

Bewertung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Unterstützung von Ökostrom in Österreich

Endbericht

H. J. Bodenhöfer

N. Wohlgemuth

M. Bliem

A. Michael

K. Weyerstraß

Juli 2004

Bewertung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Unterstützung von Ökostrom in Österreich

Endbericht

**Institut für Höhere Studien Kärnten
Klagenfurt, Juli 2004**

Institut für Höhere Studien Kärnten
Domgasse 3, A-9020 Klagenfurt
Telefon: +43-463-592 150
Fax: +43-463-592 150-23
Website: www.carinthia.ihs.ac.at

Hans Joachim Bodenhöfer
Tel.: +43-463-592 150-12
E-mail: bodenhoefer@carinthia.ihs.ac.at

Norbert Wohlgemuth
Tel.: +43-463-2700 4113
E-mail: Norbert.Wohlgemuth@uni-klu.ac.at

Markus Bliem
Tel.: +43-463-592 150-18
E-mail: bliem@carinthia.ihs.ac.at

Anneliese Michael
Tel.: +43-463-592 150-11
E-mail: michael@carinthia.ihs.ac.at

Klaus Weyerstraß
Tel.: +43-463-592 150-19
E-mail: weyerstrass@carinthia.ihs.ac.at

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	1
1 AUSGANGSBEDINGUNGEN UND RECHTLICHE GRUNDLAGEN	1
1.1 Struktur der österreichischen Stromwirtschaft	1
1.2 Liberalisierung der österreichischen Stromwirtschaft	3
1.3 Ökostromgesetz 2002 und Beschleunigungsrichtlinie	5
2 ENTWICKLUNG UND ZUSAMMENSETZUNG DES STROMPREISES	7
2.1 Preiseffekte der Liberalisierung und der Förderung von Ökostrom	7
2.2 Zusammensetzung des Strompreises	10
3 ENTWICKLUNG DES ÖKOSTROM-SEKTORS IN ÖSTERREICH	11
3.1 Einspeisemengen nach Technologien	11
3.2 Durchschnittsvergütung und Förderintensität	13
3.3 Technologietrends und Potenziale der Ökostromentwicklung	14
4 ZIELE UND GRENZEN DER ÖKOSTROMFÖRDERUNG	17
4.1 Ziele der Ökostromförderung	17
4.1.1 <i>Volkswirtschaftliche Ziele</i>	19
4.1.2 <i>Strategische Ziele</i>	22
4.1.3 <i>Ökologische Ziele</i>	23
4.1.4 <i>Zielerreichung und Zielkonflikte</i>	25
4.2 Grenzen der Ökostromerzeugung	28
4.2.1 <i>Höhere Strompreise</i>	28
4.2.2 <i>Mitnahmeeffekte</i>	29
4.3 Ökostrom-Förderung im Vergleich von Maßnahmen der Wirtschafts- und Umweltschutzförderung	30
5 FÖRDERUNG DES ÖKOSTROM-SEKTORS IM INTERNATIONALEN VERGLEICH	35
5.1 Monetäre Mechanismen	35
5.1.1 <i>F&E-Aktivitäten</i>	37
5.1.2 <i>Investitionsanreize</i>	38
5.1.3 <i>Einspeisetarife</i>	38
5.1.4 <i>Ausschreibungsverfahren</i>	38
5.1.5 <i>Quotensysteme</i>	39
5.1.6 <i>Maßnahmen zur Preisreduktion von Ökostrom</i>	40
5.2 Kriterien zur Beurteilung von Instrumenten	40
5.2.1 <i>Ökonomische Effizienz - Pareto-Effizienz</i>	40
5.2.2 <i>Effektivität: installierte Kapazität, produzierte kWh</i>	40
5.2.3 <i>Kosteneffizienz</i>	41
5.2.4 <i>Gerechtigkeit</i>	41
5.2.5 <i>Planungssicherheit</i>	41
5.2.6 <i>Transparenz</i>	42
5.2.7 <i>Marktkonformität</i>	42
5.3 Bewertung der Mechanismen nach diesen Kriterien	42
5.3.1 <i>Effektivität im Hinblick auf den Ausbau des Ökostromsektors</i>	42
5.3.2 <i>Kosteneffizienz</i>	43
5.3.3 <i>Pareto- Effizienz</i>	44
5.3.4 <i>Planungssicherheit</i>	44
5.3.5 <i>Gerechtigkeit</i>	44
5.3.6 <i>Transparenz</i>	45
5.4 Internationale Erfahrung mit Fördermechanismen	45
5.4.1 <i>Die Non-Fossil Fuel Obligation</i>	47
5.4.2 <i>Renewable Obligation Order</i>	52
5.4.3 <i>Einspeiseregulierung in Deutschland</i>	56

6	WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE	63
6.1	Methodik der Input-Output-Analyse	63
6.1.1	<i>Berechnung der Wertschöpfungseffekte</i>	65
6.1.2	<i>Berechnung des Kaufkrafteffekts.....</i>	65
6.1.3	<i>Berechnung der Beschäftigungseffekte.....</i>	66
6.1.4	<i>Fiskalische Effekte.....</i>	67
6.1.5	<i>Berechnung von Multiplikatoreffekten.....</i>	67
6.1.6	<i>Formale Darstellung</i>	68
6.1.7	<i>Annahmen und Einschränkungen der Input-Output-Analyse</i>	71
6.2	Allgemeine Gleichgewichtsmodelle.....	72
6.3	Effekte der Förderung von Ökostrom.....	74
6.3.1	<i>Investitionseffekt.....</i>	74
6.3.2	<i>Betriebseffekt.....</i>	75
6.3.3	<i>Verdrängungseffekte</i>	76
6.4	Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte.....	82
6.4.1	<i>Annahmen und Definitionen</i>	82
6.4.2	<i>Ergebnisse der Input-Output-Analyse.....</i>	88
6.4.3	<i>Sensitivitätsanalysen</i>	106
6.5	Dynamische Effekte: Preiseffekte, Technischer Fortschritt und Außenhandel	107
7	SZENARIEN DER ÖKOSTROM-FÖRDERUNG - VOLKSWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG	111
7.1	Basisszenario: Fortschreibung der bisherigen Entwicklung.....	111
7.2	Dynamisches Szenario: Basisszenario unter Berücksichtigung des Emissionshandels und des technischen Fortschritts	115
7.3	Quotenmodell-Szenario: Einführung eines quotenorientierten Fördersystems.....	124
7.3.1	<i>Festlegung der Einspeisemenge</i>	124
7.3.2	<i>Ausschreibungsmodell.....</i>	131
7.4	Technologiefokus-Szenario: Basisszenario mit Technologie-Schwerpunktsetzung ...	132
8	ERGEBNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	135
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	143
	TABELLENVERZEICHNIS	145
	LITERATURVERZEICHNIS	147
	ANHANG	153

Zusammenfassung

Hinsichtlich des gegebenen Fördervolumens für Ökostrom stellt sich die Frage der volkswirtschaftlichen Effekte auf die Beschäftigung und die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung sowie auf weitere Ziele der Ökostromförderung, die jedoch auch im Vergleich zu den Auswirkungen eines alternativen Einsatzes dieser Fördermittel betrachtet werden müssen. In einem einführenden, allgemeinen Teil (Kapitel 1 bis 5) werden zunächst die für die Fragestellungen relevanten Rahmenbedingungen und Entwicklungen sowie Ziele, Grenzen und Alternativen der Ökostromförderung aufgezeigt und analysiert:

- Die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte hat zu einem Abbau regionaler Monopole und zu einer nachhaltigen Änderung der Marktstruktur geführt. Mit dem in Kraft treten des EIWOG im Jahr 1998 erfolgte nicht nur eine Liberalisierung und organisatorische Neuordnung des österreichischen Elektrizitätsmarktes, sondern auch eine Restrukturierung und Intensivierung der Förderbestrebungen des Bundes zum Ausbau erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung (Abschnitt 1.1).
- Die jüngste Novellierung des EIWOG erfolgte im Jahr 2002 mit dem Ökostromgesetz. Dieses sieht feste Einspeisetarife für elektrische Energie aus Ökostromanlagen vor. Dadurch soll eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energieträger am Bruttoinlandsstromverbrauch von 70 % (1997) auf 78,1 % im Jahr 2010 erreicht werden (Abschnitt 1.3). Die Einspeisetarife gelten 13 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlagen, um einen ausreichenden Vertrauensschutz für Neuinvestitionen zu gewährleisten. Um die Kostenbelastung durch die Förderung von Ökoenergie zu kontrollieren, wurde eine Belastungsobergrenze festgelegt.
- Bereits vor der Liberalisierung des österreichischen Strommarktes sanken die Strompreise für industrielle Großkunden auf das Niveau von Mitte der 1970er Jahre. Seit ihrem Tiefpunkt im Jahr 1999 steigen die Strompreise für industrielle Großkunden zwar wieder, aber bis 2002 blieben sie unter oder nahe bei den Großhandelspreisen. Im europäischen Vergleich liegen die Preise für industrielle Kunden in Österreich im Mittelfeld. Im Bereich der Haushaltskunden sanken die Endverbraucherpreise in weitaus geringerem Ausmaß als im Segment der Industrie. Jener Teil des Strompreises, der nicht wettbewerblich gebildet wird, macht für Haushaltskunden einen hohen Anteil aus, wodurch der größte Teil der Liberalisierungseffekte im Haushaltsbereich auf die Gestaltung der Netztarife zurückzuführen ist. Seit der Liberalisierung wurden die Netztarife bisher allgemein um etwa 13 %, für den Standardhaushalt um rund 17 % gesenkt (Abschnitt 2.1).

- Zu der relativ geringen Bewegung der Endverbraucherpreise für Haushaltskunden hat auch beigetragen, dass die liberalisierungsbedingte Strompreissenkung durch die Erhöhung bestehender und die Einführung neuer Abgaben größtenteils kompensiert wurde. So wurden zu Beginn des Jahres 2003 österreichweit der Zuschlag für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der Ökozuschlag vereinheitlicht. Die Zusammensetzung des Strompreises zeigt, dass der größte Anteil des Endverbraucherpreises auf den Netzpreis entfällt. Lediglich ein Viertel des Endverbraucherpreises entfällt auf die eigentlichen Energiekosten. Die gesamten Abgaben zeichnen zu rund einem Drittel für den Strompreis verantwortlich, den die Haushaltskunden zahlen. Auf die Ökostromförderung in Form des Ökozuschlags und des KWK-Zuschlags entfallen nur etwa zwei Prozent des Endverbraucherpreises. Gegenwärtig beträgt die Belastung der Haushaltskunden durch die Zuschläge für Ökostromanlagen, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung rund 0,389 Cent/kWh (Abschnitt 2.2).
- Durch die Ökostromförderung konnte in den letzten Jahren ein massiver Zuwachs bei neuinstallierten Kapazitäten verzeichnet werden. Im Jahr 2003 wurden 3.942 GWh Ökostrom (Kleinwasserkraft und „sonstiger Ökostrom“) in das öffentliche Netz eingespeist; dies entspricht einem Anteil von 7,9 %. Der Großteil (85 %) der eingespeisten Ökostrommengen stammte aus Kleinwasserkraftwerken. Bei den sonstigen Ökostromtechnologien dominiert die Windkraft mit einem Anteil von über 60 % (Abschnitt 3.1). Von Oktober 2001 bis Mai 2003 stieg die Zahl der Ökostromanlagen von 55 auf 376. Dieser Anstieg war primär auf das Wachstum bei Windrädern und Anlagen zur Verstromung fester Biomasse (inkl. Abfälle mit hohem biogenen Anteil und Mischfeuerungen) zurückzuführen. Auch 2004 wird sich der positive Trend fortsetzen (Abschnitt 3.3).
- Das politische Interesse an der Forcierung regenerativer Energiequellen ist neben umweltpolitischen Zielen auf wirtschafts- und gesellschaftspolitische Kalküle zurückzuführen: neben positiven ökologischen Effekten des Klima- und Umweltschutzes werden z.B. eine Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten, eine langfristige Versorgungssicherheit oder eine Erhöhung der regionalen Wertschöpfung und Beschäftigung als Ziele verfolgt (Abschnitt 4.1). Die Ziele der Ökostromförderung, der Grad der Zielerreichung sowie kritische Erfolgsfaktoren werden für die einzelnen Technologien in der folgenden Tabelle im Überblick dargestellt.

Ziele der Ökostromförderung, Zielerreichungsgrad und kritische Erfolgsfaktoren

Ziel	Windkraft	Photovoltaik	Kleinwasserkraft	Biomasse
Klimaschutz	Erneuerbare Energieträger leisten einen Beitrag zum Klimaschutz, jedoch ist die Emissionsreduktion im Vergleich mit anderen Maßnahmen der Emissionsminderung (z.B. Gebäudesanierung, Verbesserung der Energieeffizienz, Joint Implementation, Klimaschutzprogramme u.a. der Weltbank) mit relativ hohen Kosten verbunden.			
Technologieförderung	Im Bereich der Windkraft sind weitere Lernkurveneffekte zu erwarten. Eine Technologieförderung erscheint aus dieser Perspektive sinnvoll.	Im Bereich der Photovoltaik ist ein rascher technologischer Fortschritt zu erwarten. Eine Technologieförderung erscheint daher in diesem Bereich prioritär; zudem ist die Förderung der Stromproduktion mit einem hohen Subventionsbedarf verbunden.	Die Nutzung der Kleinwasserkraft ist eine ausgereifte Technologie, die Stromerzeugungskosten liegen nahe am Marktpreis. Eine Technologieförderung in großem Umfang erscheint daher nicht empfehlenswert.	Die Verbrennung von Biomasse ist eine ausgereifte Technologie, dennoch gibt es in div. Segmenten der Biomassenutzung Innovationspotenziale, sodass eine Technologieförderung sinnvoll erscheint (Halten des Forschungsvorsprungs).
Reduktion der Importabhängigkeit	Durch den Einsatz regenerativer Energiequellen wird die Abhängigkeit von importierten fossilen Energiequellen und von Importstrom reduziert. Diese Diversifizierung der Stromerzeugung stellt eine Art Versicherung gegen steigende Preise für fossile Primärenergieträger dar, die jedoch mit volkswirtschaftlichen Kosten verbunden ist.			
Außenhandelsvorteile	Es gibt in Österreich keine Hersteller von Komplettsystemen; einzelne Firmen sind als Zulieferer tätig (Generatoren, Rotorblätter etc.).	Keine Produktion von PV-Zellen in Österreich, jedoch einzelner Anlagen-Komponenten (wie Wechselrichter); Assembling.	Anlagen sind weitgehend heimische Technologie. Know-how wird exportiert.	Anlagen sind weitgehend heimische Technologie. Know-how wird exportiert. Feste Biomasse wird jedoch zu etwa einem Drittel importiert; eine Verknappung des heimischen Brennstoffangebots als Folge breiterer Anwendung führt zu steigenden Importanteilen.
Versorgungssicherheit	Volatile Windverhältnisse: kurzfristig ist Einspeisung nur bedingt prognostizierbar; mittel- und langfristig entsprechend einer Wahrscheinlichkeitsverteilung (Notwendigkeit entsprechender Ausgleichsenergie).	Volatile Strahlungsverhältnisse: Kurzfristig ist Einspeisung nur bedingt prognostizierbar; mittel- und langfristig entsprechend einer Wahrscheinlichkeitsverteilung (Notwendigkeit entsprechender Ausgleichsenergie).	Kapazität durch Wasserdargebot begrenzt und daher mit Schwankungen verbunden. Kurzfristig (day ahead) hohe Einspeisesicherheit.	Biomasse kann bevorratet und in Abhängigkeit von der Stromnachfrage eingesetzt werden. Begrenzt verfügbare, kostengünstige Biomasse zieht bei verstärkter Nutzung für energetische Zwecke jedoch wachsende Brennstoffkosten nach sich.
Beschäftigung und Wertschöpfung¹	Beschäftigung (VZÄ): -6,4 Wertschöpfung (Mio. €): -0,3 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: -4	Beschäftigung (VZÄ): -77,0 Wertschöpfung (Mio. €): -3,4 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: -5	Beschäftigung (VZÄ): 17,1 Wertschöpfung (Mio. €): 1,0 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: 66	Beschäftigung (VZÄ): 9,9 bis 64,6 Wertschöpfung (Mio. €): 0,3 bis 1,4 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: 4 bis 37

¹ Die Förderung von Ökostrom über 13 Jahre führt zu den oben ausgewiesene Ergebnissen (für normierte Anlagen zur jährlichen Stromerzeugung von 2 GWh). Diesen Effekten von Beschäftigung (Vollzeitäquivalente - VZÄ) und Wertschöpfung liegen verschiedene Annahmen zugrunde, welche die Spannweiten erklären. Der Einkommensentzugseffekt, der sich aus der Subventionierung von Ökostrom ergibt, führt zu einer Verringerung der positiven Effekte und in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik zu einer negativen Gesamtbilanz.

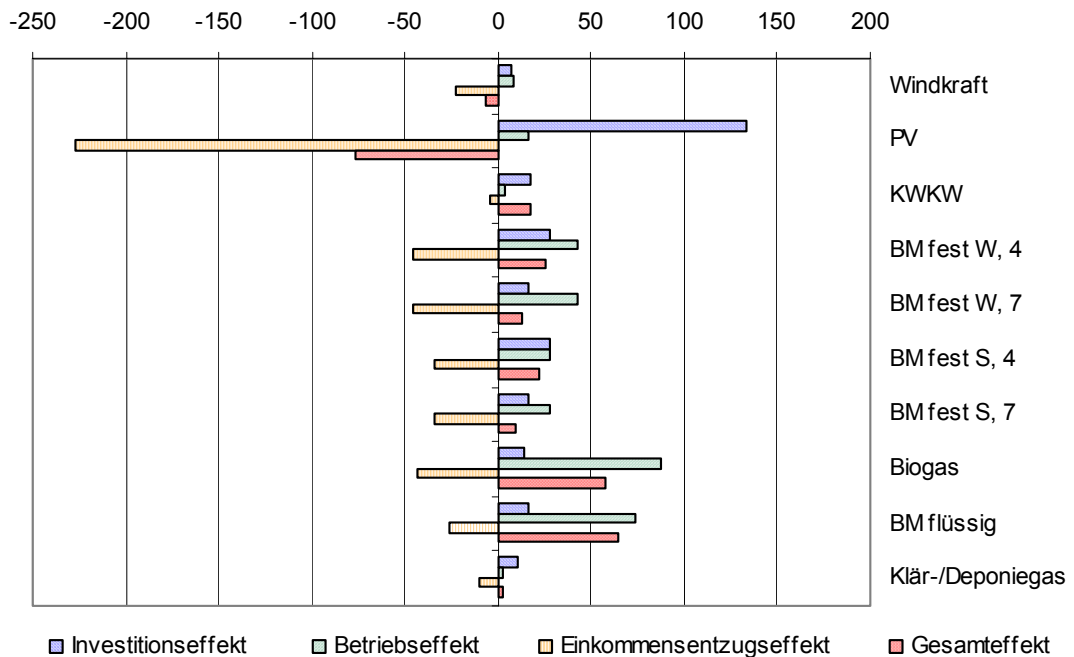
- Ein massiver Ausbau der Nutzung regenerativer Energien zur Elektrizitätsversorgung stößt jedoch auch auf Grenzen der Finanzierbarkeit und der sozialen Akzeptanz: da erneuerbare Technologien noch nicht wettbewerbsfähig sind und einer Subventionierung bedürfen, ist ihr Ausbau - zumindest mittelfristig - mit höheren Kosten für die Stromkonsumenten verbunden. Darüber hinaus gehen mit der Förderung von Ökostrom auch andere nachteilige Effekte, wie z.B. Mitnahmeeffekte, einher (Abschnitt 4.2).
- Sofern allein das Interesse am Klimaschutz in den Mittelpunkt der Ökostromförderung gestellt wird und von anderen Zielsetzungen abstrahiert wird, zeigt sich, dass alternative Maßnahmen derzeit kostengünstigere Möglichkeiten bieten, den Ausstoß an Emissionen und damit das globale Treibhausproblem zu mindern (Abschnitt 4.3). Eine CO₂-Reduktion durch die effiziente Nutzung von Energieressourcen sowie das konsequente Ausschöpfen von Energiesparpotenzialen ist in vielen Fällen eine effektive und effiziente Form zur Einhaltung von Emissionszielen.
- Die Förderung erneuerbarer Energieträger kann sowohl durch ordnungsrechtliche Instrumente, Forschungs- und Entwicklungsförderungen, monetäre Instrumente (Steuererleichterungen und -ausnahmen, Investitionsprämien, Instrumente der direkten Marktbeeinflussung, Green Pricing) als auch durch sonstige Instrumente (Aus- und Weiterbildungsprogramme, Voluntary Actions etc.) erfolgen. Abschnitt 5 gibt einen kurzen Überblick.
- International bestehen seit mehreren Jahren Erfahrungen mit Instrumenten zur Förderung regenerativer Stromerzeugung. Hierbei haben sich insbesondere wirtschaftspolitische Instrumente zur direkten Marktbeeinflussung als geeignet zur Ausschöpfung bestehender Potenziale erneuerbarer Energiequellen erwiesen.
- Preisorientierte Förderinstrumente (Festpreisregelungen oder Prämienmodelle) werden in einer Reihe von europäischen Ländern zur Förderung von Ökostrom verwendet. Die gesetzliche Regelung der Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Energiequellen hat sich in einigen Fällen als überaus wirksam beim Ausbau bestimmter alternativer Energieformen erwiesen. Vor allem die Nutzung der Windkraft hat durch die Festpreisregelungen einen wahren Boom erfahren. Ebenfalls fanden in den letzten Jahren in einigen Staaten grundlegende Neustrukturierungen der Förderpolitik für Ökostrom statt. Ein bekanntes Beispiel dafür ist Großbritannien, wo die „Non-Fossil Fuel Obligation“, ein seit 1989 bestehendes Ausschreibungsverfahren, im Jahr 2002 durch ein Quotenmodell (Renewable Obligation) ersetzt wurde (Abschnitt 5.4).

In einem zweiten Teil der Arbeit (Kapitel 6 und 7) wird eine empirische Analyse und Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Ökostromförderung vorgenommen. Dabei werden auch Alternativen zur bestehenden österreichischen Lösung der Ökostromförderung diskutiert:

- In Kapitel 6 werden zunächst die gängigen Methoden zur Abschätzung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten hinsichtlich ihrer spezifischen Annahmen sowie Vor- und Nachteile diskutiert. Dabei wird besonderes Augenmerk auf die Input-Output-Analyse gelegt, da dieses Instrument in der vorliegenden Studie zur Anwendung kommt.
- Bei der Interpretation der Ergebnisse müssen die Annahmen und Limitationen der Input-Output-Analyse beachtet werden. So handelt es sich um ein statisches Modell, d.h. Änderungen in den sektoralen Produktivitäten, den Importquoten und der Branchenstruktur im Zeitablauf bleiben unberücksichtigt. Ebenso können Preis- und Substitutionseffekte nicht abgebildet werden. Daher sind die Effekte einer entschiedenen Ausweitung der Ökostromförderung aufgrund zu erwartender Preis- und Substitutionseffekte (z.B. steigende Kosten für feste Biomasse oder das Energiesubstrat für Biogasanlagen) nicht über eine proportionale Fortschreibung der Berechnungsergebnisse des Modells abzuleiten.
- Mit der Errichtung (Investitionseffekt) und dem laufenden Betrieb (Betriebseffekt) von Ökostromanlagen werden positive Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen erzielt. Dem steht der mit der Ökostromunterstützung verbundene Einkommensentzugseffekt gegenüber, da durch die Belastung der Stromverbraucher mit Ökostromzuschlägen das für andere Konsumausgaben zur Verfügung stehende Einkommen vermindert wird.
- Die Ergebnisse der Input-Output-Analyse zeigen, dass mit der Unterstützung der Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft, Biomasse sowie Klär- und Deponiegas per Saldo positive Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte erzielt werden, nicht jedoch bei Wind- und Photovoltaikanlagen. Die folgende Abbildung weist die Beschäftigungseffekte für die in dieser Studie untersuchten Technologien jeweils für Anlagen, die auf einen Stromertrag von 2 GWh normiert wurden aus.

Beschäftigungseffekte über 13 Jahre, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh

- in Personenjahren (Vollzeitäquivalente) -

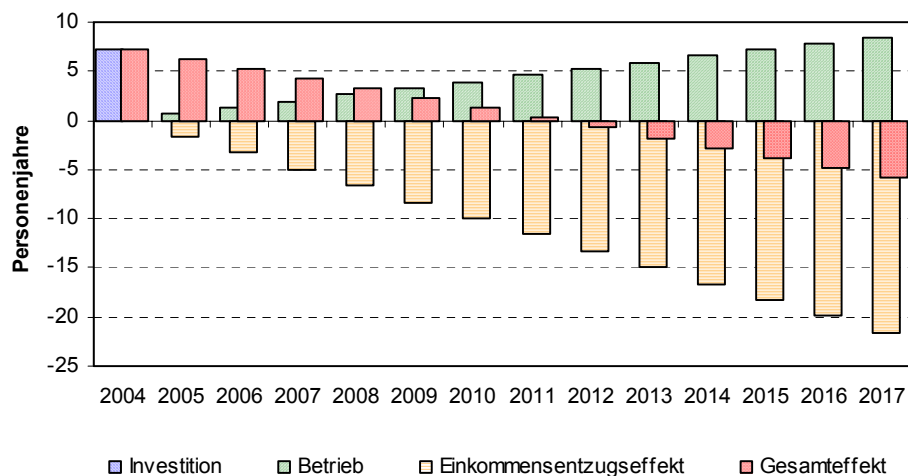


BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststunden 4.000 (7.000).²

Quelle: IHSK

Die folgenden Abbildungen zeigen die Verläufe der einzelnen Effekte über einen Zeitraum von 13 Jahren für ausgewählte Technologien.

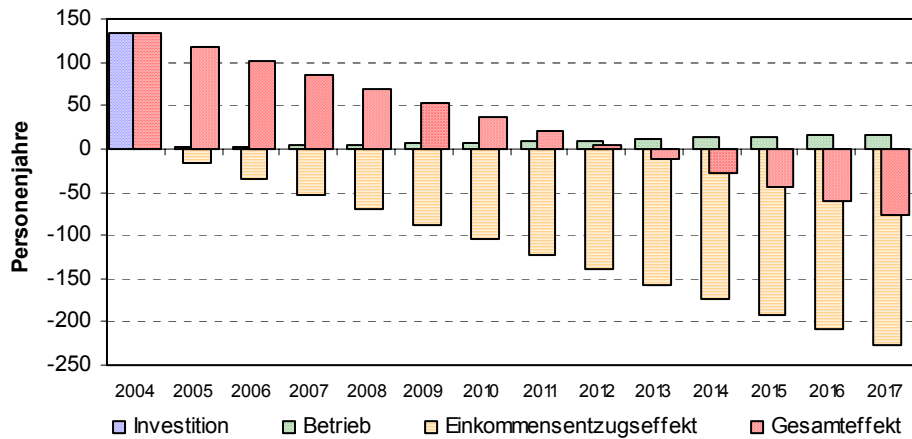
Windkraft: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über 13 Jahre für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



Quelle: IHSK

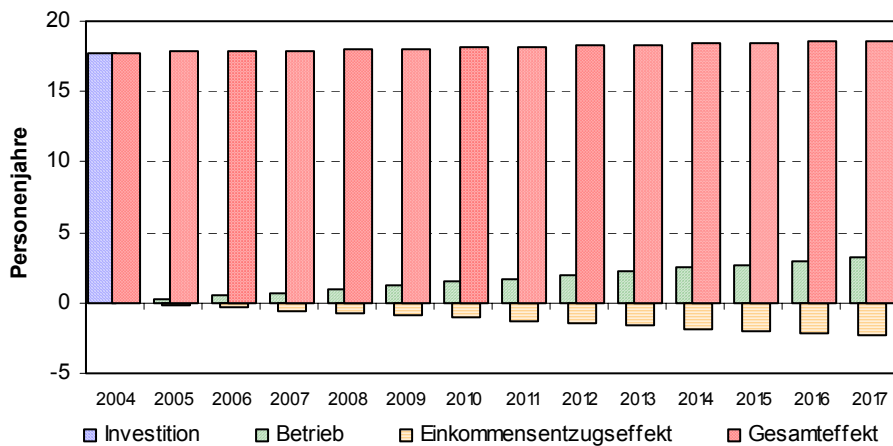
² Die Investitionskosten werden auf die Jahresstromproduktion umgelegt; durch die Normierung der Anlagen auf eine Stromerzeugung von 2 GWh wirkt sich der Investitionseffekt daher bei den Anlagen zur Verstromung fester Biomasse bei 4.000 Volllaststunden stärker aus als bei Anlagen mit 7.000 Volllaststunden.

Photovoltaik: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über 13 Jahre für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



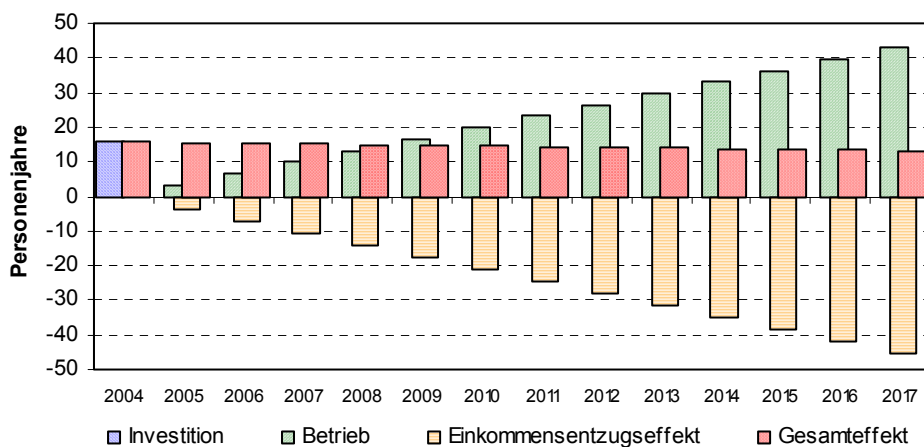
Quelle: IHSK

Kleinwasserkraft: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über 13 Jahre für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



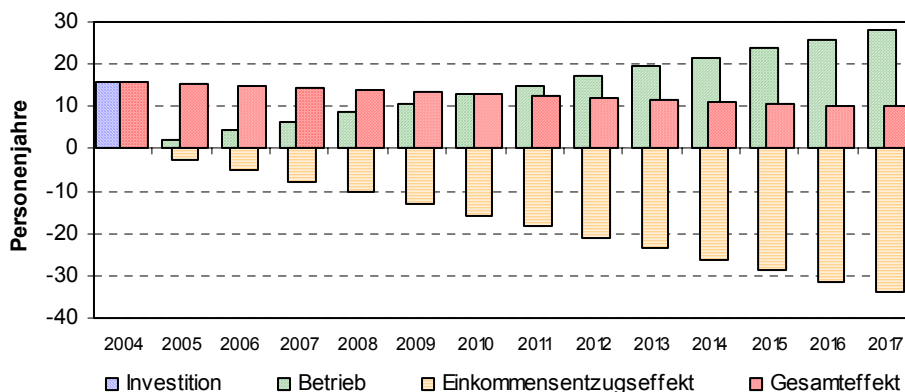
Quelle: IHSK

Biomasse fest (Waldhackgut 7.000 Volllaststd.): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über 13 Jahre für normierten Stromertrag von 2 GWh



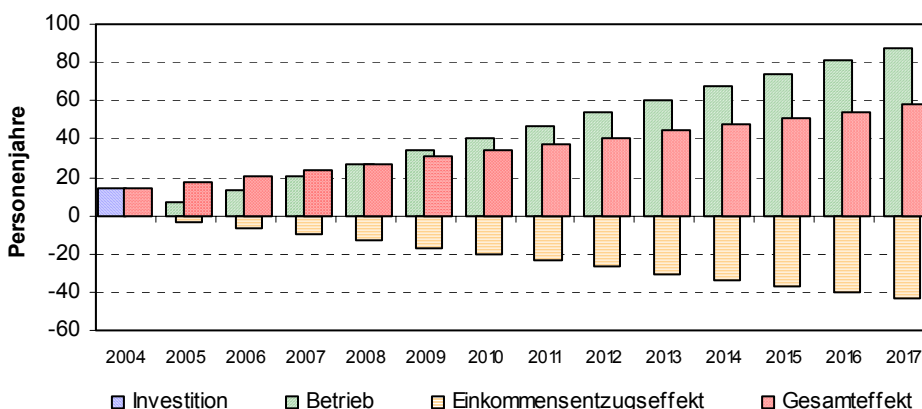
Quelle: IHSK

Biomasse fest (Sägehackgut 7.000 Volllaststd.): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über 13 Jahre für normierten Stromertrag von 2 GWh



Quelle: IHSK

Biogas: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über 13 Jahre für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



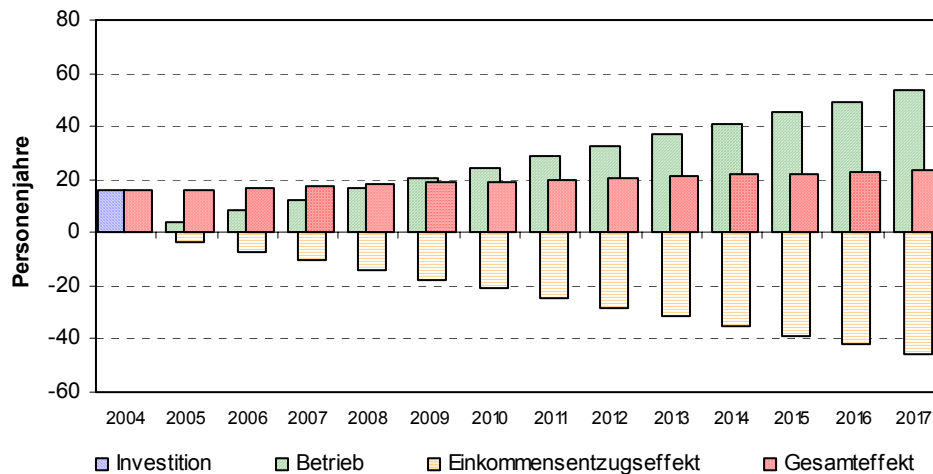
Quelle: IHSK

- In den Bereichen Windenergie und Photovoltaik übertrifft der negative Einkommensentzugseffekt die positiven Investitions- und Betriebseffekte deutlich, sodass die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte insgesamt negativ sind.
- Die Ergebnisse hängen stark von den getroffenen Annahmen ab, wie Sensitivitätsanalysen zeigen. Im Basisszenario wird, unter der Annahme einer Importquote für feste Biomasse von rund einem Drittel, der positive Betriebseffekt vom negativen Einkommensentzugseffekt übertroffen: beim Einsatz von Wald- und Sägehackgut ist der Nettoeffekt (Betriebs- minus Einkommensentzugseffekt), über den Förderzeitraum von 13 Jahren gerechnet, negativ. Der positive Gesamteffekt ergibt sich demnach allein durch den Investitionseffekt. Bei einer geringeren Importquote von 10 % wäre der Saldo aus Betriebs- und Einkommensentzugseffekt bei Waldhackgut positiv (bei Sägehackgut weiterhin knapp negativ) wie die folgende

Abbildung zeigt. Für beide Brennstoffarten ist bei der geringeren Importquote und bei Betrachtung über eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 20 Jahren der Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte positiv, da in diesem Fall neben dem Investitionseffekt auch der Saldo aus Betriebs- und Einkommensentzugseffekt positiv ist.

Biomasse fest (Waldhackgut 7): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über 13 Jahre für einen normierten Stromertrag von 2 GWh

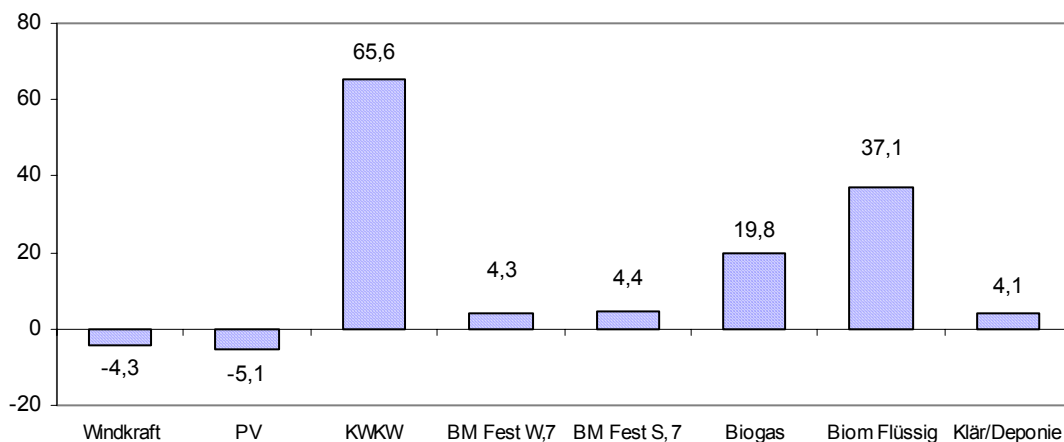
- Importquote Brennstoff 10 % -



Quelle: IHSK

- Je nach Technologie kann mit dem gegebenen Fördervolumen ein unterschiedlicher Beschäftigungseffekt erzielt werden. Die Streuung reicht von rund 4 bis etwa 66 Personenjahren (VZÄ) je Mio. Fördervolumen. In den Bereichen Windkraft und Photovoltaik führt die Subventionierung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zur Reduktion von Beschäftigung in Österreich (Abbildung unten).

Beschäftigung (VZÄ) je 1 Million Euro Subvention über 13 Jahre



Quelle: IHSK

- Mögliche Auswirkungen der Ökostromzuschläge auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie können im Rahmen der vorliegenden Studie nicht abgeschätzt werden.
- In Kapitel 7 werden verschiedene Szenarien der Ökostromunterstützung analysiert und hinsichtlich der finanziellen Belastungen der Stromkunden bewertet. Zunächst wird in einem Basisszenario abgeschätzt, dass die Belastung der Stromverbraucher bei unveränderten Bedingungen der Ökostromförderung von € 140 Mio. (€ 80 Mio. für sonstigen Ökostrom, € 60 Mio. für Kleinwasserkraft) im Jahr 2004 bis 2008 auf € 209 Mio. (€ 156 Mio. für sonstigen Ökostrom, € 53 Mio. für Kleinwasserkraft) steigt und sich im Jahr 2012 auf € 193 Mio. (€ 157 Mio. für sonstigen Ökostrom, € 36 Mio. für Kleinwasserkraft) beläuft (Abschnitt 7.1). Den Berechnungen liegt die Annahme eines tendenziell steigenden Marktpreises für Strom - insbesondere aufgrund höherer Preise für fossile Energieträger - zugrunde.
- In einem zweiten Szenario („dynamisches Szenario“) werden die Konsequenzen der Einführung eines Handels mit CO₂-Emissionszertifikaten abgeschätzt. Da durch die damit verbundene teilweise Internalisierung der externen Kosten von Treibhausgasemissionen der Marktpreis für Strom steigt, nähert er sich den Einspeisetarifen für Ökostrom, sodass der Subventionsbedarf abnimmt. Zudem wird in diesem Szenario unterstellt, dass der technische Fortschritt eine Reduktion der Einspeisetarife für Windkraft und Photovoltaik im Zeitablauf rechtfertigt. Insgesamt reduziert sich die Belastung der Stromverbraucher durch die Ökostromförderung gegenüber dem Basisszenario im Jahr 2008 von € 209 Mio. auf € 170 Mio. bzw. im Jahr 2012 von € 193 Mio. auf € 136 Mio. (Abschnitt 7.2).
- In einem weiteren Szenario wird die Entwicklung der Ökostromsubventionierung beim Übergang vom derzeitigen System fixer Einspeisevergütungen zu einem Quotenmodell ermittelt. Im Gegensatz zu preisorientierten Förderinstrumenten, die den Vergütungspreis auf einem bestimmten Niveau festlegen, besteht das Ziel einer Quotenregelung darin, eine bestimmte Menge an Strom aus erneuerbarer Energie innerhalb einer Periode zu garantieren. Eine Quotenregelung reflektiert die aktuellen bzw. die erwarteten Stromerzeugungskosten. Im Vergleich mit einer Fortführung der Einspeiseregulierung führt die Einführung eines Quotensystems für Anlagen, die ab 2005 in Betrieb gehen, zu einer Verringerung des Subventionsaufwandes um € 27,3 Mio. oder etwa 16 % im Jahr 2008 bzw. um € 18,8 Mio. oder rund 14 % im Jahr 2012. Diese Reduktion des Subventionsaufwandes ist ausschließlich auf den Bereich „sonstiger Ökostrom“ zurückzuführen (Abschnitt 7.3).

- Schließlich wird in einem Technologiefokus-Szenario unterstellt, dass neue Photovoltaik-Anlagen aufgrund der gegenwärtig noch sehr hohen Produktionskosten in den nächsten Jahren nicht im Rahmen des Systems der Einspeisevergütungen gefördert werden. Die finanziellen Mittel, die dadurch frei werden, sollten statt dessen für die Förderung von Forschung und Entwicklung eingesetzt werden (Abschnitt 7.4).

Basierend auf der Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte sowie der Szenarienanalyse werden in Kapitel 8 Vorschläge zur Reform der Ökostromförderung in Österreich unterbreitet:

- Für die Bereiche Windkraft, Biomasse und Kleinwasserkraft könnte für neue Anlagen ein Ausschreibungssystem der Fördervergabe eingeführt werden. Dabei wird empfohlen, die Kleinwasserkraft separat zu behandeln, da es sich hier um eine ausgereifte Technologie handelt, für die in Zukunft keine markanten technischen Fortschritte und Lernkurveneffekte zu erwarten sind.
- Das Ausschreibungsmodell impliziert, dass die gesamte Subventionshöhe für die Stromerzeugung aus Biomasse und Windkraft festgelegt wird. Die potenziellen Betreiber solcher Anlagen geben dann Gebote über die geplante Einspeisemenge und die dafür benötigte Vergütung ab. Ausgehend von den günstigsten Einspeisetarifen je kWh werden die projektierten Angebote solange berücksichtigt, bis das gesamte Fördervolumen erreicht ist.
- Da bei der Biomasse die Stromgewinnung ohne Verwertung der entstehenden Wärme aus energiewirtschaftlichen und ökologischen Gründen abzulehnen ist, wird ein Ausbau von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung empfohlen. Der damit einhergehende Aufbau von Wärmenetzen impliziert einen dezentralen Betrieb der Anlagen. Aufgrund der hohen Investitionskosten für den Aufbau von Wärmenetzen sollten Investitionszuschüsse gewährt werden. Darüber hinaus erscheint die Bereitstellung finanzieller Anreize für den Anschluss privater Haushalte und von Industrie- und Gewerbebetrieben an das Wärmenetz sinnvoll.
- Die Photovoltaik ist derzeit weit davon entfernt, konkurrenzfähig zu sein. Zugleich ist in diesem Bereich ein großes Potenzial für raschen technischen Fortschritt gegeben. Es erscheint wenig sinnvoll, die Anwendung einer Technologie zu unterstützen, die bereits in wenigen Jahren nicht mehr dem aktuellen Stand der Technik entsprechen dürfte. Effizienter wäre es, die bisher für die Förderung des weiteren Ausbaus der Photovoltaik vorgesehenen finanziellen Mittel für Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet einzusetzen. Die Bewilligung der F&E-Fördergelder sollte nicht

dezentral über die Länder, sondern zentral über den Fonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung (FWF) und den Forschungsförderungsfonds für die gewerbliche Wirtschaft (FFF) erfolgen.

- Gegenwärtig besteht ein komplexes, intransparentes Fördersystem mit der Konsequenz von Informationsdefiziten und Planungsunsicherheit für die Investoren, hohen administrativen Kosten und der Gefahr von Überförderungen bzw. mangelnden Investitionsanreizen für einzelne Technologien und Anlage-Konfigurationen. Es ist daher zu empfehlen, hier eine verbesserte Abstimmung und Koordination verschiedener Fördermaßnahmen auf Bundes- und Länderebene zu erreichen.
- Mit dem Auslaufen der Förderperiode von 13 Jahren ergibt sich für bestehende Ökostrom-Anlagen, deren wirtschaftliche und technische Nutzungsdauer noch nicht erschöpft ist, die Gefahr, dass sie vom Netz genommen werden, wenn die variablen Kosten des weiteren Betriebs über dem Marktpreis für Strom liegen. Soweit durch Nachrüstung und Modernisierung der Anlagen nicht „neue“, förderbare Anlagen entstehen, sollte eine deutlich reduzierte Anschlussförderung den Weiterbetrieb von bestehenden Ökostrom-Kapazitäten über die Förderperiode hinaus ermöglichen.

1 Ausgangsbedingungen und rechtliche Grundlagen

In den letzten Jahren kam es durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes zu einem schrittweisen Abbau der regionalen Monopole und zu einer nachhaltigen Veränderung der Marktstruktur. Ausschlaggebend dafür waren die Liberalisierungsbestrebungen der EU. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick zur Struktur der österreichischen Stromwirtschaft gegeben und dabei auf relevante rechtliche Rahmenbedingungen eingegangen.

1.1 Struktur der österreichischen Stromwirtschaft

Der österreichische Strommarkt wurde vor der Liberalisierung durch im öffentlichen Eigentum stehende regionale Monopole dominiert. Das Verstaatlichungsgesetz aus dem Jahr 1947 i.d.g.F.³ sieht vor, dass sich ein Mehrheitsanteil an den Stromunternehmen im öffentlichen Eigentum befinden muss. Eine Verschmelzung von Gesellschaften bedarf außerdem der Zustimmung aller Bundesländer und Landesgesellschaften, die an den betroffenen Gesellschaften beteiligt sind.

Tabelle 1: Vergleich Elektrizitätsmarkt vor und nach der Liberalisierung

	Tätigkeitsbereiche vor der Liberalisierung	Tätigkeitsbereiche nach der Liberalisierung
Verbund	Erzeugung Übertragung Belieferung der LVU	Erzeugung Übertragung (Belieferung der LVU) Regelzonenführer Händler Belieferung von Endkunden
LVU und Stadtwerke	tw. Erzeugung tw. Übertragung Verteilung Belieferung der Endkunden	tw. Erzeugung tw. Übertragung Verteilung Belieferung der Endkunden Händler Großhandelsmarkt (100-150TWh) →OCT →Börse (EXAA, EEX) Ausgleichsenergiemarkt

Quelle: E-Control GmbH (2004b): Liberalisierungsbericht 2003.

Die regionalen Energieversorgungsunternehmen hatten ein geschlossenes Versorgungsgebiet und waren für Erzeugung, Transport und Verkauf verantwortlich.

³ 2. Verstaatlichungsgesetz (BGBl. Nr. 81/1947) in der Fassung BGBl. Nr. 762/1992.

Daneben gab es in einigen Bundesländern (vor allem in der Steiermark, in Oberösterreich und Tirol) kleinere regionale Elektrizitätsunternehmen. Übergeordnet agierte die im Mehrheitseigentum der Republik Österreich befindliche Verbundgesellschaft als Stromerzeuger und -importeur. Darüber hinaus war der Verbund für die Belieferung der Landesgesellschaften (LVUs) verantwortlich.

Die Struktur und Eigentumsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft entsprachen somit weitgehend dem föderalen Aufbau Österreichs. Neun LVUs bzw. zahlreiche Stadtwerke in größeren Städten waren weitgehend unabhängig für die Versorgung der Kunden ausschließlich in ihrem Versorgungsgebiet zuständig. Diese Gebietsmonopolisten hatten keine Verpflichtung, einem anderen Anbieter die Nutzung ihrer Netze zu gestatten. Sie verfügten damit über das alleinige Recht, die Kunden im jeweiligen Versorgungsgebiet zu beliefern. Diesem fehlenden Wettbewerb stand eine Anschluss- und Versorgungspflicht gegenüber.

Durch die Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes kam es zu wesentlichen Änderungen. Kernelement war die Beseitigung exklusiver Marktrechte und Markteintrittsbarrieren. Die stufenweise Schaffung eines Netzzugangs für Kunden⁴ und unabhängige Erzeuger führte zu einem zunehmenden Wettbewerb im Elektrizitätsmarkt. Dazu kamen die Entflechtung (Unbundling) der Bereiche Stromproduktion, Stromtransport und -ankauf und die Einführung von mehr Transparenz in Buchführung und Management. Lediglich die Bereiche Elektrizitätsübertragung und -verteilung, welche ein natürliches Monopol⁵ darstellen, müssen auch in Zukunft durch einen Regulator kontrolliert werden.

Vor allem im Vertriebs- und Handelsbereich, aber auch im Erzeugungsbereich kam es zu zahlreichen Zusammenschlüssen und Kooperationen. Dadurch entstanden zahlreiche Kreuzbeteiligungen zwischen den Landesgesellschaften untereinander bzw. mit dem Verbund. Ebenso haben die einzelnen Energieversorgungsunternehmen teilweise drastische Rationalisierungsmaßnahmen und Restrukturierungen durchgeführt.

Von besonderer Bedeutung für den österreichischen Strommarkt ist dabei der Zusammenschluss der Großhandelsaktivitäten und des Großkundengeschäftes der Energieallianz (Landesgesellschaften von Oberösterreich, Wien, Niederösterreich und dem Burgenland sowie der Linz AG) mit der Verbundgesellschaft zur Energie Austria. Dadurch entstand eines der zehn größten europäischen Stromhandelsunternehmen mit einer

⁴ Zu Beginn der Liberalisierung wurde der Netzzugang nur sog. zugelassenen Kunden (größeren Stromabnehmer) gewährt.

⁵ Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn der Markt von einem einzigen Anbieter kostengünstiger versorgt werden kann als von mehreren Anbietern. Diese Situation ist dann gegeben, wenn die Durchschnittskosten eines Produktes mit steigender Produktionsmenge fallen, ein Unternehmen also von Größenvorteilen profitiert. Solch eine Situation kann häufig bei großen Versorgungsunternehmen beobachtet werden, wo der Infrastrukturaufbau mit hohen Fixkosten verbunden ist, während die Grenzkosten der Bereitstellung einer weiteren Einheit gering sind (Economies of Scale).

dominanten Stellung am heimischen Strommarkt. Eine besondere Bedeutung hat dabei die Verbundgesellschaft. Der im Mehrheitseigentum der Republik befindliche Konzern ist größter Stromtransporteur Österreichs, größter heimischer Stromerzeuger, Regelblock und Regelzonenführer und hält neben seiner Beteiligung an der Energie Austria überdies Anteile an der Kärntner Elektrizitäts Aktiengesellschaft (KELAG) und der Stewag-Steg GmbH.⁶

1.2 Liberalisierung der österreichischen Stromwirtschaft

Bereits seit den 70er Jahren bemühte sich die Europäische Kommission in einer Reihe von Initiativen, eine gemeinschaftliche Energiepolitik für Europa zu entwickeln⁷ sowie die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte voranzutreiben.

Als wesentlichen Anstoß für die Errichtung eines europäischen Energiebinnenmarktes kann die Veröffentlichung des Arbeitsdokuments „Der Binnenmarkt für Energie“ im Jahr 1988 bezeichnet werden.⁸ Es sollte aber noch bis zum Jahr 1996 dauern, ehe Einigkeit über die Ausgestaltung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie⁹ erzielt wurde. Den Mitgliedstaaten wurde eine Frist von zwei Jahren eingeräumt, diese in nationales Recht umzusetzen.

Die Liberalisierung und Öffnung des europäischen Elektrizitätsmarktes durch die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie gab auch in Österreich den entscheidenden Anstoß zur Neuregelung des geltenden Elektrizitätswirtschaftsrechts. Die Anpassung der österreichischen Rechtslage an die Vorgaben der EU erfolgte mit dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)¹⁰ im Jahr 1998. Als Kernelement der Neuorganisation der Elektrizitätswirtschaft durch das EIWOG kann die schrittweise Öffnung des Marktes für die Endkunden, verbunden mit der Öffnung des Leitungssystems sowie der Entflechtung der Bereiche Stromproduktion, -transport und -ankauf gesehen werden.

Mit dem in Kraft treten des EIWOG am 19. August 1998 erfolgte aber nicht nur eine Liberalisierung und organisatorische Neuordnung des österreichischen Elektrizitätsmarktes, sondern auch eine Restrukturierung und Intensivierung der Förderbestrebungen des Bundes zum Ausbau erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung.

⁶ E-Control GmbH (2004b): Liberalisierungsbericht 2003. Organigramm zu den Eigentumsverhältnissen in der österreichischen Stromwirtschaft.

⁷ McGowan, F. (1996): European Energy Policies in a Changing Environment. Physica-Verlag, Heidelberg.

⁸ EU-Kommission (1988): Der Binnenmarkt für Energie, KOM (88) 238. Brüssel.

⁹ EU (1997): Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 27 vom 30.1.1997.

¹⁰ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), BGBl. I Nr. 143/1998.

Als wesentliche Maßnahmen zur Unterstützung von Ökostrom durch das EIWOG kann die Einführung einer steigenden Abnahmepflicht für Strom aus erneuerbaren Energiequellen durch Betreiber von Verteilernetzen bezeichnet werden. Ergänzt wurde die Abnahmepflicht mit der Festlegung von Mindesteinspeisetarifen für Ökostrom. Zur Deckung des Mehraufwandes der betroffenen Verteilungsnetzbetreiber aufgrund der über dem Marktpreis liegenden Einspeisetarife wurden Zuschläge zu den Systemnutztarifen erlassen. Diese Zuschläge mussten jeweils von den zuständigen Landesstellen für ein Jahr festgelegt werden, wobei sich die Höhe des Zuschlages am tatsächlichen Mehraufwand orientierte, der im jeweiligen Versorgungsgebiet im Vorjahr angefallen war.

Die Novellierung des EIWOG durch das Energieliberalisierungsgesetz

Nicht einmal zwei Jahre nach der Verabschiedung des EIWOG kam es mit dem Energieliberalisierungsgesetz¹¹ zu einer umfassenden Novellierung. Kernelement des Energieliberalisierungsgesetzes war die rasche Voll liberalisierung des Marktes für Elektrizität mit 1. Oktober 2001, statt der schrittweisen Öffnung bis 2003.

Neue Rahmenbedingungen schuf das Energieliberalisierungsgesetz für Ökostrom, hier im Speziellen für Kleinwasserkraftwerke (KWKW). Waren diese nach dem EIWOG noch weitgehend von den diversen Begünstigungsklauseln ausgeschlossen, wurde mit dem Energieliberalisierungsgesetz eine Quotenregelung mit Zertifikatshandel für KWKW implementiert. Vorgesehen war, dass jeder Endverbraucher 8 % seines Verbrauches aus KWKW decken muss.¹² Mit dieser Regelung ging man erstmals von der Einspeiseregulierung ab und führte für den Bereich der KWKW ein Marktmodell (Zertifikatshandel) zur Förderung erneuerbarer Energieträger ein.

Im Gegensatz zu Kleinwasserkraftwerken wurde für „neue“ erneuerbare Energieträger die bestehende Förderpolitik der garantierten Mindesteinspeisetarife beibehalten. Lediglich eine „verschärfte“ Abnahmepflicht für Strom aus anerkannten Ökostromanlagen wurde mit dem Energieliberalisierungsgesetz erlassen. War im EIWOG verankert, dass bis 2005 von den Verteilungsnetzbetreibern zumindest 3 % Ökostrom in ihre Netze aufzunehmen seien, sah das Energieliberalisierungsgesetz eine stufenweise Anhebung des Regenerativstromanteiles von mindestens 1 % ab 1. Oktober 2001 um jeweils einen Prozentpunkt alle zwei Jahre auf 4 % ab 1. Oktober 2007 vor.

¹¹ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), BGBl. I Nr. 143/1998, idF BGBl. I Nr. 121/2000 [Artikel 7 Energieliberalisierungsgesetz].

¹² Als KWKW-Anlagen wurden Wasserkraftwerke mit einer Leistung bis 10 MW anerkannt. Zuvor lag die Fördergrenze bei 5 MW.

1.3 Ökostromgesetz 2002 und Beschleunigungsrichtlinie

Die jüngste Novellierung des EIWOG erfolgte im Jahr 2002 mit dem Ökostromgesetz.¹³ Durch dieses Gesetz wurde die Richtlinie der EU zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Elektrizitätsbinnenmarkt¹⁴ umgesetzt. Die Richtlinie 2001/77/EG sieht die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen am Gesamtstromverbrauch der EU von 13,9 % (1997) auf 22 % im Jahr 2010 vor. Im Falle Österreichs bedeutet dies eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen am Bruttoinlandsstromverbrauch von 70 % (1997) auf 78,1 % im Jahr 2010. Der im Gesetz angegebene Referenzwert von 78,1 % für die inländische Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern soll mit 62 % aus Großwasserkraft, 9 % aus Kleinwasserkraft, 4 % aus Ökoanlagen und 2-3 % aus sonstigen erneuerbaren Energieträgern, die keine Förderung erhalten, erreicht werden.

Ein Charakteristikum des EIWOG war, dass viele Bestimmungen als Grundsatzbestimmungen erlassen wurden und die einzelnen Bundesländer für die entsprechenden Ausführungsgesetze zuständig waren.¹⁵ Dieser Umstand hatte zur Folge, dass die Gestaltung der Einspeisetarife ein sehr heterogenes Bild zeigte.¹⁶ Mit dem Ökostromgesetz wurde das frühere System der Förderung erneuerbarer Energien durch ein neues bundeseinheitliches Förderschema ersetzt. Auf der Grundlage des Ökostromgesetzes werden vom zuständigen Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit die sogenannten Ökostromverordnungen erlassen, welche u.a. die Festsetzung der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen beinhalten.

Ebenfalls sieht das Ökostromgesetz eine Abnahme- und Vergütungspflicht für die Regelzonenführer als Ökobilanzgruppenverantwortliche vor. Diese haben den Ökostrom den Stromhändlern, entsprechend deren Jahresverkaufsmengen an Endverbraucher, zuzuweisen. Die Einspeisetarif-Verordnung¹⁷ gilt für alle Neuanlagen, die bis Ende 2004 genehmigt und bis Juni 2006 errichtet werden. Die Einspeisetarife gelten im Regelfall 13 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlagen, um einen ausreichenden Vertrauensschutz für Neuinvestitionen zu gewährleisten. Um die Kostenbelastung durch die Förderung von

¹³ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz). BGBl. Nr. 149/2002.

¹⁴ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. 2001.

¹⁵ Siehe Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z5 „Elektrizitätswesen“.

¹⁶ Dies sowohl hinsichtlich der Höhe der Einspeisetarife innerhalb derselben Technologie und der tageszeitlichen sowie saisonalen Tariffdifferenzierung als auch hinsichtlich der Anlagenleistung und des Errichtungsdatums.

¹⁷ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden, BGBl. II Nr. 508/2002.

Ökoenergie zu kontrollieren, sieht das Gesetz eine Belastungsobergrenze vor. Der Förderungsaufwand wird durch Stromhändler und Endverbraucher finanziert:

- Die Stromhändler müssen den zugewiesenen Ökostrom (aliquoter Anteil von ca. 9-10 % der letztjährigen Stromabgabe an Endverbraucher) zu einem Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh abnehmen.
- Die Endabnehmer müssen einen Zuschlag zum Netztarif bezahlen. Dieser beträgt im Durchschnitt 0,17 Cent/kWh für „sonstige Ökoanlagen“, 0,0035 Cent/kWh für Kleinwasserkraft und 0,15 Cent/kWh für Kraft-Wärme-Kopplung.¹⁸

Die Einspeisetarife liegen pro kWh zwischen 3,6 Cent für große Kleinwasserkraftwerke und 60 Cent für Photovoltaik-Anlagen. Eine Aufstellung der aktuell geltenden Einspeisetarife findet sich im Anhang, Tabelle 34.

Unterschiedliche Netzzugangsregime und Tarifierungen sowie eine mangelnde Trennung der Geschäftsbereiche von Energieversorgungsgesellschaften (Unbundling) veranlassten die EU, den Regelungsrahmen zur Liberalisierung der europäischen Energiemärkte zu überarbeiten. Durch eine neue Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie¹⁹, die sog. „Beschleunigungsrichtlinie“, werden die Mitgliedstaaten zu einer schnelleren stufenweisen Öffnung des Elektrizitätsmarktes für alle Kunden bis spätestens 1. Juli 2007 verpflichtet. Darüber hinaus sind die verpflichtende Einrichtung einer Regulierungsbehörde, die Umsetzung des rechtlichen Unbundling und die Übernahme von verschiedenen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen (Grundversorgung, hoher Verbraucherschutz, erweiterte Energiekennzeichnung etc.) zentrale Elemente der neuen Richtlinie.

Zwar sind weite Teile der Beschleunigungsrichtlinie in Österreich bereits mit der letzten Novellierung des EIWOG umgesetzt worden, dennoch besteht insbesondere im gesellschaftsrechtlichen Unbundling von integrierten Unternehmen weiterer Handlungsbedarf.

¹⁸ Der Zuschlag für „sonstige Ökostromanlagen“ variiert je nach Netzebene zwischen 0,143 und 0,204 Cent/kWh (vgl. Homepage der E-Control GmbH: Zuschlag zum Systemnutzungstarif vom 1. April bis 31. Dezember 2004).

¹⁹ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

2 Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises

In diesem Kapitel werden zunächst die Auswirkungen der Strommarktliberalisierung und der Ökostromförderung auf den Strompreis in Österreich diskutiert. Anschließend wird die Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden dargestellt.

2.1 Preiseffekte der Liberalisierung und der Förderung von Ökostrom

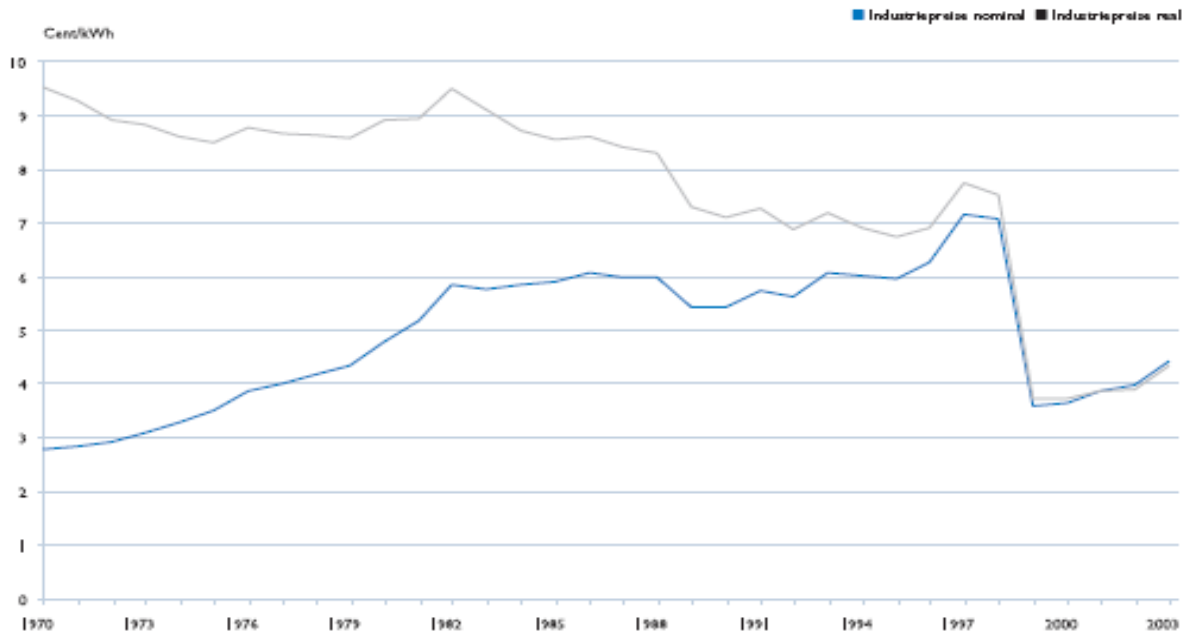
Die Strommarktliberalisierung erfolgte in Österreich stufenweise. Großkunden aus der Industrie konnten bereits seit Beginn des Jahres 1999 ihren Stromlieferanten frei wählen. Die vollständige Liberalisierung des Strommarktes wurde im Oktober 2001 vollzogen. Seither sind sämtliche Stromkunden, mithin auch private Haushalte, in der Wahl ihres Lieferanten frei.

Allgemein wird mit der Liberalisierung vormals monopolistisch strukturierter Märkte die Erwartung verbunden, dass aufgrund der Marktöffnung für neue Anbieter und der Wahlmöglichkeit für die Verbraucher die Preise sinken. Der Strommarkt weist jedoch die Besonderheit auf, dass nicht sämtliche Wertschöpfungsstufen, von der Erzeugung bis zum Vertrieb an die Endkunden, die Eigenschaften eines vollkommenen Wettbewerbs aufweisen. So sind die Übertragung und die Verteilung durch erhebliche Markteintrittsbarrieren in Form hoher irreversibler Kosten („sunk costs“) gekennzeichnet. Diese Bereiche können daher als natürliche Monopole charakterisiert werden, sodass hier weiterhin Regulierungsbedarf besteht.

