herr Apfelstedt folgendes Modell als beste Alternative zum StrEG: Dem Letztverbraucher wird der Kauf einer in der Höhe relativ zu seinem Stromverbrauch gestaltete Minimalquote (Minimal-Consumption) regenerativ erzeugten Stromes auferlegt. Hierdurch würd der gesamte Strommarkt in die Bestandteile „Öko-Strom-Markt“ und „Konventioneller Strommarkt“ aufgeteilt. Der Netzzugang sei diskriminierungsfrei geregelt. Im liberalisierten Markt wäre jeder Verbraucher in der Lage „seinen“ Versorger auf den jeweiligen Marktsegmenten z.B. nach Preisgünstigkeit auszuwählen. Durch eine Pflichtkaufquote in Relation zum Verbrauch könne die Preisregulierung (Andienungsrecht gegenüber Netzbetreibern mit geregelten Vergütungen der Netzbetriebe an Einspeiser) ohne Nachteile für den Umwelteffekt und ohne Nachteile für die Erlöse der Ökostromproduzenten verzichtet werden. Die Ursache für die regionalspezifischen Belastungsunterschiede der von den einzelnen Netzbetreibern abhängigen Verbraucher entfielen dann. Um auch heute noch teuren erneuerbaren Energiequellen, wie beispielsweise der PV, einen Zutritt zum Markt zu verschaffen, könnte ein Strombezug aus diesen Quellen bei der Berechnung der Minimalquote mit einem höheren Wichtungsfaktor versehen werden (System von „Wechselkursen“ zwischen den unterschiedlichen Techniken). Mittel- bis langfristig könne damit die Wettbewerbsfähigkeit regenerativ erzeugten Stromes besser gesichert werden, als mit Hilfe eines Preisregulierungsinstrumentes. Von Ausschreibungsverfahren rät Herr Apfelstedt ab. Zertifikate oder Quoten seien empfehlenswerter.

Herr Mengers widersprach dieser Vorstellung. Voraussetzung für das Funktionieren des Modells wäre die Feststellung der optimalen Verbrauchsmengen, welche dann durch die Quote repräsentiert würde. Ist diese Menge falsch gewählt, dann würden – aufgrund des knappheitsgeschuldeten Konkurrenzmechanismus - heftige Preisausschläge nach oben (bei zu hoch angesetzter Quote, Anbietermarkt) oder unten (bei zu niedrigem Ansatz, Nachfragermarkt) erfolgen. Wenn dann eine zieladäquate Nachjustierung der Mengenvorgaben nicht gelänge, wäre schließlich erneut eine Preisregulierung notwendig. Eine Preisregulierung sei daher prinzipiell besser geeignet. Bedenklich sei auch die Wahl der Nachfrager als Angriffspunkt für die Quote. Hier könnte es sich um eine unzulässige Freiheitsbeschränkung handeln, da niemand zum Kauf von Produkten verpflichtet werden könne, die er nicht haben will. Zum Thema Zertifikatshandel äußerte Herr Mengers die Auffassung, daß der Handel mit Zertifikaten nicht geeignet sei die Produktion von regenerativ erzeugtem Strom zu gewährleisten. Insofern sei er auch nicht zielführend.

Dr. Menges zählte die seiner Meinung nach relativ leichte Anbindung sowie die EU-Rechtverträglichkeit von Quotierungen an das bestehende StrEG als großen Vorteil einer zukünftigen Mengenregulierung. Ebenfalls sehe er gegenüber einem allein preisregulierten Markt den Vorteil zusätzlicher Effizienzreize, z.B. dann, wenn über die Quote ein degressiver Vergütungseffekt erreicht werde. Ähnliches könne im übrigen auch mit Hilfe eines neuen Vergütungsfinanzierungsanteils z.B. aus einem Öko-Steueraufkommen erreicht werden. Hierdurch seien unter anderem auch Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Beispielhaft könne hier das holländische Modell sein, welches nach seiner Auffassung eine gute Mischung aus Preis- und Mengenregulierung darstelle und zudem einen Öko-Steueranteil in die Vergütung regenerativ erzeugten Stromes einbezieht. Notwendig sei aber unbedingt, dass Quotierungen für jeden transparent und glaubwürdig eingeführt würden. Als Problemzonen einer Quotenlösung fügt er an:

Eine langfristig glaubwürdige Quotenfestlegung durch die Regierung sei eine unerlässliche Voraussetzung für den Erfolg einer Quotenregelung.

Die allgemeine Einführung einer Quote könnte insbesondere die Investitionsneigung von Großinvestoren anregen, welche dann die bisher dominierenden Kleininvestoren vom Markt drängen könnten. Falls man die bisherige Anbieterstruktur beibehalten wolle, müsse dies durch komplementäre Instrumente aufgefangen werden. Zumindest müsse ein geregelter Netzzugang gewährleistet sein.

Bestehende Marktpotentiale könnten durch die Vorgabe einer Quote gedeckelt werden. Z.B. habe im Vorfeld des StrEG niemand mit den schließlich realisierten Zubauzahlen im Windenergiebereich rechnen können.

Eine Quote ist „blind“ gegenüber einzelnen Technologien. Will man eine gezielte Technologieförderung, so sind komplementäre Instrumente erforderlich.

Der administrative Aufwand ist in Relation zu einer Preisregelung bedeutend höher anzusetzen.

Die derzeit notwendige Separierung von physischem und monetärem Stromhandel (z.B. mit Hilfe von frei handelbaren Zertifikaten) ist eine Folge der heutigen Regeln für die Netzdurchleitung. Sobald die Kosten für die Netzdurchleitung entfernungsunabhängig sind, kann diese Separierung wieder entfallen.

Prof. Dr. Leprich teilte seine grundsätzlichen Bedenken mit, daß ein Preisregulierungsmodell wie das des StrEG in liberalen Energiemärkten Bestand haben könne. Allerdings habe er auch Bedenken bereits heute ein Quotenmodell einzuführen. Möglicherweise sei ein Übergang auf ein (nach Techniken differenziertes) Quotenmodell auf die Dauer zwar unumgänglich - obwohl dies stets mit höheren Verwaltungskosten verbunden ist. Aber zumindest solange noch kein echter Wettbewerbsmarkt im Strommarkt realisiert sei, seien regenerative Energien auf den Schutz durch Preisregulierungen angewiesen. Man solle auch deshalb ein Quotenregelung nicht zu früh einführen, da die Planungssicherheit für Investoren sehr viel geringer ist als beim bestehenden StrEG, denn Quoten müssen politisch vereinbart und sukzessive erhöht werden, um eine stabile Marktentwicklung zu gewährleisten. Freiwillige Instrumente wie „grüne“ Tarife könnten zwar andere Maßnahmen ergänzen, aber die erforderliche Schutzfunktion seiner Meinung nach nicht leisten.

Anhang 2

Dokumentation der

Expertenanhörung Grüner Strom in Deutschland

9. Juni 1999

in

Bonn

Dokumentation Experten-Hearing „Grüner Strom in Deutschland“

Das im folgenden dokumentierte Experten-Hearing fand am 9. Juni 1999 in Bonn statt. Zur Vorbereitung des Hearings wurde den Experten eine detaillierte Frageliste mit der Bitte um Stellungnahme zugesandt. Die Frageliste liegt dieser Dokumentation in Anlage bei.

Nach Begrüßung durch Dr. Dürrschmidt (BMU) und kurzer Einführung in die Zielsetzung und den Ablauf des Projektes „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“ durch den Projektleiter Dr. Nitsch, wurden die Experten im Zuge der Anhörung nacheinander zu vier Themenschwerpunkten befragt:

1. Wie entwickelt sich der Markt? Erfahrungen der Marktpartner
2. Grüner Strom im liberalisierten Energiemarkt
3. Netzzugang und Durchleitung
4. Grüne Tarife und öffentliche Förderung

Als Experten trugen vor:

Name	Institution
Günther Benik	Naturstrom AG Mindener Straße 12 40227 Düsseldorf
Kerstin Kaproth	NaturEnergie AG Am Wasserkraftwerk 49 79639 Grenzach-Wyhlen
Wolfgang Heller	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) Gustav-Heinemann-Ufer 84-88 50968 Köln
Richard Huwer	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW e.V. Stresemannallee 23 60596 Frankfurt
Dr. Isabell Ulber	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW e.V. Stresemannallee 23 60596 Frankfurt
Jochen Markard	EAWAG – Forschungszentrum für Limnologie Seestr. 79 CH - 6027 Kastanienbaum
Dr. Michael Ritzau	Beratende Ingenieure für Energiewirtschaft und Technik (BET) Bahnhofstraße 23 52064 Aachen
Dr. Haiko Pieplow	BM für Umwelt, Naturschutz u. Reaktorsicherheit Arbeitsgruppe G 15 Bernkasteler Str. 8 53175 Bonn

Seitens des Projektverbundes nahmen teil:

Dr. Wolfhart Dürrschmidt	BMU
Dr. Bernhard Dreher	UBA
Dr. Wolf-Dieter Glatzel	UBA
Frau Schwermer	UBA
Dr. Joachim Nitsch	DLR (Projektleiter)
Dr. Norbert Allnoch	IWR
Dr. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut
Dr. Frithjof Staiß	ZSW
Uta Staude	ZSW
Dr. Martin Baumert	Forum für Zukunftsenergien

Wie entwickelt sich der Markt?

Erfahrungen der Marktpartner

Nach einhelliger Meinung entwickelt sich der Markt für Grünen Strom gegenwärtig sehr dynamisch. Eine Umfrage des VdEW habe ergeben, daß zum Zeitpunkt März 1999 44 Verbandunternehmen ca. 25.000 bis 30.000 Kunden mit grünen Strom versorgten. Weitere 33 Energieversorgungsunternehmen (EVU) planten ihren Marktzutritt bis zum Ende des Jahres 1999. Lediglich 5 % der in der VdEW vertretenden EVU bewerteten die Chancen grüner Stromangebote als nicht-marktfähig. Dennoch würde grüner Strom unter gegebenen Bedingungen dauerhaft ein Nischenangebot mit Marktanteilen deutlich unter 10 % bleiben (Huwer, VdEW). Eine Marktanalyse der NaturEnergie habe ergeben, daß etwa 3 Prozent der Kundschaft zur Zahlung eines 20prozentigen Tarifaufschlages für den Bezug von grünem Strom bereit sei (Kaproth, NaturEnergie).

In den USA hätten grüne Stromangebote derzeit einen Marktanteil von 1%, in Schweden läge er bei 6 % (Markart, EAWAG). Zu ähnlich großen Marktanteilen könne es in Deutschland nur kommen, falls Grüner Strom auf einem ähnlichen Preisniveau wie konventioneller Strom angeboten werden würde. (Kaproth, NaturEnergie). Die derzeitigen Rahmenbedingungen würden in Deutschland einen Marktanteil von mehr als 1-2% nicht zulassen (Benik, NaturStrom).

