



FORSCHUNGSSTELLE FÜR UMWELTPOLITIK

Freie Universität Berlin

Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften

Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft

FFU-report 01-2003

**Forschungsstelle
für Umweltpolitik**

Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt

Mischa Bechberger
Stefan Körner
Danyel Reiche

ffu

Korrespondenzadresse:

dreiche947@aol.com

Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) und dessen Mitgliederverbände Bund Deutscher Wasserkraftwerke (BDW), Bundesverband Deutscher Biomasseheizwerke (VDBH), Bundesverband Windenergie (BWE), Deutscher Fachverband Solarenergie (DFS), Fachverband Biogas, Geothermische Vereinigung, Wirtschaftsverband Windkraftwerke (WVW), Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (UVS), Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) und des Verbandes deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA).



FORSCHUNGSSTELLE FÜR UMWELTPOLITIK

Freie Universität Berlin
Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften
Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft

lnhnestr. 22
14195 Berlin

telefon +49-30-838 566 87
fax +49-30-838 566 85
email ffu@zedat.fu-berlin.de
internet www.fu-berlin.de/ffu/

Zusammenfassung

Das Ziel dieser Studie ist es, Faktoren zu identifizieren, die für eine möglichst erfolgreiche Anwendung von Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien im Strommarkt besonders wichtig sind. Dabei bestätigt sich die Grundannahme, dass neben der prinzipiellen Entscheidung für ein bestimmtes Förderinstrumentarium, v.a. die äußeren Rahmenbedingungen, die grundsätzliche Ausgestaltung von Fördermodellen sowie instrumentenspezifische Detailregelungen maßgeblich für den Erfolg verantwortlich sind.

Hinsichtlich der Rahmenbedingungen werden dabei fünf Makrofaktoren identifiziert. Dies sind geographische bzw. die Ausgangsbedingungen der Energiepolitik eines Landes betreffende, sowie ökonomische, politische, technische und kognitive Faktoren.

Darüber hinaus ist es die jeweilige Ausgestaltung einer Fördermaßnahme, die über die gewünschte Effektivität entscheidet. Wiederum werden diesbezüglich fünf zentrale Kriterien identifiziert, die den Erfolg eines Förderinstruments mitbestimmen. Dies sind die langfristige Planungs- und Investitionssicherheit, die technologydifferenzierte Vergütung, die standortabhängige Vergütung, die Rechts- und Wettbewerbskonformität, sowie die institutionelle Beherrschbarkeit eines jeden Förderinstruments.

Schließlich sind auch zahlreiche Detailregelungen innerhalb des jeweiligen Förderansatzes für dessen Erfolg mit entscheidend, wie z. B. eine degressive und zeitlich befristete Ausrichtung der Vergütung bei Einspeisemodellen.

Abstract

It is the aim of this study to identify success conditions of instruments for the promotion of renewable energies in the electricity market. The basic assumption that the success of a certain promotion instrument mainly depends on the (external) framework conditions and on its general and specific design is proved true.

Concerning the framework conditions five macro factors are identified. These include geographical factors respectively the individual starting position in energy policy as well as economical, political, technical and cognitive factors.

Furthermore the general design of a promotion measure is responsible for its grade of effectiveness. Again five main criteria are identified which influence the success of a promotion instrument in a crucial way: long-term security for planning and investments, technology specific payment, location specific payment, compatibility with law and competition and administrative manageability.

Finally, several specific shapings within a respective promotion model are decisive for its successful deployment for example a degressive and temporary limited payment in a feed-in system.

Inhalt

1	Darstellung und Diskussion der Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien	1
1.1	Angebotsorientierte Förderinstrumente	2
1.1.1	Preisbasierte Instrumente	2
1.1.1.1	Einspeisevergütungsmodelle	2
1.1.1.2	Finanzierungshilfen / Subventionen / Förderprogramme	5
1.1.2	Mengenbasierte Instrumente	6
1.1.2.1	Angebotsorientierte Quotenregelung	6
1.1.2.2	Ausschreibungsmodelle	8
1.2	Nachfrageorientierte Förderinstrumente	10
1.2.1	Preisbasierte Instrumente	10
1.2.1.1	Grüner Strom / Green Pricing	10
1.2.1.2	Ökologische Steuern	11
1.2.2	Mengenorientierte Instrumente	11
1.2.2.1	Nachfrageorientierte Quotenregelung	11
1.3	Flankierende Maßnahmen/ Sonstige Instrumente	11
1.3.1	Forschung und Entwicklung, Exportförderung und Entwicklungszusammenarbeit	11
1.3.2	Selbstverpflichtungserklärungen/ Kooperationslösungen	12
1.3.3	Institutionelle Maßnahmen	13
1.3.3.1	Ordnungspolitik	13
1.3.3.2	Organisationen zur Förderung erneuerbarer Energien	13
1.3.3.3	Verbesserung der Datenbasis	14
1.3.3.4	Vermarktungsinstrumente	14
2	Der regulative Kontext der Europäischen Union (EU) bezüglich der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien	14
2.1	Europarechtliche Maßstäbe für die Förderung erneuerbarer Energien durch die Mitgliedsstaaten	15
2.2	Bestrebungen für eine gemeinsame Förderstrategie	16
3	Instrumente zur Förderung Erneuerbarer Energien in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union	18
4	Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt	20
4.1	Die äußeren Rahmenbedingungen und ihr Einfluss auf die (erfolgreiche) Nutzung erneuerbarer Energien	21

4.1.1	Geographische Faktoren und jeweilige Ausgangsbedingungen in der Energiepolitik	21
4.1.2	Ökonomische Faktoren	22
4.1.3	Politische Faktoren	23
4.1.4	Kognitive Faktoren	25
4.1.5	Technische Faktoren	26
4.2	Grundsätzliche Erfolgskriterien bei der Ausgestaltung von Instrumenten zur Förderung erneuerbare Energien	28
4.2.1	Langfristige Planungs- und Investitionssicherheit	28
4.2.2	Technologiedifferenzierte Vergütung	29
4.2.3	Standortabhängige Vergütung	30
4.2.4	Rechts- und Wettbewerbskonformität	30
4.2.5	Institutionelle Beherrschbarkeit bzw. Umsetzbarkeit	31
4.3	Instrumentenspezifische Erfolgsbedingungen	31
4.3.1	Spezifische Erfolgsbedingungen von Einspeisevergütungsmodellen	32
4.3.2	Spezifische Erfolgsbedingungen von Quotenmodellen	33
4.3.3	Spezifische Erfolgsbedingungen weiterer untersuchter Förderinstrumente	34
5	Fazit	35
6	Literatur	38

Abkürzungsverzeichnis

BauGB	Baugesetzbuch
DENA	Deutsche Energieagentur
DKK	Dänische Krone
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FuE	Forschung und Entwicklung
IRENA	Internationale Agentur für Erneuerbare Energien
KW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunden
Mwel	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunden
NFFO	Non-Fossil Fuel Obligations
NOVEM	Nederlandse onderneming voor energie en milieu
RECS	Renewable Energy Certificate System
TWh	Terawattstunden
WCRE	Weltrat für Erneuerbare Energien

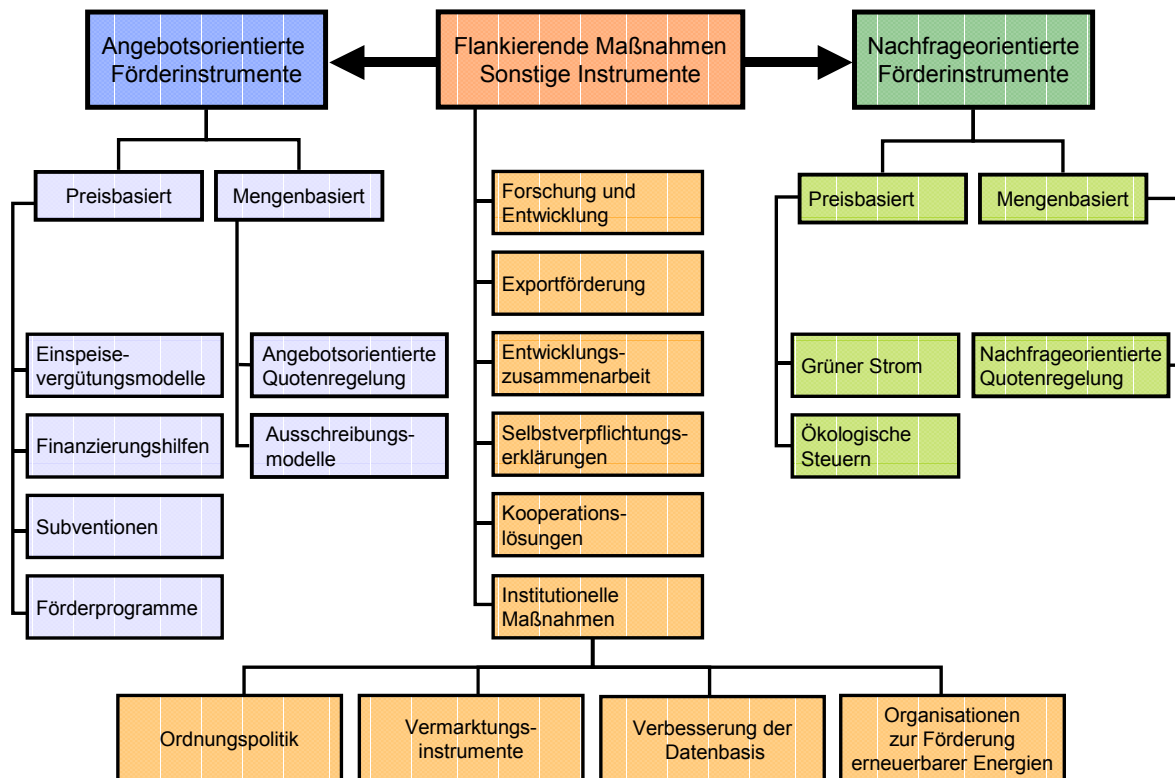
1 Darstellung und Diskussion der Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien

Grundsätzlich sind verschiedene Einteilungen von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien möglich. Unter dem Begriff „Instrumente“ sind hier grundsätzlich alle Maßnahmen zu verstehen, die dafür geeignet sind, regenerative Energien zu fördern. Da in der Praxis eine Vielzahl von Fördermaßnahmen Anwendung findet – Espey beispielsweise unterscheidet institutionelle (v.a. ordnungspolitische Regelungen; Organisationen), finanzielle und mengenbasierte Instrumente, sowie Förderprogramme und freiwillige Maßnahmen (vgl. Espey 2001: 26 ff.) – fließen in die hier verwendete Einteilung Elemente aus verschiedenen Systematisierungsansätzen ein, da eine allzu scharfe Abgrenzung nicht zweckmäßig erscheint.

In der vorliegenden Studie wird als Grob- bzw. Makroraster lediglich nach angebots- und nachfrageorientierten Förderinstrumenten unterschieden und diesen werden dann die wichtigsten, d.h. weit verbreitetsten Fördermaßnahmen auf einer Unter- bzw. Mikroebene im Sinne einer Auswahl zugeordnet. Unter einem angebotsorientierten Förderinstrumentarium werden hier wiederum v.a. solche Instrumente unterschieden, die entweder den Preis oder aber die Menge als instrumentelle Steuergröße verwenden und damit die Produzentenseite beeinflussen wollen. Bei preisbasierten Modellen stehen klar Einspeisevergütungsmaßnahmen und weitere Finanzierungshilfen in Form von Förderprogrammen im Mittelpunkt der Betrachtung, bei mengenbasierten Modellen werden sowohl Quoten- als auch Ausschreibungsregelungen berücksichtigt. Hinsichtlich nachfrageorientierter Förderinstrumente stehen insbesondere Angebote für grünen Strom (Green Pricing), ökologische Steuern und auch bestimmte Ausgestaltungen eines Quotenmodells (Endkunde als Adressat) im Vordergrund. Damit soll über die zunehmende Nachfrage durch Konsumenten der Anteil erneuerbarer Energien gesteigert werden. Darüber hinaus werden noch einige sonstige bzw. flankierende Fördermaßnahmen, wie Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprogramme, so genannte Selbstverpflichtungsmaßnahmen bzw. Kooperationslösungen, sowie institutionelle Instrumente wie ordnungspolitische Regelungen oder Organisationen zur Förderung erneuerbarer Energien kurz beleuchtet, die sich grundsätzlich ebenfalls in angebots- und nachfrageorientiert unterscheiden lassen.

Bei der Thematisierung der wichtigsten Förderinstrumente werden jeweils kurz die Historie, das Ziel, die Funktionsweise und die Vor- und Nachteile der einzelnen Instrumente dargestellt.

Abb. 1: Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien



1.1 Angebotsorientierte Förderinstrumente

1.1.1 Preisbasierte Instrumente

1.1.1.1 Einspeisevergütungsmodelle

Nach wie vor können Einspeisevergütungsmodelle als eines der weitverbreitetsten preisbasierten Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien bezeichnet werden, das in einer wechselnden Anzahl von europäischen Ländern Anwendung gefunden hat. Als Modellländer gelten dabei:

- Deutschland (seit 1991),
- Spanien (seit 1994),
- Dänemark (von 1992 bis Ende 2002),
- Frankreich (Seit Juni 2001).

Festpreissysteme sind darüber hinaus auch in unterschiedlichem Umfang in Kraft in:

- Portugal (seit 1988),
- der Schweiz (seit 1991),
- Griechenland (seit 1994),
- Luxemburg (seit 1994),
- Österreich (seit 1998),
- Lettland (seit 1998),
- Estland (seit 1998),

- Belgien (seit 1995, jedoch nur noch in geringem Umfang in Wallonien und Brüssel)
- und den Niederlanden (seit 1989, noch immer in bestimmten Fällen).

Ehemals verwendeten auch Italien (zwischen 1992 und 31.3. 1999) und Irland (bis Ende 1994) und Polen (zwischen 1993 und 1996) ein solches Fördermodell. Auch außerhalb Europas haben in jüngster Zeit Länder Festpreisregelungen eingeführt, wie etwa Brasilien im Juli 2001, oder denken zumindest über eine solche Regelung nach (Japan). Orientiert haben sich dabei inner- wie außereuropäische Länder v.a. auch an der aktuellen deutschen Regelung, dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 1.4.2000, das aus dem Stromeinspeisegesetz von 1991 hervorgegangen ist und sich bereits als sehr erfolgreich im Sinne einer möglichst breiten Unterstützung alternativer Energien gezeigt hat.

Neben dem strategischen Ziel eines Einspeisemodells, die Kostendifferenz zwischen Regenerativstrom und konventionell erzeugtem Strom durch die Beeinflussung des Preises so weit wie möglich zu verringern, enthielt das EEG im Interesse einer klareren Auslegung des Gesetzes erstmals auch eine politische Zielnorm. Danach ist es das Ziel des EEG, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland zu ermöglichen, indem der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis 2010 mindestens verdoppelt wird. In der Gesetzesbegründung wurden darüber hinaus weitere Ziele genannt:

- Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten,
 - Schaffung von Arbeitsplätzen,
 - Impulsgebung für Industrie und Landwirtschaft etc.
- (vgl. Oschmann 2000: 460; siehe dazu auch Bechberger 2000: 43)

Kernelemente eines Festpreissystems sind zum einen eine Abnahmepflicht von Strom aus erneuerbaren Energien seitens der Energieversorgungsunternehmen (EVU) und zum anderen ein garantierter Abnahmepreis (eine Vergütungspflicht) (vgl. Bliem 2000: 52). Die konkreten Bedingungen der Stromeinspeisung, wie etwa die Bandbreite der zu berücksichtigenden Regenerativ-Technologien, Fragen der Netznutzung oder die jeweilige Höhe der Vergütungssätze, unterliegen dabei meist einer gesetzlichen Regelung. Insbesondere die Vergütung kann dabei auf unterschiedliche Weise festgelegt werden. So ist beispielsweise eine Orientierung der Vergütung an den vermiedenen Stromgestehungskosten aus konventionellen Energieträgern denkbar, die je nach Tages- bzw. Jahreszeit unterschiedlich ausfallen könnten. Möglich ist auch eine Ableitung des Vergütungsniveaus aus dem durchschnittlichen Strompreis der Endverbraucher, ein fester Vergütungssatz oder eine Kombination aus beiden (vgl. Espey 2001: 49). Zudem besteht die Möglichkeit, die Vergütungshöhe nach Erzeugungstechnologie, Standort und Ertrag zu variieren, sowie zeitlich begrenzt und degressiv auszugestalten, um eine Überförderung bzw. Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Genauso wie bei anderen Förderinstrumenten sind auch mit der Einführung von Einspeiseregulungen Vor- und Nachteile verbunden. Die wichtigsten Argumente, die von den Kritikern einer solchen Regelung vorgebracht werden, sind dabei insbesondere die Gefahr möglicher Wettbewerbsverzerrungen, die vor allem durch die unterschiedliche geographische Verteilung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien hervorgerufen werden können. So hatten beispielsweise in Deutschland vor Einführung eines bundesweiten Belastungsaus-

gleich die norddeutschen Stromkunden aufgrund vieler windreicher Küstenstandorte einen höheren Anteil an Mehrkosten der Stromerzeugung aus Windenergie zu tragen, als Stromkunden im Binnenland mit weniger Windkraftanlagen in ihrem Versorgungsgebiet. Ein weiterer wichtiger Streitpunkt bei Einspeisevergütungsregelungen ist stets die Struktur und Höhe der Vergütung. So wird angeführt, dass aufgrund der langfristig sicheren Vergütungssätze kein wirklicher Anreiz zur Verringerung der Erzeugungskosten entsteht, da alle im Rahmen eines Festpreismodells berücksichtigten Regenerativ-Technologien von der Vergütung profitieren und somit kein Wettbewerb zwischen den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien, z. B. um eigene Kunden oder um die generelle Berücksichtigung bei der Vergütung wie im Falle eines Ausschreibungsmodells, entsteht. Dies, so die Kritiker, führe letztlich auch zu Innovationsdefiziten. Grundsätzlich wird bezüglich der Vergütungssätze auch kritisiert, dass bei deren Festlegung weder die Tages- und Jahreszeiten, noch die zum Teil vergleichsweise niedrige Leistungsverfügbarkeit der Erzeugungsanlagen berücksichtigt werde. Bei fehlender Differenzierung der Vergütungssätze innerhalb der einzelnen Erzeugungstechnologien könnten auch keine unterschiedlichen Standortqualitäten insbesondere bei der Windenergie berücksichtigt werden. Im Vergleich zu so genannten Quotenmodellen bemängelt man bei Einspeiseregulungen meist auch die fehlende oder zumindest unsichere ökologische Treffsicherheit. Schließlich gibt es seit der Einführung eines solchen preisbasierten Förderinstruments auch eine lebhafte Diskussion um seine Verfassungsmäßigkeit sowie EU-Rechtskonformität. Zwar hat hier das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 13.3. 2001 hinsichtlich des deutschen Stromeinspeisegesetzes Klarheit geschaffen, dass es sich nicht um eine staatliche Beihilfe handelt. Dennoch wird v.a. in der EU-Wettbewerbskommission und auch in der Literatur teilweise nach wie vor die Auffassung vertreten, dass die Zahlung der Regenerativstromvergütung durch die Endkunden seitens des Staates festgelegt worden sei und somit durchaus als Subvention verstanden werden könne, was grundsätzlich mit dem Wettbewerbsgedanken des europäischen Binnenmarktes unvereinbar sei¹ (vgl. Bliem 2000: 52; Espey 2001: 49f; Staiß 2000: 152 ff.).

Diesen kritischen Bemerkungen stellen jedoch die Befürworter eines Einspeisevergütungsmodells eine Vielzahl von Argumenten gegenüber, die aus ihrer Sicht klar für eine solche Regelung sprechen. Das Wichtigste ist dabei insbesondere die hohe Planungssicherheit für potenzielle Investoren dank der unbegrenzten Abnahmegarantie des Stroms aus erneuerbaren Energien zu einem festen Vergütungssatz. Insofern bieten Einspeisemodelle sowohl auf der Preis- als auch der Mengenseite diese hohe Planungssicherheit (vgl. Oppermann 2001: 11). Durch eine z. T. leistungs- bzw. ertragsspezifische sowie nach Erzeugungstechnologien differenzierte Vergütung können zudem im Rahmen eines Festpreissystems zwei grundlegende Probleme der Förderung regenerativer Energien ausgeräumt werden: Erstens erhalten so alle Techniken zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien eine vergleichbare Entwicklungschance bis hin zur Massenproduktion bei gleichzeitig sinkenden Anlagenkosten (economy of scale). Zweitens verhindern differenzierte und möglichst degressiv ausgestaltete Vergütungssätze die Gefahr einer Überförderung bzw. von Mitnahmeeffekten bei bereits marktnahen Erzeugungstechnologien und wirken auch dem Vorwurf der staatlichen

¹ So wurde auch gegen das EEG kurz nach seinem Inkrafttreten zunächst ein Beihilfeprüfverfahren der Europäischen Kommission eingeleitet. Diese hob den Beihilfeverdacht jedoch im Mai 2002 selbst auf.