Vor der Strommarktliberalisierung wurden die Strompreise in Österreich in einem Verhandlungsprozess im Rahmen der Preiskommission festgelegt. An diesen Verhandlungen waren Vertreter der Bundesregierung, der Interessenvertretungen und der Energieversorger beteiligt. Gemäß der Vorgabe des Preisgesetzes bestand das Ziel dieser Verhandlungen in der Bestimmung eines „volkswirtschaftlich gerechtfertigten Preises“ als Höchstpreis. Durch die Liberalisierung des Marktes änderte sich die Preisgestaltung. In den deregulierten Bereichen bildet sich der Marktpreis aufgrund des Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage. In den weiterhin regulierten Bereichen der Übertragung und Verteilung werden die Preise durch die Regulierungsbehörde E-Control GmbH festgesetzt. Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der Strompreise für Industriekunden und für private Haushalte im zeitlichen Verlauf.²⁰

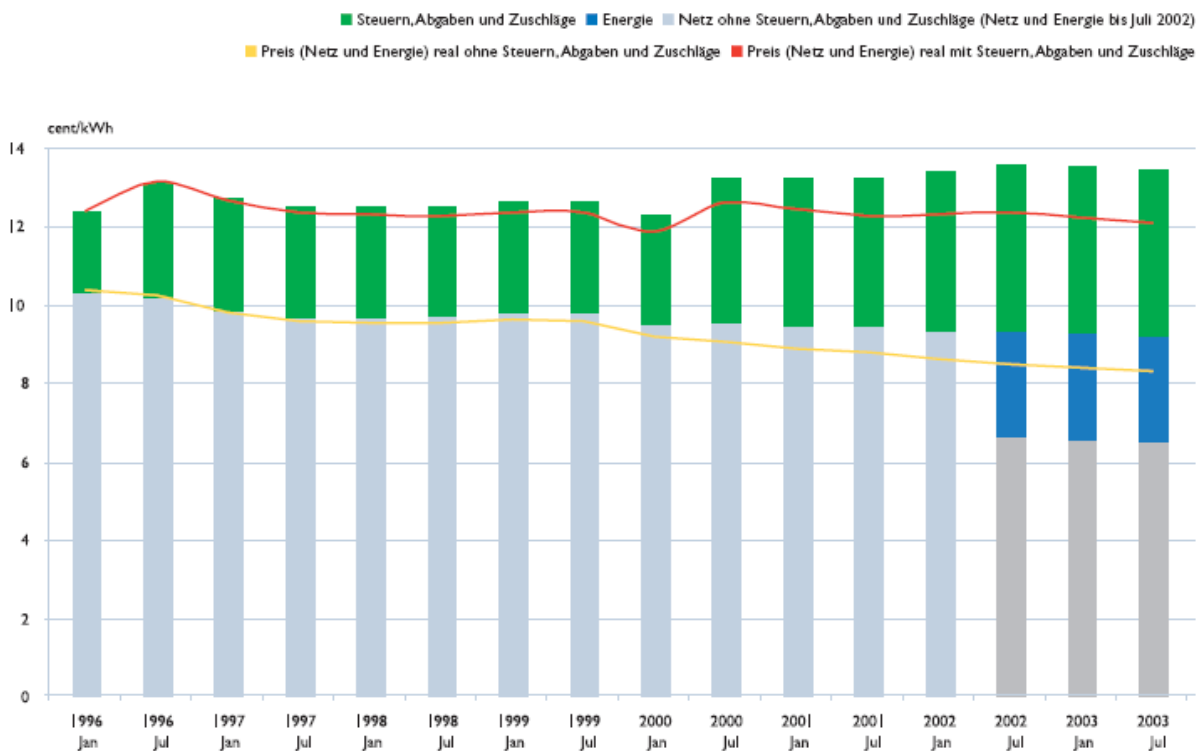
²⁰ E-Control GmbH (2004b): Liberalisierungsbericht 2003.

Abbildung 1: Entwicklung des Industriestrompreises (nominell und real) in Österreich 1970 bis 2003



Quelle: E-Control GmbH (2004b): Liberalisierungsbericht 2003.

Abbildung 2: Entwicklung der Haushaltsstrompreise bei einem Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr in Österreich 1996 bis 2003



Quelle: E-Control GmbH (2004b): Liberalisierungsbericht 2003.

Seit 1999 konnten industrielle Großkunden den Stromlieferanten frei wählen. Bereits vor Inkrafttreten der Liberalisierung sanken die Strompreise in diesem Segment auf das Niveau von Mitte der 1970er Jahre. Durch den starken Preisrückgang lagen die Absatzpreise für Industriekunden zum Teil deutlich unter den Großhandelspreisen. Seit ihrem Tiefpunkt im Jahr 1999 steigen die Strompreise für industrielle Großkunden zwar wieder, aber bis 2002 blieben sie unter oder nahe bei den Großhandelspreisen. Die starke Preissenkung im unmittelbaren Umfeld der Marktöffnung legt die Vermutung nahe, dass die im Markt befindlichen Anbieter versuchten, Konkurrenten vom Markteintritt fernzuhalten. Von einer solchen Strategie profitieren die Verbraucher zwar kurzfristig in Form vorübergehend niedriger Preise, langfristig verfügen die wenigen im Markt befindlichen Anbieter aber aufgrund des eingeschränkten Wettbewerbs über größere Marktmacht zur Durchsetzung höherer Preise. Trotz des jüngsten Anstiegs liegen die Preise für industrielle Kunden im europäischen Vergleich im Mittelfeld. Mit einer Nivellierung der Preisunterschiede innerhalb der Europäischen Union ist nicht zu rechnen, da die Netztarife, die einen beträchtlichen Anteil des Strompreises ausmachen, nicht dem Wettbewerb unterliegen. Zudem unterscheidet sich international der Mix der Primärenergieträger zur Elektrizitätserzeugung markant.

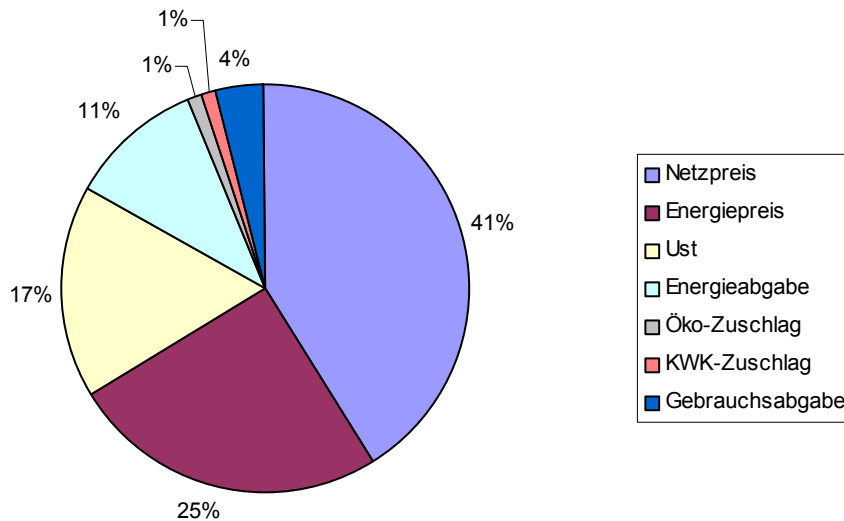
Im Bereich der Haushaltskunden sanken die Endverbraucherpreise in weitaus geringerem Ausmaß als im Segment der Industrie. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass der Haushaltspreis vom Netztarif dominiert wird, während der eigentliche Energiepreis weniger bedeutsam ist. Jener Teil des Strompreises, der nicht wettbewerblich gebildet wird, macht für Haushaltskunden einen deutlich höheren Anteil aus als für Industriekunden. Somit geht der größte Teil der Liberalisierungseffekte im Haushaltsbereich auf die Gestaltung der Netztarife zurück. Seit der Liberalisierung wurden die Netztarife bisher allgemein um etwa 13 %, für den Standardhaushalt um rund 17 % gesenkt. Weitere Preissenkungsspielräume hängen in erster Linie vom Potenzial für weitere Absenkungen der Netztarife ab.

Zu der relativ geringen Bewegung der Endverbraucherpreise für Haushaltskunden hat auch beigetragen, dass die liberalisierungsbedingte Strompreissenkung durch die Erhöhung bestehender und die Einführung neuer Abgaben kompensiert wurde. So wurden zu Beginn des Jahres 2003 österreichweit der Zuschlag für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der Ökozuschlag vereinheitlicht.

2.2 Zusammensetzung des Strompreises

Gegenwärtig beträgt der von Haushaltskunden zu zahlende Strompreis inklusive Steuern und Abgaben in Österreich durchschnittlich etwa 14,7 Cent/kWh.²¹ Die folgende Abbildung zeigt die Zusammensetzung dieses Strompreises.

Abbildung 3: Strompreiszusammensetzung (Netzbereich Wienstrom, 3.500 kWh/a, günstigster Anbieter, 31.12.2003)



Quelle: IHSK in Anlehnung an E-Control GmbH; <http://www.e-control.at>; Zugriff am 14.7.2004.

Aus der Grafik geht hervor, dass der weitaus größte Anteil des Endverbraucherpreises auf den Netzpreis entfällt. Dieser beinhaltet jene Kosten, die den Netzbetreibern für ihre Dienstleistung der Bereitstellung und des Betriebs des Übertragungsnetzes abgegolten werden. Ein Viertel des Endverbraucherpreises entfällt auf die eigentlichen Energiekosten. Die gesamten Abgaben zeichnen zu rund einem Drittel für den Strompreis verantwortlich, den die Haushaltskunden zahlen. Dabei fallen vor allem die Energieabgabe und die Umsatzsteuer ins Gewicht. Auf die Ökostromförderung in Form des Ökozuschlags und des KWK-Zuschlags entfallen nur etwa zwei Prozent des Endverbraucherpreises.²² Gegenwärtig beträgt die Belastung der Haushaltskunden durch die Zuschläge für Ökostromanlagen, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung rund 0,389 Cent/kWh.²³

²¹ http://www.e-control.at/pls/econtrol/docs/folder/intern/administration/dateien/strompreise/excel_hh_dynamisch.xls; Zugriff am 14.7.2004.

²² E-Control GmbH (2004b): Liberalisierungsbericht 2003.

²³ Homepage der E-Control GmbH: Zuschlag zum Systemnutzungstarif vom 1. April bis 31. Dezember 2004.

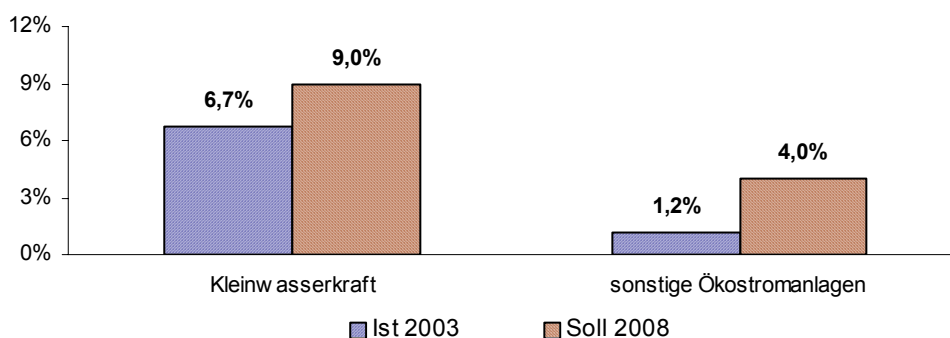
3 Entwicklung des Ökostrom-Sektors in Österreich

3.1 Einspeisemengen nach Technologien

Im Jahr 2003 wurden nach vorläufigen Daten der Öko-Bilanzgruppen 3.942 GWh Ökostrom (Kleinwasserkraft und „sonstiger Ökostrom“) in das öffentliche Netz eingespeist. Dies entspricht, bei einer gesamten Stromabgabemenge aus den öffentlichen Netzen von 50.004 GWh im Jahr 2003, einem Anteil von 7,9 %.²⁴

Das mittelfristige Ziel laut Ökostromgesetz sieht einen Ökostromanteil aus Kleinwasserkraft von 9 % und aus sonstigen Ökostromanlagen von 4 % vor.²⁵ Im Jahr 2003 wurden diese Teilziele noch nicht erreicht (Abbildung 4).

Abbildung 4: Anteile der eingespeisten Ökostrommengen bezogen auf die Stromabgabe aus öffentlichen Netzen im Jahr 2003



Quelle: E-Control GmbH (2004a), Berechnung IHSK.

Der Großteil (85 %) der im Jahr 2003 eingespeisten Ökostrommengen stammte aus Kleinwasserkraftwerken (wobei 2003 ein relativ trockenes und daher für die Wasserkraft weniger ergiebiges Jahr war), knapp 15 % stammten aus sonstigen Ökostromanlagen (Tabelle 2).

²⁴ E-Control GmbH (2004a): Aktualisierungen zum Gutachten vom 28. Oktober 2003 zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004, Februar 2004.

²⁵ Während das Ökostromgesetz das 4 %-Ziel für sonstige Ökostromanlagen klar auf die Bezugsgröße „Stromabgabe an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen“ bezieht, ist die Bezugsgröße für die 9 %-Zielquote für Kleinwasserkraft nicht eindeutig definiert. Dennoch wird hier in beiden Fällen auf die abgegebene Strommenge aus öffentlichen Netzen Bezug genommen.

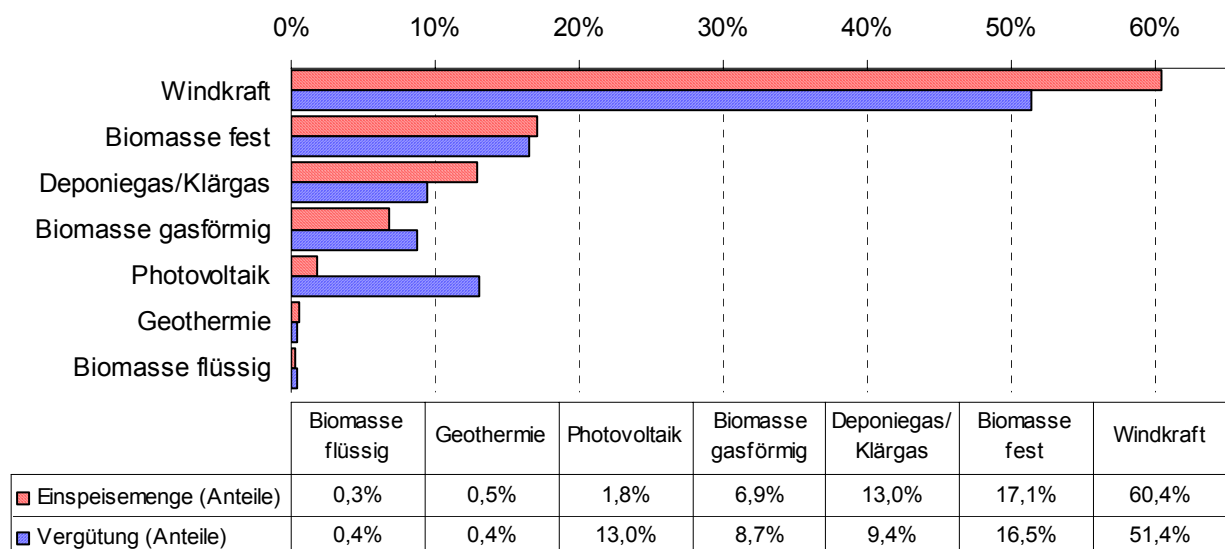
Tabelle 2: Einspeisung und Vergütung Ökostrom gemäß Meldungen der Öko-BGVs, Jahr 2003

	Einspeisemenge		Vergütungsvolumen		Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]
	[GWh]	[%]	[€]	[%]	
Kleinwasserkraft	3.363,88	85,33	149.398.642,05	74,36	4,44
Windkraft	349,38	8,86	26.498.624,85	13,19	7,58
Biomasse fest inkl. biogene Abfälle	98,89	2,51	8.525.198,61	4,24	8,62
Biomasse gasförmig	39,70	1,01	4.493.808,57	2,24	11,32
Biomasse flüssig	2,00	0,05	218.831,33	0,11	10,92
Photovoltaik	10,45	0,27	6.721.535,06	3,35	64,35
Deponie- und Klärgas	75,04	1,90	4.866.045,10	2,42	6,48
Geothermie	2,97	0,08	197.179,54	0,10	6,64
Gesamt	3.942,31	100,00	200.919.865,11	100,00	5,10
Gesamt (ohne Kleinwasserkraft)	578,43	14,67	51.521.223,06	25,64	8,91

Quelle: E-Control GmbH (2004a), Berechnungen IHSK.

Betrachtet man nur die Einspeisemengen des Sektors sonstiger Ökostrom (ohne Kleinwasserkraft), zeigt sich, dass Windkraftanlagen mit einem Einspeise-Anteil von über 60 % mit Abstand an der Spitze lagen (Abbildung 5), gefolgt von der Verstromung fester Biomasse auf Rang zwei.

Abbildung 5: Anteile einzelner Technologien an den Einspeisemengen und am Vergütungsaufwand für sonstigen Ökostrom, 2003



Quelle: E-Control GmbH (2004a), Berechnungen IHSK.

3.2 Durchschnittsvergütung und Förderintensität

Neben den Strommengen, die im Jahr 2003 durch Ökostromanlagen eingespeist wurden, zeigt Tabelle 2 auch den jährlichen Finanzierungsbedarf und die durchschnittliche Vergütung für eine Kilowattstunde Ökostrom je Technologie.

Die teuerste Form der Ökostromerzeugung und damit die förderintensivste Technologie stellen Photovoltaikanlagen dar. Dies zeigt sich am überproportionalen Anteil des Vergütungsaufwands im Verhältnis zu der aus Photovoltaikanlagen eingespeisten Strommenge (Abbildung 5) sowie in der extrem hohen Förderintensität. Diese liegt bei Photovoltaikanlagen, unter Annahme eines Strommarktpreises von 3 Cent/kWh²⁶, bei 95 %. Die Förderintensität gibt an, wie groß der Anteil der Einspeisevergütung ist, der nicht durch den Strommarktpreis gedeckt wird. Sie ist definiert als Quotient aus der Differenz von Durchschnittsvergütung und Marktpreis und der durchschnittlichen Einspeisevergütung. Die Technologie mit der geringsten Förderintensität und damit jene mit der höchsten Annäherung an die Marktreife ist die Kleinwasserkraft. Bei sämtlichen Technologien im Bereich sonstiger Ökostrom liegt die mittlere Förderintensität über 50 % (Tabelle 3).

Tabelle 3: Förderintensität nach Technologien, Reihung absteigend

	Durchschnitts- vergütung [Cent/kWh]	Marktpreis [Cent/kWh]	Vergütung minus Marktpreis [Cent/kWh]	Förderintensität [%]
Photovoltaik	64,4	3,0	61,4	95,3
Biomasse gasförmig	11,3	3,0	8,3	73,5
Biomasse flüssig	10,9	3,0	7,9	72,5
Biomasse fest/ biogene Abfälle	8,6	3,0	5,6	65,2
Windkraft	7,6	3,0	4,6	60,4
Geothermie	6,6	3,0	3,6	54,8
Deponie- und Klärgas	6,5	3,0	3,5	53,7
Kleinwasserkraft	4,4	3,0	1,4	32,4

Quelle: E-Control GmbH (2004a), Berechnungen IHSK.

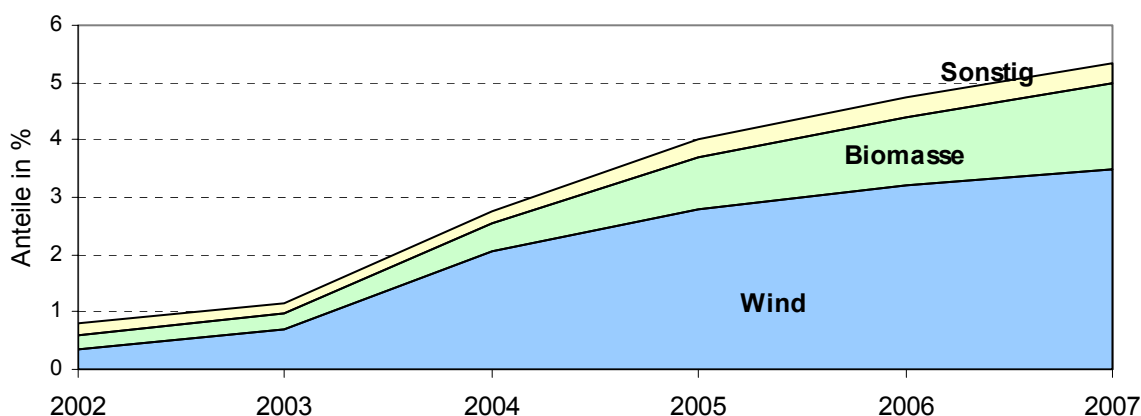
²⁶ Zur Ermittlung des Marktpreises siehe Abschnitt 6.3.3, Verdrängungseffekte.

3.3 Technologietrends und Potenziale der Ökostromentwicklung

In den letzten Jahren war der Ökostromsektor von einer deutlichen Dynamik geprägt: von Oktober 2001 bis Mai 2003 stieg die Zahl der Ökostromanlagen von 55 auf 376, was einem Zuwachs von 584 % entspricht.²⁷ Dieser Anstieg war primär auf das Wachstum bei Windrädern und Anlagen zur Verstromung fester Biomasse (inkl. Abfälle mit hohem biogenen Anteil und Mischfeuerungen) zurückzuführen²⁸ - ein Trend, der sich nach aktuellen Prognosen auch in Zukunft fortsetzen wird und der sich in den prognostizierten Einspeisemengen dieser Technologien widerspiegelt (Abbildung 6).

Für das Jahr 2004 wird ein Anstieg des Anteils²⁹ von sonstigem Ökostrom auf 2,75 % prognostiziert (Abbildung 7). Im Jahr 2007 wird der Erzeugungsanteil 5,35 % betragen, wobei 3,5 % aus Windenergie und 1,5 % aus fester Biomasse stammen werden.³⁰

Abbildung 6: Prognose³¹ zur künftigen Struktur der Ökostromerzeugung (Anteile an gesamter Stromabgabe in %).



Quelle: E-Control GmbH (<http://www.e-control.at/>), Zugriff Mai 2004.

Von dieser Ausbauprognose lässt sich auf den künftigen Förderbedarf für Ökostrom schließen. Bereits das 4 %-Ziel, welches 2005 erreicht werden dürfte, übersteigt den im Ökostromgesetz vorgesehenen Finanzierungsrahmen (Abbildung 7). Ein weiterer Anstieg der Erzeugung sonstigen Ökostroms auf 5,35 % wäre mit Kosten in der Höhe von € 214 Mio.

²⁷ Diese Zahlen sind insofern zu relativieren, als auch sehr kleine Windparks oder Photovoltaikanlagen jeweils als einzelne Anlage gezählt werden.

²⁸ E-Control GmbH (2003c): Bericht über die Ökostromentwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung, Juni 2003.

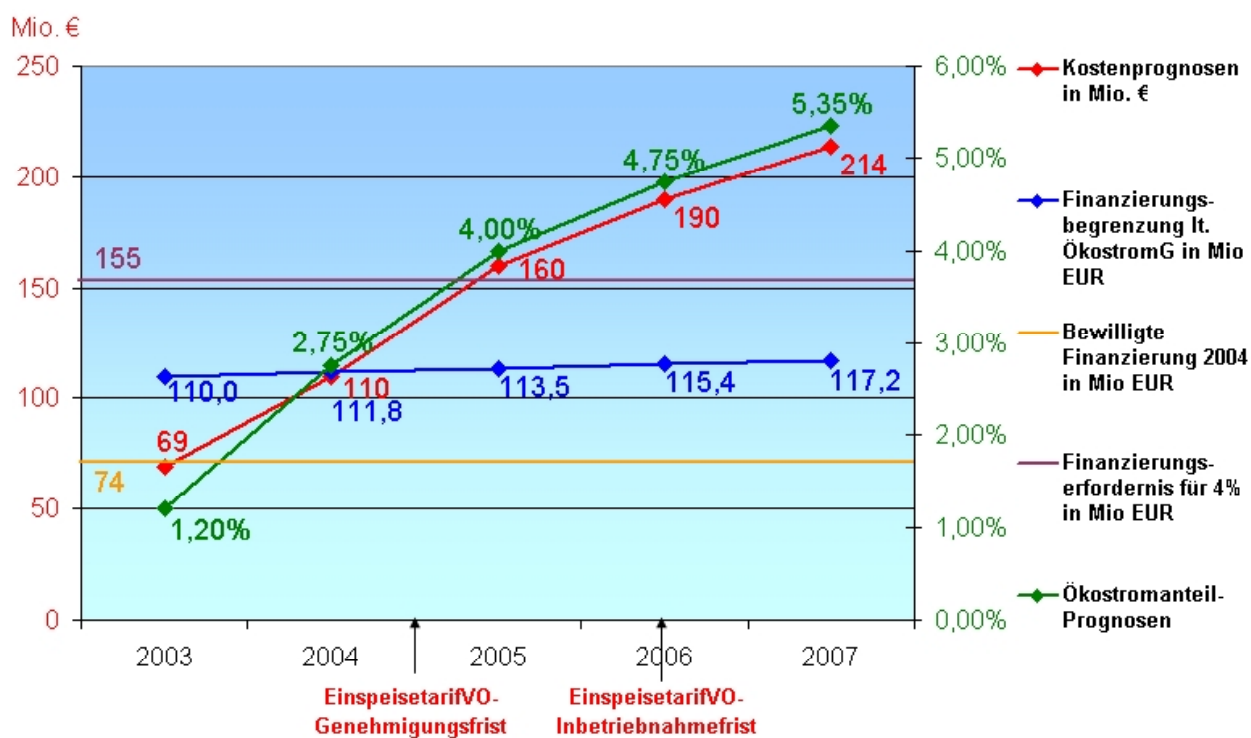
²⁹ Bezogen auf die Stromabgabe an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen.

³⁰ Diesen Berechnungen liegt ein angenommenes jährliches Wachstum des Stromverbrauchs von 1,6 % zugrunde.

³¹ Bis 2003 vorläufige Ist-Daten, ab 2004 Prognosedaten.

verbunden. Die damit einhergehende erhöhte Belastung der Stromkunden wirft Fragen nach der politischen Durchsetzbarkeit auf. Die Schere zwischen den prognostizierten Kosten der Ökostromförderung und den verfügbaren Finanzierungsmitteln laut Ökostromgesetz öffnet sich ab 2004 deutlich.

Abbildung 7: Prognose zur Entwicklung des Sektors „sonstiger Ökostrom“



Quelle: E-Control GmbH (<http://www.e-control.at/>), Zugriff Mai 2004.

4 Ziele und Grenzen der Ökostromförderung

Das politische Interesse an der Forcierung regenerativer Energiequellen ist neben umweltpolitischen Zielen auf wirtschafts- und gesellschaftspolitische Kalküle zurückzuführen: neben positiven ökologischen Effekten des Klima- und Umweltschutzes werden z.B. eine Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten, eine langfristige Versorgungssicherheit oder eine Erhöhung der regionalen Wertschöpfung und Beschäftigung als Ziele verfolgt (Abschnitt 4.1).

Ein massiver Ausbau der Nutzung regenerativer Energien zur Elektrizitätsversorgung stößt jedoch auch auf Grenzen der Finanzierbarkeit und der sozialen Akzeptanz: da erneuerbare Technologien noch nicht wettbewerbsfähig sind und einer Subventionierung bedürfen, ist ihr Ausbau - zumindest mittelfristig - mit höheren Kosten für die Stromkonsumenten verbunden. Darüber hinaus sind mit der Förderung von Ökostrom auch andere nachteilige Effekte, wie z.B. Mitnahmeeffekte, verbunden (Abschnitt 4.2).

Sofern allein das Interesse am Klimaschutz in den Mittelpunkt der Ökostromförderung gestellt wird und von anderen Zielsetzungen abstrahiert wird, zeigt sich, dass alternative Maßnahmen derzeit kostengünstigere Möglichkeiten bieten, um den Ausstoß an Emissionen und damit das globale Treibhausproblem zu mindern (Abschnitt 4.3).

4.1 Ziele der Ökostromförderung

Auf nationaler Ebene wird als Hauptziel der Förderung erneuerbarer Energieträger zur Stromgewinnung der damit erzielbare Beitrag zum Klima- und Umweltschutz genannt (Ökostromgesetz § 4, Absatz 1). Dieses Ziel soll durch eine Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energieträger bei der Erzeugung elektrischer Energie erreicht werden. Im Gesetz ist des Weiteren festgelegt, dass die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen sind und dass eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen ist.

Neben diesen, im Ökostromgesetz explizit ausgewiesenen Zielsetzungen sind mit der Ökostromförderung auf politischer Ebene darüber hinausgehende Ziele verbunden. Dazu zählen das Erzielen regionaler Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte oder die Reduktion der Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen und damit einer sicheren, nachhaltigen und sozial verträglichen Energieversorgung.³²

³² Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2002a): Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Ziels, Wien. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2002b): Die österreichische Strategie zur Nachhaltigen Entwicklung, Wien. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2003): Erneuerbare Energie in Österreich, 2. Auflage, Wien.

Auch in der dem Ökostromgesetz zugrunde liegenden EU-Richtlinie 2001/77/EG³³ sind verschiedene Argumente angeführt, welche die Förderung von Ökostrom neben umweltpolitischen Zielen aus energiewirtschaftlichen, geopolitischen, sozialen und volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten rechtfertigen. Mit der Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und der Chancen auf eine Marktdurchdringung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern sollen eine langfristige Sicherung und Diversifizierung der Energieversorgung, die Schaffung von Arbeitsplätzen und Einkommen, Entwicklungs- und Exportchancen für klein- und mittelständische Unternehmen und damit positive Effekte für den sozialen und wirtschaftlichen Zusammenhalt erreicht werden.

Unter Einbezug des Ziels einer nachhaltigen, also ökologisch, ökonomisch und sozial verträglichen Energieversorgung, wird das Thema Ökostrom zu einer komplexen Materie.³⁴ Auch werden damit Fragen der inter- und intra-generativen³⁵ Chancengleichheit angesprochen, die über die kurzfristige Betrachtung von Kosten-/Nutzaspekten der Ökostromförderung hinausgehen. Als Prinzip der Nachhaltigkeit gilt, nicht erneuerbare Energieträger und Rohstoffe nur in dem Umfang zu nutzen, als für einen physisch und funktionell gleichwertigen, wirtschaftlich nutzbaren Ersatz gesorgt wird (in Form neu erschlossener Vorräte, erneuerbarer Ressourcen oder einer höheren Produktivität der Ressourcennutzung) sowie die Nutzung regenerativer Ressourcen maximal auf jenes Maß auszudehnen, welches ihrer Regenerationsrate entspricht.

Ein Paradigmenwechsel in der Energieversorgung ist daher angesichts der Endlichkeit nicht-erneuerbarer Ressourcen und der prognostizierten Klimaveränderungen von besonderer Bedeutung für nachfolgende Generationen. Eine objektive Entscheidungsfindung hinsichtlich einer im Zeitverlauf gesellschaftlich optimalen Energieversorgung wird durch die Komplexität der Thematik erschwert. Zielsetzung muss es sein, einen möglichst offenen und breiten gesellschaftlichen Diskurs über die Vor- und Nachteile der Nutzung einzelner Energieträger zu führen.

³³ Europäische Union (2001a): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, Brüssel, September 2001.

³⁴ Zur Umsetzung nachhaltiger Energiesysteme vgl. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2004): Erneuerbare Energien für eine nachhaltige Entwicklung: Impulse für die Renewables 2004, Berlin, Feber 2004.

³⁵ Im Hinblick auf die intragenerationelle Gerechtigkeit bieten dezentrale Energiesysteme ohne Netzgebundenheit die Chance, strukturschwache Regionen zu stärken sowie eine nachhaltige Energieversorgung in den Entwicklungs- und Schwellenländern aufzubauen.

4.1.1 Volkswirtschaftliche Ziele

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind mit der Förderung neuer Technologien zur Nutzung regenerativer Energieträger mehrere Ziele verbunden. Diese können makroökonomischer oder auch wirtschafts- und industriepolitischer Natur sein (Beschäftigung, Wertschöpfung, Aktivierung der Handelsbilanz, technologische Entwicklung und Vormachtstellung, Zugang zu neuen Märkten etc.).

Der Bereich der erneuerbaren Energieträger erweist sich als starker Wachstumsmarkt. Beispielsweise verzeichnete der Sektor Windenergie in der jüngsten Vergangenheit jährlich Zuwachsraten von 30 bis 40 % (bezogen auf den Ausbau von Kapazitäten).³⁶ In die Nutzung regenerativer Energieträger wird u.a. die Hoffnung gelegt, Beschäftigung und Wertschöpfung - speziell auf regionaler Ebene und im Bereich der Klein- und Mittelbetriebe - zu steigern. Nicht zuletzt soll damit eine Stärkung peripherer, strukturschwacher Regionen und somit ein langfristig stabiles sozio-ökonomisches Gleichgewicht erreicht werden.

Wie Kapitel 6 zeigt, sind positive Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte jedoch nicht bei allen betrachteten Technologien zu erwarten. Negative Beschäftigungseffekte ergeben sich bei der Nutzung von Windenergie und im Fall der Photovoltaik. Alle anderen Technologien weisen nach einer betrachteten Betriebsdauer von 20 Jahren³⁷ positive Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte auf. Der positive Brutto-Effekt bei Beschäftigung und Wertschöpfung (durch Investitionen in und den laufenden Betrieb von Ökostromanlagen) wird bei allen Technologien dadurch gemindert, dass die Subventionierung des Ökostroms zur Verringerung des für andere Zwecke zur Verfügung stehenden Einkommens und damit zur Reduktion von Beschäftigung und Wertschöpfung in anderen Branchen (z.B. im Handel) führt. Die Schaffung von Beschäftigung und Wertschöpfung ist aber auch nicht primäres Ziel der Ökostromförderung, sondern vielmehr als positiver Nebeneffekt zu betrachten.

Heimische Firmen partizipieren am Boom der Nutzung erneuerbarer Energieträger, wobei ein stabiler Heimatmarkt (Erhöhung der Investitionsbereitschaft von Unternehmen und Förderung des Innovationspotenzials durch engen Kundenkontakt) sowie eine gezielte Energieforschungs- und -technologiepolitik einen positiven Einfluss auf die Entwicklung international wettbewerbsfähiger Produkte und damit auf Exportmöglichkeiten ausüben. Österreich nimmt im Bereich der energetischen Nutzung von Wasserkraft³⁸ und Biomasse

³⁶ WWF Österreich (2003): Ökologische Leitlinien für den Ausbau von Ökostromanlagen in Österreich. Wien, März 2003.

³⁷ Bei Wasserkraft von 30 Jahren.

³⁸ Im Bereich der Wasserkraft-Technologien verfügt Österreich über umfassendes Know-how bei Planung, Errichtung und Betrieb, das international erfolgreich vermarktet wird; in einigen Segmenten gilt Österreich weltweit als Markt- und Technologieführer. Quelle: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (2002): Österreichisches Energieforschungs- und -technologiekonzept. Wien, Juli 2002.

(speziell bei Feuerungsanlagen im kleinen und mittelgroßen Leistungsbereich) eine internationale Spitzenposition bei Forschung und Entwicklung ein, was u.a. in der Partizipation österreichischer Forschungsinstitute und Firmen an diversen Projekten der Internationalen Energieagentur sowie an EU-Programmen zum Ausdruck kommt.³⁹ Der sich rasant entwickelnde Markt für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien trägt so zur Standortsicherung bestehender und zur Schaffung neuer Unternehmen und Arbeitsplätze bei. Neben erfolgreichen österreichischen Unternehmen im Bereich Wasserkraft und im Bioenergiesektor ist es österreichischen Firmen gelungen, sich auch im Bereich der Photovoltaik-Folgetechnologien (Wechselrichter, Leistungselektronik) und in der PV-Zulieferindustrie (Schutzfolien für Solarmodule) international zu etablieren, wie einige Beispiele zeigen. Die österreichische Firma Fronius International GmbH (Wels-Thalheim, OÖ) ist EU-weit der zweitgrößte PV Inverter-Produzent und erzielt mit PV-Wechselrichtern einen Exportanteil von rund 90 %. Die Isovolta AG (Werndorf, Stmk.) ist Weltmarktführer bei der Produktion flexibler Verbundlamine zur Einkapselung von Solarzellen (der Exportanteil beträgt 99 %). Die Firma PVT Austria GmbH (Neudorf/Staatz, NÖ) beschäftigt sich seit 2001 mit der Produktion von Photovoltaik-Modulen, wobei ein Großteil der Einzelkomponenten (Glas, Rahmen etc.) von österreichischen Unternehmen bezogen wird.⁴⁰ Auch im Bereich der Windkraft konnten sich österreichische Unternehmen international erfolgreich in der Zulieferindustrie etablieren. Als Beispiele seien die Elin EBG Motoren GmbH (Weiz, Stmk.), einer der führenden Generatorenlieferanten in der Windbranche, oder die oberösterreichische Firma Hexcel Composites GmbH, die Verbundwerkstoffe für Rotorflügel an die weltweit wichtigsten Windkraftanlagenhersteller liefert, genannt.⁴¹

Insbesondere im Bereich der Photovoltaik, aber auch bei der Windkraftnutzung, sind in den kommenden Jahren technologische Fortschritte und Lernkurveneffekte zu erwarten. Eine Technologieförderung scheint daher insbesondere hier sinnvoll. Technologien zur Nutzung von Biomasse und Wasserkraft sind als ausgereifter zu beurteilen, dennoch bestehen auch hier noch Innovationspotenziale.

Bei der Errichtung und beim Betrieb von Ökostromanlagen spielen neben anderen Branchen der Bau- und der Dienstleistungssektor (Erstellung und Planung der Anlage, Wartung, Instandhaltung etc.) eine wichtige Rolle, wobei hier positive Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte insbesondere für lokal ansässige Unternehmen und damit eine Stärkung der regionalen Wirtschaftskraft zu erwarten sind. Grundsätzlich gilt, dass sich insbesondere bei Stromerzeugungstechnologien, die auf regionale Beschaffungs-, Verarbeitungs-, Transport- und Verwertungsstrukturen zurückgreifen, positive Impulse für die

³⁹ Beteiligungen Österreichs an IEA-Programmen: <http://www.energytech.at/iea/austria.html>.

⁴⁰ Bundesverband Photovoltaik Österreich (2003): Konzeptpapier zur Förderung der Photovoltaik in Österreich. November 2003.

⁴¹ http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1000871.

regionale Wirtschaft ergeben. Dies ist z.B. bei der Verstromung von heimischer Biomasse der Fall. Dadurch können im land- und forstwirtschaftlichen Sektor alternative Einkommensquellen erschlossen und Arbeitsplätze gerade in strukturschwachen und von Abwanderung betroffenen Regionen gesichert bzw. neu geschaffen werden. Eine verstärkte Nutzung des heimischen Biomasse-Potenzials ist dabei von der künftigen Nachfrage- und Preisentwicklung für die jeweiligen Brennstoffsegmente (Sägespäne, Rinde, Waldhackgut, Energiepflanzen etc.) abhängig. Bisher basiert die Verstromung von Biomasse stark auf der Nutzung von Abfallstoffen, z.B. aus der Holz- und Sägeindustrie, da diese deutlich geringere Preise aufweisen als beispielsweise Hackgut aus der heimischen Forstwirtschaft. Vielfach kann auch die bei der Stromproduktion entstehende Abwärme betrieblich genutzt werden (Raum- und/oder Prozesswärme), was ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist. Die Reststoffe aus der Holzbe- und -verarbeitung werden jedoch schon heute zu praktisch 100 Prozent energetisch oder stofflich verwertet, sodass ein Anstieg der Nachfrage nach fester Biomasse für die Strom- und Wärmeproduktion mit Preissteigerungen bzw. zunehmenden Importen verbunden sein dürfte.⁴² Um daher einerseits positive Impulse für die heimische Land- und Forstwirtschaft zu erzielen und andererseits einem Anziehen der Rohstoffpreise entgegen zu wirken, sind begleitende Maßnahmen gefordert. Dies wäre über ein „Aktionsprogramm Energieholz“ zur Verbesserung von Erntetechnologien, Effizienzsteigerungen bei der Bereitstellungslogistik etc. denkbar, um reichlich vorhandene, noch ungenutzte heimische Energiepotenziale zu konkurrenzfähigen Preisen auf den Markt zu bringen.⁴³

Durch die vermehrte Nutzung regenerativer Energieträger kommt es darüber hinaus zu positiven Effekten für den österreichischen Außenhandel. Einerseits sinkt der Bedarf an Stromimporten und die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger wie Erdöl, Erdgas und Kohle, andererseits wird die Außenhandelsbilanz durch den Export von Technologien und Know-how in den Bereichen Kleinwasserkraft und Biomasse aktiviert. Komponenten für Windkraft- und Photovoltaikanlagen stammen hingegen zu einem erheblichen Teil aus dem Ausland, wodurch die genannten Außenhandelsvorteile geschmälert werden.

Gute Marktchancen für österreichische Umwelt- und Energietechnikunternehmen sind im nächsten Jahrzehnt insbesondere in den 2004 der EU beigetretenen Nachbarländern gegeben, die sich in den Beitrittsverhandlungen zu konkreten, verbindlichen Zeitplänen und Qualitätsstandards entsprechend dem EU-Acquis verpflichtet haben.⁴⁴

Als wesentliches Argument für die Nutzung erneuerbarer Energieträger sind auch die mit der Nutzung fossil betriebener Kraftwerke verbundenen externen Kosten (Gesundheitsschäden,

⁴² WWF Österreich (2003).

⁴³ WWF Österreich (2003).

⁴⁴ ÖGUT (2004): Umwelttechnikmärkte in Mittel- und Osteuropa. Bericht 2004. Wien.

Klima- und Umweltschäden, Landschaftsverbrauch und -eingriffe etc.) zu nennen. Mit der Einführung des EU-weiten CO₂-Emissionszertifikatehandels für den Energiesektor ab dem Jahr 2005 werden soziale Kosten zumindest teilweise internalisiert und der Ausstoß von CO₂ an den Besitz von Emissionszertifikaten gebunden. Reichen diese nicht aus, ist der Ankauf von weiteren Emissionsrechten erforderlich. Umgekehrt können durch die Reduktion von Treibhausgasen Erlöse erzielt werden. Ein Paradigmenwechsel in der Elektrizitätswirtschaft, hin zu einer nachhaltigeren Energieversorgung, ist damit mit ökonomischen und ökologischen Vorteilen verbunden.

4.1.2 Strategische Ziele

Aus strategischer und energiewirtschaftlicher Sicht spielen Ziele wie Erhöhung der Versorgungssicherheit und -unabhängigkeit, Diversifizierung der Energieträger, Risikostreuung und eine möglichst weitgehende Stabilität der Energiepreise eine wesentliche Rolle. Aus geopolitischer Sicht bestehen Argumente gegen eine zunehmende Abhängigkeit von fossilen, in ihren Vorräten begrenzten Energieträgern aus zum Teil politisch instabilen Regionen. Der Einsatz regenerativer Energiequellen kann daher trotz höherer Stromgestehungskosten gerechtfertigt werden, da mit einer steigenden Importabhängigkeit eine potenzielle Gefährdung der Wirtschaftsentwicklung, des Wohlstandes und des sozialen Zusammenhalts verbunden sein kann.

In ihrem Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“⁴⁵ konkretisiert die Europäische Kommission die mit der Abhängigkeit von nicht erneuerbaren Energieträgern verbundenen Risiken einer nachhaltigen Energieversorgung und unterscheidet Risiken physischer, wirtschaftlicher, sozialer und ökologischer Natur. Als konkrete Bedrohungsszenarien physischer Natur werden das absehbare Versiegen fossiler Rohstoffe, ein Ausstieg aus der Atomenergie (Auftreten von Störfällen, sinkende soziale Akzeptanz) sowie geopolitische Krisen oder Naturkatastrophen angeführt. Aus wirtschaftlicher Perspektive besteht das Risiko einer drastischen Verteuerung von Energieprodukten auf dem Weltmarkt infolge der Verknappung von Rohstoffen. Auch eine hohe Preisvolatilität hätte negative Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Das Eintreten von Versorgungsengpässen könnte darüber hinaus zu sozialen Spannungen und Konflikten führen. Auch ist die Nutzung von fossilen Energieträgern unweigerlich mit Umwelt- und Klimaschäden verbunden (lecke Gaspipelines, Treibhausgas- und andere Schadstoffemissionen). Die EU-Kommission spricht sich in ihrem Grünbuch für den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energieträger aus: „Die langfristige EU-Strategie für die

⁴⁵ Europäische Union (2001b): Grünbuch - Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel.

Energieversorgungssicherheit muss daher im Hinblick auf das Wohl der Bürger und der Wirtschaft sicherstellen, dass Energieträger fortlaufend und zu für alle Verbraucher verkraftbaren Preisen auf dem Markt zur Verfügung stehen, wobei Umwelterwägungen und das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung, das im Vertrag über die Europäische Union festgeschrieben ist, zu berücksichtigen sind. Anzustreben sind unter anderem die Ausgewogenheit und Diversifizierung der verschiedenen Energiequellen (nach Energieträgern und geographischen Zonen)⁴⁶.

Ein weiteres Argument für eine Vielzahl kleinerer, dezentraler Kraftwerke, wie sie durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt werden, ist eine höhere Ausfallsicherheit. Der technische Störfall einer einzelnen Anlage ist bei einer Vielzahl von kleinen, dezentralen Kraftwerken weniger problematisch als ein Störfall in großen Kraftwerken. Durch das örtliche Zusammenführen von Angebot und Nachfrage werden darüber hinaus auch Umwandlungs- und Transportverluste minimiert.

Nachteilig, im Hinblick auf die kurzfristige Versorgungssicherheit, wirken sich hingegen volatile Wind- und Strahlungsverhältnisse aus. Mittel- bis langfristig erfolgt die Einspeisung jedoch auch bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen entsprechend einer Wahrscheinlichkeitsverteilung.

4.1.3 Ökologische Ziele

Der Einsatz erneuerbarer Energieträger zur Elektrizitätserzeugung stellt eine mögliche Maßnahme in einem erforderlichen Aktionsbündel zur Reduktion treibhauswirksamer Gase dar. Der Betrieb von Ökostromanlagen gilt als CO₂-neutral.⁴⁷ Im Fall der Biomasse stimmt dies, solange der entnommene Vorrat an Biomasse wieder nachwächst und in dem Maße CO₂ bindet, als bei der Verbrennung von Biomasse freigesetzt wird.

Der Ökostromsektor liefert damit einen Beitrag zur Erfüllung der Kyoto-Verpflichtung Österreichs.⁴⁸ Eine absolute Reduktion der Emissionen im Elektrizitätssektor kann jedoch nur erreicht werden, wenn die Stromlieferung aus erneuerbaren Energieträgern nicht durch den Zuwachs der Stromnachfrage kompensiert wird. Der Sektor Energieversorgung war im Jahr 2002 mit einem Anteil von 18 % drittgrößter Emittent von Treibhausgasen, nach den

⁴⁶ Europäische Union (2001b): Grünbuch.

⁴⁷ Treibhausgas- und Schadstoffemissionen, die bei der Produktion oder dem Transport von Anlagen oder Brennstoffen (Biomasse) entstehen, bleiben bei dieser Betrachtung unberücksichtigt.

⁴⁸ Mit dem Kyoto Protokoll hat sich Österreich zu einer 13-prozentigen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2010 gegenüber dem Basisjahr 1990 verpflichtet. Zum aktuellen Stand der Klimaschutzbemühungen siehe: Umweltbundesamt (2004): Kyoto-Fortschrittsbericht Österreich 2004, Wien (<http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/BE245.pdf>).

Sektoren Industrie und Verkehr. Von 1990 bis 2002 haben die Kohlendioxid-Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeproduktion um 7 % zugenommen.⁴⁹

In zahlreichen Publikationen hat das ‚International Panel on Climate Change (IPCC)‘ auf den Anstieg von Treibhausgasemissionen in der Atmosphäre hingewiesen und mögliche negative Folgen für die Menschheit beschrieben.⁵⁰ Unter Klimaexperten herrscht weitgehend Einigkeit darüber, dass nur eine rasche und drastische Reduktion von klimarelevanten Treibhausgasen eine anthropogen verursachte Klimakatastrophe abwenden kann. Da der Stromverbrauch in Österreich prognosegemäß auch in den nächsten Jahren weiter ansteigen wird⁵¹, können erneuerbare Energieträger einen Beitrag dazu leisten, die Schere zwischen dem wachsenden Strombedarf und der notwendigen CO₂-Reduktion umwelt- und sozialverträglich zu schließen. Insbesondere bieten sie eine Alternative zur klimaverträglichen, jedoch mit einer Vielzahl von Problemen behafteten Kernenergie (Entsorgung und Endlagerung radioaktiver Abfälle), die in der Europäischen Union in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts massiv gefördert und ausgebaut wurde. Dies ist umso mehr relevant, als sich mehrere EU-Länder (z.B. Deutschland) zu einem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bekannt haben.⁵² Jedoch zeigt Abschnitt 4.3, dass der Ausbau von Ökostromanlagen nicht die kosteneffizienteste Methode zur Reduktion klimawirksamer Gase ist und durch einen alternativen Mitteleinsatz ein größerer Beitrag zum Klimaschutz zu erzielen wäre.

Der Ersatz fossiler Brennstoffe ist über den positiven Effekt für das globale Klima hinaus mit weiteren umweltrelevanten Vorteilen verbunden, wie z.B. der Verringerung luftschadstoffbedingter Gesundheitsschäden. Auch entstehen bei der konventionellen Lagerung und Ausbringung von landwirtschaftlichen Abfällen hoch treibhauswirksame Gase (Methan und Lachgas), welche ungehindert in die Atmosphäre entweichen. Durch die kontrollierte Vergärung und anschließende Verbrennung bei der Biogasverstromung wird nicht Methan, sondern Kohlendioxid freigesetzt, das ein geringeres Treibhauspotenzial aufweist. Die ausgegorene Biogasgülle wird zum hochwertigen, bodenfreundlichen Dünger und trägt zu einer Bodenverbesserung sowie zum Schutz von Grund- und Oberflächengewässern bei. Darüber hinaus wird die Geruchsbelästigung durch die Verwendung von organischem Dünger in der Landwirtschaft eingedämmt.⁵³

⁴⁹ Umweltbundesamt (2004): Kyoto-Fortschrittsbericht Österreich 2004, Wien (<http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/BE245.pdf>).

⁵⁰ IPCC (2001): Third Assessment Report: Climate Change 2001 (<http://www.ipcc.ch/>).

⁵¹ Das jährliche Wachstum der Stromnachfrage wird auf 1,6 % prognostiziert. Quelle: E-Control GmbH: Prognosen der Ökostromentwicklung, <http://www.e-control.at/>.

⁵² Für eine ausführliche Diskussion zu den Vor- und Nachteilen der Kernenergie siehe: Europäische Union (2001b): Grünbuch.

⁵³ WWF Österreich (2003).

Als positiver Aspekt der Nutzung von Photovoltaik in Verbindung mit Gebäuden, d.h. bei eher kleinen, dezentralen Anlagen, kann angeführt werden, dass mit der Installation und dem Betrieb der Anlagen kein unmittelbarer Landschaftsverbrauch verbunden ist.

Durch eine verstärkte Nutzung von Durchforstungsrückständen im Fall der Biomasseverstromung würde auch ein positiver Beitrag zur Waldpflege geleistet.

4.1.4 Zielerreichung und Zielkonflikte

Die in den vorangegangenen Abschnitten diskutierten Ziele der Ökostromförderung werden in der folgenden Tabelle im Überblick veranschaulicht. Dabei werden auch kritische Erfolgsfaktoren betrachtet.

Tabelle 4: Ziele, Zielerreichungsgrad und kritische Erfolgsfaktoren

Ziel	Windkraft	Photovoltaik	Kleinwasserkraft	Biomasse
Klimaschutz	Erneuerbare Energieträger leisten einen Beitrag zum Klimaschutz, jedoch ist die Emissionsreduktion im Vergleich mit anderen Maßnahmen der Emissionsminderung (z.B. Gebäudesanierung, Verbesserung der Energieeffizienz, Joint Implementation, Klimaschutzprogramme u.a. der Weltbank) mit relativ hohen Kosten verbunden.			
Technologieförderung	Im Bereich der Windkraft sind weitere Lernkurveneffekte zu erwarten. Eine Technologieförderung erscheint aus dieser Perspektive sinnvoll.	Im Bereich der Photovoltaik ist ein rascher technologischer Fortschritt zu erwarten. Eine Technologieförderung erscheint daher in diesem Bereich prioritär; zudem ist die Förderung der Stromproduktion mit einem hohen Subventionsbedarf verbunden.	Die Nutzung der Kleinwasserkraft ist eine ausgereifte Technologie, die Stromerzeugungskosten liegen nahe am Marktpreis. Eine Technologieförderung in großem Umfang erscheint daher nicht empfehlenswert.	Die Verbrennung von Biomasse ist eine ausgereifte Technologie, dennoch gibt es in div. Segmenten der Biomassenutzung Innovationspotenziale, sodass eine Technologieförderung sinnvoll erscheint (Halten des Forschungsvorsprungs).
Reduktion der Importabhängigkeit	Durch den Einsatz regenerativer Energiequellen wird die Abhängigkeit von importierten fossilen Energiequellen und von Importstrom reduziert. Diese Diversifizierung der Stromerzeugung stellt eine Art Versicherung gegen steigende Preise für fossile Primärenergieträger dar, die jedoch mit volkswirtschaftlichen Kosten verbunden ist.			
Außenhandelsvorteile	Es gibt in Österreich keine Hersteller von Komplettsystemen; einzelne Firmen sind als Zulieferer tätig (Generatoren, Rotorblätter etc.).	Keine Produktion von PV-Zellen in Österreich, jedoch einzelner Anlagen-Komponenten (wie Wechselrichter); Assembling.	Anlagen sind weitgehend heimische Technologie. Know-how wird exportiert.	Anlagen sind weitgehend heimische Technologie. Know-how wird exportiert. Feste Biomasse wird jedoch zu etwa einem Drittel importiert; eine Verknappung des heimischen Brennstoffangebots als Folge breiterer Anwendung führt zu steigenden Importanteilen.
Versorgungssicherheit	Volatile Windverhältnisse: kurzfristig ist Einspeisung nur bedingt prognostizierbar; mittel- und langfristig entsprechend einer Wahrscheinlichkeitsverteilung (Notwendigkeit entsprechender Ausgleichsenergie).	Volatile Strahlungsverhältnisse: Kurzfristig ist Einspeisung nur bedingt prognostizierbar; mittel- und langfristig entsprechend einer Wahrscheinlichkeitsverteilung (Notwendigkeit entsprechender Ausgleichsenergie).	Kapazität durch Wasserdargebot begrenzt und daher mit Schwankungen verbunden. Kurzfristig (day ahead) hohe Einspeisesicherheit.	Biomasse kann bevorratet und in Abhängigkeit von der Stromnachfrage eingesetzt werden. Begrenzt verfügbare, kostengünstige Biomasse zieht bei verstärkter Nutzung für energetische Zwecke jedoch wachsende Brennstoffkosten nach sich.
Beschäftigung und Wertschöpfung⁵⁴	Beschäftigung (VZÄ): -6,4 Wertschöpfung (Mio. €): -0,3 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: -4	Beschäftigung (VZÄ): -77,0 Wertschöpfung (Mio. €): -3,4 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: -5	Beschäftigung (VZÄ): 17,1 Wertschöpfung (Mio. €): 1,0 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: 66	Beschäftigung (VZÄ): 9,9 bis 64,6 Wertschöpfung (Mio. €): 0,3 bis 1,4 VZÄ je 1. Mio. € Subvention: 4 bis 37

Quelle: IHSK

⁵⁴ Die Förderung von Ökostrom über 13 Jahre führt zu den oben ausgewiesene Ergebnissen (für normierte Anlagen zur jährlichen Stromerzeugung von 2 GWh). Diesen Effekten von Beschäftigung (Vollzeitäquivalente - VZÄ) und Wertschöpfung liegen verschiedene Annahmen zugrunde, welche die Spannweiten erklären. Der Einkommensentzugseffekt, der sich aus der Subventionierung von Ökostrom ergibt, führt zu einer Verringerung der positiven Effekte und in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik zu einer negativen Gesamtbilanz.

Bei der Argumentation für eine Subventionierung der Ökostromproduktion besteht das Problem der gleichzeitigen Verfolgung einer Vielzahl von Zielen mit nur einem Instrument. Aus der Theorie der Wirtschaftspolitik ist bekannt, dass die gewünschten Ziele dann exakt erreicht werden können, wenn die Anzahl der Ziele genau der Zahl der Instrumente entspricht. In diesem Fall kann jedem Ziel ein Instrument zugeordnet werden.⁵⁵ Falls jedoch mehr Ziele als Instrumente bestehen, kommt der Beziehung zwischen den einzelnen Zielen besondere Bedeutung zu. Idealerweise sind unterschiedliche Ziele komplementär zueinander. In diesem Fall ist die Verfolgung eines Ziels der Erreichung eines anderen Ziels förderlich.

In der Praxis jedoch - so auch bei der Ökostromförderung - bestehen häufig Zielkonflikte (Trade-offs) und die Verfolgung eines Ziels ist der Erreichung eines anderen Ziels abträglich. So sieht das Ökostromgesetz vor, die Mittel zur Förderung effizient einzusetzen und eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien anzustreben. Ein kosteneffizienter Einsatz des verfügbaren Fördervolumens würde bedeuten, dass jene Technologien subventioniert werden sollten, die bereits eine relativ hohe Marktreife und damit einen eher geringen Förderbedarf aufweisen. Dies würde jedoch der Subventionierung der Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen, die aus technologie- und umweltpolitischen Motiven (großes Kostendegressionspotenzial, unerschöpflicher Energievorrat) als besonders förderwürdig eingeschätzt werden kann, widersprechen.

Dem Ausbau erneuerbarer Energieträger wird im Sinne eines Beitrags zum Klimaschutz große Bedeutung beigemessen. Jedoch treten beim Ausbau von Ökostromanlagen Konflikte mit anderen ökologischen Zielen auf, wenn z.B. der Bau und der Betrieb von Ökostromanlagen einen negativen Einfluss auf Wald- und Gewässerökosysteme ausüben (Habitatsverluste und Landschaftsverbrauch durch Infrastruktur wie Zufahrtswege und Straßen etc.). Insbesondere im Bereich der Kleinwasserkraft gibt es aus Naturschutzgründen Argumente gegen einen vermehrten Ausbau (Zerstörung von Ökosystemen, Reduktion naturnaher Flusssysteme etc.).⁵⁶ Darüber hinaus kann eine intensive Nutzung auch zu Widerständen in der Bevölkerung führen, z.B. bei Windrädern (Schattenwurf, Lärmbelästigung, Landschaftsästhetik).

⁵⁵ Tinbergen, J. (1956): Economic Policy: Principles and Design. Amsterdam.

⁵⁶ WWF Österreich (2003)

4.2 Grenzen der Ökostromerzeugung

Neben den genannten Vorteilen und Argumenten für den Ausbau von Ökostrom gibt es auch nachteilige Effekte, welche die Grenzen der Ökostromförderung aufzeigen. Hier sind insbesondere der Anstieg der Strompreise für die Konsumenten sowie die Gefahr von Mitnahmeeffekten zu nennen.

4.2.1 Höhere Strompreise

Die Stromgestehungskosten von Ökostromanlagen liegen durchwegs über dem Marktpreis für Strom und machen Subventionszahlungen nötig. Diese Subventionen (Einspeisetarife, Zahlungen für Ausgleichsenergie) werden über Zuschläge auf den Strompreis finanziert und müssen von den Konsumenten getragen werden. Aktuell sind die Zuschläge und damit auch der für die Förderung neuer Ökostromanlagen zur Verfügung stehende Finanzrahmen gedeckelt (Kapitel 3). Es ist vom politischen Entscheidungsprozess abhängig, in welcher Höhe diese Zuschläge künftig erhoben werden und welcher Finanzrahmen damit für den Ausbau von Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energieträgern zur Verfügung stehen wird.

Der Subventionsbedarf erneuerbarer Energieträger ist jedoch aufgrund von zwei Argumenten zu relativieren:

- a) Auch die Heranführung der Kernenergie an ihre Marktreife und die folgende breite Anwendung zur Stromerzeugung in Europa (insbesondere in Frankreich)⁵⁷ war mit massiven Förderungen verbunden (Euratom-Vertrag). Erst durch diese industriepolitische Schwerpunktsetzung in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurde eine Dynamik im Bereich der Forschung und der technologischen Entwicklung hin zur Marktreife der Kernkraft möglich.⁵⁸ Nach wie vor, so zeigt eine aktuelle Studie der Europäischen Umweltagentur für das Jahr 2001, fließt nur ein relativ kleiner Anteil der gesamten Energiesubventionen der EU-15 in den Sektor erneuerbare Energien (18,2 %); dagegen wurden 44,5 % für Kohle, 29,8 % für Öl und Gas und 7,5 % für Atomenergie aufgewendet.⁵⁹

⁵⁷ Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung der EU-15 beträgt rund 35%. Europäische Union (2001b): Grünbuch: Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit. Brüssel.

⁵⁸ Europäische Union (2001b): Grünbuch, S. 31ff.

⁵⁹ European Environment Agency (2004): Energy subsidies in the European Union: A brief overview, Copenhagen, 2004.

- b) Die Verbrennung fossiler Energieträger sowie die Nutzung der Kernenergie sind mit externen Kosten⁶⁰ verbunden, die sich nicht in den Strompreisen widerspiegeln. Dadurch ist der Marktmechanismus gestört und der Preis, der dezentral getroffene Entscheidungen von Käufern und Verkäufern koordiniert, funktioniert nicht als Knappheitssignal. Ohne die Berücksichtigung sozialer Kosten sind die Preise für Strom aus fossilen Energieträgern und Kernenergie zu niedrig und es kommt zu einer volkswirtschaftlich nicht optimalen Übernutzung. Umgekehrt bleibt die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energieträger und deren Nutzung unter dem volkswirtschaftlich optimalen Ausmaß. Eine Subventionierung der Nutzung erneuerbarer Energieträger ist daher aus volkswirtschaftlicher Sicht gerechtfertigt. Die Förderung von Ökostrom sollte sich jedoch auf die Förderung der Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger richten, um Dauersubventionen zu vermeiden.

Die Subventionierung von Ökostrom könnte dadurch verringert werden, dass sich im europäischen Binnenmarkt die Förderung auf die für die einzelnen Technologien optimalen Standorte konzentriert. So kann es beispielsweise sinnvoll sein, die Nutzung der Windenergie auf Off-shore-Anlagen oder die Förderung von Photovoltaikanlagen auf besonders sonnenreiche Gebiete zu beschränken. Eine starke Anlagenkonzentration in einzelnen Regionen kann jedoch zu Schwierigkeiten bei der politischen Durchsetzbarkeit führen.

4.2.2 Mitnahmeeffekte

Anreizfinanzierungen, Einspeisetarife und andere Subventionen zielen auf einen Lenkungseffekt ab: das Einspeisetarifsystem der Ökostromförderung in Österreich dient der Erhöhung der Ökostromquote. Subventionen sind jedoch neben dem erwünschten Lenkungseffekt vielfach mit unerwünschten Mitnahmeeffekten verbunden.

Da die Stromgestehungskosten neuer Ökostromanlagen über dem Marktpreis für Strom liegen, kann generell davon ausgegangen werden, dass der Großteil der in den letzten Jahren installierten bzw. gebauten Anlagen ohne eine Förderung nicht errichtet worden wäre. Ein Indiz dafür ist auch die enorme Dynamik bei neu genehmigten Anlagen, die mit der Einführung einer Förderung von Ökostromanlagen einherging.⁶¹

⁶⁰ Wie Gesundheits-, Klima- und Umweltschäden, Rüstungsausgaben zur Sicherung energiepolitischer Interessen, Kosten für das Aufgebot von Sicherheitskräften bei Atommüll-Transporten, Folgeschäden von Reaktor-Unfällen etc.

⁶¹ E-Control GmbH (2003b): Bericht über die Ökostromentwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung, Wien, Juni 2003.

Ein gewisser Mitnahmeeffekt lässt sich dennoch nicht vermeiden. So können auch andere Motive als die betriebswirtschaftliche Rentabilität für die Errichtung von Anlagen entscheidend sein (Demonstrationsanlagen im Zuge von Forschungsvorhaben, Idealismus im Sinne eines Beitrags zum Umwelt- und Klimaschutz, Verwertung betrieblicher Rest- oder Abfallstoffe etc.). Ein Mitnahmeeffekt ist jedenfalls bei älteren Anlagen zu verzeichnen, die noch vor Einführung der Ökostromförderung errichtet wurden und die jetzt von dieser Förderung profitieren.⁶²

4.3 Ökostrom-Förderung im Vergleich von Maßnahmen der Wirtschafts- und Umweltschutzförderung

Ziel des Ökostromgesetzes ist es, „im Interesse des Klima- und Umweltschutzes den Anteil der Erzeugung von elektrischer Energie in Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger zu erhöhen“⁶³. Der Ausbau bzw. die verstärkte Einspeisung von Ökostrom sollen einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Ziele der Österreichischen Klimastrategie⁶⁴ leisten; Österreich hat für die sechs⁶⁵ wichtigsten Treibhausgase ein Emissionsreduktionsziel von 13 % gegenüber 1990⁶⁶ festgelegt, wobei im Bereich der Stromerzeugung von einem Reduktionspotenzial in Höhe von etwa 2,1 Mio. t CO₂-Äquivalenten gegenüber der in der Klimastrategie dargelegten Trendabschätzung ausgegangen wird.

