



**Institut für
Wirtschaftsforschung
Halle**

Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien

von

Steffen Hentrich, Jürgen Wiemers,
Joachim Ragnitz

1/2004

Sonderheft

Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien

Halle (Saale), im Mai 2004

Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA).

Bearbeitet in der Abteilung Strukturwandel.

Projektleitung: Dr. Joachim Ragnitz

Autoren: Steffen Hentrich
(Rat von Sachverständigen für Umweltfragen)
Jürgen Wiemers

Technische Ausführung: Ingrid Dede
Ingrid Treß

Herausgeber:
INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG HALLE - IWH

Hausanschrift: Kleine Märkerstraße 8, 06108 Halle (Saale)

Postanschrift: Postfach 11 03 61, 06017 Halle (Saale)

Telefon: (0345) 77 53-60

Telefax: (0345) 77 53-8 20

Internetadresse: <http://www.iwh-halle.de>

Alle Rechte vorbehalten

Druck bei Druckhaus Schütze GmbH,
Fiete-Schultze-Str. 6, 06116 Halle (Saale)

ISBN 3-930963-79-5

Vorwort

Die Bundesregierung strebt bis zum Jahr 2010 eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergie- sowie am Bruttostromverbrauch an. Das vorrangige Ziel der damit verbundenen Umstrukturierung des Energiesektors ist die Verbesserung der Umweltqualität. Es darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die Förderung erneuerbarer Energien zwangsläufig auch gesamtwirtschaftliche Auswirkungen hat. Angesichts der anhaltend angespannten Lage am Arbeitsmarkt stehen dabei insbesondere die Beschäftigungseffekte der Förderung erneuerbarer Energien im Mittelpunkt des öffentlichen und wirtschaftspolitischen Interesses.

Vor diesem Hintergrund hat das Institut für Wirtschaftsforschung Halle im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) die gesamtwirtschaftlichen und insbesondere beschäftigungsrelevanten Auswirkungen des angestrebten Ausbaus erneuerbarer Energien untersucht. Im Gegensatz zu anderen Studien dieser Art wurde dabei besonderer Wert auf eine dynamische Analyse gelegt, die neben den expansiven Beschäftigungsimpulsen im Bereich der erneuerbaren Energien auch die gegenläufigen Beschäftigungswirkungen berücksichtigt, die durch Verdrängung konventioneller Energieträger und durch erhöhte Steuern zur Finanzierung von Subventionen für regenerative Energien entstehen. Die vorliegende Untersuchung gibt eine zusammenfassende Darstellung der Vorgehensweise und der Ergebnisse des Forschungsprojekts. Es zeigt sich, dass per saldo durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien keine zusätzliche Beschäftigung generiert wird.

Das Projekt wurde in enger Zusammenarbeit mit dem Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig, durchgeführt. Bedanken möchten wir uns für zahlreiche Hinweise, die insbesondere vom Auftraggeber gegeben wurden. Alle verbleibenden Fehler gehen selbstverständlich zu unseren Lasten.

Halle (Saale), im Mai 2004

Joachim Ragnitz
Leiter der Abteilung Strukturwandel

Inhaltsverzeichnis

1.	Einführung	7
2.	Theoretische Analyse der Beschäftigungseffekte	8
2.1	Gesamtwirtschaftliche Kreislaufwirkungen	8
2.2	Investitions- und Betriebseffekte	9
2.3	Umwelt- und Innovationseffekte	10
2.4	Wohlfahrtseffekte der Förderpolitik	10
3.	Ein disaggregiertes ökonometrisches Modell für Deutschland	12
3.1	Modellkonzeption	12
3.2	Abgrenzung zu alternativen Ansätzen	13
3.3	Das Produktionsmodell	14
3.3.1	Das Input-Output-Modell	14
3.3.2	Der Translog-Ansatz	16
3.3.3	Dynamisierung des Translog-Ansatzes	20
3.3.4	Zusätzliche Annahmen zur Produktionstechnologie	21
3.4	Die Endnachfrage	22
3.4.1	Privater Verbrauch	22
3.4.2	Investitionen	24
3.4.3	Importe	26
3.4.4	Exporte	27
3.5	Das Preismodell	28
3.6	Löhne und Beschäftigung	31
3.7	Modellübersicht	33
3.8	Die Datenbasis	34
4.	Annahmen für die Simulation der Beschäftigungseffekte	37
4.1	Erläuterungen zur Prognose der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Zeitraum 2001 bis 2010	37
4.2	Nutzung der Wasserkraft	38
4.3	Windenergienutzung	39
4.4	Nutzung biogener Festbrennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung	43

4.5	Nutzung der Photovoltaik zur Stromerzeugung	46
4.6	Nutzung der Solarthermie zur Wärmeerzeugung	48
4.7	Nutzung von Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung	51
4.8	Geothermische Wärme- und Stromgewinnung	53
4.9	Zusammenfassende Darstellung der Prognose	56
5.	Simulationsergebnisse	58
5.1	Szenario I: Entwicklung der Beschäftigung ohne Gegenfinanzierung	58
5.2	Szenario II: Entwicklung der Beschäftigung bei einer budgetneutralen Finanzierung	63
5.3	Szenario III: Beschäftigungsentwicklung bei einer budgetneutralen Finanzierung und Berücksichtigung der privaten Verdrängung	67
6.	Zusammenfassung	72
	Anhang	73
	Literaturverzeichnis	91

1. Einführung

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, durch die Schaffung geeigneter förderpolitischer Rahmenbedingungen eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch bis 2010 zu erreichen. Obgleich der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger primär auf die Prävention globaler Klimaveränderungen und die Schonung nichtregenerativer Ressourcen abzielt, gewinnen die beschäftigungspolitischen Konsequenzen dieser Entwicklung in der wirtschaftspolitischen Diskussion zunehmend an Bedeutung. Einerseits besteht die Hoffnung auf eine hohe Anzahl zusätzlicher Arbeitsplätze, andererseits werden Arbeitsplatzverluste durch einen Rückgang der Nachfrage nach konventionell produzierter Energie befürchtet. Vor diesem Hintergrund hat das Institut für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) den Auftrag erhalten, die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des angestrebten Ausbaus erneuerbarer Energieträger insbesondere hinsichtlich ihrer Beschäftigungswirkungen zu analysieren.

Im Mittelpunkt dieser Analyse steht ein für diese Aufgabe entwickeltes sektoral disaggregiertes makroökonomisches Modell, mit dessen Hilfe die Konsequenzen des Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energieträger hinsichtlich der zu erwartenden Produktions- und Beschäftigungswirkungen analysiert werden können. Zu diesem Zweck wird ein vorab prognostiziertes Szenario der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Schätzzeitraum simuliert und einer historischen Simulation, die die „business-as-usual“-Entwicklung ohne explizite Förderung erneuerbarer Energieträger beschreibt, vergleichend gegenüber gestellt.

Zunächst werden die gesamtwirtschaftlichen Kreislaufwirkungen der Umsetzung des von der Bundesregierung anvisierten Ausbausziels und daraus resultierende Beschäftigungswirkungen theoretisch analysiert (Abschnitt 2). Dem schließt sich die Darstellung des ökonomischen Modells und der für die Schätzungen erforderlichen Datenbasis an (Abschnitt 3). In Abschnitt 4 werden dann die Annahmen zur Entwicklung des Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energieträger erläutert. Danach erfolgt eine ausführliche Darstellung der Simulationsergebnisse (Abschnitt 5) und die Zusammenfassung der Studie (Abschnitt 6). Eine umfassende Dokumentation der Datenbasis ist im Anhang zu finden.

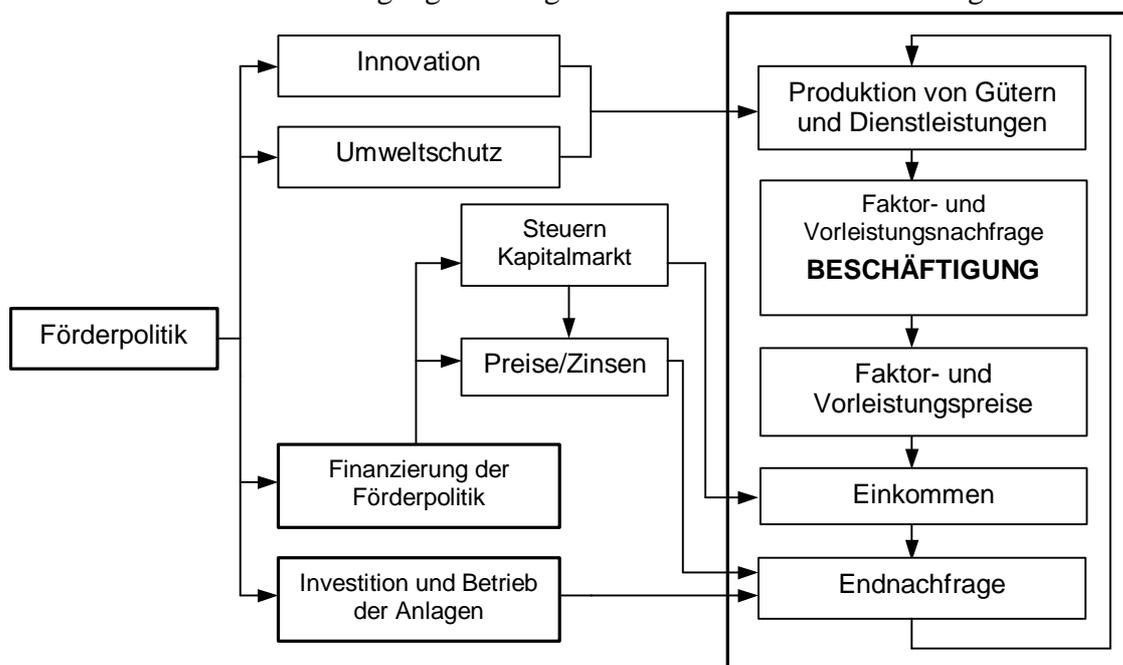
2. Theoretische Analyse der Beschäftigungseffekte

2.1 Gesamtwirtschaftliche Kreislaufwirkungen

Die zunehmende Erzeugung von Elektrizität und Wärme aus erneuerbaren Energieträgern gilt als wichtiger Bestandteil der ökologischen Umstrukturierung der deutschen Energiewirtschaft. Erneuerbare Energieträger sollen den Einsatz fossiler Energieträger nach und nach reduzieren und somit zum Klima- und Ressourcenschutz beitragen. Die ökonomischen Effekte dieser Entwicklung und damit eng verbunden auch die Beschäftigungswirkungen sind allerdings durch gegenläufige Wirkungsrichtungen gekennzeichnet. Es sind sowohl expansive als auch kontraktive Produktionseffekte zu erwarten, sodass der gesamtwirtschaftliche Nettoeffekt zunächst nicht eindeutig bestimmt ist. Verstärkte Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energieträger lösen gesamtwirtschaftliche Kreislaufprozesse aus, die mit absoluten und strukturellen Veränderungen der Produktion von Gütern und Dienstleistungen sowie der Beschäftigung verbunden sind. Zusätzliche Nachfrageeffekte sind mit dem Anlagenbetrieb verbunden. Darüber hinaus können Innovations- und Umwelteffekte das Wachstum von Produktion und Beschäftigung stimulieren. Dieser Strukturwandel wird jedoch von den Kostenwirkungen der staatlichen Förderpolitik überlagert, sodass ungeachtet des gesamtwirtschaftlichen Beschäftigungssaldos mit Gewinnern und Verlierern dieser Entwicklung zu rechnen ist.

Abbildung 1:

Determinanten der Beschäftigungswirkung des Ausbaus erneuerbarer Energien



2.2 Investitions- und Betriebseffekte

Die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger in Form von vergünstigten Krediten, Investitionszuschüssen und steuerlichen Erleichterungen bewirkt eine relative Vergünstigung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger gegenüber alternativen Investitionen. Zudem erhöhen Absatzgarantien und Mindesteinspeisevergütungen im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) die Attraktivität dieser Projekte gegenüber anderen Investitionsalternativen. Dementsprechend kommt es zur Ausweitung der Nachfrage nach diesen Anlagen. Dieser direkte Nachfrageeffekt sorgt nicht nur in den direkt betroffenen Wirtschaftsbereichen für zusätzliches Einkommen und Arbeitsplätze, sondern induziert über weitverzweigte Vorleistungsverflechtungen einen abgeleiteten Nachfrageeffekt mit entsprechenden Beschäftigungswirkungen.

Bei der Analyse dieses Investitionseffekts wird häufig unterstellt, dass die sonstige Investitionstätigkeit der Volkswirtschaft hierdurch unbeeinflusst bleibt. Diese Annahme ist allerdings unrealistisch: Die erhöhten Investitionen induzieren einen Nachfrageanstieg nach Arbeit, Kapital und Vorleistungen, was bei mittelfristig normal ausgelasteten Produktionsfaktoren eine Erhöhung der Faktor- und Güterpreise zur Folge hat. Das höhere gesamtwirtschaftliche Preisniveau führt über monetäre Anpassungsprozesse tendenziell zu steigenden Zinsen und damit zu geringeren Investitionen. Weiter reduzieren steigende inländische Güter- und Faktorpreise die Exporte und stimulieren die inländische Importnachfrage. Ein Teil der zusätzlichen Investitionsnachfrage wird daher im Ausland nachfragewirksam.

Wird technischer Fortschritt zunächst vernachlässigt, stellt sich in der neuen Gleichgewichtssituation ein unverändertes Produktionsniveau bei höheren Preisen und Zinsen ein. Die zusätzlichen Investitionen in erneuerbare Energien verdrängen somit mittelfristig privaten Konsum und alternative Investitionen in gleicher Höhe. Die Förderpolitik hat daher prinzipiell die Wirkung eines Konjunkturprogramms, während das Produktionspotenzial im Wesentlichen unverändert bleibt. Dieser Mechanismus ist unabhängig davon, ob die Förderpolitik steuer- oder schuldenfinanziert wird. Bei einem mittelfristig unveränderten Produktionspotenzial können Beschäftigungseffekte nur durch eine Verschiebung der Nachfrage zwischen Sektoren mit unterschiedlicher Arbeitsintensität auftreten. Der Beschäftigungssaldo hängt somit von den sektoralen Nachfragewirkungen des Investitionsimpulses ab.

Mit dem Betrieb der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger sind Beschäftigungseffekte verbunden, die sich im Wesentlichen aus der Nachfragewirkung der laufenden Ausgaben für Personal und für die Wartung und Reparatur der Anlagen ergeben. Hinzu tritt der Arbeitskräftebedarf anderer Dienstleister und der Verwaltung von Betreiberunternehmen. Analog zu den gesamtwirtschaftlichen Kreislaufwirkungen der Investitionsnachfrage führen auch die laufenden Ausgaben zu einer dynamischen Anpassung des Wirtschaftssystems mit sektoral differenzierten expansiven oder kontraktiven Produktions- und Beschäftigungswirkungen.

2.3 Umwelt- und Innovationseffekte

Produktions- und arbeitsmarktstimulierende Wirkungen können in der langfristigen Perspektive auch durch technische Innovationen bei der Entwicklung neuer Energieerzeugungstechniken und durch eine Verbesserung der Umweltsituation erwartet werden. Mit dem Rückgang der energiebedingten Kohlendioxidemission reduzieren sich die Gefahren des globalen Treibhauseffekts und damit die zukünftigen Kosten der Anpassung an dessen Schadwirkungen. Der mit beiden Effekten verbundene Produktivitätszuwachs des gesamtwirtschaftlichen Kapitalstocks beschleunigt das wirtschaftliche Wachstum und kann langfristig zusätzliche Beschäftigungsmöglichkeiten schaffen.

Beide Effekte sind jedoch hinsichtlich ihrer Bedeutung eher unsicher. Das häufig angeführte Argument, technischer Fortschritt würde im Zuge der Investition in die Nutzung erneuerbarer Energieträger langfristig zu einem höheren gleichgewichtigen Produktions- und Beschäftigungsniveau führen, berücksichtigt nicht, dass auch mit den zwangsläufig verdrängten Investitionen technisches Innovationspotenzial verbunden wäre. Welche der Investitionsalternativen einen höheren technischen Fortschritt induzieren, lässt sich *ex ante* nur schwer abschätzen. Verbesserte Umweltbedingungen und Innovationseffekte spiegeln sich erst langfristig in Veränderungen von Produktion und Beschäftigung wider. In dieser Studie wird auf eine Erfassung der Umwelt- und Innovationseffekte verzichtet, da diese in einem makroökonomischen Modell nicht angemessen abgebildet werden können.

2.4 Wohlfahrtseffekte der Förderpolitik

Bei der Beurteilung der langfristigen Wohlfahrtswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien sind jedoch auch die Konsequenzen der nach wie vor bestehenden Rentabilitätsdefizite dieser Art der Energiebereitstellung zu berücksichtigen. Die Notwendigkeit staatlicher Subventionen impliziert, dass der Markt für die Produktion einer Einheit Endenergie aus erneuerbaren Energieträgern eine höhere Menge an Produktionsfaktoren zur Verfügung stellen muss als zur Produktion einer Energieeinheit aus konventionellen Energieträgern. Zwar werden die mit einem höheren Faktorverbrauch verbundenen Wohlfahrtsverluste durch Wohlfahrtsgewinne verringerter Schadstoffemissionen bei der Energieumwandlung teilweise kompensiert. Jedoch reduziert die selektive Subventionierung den Anreiz der Energieversorger, aus den technisch verfügbaren Vermeidungsaktivitäten die jeweils kostengünstigste auszuwählen, sodass diese Politik keine effiziente Realisierung der klima- und umweltpolitischen Ziele der Bundesrepublik gewährleistet. Derzeit existiert eine Vielzahl von Technologien, mit deren Einsatz deutlich geringere Kohlendioxid-Minderungskosten verbunden sind als mit dem Großteil der Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energieträger (Fahl, 1995). Weil sich der Mehreinsatz von Ressourceninputs durch die Subventionierung nur unvollständig in den Endproduktpreisen widerspiegelt, sinken die Anreize der Energieverbraucher, bestehende Energiesparpotenziale zu aktivieren.

Dadurch bleibt das Spektrum wirtschaftlich attraktiver Vermeidungsoptionen vor allem auf die Angebotsseite des Energiemarktes beschränkt.

Daneben ist eine Reihe von Unsicherheitsfaktoren bezüglich der Klimaschutzwirkung der Förderung erneuerbarer Energien zu berücksichtigen. Der ineffizient hohe Einsatz von Produktionsfaktoren bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger führt in anderen Sektoren der Volkswirtschaft zu einer faktorpreisinduzierten Substitution von Kapital durch Energie, deren Produktion mit Schadstoffemission einhergeht und somit den Umweltschutzeffekt der Förderung schmälert (Baumol, Wolff, 1981). Ebenso bedeutsam sind die Wirkungen der Förderung auf die Preisbildung und die Angebotsreaktionen auf den Weltenergiemärkten. Da die Nutzung erneuerbarer Energieträger in einem substitutionalem Verhältnis zur Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen steht, beeinflusst die förderpolitisch induzierte Preisreduzierung erneuerbarer Energien auch die Menge und den Preis des weltweiten Angebots von fossilen Energieträgern. Die subventionsbedingte Senkung der Erzeugungskosten für Energie aus erneuerbaren Energieträgern bewirkt eine Korrektur des optimalen Angebotsverhaltens der Anbieter fossiler Energieträger (Levy, 2000). Da sich deren Gewinnaussichten aus dem zukünftigen Absatz der Rohstoffreserven reduzieren, haben sie einen Anreiz, das heutige Angebot aus bereits erschlossenen Lagerstätten zu vergrößern. Dementsprechend sinken die Preise fossiler Energieträger relativ zur Situation ohne die Förderung erneuerbarer Energien, was einen entsprechenden Mehrabsatz auf dem Weltmarkt induziert. Obgleich sich die zunehmende Ertragsunsicherheit negativ auf die Rentabilität zukünftiger Explorationsanstrengungen auswirkt, kommt es zumindest mittelfristig zu einer partiellen Kompensation der durch die Förderpolitik beabsichtigten Klimaschutzwirkung.

Marktkonforme Umweltinstrumente wie Emissionssteuern und Umweltzertifikatsysteme vermeiden eine derartige Beschränkung der technischen Anpassungsmöglichkeiten für Unternehmen sowie Energieverbraucher und besitzen eine höhere Zielgenauigkeit, da sie direkt am zu lösenden Umweltproblem ansetzen. Effektivitätsmindernde Ausweichreaktion der Wirtschaftssubjekte und nichtintendierte Marktreaktionen mit ökologisch nachteiligen Effekten werden hierdurch weitgehend vermieden. Mit Hilfe von Umweltsteuern ist es möglich, die Kosten ökologischer Schäden über die Energiepreise zu internalisieren, wodurch kostenminimale Anpassungsreaktion bei Energienachfragern und -anbietern induziert werden. Handelbare Emissionsrechte (z. B. Treibhausgas-handel) ermöglichen die Einhaltung eines fixen Emissionsziels. Die Übertragbarkeit der Emissionsrechte gewährleistet eine kostenminimale Zielerfüllung, wobei Emissionsminderungen kurzfristig über eine Reduzierung der Angebotsmenge und mittel- bis langfristig über den Einsatz eines Mix moderner Energietechnologien mit minimalen Emissionsvermeidungskosten erreicht werden. Geringere Effizienzverluste durch geeignete Umweltschutzinstrumente bedeuten weniger Hemmnisse für die wirtschaftliche Entwicklung und damit verbundene Einkommens- und Beschäftigungsmöglichkeiten.