Insgesamt habe sich inzwischen eine große Vielzahl der verschiedensten Angebotsprofile im grünen Strombereich etabliert. Die häufigste Form seien Tarifaufschlagmodelle mit derzeit durchschnittlichen 8 Pfg. Zusatzkosten pro kWh, gefolgt von Beteiligungsmodellen wie z.B. Fonds oder Börsen (Huwer, VdEW). Dabei würden Stromangebote aus regenerativen Quellen zum Teil auch mit anderen Produktmerkmalen wie z.B. K-W-K-Strom oder dezentral erzeugtem Gas-BHKW-Strom zu neuen Produktqualitäten wie z.B. „Klimaschutzstrom“ vermischt.

Reine Öko-Strom-Anbieter bedauerten diese Heterogenisierung des Stromangebots, sie verwirre den gemeinhin energiewirtschaftlich wenig gebildeten Kunden über ein erklärungs-fähiges Maß hinaus. Ähnliches gelte für die wachsende Zahl von Zertifikaten. Wenig hilfreich für die Marktentwicklung sei darüber hinaus die z.T. nur halbherzig konzipierten Öko-Tarifangebote einiger EVU, sie würden im Ergebnis der Glaubwürdigkeit der Marktpartner erheblichen Schaden zufügen (Kaproth, NaturEnergie; Benik, NaturStrom).

Gleichwohl wurde die treuhänderische Beglaubigung grüner Stromangebote mittels Zertifikat oder Label als unbedingte Voraussetzung des erfolgreichen Marketings dieser Angebote erachtet (Kaproth, NaturEnergie; Markard, EAWAG). Der Markt für Grünen Strom lebe von der Glaubwürdigkeit des Angebots. Dementsprechend müsse dem mehrzahlungsbereiten Kunden auch ein Beweis seines Zusatznutzens erbracht werden. Dabei seien kaufmännische Nachweisbarkeiten wichtiger als physikalische. Ein wesentlicher Faktor sei in diesem Zusammenhang die Zusage des Öko-Stromversorgers, einen Teil des Mehrerlöses für den Zubau neuer Erzeugungskapazitäten zu nutzen (Benik, NaturStrom). Weiterhin müsse es in Zukunft besser gelingen, die durch das neue Energiewirtschaftsgesetz gewährleistete Versorgerwahlfreiheit von Haushaltskunden publik zu machen. Gleiches gelte für die Schärfung des Umweltbewußtseins. Ein wichtiger Marketingfaktor sei deshalb auch der dezentral-regionale Bezug grüner Stromangebote. Zudem könnten Broker hier eine wichtige Rolle übernehmen (Kaproth, NaturEnergie).

Die Verknüpfung von Einspar-Contracting und Öko-Stromangeboten wurde als mögliche Erfolgsstrategie hervorgehoben. Gerade aus Sicht des Kunden seien derartige Angebote sehr interessant. Dies gelte spezifisch auch für die Versorgung öffentlicher Liegenschaften. Angesichts haushalterischer Budgetlimitierungen seien kombinierte Angebote häufig die

einzigste Möglichkeit zur Wahrnehmung grüner Stromangebote (Pieplow, BMU). Betont wurde in diesem Zusammenhang aus der Sicht eines Anbieters, daß ein Widerspruch zwischen Öko-Stromangeboten und Einsparinvestitionen grundsätzlich nicht gegeben sei: Einsparinvestitionen senkten die Versorgungskosten, die dann wiederum den Mehrpreis von Grünem Strom vergüten könnten. So sei bei gleichbleibendem Kosten-/Nutzniveau ein Höchstmaß an Umwelteffektivität zu erreichen (Benik, NaturStrom). Allerdings wurden die Marktchancen solcher Angebote wegen der damit verbundenen hohen Transaktionskosten auch kritisch bewertet (Markard, EAWAG; Kaproth, NaturEnergie).

Grüner Strom im liberalen Energiemarkt

Festgestellt wurde, daß künftig ein wesentlicher Teil des Marktausgleichs zwischen Elektrizitätsangebot und –nachfrage mit Hilfe von Stromhandelsbörsen erfolgen wird. Hieraus könnten sich neue Marktchancen für regenerative Energien ergeben. Da regenerativ erzeugte Elektrizität jedoch nur dezentral, in relativ kleinen Mengen und zudem dargebotsabhängig angeboten werden kann, müßten jedoch einige Voraussetzungen erfüllt sein.

Zu den Voraussetzungen zählten im mindesten, daß an den entstehenden Börsen nicht nur Termingeschäfte getätigt, sondern auch zeitkritische Einspeisungen kleiner Lastmengen - sog. Spotmengen - gehandelt werden können. So würde z.B. der skandinavische Strommarkt zweigeteilt sein in einen Spotmarkt für Lieferungen für den nächsten Tag und einer Online-Börse zum kurzfristigen (15 min.) Ausgleich von Fahrplanabweichungen (Ritzau, BET; Markard, EAWAG). Zu überlegen sei in diesem Zusammenhang, ob hier gegebenenfalls Regelungen über einzuspeisende Mindestmengen gefunden werden sollten. Denkbar seien weiterhin Regelungen zur Bündelung von Einspeisungen z.B. mittels Brokerage. Für den markenorientierten Stromvertrieb sei zudem erforderlich, daß unterschiedliche Stromqualitäten gehandelt werden können. (Markard, EAWAG).

Unbedingt müßte ein Ausgleichsmarkt zur Gewährleistung „fairer“ Bilanzstrompreise - Bilanzströme sind von vereinbarten Lieferfahrplänen abweichende Elektrizitätsmengen - geschaffen sein. Fahrplanadäquatheit sei für dargebotsabhängige Energien nur annäherungsweise z.B. im - aufwendig rechnergestützten - Energiequellenverbund und zudem nur mit erheblichem Kostenaufwand möglich. Dringend zu klären sei deshalb, ob und welche Regelungen im Abweichungsmarkt gefunden werden können, so daß regenerative Energien diskriminierungsfreien Marktzugang haben. Denkbar sei hier eine Regelung, die es erlauben würde, grüne Strommengen nicht in Echtzeit sondern in „Zeitpaketen“ zu handeln (Ritzau, BET). Ebenfalls denkbar seien Regelmodelle, die Bilanzstrompreise über Kombinationen aus beliefertem Lastprofil und zeitlicher Abweichungsvarianz ermitteln. Notwendig sei dabei in jedem Fall eine hohe Transparenz der Netznutzenkosten (Heller, BDI, Kaproth, NaturEnergie; Benik, NaturStrom).

Vielfach wird der Marktausgleich zwischen Stromangeboten und –nachfragen an der Börse mittels der sog. merit order, also nach Angebotspreisen gestaffelt, geregelt. Mit Blick auf die Wettbewerbssituation regenerativ erzeugter Elektrizität könne überlegt werden, ob grünem Strom eine Vorrangstellung innerhalb der „merit order“ eingeräumt werden solle oder ob regenerativ erzeugtem-Strom ein genereller Vorrang eingeräumt werden solle, wobei die Mehrkosten dann auf alle Anbieter zu verteilen seien (Markard, EAWAG). Nachzudenken sei auch, inwieweit grüne Vollversorgungsangebote im Rahmen des Netzmanagement systematisch und regionenübergreifend über wasserkraftgestützte Back-up-Systeme gepuffert werden können (Ritzau, BET; Benik, NaturStrom)

Netzzugang und Durchleitung

Unstrittig war, daß der diskriminierungsfreie Netzzugang für jedermann jederzeit und unbedingt gewährleistet werden müsse. Ebenfalls einig war man sich darüber, daß der Unterhalt

und das Management der Netze Kosten verursache, die vom Benutzer getragen werden müssen. Dabei sei ein Höchstmaß an Kostentransparenz anzustreben. Uneinigkeit herrschte jedoch dahingehend, wie der Netzzugang geregelt und wie und in welcher Höhe die Kosten der Netzbenutzung erhoben werden sollen.

Unter Vorbehalt einer Festlegung durch den Gesetzgeber, werden vertragsgrundlegende Regeln für Netzzugang und Durchleitung in Deutschland derzeit im Rahmen von Verbändevereinbarungen zwischen VdEW, VIK und BDI entwickelt. Kritisiert wurde in diesem Zusammenhang die Nichtbeteiligung weiterer Verbände und Interessenvertreter (Benik, NaturStrom). Der Verhandlungsprozeß ist noch nicht abgeschlossen.

Zum aktuellen Stand der Verhandlungen wurde berichtet, daß sich zur Zeit einige neue Eckpunkte einer Vereinbarung abzeichneten. Demnach sei eine Aufteilung der Netze in regionale Zonen, sog. Regelgebiete, geplant. Innerhalb der Regelzonen, und jeweils nur für dieses Regelgebiet geltend, werden Netzbenutzungsgebühren auf Basis der jeweils anfallenden Netzbetriebskosten als „Briefmarke“ in Pfg/kWh erhoben. Die Gebühr enthalte dann drei Preisanteile: Einen obligatorischen Leistungspreis, ein anbieterspezifisches Einspeiseentgelt sowie ein vom Nachfrager zu zahlendes Entnahmeentgelt. Dabei sei eine Entfernungsabhängigkeit der Netzübertragungskosten innerhalb eines Regelgebietes nicht vorgesehen. Sehr wohl entfernungsabhängig würden die Preise allerdings zwischen den Regelgebieten. So soll für die Durchleitung durch oder in ein Regelgebiet eine Art Maut erhoben werden können. Diskutiert werde, ob Bagatellmengen von Netzgebühren befreit sein sollten (Ulber, VdEW). Weiterhin würde - zugunsten dezentraler Versorgungsangebote innerhalb einer Region - darüber nachgedacht, ob eine Befreiung derartiger Angebote von hochspannungsnetzrelevanten Preisanteilen gerechtfertigt sei (Heller, BDI). Für kleine Nachfragemengen würden Normlastprofile diskutiert, die eine einzelfallbezogene Leistungsmessung ersetzen könnten.

Dieser Sachstandsbericht zur Verbändevereinbarung bot vielfältigen Anlaß zur Kritik. So wurden entfernungsabhängige Durchleitungsgebühren generell als wettbewerbshindernd sowie als diskriminierend für Kleinanbieter bewertet. Besser geeignet sei hier eine pauschale Netzzugangsgebühr im Sinne einer Eintrittskarte für die Netzbenutzung (Heller, BDI; Ritzau, BET; Markard, EAWAG; Benik; NaturStrom). Gefordert wurde in diesem Zusammenhang die Netzgebühr innerhalb des Endverbraucherpreises jeweils extra auszuweisen. So könne die Möglichkeit des Preisdumpings eingegrenzt werden (Ritzau, BET).

Kritik erregte auch die geplante Zonierung des Netzes in Regelgebiete: Dadurch würde eine unnötig große Anzahl von Netzmonopolen geschaffen. Da zwischen den Regelgebieten kein Wettbewerb möglich sei und zudem die Festlegung der Höhe der Netznutzungsgebühr dem Netzeigner zugeordnet sei, sei die Zonierung kartellrechtlich bedenklich (Ritzau, BET; Kaproth, NaturEnergie). Dem Argument, daß zwischen den Regelgebieten eine Art virtueller Wettbewerb mittels Preisbenchmarks möglich sei (Heller, BDI), wurde widersprochen. Gefordert wurde stattdessen ein deutschlandweit zu gleichen Bedingungen zugängliches Netz, dessen Nutzung und Betrieb durch ein unabhängiges Netzmanagement (Netzoperator) gewährleistet werde. Nur so sei auch ein regionenübergreifender Börsenhandel von Elektrizität zu installieren, der durch Zonierungen in erheblichem Maße erschwert, wenn nicht gar unmöglich gemacht werde. Ebenfalls erforderlich sei die Einführung der Preisaufsicht des Netzmanagements durch eine Genehmigungsbehörde. Hier könne man aus internationalen Erfahrungen lernen (Ritzau, BET; Benik, NaturStrom).