Ohne Berücksichtigung sonstiger energiepolitisch relevanter Aspekte ist aus Sicht einer kostenminimalen Form der CO₂-Reduktion die Förderung erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung in ihrer derzeitigen Ausgestaltung mit hohen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden. Untersuchungen zeigen, dass die CO₂-Zertifikatspreise von kostengünstigen Klimaprojekten deutlich unter € 10 pro Tonne CO₂ liegen. CO₂-Einsparungen - anrechenbar für die Kyoto-Verpflichtungsperiode - werden zu einem Preis von € 3 bis 6 pro Tonne CO₂ gehandelt. An dem im Aufbau befindlichen Einzelhandelsmarkt für kleinere Klimaschutzprojekte werden die Emissionseinsparungen zu einem etwas höheren Preis von max. US\$ 12 pro Tonne CO₂ verkauft.⁶⁷

⁶² Allerdings erhält nur ein Teil der Altanlagen die neuen, höheren Einspeisetarife. Zum Teil wurden auch die alten Tarife fortgeschrieben.

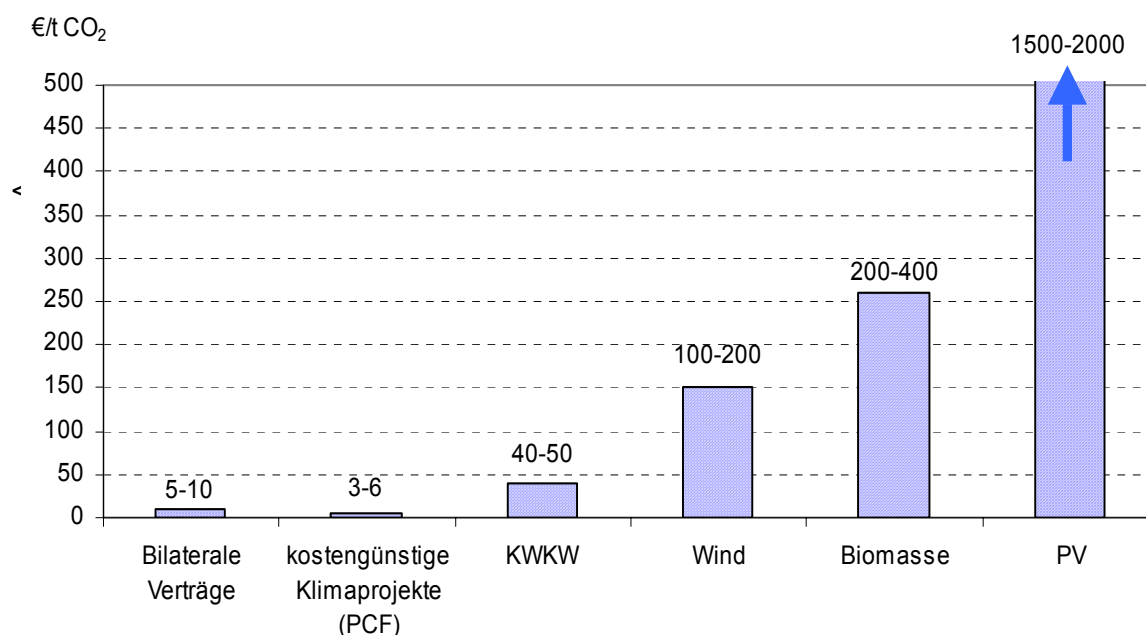
⁶³ Ökostromgesetz § 4 (1).

⁶⁴ Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2002a): Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Ziels, Klimastrategie 2008/2012, vom Ministerrat angenommen am 12. Juni 2002.

⁶⁵ Zu diesen zählen: Kohlendioxid CO₂, Methan CH₄, Lachgas N₂O, Schwefelhexafluorid SF₆ sowie wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe HFC_s und perfluorierte Kohlenwasserstoffe PFC_s.

⁶⁶ Für H-FKW, PFKW und SF₆ wurde ein Reduktionsziel gegenüber 1995 definiert.

⁶⁷ Lecocq, F., Capoor, K. (2003): State and Trends of the Carbon Market 2003, World Bank.

Abbildung 8: CO₂-Vermeidungskosten alternativer Maßnahmen

Quelle: vgl. Angaben im nachfolgenden Text.

Das von den Niederlanden initiierte ERUPT-Programm finanziert projektbezogene Kooperationen (Joint Implementation Projekte) außerhalb des Landes. Senter⁶⁸, eine mit der Durchführung des Programms beauftragte Agentur, geht von Reduktionskosten im Bereich von € 3-5 pro Tonne CO₂ aus.⁶⁹ Auch der von der Weltbank aufgelegte „Prototype Carbon Fund“ (PCF) unterstützt Projekte zur Emissionsreduktion, welche primär in den Entwicklungsländern durchgeführt werden. Dabei zeigt sich, dass die Bandbreite der zu erwartenden Vermeidungskosten bei den finanzierten Projekten von US\$ 1-10 pro Tonne reicht.⁷⁰ Exemplarisch können aus der Vielzahl der im Jahr 2003 durchgeführten Projekte des PCF zwei Beispiele vorgestellt werden:

- In Litauens drittgrößter Stadt, Liepaja, wurden mit Hilfe des PCF Maßnahmen im Bereich der regionalen Abfallwirtschaft gesetzt. Neben der Einführung einer modernen Mülldeponierung standen der Grundwasserschutz sowie die Gewinnung von Deponiegasen (Methan) im Vordergrund des Projektes. Dadurch konnte einerseits eine Reduktion klimaschädlicher Methanemissionen und andererseits eine Substitution fossiler Brennstoffe durch Deponiegase erreicht werden. Auf eine Zeitspanne von 20 Jahren gerechnet werden damit Emissionen in der Höhe von

⁶⁸ Für die organisatorische Abwicklung des ERUPT-Programms ist die Agentur „Senter“ zuständig. Senter ist eine staatliche Einrichtung, die dem Ministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten zugeordnet ist.

⁶⁹ <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001003&alias=erupt>.

⁷⁰ http://carbonfinance.org/pcf/Home_Main.cfm.

864.600 Tonnen CO₂e⁷¹ vermieden. Über ein Emissionsreduktionsabkommen mit dem PCF wurden 387.933 Tonnen CO₂e durch den Fonds zu einem Preis von US\$ 2,48 Mio. gekauft (rd. US\$ 6,4 pro Tonne CO₂e).⁷²

- Ein Klimaschutzprojekt anderer Art wurde in Indonesien durchgeführt. Das erste Klimaschutzprojekt des PCF im Bereich der Zementindustrie wurde in Kooperation mit dem zweitgrößten Zementproduzenten des Landes implementiert. Der deutsche Haupteigentümer von PT Indocement Tungal Praskasa Tbk, die Heidelberger Zement-Gruppe, konnte durch die Einführung neuer Produktionsverfahren sowie einen Brennstoffwechsel insgesamt ca. 11 Mio. Tonnen CO₂ (gerechnet auf 10 Jahre) vermeiden. Die PCF-Verträge wurden für eine Emissionseinsparung von 5 Mio. Tonnen CO₂ und eine Finanzierungssumme von US\$ 15 Mio. abgeschlossen (rd. US\$ 5 pro Tonne CO₂e).⁷³

Grundsätzlich besteht auch in Österreich ein großes Potenzial für kosteneffiziente Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emissionen. Zahlreiche durch die Umweltförderung im Inland (UFI) finanzierte Projekte⁷⁴ zeigen, dass v.a. Maßnahmen im Bereich der effizienten Energienutzung zu beträchtlichen CO₂-Einsparungen führen können. Der Förderbedarf (25 % Umweltförderung) beträgt bei vielen Projekten weit unter € 100 pro Tonne CO₂-Reduktion.

Eine vergleichende Gegenüberstellung von Maßnahmen zur CO₂-Reduktion durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger mit alternativen Emissionsreduktionsansätzen war Ziel einer Untersuchung des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. In Tabelle 5 sind einige Ergebnisse zusammengefasst, wobei negative CO₂-Minderungskosten⁷⁵ auf eine besonders effiziente Minderungsmaßnahme hindeuten.

Dabei zeigt sich, dass Verbesserungen im Gebäudebereich besonders niedrige spezifische Minderungskosten⁷⁶ aufweisen.⁷⁷ Die günstigste Maßnahme im Bereich erneuerbarer Energieträger stellt die Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen dar. Im Bereich der

⁷¹ CO₂e steht für CO₂-Äquivalent.

⁷² Prototype Carbon Fund (2003): Annual Report 2003. www.prototypecarbonfund.org.

⁷³ Prototype Carbon Fund (2003)

⁷⁴ http://www.kommunalkredit.at/view.php3?f_id=1143&LNG=DE#Effiziente%20Energienutzung

⁷⁵ Negative CO₂-Minderungskosten ergeben sich bei einer CO₂-Reduktion, die zugleich mit verminderten Kosten des Energieeinsatzes verbunden ist.

⁷⁶ Berechnung der spezifischen Vermeidungskosten: Subtraktion der Gesamtkosten des Referenzsystems von den Gesamtkosten der Alternative dividiert durch die Subtraktion der CO₂-Emissionen der Alternative von den CO₂-Emissionen des Referenzsystems.

⁷⁷ Blesl, M., Fahl, U., Voß, A., (2001): Ergänzung des Gutachtens; Energieverbrauchsprognose für Bayern – CO₂-Vermeidungskosten, erstellt im Auftrag des Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.

Biomasse zeigt sich, dass ihr Einsatz zur Wärmeerzeugung weit kosteneffizienter ist als die Nutzung zur Stromerzeugung. KWKW, Windkraftanlagen (auch an guten Standorten) sowie Photovoltaikanlagen stehen am Ende der Liste kostengünstiger Emissionsvermeidungsmaßnahmen.

Tabelle 5: Spezifische CO₂-Minderungskosten im Vergleich (Stand 2001)⁷⁸

CO ₂ -Minderungskosten (€/t CO ₂)	Maßnahme
-204	Umstellung einer Öl-Niedertemperaturheizung (NT) auf Gas-NT-Heizung im Einfamilienhaus (EFH)-Neubau
-186	Sanierungsmaßnahmen (Fenstertausch mit Wärmeverglasung) innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäusern ¹⁾
-89,5	Modernisierung einer Wasserkraftanlage ²⁾
10,7	Sanierungsmaßnahmen (Fenstertausch mit Superverglasung, Dachdämmung, Außenwanddämmung, Wärmedämmung auf Kellerdeckenunterseite) bei Ein- und Zweifamilienhäusern (Baualter bis 1968) ¹⁾
45,5	Wärmepumpe im EFH-Altbau ³⁾
60,3	Holz-Heizkraftwerk ³⁾
116,57	Große Windkraftanlage (5,5 m/s) ²⁾
125,78	Solarthermische Warmwassererzeugung im EFH-Neubau ³⁾
160	Mittlere Windkraftanlage (5,5 m/s) ²⁾
198,9	Mittlere Wasserkraftanlage (neu) > 1 MW ²⁾
258,7	Biomasseheizung (Pellets) im EFH-Neubau ³⁾
4.538,21	Photovoltaikanlage auf Dachfläche (300 m ²) ²⁾
¹⁾ Als Referenz dient eine Öl-Niedertemperaturheizung mit einer Kesselleistung von 12-38 kW	
²⁾ Im Vergleich zum bayerischen Strom-Mix (Stromerzeugungskosten und den Emissionen)	
³⁾ Als Referenzsystem dient ein konventioneller Ölkessel	

Quelle: Blesl, M., Fahl, U., Voß, A., (2001), IHSK.

Eine CO₂-Reduktion durch die effiziente Nutzung von Energieressourcen ist in vielen Fällen eine effektive und effiziente Form zur Einhaltung von Emissionszielen. Die Förderung von teuren Formen der Stromerzeugung (vor allem Photovoltaik) ist im Vergleich dazu keine kostengünstige Methode. Eine Bewertung der Ökostromförderung allein nach dem Kriterium der Kosteneffizienz stellt jedoch eine eingeschränkte Sichtweise der volkswirtschaftlichen Bedeutung erneuerbarer Energieträger dar. Eine langfristig angelegte Energiepolitik sollte neben sinnvollen und kosteneffizienten Energieeinsparungsmaßnahmen auch neue Formen der Energiegewinnung einschließlich der Nutzung regenerativer Energieträger berücksichtigen.

⁷⁸ Aufgrund unterschiedlicher Berechnungsgrundlagen sind die in Tabelle 5 ausgewiesenen Werte nur bedingt mit den Werten in Abbildung 8 vergleichbar.

5 Förderung des Ökostrom-Sektors im internationalen Vergleich

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über Mechanismen zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern zur Elektrizitätserzeugung. Vor- und Nachteile der einzelnen Förderansätze werden bezüglich verschiedener Evaluationskriterien aufgezeigt. Weiters wird die Förderung von Ökostrom auf internationaler Ebene verglichen, wobei sich der exemplarische Vergleich auf Instrumente beschränkt, die in industrialisierten Staaten verwendet werden.⁷⁹

Wegen der Vielzahl an Mechanismen, die für die Unterstützung von Ökostrom zur Verfügung stehen, gibt es auch verschiedene Klassifikationsmöglichkeiten. Eine erste Unterscheidung kann zwischen direkten und indirekten Instrumenten vorgenommen werden. Direkte Ansätze zielen unmittelbar auf den Sektor der erneuerbaren Energien ab, während indirekte Instrumente vornehmlich bei der Entfernung von Barrieren außerhalb des Sektors ansetzen und die Rahmenbedingungen für Erneuerbare im Allgemeinen verbessern.

Die direkten Instrumente können wiederum in monetäre and ordnungsrechtliche Maßnahmen unterteilt werden. Monetäre Mechanismen geben finanzielle Anreize zur verstärkten Ökostrom-Produktion. Ordnungsrechtliche Instrumente bestehen vor allem in der Vorgabe von Quoten zur Erfüllung einer bestimmten Mindestmenge an erzeugtem Ökostrom. Strafen sollen die Erreichung einer Quote sicherstellen.

5.1 Monetäre Mechanismen

Eine Gliederung der monetären Förderinstrumente wäre jene entlang der Entwicklungskette von Technologien. Nach dieser Gliederung muss eine Technologie zuerst in ihrer **F&E**-Phase unterstützt werden. Als Instrumente dafür kommen vor allem staatliche F&E-Subventionen und zinsfreie Kredite in Frage. Danach kann die **Investition** in Erzeugungskapazitäten dieser Technologien gefördert werden. In einem nächsten Schritt ist es denkbar, Anreizmaßnahmen für die tatsächliche Energie**produktion** zu setzen, z.B. in Form von Einspeisetarifen. Weiters ist es auch möglich, die **Nachfrage** nach Ökostrom zu stimulieren, z.B. durch einen niedrigeren Steuersatz auf dessen Konsum.

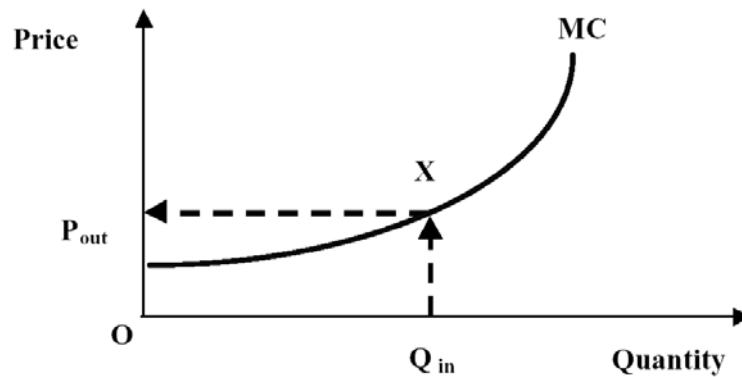
Märkte sind durch Angebot und Nachfrage charakterisiert. Eine Gliederung der Instrumente lässt sich auch vornehmen, je nachdem, ob die Angebots- oder Nachfrageseite bzw. die Investition (kW) oder die Elektrizitätserzeugung (kWh) unterstützt wird.

Eine weitere Klassifizierung der Instrumente lässt sich vornehmen, je nachdem, ob sie mengen- oder preisorientiert sind. Mengenorientierte Instrumente (Quotenregelungen

⁷⁹ Die Förderung von Erneuerbaren in Entwicklungsländern hat eine andere Motivation als jene in industrialisierten Staaten. Wohlgemuth und Painuly (2002) geben einen Überblick über Programme und Mechanismen, die in Entwicklungsländern angewendet werden.

mit/ohne Zertifikatshandel, Ausschreibungsverfahren) zielen darauf ab, sicherzustellen, dass eine gewisse Menge an Ökostrom produziert wird. Bei mengenorientierten Instrumenten ist der resultierende Förderbedarf nicht vorhersehbar, da die genauen Grenzkosten (MC) nicht bekannt sind (Abbildung 9).

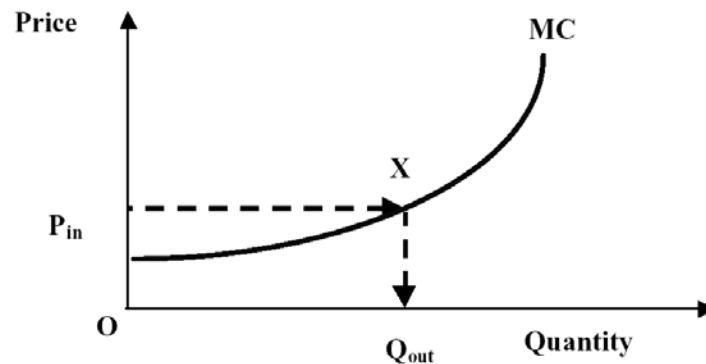
Abbildung 9: Mengenorientierter Fördermechanismus



Quelle: Menanteau et al. (2003)

Im Gegensatz dazu wird bei preisorientierten Instrumenten die Förderhöhe vorgegeben (z.B. durch fixe Einspeisetarife), der resultierende Gesamtförderbedarf bleibt jedoch offen, da die resultierende Menge an Ökostrom nicht präzise vorhergesagt werden kann (Abbildung 10).

Abbildung 10: Preisorientierter Fördermechanismus



Quelle: Menanteau et al. (2003)

In diesem Kapitel werden die folgenden Kategorien von Politikinstrumenten unterschieden:

- Unterstützung von F&E-Aktivitäten
- Investitionsanreize zur Erhöhung der Ökostromkapazitäten
- Einspeisetarife zur Erhöhung der Ökostromerzeugung
- Ausschreibungsverfahren
- Quotensysteme
- Maßnahmen zur Preisreduktion von Ökostrom

5.1.1 F&E-Aktivitäten

Eine finanzielle Unterstützung der Grundlagenforschung ist für Technologien erforderlich, die noch weit von der Marktreife entfernt sind, wie z.B. Photovoltaik. Mit der Einführung von Wettbewerb in der E-Wirtschaft haben sich auch die F&E-Paradigmen geändert. So haben z.B. die privaten F&E-Ausgaben im Energiebereich drastisch abgenommen. Weiters hat sich der Schwerpunkt der privaten F&E-Anstrengungen zu Aktivitäten mit kürzerer Amortisationsdauer verschoben. Im Vereinigten Königreich hat sich z.B. der „Forschungshorizont“ von fünf bis sieben Jahren auf weniger als drei Jahre reduziert.⁸⁰

Die folgende Tabelle zeigt die F&E-Aufwendungen der IEA-Mitgliedstaaten nach Energietechnologien. Zwischen 1987 und 2002 betrug der Anteil der F&E-Ausgaben, der für erneuerbare Technologien verwendet wurde, lediglich 7,7 % an den gesamten energiebezogenen F&E-Aufwendungen.

Tabelle 6: F&E-Budget in IEA-Mitgliedsländern

	Budget by Technology 1974-2002 (million US\$)	Shares in Energy RD&D 1974-2002	Budget by Technology 1974-1986 (million US\$)	Shares in Energy RD&D 1974-1986	Budget by Technology 1987-2002 (million US\$)	Shares in Energy RD&D 1987-2002
Nuclear Fission	137 529	47.3%	84 866	53.6%	52 663	39.7%
Fossil Fuels	36 842	12.7%	20 559	13.0%	16 284	12.3%
Nuclear Fusion	30 562	10.5%	15 948	10.1%	14 615	11.0%
"Other" Technologies	29 212	10.0%	10 599	6.7%	18 613	14.0%
Renewable Energy	23 550	8.1%	13 317	8.4%	10 234	7.7%
<i>Solar Heating & Cooling</i>	3 024	1.0%	2 140	1.4%	885	0.7%
<i>Solar Photo-Electric</i>	6 354	2.2%	2 717	1.7%	3 636	2.7%
<i>Solar Thermal-Electric</i>	2 555	0.9%	1 889	1.2%	666	0.5%
<i>Wind</i>	2 910	1.0%	1 445	0.9%	1 465	1.1%
<i>Ocean</i>	754	0.3%	626	0.4%	128	0.1%
<i>Biomass</i>	3 578	1.2%	1 495	0.9%	2 083	1.6%
<i>Geothermal</i>	4 088	1.4%	2 867	1.8%	1 221	0.9%
<i>Large Hydro (>10 MW)</i>	93	0.0%	0.00	0.0%	93	0.1%
<i>Small Hydro (<10 MW)</i>	49	0.0%	0.18	0.0%	49	0.0%
Conservation	23 479	8.1%	8 607	5.4%	14 872	11.2%
Power & Storage Technology	9 844	3.4%	4 344	2.7%	5 500	4.1%
Total All Energy	291 020	100.0%	158 240	100.0%	132 781	100.0%

Quelle: IEA (2004).

⁸⁰ Surveys aus den Vereinigten Staaten zeigen, dass der durchschnittliche F&E-Zyklus von privaten Unternehmungen von 18 Monaten (1993) auf 10 Monate (1998) gefallen ist (Guinet, J., Pilat, D. (1999): Promoting innovation - does it matter?, OECD Observer 217-218, S. 63-65). Langlois und Wohlgemuth (2003) geben einen Überblick über Innovationsaktivitäten in Elektrizitätsmärkten und Möglichkeiten zu deren Finanzierung.

5.1.2 Investitionsanreize

Neben F&E-Ausgaben waren Investitionssubventionen und fiskalische Maßnahmen die ersten Anreize zur Förderung von erneuerbaren Energietechnologien. Investitionszuschüsse werden gewährt, um die Kapitalkosten eines Investors zu reduzieren.⁸¹

5.1.3 Einspeisetarife

Einspeisetarife wurden bisher in vielen verschiedenen Varianten implementiert. Ein Charakteristikum von Einspeisetarifen ist eine mehr oder weniger stark ausgeprägte Differenzierung der Tarife nach Technologien sowie nach Anlagengröße. Weiters werden Einspeisetarife auch nach dem Zeitpunkt der Einspeisung differenziert (Variation über Jahreszeiten und/oder Tageszeiten). Eine weitere Variante von Einspeisetarifen ist deren Reduktion im Zeitverlauf. Niedrigere zukünftige Einspeisetarife für Neuanlagen sollen den kostenreduzierenden Effekt des technischen Fortschritts reflektieren bzw. induzieren.

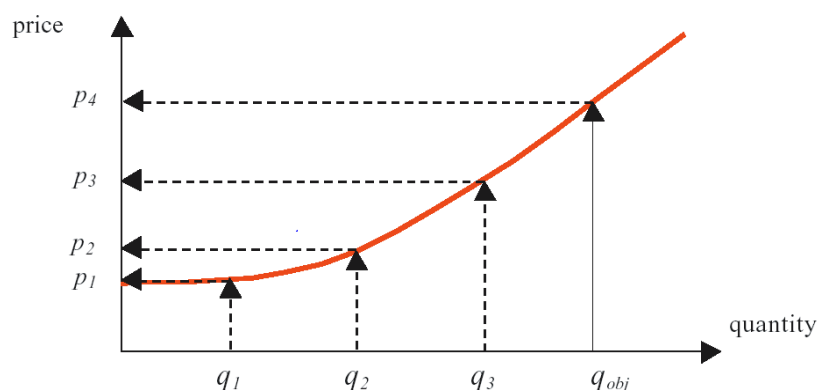
Die Kostenstrukturen von Ökostromanlagen sollten bekannt sein, damit Einspeisetarife gerade hoch genug angesetzt werden können, um bei vertretbarem Förderaufwand tatsächliche Investitionen zu induzieren. Die Erfahrung in Deutschland zeigt, dass eine Adaptierung der Einspeisetarife im Zeitablauf notwendig ist (vgl. Abschnitt 5.4.3).

Einspeisetarife haben allerdings den Nachteil, dass sie kein ökonomisch effizientes Instrument darstellen, da Ökostrom-Produzenten mit niedrigeren Erzeugungskosten dieselben Einspeisetarife bekommen wie der Grenzanbieter, der bei gegebenem Einspeisetarif gerade noch bereit ist zu produzieren. Die aus diesem System entstehenden Renten fallen zur Gänze den Anbietern zu.

5.1.4 Ausschreibungsverfahren

Ausschreibungsverfahren stellen theoretisch ein effizientes Instrument dar, da die Vergabe der Fördermittel nach wettbewerblichen Kriterien erfolgt und alle Produzentenrenten eliminiert werden. Die erfolgreichen Gebote (jene mit dem geringsten Förderbedarf) bekommen die individuell erforderliche Subventionierung - bis zu dem Punkt, an dem die vorgegebene Menge von zu produzierendem Ökostrom erreicht ist (Abbildung 11). Auch bei diesem Ansatz ist das gesamte Unterstützungserfordernis a priori unbekannt. Der praktischen Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens kommt besondere Bedeutung zu, um Marktversagen beispielsweise in Form von Kollusion zu vermeiden.

⁸¹ Eine Aufstellung über die in Österreich auf der Ebene der Bundesländer bestehenden Investitionsförderungen findet sich im Anhang (Tabelle 44).

Abbildung 11: Eliminierung von Produzentenrenten bei Ausschreibungsverfahren

Quelle: Menanteau et al. (2003).

Eine denkbare Variante eines Ausschreibungsverfahrens bestünde in der Festlegung eines Gesamtförderbudgets, das - beginnend mit dem niedrigsten Gebot - zur Gänze ausgeschöpft wird. Dabei wären die Gesamtkosten bekannt, nicht jedoch die resultierenden Ökostromkapazitäten. Theoretisch sind beide Ansätze gleichwertig und führen zu einer effizienten Vergabe der Fördermittel.

5.1.5 Quotensysteme

Bei Quotensystemen mit einem Zertifikatshandel wird die Erfüllung einer vorgegebenen Quote (definiert entweder als Gesamt-Ökostrommenge oder als Anteil an der gesamten Stromproduktion bzw. als Anteil am gesamten Stromverbrauch) zu den geringsten Kosten sichergestellt, da sich jede verpflichtete Partei entscheiden kann, selbst Ökostrom zu erzeugen oder die erforderliche Menge an Zertifikaten am Zertifikatsmarkt zuzukaufen. Die Zertifikate werden auf einem eigenen - vom physischen Markt für Elektrizität getrennten - Markt gehandelt. Dieses System führt theoretisch zum Ausgleich der Grenzkosten über alle Anbieter und Technologien und ist somit ökonomisch effizient.

Quoten, die sich am *Angebot* orientieren, können nach Technologien differenziert werden. Das wird häufig gemacht, um einen gewissen Technologiemitmix sicherzustellen, damit auch weniger konkurrenzfähige Ökostromtechnologien zur Anwendung kommen. Der garantierte Markt für weniger konkurrenzfähige Technologien führt jedoch dazu, dass die Kosteneffizienz des Quotensystems als Ganzes abnimmt. Quoten, die sich auf die *Nachfrage* beziehen (und keine individuellen Technologien spezifizieren), führen zur Auswahl der billigsten Option.

5.1.6 Maßnahmen zur Preisreduktion von Ökostrom

Die Nachfrage nach Ökostrom kann durch einen niedrigeren Steuersatz erhöht werden. Umgekehrt würde Ökostrom durch eine Besteuerung von Elektrizität aus fossilen Brennstoffen relativ billiger und damit stärker nachgefragt werden.

5.2 Kriterien zur Beurteilung von Instrumenten

Das Ökostromgesetz verlangt „die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen“ (§ 4 Abs. 1). Zur Beurteilung von Instrumenten zur Ökostromförderung können die folgenden Kriterien angewendet werden.⁸²

5.2.1 Ökonomische Effizienz - Pareto-Effizienz

- Statische Effizienz: kurzfristige Kostenminimierung in dem Zeitraum, in dem der Kapitalbestand fix ist.
- Dynamische Effizienz: Langfristige Kostenminimierung (Innovationsanreize) bei variablem Kapitalbestand.

5.2.2 Effektivität: installierte Kapazität, produzierte kWh

Der naheliegendste Maßstab zur Beurteilung des Erfolges einer Maßnahme ist, ob sie ihr beabsichtigtes Ziel erreicht. Effektivität wird normalerweise mit dem Grad definiert, zu dem ein vorgegebenes Ziel erreicht wird. Im Zusammenhang mit der Ökostromförderung sind daher jene Instrumente effektiv, die zu einer höheren installierten Kapazität (kW) an Ökostromanlagen führen, bzw. jene, die zu einer höheren Elektrizitätserzeugung (kWh) aus Erneuerbaren führen.

Das Kriterium der Effektivität sagt jedoch nichts über die Art und Weise aus, in der das Ziel erreicht wird; Effektivität bezieht sich lediglich auf den quantitativen Effekt. So können kostspielige Maßnahmen sehr effektiv sein, jedoch machen sie die Politikmaßnahme sehr teuer.

⁸² de Vries et al. (2003b): Renewable energy policies and market developments.

5.2.3 Kosteneffizienz

Kosteneffizienz ist ein Maßstab, der die Zielerreichung pro eingesetztem Euro angibt. Im Falle der Ökostromförderung kann man Kosteneffizienz entweder durch kWh/€ oder kW/€ angeben. Eine quantitative Untersuchung der Kosteneffizienz ist schwer durchführbar, da - selbst bei bekannten Ergebnissen (kWh, kW) und Kosten - der ursächliche Zusammenhang zwischen beiden Variablen i.a. nicht bekannt ist. So können z.B. Trittbrettfahrer eine Förderung in Anspruch nehmen, die Investitionen in eine Ökostromtechnologie eventuell auch ohne Förderung durchgeführt hätten (Mitnahmeeffekt).

5.2.4 Gerechtigkeit

Das Kriterium besagt, dass Nutznießer einer Maßnahme auch für deren Kosten aufkommen sollen. Die Verteilung der Kosten und Nutzen hängt vom Design eines Instruments ab.

5.2.5 Planungssicherheit

Erneuerbare Energietechnologien werden häufig als risikoreicher betrachtet als Technologien basierend auf fossilen Energieträgern. Die Erhöhung der Planungssicherheit kann auf allen Stufen der Entwicklungskette erfolgen.

Finanzielle Unterstützungen in der Investitionsphase (Investitionszuschüsse, Steuererleichterungen), die unabhängig von der tatsächlich erzeugten Elektrizitätsmenge gewährt werden, erhöhen die Planungssicherheit in der Anfangsphase. Da finanzielle Unterstützungen in der Investitionsphase Marktrisiken reduzieren, wird diese Form der Unterstützung normalerweise für Technologien mit hohem technischen Risiko gewährt (z.B. PV). Finanzielle Unterstützungen in der Investitionsphase stiften u.U. keinen Anreiz, eine Ökostromanlage auch so zu betreiben, dass die Ökostromproduktion maximiert wird.

Finanzielle Unterstützungen in der Betriebsphase reduzieren das Risiko im Betrieb, nicht jedoch technische Risiken. Beispiele dafür sind Einspeisetarife oder Quotensysteme. Finanzielle Unterstützungen in der Betriebsphase liefern im Gegensatz zu finanziellen Unterstützungen in der Investitionsphase den Anreiz für einen optimalen Betrieb einer Ökostromanlage (gemessen als Maximierung der Stromerzeugung).⁸³

⁸³ Wohlgemuth, N., Madlener, R. (2000) stellen die beiden Förderansätze kritisch gegenüber.

5.2.6 Transparenz

Ein Instrument ist transparent, wenn es leicht nachvollzogen werden kann. Im Zusammenhang mit der Ökostromförderung ist die Nachvollziehbarkeit der finanziellen Transaktionen zur Beurteilung dieses Kriteriums wichtig.

5.2.7 Marktkonformität

Die zunehmend wettbewerbliche Organisation der Elektrizitätsmärkte erfordert marktkonforme Unterstützungsmaßnahmen, die zu keinen Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Anbietern führen. Dieses Kriterium ist vor allem auch in Hinblick auf ein mögliches EU-weites System handelbarer Zertifikate von Bedeutung.

5.3 Bewertung der Mechanismen nach diesen Kriterien

5.3.1 Effektivität im Hinblick auf den Ausbau des Ökostromsektors

Einspeisetarife: Die wichtigsten Bestimmungsfaktoren für die Effektivität sind die Höhe der Einspeisetarife und die Dauer, für die sie gewährt werden. Garantierte Einspeisetarife, die über viele Jahre bezahlt werden, geben den Investoren Sicherheit, dass die Investition eine akzeptable Rendite erzielt. Die praktische Erfahrung zeigt, dass die Effektivität von Einspeisetarifen in vielen Fällen hoch ist. Am Beispiel der Windenergie zeigt sich, dass in europäischen Ländern mit Einspeisetarifen (Deutschland, Dänemark, Spanien) die neu installierten Kapazitäten um ein Vielfaches größer waren als in Ländern mit Ausschreibungsverfahren (Vereinigtes Königreich, Irland, Frankreich). Allerdings ist relativierend anzumerken, dass bei Ausschreibungsverfahren typischerweise geringere Kapazitäten ausgeschrieben werden und es keine Möglichkeit gibt, Kapazitäten, die über die ausgeschriebene Menge hinausgehen, zu realisieren.

Ausschreibungsverfahren: Ein Ausschreibungsverfahren ist effektiv, wenn alle Projekte, die den Zuschlag erteilt bekommen, realisiert werden. Die Erfahrung mit der NFFO (vgl. Abschnitt 5.4.1) zeigt jedoch, dass viele Projekte, die die Ausschreibung gewonnen haben, nicht umgesetzt wurden, da andere Erfordernisse für die Durchführung nicht erfüllt wurden (z.B. Landschaftsplanung). Auf Grund dieser Erfahrung mit der NFFO enthält die Alternative Energy Requirement (AER) in Irland die Auflage, dass alle Gebote bereits eine Baubewilligung vorweisen müssen. Die konkrete Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens ist somit für den Erfolg wesentlich. Im Falle Irlands kann die AER durchaus als effektives Instrument bezeichnet werden, da in den sechs Ausschreibungsrunden seit 1994 mehr als 1 GW an Ökostromkapazität errichtet wurde.

Quotensysteme: Die Effektivität eines Quotensystems hängt vor allem von den Strafzahlungen ab, die bei Nichterfüllung der Quote fällig sind. Wenn die angedrohten Strafen deutlich höher sind als die Kosten der Quotenerfüllung, wird das Quotensystem sehr effektiv sein. Ein Quotensystem liefert allerdings keinen Anreiz für über die Quote hinausgehende Investitionen bzw. Elektrizitätserzeugung. Wenn sich die Quote auf die nationale Stromproduktion bezieht, können verstärkte Elektrizitätsimporte die Effektivität des Systems reduzieren.

F&E: Die Effektivität von F&E-Maßnahmen ist nur schwer abzuschätzen, da es keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen F&E-Aktivitäten und Preisreduktionen gibt.

Investitionsanreize: Investitionsanreize können bei passender Ausgestaltung sehr effektiv sein. Die Auswirkung hängt vor allem von der Höhe der Investitionsförderung ab bzw. davon, ob die Unterstützung kritisch für die Rentabilität des Projektes ist. Trittbrettfahrer können die Effektivität reduzieren. Das Problem kann aber durch den gezielten Fokus auf Technologien und Märkte, die der Unterstützung bedürfen, gelindert werden.

Maßnahmen zur Preisreduktion von Ökostrom: In den Niederlanden hatte eine Steuersenkung auf Ökostrom den Effekt, dass dieser für die Haushalte ungefähr gleich teuer wurde wie konventionell erzeugter Strom. Dies stimulierte eine starke Zunahme der Nachfrage nach Ökostrom. Allerdings konnte diese Zunahme der Nachfrage nicht in höhere Investitionen in Ökostromanlagen übersetzt werden, da Unsicherheit bezüglich der Kontinuität dieses Instruments bestand.

5.3.2 Kosteneffizienz

Einspeisetarife: Fixe Einspeisetarife haben sich als relativ kostenineffizient erwiesen, da Kostenreduktionen bei der Ökostromerzeugung nicht automatisch zu niedrigeren Einspeisetarifen führen. Eine Möglichkeit, die Kosteneffizienz von Einspeisetarifen zu erhöhen, ist eine Differenzierung der Tarife nach Technologien (und möglichen Unterkategorien) sowie eine Differenzierung der Einspeisetarife zwischen bestehenden und neuen Anlagen.

Ausschreibungsverfahren: Da Ausschreibungsverfahren die Projektkosten minimieren, stellen sie einen sehr kosteneffizienten Ansatz dar. Die Erfahrung mit der NFFO hat gezeigt, dass die Subventionserfordernisse in den einzelnen Ausschreibungsrunden deutlich abgenommen haben (siehe Tabelle 7).

Quotensysteme: Bei der Anwendung eines Zertifikatshandels im Rahmen eines Quotensystems kommt es zur Stimulierung von Wettbewerb zwischen den Ökostromanbietern und damit zu Kostenreduktionen. Ein solches System ist kosteneffizient.

Die Gesamtkosten eines Quotensystems (egal ob sie vom öffentlichen oder privaten Sektor getragen werden) sind a priori unbekannt.

Investitionsanreize: Subventionierung der Investitionskosten (inkl. fiskalischer Maßnahmen) schafft keinen Wettbewerb zwischen den Anbietern und stellt keinen Anreiz zur Kostenreduktion dar. Die Kosten dafür können nicht unmittelbar den Marktteilnehmern zugeordnet werden und werden daher üblicherweise aus dem Budget abgedeckt.

5.3.3 Pareto- Effizienz

Statische Effizienz: Ökonomische Effizienz kann nur durch das Vorliegen von wohldefinierten Märkten, in denen es kein Marktversagen gibt, erreicht werden. Daher resultieren Instrumente, die Märkte schaffen (*Ausschreibungsverfahren und Quotensysteme*), mit höherer Wahrscheinlichkeit in ökonomischer Effizienz. Alle anderen Instrumente führen zu keinem effizienten Preis.

Dynamische Effizienz wird nur durch ein Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten gewährleistet.

5.3.4 Planungssicherheit

Investitionsanreize - Investitionsförderungen: Investitionsanreize reduzieren technische und Marktrisiken. Allerdings stellen Investitionsförderungen eine hohe Sicherheit gegen Politikänderungen dar, da die gesamte Förderung bereits zum Investitionszeitpunkt ausbezahlt wird.

Einspeisetarife: Fixe Einspeisetarife gewährleisten einem Investor beinahe absolute Sicherheit über die zukünftigen Erlöse aus dem Verkauf von Ökostrom. Ein langfristiger Vertrag ist notwendig, um Investoren Planungssicherheit zu bieten.

Quotensysteme: Die größte Planungsunsicherheit im Zusammenhang mit einem Quotensystem stellen Veränderungen des Marktpreises dar. Zur Absicherung dieser Risiken können ev. Forwards und Futures verwendet werden.

5.3.5 Gerechtigkeit

Einspeiseregulierung: Ein zentrales Problem mit dem deutschen Einspeisegesetz von 1990 war, dass die daraus resultierenden Kosten extrem ungleich verteilt waren. Die Abnahmeverpflichtung von Ökostrom durch die regionalen EVUs hat zu einer übermäßigen

Belastung jener EVUs geführt, in deren Versorgungsgebiet große Mengen an Ökostrom erzeugt werden. Mit dem EEG aus dem Jahr 2000 wurde eine gleichmäßigere Aufteilung der Kosten auf alle Netzbetreiber eingeführt.

Quotensystem: Ein zentraler Grund für die Einführung eines Quotensystems mit handelbaren Zertifikaten liegt in der gerechten Verteilung der entstehenden Kosten auf alle Marktteilnehmer. Ohne handelbare Zertifikate sind die Kosten zur Erfüllung der Quote für die einzelnen Marktteilnehmer unterschiedlich hoch.

5.3.6 Transparenz

Fiskalische Maßnahmen: Fiskalischen Maßnahmen mangelt es häufig an Transparenz auf Grund komplexer steuerlicher Bestimmungen.

Quotensystem: Das Ziel einer Quotenregelung ist sehr transparent, jedoch kann die Administration der handelbaren Zertifikate kompliziert geregelt sein. Das Design kann jedoch transparent gestaltet werden.

Einspeisetarife: Die Transparenz fixer Einspeisetarife ist i.a. hoch, da genau geregelt ist, wo und wie man sie beantragen kann. Allerdings können die Regeln zur Aufteilung der Kosten, die aus den Einspeisetarifen entstehen, kompliziert geregelt sein.

5.4 Internationale Erfahrung mit Fördermechanismen

Eine der ersten Regelungen zur Förderung von erneuerbaren Energien war der Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) in den USA aus dem Jahr 1978. Die primäre Motivation für die Implementierung dieses Gesetzes war die Reduzierung der Erdölimportabhängigkeit durch die Förderung von erneuerbaren Energien. Energieversorgungsunternehmen wurden verpflichtet, Elektrizität aus Erneuerbaren zu „avoided costs“ abzunehmen. Als unbeabsichtigte Nebenwirkung wurde damit auch Wettbewerb in die US E-Wirtschaft eingeführt.⁸⁴

Investitionssubventionen und fiskalische Maßnahmen waren weitere frühe Anreize zur Förderung von erneuerbaren Energietechnologien. Einspeisetarife wurden erst in den vergangenen Jahren populär. Gegenwärtig gibt es eine weite Palette von Instrumenten zur Förderung der Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren. Neuere Instrumente existieren

⁸⁴ Hirsh (1999).

dauer von Investitionen in Stromerzeugungstechnologien. Diese Entwicklung stellt tendenziell einen Nachteil für Ökostromtechnologien dar.

5.4.1 Die Non-Fossil Fuel Obligation

Das vom Volumen wohl bedeutendste Ausschreibungsmodell für erneuerbare Energieträger wurde in Großbritannien im Jahr 1989 eingeführt und ist unter dem Namen Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) bekannt. Die NFFO ist eine angebotsseitig orientierte Quotenregelung, welche gesetzlich im britischen Elektrizitätsgesetz (Electricity Act) von 1989 verankert ist. Die im Rahmen der Liberalisierungsbestrebungen eingeführte NFFO war anfangs aber nicht als Mechanismus zur Förderung erneuerbarer Energien gedacht, sondern zur Unterstützung der zu diesem Zeitpunkt aus wirtschaftlichen Gründen nicht privatisierbaren Kernkraftwerke.⁸⁶

Das Elektrizitätsgesetz ermöglichte es dem Industrieminister eine Verordnung zu erlassen, welche die öffentlichen Versorgungsunternehmen verpflichtete, bestimmte Mengen an Strom aus Kernkraftwerken bzw. regenerativ erzeugten Strom zu kaufen.⁸⁷

Innerhalb der ersten NFFO war die Förderung erneuerbarer Energieträger eher ein Nebenprodukt. Das Hauptaugenmerk galt den unrentablen Kernkraftwerken, doch erwies sich die NFFO bald als geeignetes Mittel, den Ökostromanteil in der Stromproduktion zu erhöhen. Die britische Regierung setzte sich in den 1990er Jahren zum Ziel, bis zum Jahr 2000 unter Nutzung erneuerbarer Energien 1.500 MW_{DNC}⁸⁸ Strom zu erzeugen.⁸⁹ Auf Basis dieser Zielvorgabe ist in Folge die Höhe der Abnahmepflicht der einzelnen Versorgungsunternehmen im Verhältnis ihrer Stromabgabe an Endverbraucher festgelegt worden (Quote).

Die Grundpfeiler der NFFO sind kurz gefasst:

- Ein Ausschreibungswettbewerb für Erzeuger von Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger, welche um die Erfüllung einer Quote konkurrieren. Die günstigsten Bieter bekommen einen privatrechtlichen Vertrag, der ihnen die Abnahme ihres Stroms für eine bestimmte Periode zu gewissen Konditionen garantiert.

⁸⁶ IEA (1998): Renewable Energy Policy in IEA Countries, Volume II: Country Reports.

⁸⁷ Collier, U. (1998): Liberalisation in the Energy Sector, Environmental Threat or Opportunity?, in: Deregulation in the European Union: Environmental Perspectives, edited by Ute Collier, Routledge, S. 93-113.

⁸⁸ DNC (Declared Net Capacity) = Grundlastäquivalent: DNC bedeutet, dass eine Anlage auf Basis erneuerbarer Energieträger mit 1MW_{DNC} über ein Jahr die selbe Strommenge produziert wie ein konventionelles Kraftwerk mit 1 MW Leistung. Für jede erneuerbare Energietechnologie wird ein eigener Umrechnungsfaktor festgelegt. Im „Electricity Act“ wurde genau definiert, wie die DNC zu ermitteln ist. Für Windenergie beträgt der Umrechnungsfaktor beispielsweise 0,43. D.h. 1 MW Windkraft entspricht 0,43 MW Leistung eines konventionellen Kraftwerks.

⁸⁹ Department of Trade and Industry (1998): Fifth Renewable Order for England and Wales, London.

- Eine Abnahmepflicht öffentlicher Versorgungsunternehmen für Strom aus Anlagen, die innerhalb eines Ausschreibungswettbewerbes erfolgreich waren.
- Die Finanzierung der Mehrkosten der Ökostromproduktion erfolgt durch eine Abgabe auf den Strompreis, der sog. Fossil-Fuel Levy (FFL).

Die bisherigen fünf Ausschreibungsrunden

Insgesamt haben in Großbritannien fünf Ausschreibungsrunden stattgefunden, die sich allerdings in ihrem Ablauf und der konkreten Ausgestaltung wesentlich voneinander unterscheiden.

Die erste Ausschreibungsrunde (NFFO1) fand 1990 statt, wobei es zu diesem Zeitpunkt noch keine konkrete Abgrenzung der zu fördernden erneuerbaren Energietechnologien gab. Dem zuständigen Minister oblag es, die förderungswürdigen Anlagen auszuwählen und sie in das Programm aufzunehmen. Die Laufzeit der NFFO1 war bis Ende 1998 befristet. Von dieser ersten NFFO profitierten primär bestehende Anlagen, und die tatsächliche Vergütungshöhe wurde **durch Kostenvergleiche** bestimmt.

Im Rahmen der NFFO2 (Ausschreibungsverfahren 1991), welche ebenfalls bis Ende 1998 lief, wurden eine Reihe von Änderungen gegenüber dem ersten Ausschreibungsverfahren vorgenommen. Die Vergütung der Stromanbieter orientierte sich nicht mehr an verfügbaren Daten, sondern an den **abgegebenen Gebotspreisen** der Energieanbieter. Das gerade noch akzeptierte und damit auch teuerste Angebot legte den Schlusspreis der NFFO2-Ausschreibungsrunde fest. Dieser wurde allen akzeptierten Geboten zuerkannt. Bei einem derartigen Ausschreibungsverfahren verhalten sich Bieter dann optimal, wenn sie ihre Gebote gleich ihren bestehenden Grenzkosten setzen. Da aber der Gebotspreis des gerade noch akzeptierten Anbieters auch allen anderen zugesprochen wird, erzielen alle intramarginalen Anbieter, außer dem Grenzanbieter, eine ökonomische Rente.

Um diesem Problem entgegenzuwirken und das Ausschreibungsverfahren effizienter zu gestalten, wurde für die NFFO3 bis NFFO5 ein neues Vergabesystem entwickelt. Seit der NFFO3 (1994) wird allen erfolgreichen Bietern ein **individueller Vergütungssatz** zugesprochen, welcher sich an den jeweiligen Geboten orientiert. Die Vertragslaufzeit wurde auf 20 Jahre, die Abnahmepflicht auf 15 Jahre verlängert. Damit wurde den Anbietern ab dem Zuschlag fünf Jahre Zeit gegeben, ihre Anlagen zu realisieren. Die Vergütungssätze wurden zudem an den Einzelhandelspreisindex gekoppelt, um die Inflation zu berücksichtigen.⁹⁰

⁹⁰ Drillisch, J., Riechmann, Ch. (1997): Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt - Das Beispiel von England und Wales, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr.2/97, S. 137-162.

Abnahmeverpflichtung und Finanzierung

Der „Electricity Act“ verpflichtet regionale Versorgungsunternehmen zur Abnahme von Ökostrom. Diese können ihre Verpflichtung auf unterschiedliche Art erfüllen.

- Versorgungsunternehmen können selbst Ökostromanlagen betreiben,
- individuelle Verträge mit Betreibern erneuerbarer Energieanlagen abschließen oder
- sich kollektiven Verträgen anschließen.

In der Praxis hat sich herausgestellt, dass von den ersten beiden Möglichkeiten äußerst selten Gebrauch gemacht wurde, da Versorgungsunternehmen nur bei kollektiven Verträgen Anspruch auf Kompensationszahlungen erwerben konnten.⁹¹ Kompensationszahlungen sind notwendig, da die Einspeisemengen von Strom aus erneuerbaren Energieträgern regional sehr unterschiedlich sind und nur selten mit den Abnahmequoten der regionalen Energieversorger zusammenfallen.

Für die Koordinierung der Quotenverpflichtung und die Verwaltung der Kompensationszahlungen wurde im Jahr 1990 - gemeinsam von den zwölf regionalen britischen Versorgungsunternehmen - die Non-Fossil-Purchasing Agency (NFPA)⁹² gegründet. Die mit der NFFO entstehenden Mehrkosten für verpflichtete Versorgungsunternehmen - diese errechnen sich aus der Differenz des monatlichen Mittelwertes des englischen Poolpreises und den NFFO-Vertragspreisen - werden durch einen von der NFPA verwalteten Fonds gedeckt. Der Fonds wird durch eine Abgabe auf die Strompreise (FFL) gespeist. Die FFL orientiert sich an der Höhe des Strompreises und nicht an der tatsächlich konsumierten Strommenge, womit diese Regelung im Widerspruch zum umweltpolitisch motivierten Allokationsgedanken steht, die Stromverbraucher gemäß ihrer Umweltbelastung zu besteuern.⁹³

Ergebnisse der bisherigen fünf Ausschreibungsrunden

Ein hervorstechendes Merkmal der NFFO ist, dass seit der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 1990 die tatsächliche Kapazitätsrealisierung der eingereichten Projekte deutlich zurückgegangen ist und mit jeder Ausschreibung eine höhere Stromleistung in die NFFO aufgenommen wurde. Wurden von den im Rahmen der NFFO1 kontrahierten Kapazitäten noch 95 % auch tatsächlich realisiert, ging dieser Anteil bis zur NFFO5 auf rd. 30 %⁹⁴ zurück.

⁹¹ Department of Trade and Industry (1998).

⁹² Non-Fossil Purchasing Agency Limited (NFPA) <http://www.nfpa.co.uk/home.htm>.

⁹³ Drillisch, J., Riechmann, Ch., (1997).

⁹⁴ Stand 14. Juni 2004.

Von den 797 zugelassenen Projekten mit einer Gesamtleistung von 3.271 MW_{DNC} wurden bisher nur 287 Projekte mit insgesamt 992 MW_{DNC} fertiggestellt.

Tabelle 7: Stand und Entwicklung der NFFO⁹⁵

	Beginn	kontrahierte Projekte		realisierte Projekte		Anlagen noch in Betrieb ¹⁾		Durchschnittl. Vergütungspreis ⁹⁶
		Anzahl	MW _{DNC}	Anzahl	MW _{DNC}	Anzahl	MW _{DNC}	p/kWh
NFFO1	Sep. 90	75	152	61	145	26	100	7,51
NFFO2	Okt. 91	122	472	82	174	56	133	8,78
NFFO1-2		197	624	143	319	82	233	

¹⁾Stand: 31.12.2002

	Beginn	kontrahierte Projekte		realisierte Projekte		Realisierungsrate ²⁾		Durchschnittl. Vergütungspreis
		Anzahl	MW _{DNC}	Anzahl	MW _{DNC}	Anzahl	MW _{DNC}	p/kWh
NFFO3	Dez. 94	144	627	83	313	57,6 %	49,9 %	4,35
NFFO4	Feb. 97	195	843	82	201	42,0 %	23,8 %	3,46
NFFO5	Dez. 98	261	1.177	79	159	30,2 %	13,5 %	2,71
NFFO3-5		600	2.647	244	673	40,6 %	25,4 %	

¹⁾Stand: 15.06.2004

Quelle: Non-Fossil Purchasing Agency Limited (NPPA) / The Department of Trade and Industry.

Die hohe Kapazitätsrealisierung in der ersten Ausschreibungsrunde ist durch die Aufnahme einer großen Anzahl bereits existierender Anlagen in die NFFO1 zu erklären.

Für die Verwirklichung der eingereichten Projekte standen bei der NFFO2 nur sieben Jahre zur Verfügung. Verzögerungen in der Planung und bei Genehmigungsverfahren haben es den Betreibern aufgrund der relativ kurzen Laufzeit häufig nicht ermöglicht, die benötigten Fördermittel rechtzeitig zu erhalten, wodurch viele Investitionen nicht getätigt wurden und die Umsetzungsrate, bezogen auf die installierte Leistung, auf ca. 37 % sank. Diese niedrige Umsetzungsrate wird sich nach vorliegenden Daten auch in den Ausschreibungsrunden NFFO3 bis NFFO5 nicht wesentlich verbessern.

⁹⁵ Die Verträge für die beiden ersten Ausschreibungsrunden sind seit Ende 1998 ausgelaufen. Deshalb werden die finanzierten Projekte nicht mehr durch das NFFO-Monitoring erfasst. Dennoch liegen für die meisten Anlagen Daten vor, da diese seit 2002 durch die Renewable Obligation gefördert werden.

⁹⁶ Preise entsprechen dem Preisniveau 1998/99 und errechnen sich aus den, mit den jeweiligen Kapazitäten, gewichteten Mittelwert der einzelnen Technologien.

Preisentwicklung

Als durchaus erfolgreich kann die NFFO hinsichtlich ihrer Fähigkeit beurteilt werden, die Angebotspreise (also auch die Erzeugungskosten) für Ökostrom zu senken und dem Wettbewerbspreis anzunähern. Der durchschnittliche Angebotspreis beträgt bei der jüngsten Ausschreibungsrunde etwa 2,7 p/kWh⁹⁷, womit er nur geringfügig über dem englischen Poolpreis liegt.⁹⁸ Gegenüber der ersten Ausschreibungsrunde (NFFO1) kann sogar ein Preisrückgang von über 70 % festgestellt werden. Mit einem durchschnittlichen Angebotspreis von unter 4 Cent pro kWh können die Regenerativstromerzeuger als nahezu wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Erzeugern beurteilt werden. Bei einer Bewertung der Preisentwicklung muss beachtet werden, dass die Vergütungspreise der ersten beiden Ausschreibungsrunden nur bedingt mit den folgenden vergleichbar sind, da sich hinsichtlich der Form des Ausschreibungsverfahrens wesentliche Änderungen ergeben haben. Ebenfalls unterlagen die innerhalb der jeweiligen NFFO aufgenommenen Technologien sowie die zugeteilten Quoten starken Veränderungen.

Ökostromentwicklung und Kritik an der NFFO

Die NFFO war ein wesentlicher Faktor für den Ausbau erneuerbarer Energieträger in Großbritannien; 85 % aller Kraftwerke (ausgenommen große Wasserkraftwerke), die auf Basis regenerativer Energiequellen Strom erzeugen, waren 1998 in NFFO-Verträgen eingebunden. Zudem betrug das jährliche Wachstum der NFFO-Elektrizitätsproduktion rund 20 %. Im Vergleich dazu blieben die Kapazitäten der Nicht-NFFO-Erzeugungsanlagen mit etwa 500 GWh nahezu konstant.⁹⁹

Durch das Ausschreibungsverfahren gelang es, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromproduktion deutlich zu vergrößern und gleichzeitig die Produktionskosten kontinuierlich den Poolpreisen anzunähern. Besonders für Technologien, die bereits sehr nahe an der Wirtschaftlichkeit liegen, stellt das Ausschreibungsverfahren die ideale Grundlage dar, sich endgültig am Markt zu etablieren. Es gibt und gab aber auch eine ganze Reihe von Kritikpunkten an der NFFO. So wurden im Rahmen der NFFO1 primär „alte“ Anlagen unterstützt. Die NFFO2 erlaubte, wie bereits erwähnt, allen Anbietern, außer dem Grenzanbieter, Renten zu verdienen, womit der Subventionsaufwand unnötig hoch wurde. Das Hauptproblem des britischen Ausschreibungsverfahrens lag jedoch in der niedrigen Umsetzungsquote der eingereichten Projekte. Denn nicht selten stellte sich bei eingereichten Projekten während der Umsetzungsphase heraus, dass ein wirtschaftlicher Betrieb unter den

⁹⁷ <http://www.nfpa.co.uk/id27n.htm>.

⁹⁸ Department of Trade and Industry (2003): Digest of United Kingdom Energy Statistics, Juli 2003, London.

⁹⁹ Department of Trade and Industry (1999): The Energy Report, London, The Stationery Office.

angebotenen Bedingungen nicht möglich ist. Eine Reihe weiterer Projekte scheiterte an den notwendigen Genehmigungsverfahren oder am Widerstand der regionalen Bevölkerung.

5.4.2 Renewable Obligation Order¹⁰⁰

Als Strategie zur Reduktion der Treibhausgase hat die britische Regierung im November 2000 ein Klimaschutzprogramm (Climate Change Programme) verabschiedet.¹⁰¹ Darin wird u.a. das Ziel definiert, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromproduktion auf über 10 % im Jahr 2010 zu erhöhen. Der Ausbau soll nach Überlegungen des Department of Trade and Industry (DTI) schrittweise erfolgen und durch mehrere komplementäre Unterstützungsmaßnahmen erreicht werden.¹⁰² Zu diesen zählen:

- Ausbau von Forschungsaktivitäten im Bereich erneuerbarer Energienutzung (Research & Development Programme)
- Investitionskostenzuschüsse (Capital Grants)
- Befreiung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und aus KWK-Anlagen von der Klimaschutzabgabe (Climate Change Levy¹⁰³, CCL)
- Implementierung **eines Quotensystems mit Zertifikatshandel** für erneuerbare Energien (Renewable Obligation, RO)

Die RO ersetzt seit dem 1. April 2002 das auslaufende Ausschreibungsmodell (NFFO) und kann als das Kernelement der Förderpolitik für erneuerbare Energien bezeichnet werden. Die Eigenschaften der RO können wie folgt beschrieben werden:

- Eine steigende Quotenverpflichtung für lizenzierte britische Stromversorgungsunternehmen; 3 % der Elektrizitätsabgabe an Endverbraucher müssen im Jahr 2002/2003 aus erneuerbaren Energieträgern stammen. Die Mindestquote steigt bis 2010/2011 auf 10,4 % und wird bis 2026/2027 garantiert, um die Amortisation der Anlagen zu gewährleisten. Kürzlich wurde von der britischen Regierung das Ziel veröffentlicht, die Quote auf 15,4 % bis 2015/2016 zu erhöhen. Wie aus

¹⁰⁰ The Renewable Obligation Order 2002, Electricity, England and Wales. 2002 No. 914. 1st April 2002.

¹⁰¹ <http://www.defra.gov.uk/environment/ccl/index.htm>.

¹⁰² de Vries, H.J. et al. (2003a): Renewable electricity policies in Europe, Country fact sheets 2003. Energy research Centre of the Netherlands.

¹⁰³ Climate Change Levy: Seit April 2001 wird auf den Energieverbrauch gewerblicher und öffentlicher Abnehmer im Vereinigten Königreich eine Klimaschutzabgabe (Climate Change Levy, CCL) erhoben. Für Elektrizität beträgt die CCL 4,30 £/MWh (ca. 6,88 Eurocent/kWh). Außer bei Wasserkraftwerken über 10 MW Leistung sind Stromlieferungen aus erneuerbaren Energien von der Klimaschutzabgabe befreit (CCL Exemption). Stromverbraucher können sich zur CCL-Befreiung qualifizieren, wenn sie einen Anteil ihres Stroms aus regenerativen Quellen selbst erzeugen.

nachstehender Tabelle hervorgeht, müssen bis 2011 knapp 34 TWh Strom aus Erneuerbaren erzeugt werden, um die Quote zu erfüllen. Grundlage für die Zuteilung der individuellen Quotenverpflichtung ist die innerhalb einer Verpflichtungsperiode an Endverbraucher abgegebene Strommenge eines verpflichteten Unternehmens.

Tabelle 8: Steigende Quotenverpflichtung der RO

Periode	Prognostizierter Stromverbrauch	Quotenverpflichtung	Quotenverpflichtung als Anteil am Stromkonsum
	TWh	TWh	%
2002/2003	313,9	9,4	3,0
2003/2004	316,2	13,5	4,3
2004/2005	318,7	15,6	4,9
2005/2006	320,6	17,7	5,5
2006/2007	321,4	21,5	6,7
2007/2008	322,2	25,4	7,9
2008/2009	323,0	29,4	9,1
2009/2010	323,8	31,5	9,7
2010/2011	324,3	33,6	10,4

Quelle: *The Renewable Obligation Order 2002*.

- Stromerzeugungsanlagen, welche am Handelssystem teilnehmen sollen, müssen als Ökostromanlagen anerkannt werden. Zertifizierte Anlagen erhalten für jede an das öffentliche Netz abgegebene Stromeinheit (pro MWh) ein handelbares Zertifikat (Renewables Obligation Certificates, ROC).
- Durch die RO werden nur Stromerzeugungsanlagen anerkannt, die innerhalb Großbritanniens ins Netz einspeisen und nach dem 1. Jänner 1990 errichtet bzw. wesentlich erneuert wurden. Off-shore Anlagen müssen den Strom ebenfalls ins britische Netz einspeisen.¹⁰⁴
- Zum Handelssystem sind neben Windkraft-, Photovoltaik-, Biomasse-, Geothermie-, Klär- und Deponiegasanlagen auch Kleinwasserkraft- (bis 20 MW) und Gezeitenkraftwerke sowie Co-firing Anlagen, aber auch die Müllverbrennung¹⁰⁵ mit hohem biogenen Anteil zugelassen.¹⁰⁶

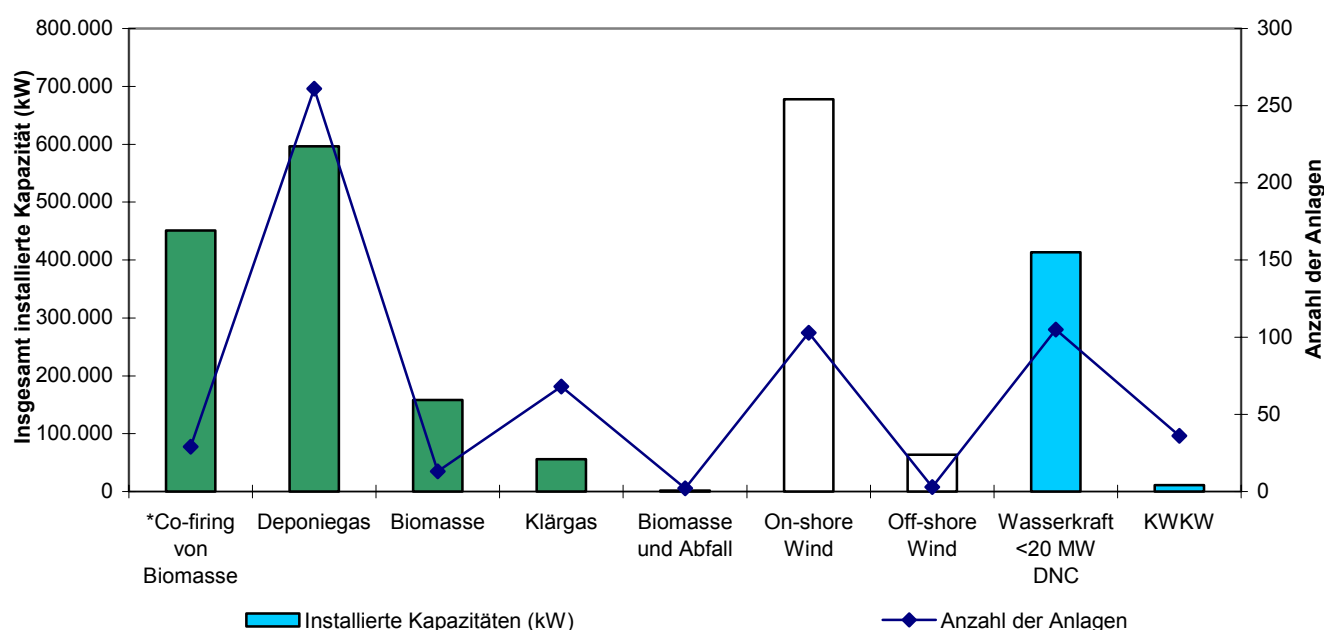
¹⁰⁴ Department of Trade and Industry (2001): *New & Renewable Energy – Prospects for the 21st Century*. The Renewables Obligation Statutory Consultation. London.