Beihilfe entgegen. Darüber hinaus sind Einspeiseregeln auch aus administrativer Sicht sehr positiv zu bewerten, da sie sich im Vergleich zu anderen Förderinstrumenten durch einen geringen bürokratischen und regulativen Aufwand auszeichnen. Schließlich haben sich solche preisbasierten Förderinstrumente als überaus effektiv und - zumindest auf den Kapazitätsausbau und die damit verbundene Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bezogen - auch kosteneffizient erwiesen. Beispielsweise wurden 1999 in Deutschland, Dänemark und Spanien, die zum damaligen Zeitpunkt alle Einspeisevergütungsregelungen anwendeten, 60 mal mehr Windkraftkapazitäten installiert als in den Ländern Großbritannien, Frankreich und Irland mit Ausschreibungsmodellen. Genauso standen Ende 1999 80 Prozent der in der gesamten EU installierten Windenergieleistung in diesen drei Ländern und waren 78 Prozent aller EU-weit errichteten Photovoltaikanlagen in Deutschland und Spanien zu finden. Unbestritten haben bei solchen Erfolgen noch andere Faktoren eine entscheidende Rolle gespielt, dennoch hatten die erwähnten Vorteile von Festpreissystemen daran sicherlich einen nicht zu unterschätzenden Anteil (vgl. Bliem 2000: 52f; EEA 2001: 7; Espey 2001: 49ff.; Menanteau et al. 2001: 16; Staiß 2000: 152 ff.).

1.1.1.2 Finanzierungshilfen / Subventionen / Förderprogramme

Unter Finanzierungshilfen bzw. Subventionen im Sinne einer öffentlichen Leistung zur Förderung erneuerbarer Energien sind allgemein:

- Steuervergünstigungen bzw. -befreiungen,
- Investitionsförderungen,
- verbilligtes Kapital,
- verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten
- sowie Prämien und Boni

zu verstehen. Häufig werden diese finanziellen Mittel durch Förderprogramme bereitgestellt. Finanzierungshilfen für alternative Energieerzeugungstechnologien stellen generell eine wesentliche, teilweise die entscheidende Unterstützung für die Realisierung von Investitionsvorhaben in regenerative Energien dar. Zudem sind sie generell leichter durchsetzbar, da es sich hierbei um Instrumente mit distributivem (verteilendem) Charakter handelt. Dennoch sind sie nicht als Ersatz, sondern eher als wichtige Ergänzungsmaßnahmen von anderen Förderinstrumenten zu verstehen (Policymix). Auch hierbei ist die Höhe und der Umfang dieser finanziellen Zuwendungen von der Priorität der Förderung erneuerbarer Energien eines Landes und von der Marktreife der jeweiligen Technologie abhängig.

Investitionskostenzuschüsse beispielsweise, in Form von Festbeträgen oder prozentualen Höchst- und Mindestbeträgen, eignen sich besonders für einen zeitlich befristeten Einsatz, z.B. zur Markteinführung, wobei gerade kleine, noch marktferne und somit noch teure Erzeugungstechnologien wie die Photovoltaik am stärksten von diesen profitieren. Auch Kapitalvergünstigungen wie zinslose bzw. vergünstigte Darlehen (oder Bürgschaften) stellen eine weitere wichtige Finanzierungshilfe dar, die je nach Bedürfnis des Kreditnehmers in ihrer Laufzeit, Tilgungsart und Zinshöhe angepasst werden können. Subventionen im Bereich der erneuerbaren Energien besitzen insbesondere hinsichtlich der Technologieentwicklung und der Schaffung von Infrastruktur einen hohen Stellenwert. Generell sind mit Finanzierungshilfen unterschiedlich hohe Informations- und Transaktionskosten verbunden, die es nach Mög-

lichkeit zu reduzieren gilt (vgl. Bliem 2000: 58 f.; Fishedick et al. 2000: 217 ff.; Espey 2001: 45 ff.).

1.1.2 Mengenbasierte Instrumente

1.1.2.1 Angebotsorientierte Quotenregelung

Erstmals im nationalen Rahmen wurde ein Quotenmodell zur Senkung von Schadstoffemissionen in den USA eingeführt. Die Administration des Präsidenten George Bush sen. beschritt mit dem Clean Air Act 1990 einen neuen Weg zur Senkung der Schwefeldioxidemissionen, nachdem bei der Bekämpfung der Vorläufersubstanzen des sauren Regens durch ein verschärftes Genehmigungsrecht keine Erfolge erzielt worden waren (Mez/Piening 2000: 2). In den Niederlanden wurde auf Basis einer freiwilligen Vereinbarung zwischen der Regierung und der Energiewirtschaft von 1998 bis Mitte 2001 ein Zertifikathandel durchgeführt (Reiche 2002: 52 f.). Die Regierung von Dänemark beschloss 1999, von den geltenden Zuschussregeln auf ein Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten umzusteigen, und auch in Großbritannien, Italien, Flandern/Belgien (Lauber 2001: 11) und Schweden (STEM 2002: 16) werden ähnlich Pläne verfolgt.

Ziel einer solchen Regelung soll es sein, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf eine möglichst marktkonforme Weise² zu erhöhen und so Kohlenstoffdioxidemissionen zu verringern. Durch den Einsatz von marktwirtschaftlichen Mitteln (Angebot und Nachfrage) soll erneuerbare Energie zu möglichst günstigen Preisen bereitgestellt werden, was auch ihre Akzeptanz erhöhen soll (Fishedick et al. 2000: 142 f.; Menanteau et al. 2001: 8 ff.).

Kernelement einer Quotenregelung ist die staatliche Festsetzung einer Menge oder eines Anteils erneuerbarer Energie, die eine zu bestimmende Gruppe von Akteuren - Produzenten, Zwischenhändler, Netzbetreiber oder Verbraucher (vgl. dazu Abschnitt 2.2.1 zu nachfrageorientierter Quote) - innerhalb eines bestimmten Zeitraums herzustellen, zu verkaufen, aufzunehmen oder zu kaufen hat. Nach Menanteau sollte die Quotenfestlegung dabei maßvoll sein, um zu hohe anfängliche Zertifikatspreise zu vermeiden, eine stetige Steigerung sei aber nötig, um einen Zubau regenerativer Erzeugungskapazitäten anzuregen (Menanteau et al. 2001: 19). Um die Einhaltung der Mengenverpflichtung zu kontrollieren, wird der Strom aus vorher als förderwürdig definierten regenerativen Quellen zertifiziert. Die Zertifizierung kann durch eine unabhängige Organisation oder durch die Erzeuger selbst (überprüfbar durch die Einspeisemessdaten) erfolgen. Anhand der Zertifikate muss der in der Pflicht stehende Akteur an einem festgelegten Stichtag nachweisen, dass er seinen Quotenverpflichtungen nachgekommen ist, die entsprechenden Zertifikate werden eingezogen. Gegen Akteure, die ihren Verpflichtungen nicht nachgekommen sind, werden Sanktionen verhängt.

² Die Auffassung, eine Quotenregelung sei aufgrund der Tatsache, dass die Preisbildung durch Angebot und Nachfrage erfolgt, besonders marktkonform, wird von ihren Befürwortern wie der OECD vertreten (OECD 2001: 196), von Kritikern aber mit Hinweis auf höhere Transaktionskosten und andere Nachteile vehement bestritten. Wenn in dieser Studie im Zusammenhang mit der Preisbildung durch Angebot und Nachfrage von Marktkonformität gesprochen wird, unterstellen die Autoren damit keineswegs, dass andere Förderinstrumente nicht marktkonform seien.

Zwei Grundvarianten der Quotenregelung sind möglich: Die Verpflichtung zur physischen Abnahme zertifizierten Stroms, wodurch ein separater Markt für grünen Strom entsteht (vgl. Drillich 2001: 80 f.) und die Möglichkeit, die Verpflichtungen mit frei handelbaren Zertifikaten (im Idealfall erfolgt der Handel an einer Zertifikatsbörse) zu decken. Natürlich bleibt auch noch die Möglichkeit, den regenerativen Strom selbst zu produzieren. Wenn die physische Abnahme von regenerativem Strom vorgeschrieben ist, verteuert sich grüner Strom für Abnehmer, die in Regionen leben, in denen zu wenig Strom aus regenerativen Quellen produziert wird, weil zusätzlich zu den Kosten für die Stromerzeugung Durchleitungsentgelte anfallen. Eine Regelung mit handelbaren Zertifikaten führt dazu, dass zwei Merkmale des regenerativen Stroms entkoppelt werden: seine physikalischen Eigenschaften als Strom, der sich nicht von Strom aus Kohle- oder Atomkraftwerken unterscheiden lässt, und der Nutzen für die Umwelt. Der Strom tritt in Wettbewerb mit dem Strom aus anderen Energiequellen, sein Preis wird marktkonform aus Angebot und Nachfrage gebildet, der unterschiedlichen Einspeisecharakteristik wird dabei Rechnung getragen (Strom aus Windkraftanlagen fällt an, wenn Wind weht; Biomassekraftwerke können ihre Produktion an die Nachfrage anpassen). Die Tatsache, dass regenerative Energieerzeugung gegenüber konventioneller noch nicht voll wettbewerbsfähig ist, wird dadurch ausgeglichen, dass die Erzeuger von regenerativem Strom neben dessen Verkauf eine weitere Einnahmenquelle erhalten, nämlich die Erlöse aus dem Verkauf von Zertifikaten, wodurch sie für die Vermeidung von Umweltbelastungen und daraus resultierenden Kosten, die bei konventioneller Stromerzeugung entstanden wären, entlohnt werden. Regenerative Energie wird da erzeugt, wo der Einsatz der jeweiligen Techniken am wirtschaftlichsten ist, die Zusatzkosten, die für die Umweltentlastung anfallen, werden dagegen gleichmäßig verteilt (Menanteau 2001: 18 f.).

Verschiedene Arten regenerativer Stromerzeugung unterscheiden sich in Umweltverträglichkeit und Marktreife. Technologien können aufgrund ihrer Umwelteffekte mehr oder weniger erwünscht sein und je nach Marktreife mehr oder weniger Förderung benötigen. Photovoltaikanlagen können auf absehbare Zeit nicht betriebswirtschaftlich kostendeckend arbeiten, während dies für Windkraftanlagen an besonders günstigen Standorten durchaus möglich ist. Mitnahmeeffekte, d. h. die Förderung von Anlagen, die auch ohne eine solche errichtet worden wären, weil sie auch so kostendeckend arbeiten, müssen vermieden werden. Um die Verteilung von Mitteln zwischen den unterschiedlichen Technologien zu steuern, können zum einen Wertigkeitsfaktoren festgelegt werden. Das bedeutet, dass Anlagen, die besonders gefördert werden sollen, pro erzeugter Kilowattstunde (kWh) mehr Zertifikats-kWh angerechnet bekommen, als Anlagen, die als weniger förderwürdig gelten. Der Betreiber einer Photovoltaikanlage könnte beispielweise pro erzeugter Kilowattstunde Solarstrom 1,5 Kilowattstunden zertifiziert bekommen, während der Betreiber einer Windkraftanlage pro Kilowattstunde lediglich Zertifikate für 0,8 Kilowattstunden erhält. Durch Wertigkeitsfaktoren lässt sich die Verteilung der Fördermittel gut verfeinern, ihr Einsatz senkt allerdings die Transparenz, da die vergütete Strommenge nicht mehr der eingespeisten entspricht. Eine andere Methode, einen Ausgleich zwischen den verschiedenen regenerativen Erzeugungstechnologien herzustellen, ist das Festlegen von Teilquoten für jede einzelne Erzeugungsart. Dadurch entstehen mehrere Teilmärkte für regenerative Energie; die schwächeren Technologien müssen sich nicht gegen die stärkeren behaupten. Nachteil einer Festlegung von Teil-

quoten ist, dass durch die Aufspaltung des Marktes für grünen Strom zusätzliche Transaktionskosten entstehen. Außerdem würden die meisten Teilmärkte innerhalb des ohnehin noch relativ kleinen Ökostrommarktes nicht die notwendige Mindestgröße besitzen, um überhaupt wirksamen Wettbewerb entfalten zu können (AG Öko-Institut et al. 2001: 76).

Gegen Verpflichtete, die ihre Quotenverpflichtungen nicht einhalten, werden Sanktionen in Form einer Geldstrafe verhängt. Diese kann entweder prozentual am durchschnittlichen Zertifikatspreis orientiert sein (z. B. 150 %) - dafür müssen die Zertifikate an einer Börse gehandelt werden - oder die Pönale kann eine feste Geldsumme betragen, wodurch gleichzeitig eine Obergrenze für den Zertifikatspreis festgelegt wird (vgl. Espey 2001: 57). Um starken Schwankungen der Zertifikatspreise vorzubeugen, kann es erlaubt werden, Zertifikate aufzusparen – das so genannte Zertifikatsbanking - oder einen Teil der jährlichen Verpflichtungen mit Zertifikaten des nächsten Jahres oder der nächsten Jahre – Borrowing genannt - zu decken (Drillisch 2001: 157 ff.).

Der Hauptnachteil des Quotensystems ist die Unsicherheit, die es, verglichen mit einer Mindestpreisregelung, für die Erzeuger von regenerativer Energie mit sich bringt. Darunter leiden besonders die kleinen/privaten Anbieter von Regenerativstrom. Anstelle der großen Energieversorger tragen beim Zertifikats- und Stromhandel sie das unternehmerische Risiko. Zudem treten erhebliche³ Transaktionskosten auf, deren Höhe je nach Ausgestaltung der Quotenregelung schwankt. Wird dagegen, um die Transaktionskosten niedrig zu halten, auf eine unterschiedliche Wertung der verschiedenen Erzeugungstechnologien verzichtet, so werden Technologien, die noch weiter von der Marktreife entfernt sind, durch solche, die sich schon nahe an der Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Erzeugungstechnologien befinden, ausgegrenzt (Fischedick et al. 2000: 143).

1.1.2.2 Ausschreibungsmodelle

Neben Quotenmodellen (mit Zertifikatshandel), als dem zur Zeit wohl prominentesten mengenbasierten Förderinstrument für erneuerbare Energien, fand schon zuvor eine weitere, grundsätzlich auch an der Menge als Steuerungsgröße ansetzende Regelung Anwendung, die in ihrer Ausgestaltung teilweise zu einer Synthese von Quotenmodell und Einspeiseregelung führt. Die Rede ist von Ausschreibungsmodellen bzw. Bieterwettbewerben. Diese wurden schon seit 1990 in Großbritannien (bis Ende März 2002) sowie seit 1995 auch in Irland und von 1996 bis Juni 2001 in Frankreich angewendet und zählen damit zu den ältesten bereits praktizierten Förderinstrumenten für regenerative Energien.

Ziel von Ausschreibungsverfahren ist es allgemein, die Preise des Regenerativstroms so weit wie möglich zu senken und auf der Produzentenebene Wettbewerb auszulösen. Dieser soll dadurch gewährleistet werden, indem die Erzeuger von Strom aus alternativen Energien innerhalb von Ausschreibungsrunden um die Deckung eines zuvor festgelegten Mengenkontingentes konkurrieren. Die Bieterwettbewerbe und dessen Modalitäten (Zuwendungsart, berücksichtigte Regenerativtechnologien, Vergütungslaufzeit, Menge der Gesamtkapazität, Art des Bieters, etc.) werden dabei meist von einer staatlichen Behörde festgelegt, die die Ausschreibung in regelmäßigen Abständen wiederholt. Nach Ende einer Ausschreibung werden

³ Ganz besonders in kleinen Strommärkten.

dann alle Angebote berücksichtigt, die entweder einen zuvor festgelegten Preis unterschreiten, oder alle Anbieter mit den günstigsten Preisen bis zur Erreichung der durch das Budget der Ausschreibungsrunde limitierten Mengenobergrenze. Die Gewinner einer Ausschreibung bekommen dann die Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien zu vertraglich festgelegten Konditionen für eine bestimmte Dauer garantiert. Der aufgenommene Regenerativstrom wird anschließend von der zuständigen Behörde zu Marktpreisen weiterverkauft und die bestehende Preisdifferenz zwischen vertraglich festgelegtem Preis und Marktpreis durch eine nationale Stromabgabe ausgeglichen, etwa durch eine Steuer, wie z. B. in Großbritannien während des Systems der Non-Fossil Fuel Obligations (NFFO).

Als Vorteil von Ausschreibungsmodellen wird insbesondere die Möglichkeit der flexiblen Ausgestaltung des Systems an sich gewertet. So kann sowohl die zu erreichende Regenerativquote als auch die Zusammensetzung der zu berücksichtigenden Erzeugungstechnologien oder die Vertragslaufzeit in jeder neuen Bieterrunde neu bestimmt werden. Zudem findet der Wettbewerb auf der Ebene der Alternativstromerzeuger statt, die um den Zuschlag bei einer Ausschreibung miteinander konkurrieren, was grundsätzlich Innovationsanreize vergrößert und für eine kontinuierliche Senkung der Strompreise sorgt. Außerdem kann durch zuvor festgelegte unterschiedliche Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Gesamtquote ein Mix aus erneuerbaren Energien erreicht und dadurch ein Verdrängungswettbewerb zwischen den unterschiedlichen Erzeugungsarten vermieden werden.

Andererseits weisen Bieterwettbewerbe auch eine ganze Reihe von Nachteilen auf, die sich v.a. bei ihrer praktischen Umsetzung gezeigt haben. Zu nennen ist hier insbesondere die geringe Planungssicherheit für potenzielle Investoren, die sich aus der zum Teil erheblichen Ungewissheit ergibt, bei einer Ausschreibungsrunde berücksichtigt zu werden. Wegen des systemimmanenten Konkurrenzdrucks kam es in der Vergangenheit vielfach vor, dass Bieter nicht realisierbare niedrige Angebote abgeben, wozu fehlende Sanktionen ermuntern.

In der Praxis hat sich zudem herausgestellt, dass erfolgreiche Bieter die ihnen vertraglich zugesicherten Kapazitäten teilweise nicht erfüllen konnten, da es ihnen oftmals nicht gelang, alle Genehmigungen und Voraussetzungen für den Bau einer Anlage zu erhalten. Dadurch wird das angestrebte Quotenziel häufig weit verfehlt, was sich einerseits ökologisch nachteilig auswirkt, v.a. aber auch die Herausbildung einer eigenen Herstellerindustrie erschweren und Innovationen hemmen kann. Darüber hinaus ist ein Ausschreibungsverfahren mit großem bürokratischen und kostspieligen Aufwand sowohl für Betreiber als auch Behörden (für die Stromabgabe, Ausschreibung und deren Evaluation) verbunden. Manche Kritiker eines Bieterwettbewerbs entgegen der Auffassung, mit einer Quotenfestlegung werde eine höhere ökologische Treffsicherheit erreicht, dass dadurch vielmehr eine natürliche Marktentwicklung verhindert werde. Durch den enormen Kostendruck kommen schließlich oft nur große und finanzstarke EVU zum Zuge, die hauptsächlich Großprojekte mit der günstigsten Technologie an landschaftlich häufig sensiblen Gebieten umsetzen, was meist enorme Akzeptanzprobleme der ortsansässigen Bevölkerung mit sich bringt (vgl. Bliem 2000: 56 f; Espey 2001: 52 ff.; Landgraf et al. 2000: 68 f.; Menges 1998: 22 f; Scheer 1998: 6).

1.2 Nachfrageorientierte Förderinstrumente

1.2.1 Preisbasierte Instrumente

1.2.1.1 Grüner Strom / Green Pricing

Grüne Stromangebote basieren auf der Bereitschaft von Energieverbrauchern einen freiwilligen Betrag zugunsten erneuerbarer Energien zu leisten. Eine Möglichkeit dazu sind grüne Tarife – d. h. die Verbraucher übernehmen die Mehrkosten, die bei der Erzeugung erneuerbarer Energie im Vergleich zu konventioneller Stromerzeugung anfallen und erhalten dafür ökologisch erzeugten Strom. Solche Angebote gibt es sowohl von etablierten Stromerzeugern als auch von neuen Akteuren in Form spezialisierter Ökostromhändler. Dies erfordert eine Ausgestaltung der Strommarktliberalisierung, die auch Haushaltskunden die freie Wahl des Anbieters ermöglicht (siehe dazu Kasten unten). Es bildet sich ein Markt für grünen Strom, der sich physikalisch nicht von anderem Strom unterscheidet, aber eine besondere Qualität besitzt: nicht auf umweltschädigende Weise hergestellt worden zu sein. Die verschiedenen Anbieter definieren ökologischen Strom allerdings unterschiedlich. Umstritten ist vor allem eine Limitierung bei der Größe von Wasserkraftanlagen und Strom aus Müllverbrennung. Problematisch ist auch, besonders bei Angeboten konventioneller Stromerzeuger, dass es schwer zu überprüfen ist, ob Stromkunden wirklich regenerativen Strom aus neuen Anlagen erhalten. Um Sicherheit in punkto Zusammensetzung bzw. Herkunft des Ökostroms zu gewährleisten, sollte eine „Zertifizierung des Angebots mit der Vergabe eines entsprechenden Labels“ (Espey 2001: 71) eingeführt werden. Dabei sind staatlich kontrollierte Label wie in Holland, private wie in Deutschland (TÜV, Öko-Institut, Verein „Grünes Stromlabel“) oder transnationale wie das RECS-System möglich⁴. Je nach nationaler Ausgestaltung der Liberalisierung des Strommarktes können zusätzlich zu den sowieso schon höheren Ökostrompreisen Kosten für den Zugang zum Kunden anfallen (Durchleitungsgebühren, Kosten für die Anschaffung neuer Stromzähler). Erhöht werden kann die Wettbewerbsfähigkeit grünen Stroms durch eine Besteuerung der konventionellen Stromerzeugung (Espey 2001: 70).