3. Ein disaggregiertes ökonometrisches Modell für Deutschland

3.1 Modellkonzeption

Zur Analyse der wirtschaftlichen Auswirkungen einer vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien wird ein sektoral disaggregiertes ökonometrisches Modell verwendet, welches die Abbildung der Vorleistungsverflechtung der einzelnen Wirtschaftssektoren erlaubt. Das Modell ist in der Lage, die kurz- bis langfristigen abgeleiteten Beschäftigungs-, Produktions-, Endnachfrage- und Preiswirkungen auf sektoraler und gesamtwirtschaftlicher Ebene zu ermitteln. Die unmittelbare Anstoßwirkung der energiepolitischen Maßnahme wird vorab modellexogen abgeschätzt.

Es liegt nahe, die Input-Output-Analyse als Definitionsrahmen des Modells zu wählen. Der traditionelle Input-Output-Ansatz, der eine linear-limitationale Produktionsfunktion zur Erklärung der Vorleistungsströme unterstellt, impliziert konstante Input-Koeffizienten und ist somit ungeeignet, Strukturwandel abzubilden. Daher wird für die Vorleistungsströme eine substitutionale Produktionstechnologie unterstellt. Auf diese Weise lässt sich eine kontinuierliche Anpassung der sektoralen Faktoreinsatzkombinationen an eine Änderung der relativen Vorleistungspreise modellieren, was sich in zeitlich variierenden Input-Koeffizienten widerspiegelt.

Die Ermittlung der Vorleistungsströme erfolgt in zwei Schritten: Im ersten Schritt werden die gesamten Vorleistungskosten eines jeden Sektors bestimmt. Diese Kosten werden auf Basis sektoraler Kostenfunktionen gewonnen, wobei eine Translog-Kostenfunktion unterstellt wird. In einem zweiten Schritt wird der Vorleistungsbedarf der Sektoren preisabhängig mit Hilfe mikroökonomischer Dualitätsaussagen abgeleitet.

Für die Ermittlung der sektoralen Konsumausgaben (privat und öffentlich) bietet sich wiederum eine zweistufige Vorgehensweise an. In der ersten Stufe wird der gesamtwirtschaftliche Konsum modelliert. In der zweiten Stufe wird dieses Aggregat über ein Ausgabensystem auf die Produktionssektoren verteilt (Wolff 1992, S. 130 ff.; Frohn 1989, S. 16 ff.).

Die Investitionsnachfragen und die Vorratsveränderung werden hingegen unmittelbar auf Sektorebene modelliert. Da Vorratsinvestitionen berücksichtigt werden, lässt das Modell auch Ungleichgewichte auf dem Gütermarkt zu.

Die Summe aller bisher genannten Komponenten zuzüglich der Exporte und dem Staatsverbrauch liefert das Gütervolumen, das in den Sektoren zur Befriedigung der Nachfrage nach Vorleistungen und der Endnachfrage zur Verfügung gestellt wird. Subtraktion der sektoralen Importe und der Vorleistungen führt zu den sektoralen Bruttowertschöpfungen. Die Summe der Bruttowertschöpfungen zuzüglich nichtabziehbarer

Umsatzsteuern und Einfuhrabgaben führt schließlich zum Bruttoinlandsprodukt, das wiederum Konsum und Investitionen und Importe beeinflusst.

Das Preismodell beschreibt, wie sich die Preisbildung bei gegebenen Nachfragemengen und Realeinkommen vollzieht. Für die Preissetzung wird ein Mark-up-Ansatz unterstellt. Der Mark-up hängt von den Preisen für fremdbezogene Vorleistungen und den sektoralen Löhnen ab. Auch die Preise für konkurrierende Importgüter beeinflussen die inländischen Preise.

Das Modell wird auf der Basis von Jahresdaten geschätzt, da der Zeitraum der Untersuchung (2000 bis 2010) eher langfristig ist und weil Input-Output-Tabellen lediglich in jährlicher Frequenz verfügbar sind. Die Analyse beruht im Wesentlichen auf Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamtes, wobei ein Disaggregationsgrad von 14 Sektoren gewählt wird.

3.2 Abgrenzung zu alternativen Ansätzen

Die derzeit vorhandenen deutschen Modelle zur Analyse von energiepolitischen Fragen lassen sich in zwei Typen gliedern: Energiesystemmodelle und Wirtschaftsmodelle (Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland 1999, S. 3 ff.). Wirtschaftsmodelle lassen sich weiter in statische Input-Output-Modelle, allgemeine Gleichgewichtsmodelle und in ökonometrische Makromodelle unterscheiden.

Die Stärke der Energiesystemmodelle liegt in der Fähigkeit zur Abbildung einzelner Technologien. Eine gegebene energiepolitische Maßnahme wird Substitutionsvorgänge bei den Energieträgern, Effizienzgewinne durch technischen Fortschritt sowie Energie sparen zur Folge haben. Mit Energiesystemmodellen lassen sich diese Effekte prozessorientiert darstellen. Der wesentliche Nachteil der Energiesystemmodelle besteht jedoch darin, dass sie den volkswirtschaftlichen Kreislauf der Entstehung und Verwendung von Gütern und Dienstleistungen ausblenden. Insbesondere ist es nicht möglich, die Auswirkungen der jeweiligen Energiepolitik auf Wachstum, Beschäftigung und Inflation abzubilden.

Wirtschaftsmodelle sind zwar in der Regel nicht in der Lage, die technische Basis der Energiewirtschaft abzubilden, sodass einzelne technische Maßnahmen, die mit der jeweiligen Energiepolitik verbunden sind, auf Sektorebene nicht identifizierbar sind. Jedoch lassen sich die direkten Effekte einer umweltpolitischen Maßnahme auf die Aktivitätsniveaus der Sektoren und auf die sektorale Endnachfrage abbilden. Allgemeine Gleichgewichtsmodelle und makroökonomische Modelle sind zusätzlich in der Lage, die indirekten Effekte einer Maßnahme zu erfassen. Wirtschaftsmodelle erlauben somit auch eine Analyse der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Beschäftigungswirkungen.

Da dies das wesentliche Ziel dieser Studie darstellt, ist ein Wirtschaftsmodell den Energiesystemmodellen vorzuziehen.

Ein häufig verwendeter methodischer Ansatz sind die statischen Input-Output-Modelle (z. B. Pfaffenberger und Kempfert 1998). Der größte Vorteil dieses Ansatzes ist darin zu sehen, dass er mit einem wesentlich geringeren Aufwand verbunden ist als die alternativen Methoden. Da die statischen Input-Output-Modelle jedoch nur einzelne Input-Output-Tabellen verwenden und von einer Konstanz der darin vorgefundenen Input-Koeffizienten ausgehen, sind die Modelle nicht in der Lage, den Strukturwandel abzubilden, der aus der jeweiligen energiepolitischen Maßnahme resultiert. Weiter ist es aufgrund der statischen Natur der Modelle nicht möglich, die abgeleiteten (indirekten) Effekte einer umweltpolitischen Maßnahme im Zeitablauf zu ermitteln. Außerdem ist es schwierig, positive und negative Beschäftigungswirkungen simultan zu erfassen.

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle basieren auf dem Paradigma eines wohlspezifizierten neoklassischen Modells, wobei in der Regel intertemporales markträumendes Verhalten unterstellt wird. Der wesentliche Vorteil dieser Modelle wird häufig in ihrer theoretischen Geschlossenheit gesehen. Die Parameter dieser Modelle werden jedoch in der Regel nicht ökonometrisch geschätzt, sondern mit den Daten einer Beobachtung, die als Basisperiode dient, kalibriert. Die in den Modellen enthaltenen Hypothesen sind somit nicht statistisch getestet, sodass die mangelnde empirische Fundierung häufig als entscheidender Nachteil der allgemeinen Gleichgewichtsmodelle gegenüber ökonometrisch geschätzten Modellen gesehen wird (Meyer, Bockermann, Ewerhart und Lutz 1999, S. 3) Ein weiterer wichtiger Nachteil der allgemeinen Gleichgewichtsmodelle besteht darin, dass die politischen Implikationen der Modelle häufig bereits per Konstruktion in die Modelle eingebaut sind (Hall 1997, S. 12).

Das IWH hat sich daher entschlossen, ein sektoral disaggregiertes ökonometrisches Modell zu verwenden, da dieser Ansatz am ehesten geeignet ist, die Beschäftigungseffekte der Nutzung erneuerbarer Energien abzubilden.

3.3 Das Produktionsmodell

3.3.1 Das Input-Output-Modell

Der traditionelle Ansatz zur Modellierung der Vorleistungsverflechtung zwischen den verschiedenen Produktionssektoren ist die Input-Output-Analyse (Holub und Schnabl 1994; Fleissner u. a. 1993). Sie beschreibt die Vorleistungsnachfrage eines Sektors j ($j = 1, \dots, n$) nach Outputs der übrigen Sektoren und Outputs aus der eigenen Produktion mit Hilfe des Gleichungssystems

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

Dabei steht X_{ij} für die nachgefragte Menge an Vorleistungen aus dem Sektor i , während X_j den Produktionswert des betrachteten Sektors j bezeichnet. In Matrixschreibweise lässt sich die Verbindung zwischen dem Endnachfragevektor \mathbf{y} und dem Vektor der Produktionswerte \mathbf{x} über die Matrix \mathbf{A} der Inputkoeffizienten wie folgt darstellen:

$$\mathbf{x} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{y}, \quad \mathbf{A} = (a_{ij}), \quad a_{ij} = \frac{X_{ij}}{X_j}. \quad (2)$$

Die Vektoren \mathbf{x} und \mathbf{y} haben die Dimension $(n \times 1)$, die Matrix \mathbf{A} hat die Dimension $(n \times n)$. Im klassischen Leontief-Modell sind die Faktoren a_{ij} die technischen Input-Koeffizienten der unterstellten linear-limitationalen Produktionsfunktion

$$X_j = \min \left\{ \frac{1}{a_{1j}} X_{1j}, \frac{1}{a_{2j}} X_{2j}, \dots, \frac{1}{a_{nj}} X_{nj} \right\}. \quad (3)$$

Die Input-Koeffizienten werden im Leontief-Modell als Konstanten angenommen. Diese Annahme ist jedoch mittel- bis langfristig äußerst problematisch, denn empirisch verändern sich die Koeffizienten im Laufe der Zeit erheblich (Frohn 1989, S. 56 f.). Wesentliche Gründe dafür sind technischer Fortschritt sowie Änderungen in den sektoralen Produktmischungen.

Somit ist ein Ansatz erforderlich, der die Schwankungen in den Inputkoeffizienten erklären kann. Es erscheint vernünftig, angebotsseitig zu unterstellen, dass die Outputs der Sektoren technisch jeweils mit Hilfe verschiedener kombinierbarer Prozesse erzeugt werden können. Wenn dies der Fall ist, dann sind die variierenden Input-Koeffizienten auch das Ergebnis einer kontinuierlichen Anpassung an sich ändernde Vorleistungspreisverhältnisse. Daher ist es naheliegend, die limitationale Produktionstechnik durch einen neoklassischen substitutionalen Ansatz zu ersetzen. Dieser Weg wurde bereits von Krelle (1964) beschritten.

Dabei wird angenommen, dass für jeden Sektor ein repräsentatives Unternehmen existiert, das seine Entscheidungen nach einem Gewinnmaximierungskalkül festlegt. Weiter soll von einer für jeden Sektor strukturell identischen, neoklassischen Produktionsfunktion ausgegangen werden. Für den Spezialfall der Cobb-Douglas-Produktionsfunktion lässt sich dies wie folgt veranschaulichen (Wolff 1992, S. 30 ff.).

Die Produktionsfunktion jedes Sektors sei eine linear-homogene Cobb-Douglas-Funktion:

$$X_j = \alpha_{0j} \prod_{i=1}^n X_{ij}^{\alpha_{ij}}, \quad \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} = 1, \quad \alpha_{ij} > 0, \quad i = 1, \dots, n. \quad (4)$$

Die Minimalkostenkombination ist durch die Übereinstimmung der Grenzproduktivitätsverhältnisse $(\partial X_j / \partial X_{ij}) / (\partial X_j / \partial X_{kj})$ mit den Faktorpreisverhältnissen p_i / p_k

$(i, k = 1, \dots, n)$ gekennzeichnet. Wegen $\partial X_j / \partial X_{rj} = \alpha_{rj} X_j / X_{rj}$, $(r = 1, \dots, n)$ werden die Minimalkostenkombinationen durch

$$\frac{\alpha_{ij} X_{kj}}{\alpha_{kj} X_{ij}} = \frac{p_i}{p_k}, \quad i, k = 1, \dots, n \quad (5)$$

beschrieben. Auflösen dieser Gleichungen nach X_{kj} und Einsetzen in (4) liefert nach einigen Umformungen die bedingten Faktornachfragegleichungen

$$X_{ij} = \frac{1}{\alpha_j} \prod_{k=1}^n \left(\frac{p_k}{p_i} \right)^{\alpha_{kj}} X_j, \quad i = 1, \dots, n. \quad (6)$$

Die Input-Koeffizienten sind gemäß (1) als $a_{ij} := X_{ij}/X_j$ definiert. Einsetzen von (6) in diese Definition führt zu

$$a_{ij} = \frac{1}{\alpha_j} \prod_{k=1}^n \left(\frac{p_k}{p_i} \right)^{\alpha_{kj}} =: f_{ij} \left(\frac{p_1}{p_i}, \dots, \frac{p_n}{p_i} \right). \quad (7)$$

Die a_{ij} sind damit eine Funktion aller relativen Preise, was sich analog für eine CES-Funktion zeigen lässt. Mit der Verwendung einer substitutionalen Produktionsfunktion wird also erreicht, dass die Input-Koeffizienten funktional von den relativen Preisen abhängen. Wenn nun die relativen Preise endogen modelliert sind, können mit Hilfe einer Gleichung vom Typ (7) variable Input-Koeffizienten realisiert werden.

Der Nachteil der bisherigen Spezifikation besteht darin, dass eine „starre“ Produktionsfunktion unterstellt wird, in der Eigenschaften wie z. B. der Homogenitätsgrad oder die Substitutionselastizität fest vorgegeben sind. Daher wird im Folgenden ein flexibler Translog-Ansatz vorgestellt.

3.3.2 Der Translog-Ansatz

Ein Modell zur Analyse strukturellen Wandels muss in der Lage sein, sich im Zeitablauf ändernde Substitutionsbeziehungen zwischen den sektoralen Vorleistungen abzubilden. Damit scheidet die Verwendung einer Cobb-Douglas- oder einer CES-Technologie aus, da diese starre Substitutionsbeziehungen implizieren. Angemessen ist vielmehr der Einsatz flexibler funktionaler Formen, wie z. B. der Translog-Kostenfunktion (Allen 1997).

Anstelle der Verwendung einer expliziten Produktionsfunktion werden die Unternehmensentscheidungen unter Berücksichtigung der Dualität zwischen Produktion und Kosten äquivalent über eine Minimalkostenfunktion beschrieben. Die zentrale Annahme des Translog-Ansatzes besteht darin, dass alle Produktionssektoren jeweils die Minimalkostenkombination ihrer Faktoreinsätze realisieren. Dies impliziert eine Kostenfunktion für jeden einzelnen Sektor j , die für jeden Vektor von Vorleistungs- und Primärinputpreisen die minimalen Kosten angibt, mit denen ein beliebiges Outputniveau

X_j erzeugt werden kann. Sei $\mathbf{x}_j := (X_{1j}, \dots, X_{nj}, X_{n+1,j}, \dots, X_{mj})'$ der Vektor der sektoralen Vorleistungs- und Primärinputs X_{ij} , $i=1, \dots, m$ und sei

$$X_j = f_j(x_j) \quad (8)$$

die Produktionsfunktion des Sektors $j = 1, \dots, n$. Es wird also unterstellt, dass jeder Sektor genau ein Gut produziert. Die sektorale Kostenfunktion $C_j(X_j, \mathbf{p})$ ergibt sich aus der Lösung des Kostenminimierungsproblems

$$\begin{aligned} C_j(X_j, \mathbf{p}) &= \min_{\mathbf{x}_j} \mathbf{p}' \mathbf{x}_j \\ \text{u.d.N. } X_j &= f_j(\mathbf{x}_j), \\ \mathbf{p} &\geq \mathbf{0}, \end{aligned} \quad (9)$$

wobei $\mathbf{p} := (p_1, \dots, p_n, p_{n+1}, \dots, p_m)'$ der Vektor der Vorleistungs- und Primärinputpreise ist. Das fundamentale Prinzip der Dualität im Produktionsbereich besagt, dass die Kostenfunktion eines Unternehmens alle ökonomisch relevanten Aspekte der Technologie des Unternehmens abbildet, d. h. die Produktionsfunktion (8) und die Kostenfunktion (9) lassen sich wechselseitig ineinander transformieren (Varian 1992, S. 84). Folgende Bedingungen sind für diese Dualitätsaussage hinreichend (Wolff 1992, S. 36 f.):

1. Die Produktionsmenge ist eine nicht-abnehmende Funktion der Inputvariablen, d. h. falls $x'_j \geq x_j$, dann gilt $f_j(x'_j) \geq f_j(x_j)$. Weiter gilt $f_j(0) = 0$.
2. Die Produktionsfunktion ist mindestens zweimal stetig differenzierbar.
3. Die Produktionsfunktion ist quasi-konkav in den Inputs, also $f_j[\lambda x'_j + (1-\lambda)x_j] \geq \min\{f_j(x'_j), f_j(x_j)\}$ für alle λ mit $0 \leq \lambda \leq 1$.

Es lässt sich zeigen, dass die Kostenfunktion (9) die aus einer Produktionsfunktion mit diesen Eigenschaften resultiert, die gleichen Eigenschaften mit Bezug zu den Preisen aufweist und ferner eine nicht-abnehmende, differenzierbare Funktion der Ausbringungsmenge ist (Wolff 1991, S. 37). Darüber hinaus ist die Kostenfunktion linear-homogen im Preisvektor. Hierbei sei betont, dass dies keine Eigenschaft der Produktionsfunktion ist, sondern ein direktes Ergebnis des Tatbestandes, dass die in (9) minimierte Summe $\mathbf{p}' \mathbf{x}_j$ linear-homogen bezüglich der Vorleistungspreise ist.

Es sei noch angemerkt, dass die Produktionstechnologie nicht *notwendig* quasi-konkav in den Inputmengen sein muss, damit die Kostenfunktion quasi-konkav in den Faktorpreisen ist. Die Konkavität der Kostenfunktion in den Faktorpreisen folgt bereits aus der Hypothese der Kostenminimierung, d. h. ohne der Technologie Restriktionen aufzuerlegen (Varian 1992, S. 77).

Aus diesen Überlegungen folgt, dass auf eine explizite Spezifikation der Produktionsfunktionen verzichtet werden kann, wenn stattdessen direkt die Kostenfunktionen der

Sektoren vorgegeben wird. Mit Hilfe von Shepards Lemma lassen sich die bedingten Faktornachfragen aus den Kostenfunktion ableiten:

$$X_{ij}(X_j, \mathbf{p}) = \frac{\partial C_j(X_j, \mathbf{p})}{\partial p_i}, \quad i = 1, \dots, m. \quad (10)$$

Dies ist ein einfacher Weg, um die sektoralen Faktornachfragen aus einer Kostenfunktion abzuleiten. Die Herleitung der Faktornachfragen auf Basis einer Produktionsfunktion setzt hingegen voraus, dass das System der Bedingungen erster Ordnung nach den Faktormengen aufgelöst wird, was bei komplexen Produktionsfunktionen mit einem wesentlich höheren Aufwand verbunden ist als die Ableitung der Nachfragemengen aus der Kostenfunktion.

Somit ist mit der Wahl einer hinreichend flexiblen Kostenfunktion eine adäquate Beschreibung der Produktionsverhältnisse möglich. In der Literatur wird häufig die Translog-Kostenfunktion vorgeschlagen (z. B. Wolff 1992, S. 38 und Frohn 1989, S. 58). Diese lautet in logarithmierter Form:

$$\begin{aligned} \ln C_j = & \alpha_j^0 + \sum_{i=1}^m \alpha_i^j \ln p_i + \xi^j \ln X_j + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^m \beta_{ik}^j \ln p_i \ln p_k \\ & + \sum_{i=1}^m \gamma_i^j \ln p_i \ln X_j + r^j (\ln X_j)^2. \end{aligned} \quad (11)$$

Diese Funktion kann als lokale Approximation zweiter Ordnung an eine beliebige neoklassische Kostenfunktion interpretiert werden. Anhand der Schätzergebnisse lässt sich überprüfen, ob die gefundene Translog-Kostenfunktion die oben genannten Bedingungen einer neoklassischen Kostenfunktion erfüllt. Die Verwendung der Translog-Kostenfunktion ist also in keiner Weise willkürlich. Weiter ist nützlich, dass die geschätzten Koeffizienten als Preiselastizitäten der sektoralen Kosten interpretiert werden können. Mit Hilfe von Shepards Lemma lässt sich zeigen, dass die Elastizitäten für jede Inputvariable den Anteil der auf sie entfallenden Faktorkosten an den Gesamtkosten, also gerade die Inputkoeffizienten a_{ij} , widerspiegeln:

$$\frac{\partial \ln C_j}{\partial \ln p_i} = \frac{p_i X_{ij}(X_j, \mathbf{p})}{C_j} =: a_{ij}, \quad i = 1, \dots, m. \quad (12)$$

Für die Translog-Kostenfunktion ergibt sich konkret

$$a_{ij} = \alpha_i^j + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m \beta_{ik}^j \ln p_k + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m \beta_{ki}^j \ln p_k + \gamma_i^j \ln X_j, \quad i = 1, \dots, m. \quad (13)$$

Diese Gleichungen können zusätzlich zur Schätzung der unbekannt Parameter der Translog-Funktion (11) herangezogen werden.