Grüne Tarife und öffentliche Förderung

Einigkeit herrschte darüber, daß die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien heute generell noch nicht gegeben ist. Als entscheidendes Hemmnis der Marktentwicklung wurde die relative Preisentwicklung der Energien identifiziert. Die künftig im Zuge der voranschrei-

tenden Liberalisierung erwartbare Senkung des durchschnittlichen Strompreises gefährde die Marktfähigkeit von Erzeugern und Anbietern regenerativen Strom erheblich (Markard, EAWAG). Bisher und auf absehbare Zeit dominierten die Preise die Qualität, daher seien mehrpreisbasierte Öko-Stromangeboten auf lange Sicht allenfalls ein Nischendasein zuzutrauen. Angemerkt wurde in diesem Zusammenhang, daß zur Umsetzung des Zieles der Verdopplung des regenerativen Anteils an der Stromerzeugung etwa ein Viertel aller heutigen Tarifkunden grünen Strom beziehen müßten (Ritzau, BET).

Bezüglich der Adäquatheit der Mittel zur Marktförderung regenerativer Energiequellen gingen die Meinungen auseinander.

Prinzipiell seien marktkonforme Förderinstrumente mit zeitlicher Begrenzung, degressivem Verlauf und steuerlicher Finanzierung zu bevorzugen. Zudem seien wettbewerbsverzerrende Wirkungen zu meiden (Heller, BDI). Hingewiesen wurde in diesem Zusammenhang auf die wettbewerbsverzerrende Wirkung des Stromeinspeisungsgesetzes. Denkbare Alternativen zum StrEG könnten aus Modellen entwickelt werden, wie sie derzeit zwischen der VdEW-Mitgliedsunternehmen diskutiert würden. Dazu zählten namentlich das „Regenerativpennigmodell“ sowie das „Handelsplatzmodell“ oder auch Maßnahmen in Folge von Selbstverpflichtungs-erklärungen. Wichtiges Ziel möglicher Fördermaßnahmen sollte die Erreichung wettbewerblicher Strukturen zwischen den regenerativen Energiearten sein. Erforderlich sei darüber hinaus eine wettbewerbskonforme Regelung für Altanlagen (Huwer, VdEW).

Andere Positionen empfahlen dringend die grundsätzliche Beibehaltung des StrEG als erfolgreichstes und gleichzeitig für Öko-Stromangebote existenziell notwendiges Instrument der Förderpolitik (Benik, NaturStrom; Kaproth, NaturEnergie, Markard, EAWAG). Fortschreibungen des Gesetzes sollten jedoch die Wettbewerbsverzerrungen der bestehenden Regelung vermeiden.

Dabei müsse es zugunsten des systematischen Ausbaus regenerativer Energien innerhalb der Stromversorgung u.a. gelingen, auch die Anlagekapazitäten der etablierten EVU in die Vergütungsregelung einzubeziehen. Mit Blick auf das - auch mit Hilfe des StrEG - nur begrenzt erreichbare Anlagezubaupotential sei in diesem Zusammenhang der prinzipielle Ausschluß von Groß- und Altanlagen z.B. im Wasserbereich nicht sinnvoll. Notwendig sei hingegen die Einbeziehung aller verfügbaren Wasserkraft zur Realisierung eines Back-up-Systems für das grüne Stromangebot (Benik, NaturStrom, Ritzau, BET). Allerdings müßten wettbewerbskonforme Regelungen für die Vergütung von Strom aus Alt- und Neuanlagen gefunden werden (Markard, EAWAG).

In diesem Zusammenhang wurde auf eine rechtliche Definitionslücke grüner Stromeinspeisungen hingewiesen: Einerseits schreibe das Stromeinspeisegesetz dem Netzbetreiber den Bezug von regenerativ erzeugten Stromeinspeisungen zwingend vor. Der Netzbetreiber lege die dadurch entstehenden Mehrkosten dann per Netzaufschlag auf alle Kunden um. Diese erhielten dann ungefragt einen anonymen Mix aus grünem und grauem Strom. Andererseits könnten Ökostromanbieter die Mehrzahlungsbereitschaft ihrer Kundschaft darüber hinaus auch durch spezifische Einzelverträge erschließen, so daß letztlich die Gefahr der Doppelvergütung von Grünem Strom (Netzaufschlag + freiwillige Mehrzahlung) bestehe. Hier seien rechtlich eindeutige Regelungen dringend geboten (Markard, EAWAG).

Zunehmend wichtig werde aber auch die Technologieförderung regenerativer Energien. Insbesondere müßten neue Techniken zum back-up regenerativer Stromangebote (Geothermie, Speichertechnologien) entwickelt werden.

Geboten sei, regenerativ erzeugte Energien von der Öko-Steuer auszunehmen. Die steuerliche Belastung sei den Kunden angesichts ihrer Mehrzahlungsbereitschaft für eine umwelt-

verträgliche Elektrizitätsversorgung nicht zu vermitteln (Kaproth, NaturEnergie; Benik, NaturStrom). Ein wesentliches Hemmnis für den Marktausbau grüner Stromangebote seien darüber hinaus die derzeit erhobenen hohen Durchleitungsgebühren von durchschnittlich 15 Pfg./kWh. Bei einem Haushaltstarif von rund 25 Pfg/kWh blieben dann lediglich 10 Pfg./kWh für Erzeugung und Vertrieb. Dies sei eine Größenordnung, die für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nicht ausreiche könne (Benik, NaturStrom). Schließlich müßten größere Anstrengungen zur Kundenaufklärung (Stichwort Anbieterwech-seloption, Zertifizierung) geleistet werden (Kaproth, Natur Energie; Benik, NaturStrom).

Anhang 3

Dokumentation der

<p style="text-align: center;">Expertenanhörung Möglichkeiten zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt</p>

29. April 1999

in

Bonn

Dokumentation

Experten-Hearing

”Möglichkeiten zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt”

Das im folgenden dokumentierte Experten-Hearing fand am 29. April 1999 in Bonn statt. Zur Vorbereitung des Hearings wurde den Experten eine detaillierte Frageliste mit der Bitte um Stellungnahme zugesandt. Die Frageliste liegt dieser Dokumentation in Anlage bei.

Nach Begrüßung durch Dr. Dreher (UBA) und kurzer Einführung in die Zielsetzung und den Ablauf des Projektes ”Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien” wurden die Experten im Zuge der Anhörung nacheinander zu vier Themenschwerpunkten befragt:

- 1. Förderziele und –kriterien**
- 2. Finanzierungsmöglichkeiten**
- 3. Monetäre und ordnungsrechtliche Förderoptionen**
- 4. Besonderheiten der Energiearten und Förderkonzepte zur Verbreitung von regenerativ erzeugter Nahwärme**

Als Experten trugen vor:

Name	Institution
Dr. Christian Rakos	EVA, Energieverwertungsagentur Wien Linke Wienzeile 18 A – 1060 Wien
Dr. Klaus Vanoli	ISFH, Institut für Solarenergieforschung GmbH Am Ohrberg 1 31860 Emmerthal
Dr. Gerhard Justinger	C.A.R.M.E.N. e.V., Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk Technologiepark 13 97222 Rimpar
Dr. Veit Welsch	VDB, Verband Deutscher Biomasseheizwerke e.V. Theresienstr. 29 /II 80333 München
Georg Strub	VfW, Verband für Wärmelieferung e.V. Ständehausstraße 3 30159 Hannover
Gerhard Stryi-Hipp	DFS, Deutscher Fachverband Solarenergie e.V. Bertholdstr. 45 79098 Freiburg
Jürgen Reichert	FhG-ISI, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Inno- vationsforschung, Karlsruhe Breslauer Str. 48 76139 Karlsruhe
Kemal Erbas	GFZ, Geoforschungszentrum Potsdam Telegrafenberg 52 14407 Potsdam
Roland Kretschmer	NEA, Niedersächsische Energieagentur GmbH Rühmkorffstr. 1 30163 Hannover
Ulrike Lehr	RWI, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschafts- forschung e.V. Hohenzollernstr. 1 - 3 45128 Essen
Wolfgang Schulz	BI, Bremer Energie Institut Bremer Energie-Institut Fahrenheitstraße 8 28359 Bremen

Seitens des Projektverbundes nahmen teil:

Dr. Wolfhart Dürrschmidt	BMU
Dr. Bernhard Dreher	UBA

Dr. Joachim Nitsch	DLR (Projektleiter)
Michael Nast	DLR
Dr. Norbert Allnoch	IWR
Dr. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut
Dr. Frithjof Staiß	ZSW
Uta Staude	ZSW
Dr. Martin Baumert	Forum für Zukunftsenergien

Förderziele und -kriterien

Einigkeit herrschte darüber, daß klar sein müsse, was in welchem Umfang gefördert werden solle. Hier fehle es zur Zeit noch an einer eindeutig umrissenen Zielsetzung. Angesichts der unterschiedlichen Optionen zum Klimaschutz müsste auch auf eine sinnvolle Verzahnung der Strategien zur Förderung der Energieeinsparung und rationellen Energieverwendung (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) sowie der Marktunterstützung regenerativer Energien geachtet werden.

Zum heutigen Zeitpunkt würden Maßnahmen zur Wärmedämmung vielfach einen kosteneffektiveren Beitrag zum Klimaschutz leisten können als die Förderung regenerativer Erzeugungskapazitäten. Gleichfalls könnten Ersatzinvestitionen in erdgasbefeuerte Anlagen zur Zeit einen relativ kostengünstigen positiven Umwelteffekt bewirken (Strub, Vfw)

In jedem Fall solle jedoch der klimabelastende Energiebedarf mittel- bis langfristig durch regenerative Energiequellen ersetzt werden können. Dazu müßten heute bereits die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen und entsprechend gefördert werden. Insofern wurde die angekündigte Mittelbereitstellung im Rahmen des 200 Mio. DM-Förderprogrammes oder des 100.000 Dächer-Programmes ausdrücklich begrüßt.

Parallel dazu sollten aber auch die den Markt für regenerative Energien negativ beeinflussenden Förderpolitiken – z.B. die Subventionszahlungen und Sondervergünstigungen für konventionelle Energien – schrittweise eingestellt werden. Ein wichtiger Schritt sei insgesamt die Erhöhung des Energiepreinsniveaus (Welsch, VDB).