Stand der Strommarktliberalisierung in der Europäischen Union

Innerhalb der EU haben Deutschland, Finnland, Großbritannien, Österreich und Schweden ihre Märkte bereits zu 100 Prozent geöffnet, in Dänemark beträgt der Marktöffnungsgrad 90 Prozent. Es folgen mit einigem Abstand Spanien (45%), Belgien (35%), die Niederlande (33%) und schließlich Frankreich, Italien, Portugal, Irland und Griechenland, die lediglich die von der EU per Richtlinie festgelegte Mindestquote von 30 Prozent Marktöffnungsgrad erfüllen. Luxemburg hat die Richtlinie noch nicht umgesetzt (FAZ 25.4. 2002: 16).

⁴ Um einem internationalen Zertifikathandel den Weg zu ebnet, bieten mehrere Dutzend europäische Firmen, vor allem Energieversorger, ihren Kunden über das „Renewable Energy Certificate System“ (RECS) die Möglichkeit freiwillig Ökostromzertifikate zu erwerben. RECS-Zertifikate werden von Prüfgremien in den Teilnehmerländern (Deutschland, Italien, den Niederlanden, Großbritannien, Schweden, Norwegen und Finnland) beglaubigt. In Deutschland übernimmt u. a. der TÜV diese Aufgabe (Bernreuter 2001: 50 ff.; vgl. auch www.recs.org).

1.2.1.2 Ökologische Steuern

Steuern sind nicht zweckgebundene Einnahmen des Staates. Durch eine Besteuerung von umweltschädlicher Stromerzeugung kann konventioneller Strom verteuert werden, was in der Regel zu einer Senkung des Stromverbrauchs führt und außerdem für Strom aus regenerativen Quellen, wenn er von der Besteuerung ausgenommen ist, einen Wettbewerbsvorteil bedeutet. Ein zusätzlicher Nutzen entsteht, wenn, wie in den Niederlanden der Fall, das Aufkommen aus der Steuer ganz oder teilweise für die Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt wird. Auf dem Wege der ökologische Besteuerung werden Kosten, die durch konventionelle Stromerzeugung entstehen, nach dem Verursacherprinzip internalisiert (Espey 2001: 40).

1.2.2 Mengenorientierte Instrumente

1.2.2.1 Nachfrageorientierte Quotenregelung

Die nachfrageorientierte Quotenregelung funktioniert ähnlich wie die angebotsorientierte Variante: Eine Mindestquote erneuerbarer Energie wird festgelegt, allerdings mit dem Unterschied, dass die Endverbraucher zur Quotenerfüllung verpflichtet werden. Die Endverbraucher zu Quotenverpflichteten zu machen, bietet sich insofern an, als dies dem Verursacherprinzip entspricht. Auf liberalisierten Märkten besteht, wie bei dem angebotsorientierten Modell, ein Anreiz zur Kostenminimierung, da Verbraucher den günstigsten Zertifikatsanbieter wählen können.

Aus Gründen der Praktikabilität und um einen Anstieg der Transaktionskosten aufgrund der großen Zahl der Endverbraucher zu vermeiden, sollte den Verbrauchern das Recht eingeräumt werden, ihre Verpflichtung an ihren Energielieferanten zu delegieren. In diesem Fall beeinflusst die Summe aus Energie- und Zertifikatspreisen die Entscheidung der Endverbraucher zur Wahl des Energielieferanten (Drillisch 2001: 75 ff.).

1.3 Flankierende Maßnahmen/ Sonstige Instrumente

Neben den erwähnten preis- und mengenbasierten Förderinstrumenten sind hier noch einige flankierende Maßnahmen bzw. sonstige Instrumente zu nennen, wie z.B. die Förderung von Forschung und Entwicklung, Selbstverpflichtungserklärungen oder institutionelle Maßnahmen in Form von ordnungspolitischen Regelungen oder Organisationen zur Förderung erneuerbarer Energien, die sich grundsätzlich ebenfalls in angebots- und nachfrageorientiert unterscheiden lassen.

1.3.1 Forschung und Entwicklung, Exportförderung und Entwicklungszusammenarbeit

Einen wichtigen Beitrag zur Förderung erneuerbarer Energien leisten Maßnahmen der Forschung und Entwicklung (FuE) sowie der Demonstration, die die kontinuierliche Verbesserung und Verbreiterung der technologischen Basis sowie die Unterstützung von Vermarktung und Export von Erzeugungstechnologien auf Basis regenerativer Energien zum Ziel haben. Mit FuE-Maßnahmen konnten bereits eine Vielzahl entsprechender Erzeugungsarten zur Einsatzreife gebracht und somit der Grundstein für die kommerzielle Erschließung und Nutzung des Energiemarktes durch alternative Energien gelegt werden. Zudem haben FuE-

Programme oftmals die vorhandene Lücke zur breiten Markteinführung erfolgreich überbrückt.

Für nachhaltige Stabilität und ein Wachstum der Märkte für regenerative Energien ist grundsätzlich auch eine verstärkte Exportförderung sowie eine deutlichere Integration in die Entwicklungszusammenarbeit von großer Relevanz. Denn oft herrschen in den potenziellen Importländern bereits Bedingungen vor, die die verstärkte Expansion erneuerbarer Energien begünstigen, wie steigender Energiebedarf, gutes Angebot an natürlichen Energiequellen und noch formbare Energieinfrastrukturen. Darüber hinaus ist eine effektive Klimaschutzpolitik auch davon abhängig, ob dort eine rasche und umfassende Diffusion der alternativen Energieerzeugungstechnologien statt findet (vgl. Fishedick et al. 2000: 224 ff.).

1.3.2 Selbstverpflichtungserklärungen/ Kooperationslösungen

Kooperationslösungen sind „freiwillige“, oft im „Schatten der Hierarchie“ (Scharpf 1991) getroffene Vereinbarungen von Teilen der Wirtschaft mit dem Staat über die Unterlassung oder Reduzierung umweltbelastender Aktivitäten oder die Durchführung von Umweltschutzmaßnahmen. Dabei wird ein Ziel festgelegt, z. B. eine Emissionsenkung um einen bestimmten Prozentsatz. Wie die einzelnen Verpflichteten ihren jeweiligen Anteil an der Vereinbarung erfüllen sollen, bleibt aber jedem einzelnen Unternehmen selbst überlassen. Die Verbindlichkeit von Selbstverpflichtungserklärungen variiert von „überhaupt nicht verbindlich“ bis zur Einklagbarkeit der Vereinbarung vor Gericht⁵. Dies ist in den Niederlanden der Fall, wo im Zuge der Umweltplanung zwischen den zuständigen Behörden und Verursachern Abkommen mit Vertragscharakter (sog. *Convenants*) geschlossen werden. Dabei ist es allerdings unüblich, die Erfüllung tatsächlich vor Gericht einzuklagen. Je nach Ursache für die Nichterfüllung von Vereinbarungen zeigen sich die Behörden, wenn beim entsprechenden Betrieb eine ungünstige wirtschaftliche Situation vorliegt, kulant, während Unternehmen, die Vereinbarungen mutwillig brechen, im Zusammenspiel mit lokalen Behörden über ordnungspolitische Maßnahmen zur Erfüllung ihrer Zusagen gezwungen werden (Bergius 2001: 251; Reiche 2002: 63).

Die Vorteile solcher Erklärungen liegen darin, dass innerhalb der Gruppe der Verpflichteten mit der jeweils kostengünstigsten Methode die Anforderungen erfüllt werden können. Diese Freiheit macht ein solches Abkommen, wenn es denn zustande kommt, zu einem besonders marktkonformen Instrument, das sehr flexibel gehandhabt werden kann. Eine verhandelte Lösung eines Umweltproblems bietet weiterhin den Vorteil, schneller einsetzbar zu sein als ordnungsrechtliche Regelungen. Für die Wirtschaft bietet eine Kooperation außerdem den Vorteil, dass eine freiwilliges Einlenken auch einen Imagegewinn bedeuten kann. Der Staat profitiert im Gegenzug davon, dass ihm durch das eigenständige Tätigwerden der Industrie finanzieller und administrativer Aufwand sowie eine politische Auseinandersetzung erspart bleiben. Bei ungünstiger Ausgestaltung können sich die Vorteile auch leicht zu Nachteilen verkehren. Eine fehlende Verbindlichkeit kann dazu führen, dass Selbstverpflichtungserklärungen zur Abwehr- oder Verzögerungsstrategie gegen wirksame umweltpolitische Maßnahmen werden (Geldsetzer 2001: 25 ff.; Wicke 1993: 270 ff.).

⁵ Geldsetzer spricht in einem solchen Fall von „Selbstbindungsabkommen“ (Geldsetzer 2001: 25)

1.3.3 Institutionelle Maßnahmen

1.3.3.1 Ordnungspolitik

Unter Ordnungspolitik sind die Eingriffe des Staates in Form von Ge- und Verboten, ausgedrückt in Gesetzen und Verordnungen, zu verstehen. Espey unterscheidet ordnungspolitische Maßnahmen in direkte und indirekte. Direkte Maßnahmen setzen den unmittelbaren Rahmen der erneuerbaren Energiepolitik.

Ordnungspolitik von indirekter Wirkung setzt Rahmenbedingungen in anderen Politikbereichen, die auch Auswirkungen auf die erneuerbaren Energien haben können. Am naheliegendsten sind Regelungen der allgemeinen Energiepolitik beispielsweise zu Genehmigungsverfahren, Raumordnungsvorschriften, Liberalisierung, Deregulierung oder Netzzugangsregelungen. Auf Grund der Wichtigkeit, die der Versorgungssicherheit im Energiebereich zugemessen wird, kommt diesem Bereich in den meisten Ländern ein hohes Maß an ordnungspolitischer Regulierung zu. Die allgemeinen Regelungen treffen meist auch auf den Bereich der erneuerbaren Energien zu.

Im Weiteren können Regelungen aus Gebieten wie Umwelt- und Landschaftsschutz, Baurecht oder auch Mietrecht eine Auswirkung auf regenerative Energien haben (Espey 2001: 28).

1.3.3.2 Organisationen zur Förderung erneuerbarer Energien

Neben dem ordnungspolitischen Instrumentarium wie der Verankerung von Zielvorstellungen in Gesetzen, Rahmenplänen und Programmen sind hinsichtlich der institutionellen Maßnahmen im Bereich der flankierenden Instrumente auch noch Organisationen wie Ministerien, Behörden, Beratungsstellen etc. notwendig, um eine zielsichere Umsetzung der Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien zu gewährleisten.

Man unterscheidet dabei:

- Supranationale Organisationen,
- nationale Organisationen,
- regionale Organisationen
- nichtstaatliche Organisationen.

Zwar ist es bisher im Bereich der erneuerbaren Energien auf internationaler Ebene noch nicht wie in der Atompolitik (Internationale Atomenergiebehörde) gelungen, ein, hauptsächlich mit Vertretern nationaler Regierungen besetztes Gremium zur verbesserten Koordination der weltweiten Förderaktivitäten einzurichten. Jedoch gibt es in jüngster Zeit klare Bestrebungen in diese Richtung, sowohl auf überstaatlicher Ebene mit der Gründung einer Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA),⁶ als auch auf nichtstaatlichem Level mit dem Weltrat für Erneuerbare Energien (WCRE)⁷. Auf nationaler und regionaler Ebene sind hier neben den zuständigen Ministerien insbesondere Energieagenturen zu nennen, denen v.a. einen wichtigen Informationsfunktion in Sachen Stromeinsparung und rationeller Energie-

⁶ Siehe dazu auch: www.eurosolar.org/download/IRENA_Memo_Deutsch.pdf

⁷ Siehe dazu auch: www.world-council-for-renewable-energy.org

verwendung zukommt, wie etwa der niederländischen NOVEM⁸ oder der Deutschen Energieagentur (DNA).⁹ Zudem spielen auch die einzelnen Branchenverbände der erneuerbaren Energien für die Schaffung von Akzeptanz bei Politik und Bevölkerung eine wichtige Rolle (vgl. Espey 2001: 28 ff.; Mez 2001: 3; Solarzeitalter 1/01: 23 und 3/01: 53).

1.3.3.3 Verbesserung der Datenbasis

Zur stärkeren Verankerung erneuerbarer Energien im Strommarkt, können auch Maßnahmen zur Verbesserung der Datenbasis im statistischen und informatorischen Bereich von Bedeutung sein. In Energiebilanzen werden erneuerbare Energien oft unter „Sonstiges“ zusammengefaßt und dadurch eine klare Abgrenzung zu anderen Energieträgern bzw. Energieerzeugungsarten (z. B. Müllverbrennung) erschwert. Dies könnte durch eine entsprechende Erweiterung von Informationsdatenbanken zu Technik, Systemen und Genehmigungsverfahren behoben werden (vgl. Fishedick et al. 2000: 217 ff.).

1.3.3.4 Vermarktungsinstrumente

Um die große Anzahl der Akteure gleichberechtigt und wirkungsvoll einzubinden und dem dezentralen Charakter erneuerbarer Energien gerecht zu werden, kommt dem Einsatz adäquater Vermarktungsmethoden eine steigende Bedeutung zu. Dies umfaßt den Börsenhandel von grünem Strom und Biobrennstoffen, die Schaffung von Akteursverbänden bzw. Netzwerken, Nachfragebündelung (procurement) und besonders die Zertifizierung von Anlagen, der Energieproduktion und der jeweiligen Ausbildungsgänge (vgl. Fishedick et al. 2000: 217 ff.).

2 Der regulative Kontext der Europäischen Union (EU) bezüglich der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien

Grundsätzlich bewegt sich die Energiepolitik der EU im Spannungsfeld nationaler und europäischer Rechtsetzung. Zwar fußt durch die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) im Jahre 1951 die gesamte weitere Entwicklung der heutigen EU auf einer energiepolitischen Zielsetzung. Dennoch war der Wille der Mitgliedstaaten, Kompetenzen im Energiebereich an die Gemeinschaft zu übertragen, stets gering. Dies lag insbesondere an den verschiedenen nationalen Hauptenergiequellen (wie beispielsweise in Frankreich Atomkraft, in Deutschland Kohle, in Österreich Wasser und in den Niederlanden Gas) und den daraus resultierenden abweichenden Interessenlagen. Daher enthält das Primärrecht¹⁰ und hier v.a. der EG-Vertrag (einschließlich seiner zahlreichen Änderungen und Ergänzungen durch die Verträge von Maastricht (1991), Amsterdam (1997) und Nizza (2000)) kein eigenes energiepolitisches Kapitel, welches einheitliche Vorschriften für die Energieerzeugung und –verwendung kodifizieren würde. Insofern kann von einer strukturellen Diver-

⁸ Siehe dazu auch: www.novem.nl

⁹ Siehe dazu auch: www.deutsche-energie-agentur.de

¹⁰ Das Primärrecht beinhaltet insbesondere die Gründungsverträge inklusive der verschiedenen Annexe und Beitrittsverträge. Einerseits gibt es den Rahmen für die Energiepolitik der Gemeinschaften vor, andererseits dient es als Prüfungs- und Gestaltungsmaßstab für das sekundäre Gemeinschaftsrecht (vgl. Oschmann 2001: 3).

genz europäischer und nationaler Energiepolitik gesprochen werden. Dass dennoch zwar nicht von einer gemeinsamen, aber zumindest von einer „gemeinschaftlichen“ Energiepolitik (vgl. hierzu Oschmann 2001: 11) gesprochen werden kann, zeigt sich in zunehmendem Maße insbesondere seit Mitte der 90er Jahre durch eine Reihe von Aktivitäten der EU-Organe, auch im Bereich der erneuerbaren Energien (vgl. Bergmann 2000: 2; Espey 2001: 103 f.; Oschmann 2001: 3 ff.).

2.1 Europarechtliche Maßstäbe für die Förderung erneuerbarer Energien durch die Mitgliedsstaaten

Um ein besseres Verständnis für die sekundärrechtlichen¹¹ Vorschriften der letzten Jahre für Strom aus alternativen Energien zu erhalten, ist es zunächst sinnvoll, sich die wichtigsten Ziele der gemeinschaftlichen Energiepolitik zu betrachten. Diese sind allgemein vielfältig und durchliefen seit der Gründung der Gemeinschaft einige Veränderungen. So besaßen generell die Ziele Versorgungssicherheit, Reduzierung der Abhängigkeit von Energieimporten sowie preisgünstige Energieversorgung von Anfang an eine hohe Priorität, wobei Letzteres v.a. durch die Förderung des Wettbewerbs zwischen den Energieträgern erreicht werden sollte. Ziele wie Energieeffizienz und –einsparung, Umweltschutz sowie die Förderung erneuerbarer Energien erlangten erst in jüngerer Zeit größere Wichtigkeit.¹²

Zu nennen sind hier zunächst das 1995 erschienene Weißbuch der Europäischen Kommission „Eine Energiepolitik für die Europäische Union“, worin anhand der drei Säulen Wettbewerb, Versorgungssicherheit und Umweltschutz die jüngsten energiepolitischen Zielsetzungen der EU aufgezeigt wurden. Auch die „Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt“ von 1996 beinhaltet zumindest bereits eine Vorrangmöglichkeit für Regenerativstrom, jedoch nur im Bezug auf die Aufnahme ins Netz. Im selben Jahr folgte dann mit dem Grünbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energiequellen“ ein erster Lagebericht über die Nutzung der Regenerativenergien in den Mitgliedstaaten einschließlich des Vorschlags, den Anteil der Erneuerbaren an der EU-Energieversorgung bis 2005 auf 8 Prozent zu verdoppeln und eine Strategie zur Förderung dieser Energiequellen zu entwerfen. Dies wurde 1997 im „Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan“ aufgegriffen. Darin wurden noch ambitioniertere Ziele gesetzt: der geplante Anteil der alternativen Energien am Bruttoinlandsenergieverbrauch in der Union sollte bis 2010 auf 12 Prozent erhöht werden. Die wichtige Bedeutung des Weißbuches lag dabei einerseits in der Festlegung von quantitativen Zielen - ähnlich wie in den bereits 1993 eingeführten und bis 2002 fortgeführten ALTENER-

¹¹ Unter dem gemeinschaftlichen Sekundärrecht sind das auf Basis der Primärverträge erlassene Recht in Form von Verordnungen, Richtlinien, Entscheidungen, Empfehlungen und Stellungnahmen (Art. 249 EGV) zu verstehen (vgl. Oschmann a.a.O.).

¹² Reiche (2002: 27 ff.) identifiziert für das sukzessive Agenda-setting erneuerbarer Energien seit Beginn der 1970er Jahre insbesondere vier Hauptantriebskräfte. Erstens Ölpreisschocks und die damit einher gehende Wahrnehmung der Abhängigkeit der Industrie- von den Erzeugerländern. Zweitens den Bericht über „Die Grenzen des Wachstums“ von 1972, der ein Bewusstsein für die Endlichkeit fossiler Ressourcen schuf. Drittens die breite öffentliche Diskussion über energiepolitische Alternativen infolge der Proteste gegen die Atomenergie sowie viertens das Phänomen des Treibhauseffektes, der die Grenzen der Aufnahmefähigkeit der Erdatmosphäre offenbarte und das Politikfeld Klima etablierte. Neben diesen veränderten Steuerungsbedingungen schuf laut Reiche eine neue Steuerungsidee, die einer nachhaltigen Entwicklung, die Voraussetzung für das Agenda-setting erneuerbarer Energien.

Programmen¹³ - und der davon ausgehenden Signalwirkung, andererseits in der Formulierung von Richtwerten für Einzeltechnologien, die z. T. erhebliche Steigerungen prognostizierten. Beispielsweise bei der Windenergie, von der EU-weit ein Anstieg von 2.500 MW im Jahre 1995 auf 40.000 MW bis 2010 erwartet wurde. Ähnlich gestaltete es sich mit der bereits im Weißbuch nahegelegten und im Mai 1999 von der Kommission vorgelegten „Kampagne für den Durchbruch“, die helfen soll, bis 2003 die ersten Hürden in Richtung Verdopplungsziel zu nehmen, indem z.B. bis dato die Leistung der europaweit installierten Photovoltaikanlagen von 127 MW Ende 1999 auf 1.000 MW zunehmen soll ¹⁴(vgl. Bergmann 2000: 2; Espey 2001: 104 ff; Oschmann 2001: 11 ff.; Staiß 2001: 163 ff.;).