Weiter lässt sich die Anzahl der unabhängig zu schätzenden Parameter in (9) stark verringern, indem mehrere Restriktionen auferlegt werden. Hier ist zunächst die Eigen-

schaft der Linearhomogenität der Kostenfunktion in den Vorleistungspreisen zu nennen. Hinreichende Bedingungen für diese Eigenschaft in (11) sind:

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i^j = 1, \quad \sum_{i=1}^n \beta_{ik}^j = 0, \quad k = 1, \dots, m, \quad \sum_{i=1}^n \gamma_i^j = 0. \quad (14)$$

Weiter geht aus (11) hervor, dass jeweils Paare von Parametern β_{ik}^j und β_{ki}^j zu den selben Variablen $\ln p_i \ln p_k = \ln p_k \ln p_i$ gehören. Deshalb kann man o. B. d. A. von

$$\beta_{ik}^j = \beta_{ki}^j, \quad i, k = 1, \dots, m \quad (15)$$

ausgehen.

Unter Anwendung dieser Annahmen ist weiterhin gesichert, dass sich die Kostenanteile zu eins addieren (Wolff 1992, S. 41). Gleichung (13) vereinfacht sich zu

$$a_{ij} = \alpha_i^j + \sum_{k=1}^n \beta_{ik}^j \ln p_k + \gamma_i^j \ln X_j, \quad i = 1, \dots, m. \quad (16)$$

Aus der genannten Adding-Up-Bedingung folgt auch, dass eine der Gleichungen (16) residual aus den a-priori-Restriktionen (14) und (15) gewonnen werden kann. Bei einer empirischen Schätzung muss eine Gleichung eliminiert werden, da die Residuen sich ebenfalls exakt zu null addieren und die Residuen somit linear abhängig sind. Die Kovarianzmatrix der Residuen ist damit stationär, sodass eine Schätzung der Parameter nicht möglich ist. Analog zu Wolff (1992, S. 42) wird im Folgenden so vorgegangen, dass jeweils die Kostenanteilsleichung eines Sektors eliminiert wird, die die selbst erstellten Vorleistungen des Sektors beschreibt. Die Koeffizienten dieser Gleichung ergeben sich mit Hilfe von (14) und (15) als

$$\begin{aligned} \alpha_j^j &= 1 - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \alpha_i^j, & \beta_{jk}^j &= - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \beta_{ik}^j = - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \beta_{ki}^j = \beta_{kj}^j, \\ \gamma_j^j &= - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \gamma_i^j, & \beta_{ik}^j &= \beta_{ki}^j, \quad i, k = 1, \dots, m. \end{aligned} \quad (17)$$

Die verbleibenden Anteilsleichungen ergeben sich als

$$a_{ij} = \alpha_i^j + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n \beta_{ik}^j (\ln p_k - \ln p_j) + \gamma_i^j \ln X_j, \quad i = 1, \dots, m, \quad i \neq j. \quad (18)$$

Die Translog-Kostenfunktion (11) sowie (17) und (18) bilden den Kern der Beschreibung der sektoralen Vorleistungsverflechtung.

3.3.3 Dynamisierung des Translog-Ansatzes

Das im letzten Abschnitt eingeführte Translog-Modell ist statisch und vernachlässigt damit dynamische Effekte auf der Angebotsseite. Diese Schwäche soll mit zwei nahe-liegenden Modellerweiterungen beseitigt werden. Dies ist zum einen die Einführung von faktorvermehrenden technischen Fortschritt. Zum anderen impliziert die Statik des Modells eine sofortige Anpassung der Produktionsverfahren an die jeweiligen Vorleis-tungspreisverhältnisse. In der Realität werden diese Anpassungen mit mehr oder weni-ger großen Zeitverzögerungen stattfinden. Daher ist das Modell um einen geeigneten Anpassungsmechanismus zu erweitern.

Der technische Fortschritt lässt sich einführen, indem jede Faktoreinsatzmenge in der Produktionsfunktion mit einem Effizienzfaktor gewichtet wird, der die Form

$$E_{ij}(t) = e^{\lambda_{ij}t}, \lambda_{ij} = konst. > 0, \quad i = 1, \dots, m \quad (19)$$

annimmt (Wolff 1992, S. 43 ff.). Übertragen auf die Kostenfunktion ergibt sich

$$\begin{aligned} & C_j(X_j, e^{-\lambda_{1j}t} p_1, \dots, e^{-\lambda_{mj}t} p_m) \\ &= \min_{X_{1j}^*, \dots, X_{mj}^*} \left\{ \sum_{i=1}^m e^{-\lambda_{ij}t} p_i X_{ij}^* \mid Q_j(X_j, X_{1j}^*, \dots, X_{mj}^*) = 1 \right\} \end{aligned} \quad (20)$$

mit $X_{ij}^* := e^{\lambda_{ij}t} X_{ij}$ und

$$Q_j(X_j, X_{1j}, \dots, X_{mj}) := X_j / f_j(X_{1j}, \dots, X_{mj}) = 1. \quad (21)$$

Faktorvermehrender technischer Fortschritt wirkt in der Kostenfunktion also wie eine Verringerung der Vorleistungspreise mit den zu schätzenden Raten λ_{ij} . Im Ergebnis werden die Ausdrücke $\ln p_i$ in der Translog-Kostenfunktion (9) nun durch $\ln[\exp(-\lambda_{ij}t) p_i] = \ln p_i - \lambda_{ij}t$, $i = 1, \dots, m$ ersetzt.

Bisher ist der technische Fortschritt autonom angelegt. Eine Endogenisierung ist bei-spielsweise möglich, indem anstelle der Zeit t die Kapitalintensität K/L jedes Sektors verwendet wird. Die Idee dahinter ist, dass der technische Fortschritt qualitativ und quantitativ im Maschinenpark verkörpert ist, mit dem die Arbeitskräfte ausgestattet sind (Wolff 1992, S. 44).

In einem zweiten Schritt wird das Translog-Modell um einen Mechanismus erweitert, der eine allmähliche Anpassung an neue Preisverhältnisse ermöglicht. Die Hypothese der partiellen Anpassung bietet einen einfachen Ansatz zur Integration eines Anpas-sungsmechanismus in das Translog-Modell. Sie besagt bezüglich einer beliebigen Vari-able x , dass deren zeitliche Änderung, $\Delta x := x - x_{-1}$ zur Differenz zwischen einem gegebenen Optimalwert x^* und dem Vorperiodenwert x_{-1} proportional ist, also

$$\Delta x = \theta(x^* - x_{-1}), \quad \theta = konst., 0 < \theta < 1. \quad (22)$$

Je näher der Parameter θ bei eins liegt, desto schneller erfolgt die Anpassung. Übertragen auf die Inputkoeffizienten ergibt sich

$$\Delta a_{ij} = \sum_{l=1}^m \theta_{il}^j (a_{ij}^* - a_{ij,-1}), \quad i = 1, \dots, m, \quad (23)$$

wobei θ_{il}^j ($i, l = 1, \dots, m$) die sektoralen Anpassungskoeffizienten sind. Die Grundhypothese der partiellen Anpassung wird dabei insofern erweitert, dass die Änderung eines beliebigen Inputkoeffizienten nicht nur von der eigenen Abweichung vom Optimalwert bestimmt wird, sondern auch von der Abweichung aller anderen Inputkoeffizienten von ihren jeweiligen Optimalwerten.

Wenn man weiter berücksichtigt, dass sowohl die Summe der optimalen Inputkoeffizienten a_{ij}^* als auch die Summe der Inputkoeffizienten der Vorperiode jeweils Eins ergibt, folgt, dass für die Summe der Differenzen $\sum_{l=1}^m a_{ij}^* - a_{ij,-1} = 0$ gilt. Somit können im Rahmen einer Regressionsrechnung zur Schätzung der θ_{il}^j ($i, l = 1, \dots, m$) nur die Differenzen $\theta_{il}^j - \theta_{ij}^j$ identifiziert werden (Wolff 1992, S. 47). In einem letzten Schritt werden die Optimalwerte a_{ij}^* substituiert. Hier liegt es nahe, die a_{ij}^* als die kostenminimalen Inputkoeffizienten aus Gleichung (18) zu interpretieren.

3.3.4 Zusätzliche Annahmen zur Produktionstechnologie

Zunächst wurde versucht, in der Schätzung der sektoralen Translog-Modelle sowohl die Vorleistungs- als auch die Primärinputs zu berücksichtigen. Es zeigte sich jedoch, dass die Primärinputanteile der sektoralen Kosten nicht hinreichend genau abgebildet werden konnten.

Daher werden in Anlehnung an Wolff (1992, S. 10 f.) folgende zusätzliche Annahmen getroffen:

1. In jedem Sektor kann jeder Vorleistungsinpud durch jeden anderen heimischen oder importierten Vorleistungsinpud technisch substituiert werden.
2. Kein Vorleistungsinpud kann durch einen Primärinpud substituiert werden und umgekehrt.
3. In keinem Sektor wird die Produktion durch Primärinpuds beschränkt.

Die Annahmen 1. und 2. implizieren eine sektorale Produktionsfunktion der Form $Y = \min\{f(\mathbf{x}^l), g(\mathbf{x}^P)\}$. Dabei ist \mathbf{x}^l der Vektor der Vorleistungs- und \mathbf{x}^P der Vektor der Primärinputs. Weiter ist Y der sektorale Output und $f(x^l)$ die substitutionale Produktionsfunktion der Vorleistungsinputs. Über die Produktionsfunktion der Primärinputs, $g(x^P)$ müssen keine weiteren Annahmen getroffen werden, da Annahme 3. $f(\mathbf{x}^l) \leq g(\mathbf{x}^P)$ impliziert. Mit anderen Worten wird angenommen, dass die sektorale Produktion nur durch die Vorleistungsinputs beschränkt wird. Daher werden auch in den

dualen Translog-Kostenfunktionen nur die Vorleistungsinputs berücksichtigt. Die Bruttoeinkommen der Primärintputs können jedoch residual bestimmt werden, sodass auf deren Grundlage die sektorale Beschäftigungsnachfrage ermittelt werden kann.

3.4 Die Endnachfrage

Das gesamte im Inland produzierte und importierte Güteraufkommen wird im Modell in Abhängigkeit von der Endnachfrage bestimmt. Zur Endnachfrage zählen alle Güter, die nicht als Vorleistungen für die inländische Produktion verwendet werden. Dies sind der private Verbrauch im Inland, der Staatsverbrauch, die privaten Ausrüstungs- und Bauinvestitionen, die Vorratsinvestitionen und die Exporte. Die Endnachfrage wird entsprechend der Disaggregation der Vorleistungssektoren ebenfalls auf 14 Sektoren verteilt.

Die direkten Nachfrage-Effekte einer Steigerung des Anteils alternativer Energie am Gesamtenergieaufkommen lassen sich mit dem Modell ermitteln, indem die notwendigen Investitionen außerhalb des Modells abgeschätzt werden und die Endnachfrage dementsprechend exogen angepasst wird. Die indirekten Effekte ergeben sich hingegen modellendogen.

3.4.1 Privater Verbrauch

Die sektorale Konsumgüternachfrage stellt die bei weitem größte Komponente der Endnachfrage dar, sodass der Abbildung der Konsumgüterströme besondere Bedeutung zukommt. Die modellendogene Erklärung des privaten Verbrauchs erfolgt in zwei Stufen. In der ersten Stufe wird der gesamte private reale Konsum im Inland erklärt. Dieses Aggregat wird in der zweiten Stufe mit Hilfe eines Nachfragesystems auf die Gütergruppen der Input-Output-Rechnung aufgeteilt. Sowohl der gesamtwirtschaftliche Konsum als auch die Konsumgüterstruktur werden in Abhängigkeit vom verfügbaren Einkommen und der Preisstruktur modelliert, sodass sich die Auswirkungen der indirekten Effekte einer umweltpolitischen Maßnahme auf Konsumniveau und -struktur analysieren lassen.

Da im Nachfragesystem nur die *Aufteilung* der Konsumaufgaben auf die Gütergruppen erklärt wird, muss der aggregierte private Verbrauch separat ermittelt werden. Mit Hilfe der Anteile aus dem Nachfragesystem und dem Konsumaggregat lassen sich letztlich auch die Niveaus der Konsumausgaben für die einzelnen Gütergruppen ermitteln.

Die makroökonomische Konsumfunktion: Häufig wird ein proportionaler Zusammenhang zwischen dem realen Konsum und dem realen verfügbaren Einkommen der Haushalte unterstellt. Diese Annahme ist jedoch speziell für Deutschland problematisch, da ein leichter Anstieg der Konsumquote seit Beginn der 80er Jahre beobachtbar ist (Deutsche Bundesbank 2000, S. 30). Hinzu kommt, dass die Verknüpfung des realen Konsums mit dem realen verfügbaren Einkommen nicht mit der langfristigen Gleichgewichtslösung, dem Steady-State, des Modells vereinbar ist. Im Steady-State werden

das nominale verfügbare Einkommen und das nominale Bruttoinlandsprodukt mit der gleichen Rate wachsen. Da im Modell der Preisdeflator des privaten Konsums aufgrund der Import- und Exportpreisentwicklung im Allgemeinen nicht proportional zum Preisdeflator des BIP ist, folgt, dass das reale verfügbare Einkommen nicht proportional zum realen BIP ist. Da der reale Konsum die größte Komponente des BIP ist, würde eine langfristige Anknüpfung des Konsums an das verfügbare Einkommen somit zu einer instabilen Steady-State-Lösung führen. Daher wird eine Fehlerkorrekturgleichung spezifiziert, die sicherstellt, dass der reale private Konsum langfristig zum realen BIP proportional ist.

Die Spezifikation der aggregierten Konsumfunktion lautet somit:

$$\Delta \ln C_t = \alpha_0 + \alpha_1 \Delta \ln(Y_t^v) + \alpha_2 \Delta \ln(C_{t-1}) + \alpha_3 (RL - P^c) + \alpha_4 \ln\left(\frac{C_{t-1}}{BIP_{t-1}}\right). \quad (24)$$

Dabei ist C der reale Konsum, Y^v das reale verfügbare Einkommen und BIP das reale Bruttoinlandsprodukt. Weiter sind RL der langfristige Zins und P^c die erwartete Inflationsrate des Konsums. Mit der Aufnahme des Terms $(RL - P^c)$ wird versucht, die Auswirkung von Zinsänderungen und den daraus resultierenden Neubewertungen von Vermögenstiteln auf das Konsumverhalten zu berücksichtigen.

Die Konsumstruktur nach Gütergruppen: Nun kann das gesamtwirtschaftliche Konsumaggregat aus der Gleichung (24) auf die Gütergruppen verteilt werden. Frohn (1989, S. 16) weist darauf hin, dass eine Verteilung auf die Gütergruppen problematisch ist, da das typische Konsumkalkül eines Haushaltes sich nicht auf die Gütergruppen der Input-Output-Rechnung, sondern auf Verwendungszwecke bezieht. Die Aufteilung des Konsumaggregats auf Verwendungszwecke stelle somit eine aus Sicht der nutzenmaximierenden Haushalte realistischere Kategorisierung der Güter dar als die Kategorisierung nach Gütergruppen.

Frohns Vorgehensweise wirft jedoch das Problem auf, dass die Konsumausgaben für die Verwendungszwecke A_1, \dots, A_k in einem weiteren Schritt auf die Konsumausgaben C_1, \dots, C_n nach Gütergruppen überführt werden müssen. Dazu ist eine Konversionsmatrix Γ notwendig. Formal lässt sich die Überführung wie folgt darstellen:

$$\begin{bmatrix} C_1 \\ \vdots \\ C_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_{11} & \dots & \gamma_{1k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \gamma_{n1} & \dots & \gamma_{nk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_1 \\ \vdots \\ A_n \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$\text{mit } \sum_{i=1}^n \gamma_{ij} = 1, \quad j = 1, \dots, k.$$

Da solche Konversionsmatrizen nur äußerst selten erhoben werden, muss Frohn annehmen, dass die Matrix Γ im Zeitablauf konstant bleibt. Diese Annahme dürfte empirisch

kaum erfüllt sein. Aus diesem Grund werden die Konsumanteile im Modell des IWH direkt auf Ebene der Gütergruppen erklärt, was zumindest als Approximation akzeptabel erscheint und in anderen Modellen bereits mit Erfolg umgesetzt worden ist (Frohn 1989, S. 16).

In der Literatur finden sich verschiedene Ansätze, die eine Aufteilung des Konsumaggregats auf die Gütergruppen ermöglichen. Für das Modell wurden zwei Ansätze in Erwägung gezogen: das „Almost Ideal Demand System“ (AIDS), das auf Deaton und Muellbauer (1980) zurückgeht sowie das Lineare Ausgabensystem (LES) (Hansen 1993, S. 287 ff.). Das AIDS hat gegenüber dem LES den Vorteil, dass den Nachfragegleichungen weniger a-priori Restriktionen auferlegt werden und dass es linear in den Parametern und somit leichter schätzbar ist. Das AIDS wurde um Strukturbruch-Dummies und Dynamik erweitert und geschätzt. Dabei wurde zwar eine befriedigende Anpassung an die Daten erzielt, jedoch traten Konvergenzprobleme bei der dynamischen Lösung des Gesamtmodells auf.

Alternativ wurde ein LES geschätzt, das von sektoralen Konsumfunktionen der Form

$$C_i = \gamma_i + \frac{\beta_i}{p_i} \left(C^n - \sum_{j=1}^n p_j \gamma_j \right), \quad \gamma_i, \beta_i > 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (26)$$

ausgeht. Dabei bezeichnen C_1, \dots, C_n die sektoralen realen Konsumnachfragen, $C^n = \sum_{i=1}^n C_i$ bezeichnet die aggregierten nominalen Konsumausgaben und p_i sind die Preise der Konsumgüter. Die Koeffizienten $\gamma_i, \beta_i > 0$ sind zu schätzen. Um sicherzustellen, dass die Konsumströme $p_i C_i$ sich zur Budgetsumme C^n addieren, muss die adding-up Bedingung $\sum_{i=1}^n \beta_i = 1$ erfüllt sein. Dies wird erreicht, indem nur $n-1$ Nachfragegleichungen simultan mit dem SUR-Verfahren geschätzt werden. Die Terme $p_i \gamma_i$ können als Subsistenzausgaben für das Gut i interpretiert werden. Das über die Subsistenzausgaben hinausgehende Einkommen $y - \sum_{i=1}^n \gamma_i p_i$ wird dann gemäß der Koeffizienten β_i proportional auf die einzelnen Güter verteilt.

Das LES wurde ebenfalls um Strukturbruchdummies und Dynamik erweitert. Im Gegensatz zur Verwendung des AIDS treten mit dem LES keine Konvergenzprobleme bei der dynamischen Lösung des Gesamtmodells auf.

3.4.2 Investitionen

Aus den Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamtes lassen sich die Brutto-Ausrüstungsinvestitionen, die Brutto-Bauinvestitionen sowie die Vorratsinvestitionen entnehmen. Im Folgenden wird der Ansatz zur sektoralen Schätzung dieser drei Komponenten beschrieben.

Erklärung der Brutto-Anlageinvestitionen: Die Komponenten der Brutto-Anlageinvestitionen, also die Brutto-Ausrüstungs- und -Bauinvestitionen, werden mit einem ein-

heitlichen Ansatz erklärt. Um die ökonomischen Effekte der Investitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien (im Folgenden RE-Investitionen) bestimmen zu können, müssen diese zunächst aus den Brutto-Anlageinvestitionen herausgerechnet werden. Anschließend lassen sich die RE-Investitionen im Modell als Instrumentvariable verwenden. Zu erklären sind somit Bruttoinvestitionen exklusive RE-Investitionen I^b .

Zunächst wurde versucht, einen Ansatz der Form (Hentrich, Komar und Wiemers 2002, S. 35 f.)

$$I_i^b = a_{i0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n b_{ij} \left[\frac{p_j}{p_i} + h_i \Delta \left(\frac{p_j}{p_i} \right) \right] + a_{i1} (Y + h_i \Delta Y) + (1 - \Theta_i) I_{i,-1}^b + v_i$$

zu implementieren, wobei p_i den Investitionsgüterpreis des Sektors i , Y das Bruttoinlandsprodukt und v_i den Störterm der Gleichung bezeichnen. Die verbleibenden Größen sind zu schätzende Parameter. Mit diesem Ansatz konnten jedoch keine befriedigenden Schätzergebnisse gewonnen werden, was insbesondere dem hohen Grad der Kollinearität zwischen den Investitionsgüterpreisen geschuldet sein dürfte.

Alternativ wurde daher der folgende Fehlerkorrekturansatz in Erwägung gezogen:

$$\begin{aligned} \Delta \ln(I_i^b) &= b_{i0} + b_{i1} \Delta \ln(Y) + b_{i2} \Delta(r - \pi^*) + b_{i3} \Delta \ln(I_{i,-1}^b) + b_{i4} u_i, \quad \text{mit} \\ u_i &= \ln(I_i^b) - a_{i1} \ln(Y) - a_{i2} (r - \pi^*). \end{aligned} \quad (27)$$

Dabei bezeichnet r den langfristigen Nominalzins und π^* die Inflationserwartungen. Mit diesem Ansatz konnten für die einzelnen Sektoren befriedigende Ergebnisse erzielt werden.

Erklärung der Vorratsveränderung: Insbesondere im Rahmen einer kurzfristigen Analyse sollte den Lagerinvestitionen besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden, denn in Deutschland machen die Lagerinvestitionen gelegentlich mehr als die Hälfte der Änderung des Bruttoinlandsproduktes pro Quartal aus. Damit üben sie einen gewichtigen Einfluss auf die jeweilige Konjunktur aus und werden ihrerseits von der Konjunktur nachhaltig beeinflusst.