Festgestellt wurde, daß hinsichtlich der erzielbaren Effizienz der Förderung regenerativer Erzeugungskapazitäten differenziert werden müsse. Dies gelte insbesondere im Hinblick auf Groß- und Kleinanlagen. Die Zielgruppe der Kleinanlageninvestoren unterscheide sich in erheblicher Weise von den Großinvestoren. Letztere seien gemeinhin an betriebswirtschaftlichen Zielsetzungen ausgerichtet, also gewinnorientiert, während erstere vielfach alternative Motivationen priorisierten und durchaus auch negative Gewinne willentlich in Kauf nähmen (Kretschmer, NEA; Stryi-Hipp, DFS). Diese Unterschiede sollten im Rahmen der Förderkon-

ditionen reflektiert sein. Wesentliche Zielgruppen von Förderkonzepten zugunsten von Großanlagen könnten (Wohn-) Baugesellschaften und Kommunen sein.

Weiterhin rückten angesichts heranreifender Marktchancen zunehmend auch systematische Zusammenhänge in den Vordergrund. Alle Experten waren sich darüber einig, daß der systematische Kapazitätsaufbau der Marktkräfte sowohl auf der Angebotsseite als auch auf der Nachfrageseite ("capacity building") geboten sei. Dazu könnten Ausbildungsmaßnahmen für Handwerker, Installateure, Planer, Architekten und Contractoren sowie Lehrerfortbildungen beitragen. Wichtig sei darüber hinaus die Unterstützung des Aufbaus von Vertriebsstrukturen sowie von Aufklärungskampagnen für die Öffentlichkeit. Notwendig seien zudem Maßnahmen, die spezifisch die Erhöhung der Betriebssicherheit von Anlagen zum Ziel hätten.

Das Beispiel Österreich zeige deutlich, daß auch die Erfolgsevaluation der Maßnahmen ein wichtiger Bestandteil von Förderaktivitäten sein müsse: Durch benchmarking und best-practice-Sammlungen könnten Lernerfolge schneller vermittelt, Effizienzpotentiale früher umgesetzt und somit Fördergelder eingespart werden. Nachdenkenswert sei schließlich, inwieweit die positiven österreichischen Erfahrungen mit Selbstbau-kampagnen auf deutsche Verhältnisse übertragen werden könnten (Rakos, EVA).

Finanzierungsquellen

Die Experten waren sich darüber einig, daß die Förderung erneuerbarer Energien notwendig sei, so lange diese ihre Wirtschaftlichkeitsschwelle noch nicht erreicht haben. Geeignet sei in jedem Fall die Mittelverwendung aus Steuer- oder Abgabenaufkommen. Dafür spräche, daß es sich um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe handle (Kretschmer, NEA). Die Steuer sei so auszugestalten, daß das relative Preisverhältnis und damit die Wettbewerbssituation deutlich zugunsten der erneuerbaren Energiesysteme verbessert wird. Die erneuerbaren Energieformen müßten sich von dem Image, dauerhaft von Subventionen abhängig zu sein, befreien können, weil sie sonst allzuleicht als nebensächlich abgetan würden (Schulz, BI). Als Erhebungsgrundlage wurde eine energetische Bezugsgröße anstatt einer emissionsbezogenen Bezugsgröße (Energiesteuer statt CO₂-Steuer bzw. -abgabe) empfohlen, die die rationelle Energieverwendung stärker begünstige und mit geringerem Aufwand zu erheben sei (Strub, VfW). Es wurde weiterhin darauf hingewiesen, daß die Akzeptanz einer Steuer, die im Gegensatz zu einer Abgabe ohne Zweckbindung dem allgemeinen Staatshaushalt zufließe, gering sei.

Der im Wärmemarkt relativ neue Ansatz einer gesetzlichen Festlegung von Mindestmarktanteilen regenerativer Energien (Quotierung), welche durch Zertifikate handelbar zu machen wären, ist bisher wenig bekannt und diskutiert. So rückten vor allem technisch noch nicht befriedigend gelöste Wärmemeßprobleme in den Vordergrund, die auch gegen eine Fördermittelvergabe entsprechend der produzierten Wärmemenge (Einspeiseregelung) – sprächen. (Kretschmer, NEA; Reichert, ISI; Stryi-Hipp, DFS). Wäre dies jedoch zu lösen, dann könnten Quoten durchaus ein probater Weg zur Förderung regenerativer Erzeugungskapazitäten sein. Neben Effizienzargumenten sei die Neutralität gegenüber dem staatlich Budget vorteilhaft (Reichert, FhG-ISI). Zu bedenken sei allerdings, ob die durch den Zertifikatehandel implizierte Technologiekonkurrenz heute bereits zielführend sein könne oder - angesichts des bisher erreichten geringen Anteils erneuerbarer Energien an der Primärenergieerzeugung sowie der nutzbaren Synergieeffekte von Technikverbundlösungen - eher kontraproduktiv im Hinblick auf technologische Ausbauziele einzustufen sei (Stryi-Hipp, DFS). Zudem kämen Quotierungen letztlich für viele Akteure einer (marktabhängigen) Steuer gleich, da die Quote sie vielfach auf einen Brennstoff festlegen würde (Kretschmer, NEA).

Ebenfalls denkbar und zu begrüßen sei die Mittelbeschaffung durch einen Fonds oder durch freiwillige privatwirtschaftliche oder kommunale Aktivitäten. Allerdings handele es sich bei freiwilligen Maßnahmen (z.B. "Grüne Wärme") im Gegensatz zum Strommarkt nur um Einzelfälle, die zu keiner hinreichenden Verbreitung erneuerbarer Energiesysteme im Wärmemarkt führten (Kretschmer, NEA; Stryi-Hipp, DFS). Freiwillige Selbstverpflichtungen z.B. des Brennstoffhandels könnten ebenfalls nur dann nennenswerte Bedeutung erlangen, wenn ein ausreichendes Drohpotential des Staates aufgebaut werden könne, andernfalls regulative Eingriffe vorzunehmen. Dies sei jedoch zur Zeit nicht erkennbar (Reichert, ISI).

Monetäre und ordnungsrechtliche Förderoptionen

Monetäre Optionen

Hinsichtlich der Fördervergabekonditionen wurde vorgeschlagen, diese grundsätzlich degressiv zu gestalten, weil so ein gewisser "Windhundeffekt" mobilisiert werden könne (Vanolli, ISFH), der die Nutzung erneuerbarer Energiequellen beschleunige. Bei der Ausgestaltung von Förderinstrumenten seien weiterhin die technologiespezifischen Unterschiede (z.B. marktferne, marktnahe) und die unterschiedlichen Randbedingungen der Zielgruppen (z.B. private Haushalte, Unternehmen, Kommunen) zu berücksichtigen.

Nach Meinung aller Experten haben sich Zuschußprogramme zur Förderung der Wärmezeugung aus regenerativen Energien für private Haushalte und Kommunen bewährt. Gleichfalls wurden die Ergebnisse dieses Förderinstrumentes mit Blick auf die erzielte Zubaudynamik bei Kleinanlagen als besonders erfolgreich bezeichnet. Es wurde aber auch auf die Gefahr hingewiesen, daß insbesondere auf die Investitionskosten bezogene prozentuale Zuschüsse unnötige Preiserhöhungen auslösen können und daß staatliche Zuschußprogramme immer die Gefahr einer Stop&Go Förderung implizieren (Rakos, EVA; Kretschmer, NEA).

Zinsverbilligte Darlehen seien in einer Reihe von Fällen ebenfalls ein erfolgversprechendes Förderinstrument. Während Darlehen bei privaten Kleininvestoren und Kommunen jedoch häufig auf Akzeptanzprobleme stoßen würden, eigneten sie sich besonders zur Finanzierung von größeren Projekten, um die Kapitalbeschaffung von Unternehmen zu erleichtern (Reichert, ISI, Stryi-Hipp, DFS). Hier bestehe auch für die Geschäftsbanken als Darlehensvermittler ein größeres Interesse, die Darlehen aktiv zu bewerben (Stryi-Hipp). Andererseits seien aufgrund der zur Zeit ohnehin sehr niedrigen Zinsen am Kapitalmarkt zinsverbilligte Darlehen im Vergleich zu Zuschüssen weniger attraktiv (Welsch, VDB). Um die Instrumente Zuschüsse und zinsverbilligte Darlehen praxistgerechter zu gestalten, sei eine Wahlmöglichkeit anzustreben, in dem etwa der Barwert der Zinsverbilligung eines Darlehens auch als Zuschuß gewährt werden könne. Dies werde bereits auch schon praktiziert (Kretschmer, NEA).

Nachschüssig wirkende Förderungen wie z.B. Steuerermäßigungen seien zum jetzigen Zeitpunkt als Investitionsanreiz häufig weniger geeignet als Zuschüsse oder Darlehen, da insbesondere die Höhe der Investitionskosten prohibitiv wirke und somit ein Teil des vorhandenen Investitionspotentials nicht genutzt werde. Jedoch könne das Gewerbe durch attraktive steuerliche Abschreibungsoptionen (Sonder-AfA) zu Investitionsbeteiligungen an Großprojekten angereizt werden (Kretschmer, NEA, Erbas, GFZ). Im Bereich der privaten Haushalte müßten Steuererleichterungen auch im Lichte der Verteilungsgerechtigkeit betrachtet werden. Zulagen (z.B. Eigenheimzulage) seien hier besser geeignet (Reichert, ISI, Stryi-Hipp, DFS)

Die direkte Herstellerförderung (z.B. Produktentwicklung, Aufbau von Vertriebswegen) sei ein geeignetes Förderinstrument, wenn Mitnahmeeffekte verhindert werden könnten und die erzielten Lernerfolge auch als Preisvorteil an die Kunden weitergegeben würden (Stryi-

Hipp, DFS; Kretschmer, NEA). Der Vorschlag, die Mittelvergabe mit Ausschreibungswettbewerben zu verknüpfen, stieß auf kein positives Echo, da dies für die Wettbewerbsteilnehmer mit hohen Planungskosten verbunden und damit nur schwer kalkulierbar sei. Zu begrüßen seien demgegenüber Wettbewerbe, bei denen realisierte Projekte durch Juroren bewertet und prämiert werden. Hierdurch ließe sich hohe Publizität und Imagegewinne erzielen. Positiv könnten auch Ausschreibungsverfahren zur gewerklichen Ausführung von Projekten gewertet werden, da sie zu marktgerechten Preisen führten (Kretschmer, NEA).

Gewährleistet sein müsse in jedem Fall ein schnelles, transparentes und einfach zu handhabendes Antragsverfahren. Zur Unterstützung der Planungssicherheit potentieller Investoren sei darüber hinaus die erkennbare Kontinuität der Programme und eine angemessene finanzielle Ausstattung eine wichtige Voraussetzung, um negative Effekte einer Stop&Go-Förderung zu vermeiden (Stryi-Hipp, DFS).

Festgestellt wurde auch, daß der Export deutscher Firmen im Bereich regenerativer Wärmeerzeugungssysteme vielfach noch unterentwickelt sei (Vanoli, ISFH) oder unter schwierigen Nachfragekonditionen leide (Justinger, C.A.R.M.E.N.). Ein beachtenswerter Markt für regenerative Energien könne z.B. der Export von solaren und geothermischen Großanlagen sowie die solare Kälteerzeugung sein (Erbas, GFZ; Stryi-Hipp, DFS).