2.2 Bestrebungen für eine gemeinsame Förderstrategie

Neben diesen Aktivitäten, fehlte es bis vor kurzem noch an einer umfassenden und verbindlichen Maßnahme im europäischen Sekundärrecht, die eine gemeinsame Förderstrategie für erneuerbare Energien in der EU zum Ziel haben würde. Pläne für eine entsprechende Richtlinie gab es jedoch bereits seit Beginn der 90er Jahre seitens des Europäischen Parlamentes, aber erst 1996 stellte die Kommission erste Überlegungen für eine Rahmenregelung an. Danach dauerte es wiederum bis März 1998, ehe der erste Richtlinienentwurf zu Strom aus regenerativen Energien präsentiert wurde und es vergingen weitere dreieinhalb Jahre bis die Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt am 27. September 2001 schließlich verabschiedet werden konnte. Zurückzuführen ist dieser lange Entscheidungszeitraum einerseits auf die Interessensunterschiede insbesondere zwischen dem Europäischen Parlament, das aus Umwelt- und Klimaschutzgründen auf einen weitreichenden und verbindlichen Richtlinienvorschlag pochte, dem Energieministerrat mit seinen verschiedenen nationalen Interessen, und der Europäischen Kommission, die über weite Strecken die Aufrechterhaltung des Wettbewerbs höher einstufte als die forcierte Förderung erneuerbarer Energien, und erst gegen Ende auf die Linie des Parlamentes einschwenkte.¹⁵ Andererseits waren es v.a. drei Themenkomplexe, die

¹³ Mit Hilfe von ALTENER wurden erneuerbare Energien in der Gemeinschaft erstmals mit dem Ziel der Steigerung ihres Marktanteils unterstützt, indem v.a. quantitative Ziele formuliert wurden: Verdopplung des Anteils regenerativer Energien am Gesamtenergiebedarf von 4% in 1991 auf 8% in 2005, Verdreifachung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im selben Zeitraum und Ausbau des Anteils von Biotreibstoffen am Gesamtverbrauch von Kraftfahrzeugen auf 5%. Zur Umsetzung standen jedoch nur 40 Millionen ECU zur Verfügung. Für das aktuelle seit 2000 laufende ALTENER-Programm wurde der finanzielle Umfang auf 77 Millionen € erhöht. Dennoch stellen die geförderten Aktionsarten keine konkreten Maßnahmen zur Markteinführung erneuerbarer Energien, sondern insbesondere Studien, technische Untersuchungen und Pilotprojekte dar (vgl. Oschmann 2001: 23 f.).

¹⁴ Die „Kampagne für den Durchbruch“ soll durch direkte Zuschüsse mit dazu beitragen, dass bis 2003 zwischen 15 und 25 Prozent der im Weißbuch formulierten Ziele bis 2010 erreicht werden. Hauptziel der Kampagne ist, das Interesse bei Unternehmen und privaten Investoren zu wecken, die drei Viertel der notwendigen Investitionen von über 30 Mrd. € aufbringen sollen. Zusätzliche 6 Mrd. € sollen aus nationalen Förderprogrammen und eine weitere Mrd. € durch die Gemeinschaft selbst hinzukommen, wobei die EU-Gelder hälftig aus dem europäischen Strukturfonds und aus dem fünften Forschungsrahmenprogramm bereitgestellt werden (vgl. hierzu auch Staiß 2001: 166 ff.).

¹⁵ Dies ist insbesondere auch auf die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) in der Rechtssache PreussenElektra gegen Schleswig vom 13.3.2001 bezüglich der Frage, ob es sich beim deutschen Stromeinspeisegesetz (StrEG) in seiner Fassung von 1998 um staatliche Beihilfen (Art. 87 f. EGV) und/oder einen Verstoß gegen das Verbot mengenmäßiger Einfuhrbeschränkungen und Maßnahmen gleicher Wirkung (Art. 28 EGV) handelt, zurückzuführen. Denn darin hatte der EuGH die von der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission geforderte extensive Auslegung des Beihilfebegriffs hinsichtlich der deutschen Einspeiseregulierung abgelehnt. Zudem wurde geurteilt, dass das StrEG nicht gegen Art. 28 EGV verstößt, weil die Strommarktliberalisierung noch unvollständig sei, vor allem aber weil die Nutzung erneuerbarer Energien dem Umwelt- und Klimaschutz diene, wobei sich der EuGH dabei auf die Artikel 6 und 174(2)1

die Verabschiedung der Richtlinie verzögerten: Erstens konnte man sich lange nicht auf eine allseits akzeptierte Definition von erneuerbaren Energien einigen. Im Vordergrund stand dabei die Frage, ob auch Strom aus Müllverbrennungsanlagen als Regenerativstrom gelten und ob es Leistungsbeschränkungen für Strom aus Wasserkraft und Biomasse geben sollte. Zweitens wurde um die Frage gestritten, ob die Richtlinie wirklich bindende nationale Ziele oder nur Referenzwerte enthalten sollte und drittens wurde schließlich grundsätzlich von einigen Mitgliedsländern hinterfragt, ob eine harmonisierte Förderregelung auf EU-Ebene überhaupt sinnvoll sei, da man so das Ende der eigenen nationalen und z. T. sehr erfolgreichen Förderregelungen, wie etwa die Einspeisevergütungsregelung in Deutschland, befürchtete.

Die neue Förderrichtlinie für erneuerbare Energien stellt nun klar einen Kompromiss bzw. einen Minimalkonsens der vielen widerstreitenden Interessen innerhalb der gemeinschaftlichen Energiepolitik dar. Dennoch überwiegen erstmals in einer Richtlinie sowohl quantitative als auch qualitative Umweltschutzziele. So wird darin festgelegt, dass sich die Mitgliedstaaten innerhalb eines Jahres nach Inkrafttreten der Richtlinie nationale Ziele für den künftigen Anteil alternativer Energien am Stromverbrauch setzen müssen. Diese müssen mit dem Weißbuch für erneuerbare Energien von 1997 im Einklang stehen, d.h. den Anteil der regenerativen Energien am gesamten Energieverbrauch in der EU bis 2010 auf 12 Prozent und am Elektrizitätskonsum auf 22,1 Prozent zu steigern. Gleichzeitig drohen jedoch keine Sanktionen bei Nichterfüllung. Darüber hinaus regelt die Richtlinie die Zertifizierung des Regenerativstroms durch die Forderung nach Einführung eines Herkunftsnachweises, um damit einen zuverlässigen Handel des grünen Stroms zu ermöglichen. Außerdem werden nun die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet sicherzustellen, dass Elektrizität aus erneuerbaren Energien den vorrangigen Zugang zu den Übertragungs- und Verteilungsnetzen erhält.

Der wichtigste Punkt der Richtlinie ist jedoch sicherlich die Tatsache, dass sie sich bezüglich der Frage nach dem Fortbestand der unterschiedlichen nationalen Förderregelungen nicht auf ein bestimmtes Fördermodell festlegt, dem dann alle Mitgliedstaaten zu folgen hätten. Vielmehr sei es für eine Entscheidung über einen Gemeinschaftsrahmen für Förderregelungen aufgrund der begrenzten Erfahrungen mit den einzelstaatlichen Systemen und dem nach wie vor geringen Anteil subventioniertem Stroms aus erneuerbaren Energien noch zu früh. Mit dem in der Richtlinie festgelegtem Erfahrungsbericht über den Anwendungserfolg der unterschiedlichen Fördersysteme bis Ende 2005 soll bei zu geringen Fortschritten auf nationaler Ebene dann gegebenenfalls der Vorschlag für einen Gemeinschaftsrahmen für Förderregelungen erarbeitet werden. Dieser soll dann aber erst nach einer Übergangszeit von mindestens sieben Jahren in Kraft treten, um insbesondere den Vertrauensschutz für Investoren aufrechtzuerhalten. Damit wird deutlich, dass mit einer Konvergenz der Förderregelungen auf EU-Ebene frühestens längerfristig zu rechnen ist und sich wohl eher ein - für die EU typischer - inkrementeller Wandel abzeichnet, wobei selbst dies nicht sicher ist. Denn

des Vertrages von Amsterdam berief. Infolge dessen war es der Kommission nicht mehr möglich, die Artikel des EG-Vertrages bezüglich staatlicher Beihilfe (Art. 87 f. EGV) gegen Fördersysteme mit festen Einspeisetarifen einzusetzen. Allerdings hatte bereits ein neuer Richtlinienvorschlag der zuständigen Energiekommissarin de Palacio vom Mai 2000 keine starre Position mehr bezüglich des vermeintlich besten Fördersystems bezogen und wurde dieser Vorschlag auch bereits nach erster Lesung im Europäischen Parlament im Oktober 2000 und im Energieministerrat im Dezember 2000 inklusive der Annahme eines gemeinsamen Standpunktes vorzeitig als adäquater Ansatz gebilligt. (vgl. Lauber 2001: 39 ff.; Ders. 2002: 4).

zum einen hält die Richtlinie einen Gemeinschaftsrahmen nur unter gegebenen Umständen für nötig, zum anderen bräuchte ein solcher Kommissionsvorschlag wiederum die Zustimmung von Europäischem Parlament und Rat. Dabei ist es unwahrscheinlich, dass es 2005 dann leichter zu einer Einigung kommen wird als 2001 (vgl. Bergmann 2000: 3; Europäische Kommission 2001: 33 ff.; Lauber 2001: 36; Oschmann 2001: 30 ff.; Oschmann 2002: 4 ff.; Reiche 2001: 2 ff.).

3 Instrumente zur Förderung Erneuerbarer Energien in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union

Innerhalb der Europäischen Union werden die verschiedensten Instrumente zur Förderung regenerativer Energien eingesetzt. **Deutschland** ist mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und seinem Vorgänger, dem Stromeinspeisungsgesetz, Vorbild für andere Länder geworden¹⁶. Ganz besonders die Windenergie konnte von den großzügigen Fördersätzen und der langfristigen Sicherheit für Investoren profitieren. Deutschland besitzt die weltweit größte Erzeugungskapazität für Windkraftstrom. Mit dem 100 000 Dächerprogramm, das für die Installation von Photovoltaikanlagen mehr als 500 Millionen € an Investitionsunterstützung bereitstellt, verfügt die Bundesrepublik auch über das größte europäische Förderprogramm zur Solarstromerzeugung. Insgesamt wurden im Jahr 2000 1,17 Milliarden € an staatlichen Geldern für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Verfügung gestellt (Grotz 2002b).

Dänemark hat es mit einem Einspeisemodell zur größten Windstromerzeugung pro Einwohner gebracht und konnte durch den Anteil von 20 Prozent am Gesamtstromverbrauch seinen Kohlendioxidausstoß vermindern. Die Windkraftindustrie des Landes ist führend in der Welt – Windkraftanlagen aus Dänemark hatten 2000 einen Weltmarktanteil von 50 Prozent. Eine dänische Besonderheit ist außerdem der hohe Anteil, den Bürgerbeteiligungen bei der Finanzierung von Windkraftanlagen gespielt haben. Ein Großteil des restlichen Energiebedarfs wird durch effiziente Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Seitdem der Wechsel zur Förderung erneuerbarer Energien durch ein Quotenmodell beschlossen wurde, ist der weitere Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazitäten nahezu zum Erliegen gekommen (Maegaard 2002).

Auch **Spanien** fördert erneuerbare Energien mit Hilfe einer Einspeisevergütung. Bemerkenswert ist, dass bereits seit 1980 erneuerbare Energien durch garantierten Netzanschluss und Abnahme gefördert werden. Zudem können die Erzeuger regenerativer Energie zwischen drei verschiedenen Tarifmodellen wählen (Dinica 2002a).

In **Österreich** wird regenerative Energie ebenfalls durch eine Einspeisevergütung gefördert, allerdings kombiniert mit einer Mindesterzeugungsquote, die die Energieversorgungsunternehmen erfüllen müssen. Aufgrund der Tatsache, dass in den einzelnen österreichischen Bundesländer per Gesetz oder per Erlass der Landeshauptmänner Mindestpreise festgelegt werden, die sich je nach Standort und Größe einer Anlage unterscheiden, gibt es in der AI-

¹⁶ Anhang 1 ist zu entnehmen, dass die Bundesrepublik nicht Pionier gewesen ist.

penrepublik in etwa 100 verschiedenen Einspeisetarife. Österreich setzt den breitesten Policy-Mix¹⁷ zur Förderung Erneuerbarer Energien ein (Lauber 2002).

Portugal fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen durch eine Einspeisevergütung, deren Sätze sich nahe an denen des deutschen EEGs befinden. In Anbetracht niedrigerer Lebenshaltungskosten und stärkerer Sonneneinstrahlung als in Deutschland, sind 0,499 € pro eingespeister kWh Solarstrom umso bemerkenswerter (Martins 2002).

Schweden nutzt für seine Stromversorgung vor allem Wasser- und Atomkraft. Außerdem spielt Biomasse aus der in Schweden wichtigen Holz- und Papierindustrie für die Strom- vor allem aber für die Wärmeerzeugung eine wichtige Rolle. Erneuerbare Energie wird über eine Einspeiseregulierung gefördert, der Umstieg auf ein Quotensystem ist geplant. Seit 1980 betreibt das Land den Ausstieg aus der Atomenergie, allerdings ist bis heute erst einer der 12 schwedischen Atomreaktoren stillgelegt worden (Körner 2002).

Wie bei seinem westlichen Nachbarn trägt auch in **Finnland** Biomasse besonders Holz und Holzabfälle einen Teil zur Energieversorgung bei. Auch hier gilt eine Einspeisevergütung. Entgegen dem weltweiten Trend hat die finnische Regierung den Ausbau der atomaren Stromerzeugung beschlossen (Luukkanen Vehmas 2002).

Seit Juni 2001 gilt in **Frankreich** ein Mindestpreissystem, vorher fanden Ausschreibungen statt (EEA 2001: 74). Bis vor kurzem wurden lediglich Wind- und Wasserkraft durch das Mindestpreissystem gefördert, seit neustem gibt es auch eine Einspeiseregulierung für Solarstrom (www.netinform.de). Der Energiemarkt in Frankreich ist gekennzeichnet durch die marktbeherrschende Stellung des staatlichen Energiekonzerns Electricité de France (EDF) und dem hohen Anteil, den die Atomenergie zur Gesamtstromerzeugung beiträgt (Grotz 2002a).

Belgien ist ein föderaler Staat, dessen Regionen unterschiedliche Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energie eingeführt haben. Während in Flandern ein Zertifikathandelssystem betrieben wird, werden in Wallonien die Preise für grüne Zertifikate garantiert. Auch in Belgien spielt Atomkraft eine wichtige Rolle (de Lovinfosse Varone 2002)

Für **Griechenland** ist der Ausbau der Erzeugung von Regenerativstrom besonders interessant, weil angesichts der zahlreichen griechischen Inseln, die nicht an das Stromnetz des Festlandes angebunden sind, der Aspekt der Dezentralität besonders an Bedeutung gewinnt. Durch Einspeisevergütungen fördert Griechenland die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. (Vassilakos, Karapanagiotis 2002)

Luxemburg wendet ein Einspeisevergütungsmodell an, um regenerative Stromerzeugung zu fördern. Die Fördersätze für Photovoltaikstrom übertreffen die des deutschen EEG. Luxemburg ist nahezu vollständig von Energieimporten abhängig.

In den **Niederlanden** wird umweltfreundliche Stromerzeugung durch ein nachfrageorientiertes Modell gefördert, das auch im Ausland erzeugten Strom zulässt, sofern keine doppelte Förderung vorliegt. Die Zertifizierung von Strom ermöglicht seine Befreiung von der Öko-steuer. Europaweit nahezu einmalig ist,¹⁸ dass Strom, der auf umweltfreundliche Weise er-

¹⁷ Oberösterreich setzt beispielsweise ein Ausschreibungsmodell ein

¹⁸ Nur Irland verfolgt neben den Niederlanden einen ähnlichen Ansatz

zeugt wird, durch die Ausgestaltung der Strommarktliberalisierung einen Wettbewerbsvorteil erhält: Während es den Verbrauchern bereits seit Juli 2001 erlaubt ist, zu einem Ökostromanbieter zu wechseln, wird der konventionelle Strommarkt erst ab Januar 2004 vollständig¹⁹ liberalisiert (Reiche 2002).

Großbritannien hat, nachdem ein Ausschreibungssystem nicht die erhofften Erfolge gebracht hat, im März 2001 ein Quotensystem zur Förderung regenerativer Stromerzeugung beschlossen (Dinica 2002b).

Italien hat mit Beginn des Jahres 2002 sein Fördersystem für Regenerativstrom von einer Einspeiseregulierung auf ein Zertifikathandelsmodell umgestellt. Den Stromproduzenten ist auferlegt, zusätzlich 2 Prozent regenerativen Strom in die Netze einzuspeisen (Piacentino 2002).

Irland setzt ein Ausschreibungsverfahren ein, um den Anteil erneuerbarer Energien an der irischen Stromerzeugung zu erhöhen. Erzeugern, die für ihre jeweilige Erzeugungsart (Müllverbrennung, Wind- oder Wasserkraft) einen Zuschlag erhalten, wird die Abnahme der erzeugten Elektrizität für 15 Jahre garantiert. Trotz einer ausreichenden Anzahl an Bietern und der Tatsache, dass Irland über das größte Windkraftpotential in Europa verfügt, kommt der Ausbau der erneuerbaren Energiegewinnung nur vergleichsweise langsam voran (Kellett 2002).

4 Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt

Bei der zentralen Frage dieser Studie, welche Bedingungen zu einem erfolgreichen Einsatz von Förderinstrumenten für erneuerbaren Energien im Strommarkt führen, muss zunächst betont werden, dass sich im Vergleich verschiedener Länderkontexte sowohl der Einsatz bestimmter Instrumente bzw. Instrumentenkombinationen als auch ihre jeweilige Intensität erfolgreicher - v.a. im Sinne der Kapazitäts- und Marktentwicklung - bzw. zielführender gezeigt haben als andere. Diesbezüglich sehr erfolgreich waren vor allem Einspeisevergütungsmodelle. So kommen in den beiden, in punkto installierter Windkraftleistung führenden EU-Staaten Deutschland und Spanien sowie für Altanlagen im bisher in der Windenergie ebenfalls sehr erfolgreichen Dänemark Einspeiseregulierungen zur Anwendung.

Dennoch kann auch in diesem Fall nicht von einer natürlichen Überlegenheit dieses bzw. eines bestimmten Förderinstruments gesprochen werden, da sich grundsätzlich jedes der in dieser Studie thematisierten Instrumente sowohl erfolgreich als auch erfolglos ausgestalten lässt. Denn genauso können beispielsweise Länder wie Finnland oder Griechenland angeführt werden, die ebenfalls Einspeisetarife zur Förderung erneuerbarer Energien einsetzen, aber nicht einmal ansatzweise vergleichbare Erfolge im Bereich der Windenergie zu verzeichnen haben wie die drei zuvor genannten Staaten (Reiche 2002d). Damit wird deutlich, dass der Erfolg von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien jeweils stark von deren spezifischer Ausgestaltung abhängt.

¹⁹ Nur Großverbraucher durften schon vorher den Anbieter wechseln.

Darüber hinaus haben in den jeweiligen Ländern aber eine Reihe weiterer unterschiedlicher Faktoren zu einer erfolgreichen Förderung erneuerbarer Energien beigetragen, die hier als äußere Rahmenbedingungen einer Förderpolitik regenerativer Energien bezeichnet werden.

Diese beiden in der Studie identifizierten übergeordneten Erfolgsbedingungen lassen sich wiederum in zahlreiche Kriterien untergliedern, die für den Erfolg von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien mit verantwortlich sein können. In Bezug auf den Erfolg einzelner Förderinstrumente wirken sich schließlich verschiedene Punkte der beiden Makrofaktoren „konkrete Ausgestaltung“ und „äußere Rahmenbedingungen“ unterschiedlich stark aus, weshalb am Ende dieses Kapitels diesbezüglich einige Schlussfolgerungen getroffen werden, die dann als instrumentenspezifische Erfolgsbedingungen zu betrachten sind.

4.1 Die äußeren Rahmenbedingungen und ihr Einfluss auf die (erfolgreiche) Nutzung erneuerbarer Energien

Konkret aufgezeigt werden soll dies hier zunächst für die äußeren Rahmenbedingungen, da diese sich grundsätzlich auf die spätere spezifische Ausgestaltung der Förderregelungen selbst auswirken. Zu unterscheiden ist hier insbesondere nach geographischen bzw. die Ausgangsbedingungen der Energiepolitik eines Landes betreffenden, sowie nach ökonomischen, politischen, kognitiven und technischen Faktoren, wobei diese sich in den betrachteten Ländern in ihrem Einfluss z. T. unterschiedlich auf die Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien ausgewirkt haben. Dennoch lassen sich auch hier Bedingungen identifizieren, die in einer Vielzahl von Staaten erkennbar zum Erfolg oder Misserfolg beigetragen haben.