Es ist nicht weiter verwunderlich, dass Ansätze zur Lagerinvestition vor allem auf der Ebene von konjunkturellen Quartalsmodellen formuliert worden sind. Auf Jahresebene sind diese Studien jedoch nur noch von eingeschränkter Bedeutung. In den Input-Output-Tabellen der Statistischen Bundesbank machen die Lagerinvestitionen durchschnittlich ca. 1% vom Bruttoinlandsprodukt aus. Außerdem sind die entscheidenden erklärenden Größen, die Lagerbestandsgrößen und die Auftragseingänge, gar nicht oder nicht in hinreichender Länge in den Input-Output-Tabellen verfügbar.

Daher wird von der einfachen Hypothese ausgegangen, dass die Lagerinvestitionen positiv von der erwarteten sektoralen Nachfrage Y_{it}^* abhängen. Dies soll widerspiegeln,

dass Lagerhaltung hauptsächlich dazu dient, die Anpassung der Angebotsmengen an die Nachfragebedingungen zu verbessern. Formal wird also angenommen:

$$L_{it} = \tilde{a}_{i0} + \tilde{a}_{i1}Y_{it}^* + u_{it}, \quad \tilde{a}_{i0} \geq 0, \tilde{a}_{i1} > 0, \quad (28)$$

wobei L_i die Lagerhaltung des Sektors i bezeichnet. Bezüglich des erwarteten Nachfrageniveaus werden adaptive Erwartungen unterstellt. Daraus folgt eine Gleichung zur Erklärung der Lagerinvestitionen, die als Änderung der Lagerbestände definiert sind, also $I_{it}^L := \Delta L_{it}$:

$$I_{it}^L = a_{i1}\Delta Y_{it} + a_{i2}I_{i,t-1}^L + \varepsilon_{it}. \quad (29)$$

Die bisherige Gleichung erfasst implizit jedoch nur *geplante* Lagerbestandsveränderungen. Ein wichtiger Teil der Lagerbestandsveränderungen dürfte jedoch *ungeplant* sein. Dieser ungeplante Teil sollte daher nicht einfach über die Residuen abgebildet werden, sondern explizit spezifiziert werden. Im einfachsten Fall lassen sich die ungeplanten Vorratsinvestitionen als lineare Funktion des realisierten Nachfragevolumens Y_{it} und seiner zeitlichen Veränderung ΔY_{it} modellieren. Im Hinblick auf (28) bedeutet dies, dass lediglich noch Y_{it} und ein autonomer Term als Regressor aufgenommen werden muss:

$$I_{it}^L = \delta_{i0} + \delta_{i1}Y_{it} + \delta_{i2}\Delta Y_{it} + \delta_{i3}I_{i,t-1}^L + \varepsilon_{it}. \quad (30)$$

3.4.3 Importe

In den Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamtes werden die Wareneinfuhren, die als Vorleistungsinputs dienen, den Produktionssektoren zugeteilt, die die gleichen oder ähnliche Güter herstellen. Daher enthalten die sektoralen Vorleistungslieferungen und die Beiträge der Sektoren zur Befriedigung der Endnachfrage nicht nur die heimische Produktion, sondern auch verteilte Importe. Die gesamten Importe werden als primäre Inputs der jeweils zugehörigen Produktionssektoren ausgewiesen, um den Ausgleich von Tabellenzeilen- und -spaltensummen zu gewährleisten. Der Staat importiert nicht, da die Leistungen ausländischer Gebietskörperschaften und Sozialversicherungen nicht gehandelt werden.

Aus diesen Überlegungen folgt, dass die Wareneinfuhr Im_{it} eines Sektors i in der Periode t einen bestimmten Anteil der gesamten sektoralen Verwendung Y_{it} dieser Periode ausmacht. Dieser Anteil dürfte im Zeitablauf variieren, da sich sowohl das Ausmaß als auch die Struktur der internationalen Arbeitsteilung verändern. Neben diesem Nachfrageeffekt wird häufig noch ein Preiseffekt unterstellt, da das importierte Gut im Allgemeinen mit der inländischen Produktion des gleichen Sektors in einer Substitutionsbeziehung steht. Bei einem Rückgang der (wechsellkursbereinigten) Importpreise bei konstanten oder steigenden Inlandspreisen ist mit einer vermehrten Einfuhr der konkurrierenden Waren aus dem Ausland zu rechnen. Bei den Vorleistungsimporten ist somit die Preisrelation vom jeweiligen Vorleistungspreis zum Importpreis relevant, P_{it}^V/P_{it}^M , wäh-

rend bei den Endnachfrageimporten die Relation vom Konsum- bzw. Importpreis zum Importpreis berücksichtigt werden muss, also P_{it}^C/P_{it}^M und P_{it}^I/P_{it}^M (Rettig 1982, S. 27 ff.; Wolff 1992, S. 193 ff.).

Eine weitere Erklärungsgröße der sektoralen Importe ergibt sich aus der Überlegung, dass in Boomperioden die Verfügbarkeit heimischer Güter eingeschränkt sein kann, weil sich die Lieferfristen der Produzenten verlängern. In dieser Situation dürften Konsumenten und Produzenten verstärkt auf konkurrierende ausländische Produkte ausweichen. Dies kann durch die Einbeziehung der Kapazitätsauslastung V_t berücksichtigt werden (Hansen und Westphal 1983, S. 230).

Nach Logarithmierung der jeweiligen Größen ergibt sich die folgende langfristige Verhaltensgleichung für den Import:

$$\ln Im_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 \ln Y_{it} + \alpha_2 \ln \left(\frac{P_{it}^V}{P_{it}^M} \right) + \alpha_3 \ln \left(\frac{P_{it}^C}{P_{it}^M} \right) + \alpha_4 \ln \left(\frac{P_{it}^I}{P_{it}^M} \right) + \alpha_5 \ln V_t + u_{it}, \quad (31)$$

wobei u_{it} eine $N(0, \sigma_{u_i}^2 I)$ -verteilte Störgröße ist. Sofern eine Kointegrationsbeziehung zwischen Im_i und den Größen auf der rechten Seite von Gleichung (31) gefunden werden kann, ist eine Dynamisierung des Ansatzes mit dem folgenden Fehlerkorrekturmodell möglich:

$$\Delta \ln Im_{it} = \sum_{j=1}^l \beta_{ij} \Delta Im_{i,t-j} + \sum_{k=0}^m \beta_{2ik} \Delta \mathbf{X}_{t-k} + \beta_3 u_{i,t-1}, \quad (32)$$

$$\mathbf{X}_t := \left(\frac{P_{it}^V}{P_{it}^M}, \frac{P_{it}^C}{P_{it}^M}, \frac{P_{it}^I}{P_{it}^M}, V_t \right)', \quad i = 1, \dots, n.$$

Das langfristige Gleichgewicht wird durch den Fehlerkorrekturterm u_i beschrieben. Der Anpassungsprozess an dieses Gleichgewicht ist stabil, wenn der Parameter β_3 ein negatives Vorzeichen hat. Dieser Koeffizient misst, welcher Anteil der Abweichung vom Gleichgewicht in der laufenden Periode abgebaut wird. Die Parameter β_{ij} und β_{2ik} bestimmen die kurzfristige Dynamik der Importe.

3.4.4 Exporte

Die Exportmöglichkeiten der einzelnen Sektoren hängen im Wesentlichen von der Nachfrageentwicklung im Ausland und von der Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Sektoren ab, die mit den sektoralen terms of trade gemessen werden. Das Ausland wird dabei zu einem homogenen Sektor konsolidiert. Aus diesem Grund müssen zwei Indikatoren konstruiert werden, die jeweils das aggregierte Niveau der ökonomischen Aktivitäten und der Preisentwicklung im Ausland abbilden (Rettig 1982, S. 31).

Einen Indikator der ökonomischen Aktivitäten im Ausland wird erstellt, indem zunächst die realen Bruttoinlandsprodukte Y_{jt}^I ausgewählter Länder $j = 1, \dots, m$ mit den Wech-

selkursen w_{jt^*} eines Basisjahres t^* in Euro-Beträge umgerechnet werden (Wolff 1992, S. 211 f.):

$$Y_{t,t^*}^{r,Ausl.} := \sum_{j=1}^m w_{jt^*} Y_{jt}^r. \quad (33)$$

Die Wechselkurse haben die Dimension Inlandswährung r^* /Auslandswährung jt^* . Den zugehörigen Preisindex erhält man, indem zunächst analog zu (33) ein Indikator für das nominale Bruttoinlandsprodukt des Auslands konstruiert wird:

$$Y_t^{n,Ausl.} := \sum_{j=1}^m w_{jt} Y_{jt}^n, \quad (34)$$

wobei Y_{jt}^n das nominale Bruttoinlandsprodukt und w_{jt} den laufenden Wechselkurs des Landes i bezeichnet. Division der Gleichung (34) mit Gleichung (33) führt schließlich zum gesuchten Preisindex des Auslands:

$$P_{t,t^*}^{Ausl.} := \frac{Y_t^{n,Ausl.}}{Y_{t,t^*}^{r,Ausl.}}. \quad (35)$$

Nun lässt sich eine Langfristbeziehung für die sektoralen realen Exporte Ex_{it} spezifizieren:

$$\ln Ex_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 \ln Y_{t,t^*}^{r,Ausl.} + \alpha_2 \ln \left(\frac{P_{t,t^*}^{Ausl.}}{P_t} \right) + u_{it}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (36)$$

wobei u_{it} wiederum eine $N(0, \sigma_{u_i}^2 I)$ -verteilte Störgröße ist. Analog zum Vorgehen bei der Importgleichung lässt sich ein dynamisches Fehlerkorrekturmodell spezifizieren, sofern eine Kointegrationsbeziehung zwischen Ex_i und den Größen auf der rechten Seite von Gleichung (36) gefunden werden kann:

$$\begin{aligned} \Delta \ln Ex_{it} &= \sum_{j=1}^l \beta_{1ij} \Delta \ln Ex_{i,t-j} + \sum_{k=0}^m \beta_{2ik} \Delta \ln \mathbf{X}_{t-k} + \beta_3 u_{i,t-1}, \\ \mathbf{X}_t &:= \left(Y_{t,t^*}^{r,Ausl.}, \frac{P_{t,t^*}^{Ausl.}}{P_t} \right)', \quad i = 1, \dots, n. \end{aligned} \quad (37)$$

3.5 Das Preismodell

Die theoretische Basis zur Beschreibung der sektoralen Preisbildung ist ein Modell eines gewinnmaximierenden repräsentativen Unternehmens, das seinen Output auf einem gegebenen Absatzmarkt anbietet. Das Unternehmen sieht sich einer durchgehend fallenden Preis-Absatz-Kurve gegenüber. Ähnliche Überlegungen liegen z. B. den Preisgleichungen im SYSIFO-Modell von Hansen und Westphal (1983) und den Preisgleichungen im Modell von Wolff (1992) zugrunde.

Die Lage der Preis-Absatz-Kurve sei vom Einkommen der Nachfrager auf dem Markt und vom Preis der ausländischen Konkurrenzanbieter abhängig. Damit arbeitet der Anbieter unter den Bedingungen eines Preisduopols. Die Preis-Absatz-Funktion hat die allgemeine Form

$$p_I = f(x_I, y, p_A), \quad \frac{\partial f}{\partial x_I} < 0, \frac{\partial f}{\partial y}, \frac{\partial f}{\partial p_A} > 0. \quad (38)$$

Dabei bezeichnen x_I die abgesetzte Menge des inländischen Produzenten und p_I den erzielten Marktpreis. Weiter ist y das nachfrageseitig verfügbare Einkommen und p_A ist der Absatzpreis der ausländischen Konkurrenz am Markt. Weiter sei die stetig differenzierbare Kostenfunktion durch

$$C = h(x_I, q_V, q_L), \quad \frac{\partial h}{\partial x_I}, \frac{\partial h}{\partial q_V}, \frac{\partial h}{\partial q_L} > 0 \quad (39)$$

gegeben. Dabei sind q_V und q_L die Preisindizes für Materialien und Vorleistungen. Daraus ergibt sich die zu maximierende Gewinnfunktion:

$$G(x_I, y, p_A, q_V, q_L) := f(x_I, y, p_A)x_I - h(x_I, q_V, q_L). \quad (40)$$

Zur Vereinfachung wird angenommen, dass eine innere Lösung existiert. Weiter wird unterstellt, dass der Gewinn für einen Verbleib am Markt ausreichend ist. Die Bedingung erster Ordnung bezüglich x_I lautet folglich:

$$\frac{\partial G}{\partial x_I} = \frac{\partial f}{\partial x_I} x_I + p_I - \frac{\partial h}{\partial x_I} = 0. \quad (41)$$

Mit Hilfe von (38) und der Definition der Mengenelelastizität

$$\eta_{p_I x_I} := (\partial f / \partial x_I) / (x_I / p_I) (\leq 0) \quad (42)$$

kann (41) in

$$p_I (1 + \eta_{p_I x_I}) = \frac{\partial h}{\partial x_I} \quad (43)$$

überführt werden. Weiter wird angenommen, dass die Elastizität $\eta_{p_I x_I}$ weder von der Absatzmenge noch vom Einkommen abhängt. Dies ist erfüllt, wenn die Nachfragefunktion in der Form $f_1(y) x_I^{f_2(p_A)}$ geschrieben werden kann, sodass $\eta_{p_I x_I} = f_2(p_A)$ mit $f_2(p_A), f_2'(p_A) < 0$. Da $\partial h / \partial x_I > 0$, ist (43) nur dann mit einem positiven Marktpreis zu vereinbaren, wenn $\eta_{p_I x_I} > -1$ ist. Aus (43) folgt damit

$$p_I = \mu(p_A) \frac{\partial h}{\partial x_I}, \quad (44)$$

mit

$$\mu(p_A) := \frac{1}{1 + \eta_{p_I x_I}} > 1.$$

Der gewinnmaximale Preis wird folglich mit Hilfe eines Aufschlags auf die Grenzkosten der Produktion, dem Mark-up gebildet. Es ist weiter vernünftig anzunehmen, dass dieser Aufschlag von der jeweiligen Konjunktur und vom Geldvermögen abhängt:

$$p_I = \tilde{\mu}(p_A, V, M) \frac{\partial h}{\partial x_I}, \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial V}, \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial M} > 0. \quad (45)$$

Dabei bezeichnet V einen Konjunkturindikator und M die umlaufende Geldmenge. Wird weiter eine linear-homogene Produktionsfunktion unterstellt, folgt daraus, dass die Grenzkosten $\partial h / \partial x_I$ lediglich von den Faktorpreisen q_V und q_L abhängen:

$$p_I = m(p_A, V, M, q_V, q_L), \frac{\partial m}{\partial p_A}, \frac{\partial m}{\partial V}, \frac{\partial m}{\partial M}, \frac{\partial m}{\partial q_V}, \frac{\partial m}{\partial q_L} > 0. \quad (46)$$

Von dieser allgemeinen Form gelangt man zu einem schätzbaren Ansatz, indem unterstellt wird, dass sich Gleichung (46) hinreichend gut durch eine Exponentialfunktion approximieren lässt:

$$p_I = \alpha_0 p_A^{\alpha_1} V^{\alpha_2} M^{\alpha_3} q_V^{\alpha_4} q_L^{\alpha_5}, \quad \alpha_0, \dots, \alpha_5 > 0. \quad (47)$$

Wird weiter berücksichtigt, dass eine mikroökonomische Kostenfunktion linear-homogen in den Faktorpreisen ist, und dies auch für die Grenzkostenfunktion $\partial h / \partial x_I$ gilt, folgt die Parameterbeschränkung $\alpha_5 = 1 - \alpha_4$ und somit

$$\frac{p_I}{q_L} = \alpha_0 p_A^{\alpha_1} V^{\alpha_2} M^{\alpha_3} \left(\frac{q_V}{q_L} \right)^{\alpha_4}. \quad (48)$$

Nun fehlt noch die Integration dynamischer Anpassungsprozesse. Dazu wird (48) wie folgt umdefiniert:

$$\frac{p_I^*}{q_L} = \alpha_0 p_A^{\alpha_1} V^{\alpha_2} M^{\alpha_3} \left(\frac{q_V}{q_L} \right)^{\alpha_4}. \quad (49)$$

Dabei kennzeichnet p_I^* den Preis, der sich einstellt, wenn der Anbieter seine Preisbildung ausschließlich nach den bisher betrachteten Kriterien ausrichtet. Zur Modellierung der dynamischen Komponente wird wiederum eine partielle Anpassung an den relativen Preis unterstellt:

$$\frac{p_{It}/q_{Lt}}{p_{I,t-1}/q_{L,t-1}} = \left(\frac{p_{It}^*/q_{Lt}}{p_{I,t-1}/q_{L,t-1}} \right)^\lambda e^{u_t}, \quad 0 < \lambda < 1, \quad (50)$$

wobei u_t wiederum eine $N(0, \sigma_u^2 I)$ -verteilte Zufallsvariable ist. Auflösen von (50) nach p_{It}^*/q_{Lt} und einsetzen in (49) liefert nach Umformungen

$$\frac{p_{It}}{q_{Lt}} = \beta_0 p_{At}^{\beta_1} V_t^{\beta_2} M_t^{\beta_3} \left(\frac{q_{Vt}}{q_{Lt}} \right)^{\beta_4} \left(\frac{p_{I,t-1}}{q_{L,t-1}} \right)^{\beta_5} e^{u_t}, \quad (51)$$

mit

$$\beta_0 := \alpha_0^\lambda, \quad \beta_i := \lambda \alpha_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad \beta_5 := 1 - \lambda.$$

Es liegt nahe, den Ansatz (51) auf sektoraler Ebene für alle Preisvariablen des Simulationsmodells zu postulieren. Dazu gehören die Preisindizes der Vorleistungen der Produktionssektoren und die Preisindizes der Lieferungen dieser Sektoren an die Endnachfrage. In den jeweiligen Preisgleichungen wird man dann den Preisindex q_V als einen mit Lieferanteilen gewogenen Durchschnitt der Preisindizes für fremdbezogene Vorleistungen ansetzen. Die benötigten Lohndaten können auf Sektorebene der amtlichen Statistik entnommen werden.

3.6 Löhne und Beschäftigung

Löhne: Die sektorale Lohnentwicklung hängt von vielen Einflussgrößen ab. Aus der neoklassischen Wachstumstheorie folgt, dass der nominale Stundenlohn langfristig nicht stärker wachsen kann als das Wertgrenzprodukt einer Arbeitsstunde. Kurz- und mittelfristig sind jedoch erhebliche Abweichungen von der langfristigen Lösung möglich. Dies kann im Wesentlichen damit begründet werden, dass die Löhne nicht das Ergebnis eines Wettbewerbsmarktes sind, sondern von der Arbeitgeber- und Arbeitnehmerseite kollektiv ausgehandelt werden. Diese Lohnverhandlungen werden durch viele Motive beeinflusst, beispielsweise die Stärkung der eigenen Organisation, persönliche Ambitionen der Verhandlungsführer oder Fairness-Überlegungen. Ein entscheidender Faktor für den Ausgang der Lohnverhandlung ist jedoch die Verteilung der Verhandlungsmacht der Tarifpartner, die stark durch die jeweilige Situation am Arbeitsmarkt bestimmt wird. Dies ist die Grundidee der Phillips-Kurve, die (kurzfristig) einen inversen Zusammenhang zwischen der Arbeitslosenquote u und der Lohnsteigerungsrate $\Delta \ln w$ postuliert.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Entwicklung des realen Stundenlohnes w/p relativ zur Grenzproduktivität der Arbeit π . Bleibt der Reallohn hinter der Produktivitätsentwicklung zurück, wird der Wettbewerb um den relativ billigen Produktionsfaktor den Nominallohn tendenziell steigen lassen. Weiter wird berücksichtigt, dass eine Verbesserung der terms of trade $p/p^{Ausl.}$ den Spielraum für Lohnerhöhungen erweitert. Wenn

schließlich beachtet wird, dass Lohnabschlüsse vergangener Jahre häufig die Richtlinie für aktuelle Verhandlungen sind und dass ein Ausgleich für Preissteigerungen Δp_{t-1} der Vergangenheit erwartet wird, kommt man zur folgenden Spezifikation der Lohngleichung des Sektors $i = 1, \dots, n$:

$$\begin{aligned} \Delta \ln w_{it} &= \alpha_0 + \sum_j \alpha_{1ij} \ln(u_{t-j-1} + u^*) \\ &+ \sum_k \alpha_{2ik} (\ln \pi_{i,t-k-1} + \ln p_{i,t-k-1} - \ln w_{i,t-k-1}) \\ &+ \sum_l \alpha_{3il} \ln\left(\frac{p}{p^{Aust.}}\right)_{t-l-1} + \alpha_4 \Delta \ln p_{t-1} + \alpha_5 \Delta \ln w_{t-1}. \end{aligned} \quad (52)$$