¹⁰⁵ advanced conversion technologies (ACT): Unter Verwendung der höchsten technischen Standards

¹⁰⁶ http://www.dti.gov.uk/energy/renewables/policy/eligible_renewables.shtml

- Stromversorgungsunternehmen können ihrer Verpflichtung auf verschiedene Weise nachkommen: Durch die Eigenproduktion der benötigten Strommenge, den Zukauf von Zertifikaten oder durch Bezahlung eines „Buyout“-Preises.
- Quotenverpflichtete Unternehmen müssen am Ende jeder Verrechnungsperiode (eine Periode dauert ein Jahr) die notwendigen ROC an die Regulierungsbehörde Ofgem (Office for Gas and Electricity Markets) zurückgeben, wo die Transaktionen elektronisch registriert¹⁰⁷ werden. Das britische Quotensystem ermöglicht es, dass 25 % der Verpflichtung im Folgejahr durch nicht benötigte ROC der laufenden Verpflichtung abgedeckt werden können (Banking).
- Die generierten Zertifikate können physisch unabhängig vom Elektrizitätsverkauf gehandelt werden. Durch den Verkauf von ROC erhalten Betreiber erneuerbarer Energieanlagen somit neben dem Marktpreis für Elektrizität eine zusätzliche Einnahmequelle.
- Die britische Regulierungsbehörde Ofgem wurde mit der Abwicklung des Systems beauftragt. Zu ihren Aufgaben zählen neben der Ausgabe von Zertifikaten auch die Überwachung des laufenden Handelssystems, das System-Monitoring, die Festsetzung und Verwaltung der „Buyout“-Zahlungen sowie der Betrieb einer zentralen Registrierungsstelle für handelbare Zertifikate. Die Aufgabe der Registrierungsstelle besteht in der Bereitstellung und Aufzeichnung einer Vielzahl notwendiger Informationen, welche für den reibungslosen Ablauf des Systems unabdingbar sind. Dazu zählen insbesondere die Kontoführung für jeden Teilnehmer und diverse Transferdaten.
- Erfüllt ein Stromversorger seine Verpflichtung nicht, wird für jede Stromeinheit, die nicht durch ROC gedeckt ist, eine Strafzahlung, der sog. „Buyout Price“ fällig. Der Buyout beträgt derzeit £ 30,51 pro MWh und steigt jährlich mit der Inflationsrate. Der Buyout stellt eine Obergrenze für den Zertifikatspreis dar und soll einen Anreiz zum Ausbau von Ökostromanlagen darstellen.
- Stromversorger erhalten die Einnahmen aus dem Buyout entsprechend der Anzahl erworbener ROC zurückerstattet (Recycle Value), wobei sich die Höhe der Ausschüttungen aus dem Volumen des Buyout und der Anzahl der von Stromversorgern gekauften Zertifikate ergibt.

¹⁰⁷ <http://www.rocregister.ofgem.gov.uk/main.asp>

Abbildung 13: Zertifizierte Ökostromanlagen nach Technologien (Stand 06.05.2004)

Quelle: Ofgem.

Seit in Kraft treten der RO (April 2002) wurden von Ofgem 620 Anlagen mit einer insgesamt installierten Kapazität von 2.428 MW zertifiziert. Bis dato wurden rd. 12 Mio. Zertifikate an Betreiber von Ökostromanlagen vergeben, womit der Zuwachs der Zertifikate der steigenden Quotenverpflichtung entspricht. Der Großteil der ROC - etwa 70 % - entfiel auf Anlagen in England.¹⁰⁸ Die Durchschnittspreise für ROC bewegten sich in den letzten zwei Jahren zwischen £ 45,93 und £ 49,11 pro MWh.¹⁰⁹

Unter den geförderten Technologien nimmt die Verwertung von Deponiegasen, gefolgt von der Biomassenutzung und On-shore Windkraftanlagen, eine dominierende Stellung ein.

Tabelle 9: Entwicklung ROC (Stand 06.05.2004)

	England	Wales	Schotland	Gesamt
Co-firing von Biomasse	933.411	0	112.407	1.045.818
Deponiegas	5.225.829	107.734	207.876	5.541.439
Biomasse	1.300.701	0	41.748	1.342.449
Klärgas	353.192	0	0	353.192
Biomasse und Abfall	6.848	0	0	6.848
On-shore Windkraft	588.139	667.762	902.416	2.158.317
Off-shore Windkraft	5.502	26.079	0	31.581
Wasserkraft <20 MW	43.306	215.141	1.323.833	1.582.280
KWKW	1.145	741	66.962	68.848
Gesamt	8.458.073	1.017.457	2.655.242	12.130.772

Quelle: Ofgem.

¹⁰⁸ Ofgem (2004): The Renewable Obligation, Ofgem's first annual report.

¹⁰⁹ <http://www.nfpa.co.uk/id34.cfm>.

5.4.3 Einspeiseregulung in Deutschland

Neben mengenorientierten Förderinstrumenten (wie Quotenmodellen) gelangen preisorientierte Förderinstrumente zur Hebung des Ökostromanteils zur Anwendung. Diese haben sich in der Vergangenheit als sehr effektiv in Bezug auf den Ausbau von Strom aus erneuerbaren Energieträgern erwiesen. Das Modell der Einspeiseregulung wird am Beispiel Deutschlands vorgestellt, wo dieses Förderinstrument seit 1991 Anwendung findet.

Mechanismus

Das Prinzip der deutschen Stromeinspeiseregulung liegt in der für die Netzbetreiber gesetzlich festgelegten Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energieträgern und in einem garantierten Vergütungspreis für die abgenommene Energiemenge.¹¹⁰ Der Mindestvergütungssatz je Kilowattstunde liegt über den am Markt erzielbaren Preisen. Dadurch erfolgt eine gezielte Subventionierung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Die entstehenden Mehrkosten werden an die Endkunden weitergegeben.

Historische Entwicklung der Einspeiseregulung

Die Einspeiseregulung wurde in Deutschland mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG), das am 1. Jänner 1991 in Kraft getreten ist, eingeführt.¹¹¹ Mit dem StrEG wurden erstmals Mindestpreise für die Einspeisung von Strom aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in das öffentliche Netz festgelegt (nicht für Anlagen öffentlicher Elektrizitätsunternehmen).

Die im StrEG festgelegte **Vergütungspflicht** für Ökostrom sah Einspeisetarife für Wind- und Solarenergie in der Höhe von mindestens 90 % des Durchschnittserlöses aus der Stromabgabe an die Tarifkunden vor. Für Strom aus Wasserkraft, Deponie- und Klärgas sowie aus Biomasse lag die Vergütung bei 80 % bzw. bei 65 % des Durchschnittserlöses (80 % für Anlagen unter 0,5 MW Leistung bzw. 65 % für Anlagen von 0,5 bis 5 MW Leistung).¹¹² Die Koppelung der Vergütung an die Durchschnittserlöse führte zu jährlich variierenden und ab dem Jahr 1998 zu sinkenden Einspeisetarifen, wie die folgende Tabelle

¹¹⁰ „Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom nach § 2 an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und den eingespeisten Strom nach §§ 4 bis 8 zu vergüten“. Quelle: Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), § 3 (<http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf>).

¹¹¹ Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz, StrEG), vom 7. Dezember 1990 (BGBl I S. 2633) (BGBl III 754-9), zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl I S. 730, 734).

¹¹² de Vries, H. J. et al. (2003a): Renewable electricity policies in Europe: country fact sheets 2003, Oktober 2003.

zeigt. Der Rückgang war auf fallende Strompreise im Zuge der Öffnung des Elektrizitätsmarktes für alle Endkunden zurückzuführen (neues Energiewirtschaftsgesetz¹¹³).

Tabelle 10: Entwicklung der Einspeisevergütung (Werte in Euro-Cent)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Wind- und Solarenergie	8,49	8,45	8,47	8,66	8,84	8,80	8,77	8,59	8,45	8,23
Biomasse, Wasserkraft Deponie- u. Klärgas (< 500 kW)	7,08	7,05	7,06	7,21	7,85	7,82	7,80	7,63	7,51	7,32
Biomasse, Wasserkraft Deponie- u. Klärgas ($0,5 - 5$ MW)	6,13	6,10	6,12	6,25	6,38	6,36	6,33	6,20	6,10	5,95

Quelle: Kühn, I. (1999): *International market for green electricity. Overview on German policy and options among German market actors*, Centre for European Economic Research.

Die Koppelung der Vergütung an die Strompreisentwicklung konnte nicht weiter aufrecht erhalten werden, ohne eine Gefährdung der positiven Entwicklung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung zu riskieren.

Ein anderer Kritikpunkt am StrEG waren auftretende Wettbewerbsverzerrungen. Die den Anlagenbetreibern gewährten Einspeisetarife wurden nicht über Steuereinnahmen sondern über die Einnahmen der EVUs finanziert.¹¹⁴ Dadurch kam es zu einer überproportionalen Kostenbelastung von EVUs in Regionen, in denen eine starke Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern erfolgte (Windkraft im Norden und Wasserkraft im Süden). Um die regionalen Unterschiede der Mehrbelastung von EVUs - auch in Hinblick auf den zunehmenden Wettbewerbsdruck durch die Liberalisierung des Energiesektors - zu begrenzen, wurde die im Gesetz verankerte *Härteklausele* im Jahr 1998 novelliert.¹¹⁵ Diese Klausel sollte die regionalen Disparitäten einschränken und die finanzielle Last auf die EVUs verteilen. Die Novelle sah vor, dass ein Netzbetreiber die finanziellen Mehraufwendungen durch die höhere Vergütung von regenerativem Strom so lange zu tragen hat, bis der Anteil dieses bevorzugten Stroms 5 % der vom Netzbetreiber in einem Jahr in seinem Versorgungsnetz abgesetzten Strommenge erreicht. Die darüber hinaus gehenden Kosten wurden in der Folge dem vorgelagerten Netzbetreiber zugerechnet.¹¹⁶ Das Problem bei dieser Neuregelung war, dass die 5 %-Grenze auch auf der *vorgelagerten* Netzebene innerhalb kurzer Zeit erreicht wurde. Die beiden norddeutschen EVUs Schleswig AG und Weser-Elbe AG hatten 1998 bereits den 5 %-Deckel erreicht; der vorgelagerte Netzbetreiber

¹¹³ Mit dem 1998 in Kraft getretenen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde die Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt in deutsches Recht umgesetzt.

¹¹⁴ de Vries, H. J. et al. (2003a): *Renewable electricity policies in Europe: country fact sheets 2003*, Oktober 2003.

¹¹⁵ Zur Novelle des § 4, StrEG vgl. <http://www.naturstrom.de/hintergrundinfo/eugh-c379-98.htm>, Zugriff Mai 2004.

¹¹⁶ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (1999).

war in beiden Fällen die Preussen Elektra AG. Erwartungsgemäß verkündete Preussen Elektra im Oktober 1999, dass auch sie die 5 %-Grenze voraussichtlich im Jahre 2000 erreichen werde und somit nicht mehr der Verpflichtung unterliege, zusätzlichen Regenerativstrom bevorzugt in ihr Netz einzuspeisen.¹¹⁷ Mit in Kraft treten des EEG wurde zur Lösung dieser Problematik eine bundesweite Ausgleichsregelung (§ 11 EEG) eingeführt, durch welche die mit der Abnahmepflicht verbundenen Mehrkosten auf alle Versorgungsunternehmen umgelegt wurden.

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG)

Das EEG¹¹⁸ wurde am 25. Februar 2000 im deutschen Bundestag beschlossen, trat mit 1. April desselben Jahres in Kraft und löste das StrEG ab. Die wesentlichen Beweggründe für den Erlass eines neuen Einspeisegesetzes wurden bereits skizziert: die Härteklausele machte eine neue gesetzliche Ausgleichsregelung für die überproportional betroffenen EVUs erforderlich; durch die Koppelung der Vergütungssätze an die Strompreise zeichneten sich finanzielle Einbußen für alternative Stromerzeuger ab (Gefährdung der Investitionssicherheit).

Mit dem EEG wurde die problematische 5 %-Deckelung (Härteklausele) durch eine bundesweite Ausgleichsregelung ersetzt. Auch ging die Verpflichtung zur Zahlung der Einspeisetarife von den EVUs auf die Netzbetreiber über. Die Netzbetreiber wurden verpflichtet, für einen bundesweiten Ausgleich der regional unterschiedlichen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu sorgen. Den Übertragungsnetzbetreibern, die größere Mengen als den durchschnittlichen Anteil abnahmen, wurde gegenüber Netzbetreibern mit unterdurchschnittlicher Abnahme ein Rechtsanspruch auf Abnahme und Vergütung von erneuerbarem Strom eingeräumt.¹¹⁹

Gegenüber dem StrEG wurde mit dem EEG ein neuer Weg der Ökostromvergütung eingeschlagen. Die Vergütungshöhe war nicht mehr an die Strompreisentwicklung gekoppelt, sondern fixe Vergütungssätze wurden festgeschrieben. Damit wurde die Investitions- und Planungssicherheit der Investoren erhöht. Einen Überblick über die aktuell geltenden Einspeisevergütungen gibt nachstehende Tabelle (zur näheren Differenzierung der Tarife siehe §§ 4 bis 8 EEG).

¹¹⁷ Kühn, I. (1999): International market for green electricity. Overview on German policy and options among German market actors, Centre for European Economic Research.

¹¹⁸ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG). BGBl I 2000, 305; <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf> (Zugriff Mai 2004).

¹¹⁹ Siehe § 11 EEG.

Tabelle 11: Entwicklung der im EEG festgelegten Vergütungen für den Zeitraum 2000 bis 2003 (ohne Inflationseffekte)*

	jährliche Degression ab 1.1.2002	2000 [cent/kWh]	2001 [cent/kWh]	2002 [cent/kWh]	2003 [cent/kWh]
Wasserkraft (<500 kW)	0 %	7,67	7,67	7,67	7,67
Wasserkraft (>500 kW)		6,65	6,65	6,65	6,65
Biomasse (<500 kW)	1 %	10,23	10,23	10,1	10,0
Biomasse (< 5 MW)		9,21	9,21	9,1	9,0
Biomasse (> 5 MW)		8,7	8,7	8,6	8,5
Geothermie (< 20 MW)	0 %	8,95	8,95	8,95	8,95
Geothermie (> 20 MW)		7,16	7,16	7,16	7,16
Windkraft (< 5 Jahre)	1,5 %	9,1	9,1	9,0	8,9
Windkraft (> 5 Jahre)		6,19	6,19	6,1	6,0
Photovoltaik	5 %	50,62	50,62	48,1	45,7

* Die Werte gelten für Anlagen, die im betreffenden Jahr neu in Betrieb gegangen sind. Zur weiteren Differenzierung der Tarife siehe §§ 4 bis 8 EEG.

Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2003): Daten zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2002. http://www.bmu.de/files/daten_ee_2002.pdf.

Im EEG sind zwei Elemente vorgesehen, um die technologische Entwicklung zu fördern. Der Vergütungszeitraum für Neuanlagen (ausgenommen Wasserkraftwerke) wurde auf 20 Jahre begrenzt, wobei für Altanlagen als Inbetriebnahmezeitpunkt das Jahr 2000 festgelegt wurde.¹²⁰ Die festen Mindestvergütungssätze wurden, beginnend mit dem 1. Jänner 2002, jährlich um einen bestimmten Prozentsatz gesenkt. Die jährliche Absenkung der Vergütungssätze betrug für Biomasse 1 %, für Windkraft 1,5 % und für PV - aufgrund von Kostensenkungspotenzialen durch technischen Fortschritt - 5 %.

Auswirkung der Einspeiseregulierung auf die Entwicklung erneuerbarer Energien

Die gesetzliche Regelung der Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Energiequellen hat, neben anderen Förderinstrumenten (Investitionszuschüsse, zinsgünstige Darlehen etc.),¹²¹ zu einer positiven Entwicklung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung beigetragen. Von 1990 bis 2002 hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern etwa verdreifacht und ist auf eine Arbeitsleistung von 45,6 TWh gestiegen.

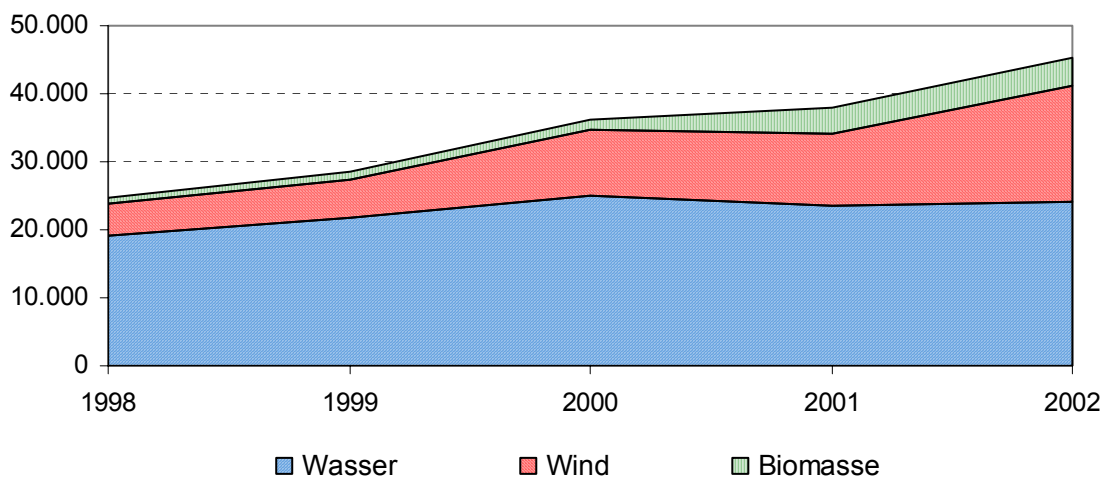
Der Zuwachs war vor allem auf den boomenden Windenergie-Sektor zurückzuführen. Von den 45,6 TWh stammten 53 % aus Wasserkraft, 38 % aus Windkraft und 9 % aus der Verstromung von Biomasse (vgl. Abbildung unten). Der Anteil der Photovoltaik lag mit einem Beitrag von 176 GWh (2002) unter 1 %.

¹²⁰ Siehe § 9(1) EEG.

¹²¹ de Vries, H. J. et al. (2003a): Renewable electricity policies in Europe: country fact sheets 2003, Oktober 2003.

Gemessen am Bruttostromverbrauch konnte der Anteil erneuerbarer Energieträger von 5,2 % (1998) auf rund 8 % (2002) gehoben werden.¹²²

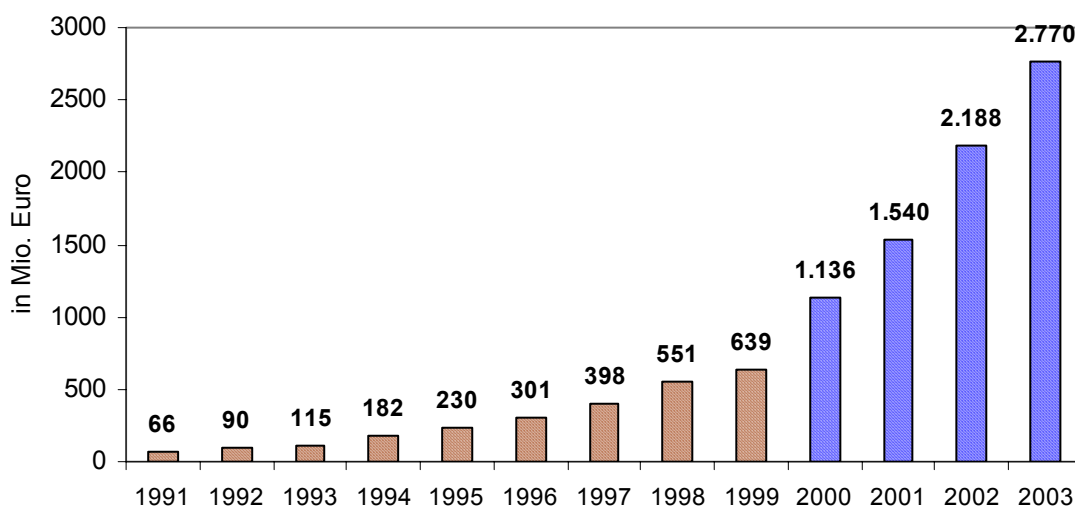
Abbildung 14: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 1998-2002 [GWh], ohne Photovoltaik



Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2003): Daten zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2002.

Nachstehende Abbildung gibt einen Überblick über die mit der Ausweitung der Ökostromkapazitäten und Einspeisemengen einhergehende Entwicklung des Vergütungsvolumens, das sich im Jahr 2003 auf rund € 2,8 Mrd. belief.

Abbildung 15: Einspeisevergütung 1991 bis 2003



Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2003): Daten zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2002.

¹²² Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2003): Daten zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2002. http://www.bmu.de/files/daten_ee_2002.pdf (Zugriff: Mai 2004).

Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Der deutsche Bundestag hat am 2. April 2004 eine umfassende Novelle zur Förderung der erneuerbaren Energien verabschiedet, welche die Fortsetzung der bislang erfolgreichen Entwicklung ermöglichen soll. Mit der Novelle sollen die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern weiter verbessert und die Planungs- und Investitionssicherheit für Hersteller, Anlagenbetreiber, Investoren und Kreditinstitute gewährleistet bleiben.¹²³ Zusätzlich werden Anliegen des Naturschutzes stärker berücksichtigt.

Die Novelle sieht eine verstärkte Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse, Geothermie und Wasserkraft, von innovativen Technologien (Kraft-Wärme-Kopplung, Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampf- und Stirlingmotoren etc.) und für die Nutzung nachwachsender Rohstoffe vor.¹²⁴ Kürzungen sind hingegen für die Windenergie (on-shore) festgelegt. Die jährliche Degression der Vergütungssätze, welche die technologische Entwicklung fördern soll, wird für sämtliche Technologien - außer der Kleinwasserkraft - eingeführt.

Zu den Neuerungen zählen u.a.:¹²⁵

- der Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien hat künftig *vorrangig* vor dem Anschluss konventioneller Stromerzeugungsanlagen zu erfolgen
- es besteht die Möglichkeit eines Erzeugungsmanagements zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zur Senkung von Stromerzeugungs- und -verteilungskosten
- Windkraft: der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung wird verkürzt, die Vergütungssätze werden gesenkt (Vermeidung einer potenziellen Überförderung), die jährliche Degression für neue Anlagen wird auf 2 % erhöht
- Windenergie auf See: diese Nutzung soll zügig erschlossen werden (Verlängerung des Zeitraums für die Inbetriebnahme von Anlagen, hohe Anfangsvergütung)

¹²³ Bereits im Juli 2003 und im Jänner 2004 sind zwei Vorschaltgesetze in Kraft getreten, die in die Novelle eingeflossen sind: das Erste Gesetz zur Änderung des EEG mit einer besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen (in Kraft seit 22.7.2003) und das 2. Gesetz zur Änderung des EEG zur Solarenergie zur Anpassung der Vergütung für Solarstrom nach Beendigung des 100.000 Dächer- Programms (in Kraft seit 1.1.2004). Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Überblick über das vom Deutschen Bundestag beschlossene Gesetz. http://www.bmu.de/files/eeg_040400.pdf.

¹²⁴ Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2004): Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Überblick über das vom Deutschen Bundestag beschlossene Gesetz. http://www.bmu.de/files/eeg_040400.pdf.

¹²⁵ Im Detail vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2004): Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Überblick über das vom Deutschen Bundestag beschlossene Gesetz. http://www.bmu.de/files/eeg_040400.pdf.

- Biomasse: hier wird eine zusätzliche untere Leistungsstufe (150 kW) mit höherer Vergütung eingeführt. Auch gibt es höhere Vergütungssätze für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe (Berücksichtigung höherer Kosten), für die Kraft-Wärme-Kopplung und für den Einsatz innovativer Technologien; die jährliche Degression wird von 1 % auf 1,5 % angehoben
- Strahlungsenergie: die Degression für Anlagen, die nicht an oder auf einem Gebäude angebracht sind, wird ab 2006 auf 6,5 % erhöht
- Geothermie: weitere Leistungsklassen bei 5 MW und 10 MW mit höheren Vergütungssätzen werden einbezogen (da mit Geothermie grundlastfähiger und bedarfsgerecht regelbarer Strom zur Verfügung gestellt werden kann und kleinere Anlagen höhere Stromgestehungskosten aufweisen), Degression der Vergütung von 1 % ab 2010
- Kleinwasserkraft: die Vergütung bei einer Leistung bis 500 kW wird erhöht; der Ausbau neuer Anlagen wird aus ökologischen Gründen beschränkt
- Klär- und Deponiegas: erhöhte Vergütung beim Einsatz innovativer Verfahren oder bei Aufbereitung zu Erdgasqualität, Einführung einer Degression für neue Anlagen von 1,5 %
- Höhere Transparenz: durch Pflicht zur Veröffentlichung der Energiemengen und Vergütungszahlungen der einzelnen Techniken der erneuerbaren Energieerzeugung
- Besondere Ausgleichsregelung: die im 1. Gesetz zur Änderung des EEG vom 16.07.2003 eingeführte Härtefallregelung¹²⁶ für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes wird ausgeweitet, ihre zeitliche Befristung aufgehoben (Stromverbrauch ab 10 GWh, Verhältnis Stromkosten zur Bruttowertschöpfung größer 15 %).

¹²⁶ Zum Schutz der Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen.

6 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

In diesem Kapitel werden die gängigen Instrumente zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen, nach Sektoren disaggregierten Effekte exogener Eingriffe in den Wirtschaftskreislauf vorgestellt. Im Einzelnen werden die Input-Output-Analyse sowie Allgemeine Gleichgewichtsmodelle (CGE-Modelle) hinsichtlich der jeweiligen Annahmen sowie der spezifischen Vor- und Nachteile behandelt. Zunächst wird das Instrument der Input-Output-Analyse einschließlich der Berechnung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten in allgemeiner Form vorgestellt. Im Anschluss an die allgemeine Darstellung werden die Annahmen und Einschränkungen der Input-Output-Analyse diskutiert. Allgemeine Gleichgewichtsmodelle werden in Abschnitt 6.2 behandelt.

Die Schwierigkeit bei der Abschätzung volkswirtschaftlicher Effekte liegt weniger bei den notwendigen Berechnungsformeln als viel mehr bei der Verfügbarkeit relevanter und zuverlässiger Daten. Je detaillierter und aktueller die bereitstehenden Daten sind, desto aussagekräftiger sind die Ergebnisse.

6.1 Methodik der Input-Output-Analyse

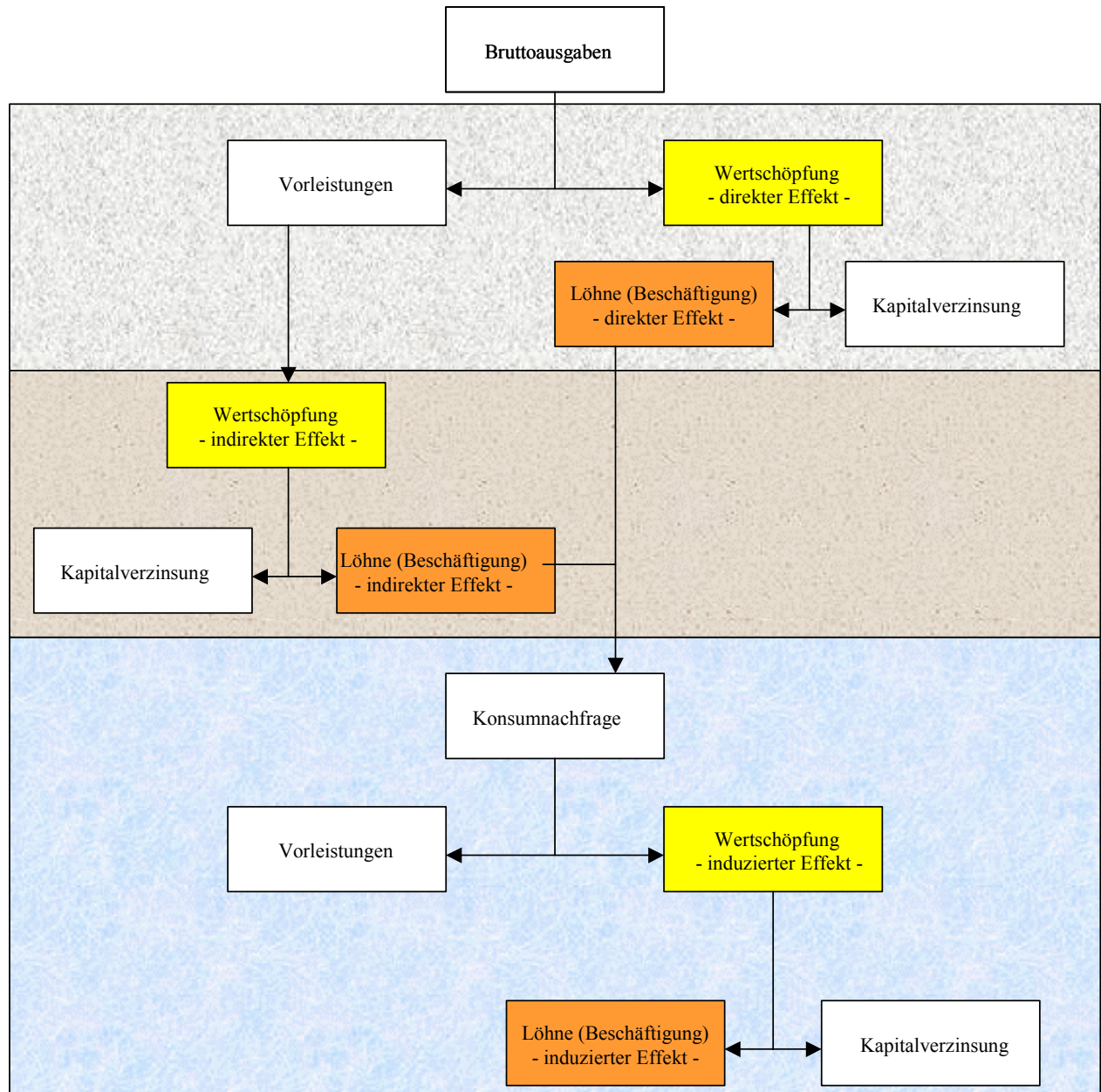
Die Input-Output-Analyse bildet das methodische Instrument, die wechselseitig verknüpften Liefer- und Bezugsstrukturen der Sektoren einer Wirtschaft zu erfassen und den multiplikativ verstärkten gesamtwirtschaftlichen Effekt bestimmter wirtschaftlicher Aktivitäten zu quantifizieren. Dieser methodische Ansatz ermöglicht die Berechnung der direkten und indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte. Die vereinfachte Struktur der Untersuchung im zentralen Bereich der Input-Output-Analyse ist in Abbildung 16 dargestellt:

Die Input-Output-Analyse basiert auf der - verglichen mit herkömmlichen makroökonomischen Daten - sehr detaillierten Input-Output-Tabelle. Die detaillierte sektorale Struktur des Modells ist allerdings mit dem Nachteil verbunden, dass die Abbildung der volkswirtschaftlichen Verflechtungsstrukturen aufgrund des enormen Erhebungs- und Verarbeitungsaufwands nur zeitlich verzögert bereitgestellt wird. Die aktuelle Version der Input-Output-Tabelle für Österreich bezieht sich auf das Jahr 2000; veröffentlicht wurde sie im Jahr 2004.

Abgeleitet aus den Vorleistungsverflechtungen und der Input-Struktur können Wertschöpfungs- und Beschäftigungsmultiplikatoren berechnet werden, welche die Beziehung zwischen der Endnachfrage in einem bestimmten Sektor und der insgesamt induzierten Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen (Vorprodukte, Zulieferungen, zusätzliche Konsumnachfrage etc.) erkennen lassen.

Im Ergebnis liefert die Untersuchung die Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft (Wertschöpfung, Beschäftigung), die gegenüber den „Erstrundeneffekten“ über die gesamtwirtschaftlichen Verflechtungszusammenhänge multiplikativ verstärkt werden.

Abbildung 16: Darstellung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte



Quelle: IHSK.

6.1.1 Berechnung der Wertschöpfungseffekte

Zur Quantifizierung der Wertschöpfungseffekte eines Ausbaus von Ökostrom-Anlagen werden die ursprünglichen Änderungen dieser Investitionen mit dem Multiplikator (siehe Abschnitt 6.1.5) für den direkt betroffenen Wirtschaftsbereich multipliziert. Als Ergebnis erhält man die Summe der direkten und indirekten Wertschöpfungseffekte.

Tabelle 12: Berechnungsschema Wertschöpfungseffekte

	Umsatz
-	Vorleistungen
Direkter Wertschöpfungseffekt	
*	Multiplikator
Direkter u. Indirekter Wertschöpfungseffekt	

6.1.2 Berechnung des Kaufkrafteffekts

Kaufkrafteffekte werden durch die zusätzlichen Nettoeinkommen ausgelöst, die von den Beschäftigten in den angeregten Unternehmen erwirtschaftet und die in der Folge nachfragewirksam werden. Zur Quantifizierung der direkten Kaufkrafteffekte wird das nachfragewirksame Nettoeinkommen benötigt, das nach folgendem Schema berechnet wird:

Tabelle 13: Berechnungsschema nachfragewirksames Nettoeinkommen

	Arbeitnehmerentgelt (Bruttolöhne und -gehälter zuzüglich Dienstgeberbeiträge)
-	Dienstgeberbeiträge (21 %)
	Bruttolöhne und -gehälter
-	Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitnehmer und Steuern (32,5 %)
	Gesamtnettoeinkommen
-	Zuführung zu den Ersparnissen (8,5 %)
-	Importierte Konsumgüter (15 % ¹²⁷)
	Im Inland nachfragewirksames Nettoeinkommen

Über die direkten Kaufkrafteffekte hinaus entsteht eine zusätzliche Konsumnachfrage über die Wertschöpfung in den durch Vorleistungen verbundenen Sektoren. Die direkten und indirekten Kaufkrafteffekte können nach dem folgenden Schema berechnet werden:

¹²⁷ Der Anteil des in den Import von Konsumgütern fließenden Betrages wird um so kleiner, je größer die Region definiert wird. Der Wert von 15 % bezieht sich auf die österreichische Volkswirtschaft.

Tabelle 14: Berechnungsschema Kaufkrafteffekte

Nachfragewirksames Nettoeinkommen	
Direkter Kaufkrafteffekt	
*	Konsummultiplikator
Direkter u. Indirekter Kaufkrafteffekt	

Der Konsummultiplikator ergibt sich aus der Gewichtung der sektoralen Multiplikatoren mit dem durchschnittlichen Konsumvektor der privaten Haushalte. Der Konsumvektor gibt die Aufteilung der Konsumausgaben auf die einzelnen Sektoren gemäß der Input-Output-Tabelle wieder. Der Multiplikatorprozess resultiert aus der Tatsache, dass für die Produktion der Konsumgüter Vorleistungen benötigt werden, wodurch wiederum Beschäftigungs-, Wertschöpfungs- und neuerliche Kaufkrafteffekte ausgelöst werden.

6.1.3 Berechnung der Beschäftigungseffekte

Zur Abschätzung der ausgelösten Beschäftigungseffekte ist die Größe der Arbeitsproduktivität von zentraler Bedeutung. Die marginale Arbeitsproduktivität definiert sich als Quotient der Änderung des Produktionsergebnisses und der Änderung der Arbeitsleistung (Beschäftigtenzahl oder geleistete Arbeitsstunden). Somit gibt sie die Änderung der Produktion pro zusätzlichen Beschäftigten an. Der inverse Quotient - der sogenannte Arbeitskoeffizient - gibt die Zahl der Beschäftigten an, die pro Produktionsmenge im Herstellungsprozess eingesetzt werden.

Die Zahl der Beschäftigten pro Einheit des Bruttoproduktionswertes kann nicht ohne Einschränkung dahingehend interpretiert werden, dass eine Million Euro zusätzliches Auftragsvolumen eine bestimmte Beschäftigung zusätzlich generiert. Vielmehr sind weitere Faktoren wie beispielsweise die Beschäftigungsstruktur relevant: Die Beschäftigungselastizität ist bei den ArbeiterInnen normalerweise größer als bei den Angestellten. Ein nicht zu vernachlässigender Faktor ist auch die Auslastung der Kapazität in den entsprechenden Sektoren: der volle Beschäftigungseffekt wird sich nur bei einer 100-prozentigen Auslastung und einer entsprechenden Aufstockung der Kapazitäten entfalten, in allen anderen Fällen kommt es jedenfalls zu einer Absicherung bestehender Arbeitsplätze und zu einer höheren Auslastung der Kapazitäten. Darüber hinaus spielt bei nicht permanent anfallender Nachfrage die Tendenz eine Rolle, die zusätzliche Nachfrage eher in Form von Überstundenleistungen und Sonderschichten als durch die Neueinstellung von Arbeitskräften zu bedienen.

Wie im Fall der Wertschöpfung, wird auch Beschäftigung nicht nur in dem direkt von zusätzlichen Investitionen angeregten Sektor geschaffen. Über die Vorleistungsverflechtung

der Wirtschaft kommt es zu einer multiplikativ verstärkten Beschäftigungszunahme, die über den Erstrundeneffekt hinaus geht.

6.1.4 Fiskalische Effekte

Die genannten Wertschöpfungseffekte ziehen für die Gebietskörperschaften erhöhte Einnahmen aus der Kommunalsteuer, der Lohn- und Einkommensteuer sowie der Umsatzsteuer nach sich. Die erhöhte Beschäftigung führt darüber hinaus zu zusätzlichen Einnahmen der Sozialversicherung. Die Berechnung dieser fiskalischen Effekte ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn öffentliche Investitionen aus dem allgemeinen Steueraufkommen finanziert werden. In diesem Fall ist die Selbstfinanzierung der Projekte von Interesse. In der vorliegenden Studie wird auf die Ermittlung der fiskalischen Effekte verzichtet, da diese im Bereich der Ökostrom-Förderung aufgrund der Finanzierung der Einspeisevergütung über Zuschläge auf den Strompreis nur von untergeordneter Bedeutung sind.

6.1.5 Berechnung von Multiplikatoreffekten

Die ursprünglich getätigten Ausgaben, zum Beispiel für Investitionen in Ökostrom-Anlagen, induzieren Folgerunden- bzw. Multiplikatoreffekte, da jeder Betrieb für die Herstellung seiner Produkte bzw. Dienstleistungen Vorleistungen, d.h. Halbfabrikate sowie Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe von anderen Betrieben benötigt. Um von den Erstrundeneffekten auf die Höhe dieser Folgerundeneffekte schließen zu können, verwendet man Multiplikatoren, die aus der Input-Output-Tabelle abgeleitet werden und die die entsprechenden sektoralen Verflechtungen der Volkswirtschaft abbilden. Die Größe des Multiplikators hängt von der Struktur der wirtschaftlichen Verflechtungen der primär „angeregten“ Branchen mit den übrigen Branchen ab, d.h. vor allem davon, an welche Sektoren die Personal- und Sachausgaben fließen und wie diese in Folgeaufträgen weitergegeben werden. Zu berücksichtigen ist auch, dass die Vorleistungen nicht nur aus dem Inland, sondern auch aus dem Ausland bezogen werden. Direkte und indirekte Effekte für das Inland gehen nur von jenem Teil der Nachfrage aus, der nicht durch Importe ins Ausland fließt.

6.1.6 Formale Darstellung

Im Folgenden werden das Input-Output-Modell sowie die Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte formal dargestellt.

Den Ausgangspunkt bildet die Vorleistungsverflechtung der Sektoren gemäß folgender Formel:

$$X_{ij} = a_{ij}X_j, \quad i=1,\dots,n \quad j=1,\dots,n \quad (1)$$

Dabei bezeichnet X_{ij} den Wert der Vorleistungen, die Wirtschaftsbereich i an Sektor j liefert. X_j stellt den Produktionswert von Sektor j dar, und a_{ij} steht für den Inputkoeffizienten. Dieser gibt an, wie viele Einheiten Vorleistungen aus Sektor i nötig sind, um eine Einheit Output des Wirtschaftsbereichs j zu produzieren:

$$a_{ij} = \frac{X_{ij}}{X_j} \quad (2)$$

Der Inputkoeffizient a_{ij} kann als ein Maß für den direkten Produktionseffekt in Sektor i interpretiert werden, der durch die Produktion einer Endnachfrageeinheit durch den Sektor j entsteht, da hierfür Vorleistungen aus Wirtschaftsbereich i benötigt werden.

Im klassischen Input-Output-Modell wird von linear-limitationalen Produktionsfunktionen ausgegangen, d.h. die Inputkoeffizienten sind technologisch determiniert und zwischen den Einsatzfaktoren ist keine Substitution möglich. Diese Annahme impliziert, dass die Inputkoeffizienten nicht von den Preisen der Inputfaktoren abhängig sind.

In Matrixschreibweise lässt sich Gleichung (1) wie folgt darstellen:

$$x = Ax, \quad A = (a_{ij}) \quad (3)$$

Unter Berücksichtigung der autonomen, d.h. nicht im Modell erklärten Endnachfrage y ergibt sich das Input-Output-Modell:

$$x = Ax + y \quad (4)$$

Um die aus Änderungen der Endnachfrage resultierenden Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte berechnen zu können, muss Gleichung (4) zunächst wie folgt umgeformt werden (dabei bezeichnet I die Einheitsmatrix):

$$x = (I - A)^{-1}y \quad (5)$$

Die Matrix $C = (I - A)^{-1}$ wird als Leontief-Inverse bezeichnet. Jedes Element c_{ij} der Matrix C gibt an, wie viele Einheiten Vorleistungsproduktion des Sektors i insgesamt, d.h. direkt und indirekt, zur Herstellung einer Endnachfrageeinheit des Sektors j benötigt werden.

Die kumulativen, durch Änderungen der Endnachfrage ausgelösten direkten und indirekten Wertschöpfungseffekte errechnen sich gemäß Gleichung (6):

$$\Delta x = (I - A)^{-1} \Delta y \quad (6)$$

Dabei wird berücksichtigt, dass neben dem Sektor, der von der exogenen Erhöhung der Endnachfrage direkt profitiert, über die Vorleistungsverflechtung der Wirtschaft indirekt auch die Produktion in den anderen Wirtschaftsbereichen angeregt wird.

Zur Ermittlung der mit der erhöhten Wertschöpfung verbundenen Beschäftigungseffekte werden noch die Arbeitskoeffizienten b_j benötigt. Diese geben an, wie viel Arbeitskraft (definiert als Anzahl der Beschäftigten oder als Vollzeitäquivalente) zur Produktion einer Einheit an Output in Sektor j notwendig ist. Die sektoralen Arbeitskoeffizienten entsprechen somit den reziproken Arbeitsproduktivitäten. Die Arbeitskoeffizienten sind in der folgenden Weise definiert:

$$b_j = \frac{B_j}{X_j} \quad (7)$$

In Gleichung (7) bezeichnen B_j die Beschäftigung und X_j , wie bisher, den Produktionswert in Sektor j .

Die gesamtwirtschaftliche Beschäftigungswirkung einer Erhöhung der autonomen Endnachfrage errechnet sich gemäß der folgenden Beziehung:

$$\Delta B = D(I - A)^{-1} \Delta y \quad (8)$$

Dabei bezeichnet D die Diagonalmatrix der sektoralen Arbeitskoeffizienten:

$$D = \text{diag}(b) \text{ mit } b = (b_1, b_2, b_3, \dots, b_n)' \quad (9)$$

Analog zu der durch eine zunehmende Endnachfrage ausgelösten Wertschöpfung können auch bei der induzierten Beschäftigung direkte und indirekte Effekte unterschieden werden. Die direkten Beschäftigungsgewinne treten in dem Sektor auf, für dessen Produktion die Endnachfrage steigt. Die indirekten Beschäftigungseffekte in den anderen Wirtschaftsbereichen resultieren aus der Vorleistungsverflechtung der Wirtschaft.

Bei den Ableitungen der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte blieb bisher unberücksichtigt, dass mit der Produktion von Waren und Dienstleistungen auf den einzelnen Produktionsstufen Einkommen in Form von Arbeitnehmerentgelt und Gewinnen entsteht. Jener Teil dieses erhöhten Einkommens, der für den Konsum verwendet wird, löst weitere Multiplikatoreffekte aus. Die Berücksichtigung dieser Zusammenhänge in der Input-Output-

Analyse erfordert ein um den Keynes'schen Multiplikator erweitertes Input-Output-Modell, das im Folgenden dargestellt wird.¹²⁸

Die privaten Haushalte verwenden das ihnen zufließende Einkommen für Konsum und Sparen. Jener Teil des zusätzlichen Einkommens, der in den Konsum fließt und somit weitere Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte initiiert, wird gemäß der marginalen Konsumquote bestimmt. Da die marginale Konsumquote nicht beobachtbar ist, wird für die folgenden Berechnungen die durchschnittliche Konsumquote herangezogen. Ferner muss berücksichtigt werden, dass die Haushalte von dem ihnen zufließenden Einkommen Steuern und Sozialversicherungsbeiträge abführen müssen. Für den Konsum steht lediglich das zusätzliche Nettoeinkommen zur Verfügung. Zudem gilt es zu bedenken, dass ein Teil der Konsumgüter importiert wird und daher nicht die gesamten höheren Konsumausgaben im Inland wertschöpfungs- und beschäftigungswirksam werden.

Für die Ableitung des durch die höheren Konsumausgaben induzierten Multiplikatorprozesses wird die Matrix der Verbrauchsmultiplikatoren R gemäß folgender Formel benötigt:

$$R = c_H A_P (I - A)^{-1} \quad (10)$$

Dabei bezeichnen c_H die durchschnittliche Konsumquote und A_P die Koeffizienten aus der Primäraufwandsmatrix. Letztere enthält die Aufteilung der Wertschöpfung auf das Arbeitnehmerentgelt, den Betriebsüberschuss, die Abschreibungen sowie die sonstigen Produktionsabgaben abzüglich der sonstigen Subventionen. Für die Ermittlung der Konsummultiplikatoren wird ausschließlich auf das Arbeitnehmerentgelt zurückgegriffen.

Die gesamte Wertschöpfung aufgrund des höheren Konsums der privaten Haushalte und der damit induzierten Produktion einschließlich der Vorleistungslieferungen wird anhand folgender Gleichung errechnet:

$$\Delta x = (I - A)^{-1} (I - R)^{-1} \Delta y \quad (11)$$

Die damit verbundenen Beschäftigungseffekte ergeben sich gemäß:

$$\Delta B = D (I - A)^{-1} (I - R)^{-1} \Delta y. \quad (12)$$

Der vollständige Multiplikatorprozess läuft mithin in folgenden Schritten ab: Die erhöhte Endnachfrage nach Produkten eines Sektors führt in diesem Wirtschaftsbereich und über die Vorleistungsverflechtung auch in den anderen Sektoren zu zusätzlicher Produktion. Die Arbeitskräfte erhalten dabei gemäß der Inputkoeffizienten A_P mehr Einkommen, das nach Maßgabe der Konsumquote c_H für Käufe von Gütern und Dienstleistungen verwendet wird.

¹²⁸ Pischner und Stäglin (1979): Darstellung des um den Keynes'schen Multiplikator erweiterten offenen statischen Input-Output-Modells. IAB, Mitteilungen aus der Arbeitsmarkt- und Berufsforschung, Jg. 9, Nr. 3, S. 345-349.

Diese steigende Konsumnachfrage löst wiederum einen zunehmenden Output der Produkte, die von den Haushalten nachgefragt werden, aus. Auch in dieser „Runde“ werden Vorleistungen benötigt, was in den anderen Wirtschaftsbereichen höhere Produktion nach sich zieht. Da in der Input-Output-Matrix die zeitliche Dynamik nicht dargestellt werden kann, wird unterstellt, dass der gesamte Multiplikatorprozess innerhalb einer Periode abläuft.

6.1.7 Annahmen und Einschränkungen der Input-Output-Analyse

Dem Input-Output-Modell liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- Es existiert eine lineare Technologie, d.h. die Faktoreinsatzmengen sind in jedem Sektor zu der Produktion proportional; dies impliziert, dass zwischen den Faktorinputs keine Substitutionsmöglichkeiten bestehen und dass somit die Einsatzmengen von den relativen Faktorpreisen unabhängig sind.
- Das Modell ist statisch. Daher kann die zeitliche Struktur der Anpassungsprozesse, die sich beispielsweise nach einer Erhöhung der Endnachfrage vollziehen, nicht abgebildet werden.
- Preiseffekte bleiben unberücksichtigt. Damit ist es nicht möglich, Änderungen in der Produktionsstruktur oder der Struktur der Endnachfrage zu erfassen, die aus Änderungen der relativen Preise resultieren.
- Die Veröffentlichung der Input-Output-Tabellen durch die Statistik Austria erfolgt mit einigen Jahren Verzögerung. Die Tabelle für das Jahr 2000 wurde im Frühjahr 2004 publiziert.¹²⁹ Ein Strukturwandel, der sich seit dem Jahr, das der letzt-verfügbaren Input-Output-Tabelle zu Grunde liegt, vollzogen hat, kann nicht berücksichtigt werden. Änderungen in den sektoralen Produktivitäten, den Importquoten und der Branchenstruktur sowie sektoral unterschiedliche Inflationsraten könnten über eine Trendextrapolation fortgeschrieben werden. Darauf wird aber verzichtet, da keine wesentlichen Verschiebungen zu erwarten sind auch eine Trendextrapolation mit Fehlern behaftet ist.
- Der Output jedes Sektors ist homogen, d.h. es wird unterstellt, dass jedem Sektor genau ein Produkt zugeordnet werden kann.
- Die Endnachfrage ist autonom, d.h. sie wird nicht durch die Produktionsänderungen beeinflusst. Diese Schwäche wird durch die Erweiterung der Input-Output-Analyse um den Keynes'schen Multiplikator zum Teil behoben, da hierdurch die Erhöhung des Einkommens der privaten Haushalte und die aus dem resultierenden zusätzlichen

¹²⁹ Statistik Austria (2004): INPUT-OUTPUT-Tabelle 2000.

Konsum induzierten weiteren Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte berücksichtigt werden können.

- Rückkopplungen aus dem Ausland werden nicht berücksichtigt. Ein Teil der zusätzlichen Wertschöpfung wird im Ausland wirksam, da die Unternehmen neben heimischen auch importierte Vorleistungen verwenden. Die steigende Importnachfrage löst im Ausland eine zunehmende Produktion und Nachfrage aus, die wiederum Importe aus Österreich nach sich ziehen kann. Diese Effekte können nur im Rahmen von Mehr-Länder-Modellen einbezogen werden.
- Der Kapazitätsauslastungsgrad und der Kapazitätseffekt der Investitionen können nicht modelliert werden.

Die wesentlichen Vorteile der Input-Output-Analyse liegen in der tiefen sektoralen Abbildung der Volkswirtschaft mit ihren vielfältigen Vorleistungsverflechtungen sowie in der relativ unkomplizierten Handhabbarkeit des Instruments. Insbesondere ist das Datenerfordernis ungleich geringer als bei anderen Methoden, vor allem im Vergleich mit den im folgenden Abschnitt behandelten Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen.

6.2 Allgemeine Gleichgewichtsmodelle

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle basieren auf den Annahmen der neoklassischen Theorie. Den Akteuren wird ein optimierendes Verhalten unterstellt und es wird angenommen, dass sich sämtliche Märkte stets im Gleichgewicht befinden. Die praktische Anwendung von allgemeinen Gleichgewichtsmodellen erfolgt zumeist computerunterstützt durch sogenannte CGE-Modelle (Computable General Equilibrium).

CGE-Modelle stellen Weiterentwicklungen der Input-Output-Modelle dar. Wenn das Input-Output-Modell um Verhaltensgleichungen für die Wirtschaftssubjekte und um Marktträumungsmechanismen ergänzt wird, entsteht ein CGE-Modell. Zudem basiert ein allgemeines Gleichgewichtsmodell neben Daten aus der Input-Output-Matrix auch auf Daten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die in der Input-Output-Tabelle nicht enthalten sind. Hierzu zählen insbesondere finanzielle Transaktionen zwischen den Wirtschaftssubjekten, wie beispielsweise staatliche Transferzahlungen an private Haushalte.

Im Einzelnen beinhaltet die Erstellung eines CGE-Modells die folgenden Schritte: Zunächst werden die Wirtschaftssubjekte spezifiziert. Diese umfassen zumindest die privaten Haushalte, den Unternehmenssektor, den Staat und das Ausland. Häufig erfolgt eine sektorale Disaggregation des Unternehmensbereichs. Anschließend werden die Verhaltensweisen der Akteure modelliert. Üblicherweise wird davon ausgegangen, dass die

Haushalte ihren Nutzen unter der Nebenbedingung der Budgetbeschränkung und die Unternehmen den Gewinn unter der Beschränkung der Technologie maximieren. Des Weiteren werden Signale, die den Wirtschaftssubjekten als Basis ihrer Entscheidungen dienen, angegeben. In einem walrasianischen Modell, welches die theoretische Grundlage der CGE-Modelle bildet, sind dies die Preise der Güter und der Produktionsfaktoren. Schließlich muss der institutionelle Rahmen der Ökonomie modelliert werden.

Im nächsten Schritt werden die Parameter des Modells kalibriert. Dabei werden die „tiefen“ strukturellen Parameter, wie die Koeffizienten der Nutzenfunktion der Haushalte, bestimmt. Dafür werden meist Daten aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) eines Basisjahres verwendet. Auf die gleiche Weise wird bei der Spezifikation der Produktionsfunktion verfahren. Beispielsweise kann eine Cobb-Douglas-Funktion mit konstanten Skalenerträgen und mit den Faktoren Arbeit und Kapital unterstellt werden. Bei Gültigkeit der den CGE-Modellen zugrunde liegenden vollkommenen Konkurrenz entsprechen dann die Produktionselastizitäten der Einsatzfaktoren ihren Entlohnungsanteilen. Diese können der VGR entnommen werden.

Da CGE-Modelle auf den Annahmen der neoklassischen Theorie beruhen, wird unterstellt, dass sich die Ökonomie in dem Jahr, dessen Daten für das Kalibrieren der Modellparameter verwendet werden, im Gleichgewicht befindet.

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle besitzen den Vorzug, dass sie die konsistente Berücksichtigung langfristiger Gleichgewichte und von Nebenbedingungen wie der intertemporalen Budgetbeschränkung der Haushalte und des öffentlichen Sektors ermöglichen. Die Fokussierung auf langfristige Gleichgewichte lässt jedoch keine Aussage über den Anpassungspfad auf das Gleichgewicht oder die Dauer des Anpassungsprozesses zu. Moderne CGE-Modelle beziehen jedoch Ungleichgewichte mit ein. Auf diese Weise erfolgt eine Verknüpfung der eher kurzfristig ausgerichteten Ungleichgewichtstheorie mit der langfristigen Gleichgewichtstheorie.

Der wesentliche Vorteil eines allgemeinen Gleichgewichtsmodells gegenüber Input-Output-Modellen besteht darin, dass Änderungen der relativen Preise und die daraus folgenden Anpassungsreaktionen der Wirtschaftssubjekte abgebildet werden können. Während in Input-Output-Modellen die Wirtschaftsstruktur als konstant angenommen wird, ermöglichen allgemeine Gleichgewichtsmodelle die Abschätzung des Strukturwandels als Reaktion auf Änderungen der relativen Preise sowie als Folge des technologischen Fortschritts.

Gegen die Anwendung von Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen an Stelle eines einfachen Input-Output-Modells kann vorgebracht werden, dass sich CGE-Modelle auf die neoklassische Theorie stützen und mithin unterstellen, dass sich die Ökonomie im Gleichgewicht befindet und sämtliche Akteure stets ökonomisch rational handeln. Diese

theoretische Grundlage ist keineswegs unumstritten. Vor allem jedoch steht der praktischen Anwendung von CGE-Modellen für die Abschätzung sektoraler und gesamtwirtschaftlicher Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der enorme Aufwand entgegen, der zur Erstellung eines solchen Modells erforderlich ist. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung der volkswirtschaftlichen Effekte der Ökostrom-Förderung musste daher auf den „einfacheren“ methodischen Ansatz der Input-Output-Analyse zurückgegriffen werden.

6.3 Effekte der Förderung von Ökostrom

Mit der Förderung des weiteren Ausbaus alternativer Energien sind unterschiedliche Effekte verbunden. Zunächst lösen die Investitionen in die Errichtung der Anlagen einmalig Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen aus. Während der Nutzung der Anlagen gehen von Betrieb und Wartung Produktionswirkungen aus. Die positiven Investitions- und Betriebseffekte bilden zusammen den Bruttoeffekt der Förderung alternativer Energien.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass durch die Förderung des Einsatzes regenerativer Energien mittels Einspeisevergütungen die privaten Haushalte über höhere Strompreise belastet werden. Der daraus resultierende negative Einkommensentzugseffekt muss den positiven Investitions- und Betriebseffekten gegenüber gestellt werden. Nach Abzug des Einkommensentzugseffektes vom Bruttoeffekt ergibt sich der Nettoeffekt der Förderung alternativer Energien. Dieser kann positiv, aber auch negativ sein. Die einzelnen Effekte werden im Folgenden näher beschrieben.

6.3.1 Investitionseffekt

Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger lösen über die Nachfrage nach Sachgütern und Dienstleistungen direkte volkswirtschaftliche Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in den betroffenen Wirtschaftssektoren aus. *Direkte* volkswirtschaftliche Effekte gehen von Investitionen in Güter und Dienstleistungen aus, die unmittelbar mit der Errichtung (Bau, Installation, Planung, Montage, Finanzierung, etc.) einer Ökostromanlage in Zusammenhang stehen.

Eine hochentwickelte Volkswirtschaft ist von einer vielfältigen Wirtschaftsverflechtung durch weitgehende Arbeitsteilung gekennzeichnet. Daher induziert ein Nachfrageimpuls über die weitreichende Vorleistungsverflechtung eine zusätzliche *indirekte* Wertschöpfung und Beschäftigung. Diese indirekten Investitionseffekte entstehen, weil die direkt betroffenen Wirtschaftssektoren für die Produktion der Anlagen sowie für die Erbringung von Dienstleistungen Vorleistungen benötigen. Die Nachfrage nach diesen Vorleistungen löst in

den betroffenen Sektoren zusätzliche Produktion und Beschäftigung aus und zieht weitere Vorleistungsbezüge nach sich. Von Investitionen in die Errichtung von Ökostromanlagen profitieren somit über die Produktionsverflechtung der Wirtschaft auch solche Wirtschaftsbereiche, die nicht unmittelbar mit der Planung und Errichtung von Ökostromanlagen in Zusammenhang stehen.

Wesentlich ist, dass Investitionseffekte nur einmalig, d.h. zum Zeitpunkt der Errichtung einer Ökostromanlage auftreten. Bei der Modellierung wird davon ausgegangen, dass die Investitionseffekte ausschließlich innerhalb eines Jahres auftreten und nicht über mehrere Jahre verteilt sind. Unberücksichtigt bleibt, dass neu errichtete Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt ersetzt werden müssen. Die laufenden Aufwendungen zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit einer Ökostromanlage (Wartungs- und Reparaturarbeiten, Austausch von Verschleißgütern) werden den Betriebskosten zugerechnet.

6.3.2 Betriebseffekt

Mit dem Betrieb einer Ökostromanlage sind über die gesamte Laufzeit (spezifische Lebensdauer) der Anlage Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte verbunden. Neben notwendigen Wartungs- und Reparaturarbeiten ist vor allem die Erbringung von Dienstleistungen für Verwaltung, Versicherung etc. von Bedeutung. Erfolgt die Stromerzeugung unter Verwendung von Brennstoffen (z.B. Biomasse-Anlagen), hängt die Betriebskostenhöhe primär von den variablen Kosten, d.h. den verwendeten Brennstoffen und der effektiven jährlichen Betriebszeit (Volllaststunden) ab. Deshalb ist für Verbrennungsanlagen charakteristisch, dass die Summe der Betriebskosten über die Anlagenlebensdauer erheblich über den einmalig auftretenden Investitionskosten liegt. Für die Berechnung der Betriebseffekte sind folglich jene Wirtschaftssektoren von besonderem Interesse, die für die Brennstoffgewinnung bzw. -aufbereitung verantwortlich sind. Windkraft, Photovoltaik oder Kleinwasserkraftanlagen sind im Unterschied dazu mit einem hohen fixen Betriebskostenanteil behaftet.

Analog zum Investitionseffekt setzt sich auch der Betriebseffekt aus direkten und indirekten volkswirtschaftlichen Effekten zusammen, da über die Vorleistungsverflechtung auch solche Sektoren Sachgüter und Dienstleistungen zuliefern, die nicht unmittelbar mit dem laufenden Betrieb der Anlagen in Zusammenhang stehen.

6.3.3 Verdrängungseffekte

Durch die Förderung der Erzeugung alternativer Energie werden die Endverbraucher mit höheren Stromkosten belastet, was mit einem negativen Einkommensentzugseffekt verbunden ist. Zudem wird durch die Stromproduktion aus regenerativen Energieträgern konventionell erzeugter Strom verdrängt. Auf diese Effekte wird im Folgenden näher eingegangen.

Einkommensentzugseffekt

Mit der Errichtung und dem Betrieb von Ökostromanlagen sind nicht nur positive Investitions- und Betriebseffekten verbunden. Ebenfalls berücksichtigt werden müssen auftretende Verdrängungseffekte höherer Strompreise.

Ökostromanlagen, die in das Netz einspeisen, erhalten fixe Einspeisetarife, die über dem Marktpreis für Strom liegen. Es wird unterstellt, dass der Stromkonsum relativ preisunelastisch ist.¹³⁰ Der mengenmäßige Stromverbrauch reagiert somit bei geringfügigen Preiserhöhungen nur unwesentlich. Die höheren Strompreise müssen von den Verbrauchern getragen werden, die einen Teil des bisher für andere Ausgaben verwendeten Budgets für Strom einsetzen müssen (Einkommensentzugseffekt). Den positiven Nachfrageimpulsen durch die Errichtung und den Betrieb von Ökostromanlagen stehen somit negative Nachfrageeffekte der Subventionierung von Ökostrom über höhere Preise gegenüber. Dieser Einkommensentzugseffekt kann aus den gegenwärtigen Vergütungssätzen, der Energieproduktion und dem Marktpreis für Strom abgeschätzt werden (die Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Marktpreis für konventionell erzeugten Strom wird mit dem Ökostromvolumen multipliziert).

Dabei ist zu beachten, dass der energiewirtschaftliche Wert¹³¹ einer kWh Ökostrom nicht in allen Fällen einer kWh konventionell erzeugten Stroms gleichzusetzen ist, da die Produktion und Einspeisung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen nur bedingt planbar ist. Um ein hohes Niveau an Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten, ist es notwendig, jederzeit zusätzliche Regelleistung bereit zu halten.¹³² Mit steigendem Anteil von Strom aus erneuerbaren Energieträgern an der Gesamtstromproduktion nimmt auch der Bedarf an Stand-by-Kapazitäten und die Häufigkeit von Anfahrvorgängen zu.

¹³⁰ Dies bedeutet, dass der Stromverbrauch bei einer Erhöhung des Strompreises um ein Prozent um weniger als ein Prozent zurückgeht.

¹³¹ Unter „Wert“ versteht man die Kosteneinsparung, die mit der Einspeisung von Ökostrom in das öffentliche Versorgungsnetz verbunden ist.

¹³² EWI, IE und RWI Essen (2004): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energie Gesetzes (EEG), Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Endbericht.