Ordnungsrechtliche Förderoptionen

Einigkeit herrschte darüber, daß Anreizregulierungen via finanzieller Förderung generell besser zur Unterstützung regenerativer Energien geeignet seien als ordnungsrechtliche Vorschriftenysteme. Letztere tendierten dazu, einen optimalen Energiemix zu verhindern und dies sowohl zwischen den Technologien zur rationellen Energieverwendung bzw. Energieeinsparung und der Nutzung erneuerbarer Energien als auch innerhalb des Bereiches der erneuerbaren Energien (Reichert, ISI; Welsch, VDB). Dies müsse jedoch differenziert betrachtet werden. So stieß die Forderung, den Einsatz von Solarkollektoren zwingend vorzuschreiben, nicht auf die Zustimmung der anwesenden Experten, während ein Anschlußzwang für Nahwärmenetze - insbesondere in Neubaugebieten - als unabdingbare Voraussetzung für einen planbaren und wirtschaftlich tragfähigen Betrieb z. T. befürwortet wurde (Kretschmer, NEA; Vanoli, ISFH). Jedoch wurde besonders für den Altbaubestand auch die gegensätzliche Position vertreten: Dies schwäche die Argumentationsbasis in Initiativen und vermindere die Akzeptanz von Nahwärmenetzen (Rakos, EVA). Denkbar könnten jedoch Einzelregelungen sein, so z.B. prioritäre Baulandzuschläge für Investoren mit regenerativen Versorgungskonzepten oder eine Quote für regenerativ erzeugte Wärme für Lieferanten fossiler Energien. Dagegen seien Selbstverpflichtungsprogramme in ausgeprägten Wettbewerbsmärkten wie dem Wärmemarkt insgesamt wenig erfolgversprechend (Kretschmer, NEA; s.auch oben).

Im Hinblick auf bestehende Regulierungen seien vielfach Anpassungen erforderlich. So sei das bestehende Mietrecht ein bekanntes Hindernis für die Marktnachfrage nach solarthermischen Anlagen: Kostenaufwand und Investitionsnutzen fielen hier häufig auseinander. Die Nutzer-Investorproblematik ließe sich jedoch durch die Einführung eines Warmmietespiegels überwinden, der den bestehenden, die Kaltmieten ausweisenden Mietspiegel um Nebemietenhöhen und Energiequalitäten ergänzt. (Lehr, RWI; Vanoli, ISFH).

Die Integration der Wärmeschutzverordnung und der Heizanlagenverordnung in eine integrierte Energiesparverordnung wurde sehr begrüßt (Erbas, GFZ; Kretschmer, NEA, Lehr, RWI). Hier komme es aber sehr auf die inhaltliche Ausgestaltung an. Als beispielhaft wurde das niederländische Grenzwertmodell genannt, welches die relativen Maßnahmenkostenanteile - einschließlich der Warmwasserbereitung - zur Erreichung von CO₂-Einsparungszielen berücksichtige. Je nach Gebäudesubstanz könnten Finanzmittel dann optimal auf die Kostenblöcke „Dämmung“ und „Energieerzeugung“ aufgeteilt werden (Ra-

kos, EVA). Bei der Formulierung eines Energiespargesetzes sollten zudem die Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigt werden (Kretschmer, NEA, Strub, VfW). Außerdem müsse sichergestellt werden, daß der bereits erreichte Wärmedämmstandard nicht gemindert werde. Hingewiesen wurde in diesem Zusammenhang auf die positive Öffentlichkeitswirkung vorbildlich erstellter bzw. sanierter öffentlicher Gebäude. Probleme im Zusammenhang mit der Energiesparverordnung wurden darin gesehen, daß diese sich nur auf den Neubau beziehe, Regelungen für den Gebäudebestand jedoch fehlten (Stryi-Hipp, DFS).

Im Zuge des technischen Fortschritts seien wesentliche Verbesserung des Emissionsverhaltens von Biomasseverbrennungsanlagen erreicht worden (Rakos, EVA), so daß die Genehmigungspflichten für den Bau bzw. den Betrieb von Bioenergieanlagen entsprechend angepasst werden könnten. Deutlich kritisiert wurde deshalb, daß eine stärkere Verbreitung von Biomassefeuerungen nach wie vor durch restriktive Richtlinien behindert werde (u.a. auch z.T. durch Ausschluß von Biomassefeuerungen in der kommunalen Bauleitplanung; Welsch, VDB, Justinger, C.A.R.M.E.N., Rakos, EVA).

Empfohlen wurde, bereits bei der Bauleitplanung die Möglichkeiten der Wärmespeicherung im Boden zu berücksichtigen (Erbas, GFZ). Sinnvoll sei darüber hinaus ein Gebäudecheck für Niedrigenergiehäuser, damit vorbilanzierte Energiewerte auch gewährleistet und Energieversorgungssysteme nicht über- bzw. unterdimensioniert würden (Vanoli, ISFH; Lehr, RWI). Ebenfalls zu empfehlen seien Niedertemperatur-auslegungen von Nahwärmenetzen, da nur so solare oder geothermische Wärmeangebote optimal genutzt werden könnten (Vanoli, ISFH). Verstärkt sollten Contractoren schon in sehr frühen Planungsphasen einbezogen werden, damit kostenintensive Planungsfehler vermieden werden könnten (Kretschmer, NEA).

Förderkonzepte zur Verbreitung von regenerativ erzeugter Nahwärme

Nahwärmenetze

Neben dem o.g. Anschlußzwang und der richtigen Dimensionierung von Nahwärmenetzen sei es erforderlich, die Kalkulationsrichtlinien anzupassen. Standardberechnungen nach DIN 2067 wiesen zu hohe Verluste aus und führten zu hohen Kosten, die wirtschaftlich tragfähige Projekte unwirtschaftlich erscheinen lassen könnten (Strub, VfW).

Es wurde darauf hingewiesen, daß die Nutzung erneuerbarer Energien in Verbindung mit Nahwärmenetzen im Vergleich zu Kleinanlagen einer höheren prozentualen Förderung bedürfe, obwohl die Energiebereitstellungskosten in aller Regel deutlich niedriger seien. Begründet wurde dies damit, daß die Wirtschaftlichkeitskriterien, die an Großsysteme angelegt würden (Unternehmen), sehr viel strenger seien als bei Kleinanlagen für private Haushalte.

Biogene Wärme

Die Erschließung der Märkte für Bioenergien sei maßgeblich von den Kosten verfügbarer Brennstoffe abhängig. So sei zwischen Abfallbiomasse wie Grünschnitt (kostenlos) oder Sägewerksabfällen (8-30 DM/t) sowie Waldrestholz (100-120 DM/t) und Energiepflanzen (teuer) zu unterscheiden. Anlagen, die ausschließlich mit Abfallbiomasse betrieben würden, seien sehr nahe an der Wirtschaftlichkeitsschwelle, während die Nutzung von Waldrestholz bezuschußt werden müsse (Justinger, C.A.R.M.E.N; Welsch, VDB). Obwohl es zur Zeit keine Engpässe in der Brennstoffversorgung gäbe und im wesentlichen mit stabilen Preisen gerechnet werden könne, sei eine größere Transparenz auf den i.d.R. regionalen Märkte wünschenswert. Bevor nicht das Potential des ohnehin vorhandenen Überschußstrohs genutzt werde, sei ein Anbau teurer Energiepflanzen nicht empfehlenswert (Rakos, EVA). In

Bayern werde inzwischen auch nicht mehr gefordert, daß die geförderten Feuerungsanlagen auch zur Verbrennung von Energiepflanzen geeignet sein müssen.

Es sei eine Förderung von Vernetzungsaktivitäten und Anstrengungen im Logistik-bereich erforderlich (Justinger, C.A.R.M.E.N, Rakos, EVA). Für vernetzte Wärmeversorgungskonzepte stelle die Kommune oft die geeignete Ebene zur Einleitung von konkreten Projekten dar. Entsprechend biete es sich an, das System einer verbindlichen kommunalen Energieversorgungsplanung auf Deutschland zu übertragen. In Dänemark sei jede Kommune verpflichtet, analog der in Deutschland vorgeschriebenen Flächennutzungspläne bzw. Bebauungspläne Energieversorgungspläne aufzustellen, die u. a. die endogenen Biomassepotentiale mit berücksichtigen.

Eine geordnete Bewirtschaftung der auf dem Gebiet einer Kommune anfallenden biogenen Reststoffe biete sich allein aus Umweltschutzgründen an. Unbehandelte Gülle, Klärschlamm und sonstige feuchte Biomasse werde beispielsweise gegenwärtig noch in einer Weise als landwirtschaftlicher Dünger genutzt, die aus Umweltsicht sehr problematisch sei: erhebliche Methanemissionen aus Güllelager, Beiträge zur Nitratanreicherung des Grundwassers sowie Eutrophierung von Oberflächenwässern, weil die Ausbringung unbehandelten Materials in viel zu geringem Maße nach den Erfordernissen der wachsenden Nutzpflanzen erfolgt und in zu geringem Umfang von Pflanzen aufgenommen wird, etc. - Probleme, die sich durch Behandlung in Biogasanlagen in erheblichem Maße entschärfen ließen (weil nach dem Prozeß ein gut kalkulierbarer Dünger vorläge, der im Zuge des Pflanzenwachstums in erwünschter Dosierung ausgebracht werden könne, in dem alle Nährstoffe erhalten blieben und der in erheblichem Maße den Einsatz von Handelsdüngern entbehrlich mache. Sogar die Nutzung des im Faulturn behandelten bzw. aerob stabilisierten Klärschlammes erfolge unter suboptimalen Bedingungen: Entwässerung mit anschließender Nitratelimination, die überaus energieintensiv sei und düngergeeigneten Stickstoff vernichte, Ammoniakausgasung bei der Stabilisierung mit Kalk etc. Eine veränderte Bewirtschaftung der regional anfallenden Biomasse würde damit nicht nur einen Energiebeitrag in Form von Biogas einbringen, sondern könne erhebliche Vorteile für die Umwelt einbringen. Intensiv zu prüfen bzw. zu entwickeln seien schließlich die technisch-wirtschaftlichen Potentiale der Biomassevergasung (Schulz, BI).

Zu den heutigen und zukünftigen Anlagenkosten für Holzfeuerungen wurde folgendes angemerkt: Bei Holzheizwerken seien noch Kostensenkungen möglich, da in Schweden derartige Anlagen für ein Drittel der in Österreich üblichen Kosten gebaut werden könnten (Rakos, EVA). Dabei sei allerdings zu bedenken, daß in Schweden auch die Emmisionsvorschriften wesentlich weniger anspruchsvoll seien (Justinger, C.A.R.M.E.N.). Desweiteren zeigen österreichische Untersuchungen, daß die Zufriedenheit der angeschlossenen Nahwärmekunden nicht mit dem Verkaufspreis der Wärme korreliert. Vielfach würden infolge von Marketingmaßnahmen höhere Heizkosten als bei einem konventionellen Vergleichssystem akzeptiert (Rakos, EVA). Bei Holzeinzelfeuerungen träfe dies in noch stärkerem Maße zu.