Beschäftigung: Im Produktionsmodell werden direkt die sektoralen Einkommen aus unselbständiger Arbeit erklärt. Ein wesentliches Ziel der Analyse besteht jedoch im Aufzeigen der Beschäftigungseffekte, die aus der Förderung regenerativer Energieträger resultierenden. Zunächst müssen die im Produktionsmodell ermittelten nominalen sektoralen Einkommen W_{it} mit den entsprechenden Lohnsätzen w_{it} und den Arbeitszeiten T_{it} deflationiert werden, um zu den sektoral beschäftigten Personen, L_{it} , zu gelangen. Definitorisch gilt somit

$$L_{it} := \frac{W_{it}}{w_{it} T_{it}}, i = 1, \dots, n. \quad (53)$$

Nun muss ein Erklärungsansatz für die Beschäftigteniveaus L_{it} spezifiziert werden. Naheliegende Erklärungsgrößen sind der Lohn w_{it} , der langfristige Zins r_t , der reale Produktionswert X_{it} des Sektors i sowie der Vorleistungspreis P_{it}^V des Sektors i , der gemäß

$$P_{it}^V = \sum_{j=1}^n \alpha_{jit}^V P_{jt} \quad (54)$$

bestimmt wird, wobei α_{jit}^V die Vorleistungs-Inputkoeffizienten beschreiben, d.h. es gilt $\sum_{j=1}^n \alpha_{jit}^V = 1$. Die Langfristbeziehung zur Erklärung der Beschäftigungsniveaus hat somit die Form

$$\ln L_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 \ln w_{it} + \alpha_2 r_t + \alpha_3 X_{it} + \alpha_4 P_{it}^V + u_{it}, \quad (55)$$

wobei u_{it} eine $N(0, \sigma_{u_i}^2 I)$ -verteilter Störterm ist. Ein Fehlerkorrekturmodell lässt sich spezifizieren, sofern eine Kointegrationsbeziehung zwischen L_{it} und den Größen auf der rechten Seite von Gleichung (55) gefunden werden kann:

$$\begin{aligned} \Delta \ln L_{it} &= \sum_{j=1}^l \beta_{1ij} \Delta \ln L_{i,t-j} + \sum_{k=0}^m \beta_{2ik} \Delta \ln \mathbf{X}_{t-k} + \beta_3 u_{i,t-1}, \\ \mathbf{X}_t &:= (w_{it}, r_t, X_{it}, P_{it}^V)', i = 1, \dots, n. \end{aligned} \quad (56)$$

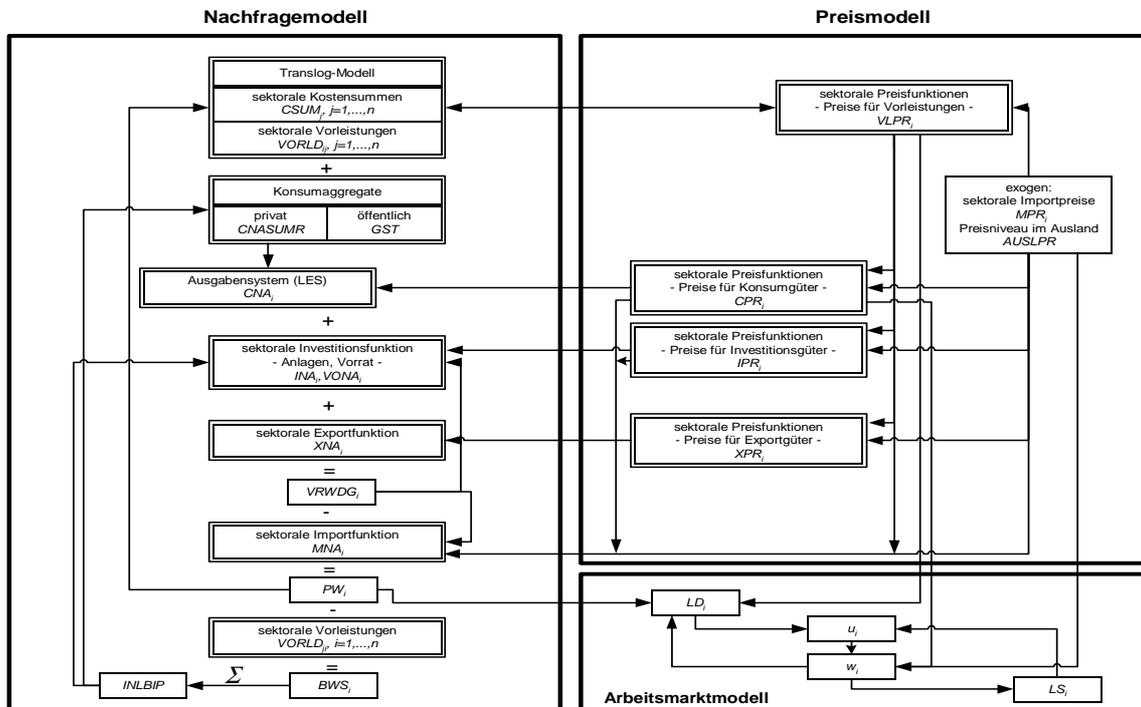
3.7 Modellübersicht

Abschließend zur Diskussion des Modells gibt Abbildung 2 eine Gesamtübersicht über den Aufbau des Modells.

Variablenerklärung:

<i>AUSLPR</i>	Ausländisches Preisniveau
<i>BWS_i</i>	Reale Brutto-Wertschöpfung im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>CNA_i</i>	Private reale Konsumgüternachfrage im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>CNASUMR</i>	Aggregierter realer Konsum der privaten Haushalte.
<i>CPR_i</i>	Durchschnittlicher Preisindex für Konsumgüter im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>CSUM_i</i>	Nominale Vorleistungskosten im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>GST</i>	Öffentliche reale Konsumausgaben.
<i>INA_i</i>	Reale Nachfrage nach Brutto-Anlageinvestitionen im Sektor $i = i_1, i_2, \dots, i_k$.
<i>INLBIP</i>	Reales Bruttoinlandsprodukt.
<i>IPR_i</i>	Durchschnittlicher Preisindex für Investitionsgüter im Sektor $i = i_1, i_2, \dots, i_k$.
<i>LD_i</i>	Arbeitsnachfrage im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>LS</i>	Gesamtwirtschaftliches Arbeitsangebot.
<i>MNA_i</i>	Reale Inlandsnachfrage nach Importgütern im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>MPR_i</i>	Importpreisindex im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>PW_i</i>	Realer Produktionswert im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>U</i>	Arbeitslosenquote.
<i>VLPR_i</i>	Durchschnittlicher Preisindex für Vorleistungen des Sektors $i = 1, \dots, n$.
<i>VONA_i</i>	Reale Nachfrage nach Brutto-Vorratsinvestitionen im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>VORLD_{ij}</i>	Reale Vorleistungen des Sektors i an den Sektor j ($i, j = 1, \dots, n$).
<i>VRWDG_i</i>	Reale Verwendung im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>W_i</i>	Lohn- bzw. Gehaltsindex im Sektor $i = 1, \dots, n$.
<i>XNA_i</i>	Reale Auslandsnachfrage nach Exportgütern, $i = 1, \dots, n-1$.
<i>XPR_i</i>	Durchschnittlicher Preisindex für Exportgüter im Sektor $i = 1, \dots, n-1$.

Abbildung 2:
Blockstruktur des Modells



Quelle: Wolff 1992, S. 14, modifiziert.

3.8 Die Datenbasis

Das disaggregierte ökonometrische Modell des IWH soll insbesondere eine Analyse der sektoralen Anpassungsprozesse ermöglichen, die zum Beispiel durch eine Förderung regenerativer Energieträger ausgelöst werden. Im Mittelpunkt des Modells steht daher die Abbildung der sektoralen Produktionsverflechtung in Deutschland mit Hilfe der Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamtes (1997). Diese Tabellen liegen bis 1995 nach dem sektoralen Abgrenzungskonzept WZ79 in einer Disaggregation von 58 Sektoren vor. Darüber hinaus veröffentlichte das Statistische Bundesamt Ende 2002 eine Zeitreihe von nominalen und realen Input-Output-Tabellen nach dem neuen Abgrenzungskonzept WZ93. Diese Tabellen weisen eine Disaggregation in 71 Sektoren auf und liegen für den Zeitraum 1990 bis 2000 vor. Das in Abschnitt 3.3 vorgestellte Produktionsmodell ist für die hohen Disaggregationsgrade dieser Tabellen jedoch nicht schätzbar, da die Anzahl der zu schätzenden Parameter die Anzahl der Beobachtungen weit übersteigt. Daher werden die Sektoren wie folgt aggregiert:

1. Land- und Forstwirtschaft
2. Energie und Wasser
3. Bergbauerzeugnisse
4. Chemische Erzeugnisse

5. Mineralölerzeugnisse
6. Kunststoff, Steine und Erden, usw.
7. Eisen, Stahl, Gießereien, Stahl- und Maschinenbau, ADV-Einrichtungen, Fahrzeuge
8. Elektrotechnische und feinmechanische Erzeugnisse, EBM-Waren
9. Holz, Papier, Leder, Textilien
10. Nahrungsmittel, Getränke, Tabakwaren
11. Bauleistungen
12. Dienstleistungen des Handels, Verkehrs, usw.
13. Übrige marktbestimmte Dienstleistungen
14. Staat

Eine Disaggregation nach 14 Sektoren ermöglicht zum einen die Schätzung des Produktionsmodells, zum anderen liefert sie eine hinreichend detaillierte Abbildung der Produktionsverflechtung. Zwei weitere Probleme müssen jedoch gelöst werden, bevor eine Schätzung des Produktionsmodells erfolgen kann: Zum einen ist eine hinreichend lange durchgehende Reihe von Input-Output-Tabellen auf Jahresbasis erforderlich. Die Tabellen des Statistischen Bundesamtes erschienen in der alten Abgrenzung WZ79 aber üblicherweise nur für jedes zweite Jahr. Zum anderen besteht das Problem, dass die Input-Output-Tabellen nach dem neuen Abgrenzungskonzept WZ93 nicht ohne weiteres mit den Tabellen nach dem alten Konzept vergleichbar sind.

Zunächst zum letztgenannten Problem: Da die Zeitreihe von Input-Output-Tabellen nach der WZ93 nicht hinreichend lang für eine Schätzung des Modells ist, kann das Modell entweder ausschließlich mit den Tabellen der WZ79 geschätzt werden, oder die Tabellen der WZ79 und WZ93 werden zusammengefügt. Da eine möglichst lange Zeitreihe für die Schätzung des Modells wünschenswert ist, hat sich das IWH für letztere Möglichkeit entschieden. Ein naheliegender Anknüpfungspunkt ist das Jahr 1991, so dass die WZ79-Tabellen von 1978 bis 1990 und die WZ93-Tabellen von 1991 bis 1999 die Datenbasis des Modells bilden. Auf diese Weise fallen die wesentlichen Strukturbrüche (Wiedervereinigung, neue Abgrenzung der VGR, neue Abgrenzung der Input-Output-Tabellen) in einem Zeitpunkt zusammen. Zwar wird versucht, durch geeignete Aggregation der Input-Output-Tabellen Strukturbrüche in den Zeitreihen weitestgehend zu vermeiden, dies ist allerdings nicht in allen Fällen möglich. Mit der Aufnahme von Strukturbruch-Dummies in den Verhaltensgleichungen wird dieses Problem jedoch weitestgehend gelöst.

Das Problem, dass die Input-Output-Tabellen nach der WZ79 nur für jedes zweite Jahr vorliegen, wird mit einem Verfahren gelöst, das eine Prognose der fehlenden Tabellen ermöglicht. Dazu werden zunächst Daten bezüglich der Primärinputs des Prognosejahres aus der amtlichen Statistik herangezogen (Statistisches Bundesamt 1999). Diese liegen in einer Abgrenzung nach Wirtschaftsbereichen (institutionell) und nach dem Konzept der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung vor. Die Primärinputs in den Input-Out-

put-Tabellen des Statistischen Bundesamtes liegen jedoch nach Gütergruppen gegliedert (funktional) und nach dem Konzept der Input-Output-Tabellen vor. Die Überleitung der Primärinputs zum Konzept der Input-Output-Tabellen erfolgt nach dem Konzept des SNA (System of National Accounts) (Holub und Schnabl 1994, S. 46 ff.). Daraus ergibt sich der Vektor der sektoral empfangenen Vorleistungen, die Bruttowertschöpfungskomponenten, die Importe und damit auch der Vektor des gesamten Aufkommens bzw. der gesamten Verwendung in der benötigten Abgrenzung. Der Vektor der sektoral gelieferten Vorleistungen ergibt sich, indem die Endnachfragekomponenten vom Vektor der gesamten Verwendung abgezogen werden. Damit liegen die Randsummenvektoren der zu prognostizierenden Vorleistungsmatrix vor. In einem letzten Schritt wird die Vorleistungsmatrix mit Hilfe des RAS-Verfahrens erstellt (Fleissner et al. 1993, S. 145 ff.). Dazu werden sowohl die Vorleistungsmatrizen des vorhergehenden und des nachfolgenden Jahres als Basismatrizen herangezogen. Daraus ergeben sich zunächst zwei Vorleistungsmatrizen für das Prognosejahr, deren elementweise Mittelwerte die endgültige Prognose für die jeweilige Vorleistungsmatrix ergibt. Auf diese Weise wurde eine durchgehende Zeitreihe von jährlichen Input-Output-Tabellen nach der WZ79 für die Jahre 1978 bis 1990 ermittelt, sodass zusammen mit den Tabellen der WZ93 Beobachtungen für 22 Jahre vorliegen.

Die Güte des Prognoseverfahrens lässt sich überprüfen, indem die Input-Output-Tabelle eines Jahres prognostiziert wird, für das eine amtlich erhobene Tabelle vorliegt. Dann können die prognostizierte und die amtliche Tabelle gegenübergestellt werden. Beispielsweise lässt sich die Tabelle für das Jahr 1980 mit Hilfe der Tabellen von 1978 und 1982 sowie den Daten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung für das Jahr 1980 prognostizieren. Dieses Verfahren wurde für die Tabellen der Jahre 1982, 1984, etc. durchgeführt. Insgesamt zeigte sich dabei eine gute Anpassung der prognostizierten an die wahren Tabellen. Daher wird davon ausgegangen, dass die konstruierte Zeitreihe von Input-Output-Tabellen zur Schätzung des Produktionsmodells geeignet ist.

4. Annahmen für die Simulation der Beschäftigungseffekte

4.1 Erläuterungen zur Prognose der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Zeitraum 2001 bis 2010

Die Abschätzung der Arbeitsplatzeffekte des Ausbaus erneuerbarer Energieträger erfordert zunächst eine Prognose zur Entwicklung ihrer Nutzung im Zeitraum 2001 bis 2010. Mit der Erstellung dieser Prognose wurde das Institut für Energetik und Umwelt Leipzig beauftragt.

Im Folgenden sollen die Annahmen und Ergebnisse dieser Prognose dargestellt werden. Dabei wird zunächst eine Bestandsaufnahme der regenerativen Energien im Basisjahr 2001 vorgenommen. Unter Berücksichtigung der bisherigen Entwicklungsdynamik in Bezug auf den technologischen Stand, die bisherige Anlagenstruktur der einzelnen Energieträger und die wichtigsten wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen wird daraus eine Prognose der Bestandsentwicklung und der Nutzungskosten abgeleitet. Für die folgenden Gebiete der Nutzung erneuerbarer Energien werden, ausgehend von einer Analyse des Istzustandes (einschließlich der Entwicklung in den vergangenen Jahren), die möglichen Entwicklungen im Zeitraum bis zum Jahre 2010 dargestellt:

- Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung,
- Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung,
- Nutzung biogener Festbrennstoffe zur Stromerzeugung,
- Nutzung der Photovoltaik zur Stromerzeugung,
- Nutzung der Solarthermie zur Wärmeerzeugung,
- Nutzung von Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung,
- Geothermische Wärme- und Stromgewinnung.

Im Einzelnen wurden die Werte für die Entwicklung der Bereitstellungskapazitäten (Anlagenleistung), der bereitgestellten Energie (Strom- bzw. Wärmeertrag), der Investitionskosten und der Kosten für den laufenden Betrieb für den Zeitraum bis 2010 ermittelt. Die Werte beziehen sich auf die Bundesrepublik Deutschland insgesamt. Eine regionale Unterteilung wird dabei mangels belastbarer Daten nicht vorgenommen. Dort wo auch innerhalb der einzelnen Energieträger signifikante Unterschiede bezüglich der zu erwartenden Ausbaudynamik und Kostenentwicklung bestehen, werden für die einzelnen Nutzungsarten von erneuerbaren Energien zwei oder mehrere Klassifikationen eingeführt, für die Daten von „Referenzanlagen“ verwendet werden. Die Investitions-, Betriebs- und Stromgestehungskosten sind jeweils in Preisen des Basisjahres 2001 angegeben. Für die volkswirtschaftliche Analyse der Auswirkungen des verstärkten Einsatz-

zes erneuerbarer Energien wird eine Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten nach Kostenbestandteilen und ihre Zuordnung nach den volkswirtschaftlichen Bereichen durchgeführt, die mit der Gliederung der Produktionsbereiche in den Input-Output-Tabellen gegeben ist.

Im Folgenden werden die wesentlichen Eckpunkte der Bestandsaufnahme und der Prognose wiedergegeben. Eine vollständige Darstellung und Erläuterung der Datenbasis sowie eine detaillierte Darstellung der Kostenzuordnung zu den jeweiligen Wirtschaftsbereichen sind im Anhang zu finden. In den Tabellen 12 bis 15 sind Stand und Prognose der Anlagenkapazitäten, Strom- und Wärmeerzeugung sowie des Beitrags zum Energieverbrauch der Bundesrepublik dargestellt. Die Tabellen 16 bis 25 geben die prognostizierte Entwicklung der absoluten Investitions- und laufenden Ausgaben sowie der spezifischen Investitionskosten der Anlagenkategorien der jeweiligen Energieträger wieder. Die geschätzten Strom- und Wärmegestehungskosten der Nutzung erneuerbarer Energieträger finden sich in den Tabellen 26 bis 33. Schließlich erfolgt in Tabelle 34 ein Überblick über die Schätzung der notwendigen Förderung für einen rentablen Betrieb des Anlagenbestands der einzelnen Jahre in der Schätzperiode. Die sektorale Struktur von Investitionen und laufenden Ausgaben sind den Tabellen 35 und 36 zu entnehmen.

4.2 Nutzung der Wasserkraft

Bestandsaufnahme 2001

Im Jahr 2001 waren 5 620 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 4 639 MW in Betrieb. Zwar dominierten von der Anzahl her die Kleinkraftwerke der Kategorie < 1 MW, der größte Teil der elektrischen Arbeit wird jedoch in Wasserkraftwerken der Kategorie > 1 MW erzeugt. Von der Gesamtstromerzeugung des Jahres 2001 (rd. 20,6 GWh) entfielen rund 90% der Energieerzeugung auf größere Wasserkraftwerke mit einer Nennleistung über 1 MW.

Ausbaupotenzial und Zuwachs bis 2010

Beim gegenwärtigen Stand der Technik wird von einem Endenergiepotenzial von ca. 25,4 TWh im Jahr 2010 ausgegangen (HGF 2001), wobei 22,2 TWh auf große Anlagen (> 1 MW) und ca. 3,2 TWh auf Kleinanlagen (< 1 MW) entfallen. In der Prognose wird davon ausgegangen, dass bis 2010 rund 67% davon realisiert werden. Das ungenutzte technische Potenzial besteht im Wesentlichen in der Reaktivierung und Modernisierung bestehender Kraftwerke. Kraftwerksneubauten dürften nur noch in wenigen Fällen realisiert werden. Der hier prognostizierte Leistungszuwachs entfällt aufgrund der geringeren Kosten und der geringeren, vor allem naturschutzbedingten Umsetzungsprobleme ausschließlich auf die Anlagenmodernisierung. Neue Kraftwerke werden im Prognosezeitraum annahmegemäß nicht errichtet. Der Leistungszuwachs verteilt sich gleichmäßig auf die beiden Anlagengrößenklassen. Der Zubau im Prognosezeitraum wurde linear

interpoliert. Da lediglich Modernisierungen und keine altersbedingten Ausfälle angenommen werden, bleibt die Gesamtanzahl der Anlagen konstant.

Annahmen über die Kostenentwicklung

Die Kosten für den Bau und die Erneuerung von Wasserkraftwerken variieren je nach Geländebedingungen und Leistungsklasse recht stark. Dabei liegen die Modernisierungskosten bei ca. 60-70% der Neubaukosten. Für Kleinanlagen wird von Modernisierungskosten in Höhe von 4 800 Euro/kWh ausgegangen, die Modernisierung von größeren Anlagen lässt sich annahmegemäß schon mit 3 500 Euro/kW realisieren. Die Investitionskosten beider Leistungsklassen werden über den Prognosezeitraum als konstant angenommen. Auch die Kostenstruktur ist für beide gleich. Von den Gesamtinvestitionen entfallen 60% auf den Sektor Hoch- und Tiefbau, 25% auf den Maschinenbau, 7,5% auf die Elektrotechnik und 7,5% werden als sonstige Dienstleistungen erbracht. An Betriebskosten fallen 1% der Investitionskosten bei Kleinanlagen und 0,8% bei Großanlagen an. Diese Kosten entfallen auf die Instandhaltung, Verwaltung, Anlagensteuerung, Rechengutentsorgung und Versicherungen. Für den Stromeigenbedarf werden keine Kosten berücksichtigt, da eine Selbstversorgung der Anlage unterstellt wird. Aufbauend auf Angaben aus der Literatur liegt der Prognose eine Abschreibung der bautechnischen Bestandteile über 70 Jahre und der Maschinenteile über 35 Jahre zugrunde. Da sowohl für die Investitions- als auch für die Betriebskosten der Anlagen keine Veränderungen über den Prognosehorizont angenommen werden, legt die Untersuchung reale Stromgestehungskosten in Höhe von 13,1 Cent/kWh für kleine Anlagen (bis 1 MW) und 6,4 Cent/kWh für große Anlagen (ab 1 MW) zugrunde.