4.1.1 Geographische Faktoren und jeweilige Ausgangsbedingungen in der Energiepolitik

Insgesamt sind die natürlichen Voraussetzungen bzw. Potenziale wie Niederschlags-, Sonnen- oder Windintensität oder die Existenz bzw. Nichtexistenz heimischer fossiler Energieressourcen für erneuerbare Energien innerhalb der EU sehr unterschiedlich ausgeprägt. So wurden beispielsweise Ende 1999 in Österreich 67,4 % oder Schweden 46,2 % der Bruttostromproduktion durch Wasserkraft bereitgestellt, womit diese beiden Länder bereits über einen sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energien verfügen. Demgegenüber kann z. B. Belgien mit einem nur sehr geringen Potenzial an Wasserkraft (1999: 0,4 % Anteil an der Bruttostromproduktion) keinen vergleichbar hohen Anteil erneuerbaren Energien erreichen und müsste stattdessen verstärkt auf andere umweltfreundliche Energieträger wie beispielsweise die Windenergie setzen. Dass gerade bei dieser die weitverbreitete Annahme eines Zusammenhangs zwischen geringer Bevölkerungsdichte und Erfolg in der Windenergie nicht zutrifft, sei hier nur ergänzend erwähnt. So gibt es innerhalb der EU elf Länder mit einer geringeren Bevölkerungsdichte als Deutschland. Dennoch ist nach wie vor kein anderes Land in Bezug auf die absolute installierte Windenergieleistung so erfolgreich wie die Bundesrepublik.

Auch die (Nicht-)Verfügbarkeit von fossilen Energieressourcen ist für den Erfolg regenerativer Energien mit entscheidend. Länder wie die Niederlande oder Großbritannien verfügen über Gas- und Ölvorkommen, und wohl erst wenn diese zur Neige gehen, wird der Anreiz zur Steigerung des Anteils an grüner Energie substanziell zunehmen. Auf der anderen Seite

hat z. B. Portugal bereits heute einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien, da es sonst fast vollständig vom Import fossiler Energieressourcen abhängig ist. Wenig überrascht auch die Tatsache, dass ein Land wie Griechenland in der Solarthermie EU-weit führend, bezogen auf die gesamte installierte Fläche (etwa ein Drittel), ist (Reiche 2002d; Karapanagiotis et al. 2002). Dass aber auch hier wiederum andere Faktoren als nur die geographischen Bedingungen eine wichtige Rolle spielen, wird deutlich, wenn man Staaten wie Österreich oder Deutschland betrachtet, die sich ebenfalls sehr erfolgreich in der Solarenergie gezeigt haben, jedoch nicht über eine vergleichbar hohe Sonneneinstrahlung (wie Griechenland) verfügen. In Österreich ist dies vor allem im Bereich der Solarthermie, mit der höchsten Pro-Kopf-Installationsrate der EU der Fall (Lauber 2002; EEA 2001: 35 f.). Deutschland kann ähnlich hohe Zuwächse bei der Solarthermie vorweisen, glänzt aber insbesondere mit einer herausragenden Entwicklung bezüglich der Photovoltaik, die es in der EU anführt und weltweit an die dritte Position nach den USA und Japan bezogen auf die absolute installierte Leistung gebracht hat (EEA 2001: 37 f.).

Bezüglich den Ausgangsbedingungen in der Energiepolitik ist auch die Frage der Nutzung der Kernenergie bzw. die Existenz von Ausstiegsbeschlüssen ein wichtiger Einflussfaktor für die erfolgreiche Entwicklung von erneuerbaren Energien. So gibt es in der EU insgesamt sieben Länder (Dänemark, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Österreich und Portugal) die vollständig auf die Atomenergie verzichten, wobei einige davon, wie Österreich und Portugal (Wasserkraft) sowie Dänemark (Windenergie), zu den führenden Anwendern regenerativer Energien zählen. Darüber hinaus haben bereits vier Länder (Belgien, Deutschland, die Niederlande und Schweden) den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen, was längerfristig den Anteil der Erneuerbaren erhöhen dürfte (Reiche 2002d).

4.1.2 Ökonomische Faktoren

Hier sind zunächst die Höhe der Öl-, Gas- und Kohlepreise zu nennen, die durch ihren Einsatz als Primärenergieträger u.a. auch zur Stromproduktion direkten Einfluss auf die Wettbewerbssituation erneuerbarer Energien nehmen. Hier ist jedoch zumindest langfristig mit (deutlich) steigenden Öl- und Gaspreisen zu rechnen, da sich die zunehmende Knappheit beider Energieträger auch durch den Einsatz verschiedenster Gegenstrategien der Industrieländer bei gleichbleibendem oder noch wachsendem Energiehunger dieser und nachholender Entwicklung der Schwellen- und Drittweltländer nicht mehr ausgleichen lässt und es voraussichtlich in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts zur weitgehenden Erschöpfung der globalen Öl- und Gasreserven kommen wird (BGR 1999).

Weitere wichtige ökonomische Einflussfaktoren hinsichtlich der Förderung erneuerbarer Energien sind das Ausmaß an umweltschädlichen Subventionen für fossile oder atomare Energieträger sowie der Grad der Internalisierung externer Kosten konventioneller Stromerzeugung. Ersteres umfasst insbesondere staatliche Subventionen für Kohle und Atomenergie, die Steuerbefreiung für den zivilen Luft- und Schiffsverkehr oder auch die Nichtbesteuerung der Rückstellungen der Atomwirtschaft. Um einen Eindruck von der Größenordnung zu bekommen, gegen welche Dimensionen sich regenerative Energien am Markt zu behaupten haben, seien hier nur zwei Zahlen genannt: Man schätzt die weltweiten Subventionen für konventionelle Energien auf etwa 300 Mrd. Dollar jährlich. Darin sind allerdings versteckte

Subventionen wie etwa die Treibstoffsteuerbefreiung für den zivilen Luftverkehr von weit über 100 Mrd. Dollar jährlich noch gar nicht enthalten (Scheer 1999: 153 f.). Hinzuweisen ist an dieser Stelle auch auf die aktuelle Verlängerung der staatlichen Beihilfen für den Steinkohlebergbau in Deutschland, Spanien, Großbritannien und Frankreich bis mindestens 2010 (TAZ, 8./9.6.02: 10).

Bezüglich der Internalisierung externer Kosten der Stromerzeugung kommt z. B. eine neue Studie von Hohmeyer u.a. zu dem Ergebnis, dass sich allein die durch die Stromerzeugung entstehenden externen Kosten der Treibhausgasemissionen auf ca. 5,93 € ct/kWh belaufen (Hohmeyer 2002: 8). Setzt man dies beispielsweise mit dem Bruttostromverbrauch Deutschlands im Jahre 2001 von 569,0 Mrd. kWh (Schiffer 2002: 170) in Zusammenhang, so kommt man auf eine Summe von rund 31,38 Mrd. €²⁰ nicht berücksichtigter externer Kosten der Stromerzeugung allein in Deutschland. Weitere wichtige Ergebnisse der Studie sind, dass die heute durchschnittlich durch die Nutzung regenerativer Energiequellen eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten von etwa 14 Cent/kWh deutlich über den Einspeisevergütungen des EEG für Wasserkraft (6,65 – 7,67 Cent/kWh), Wind (6,1 – 9 Cent/kWh) und Biomasse (8,6 – 10,1 Cent/kWh) liegen und auch die derzeitige relativ hohe Vergütungshöhe für Photovoltaik von 48,1 Cent/kWh (aus ressourcentheoretischer Sicht und) im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung zielführend und unbedenklich ist (Hohmeyer 2002: 13; Umwelt 2002: 292).

4.1.3 Politische Faktoren

Hier ist zunächst die übergeordnete Zielbildung und Zieloperationalisierung sowie die Art der Zielbildung zu nennen, die den Fördererfolg erneuerbarer Energien beeinflussen. Dabei geht es insbesondere um die Frage, ob bezüglich der jeweiligen Ausgangsbedingungen eines Landes wirklich ambitionierte Ziele gewählt wurden und auch darum, auf welchem Weg diese Ziele erreicht werden sollen. So wäre beispielsweise das Ziel „10 % Windstrom bis zum Jahr X“ für Deutschland wesentlich ambitionierter als für Großbritannien einzustufen, da in Großbritannien wesentlich bessere Windverhältnisse vorherrschen als in Deutschland. Bei der Frage wie dieses zu erreichen ist, spielt für eine erfolgreiche Förderung regenerativer Energien v.a. eine strategische Vorgehensweise in Form von regelmäßigen Zielvorgaben einschließlich einer Ergebniskontrolle sowie eine möglichst genauen quantitative Festlegung von Mindestzielen eine Rolle (Jänicke et al. 1999: 111). Hier sollte auch noch erwähnt werden, dass eine strategische Vorgehensweise durchaus auch eine generelle Ausweitung des übergeordneten Zielkatalogs auf qualitative Ziele wie Technologie- und Exportförderung, Beschäftigung (vor allem in strukturschwachen Regionen), Risikominimierung oder Generationengerechtigkeit implizieren kann, was zu einer Erhöhung des Stellenwerts erneuerbarer Energien und damit auch zu ihrem Erfolg beitragen kann. Außerdem spielt hinsichtlich der Zielfestlegung auch die Definition, was als erneuerbare Energien eingestuft wird, eine wichtige Rolle. So macht es beispielsweise für die Beurteilung der Marktintegration grünen Stroms einen deutlichen Unterschied, ob auch Strom aus Müllverbrennungsanlagen oder großen Wasserkraftwerken mit in die Statistik einfließt oder nicht.

²⁰ Eigene Berechnung auf Grundlage von Schiffer 2002 und BMU 2002.

Als einer der entscheidenden Hürden für die verstärkte Integration erneuerbarer Energien im Markt hat sich im Lichte der verwendeten Empirie die jeweilige Praxis der Genehmigungsverfahren gezeigt. Insgesamt herrschen hier z. T. große Unterschiede in den einzelnen EU-Staaten vor. So dauern diese z.B. in Griechenland, Luxemburg, Holland oder Großbritannien wesentlich länger als etwa in Deutschland. Die teils komplexen Genehmigungsverfahren haben sich insbesondere nachteilig für die Windenergie ausgewirkt. In Deutschland werden bereits im Rahmen der Raumplanung (§ 35 BauGB) Vorrangflächen für Windkraftanlagen ausgewiesen, was sowohl für die jeweiligen Kommunen als auch Investoren die Planungssicherheit beträchtlich erhöht hat und zu einem erheblichen Teil für den Erfolg der Windenergie in Deutschland verantwortlich ist. Dagegen ist in Holland für die Installation einer Windkraftanlage eine Umwelt- und Baugenehmigung vorgeschrieben. Hierzu müssen lokale Pläne verändert werden, wobei gesellschaftliche Akteure Einfluss ausüben können. Oft kommt es dabei zu Widerständen, was Kommunen aufgrund ihrer Präferenz für konsensuale Entscheidungen häufig zur Aufgabe ihrer Absichten veranlaßt. Ein weiteres Beispiel ist Griechenland, wo für die Genehmigung z. B. einer Windkraftanlage mehr als 35 verschiedene öffentliche Institutionen auf zentraler, regionaler, Bezirks- oder lokaler Ebene ihr Einverständnis erklären sowie vier nationale Gesetze und sieben ministerielle Verordnungen befolgt werden müssen (Karapanagiotis et al. 2002; Reiche 2002c und 2002d).

Zwar gibt es bisher im Bereich der Offshore-Windenergie erst einige wenige Projekte in Form realisierter Vorhaben oder konkreter Planungen z.B. in Dänemark, Schweden, Großbritannien, Holland, Deutschland oder Belgien. Da Offshore jedoch die mit Abstand größten Potenziale bietet, ist hier mittel- bis langfristig mit den größten Kapazitätswüchsen zu rechnen. So hat sich beispielsweise Deutschland zum Ziel gesetzt, bis 2030 20.000 MW Windenergieleistung offshore zu installieren. Insofern steht der Erfolg entsprechender Projekte ähnlich wie an Land in eindeutigem Zusammenhang mit klaren Regelungen bezüglich Planung und Genehmigung.

Erste Erfahrungen hierzu gibt es aufgrund bereits realisierter Projekte in Dänemark, Schweden und Großbritannien. Im Vordergrund dieser ausschließlich in Küstennähe befindlichen Projekte stehen v.a. die Abwägung konkurrierender Nutzungen und öffentlicher Belange, Fragen der Beeinträchtigung von Natur, Umwelt und Landschaft sowie ggf. der Raumordnung. Bisher hat insbesondere Dänemark die Ausweisung von Eignungsgebieten und Pilotprojekte vollzogen sowie umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsprogramme aufgelegt, was den Projektentwicklern Planungssicherheit ermöglichte. Die dänischen Erfahrungen sind zwar nur teilweise übertragbar, können aber zumindest als Orientierung für andere Länder dienen. So befindet sich beispielsweise Deutschland bezüglich der Offshore-Windenergie in einem Zustand großer Dynamik aber auch großer Unsicherheit. Dies liegt v.a. daran, dass die geplanten Projekte sich in relativ großer Küstenentfernung und Wassertiefe (40 m) befinden, wozu noch keine Erfahrungen vorliegen. Somit wäre auch hier eine Ausweisung von Flächen für Pilotvorhaben zunächst in Küstennähe ein sehr probates Mittel. Um zukünftig eine rasche und problemlose Genehmigung auch von Offshore-Windparks zu gewährleisten, sollte der Bund v.a. im Bereich der räumlichen Ordnung der Windparkflächen und der Anbindungen der installierten Kapazitäten an das Übertragungsnetz regulierend tätig werden (Rehfeldt et al. 2001: 39 und Rehfeldt et al. 2002: 2 f.).

In zunehmendem Maße sind es auch internationale Verpflichtungen, die zu positiven Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien beitragen. Beispielhaft für die europäischer Ebene sei hier insbesondere auf die EU-Richtlinie zur Förderung regenerativer Energien verwiesen, die u.a. für alle Mitgliedsstaaten Referenzwerte für den Anteil am Primärenergieverbrauch und an der Stromproduktion bis 2010 festlegt (vgl. II.). Die EU-Richtlinie stellt für alle Staaten eine große Herausforderung dar, selbst für Staaten mit einem bereits hohen Anteil an erneuerbaren Energien. So muss beispielsweise Portugal seinen Anteil gegenüber 1997 zwar nur um 0,5% erhöhen. Berücksichtigt man jedoch, dass der dortige Stromverbrauch laut Prognosen jährlich um fünf Prozent steigen wird, stellt dies ein ambitioniertes Ziel dar. Aber auch ein Land wie Österreich, mit einem Anteil von 70 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahre 1997, muss diesen Anteil bis 2010 auf 78,1 Prozent steigern. Da jedoch die Wasserkraft in Österreich für über 96 Prozent der Stromproduktion aus regenerativen Quellen verantwortlich ist und daher andere Erneuerbare wie Biomasse- oder Windenergie zur Stromgewinnung verstärkt zum Einsatz kommen müssen, stellt auch dies eine große Herausforderung dar (Reiche 2002d; Lauber 2002; Martins 2002).

Als eine weitere wichtige Erfolgsbedingung der Förderung erneuerbarer Energien sind grundsätzlich alle Maßnahmen zur Schaffung einer wettbewerblichen Marktstruktur im Zuge der europäischen Strommarktliberalisierung zu verstehen, wie v.a. die Beseitigung von Marktzutrittsbeschränkungen. Größte Bedeutung haben dabei klare Regelungen zur Durchleitung und Verteilung regenerativen Stroms und zur Frage des raschen, ökonomisch vertretbaren und diskriminierungsfreien Netzzugangs bzw. Ausbaus der Netzinfrastruktur. Auch hier fordert die neue EU-Richtlinie 2001/77/EG die Mitgliedsstaaten auf, die dafür notwendigen Maßnahmen zu ergreifen. In diesem Zusammenhang spielt auch die Unabhängigkeit bzw. Kompetenzen von Regulierungsbehörden oder Wettbewerbsaufsichten zur Verhinderung übermäßiger Marktmacht eine große Rolle, wie z. B. die geplante Fusion von E.ON und Ruhrgas in Deutschland zeigt (vgl. hierzu auch Fishedick et al. 2002). Außerdem hat sich im Lichte der hier untersuchten Empirie gezeigt, dass sich auch die Verankerung der Zuständigkeit für erneuerbare Energien im Umweltministerium oder in einem eigenen Energieministerium – etwa wie in Dänemark – sowie die Regierungsbeteiligung grüner Parteien einen Erfolgsfaktor für die verstärkte Nutzung regenerativer Energien darstellen kann (Reiche 2002d).

4.1.4 Kognitive Faktoren

Eine weitere Erfolgsbedingung stellt eindeutig die öffentliche Einstellung zu bzw. die Kenntnisse über erneuerbare Energien dar. Zwar wird in Meinungsumfragen immer wieder eine allgemein sehr positive Einstellung der Öffentlichkeit gegenüber erneuerbaren Energien ermittelt, aber dennoch erhebt sich insbesondere gegenüber der Windenergie oft lokaler Widerstand.²¹ Angeführt werden Gründe wie visuelle Beeinträchtigung, Lärm, Wertminderung des Geländes, Gesundheitsprobleme für Menschen wegen Strahlung, Gefahr für Vögel, negative Einflüsse auf den Tourismus vor Ort etc.

²¹ Diese Begebenheit wird auch als „Not in my backyard“ (NIMBY)-Phänomen bezeichnet (Reiche 2002d).

Entscheidend für die Akzeptanz von Projekten im Bereich regenerativer Energien ist daher, in welchem Maße es gelingt, v.a. auf lokaler Ebene deren nicht-energetischen Vorteile überzeugend darzustellen. Wichtig ist dabei hauptsächlich die Betonung der Schaffung zusätzlicher Verdienstmöglichkeiten (z. B. der Bauer als Energiewirt) und damit auch neuer Arbeitsplätze vornehmlich in strukturschwachen Regionen. Eine Möglichkeit zur Akzeptanzsteigerung bieten außerdem Maßnahmen der kooperativen Teilhabe an einem Projekt durch Einbindung der lokalen Bevölkerung. Die kooperative Finanzierung von Anlagen zur Produktion von grünem Strom ist bereits in einigen Ländern der EU üblich, so v.a. in Dänemark, Deutschland und Schweden. So gibt es in Dänemark über 3.000 Windkraftanlagen die durch lokale Beteiligungen finanziert wurden, was gleichzeitig zwischen 100.000 und 150.000 Anteilseigner hervorgebracht hat. Gerade bezüglich der Windenergienutzung an Land ist der weitere Erfolg (z. B. in Deutschland) aufgrund der nur noch begrenzt zur Verfügung stehenden windintensiven Standorte besonders auch davon abhängig, in welchem Umfang alte Windkraftanlagen durch neue leistungsstärkere ersetzt werden können (Repowering) und wie sehr die Lebensdauer neuer Anlagen noch gesteigert werden kann. Dies wäre nicht nur aus energetischer Sicht vorteilhaft, sondern würde sich auch positiv auf die Akzeptanz von Windkraftanlagen auswirken, da somit der Flächenverbrauch und der Zubau durch neue Standorte zumindest vermindert würden. Die Politik kann darüber hinaus die Einstellung gegenüber erneuerbaren Energien mit Steuerbefreiungen für diese positiv beeinflussen, da somit die zusätzlichen Kosten für grünen Strom sinken und der Anreiz zu dessen freiwilliger Nutzung steigt. Beides ist z. B. in Holland der Fall, wo sich Ende 2001 bereits 10 Prozent der Haushaltskunden für Ökostrom entschieden haben.

Auch die Zusammenarbeit der Projektentwickler bzw. Investoren mit der Bevölkerung vor Ort kann sich entscheidend auf die Akzeptanz eines entsprechenden Projektes auswirken. So ist beispielsweise der Erfolg der Windenergie in Spanien v.a. auch auf die frühzeitige Rücksprache der Projektentwickler mit einer Vielzahl von Akteuren wie Gemeinderäten, Naturschützern etc. sowie auf umfangreiche Informationskampagnen sowohl auf Seiten der beteiligten Unternehmen als auch durch die Gemeinden selbst zurückzuführen (EEA 2001: 64; Rehfeldt 2002: 35 ff.; Reiche 2002d). Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Akzeptanz und Erhöhung der freiwilligen Nachfrage nach erneuerbaren Energien bietet auch die geplante Stromkennzeichnung auf europäischer Ebene, die u.a. die Verpflichtung der Stromversorger zur Aufschlüsselung des jeweiligen Strommixes gemäß der zur Stromproduktion eingesetzten Primärenergieträger auf Kundenrechnungen und Anzeigen verpflichtet. Eine entsprechende Regelung ist in Österreich sowie in zahlreichen US-amerikanischen Bundesstaaten bereits in Kraft. Verfügen Stromkunden über solch transparente Informationen bezüglich der Herkunft des bezogenen Stroms, ist die Wahrscheinlichkeit größer, dass Kunden vermehrt „sauberere“ Bezugsvarianten bevorzugen (Reiche 2002d; Kronberger 2002: 11 f.).