Zur Zeit komme insbesondere den Kleinanlagen eine Schlüsselfunktion für die Erschließung biogener Energiemärkte zu. In Bayern habe sich – nach anfänglicher Konzentration auf Großanlagen - die Förderung von Kleinanlagen als besonders vielversprechend erwiesen. Vielfach sei die Erfahrung zu machen, daß Kleinprojekte einfacher und vergleichsweise kostengünstiger bzw. mit geringeren Förderquoten (etwa 25 %) im Vergleich zu Nahwärmenetzen (wenigstens 40 %) realisiert werden könnten. Dies spare Kosten und setze vielfach auch den technischen Fortschritt schneller um. Tatsächlich könne zur Zeit sogar überlegt werden, die Fördersätze in diesem Bereich zu senken. Anzumerken sei weiterhin, daß in den meisten Fällen alte Holzheizungen durch moderne ersetzt würden und durch die Förderung auch ein Wechsel zu fossilen Brennstoffen verhindert werde. (Justinger, C.A.R.M.E.N.).

In Österreich würden biogen befeuerte Nahwärmekonzepte im Neubaubereich inzwischen gute Chancen haben, wirtschaftlich betrieben werden zu können. Allerdings seien dazu zunächst starke finanzielle Anreize als Initialzündung zur verstärkten Nutzung biogener Energien im großvolumigen Wohnbau nötig gewesen (Rakos, EVA).

Für biomassegefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (einschließlich Vergasung) könne allenfalls ein Nischenmarkt in der Holzverarbeitenden Industrie besetzt werden (Rakos, EVA). Dieser österreichischen Sicht wurde allerdings von der deutschen Seite nicht zugestimmt.

Die Möglichkeit zur Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken wurde als probates Verfahren bestätigt. Bayerische Erfahrungen zeigten, daß die bis zu 30-prozentige Zufeuerung von Pellets problemfrei (aber teuer) funktioniere. Zu bedenken sei in diesem Zusammenhang der hierdurch implizierte unerwünschte Effekt des Bestandschutzes für Altanlagen mit schlechtem Wirkungsgrad.

In Österreich zeichne sich derzeit ab, daß eine Quote von 3 Prozent für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (außer Wasserkraft) vorgeschrieben werde, die zu einer erheblichen Ausweitung der Stromerzeugung aus Biomasse führen werde (Rakos, EVA). Für Deutschland wurde die Einführung eines 2.500 MW-Programms für die Stromerzeugung aus Biomasse gefordert (Welsch, VDB).

Solare Wärme

Inzwischen sei im Bereich der solaren Kleinsysteme ein Entwicklungsstand erreicht, der es zwar wahrscheinlich erscheinen läßt, daß der Markt bei einem Ausbleiben der Förderung nicht mehr in sich zusammenbrechen würde. Allerdings würde ein solcher Entschluß die Marktentwicklung wesentlich verlangsamen. Eine Mindestzuschußhöhe von 15 % der Investitionskosten sollte daher beibehalten werden. Zur Zeit werde für die nächsten Jahre mit einer Versechsfachung des Marktes gerechnet. Vor diesem Hintergrund könne und solle darüber nachgedacht werden, ob das bisher sehr erfolgreiche wirkende Förderinstrument des Investitionszuschusses schrittweise in eine vom Finanzamt ausgezahlte Zulagefinanzierung überführt werden solle, bei der einige der bürokratischen Hemmnisse wegfielen. (Stryi-Hipp, DFS).

Die Marktentwicklung von Großanlagen erweise sich demgegenüber noch als wesentlich schwieriger. Hier müsse zunächst noch systematische Aufbauarbeit geleistet werden. Großanlagen bedürften einer höheren Förderquote als Kleinanlagen, die beispielsweise durch eine Förderung pro Quadratmeter Kollektorfläche erreicht werden könnte, da Großanlagen niedrigere spezifische Kosten aufwiesen. Als besonders erfolgversprechende Marktlösungen sollte insbesondere der Zubau von Kombinationslösungen aus solaren und biogenen bzw. geothermisch erzeugten Wärmeangeboten angestrebt werden. Solare Wärme könne und solle darüber hinaus eine bedeutendere Rolle bei der Beheizung von Schwimmbädern spielen (Stryi-Hipp, DFS).

Ein Schwerpunkt der künftigen Förderpolitik sollte die Integration solarer Wärmeenergiekapazitäten in Gebäude sowie in Nahwärmenetze sein. Begleitend dazu sei erforderlich, daß die Betriebssicherheit von Niedrigenergiegebäuden und solarthermischen Anlagen durch spezielle Programme – u.a. auch Monitoringprogramme - unterstützt werden. Zudem sollten Niedertemperaturregelungen für Nahwärmesysteme gefunden werden, um optimale Voraussetzungen für solare Einspeisungen zu gewährleisten (Vanoli, ISFH).

Das Instrument des "Procurements", also die Nachfragesicherung per Großeinkaufszusicherung (öffentliche Nachfrage) eigne sich allenfalls für kurzfristig erreichbare Zielsetzungen (Stryi-Hipp, DFS). Es könne immer dann hilfreich eingesetzt werden, wenn Technologie-

sprünge kurz vor dem Durchbruch stünden (Vanoli, ISFH). Zu beachten sei aber die marktverzerrende Wirkung dieses Instruments. Die Phoenix-Konzeption habe hier in der Vergangenheit zwar eine gewisse Funktion erfüllt, wenn aber die Märkte - wie zur Zeit bei Solarkollektoren - aus dem Pionierstadium herausträten, sei dieses Instrument zur Stützung der weiteren Entwicklung nicht mehr optimal (Stryi-Hipp, DFS).

Die kooperative Marketingkampagne „Solar- na klar“ fand generell ein positives Echo. Jedoch wurde in diesem Zusammenhang betont, daß die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Implementierung (z.B. Informationsstand und Ausbildung der Installateure und Architekten) noch verbessert werden müßten (Reichert, FhG-ISI)

Geothermische Wärme

Während das theoretische Potential der geothermischen Energienutzung auch in Deutschland enorm hoch sei, fehle es an einer entsprechenden Nachfrage. Dies sei zum einen durch das räumliches Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage begründet, vielfach seien aber auch die Kosten noch zu hoch: Während die (oberflächennahe) Wärmepumpentechnik in den letzten Jahren effizienter und zuverlässiger geworden sei, erwiesen sich nach wie vor die Aufwendungen für Tiefenbohrungen (in zweistelliger Millionenhöhe) als zum Teil prohibitiv für die Nutzung geothermischer Energie. Sie summierten sich auf bis zu 60 % der gesamten Investitionssumme. Deshalb seien abgestufte Bohrrisikoversicherungen, die einen Teil der möglichen Verluste aufgrund von Fehlbohrungen abdeckten, sehr zu begrüßen. Insgesamt dürfte die notwendige Förderung bezogen auf die Gesamtinvestitionen geothermischer Großanlagen in der Größenordnung von 30 % liegen. Aber auch ohne Förderung komme der Ausbau der Geothermie - ähnlich wie beim Markt der Solarkollektoren - nicht zum Erliegen, u.a. weil zukünftig mit einem Kostenreduktionspotential von 30 % gerechnet werden könne. Interessant werde die Geothermie ab einem Jahreswärmebedarf von wenigstens 1.500 Wohneinheiten.

Gesucht werde derzeit nach Möglichkeiten, erfolglos niedergebrachte Erdöl- bzw. Gasbohrungen einer thermischen Nutzung zuzuführen. Derzeit sei das Nutzungspotential zwar aufgrund fehlender Daten noch unbekannt, es stünden aber etwa 8.000 Bohrungen zur Verfüllung an.

Empfohlen wurde, den Bekanntheitsgrad der Geothermie durch Aufklärungsarbeit und Informationskampagnen zu steigern. Zudem sollten die Möglichkeiten einer Nutzung geothermischer Potentiale bei Groß(bau-)projekten grundsätzlich berücksichtigt werden. Zu prüfen seien Optionen der Kaskadennutzung sowie Möglichkeiten geothermische Wärmeangebote direkt in den Dampfkreislauf von bestehenden Kraftwerken einzuspeisen. Hierdurch könne zusätzlicher Strom für etwa 17 Pf/kWh erzeugt werden. Darüber hinaus sollten Niedertemperaturregelungen für Nah- und Fernwärmesysteme gefunden werden, um optimale Randbedingungen für geothermisch erzeugte Einspeisungen zu gewährleisten (Erbas, GFZ).

Auf der technischen Seite wurde gefordert, die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen durch Weiterentwicklungen noch zu erhöhen.

Anhang 4: Datenblätter zum Kapitel 2

Erläuterungen zu den Datenblättern der einzelnen Ländern

Die allgemeinen Daten basieren weitgehend auf dem jährlich erscheinenden Bericht „Energy in Europe“ der Europäischen Kommission, DGXVII (Ausgabe 1998).

Potentialdaten wurden weitgehend aus der TERES II Studie der Europäischen Kommission übernommen (The European Renewable Energy Study. 1997. erhältlich als CD-ROM). Potentialdaten zum Wind wurden der Studie „Wind Energy – the Facts.“ der Europäischen Kommission, DG XVII entnommen.

Die Darstellung der Entwicklung des Einsatzes unterschiedlicher regenerativer Energieträger basiert einerseits auf vorliegenden nationalen Erhebungen etwa von NOVEM für die Niederlande, der Dänischen Energieagentur für Dänemark. Soweit möglich, wurde allerdings auf internationale Vergleiche zurückgegriffen, damit das Zahlenmaterial möglichst einheitlichen Definitionen folgt. Hier sind die Erhebungen der European Solarthermal Industry Federation (ESIF) im Bereich der Solarkollektoren zu nennen, im Bereich Photovoltaik die europäische Studie „Photovoltaics in 2010“ der Europäischen Kommission, DGXVII. Im Bereich Wind liegen detaillierte Daten von der European Wind Energy Association (EWEA) vor.