4.3 Windenergienutzung

Bestandsaufnahme 2002

Der Ausbau der Windenergienutzung konnte in der vergangenen Dekade eine besonders dynamische Entwicklung verzeichnen. Die vergleichsweise zeitnahe Verfügbarkeit der Daten zur Nutzung der Windenergie erlaubt im Gegensatz zu den übrigen erneuerbaren Energieträgern eine Prognose des Ausbaupfads auf der Basis der Jahres 2002. Zum Ende dieses Jahres waren insgesamt 12 001 MW Windkraftleistung installiert (DEWI, 1999). Da diese Leistung erst zum Jahresende vollständig zur Verfügung stand, ist von einer Jahresstromerzeugung von ca. 17 800 MWh auszugehen.

Für die Betrachtung der Windenergienutzung wurden drei Referenzsysteme definiert, die im Wesentlichen die Anlagenstruktur der aktuellen und zukünftigen Windenergienutzung abdecken. Hierbei handelt es sich um kleine Onshore-Windparks bestehend aus drei Anlagen mit je 1,5 MW (Referenzsystem I: Gesamtleistung 4,5 MW), mittlere Onshore-Windparks mit 20 Anlagen mit je 1,5 MW (Referenzsystem II: Gesamtleistung 30 MW) und zukünftig auch Offshore-Windparks mit 45 Anlagen zu je 2 MW (Referenzsystem III: Gesamtleistung 90 MW). Die Höhe der Stromerzeugung von Windkraft-

anlagen ist im starken Maße von den Windverhältnissen am Standort abhängig. Da die Standorte an der Küste mit sehr guten Ertragsbedingungen zunehmend ausgelastet sind, müssen immer mehr Binnenlandstandorte genutzt werden. Dadurch vermindern sich zwischen 2001 und 2010 die durchschnittlichen Volllaststunden für die Referenzsysteme I und II von 1 800 auf 1 700 Stunden. Für Offshore-Windenergiesysteme (Referenzanlage III) werden konstant durchschnittlich 3 700 Volllaststunden angenommen.

Ausbaupotenzial bis 2010

Aufgrund der hohen Ausbaudynamik der Windenergienutzung ist eine Ableitung der zukünftigen Entwicklung auf der Basis vorhandener Potenzialstudien vergleichsweise schwierig. Daher wird im Rahmen dieser Studie ein Szenario erstellt, das die aktuelle Ausbauentwicklung weitgehend berücksichtigt.

Folgende Kapazitätserweiterungen liegen dieser Studie zugrunde: Bei den Onshore-Anlagen reduziert sich der Zubau im Zeitraum von 2002 bis 2005 kontinuierlich aufgrund der zunehmenden Flächenknappheit. Zwischen 2006 bis 2010 stagniert der jährliche Zuwachs auf einem Niveau von 650 MW. Über den gesamten Prognosezeitraum entfallen 30% der installierten Onshore-Leistung auf die Referenzanlagen I und 70% auf die Referenzanlagen II. Im Offshore-Bereich wird von einem vergleichsweise moderaten Bestand von 400 MW im Jahr 2005 und dann von einem jährlichen Zubau von jeweils 500 MW bis zum Jahr 2010 ausgegangen.

Der bislang nur vereinzelte Rückbau von Windkraftanlagen und die relativ junge Altersstruktur des Gesamtanlagenbestands (Zubau im Wesentlichen erst seit 1990) führt zu der Annahme, dass der größte Teil der heute im Betrieb befindlichen Anlagen auch 2010 noch arbeitet. Daher ist der Rückbau auch zukünftig unbedeutend und konzentriert sich auf die zweite Hälfte des Beobachtungszeitraums. Für 2001 und 2002 wird kein Rückbau, für 2003 bis 2005 ein Rückbau von 20 MW/a und ab 2006 von 50 MW/a angenommen. Die gesamte Stromerzeugung der bestehenden und zusätzlich errichteten Anlagen lässt für das Jahr 2005 auf gut 26 TWh/a und im Jahr 2010 auf ca. 41 TWh/a abschätzen.

Annahmen über die Kostenentwicklung

Die Investitionskosten setzen sich aus den Anlagenkosten und den Investitionsnebenkosten zusammen. Die Investitionsnebenkosten beinhalten die Aufwendungen für die Netzanbindung, die Fundamentierung, die Erschließung, Planungskosten, etc. Sie variieren stark von der Art des Projekts (Anlagenanzahl und -größe) und den örtlichen Ausbaubedingungen. Für Referenzwindpark I werden durchschnittlich 8% der Anlagenkosten, für Referenzwindpark II, aufgrund der angenommenen kostenträchtigen Netzeinbindung ins Hochspannungsnetz, 21% der Anlagenkosten veranschlagt.

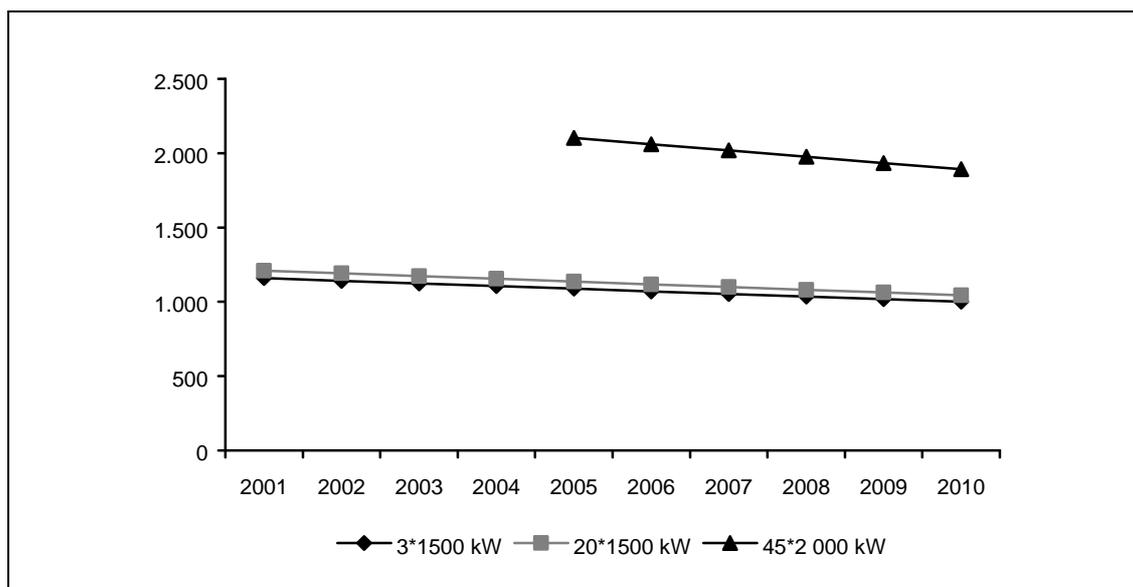
Bei dem Offshore-Windparksystem liegen die Investitionsnebenkosten aufgrund der wesentlich höheren Kosten für Fundamentierung und Netzanbindung deutlich über denen der Onshore-Systeme (Niedersächsische Energieagentur/DEWI/NIW, 2001). Die

Höhe der Kosten ist im starken Maße von der Wassertiefe und der Entfernung zur Küste abhängig. Angesetzt wird für das entsprechende Referenzsystem ein Wert im unteren Bereich (61% der Anlagenkosten, 562 Euro/kW). Die spezifischen Gesamtinvestitionskosten betragen im Jahr 2005 etwa 2 102 Euro/kW.

Aufgrund von Lernkurveneffekten wird bei den Referenzsystemen I und II eine durchschnittliche, jährliche Kostendegression von 1,6% prognostiziert, sodass sich im Prognosezeitraum einer Senkung der Investitionskosten um 15% ergibt. Bei einer jährlichen Kostendegression von 2,1% bei dem Referenzsystem III erscheint zwischen 2004 und 2010 eine Senkung der Investitionskosten von 10% realistisch. Die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der Referenzsysteme zwischen 2001 und 2010 ist in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3:

Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten bei Windenergieanlagen
- in Euro/kW -



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

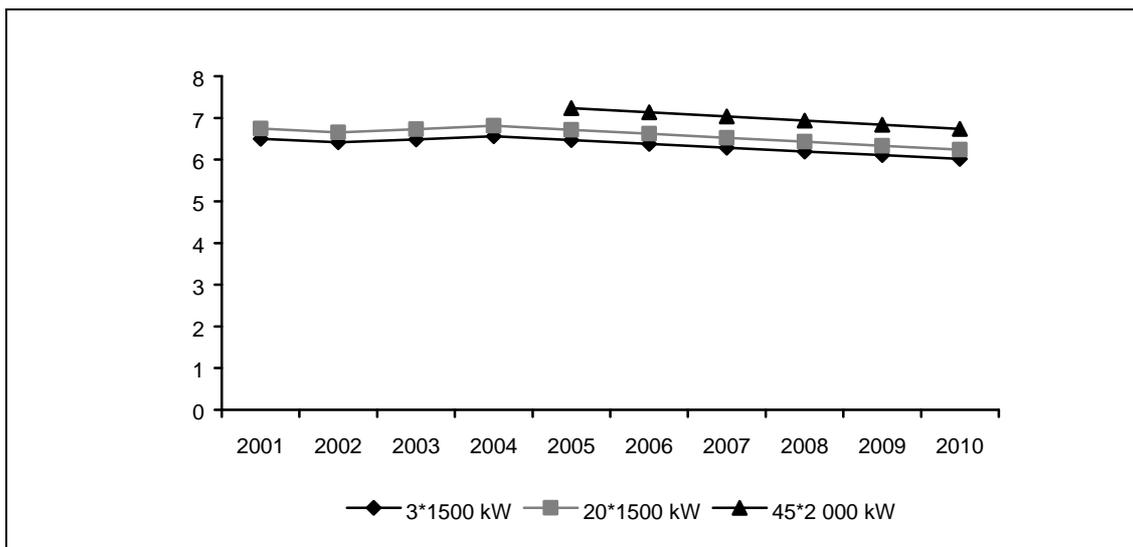
Windkraftanlagen weisen im Verlauf ihrer Lebensdauer sehr unterschiedliche Betriebskosten auf. Ab dem zehnten Betriebsjahr ist mit deutlich erhöhten Aufwendungen für Reparaturen/Ersatzinvestitionen zu rechnen. Die Höhe der Betriebskosten ist ebenfalls wesentlich von der Anlagengröße und dem Baualter abhängig. Da zum Jahr 2000 schon zahlreiche Windkraftanlagen mit sehr unterschiedlichen Betriebskostenansätzen in Betrieb sind, wurden über ein einfaches Modell die jährlichen Betriebskosten für den gesamten Onshore-Anlagenbestand abgeleitet. Die Betriebskosten der ersten zehn Anlagenbetriebsjahre wurden auf Basis der Ergebnisse des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms (WMEP) zum Breitentest „250 MW Wind“ bestimmt (ISET, 2001), für die Betriebsjahre 11-20, insbesondere hinsichtlich der Aufwendungen für In-

standhaltung und Reparatur, wurde das DEWI-Kostengutachten herangezogen (DEWI, 1999). Die Zuordnung der Betriebskosten zu den einzelnen Wirtschaftssektoren erfolgt auf Basis von Fachliteraturauswertungen, für den wesentlichen Kostenfaktor „Reparatur/ Instandsetzung“ wurde wiederum die Studie des DEWI (DEWI, 1999) herangezogen.

Wegen umfangreicher Reparaturaufwendungen des älteren Anlagenbestandes ist in den nächsten Jahren von einer erheblichen Erhöhung der spezifischen Betriebskostenansätze auszugehen (von 0,89 Cent/kWh auf 2,58 Cent/kWh). Ein Anstieg der Betriebskosten im Bereich der Instandhaltung und Reparatur führt dabei auch zu einer Verschiebung der Betriebskostenstruktur. Im Offshore-Bereich wird wegen des geringen Instandsetzungsbedarfs der neuen Anlagen von relativ geringen, konstanten Betriebskosten in Höhe von 2,28 c/kWh über den Zeitraum 2005 bis 2010 ausgegangen, wobei auch die Kostenstruktur unverändert bleibt. Allen Berechnungen liegt eine Systemlebensdauer von 20 Jahren über alle Komponenten zugrunde. Gegebenenfalls nötige Ersatzinvestitionen wurden in den Betriebskostenansätzen berücksichtigt.

Aufgrund der sinkenden Investitionskosten ist auch mit einer Reduzierung der Stromgestehungskosten zu rechnen. Da jedoch im Bereich der Onshore-Windenergienutzung immer stärker auf weniger windreiche Standorte ausgewichen werden muss fällt die Kostenreduktion mit durchschnittlich 1% pro Jahr relativ moderat aus. Bei der Nutzung des Onshore-Windenergiepotenzials ab 2005 wird mit einer etwas größeren jährlichen Kostendegression von 1,4% kalkuliert (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4:
Prognose der Stromgestehungskosten der Windenergienutzung
- Cent/kWh -



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

4.4 Nutzung biogener Festbrennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung

Bestandsaufnahme 2001

Zur Abschätzung der gegenwärtigen und zukünftigen Energieerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen wird eine Klassifizierung der Anlagen in sieben Gruppen vorgenommen.

Referenzsystem I: Anlagen mit einer Leistung bis 15 kW

Auf der Basis einer aktuellen Studie des Marktforschungsinstituts GfK, Nürnberg, erfolgte eine Abschätzung des gegenwärtigen Anlagenbestands auf ca. 7,0 Millionen Kleinstanlagen. Da ein Großteil der Anlagen nur zu Luxus Zwecken und nicht gezielt zur Wärmeversorgung (Kachelöfen, Kaminöfen) betrieben wird, sind Vollbenutzungsstunden nur schwer anzugeben. Den folgenden Berechnungen wurde daher eine vergleichsweise grobe Schätzung von 315 h/a zugrunde gelegt. Hieraus leitet sich eine Wärmeerzeugung von knapp 17 800 GWh ab.

Referenzsystem II: Anlagen mit einer Leistung von 15 kW bis 100 kW

Nach aktuellen Quellen können dieser Gruppe 200 000 bis 400 000 Anlagen zugeordnet werden (Kaltschmitt 2001). Der Prognose liegt ein Bestand von 265 000 Anlagen im Jahr 2001 zugrunde, die mit einer für Eigenheime typischen Volllaststundenzahl von ungefähr 2 000 h/a arbeiten. Die geleistete Arbeit dürfte daher im Jahr 2001 bei etwa 17 500 GWh gelegen haben.

Referenzsystem III: Anlagen mit einer Leistung von 100 kW bis 1 MW

Hier gibt die Literatur ebenfalls große Schwankungsbreiten an, wobei der Bestand älterer, von Schornsteinfegern nicht kontrollierter Anlagen von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) nur grob abschätzbar ist. Im Jahr 2001 dürften ca. 33 000 Anlagen in Betrieb sein, die bei einer thermischen Leistung von 6 600 MW_{th} eine Jahresarbeit von etwa 13 200 GWh erzeugten.

Referenzanlage IV: Anlagen größer als 1 MW (a) mit und (b) ohne Nahwärme

Diese Gruppierung wurde gewählt, weil bei einer konventionellen Wärmebereitstellung in diesem Leistungsbereich in der Regel bisher kein Nahwärmenetz installiert wurde. Die Installation eines solchen Netzes führt zu einer erheblichen Erhöhung der Investitionen.

In diesem Leistungsbereich existieren insgesamt etwa bis zu 1 000 Anlagen, wobei die Unsicherheit in der unbekannt großen Menge an nicht registrierten Altanlagen beruht. Mit Nahwärme wurden bisher fast ausschließlich Anlagen in Bayern gebaut.

Bei einer geschätzten Anzahl von 550 Anlagen ohne Nahwärmenetz und einer Leistung von insgesamt 913 MW_{th} ist 2001 von einer Wärmeproduktion in Höhe von 2 280 GWh auszugehen. Die Anzahl der Anlagen mit Nahwärmenetz wird auf 210 Anlagen geschätzt. Die installierten Gesamtleistung von etwa 350 MW_{th} ermöglichte bei einer Volllaststundenzahl von 2 500 h/a eine Wärmeproduktion von 872 GWh.

Referenzsystem V: KWK-Anlagen (a) ≤ 5 MW und (b) >5 MW

Während bis 1999 nur Anlagen im Leistungsbereich unter 5 MW errichtet wurden, ist in den nächsten fünf Jahren von einem durchschnittlichen Leistungswert der installierten Anlagen in Höhe von 15 MW auszugehen. Im Jahr 2001 waren etwa 54 Anlagen der Leistungsklasse unter 5 MW elektrischer Leistung in Betrieb, in denen rund 182 GWh Strom und 1 215 GWh Wärme produziert wurden. Die neun größeren Anlagen über 5 MW mit einer Gesamtleistung von 112 MW_{th} stellten im Jahr 2001 etwa 506 GWh Strom zur Verfügung.

Insgesamt kann daher für das Jahr 2001 von einer installierten Gesamtleistung zur Wärmeerzeugung von rund 71,4 GW_{th} und einer Produktion von ca. 52 825 GWh Wärmeenergie aus Biomasseanlagen zur Wärmeversorgung ausgegangen werden. Die Stromproduktion aus Biomasse wird für 2001 auf etwa 690 GWh geschätzt.

Ausbaupotenzial bis 2010

Während für die Gruppe der KWK-Anlagen eine Prognose auf Basis der IE-Datenbank Biomasse-HKWs erstellt wurde, ergibt sich der Ausblick für die anderen Leistungsklassen aus einer linearen Fortschreibung der bisherigen Entwicklung.

Referenzsystem I: Anlagen mit einer Leistung bis 15 kW

Im Bereich der Kleinstanlagen wird eine Gesamtanlagenanzahl von 7,5 Mill. und eine Gesamtleistung von 60 000 MW_{th} prognostiziert. Hiermit kann bei einer konstanten Volllaststundenzahl von 315 h/a eine thermische Arbeit von 18 900 GWh realisiert werden.

Referenzsystem II: Anlagen mit einer Leistung von 15 kW bis 100 kW

Hier erhöht sich der Bestand bis 2010 auf 400 Anlagen mit einer thermischen Gesamtleistung von 13 200 MW_{th}. Dies ermöglicht bei jährlich 2 000 Volllaststunden eine Wärmeproduktion von 26 400 GWh.

Referenzsystem III: Anlagen mit einer Leistung von 100 kW bis 1 MW

Bei den mittleren Anlagen wird mit einer ungefähren Bestandsverdopplung gerechnet. Damit sind im Jahr 2010 etwa 12 000 MW_{th} dieser Anlagenklasse installiert, woraus bei 2 000 Volllaststunden eine Wärmeproduktion von 24 000 GWh resultiert.

Referenzsystem IV: Anlagen größer als 1 MW (a) mit und (b) ohne Nahwärmenetz

Ebenso wird bei den Großanlagen ohne Nahwärmenetz von einer knappen Verdopplung der Anlagenzahl ausgegangen. Damit erreicht diese Anlagenkategorie eine Gesamtleistung von 1 660 MW_{th} und eine Wärmeerzeugung von 4 150 GWh bei einer Volllaststundenzahl von 2 500 h/a. Für die ein Nahwärmenetz versorgenden Großanlagen wird ein Bestand von 345 Anlagen, eine Gesamtleistung von 573 MW_{th} und eine Wärmeerzeugung von 1 432 GWh bei einer Volllaststundenzahl von 2 500 h/a prognostiziert.

Referenzsystem V: KWK-Anlagen (a) bis 5 MW und (b) ab 5 MW

Für das Jahr 2010 wird eine Anzahl von 81 kleinen und 30 großen KWK-Anlagen zur energetischen Verwertung von Biomasse prognostiziert. Bei einer Gesamtleistung von

ca. 500 MW_{el} können damit rund 1 960 GWh Strom erzeugt werden. Die Wärmeerzeugung der kleineren KWK-Anlagen wird bei einer thermischen Leistung von 810 MW_{th} auf 1 823 GWh geschätzt.

Insgesamt wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2010 eine thermische Gesamtleistung von 88 243 MW_{th} mit einer potentiellen Wärmeproduktion von rund 76 700 GWh verfügbar ist. Mit den Stromversorgungskapazitäten in KWK-Anlagen im Umfang von etwa 1 960 MW_{el} können 2010 zusätzlich etwa 5 160 GWh erzeugt werden.

Annahmen über die Kostenentwicklung

Hinsichtlich der Prognose der Kostenstruktur der Referenzsysteme wurden Erfahrungswerte mit Angaben zu Anlagen kombiniert, für die ein kompletter Investitionsplan vorliegt. Die Höhe und Struktur der Investitions- und Betriebskosten verändern sich in der vorliegenden Prognose nicht. Tabelle 1 fasst die spezifischen Investitionskosten der Referenzsysteme zusammen.

Tabelle 1:

Spezifische Investitionskosten von Biogasanlagen im Prognosezeitraum

Referenzsystem	Spezifische Investitionskosten in Euro/kW
I bis 15 kW	400,0
II 15 kW bis 100 kW	545,5
III 0,1 MW bis 1 MW	250,0
IVa über 1 MW ohne Nahwärmenetz	175,0
IVb über 1 MW mit Nahwärmenetz	416,0
Va KWK bis 5 MW	6 333,0
Vb KWK größer 5 MW	2 400,0

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Für die Nutzungsdauer der Anlagen wurde folgende Ansätze gewählt. Bei Kleinst- und Kleinanlagen bis 100 kW wird mit einer Lebensdauer von 15 Jahren gerechnet. Für Großanlagen ab 100 kW gilt eine Lebensdauer von 20 Jahren, wobei die weit größere Nutzungsdauer der Nahwärmenetze in den Berechnungen keine Berücksichtigung findet. KWK-Anlagen werden annahmegemäß 20 Jahre genutzt.