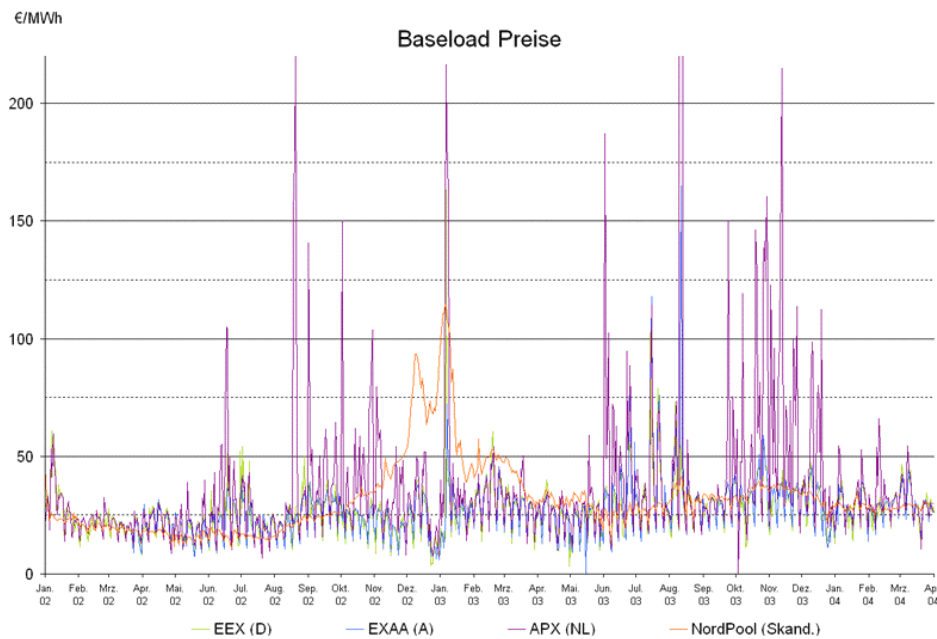
Im Unterschied zu konventionellen Stromerzeugungstechnologien ist die Nutzung erneuerbarer Energien (insbesondere der Windkraft) stark standortabhängig. Um den Strom zu den Verbrauchszentren zu transportieren, ist ein Netzausbau erforderlich. Dieser löst zwar ebenfalls Investitionseffekte aus, führt aber gleichzeitig zu teils erheblichen Mehrkosten für die Versorgungsunternehmen. Die unbeständige Einspeisung von Ökostrom und die damit einhergehende unetliche Fahrweise konventioneller Kraftwerke führten in der Vergangenheit zu einer steigenden Volatilität des Strompreises und erhöhten die Kosten des Risikomanagements. Bei Biomasse- und Kleinwasserkraftanlagen kann das Problem einer schwankenden Produktion weitgehend vernachlässigt werden.

Die Kosten der Ökostromförderung werden von den Verbrauchern (Unternehmen und private Haushalte) entsprechend ihrer Anteile am Stromverbrauch getragen. Vereinfachend kann angenommen werden, dass die betroffenen Unternehmen die Mehrbelastungen letztendlich auf die Güterpreise abwälzen können und die höheren Stromkosten damit von den Konsumenten getragen werden. Auch sinkende Unternehmensgewinne und geringere Kapitalerträge - bei fehlender Überwälzbarkeit der höheren Stromkosten - belasten letztlich die Konsumenten als Eigentümer der Unternehmen. Der Einkommenszugriffseffekt kann daher für die private Konsumnachfrage unter Anwendung des durchschnittlichen Konsumvektors berechnet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der Konsumnachfrage ins Ausland abfließt.¹³³ Sowohl die Konsumstruktur als auch die Sparquote (8,5 %) werden als konstant angenommen.

Letztlich hängt der von den Konsumenten zu tragende Subventionsaufwand vom Marktpreis für Strom ab und dieser wird wiederum wesentlich vom Preis für konventionelle Energieträger bestimmt. Für die Berechnungen im Modell wird davon ausgegangen, dass der Marktpreis - derzeit ca. 30 €/MWh - in den nächsten Jahren weitgehend konstant bleibt.¹³⁴ Realistischerweise muss demgegenüber für die Zukunft von einem steigenden Strompreis ausgegangen werden, wie es bei der Analyse von Szenarien der künftigen Ökostromentwicklung unterstellt wird (vgl. Kapitel 7).

¹³³ Die Importquote des privaten Konsums beträgt 15% (Berechnung aus der IO-Tabelle 2000).

¹³⁴ Notierungen auf den Terminmärkten weisen auf eine lediglich leichte Strompreiserhöhung in den nächsten Jahren hin. An der Strombörse EEX (D) wurden im April 2004 5-year Futures (Baseload) zu einem Preis von rd. € 32,6 bzw. 10-year Futures (Baseload) zu rd. € 38,5 pro MWh gehandelt (http://www.eex.de/futures_market/market_data/intraday_table.asp?type=y).

Abbildung 17: Entwicklung Großhandelspreis

Quelle: E-Control GmbH.

Ein für den energetischen Wert von Ökostrom zu beachtender Faktor ist die bevorstehende Einführung eines europaweiten Emissionszertifikathandels. Dadurch wird sich in Zukunft die Erzeugung von Strom aus fossilen Energieträgern verteuern. Durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger können diese Mehrbelastungen kompensiert werden. Die Höhe der mit der Einführung der Emissionsrechte verbundenen Zusatzkosten hängt u.a. von der künftigen Preisentwicklung der in den Kraftwerken zum Einsatz kommenden Brennstoffe sowie vom CO₂-Zertifikatspreis ab. In der vorliegenden Untersuchung wird davon ausgegangen, dass eine Tonne CO₂ zu einem Preis von rd. € 10 gehandelt werden wird.¹³⁵

Ein Vergleich zeigt, dass der Anteil fossiler Brennstoffe an der Stromerzeugung innerhalb Europas stark variiert: von über 90 % in Griechenland (91,9 %) und Irland (95 %) bis hin zu lediglich 3,6 % in Schweden.¹³⁶ Einen entsprechend unterschiedlichen Einfluss hat der Emissionshandel für die Energiebranche in den betroffenen Ländern. Vor allem die Liberalisierung des europäischen Energiemarkts hat dazu geführt, dass der grenzüberschreitende Stromhandel in den letzten Jahren stark zugenommen hat. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der europäische Strommarkt in mehrere regionale Märkte aufgeteilt ist. Hauptsächlich dafür sind nur beschränkt verfügbare Netzübertragungs-

¹³⁵ Vgl. Point Carbon: „Carbon Market Europe“, April 23, 2004. Point Carbon berichtet regelmäßig über den CO₂-Emissionszertifikatemarkt in der Europäischen Union. Zur aktuellen Entwicklung der Preise siehe Anhang, S. 155, Abbildung 36.

¹³⁶ IEA (2003a): CO₂ Emissionen from fuel combustion – 2003 Edition: 1997-2000, IEA/OECD, Paris.

kapazitäten, wodurch bestimmte Regionen relativ isoliert sind.¹³⁷ Österreich verfügt jedoch über ausreichende Transmissionskapazitäten, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass für die Bewertung der CO₂-Reduktion durch die Einspeisung von Ökostrom der durchschnittliche Mix der Energieträger in der europäischen Stromerzeugung relevant ist. Wie Tabelle 15 verdeutlicht, erfolgt europaweit etwa die Hälfte der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger.

Tabelle 15: Elektrizitätserzeugung in Europa (Jahr 2000)

	TWh	Anteil
Kohle	704	27,4 %
Öl	161	6,3 %
Gas	450	17,5 %
Kernkraft	864	33,6 %
Wasserkraft	319	12,4 %
Erneuerbare Energie	74	2,9 %
Summe	2.572	100 %

Quelle: IEA (2002), *World Energy Outlook*.

Das Computerprogramm **GEMIS**¹³⁸ – Globales Emissions Modell Integrierter Systeme – ermöglicht es, Ökobilanzen für den europäischen Kraftwerkspark zu berechnen. Dabei zeigt sich, dass im Durchschnitt 401,56 kg CO₂-Emissionen pro MWh produzierter Elektrizität emittiert werden. Da die GEMIS Daten eine Ökobilanz für die gesamte Stromproduktion darstellt (einschließlich z.B. des Transports fossiler Brennstoffe), für den Emissionshandel jedoch lediglich die direkten Kraftwerksemissionen relevant sind, wird von dem genannten Wert ein Abschlag von 25 % vorgenommen. Für die folgenden Berechnungen wird somit davon ausgegangen, dass pro Kilowattstunde Ökostrom rund 0,3 kg CO₂ im Elektrizitätsbereich eingespart werden.

Bei einem Zertifikatsmarktpreis¹³⁹ von € 10 pro Tonne CO₂ würde sich die Herstellung von Strom aus fossilen Energieträgern folglich um 0,3 Cent/kWh verteuern. Die Einspeiseregulierung für Ökostrom kann somit als Ausgleichszahlung interpretiert werden, da mit dieser Energie höhere CO₂-Emissionen im europäischen Kraftwerkspark vermieden werden. Die CO₂-Einsparungen müssen jedenfalls dem energetischen Wert von Ökostrom gutgeschrieben werden.

¹³⁷ IEA (2003b): Emissions trading and possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, IEA/OECD, Paris.

¹³⁸ GEMIS - Globales Emissions Modell Integrierter Systeme - ist ein Produkt des Umweltbundesamtes. Die Basisversion des Computerprogramms GEMIS wurde vom deutschen Öko-Institut entwickelt und kann gratis von der Homepage heruntergeladen werden: <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>. Die GEMIS Datenbank umfasst 17 europäische Staaten. Diese sind für die Stromhandelsverflechtung Österreichs weitgehend repräsentativ.

¹³⁹ Der Zertifikatsmarktpreis entspricht den Grenzkosten der Emissionsvermeidung in den verpflichteten Wirtschaftssektoren.

Verdrängung konventioneller Stromproduktion

Durch die Einspeisung von Ökostrom kommt es zur Substitution von konventionell erzeugtem Strom, sodass höheren Kosten für Ökostrom Einsparungen durch einen geringeren Verbrauch konventionell erzeugten Stroms gegenüberstehen. Entsprechend der verwendeten Erzeugungstechnologie (Gaskraftwerke, Kohlekraftwerke, Wasserkraft etc.) kommt es zu einer Einsparung von fossilen Brennstoffen bzw. zu einer generellen Verringerung der variablen Kosten dieser Kraftwerke. Im Verhältnis zum Subventionsaufwand für Ökostrom sind diese Einsparungseffekte jedoch gering. Zu einer wesentlichen Abschwächung des Einspareffektes führt auch die notwendige Vorhaltung von flexiblen Erzeugungskapazitäten, denn mit zunehmendem Ökostromanteil ist ein tendenziell steigender Bedarf an Regelleistung verbunden.

Es kann daher davon ausgegangen werden, dass es langfristig zu keiner wesentlichen Verdrängung konventioneller Kraftwerkskapazitäten durch Ökostromanlagen kommen wird. Berechnungen¹⁴⁰ zeigen, dass der Leistungskredit¹⁴¹ im Bereich der Windkraft unter 10 % liegt und mit steigendem Anteil von Windenergie an der gesamten Stromerzeugung weiter sinkt. Dadurch kann, bei Aufrechterhaltung eines konstant hohen Niveaus an Versorgungssicherheit, nur ein geringer Anteil an konventionellen Kraftwerkskapazitäten durch Ökostromanlagen eingespart werden. Ebenfalls berücksichtigt werden muss, dass dem jährlichen Kapazitätsausbau der Ökostromanlagen ein beträchtliches Wachstum des Stromverbrauchs (ca. 1,6 % p.a.) gegenübersteht.

Kapazitäten im Kraftwerksbereich werden aufgrund ihrer langen Nutzungsdauer nicht einfach ersetzt, sondern unterliegen über wechselnde Auslastung und neu geschaffene Kapazitäten einer stetigen Anpassung an neue Rahmenbedingungen. Durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung steigt zudem die Volatilität der Einspeisung, wodurch der Bedarf an flexiblen Stromerzeugungsanlagen zunimmt. Sich ändernde Primärenergie-Preisrelationen machen ebenfalls einen dynamischen Anpassungsprozess des bestehenden Kraftwerksparks notwendig.

Durch den Einsatz von Ökostrom können grundsätzlich variable (primär Brennstoffkosten) und fixe Kosten im konventionellen Kraftwerkspark eingespart werden. Aufgrund eines eher geringen Leistungskredites (bei Windkraft und Photovoltaik) ist das Einsparungspotenzial bei den Fixkosten gering. Untersuchungen bezogen auf den deutschen Kraftwerkspark zeigen, dass die Einsparungen bei den variablen Kosten zwischen € 21 und € 27 bzw. bei den fixen

¹⁴⁰ EWI, IE und RWI Essen (2004).

¹⁴¹ Dieser gibt an, wie viel konventionelle Erzeugungskapazität - bei konstanter Versorgungssicherheit - durch Ökostromkapazitäten ersetzt werden kann. Ein Wert von 10 % bedeutet, dass 1 MW Ökostrom-Kapazität installiert werden muss, um 100 kW konventionelle Kapazität zu ersetzen.

Kosten zwischen € 3 und € 5 je zusätzlich eingespeister MWh Ökostrom betragen.¹⁴² Die tatsächliche Einsparung entspricht allgemein zumindest den variablen Kosten des teuersten in Betrieb befindlichen Kraftwerkes.¹⁴³

Der Wert einer kWh Ökostrom entspricht somit dem aktuellen Marktpreis abzüglich der Zusatzkosten für Regenergie, Netzausbau etc., mindestens jedoch den eingesparten variablen Kosten im übrigen Kraftwerksbereich. Für die Berechnungen wird der energetische Wert von Ökostrom in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik mit 60 % des aktuellen Marktpreises von 3 Cent/kWh festgelegt. Bei den übrigen Technologien wird hingegen kein Abschlag vom Marktpreis vorgenommen.

Investitionsförderung

Investitionszuschüsse zur Förderung von Ökostrom sind Ausgaben der öffentlichen Hand, die steuer- und/oder kreditfinanziert werden müssen. Letztlich führen beide Finanzierungsformen mittelfristig zu Verdrängungseffekten in gleicher Höhe. Investitionszuschüsse werden oft durch eine Umschichtung von Staatsausgaben (oder Fördermitteln) finanziert, wodurch es zu einer Verdrängung von staatlicher Konsum- und Investitionsnachfrage in gleicher Höhe kommt. Steuererhöhungen verdrängen unmittelbar Konsum der privaten Haushalte sowie private Investitionen. Gleiches gilt für steigende Kreditzinsen als Folge höherer Budgetdefizite und einer damit einher gehenden zusätzlichen Inanspruchnahme des Kreditmarktes durch die öffentliche Hand. Erhöhte Budgetdefizite und steigende Staatsschulden können zudem dazu führen, dass die privaten Haushalte für die Zukunft eine steigende Steuerlast zur Rückzahlung der Schulden erwarten. Dies kann die Haushalte zu einem verstärkten Sparen und damit bei gleich bleibendem Einkommen zu einer Einschränkung des Konsums veranlassen.

Da die meisten Investitionsförderungen im Ökostrom-Bereich durch die Bundesländer vergeben werden, zeigt sich bundesweit sowohl hinsichtlich der geförderten Technologien als auch der Fördersätze ein sehr heterogenes Bild. Auf Bundesebene werden zusätzlich Förderungen durch die Kommunalkredit Austria AG vergeben. Zudem besteht eine Förderinitiative der Landwirtschaftskammer, die sich speziell auf den Bereich der Biomasse bezieht. Eine detaillierte Aufstellung findet sich im Anhang. Keine Förderungen in entsprechendem Umfang erhalten Windkraftanlagen und Anlagen zur Nutzung von Deponie- und Klärgasen. Aufgrund der bundesweit sehr unterschiedlichen Gestaltung der Investitionsförderprogramme ist es nicht möglich, einen einheitlichen Fördersatz

¹⁴² EWI, IE und RWI Essen (2004).

¹⁴³ Pfaffenberger W., Hille, M. (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Abschlussbericht, Bremer Energie Institut.

(Förderbarwert bzw. Förderintensität in Bezug auf die Investitionssumme) zu berechnen. Bei der Input-Output-Analyse werden deshalb keine Investitionsförderprogramme berücksichtigt.

6.4 Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte

Mit Hilfe der Input-Output-Analyse sollen im Folgenden die in Kapitel 6.3 beschriebenen volkswirtschaftlichen Effekte der Ökostromförderung quantifiziert werden. Die Analyse erfolgt in zwei Schritten:

- Zuerst werden die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für eine „Standardanlage“ je Technologie berechnet.
- Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Ergebnisse in Folge für jede Technologie auf einen Stromertrag von 2 GWh normiert.

Zunächst werden im folgenden Abschnitt die für die Berechnungen getroffenen Festlegungen hinsichtlich der betrachteten Technologien dargestellt.

6.4.1 Annahmen und Definitionen

Die für die Standardanlagen getroffenen Annahmen sind in Tabelle 16 zusammengefasst. Als „*Standardanlage*“ wird eine dem aktuellen Stand der Technik und Wirtschaftlichkeit entsprechende Ökostromanlage bezeichnet. Im Hinblick auf den Leistungsbereich (elektrische Engpassleistung) werden Anlagen gewählt, die typischen neu an das Netz gehenden Ökostromanlagen entsprechen. Im Bereich der Windenergie lassen sich Standardanlagen relativ gut abgrenzen. Typische Windkraftanlagen haben eine elektrische Leistung im Bereich von etwa 2 MW und eine Betriebszeit von 1.800 bis 2.400 Volllaststunden jährlich. Bei anderen Technologien, wie Kleinwasserkraftwerken oder Anlagen zur Biomasseverstromung, gibt es eine breitere Palette von Anlagengrößen und Anlagentypen, sodass für die vorliegende Untersuchung „Standardanlagen“ definiert werden müssen. Im Einzelnen wird von folgenden Standardanlagen ausgegangen:

- Im Segment der *Kleinwasserkraft* werden die Berechnungen für eine Anlage mit einer Engpassnennleistung von 5 MW durchgeführt.
- Bei *Photovoltaikanlagen* war in den letzten Jahren am meisten Nachfrage nach der Modulklasse bis 10 KWp zu beobachten.¹⁴⁴

¹⁴⁴ Faninger, G. (2004): Der Photovoltaik-Markt in Österreich 2003, Universität Klagenfurt.

- Für die Verstromung *fester Biomasse* wird eine Anlage mit einer elektrischen Engpassleistung von 5 MW herangezogen. Daten über aktuell geplante Anlagen zeigen einen Trend hin zu Anlagen mit 2 und mehr MW elektrischer Engpassleistung (wobei die durchschnittliche Anlagenleistung knapp über 4 MW_{el} liegt).¹⁴⁵
- Auch bei *Biogasanlagen* ist ein Trend hin zu leistungsstärkeren Anlagen (bis 500 kW) erkennbar¹⁴⁶, sodass für die Standardanlage ein Leistungsbereich von 250 kW elektrischer Leistung angenommen wird.
- *Flüssige Biomasse* findet u. a. als Treibstoff Verwendung und spielt in der Verstromung nur eine geringe Rolle. Hinsichtlich der Größe existieren sehr kleine Anlagen mit einer elektrischen Engpassleistung von unter 10 kW sowie Großanlagen mit über 500 kW. Mehr als 50 % der erzeugten Strommenge wird in Anlagen mit einer Leistung über 400 kW erzeugt, über 90 % in Anlagen über 100 kW.¹⁴⁷ Als Standardanlage wird eine Anlage mit 500 kW elektrischer Engpassleistung herangezogen.
- Das künftige Potenzial von *Klär- und Deponiegasanlagen* ist beschränkt. Der Vollständigkeit halber wird auch dieser Anlagentyp einbezogen. Im Mittel liegen die bewilligten Klär- bzw. Deponiegasanlagen zwischen 400 kW (Klärgas) und 580 kW (Deponiegas) elektrischer Leistung, daher wird die Standardanlage mit einer Leistung von 500 kW_{el} dimensioniert.¹⁴⁸

Wesentliche Eingangsdaten für die Input-Output-Analyse sind die für die einzelnen Technologien herangezogenen Investitions- und Betriebskosten. Die getroffenen Annahmen zu spezifischen Investitions- und Betriebskosten beruhen auf sekundärstatistischem Datenmaterial. Bei manchen Technologien lassen sich die Wertebereiche gut eingrenzen, bei anderen gibt es relativ große Bandbreiten, insbesondere bei den spezifischen Betriebskosten (vgl. Anhang, S. 156ff.). Dies ist z. B. bei Biomasseanlagen auf unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der Brennstoff-/Substratwahl und den damit zusammenhängenden laufenden Kosten zurückzuführen.

Im Bereich der Windkraftnutzung können die spezifischen Investitionskosten relativ klar eingegrenzt werden. Die Investitionskosten für Windanlagen haben sich in den letzten zehn Jahren um etwa ein Drittel verringert. Zu berücksichtigen ist, dass sich die Gesamtinvestitionskosten aus den reinen Anlagenkosten (Windkraftanlage, Fundament, Trafostation

¹⁴⁵ Lt. Auswertung der Anerkennungsbescheide für Ökostromanlagen liegt die mittlere Anlagenleistung aktuell bei etwa 2,5 MW_{el}. Daten zu den bis 2006 geplanten Ökostromprojekten zeigen einen Trend zu größer dimensionierten Anlagen (über 4 MW_{el}).

¹⁴⁶ Vgl. Arge-Biogas, Biogas Gazette Nr. 3-4/2003.

¹⁴⁷ Lt. Auswertung der Anerkennungsbescheide für Ökostromanlagen.

¹⁴⁸ Für die Stromerzeugung aus Klär- und Deponiegas gilt derselbe Einspeisetarif, daher wird für die beiden Energieträger eine repräsentative „Mischanlage“ berechnet.

etc.) sowie den Nebenkosten (Netzausbau etc.) zusammen setzen. Eine Reihe von Untersuchungen zeigen, dass die Projektgesamtkosten einer Anlage im Bereich von € 1.000 bis 1.100 pro kW liegen. Aufgrund der Entwicklung der letzten Jahre kann davon ausgegangen werden, dass auch in Zukunft mit eher fallenden Anlagenpreisen, aber tendenziell höheren Nebenkosten gerechnet werden muss. Da die günstigsten Standorte, d.h. solche mit hohem Windertrag und Nahelage zu Verbrauchszentren, weitgehend ausgeschöpft sind, ist mit höheren Netzausbaukosten zu rechnen.¹⁴⁹ Erfahrungsgemäß liegen die Betriebskosten einer Windkraftanlage ohne Wartung und Reparatur bei jährlich 2-3 % des Anlagenpreises und nehmen mit dem Anlagenalter rasch zu. In den Berechnungen wird von Betriebskosten in Höhe von 2 Cent/kWh ausgegangen.

Photovoltaikanlagen¹⁵⁰ beruhen auf einer Modulbauweise, wobei die Installationskosten pro KW mit zunehmender Anlagenleistung leicht abnehmen. Diese Kostendegression ist auf relativ geringere Arbeitskosten bei der Installation größerer Anlagen zurückzuführen. Solargeneratoren machen ca. zwei Drittel der Gesamtkosten einer Anlage aus. In den letzten Jahren sind die Kosten für Solarmodule stark gesunken. Dennoch müssen für ein kW_{peak} installierter Leistung, je nach Ausführung und Montageart, zwischen € 5.000 und € 7.000 aufgewandt werden. Die Betriebskosten werden stark von den Versicherungskosten (Schäden durch Blitzschlag etc.) beeinflusst und liegen bei etwa 5 Cent pro kWh. In Österreich liegt die jährliche mittlere Stromausbeute zwischen 800 und 1.000 kWh/kW_{peak}.

Die Festlegung der durchschnittlichen Investitionskosten für Kleinwasserkraftwerke (KWKW) wird durch unterschiedliche technische Anlagentypen (Nieder- oder Hochdruckanlagen) erschwert. Grundsätzlich sind bei Niederdruckanlagen die Turbinenkosten wesentlich höher als bei Hochdruckanlagen, bei welchen umgekehrt die Rohrkosten weit höher liegen. Generell gilt für die Kostenstruktur, dass die spezifischen Investitionskosten pro kW mit zunehmender Anlagengröße sinken. Die Investitionskosten können für Kleinanlagen (< 100 kW) doppelt so hoch liegen wie bei Leistungsklassen über 1 MW. Eigene Berechnungen zeigen jedoch, dass Investitionskosten von € 4.000 bis 4.500 pro kW installierter Leistung als wirtschaftliche Obergrenze zu betrachten sind, da bei höheren Kosten mit Amortisationszeiten von mehr als 30 Jahren zu rechnen ist. Die Ökostromförderung bietet zudem einen Anreiz, in Altanlagen zu investieren, da stromertragssteigernde Investitionen zu einer höheren Einspeisevergütung führen. Gegenüber der Neuerrichtung eines Kleinwasserkraftwerks ist eine Revitalisierung von Altanlagen grundsätzlich mit erheblich niedrigeren Kosten verbunden. Da Revitalisierungsmaßnahmen hinsichtlich des Investitionsaufwands bzw. der Art der Anlagenverbesserung nur sehr ungenau abschätzbar sind, wird eine gesonderte volkswirtschaftliche Bewertung dieser Investitionseffekte nicht vorgenommen.

¹⁴⁹ Hantsch, St. (2002).

¹⁵⁰ Die Ausführungen bzw. Berechnungen beschränken sich auf netzgekoppelte Anlagen.

Tabelle 16: Annahmen zu den einzelnen Technologien

	Einheit	Wind	PV	KWKW	BM fest Waldhack- gut	BM fest Waldhack- gut
Nennleistung	kW	2.000	10	5.000	5.000	5.000
Volllast	h/a	2.200	1.000	5.000	4.000	7.000
Erzeugung	GWh/a	4,4	0,01	25	20	35
Einspeisetarif	Cent	7,8	60	4,30	15	15
Marktpreis	Cent/kWh	3	3	3	3	3
CO ₂ -Vermeidung	kg/kWh	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Zertifikatspreis	€/t	10	10	10	10	10
CO ₂ -Gutschrift	Cent/kWh	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Wert des Stroms	Cent/kWh	1,8	1,8	3	3	3
Wert des Stroms inkl. CO ₂ -Gutschrift	Cent/kWh	2,1	2,1	3,3	3,3	3,3
Spezifische Mehrkosten	Cent/kWh	5,7	57,90	1,00	11,70	11,70
Summe Subvention	€/a	250.800	5.790	250.000	2.340.000	4.095.000
Subventionsaufwand normiert auf 2 GWh	€	114.000	1.158.000	20.000	234.000	234.000
Berechnungsgrundlagen						
Investitionskosten	€/kW	1.000	5.500	3.000	4.000	4.000
Metallerzeugnisse (28) ¹⁵¹	%	-	7	-	10	10
Maschinenbau (29)	%	70	-	20	45	45
Geräte der Elektrizitätser- zeugung und -verteilung (31)	%	22	80	23	15	15
Bauwesen (45)	%	5	9	45	15	15
Unternehmensbezogene Dienstleistungen (74)	%	3	4	12	15	15
Betriebskosten	€/kW	45	50	40	504	882
	Cent/kWh	2,0	5,0	0,8	12,6	12,6
Landwirtschaft (01)	%	-	-	-	-	-
Forstwirtschaft (02)	%	-	-	-	66	66
Holzindustrie (20)	%	-	-	-	-	-
Maschinenbau (29)	%	30	-	30	18	18
Geräte der Elektrizitätser- zeugung und -verteilung (31)	%	-	40	20	-	-
Versicherungswesen (66)	%	10	50	-	4	4
Unternehmensbezogene Dienstleistungen (74)	%	60	10	50	12	12

¹⁵¹ Klassifikation nach ÖNACE. Die österreichische Version der europäischen Wirtschaftstätigkeitenklassifikation (ÖNACE) ist eine alle Wirtschaftstätigkeiten umfassende, hierarchisch strukturierte statistische Klassifikation. Die Elemente der ÖNACE sind durch einen Code (z. B. 28) und einen Titel (z. B. Herstellung von Metallerzeugnissen) gekennzeichnet.

Annahmen zu den einzelnen Technologien (Fortsetzung)

BM fest Sägehackgut	BM fest Sägehackgut	Biogas	BM flüssig	Klär-/Deponiegas	Einheit	
5.000	5.000	250	500	500	kW	<i>Nennleistung</i>
4.000	7.000	7.000	5.000	6.200	h/a	<i>Volllast</i>
20	35	1,75	2,5	3,1	GWh/a	<i>Erzeugung</i>
12	12	14,5	10	6	Cent	<i>Einspeisetarif</i>
3	3	3	3	3	Cent/kWh	<i>Marktpreis</i>
0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	kg/kWh	<i>CO₂-Vermeidung</i>
10	10	10	10	10	€/t	<i>Zertifikatspreis</i>
0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	Cent/kWh	<i>CO₂-Gutschrift</i>
3	3	3	3	3	Cent/kWh	<i>Wert des Stroms</i>
3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	Cent/kWh	<i>Wert des Stroms inkl. CO₂-Gutschrift</i>
8,70	8,70	11,20	6,70	2,70	Cent/kWh	<i>Spezifische Mehrkosten</i>
1.740.000	3.045.000	196.000	167.500	83.700	€/a	<i>Summe Subvention</i>
174.000	174.000	224.000	134.000	54.000	€	<i>Subventionsaufwand normiert auf 2 GWh</i>
Berechnungsgrundlagen						
4.000	4.000	3.300	3.000	2.500	€/kW	Investitionskosten
10	10	-	-	-	%	<i>Metallerzeugnisse (28)</i>
45	45	25	60	75	%	<i>Maschinenbau (29)</i>
15	15	20	-	-	%	<i>Geräte der Elektrizitätserzeugung und -verteilung (31)</i>
15	15	45	30	18	%	<i>Bauwesen (45)</i>
15	15	10	10	7	%	<i>Unternehmensbezogene Dienstleistungen (74)</i>
Betriebskosten						
380	665	640	400	40	€/kW	Betriebskosten
9,5	9,5	9,2	8	0,7	Cent/kWh	
-	-	65	60	-	%	<i>Landwirtschaft (01)</i>
-	-	-	-	-	%	<i>Forstwirtschaft (02)</i>
55	55	-	-	-	%	<i>Holzindustrie (20)</i>
25	25	12	20	60	%	<i>Maschinenbau (29)</i>
-	-	10	-	-	%	<i>Geräte der Elektrizitätserzeugung und -verteilung (31)</i>
5	5	2	-	-	%	<i>Versicherungswesen (66)</i>
15	15	11	20	40	%	<i>Unternehmensbezogene Dienstleistungen (74)</i>

Quelle: IHSK.

Die Recherche zu den spezifischen Investitionskosten für Anlagen zur Verstromung *fester Biomasse* wurde, unter Berücksichtigung der gewählten Standardanlage, auf mittlere Anlagen im Leistungsbereich zwischen 1 und 5 MW_e eingegrenzt. Bei steigender Anlagenleistung ist eine Kostendegression festzustellen, sodass die Betrachtung der Kosten von Anlagen im Bereich von 1 bis 5 MW zu Investitions- bzw. Betriebskosten führt, die eher im oberen Bereich der Bandbreite für 5 MW Anlagen liegen.¹⁵² Es werden die gesamten Anlagekosten angesetzt (sofern die Kosten differenziert angegeben wurden, *abzüglich* der Kosten für ein etwaiges Wärmenetz).¹⁵³ Die Betriebskosten sind vom gewählten Brennstoff abhängig. Sie liegen im Fall der Nutzung von Nebenprodukten der Holzindustrie niedriger als beim Einsatz von Waldhackgut. Es wurden daher zwei Varianten berechnet:

- niedrigere Betriebskosten beim Einsatz von z.B. Sägehackgut mit/ohne Rinde und
- höhere Betriebskosten beim Einsatz von Waldhackgut.

Da von einer stromgeführten Anlage ausgegangen wird, werden sämtliche Betriebskosten der Stromproduktion zugerechnet. Eventuelle Erlöse aus der zusätzlichen Nutzung der bei der Stromproduktion anfallenden Abwärme (Opportunitätskosten einer alternativen Wärmebereitstellung) werden nicht in Abzug gebracht (die Wärme wird als Kuppelprodukt der Stromproduktion betrachtet, welche die volkswirtschaftlichen Effekte des Betriebs der Ökostromanlage nicht vermindert). Alternativ zu einem Betrieb mit 7.000 Volllaststunden wird die Berechnung auch für 4.000 Volllaststunden (wärmeorientierte Auslegung) durchgeführt.¹⁵⁴

Bei *Biogasanlagen* gibt es große Unterschiede hinsichtlich der Betriebskosten. Kommen ausschließlich landwirtschaftliche Nebenprodukte (Gülle, Mist und biogene Reststoffe) zum Einsatz, sind die laufenden Kosten deutlich geringer als beim komplementären Einsatz von Energiepflanzen (z. B. Gras- oder Maissilage). Aufgrund der tendenziell steigenden Anlagengröße gewinnt der Einsatz von Energiepflanzen jedoch zunehmend an Bedeutung. Für die betrachtete Standardanlage wird angenommen, dass neben landwirtschaftlichen Nebenprodukten auch Maissilage als Substrat zur Anwendung kommt.

Anlagen zur Verstromung von *flüssiger Biomasse* sind weniger gut dokumentiert und weisen eine deutliche Bandbreite bei den Investitions- und Betriebskosten sowie bei den

¹⁵² Da für Anlagen mit einer Engpassleistung von 2 bis 5 MW derselbe Einspeisetarif gilt, wurden auch kleinere Anlagen zur Festlegung der Kosten herangezogen. Die Aussagen für normierte Anlagen (2 GWh Stromerzeugung) können damit auch auf kleinere Anlagen umgelegt werden.

¹⁵³ Ökostromanlagen sind teilweise Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung, d. h. zur Bereitstellung von elektrischer Energie *und* von Heizwärme oder Prozessdampf. Es wird angenommen, dass es sich bei der Standardanlage um eine stromgeführte Anlage handelt und die Investitionskosten daher weitgehend der Stromerzeugung zuzurechnen sind (nicht berücksichtigt werden - soweit abgrenzbar - die Kosten eines eventuellen Wärmenetzes).

¹⁵⁴ Damit ergeben sich vier Berechnungsvarianten. BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststunden 4.000 (7.000).

Volllaststunden auf. Zur Bestimmung der Höhe der Investitions- und Betriebskosten wurden plausible Werte aus der Literatur herangezogen.

Bei *Klär- und Deponiegasanlagen* bestehen besonders starke Abweichungen bei den Betriebskosten. Diese sind vermutlich darauf zurückzuführen, dass in einigen Fällen nur die Mehrkosten der Stromerzeugung, bei anderen Anlagen auch Kosten für Maßnahmen der geordneten Abfallentsorgung berücksichtigt wurden. In der vorliegenden Untersuchung werden die Betriebskosten im unteren Bereich angesetzt (Berücksichtigung der *Zusatzkosten* der Stromerzeugung).

Zur Ermittlung der Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte wurden einzelne Komponenten der Investitions- und Betriebskosten zu größeren Aggregaten zusammengefasst und den entsprechenden Wirtschaftsklassen (Maschinenbau, Geräte der Elektrizitätserzeugung und -verteilung, Unternehmensbezogene Dienstleistungen etc.) zugeordnet. Mit Hilfe der spezifischen Branchen-Multiplikatoren, die sich aus der Input-Output-Tabelle ableiten lassen, werden die volkswirtschaftlichen Effekte berechnet. Bei Windkraftanlagen wird berücksichtigt, dass Anlagenkomponenten zu einem erheblichen Teil importiert werden.¹⁵⁵ Aufgrund vorliegender Informationen aus Branchenkreisen wird für die Verstromung von fester Biomasse von einem Brennstoffimportanteil von rund einem Drittel ausgegangen. Alternativ - zur Aufteilung des Betriebsaufwandes in einzelne Kostenarten und der Zuteilung dieser zu den entsprechenden Wirtschaftsklassen - hätten die Betriebskosten zur Gänze der ÖNACE-Nummer 40¹⁵⁶, Energie und Dienstleistungen der Energieversorgung, zugeordnet werden können. Jedoch zeigen die Vorleistungsverflechtungen der Input-Output-Tabelle, dass das hohe Gewicht der fossilen Energieerzeugung eine Verzerrung der für Ökostromanlagen relevanten Vorleistungsstruktur mit sich gebracht hätte.

6.4.2 Ergebnisse der Input-Output-Analyse

In diesem Abschnitt werden die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte der verschiedenen Technologien beschrieben. Wegen der besseren Vergleichbarkeit erfolgt die Darstellung für Anlagen, die auf eine Energieerzeugung von 2 GWh normiert wurden.¹⁵⁷ Die Resultate für spezifische Anlagen können dem Anhang entnommen werden. Die folgende Abbildung 18 gibt einen Überblick über die Beschäftigungseffekte der einzelnen Techno-

¹⁵⁵ Hantsch, St. et al. (2003), S. 37.

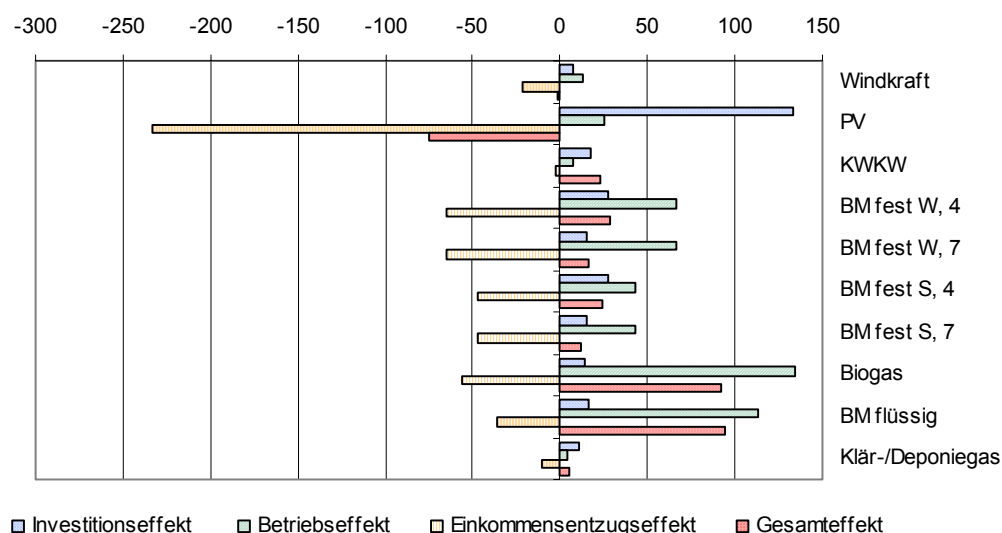
¹⁵⁶ Unterklasse EA 40.11-00: Elektrizitätserzeugung: Betrieb von Stromerzeugungsanlagen; dazu zählen fossilthermische Kraftwerke, Kraftwerke mit erneuerbaren Energieträgern, Kraftwerke mit den Energieträgern Kernenergie und Wasserkraft sowie Kraftwerke mit Gasturbinen.

¹⁵⁷ Die Investitionskosten werden dabei auf die Jahresstromproduktion umgelegt. Durch die Normierung der Anlagen auf eine jährliche Stromproduktion von 2 GWh wirkt sich der Investitionseffekt bei Anlagen zur Verstromung fester Biomasse bei 4.000 Volllaststunden stärker aus als bei gleichen Anlagen mit 7.000 Volllaststunden. Betrachtet man die Effekte der Standardanlagen (Tabellen 42 und 43 im Anhang), so zeigt sich, dass Anlagen mit höheren Volllaststunden dann einen besseren Gesamteffekt erzielen, wenn der Betriebseffekt den Einkommensentzugseffekt übertrifft.

logien. Die Angabe erfolgt in Personenjahren (Vollzeitäquivalente - VZÄ). Dabei handelt es sich um ein Maß dafür, wie viele Personen jeweils ein Jahr lang Vollzeit beschäftigt wären. Da nach derzeitiger Rechtslage die Einspeisetarife für 13 Jahre gewährt werden, sind in Abbildung 19 die Beschäftigungseffekte dargestellt, die sich am Ende dieses Zeitraums ergeben.¹⁵⁸ Für die Berechnungen wird unterstellt, dass auch nach Ablauf dieser Förderperiode die Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung in Höhe der Betriebskosten erhalten, sofern diese über dem Wert des Ökostroms liegen. Dies betrifft sämtliche Technologien mit Ausnahme der Windenergie, der Kleinwasserkraft sowie der Verstromung von Klär- und Deponiegas. Bei den übrigen Technologien fällt auch nach Ende des 13-jährigen ursprünglichen Unterstützungszeitraums ein Einkommensentzugseffekt in Höhe der Differenz zwischen den - verringerten - Einspeisetarifen und dem Wert des Ökostroms an.

Abbildung 18: Beschäftigungseffekte über die Laufzeit der Anlagen, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh¹⁵⁹

- in Personenjahren (Vollzeitäquivalente) -



Quelle: IHSK.

Die numerischen Werte können Tabelle 17 entnommen werden. Abbildung 20 bis Abbildung 25 zeigen die über die Zeit kumulierten Beschäftigungseffekte einzelner Technologien. Neben dem Gesamteffekt sind auch der Investitionseffekt, der Betriebseffekt und der Einkommensentzugseffekt angegeben. Die senkrechten Linien in den Abbildungen verdeutlichen jeweils die Situation nach 13 Jahren, d.h. am Ende des derzeit gesetzlich fixierten Förderzeitraums. Im Fall der Stromerzeugung aus fester Biomasse beschränkt sich die Darstellung auf Anlagen mit 7.000 Volllaststunden, da diese bei den hier betrachteten, stromgeführten Anlagen die dominierende Technologie darstellen. Die in Tabelle 17 der

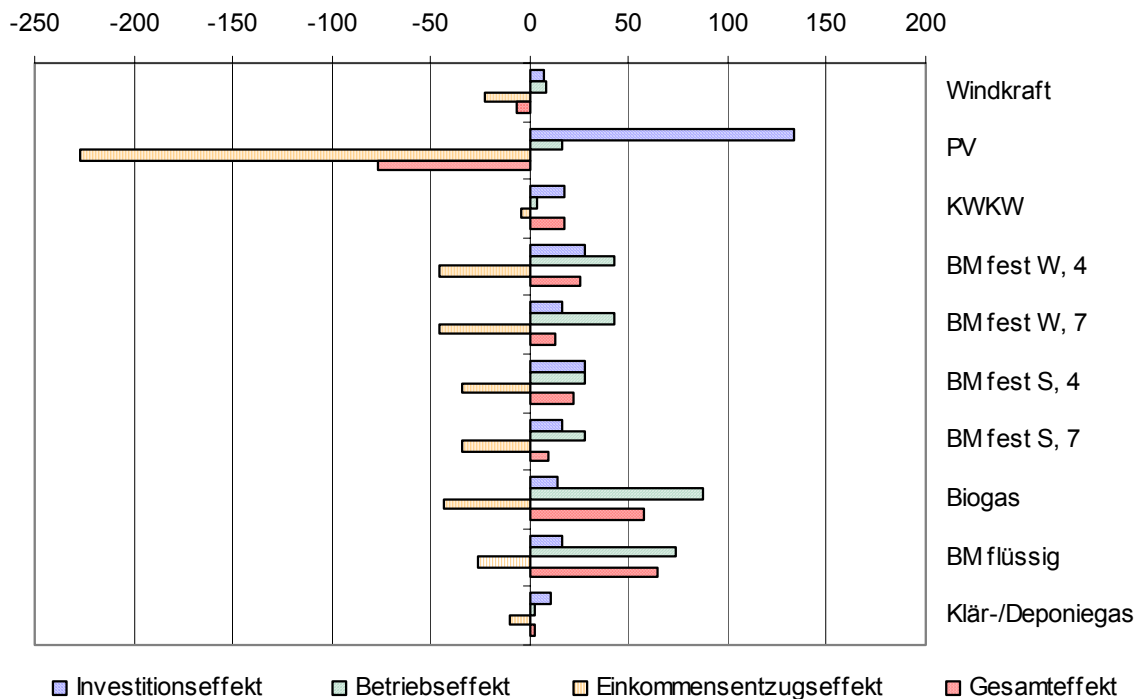
¹⁵⁸ Es wurde berücksichtigt, dass die CO₂-Einsparung wegfällt, falls die Anlagen nach 13 Jahren stillgelegt werden.

¹⁵⁹ BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststunden 4.000 (7.000).

Vollständigkeit halber ebenfalls ausgewiesenen Anlagen zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse sowie aus Klär- und Deponiegas werden wegen des geringen Potenzials und der damit verbundenen eingeschränkten Relevanz nicht weiter betrachtet.

Abbildung 19: Beschäftigungseffekte nach 13 Jahren, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh¹⁵⁹

- in Personenjahren (Vollzeitäquivalente) -



Quelle: IHSK.

Tabelle 17: Beschäftigungseffekte, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh

- in Personenjahren (Vollzeitäquivalente) -

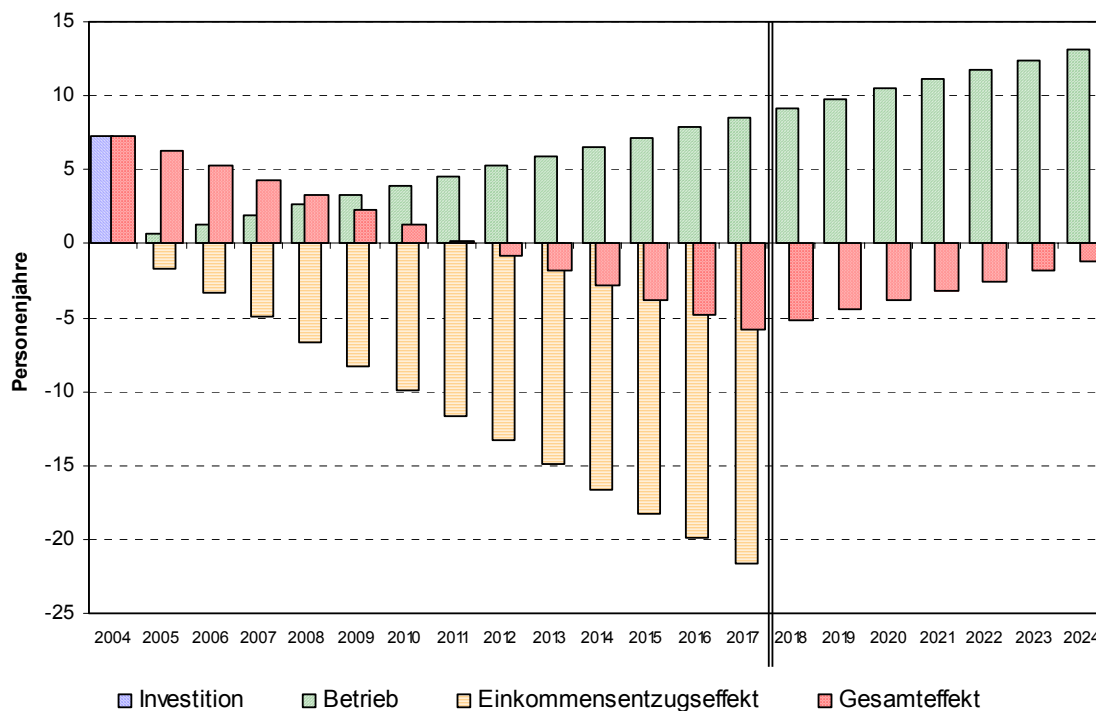
	Investitionseffekt einmalig	Betriebseffekt 20 Jahre	Einkommens- entzugseffekt 13 bzw. 20 Jahre**	Gesamt- effekt	Gesamt- effekt nach 13 Jahren
Windkraft	7,3	13,1	-21,6	-1,2	-6,4
Photovoltaik	133,5	25,1	-233,5	-74,9	-77,0
KWKW	17,7	7,4	-2,4	22,8	17,1
BM fest W, 4	27,6	66,2	-65,1	28,6	25,0
BM fest W, 7	15,8	66,2	-65,1	16,8	13,2
BM fest S, 4	27,6	43,1	-46,9	23,8	21,7
BM fest S, 7	15,8	43,1	-46,9	12,0	9,9
Biogas	13,8	134,6	-56,0	92,4	57,7
BM flüssig	16,9	113,5	-36,0	94,4	64,6
Klär-/ Deponiegas	10,7	4,2	-9,9	4,9	2,9

* Bei Kleinwasserkraftwerken wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen.
BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststunden 4.000 (7.000).

** 13 Jahre bei Windkraft, KWKW, Klär- u. Deponiegas; 20 Jahre bei den übrigen Technologien

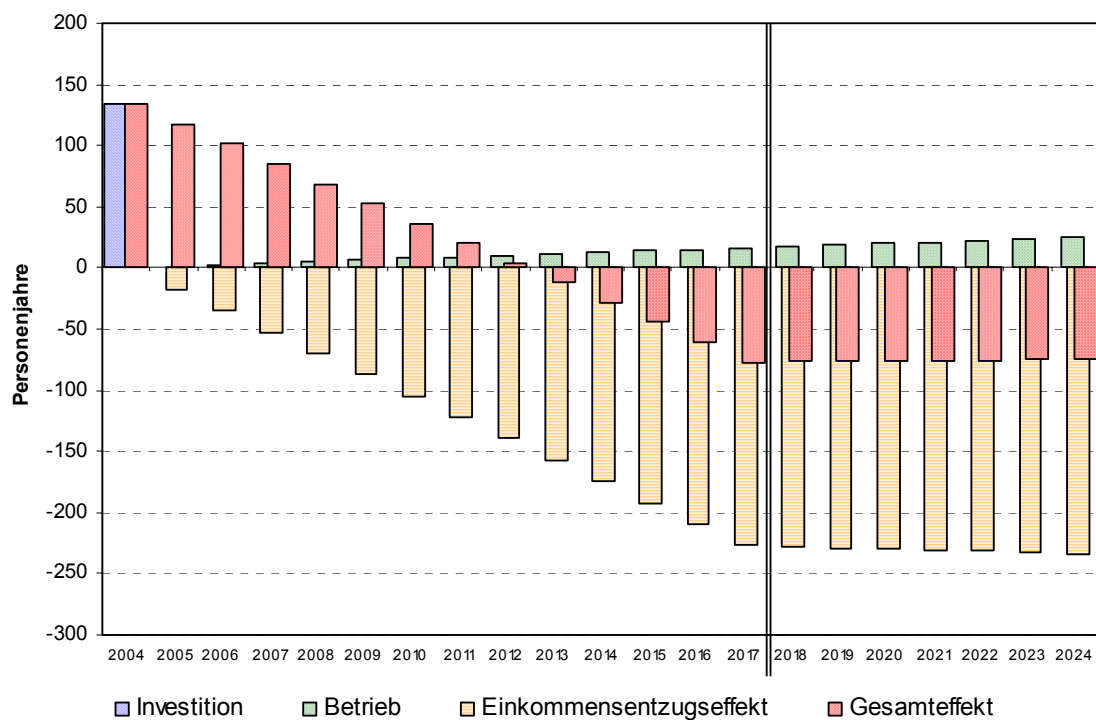
Quelle: IHSK.

Abbildung 20: Windkraft: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



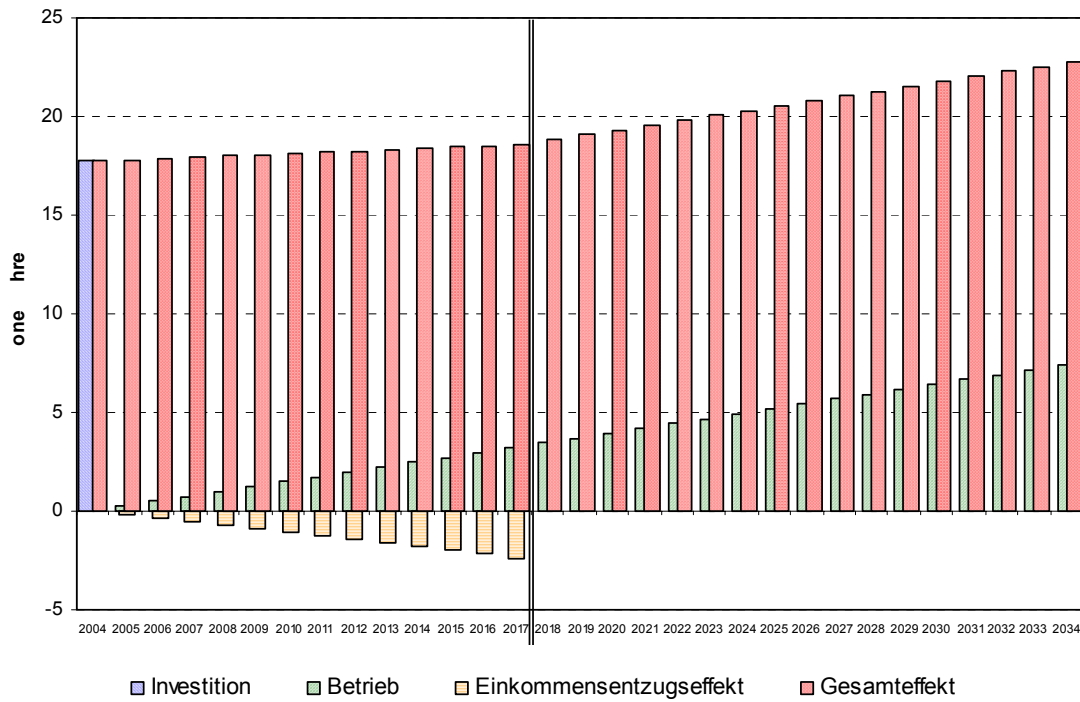
Quelle: IHSK.

Abbildung 21: Photovoltaik: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



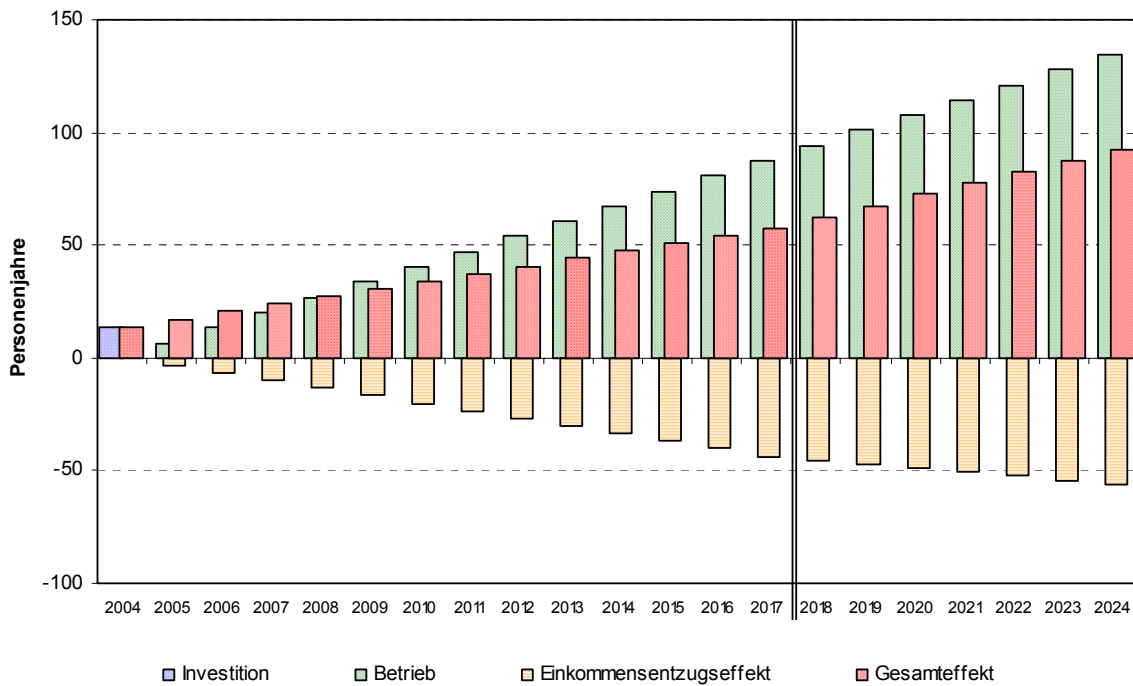
Quelle: IHSK.

Abbildung 22: Kleinwasserkraftwerke: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



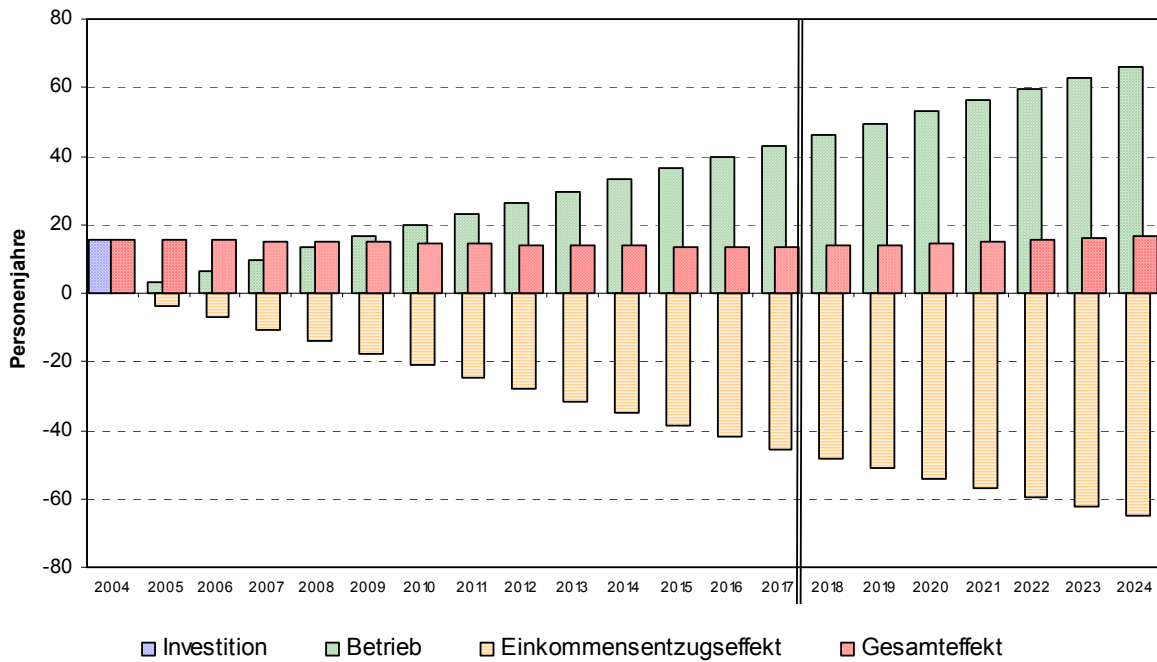
Quelle: IHSK.

Abbildung 23: Biogas: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren - VZÄ) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



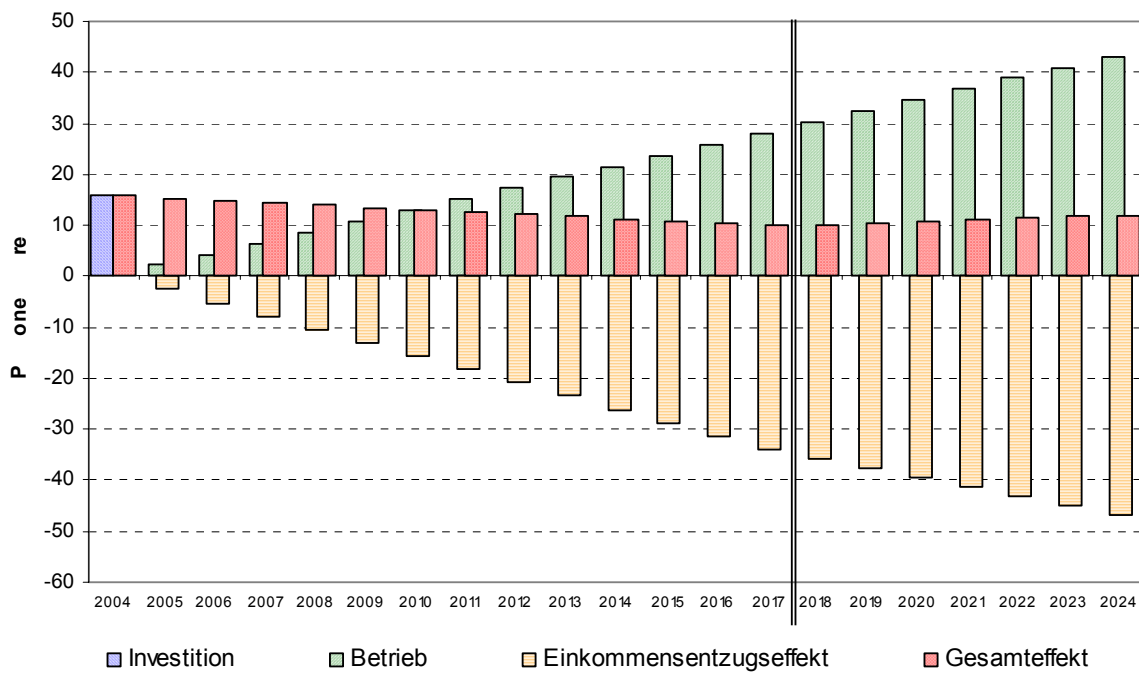
Quelle: IHSK.

Abbildung 24: Biomasse fest (Waldhackgut 7): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



Quelle: IHSK.

Abbildung 25: Biomasse fest (Sägehackgut 7): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



Quelle: IHSK.

Tabelle 18 zeigt die mit der Förderung von Ökostrom verbundenen Wertschöpfungseffekte, differenziert nach dem Wertschöpfungsanteil, der in Österreich generiert wird und dem Anteil, der über importierte Vorleistungen dem Ausland zugute kommt. Es erfolgt jeweils eine Differenzierung nach den oben beschriebenen Investitions-, Betriebs- und Einkommensentzugseffekten.

Tabelle 18: Wertschöpfungseffekte, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh

- in1000 Euro -

	Investitionseffekt einmalig		Betriebseffekt 20 Jahre		Einkommensentzugseffekt 13 bzw. 20 Jahre**		Gesamteffekt		Gesamteffekt nach 13 Jahren	
	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland
Windkraft	419,8	216,1	735,6	214,7	-1.163,0	-340,1	-7,6	90,7	-299,0	5,7
Photovoltaik	7.722,3	4.146,0	1.681,8	597,3	-12.589,8	-3.547,8	-3.185,8	1.195,6	-3.410,1	1.046,0
KWKW	988,5	386,1	409,1*	144,6*	-127,6	-37,3	1.270,0	493,4	955,8	387,3
BM fest W, 4	1.556,0	681,5	3.515,6	703,1	-3.508,3	-1.026,1	1.563,2	358,6	1.384,3	420,0
BM fest W, 7	889,1	389,5	3.515,6	703,1	-3.508,3	-1.026,1	896,4	66,5	717,5	127,9
BM fest S, 4	1.556,0	681,5	2.334,9	849,0	-2.527,9	-739,3	1.363,0	791,2	1.246,8	699,1
BM fest S, 7	889,1	389,5	2.334,9	849,0	-2.527,9	-739,3	696,1	499,1	580,0	407,0
Biogas	771,2	305,5	2.945,2	926,5	-3.018,9	-882,9	697,6	349,0	333,8	219,9
BM flüssig	949,0	398,0	2.635,4	789,2	-1.938,3	-566,9	1.646,1	620,2	1.255,1	499,5
Klär-/Deponiegas	607,6	279,0	231,0	87,2	-533,0	-155,9	305,6	210,3	190,8	169,9

* Bei Kleinwasserkraftwerken wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen.
 BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststd. 4.000 (7.000).
 ** 13 Jahre bei Windkraft, KWKW, Klär- u. Deponiegas; 20 Jahre bei den übrigen Technologien.

Quelle: IHSK.

Die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Investitionsausgaben fallen lediglich einmal an, und zwar im Jahr der Errichtung der Anlagen. Im Gegensatz dazu treten die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Betriebsausgaben über die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen, die hier mit 20 Jahren¹⁶⁰ angenommen wird, auf. Dasselbe gilt für die Bewertung des CO₂-Einsparungseffektes, der ebenfalls über die Anlagenlaufzeit anfällt. Der negative Einkommensentzugseffekt wird - abhängig davon, ob die Betriebskosten größer oder kleiner sind als der Wert des Ökostroms - über einen Zeitraum von 13 bzw. 20 Jahren wirksam.

Im Hinblick auf die Beschäftigung und die Wertschöpfung ist der Gesamteffekt bei sämtlichen Technologien mit Ausnahme der Windkraft und Photovoltaik positiv. Im Bereich der Windenergienutzung überwiegt zunächst der einmalige Investitionseffekt. Durch den negativen Einkommensentzugseffekt, der betragsmäßig den positiven Betriebseffekt übersteigt, wird der Gesamteffekt im Zeitablauf immer kleiner und nach einigen Jahren negativ. Nach Ablauf der Subventionierung und Wegfall des negativen

¹⁶⁰ 30 Jahre bei Kleinwasserkraftwerken.

Einkommensentzugseffekts verbessert sich die Gesamtbilanz wieder (siehe Tabelle 17 und Abbildung 20).

Die Förderung der Errichtung und des Betriebs einer Photovoltaikanlage, die 2 GWh Strom erzeugt, ist aufgrund des Einkommensentzugseffekts einer hohen Förderungsintensität mit einer Reduktion der Beschäftigung in Österreich im Ausmaß von 74,9 Personenjahren verbunden. Im Inland verringert sich die Wertschöpfung durch die Photovoltaikförderung insgesamt um 3,2 Mio. Euro, während im Ausland per saldo eine Wertschöpfung in Höhe von 1,2 Mio. Euro generiert wird. Die insgesamt negative Bilanz dieser Technologie ist darauf zurückzuführen, dass die Kosten für die Erzeugung von Strom mittels Photovoltaik derzeit deutlich über dem Marktpreis für Strom liegen. Die damit notwendige hohe Einspeisevergütung führt zu einer erheblichen Reduktion des für den sonstigen Konsum verfügbaren Einkommens der privaten Haushalte. Daraus resultiert ein starker negativer Einkommensentzugseffekt, der die positiven Auswirkungen, die mit der Errichtung und dem Betrieb der Photovoltaikanlage einhergehen, mehr als kompensiert. Da nur ein geringer Teil der Konsumgüter direkt oder indirekt importiert wird, fällt der negative Einkommensentzugseffekt vornehmlich in Österreich an. Aus diesem Grund ist der Wertschöpfungseffekt, der dem Ausland zugute kommt, positiv. In den ersten Jahren des Betriebs bewirkt der Investitionseffekt noch einen positiven kumulierten Gesamteffekt. Im zeitlichen Verlauf kommt jedoch der stark negative Einkommensentzugseffekt zum Tragen, und der Gesamteffekt wird negativ (Abbildung 21).