Deutschland

Deutschland		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	
Allgemein	Einwohner Mio	78,11	78,67	79,36	79,98	80,59	81,18	81,42	81,80	82,00	82,40	
	Fläche km²	356.978										
	CO2 Emissionen Mt	996,6	971,8	956,1	922,9	884,2	877,8	854,0	887,0	906	863	
	CO2/Einwohner	12,8	12,4	12,0	11,5	11,0	10,8	10,5	10,8	11,0	10,5	
	PEV TWh	4232,95	4178,13	4125,17	4004,26	3927,57	3902,46	3931,39	3971,39	4096,61	4029,17	
	PEV Wachstum		-1,3%	-1,3%	-2,9%	-1,9%	-0,6%	0,7%	1,0%	3,2%	-1,6%	
	Endenergie TWh	2795,28	2677,27	2677,28	2624,23	2546,21	2587,04	2507,50	2588,89	2674,44	2630,00	
	Endenergie Wachstum		-4,2%	0,0%	-2,0%	-3,0%	1,6%	-3,1%	3,2%	3,3%	-1,7%	
	Bruttostromerzeugung TWh	547,96	558,41	548,62	539,29	537,14	525,63	527,95	536,15	555,24	547,2	
	Stromverbrauch TWh	457,42	455,08	455,08	455,32	450,93	440,94	426,67	455,00	460,56	461,67	
	Stromverbrauch Wachstum		-0,5%	0,0%	0,1%	-1,0%	-2,2%	-3,2%	6,6%	1,2%	0,2%	
	Erzeugungskapazität GW	119,41	121,64	121,17	118,23	115,56	114,63	114,78	115,28	115,07	116,07	
	Wärmebedarf											
Wind	Potential TWh	83										
	Potential GW	50,00										
	GWh	17	40	114	202	324	608	1182	2111	2914	3911	
	% Elektrizitätserzeugung	0,003%	0,007%	0,021%	0,037%	0,060%	0,116%	0,224%	0,394%	0,525%	0,715%	
	%Potential	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,7%	1,4%	2,5%	3,5%	4,7%	
	GW	0,0096	0,0219	0,0619	0,109	0,1743	0,3263	0,632	1,126	1,55	2,075	
	GW Wachstum		128,1%	182,6%	76,1%	59,9%	87,2%	93,7%	78,2%	37,7%	33,9%	
	% Gesamtkapazität	0,01%	0,02%	0,05%	0,09%	0,15%	0,28%	0,55%	0,98%	1,35%	1,79%	
	%Potential	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,7%	1,3%	2,3%	3,1%	4,2%	
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004	0,008	0,014	0,019	0,025	
	kW/km²Fläche	0,027	0,061	0,173	0,305	0,488	0,914	1,770	3,154	4,342	5,813	
	Solar thermisch	Potential GWh	530000									
		Potential 1000 m²	1.300.000									
GWh		48	56	65	99	128	171	223	291	376	496	
GWh Wachstum			16,7%	16,1%	52,3%	29,3%	33,6%	30,4%	30,5%	29,2%	31,9%	
% Wärmebedarfs												
%Potential		0,009%	0,011%	0,012%	0,019%	0,024%	0,032%	0,042%	0,055%	0,071%	0,094%	
1000 m²		190	215	246	368	466	611	783	1003	1274	1654	
m² Wachstum			13,2%	14,4%	49,6%	26,6%	31,1%	28,2%	28,1%	27,0%	29,8%	
%Potential		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	
m²/ Einwohner		0,002	0,003	0,003	0,005	0,006	0,008	0,010	0,012	0,016	0,020	
m²/km²Fläche		0,532	0,602	0,689	1,031	1,305	1,712	2,193	2,810	3,569	4,633	
PV		Potential GWh	135000									
		Potential GW	133,00									
	GWh	1,2	1,5	1,8	2,6	4,7	7,3	10,4	15,2	24,4	31,8	
	% Elektrizitätserzeugung	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	%Potential	0,001%	0,001%	0,001%	0,002%	0,003%	0,005%	0,008%	0,011%	0,018%	0,024%	
	GW	0,0016	0,0019	0,0023	0,0033	0,0058	0,0088	0,0123	0,0178	0,0283	0,042	
	GW Wachstum		18,8%	21,1%	43,5%	75,8%	51,7%	39,8%	44,7%	59,0%	48,4%	
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,02%	0,04%	
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	kW/ Einwohner		0,014	0,016	0,007	0,022	0,028	0,044	0,063	0,105	0,141	
	kW/km²Fläche	0,004	0,005	0,006	0,009	0,016	0,025	0,034	0,050	0,079	0,118	

Großbritannien		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Allgemein	Einwohner Mio	57,16	57,36	57,56	57,81	58,01	58,19	58,39	58,61	58,80
	Fläche km ²	241.752								
	CO2 Emissionen Mt	563,0	557,9	566,9	576,1	564,1	546,7	537,0	531,3	550,2
	CO2/Einwohner	9,8	9,7	9,8	10,0	9,7	9,4	9,2	9,1	9,4
	PEV TWh	2452,56	2474,62	2451,89	2507,49	2491,47	2535,57	2564,66	2558,60	2702,00
	PEV Wachstum		0,9%	-0,9%	2,3%	-0,6%	1,8%	1,1%	-0,2%	5,6%
	Endenergie TWh	1584,56	1585,66	1585,66	1639,99	1646,55	1640,56	1647,54	1638,67	1744,27
	Endenergie Wachstum		0,1%	0,0%	3,4%	0,4%	-0,4%	0,4%	-0,5%	6,4%
	Bruttostromerzeugung TWh	308,08	313,77	318,92	322,75	321,03	323,02	325,34	333,99	347,31
	Stromverbrauch TWh	265,37	274,43	274,43	281,05	281,47	286,13	284,26	297,78	305,64
	Stromverbrauch Wachstum		3,4%	0,0%	2,4%	0,2%	1,7%	-0,7%	4,8%	2,6%
	Erzeugungskapazität GW	69,63	74,09	73,02	70,03	65,35	69,19	69,02	70,28	73,36
	Wärmebedarf									
Wind	Potential TWh	114								
	Potential GW	57,00								
	GWh				47,714	97,7	283,6	330,3	409,3	545,9
	% Elektrizitätserzeugung	0,000%	0,000%	0,000%	0,015%	0,030%	0,088%	0,102%	0,123%	0,157%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%
	GW				0,02386	0,04885	0,1418	0,16515	0,20465	0,27295
	GW Wachstum					104,8%	190,3%	16,5%	23,9%	33,4%
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,07%	0,20%	0,24%	0,29%	0,37%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,003	0,005
	kW/km ² Fläche	0,000	0,000	0,000	0,099	0,202	0,587	0,683	0,847	1,129

Österreich		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Allgemein	Einwohner Mio	7,62	7,66	7,73	7,81	7,91	7,99	8,03	8,04	8,06
	Fläche km ²	83.857								
	CO2 Emissionen Mt	50,7	51,2	55,0	58,5	53,8	54,3	54,1	56,7	58,7
	CO2/Einwohner	6,7	6,7	7,1	7,5	6,8	6,8	6,7	7,1	7,3
	PEV TWh	281,13	285,18	298,82	314,00	297,45	298,21	302,17	310,47	320,87
	PEV Wachstum		1,4%	4,8%	5,1%	-5,3%	0,3%	1,3%	2,7%	3,3%
	Endenergie TWh	223,16	232,15	232,15	244,39	237,39	245,36	239,70	250,79	253,30
	Endenergie Wachstum		4,0%	0,0%	5,3%	-2,9%	3,4%	-2,3%	4,6%	1,0%
	Bruttostromerzeugung TWh	49,34	50,38	50,83	51,75	51,49	52,67	53,30	56,58	54,83
	Stromverbrauch TWh	40,16	43,16	43,16	44,82	44,58	44,74	45,38	46,67	47,92
	Stromverbrauch Wachstum		7,5%	0,0%	3,8%	-0,5%	0,3%	1,4%	2,9%	2,7%
	Erzeugungskapazität GW	16,74	16,77	16,69	16,78	17,23	17,35	16,03	17,44	17,52
	Wärmebedarf									
Wind	Potential TWh	3								
	Potential GW	1,50								
	GWh						0,308	0,488	1,308	16,947
	% Elektrizitätserzeugung	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%	0,001%	0,002%	0,031%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%
	GW								0,0008	0,0118
	GW Wachstum									1375,0%
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,8%
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
	kW/km ² Fläche	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,010	0,141
Solar thermisch	Potential GWh	9028,9								
	Potential 1000 m ²									
	GWh									
	GWh Wachstum									
	% Wärmebedarfs									
	%Potential	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	000 m ²			60	140	260	400	565	770	999
	m ² Wachstum				133,3%	85,7%	53,8%	41,3%	36,3%	29,7%
	%Potential									
	m ² / Einwohner	0,000	0,000	0,008	0,018	0,033	0,050	0,070	0,096	0,124
m ² /km ² Fläche	0,000	0,000	0,716	1,670	3,101	4,770	6,738	9,182	11,913	
PV	Potential GWh	4706,4								
	Potential GW	5,23								
	GWh								1,215	
	% Elektrizitätserzeugung	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	GW	0,000028	7E-05	8E-05	0,0001	0,0004	0,0005	0,0005	0,0014	0,00174
	GW Wachstum		135,7%	22,7%	37,0%	233,3%	24,1%	0,0%	194,1%	28,8%
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	kW/ Einwohner				0,000	0,000	0,001	0,001	0,004	0,006
kW/km ² Fläche	0,000	0,001	0,001	0,001	0,004	0,005	0,005	0,016	0,021	
Wasser	Potential TWh	50								
	Potential GW									
	TWh	36,86	36,36	32,91	33,00	36,40	38,01	36,89	38,47	35,57
	% Elektrizitätserzeugung	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
	%Potential	73,7%	72,7%	65,8%	66,0%	72,8%	76,0%	73,8%	76,9%	71,1%
	GW	10,76	10,86	10,95	11,03	11,10	11,27	10,34	11,30	11,38
	GW Wachstum		0,9%	0,8%	0,7%	0,6%	1,6%	-8,3%	9,3%	0,7%
	% Gesamtkapazität	64,29%	64,73%	65,61%	65,71%	64,39%	64,96%	64,50%	64,79%	64,95%
	%Potential									
	kW/ Einwohner				8,270	12,945	20,937	25,067	31,144	38,265
	kW/km ² Fläche	128,338	129,470	130,544	131,486	132,320	134,443	123,305	134,753	135,707