Auf dieser Basis wurden für die Untersuchung Wärmegestehungskosten der unterschiedlichen Referenzsysteme ermittelt. Da keine Veränderungen der Betriebs- und Investitionskosten angenommen wurden, bleiben die Stromgestehungskosten über den Betrachtungshorizont real konstant (vgl. Tabelle 2). Lediglich im Bereich kleinerer KWK-Anlagen (Referenzsystem Va) bei denen Wärmeeinlöse bei der Berechnung der Stromgestehungskosten zu berücksichtigen sind wird aufgrund der Annahme real steigender Wärmepreise eine geringfügige Kostendegression von durchschnittlich 0,1% pro Jahr angenommen.

Tabelle 2:

Prognose der Wärme- und Stromgestehungskosten von Anlagen zur Nutzung von Biomasse im Prognosezeitraum

Referenzsystem	Wärme gestehungskosten Cent/kWh	
	2001	2010
I bis 15 kW	16,3	16,3
II 15 kW bis 100 kW	5,2	5,2
III 0,1 MW bis 1 MW	4,2	4,2
IVa über 1 MW ohne Nahwärmenetz	4,2	4,2
IVb über 1 MW mit Nahwärmenetz	6,1	6,1
	Stromgestehungskosten Cent/kWh	
Va KWK bis 5 MW	24,7	24,5
Vb KWK größer 5 MW	9,6	9,6

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

4.5 Nutzung der Photovoltaik zur Stromerzeugung

Bestandsaufnahme 2001

Für die Bestandsaufnahme und Prognose der Nutzung der Photovoltaik zur Stromerzeugung wurde eine Einteilung der Anlagen in zwei Leistungsklassen vorgenommen. Die Schätzung des Anlagenbestand erfolgte auf Basis von Daten aktueller Bestandsaufnahmen in der Literatur (Elektrizitätswirtschaft 1999, 2000), ergänzt um Informationen, die im Rahmen der Evaluation des 100 000-Dächerprogramms der Bundesregierung gewonnen wurden (IE 2001).

In der Leistungsklasse der PV-Kleinanlagen unter 5 kW Leistung (Referenzanlage I) kann für das Jahr 2001 von einem Bestand von rund 34 400 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von rund 102 MW ausgegangen werden. Hiermit wurden rund 64 GWh Strom produziert. Im selben Jahr waren in Deutschland 5 705 Großanlagen der Leistungsklasse über 5 kW (Referenzanlage II) mit einer Gesamtleistung von rund 62 MW in Betrieb. Diese erzeugten rund 36 GWh Elektrizität. Insgesamt waren damit 164 MW Leistung mit einem potentiellen Jahresertrag von 100 GWh Strom installiert.

Ausbaupotenzial und Zuwachs bis 2010

Für die Jahre 2002 und 2003 wird davon ausgegangen, dass die im 100 000-Dächer-Programm eingeplante Förderung für 80 bzw. 95 MW installierte Leistung auch in Anspruch genommen wird. Die Verteilung auf Klein- und Großanlagen orientiert sich dabei am Stand des Jahres 2001. Für den Zeitraum nach 2003 wurde davon ausgegangen, dass eine Anschlussregelung zum 100 000-Dächer-Programm zwar in der Lage ist, den Inlandsabsatz von 2003 auf dem Niveau von 95 kW/a zu verstetigen, jedoch nicht mehr zu steigern.

Die Prognose für das Jahr 2010 geht von ca. 198 000 netzgekoppelten Kleinanlagen (bis 5 kW) mit einer Gesamtleistung von rund 587 MW und einem potentiellen Jahresertrag von 447 GWh aus. Die Anzahl der Großanlagen (ab 5 kW) wird auf gut 41 200 geschätzt, wobei mit den rund 417 MW elektrischer Leistung ca. 318 GWh Strom produzierbar sein dürften. Insgesamt wird die Anlagenkapazität auf 1 004 MW und der potentielle Jahresertrag auf 765 GWh geschätzt.

Annahmen über die Kostenentwicklung

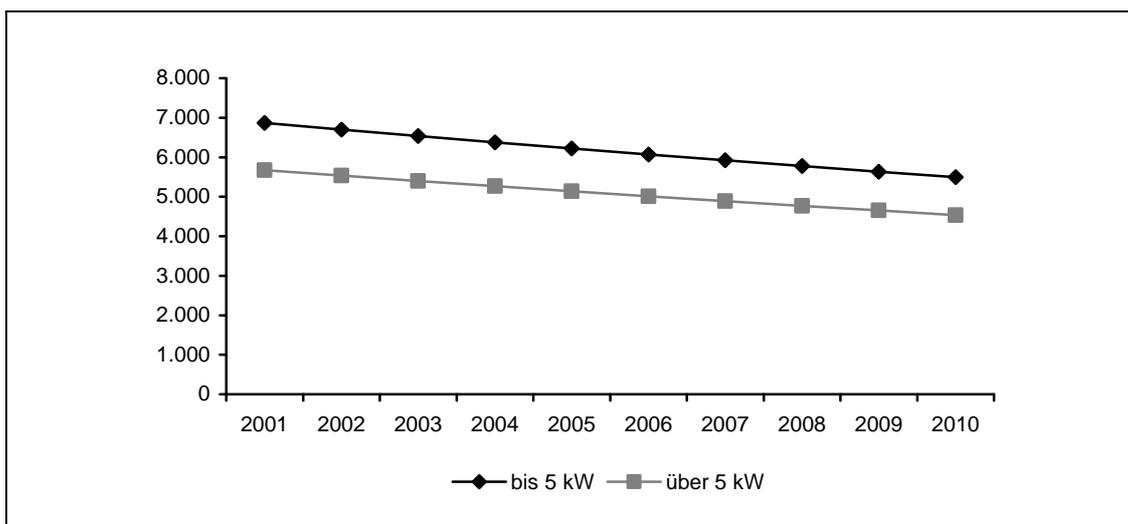
Die Abschätzung der Investitionskosten basiert auf Untersuchungen des Instituts für Energetik und Umwelt Leipzig im Rahmen der „Evaluierung des 100 000-Dächer-Solarstromprogramms“ (IE 2001). Für Kleinanlagen der Baujahre 2000/2001 sind demnach Kosten in Höhe von 6 869 Euro/kW anzusetzen. Da beim Bau von Großanlagen vor allem im Bereich der Planung und Montage Einsparungen möglich sind, werden die spezifischen Investitionskosten dieser Leistungsklasse um 1 000 Euro/kW niedriger angenommen.

Für den Zeitraum bis 2010 wird bei einer jährlichen Kostendegression von durchschnittlich 2,4% für die Gesamtsysteme mit einer Kostenminderung um 20% gerechnet (vgl. Abbildung 5). Auf diese Weise steigen die Gesamtinvestitionen in den Zubau von PV-Anlagen in Deutschland bis 2003 zunächst an (durch den Zuwachs an installierter Leistung), um dann infolge der Kostendegression bei gleichbleibendem Zubau bis 2010 wieder stetig zu sinken.

Abbildung 5:

Prognostizierte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Photovoltaikanlagen

- in Euro/kW -



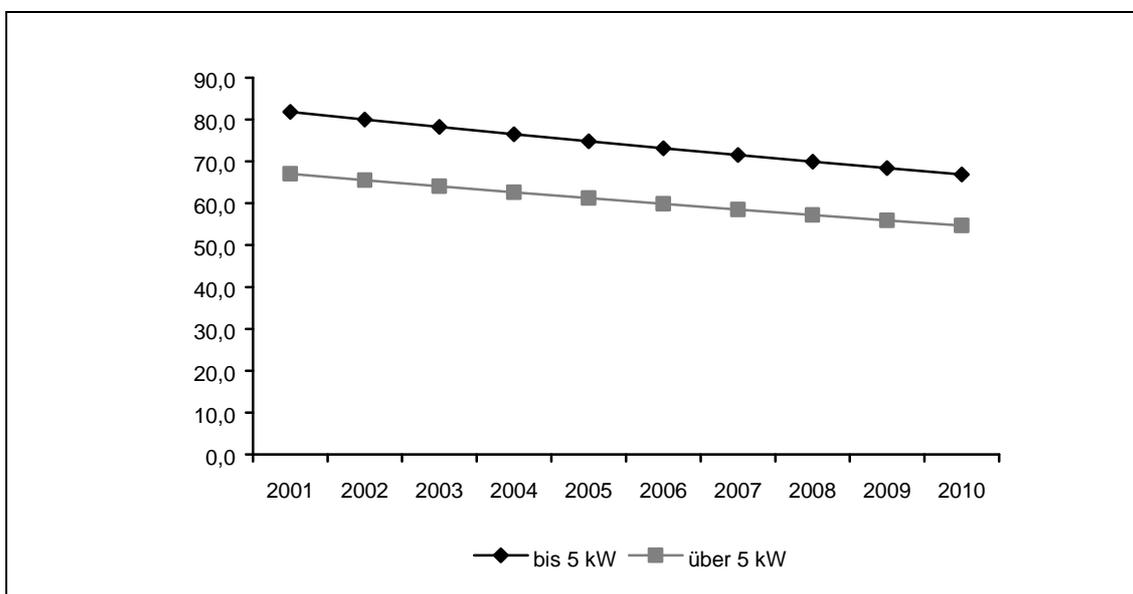
Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Für die Betriebskosten wurde in der Wirtschaftlichkeitsrechnung im Rahmen der Evaluierung des 100 000-Dächer-Solarstrom-Programms ein mittlerer Wert von 51 Euro/kW

angenommen. In diesen Kosten enthalten ist die Zählermiete, die von der Zahl der Anlagen und selten von deren Größe abhängt. Da Kostendegressionen oder -steigerungen für die Betriebskosten nicht absehbar sind, werden die angeführten Werte über den gesamten Prognosezeitraum beibehalten.

Für die Entwicklung der Stromgestehungskosten bedeutet dies eine deutlichen Rückgang um durchschnittlich 2,2% pro Jahr (vgl. Abbildung 6).

Abbildung 6:
Prognose der Stromgestehungskosten der Photovoltaiknutzung
- in Cent/kwh -



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

4.6 Nutzung der Solarthermie zur Wärmeerzeugung

Bestandsaufnahme 2001

Für die vorliegende Bestandsaufnahme und Prognose der Nutzung der Solarthermie zur Wärmeerzeugung wurden vier Referenzsysteme definiert, welche für den Prognosezeitraum bis 2010 als charakteristisch einzuschätzen sind: Solarabsorber für Schwimmbäder (Referenzsystem I) sowie Vakuumkollektoren (Referenzsystem II) und kleine bzw. große Flachkollektoren für Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung (Referenzsysteme III und IV).

Ende des Jahres 2001 waren in Deutschland etwa 7,7 Mio. m² verglaste Kollektorfläche und 0,66 Mio. m² Schwimmbadabsorber installiert. Der potenzielle Jahresertrag der 2001 betriebenen Anlagen liegt bei etwa 1 590 GWh.

Ausbaupotenzial bis 2010

Die Abschätzung des Ausbaupotenzials orientiert sich an Nitsch (Nitsch u. a. 2001). Abweichend von dieser Prognose wird jedoch bis Ende des Jahres 2005 ein größerer, danach ein geringerer Zubau unterstellt. Die Prognose für den Zeitraum 2001 bis 2005 baut auf dem Zubau des Jahres 2001 von ca. 900 000 m² verglaster Kollektoren auf und setzt eine jährliche Steigerung von 15% bezogen auf das Vorjahr an. Danach wird eine geringere, zehnpromtente jährliche Steigerung unterstellt. Die Prognose erfolgt unter der Prämisse, dass bis 2010 eine finanzielle Unterstützung in der Größenordnung des Basisjahres erfolgt.

Aufgrund der jungen Altersstruktur der Anlagen ist der Rückbauumfang gering. Unterschiede ergeben sich jedoch zwischen den einzelnen Kollektorsystemen. So ist davon auszugehen, dass bei den Absorbersystemen ein größerer Rückbau erfolgt.

Über den Betrachtungszeitraum dürften sich die Anteile der einzelnen Systeme an den Gesamtinstallationen verschieben. Größere Solarkollektoren erhalten zukünftig eine stetig wachsende Bedeutung. Vakuumkollektoren besitzen über den Prognosezeitraum einen konstanten Anteil von 17% an der installierten Gesamtfläche.

Annahmen über die Kostenentwicklung

Die Ermittlung der Kosten (Betriebs- und Investitionskosten) erfolgte auf Basis der Auswertung verschiedener Fachpublikationen, Herstellerunterlagen, Marktübersichten etc. Ebenso die Aufteilung der Investitionen auf die einzelnen Wirtschaftssektoren (Unger u. a. 1998).

Die Ableitung der Betriebskosten erfolgte ebenfalls auf Basis von Literaturlauswertungen, einzelnen Befragungen sowie speziellen Recherchen. Versicherungskosten wurden nicht angenommen, da die Anlagen in der Regel in der Hausversicherung ohne Prämienhöhung mitversichert werden. Die Personalkosten besitzen hohe Anteile an den gesamten Betriebskosten der Referenzsysteme (64-82%).

Beim Absorbersystem (Referenzsystem I) wird bei den Investitionskosten von einer Kostenverringelung von jährlich 1,2% und insgesamt rund 10% im Zeitraum 2001 bis 2010 ausgegangen. Für die verglasten Kollektorsysteme (Referenzsystem II) im Zeitraum 2001 bis 2005 wird eine Reduzierung der Investitionskosten um 18% auf Basis der Lernkurve im HGF-Gutachten (Nitsch u. a. 2001) angenommen. Für den Zeitraum 2006 bis 2010 verbleibt auf Grundlage der Lernkurvenfortschreibung und auf Basis der Marktentwicklung noch eine weitere Verringerung um 4%. Abbildung 7 zeigt die prognostizierte Entwicklung der Investitionskosten der Referenzanlagen bis 2010.

Für den Betrachtungszeitraum 2000 bis 2010 werden folgende Annahmen getroffen:

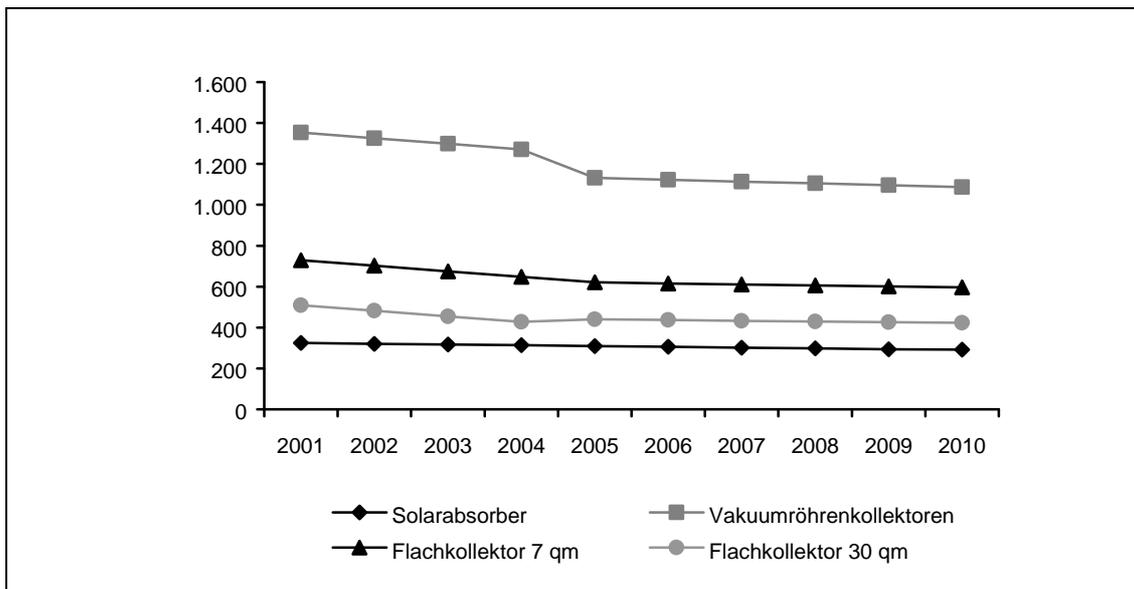
- Die Zuordnung der Investitionskosten zu den einzelnen Branchen wird über den Betrachtungszeitraum als konstant angenommen.
- Die Betriebskosten bleiben in ihrer Höhe gleich.

- Bezüglich der Anteile der einzelnen Betriebskostenarten werden keine Veränderungen unterstellt.
- Für alle Anlagenkomponenten wird eine einheitliche Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen.

Abbildung 7:

Prognostizierte Entwicklung der Investitionskosten von Anlagen zur Nutzung solarer Wärme

- in Euro/qm -

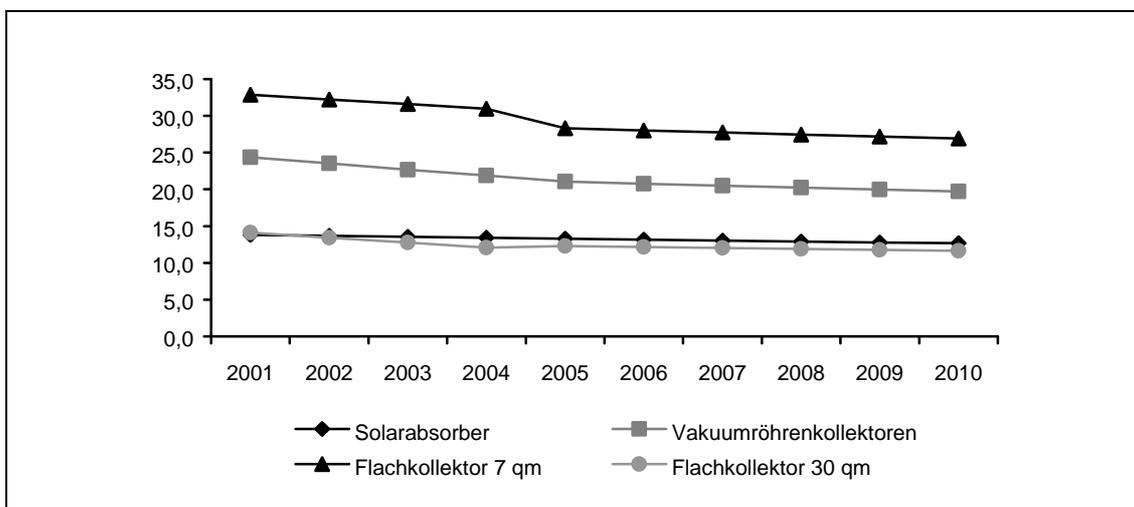


Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Abbildung 8:

Prognose der Stromgestehungskosten der solaren Wärmenutzung

- in Cent/kWh -



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Eine geringere Lebensdauer einzelner Komponenten wurde innerhalb der Betriebskostenansätze berücksichtigt.

Die Senkung der Investitionskosten führt in der Prognose zu einer entsprechenden Verringerung der Wärmegestehungskosten (vgl. Abbildung 8). Hierbei ergibt sich je nach Referenzsystem ein durchschnittlicher Kostenrückgang zwischen 0,9% (Solarabsorber) und 2,3% (Vakuumröhrenkollektoren).

4.7 Nutzung von Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung

Bestandsaufnahme 2001

Bei der Bestandsermittlung und Prognose der Biogasnutzung zur Energieerzeugung wurde zwischen drei Leistungsklassen unterschieden: Anlagen mit einer Leistung kleiner als 70 kW (Referenzanlage I), Anlagen mit einer Leistung zwischen 70 und 499 kW (Referenzanlage II) und Anlagen ab 500 kW Leistung (Referenzklasse III). In die Untersuchung wurden Klär- und Deponiegasanlagen mit einbezogen und der Referenzklasse II zugeordnet.

Im Jahr 2001 sind in Deutschland 2 755 Biogasanlagen (inkl. Klär- und Deponiegasanlagen) mit einer elektrischen Leistung von rund 293 MW_{el.} installiert. Der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung liegt bei mindestens 95%. Die potentielle Energieerzeugung dieser Anlagen beläuft sich auf 1 439 GWh Strom und 1 617 GWh Wärme. Es wird von einem durchschnittlichen Eigenverbrauch von 8 bis 20% der Elektroenergie und von 25 bis 40% der Wärme ausgegangen. Die darüber hinaus gehende Energie steht zur Nutzung zur Verfügung und wird in dieser Höhe in der Untersuchung berücksichtigt. Gegenwärtig dürften etwa 10% der Wärme am Ort (Wohngebäude, Stallungen, Betriebsgebäude u. a.) genutzt werden. Für den verbleibenden Teil erfolgt in der Regel keine wirtschaftliche Verwertung.

Ausbaupotenzial bis 2010

Die Entwicklung der Energiebereitstellung aus Biogas wird auf der Basis verschiedener Szenarios aus unterschiedlichen Quellen abgeschätzt. Die untersuchten Quellen gehen von einer annähernden Vervierfachung der Energiebereitstellung aus Biogas, Klär- und Deponiegas bis zum Jahr 2010 aus. Diese Entwicklung vollzieht sich zwischen den einzelnen Energieträgern und verschiedenen Leistungsklassen unterschiedlich. So wird der höchste Zuwachs (Anlagenzahl und installierte Leistung) im Bereich Biogasanlagen von 70 bis 499 kW erwartet. Die installierte Leistung pro Anlage steigt innerhalb der jeweiligen Leistungsklassen ebenfalls durchschnittlich an.

Es wird davon ausgegangen, dass die Ausnutzung des technisch nutzbaren Potenzials von Biogas (Landwirtschaft und biologische Abfälle) im Jahr 2010 etwa 45% beträgt. Das Potenzial von Klär- und Deponiegas ist zu diesem Zeitpunkt zu annähernd 100% ausgeschöpft und verharrt auf hohem Niveau.

Der Zubau innerhalb der einzelnen Leistungsklassen wurde für die nähere Zukunft abgeschätzt und für die fernere Zukunft linear interpoliert. Ein altersbedingter Ausfall von Anlagen wird nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der Nutzungsdauer (Volllaststunden) wurde analog der Betrachtung zum Leistungszuwachs abgeschätzt (nähere Zukunft) bzw. linear interpoliert (fernere Zukunft).