Die Einspeisevergütung für die Stromerzeugung mit Kleinwasserkraftwerken liegt nur wenig über dem in der vorliegenden Studie zugrunde gelegten Marktpreis von 3 Cent/kWh. Daher ist bei dieser Technologie nur eine geringe Subventionierung erforderlich. Folglich fällt der negative Einkommensentzugseffekt kaum ins Gewicht, und der Gesamteffekt ist deutlich positiv. Auch mit der Stromerzeugung aus Biogas und Biomasse werden insgesamt positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen erzielt (Abbildung 22 bis Abbildung 25).

Mit der Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen sind Anreize für verstärkte Innovationen im Bereich der Erzeugungstechnologien verbunden. Zudem dürfte es zunehmend zur Massenproduktion von Anlagen und damit zu einer Stückkostendegression kommen. Dies trifft insbesondere auf Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu. Damit verringern sich auf der einen Seite die Investitionskosten und zugleich die mit den Investitionen verbundenen positiven Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte. Auf der anderen Seite wird auch der Förderbedarf und damit einhergehend der negative Einkommensentzugseffekt reduziert. Da der letztere Effekt während der gesamten Förderdauer, der Investitionseffekt jedoch lediglich einmalig auftritt, wird der Gesamteffekt einer solchen Verringerung der Produktionskosten von Ökostromanlagen positiv sein.

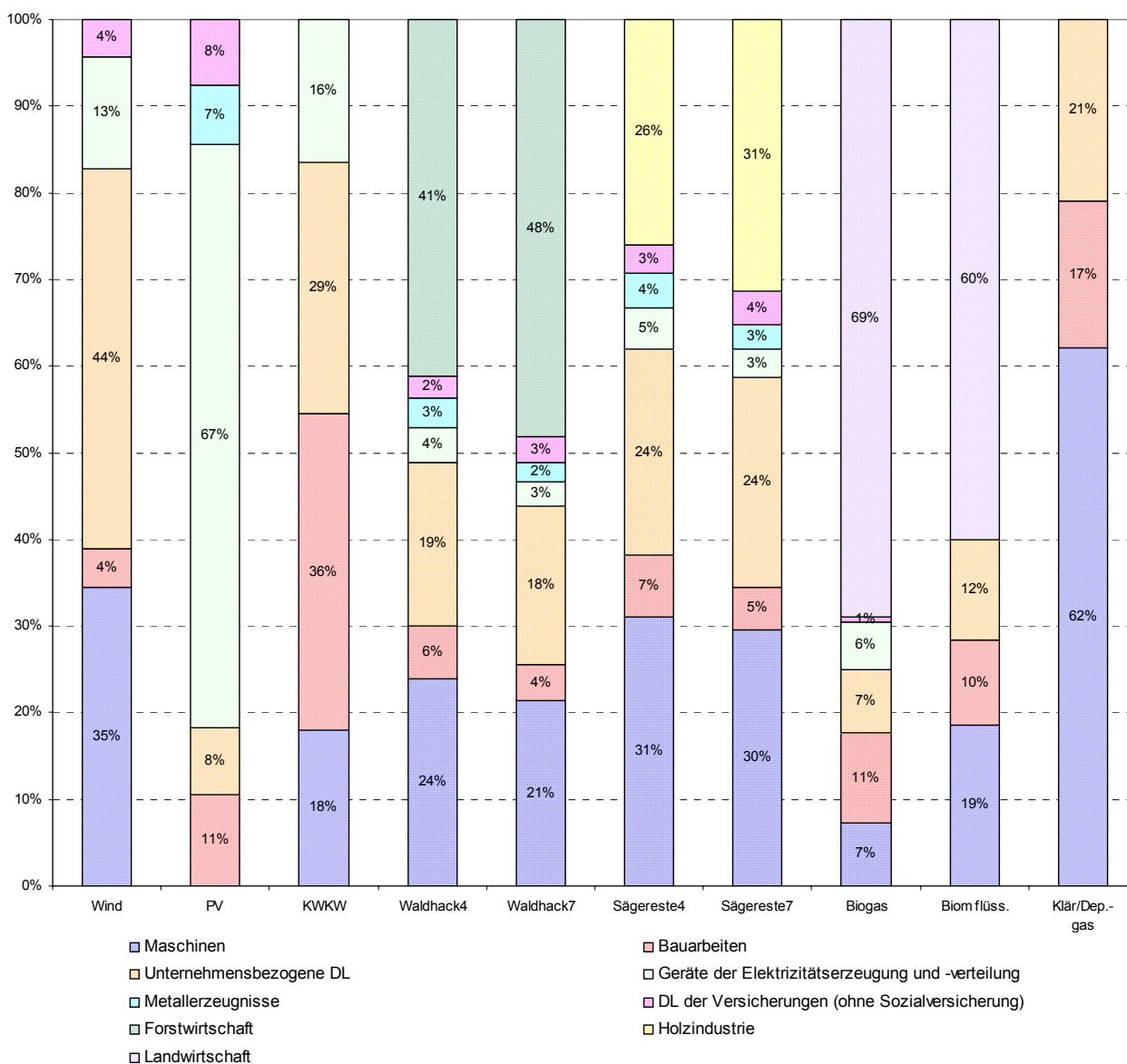
Eine analoge Argumentation trifft für den Betriebseffekt zu. Im Bereich der Photovoltaik wie bei der Wind- und Wasserkraft fallen die Kosten für den Betrieb der Anlagen insbesondere in Form des Wartungs- und Reparaturbedarfs an. Im Fall der Biomasse fallen dagegen vor allem die Kosten für den Brennstoff ins Gewicht. Falls sich die Ökostromerzeugung in Zukunft verstärkt auf die Verwertung von Biomasse konzentriert, dürfte die steigende Nachfrage nach Biomasse zu Preiserhöhungen für diese Brennstoffe führen. Damit würde zwar der positive Betriebseffekt, aber wegen des verstärkten Förderungsbedarfs auch der negative Einkommensentzugseffekt zunehmen.

Steigt, beispielsweise als Folge weiter anziehender Ölpreise, in Zukunft der Marktpreis für konventionell erzeugten Strom und reduziert sich damit die Differenz zwischen dem Marktpreis und der Einspeisevergütung für Ökostrom, so würde dies zu einer Verringerung des negativen Einkommensentzugseffekts führen und sich die Bilanz zugunsten der Ökostromproduktion verschieben. Gleiches gilt für den Fall, dass der Preis für CO₂-Zertifikate zunimmt. Eine solche Entwicklung würde den Wert des Ökostroms erhöhen und entsprechend die notwendige Subventionierung und damit den negativen Einkommensentzugseffekt verringern.

Strukturelle Effekte

Mit Hilfe der Input-Output-Analyse ist es möglich, die **strukturellen Wirkungen der Beschäftigungseffekte** abzuschätzen. In Abbildung 26 sind die Brutto-Beschäftigungseffekt (d.h. die Summe aus Investitions- und Betriebseffekten) für aggregierte Wirtschaftsklassen ausgewiesen.

Abbildung 26: Struktur der Brutto-Beschäftigungswirkung nach Wirtschaftsklassen

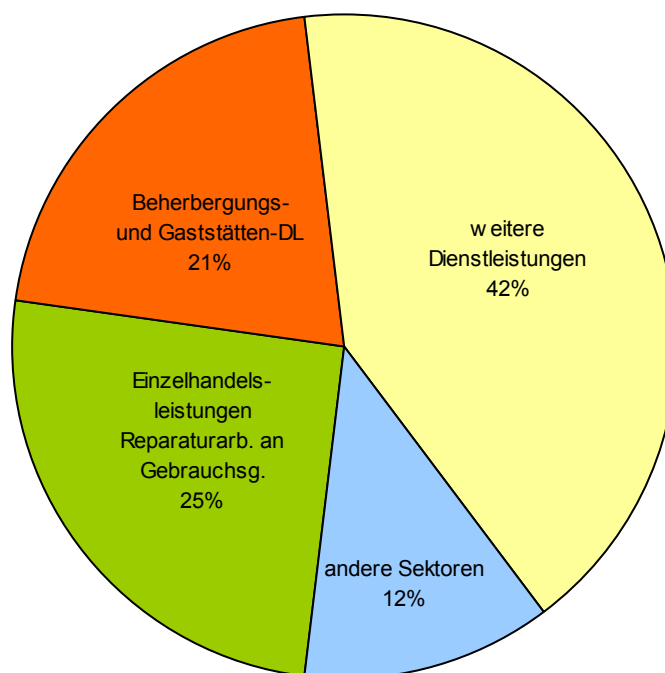


Quelle: IHSK.

Es zeigt sich, dass die stärksten Beschäftigungszuwächse im verarbeitenden Gewerbe (Maschinenbau, Anlagen- und Metallbau), im Baugewerbe sowie in der Elektrotechnik zu erwarten sind. Ein hoher Beschäftigungsanteil entfällt ebenfalls auf den Dienstleistungsbereich (vor allem unternehmensbezogene Dienstleistungen). Erwartungsgemäß profitiert der primäre Sektor besonders stark durch die Biomassenutzung. Im Bereich der festen Biomasse ist es die Forstwirtschaft bzw. die Holzindustrie und im Bereich Biomasse flüchtig/gasförmig die Landwirtschaft.

Im Hinblick auf die strukturelle **Wirkung des Einkommensentzugseffekts** kann davon ausgegangen werden, dass besonders der Dienstleistungssektor Beschäftigungsrückgänge hinnehmen muss (Abbildung 27). Daneben sind auch der Einzelhandels- sowie der Beherbergungs- und Gaststättenbereich massiv von Entzugseffekten betroffen. Die Struktur der sektoralen Endnachfrage der Input-Output-Tabelle zeigt, dass etwa drei Viertel des Entzugseffektes auf die o.a. Bereiche entfallen.

Abbildung 27: Strukturelle Wirkung des Einkommensentzugseffekts

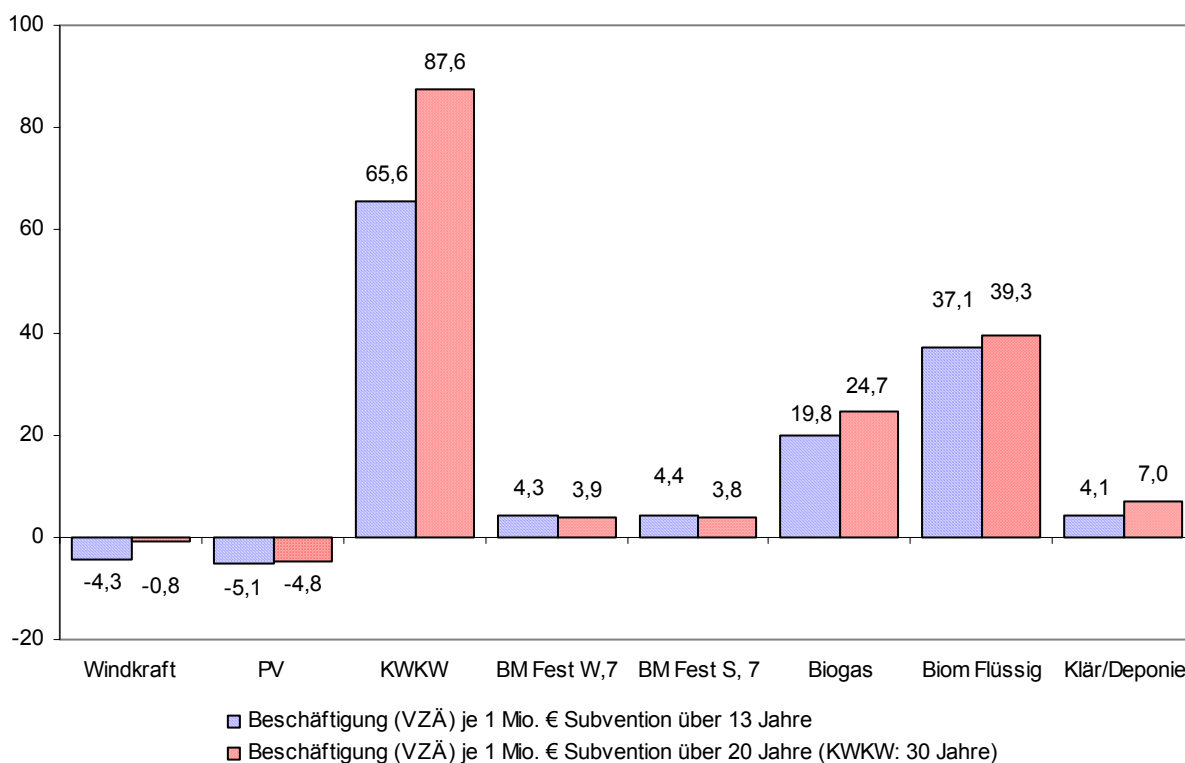


Quelle: IHSK.

Beschäftigungseffekt in Relation zum Subventionsaufwand

Je nach Technologie kann mit dem gegebenen Fördervolumen für Ökostrom ein unterschiedlicher Beschäftigungseffekt erzielt werden (in der Abbildung ist die Relation zwischen Beschäftigungseffekt und Subventionsaufwand über den gesetzlich fixierten Förderzeitraum von 13 Jahren und über die wirtschaftliche Nutzungsdauer separat ausgewiesen).

Abbildung 28: Beschäftigungseffekt (VZÄ) in Relation zur Subvention (Mio. €)



Quelle: IHSK.

Die Gegenüberstellung des Netto-Beschäftigungseffektes und des Subventionsaufwandes (gerechnet über die Laufzeit der Anlagen) zeigt, dass mit dem Einsatz von einer Million Euro Fördervolumen in den Bereichen Kleinwasserkraft, Biomasse flüssig und Biogas die größten Beschäftigungseffekte erzielt werden können. Eine ungünstigere Relation zwischen Beschäftigungseffekt und Subventionierung weisen hingegen die Bereiche Biomasse fest sowie Klär- und Deponiegas auf. Die Subventionierung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen führt sogar zu einer Reduktion der Beschäftigung in Österreich.

Im Vergleich mit anderen Maßnahmen im Sektor Energie oder auf dem Gebiet der Senkung von Kohlendioxidemissionen ist die Relation des Beschäftigungseffekts zum Subventionsaufwand im Bereich der Kleinwasserkraft überdurchschnittlich; hingegen ist die Relation in den Bereichen Biomasse fest sowie Klär- und Deponiegas ungünstiger, wie die folgende Aufstellung zeigt:

- Laut einer Studie des IHS Kärnten wurde im Jahr 2003 durch das Impulsprogramm „Sonnenland Kärnten“ - eine Initiative des Landes Kärnten zur Förderung der Ausstattung von Ein- und Zweifamilienhäusern mit Solaranlagen - mit einem Fördervolumen von € 3 Mio. ein Beschäftigungseffekt von 69,1 Vollzeitäquivalenten erzielt; je Million Euro Subventionsaufwand kann somit zusätzliche Beschäftigung im Ausmaß von rund 23 Personenjahren (VZÄ) generiert werden.¹⁶¹
- Eine Studie des WIFO zu den makroökonomischen Wirkungen energiesparender Sanierungsinvestitionen im Wohnbau kommt zu dem Ergebnis, dass mit jährlichen Investitionen in Höhe von € 530 Mio. in die thermische Wohnhaussanierung 11.000 zusätzliche Arbeitskräfte beschäftigt werden können. Daraus ergibt sich ein Beschäftigungseffekt von rund 21 Vollzeitäquivalenten je Million Euro Subvention.¹⁶²
- Die Subventionen im deutschen Steinkohlebergbau entsprachen im Jahr 2001 einem Aufwand von € 82.000 pro erhaltenem Arbeitsplatz.¹⁶³

¹⁶¹ IHS Kärnten (2003): Evaluierung der Solarinitiative „Sonnenland Kärnten“.

¹⁶² Czerny, M., Kratena, K., Köppl, A., Weingärtler, M. (2002): Makroökonomische Wirkungen energiesparender Sanierungsinvestitionen im Wohnbau, WIFO.

¹⁶³ Umweltbundesamt (2001): Presse-Information 14/2003. Subventionen für die deutsche Steinkohle ökonomisch und ökologisch nachteilig.

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Zubau von Ökostromanlagen 2004

Im Folgenden werden die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte abgeschätzt, die mit dem Zubau von Ökostromanlagen im Jahr 2004 verbunden sind. Grundlage sind die oben berechneten Effekte, normiert auf 2 GWh, sowie die eingespeisten Strommengen der einzelnen Technologien im Jahr 2003 und die Prognosedaten für 2004.¹⁶⁴ Da die Prognose im Bereich Biomasse nicht nach Brennstoffen differenziert angegeben wird, wurde unterstellt, dass sich der Zuwachs analog zu den 2003 beobachteten Anteilen an der gesamten Biomasse auf die unterschiedlichen Brennstoffe aufteilt.

Tabelle 19: Einspeisemengen 2003 und Prognose 2004

- in GWh -

	Einspeisemenge 2003	Prognose 2004	Zuwachs
Windkraft	349	1.050	701
Photovoltaik	10	15	5
KWKW	3.364	4.029	100 ⁾
Biomasse fest	99	176	77
Biogas	40	71	31
Biomasse flüssig	2	4	2
Klär-/ Deponiegas	75	87	12

⁾ Zusätzlicher Neubaueffekt 2004

Quellen: E-Control GmbH (2004a): Aktualisierungen zum Gutachten vom 28. Oktober 2003 zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004; Berechnungen IHSK.

Für die Abschätzung der in den untenstehenden Tabellen angegebenen Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte wurde unterstellt, dass sich die Auslastung der Ökostromanlagen 2004 gegenüber dem Vorjahr nicht ändert. Es wird somit angenommen, dass der Zuwachs an eingespeister Strommenge vollständig dem Bau neuer Ökostromanlagen zuzuschreiben ist. Eine Ausnahme bildet das prognostizierte Vergütungsvolumen für die Kleinwasserkraft. Hier ist neben dem Neubau auch die Revitalisierung bestehender Anlagen zu berücksichtigen und die jährliche Einspeisemenge ist zudem stark witterungsabhängig. Da keine detaillierten Informationen darüber vorliegen, welcher Anteil des Zuwachses an Ökostrom aus KWKW auf Revitalisierungsmaßnahmen bzw. Wasserstandsfluktuation zurückzuführen ist, wurde der Neubaueffekt für 2004 mit 100 GWh abgeschätzt. Dementsprechend sind die ausgewiesenen Investitionseffekte in diesem Bereich mit großer Unsicherheit behaftet. Wegen der besonderen Problematik im Bereich Kleinwasserkraft wurde in den folgenden Tabellen neben dem Gesamteffekt auch die Beschäftigung und Wertschöpfung ohne KWKW ausgewiesen. Unter den genannten

¹⁶⁴ E-Control GmbH (2004a): Aktualisierungen zum Gutachten vom 28. Oktober 2003 zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004; Berechnungen IHSK.

Einschränkungen bringt die erwartete Steigerung der Einspeisemengen die folgenden gesamtwirtschaftlichen Effekte mit sich.

Tabelle 20: Beschäftigungseffekte, die mit dem Zuwachs an Ökostromerzeugung 2004 verbunden sind

- in Personenjahren (Vollzeitäquivalente) -

	Investitionseffekt einmalig	Betriebseffekt 20 Jahre	Einkommens- entzugseffekt 13 bzw. 20 Jahre	Gesamteffekt
Windkraft	2.549,6	4.584,3	-7.562,9	-429,0
Photovoltaik	303,6	57,0	-531,1	-170,4
KWKW	887,1	369,9*	-118,4	1.138,6
Biomasse fest (S, 7)	607,0	1.659,9	-1.805,7	461,2
Biogas	213,5	2.080,0	-865,7	1.427,8
Biomasse flüssig	13,1	88,4	-28,0	73,5
Klär-/ Deponiegas	61,7	23,9	-57,1	28,5
Gesamt	4.635,7	8.863,4	-10.968,9	2.530,2
Gesamt ohne KWKW	3.748,6	8.493,5	-10.850,5	1.391,5

* Bei Kleinwasserkraftwerken wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen.

Quelle: IHSK

Tabelle 21: Wertschöpfungseffekte, die mit dem Zuwachs an Ökostromerzeugung 2004 verbunden sind

- in Millionen Euro -

	Investitionseffekt einmalig		Betriebseffekt 20 Jahre		Einkommens- entzugseffekt 13 bzw. 20 Jahre		Gesamteffekt	
	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland
Windkraft	147,1	75,7	257,7	75,2	-407,4	-119,2	-2,7	31,8
Photovoltaik	17,6	9,4	3,8	1,4	-28,6	-8,1	-7,2	2,7
KWKW	49,4	19,3	20,5*	7,2*	-6,4	-1,9	63,5	24,7
BM fest (S, 7)	34,2	15,0	89,8	32,7	-97,3	-28,4	26,8	19,2
Biogas	11,9	4,7	45,5	14,3	-46,6	-13,6	10,8	5,4
BM flüssig	0,7	0,3	2,1	0,6	-1,5	-0,4	1,3	0,5
Klär-/ Deponiegas	3,5	1,6	1,3	0,5	-3,1	-0,9	1,8	1,2
Gesamt	264,4	126,1	420,7	131,9	-590,9	-172,5	94,2	85,5
Gesamt ohne KWKW	215,0	106,8	400,2	124,7	-584,5	-170,7	30,7	60,8

* Bei Kleinwasserkraftwerken wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen.

Quelle: IHSK.

Gut drei Viertel (78 %) des gesamten Beschäftigungseffekts entsteht durch den Zubau und die Nutzung von Biomasseanlagen¹⁶⁵. Der Gesamteffekt ist bei der Kleinwasserkraft und im Segment Biomasse flüssig größer als der im ersten Jahr auftretende Investitionseffekt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass während der Nutzungsdauer der Anlagen der Betriebseffekt den negativen Einkommensentzugseffekt übersteigt. Bei allen anderen Technologien ist hingegen der Gesamteffekt des Zubaus der Anlagen kleiner als der Investitionseffekt.¹⁶⁶

¹⁶⁵ Ohne Klär- und Deponiegas.

¹⁶⁶ Bei Biogas im Bereich der Wertschöpfung, nicht jedoch bei der Zahl der Beschäftigten.

Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien

Ein Vergleich der berechneten volkswirtschaftlichen Effekte mit den Resultaten anderer Studien (die auf derselben Methodik basieren) ist nur begrenzt möglich. Insbesondere die nachstehend genannten Parameter führen bei unterschiedlichen Annahmen zu voneinander abweichenden Investitions-, Betriebs- und/oder Einkommensentzugseffekten, die schließlich auf den berechneten Gesamteffekt bei Beschäftigung und Wertschöpfung Einfluss nehmen:

- der Zeitraum, für den die Ökostromförderung gewährt wird;
- die Höhe des Einspeisetarifs für Ökostrom sowie des Marktpreises für eine Kilowattstunde konventionellen Stroms;
- die Höhe der spezifischen Investitions- und Betriebskosten (sowie die Annahmen bezüglich der Volllaststunden und der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Anlagen);
- die Unterschiede in den Multiplikatoren der Input-Output-Tabelle aufgrund abweichender Strukturen der nationalen Volkswirtschaften (z.B. beim Vergleich österreichischer Studien mit Arbeiten aus anderen Ländern).

Förderzeitraum

Ein wesentlicher Aspekt beim Vergleich von Ergebnissen ist der Förderzeitraum, d.h. für wie viele Jahre ein über dem Marktpreis liegender Einspeisetarif gewährt wird. Der Förderzeitraum ist für den Einkommensentzugseffekt von Bedeutung, der als negativer Summand das Ergebnis der Einzeleffekte mindert und damit den Gesamteffekt reduziert. In Österreich ist der Förderzeitraum im Ökostromgesetz auf 13 Jahre begrenzt, während z. B. das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)¹⁶⁷ eine Dauer von 20 Jahren¹⁶⁸ vorsieht (Ausnahme Wasserkraft).

Einspeisetarif und Marktpreis für eine kWh Strom

Für den absoluten Einkommensentzugseffekt ist neben dem Förderzeitraum vor allem die Differenz aus Einspeisevergütung und Marktpreis von Bedeutung. Sowohl hinsichtlich der Einspeisetarife (unterschiedliche rechtliche Rahmenbedingungen und daher abweichende Tarifsysteme) als auch bezüglich der Marktpreise gibt es in den Studien divergierende Annahmen. Da der Einspeisetarif in manchen Technologiebereichen z.B. von der Anlagenleistung, dem eingesetzten Brennstoff oder von der Stromabgabemenge abhängig

¹⁶⁷ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Verabschiedet und in Kraft getreten im Jahr 2000, letzte Novelle im April 2004 (vgl. <http://www.bmu.de/de/800/nj/sachthemen/erneuerbar/eeg/main.htm>).

¹⁶⁸ Vgl. EEG 2000, § 9(1): Gemeinsame Vorschriften.

ist, kommt es je nach Wahl der „Standardanlage“ zu unterschiedlich hohen Einspeisetarifen und damit zu unterschiedlichen Einkommensentzugseffekten. Im Hinblick auf den Marktpreis geht die vorliegende Arbeit von einem Preis von 3,0 Cent/kWh und von einer CO₂-Gutschrift in der Höhe von 0,3 Cent/kWh aus. Auch hierzu finden sich in anderen Studien abweichende Annahmen.¹⁶⁹

Investitions- und Betriebskosten

Für den einmalig wirksamen Investitionseffekt und den von der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlage abhängigen Betriebseffekt sind die Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten je Kilowatt elektrischer Leistung sowie zu den jährlichen Betriebskosten je erzeugter Kilowattstunde Strom entscheidend. Die Investitions- und Betriebskosten der betrachteten Technologien weisen in der Literatur z.T. große Spannen auf (vgl. Anhang, S. 156ff.). Ursächlich dafür sind u.a. Lernkurveneffekte, unterschiedlich hohe Investitionskosten je nach installierter Anlagenleistung (Kostendegressionen mit steigender Anlagengröße), die Wahl des Brennstoffes (deutliche Kostenunterschiede z.B. beim Einsatz unterschiedlicher Biomasse-Brennstoffe), die herangezogenen Volllaststunden etc. Dementsprechend liegen die Annahmen zu den Investitions- und Betriebskosten in dieser Studie teilweise über und in anderen Fällen unter den Kosten vergleichbarer Arbeiten. Darüber hinaus sind Abweichungen bezüglich der angenommenen wirtschaftlichen Lebensdauer, die für den kumulierten Betriebseffekt entscheidend ist, zu berücksichtigen.

Nationale Input-Output-Tabellen

Ein weiterer Einflussfaktor, der als Erklärung für Unterschiede in den Ergebnissen herangezogen werden kann, ist die unterschiedliche Wirtschaftsstruktur der Länder (z.B. Österreich und Deutschland), die sich in den nationalen Input-Output-Tabellen widerspiegelt. Darüber hinaus spielt das Jahr, für welches die Input-Output-Tabelle die wirtschaftlichen Verflechtungen wiedergibt, eine Rolle für die Modellergebnisse. Die vorliegende Arbeit basiert auf der Anfang 2004 erschienen Input-Output-Tabelle, mit Daten für das Jahr 2000.

Ein konkreter Vergleich der Beschäftigungseffekte der vorliegenden Arbeit mit anderen Studien, z.B. mit Pfaffenberger et al. (2003)¹⁷⁰, zeigt, dass es aufgrund unterschiedlicher Modellannahmen zu Abweichungen in den Ergebnissen kommt.

¹⁶⁹ Z.B. gehen Pfaffenberger W. et al. (2003) von niedrigeren Werten beim Marktpreis und bei der CO₂-Gutschrift aus.

¹⁷⁰ Vergleich von Anlagen, die auf eine Stromerzeugung von 2 MWh normiert wurden.

Die von Pfaffenberger et al. berechneten Beschäftigungseffekte sind - mit Ausnahme der Photovoltaik - durchwegs geringer, was sich durch abweichende Annahmen erklären lässt, wie z.B.:

- den betrachteten Förderzeitraum (13 in Österreich bzw. 20 Jahre in Deutschland): der mit negativem Vorzeichen behaftete Einkommensentzugseffekt fällt bei längerer Gewährung der Unterstützung (20 Jahre) stärker ins Gewicht;
- die Anlagenleistung der betrachteten Standardanlagen und die damit zusammenhängende Höhe der Einspeisevergütungen: unterschiedliche Einspeisetarife für dieselben Technologien (aufgrund divergierender rechtlicher Rahmenbedingungen und aufgrund abweichender Annahmen bezüglich der Standardanlagen) führen zu abweichenden Einkommensentzugseffekten;
- den Marktpreis für eine kWh Strom sowie die Höhe der CO₂-Gutschrift: der Marktpreis sowie die CO₂-Gutschrift werden in der vorliegenden Studie etwas höher angenommen als bei Pfaffenberger et al. (2003), wodurch sich wiederum ein anderer Einkommensentzugseffekt ergibt;
- die Höhe der Investitions- und Betriebskosten: beispielsweise werden die Betriebskosten je erzeugter kWh Strom für die Standard-Biogasanlage etwa doppelt so hoch angesetzt wie bei Pfaffenberger et al. (2003)¹⁷², was sich deutlich auf den Betriebseffekt und damit auf den Gesamt-Beschäftigungseffekt auswirkt.

Werden die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen adaptiert und beispielsweise an jene von Pfaffenberger et al. (2003) angepasst, so zeigt die exemplarisch durchgeführte Modellrechnung für den Bereich Photovoltaik, dass das im Rahmen dieser Studie verwendete Modell zu ähnlichen Ergebnissen führt.

Eine Studie des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) kommt auf Basis einer dynamischen Analyse - bei Berücksichtigung des Einkommensentzugseffekts - zu dem Ergebnis, dass durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2010 eine zusätzliche Beschäftigung im Ausmaß von gut 7.000 Personen geschaffen werden kann, was bei rund 38 Millionen Erwerbstätigen eine relativ geringe Größenordnung darstellt.¹⁷³

¹⁷² Annahme: Anbau von Energiepflanzen (Mais) zur Stromproduktion, wodurch höhere Betriebskosten entstehen als z.B. bei primärer Nutzung landwirtschaftlicher Nebenprodukte (wie Gülle).

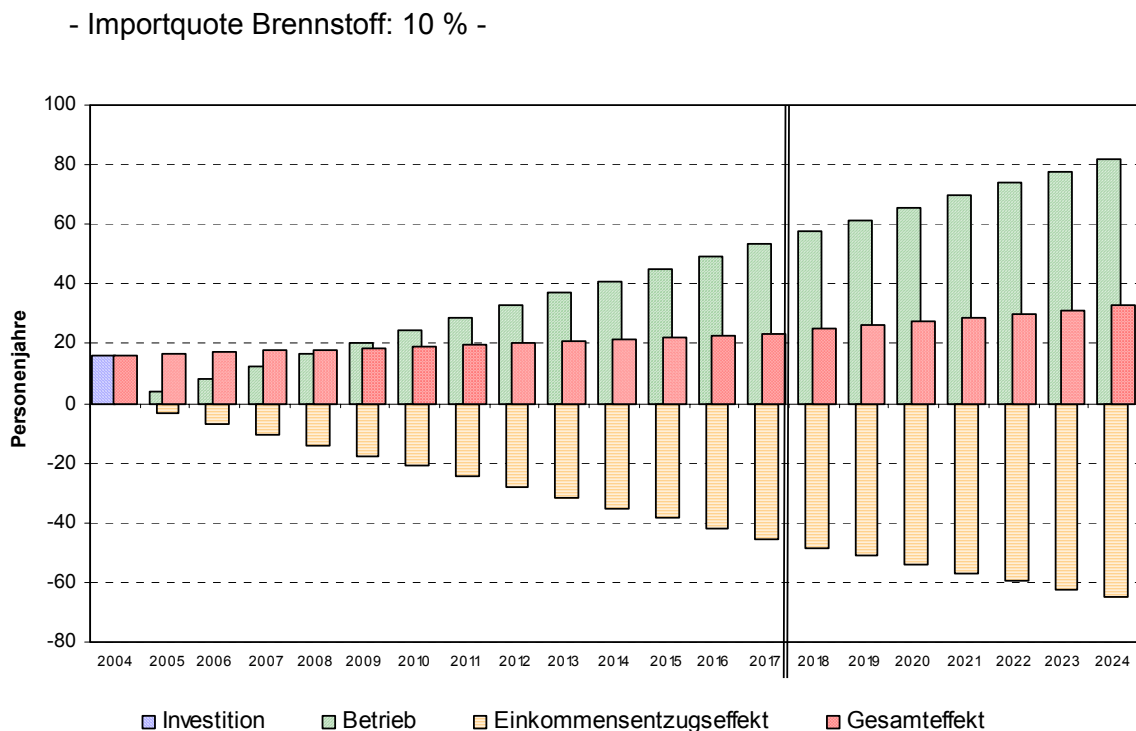
¹⁷³ IWH (2004): Keine Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien, IWH- Pressemitteilung 28/2004 vom 13. Juli 2004.

6.4.3 Sensitivitätsanalysen

In diesem Abschnitt werden die Resultate einiger Sensitivitätsanalysen in Bezug auf die zentralen Parameter der Berechnungen kurz beschrieben. Die Berechnungen werden jeweils separat unter Beibehaltung aller anderen Einflussgrößen, d.h. unter sonst gleichen Bedingungen, durchgeführt. Die Analyse beschränkt sich auf den Bereich Biomasse¹⁷⁴.

- Zunächst werden die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte unter der Annahme berechnet, dass nicht 35 %, sondern 10 % der Biomasse importiert werden. Dies wirkt sich auf den Betriebseffekt aus, der jetzt den Einkommensentzugseffekt übertrifft und zu einem deutlich positiveren Gesamteffekt führt (Abbildung 29). Die inländische Wertschöpfung wird unter dieser Annahme gegenüber der Basisrechnung fast verdoppelt (von 0,9 auf 1,7 Mio. Euro), ebenso die Beschäftigung, die von ursprünglich 16,8 auf 32,7 Personenjahre steigt.

Abbildung 29: Biomasse (W, 7): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh



Quelle: IHSK.

Weiter werden Änderungen der Parameter Marktpreis, Emissionszertifikatspreis und Einspeisetarif betrachtet. Diese Parameter beeinflussen den Einkommensentzugseffekt,

¹⁷⁴ Für Waldhackgut (W) bei einem Betrieb von 7.000 Volllaststunden (7).

nicht jedoch den Investitionseffekt und den Betriebseffekt. Im Folgenden werden die Sensitivitätsanalysen kurz beschrieben; auf eine grafische Illustration wird verzichtet, um die Darstellung nicht zu überfrachten.

- Eine Erhöhung des Marktpreises für Strom von 3 auf 3,5 Cent/kWh führt unter sonst gleichen Bedingungen zu einem Anstieg des Gesamt-Beschäftigungseffektes um drei Personenjahre (von 16,8 in der Basisberechnung auf 19,8 Personenjahre). Der Grund für die positive Wirkung dieser Preisänderung liegt darin, dass mit der Annäherung des Strompreises an die Einspeisevergütung eine Verringerung des Subventionsbedarfs und mithin des Einkommensentzugseffekts verbunden ist.
- Eine Erhöhung der Einspeisevergütung um 10 % auf 16,5 Cent/kWh resultiert, aufgrund der damit einher gehenden Mehrbelastung der privaten Haushalte, in einer Reduktion des Beschäftigungseffekts um ca. 34 % auf 11 Personenjahre.
- Ein Anstieg des Preises für Emissionszertifikate um 50 % auf 15 €/t führt – aufgrund des damit einhergehenden sinkenden Subventionsbedarfs - dazu, dass durch die Stromerzeugung aus Biomasse (2 GWh) die Beschäftigung geringfügig, von 16,8 auf 17,7 Vollzeitäquivalente, ansteigt.

6.5 Dynamische Effekte: Preiseffekte, Technischer Fortschritt und Außenhandel

Input-Output-Modelle sind nicht geeignet, die zeitliche Entwicklung volkswirtschaftlicher Anpassungsprozesse darzustellen. Es handelt sich um ein statisches Konzept, das von einer gegebenen Produktionsverflechtung ausgeht. Insbesondere wird unterstellt, dass die Input-Koeffizienten durch die Produktionstechnologie bestimmt und nicht preisabhängig sind. Änderungen der relativen Preise, beispielsweise ein Anstieg des Strompreises in Relation zu Preisen anderer Inputfaktoren - z.B. als Folge der Förderung von Strom aus regenerativen Energiequellen - führen somit nicht zu einer Substitution von Strom durch andere Produktionsfaktoren.

Diese Implikation des Modells ist insofern unproblematisch, als die Unternehmen durch die höheren Strompreise aufgrund der Einspeisevergütung für Ökostrom insgesamt nur marginal betroffen sind. Im Allgemeinen bewegt sich die Mehrbelastung im Bereich weniger Promille der gesamten Produktionskosten. Mit Anpassungsreaktionen, etwa einer Standortverlagerung ins Ausland, ist daher nicht zu rechnen. Falls jedoch die Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und entsprechend die Kostenbelastung der Stromverbraucher in Zukunft deutlich ansteigen sollte, werden sich die Unternehmen zu

Kostensenkungen gezwungen sehen, d.h. auch zu Einschränkungen und im Extremfall zur Aufgabe der Produktion im Inland.

Die Tatsache, dass die Belastung der Stromverbraucher bei den gegenwärtigen Fördersätzen im Allgemeinen gering ist, schließt jedoch nicht aus, dass einzelne, besonders energieintensive Unternehmen der Sachgütererzeugung stark betroffen sind. Tabelle 22 zeigt die Energiekostenbelastung und den Stromverbrauch in energieintensiven Branchen in Österreich. Die Energiekosten werden in Relation zur sektoralen Bruttowertschöpfung, die die Entlohnung der Einsatzfaktoren Arbeit und Kapital misst, angegeben. In den in der Tabelle 22 ausgewiesenen Industriezweigen ist die Energiekostenbelastung zwei- bis dreimal so hoch wie im Durchschnitt der Sachgütererzeugung.

Auch Untersuchungen durch die Wirtschaftskammer Oberösterreich und durch den Österreichischen Energiekonsumenten Verband kommen zu dem Schluss, dass die in der folgenden Tabelle aufgeführten Branchen durch die Strompreiszuschläge zur Ökostromförderung besonders betroffen sind. Im Fall der Papierindustrie ist die Belastung allerdings geringer, als es der hohe Stromverbrauch nahe legt, da diese Branche einen großen Anteil an Eigenstromerzeugung aufweist; mit den Ökostromzuschlägen wird jedoch nur der Fremdbezug belastet.¹⁷⁵

Tabelle 22: Energiekostenbelastung ausgewählter Zweige der Sachgütererzeugung in Österreich im Jahr 2001 und Stromverbrauch im Jahr 2004

Wirtschaftsbereich	Bezug von Brenn- und Treibstoffen sowie elektrischer Energie in Relation zur Bruttowertschöpfung [%]	Stromverbrauch im Jahr 2004 (Prognose) [GWh]	Strombezug aus dem öffentlichen Netz im Jahr 2004 (Prognose) [GWh]
Herstellung und Verarbeitung von Papier und Pappe	15,4	4.625	1.172
Metallerzeugung und -bearbeitung	13,0	2.652	1.326
Herst. von Chemikalien und chem. Erzeugnissen	11,7	4.347	3.268
Herst. von Waren aus Steinen und Erden	11,5	1.757	1.665
<i>Sachgütererzeugung insgesamt</i>	5,9	21.398	14.645

Quellen: Statistik Austria (2003b): Leistungs- und Strukturhebung 2001; Österreichischer Energiekonsumenten Verband: Belastungen für die Industrie durch Ökostrom.

¹⁷⁵ Wirtschaftskammer Oberösterreich (2004): Strompreis-Zuschläge aufgrund des Ökostromgesetzes. Erhebung der Sparte Industrie der WK OÖ; Österreichischer Energiekonsumenten Verband (2004): Belastungen für die Industrie durch Ökostrom.

Industriegüter werden auf dem Weltmarkt gehandelt. Tabelle 23 zeigt die starke internationale Außenhandelsverflechtung ausgewählter energieintensiver Zweige der österreichischen Industrie. Aufgrund der geringen Marktmacht einzelner Anbieter treten diese auf den Weltmärkten als Preisnehmer auf. Höhere Produktionskosten können somit nicht auf die Absatzpreise abgewälzt werden. Analoges gilt für die Preisgestaltung im Inland. Eine Überwälzung höherer Strompreise und somit steigender Produktionskosten auf die Absatzpreise würde eine Substitution heimischer Produktion durch Importe nach sich ziehen.

Tabelle 23: Produktion und Außenhandel ausgewählter Branchen in Österreich (2002)

Gütergruppe	Umsatz Mio. €	Ausfuhr		Einfuhr	
		absolut Mio. €	Relation zum Umsatz %	absolut Mio. €	Relation zum Umsatz %
Eisen & Stahl		3.133		1.706	
NE-Metalle		1.579		1.676	
Summe Metallerzeugnisse *)	7.401	4.712	63,7	3.382	45,7
Chemische Erzeugnisse	7.045	7.929	112,5	8.683	123,3
Papier / Pappe und -waren	5.061	3.587	70,9	1.616	31,9

*) Bezeichnung in der Produktionsstatistik: Metallerzeugung und -bearbeitung

Quelle: Statistik Austria (2003a), Statistisches Jahrbuch Österreichs 2004.

Mit der Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen sind Anreize zu verstärkten Innovationen im Bereich der Erzeugungstechnologien verbunden. Mit diesen Innovationen bieten sich für die Anbieter von Ökostrom-Anlagen international verbesserte Absatzchancen. Dies setzt jedoch voraus, dass die bereits etablierten Anbieter noch keinen unaufholbaren technologischen Vorsprung besitzen.

Der verstärkte Einsatz von Strom aus regenerativen Energiequellen führt zu Massenproduktion bei der Herstellung der Ökostrom-Anlagen und damit zu Stückkostendegression. Dies war in der Vergangenheit insbesondere im Bereich der Photovoltaik- und der Windkraftanlagen der Fall. Die damit verbundene Reduktion der Stromerzeugungskosten aus regenerativen Energiequellen ermöglicht eine degressive Gestaltung der Fördersätze. Darüber hinaus bildet die Förderung alternativ erzeugten Stroms eine Art Versicherung gegen höhere Kosten für importierten Strom, beispielsweise als Folge weiter steigender Ölpreise.

Die quantitativen Wirkungen dieser dynamischen Effekte sind nicht seriös prognostizierbar und können somit bei der Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte nicht berücksichtigt werden.

7 Szenarien der Ökostrom-Förderung - volkswirtschaftliche Bewertung

7.1 Basisszenario: Fortschreibung der bisherigen Entwicklung

Gemäß Ökostromgesetz sind bis 2008 zumindest 9 % des gesamten Stromverbrauchs in Österreich durch die Erzeugung in Kleinwasserkraftanlagen (< 10 MW) und 4 % aus weiteren Ökostromanlagen (überwiegend Windkraft und Biomasse) zu decken. Um diese quantitativen Vorgaben zu erreichen, erhalten die Erzeuger von Ökostrom über dem Marktpreis liegende Einspeisevergütungen. Im Jahr 2003 trugen Kleinwasserkraftanlagen 6,73 % zum gesamten Stromverbrauch von 50.004 GWh¹⁷⁶ bei; der Anteil des sonstigen Ökostroms belief sich auf 1,16 %. Für 2004 wird ein Anstieg des Stromverbrauchs um 1,6 % auf 50.800 GWh prognostiziert. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die dann zu erwartenden Einspeisemengen und Vergütungen der einzelnen Technologien.¹⁷⁷

Tabelle 24: Prognose der Ökostromeinspeisemengen und Vergütungen in Österreich im Jahr 2004

Technologie	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Einspeisevergütung netto [Mio. €]	Subvention ²⁾ [Mio. €]
Kleinwasserkraft	4.029	4,50	181,3	60,4
Windkraft	1.050	7,75	81,4	49,9
Biomasse	250	10,50	26,3	18,8
Photovoltaik	15	58,50	8,8	8,3
Sonstige ¹⁾	90	6,20	5,6	2,9
Gesamt	5.434	5,58	303,3	140,3
Gesamt ohne KWKW	1.405	8,68	122,0	79,9

¹⁾ Geothermie, Klär- und Deponiegas

²⁾ Einspeisetarif je kWh abzüglich Marktpreis, multipliziert mit der Einspeisemenge

Quellen: E-Control GmbH (2004a): Aktualisierungen zum Gutachten vom 28. Oktober 2003 zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004; Berechnungen IHSK.

Gemäß dieser Prognose wird somit für das laufende Jahr ein Anstieg des Anteils der Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftwerken auf 7,93 % und eine Steigerung des Anteils des sonstigen Ökostroms auf 2,77 % des gesamten Stromverbrauchs erwartet.

Die in der Tabelle ausgewiesenen Werte für die Einspeisevergütung stellen nicht den Förderbeitrag, d.h. die Kostenbelastung der Endverbraucher, dar. Zu den angegebenen

¹⁷⁶ Förderbeitragspflichtige Abgabemenge exklusive Netzverlust, Eigenverbrauch und 16 2/3 Hz Netz der ÖBB; vgl. Homepage der E-Control GmbH: Richtwerte der zu erwartenden Ökostromentwicklung.

¹⁷⁷ E-Control GmbH (2004a): Aktualisierungen zum Gutachten vom 28. Oktober 2003 zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004.

Werten sind noch Zuschläge für Ausgleichsenergie, Technologiefördermittel sowie Verwaltungskosten zu addieren. Auf der anderen Seite ist die Subvention für Ökostrom nicht mit der Einspeisevergütung identisch. Eine Förderung besteht nur in der Höhe der Differenz zwischen der Einspeisevergütung und dem Marktpreis. Alles in allem ergibt sich gemäß der Prognose, die Tabelle 24 zugrunde liegt, für 2004 ein Förderbeitrag von **€ 66,8 Mio. für Kleinwasserkraft** (einschließlich eines Technologieförderanteils von € 6,3 Mio.) und von **€ 103,8 Mio. für sonstigen Ökostrom**. Dabei wird ein Marktpreis von € 30 pro MWh unterstellt. Bezogen auf den für 2004 erwarteten Gesamtstromverbrauch von 50.800 GWh beläuft sich der Förderbeitrag auf **0,204 Cent/kWh für sonstigen Ökostrom** sowie **0,131 Cent/kWh für Kleinwasserkraft**. Im Ökostromgesetz wird die maximale Belastung der Endverbraucher mit 0,22 Cent/kWh für sonstigen Ökostrom bzw. 0,16 Cent/kWh für Strom aus Kleinwasserkraftwerken festgelegt. In diesem Gesetz ist jedoch auch geregelt, dass die Höchstgrenze für die Belastung aufgrund der Förderung des sonstigen Ökostroms ab 1.1.2005 per Verordnung erhöht werden kann.¹⁷⁸ Ohne Berücksichtigung der sonstigen Kosten, d.h. ausschließlich durch die Gewährung der über dem Marktpreis liegenden Einspeisevergütung, werden die Stromkonsumenten durch die Unterstützung der Stromerzeugung in **Kleinwasserkraftanlagen** 2004 mit **0,119 Cent/kWh** belastet. Für die Förderung von **sonstigem Ökostrom** müssen die Endverbraucher **0,157 Cent/kWh** aufwenden.

Hinsichtlich der von Österreich übernommenen Verpflichtung zur Erreichung des Kyoto-Ziels¹⁷⁹ der Minderung von Treibhausgas-Emissionen ist die Erfüllungsperiode 2008 bis 2012 relevant. Daher wird in den folgenden Berechnungen die Situation in den Jahren 2008 und 2012 näher betrachtet. Falls der Stromverbrauch, wie für 2004 unterstellt, auch in den folgenden Jahren jährlich um 1,6 % steigt, beläuft er sich 2008 auf 54.134 GWh; 2012 erreicht er 57.683 GWh. Auf Basis aktueller Informationen und Prognosen kann davon ausgegangen werden, dass bereits 2005 das im Ökostromgesetz genannte Ziel, mindestens 4 % des Stromverbrauchs in Österreichs aus sonstigem Ökostrom (außer Kleinwasserkraft) zu decken, erreicht wird. Für 2007 wird ein Anteil von 4,6 bis 5,4 % prognostiziert.¹⁸⁰ Daher wird im Folgenden unterstellt, dass sich die Einspeisemenge 2008 auf 2.851 GWh oder knapp 5,3 % beläuft. Die Aufteilung der gesamten Erzeugung von Strom aus regenerativen Energiequellen auf die einzelnen Technologien stützt sich auf die Prognose der E-Control GmbH für 2007 sowie den unterstellten jährlichen Anstieg des Stromverbrauchs um 1,6 %.¹⁸¹

¹⁷⁸ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz). BGBl. Nr. 149/2002.

¹⁷⁹ United Nations (1997): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change.

¹⁸⁰ E-Control GmbH (2004c): Ökostrom-Enquete, 10. Mai 2004, BMWA.

¹⁸¹ Homepage der E-Control GmbH: Richtwerte der zu erwartenden Ökostromentwicklung.

Für die Bereiche Geothermie sowie Klär- und Deponiegas wird bis 2008 bzw. 2012 nur ein geringfügiger Anstieg unterstellt. Für Windkraft und Biomasse werden die 2008 erreichten Anteile an der Ökostromerzeugung bis 2012 unverändert fortgeschrieben. Hinsichtlich der Stromerzeugung in Kleinwasserkraftanlagen wird ab 2008 von dem im Ökostromgesetz genannten Anteil von 9 % ausgegangen. Für den Photovoltaikausbau wird unterstellt, dass zu den erwarteten 15 GWh (2004) jährlich 1,5 GWh hinzukommen. Somit wird 2008 eine Einspeisemenge von 21 GWh bzw. 27 GWh (2012) erreicht.

Hinsichtlich des Marktpreises für Strom wird für die kommenden Jahre eine moderate Steigerung unterstellt. Diese Annahme beruht auf den folgenden Überlegungen. Gegenwärtig bestehen in der europäischen Stromerzeugung Überkapazitäten. Aufgrund des zunehmenden Stromverbrauchs werden diese Überkapazitäten im Zeitablauf abgebaut. Darüber hinaus werden Ersatzinvestitionen notwendig. Zudem müssen aufgrund der erhöhten Ökostrom-Einspeisung, die im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung stärkere Schwankungen aufweist, in zunehmendem Maß Kapazitäten zum Ausgleich dieser Schwankungen vorgehalten werden und es sind häufiger teure Anfahrvorgänge konventioneller Kraftwerke notwendig. Strompreiserhöhend dürfte auch ein tendenzieller Anstieg der Kosten für Brennstoffe zum Betrieb kalorischer Kraftwerke wirken. Einige Regionen der Weltwirtschaft, insbesondere China und Indien, weisen ein hohes Wirtschaftswachstum auf, das mit einem steigenden Energie- und Rohstoffbedarf verbunden ist. Unter Berücksichtigung der genannten Effekte wird in diesem Szenario unterstellt, dass der Marktpreis von 3 Cent/kWh im Jahr 2004 bis 2008 auf 3,4 Cent/kWh steigt und bis 2012 weiter auf 3,8 Cent/kWh zunimmt. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung des Strompreises um 3 %. Für das dritte Quartal 2004 kann ein Anstieg des Großhandelspreises gegenüber dem zweiten Quartal von € 30,27/MWh auf € 34,59/MWh beobachtet werden.¹⁸² Aus den Futurespreisen lässt sich jedoch die Erwartung der Marktteilnehmer ableiten, dass diese starke Zunahme nur vorübergehend ist und für die Zukunft mit einem moderat steigenden Marktpreis gerechnet werden kann.

Mit dem steigenden Marktpreis verringert sich bei gleichbleibender Einspeisevergütung die Subventionierung des Ökostroms und somit die Belastung der Endverbraucher. Die Annäherung des Marktpreises an den Wert von Ökostrom würde eine entsprechende Verringerung der Einspeisevergütung rechtfertigen, um eine Überförderung zu vermeiden. Für die Endverbraucher ändert sich durch einen Anstieg des Marktpreises nichts an der gesamten Stromrechnung. Es verschiebt sich lediglich die Relation zugunsten des Marktpreises, der nunmehr die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung besser widerspiegelt, während der Zuschlag für die Förderung von Ökostrom sinkt. Die folgende Tabelle zeigt für die einzelnen Technologien die Einspeisemengen und die Subventionierung

¹⁸² Homepage der E-Control GmbH: Aktueller Marktpreis.

der Ökostromerzeugung in den Jahren 2008 und 2012 bei dem unterstellten Verlauf des Marktpreises und unveränderten Einspeisetarifen. Die Subventionierung gibt jeweils die Stromproduktion, multipliziert mit der Differenz zwischen Einspeisevergütung und Marktpreis, an.

Tabelle 25: Einspeisemenge und Einspeisevergütung in den Jahren 2008 und 2012 bei konstanter Einspeisevergütung und steigendem Marktpreis

	2008 (Marktpreis: 3,4 Cent/kWh)			2012 (Marktpreis: 3,8 Cent/kWh)		
Technologie	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Einspeisemenge [GWh]	Subvention ² [Mio. €]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Einspeisemenge [GWh]	Subvention ² [Mio. €]
Kleinwasserkraft	4,50	4.872	53,6	4,50	5.191	36,3
Windkraft	7,75	1.895	82,4	7,75	2.020	79,8
Biomasse	10,50	825	58,6	10,50	880	59,0
Photovoltaik	58,50	21	11,6	58,50	27	14,8
Sonstige ¹⁾	6,20	110	3,1	6,20	120	2,9
Gesamt	6,11³⁾	7.723	209,3	6,14³⁾	8.238	192,8
Gesamt ohne KWKW	8,86³⁾	2.851	155,7	8,94³⁾	3.047	156,5

¹⁾ Geothermie, Klär- und Deponiegas

²⁾ Einspeisetarif je kWh abzüglich Marktpreis, multipliziert mit der Einspeisemenge

³⁾ Subvention dividiert durch Einspeisemenge zuzüglich Marktpreis

Quellen: Homepage der E-Control GmbH: Richtwerte der zu erwartenden Ökostromentwicklung; Berechnungen IHSK.

Bezogen auf den gesamten Stromverbrauch, werden die Endverbraucher in diesem Szenario, d.h. bei dem unterstellten Strompreisverlauf und bei Konstanz der Einspeisetarife, im Jahr **2008** für die Subventionierung von **sonstigem Ökostrom** mit **0,288 Cent/kWh** sowie für die Unterstützung von Strom aus **Kleinwasserkraftwerken** mit **0,099 Cent/kWh** belastet. Die Belastung der Stromkunden durch die Unterstützung von sonstigem Ökostrom stellt nicht nur einen erheblichen Anstieg gegenüber der Situation im Jahr 2004 dar; damit wird auch die im Ökostromgesetz genannte, derzeit gültige Belastungsgrenze für die Endverbraucher erheblich überschritten. Aufgrund des annahmegemäß steigenden Marktpreises sinkt die Belastung der Stromkonsumenten bis **2012** auf **0,271 Cent/kWh (sonstiger Ökostrom)** bzw. **0,063 Cent/kWh (Kleinwasserkraft)**. In absoluten Werten erhöht sich die Belastung der Stromverbraucher bei unveränderten Bedingungen der Ökostromförderung durch eine Zunahme des Subventionsbedarfs für sonstigen Ökostrom von € 80 Mio. (2004) auf € 157 Mio. (2012) - ein Plus von 96 %, während die Subventionierung der Kleinwasserkraft um 40 % von € 60 Mio. (2004) auf € 36 Mio. (2012) abnimmt.

7.2 Dynamisches Szenario: Basisszenario unter Berücksichtigung des Emissionshandels und des technischen Fortschritts

Die Europäische Union hat als Beitrag zur Erreichung des Kyoto-Ziels das Europäische Klimaschutzprogramm beschlossen. Teil dieses Programms ist die Richtlinie für den Handel mit Treibhausgasemissionen¹⁸³, welche nach ihrer Umsetzung ab 2005 zu einem europaweiten Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten führen wird. Neben dem Sektor Industrie ist auch der **Sektor Elektrizitätserzeugung** vom Emissionshandel betroffen. Deshalb wird in diesem Abschnitt auf den Einfluss des Emissionshandels auf den Strompreis und die Erzeugungskosten eingegangen.

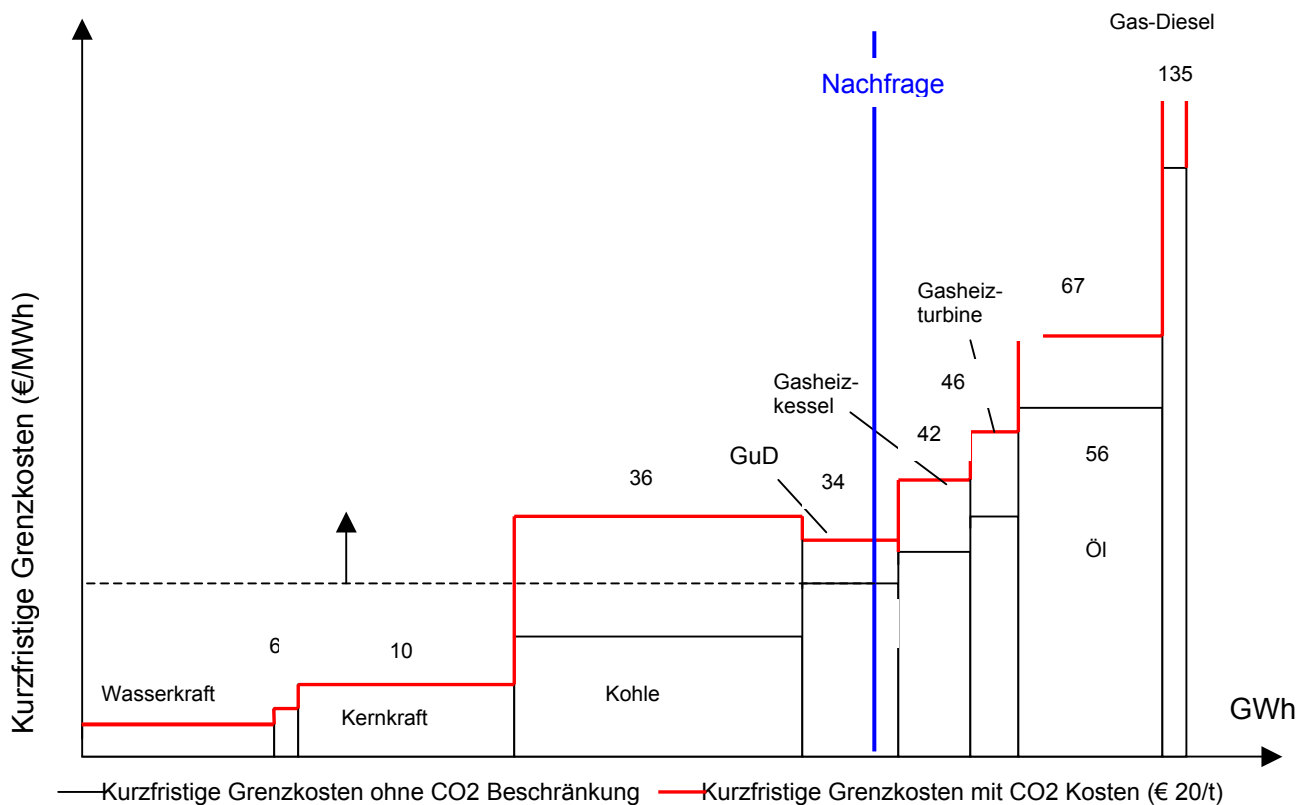
Kurzfristige Grenzkosten¹⁸⁴ - Die Angebotskurve (merit order)

Der Preisbildungsprozess am Elektrizitätsmarkt unterliegt grundsätzlich dem freien Spiel von Angebot und Nachfrage. Ausgehend von einer erwarteten Nachfrage werden die Angebote der Erzeuger zusammengefasst, beginnend mit dem günstigsten Angebot. Jener Punkt, an dem das, mit dem niedrigsten Preis beginnend, aufsummierte Angebot die Nachfrage deckt, ergibt den Markträumungspreis. Dieser Preis wird dann allen akzeptierten Angeboten zugesprochen. Abbildung 30 veranschaulicht diesen Prozess. Da Wasser-, Wind- oder auch Kernkraftwerke relativ niedrige kurzfristige Grenzkosten aufweisen, werden diese zuerst zur Deckung des Energiebedarfs herangezogen. Durch die Einführung von Zusatzkosten für CO₂-Emissionen kommt es zu einer Erhöhung der Grenzkosten und somit auch zu einem Ansteigen des Markträumungspreises.

In welchem Ausmaß der Marktpreis für Strom durch die Einführung von Emissionszertifikaten betroffen ist, hängt von mehreren Faktoren ab, vor allem von der verwendeten Technologie der Stromerzeugung. Dies begründet sich damit, dass nur Erzeugungskapazitäten, die Emissionen verursachen, Emissionszertifikate vorhalten müssen. Eine Veränderung der Emissionszertifikatspreise hat auf die kurzfristigen Grenzkosten von Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger dieselbe Wirkung wie eine Variation der Brennstoffpreise. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger führt grundsätzlich nicht zu Prozessemissionen, weshalb diese Technologien durch den Emissionshandel besser gestellt werden. Da der Emissionsausstoß, abhängig von der Brennstoffart, stark variiert, kommt es nicht nur zu einem Anstieg des Markträumungspreises, sondern auch zu einer Veränderung der relativen Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien.

¹⁸³ Emissionshandelsrichtlinie (RL 2003(87/EG).

¹⁸⁴ Unter Grenzkosten versteht man die Kosten, die mit der Erzeugung einer zusätzlichen Outputseinheit entstehen. Die „kurzfristigen“ Grenzkosten berücksichtigen keine Veränderung des Kapitalstocks. Eine Anpassung des Kraftwerksparks wird ignoriert. Die kurzfristigen Grenzkosten werden primär durch Brennstoff- und sonstige Betriebskosten bestimmt.

Abbildung 30: Angebotskurve unter Berücksichtigung eines CO₂-Handels

Quelle: IEA (2003b), IHSK.

Simulationen der Internationalen Energieagentur (IEA) für den europäischen Elektrizitätsmarkt zeigen, dass bei einem CO₂-Preis von € 20 pro Tonne mit einem Anstieg des Marktpreises um 21 % gerechnet werden muss.¹⁸⁵ Ebenfalls kommt es zu einer Verdrängung der Elektrizitätserzeugung aus Kohlekraftwerken durch Gas- und Dampfturbinen Anlagen (GuD) (Abbildung 30).¹⁸⁶ Dieses Ergebnis wird auch von anderen Studien bestätigt.¹⁸⁷

Eine wesentliche Annahme bei der Bewertung der Auswirkungen des Emissionshandels besteht darin, dass auf dem Elektrizitätsmarkt vollkommener Wettbewerb herrscht. Die vom Emissionshandel betroffenen Elektrizitätsunternehmen können somit „nur“ einen Preis-

¹⁸⁵ IEA (2003b): Emissions trading and possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, IEA/OECD, Paris.

¹⁸⁶ Dabei wird davon ausgegangen, dass Kohlekraftwerke (kurzfristige Grenzkosten von € 17,87/MWh und mit einem spezifischen Emissionsfaktor von 0,918 t/MWh) bei CO₂-Kosten von € 20 pro Tonne eine Mehrbelastung von 18,4 €/MWh erfahren. Dem stehen Zusatzkosten für GuD-Anlagen (kurzfristige Grenzkosten von € 27,21/MWh und mit einem spezifischen Emissionsfaktor von 0,412 t/MWh) von 8,24 €/MWh gegenüber.