Niederlande

Niederlande		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Allgemein	Einwohner Mio	14,76	14,85	14,95	15,07	15,18	15,29	15,38	15,42	15,50
	Fläche km²	41.865								
	CO2 Emissionen Mt	148,6	147,8	153,0	157,1	157,8	164,2	160,5	170,7	186
	CO2/Einwohner	10,1	10,0	10,2	10,4	10,4	10,7	10,4	11,1	12,0
	PEV TWh	754,25	761,08	777,84	814,19	809,71	824,16	822,23	853,31	886,32
	PEV Wachstum		0,9%	2,2%	4,7%	-0,6%	1,8%	-0,2%	3,8%	3,9%
	Endenergie TWh	490,17	501,02	501,02	526,60	522,39	541,20	533,03	551,96	598,48
	Endenergie Wachstum		2,2%	0,0%	5,1%	-0,8%	3,6%	-1,5%	3,6%	8,4%
	Bruttostromerzeugung TWh	69,60	73,05	71,82	74,26	77,19	76,98	79,66	81,06	85,31
	Stromverbrauch TWh	68,33	73,52	73,52	75,61	77,86	78,72	81,30	83,08	86,18
	Stromverbrauch Wachstum		7,6%	0,0%	2,8%	3,0%	1,1%	3,3%	2,2%	3,7%
	Erzeugungskapazität GW	17,49	17,53	17,56	16,85	17,48	17,60	18,35	18,26	20,086
Wärmebedarf										
Wind	Potential GWh	7323								
	Potential GW	3,66								
	GWh	32,14	53,57	75	123,21	148,7	198,21	233,06	370,51	430
	% Elektrizitätserzeugung	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,5%	0,5%
	%Potential	0,4%	0,7%	1,0%	1,7%	2,0%	2,7%	3,2%	5,1%	5,9%
	GW			0,057	0,092	0,109	0,138	0,157	0,257	0,296
	GW Wachstum				61,4%	18,5%	26,6%	13,8%	63,7%	15,2%
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,32%	0,55%	0,62%	0,78%	0,86%	1,41%	1,47%
	%Potential	0,0%	0,0%	1,6%	2,5%	3,0%	3,8%	4,3%	7,0%	8,1%
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,004	0,006	0,007	0,009	0,010	0,017	0,019
	kW/km²Fläche	0,000	0,000	1,362	2,198	2,604	3,296	3,750	6,139	7,070
	Solar thermisch	Potential GWh	11.834							
Potential '000 m²		29.585								
GWh		2,38	2,5	3,42	6,24	10,67	14,29	19,32	25,16	32,22
GWh Wachstum			5,0%	36,8%	82,5%	71,0%	33,9%	35,2%	30,2%	28,1%
% Wärmebedarfs										
%Potential		0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%
000 m²		6,53	6,86	9,38	17,12	29,27	39,20	53	69,02	88,39
m² Wachstum			5,0%	36,8%	82,5%	71,0%	33,9%	35,2%	30,2%	28,1%
%Potential		0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%
m²/ Einwohner		0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,006
m²/km²Fläche		0,156	0,164	0,224	0,409	0,699	0,936	1,266	1,649	2,111
Bio masse		Potential GWh	45239							
	Potential GW									
	GWh								9,1666	
	GWhWachstum									
	GWel			0,174	0,192	0,201	0,229	0,234	0,274	0,414
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,99%	1,14%	1,15%	1,30%	1,28%	1,50%	2,06%
	kWel/ Einwohner	0,000	0,000	0,012	0,013	0,013	0,015	0,015	0,018	0,027
	kWel/km²Fläche	0,000	0,000	4,156	4,586	4,801	5,470	5,589	6,545	9,889
	GW th			7,83	7,932	8,045	8,048	7,937	7,907	7,921
	GW th Wachstum				1,3%	1,4%	0,0%	-1,4%	-0,4%	0,2%
	kWth/ Einwohner	0,000	0,000	0,524	0,526	0,530	0,526	0,516	0,513	0,511
	kWth/km²Fläche	0	0	187	189	192	192	190	189	189
PV	Potential GWh	7954,9								
	Potential GW	8,84								
	GWh			0,72	0,9	1,17	1,44	1,8	2,25	2,97
	% Elektrizitätserzeugung	0,000%	0,000%	0,001%	0,001%	0,002%	0,002%	0,002%	0,003%	0,003%
	%Potential	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,02%	0,03%	0,04%
	MW			0,8	1	1,3	1,6	2	2,5	3,3
	GW Wachstum				25,0%	30,0%	23,1%	25,0%	25,0%	32,0%
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%
	%Potential	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,02%	0,03%	0,04%
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	kW/km²Fläche	0,000	0,000	0,019	0,024	0,031	0,038	0,048	0,060	0,079

Niederlande

Wasser	Potential GWh	633								
	Potential GW	0,10								
	GWh	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	% Elektrizitätserzeugung	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
	%Potential	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%
	GW	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375
	GW Wachstum		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	% Gesamtkapazität	0,21%	0,21%	0,21%	0,22%	0,21%	0,21%	0,20%	0,21%	0,19%
	%Potential	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%
	kW/ Einwohner	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
	kW/km²Fläche	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896

Dänemark

Dänemark		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Allgemein	Einwohner Mio	5,13	5,13	5,14	5,15	5,17	5,19	5,20	5,22	5,26
	Fläche km ²	43.094								
	CO2 Emissionen Mt	56,3	51,1	52,7	62,4	56,7	58,5	62,6	59,9	73,9
	CO2/Einwohner	11,0	10,0	10,2	12,1	11,0	11,3	12,0	11,5	14,0
	PEV MTOE	18,83	17,87	18,20	19,89	19,28	19,60	20,27	20,58	23,24
	PEV TWh	218,98	207,83	211,71	231,29	224,28	227,93	235,73	239,31	270,28
	PEV Wachstum		-5,1%	1,9%	9,2%	-3,0%	1,6%	3,4%	1,5%	12,9%
	Endenergie MTOE	13,87	14,45	14,54	14,47	14,25	14,52	14,76	15,05	15,64
	Endenergie TWh	161,32	168,05	169,15	168,30	165,73	168,89	171,70	174,98	181,89
	Endenergie Wachstum		4,2%	0,6%	-0,5%	-1,5%	1,9%	1,7%	1,9%	3,9%
	Bruttostromerzeugung TWh	27,96	22,29	25,73	36,32	30,86	33,74	40,09	36,78	53,54
	Stromverbrauch TWh	28,05	29,27	29,27	29,70	30,21	30,62	30,99	31,23	32,22
	Stromverbrauch Wachstum		4,3%	0,0%	1,5%	1,7%	1,4%	1,2%	0,8%	3,1%
	Erzeugungskapazität GW	8,44	8,81	9,14	9,58	10,04	10,35	10,46	10,89	11,11
Wärmebedarf TWh										
Wind	Potential TWh	27								
	Potential GW	13,50								
	GWh	291,7	428,4	610,3	740,1	915,4	1034	1137	1174	1217
	% Elektrizitätserzeugung	1,0%	1,9%	2,4%	2,0%	3,0%	3,1%	2,8%	3,2%	2,3%
	%Potential	1,1%	1,6%	2,3%	2,7%	3,4%	3,8%	4,2%	4,3%	4,5%
	GW	0,196	0,263	0,343	0,413	0,458	0,491	0,532	0,619	0,825
	GW Wachstum		34,2%	30,4%	20,4%	10,9%	7,2%	8,4%	16,4%	33,3%
	% Gesamtkapazität	2,32%	2,99%	3,75%	4,31%	4,56%	4,74%	5,09%	5,68%	7,43%
	%Potential	1,5%	1,9%	2,5%	3,1%	3,4%	3,6%	3,9%	4,6%	6,1%
	kW/ Einwohner	0,038	0,051	0,067	0,080	0,089	0,095	0,102	0,119	0,157
	kW/km ² Fläche	4,548	6,103	7,959	9,584	10,628	11,394	12,345	14,364	19,144
	Solar thermisch	Potential GWh	3014							
Potential '000m ²		7.535								
GWh								29,6		71,944
GWh Wachstum										
% Wärmebedarfs										
%Potential		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,98%	0,00%	2,39%
'000 m ²								74		
m ² Wachstum										
%Potential		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%	0,0%
m ² / Einwohner		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,014	0,000	0,000
m ² /km ² Fläche	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,717	0,000	0,000	
Bio masse	Potential GWh	46.835								
	Potential GW									
	GWh									17067,2
	% Elektrizitätserzeugung	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	31,9%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	36,4%
	GW									
	GW Wachstum									
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	%Potential									
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
kW/km ² Fläche	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

Spanien

Spanien		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Allgemein	Einwohner Mio	38,69	38,77	38,84	38,92	39,01	39,09	39,15	39,21	39,27
	Fläche km ²	505.990								
	CO2 Emissionen Mt	181,4	196,7	202,0	214,1	223,8	210,4	221,7	236,2	224,7
	CO2/Einwohner	4,7	5,1	5,2	5,5	5,7	5,4	5,7	6,0	5,7
	PEV MTOE	83,28	87,28	89,08	94,13	95,46	91,69	97,40	102,28	100,27
	PEV TWh	968,49	1015,09	1036,01	1094,73	1110,17	1066,38	1132,77	1189,56	1166,14
	PEV Wachstum		4,8%	2,1%	5,7%	1,4%	-3,9%	6,2%	5,0%	-2,0%
	Endenergie MTOE	53,47	56,53	56,53	60,11	59,95	59,22	63,01	63,81	65,99
	Endenergie TWh	621,80	657,40	657,40	699,03	697,19	688,77	732,84	742,11	767,46
	Endenergie Wachstum		5,7%	0,0%	6,3%	-0,3%	-1,2%	6,4%	1,3%	3,4%
	Bruttostromerzeugung TWh	139,68	147,81	151,71	155,69	158,49	156,50	161,47	166,62	173,73
	Stromverbrauch MTOE	9,82	10,82	10,82	11,06	11,24	11,24	11,78	12,14	12,66
	Stromverbrauch TWh	114,16	125,80	125,80	128,64	130,77	130,68	136,96	141,18	147,24
	Stromverbrauch Wachstum		10,2%	0,0%	2,3%	1,7%	-0,1%	4,8%	3,1%	4,3%
	Erzeugungskapazität GW	42,79	43,46	43,42	43,63	43,84	43,91	44,49	45,81	46,83
	Wärmebedarf									
Wind	Potential TWh	86								
	Potential GW	43,00								
	GWh									
	% Elektrizitätserzeugung	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	GW				0,015	0,044	0,051	0,075	0,1221	0,216
	GW Wachstum					193,3%	15,9%	47,1%	62,7%	77,0%
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,10%	0,12%	0,17%	0,27%	0,46%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,006
	kW/km ² Fläche	0,000	0,000	0,000	0,030	0,087	0,101	0,148	0,241	0,427
Solar thermisch	Potential GWh	45435,4								
	Potential '000m ²	113.589								
	GWh									
	GWh Wachstum									
	% Wärmebedarfs									
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	000 m ²							118		
	m ² Wachstum									
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%
	m ² / Einwohner	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000
	m ² /km ² Fläche	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,233	0,000	0,000

Schweden

Schweden		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Allgemein	Einwohner Mio	8,44	8,49	8,56	8,62	8,67	8,72	8,78	8,82	8,84
	Fläche km ²	449.964								
	CO2 Emissionen Mt	55,3	52,6	50,0	50,1	51,0	51,1	54,1	53,6	58,4
	CO2/Einwohner	6,6	6,2	5,8	5,8	5,9	5,9	6,2	6,1	6,6
	PEV TWh	571,15	550,09	545,91	561,91	535,32	540,78	569,74	579,38	598,36
	PEV Wachstum		-3,7%	-0,8%	2,9%	-4,7%	1,0%	5,4%	1,7%	3,3%
	Endenergie TWh	365,38	351,05	351,05	350,56	354,14	374,65	385,96	391,26	396,23
	Endenergie Wachstum		-3,9%	0,0%	-0,1%	1,0%	5,8%	3,0%	1,4%	1,3%
	Bruttostromerzeugung TWh	146,21	143,07	146,48	147,36	146,22	145,78	143,01	148,32	139,66
	Stromverbrauch TWh	120,02	120,35	120,35	122,02	120,15	121,13	122,47	124,48	125,95
	Stromverbrauch Wachstum		0,3%	0,0%	1,4%	-1,5%	0,8%	1,1%	1,6%	1,2%
	Erzeugungskapazität GW	33,17	33,91	34,19	34,48	34,56	34,65	33,19	33,62	33,76
	Wärmebedarf									

Wind	Potential TWh	58								
	Potential GW	29,00								
	GWh								100	200
	% Elektrizitätserzeugung	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,14%
	%Potential	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,17%	0,34%
	GW				0,007	0,0122	0,0282	0,0382	0,0672	0,1059
	GW Wachstum					74,3%	131,1%	35,5%	75,9%	57,6%
	% Gesamtkapazität	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,04%	0,08%	0,12%	0,20%	0,31%
	%Potential	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,4%
	kW/ Einwohner	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,003	0,004	0,008	0,012
	kW/km ² Fläche	0,000	0,000	0,000	0,016	0,027	0,063	0,085	0,149	0,235