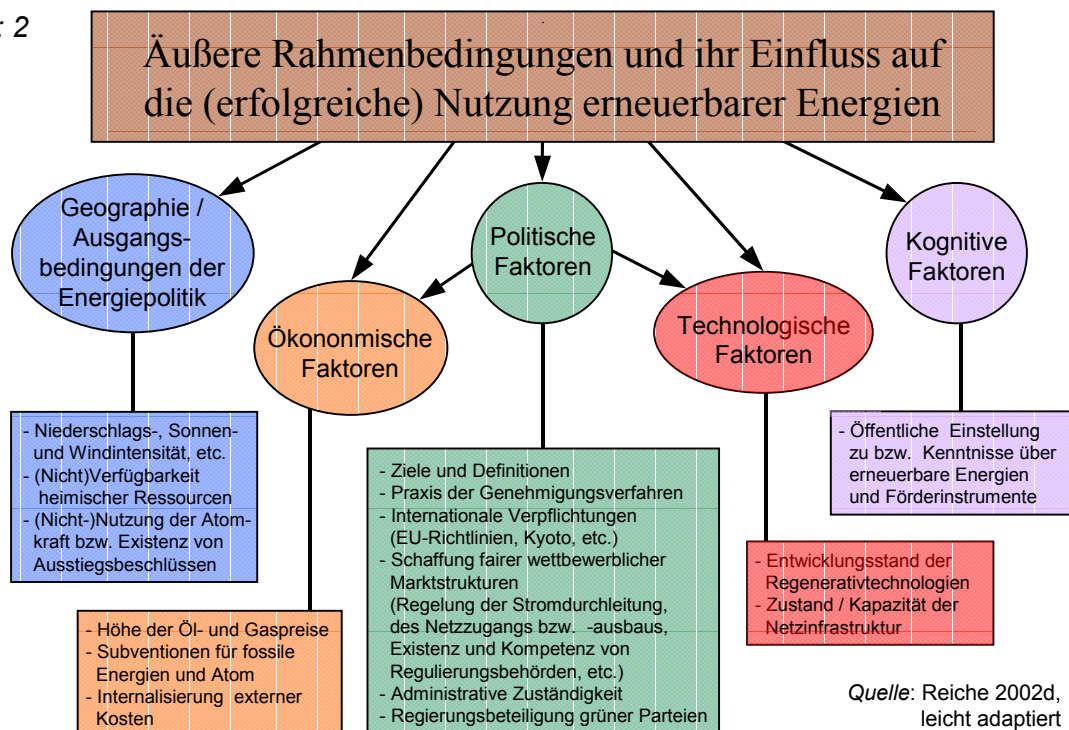
4.1.5 Technische Faktoren

Die erhoffte Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion und die zunehmende Veränderung des Energiesystems in Richtung vermehrt dezentraler Strukturen ist aus technischer Hinsicht zunächst allgemein vom Entwicklungsstand und den Kosten der jeweiligen Technologie abhängig. Entscheidend ist hier insbesondere eine deutliche Kosten-

reduktion noch vergleichsweise teurer Regenerativtechnologien wie Photovoltaik, Geothermie oder die Nutzung der Wellen- und Gezeitenenergie. Außerdem geht mit dem steigenden Einsatz fluktuierender Energiequellen zur Stromerzeugung wie Wind oder Solar zugleich auch ein Anstieg der Komplexität des Stromnetzbetriebs einher, was die Anforderungen an die Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität grundsätzlich erhöht. Eine wichtige Erfolgsbedingung ist in diesem Zusammenhang daher die Einbindung der regenerativen dezentralen Erzeugungstechnologien in leistungsfähige Informations- und Kommunikationsnetze.

Grundvoraussetzung aber auch hierfür und wohl die entscheidende technische Bedingung für den Erfolg erneuerbarer Energien sind der Zustand und die Kapazität der jeweiligen Netzinfrastruktur. So ist z. B. in Frankreich aufgrund der zentralen atomaren Großkraftwerksstruktur das Netz gar nicht dazu ausgelegt, größere Mengen dezentral erzeugten Stroms aufzunehmen. Daher ist der Erfolg regenerativer Energien in technischer Hinsicht hauptsächlich von der Entwicklung zukunftsfähiger Netzkonzepte abhängig, etwa in Form klarer Regelungen der Umlage der Kosten für Netzverstärkung, -ausbau und -entwicklung auf den Endkunden. Ein weiterer Einflussfaktor in diesem Zusammenhang ist darüber hinaus eine schnelle Durchsetzung des Netzzugangs, bzw. die unverzügliche Sanktionierung von Missbrauch, da im Bereich neuer innovativer Technologien die Finanzkraft der Akteure aufgrund oft aufwendiger FuE-Leistungen oft gering ist (Fischedick et al. 2002: 6 ff.; Reiche 2002d). Veranschaulicht wird der Einfluss der äußeren Rahmenbedingungen auf die erfolgreiche Nutzung erneuerbarer Energien nochmals durch Abbildung 2.

Abb.: 2



4.2 Grundsätzliche Erfolgskriterien bei der Ausgestaltung von Instrumenten zur Förderung erneuerbare Energien

Neben den zahlreichen dargestellten äußeren Rahmenbedingungen, die sich auch auf den Erfolg von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien auswirken können, ist es darüber hinaus deren jeweilige Ausgestaltung, die über die gewünschte Effektivität einer Fördermaßnahme entscheidet. Diesbezüglich haben die Autoren der Studie auf Basis der untersuchten Empirie wiederum fünf zentrale Kriterien bzw. Strukturelemente identifiziert, die den Erfolg eines Förderinstruments maßgeblich mitbestimmen.

Dies sind die langfristige Planungs- und Investitionssicherheit, die technologiedifferenzierte Vergütung, die standortabhängige Vergütung, die Rechts- und Wettbewerbskonformität, sowie die institutionelle Beherrschbarkeit eines jeden Förderinstruments.²² All dies beeinflusst auch die Akzeptanz von erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 2) und Instrumente zu ihrer Förderung.

4.2.1 Langfristige Planungs- und Investitionssicherheit

Als erstes bedeutendes Erfolgskriterium im Rahmen der Ausgestaltung der Förderinstrumente selbst, wurde das jeweilige Maß an Planungs- bzw. Investitionssicherheit identifiziert, das von einem individuell ausgestalteten Fördermodell ausgeht. Obwohl die Niederlande ein attraktives System von Steuervorteilen für grünen Strom vorzuweisen hat, sind Investoren allgemein zurückhaltender als z. B. in Deutschland. Zwar ist die Vergütung auch in den Niederlanden hoch, sie kann jedoch jederzeit verändert werden. So geschehen im September 2001, als die Regierung plötzlich ankündigte, dass ab Januar 2002 Strom aus Wasserkraft nicht mehr von der Energiesteuer befreit sein wird. Eine solche Unstetigkeit in puncto Förderung regenerativer Energien hat zwangsläufig abschreckende Wirkung auf Investoren (Reiche 2002c). In Deutschland dagegen wird seit über 10 Jahren ein Einspeisemodell mit zuletzt im Jahre 2000 verbesserten Konditionen angewandt, das zu einem wahren Investitionsboom insbesondere im Bereich der Windkraft geführt hat. Grundsätzlich ist der Erfolg von Festpreismodellen nach übereinstimmender Auffassung verschiedener Autoren v.a. darauf zurückzuführen, dass v.a. dieses Fördersystem durch die garantierte Abnahme des grünen Stroms zu festgelegten Preisen über einen bestimmten Zeitraum eine vergleichsweise hohe Planungssicherheit für Investoren bietet (Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut et al. 2001: 73 f.; Bräuer 2002: 92; Espey 2001: 49; Reiche 2002d). Wie weiter oben erwähnt, hat sich jedoch der Einsatz von Einspeisevergütungsmodellen in verschiedenen Ländern unterschiedlich erfolgreich gezeigt, was gegen eine grundsätzliche Überlegenheit dieses Systems spricht. Das „Geheimnis“ des deutschen Erfolges liegt neben der unbestrittenen Vorteilhaftigkeit des Modells bezüglich Investitionssicherheit durch dessen Verknüpfung von festen Vergütungssät-

²² An dieser Stelle ist zu betonen, dass zweifellos noch weitere Erfolgskriterien bei der Ausgestaltung von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien eine Rolle spielen können (etwa Effizienzgesichtspunkte, die Frage der Transaktionskosten der Fördermaßnahmen oder die Akzeptanz der einzelnen Fördersysteme), die oben genannten hier jedoch als entscheidend angesehen werden und sich insofern – auch aus Platzgründen – auf diese beschränkt wird.

zen und garantierter Stromabnahme insbesondere sowohl in der Höhe der Vergütungssätze als auch in der langen Dauer der Abnahmegarantie (20 Jahre).²³

4.2.2 Technologiedifferenzierte Vergütung

Als eine weitere wichtige Erfolgsbedingung im Rahmen der Ausgestaltung von Förderinstrumenten hat sich die differenzierte Festlegung der Förderung je nach Technologie gezeigt, die v.a. zur Schaffung eines möglichst breiten Angebots- bzw.- Technologiemies aus erneuerbaren Energien sowie zur Verhinderung von Mitnahmeeffekten entscheidend ist. Dies lässt sich (wie in Kapitel I dargestellt) bei mengenbasierten Instrumenten entweder durch die Festlegung von Teilquoten oder Gewichtungsfaktoren mit den genannten Abstrichen bezüglich Transparenz und Effizienz und bei preisbasierten Ansätzen durch die Höhe der jeweiligen Vergütungssätze oder Boni umsetzen. Zusätzlich kann allgemein auch nach der Größe einer Anlage, ihrem Alter und auch nach dem Standort differenziert werden, wobei auf letzteres gesondert eingegangen wird. So benötigt die Photovoltaik aufgrund noch geringer Marktintegration und in der Konsequenz noch relativ hohen Stromgestehungskosten eine höhere Vergütung als Strom aus Wind- oder Wasserkraft. Beispielsweise in Deutschland, Portugal oder Luxemburg ist eine entsprechende Differenzierung bei der Ausgestaltung der dortigen Einspeisemodelle berücksichtigt worden. Photovoltaik erhält die jeweils mit Abstand höchste Vergütung von in Portugal 0.499 €, in Deutschland 0,5062 € und in Luxemburg 0,62 € je Kilowattstunde. In Holland hingegen erhält sämtlicher grüner Strom (- mit Ausnahme der Wasserkraft seit 2002 wie weiter oben dargestellt -), unabhängig welcher Erzeugungsart, die gleichen Steuervorteile. Dies führt automatisch zu einer Besserstellung vergleichsweise kostengünstiger regenerativer Energien wie insbesondere der Onshore-Windkraft und verlangsamt die ohnehin noch schwierige Marktintegration von noch marktfernen, aber im Bereich der Grund- und Mittellast einsetzbaren regenerativen Energien wie Geothermie oder Gezeitenkraft zusätzlich. Dies wirkt sich damit jedoch nachteilig auf die Herausbildung eines Mix der verschiedenen erneuerbaren Energien aus, der aufgrund der teilweise fluktuierenden Angebotsstruktur von Wind- und Sonnenenergie für die fortwährende Sicherstellung einer gleichbleibenden Versorgungsqualität jedoch von hoher Bedeutung ist (Reiche 2002c und 2002d).

Darüber hinaus können mittels einer technologiedifferenzierten Vergütung Mitnahmeeffekte – d.h. die Förderung von Anlagen, die auch ohne eine solche errichtet worden wären, weil sie auch so kostendeckend arbeiten - vermieden werden, da somit nicht nur die kostengünstigsten Technologien und Standorte zum Zuge kommen (Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut et al. 2001: 85 f.). So würden bei einem einheitlichen Vergütungssatz bzw. einer undifferenzierten Quote zwangsläufig Mitnahmeeffekte beispielsweise für Windkraftanlagen an der Küste drohen, da diese zu wesentlich günstigeren Bedingungen Strom produzieren als Standorte im Binnenland. Eine möglichst effiziente Verwendung von Fördermitteln würde dadurch verhindert.

²³ Zwar beinhaltet auch schon die Vorgängerregelung des EEG, das Stromeinspeisegesetz, einen gewissen Vertrauensschutz durch eine angemessene Dauer der Vergütung. Dennoch wurde dieser Schutz durch das EEG in erheblichem Maße verstärkt.

4.2.3 Standortabhängige Vergütung

Hinsichtlich einer möglichst differenzierten Vergütung einzelner Regenerativtechnologien hat ein bestimmtes Ausgestaltungs-kriterium von Förderinstrumenten einen besonderen Einfluss auf die Akzeptanz von erneuerbaren Energien. Gemeint ist die Frage, ob auch eine standortabhängige Vergütung bei der Konzeption eines Fördermodells berücksichtigt wurde. Besonders relevant ist dies insbesondere im Zusammenhang mit der Förderung der Windenergie. Zumindest in Westeuropa bieten bezüglich der Onshore-Windenergienutzung insbesondere die Küstenregionen (v.a. Nord- und Ostsee, Atlantikküste) die besten Windbedingungen. Zunächst unabhängig vom gewählten Förderansatz kommt es daher zu Beginn zur Ausnutzung der besten Standorte.²⁴ Dies führt in der Folge jedoch zu den bekannten Problemen der Konzentration der Anlagen in küstennahen Regionen, was die Gefahr von Konflikten mit der örtlichen Bevölkerung und eine übermäßige Beanspruchung des Landschaftsbildes erheblich steigern kann, wenn nicht entsprechende Gegenmaßnahmen festgelegt sind. Eine solche ist die standortabhängige Vergütung, die besonders ertragreiche Standorte verhältnismäßig niedriger vergütet als Binnenlandstandorte mit einem entsprechend geringeren Energieertrag. Dies führt dann zumindest mittelfristig zur stärkeren und ausgeglicheneren Verteilung der Erzeugungsanlagen. Bezüglich der entsprechenden Ausgestaltung von Förderinstrumenten haben sich hier v.a. Einspeisevergütungsmodelle als sehr geeignet erwiesen. Als Beispiel sei an dieser Stelle auf das deutsche EEG verwiesen, das für die Vergütung der Windenergie ein so genanntes Referenzertragsmodell eingerichtet hat und somit der unterschiedlichen Energieausbeute der jeweiligen Standorte Rechnung trägt.

4.2.4 Rechts- und Wettbewerbskonformität

Neben den bereits genannten Kriterien beeinflusst bei der Ausgestaltung der Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien auch die größtmögliche Berücksichtigung der Rechts- und Wettbewerbskonformität den Erfolg ihres Einsatzes. Dies impliziert die Vereinbarkeit der jeweiligen Maßnahme mit der nationalen bzw. europäischen Rechtsprechung, der Vereinbarkeit mit nationalem und europäischem Wettbewerbsrecht und den Liberalisierungszielen der EU, etwa die Frage, inwieweit ungleichmäßige Belastungen für Energieerzeuger und Verteiler oder unterschiedliche regionale oder kundenspezifische Belastungen auf Seiten des Energieverbrauchers bestehen. Gegebenenfalls lassen sich entsprechende Konflikte wiederum durch eine degressive und zeitlich befristete Ausgestaltung der Förderung oder durch ein landesweites Umwälzungsverfahren der Regenerativstrommengen einschließlich der dazugehörigen Kosten umgehen (vgl. etwa jeweils das deutsche EEG). Es betrifft zudem die Vereinbarkeit mit den europäischen Harmonisierungsbestrebungen im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien, insbesondere im Zusammenhang mit der neuen EU-Richtlinie 2001/77/EG, die u.a. bereits Durchleitungs- und Verteilungsgarantien sowie den prioritären Netzzugang für grünen Strom vorschreibt.

²⁴ So wird beispielsweise in der Region Ostfriesland/Papenburg bereits mehr als die Hälfte des Stromverbrauchs durch Windenergie abgedeckt. Akzeptanzprobleme konnten in diesem Fall jedoch insbesondere durch eine hohe Bürgerbeteiligung und den dadurch möglichen Erhalt der Wertschöpfung vor Ort weitestgehend vermieden werden (Reeker 2002: 74).

4.2.5 Institutionelle Beherrschbarkeit bzw. Umsetzbarkeit

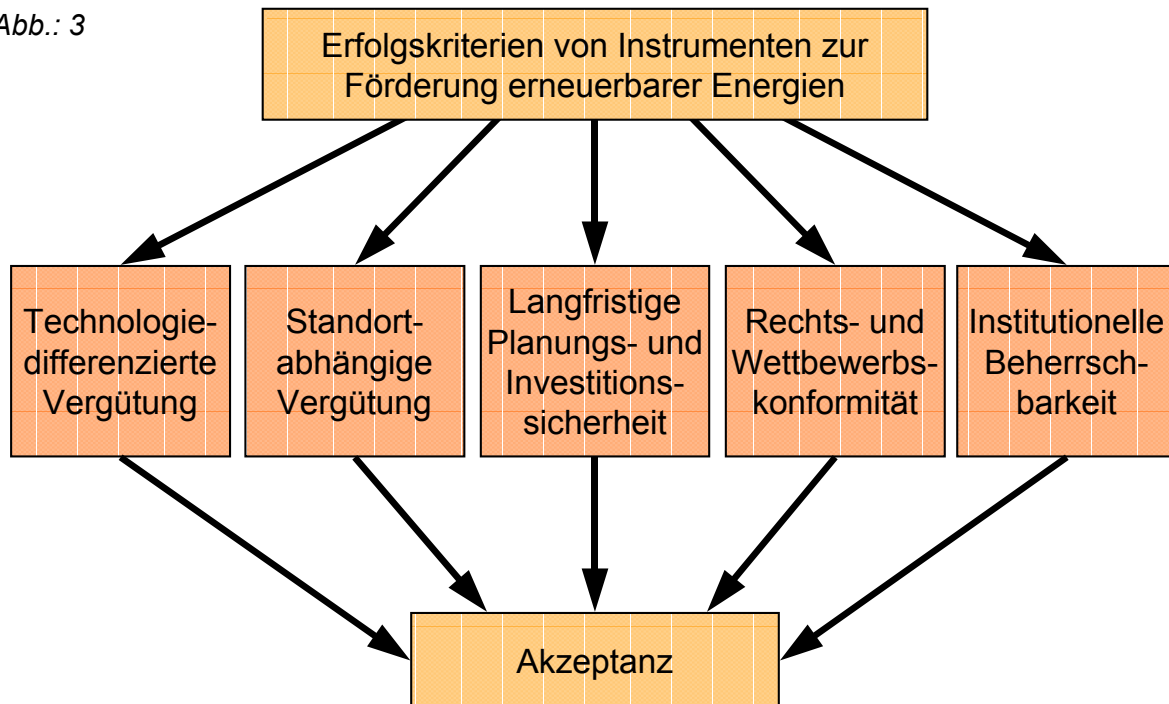
Wichtig bei der Ausgestaltung der Förderinstrumente ist auch die Frage der jeweiligen institutionellen Beherrschbarkeit einer Maßnahme, die den Erfolg einer solchen zum Teil erheblich beeinflussen kann. Dabei sind hauptsächlich die politische Durchsetzbarkeit und hier besonders der Veränderungsgrad gegenüber bestehenden Regelungen sowie Missbrauchsmöglichkeiten des politisch-administrativen Apparates von Bedeutung. Hinsichtlich der Durchsetzbarkeit wurden bereits alle der in dieser Studie im Vordergrund stehenden Förderinstrumente, wie Einspeisevergütungs-, Ausschreibungs- und Quotenmodelle, in einzelnen europäischen Ländern implementiert. Neben dem in zahlreichen Ländern zum Einsatz kommenden Einspeisevergütungsmodell (vgl. Kapitel I) und dem Ausschreibungsmodell, das mittlerweile auf nationalstaatlicher Ebene nur noch in Irland Anwendung findet, wurde in jüngster Zeit auch das Quotenmodell eingeführt. Beispiele hierfür sind Italien und Großbritannien, die diesen Schritt 2002 vollzogen haben. Und auch Dänemark hat bereits 1999 offiziell einen Systemwechsel von einem erfolgreichen Einspeise- zu einem Quotenmodell vollzogen, das Datum der Umstellung jedoch mehrmals verschoben, da insbesondere die dafür notwendigen Vorlaufzeiten zu kurz festgelegt und mögliche Übergangsregelungen nicht klar genug geregelt waren (Lauber 2001: 14 ff.). Angemessene Übergangsregelungen bzw. –fristen und Vorlaufzeiten sind jedoch für die erfolgreiche Einführung eines neuen Fördersystems (wie das Beispiel Dänemark zeigt) unabdingbar.