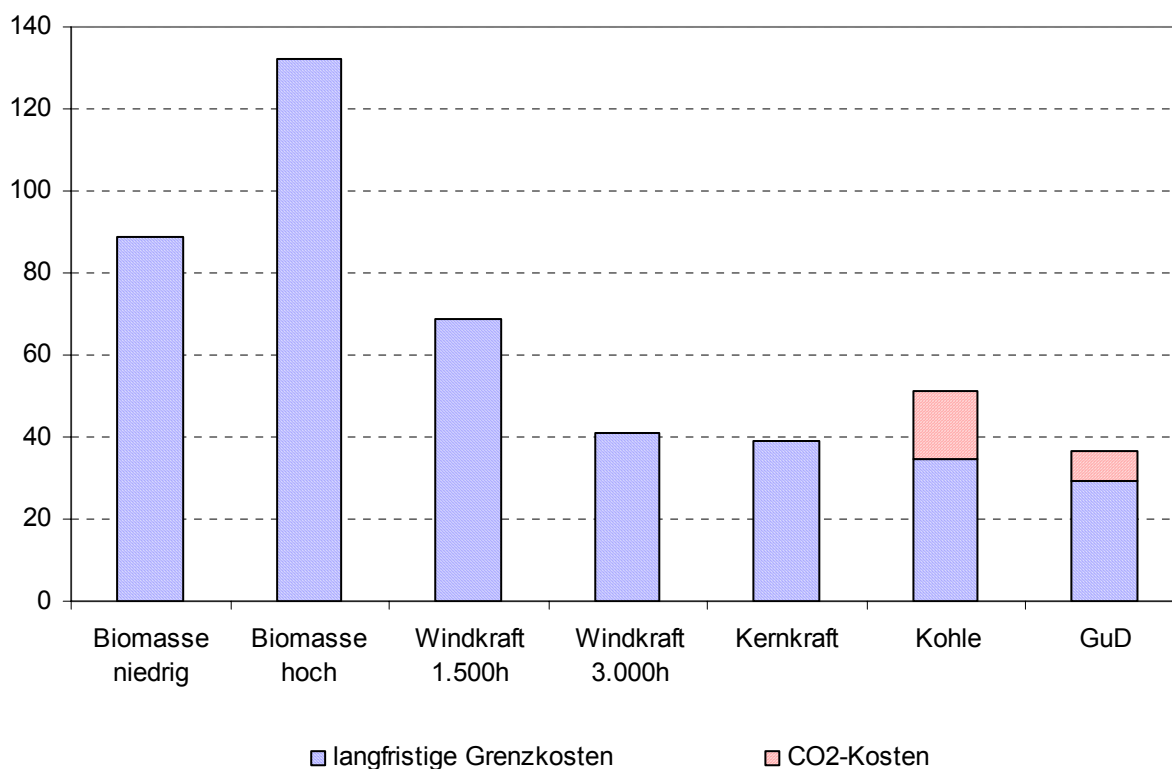
¹⁸⁷ Vgl. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis (2003): Emission Trading and the European electricity market, Energy and Raw materials. HWWA (2004): Multi-Period Emission Trading in the Electricity Sector - Winners and Losers, HWWA Discussion Paper 268.

anstieg durchsetzen, der ihren durchschnittlichen CO₂-Kosten (jährliche Gesamtkosten der Emissionszertifikate pro Gesamtmenge erzeugter Elektrizität) entspricht. Das heißt, es können nur tatsächliche Kosten an den Verbraucher weitergegeben werden. Eine Berücksichtigung von Opportunitätskosten findet damit nicht statt.¹⁸⁸

Langfristiger Einfluss des CO₂-Handels auf die Investitionsentscheidung

Der durch den Emissionshandel verursachte Anstieg der Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern übt langfristig einen wesentlichen Einfluss auf die Investitionsentscheidung von Energieversorgungsunternehmen aus. Ein Vergleich der kurzfristigen mit den langfristigen Grenzkosten¹⁸⁹ zeigt, ab welchem CO₂-Preis es für einen Erzeuger vorteilhaft ist, ein bestehendes Kohlekraftwerk weiter zu führen oder eine neue Anlage - mit geringeren Emissionskosten - zu errichten.

Abbildung 31: Vollkosten der Elektrizitätserzeugung (CO₂-Preis € 20 pro Tonne)



Quelle: IEA (2003b).

Gegenwärtig sind die Kosten für die Stromgewinnung aus regenerativen Energieträgern so hoch, dass nur bei sehr und zum Teil unrealistisch hohen Preisen für Emissionszertifikate die Ökostromproduktion wettbewerbsfähig wäre und somit keine Subventionen mehr benötigte.

¹⁸⁸ IEA (2003b): Emissions trading and possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, IEA/OECD, Paris.

¹⁸⁹ Langfristige Grenzkosten umfassen Fixkosten (Investitionskosten etc.) und variable Kosten.

Die folgende Tabelle zeigt die Preise für CO₂-Emissionszertifikate, die erreicht werden müssten, damit bei einem Marktpreis von 3 Cent/kWh (und unter den für die Berechnungen in Kapitel 6 getroffenen Annahmen¹⁹⁰) keine Subventionierung der Ökostromeinspeisung mehr notwendig wäre. Angesichts der geringen Differenz zwischen Einspeisevergütung und Marktpreis bewegt sich der notwendige Zertifikatspreis bei Kleinwasserkraftanlagen in einem Bereich, der noch als realistisch eingestuft werden kann. Hingegen liegt der Preis für CO₂-Emissionszertifikate, der erreicht werden müsste, damit die Photovoltaik wettbewerbsfähig wird, beim gegenwärtigen Stand der Technik in einer unrealistischen Größenordnung.

Tabelle 26: CO₂-Zertifikatspreise, bei denen für die einzelnen Technologien keine Subvention notwendig wäre

Technologie	Zertifikatspreis [€ / t CO ₂]
Windkraft	200,00
Photovoltaik	1940,00
KWKW	43,33
BM fest W, 4	400,00
BM fest W, 7	400,00
BM fest S, 4	300,00
BM fest S, 7	300,00
Biogas	383,33
BM flüssig	233,33
Klär-/ Deponiegas	100,00
BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststunden 4.000 (7.000).	

Quelle: IHSK.

Eine Untersuchung der IEA zeigt, dass Windkraftanlagen im Vergleich zu GuD-Anlagen erst ab einem Preis von € 30 (bei einem Auslastungsgrad von 17 %) bis € 107 (bei einem Auslastungsgrad von 35 %) pro Tonne CO₂ wettbewerbsfähig werden. Bei Biomasseanlagen hängt die Wettbewerbsfähigkeit weitgehend vom verwendeten Brennstoff ab. Unter einem CO₂-Zertifikatspreis von € 140 pro Tonne kann jedoch auch bei niedrigen Brennstoffkosten nicht von Wettbewerbsfähigkeit ausgegangen werden.¹⁹¹ Die Werte weichen von den in der vorliegenden Studie ermittelten Zahlen aufgrund unterschiedlicher Annahmen hinsichtlich des Marktpreises und der CO₂-Vermeidung ab.¹⁹² Die Ermittlung der Kohlendioxid-Emissionen, die durch den forcierten Ausbau von Ökostrom eingespart werden können, unterscheidet sich durch Abweichungen bei der Auswahl der Staaten, die zur Bestimmung des europäischen Kraftwerksparks herangezogen werden.

¹⁹⁰ Insbesondere wurde eine durchschnittliche CO₂-Vermeidung von 0,3 kg/kWh unterstellt.

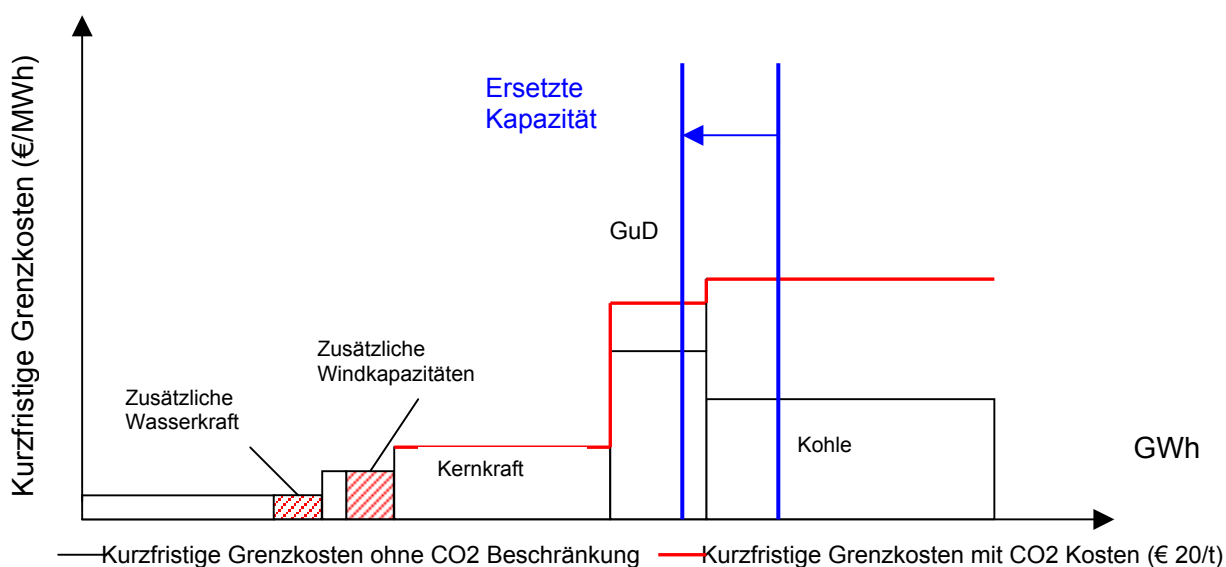
¹⁹¹ IEA (2003b): Emissions trading and possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, IEA/OECD, Paris.

¹⁹² Die Berechnungen der IEA beziehen sich auf den Stromverbrauch der EU im Jahr 2000 (2.237 TWh) und gehen von einem durchschnittlichen Industriestrompreis von 47,12 Cent/MWh aus. Der CO₂-Emissionsfaktor für den Elektrizitätsbereich wird mit 371 gCO₂/kWh ausgewiesen.

Ökostromförderung unter Berücksichtigung des Emissionshandels

Durch die Einspeiseförderung kam es in Österreich zu einem starken Ausbau von Ökostromkapazitäten. Aufgrund des zunehmenden Ökostromanteils kommt es kurzfristig zu einer Substitution konventionell erzeugten Stroms (Abbildung 32). Übertrifft der jährliche Ökostromzuwachs den steigenden Elektrizitätsbedarf, ergibt sich auch eine absolute Emissionsreduktion.

Abbildung 32: Einfluss der Ökostromförderung auf die Angebotskurve



Quelle: IEA (2003b), IHSK.

Nach Einführung eines Emissionshandelssystems führen die Ökostromförderung und die damit erzielten Einsparungen an CO₂-Emissionen zu einem geringeren Bedarf an Emissionszertifikaten für den Stromsektor, als dies ohne Ökostromausbau der Fall wäre. Entsprechend kommt es auch zu einer Reduktion der durchschnittlichen CO₂-Kosten der betroffenen Elektrizitätsunternehmen und zu einem niedrigeren Markträumungspreis. Diese Kosteneinsparungen können somit als positiver Effekt der Ökostromförderung ausgemacht werden.¹⁹³

Der Entlastungseffekt der Ökostromförderung kommt aber nicht nur dem Stromsektor, sondern auch der zum Emissionshandel verpflichteten Industrie zu Gute. Durch den geringeren Bedarf an handelbaren Emissionszertifikaten in der Elektrizitätserzeugung werden Lizenzen am Markt frei. Der Einsatz von Ökostrom führt zu einem niedrigeren Preis für eine Tonne CO₂ und bei gleichbleibender Emissionsreduktionsverpflichtung zu einer

¹⁹³ Die CO₂-Einsparungen wurden deshalb bei der Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte dem energetischen Wert von Ökostrom gutgeschrieben.

Verlagerung der zur Verfügung stehenden Lizenzen vom Elektrizitäts- zum Industriesektor. Der ökologische Effekt der Einspeisevergütung wird somit durch den Emissionshandel konterkariert und ist per Saldo null.¹⁹⁴ Nur durch die Berücksichtigung des Ökostromzuwachses und der damit erzielten CO₂-Einsparungen bereits bei der Zuteilung der Emissionslizenzen könnte eine sinnvolle Verbindung von Ökostromförderung und Emissionshandel stattfinden. Durch den Emissionshandel werden die externen Kosten, die mit CO₂-Emissionen verbunden sind, zumindest teilweise internalisiert. Bezogen auf die Stromerzeugung führt dies dazu, dass der Marktpreis für Strom die wahren Kosten, d.h. neben den betriebswirtschaftlichen auch die volkswirtschaftlichen Kosten, besser widerspiegelt. Dadurch steigt die Wettbewerbsfähigkeit der CO₂-emissionsfreien Ökostromerzeugung gegenüber konventionell erzeugtem Strom.

Aufgrund der Kyoto-Verpflichtung zur Reduktion der CO₂-Emissionen muss die Menge an Emissionszertifikaten im Zeitablauf verringert werden. Die damit notwendige verstärkte Reduktion des Kohlendioxid-Ausstoßes ist mit höheren Grenzkosten der Emissionsminderung verbunden. Dies hat eine Erhöhung des Zertifikatspreises zur Folge. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Preis für CO₂-Zertifikate bis 2008 auf 15 €/t CO₂ steigt und sich im Jahr 2012 auf 20 €/t beläuft. Damit werden die externen Kosten der CO₂-Emissionen in zunehmendem Ausmaß internalisiert, wodurch der Aufwand für die Subventionierung des CO₂-freien Ökostroms abnimmt.

Es kann unterstellt werden, dass die steigenden Zertifikatspreise auf die Endverbraucher überwältzt werden. Dadurch erhöht sich der Strompreis für die Endkunden gegenüber dem Basisszenario im Jahr 2005 um 0,3 Cent/kWh auf 3,4 Cent/kWh, 2008 um 0,45 auf 3,85 Cent/kWh und 2012 um 0,6 auf 4,4 Cent/kWh.

Mit den Einspeisevergütungen soll der breite Einsatz regenerativer Energien gefördert werden, obwohl deren Kosten noch weit über dem Marktpreis liegen. Mit der Förderung ist jedoch die Erwartung verbunden, dass es mittelfristig zu Kostensenkungen durch technischen Fortschritt und Lernkurveneffekte kommt. Dies gilt insbesondere für Photovoltaik und Windenergie. In dem Ausmaß, in dem solche Kostensenkungen realisiert werden, können die Einspeisevergütungen zurückgeführt werden.

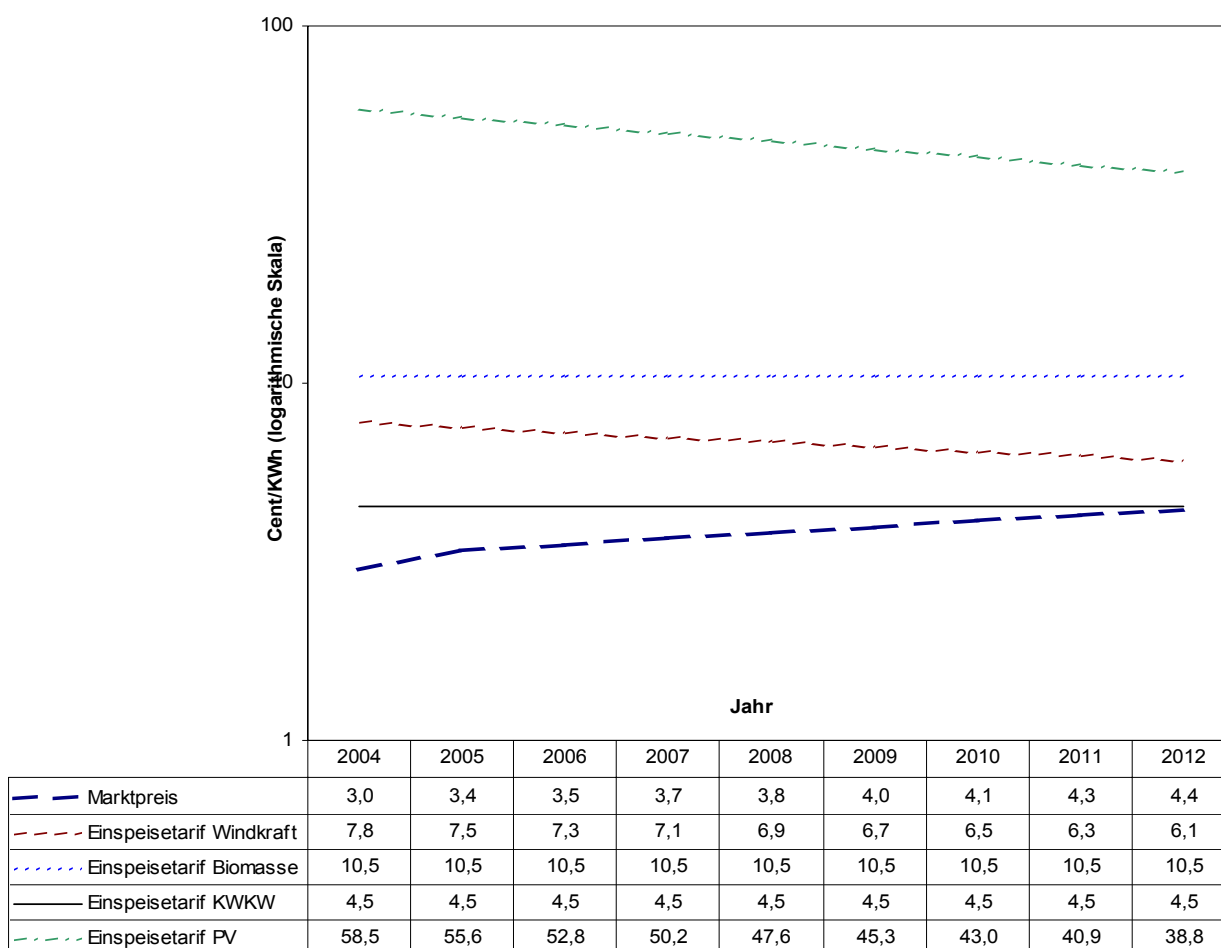
Es wird unterstellt, dass der Einspeisetarif für Windenergie jährlich um 3 % - von 7,8 Cent/kWh 2004 auf 6,1 Cent/kWh 2012 - reduziert wird. Für Photovoltaik wird eine jährliche Verringerung um 5 % angenommen - von 58,5 Cent/kWh 2004 auf 38,8 Cent/kWh im Jahr 2012. Im Bereich Kleinwasserkraft sind keine signifikanten Kostendegressionseffekte zu erwarten. Eine zusätzliche Belastung aufgrund der Vorgaben der europäischen

¹⁹⁴ Stellungnahmen des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004): Zur Förderung erneuerbarer Energien.

Wasserrahmenrichtlinie kann für die Zukunft nicht ausgeschlossen werden. Dieser Kosteneffekt ist jedoch nicht prognostizierbar. Insgesamt wird daher von einer konstanten, durchschnittlichen Einspeisevergütung von 4,5 Cent/kWh für Strom aus Kleinwasserkraftanlagen ausgegangen. Für Biomasse kann für die Zukunft wegen zunehmender Knappheit und allgemeiner Preissteigerungen tendenziell von einem moderaten Anstieg der Brennstoffkosten ausgegangen werden. Andererseits dürfte der technische Fortschritt in begrenztem Ausmaß zu einer Verringerung der Investitions- und Betriebskosten führen. Aufgrund der Schwierigkeit, diese gegenläufigen Effekte zu quantifizieren, wird eine gleichbleibende durchschnittliche Einspeisevergütung von 10,5 Cent/kWh im Bereich Biomasse unterstellt.

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die mit der Erhöhung des Marktpreises (von 3 Cent/kWh im Jahr 2004 auf 4,4 Cent/kWh im Jahr 2012) und der gleichzeitigen Verringerung der Einspeisevergütungen einhergehende Abnahme der Subventionierung der Ökostromerzeugung.

Abbildung 33: Prognostizierte Entwicklung des Marktpreises und der Einspeisevergütungen



Quelle: IHSK.

Die folgenden Tabellen zeigen die Einspeisemengen und die Subventionierung der Ökostromerzeugung in den Jahren 2008 und 2012 unter den genannten Annahmen bzgl. der Entwicklung des Marktpreises und der Einspeisetarife. Dabei werden zunächst die Auswirkungen der sinkenden Einspeisevergütungen bei gegenüber dem Basisszenario unverändertem Verlauf des Strompreises betrachtet (Tabelle 27). Anschließend wird zusätzlich der erhöhte Strompreis aufgrund des Emissionshandels in die Untersuchung einbezogen (Tabelle 28). Die eingespeisten Ökostrommengen entsprechen jenen aus dem Basisszenario (vgl. Tabelle 25).

Bei der Berechnung der Subvention in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik gilt es zu beachten, dass nur die Betreiber der jeweils neu hinzu kommenden Anlagen die reduzierten Einspeisetarife erhalten. Dies impliziert, dass die im Jahr 2004 eingespeisten Mengen mit den dann geltenden Einspeisetarifen bewertet werden (siehe Tabelle 24). Ab 2005 werden dann die jährlich neu hinzu kommenden Mengen mit den pro Jahr um 3 % (Windenergie) bzw. 5 % (Photovoltaik) verringerten Einspeisetarifen bewertet.

Tabelle 27: Auswirkungen der sinkenden Einspeisevergütungen auf die Subventionierung von Ökostrom in den Jahren 2008 und 2012

	2008 (Marktpreis: 3,4 Cent/kWh)			2012 (Marktpreis: 3,8 Cent/kWh)		
	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Subvention ²⁾ [Mio. €]	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Subvention ²⁾ [Mio. €]
Kleinwasserkraft	4.872	4,50	53,6	5.191	4,50	36,3
Windkraft	1.895	7,50 ³⁾	77,8	2.020	7,44 ³⁾	73,4
Biomasse	825	10,50	58,6	880	10,50	59,0
Photovoltaik	21	56,52 ³⁾	11,2	27	53,29 ³⁾	13,4
Sonstige ¹⁾	110	6,20	3,1	120	6,20	2,9
Gesamt	7.723	6,05³⁾	204,3	8.238	6,05³⁾	185,0
Gesamt ohne KWKW	2.851	8,68³⁾	150,7	3.047	8,68³⁾	148,7

¹⁾ Geothermie, Klär- und Deponiegas

²⁾ Einspeisetarif je kWh abzüglich Marktpreis, multipliziert mit der Einspeisemenge

³⁾ Subvention dividiert durch Einspeisemenge zuzüglich Marktpreis

Quellen: Homepage der E-Control GmbH: Richtwerte der zu erwartenden Ökostromentwicklung; Berechnungen IHSK.

Tabelle 28: Auswirkungen der sinkenden Einspeisevergütungen und des steigenden Marktpreises auf die Subventionierung von Ökostrom in den Jahren 2008 und 2012

	2008 (Marktpreis: 3,85 Cent/kWh)			2012 (Marktpreis: 4,4 Cent/kWh)		
	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Subvention ²⁾ [Mio. €]	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Subvention ²⁾ [Mio. €]
Kleinwasserkraft	4.872	4,50	31,7	5.191	4,50	5,2
Windkraft	1.895	7,50 ³⁾	69,3	2.020	7,44 ³⁾	61,3
Biomasse	825	10,50	54,9	880	10,50	53,7
Photovoltaik	21	56,52 ³⁾	11,1	27	53,29 ³⁾	13,2
Sonstige ¹⁾	110	6,20	2,6	120	6,20	2,2
Gesamt	7.723	6,05³⁾	169,6	8.238	6,05³⁾	135,6
Gesamt ohne KWKW	2.851	8,68³⁾	137,9	3.047	8,68³⁾	130,4

¹⁾ Geothermie, Klär- und Deponiegas

²⁾ Einspeisetarif je kWh abzüglich Marktpreis, multipliziert mit der Einspeisemenge

³⁾ Subvention dividiert durch Einspeisemenge zuzüglich Marktpreis

Quellen: Homepage der E-Control GmbH: Richtwerte der zu erwartenden Ökostromentwicklung; Berechnungen IHSK.

Durch die Verringerung der Differenz zwischen Einspeisevergütung und Marktpreis nimmt die gesamte Subventionierung des Ökostroms im Vergleich mit dem Basisszenario deutlich ab. Die sinkende Förderung von Ökostrom ist vor allem dem hohen Anteil der Kleinwasserkraft und der geringen Subventionierung dieser Technologie geschuldet. Im Bereich der Windkraft sinkt die Förderung aufgrund der unterstellten Kosteneffekte und der entsprechenden Abnahme der Subvention je kWh trotz eines Anstiegs der Stromerzeugung. Bei der Photovoltaik reicht die Verringerung der Einspeisetarife nicht aus, um den Anstieg der Subventionierung im Zeitablauf aufgrund der zunehmenden Einspeisemenge zu kompensieren. Gegenüber dem Basisszenario sinkt die Förderung der Photovoltaik leicht. Im Bereich der Biomasse gleichen sich die Zunahme der eingespeisten Menge und die mit dem steigenden Marktpreis einhergehende Reduktion der Förderung je kWh annähernd aus.

Im Ergebnis steigt in diesem Szenario die Belastung der Endverbraucher aufgrund der Subvention von sonstigem Ökostrom (ohne Kleinwasserkraft) von 0,157 Cent/kWh im Jahr 2004 auf 0,255 Cent/kWh im Jahr 2008. Anschließend sinkt die Belastung bis 2012 auf 0,226 Cent/kWh. Die Förderung der Einspeisung von Strom aus Kleinwasserkraftanlagen belastet die Stromkonsumenten 2004 mit 0,119 Cent/kWh. Diese Belastung sinkt bis 2008 auf 0,059 Cent/kWh und wird bis 2012 weiter auf 0,009 Cent/kWh reduziert. In Summe reduziert sich die Belastung der Stromverbraucher durch die Ökostromförderung gegenüber dem Basisszenario von € 209 Mio. im Jahr 2008 (€ 156 Mio. für sonstigen Ökostrom, € 53 Mio. für Kleinwasserkraft) auf € 170 Mio. (€ 138 Mio. für sonstigen Ökostrom, € 32 Mio.

für Kleinwasserkraft) bzw. im Jahr 2012 von € 193 Mio. (€ 157 Mio. für sonstigen Ökostrom, € 36 Mio. für Kleinwasserkraft) auf € 135 Mio. (€ 130 Mio. für sonstigen Ökostrom, € 5 Mio. für Kleinwasserkraft).

7.3 Quotenmodell-Szenario: Einführung eines quotenorientierten Fördersystems

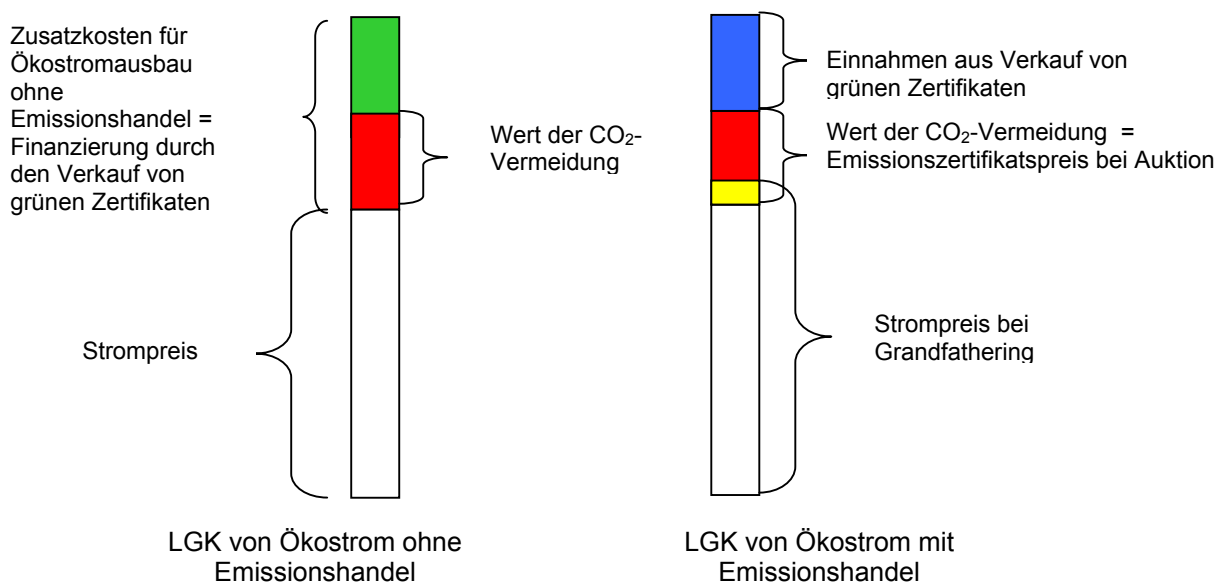
Sowohl die Einführung eines Emissionshandelssystems als auch langfristig steigende Kosten für konventionell erzeugten Strom werden in den nächsten Jahren nicht ausreichen, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wirtschaftlich werden zu lassen. Auch in absehbarer Zukunft sind deshalb Förderzahlungen notwendig, um einzelnen Technologien einen Markt zu sichern. Als Alternative zu der derzeit gültigen fixen Einspeiseregulierung bieten sich mengenorientierte Fördersysteme an. Ein mengenorientiertes Fördersystem führt zu einer marktwirtschaftlich ermittelten Förderung und sichert hierdurch eine möglichst kostengünstige Energieversorgung aus regenerativen Energiequellen. Alternativ kann entweder die zu erzeugende Menge Ökostrom - entweder absolut in Kilowattstunden oder als Anteil am gesamten Stromverbrauch - oder der gesamte Subventionsaufwand festgelegt werden. Im ersten Fall ist die Höhe der gesamten Subvention, im zweiten Fall die erzeugte Ökostrommenge a priori unbekannt. In diesem Abschnitt werden beide System vorgestellt, wobei zunächst das Modell der Festlegung der Ökostrommenge dargestellt wird.

7.3.1 Festlegung der Einspeisemenge

Im Gegensatz zu preisorientierten Förderinstrumenten, die den Vergütungspreis auf einem bestimmten Niveau festlegen, ist es das Ziel einer Quotenregelung, eine bestimmte Menge an Strom aus erneuerbarer Energie innerhalb einer bestimmten Periode zu garantieren. Die Vergütung von Ökostrom unterliegt keinem Verhandlungsprozess zur Festlegung der Einspeisetarife und keiner unsicheren Einschätzung der Kostensituation bzw. Kostenentwicklung für Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger. Eine Quotenregelung reflektiert dagegen, im Ergebnis eines geforderten Subventionsbedarfs, die aktuellen bzw. die erwarteten Stromerzeugungskosten. Es sind Quotenmodelle mit und solche ohne physische Erfüllung zu unterscheiden. Im ersten Fall müssen die Verpflichteten Ökostrom produzieren, für den Endverbrauch abnehmen oder durch das Übertragungsnetz leiten. In einem Quotenmodell ohne Pflicht zur physischen Erfüllung kann die Quotenpflicht auch durch den Erwerb handelbarer Zertifikate erfüllt werden.

Bei einem Quotensystem **mit Zertifikatshandel** wird durch die Festlegung einer Quote eine bestimmte Nachfrage garantiert. Die Erfüllung dieser Quote wird dann mit marktwirtschaftlichen Mitteln erreicht. Bei einem solchen System erhält der Ökostromerzeuger pro festgelegter Strommenge ein Zertifikat (sog. grünes Zertifikat). Gleichzeitig besteht für bestimmte Marktteilnehmer eine gesetzliche Verpflichtung (Quotenverpflichtung), sich durch den Erwerb von Zertifikaten an der Förderung von erneuerbaren Energien zu beteiligen. Für den Handel mit Zertifikaten entsteht ein eigener Markt, auf welchem die Ökostromerzeuger um die tatsächliche Subventionshöhe miteinander konkurrieren. Der Erlös, den der Anbieter „grünen“ Stroms am Zertifikatsmarkt erhält, stellt eine Vergütung für die Mehrkosten regenerativer Stromerzeugung dar. Damit kann ein Stromproduzent neben dem Marktpreis zusätzlich noch Einnahmen aus dem Verkauf von grünen Zertifikaten lukrieren (Abbildung 34). Durch die vermehrte Einspeisung von Ökostrom werden Einsparungen an CO₂-Emissionen erzielt. Der Wert dieser Einsparungen entspricht den Kosten alternativer CO₂-Vermeidungsmaßnahmen.¹⁹⁵

Abbildung 34: Aufgliederung der langfristigen Grenzkosten (LGK) der Ökostromeinspeisung



Quelle: Morthorst, P. E. (2001); IHSK

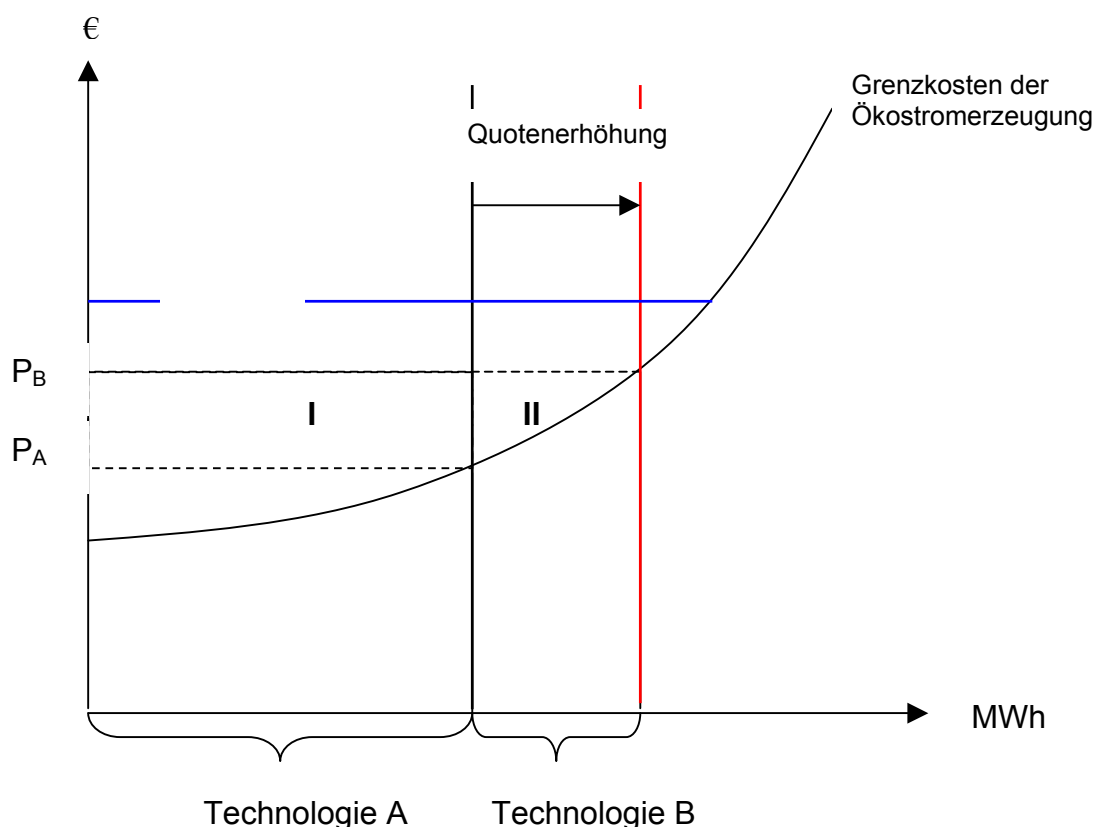
¹⁹⁵ Morthorst, P. E. (2001): Interactions of a Tradable Green Certificate Market with a Tradable Permits Market. Energy Policy 29(5).

Bereits im vorangegangenen Abschnitt wurde darauf verwiesen, dass die Elektrizitätsunternehmen - nach Einführung eines Emissionshandelssystems - ihre Mehrkosten an die Endverbraucher weitergeben können. Dadurch kommt es zu einem Anstieg des Großhandelspreises. Die Höhe des Preisanstiegs wird durch die Vermeidungskosten der zu Emissionsreduktionen verpflichteten Sektoren sowie durch die Gestaltung der Anfangsallokation von Emissionszertifikaten bestimmt. Werden die Emissionsrechte gratis zugeteilt (Grandfathering), reflektiert der Emissionszertifikatspreis nur einen Teil der Grenzvermeidungskosten (gelbe Fläche).

Bei einer Vergabe der Emissionszertifikate durch Auktion bildet der Emissionszertifikatspreis jedoch die gesamten Grenzvermeidungskosten ab.¹⁹⁶ In diesem Fall müssen durch den Verkauf von grünen Zertifikaten nur mehr jene Kosten gedeckt werden, die dem technologiebedingten Mehraufwand der Ökostromerzeugung entsprechen (blaue Fläche).

Es ist zu beachten, dass die Festsetzung der Quotenverpflichtung auf einem sehr hohen Niveau dazu führen kann, dass auch Technologien mit relativ hohen Stromerzeugungskosten zur Erreichung der Ökostrommenge herangezogen werden. Abbildung veranschaulicht diesen Fall. Vor einer Ausweitung der Quotenverpflichtung reicht der Einsatz von Technologie A aus, um die notwendige Ökostrommenge herzustellen. Eine Ausweitung der Quotenverpflichtung führt zu einer höheren Nachfrage nach Zertifikaten und zu einem Anstieg des Marktpreises von p_A auf p_B . Da der Grenzanbieter (Technologie B) die Höhe des Zertifikatspreises bestimmt, können Ökostromanbieter mit niedrigen Erzeugungskosten nun eine höhere Produzentenrente (Flächen I und II) abschöpfen. In der Praxis ist es jedoch unmöglich, die „optimale“ Quote bzw. den effizienten Wachstumspfad festzusetzen. Deshalb besteht eine Lösung darin, die Quotenverpflichtung dynamisch auszuweiten.

¹⁹⁶ Morthorst, P. E. (2001).

Abbildung 35: Preiseffekt einer Quotenerhöhung

Quelle: IHSK.

Ein Quotensystem muss sich auf die Errichtung neuer Anlagen beschränken, da eine Zertifikatsvergabe für bestehende Anlagen eine Verzerrung des Marktes sowie eine nicht optimale Förderstruktur zur Folge hätte. Ältere, betriebswirtschaftlich abgeschriebene Anlagen haben geringere Grenzkosten, wodurch eine Förderung dieser Anlagen den Betreibern eine hohe Produzentenrente sichern und den Markteintritt neuer Produzenten erschweren würde. Um potenziellen Anlagenbetreibern ein Mindestmaß an Finanzierungssicherheit zu geben, muss eine Preisuntergrenze bzw. Preisobergrenze festgelegt werden. Die Preisobergrenze entspricht dabei meist einer vorgesehenen Pönale bei Nichterfüllung der Quotenverpflichtung.

Die Entwicklung des Zertifikatspreises und damit die Förderung von Ökostrom hängt von einer Vielzahl von Einflussfaktoren ab und ist deshalb nur schwer einschätzbar. Neben der Höhe der Quotenverpflichtung und der Entwicklung der Kosten von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten haben die Gestaltung des Zertifikatssystems, die Gültigkeitsdauer der Zertifikate, die Art des Sanktionsmechanismus bei Nicht-Erfüllung einer Quotenverpflichtung sowie die Markttransparenz und Marktorganisation einen wesentlichen Einfluss.

In diesem Szenario wird unterstellt, dass es ab dem Jahr 2005 zur Umstellung des Fördersystems für alle neu installierten Ökostromanlagen kommt; anstatt einer fixen Einspeiseregulierung erfolgt die Förderung durch ein Quotensystem mit Zertifikatshandel. In

einem solchen System ist die Nachfrage durch die vorgegebene Quotenverpflichtung festgelegt, womit sich eine vollkommen unelastische Nachfrage nach Ökostrom ergibt. Das hier unterstellte Quotensystem sieht lediglich eine Differenzierung nach Kleinwasserkraft und sonstigem Ökostrom vor. Eine solche, weitgehend einheitliche Gestaltung des Zertifikatsmarkts gewährleistet ein hohes Maß an Effizienz, bedingt jedoch auch, dass Technologien mit relativ hohen Erzeugungskosten (insbesondere Photovoltaik) keine Förderung erhalten. Falls das Ziel darin besteht, auch Technologien zu fördern, die gegenwärtig zu hohe Produktionskosten aufweisen, kann dies dadurch gewährleistet werden, dass die einzelnen Technologien zur Produktion von Ökostrom mit einer unterschiedlichen Zahl von Zertifikaten bewertet werden. So würde ein Anbieter von Strom aus Photovoltaik für jede kWh mehr Zertifikate erhalten als etwa der Betreiber einer Windkraftanlage. Dieses Konzept erlaubt die differenzierte Förderung unterschiedlicher Technologien, ohne den Zertifikatsmarkt in Teilmärkte aufzuspalten.

Zur Abschätzung des zukünftigen Finanzierungsbedarfs eines Quotensystems im Vergleich zur bestehenden Förderstruktur (Kapitel 7.2) wird von einer kontinuierlich ansteigenden Quotenverpflichtung ausgegangen. Entsprechend der prognostizierten Ökostromeinspeisemenge für das Jahr 2004 (KWKW: 4.029 GWh; sonstiger Ökostrom 1.405 GWh) sowie der prognostizierten Entwicklung der Einspeisemengen bis 2012 (Tabelle 25), lässt sich eine steigende Quotenverpflichtung wie folgt festlegen.

Tabelle 29: Quotenverpflichtung 2008 und 2012

	Quote 2008 [GWh]	Quote 2012 [GWh]	Zuwachs 2008 bis 2012 [GWh]
Kleinwasserkraft	843	1.162	319
Sonstiger Ökostrom	1.446	1.642	196
Gesamt	2.289	2.804	515

Quelle: IHSK.

Es wird davon ausgegangen, dass bei einem Marktpreis von 3 Cent/kWh der Zertifikatsmarktpreis für KWKW zwischen 1 und 2 Cent/kWh liegt. Ein Rückblick auf das im Jahr 2002 eingeführte Zertifikatssystem für Kleinwasserkraftwerke zeigt, dass die meisten KWKW-Betreiber Verträge mit den Landesgesellschaften zu einem Preis von 3,7 bis 4,8 Cent/kWh (Energie plus Zertifikate) abgeschlossen haben. Die Durchschnittsvergütung für KWKW liegt gegenwärtig bei rund 4,5 Cent/kWh. Der Zertifikatsmarktpreis für sonstigen Ökostrom wird weitgehend von der Kostenentwicklung im Bereich der Windkraft bestimmt, da die Erfüllung der unterstellten Quote nur durch einen starken Ausbau von Windkraft und kostengünstigen Biomasseanlagen erfüllt werden kann. Unter Berücksichtigung einer Strafzahlung (Ausgleichsabgabe) und eines steigenden Marktpreises (4,4 Cent/kWh im Jahr

2012), kann mit einem Zertifikatspreis für sonstigen Ökostrom von 2,75 Cent/kWh (2008) bzw. 1,5 Cent/kWh (2012) gerechnet werden.

In den folgenden Tabellen wird eine Abschätzung des Subventionsaufwands bei Einführung eines Quotensystems vorgenommen. Tabelle 30 und Tabelle 31 zeigen die Entwicklung der Quoten für Kleinwasserkraft und sonstigen Ökostrom in den Jahren 2008 bzw. 2012. Um den Betreibern der Ökostromanlagen eine dem Modell der Einspeisevergütungen entsprechende Planungssicherheit zu bieten, muss ihnen der jeweils bestehende Zertifikatsmarktpreis für einen hinreichenden Zeitraum, beispielsweise 13 Jahre wie derzeit im Fall der fixen Einspeisevergütungen, gewährt werden. Somit wird nur die neu hinzu kommende Menge mit dem jeweiligen Zertifikatspreis bewertet. Da die Betreiber der im Jahr 2004 bestehenden Anlagen die Einspeisevergütung für 13 Jahre erhalten, kann sich das Quotenmodell nur auf die ab 2005 hinzu kommenden Anlagen beziehen. Die Einspeisemengen und die Subventionierung der 2004 bestehenden Anlagen werden in Tabelle 32 nochmals ausgewiesen (vgl. Tabelle 24). Diese Mengen und Einspeisevergütungen bleiben auch 2008 und 2012 erhalten. Die gesamte Ökostromerzeugung, die in Tabelle 33 ausgewiesen wird, bildet somit die Summe der Einspeisung aus den Altanlagen, die weiterhin die Einspeisevergütung erhalten, und den ab 2005 bis 2008 sowie zwischen 2008 und 2012 hinzu kommenden und unter das Quotenmodell fallenden Anlagen.

Ein Vergleich mit der in Abschnitt 7.2 beschriebenen Fortführung der Einspeiseregulierung zeigt, dass der Übergang zu einem Quotensystem unter den getroffenen Annahmen - auch bei der in Abschnitt 7.2 unterstellten jährlichen Absenkung der Einspeisetarife für Windenergie und Photovoltaik - zu einer Verringerung des Subventionsaufwandes um € 27,3 Mio. oder rund 16 % im Jahr 2008 bzw. um € 18,8 Mio. oder etwa 14 % im Jahr 2012 führt. Diese Reduktion des Subventionsaufwandes ist fast ausschließlich auf den Bereich „sonstiger Ökostrom“ zurückzuführen.

Tabelle 30: Ökostromsubventionierung im Jahr 2008 bei einem Quotenmodell

	2008 (Marktpreis: 3,85 Cent/kWh)		
	Quote [GWh]	Zertifikatspreis [Cent/kWh]	Subvention [Mio. €]
Kleinwasserkraft	843	1,00	8,4
Sonstige	1.446	2,75	39,8
Summe bzw. Durchschnitt	2.289	2,11 ¹⁾	48,2

1) Subvention dividiert durch Quote.

Quelle: IHSK.

Tabelle 31: Ökostromsubventionierung im Jahr 2012 bei einem Quotenmodell

	2012 (Marktpreis: 4,4 Cent/kWh)					
	Quote [GWh]	Zertifikatspreis [Cent/KWh]	Subvention [Mio. €]	Quote [GWh]	Zertifikatspreis [Cent/KWh]	Subvention [Mio. €]
Kleinwasserkraft	843	1,00	8,4	319	0,50	1,6
Sonstige	1.446	2,75	39,8	196	1,50	2,9
Summe bzw. Durchschnitt	2.289	2,11 ¹⁾	48,2	515	0,88 ¹⁾	4,5

1) Subvention dividiert durch Quote.

Quelle: IHSK.

Tabelle 32: Einspeisemengen und Subventionierung der 2004 bestehenden Anlagen

	2008 (Marktpreis: 3,85 Cent/kWh)			2012 (Marktpreis: 4,4 Cent/kWh)		
	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Subvention ¹⁾ [Mio. €]	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]	Subvention ¹⁾ [Mio. €]
Kleinwasserkraft	4.029	4,50	26,2	4.029	4,50	4,0
Sonstige	1.405	8,68 ²⁾	67,9	1.405	8,68 ²⁾	60,1
Summe bzw. Durchschnitt	5.434	5,58	94,1	5.434	5,58	64,1

1) Einspeisevergütung abzüglich Marktpreis, multipliziert mit der Einspeisemenge

Quelle: IHSK.

Tabelle 33: Einspeisemengen und Subventionierung 2008 und 2012

	2008 (Marktpreis: 3,85 Cent/kWh)			2012 (Marktpreis: 4,4 Cent/kWh)		
	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh] ²⁾	Subvention ¹⁾ [Mio. €]	Einspeisemenge [GWh]	Durchschnittsvergütung [Cent/kWh] ²⁾	Subvention ¹⁾ [Mio. €]
Gesamt	7.723	5,69	142,3	8.238	5,82	116,8
Gesamt ohne KWKW	2.851	7,63	107,7	3.047	7,77	102,8

1) Einspeisevergütung abzüglich Marktpreis, multipliziert mit der Einspeisemenge

2) Subvention dividiert durch die Einspeisemenge zuzüglich Marktpreis

Quelle: IHSK.

Ein Vergleich des Quotenmodells mit dem Einspeisevergütungssystem macht andererseits deutlich, dass für die Erzeuger von Strom aus regenerativen Energiequellen die Gewährung von Einspeisevergütungen eine größere Planungssicherheit bietet als das Quotensystem. Während die Einspeisevergütung bekannt und invariant ist, bildet sich der Preis für die „grünen“ Zertifikate auf dem Markt und ist somit Schwankungen unterworfen. Zudem kann ein Erzeuger von Ökostrom beim System der Einspeisevergütung prinzipiell jede beliebige Menge zu garantierten Preisen absetzen, während die Gesamtmenge beim Quotenmodell begrenzt ist. Darüber hinaus muss ein Betreiber älterer Anlagen mit neu in den Markt eintretenden Anbietern um den Absatz von Ökostrom konkurrieren. Aufgrund einer

Kostendegression durch technischen Fortschritt können die neuen Konkurrenten den Strom günstiger anbieten.

Mengenorientierte Fördermodelle bergen das Risiko, dass die Quote „zu niedrig“ angesetzt wird. In diesem Fall wird zu wenig in Technologien investiert, die bereits ohne Förderung in der Nähe der Wirtschaftlichkeit liegen und deren Kostendegressionspotenziale bei der Bestimmung der Quote unterschätzt wurden. Auf der anderen Seite wird mit der Festlegung einer Quote ein zu starker Ausbau der Ökostromanlagen verhindert. So kann es beispielsweise effizient sein, in der Anfangsphase, wenn die Technologien noch nicht ausgereift sind, den Ausbau zu begrenzen, da anderenfalls die Erzeugung mit technisch überholten Anlagen für einen langen Zeitraum gefördert wird.

7.3.2 Ausschreibungsmodell

Zur Erreichung eines festgelegten Mengenziels bietet sich ebenso die Durchführung eines Auktions- bzw. Ausschreibungsverfahrens an. Dabei werden zuerst die niedrigsten Angebotspreise berücksichtigt, bis das Quotenziel erreicht ist. Das gerade noch akzeptierte und damit auch teuerste Angebot legt den Schlusspreis einer Ausschreibungsrunde fest. Dieser kann entweder allen übrigen angenommenen Angeboten zugesprochen werden oder den erfolgreichen Bietern wird lediglich ein **Vertragspreis gemäß den individuellen Preisgeboten** garantiert. Die jeweiligen Gewinner einer jährlichen Ausschreibungsrunde erhalten einen Vertrag, der ihnen die Abnahme ihrer Elektrizität zu den festgelegten Konditionen während der Vertragsdauer garantiert.

Alternativ zur Fixierung der Einspeisemenge kann auch das gesamte **Volumen der Vergütung für die Einspeisung von Ökostrom festgelegt** werden. 2003 belief sich diese Summe¹⁹⁷ in Österreich auf rund € 200 Millionen (davon etwa € 149 Millionen für Kleinwasserkraft). In einem solchen Ausschreibungsverfahren geben die Erzeuger von Strom aus regenerativen Energiequellen Angebote über die Menge und die benötigte Subvention je kWh ab. Beginnend mit dem günstigsten Angebot, wird die zur Verfügung stehende Subventionssumme auf die Erzeuger aufgeteilt.

Im Gegensatz zum bestehenden System der Einspeisevergütungen existiert nun nicht ein einheitlicher Tarif je Technologie. Es ist mithin durchaus wahrscheinlich, dass beispielsweise verschiedene Windkraftanlagen unterschiedliche Einspeisetarife erhalten. Damit wird das Problem vermieden, dass bei Fixierung der Einspeisemenge der Grenzanbieter den einheitlichen Vergütungssatz bestimmt und die Betreiber jener Anlagen, die geringere

¹⁹⁷ Einspeisetarif je kWh, multipliziert mit der eingespeisten Menge.

Stromgestehungskosten aufweisen, eine ökonomische Rente in Höhe der Differenz zwischen den Produktionskosten je kWh und dem Vergütungssatz erhalten.

Bei einer entsprechenden Ausgestaltung des Systems besteht für jeden Anbieter der Anreiz, eine Einspeisevergütung zu nennen, die die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung widerspiegelt. Somit ist sichergestellt, dass die zur Verfügung stehende Subvention effizient eingesetzt wird, d.h. dass mit dem gegebenen Subventionsvolumen die größtmögliche Einspeisemenge erzielt wird.

Bei einer Orientierung des Ausschreibungsmodells am zur Verfügung stehenden Fördervolumen besteht das Problem, dass die gesamte Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen a priori unbekannt ist. Es ist also denkbar, dass das im Ökostromgesetz genannte Ziel, 4 % des gesamten Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, verfehlt wird. In diesem Fall besteht die Notwendigkeit, im folgenden Jahr die Subventionssumme entsprechend zu erhöhen.

7.4 Technologiefokus-Szenario: Basisszenario mit Technologie-Schwerpunktsetzung

Ein Ziel der Förderung regenerativer Energieträger besteht in der Gewährung einer Anschubfinanzierung, solange die Technologien noch nicht wettbewerbsfähig sind. So wird im Ökostromgesetz festgelegt, dass die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen sind und dass eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen ist. Diesem Ziel wird gegenwärtig durch die Regelung Rechnung getragen, dass ein Teil des Förderbeitrags, den die Endverbraucher in Form von Zuschlägen zum Strompreis zahlen, den Bundesländern zur Förderung neuer Technologien zur Ökostromerzeugung zur Verfügung steht. Dieser den Ländern zu erstattende Anteil belief sich 2003 auf € 25 Mio. Für 2004 ist eine Reduktion auf € 15 Mio. vorgesehen und ab 2005 soll dieser Technologieförderbeitrag € 7 Mio. jährlich betragen. Laut Ökostromgesetz ist die Aufteilung dieses Betrags auf die Bundesländer gemäß der Abgabe von Strom an Endverbraucher zu bemessen.¹⁹⁸ Dieses System ist insofern problematisch, als der administrative Aufwand größer ist als bei einer zentralen Lösung. Zudem ist der den einzelnen Ländern zur Verfügung stehende Betrag relativ gering, was insbesondere dann kritisch ist, wenn die Mittel auf mehrere Projekte aufgeteilt werden. Schließlich steht die aliquote Aufteilung der Fördermittel auf die Bundesländer in keinem Zusammenhang mit dem

¹⁹⁸ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz). BGBl. Nr. 149/2002.

jeweiligen regionalen wissenschaftlich-technischen Potenzial zur Weiterentwicklung der relevanten Technologien (z.B. einschlägige Forschungsschwerpunkte im Hochschulbereich oder Forschung und Entwicklung betreibende Herstellerfirmen).

Im Technologiefokus-Szenario wird unterstellt, dass das gegenwärtige System der Einspeisevergütungen nur für jene Technologien fortgeführt wird, bei denen die Einspeisevergütung in angemessenem Verhältnis zur Einspeisemenge bzw. zu den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten steht. Aufgrund der gegenwärtig noch sehr hohen Produktionskosten ist dies bei der Photovoltaik nicht der Fall. Wie aus Abbildung 5 in Abschnitt 3 hervorgeht, trägt diese Technologie lediglich knapp 2 % zur Ökostromaufbringung bei, erhält jedoch 13 % der gesamten Einspeisevergütung. Neben dieser ungünstigen Relation zwischen Förderung und Einspeisung sprechen auch die negativen volkswirtschaftlichen Effekte dagegen, die Photovoltaik im bisherigen System der Einspeisevergütungen zu belassen. Wie die Berechnungen in Abschnitt 6 zeigen, führt die hohe Subventionierung der Photovoltaik aufgrund der großen Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und dem Marktpreis zu einem hohen Einkommensentzugseffekt, der durch die positiven Investitions- und Betriebseffekte nicht kompensiert werden kann. Die gegenwärtige Subventionierung von Strom aus Photovoltaik führt somit zu negativen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten.

Bei der Ausgestaltung des Systems der Ökostromförderung sollte auf die Möglichkeiten künftigen technischen Fortschritts Bedacht genommen werden. In dieser Hinsicht dürfte die Photovoltaik unter den Technologien zur Ökostromerzeugung das größte Potenzial besitzen. Kleinwasserkraftanlagen stellen eine seit Jahrzehnten bestehende Technologie dar. Darüber hinaus ist der Bau von Kleinwasserkraftwerken durch die naturräumlichen Gegebenheiten begrenzt und aufgrund der Eingriffe in das Ökosystem nicht unproblematisch. Im Bereich Windenergie wurden in den vergangenen Jahren deutliche Effizienzsteigerungen erzielt. Auch bei einer großzügigen Unterstützung der Forschung kann in diesem Bereich kaum damit gerechnet werden, dass solche Fortschritte auch in Zukunft möglich sein werden. Zudem dürften die windreichsten Standorte in absehbarer Zukunft ausgeschöpft sein, sodass auch das Ausbaupotenzial der Windenergie begrenzt ist. Auf dem Gebiet der Biomasse sind zwar weitere Steigerungen im Wirkungsgrad möglich, aber das Ausmaß dieser Verbesserungspotenziale dürfte ebenfalls begrenzt sein. Das Angebot an Brennstoffen stellt zudem eine natürliche Beschränkung für die Steigerung der Stromgewinnung aus Biomasse dar.

Insgesamt sprechen die mit der Förderung der einzelnen Technologien erzielten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte sowie ein Vergleich der gegenwärtigen Wirkungsgrade und der Möglichkeiten zur Erhöhung der Effizienz mittels gezielter Forschung und Entwicklung dafür, die Photovoltaik aus dem gegenwärtigen System der Förderung regenerativer Energiequellen heraus zu nehmen. Für die übrigen Technologien wird die

Unterstützung der breiten Anwendung beibehalten. Somit werden in diesen Bereichen auch weiterhin Anreize zu weiteren Steigerungen des Wirkungsgrades bestehen. Bei der Photovoltaik hingegen kann die gegenwärtige Technologie noch nicht als ausgereift betrachtet werden. Hier besteht somit ein erheblicher Spielraum für Steigerungen des Wirkungsgrades und damit der Senkung der Stromerzeugungskosten.

Für das Technologiefokus-Szenario wird unterstellt, dass bestehende Photovoltaik-Anlagen (die unter der Prämisse gebaut wurden, für 13 Jahre eine fixe Einspeisevergütung zu erhalten) auch in Zukunft gefördert werden. Im Jahr 2003 betrug dieses Fördervolumen rund 6,7 Millionen Euro. Neue Anlagen hingegen werden in den nächsten Jahren nicht gefördert. Die finanziellen Mittel, die dadurch frei werden, sollten statt dessen für die Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Photovoltaik eingesetzt werden. Zwar besteht auch durch die Gewährung von Einspeisetarifen ein Anreiz für F&E, aber die direkte Forschungsförderung ermöglicht eine effizientere Mittelverwendung. Durch verstärkte Forschung, die zu einem großen Teil Grundlagenforschung darstellt, dürfte es nicht nur zu einer Weiterentwicklung bestehender Photovoltaiktechnologien, sondern auch zur Entwicklung gänzlich neuer Solarmodule kommen. In jedem Fall dürften diese Innovationen zu einer markanten Senkung der Kosten der Erzeugung von Strom mittels Photovoltaik führen. Darüber hinaus bietet die Grundlagenforschung die Möglichkeit, internationale Kooperationen mit Forschungsinstituten, die auf diesem Gebiet führend sind, zu fördern. Eine solche grenzüberschreitende Forschungszusammenarbeit dürfte Universitäten und Forschungsinstituten leichter fallen als mittelständischen Unternehmen.

Einer fortgesetzten Förderung von Photovoltaik im gegenwärtigen System der Einspeisevergütungen ist das Problem inhärent, dass Anlagen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit bereits in wenigen Jahren technisch überholt sein werden, für 13 Jahre eine hohe Förderung erhalten. Erst wenn die intensiverte Forschung zu signifikanten Kostendegressionen geführt hat, sollte daher die Photovoltaik in der breiten Anwendung wieder in die Systematik der Unterstützung der Einspeisung von Ökostrom einbezogen werden.

Für die Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger mittels fixer Einspeisevergütungen spricht das Argument, dass die Entwicklung dieser Technologien von der Existenz eines Heimatmarkts für ihre Anwendung profitiert. In Bezug auf die Unterstützung der Einspeisung von Strom aus Photovoltaik erscheint diese Begründung jedoch wenig stichhaltig. In Österreich sind keine Firmen ansässig, die Photovoltaikzellen produzieren. Im Bereich der Photovoltaik-Folgetechnologien (Wechselrichter, Leistungselektronik) und in der PV-Zulieferindustrie (Schutzfolien für Solarmodule) bestehen zwar erfolgreiche Firmen; da diese jedoch den im Ausland ansässigen Herstellern von Photovoltaikanlagen zuliefern, sind sie nicht auf einen Heimatmarkt für die Anwendung der Photovoltaik angewiesen.

8 Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Ziele der Ökostromförderung

Mit der Ökostromförderung werden energiepolitische, umweltpolitische und wirtschaftspolitische Ziele verfolgt. Durch den Ausbau alternativer Energien in der Stromerzeugung sollen ein wesentlicher Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz geleistet, die Abhängigkeit von Energieimporten verringert, eine langfristige Versorgungssicherheit gewährleistet und Arbeitsplätze geschaffen werden.

Die Förderung des Ökostroms soll einen Beitrag zur Erreichung des Kyoto-Ziels einer Verringerung der Treibhausgasemissionen leisten. In der nationalen Klimastrategie Österreichs sind für die einzelnen Technologien der Ökostromerzeugung quantitative Zielvorgaben hinsichtlich des CO₂-Einsparpotenzials genannt. Aufgrund der finanziellen Unterstützung der Ökostromerzeugung wurden diese Ziele zum großen Teil bereits erfüllt, für einzelne Technologien sogar übererfüllt. Hier besteht somit in Zukunft kein akuter Handlungsbedarf. Zudem ist die Energieerzeugung nur für einen Teil der Treibhausgasemissionen verantwortlich. Andere Bereiche, insbesondere der Straßenverkehr, stellen ein weitaus größeres Problem dar, auch weil hier der CO₂-Ausstoß nach wie vor markant zunimmt. Als Effekt des künftigen Handels mit Emissionszertifikaten und durch einen alternativen Einsatz von Fördermitteln zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen lässt sich ein Beitrag zur Kyoto-Verpflichtung Österreichs in deutlich kostengünstigerer Weise erreichen als durch einen weiter forcierten Ausbau des Ökostromsektors. Allein mit der Erreichung des Kyoto-Ziels kann mithin die massive Ökostromsubventionierung nicht gerechtfertigt werden.

Ein weiteres Argument für die Ökostromförderung liegt in der Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Diese muss Österreich größtenteils importieren, zum Teil aus politisch instabilen Regionen. Zudem sind die Weltmarktpreise für Öl und Gas durch eine hohe Volatilität und einen langfristigen Anstieg des Preisniveaus gekennzeichnet. So wird der Ölpreis durch Unsicherheiten im Zusammenhang mit der latenten Gefahr terroristischer Anschläge geprägt. Darüber hinaus weisen dynamisch wachsende Regionen der Weltwirtschaft einen hohen und steigenden Bedarf an fossilen Energieträgern auf, sodass für die Zukunft mit tendenziell steigenden Weltmarktpreisen gerechnet werden muss. Die Nutzung regenerativer Energiequellen leistet einen Beitrag zur Erhöhung der Unabhängigkeit von diesen Entwicklungen.

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Als Argument für die Unterstützung der Nutzung regenerativer Energiequellen dienen neben der Verringerung von Treibhausgasemissionen und einer reduzierten Abhängigkeit von Energieimporten auch die zu erwartenden positiven Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Nutzung erneuerbarer Energieträger. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen jedoch, dass diese Wirkungen des Ökostromsektors nicht in jedem Fall positiv sind, sondern - abhängig von der Technologie, dem Subventionsbedarf und der Subventionsdauer - große Unterschiede aufweisen. Der mit der Förderung verbundene Einkommensentzugseffekt führt zur Verringerung des für andere Konsumausgaben zur Verfügung stehenden Einkommens und wirkt damit den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten entgegen, die mit der Errichtung und dem Betrieb der Ökostromanlagen verbunden sind.

In den Bereichen Windenergie und Photovoltaik übertrifft der Einkommensentzugseffekt die positiven Investitions- und Betriebseffekte deutlich. Da die Einspeisetarife im Bereich der Kleinwasserkraft nur geringfügig über dem Marktpreis liegen, ist hier der Einkommensentzugseffekt nur von geringer Relevanz und die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte dieser Technologie sind eindeutig positiv. Im Bereich der Biomassenutzung ist der Gesamteffekt durchwegs positiv, wobei die Nettobilanz aus Betriebs- und Einkommenseffekt im Fall von Biogas und flüssiger Biomasse eindeutig positiv ausfällt, während dieser Nettoeffekt im Fall der festen Biomasse von der Importquote bei Brennstoffen sowie dem gewählten Zeithorizont abhängt und nicht in allen Fällen positiv ist.

Die Betrachtung der Beschäftigungseffekte im Verhältnis zum Förderaufwand zeigt, dass diese Relation technologieabhängig starke Unterschiede aufweist. Neben Windkraft- und Photovoltaikanlagen, wo die Subventionierung zu einem insgesamt negativen Effekt führt, ist die Relation auch bei fester Biomasse sowie bei Klär- und Deponiegas relativ ungünstig.

Die sektorale Verteilung der Investitionsausgaben zeigt, dass vor allem das verarbeitende Gewerbe vom Ökostromausbau profitiert. Die im Zeitablauf anfallenden Betriebsausgaben werden primär im Dienstleistungsbereich bzw. - bei der Biomassenutzung - im primären und sekundären Sektor nachfragewirksam. Hinsichtlich der Wirkung des Einkommensentzugseffekts kann davon ausgegangen werden, dass vor allem der Dienstleistungssektor, der Einzelhandel sowie der Beherbergungs- und Gaststättenbereich negativ betroffen sind.

Hinsichtlich des Kriteriums der Effektivität der Ökostromförderung zeigt die dynamische Entwicklung in den letzten Jahren, dass die fixe Einspeiseregulierung ein wirkungsvolles Instrument zur verstärkten Nutzung regenerativer Energien in der Elektrizitätsversorgung darstellt. Die über einen Zeitraum von 13 Jahren gewährte Förderung garantiert den Anlagenbetreibern ein Höchstmaß an Planungssicherheit und führt zu einer Minimierung des

Investorenrisikos. Die weitgehend abgesicherte, langfristige Ertragssituation durch Preis- und Absatzgarantien stellt damit einen starken Investitionsanreiz dar. Der rasche Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bedingt jedoch einen zunehmenden Bedarf an Fördermitteln, durch den die Stromkonsumenten in steigendem Maße belastet werden.