Für die politische Beherrschbarkeit eines Förderinstrumentes ist entscheidend, dass v.a. die Kriterien Transparenz und Kontrollierbarkeit bzw. Kontrollaufwand berücksichtigt werden, was sich unmittelbar auch auf Möglichkeiten des Missbrauchs und die Transaktionskosten auswirkt. Hier erscheinen insbesondere solche Instrumente anfällig, für deren Funktionieren politische Entscheidungen immer wieder erneuert werden müssen. Beispielsweise im Vorfeld von Wahlen besteht dann die Gefahr, dass diese Entscheidungen dazu genutzt werden, bestimmte Wähler- bzw. Lobbygruppen zu bevorzugen (Bräuer 2002: 94). Die dargestellten Erfolgskriterien bezüglich der Ausgestaltung von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien werden nochmals anhand von Abbildung 3 verdeutlicht:

4.3 Instrumentenspezifische Erfolgsbedingungen

Neben den zahlreichen äußeren Rahmenbedingungen und den grundsätzlich bei der Ausgestaltung der Förderinstrumente für erneuerbare Energien zu berücksichtigenden Faktoren/Strukturelemente sowie deren konsistente Kombination entscheidet sich die Wirkung von Fördermaßnahmen - und damit auch ihr Erfolg oder Mißerfolg – darüber hinaus auch durch vielfältige Detailregelungen innerhalb des jeweiligen Förderansatzes. Diese werden in dieser Studie als instrumentenspezifische Erfolgsbedingungen bezeichnet. Im folgenden werden exemplarisch – aufgrund des begrenzten Umfangs dieser Studie - einige solcher spezifischen Faktoren anhand der wichtigsten hier behandelten Instrumente zur Förderung regenerativer Energien - v.a. Einspeisevergütungsregelungen und Quotenmodelle, aber auch am Beispiel von Ausschreibungsmodellen und der Steuerbefreiung für grünen Strom - dargestellt, ohne dass damit ein Anspruch auf Vollständigkeit verbunden wäre.

Abb.: 3



4.3.1 Spezifische Erfolgsbedingungen von Einspeisevergütungsmodellen

Hinsichtlich der Erfolgsbedingung der langfristigen Investitionssicherheit, bei der Festpreismodelle aufgrund ihrer Kombination von Abnahmegarantie und fixer Vergütung grundsätzlich große Vorteile aufweisen, kann diese zusätzlich noch dadurch erhöht werden, dass im Rahmen der Ausgestaltung einer Einspeiseregulierung gleichzeitig eine regelmäßige Überprüfung der Vergütungsregelungen (für Neuanlagen) im Lichte der sich jeweils ergebenden äußeren Rahmenbedingungen festgelegt wird. Dies insbesondere deshalb, weil sich so neue Erkenntnisse bzw. Unsicherheitsfaktoren, die sich während der Überprüfungsperioden gezeigt haben, in die Vergütungsregelungen adäquat integrieren lassen. Als aktuelles Beispiel kann hier der im deutschen EEG vorgesehene aktuelle Erfahrungsbericht genannt werden, der u.a. empfiehlt, die bisherige Deckelung der Photovoltaikförderung von 350 MW anzuheben (oder ganz aufzugeben), da sich aufgrund des Erfolges des Gesetzes eine Erreichung der bisherigen Fördergrenze bereits früher abzeichnet als ursprünglich erwartet und dadurch Neuinvestoren zunehmend verunsichert werden. Die Bundesregierung hat diese Empfehlung bereits aufgegriffen und die Deckelungsgrenze auf 1000 MW installierte Gesamtkapazität angehoben. Mit diesem Schritt wird eine Verunsicherung der Investoren nun auf längere Zeit vermieden (Fell 2002). Außerdem ließe sich die Sicherheit für Investoren und private Einspeiser auch noch dadurch erhöhen, dass in einer möglichen EEG-Novelle neben der Vergütungsregelung ausdrücklich auch noch die Zahlungsverpflichtung der Netzbetreiber im Gesetz benannt wird, um somit bereits aufgetretenen Verweigerungen der Netzbetreiber zur Zahlung der Vergütung zukünftig vorzubeugen (Solarzeitalter 1/2002: 19).

Da bei Einspeisevergütungsregelungen die Refinanzierung des Fördermittelaufkommens oftmals in Form einer Umlage auf den Strompreis geregelt wird, ist es hier aus Gründen der Akzeptanz und Wettbewerbskonformität besonders wichtig, diese so zu konzipieren, dass

keine staatliche Beihilfe vorliegt und zudem eine gerechte Verteilung der zusätzlichen Kosten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ermöglicht wird.²⁵ So können durch eine landesweite Umwälzung der Regenerativstrommengen und der dazugehörigen Kosten wie etwa im deutschen EEG sowohl der Tatbestand einer direkten staatlichen Beihilfe als auch regional unterschiedliche ökonomische Belastungen (aufgrund der ungleichmäßig vorhandenen Potenziale von erneuerbaren Energien) vermieden werden. Letzteres ist insofern doppelt vorteilhaft, weil dadurch erstens der Gleichheitsgrundsatz gewahrt bleibt – auf dessen Verletzung (und sich in der Konsequenz ergebender Wettbewerbsnachteile) sich beispielsweise in Deutschland vor Einführung des EEG verschiedene Energieversorger wegen eines damals nicht vorhandenen überregionalen Umlagemechanismus vor Gericht berufen haben. Zweitens kann durch die gerechte Verteilung der finanziellen Zusatzlasten generell auch die Akzeptanz der Stromverbraucher gegenüber erneuerbaren Energien gesteigert werden. Ein weiterer Vorteil einer Umlagefinanzierung besteht darin, dass der Missbrauch einer solchen Regelung weitestgehend ausgeschlossen ist, da die begünstigten Stromeinspeiser und die zur Finanzierung verpflichteten Stromlieferanten gegensätzliche Interessen verfolgen und sich daher gegenseitig kontrollieren. Darüber hinaus ist bei einem Umlagemechanismus die Refinanzierung der Einspeisevergütungen für grünen Strom im Gegensatz zur Haushaltsfinanzierung auch bei sich ändernden Rahmenbedingungen gewährleistet. Bei Letzterer besteht gerade in Zeiten knapper Staatsbudgets dagegen immer die Gefahr der Mittelbeschneidung (Bräuer 2002: 66 ff.).

4.3.2 Spezifische Erfolgsbedingungen von Quotenmodellen

Mengenbasierte Quotenregelungen zur Förderung erneuerbarer Energien sind bewußt so konzipiert, dass sie auf eine hoheitliche Festlegung des Preises von sowie eine Abnahmegarantie für Regenerativstrom verzichten. Stattdessen überlassen sie die Preisbildung dem aktuellen Verhältnis von Angebot und Nachfrage und garantieren auch den Erzeugern grünen Stroms nicht dessen automatische Abnahme. Die damit einher gehende Unsicherheit kann jedoch - wie in Kapitel I dieser Studie ausführlicher dargestellt - dazu führen, dass vornehmlich finanzstarke Großakteure den Markt erneuerbarer Energien beherrschen, da es für potenzielle Klein(st)erzeuger im Vergleich zu einem Einspeisemodell schwieriger sein wird, Kreditgeber zu finden, die unter den gegebenen Unsicherheiten bereit sind, Projekte zu finanzieren. Die Folge können monopolähnliche Preisbildungen (geringe Notwendigkeit von Preissenkungen und niedriger Inventions- bzw. Innovationsdruck) und/oder Risikoaufschläge durch Banken bei der Kreditfinanzierung für Kleininvestoren sein.

Wie dieses Problem dennoch auch für eine Quotenregelung minimiert werden und sich dadurch positiv auf die für die Förderung erneuerbarer Energien sehr wichtig einzustufende In-

²⁵ Grundsätzlich ist dies natürlich auch für die Ausgestaltung von Quoten- oder Ausschreibungsmodellen wichtig, da auch diese die Aufbringung der Fördermittel regeln müssen. So wurden z. B. im Rahmen des britischen NFFO-Systems die Fördergelder über einen öffentlichen Fonds vergeben, was eine staatliche Beteiligung impliziert (Solarzeitalter 4/2001: 54). Weil jedoch in der Vergangenheit - u.a. aufgrund einer weitgehend neoliberal geprägten bzw. auf Deregulierung fokussierten Wettbewerbsdirektion innerhalb der Europäischen Kommission (Lauber 2001a: 36 ff.), die Einspeisemodelle als die vermeintlich weniger marktkonformen Instrumente im Vergleich zu Quotenregelungen einstufte – v.a. Festpreisregelungen auf ihre Wettbewerbskonformität überprüft wurden, sind die folgenden Bemerkungen insbesondere für Einspeiseregulungen relevant, auch wenn dies hier ausdrücklich nicht als eine Wertung pro oder contra Einspeisevergütungsmodell verstanden werden soll.

vestitionssicherheit auswirken kann, zeigt das in Texas implementierte Quotenmodell: Aufgrund des zeitlich ausgedehnten Planungshorizontes - es wurden Installationsziele bis zum Jahr 2019 festgelegt – und den damit verbundenen Unwägbarkeiten, haben zahlreiche der zur Quotenerfüllung verpflichteten Stromlieferanten langfristige Verträge (zwischen 10 und 25 Jahren Dauer) mit Projektentwicklern und Betreibern abgeschlossen, die ihnen den Bezug des Stroms zusammen mit den Zertifikaten ermöglichen. Dies erhöht die Planungssicherheit für alle Beteiligten (Langniß 2001: 804 f.). Einen anderen Ansatz zur Berücksichtigung des wichtigen Erfolgskriteriums Planungs- und Investitionssicherheit im Rahmen eines Quotenmodells wird seit 2002 im wallonischen Landesteil Belgiens verfolgt, wo man einen Mindestpreis von 75 € pro Zertifikat festgelegt hat (de Lovinfosse et al. 2002). Ebenso hat Dänemark bei seinem Systemwechseln zu einer Quotenregelung Maßnahmen ergriffen, die die diesem Förderansatz eigene Preisvolatilität zumindest in gewissen Maßen begrenzt. So wurden bei der Konzeption des Quotenmodells in Dänemark Preisober- und Untergrenzen für die Zertifikate vereinbart (0,10 – 0,27 DKK/kWh) (Solarzeitalter 4/00: 51).

Ein weiteres, bei mengenregulierten Förderansätzen bestehendes Problem, das sich negativ auf den Erfolg der Maßnahme auswirken kann, ist die Möglichkeit des Mißbrauchs in Form der strategischen Beeinflussung des Marktpreises. Da bei einer Quotenregelung die Quote für einige Jahre im voraus fixiert wird, besteht beispielsweise für Turbinenproduzenten als eine Gruppe von Marktakteuren die einzige Möglichkeit der Umsatzsteigerung über das durch die Quotenhöhe vorgegebene Maß hinaus nur durch eine Anhebung der (Turbinen)Preise. Dies wiederum erhöht die Motivation zu strategischer Zusammenarbeit in Form von Preisabsprachen oder Fusionen zur Steigerung der (eigenen) Marktkontrolle (Hvelplund 2001: 19 ff.). Eine instrumentenspezifische Erfolgsbedingung wäre in diesem Fall neben einer flexibleren Anpassung der Quotenhöhe v.a. die Schaffung einer funktionierenden (und kompetenten) Wettbewerbsaufsicht. Hinsichtlich einer erfolgreichen und sicheren Quotenerfüllung ist zudem die Vorab-Festlegung von Sanktionen in einer deutlich über dem Zertifikatspreis liegenden Höhe im Falle der Nichterfüllung durch die Quotenverpflichteten eine entscheidende Erfolgsbedingung.

4.3.3 Spezifische Erfolgsbedingungen weiterer untersuchter Förderinstrumente

Neben den beiden in dieser Studie im Vordergrund stehenden Förderinstrumenten für erneuerbare Energien sollen abschließend noch kurz weitere spezifische Erfolgsbedingungen von hier ebenfalls thematisierten Instrumenten wie Ausschreibungsmodell oder Steuerbefreiung von grünem Strom dargestellt werden.

Ein oft genanntes Problem von Ausschreibungsmodellen ist die hohe Diskrepanz zwischen der Anzahl der abgeschlossenen (Bieter)Verträge und den tatsächlich realisierten Projekten, v.a. aufgrund des dem System innewohnenden sehr hohen Wettbewerbsdrucks (unter den Bietern) und den in der Konsequenz oft zu optimistischen bzw. unrealistischen Preisangeboten. Diese sind aber oft nur dann kostendeckend, wenn die Anlagenpreise im erwarteten Umfang fallen. Tritt dies nicht ein, sind Projekte nicht realisierbar, was beispielsweise in Großbritannien unter dem NFFO-Regime dazu geführt hat, dass durchschnittlich nur gut 20 Prozent der Projekte realisiert wurden. Diesbezüglich könnte eine spezifische Erfolgsbedingung von Ausschreibungsmodellen daher darin bestehen, dass Pönale für den Fall der

Nicht-Realisierung eingeführt werden. Allerdings bergen entsprechende Strafen auch die Gefahr, dass möglicherweise kleinere Anbieter vom Markt gedrängt werden, da sie diese Risiken auf Einzelprojektbasis nicht tragen können. Andererseits ließe sich die Umsetzungsrate auch dadurch erhöhen, indem man ein entsprechendes Fördersystem so ausgestaltet, dass nach einer gewissen Zeitspanne der Nichtrealisierung von Projekten der Vertrag für diese an den nächsten, bisher nicht berücksichtigten Anbieter übertragen wird, was gleichzeitig die Gefahr strategischen Bietens verringert (Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut et al. 2000: 22 ff.).

Hinsichtlich der Steuerbefreiung von grünem Strom wurde bereits mehrfach auf die Niederlande verwiesen. Zwar kann die niederländische Ökosteuern auf der einen Seite als eine attraktive Unterstützung für erneuerbare Energien bezeichnet werden, andererseits ist die bestehende Unsicherheit über die Dauer des Bestandes dieses Fördersystems jedoch gleichzeitig eine der größten Restriktionen des holländischen Ansatzes, da dort Änderungen von einem zum nächsten Jahr möglich sind. Jüngstes Beispiel dafür ist die Kappung der Ökosteuernbefreiung für Strom aus Wasserkraft, die bis dahin für Anlagen bis zu einer Größe von 15 Megawatt, die nach 1985 gebaut wurden, gewährt worden war. Diese Ausnahme ist zum 1.1. 2002 gestrichen worden. (Dies erfolgte im Zusammenhang mit der Ausweitung der Ausstellung von grünen Zertifikaten auch für importierten Ökostrom zum gleichen Datum. Die holländische Regierung wollte mit diesem Schritt verhindern, dass Strom aus bereits abgeschriebenen Wasserkraftanlagen importiert wird. Dies würde, so wurde argumentiert, eine Verschwendung von holländischen Steuergeldern.) Insbesondere bezüglich der Planungssicherheit für Investoren ist daher eine nur zu bestimmten Stichtagen mögliche Änderung der (Ausnahme)Bestimmungen inklusive dem Bestandsschutz von Altanlagen eine wichtige spezifische Erfolgsbedingung bei der Steuerbefreiung von grünem Strom (Reiche 2002b).

5 Fazit

Eine Vielzahl von Untersuchungen im Bereich der erneuerbaren Energien begnügt sich bei der Suche nach dem vermeintlich besten Fördermodell meist mit der schlichten Gegenüberstellung der verschiedenen Ansätze sowie der Darstellung der Stärken und Schwächen der möglichen Handlungsalternativen und vernachlässigt dabei die unterschiedlichen Kontextbedingungen und Ausgestaltungsdetails des jeweils gewählten Fördersystems in einem bestimmten Land. Daher war es das Ziel dieser Studie, statt nur einer grundsätzlichen Erläuterung der Vor- und Nachteile von Förderinstrumenten hauptsächlich – gestützt auf eine breite Empirie - nach den Bedingungen zu forschen, die für eine möglichst erfolgreiche Anwendung der einzelnen Fördermaßnahmen besonders wichtig sind. Die empirische Analyse hinsichtlich des umweltpolitischen Erfolges der Staaten der Europäischen Union zeigte dabei zunächst einige besonders prägnante Entwicklungen auf. So haben beispielsweise Länder mit sehr großen Potenzialen zur regenerativen Stromerzeugung sehr unterschiedliche Zahlen installierter Erzeugungskapazität – etwa bei der Windenergie - vorzuweisen, während ein Land wie die Bundesrepublik Deutschland mit einem eher durchschnittlichen Potenzial „Windkraftweltmeister“ gemessen an der absoluten Zahl erzeugten Stroms ist. Zusammen mit Deutschland erzeugen Dänemark, das den globalen „pro-Kopf-Rekord“ der Stromgewinnung aus Wind hält, und Spanien den Großteil der Windenergie in der Europäischen Union.

Gemeinsam haben diese Länder, dass sie bislang alle Einspeisevergütungsmodelle zur Förderung von Strom aus regenerativen Quellen einsetzten. Länder wie Irland, Großbritannien und Frankreich, die die günstigeren natürlichen Voraussetzungen zum Erzeugen von Windstrom besitzen, verfügen dagegen heute über eher mäßige Installationszahlen. Diese drei Länder hatten in den letzten Jahren Ausschreibungsmodelle angewandt, um die Erzeugung von grünem Strom zu forcieren. Einspeisevergütungsmodelle haben es in den drei Staaten, die in der Windenergieerzeugung führend sind, ermöglicht, große Erfolge beim Ausbau der Windkraftkapazitäten zu erreichen. Die Einführung eines solchen Vergütungsmodells alleine ist aber kein Erfolgsgarant. Das zeigt sich an den vielen anderen Staaten (vgl. Anhang 2), die trotz Einspeisevergütung keine vergleichbaren Erfolge in diesem Sektor erzielt haben, beispielsweise Schweden oder Griechenland. Dies bestätigt die Grundannahme der vorliegenden Studie, dass neben der prinzipiellen Entscheidung für ein bestimmtes Förderinstrumentarium, insbesondere die äußeren Rahmenbedingungen, grundsätzliche Strukturelemente von Fördermodellen bei ihrer Ausgestaltung sowie instrumentenspezifische Detailregelungen, maßgeblich für den Erfolg verantwortlich sind. Hinsichtlich der Rahmenbedingungen wurden dabei fünf Makrofaktoren identifiziert. Zu unterscheiden ist hier insbesondere nach geographischen bzw. die Ausgangsbedingungen der Energiepolitik eines Landes betreffenden, sowie nach ökonomischen, politischen, technischen und kognitiven Faktoren. Bezüglich der geographische Situation eines Landes sind es v.a. Indikatoren wie Niederschlags-, Sonnen- oder Windintensität sowie die (Nicht)Verfügbarkeit heimischer Energieressourcen, die die Nutzung regenerativer Energien beeinflussen. Genauso sind es die Höhe der Öl- und Gaspreise oder das Maß an Internalisierung externer Kosten der Stromerzeugung durch konventionelle Energien als ökonomische Faktoren, die sich auf den Erfolg der Erneuerbaren auswirken. Bestimmt wird dieser von politischer Seite außerdem durch die jeweiligen Definitionen, was als förderungswürdige erneuerbare Energie zu gelten hat und welche Ziele damit verfolgt werden. Insbesondere haben sich auch die Praxis der Genehmigungsverfahren sowie die Schaffung fairer wettbewerblicher Marktstrukturen z. B. in puncto Netzzugang als entscheidende politische Rahmenbedingungen für den Erfolg grünen Stroms gezeigt. Auf supranationaler politischer Ebene ist es zudem der regulative Kontext der EU und hier in jüngster Zeit die Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, die den weiteren Weg der Erneuerbaren maßgeblich beeinflusst. Als technische Faktoren haben sich v.a. der Entwicklungsstand der einzelnen Regenerativtechnologien und der Zustand bzw. die Kapazität der Netzinfrastuktur entscheidend auf eine erfolgreiche Integration erneuerbarer Energien im Strommarkt ausgewirkt. Und ebenso beinhalten die äußeren Rahmenbedingungen auch kognitive Gesichtspunkte wie die öffentliche Einstellung zu bzw. Kenntnisse über erneuerbare Energien, die deren verstärkte Nutzung mit bestimmen.

Neben den zahlreichen äußeren Rahmenbedingungen, die sich auch auf den Erfolg von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien auswirken können, ist es darüber hinaus deren jeweilige Ausgestaltung, die über die gewünschte Effektivität einer Fördermaßnahme entscheidet. Diesbezüglich haben die Autoren der Studie auf Basis der untersuchten Empirie wiederum fünf zentrale Kriterien bzw. Strukturelemente identifiziert, die den Erfolg eines Förderinstruments maßgeblich mitbestimmen.

Dies sind die langfristige Planungs- und Investitionssicherheit, die technologiedifferenzierte Vergütung, die standortabhängige Vergütung, die Rechts- und Wettbewerbskonformität, sowie die institutionelle Beherrschbarkeit eines jeden Förderinstruments. All dies beeinflusst auch die Akzeptanz von erneuerbaren Energien und die Instrumente zu ihrer Förderung.

Neben den zahlreichen äußeren Rahmenbedingungen und den grundsätzlich bei der Ausgestaltung der Förderinstrumente für erneuerbare Energien zu berücksichtigenden Faktoren/Strukturelemente sowie deren konsistente Kombination entscheidet sich die Wirkung von Fördermaßnahmen - und damit auch ihr Erfolg oder Misserfolg – darüber hinaus auch durch vielfältige Detailregelungen innerhalb des jeweiligen Förderansatzes. Diese werden in dieser Studie als instrumentenspezifische Erfolgsbedingungen bezeichnet. Exemplarisch sind dies bei Einspeisevergütungsregelungen etwa die regelmäßige Überprüfung der festgelegten Vergütungssätze durch Erfahrungsberichte - wie beim deutschen EEG - oder eine degressiv und zeitlich befristete Ausrichtung der Vergütung. Im Falle von Quotenmodellen können dies beispielsweise langfristige Lieferverträge zwischen Stromlieferanten und Anlagenbetreibern als ein gewisses Maß an Investitionssicherheit, sowie die Schaffung einer kompetenten Wettbewerbsaufsicht zur Verhinderung von Mißbrauch sein. Für Ausschreibungsmodelle ist als spezifische Erfolgsbedingung insbesondere die Festlegung von Strafen bei Nichtrealisierung von Projekten zur Quotenerfüllung und bei dem Instrument der Steuerbefreiung von grünem Strom v.a. eine nur zu bestimmten Stichtagen mögliche Änderung der Bestimmungen inklusive dem Bestandsschutz von Altanlagen zur Gewährleistung von Investitionssicherheit zu nennen.

Zur Realisierung einer möglichst hohen Effektivität der eingesetzten Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien empfiehlt es sich für die verantwortlichen Politikakteure daher, bei der Wahl und Konzeption von Fördersystemen sowohl die in dieser Studie dargestellten Faktoren im Zusammenhang mit den jeweiligen äußeren Rahmenbedingungen als auch bezüglich der grundsätzlichen und spezifischen Ausgestaltung der Instrumente weitestgehend zu berücksichtigen.

Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich zusätzlicher instrumentenspezifischer Erfolgsbedingungen, wie etwa Fragen zur Wahl des Verpflichteten bei Quotenregelungen und den damit verbundenen Transaktionskosten, oder der Auswirkungen von fixen Vergütungen oder Quoten auf Beteiligungsmodelle und damit auch auf die Akzeptanz erneuerbarer Energien sowie auf Instrumente zu ihrer Förderung.

6 Literatur

- Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut/DLR/Bergmann, Heidi (2001):* Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells aus erneuerbaren Energien (Endbericht). Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr in Baden-Württemberg, Freiburg/Stuttgart/Heidelberg.
- Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut/DLR/Professor Bergmann, Heidi (2000):* Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells aus erneuerbaren Energien. Teil 2: Die Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich in Europa. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr in Baden-Württemberg, Freiburg/Stuttgart/Heidelberg.
- Bergmann, Heidi (2000):* Der europarechtliche Rahmen für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien. Vortrag auf dem Workshop „Quotenverpflichtungen – Modell für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien“ am 6. November 2000 in Stuttgart.
- Bernreuter, Johannes (2001):* Wettstreit der Systeme. Welches Instrument fördert erneuerbare Energien besser: Einspeisetarif oder Quotenregelung?, in: *Photon* 5/2001, S. 50-54.
- Bräuer, Wolfgang (2002):* Ordnungspolitischer Vergleich von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im deutschen Stromsektor, in: *ZfU* 1/2002, S. 61-103.
- Busch, Per-Olof (2003):* Die Diffusion von Einspeisevergütungen und Quotenmodellen: Konkurrenz der Modelle in Europa. (= Forschungsstelle für Umweltpolitik, FU Berlin, FFU rep 03-2003) Forschungsstelle für Umweltpolitik, FU Berlin, FFU rep 03-2003.
- De Lovinfosse Isabelle, Varone Frédéric (2002):* Belgium, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S. 49-62.
- Dinica Valentina (2002a):* Spain, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S.211-226.
- Dinica Valentina (2002b):* United Kingdom, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S. 239-253.
- Drillisch, Jens (2001):* Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung: ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten, München.
- Espey, Simone (2001):* Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von REN in ausgewählten Industrieländern, Norderstedt.
- Europäische Union (2001):* Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, in: *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften*, L 283/33.
- Fischedick, Manfred et al. (2002):* Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten. Kurzexpertise des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie und des Wissenschaftszentrums Nordrhein-Westfalen im Auftrag der Monopolkommission, Wuppertal.
- Fischedick, Manfred/Nitsch, Joachim, et al. (2000):* Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, Stuttgart, Berlin, November 1999. Erschienen in der Berichtsreihe des Umweltbundesamtes: Bericht 2/00, Berlin.
- Fischedick, Manfred/Langniß, Ole/Nitsch, Joachim (2000):* Nach dem Ausstieg. Zukunftskurs Erneuerbare Energien, Stuttgart.
- Geldsetzer, Antje (2001):* Selbstverpflichtungen und Mediationen als Verfahren kooperativer Umweltpolitik – theoretische Bezüge und praktische Umsetzungen, Aachen.
- Grotz Claudia (2002a):* France, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S. 91-105.
- Grotz Claudia (2002b):* Germany, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S. 107-121.
- Hohmeyer, Olav (2002):* Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin.
- Hvelplund, F. (2001):* Political prices or political quantities? A comparison of renewable energy support systems, in: *New Energy* 5/2001, S. 18-23.
- Jänicke, Martin/Kunig, Philip/Stitzel, Michael (1999):* Umweltpolitik. Politik, Recht und Management des Umweltschutzes in Staat und Unternehmen, Bonn.
- Karapanagiotis, Nicholas/Vassilakos, Nicholas (2002):* Greece, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S. 123-139.

- Kellett, Paul (2002)*: Irland, in: Handbook of the Renewable Energies in the European Union, Frankfurt am Main, S. 141-156.
- Körner, Stefan (2002)*: Sweden, in: Handbook of the Renewable Energies in the European Union, Frankfurt am Main, S. 227-237.
- Kronberger, Hans (2002)*: EU-Parlament setzt Akzent für Erneuerbare Energien. Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkttrichtlinie erhalten neue Form, in: Solarzeitalter 1/2002, S. 11-12.
- Landgraf, Béatrice/Kellner, Thimo (2000)*: Windenergie in Europa: Was bringen Gesetzgebung und Fördermaßnahmen?, in: Schneider, Gerhard (2000) (Hrsg.): Energiepolitik zwischen Nachhaltigkeit und Liberalisierung, Chur/Zürich.
- Langniß, Ole (2001)*: Die Quotenregelung in Texas, in: Energierechtliche Tagesfragen 12/01, S. 802-805.
- Lauber, Volkmar (2001)*: The different concepts of promoting RES-Electricity and their political careers. Paper prepared for the conference on the human dimensions of global environmental change, Berlin, 7-8 December 2001.
- Lauber, Volkmar (2001a)*: Regelung von Preisen und Beihilfen für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern (EEE) durch die Europäische Union, in: ZNER 1, S. 35-42.
- Lauber, Volkmar (2002)*: Austria, in: Handbook of the Renewable Energies in the European Union, Frankfurt am Main, S. 37-48.
- Lauber, Volkmar (2002a)*: Renewable energy at the EU level, in: Handbook of the Renewable Energies in the European Union, Frankfurt am Main, S. 25-36.
- Luukkanen, Jyrki/Vehmas, Jarmo (2002)*: Finland, in: Handbook of the Renewable Energies in the European Union, Frankfurt am Main, S. 77-90.
- Maegaard, Preben (2002)*: Es ist was faul im Staate Dänemark, in: Neue Energie 3/2002, S. 3.
- Martins, Álvaro (2002)*: Portugal, in: Handbook of the Renewable Energies in the European Union, Frankfurt am Main, S. 197-209.
- Menanteau, Philippe et al. (5/2001)*: Prices versus quantities: Environmental policies for promoting the development of renewable energy, in: Cahier de Recherche, Nr. 25, Institut D'Economie et de L'Energie.
- Menges, R. (1998)*: Zur Ausgestaltung der zukünftigen energiepolitischen Handlungsspielräume des Staates – Förderung der EE durch Einspeise- oder Quotenregelungen, in: ZNER 4, S. 18-29.
- Mez, Lutz/Piening, Annette (2001)*: Ansätze und Erfahrungen mit Mengensteuerungssystemen in der Energie- und Umweltpolitik in den USA, den Niederlanden, Dänemark und Großbritannien. FFU-report 01-04.
- OECD (2001)*: Sustainable Development – Critical Issues, Paris.
- Oppermann, Klaus (2001)*: Handelbare Umweltzertifikate als Instrumente der Klimas- und Energiepolitik. Teil 2: Quoten und grüne Zertifikate zur Förderung Erneuerbarer Energien, in: KfW-Research Mittelstands- und Strukturpolitik.
- Oschmann, Volker (2000)*: Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, in: et, 6, S. 460-464.
- Oschmann, Volker (2001)*: Strom aus erneuerbaren Energien und Europarecht, in: Handbuch Energiemanagement, 4. Erg.-Lfg., Oktober 2001.
- Oschmann, Volker (2002)*: EEG und EU-Richtlinie zur Förderung Erneuerbarer Energien: Anpassungsbedarf für das EEG. Vortrag im Rahmen des Rechtsseminars „Das Erneuerbare Energien Gesetz: Zwischenbilanz und Perspektiven“ von Eurosolar am 16./17. Februar 2002 in Bonn.
- O. V. (2002)*: Volkswirtschaftlicher Nutzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, in: Umwelt 4/02, S. 290-292.
- O. V. (2002)*: Novellierung des EEG jetzt! Energierechtliche Fachtagung erörtert in Bonn die Aspekte einer Gesetzesfortschreibung, in: Solarzeitalter 1/2002, S. 19.
- O. V. (2002)*: Kohlesubvention bis 2010 sicher, in: TAZ vom 8./9.6.2002, S. 10.
- O. V. (2001)*: Keine Gefahr für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, in: Solarzeitalter 4/2001, S. 54.
- O. V. (2001)*: Förderung globaler Transferaktivitäten für Erneuerbare Energien. Programm der internationalen Impulskonferenz für die Einrichtung einer Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA), in: Solarzeitalter 1/01, S. 23.
- O. V. (2001)*: Erstes Weltforum für Erneuerbare Energien findet 2002 in Berlin statt, in: Solarzeitalter 3/01, S. 53 f.

- O. V. (2000): EU-Kommission genehmigt Förderung der Erneuerbaren Energien in Dänemark, in: *Solarzeitalter* 4/00, S. 51.
- Piacentino, Diego (2002): Italy, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S. 157-169.
- Prognos AG (1999): Möglichkeiten der Marktanzreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, Berlin.
- Reeker, Carlo (2002): Windenergie – eine Erfolgsstory für Ostfriesland, in: *Neue Energie* 4/02, S. 74.
- Rehfeldt, Knud/Gerdes, Gerhard J./Schreiber, Matthias (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1. Studie des Deutschen Windenergie Instituts im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- Rehfeldt, Knud/Gerdes, Gerhard J. (2002): Internationale Aktivitäten und Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung. Studie der Deutschen WindGuard GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- Reiche, Danyel (2002): Aufstieg, Bedeutungsverlust und Re-Politisierung erneuerbarer Energien, in: *ZfU* 1/2002, S. 27-59.
- Reiche, Danyel (2002a): The Netherlands, in: *Handbook of Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main, S. 183-195.
- Reiche, Danyel (2002b): Erneuerbare Energien in den Niederlanden. Pfadabhängigkeiten, Akteure, Interessen und Restriktionen, Frankfurt am Main, S. 13-24.
- Reiche, Danyel (2002c): Nationalstaatliche Handlungsmöglichkeiten zur Förderung erneuerbarer Energien in Ländern der Europäischen Union, in: *Zeitschrift für Schadstoffforschung*.
- Reiche, Danyel (2002d): Renewable energies in the EU Member States in comparison, in: *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, Frankfurt am Main.
- Reiche, Danyel (2001): The Meaning of Vertical and Horizontal Policies for Renewable Energies, paper on the 2001 Berlin Conference on the Human Dimensions of Global Environment Change, Berlin 7-8 December 2001.
- Scheer, Hermann (1998): EU-Einspeiserichtlinie und Einspeisegesetze für Erneuerbare Energien versus Einführungsquoten, in: *ZNER* 2/98, S. 3-8.
- Scheer, Hermann (1999): *Solare Weltwirtschaft*, München.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (2002): Deutscher Energiemarkt 2001, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 3/02, S. 160-175.
- Staiß, Frithjof (2001): *Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001*, Radebeul.
- Staiß, Frithjof (2000): *Jahrbuch Erneuerbare Energien 2000*, Radebeul.
- Statens Energimyndigheten (STEM) (2002): *The Climate Report 2001*, Executive summary, Motala.
- Wicke Lutz (1993): *Umweltökonomie: Eine praxisorientierte Einführung*, München.

Internet-Quellen

- Bechberger, Mischa (2000): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Eine Analyse des Politikformulierungsprozesses, unter: http://www.fu-berlin.de/ffu/download/rep_00-06.pdf
- Bliem, Markus (2000): Wirtschaftspolitische Optionen für erneuerbare Energieträger im liberalisierten europäischen Energiemarkt, Graz (Diplomarbeit), unter: http://www.wsr.ac.at/~sts/down/da/DA_Bliem.pdf
- Deutsche Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), unter: <http://www.bgr.de/>
- European Environment Agency (2001): Renewable energies: success stories. Environmental issue report No. 27, Kopenhagen, unter: http://reports.eea.eu.int/environmental_issue_report_2001_27/en/Issues_No_27_full_report.pdf
- Fell, Hans-Josef (2002): Freie Bahn für Biokraftstoffe und Solarenergie, unter: <http://www.hans-josef-fell.de>

Anhang 1: Mengenregulierende Modelle

Land	Jahr*	Quote / Ausschreibung	Adressat	Energie-träger	betroffene An-lagen	Laufzeit	Zertifikat-handel	Banking	Strafe
Groß-britannien	1990 (1990)	Non Fossil Fuel Obligation	Energie-versorger	alle (außer Photovoltaic)		15 Jahre	entfällt	entfällt	entfällt
Irland	1994 (1994)	Alternative Energy Requirements Vier Ausschreibungen seit 1994 Ziel bis 2010: zusätzlich 310 MW installierte Kapazitäten	Energie-versorger	alle		15 Jahre	entfällt	entfällt	entfällt
Frankreich	1996 (1996)	Jährl. Ausschreibungen Ziel bis 2005: 250 bis 500 MW installierte Kapazität Ziel bis 2010: 3000 MW installierte Kapazität	Energie-versorger (EdF)	Wind	> 1,5 MW und < 8MW	15 Jahre	entfällt	entfällt	entfällt
Niederlande	1998 (1998)	1,7 Mrd kWh in 2000	Energie-produzenten	alle			ja 1 Zertifikat je 10 MWh	ja	nein
Italien	1999 (2002)	2 % der Stromproduktion bis 2002	Energie-produzenten / Energie-versorger > 100 GWh/a	alle (außer Pump-wasserkraft und Abfall)	errichtet nach 01. April 1999 und einer jährlichen Mindestproduktion von 50 MWh	8 Jahre	ja 1 Zertifikat je 100 MWh		Kappung des Netzzugangs
Australien	2000	+ 2 Prozentpunkte in der Elektrizitätsproduktion bis 2010 (jährliche Steigerung)	Energie-versorger in Netzen >100 MW	alle	errichtet bzw. produzierend nach 1996		ja 1 Zertifikat je 1 MWh		Geldstrafe (40 AUS \$ je fehlender Zertifikatsmenge)
Österreich	2000 (2001)	4 % des Stromverbrauchs bis 2001	Energie-versorger	alle	< 10MW		ja		
Dänemark	1999 (2002)	20 % Stromverbrauchs bis 2003	Verbraucher	alle (außer Müllverbrennung)	Wasserkraftwerke <10 MW		ja 1 Zertifikat je 1 MWh	ja	Geldstrafe (0,27 DKK)
Groß-britannien	2002 (2002)	10 % in der Elektrizitätsproduktion bis 2010 (jährliche Steigerung)	Energie-versorger	alle außer Wasserkraftanlagen > 10 MW	nach 1990 errichtet		ja 1 Zertifikat je 1 MWh	ja, aber beschränkt	Geldstrafe

* Jahr des Beschlusses; in Klammern Beginn des Quotenmodells und des Zertifikathandels

Busch 2003, FFU

Anhang 2: Konkrete Ausgestaltung der Stromeinspeisevergütungen in Europa

Land	Jahr	Energie-träger	Garantierter Mindestpreis / Berechnung	Mindest- / Höchstlaufzeit	Maximale Anlagenkapazität
Portugal	1988	Alle erneuerbaren Energieträger	Mind. 90% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises aus dem Jahr der Inbetriebnahme	Max. 8 Jahre nach erster Inbetriebnahme, 1999 neues Gesetz 168	10 Megawatt
Niederlande	1989	Alle erneuerbaren Energieträger	Vermiedene Kosten Preis variiert in Abhängigkeit der Energieträger	Keine, 1998 ergänzt durch Zertifikat-handel mit Strom aus erneuerbaren Energien	Keine
Deutschland	1990	Alle erneuerbaren Energieträger	Zwischen 65% und 90% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises aus dem vorherigen Jahr (in Abhängigkeit vom Energieträger und der Anlagenkapazität)	Keine, ergänzt und novelliert mit dem Gesetz zur Neuordnung der Energiewirtschaft (1998) und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (2000)	Keine Begrenzung für Energie aus Sonne und Wind 5 Megawatt für Energie aus Wasser, Deponiegas und Biomasse
Schweiz	1991	Alle erneuerbaren Energieträger	100% des Preises, der für äquivalente Energie aus neuen einheimischen Anlagen bezahlt wird (Preise schwanken je nach Einspeisezeit)	Keine, ergänzt und novelliert mit dem Energiegesetz (1998)	Keine Begrenzung, außer 1 Megawatt für Energie aus Wasser
Dänemark	1992	Alle erneuerbaren Energieträger	Wind: 85% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises (zusätzlich eine festgeschriebene Subvention in Form von Steuererstattung)	Keine	Keine Begrenzung
Italien	1992	Alle erneuerbaren Energieträger	Erste 8 Jahre: Vermiedene Kosten Investitionszulage Nach 8 Jahren: Vermiedene Kosten Der Ursprung des Stroms (Eigenerzeugung oder unabhängige Erzeugung) variiert die Preishöhe zusätzlich	Vorzugspreise für max. 8 Jahre und Mindestpreise bis zur Stilllegung, Verordnung trat 1997 außer Kraft und nur Anlagen, die bis Ende 1996 beantragt wurden erhielten Vorzugspreise	Keine Begrenzung
Polen	1993	Alle erneuerbaren Energieträger	Mindestens 85% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises, aber nicht mehr als 100% des höchsten Endverbraucherpreises	Keine	5 Megawatt
Griechenland	1994	Alle erneuerbaren Energieträger	70% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises für Eigenerzeuger 90% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises für unabhängige Erzeuger	Min. 10 Jahre	50 Megawatt, außer für Wasser 5 Megawatt
Luxemburg	1994	Alle erneuerbaren Energieträger	Absolute Preise variieren in Abhängigkeit der Anlagenkapazität und der Energieträger	Keine	1,5 Megawatt
Spanien	1994	Alle erneuerbaren Energieträger	Vermiedene Kosten der Energieversorgungsunternehmen Preise variieren in Abhängigkeit der Anlagenkapazität und der Energieträger	Min. 5 Jahre 1999 führt der Real Decreto 2.818 das Prämienmodell ein	100 Megawatt
Schweden	1996	Alle erneuerbaren Energieträger	Durchschnittlicher Endverbraucherpreis abzüglich angemessener Verwaltungskosten und einer Gewinnmarge	Min. 5 Jahre	1,5 Megawatt
Österreich	1998	Alle erneuerbaren Energieträger	Absolute Preise, festgelegt von den Ländern	Keine	Keine
Estland	1998	Alle erneuerbaren Energieträger	90% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises. Übersteigt der Anteil erneuerbarer Energien 2% des estnischen Stromverbrauchs reduziert sich der Preis auf 60 bis 90% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises	Keine	10 Megawatt
Lettland	1998	Alle erneuerbaren Energieträger	200% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises für Wind, Sonne und Wasser (nach 8 Jahren 100% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises) 150% des durchschnittlichen Endverbraucherpreises für alle anderen (nach 8 Jahren Marktpreise)	Min. 8 Jahre, Anlagen müssen bis 31.12.2005 in Betrieb sein	2 Megawatt für Wasser, Sonne und Wind 7 Megawatt für alle anderen
Frankreich	2000	Alle erneuerbaren Energieträger	Vermiedene Kosten der Energieversorgungsunternehmen plus Investitionszulage	Keine	12 Megawatt

Quelle: Busch 2002, FFU