Wettbewerbsfähigkeit von Ökostrom

Die Relativierung von Argumenten für einen forcierten Ausbau der Ökostromproduktion, die hohen Kosten des bisherigen Fördersystems, die auch in den kommenden Jahren anfallen, und Mängel der Effizienz des bestehenden Fördersystems begründen die Empfehlung, von der derzeitigen Einspeisetarif-Förderung abzugehen. Feste Einspeisetarife bedeuten, dass gegenüber „Grenzanbietern“, deren Anlagen sich beim gegebenen Einspeisetarif gerade „noch rechnen“, die Betreiber von kostengünstiger produzierenden Anlagen eine ökonomische Rente erhalten, die in Einzelfällen die Ökostromproduktion zu einem hoch rentablen und sicheren Geschäft machen. Die Förderung von Ökostrom sollte sich demgegenüber auf die Förderung der Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger richten, um Dauersubventionen zu vermeiden, sowie ein verändertes Fördersystem schaffen, das gegebene Ziele der Ökostromproduktion in effizienter Form erreichen lässt.

Um die Belastung der Verbraucher zu begrenzen, sollte das Ziel der Ökostromförderung nach der Phase einer Anschubfinanzierung über fixe Einspeisevergütungen darin bestehen, diesen Sektor durch Effizienzverbesserungen der relevanten Technologien schrittweise auf den Wettbewerb mit anderen Formen der Stromerzeugung vorzubereiten. Längerfristig bringen technischer Fortschritt und Lernkurveneffekte eine Kostenreduktion im Bereich der Erzeugung von Strom aus regenerativen Energiequellen mit sich. Die Einführung eines Emissionshandelssystems ab 2005 bedeutet eine teilweise Internalisierung externer Kosten konventioneller Stromproduktion und verbessert damit auch die Wettbewerbsfähigkeit alternativer Energieträger. Zudem dürften in Zukunft steigende Preise für fossile Primärenergieträger zu einem steigenden Marktpreis für Strom führen. Damit verringert sich der Bedarf einer Subventionierung des Ökostroms. Die Unterstützung der Ökostromproduktion könnte auch dadurch verringert werden, dass der Stromertrag als Folge einer optimalen Standortwahl im europäischen Binnenmarkt erhöht wird. Eine zu starke Konzentration bestimmter Anlagen - insbesondere Windkraftanlagen - in einzelnen Regionen ist jedoch aus Gründen der politischen Durchsetzbarkeit zu vermeiden.

Eine Abnahme des Subventionsbedarfs je kWh kann vor allem in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik erwartet werden. Mittelfristig jedoch werden diese Entwicklungstendenzen nicht ausreichen, um Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Wettbewerb mit der

herkömmlichen Stromerzeugung konkurrenzfähig werden zu lassen. Für eine Übergangsphase muss daher ein System gefunden werden, das auf der einen Seite diesen Technologien den Marktzugang ermöglicht und Anreize zu Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen für ihre Weiterentwicklung bietet, das auf der anderen Seite aber nicht zu übermäßigen Belastungen für die Stromkunden führt.

Degression der Ökostromförderung

Aufgrund der gesetzlichen Regelung werden für bestehende Anlagen weiterhin Einspeisevergütungen gewährt. Statt des über 13 Jahre gleichbleibenden Einspeisetarifs wäre in Zukunft, d.h. für neue Anlagen eine degressive Gestaltung der Einspeisevergütungen gerechtfertigt. Zu einer Kostensenkung kommt es insbesondere aufgrund von Lernkurveneffekten und des technischen Fortschritts. Hier ist das Potenzial bei bestehenden Anlagen begrenzt und nur insofern realisierbar, als Nachrüstungen möglich sind, während für neue Anlagen, die eine fortgeschrittene Technologie verkörpern, Effizienzsteigerungen zu erwarten sind. Eine Abschätzung des künftigen Kostensenkungspotenzials ist jedoch mit hoher Unsicherheit behaftet. Daher wird die Weiterentwicklung des bestehenden Fördersystems durch eine längerfristig festgelegte Degression der Ökostromförderung (z.B. 5 % per annum entsprechend sinkender Erzeugungskosten) in den kommenden Jahren nicht befürwortet.

Anschlussförderung

Mit dem Auslaufen der derzeit gesetzlich fixierten Förderperiode von 13 Jahren besteht für Ökostrom-Anlagen, deren technische und wirtschaftliche Nutzungsdauer noch nicht erschöpft ist, die Gefahr, dass sie vom Netz genommen werden, wenn die variablen Kosten des weiteren Betriebs über dem Marktpreis für Strom liegen. Ein Weiterbetrieb der Anlagen würde jedoch zu einer fortgesetzten Einsparung von Treibhausgasemissionen beitragen. Soweit durch Nachrüstung und Modernisierung der Anlagen nicht „neue“ und damit wieder förderfähige Anlagen entstehen, sollte daher eine - deutlich reduzierte - Anschlussförderung den Weiterbetrieb von bestehenden Ökostrom-Kapazitäten über die Förderperiode von 13 Jahren hinaus ermöglichen. Die Höhe der Anschlussförderung sollte so bemessen sein, dass die Differenz zwischen den variablen Betriebskosten und dem Marktpreis für Strom ausgeglichen wird.

Photovoltaik: F&E-Förderung

Die Photovoltaik stellt einen Ausnahmebereich dar. Diese Technologie ist derzeit weit davon entfernt, konkurrenzfähig zu sein. Zugleich ist in diesem Bereich ein großes Potenzial für raschen technischen Fortschritt gegeben. Es erscheint wenig sinnvoll, die Anwendung einer Technologie zu unterstützen, die bereits in wenigen Jahren nicht mehr dem aktuellen Stand der Technik entsprechen dürfte. Effizienter wäre es, die bisher für die Förderung des weiteren Ausbaus der Photovoltaik vorgesehenen finanziellen Mittel für Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet einzusetzen. Dabei müsste ein Teil der Fördermittel für den Betrieb von Demonstrationsanlagen eingesetzt werden. Die Unterstützung der bestehenden Anlagen könnte zu einem Teil für die Förderung von Forschung und Entwicklung freigegeben werden, indem den Betreibern von Photovoltaikanlagen „Ausstiegsprämien“ (etwa in Form von Sonderabschreibungen) gewährt werden. Die einmalige Bereitstellung einer Ausstiegsprämie wäre jedenfalls der Förderung einer veralteten Technologie über einen langen Zeitraum vorzuziehen. Die Bewilligung der F&E-Fördergelder sollte zudem nicht dezentral über die Länder erfolgen, da dies mit einem hohen Verwaltungsaufwand verbunden ist und für einzelne Forschungsvorhaben nur geringe Beträge zur Verfügung stehen. Zielführend wäre eine zentrale Vergabe der Mittel über den Fonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung (FWF) und den Forschungsförderungsfonds für die gewerbliche Wirtschaft (FFF). Erst wenn die forcierte Forschung und Entwicklung zu einer signifikanten Senkung der Kosten für die Erzeugung von Strom aus Photovoltaik geführt hat, sollte diese Technologie wieder in ein allgemeines Unterstützungsmodell für Ökostrom einbezogen werden.

Ausschreibungsmodell

Für die anderen Ökostrom-Technologien (Windkraft, Biomasse, Kleinwasserkraft) könnte für neue Anlagen ein Ausschreibungssystem der Fördervergabe eingeführt werden. Dabei wird empfohlen, die Kleinwasserkraft separat zu behandeln, da es sich hier um eine ausgereifte Technologie handelt, für die in Zukunft keine markanten technischen Fortschritte und Lernkurveneffekte zu erwarten sind. Zudem wird die Kleinwasserkraft im Jahr 2004 bereits knapp 8 % des gesamten Stromverbrauchs decken, sodass der im Ökostromgesetz genannte Anteil von 9 % in absehbarer Zeit erreicht wird. Darüber hinaus kann für die Zukunft aufgrund eines steigenden Marktpreises für Strom mit einer Verringerung des bereits heute relativ geringen Subventionsbedarfs für diese Technologie gerechnet werden.

Für die Bereiche Windenergie und Biomasse wird die Einführung eines Ausschreibungsmodells empfohlen, bei dem die gesamte Subventionshöhe für die Stromerzeugung mit diesen Technologien festgelegt wird. Die potenziellen Betreiber solcher Anlagen geben dann

Gebote über die geplante Einspeisemenge und die dafür benötigte Vergütung ab. Ausgehend von den günstigsten Einspeisetarifen je kWh werden die projektierten Angebote solange berücksichtigt, bis das gesamte Fördervolumen erreicht ist. Alternativ zur Festlegung des zur Verfügung stehenden Fördervolumens besteht auch die Möglichkeit, die zu erreichende Einspeisemenge auszuschreiben. In einem solchen Modell bestimmt der Grenzanbieter, d.h. der letzte noch zum Zuge kommende Anbieter den Einspeisetarif für sämtliche Anlagenbetreiber und die Anbieter, die kostengünstiger als der Grenzanbieter produzieren, erhalten eine ökonomische Rente. Im Gegensatz dazu erhält bei dem hier vorgeschlagenen Ausschreibungsmodell jeder Anbieter eine individuelle Einspeisevergütung und kann somit keine Rente abschöpfen. Mit dieser individuellen Einspeisevergütung ist daher eine effizientere Verwendung des zur Verfügung stehenden Fördervolumens gewährleistet, d.h. mit dem fixierten Unterstützungsvolumen wird die maximale Ökostrommenge erzielt. Wie groß diese Menge ist, steht jedoch a priori nicht fest. Es ist also durchaus möglich, dass der angestrebte Anteil von Strom aus regenerativen Energiequellen am gesamten Stromverbrauch unter- oder überschritten wird. In diesem Fall müsste in den folgenden Jahren entweder die Zielvorgabe für die Ökostromproduktion oder die Subventionshöhe angepasst werden.

Das Ausschreibungsmodell ist so zu konzipieren, dass es den Betreibern von Ökostromanlagen nicht weniger Planungssicherheit bietet als das gegenwärtige System fixer Einspeisetarife. Dies impliziert, dass den Anbietern die geforderte Einspeisevergütung für einen hinreichend langen Zeitraum gewährt wird. Wie lang dieser Zeitraum bemessen werden sollte, hängt insbesondere von der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Anlagen ab. Ein zu kurzer Zeitraum führt zu überhöhten Geboten hinsichtlich der geforderten Einspeisevergütung je kWh, da die Betreiber die Investitionskosten über einen kürzeren Zeitraum abschreiben müssen. Für die Leistungsfähigkeit eines Ausschreibungsmodells sind Details der Ausgestaltung wesentlich, für die aus den Erfahrungen und Modifikationen von Ausschreibungsmodellen zur Ökostromförderung in verschiedenen Ländern gelernt werden kann (vgl. Abschnitt 5).

Biomasse: Kraft-Wärme-Kopplung

Die Nutzung der Biomasse zur Stromgewinnung ohne Verwertung der entstehenden Wärme ist aus energiewirtschaftlichen und ökologischen Gründen abzulehnen. Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung erreichen einen Gesamtwirkungsgrad von mehr als 80 %, verglichen mit rund 30 % bei ausschließlicher Nutzung des Stromertrags. Mit der Erzielung von Wärmeverkaufserlösen könnte auch der Subventionsbedarf der Stromerzeugung in Biomasseanlagen reduziert werden. Im Gegensatz zu stromgeführten Anlagen weisen

wärmegeführte Anlagen jedoch eine geringere Volllaststundenzahl auf. Dieser Nachteil muss bei der Ausgestaltung des Unterstützungssystems ausgeglichen werden. Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass die Wärmenutzung den Ausbau eines Systems von Fernwärmeleitungen erfordert, was nur dann wirtschaftlich ist, wenn die Anlagen dezentral, d.h. in der Nähe der Verbraucher betrieben werden. Dabei besteht das Problem, dass die Biomasse möglicherweise nicht in ausreichendem Maße dort vorhanden ist, wo die Anlage betrieben wird. Für die hohen Investitionskosten für den Aufbau von Wärmenetzen sollten Investitionszuschüsse gewährt werden. Darüber hinaus erscheint die Bereitstellung finanzieller Anreize für den Anschluss privater Haushalte und von Industrie- und Gewerbebetrieben an das Wärmenetz sinnvoll. Dabei bieten industrielle Abnehmer - im Gegensatz zu privaten Haushalten - den Betreibern der Biomasseanlagen den Vorteil eines ganzjähriges Wärmebedarfs.

Koordiniertes Fördersystem

Die Förderung des Ökostromsektors beruht gegenwärtig auf dem System von Einspeisetarifen. Daneben sind Förderungen im Bereich verschiedener Ressorts der Bundesregierung und der Länder relevant, die direkt und indirekt die Nutzung erneuerbarer Energieträger fördern (vgl. z.B. die Übersicht zur Investitionsförderung von Ökostrom in dem Bundesländern im Anhang, Tabelle 44). Hierdurch ergibt sich ein komplexes, intransparentes Fördersystem mit der Konsequenz von Informationsdefiziten und Planungsunsicherheit für die Investoren, hohen administrativen Kosten und der Gefahr von Überförderungen bzw. mangelnden Investitionsanreizen für einzelne Technologien und Anlage-Konfigurationen. Es ist daher zu empfehlen, hier eine verbesserte Abstimmung und Koordination verschiedener Fördermaßnahmen auf Bundes- und Länderebene zu erreichen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Industriestrompreises (nominell und real) in Österreich 1970 bis 2003	8
Abbildung 2: Entwicklung der Haushaltsstrompreise bei einem Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr in Österreich 1996 bis 2003.....	8
Abbildung 3: Strompreiszusammensetzung (Netzbereich Wienstrom, 3.500 kWh/a, günstigster Anbieter, 31.12.2003)	10
Abbildung 4: Anteile der eingespeisten Ökostrommengen bezogen auf die Stromabgabe aus öffentlichen Netzen im Jahr 2003.....	11
Abbildung 5: Anteile einzelner Technologien an den Einspeisemengen und am Vergütungsaufwand für sonstigen Ökostrom, 2003.....	12
Abbildung 6: Prognose zur künftigen Struktur der Ökostromerzeugung (Anteile an gesamter Stromabgabe in %)......	14
Abbildung 7: Prognose zur Entwicklung des Sektors „sonstiger Ökostrom“	15
Abbildung 8: CO ₂ -Vermeidungskosten alternativer Maßnahmen	31
Abbildung 9: Mengenorientierter Fördermechanismus	36
Abbildung 10: Preisorientierter Fördermechanismus.....	36
Abbildung 11: Eliminierung von Produzentenrenten bei Ausschreibungsverfahren..	39
Abbildung 12: Internationale Anwendung von Fördersystemen.....	46
Abbildung 13: Zertifizierte Ökostromanlagen nach Technologien (Stand 06.05.2004).....	55
Abbildung 14: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 1998-2002 [GWh], ohne Photovoltaik	60
Abbildung 15: Einspeisevergütung 1991 bis 2003.....	60
Abbildung 16: Darstellung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte	64
Abbildung 17: Entwicklung Großhandelspreis	78
Abbildung 18: Beschäftigungseffekte über die Laufzeit der Anlagen, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh	89
Abbildung 19: Beschäftigungseffekte nach 13 Jahren, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh	90
Abbildung 20: Windkraft: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh	91
Abbildung 21: Photovoltaik: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh	91
Abbildung 22: Kleinwasserkraftwerke: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh	92
Abbildung 23: Biogas: Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh	92
Abbildung 24: Biomasse fest (Waldhackgut 7): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh	93
Abbildung 25: Biomasse fest (Sägehackgut 7): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh	93
Abbildung 26: Struktur der Brutto-Beschäftigungswirkung nach Wirtschaftsklassen .	97
Abbildung 27: Strukturelle Wirkung des Einkommensentzugseffekts	98

Abbildung 28: Beschäftigungseffekt (VZÄ) in Relation zur Subvention (Mio. €) über 13 Jahre bzw. über die Anlagenlaufzeit von 20 Jahren (KWKW 30 J.)	99
Abbildung 29: Biomasse (W, 7): Kumulierte Beschäftigungseffekte (in Personenjahren) über die Nutzungsdauer für einen normierten Stromertrag von 2 GWh	106
Abbildung 30: Angebotskurve unter Berücksichtigung eines CO ₂ -Handels	116
Abbildung 31: Vollkosten der Elektrizitätserzeugung (CO ₂ -Preis € 20 pro Tonne) .	117
Abbildung 32: Einfluss der Ökostromförderung auf die Angebotskurve.....	119
Abbildung 33: Prognostizierte Entwicklung des Marktpreises und der Einspeisevergütungen	121
Abbildung 34: Aufgliederung der langfristigen Grenzkosten (LGK) der Ökostromeinspeisung.....	125
Abbildung 35: Preiseffekt einer Quotenerhöhung	127
Abbildung 36: Preisentwicklung der CO ₂ -Zertifikate	155

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich Elektrizitätsmarkt vor und nach der Liberalisierung.....	1
Tabelle 2: Einspeisung und Vergütung Ökostrom gemäß Meldungen der Öko-BGVs, Jahr 2003	12
Tabelle 3: Förderintensität nach Technologien, Reihung absteigend	13
Tabelle 4: Ziele, Zielerreichungsgrad und kritische Erfolgsfaktoren	26
Tabelle 5: Spezifische CO ₂ -Minderungskosten im Vergleich (Stand 2001)	33
Tabelle 6: F&E-Budget in IEA-Mitgliedsländern.....	37
Tabelle 7: Stand und Entwicklung der NFFO.....	50
Tabelle 8: Steigende Quotenverpflichtung der RO	53
Tabelle 9: Entwicklung ROC (Stand 06.05.2004)	55
Tabelle 10: Entwicklung der Einspeisevergütung (Werte in Euro-Cent)	57
Tabelle 11: Entwicklung der im EEG festgelegten Vergütungen für den Zeitraum 2000 bis 2003 (ohne Inflationseffekte)*	59
Tabelle 12: Berechnungsschema Wertschöpfungseffekte.....	65
Tabelle 13: Berechnungsschema nachfragewirksames Nettoeinkommen	65
Tabelle 14: Berechnungsschema Kaufkrafteffekte	66
Tabelle 15: Elektrizitätserzeugung in Europa (Jahr 2000).....	79
Tabelle 16: Annahmen zu den einzelnen Technologien	85
Tabelle 17: Beschäftigungseffekte, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh.....	90
Tabelle 18: Wertschöpfungseffekte, normiert auf Energieerzeugung von 2 GWh	94
Tabelle 19: Einspeisemengen 2003 und Prognose 2004	101
Tabelle 20: Beschäftigungseffekte, die mit dem Zuwachs an Ökostrom- erzeugung 2004 verbunden sind	102
Tabelle 21: Wertschöpfungseffekte, die mit dem Zuwachs an Ökostrom- erzeugung 2004 verbunden sind	102
Tabelle 22: Energiekostenbelastung ausgewählter Zweige der Sachgüt- erzeugung in Österreich im Jahr 2001 und Stromverbrauch im Jahr 2004 ...	108
Tabelle 23: Produktion und Außenhandel ausgewählter Branchen in Österreich (2002).....	109
Tabelle 24: Prognose der Ökostromeinspeisemengen und Vergütungen in Österreich im Jahr 2004	111
Tabelle 25: Einspeisemenge und Einspeisevergütung in den Jahren 2008 und 2012 bei konstanter Einspeisevergütung und steigendem Marktpreis.....	114
Tabelle 26: CO ₂ -Zertifikatspreise, bei denen für die einzelnen Technologien keine Subvention notwendig wäre	118
Tabelle 27: Auswirkungen der sinkenden Einspeisevergütungen auf die Subventionierung von Ökostrom in den Jahren 2008 und 2012.....	122
Tabelle 28: Auswirkungen der sinkenden Einspeisevergütungen und des steigenden Marktpreises auf die Subventionierung von Ökostrom in den Jahren 2008 und 2012.....	123
Tabelle 29: Quotenverpflichtung 2008 und 2012	128
Tabelle 30: Ökostromsubventionierung im Jahr 2008 bei einem Quotenmodell.....	129
Tabelle 31: Ökostromsubventionierung im Jahr 2012 bei einem Quotenmodell.....	130
Tabelle 32: Einspeisemengen und Subventionierung der 2004 bestehenden Anlagen	130
Tabelle 33: Einspeisemengen und Subventionierung 2008 und 2012.....	130
Tabelle 34: Einspeisetarife für Ökoanlagen (neu) (BGBl. II Nr. 508/2002)	153
Tabelle 35: Kostenstruktur Windkraftanlagen (On-shore).....	156

Tabelle 36: Kostenstruktur netzgebundener Photovoltaikanlagen.....	157
Tabelle 37: Kostenstruktur Kleinwasserkraftwerke	157
Tabelle 38: Kostenstruktur für Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse.....	158
Tabelle 39: Kostenstruktur für Biogasanlagen (Fokus auf 250 kWel).....	159
Tabelle 40: Kostenstruktur für Anlagen zur Nutzung flüssiger Biomasse	160
Tabelle 41: Kostenstruktur für Klär- und Deponiegasanlagen	160
Tabelle 42: Beschäftigungseffekte der betrachteten Technologien	161
Tabelle 43: Wertschöpfungseffekte der betrachteten Technologien.....	161
Tabelle 44: Investitionsförderung in den Bundesländern.....	162

Literaturverzeichnis

Arge Biogas (2003): Biogas Gazette, Nr. 3-4/2003, Salzburg.
http://www.naturschutzbund.at/arge_biogas/gazetta.pdf.

Blesl, M., Fahl, U., Voß, A. (2001): *Ergänzung des Gutachtens; Energieverbrauchsprognose für Bayern – CO₂-Vermeidungskosten, erstellt im Auftrag des Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.*

Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2002a): *Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Ziels, Klimastrategie 2008/2012, vom Ministerrat angenommen am 12. Juni 2002.*

Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2002b): *Die österreichische Strategie zur nachhaltigen Entwicklung, Wien.*

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (1999): *Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, UFOPLAN-Vorhaben 298 97 340, Berlin.*

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2003): *Daten zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2002.*
http://www.bmu.de/files/daten_ee_2002.pdf.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2004): *Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Überblick über das vom Deutschen Bundestag beschlossene Gesetz.* http://www.bmu.de/files/eeg_040400.pdf.

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (2002): *Österreichisches Energieforschungs- und -technologiekonzept. Wien, Juli 2002.*

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2003): *Erneuerbare Energie in Österreich, 2. Auflage, Wien.*

Bundesverband Photovoltaik Österreich (2003): *Konzeptpapier zur Förderung der Photovoltaik in Österreich. November 2003.*

Czerny, M., Kratena, K., Köppl, A., Weingärtler, M. (2002): *Makroökonomische Wirkungen energiesparender Sanierungsinvestitionen im Wohnbau, WIFO.*

Collier, U. (1998): *Liberalisation in the Energy Sector, Environmental Threat or Opportunity?, in: Deregulation in the European Union: Environmental Perspectives, edited by Ute Collier, Routledge, S. 93-113.*

CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis (2003): *Emission Trading and the European electricity market, Energy and Raw materials.*

Department of Trade and Industry (1998): *Fifth Renewable Order for England and Wales, London.*

Department of Trade and Industry (1999): *The Energy Report, London, The Stationery Office.*

Department of Trade and Industry (2001): New & Renewable Energy – Prospects for the 21st Century. The Renewables Obligation Statutory Consultation. London.

Department of Trade and Industry (2003): Digest of United Kingdom Energy Statistics, Juli 2003, London.

DEWI (1999): Studie zur Aktuellen Kostensituation der Windkraftnutzung in Deutschland, Endbericht, im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V.

DEWI (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil 1 – im Rahmen des F&E Vorhabens 999 46 101, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

DEWI (2002): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil 2 – im Rahmen des F&E Vorhabens 999 46 101, Endbericht, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Drillisch, J., Riechmann, Ch., (1997): Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt - Das Beispiel von England und Wales, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr.2/97, S. 137-162.

E-Control GmbH (2002): "Preise" (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen; Aufwendungen der Ökobilanzgruppenverantwortlichen; Unterstützungstarife für Kraft-Wärme-Kopplung gemäß Ökostromgesetz, BGBl I Nr. 149/2002. Gutachten erstellt im Auftrag des BfWA. 11 Nov. 2002.

E-Control GmbH (2003a): Ökostromentwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung, Ökostrom Enquete, Sep. 2003, DI Boltz.

E-Control GmbH (2003b): Gutachten zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004. Wien, Oktober 2003.

E-Control GmbH (2003c): Bericht über die Ökostromentwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung. Wien, Juni 2003.

E-Control GmbH (2004a): Aktualisierungen zum Gutachten vom 28. Oktober 2003 zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004. Wien, Februar 2004.

E-Control GmbH (2004b): Liberalisierungsbericht 2003. Wien.

E-Control (2004c): Ökostrom-Enquete, 10. Mai 2004, BMWA.

EVA (2003): Machbarkeitsstudie "4 % Ökostrom bis 2008" fokussiert auf den Beitrag von Biomasse-KWK-Anlagen (> 5 MWh), Endbericht, Wien.

EWI, IE und RWI (2004): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energie Gesetzes (EEG), Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Endbericht.

Europäische Union (2001a): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Brüssel, September 2001.

Europäische Union (2001b): Grünbuch – Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit. Brüssel.

Europäische Union (2004): *The share of renewable energy in the EU. Country Profiles. Overview of Renewable Energy Sources in the Enlarged European Union.* COM(2004)366final. http://europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/doc/country_profiles/2004_0547_sec_country_profiles_en.pdf.

Europäische Kommission (1988): *Der Binnenmarkt für Energie*, KOM (88) 238, Brüssel.

Europäische Kommission (2003): *World energy, technology and climate policy outlook* Brussels. http://www.world-nuclear.org/policy/weto_final_report.pdf.

Eurelectric (2004): *A Quantitative Assessment of Direct Support Schemes for Renewables Union of the Electricity Industry*, Working Group Renewables and Distributed Generation, Ref: 2003-030-0741. www.eurelectric.org.

European Environment Agency (2004): *Energy subsidies in the European Union: A brief overview*. Copenhagen, 2004.

Faninger, G. (2004): *Der Photovoltaik-Markt in Österreich 2003*, Universität Klagenfurt.

Fichtner (2002): *Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*, Gutachten, Stuttgart.

Guinet, J., Pilat, D. (1999): *Promoting innovation – does it matter?*, OECD Observer S. 217-218.

Haas, R. (2001): *Förderstrategien für Photovoltaikanlagen in Österreich und International*.

Haas, R. et al. (2003): *Bioenergie und Gesamtwirtschaft: Analyse der volkswirtschaftlichen Bedeutung der energetischen Nutzung von Biomasse für Heizzwecke und Entwicklung von effizienten Förderstrategien für Österreich*. In: *Berichte aus Energie und Umweltforschung*, 12/2003.

Hantsch, St. (2002): *Stellungnahme der IG Windkraft zur Ermittlung der durchschnittlichen Gestehungskosten für Windenergie*, IG Windkraft. <http://www.igwindkraft.at/>

Hantsch, St. et al. (2003): *Wirtschaftsfaktor Windenergie in Österreich, Arbeitsplätze – Wertschöpfung*, Bericht aus Energie- und Umweltforschung, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html?id=3249>.

Hirsh, R. F. (1999): *PURPA – The Spur to Competition and Utility Restructuring*, *The Electricity Journal* 12(7), 60-72.

HWWA (2004): *Multi-Period Emission Trading in the Electricity Sector - Winners and Losers*, HWWA Discussion Paper 268.

IEA (1998): *Renewable Energy Policy in IEA Countries, Volume II: Country Reports*.

IEA (2002): *World Energy Outlook*.

IEA (2003a): *CO₂ emissions from fuel combustion – 2003 Edition: 1997-2000*, IEA/OECD, Paris.

IEA (2003b): *Emissions trading and possible impacts on investment decisions in the power sector*, IEA information paper, IEA/OECD, Paris.

IEA (2004): *Renewable Energy – Market and Policy Trends in IEA Countries* International Energy Agency, Paris.

IHS Kärnten (2003): Evaluierung der Solarinitiative „Sonnenland Kärnten“.

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (2002): Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energieträgern - Potentiale und Kosten, TU Wien.

Institut für Energetik und Umwelt (2003): Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), Berlin.

Institut für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) (2004): Keine Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien, IWH-Pressemitteilung 28/2004 vom 13. Juli 2004.

IÖW (2002a): Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG), Berlin.

IÖW (2002b): Bioenergie: Teil des Berichts „Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien“, Berlin.

IPCC (2001): Third Assessment Report: Climate Change 2001. <http://www.ipcc.ch/>.

KfW (2002): KfK-Beiträge zur Mittelstands- und Strukturpolitik, Perspektiven Erneuerbarer Energien - Teil 4. Förderergebnisse des 100.000-Dächer-Solarstrom-Programms-Eine Zwischenbilanz, KfW-Beiträge Nr. 28.

Kühn, I. (1999): International market for green electricity. Overview on German policy and options among German market actors. Centre for European Economic Research.

Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (2003: Windenergie XV - Praxisergebnisse 2002.

Langlois, L., Wohlgemuth, N. (2003): Innovation and technological change in competitive electricity markets, 3. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 12.-14. Februar.

Lecocq, F., Capoor, K. (2003): State and Trends of the Carbon Market 2003, World Bank.

McGowan, F. (1996): European Energy Policies in a Changing Environment, Physica-Verlag, Heidelberg.

Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M.-L. (2003): Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, Energy Policy 31, 799-812.

Meyer, N. (2003): European schemes for promoting renewables in liberalised markets, Energy Policy, 31, S. 665-676.

Morthorst, P. E. (2001): Interactions of a Tradable Green Certificate Market with a Tradable Permits Market, Energy Policy 29(5), S. 345-353.

Morthorst, P. E., et al. (2004): Analysis of Trade-offs between different support mechanism. Report of the project: Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market. Project report - Work Package 4, March 2004.

Ofgem (2004): The Renewable Obligation, Ofgem's first annual report.

ÖGUT (2004): Umwelttechnikmärkte in Mittel- und Osteuropa, Bericht 2004. Wien.

Österreichischer Biomasseverband (2003): *Landwirtschaftliche Biogasanlagen in Österreich: Stand der zahlenmäßigen Entwicklung per Ende 2002*, Wien, April 2003.

Österreichischer Energiekonsumenten Verband (2004): *Belastungen für die Industrie durch Ökostrom*.

Österreichischer Verein zur Förderung von KWKW (2001): *Die durchschnittlichen Produktionskosten für elektrische Energie aus Kleinwasserkraft in Österreich*.

Pfaffenberger et al. (2003): *Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich Erneuerbarer Energie*, Bremer Energie Institut.

Pfaffenberger W., Hille, M. (2004): *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen*, Abschlussbericht, Bremer Energie Institut.

Pischner, Stäglin (1979): *Darstellung des um den Keynes'schen Multiplikator erweiterten offenen statischen Input-Output-Modells*. IAB, *Mitteilungen aus der Arbeitsmarkt- und Berufsforschung*, Jg. 9, Nr. 3, S. 345-349.

Point Carbon (2004): *Carbon Market Europe, April 23 - 2004*. <http://www.pointcarbon.com>.

Prototype Carbon Fund (2003): *Annual Report 2003*. www.prototypecarbonfund.org.

Sawin, J. L. Flavin, C. (2004): *National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World Thematic Background Paper to International Conference for Renewable Energies*, Bonn.

Statistik Austria (2003a): *Statistisches Jahrbuch Österreichs 2004*.

Statistik Austria (2003b): *Leistungs- und Strukturhebung 2001*.

Statistik Austria (2004): *INPUT-OUTPUT-Tabelle 2000*.

Tinbergen, J. (1956): *Economic Policy: Principles and Design*, Amsterdam.

Umweltbundesamt (2004): *Kyoto-Fortschrittsbericht Österreich 2004*. Wien. <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/BE245.pdf>.

Umweltbundesamt (2003): *Presse-Information 14/2003. Subventionen für die deutsche Steinkohle ökonomisch und ökologisch nachteilig*.

Verbund (2004): *Daten zu den KWKW Nußdorf (4,75 MW Engpassleistung) und Leoben (9,99 MW Engpassleistung)*.

de Vries, H. J. et al. (2003a): *Renewable electricity policies in Europe, Country fact sheets 2003*. Energy research Centre of the Netherlands.

de Vries, H. J., Beurskens, L.W.M., Boots, M.G., Kaal, M.B.T., de Lange, T.J., van Sambeek E.J.W., und Uyterlinde M.A. (2003b): *Renewable energy policies and market developments*. ECN-C—03-029.

Wirtschaftskammer Oberösterreich (2004): *Strompreis-Zuschläge aufgrund des Ökostromgesetzes. Erhebung der Sparte Industrie der WK OÖ*.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004): *Zur Förderung erneuerbarer Energien, Stellungnahmen*.

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung - Globale Umweltveränderungen (2004): *Erneuerbare Energien für eine nachhaltige Entwicklung: Impulse für die renewables 2004*. Berlin, Feber 2004.

Wohlgemuth, N. Madlener, R. (2000): *Financial support of renewable energy systems: investment vs operating cost subsidies*, IAEE European Conference Bergen, Norwegen, 31. August – 1. September.

Wohlgemuth, N. Painuly, J. P. (2002): *Promoting private sector financing of commercial investments in renewable energy technologies*, in *Finance for Sustainable Development. Testing New Policy Approaches*. United Nations Publication, S. 319-334.

WWF Österreich (2003): *Ökologische Leitlinien für den Ausbau von Ökostromanlagen in Österreich*. Wien, März 2003.

Gesetzestexte:

2. Verstaatlichungsgesetz (BGBl. Nr. 81/1947) in der Fassung BGBl. Nr. 762/1992.

Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz). BGBl. Nr. 149/2002.

Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), BGBl. I Nr. 143/1998, idF BGBl. I Nr. 121/2000 [Artikel 7 Energieliberalisierungsgesetz].

Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz, StrEG), vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633) (BGBl. III 754-9), zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730, 734).

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG). BGBl. I 2000, 305; <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf> (Zugriff Mai 2004).

Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 27 vom 30.1.1997.

Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. 2001.

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG. Emissionshandelsrichtlinie.

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden, BGBl. II Nr. 508/2002.

Anhang

Tabelle 34: Einspeisetarife für Ökoanlagen (neu) (BGBl. II Nr. 508/2002)

	Preise in Cent/kWh
1. Windenergie	7,80
2. Biomasse	
a) Feste Biomasse (Beispiel Waldhackgut, Stroh) ¹	
bis 2 MW	16,00
2 MW bis 5 MW	15,00
5 MW bis 10 MW	13,00
> 10 MW	10,20
b) Abfall mit hohem biogenen Anteil	
SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	minus 20 %
SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	minus 35 %
Sonst. Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGES	2,70
Mischfeuerungen	anteilig
c) Zufeuerung in kalorischen Kraftwerken	
Feste Biomasse (Waldhackgut, Stroh)	6,50
SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	5,00
SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	4,00
Sonst. Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGES	3,00
Mischfeuerungen	anteilig
3. Flüssige Biomasse	
bis 200 kW	13,00
über 200 kW	10,00
4. Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten (wie Mais, Gülle)	
bis 100 kW	16,50
100 kW bis 500 kW	14,50
500 kW bis 1 MW	12,50
über 1 MW	10,30
Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 25 %
5. Deponie- und Klärgas	
bis 1 MW	6,00
über 1 MW	3,00
6. Geothermie	7,00
7. Kleinwasserkraft ²	
a) Bestehende Altanlagen (aliquote Kürzung bei Budgetüberschreitung)	
erste 1.000.000 kWh	5,68
nächste 4.000.000 kWh	4,36
nächste 10.000.000 kWh	3,63
nächste 10.000.000 kWh	3,28
25.000.000 kWh übersteigend	3,15

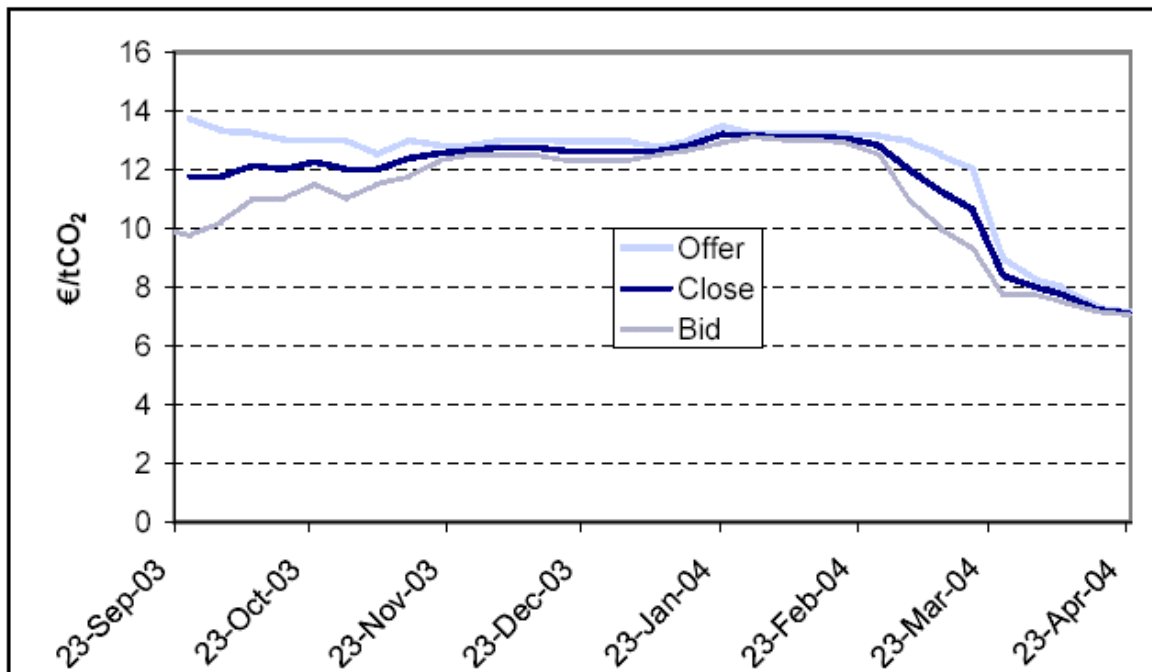
b) nach Investitionen mit mindestens 15 % Stromertragssteigerung	
erste 1.000.000 kWh	5,96
nächste 4.000.000 kWh	4,58
nächste 10.000.000 kWh	3,81
nächste 10.000.000 kWh	3,44
25.000.000 kWh übersteigend	3,31
c) Neubau bzw. mindestens 50 % Stromertragssteigerung	
erste 1.000.000 kWh	6,25
nächste 4.000.000 kWh	5,01
nächste 10.000.000 kWh	4,17
nächste 10.000.000 kWh	3,94
25.000.000 kWh übersteigend	3,78
8. Photovoltaik ³	
bis 20 kW _p	60,00
über 20 kW _p	47,00
¹⁾ Die den Einspeisetarif von 14,50 Cent/kWh übersteigenden Einspeisetarif-Anteile für feste Biomasse werden aus den Technologiefördermitteln der Bundesländer finanziert. ²⁾ Einspeisetarif abgestuft nach jährlich eingespeisten Strommengen ³⁾ Bis zu einer österreichischen Gesamtleistung von 15 MW	

Abbildung 36: Preisentwicklung der CO₂-Zertifikate

Carbon Market Indicator

	Bids		Offers		Close		Last
	Volume	Price	Price	Volume	Price	Change	Price
EU 2005	5,000 t	€7.05	€7.15	5,000 t	€7.10	- €0.13	€7.10
EU 2006	5,000 t	€6.95	€8.15	5,000 t	€7.55	- €0.50	€10.40
EU 2007	-	-	-	-	-	-	€14.10
UK 2004	-	-	£4.00	5,000 t	-	-	£3.50

Quoted prices are for allowances per tCO₂, as close of market 22 April. For methodology, see www.pointcarbon.com. EU 2005: Bid: Payment at delivery December 2005. Offer: Payment at delivery December 2005. Last: The last trade announced went through 22 April in 5,000 t. 2006: Last trade announced went through 29 March, in 10,000 t, and was part of a spread with 10,000 t in each leg. 2007: Last trade was part of a spread trade, with 10,000 t in each leg. It went through on 3 February. UK: Ready to trade immediately. Last trade 20 April, in 4,000 t.



The graph above illustrates the price development in the EU 2005 emissions trading market the last 7 months. As there have been few trades with publicly announced prices, the graph is based on reported bids and offers.

Quelle: Point Carbon, "Carbon Market Europe", April 23 – 2004 (<http://www.pointcarbon.com>).

Tabelle 35: Kostenstruktur Windkraftanlagen (On-shore)

IK	BK		Anmerkung	Quelle
(€/kW)	(€/kW)	(Cent/kWh)		
1.127	50	2,27	IK: 891 €/kW reine Anlagenkosten plus 233 €/kW Nebenkosten (Netzanschluss, etc.) BK: 50 €/kW in den ersten 10 Jahren	Hantsch, St. (2002)
1.107	53	2,41	Befragung von ca. 1.000 Betreibern. Projektkosten 2.165 DM/kW; Anlagenpreis: 865 €/kW BK: im 5. Jahr 104 DM/kW	DEWI (1999)
1.219	45	2,05	Befragung von 1.083 Betreibern. Mittelwert 1997-2001 IK: Anlagenpreis 390 €/m ² u. Nebenkosten 116 €/m ² (inflationsbereinigt) BK: im 6. Jahr 4,8 % des Anlagenpreises	DEWI (2002)
1.087	44	1,98	Anlagenkosten 870 €/kW: Bei 25 % Nebenkosten betragen die Projektkosten 1.087 €/kW BK: zwischen 3,5-5 % bezogen auf die WKA	IÖW (2002a,b)
1.005	46	2,09	Projektkosten: 401-417 €/m ² Nebenkosten: 128-211 BK: 38,9-46,3 €/kW	Hantsch, St., et al. (2003)
1.110	46	2,09	Projektkosten (2001): 461 €/m ² Anlagenkosten 386 €/m ² BK: 5 % der Anlageninvestitionskosten	Landwirtschaftskamm er Schleswig-Holstein (2003)
900	27	1,23	IK: 900 €/kW BK: 3 % der Investitionskosten BK: 1,23 Cent/kWh (27 €/kW/a)	E-Control (Nov. 2002)
1.000			IK für Windkraftanlagen On-shore: 900-1.100 US\$ pro KW	IEA, World Energy Investment Outlook 2003.
1.000	45	2	BERECHNUNGSBASIS	

Tabelle 36: Kostenstruktur netzgebundener Photovoltaikanlagen

IK (€/kW)	BK		Anmerkung	Quelle
	(€/kW)	(Cent/kWh)		
6.000	-	-		IÖW (2002a,b)
6.100	50	5,00	IK gesamt für Neuanlagen: zwischen 5.900 und 6.300/kW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (2002)
6.540	-	-	Mittelwert der im Jahr 2000 in Österreich installierten Anlagen 90.000 ATS	Haas, R. (2001)
6.133	-	-	Jahr 2000: durchschnittliche Investitionssumme pro Anlage bis 10kW	KfW-Beiträge zur Mittelstands- und Strukturpolitik (2002)
5.800	50	5,00	Spezifische IK 5.300-6.300 €/kW BK: 1 % der IK p.a.	EVA (2003)
5.000	30	3,00	IK: 5.000 €/kWp BK: 0,6 % der IK p.a. (30 €/kW/a)	E-Control (2002)
6.000	-	-	IK für netzgebundene PV-Anlagen: 6.000-7.000 US\$ pro KW	IEA (2003)
5.500	50	5	BERECHNUNGSBASIS	

Tabelle 37: Kostenstruktur Kleinwasserkraftwerke

IK (€/kW)	BK		Anmerkung	Quelle
	(€/kW)	(Cent/kWh)		
4.000	-	-	Investitionen in Neuanlagen (1-10MW) liegen zwischen 4.000-4.500 €/kW	IÖW (2002a,b)
3.200	29	0,59	Spezifische IK: 3.100-3.430€/kW BK: 5,85 €/MWh	Verbund KW (Nußdorf 4,75 MW u. Leoben (9,99 MW))
3.111	43	0,85	151 KWKW wurden in Österreich untersucht. BK p.a. ca. 23 % am Erlös	Österreichischer Verein zur Förderung von KWKW (2001)
3.270	80	1,60	Für Neuanlagen: IK 2.180 bis 6.540 €/kW BK 2,5 % der durchschn. IK p.a. (€ 80/kW).	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (2002)
2.500	60	1,20	IK: 2.500 €/kW BK: 1,20 Cent/kWh _{el}	EVA (2003)
5000	30	3,00	IK: 5.000 €/kWp BK 0,6 % der IK p.a. (30 €/kW/a)	E-Control (2002)
3.000	40	0,8	BERECHNUNGSBASIS	

Tabelle 38: Kostenstruktur für Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse

IK	BK		Anmerkung	Quelle
(€/kW)	(€/kW)	(Cent/kWh)		
4.250	930	13,3	Für 1 und 5 MWel Anlagen: IK: €/kW 3.300-5.200 (ohne Wärmenetz, Brennstofflangzeitlager); BK: Cent/kWh 11,79-14,67 (Brennstoff: Sägehackgut/Rinde); Volllaststd. 7.000	EVA (2003)
3.200	300	7,5	Für neue KWK-Anlagen: IK: €/kW 2.500-3.900 (inkl. Wärmenetz); BK: 80-120 Cent/kW (ohne Brennstoff); laufende Kosten neuer Anlagen rd. 7,5 Cent/kWh; Annahme: 4.000 Volllaststd.	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (2002)
4.800	780	13,0	Für 1 und 5 MWel Anlagen: IK: €/kW 4.400-5.200 (ohne Wärmenetz, Brennstofflangzeitlager); BK: €/kW 780 (bei Einsatz Alt- u. Industrierestholz, 6.000 Volllaststd.).	Fichtner (2002)
3.650	580	7,7	Für 1 und 5 MWel Anlagen: IK: €/kW: 3.300-4.000; BK: 4,8 Cent/kWh (Industrierestholz) - 10,5 Cent/kWh (Waldrestholz). Volllaststunden: 7.500.	IÖW (2002a,b)
4.000	910	13,0	Für 5 MW _{el} -Anlagen: IK: €/kW 2.000-6.000; BK: 4,9-8,6 Cent/kWh; Annahme Brennstoffkosten 6 Cent/kWh; Volllaststunden: 7.000	Institut für Energetik und Umwelt (2003)
4.000	380 bei 4.000 Volllaststd. 665 bei 7.000 Volllaststd.	9,5 (für Brennstoff- einsatz Industrierestholz/ Sägehackgut/ Rinde)	BERECHNUNGSBASIS	
	504 bei 4.000 Volllaststd. 882 bei 7.000 Volllaststd.	12,6 (für Brennstoff- einsatz Waldhackgut)		

Tabelle 39: Kostenstruktur für Biogasanlagen (Fokus auf 250 kWel)

IK (€/kW)	BK		Anmerkung	Quelle
	(€/kW)	(Cent/kWh)		
3.350	710	10,1	IK (ohne Wärmenetz, Grundstückskosten) für Anlagen mit 100 und 500 kW: €/kW 3.200-3.500; BK (bei Annahme: 500 kW, 9.000 Tonnen Maissilage/Jahr zu € 20/t, 7.000 Volllaststd.): Cent/kWh 10,0	EVA (2003)
2.970	735	10,5	Anlagen für Betrieb mit Maissilage/Gülle. IK für 150 und 350 kW: €/kW 2.800-3.133; BK (Maissilage/Gülle): 10-11Cent/kWh. Volllaststunden: 7.000	Fichtner (2002)
2.870	650	9,3	IK: €/kW 2.560-3.180 (für Anlagen 100 bis über 250 kW); BK (Gülle/Maissilage): Cent/kWh 8,4-10,1; Volllaststunden: 7.000	IÖW (2002a,b)
3.000	545	7,8	IK für Anlagen 70-350 kW: €/kW 2.000-4.000; BK (Annahme: Mais als Kosubstrat, 4 Cent/kWh): Cent/kWh 7,5-8,0, Volllaststunden: 7.000	Institut für Energetik und Umwelt (2003)
6.200	135	3,0	IK für neue landwirtschaftliche Biogasanlagen: €/kW 5.500-6.900. BK/Jahr: € 135/kW. Annahme: 4.500 Volllaststunden → 3 Cent/kWh.	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (2002)
3.350	700	10,0	IK: €/kW 3.000-3.700; BK (Annahme: 250 kWel, Maissilage, 7.000 Volllaststd.): Cent/kWh 9-14 (inkl. Kapitalkosten)	Landwirtschaftskammer Ktn. (Experten-gespräch)
3.300	640	9,2	BERECHNUNGSBASIS	

Tabelle 40: Kostenstruktur für Anlagen zur Nutzung flüssiger Biomasse

IK	BK		Anmerkung	Quelle
	(€/kW)	(Cent/kWh)		
3.800	-	8,0	3,8 Cent/kWh (Brennstoffkosten), 10,1 Cent/kWh (Stromgestehungskosten); → Annahme: BK 8,0 Cent/kWh	E-Control (2002)
1.750	1.230	17,6	IK für Anlagen 100 und 500 kW: €/kW 1.000-2.500; BK: Cent/kWh: 16,5-18,6; Volllaststunden: 7.000	Fichtner (2002)
4.010	1.320	18,8	Kosten für Anlagen 90 und 180 kW: IK: €/kW 3.750-4.270 (ohne Wärmenetz, Spitzenlastdeckung); BK: 18,8 Cent/kWh. Volllaststunden: 7.000	IÖW (2002a,b)
1.750	420	7,0	Kosten für Anlagen 100 u. 500 kW: IK: €/kW 1.000- 2.500; BK: 1-4 Cent/kWh (ohne Brennstoff); Annahme: Brennstoffkosten 4 Cent/kWh; Volllaststunden: 6.000	Institut für Energetik und Umwelt (2003)
3.000	400	8,0	BERECHNUNGSBASIS	

Tabelle 41: Kostenstruktur für Klär- und Deponiegasanlagen

IK	BK		Anmerkung	Quelle
	(€/kW)	(Cent/kWh)		
2.500	40	0,7	IK: 1.210 bis über 2.500; BK: 0,8-6 % der IK/Jahr bzw. € 40/kW/a. Annahme: 6.000 Volllaststunden.	E-Control (2002)
2.500	280	4,0	IK für Klär-/Deponiegas bei 200 kW: €/kW 2.500; BK: 4 Cent/kWh; Volllaststunden: 7.000.	Fichtner (2002)
2.286	250	4,2	IK für Klär-/Deponiegas: €/kW 1.013-3.560; BK: 3,5-4,8 Cent/kWh; Volllaststunden: 6.000	IÖW (2002a)
3.100	45	0,75	IK für neue Anlagen Klär-/De- poniegas (ohne Gaserfassung) in €/kW: 1.210 – 6.200. BK: € 40-50/kWh; Annahme: 6.000 Volllaststd.	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (2002)
2.500	40	0,7	BERECHNUNGSBASIS	

Tabelle 43: Beschäftigungseffekte der betrachteten Standardanlagen ohne Normierung auf eine Stromproduktion von 2 GWh

- in Personenjahren (Vollzeitäquivalente) -

	Anlagen- größe in kW	Investitions- effekt einmalig	Betriebs- effekt 20 Jahre	Einkommens- entzugseffekt 13 bzw. 20 Jahre**	Gesamt- effekt	Gesamt- effekt nach 13 Jahren
Windkraft	2.000	16,0	28,8	-47,5	-2,7	-14,2
Photovoltaik	10	0,7	0,1	-1,2	-0,4	-0,4
KWKW	5.000	221,8	92,5	-29,6	284,7	213,1
BM fest W, 4	5.000	276,0	661,7	-651,3	286,5	250,1
BM fest W, 7	5.000	276,0	1.158,0	-1.139,7	294,3	230,6
BM fest S, 4	5.000	276,0	431,4	-469,3	238,2	217,3
BM fest S, 7	5.000	276,0	754,9	-821,2	209,7	173,3
Biogas	250	12,1	117,8	-49,0	80,9	50,5
BM flüssig	500	21,1	141,9	-45,0	118,0	80,7
Klär-/ Deponiegas	500	16,6	6,4	-15,3	7,7	4,4

* Bei Kleinwasserkraftwerken wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen.
BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststunden 4.000 (7.000).
** 13 Jahre bei Windkraft, KWKW, Klär- u. Deponiegas; 20 Jahre bei den übrigen Technologien.

Quelle: IHSK

Tabelle 44: Wertschöpfungseffekte der betrachteten Standardanlagen ohne Normierung auf eine Stromproduktion von 2 GWh

- in 1000 Euro -

	Anlagen- größe in kW	Investitionseffekt		Betriebseffekt		Einkommens- entzugseffekt		Gesamt- effekt		Gesamt- Effekt nach 13 Jahren	
		einmalig		20 Jahre		13 bzw. 20 Jahre**					
		Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland
Windkraft	2000	924	476	1.618	472	-2.559	-748	-17	200	-658	13
Photovoltaik	10	39	21	8	3	-63	-18	-16	6	-17	5
KWKW	5000	12.356	4.826	5.114	1.808	-1.595	-467	15.875	6.167	11.947	4.842
BM fest W, 4	5000	15.560	6.815	35.156	7.031	-35.083	-10.261	15.632	3.586	13.843	4.200
BM fest W, 7	5000	15.560	6.815	61.523	12.304	-61.396	-17.956	15.687	1.163	12.556	2.239
BM fest S, 4	5000	15.560	6.815	23.349	8.490	-25.279	-7.393	13.630	7.912	12.468	6.991
BM fest S, 7	5000	15.560	6.815	40.860	14.857	-44.238	-12.938	12.182	8.734	10.149	7.122
Biogas	250	675	267	2.577	811	-2.642	-773	610	305	292	192
BM flüssig	500	1.186	497	3.294	986	-2.423	-709	2.058	775	1.569	624
Klär-/ Deponiegas	500	942	432	358	135	-826	-242	474	326	296	263

* Bei Kleinwasserkraftwerken wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen.
BM fest S (W), 4 (7) bedeutet: Biomasse fest, Brennstoff Sägehackgut (Waldhackgut), Volllaststunden 4.000 (7.000).
** 13 Jahre bei Windkraft, KWKW, Klär- u. Deponiegas; 20 Jahre bei den übrigen Technologien.

Quelle: IHSK

Tabelle 45: Investitionsförderung in den Bundesländern

	OÖ			
Wind	Einmalige Investitionsförderung (2003): <ul style="list-style-type: none"> • Neubau von Windkraftwerken. • Förderbasis ist die prognostizierte Jahresstrommenge • Fördertarif (Barwert) 1,7 Cent/kWh für 13 Jahre; d.h. einmalig 15 Cent multipliziert mit der prognostizierten Jahresstrommenge. 			
	BGLD	STMK	OÖ	NÖ
PV	Gegenstand der Wohnbauförderung sind u.a. Alternativenergieanlagen: <ul style="list-style-type: none"> • Nicht rückzahlbarer Zuschuss: 15 % der Gesamtbaukosten bei fossilen Energieträgern bzw. 30 % bei erneuerbaren Energieträgern • Höchstförderungsbeiträge nach Anlagenart zwischen € 750,- (Warmwasserbereitung mit Wärmepumpe) und € 3.700,- (Hauszentralheizung über eine Kraft-Wärme-Kopplung mit erneuerbarer Energie). 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Errichtung einer PV-Anlage kann im Rahmen der Eigenheimförderung (Zuschlag von max. € 7.000,-) oder der Wohnhaussanierung gefördert werden. • Weiters kann eine PV-Anlage wie eine Solaranlagen mit einem Direktzuschuss pro Quadratmeter installierter Solarmodulfläche gefördert werden. 	Gefördert wird die Errichtung und Erweiterung von PV-Anlage: <ul style="list-style-type: none"> • Für installierte Spitzenleistung von 1-20 kW. • Jahresenergieertrag von mind. 600 kWh pro kWp • Barzuschuss von max. € 3.000,- pro installiertem kWp sowie • einmalig pro Anlage € 300,- für die zukünftigen Messkosten. • Förderung beträgt max. 65 % der Investitionskosten 	PV-Anlagen die im Zusammenhang mit Gebäuden errichtet bzw. betrieben werden. <ul style="list-style-type: none"> • Spitzenleistung von max. 10 kWp • Förderbasis sind die gesamten umweltrelevanten Investitionskosten • „De-minimis“-Förderung; • bis zu einem max. Ausmaß von € 100.000,- innerhalb von drei Jahren • Einmaliger Investitionszuschuss, maximal € 3.700,- pro installierter kWp • Produktionszuschuss bis max. 50 Cent/kWh für Anlagen, die bis 30. Juni 2003 in Betrieb gegangen sind.
	STMK	NÖ	OÖ	
KWKW	Förderung von Beratungen befristet bis 31.12.2004; Ziel ist die Steigerung der Stromproduktion aus KWKW. Die Anlage muss eine der folgenden Voraussetzungen erfüllen: <ul style="list-style-type: none"> • KWKW bis zu 3.000 kW Ausbauleistung bzw. 15.000.000 kWh Arbeitsvermögen p.a., das revitalisiert, modernisiert, wiederrichtet oder erweitert wird • ODER: Neubau bis zu 3.000 kW Ausbauleistung bzw. 15.000.000 kWh Arbeitsvermögen p.a. • max. 90 % der Beratungskosten • max. € 1.000,- (netto) pro KWKW. 	<ul style="list-style-type: none"> • Modernisierung von KWKW bis zu 1 MW Engpassleistung, bzw. • Neubau von KWKW bis zu 1 MW Engpassleistung. • bis zu 25 % der Investitionen oder max. € 50.000,- 	Modernisierung und Neubau bis zu 1 MW Ausbauleistung. <ul style="list-style-type: none"> • Förderungsbasis sind die gesamten nachgewiesenen ökostromrelevanten Investitionskosten für KWKW • „De-minimis“-Förderung • bis zu einem max. Ausmaß von € 100.000,- innerhalb von drei Jahren • Einmaliger Investitionszuschuss, max. 25 % Investitionskosten • max. € 50.000,- 	
	STMK	VRLBG		

Feste Biomasse	<p>Förderung erneuerbarer Energieträger; Ziel: Reduktion von Emissionen und Schonung von Ressourcen durch einmalige Zuschüsse</p> <ul style="list-style-type: none"> • max. 25 % der Nettoinvestition • bei Pellets-Kaminöfen max. € 800,- • Scheitholzgebläsekessel, Kachelöfen und Pelletszentralheizungsöfen als Gesamtheizsystem max. € 1.100,- • Pellets-Zentralheizungsanlagen max. € 1.400,- • Hackschnitzel Zentralheizungsanlagen max. € 1.800,- 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderung von Biomasse-Nahwärmeversorgungsanlagen und Grobstudien zur Planung von Biomasse-Nahwärmeprojekten. • Förderungsausmaß: Biomasse-Nahwärmeversorgungsanlagen: bis zu 45 % der Kosten • Grobstudien: Einmaliger Zuschuss bis zu 30 % • max. jedoch € 2.200,- 		
	NÖ	OÖ		
Biogas	<p>Max. 30 % bzw. € 150.000,- der Investitionen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bei zusätzlicher externer Wärmenutzung erhöht sich der Betrag um weitere 10 % der Förderungsbasis bzw. max. um weitere € 50.000,- • Die umweltrelevanten Investitionen müssen mind. € 40.000,- betragen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderbasis sind die ökostromrelevanten Investitionen für die Komplettanlage. • Förderungen bis max. € 100.000,- innerhalb von 3 Jahren • einmaliger Investitionszuschuss, max. 25 % der ökostromrelevanten Investitionen • max. € 1.200,- pro KW Engpassleistung 		

Kommunal- kredit	<p style="text-align: center;">Stromproduzierende Anlagen</p> <p>Fördergegenstand</p> <p>1. Anlagen zur Eigenversorgung von Strom aus Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik in Inselanlagen, Biogas; das sind Anlagen, die nicht ins öffentliche Netz einspeisen. Kleinwasserkraftwerke sind außerdem nur im Falle der Revitalisierung bzw. des Neubaus in Extremlagen und bis zu einer Ausbauleistung von 2 MW förderfähig.</p> <p>2. Bei netzgekoppelten Ökostromanlagen gemäß EIWOG sind nur besondere, technologiebedingte Anlagenteile förderungsfähig:</p> <p>bei Windkraftanlagen: z.B. Rotorblattheizung, Zuwegekosten, Leitungskosten etc., wenn diese über die durchschnittlichen Kosten hinausgehen;</p> <p>bei der Revitalisierung von Kleinwasserkraftwerken bis 2 MW Ausbauleistung mit einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mindestens 10 %: z.B. bauliche Anlagen zur Restwasserdotation, Fischaufstiegshilfen etc., wenn diese über die durchschnittlichen Kosten hinausgehen</p> <p>bei Biogasanlagen: z.B. Gasleitungen bei räumlich getrennten Standorten von Sammelbehälter und Kraftwerk;</p> <p>bei Deponiegas: z.B. Gasleitungen bei räumlich getrennten Standorten von Sammelbehälter und Kraftwerk.</p> <p>Förderungsbasis</p> <ul style="list-style-type: none">• „De-minimis“-Förderung: Förderungsbasis sind die gesamten umweltrelevanten Investitionskosten.• Förderung über der „de-minimis“-Grenze: Bei Anlagen zur Eigenversorgung sind Förderungsbasis die umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten. Die umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten werden durch Abzug der Kosten eines standardisierten Referenzszenarios von den gesamten umweltrelevanten Investitionskosten von der Kommunalkredit Public Consulting GmbH ermittelt. Als Grundlage zur Berechnung des Referenzszenarios werden die Kosten eines fossil befeuerten Kraftwerks herangezogen. Die spezifischen Investitionskosten für diese Anlagen betragen € 550,-/kW. Dieser Wert multipliziert mit der Leistung der Anlage ergibt die Referenzkosten. <p>Fördersatz</p> <p>Standardförderungssatz:</p> <ul style="list-style-type: none">• „De-minimis“-Projekte: max. 30 % der gesamten umweltrelevanten Investitionskosten.• Projekte über „de-minimis“: max. 40 % (Strom aus erneuerbaren Energieträgern) der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten (und allfällige Zuschläge), jedoch max. 30 % der gesamten umweltrelevanten Investitionskosten.
-----------------------------	---

Kommunal- kredit	<p style="text-align: center;">Kleinwasserkraftwerke</p> <p>Kleinwasserkraftwerke bis zu 2 MW Ausbauleistung, die auf Basis ehemaliger, stillgelegter oder mangelhaft betriebener Bestandsanlagen wiedererrichtet, modernisiert oder erweitert werden, sowie der Neubau von Kleinwasserkraftwerken in Extremlagen. Förderfähig sind:</p> <ul style="list-style-type: none">• „alle Anlagenteile, die im Falle einer Totalerneuerung oder Neuerrichtung Bestandteil eines Kleinwasserkraftwerkes sind;• alle Anlagenteile, die im Falle einer Teilerneuerung oder Erweiterung mit entsprechender Produktionssteigerung verbunden sind;• alle Anlagenteile, die im Falle einer Erneuerung bzw. Erweiterung der ökologischen Verbesserung dienen;• Optimierung und Beratung im Verband mit einer Investition. <p><i>Förderungsvoraussetzungen</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Vorlage sämtlicher Bescheide (Wasserrecht, Naturschutzrecht, etc.) vor Förderungsgenehmigung• Wirtschaftlichkeitsberechnung, mit Einspeisetarif und Energieertrag laut Einspeisevertrag• Bei Neubau: Begründung der ökologischen und ökonomischen Zweckmäßigkeit der Inselversorgung, z.B. wenn ein Anschluss an ein öffentliches Netz nicht wirtschaftlich vertretbar ist (Richtwert: Anschluss an das öffentliche Netz kostet mindestens 50 % eines eigenen Kleinkraftwerkes)• Der Antrag muss vor Baubeginn bzw. Liefertermin bei der Kommunalkredit Austria AG einlangen.• Die gesamten umweltrelevanten Investitionskosten müssen mindestens € 10.000,- betragen. <p><i>Art und Höhe der Finanzhilfe</i></p> <p>Die Förderung wird als nicht rückzahlbarer Investitionszuschuss ausbezahlt.</p> <ul style="list-style-type: none">• "De-minimis"-Projekte:<ul style="list-style-type: none">• max. 30 % der gesamten umweltrelevanten Investitionskosten wenn der ökologische Zustand der vom Wasserkraftwerk betroffenen Gewässerstrecke zufriedenstellend ist. Dies ist entweder durch einen die Maßnahme betreffenden wasser- und naturschutzrechtlichen Bescheid oder, falls kein neuer Bescheid erforderlich ist, durch ein Gutachten eines befugten Sachverständigen über die ökologische Verträglichkeit der Anlage zu belegen;• ansonsten max. 15 % der umweltrelevanten Investitionskosten.• Projekte über "de-minimis": max. 40 % der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten (und allfällige Zuschläge), jedoch max. 15 % bzw. 30 % (bei zufriedenstellendem ökologischen Zustand - siehe oben) der umweltrelevanten Investitionskosten.
-----------------------------	---