Nach Abzug des elektrischen Eigenverbrauchs der Anlagen wird im Jahr 2010 eine elektrische Arbeit von etwa 4,8 TWh erwartet. Dies liegt etwas höher als in anderen Prognosen dargestellt, die jedoch mehrheitlich aus den Jahren 1999 und 2000, also vor Inkrafttreten des EEG, datiert sind. Der Eigenverbrauch der Anlagen wird weiterhin mit 8 bis 20% der Elektroenergie und 25 bis 40% der Wärme angenommen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass – wie oben bereits dargestellt – nur rund 10% der Wärme am Ort (Wohngebäude, Stallungen, Betriebsgebäude u. a.) genutzt wird.

Annahmen über die Kostenentwicklung

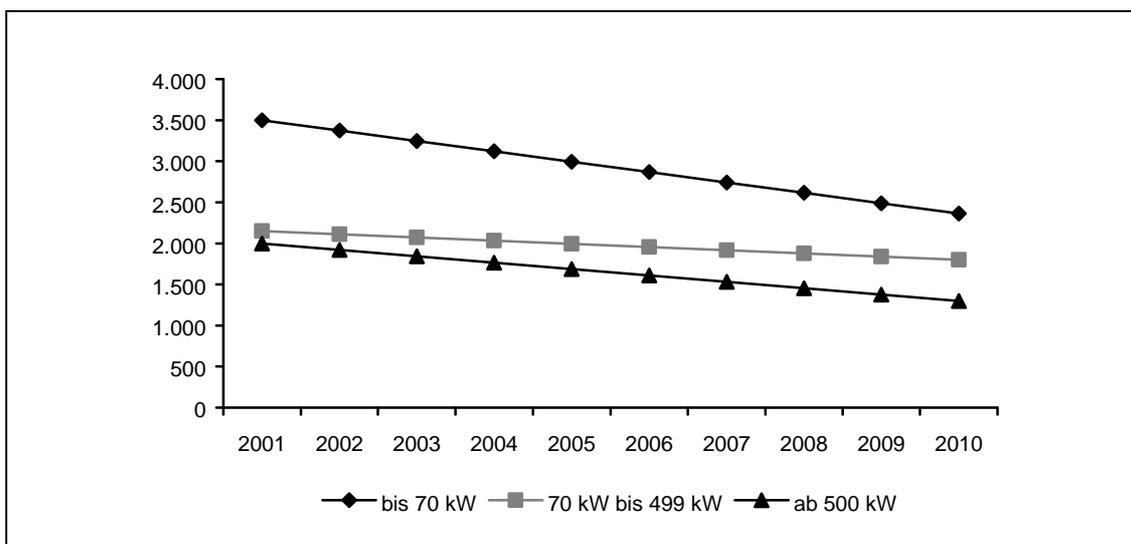
Die Investitionskosten sind relativ genau ermittelbar. Die Betriebskosten wurden ebenfalls unter Verwendung unterschiedlicher Quellen aus Angaben über verschiedene Leistungsklassen und Betriebsvarianten der Anlagen entnommen und gemittelt.

Aufgrund der angestrebten, und teilweise bereits heute praktizierten standardisierten und modularen Bauweise von Biogasanlagen sowie Kostensenkungen auf dem BHKW-Sektor wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten bis zum Jahr 2010 je nach Referenzsystem um 16% (Referenzsystem II) bis rund 35% (Referenzsystem I und III) sinken (vgl. Abbildung 9). Die Berechnung der Betriebskosten wurde für alle Jahre mit konstanten Anteilen vorgenommen. Es ist jedoch damit zu rechnen, dass durch die wei-

Abbildung 9:

Prognostizierte Entwicklung der Investitionskosten von Biogasanlagen

- in Euro/kW -



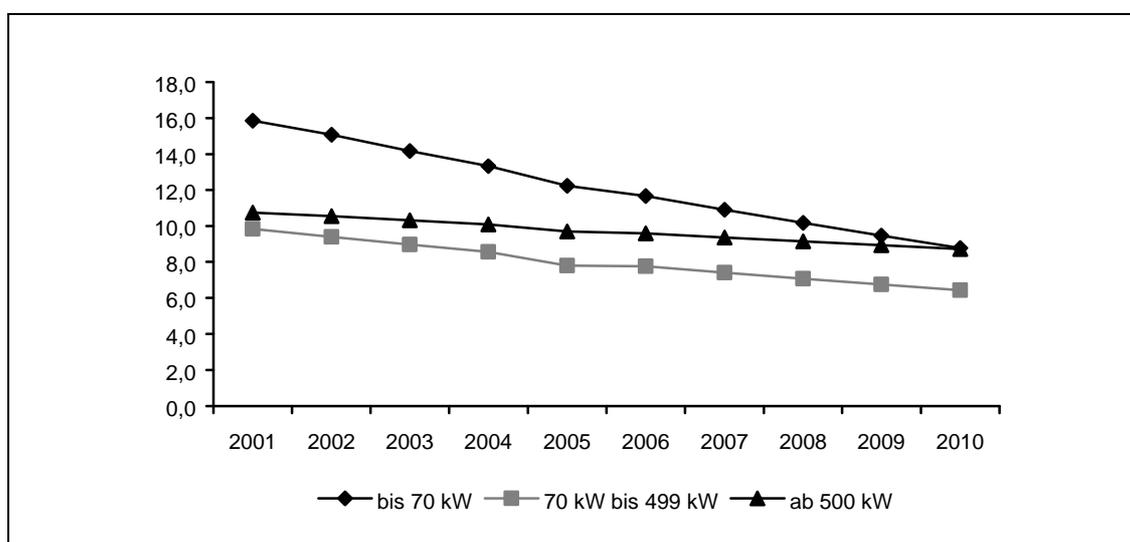
Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

tere Technisierung der Anlagen (Prozessüberwachung) und die vermehrte Nutzung von Kofermenten die Betriebskosten in diesem Sektor eher noch steigen. Die derzeit noch hohe Anfälligkeit (und somit längere Standzeiten) der BHKW-Technik im Biogasbereich wird sich hin zu konstanteren Laufzyklen und einer höheren Gesamtlebensdauer der Aggregate entwickeln (Verringerung von Reparaturzeiten und benötigten Ersatzteilen).

Für die Nutzungsdauer der Anlagen werden folgende bauteilspezifische Zeiten angesetzt: Gasleitungen 15 Jahre, Pumpen 8 Jahre, Rührer, Rührmixer 10 Jahre, Fermenter 20 Jahre, Blockheizkraftwerke 15 Jahre und kompakte Biogasanlagen 16 Jahre.

Aufgrund verringerter Investitionskosten, abnehmender Betriebskosten und steigender Wärmeerlöse in allen drei Referenzsystemen ist im Prognosezeitraum mit einem deutlichen Rückgang der Stromgestehungskosten zu rechnen. Je nach Referenzsystem ist im Durchschnitt mit einem jährlichen Rückgang von 2,4% bei den Großanlagen (Referenzsystem III) bis hin zu 6,4% bei den Kleinstanlagen (Referenzsystem I) zu rechnen (vgl. Abbildung 10).

Abbildung 10:
Prognose der Stromgestehungskosten von Biogasanlagen
- in Cent/kWh -



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

4.8 Geothermische Wärme- und Stromgewinnung

Bestandsaufnahme 2001

Die in die Betrachtung aufgenommenen Anlagen werden in zwei Referenzklassen aufgeteilt: Anlagen der Leistungsklasse 0,1 bis 2 MW (Referenzsystem I) und Anlagen ab 2 MW Leistung (Referenzsystem II). Im Jahr 2001 existieren in Deutschland etwa 21 Anlagen zur

hydrothermalen Wärmeerzeugung, die Erdwärme des tiefen Untergrunds nutzen. Bei vielen Anlagen steht eine balneologische Nutzung der Thermalwässer im Vordergrund, die Energiegewinnung wird als zusätzliche Einnahmequelle betrachtet. In den vorhandenen Anlagen wird gegenwärtig keine Elektrizität erzeugt. Zusätzlich zu diesen Anlagen sind etwa vier (größere) erdgekoppelte Anlagen vorhanden, die Wärme, über oberflächennahe Erdsonden gewonnen, von Wärmepumpen auf das benötigte Temperaturniveau anheben und für ein Nahwärmenetz bereitstellen. Diese Anlagen, wie auch die Anlagen einiger tausend Wohnhäuser mit erdgekoppelten Wärmepumpen, werden hier nicht betrachtet.

Die installierte Leistung beträgt insgesamt etwa 33 MW, wovon allein 22 MW auf größere Anlagen entfallen. Damit ließen sich ca. 160 GWh Wärme erzeugen. Diese Wärmeabgabe berücksichtigt unterschiedliche mittlere Jahreslaufzeiten der Anlagen, die für kleinere Anlagen durchschnittlich 4 000 h/a und für größere Anlagen aufgrund der besseren Ausnutzung in größeren Nahwärmenetzen bei etwa 5 000 h/a liegt.

Ausbaupotenzial bis 2010

Die Entwicklung der Energiebereitstellung aus Geothermie wird auf der Basis verschiedener Szenarien aus unterschiedlichen Quellen abgeschätzt. Nach Auswertung der untersuchten Quellen wird von einer annähernden Versiebenfachung der Wärmebereitstellung auf gut 1 000 GWh aus tiefer Erdwärme bis zum Jahr 2010 ausgegangen. Diese Entwicklung vollzieht sich innerhalb der verschiedenen Leistungsklassen unterschiedlich. So wird erwartet, dass der höchste Zuwachs bezüglich der Anlagenzahl und der installierten Leistung im Bereich Großanlagen zu erwarten ist. Hier kommt es im Gegensatz zu kleineren Anlagen auch zu einer Bereitstellung an elektrischer Arbeit, und zwar in Höhe von rund 420 GWh im Jahr 2010. Die installierte Leistung pro Anlage steigt innerhalb der jeweiligen Leistungsklassen ebenfalls durchschnittlich an.

Es wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2010 weiterhin nur ein geringer Anteil des technisch nutzbaren Potenzials der Erdwärme genutzt wird. Für die Entwicklung des Wärmemarktes aus Geothermie wird vor allem die Einbindung der Energie in das Energiesystem von großer Bedeutung sein. Inwieweit sich Großprojekte zur reinen Stromerzeugung, welche örtlich unabhängig als Grundlastkraftwerke in das Netz einspeisen, etablieren können, hängt zum größten Teil von den Kosten für Bohrung und Aufschluss des Untergrundes ab.

Der jeweilige Zubau innerhalb der Leistungsklassen wurde für die nähere Zukunft abgeschätzt und für die fernere Zukunft teilweise linear interpoliert. Ein evtl. altersbedingter Ausfall von Anlagen wird nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der Nutzungsdauer (Volllaststunden) wurde analog der Betrachtung zum Leistungszuwachs abgeschätzt bzw. linear interpoliert.

Annahmen über die Kostenentwicklung

Die Investitionskosten sind aufgrund der geringen Zahl der Anlagen nur relativ ungenau zu ermitteln. Die großen Anlagen werden bisher noch mehr oder weniger als Demons-

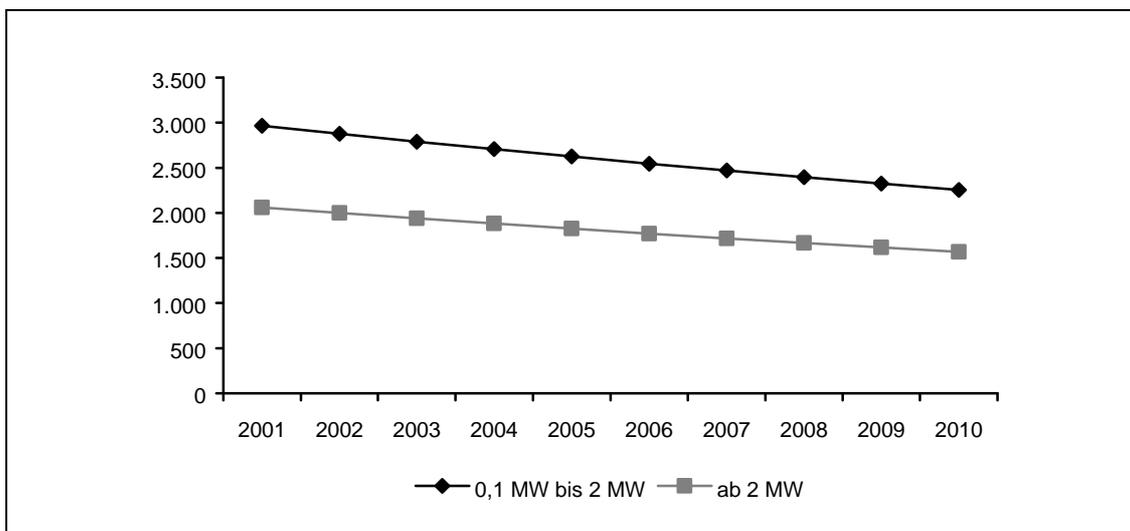
trationsprojekte betrachtet und sind in den meisten Fällen ohne Fördermittel nicht denkbar.

Die Betriebskosten wurden ebenfalls unter Verwendung unterschiedlicher Quellen und aus Angaben einzelner Projekte entnommen und gemittelt. Hierbei spielen bei den großen Anlagen vor allem die immer höher werdenden Personalkosten eine Rolle. Mit zunehmendem Anteil an Großanlagen gehen die Anteile an Strom und sonstigen Brennstoffen zurück, weil diese den benötigten Strom selbst produzieren und aufgrund der ausreichenden Tiefe der Bohrung keine Wärmepumpe eingesetzt werden muss. Außerdem wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Spitzenlastarbeit insgesamt zurückgeht. Für kleinere Anlagen gilt eine andere Verteilung der Betriebskosten. In einigen Fällen werden elektrisch oder gasmotorisch betriebene Wärmepumpen eingesetzt. Der Anteil an Spitzenlastarbeit ist dabei höher. Andererseits ist der Anteil an Personalkosten geringer.

Abbildung 11:

Prognostizierte Entwicklung der Investitionskosten von Anlagen zur Nutzung hydrothermaler Erdwärme

- in Euro/kW -



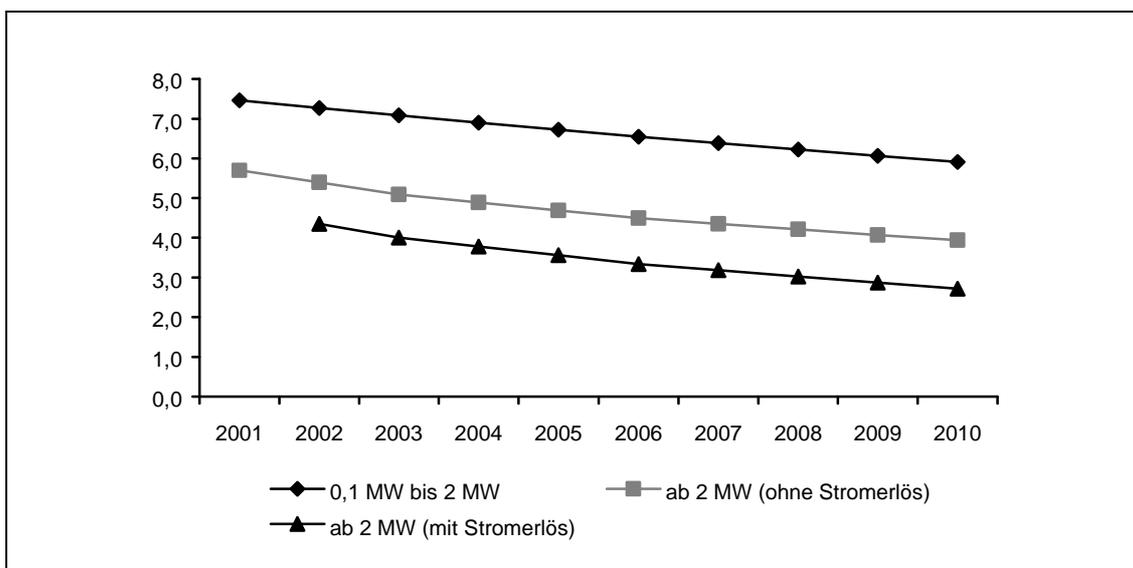
Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Für den Zeitraum bis zum Jahr 2010 wird davon ausgegangen, dass aufgrund geringer Kostensenkungen im Bereich der Bohrungen und der teilweise bereits heute praktizierten, standardisierten und modularen Bauweise die Investitionen um durchschnittlich jährlich 3% sinken (vgl. Abbildung 11). Die Berechnung der Betriebskosten wurde für alle Jahre bei Kleinanlagen mit konstanten Anteilen vorgenommen. Bei Großanlagen wird eine Verschiebung der durchschnittlichen Anlagengröße erwartet. Demzufolge findet im Laufe der Jahre eine Verschiebung der Betriebskosten in Richtung Personalkosten statt. Die Anteile anderer Kostenträger sinken demnach in diesem Zeitraum entspre-

chend. Generell sind aufgrund der geringen Anzahl der Anlagen die Aussagen über die zu erwarteten Investitions- und Betriebskosten nur relativ ungenau abzuschätzen. Für die Nutzungsdauer der verschiedenen Anlagen/Komponenten gelten folgende Annahmen: Thermalwasserleitungen, Pumpen und Wärmetauscher werden mit 15 Jahren angesetzt, Spitzenlastanlagen mit 10 und untertägige Anlagenteile mit 30 Jahren.

Für die Wärmegestehungskosten ergibt sich hieraus eine spürbare Reduktion (vgl. Abbildung 12), die auf der Basis der Prognose für Investitions- und Betriebskosten durchschnittlich 2,6% (Referenzsystem I) bzw. 4,0% (Referenzsystem II) pro Jahr ausmachen dürfte. Letzteres Referenzsystem profitiert dabei von der Vergütung der Stromerzeugung nach dem EEG (vgl. Tabellenanhang).

Abbildung 12:
Prognose der Wärmegestehungskosten von geothermalen Anlagen
- in Cent/kWh -



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

4.9 Zusammenfassende Darstellung der Prognose

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Bestandsaufnahme und der Prognose noch einmal kurz zusammengefasst. Eine ausführliche Darstellung der Prognosedaten ist im tabellarischen Anhang dieser Studie zu finden.

Die in der Prognose angenommenen Entwicklung der Nutzung der einzelnen Energieträger reicht insgesamt aus, um das von der Bundesregierung anvisierte Ziel den Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch zu verdoppeln. Während der Beitrag im Bereich der Stromerzeugung von knapp 7,5% im Jahr 2001 (ca. 36 TWh) auf 14,1% (ca. 73 TWh) des Stromverbrauchs im Jahr 2010 ansteigt, erhöht sich im gleichen Zeit-

raum der Beitrag zur Wärmeversorgung von 8,5 % (ca. 56 TWh) auf 13,8% (ca. 91 TWh). Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am gesamten Primärenergieverbrauch Deutschlands im Basisjahr 2001 belief sich auf rund 2,8%. Für die Studie wird angenommen, dass zum Ende des Prognosezeitraums dieser Anteil auf gut 5% steigen wird.

Die Höhe der Investitionen wird im Jahr 2001 auf knapp 8 Mrd. Euro geschätzt. Trotz des kontinuierlichen Zuwachses der gesamten Anlagenkapazitäten bewirken die sinkenden spezifischen Investitionskosten der meisten Anlagen eine Abnahme der jährlichen Gesamtinvestitionen auf etwas mehr als 7 Mrd. Euro im Jahr 2010. Insgesamt dürfte bis Ende des Prognosezeitraums eine Investitionssumme von etwa 73 Mrd. Euro in den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger geflossen sein. Die jährlichen Ausgaben für den Betrieb der Anlagen steigen im Prognosezeitraum mit dem Bestand an Anlagen kontinuierlich an. Während im Basisjahr 2001 Gesamtkosten von rund 2,6 Mrd. Euro anfielen, wird die Summe der Betriebskosten im Jahr 2010 auf knapp 5 Mrd. Euro geschätzt.

Der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger in der hier prognostizierten Größenordnung ist ohne eine umfangreiche Förderung nicht möglich. Daher wurde bei der Prognose davon ausgegangen, dass eine Förderung der Stromerzeugung wie bisher im Rahmen des EEG erfolgt und eine geeignete Bezuschussung verbleibende Wirtschaftlichkeitsdefizite deckt. Bezüglich der Wärmeerzeugung wurde von einer reinen Zuschussförderung ausgegangen. Eine Schätzung der notwendigen Einspeisevergütung beläuft sich auf gut 23 Mrd. Euro im Prognosezeitraum. Die Höhe der für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen darüber hinaus notwendigen Zuschüsse wird für die Strom- und Wärmeerzeugung zusammen auf ebenfalls rund 20 Mrd. Euro geschätzt. Der Subventionswert der gesamten erforderlichen Fördermaßnahmen beläuft sich damit auf rund 43,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2010.

5. Simulationsergebnisse

Zur Ermittlung der Beschäftigungseffekte des Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energieträger wurde das Modell unter der Annahme des Ausbaupfades, der im Abschnitt 4 beschrieben ist, im Schätzzeitraum simuliert. Diese Modelllösung wurde mit einer historischen Simulation verglichen, die eine Entwicklung der Volkswirtschaft ohne das Ausbauszenario nachbildet. In den nachfolgenden Ergebnissen sind somit die absoluten bzw. die prozentualen Abweichungen der Modellvariablen des Ausbauszenarios von den jeweiligen Ergebnissen des Basiszenarios dargestellt.

Da im Rahmen dieser Studie nicht die absoluten Entwicklungen der volkswirtschaftlichen Aggregate von Interesse sind, sondern die Differenzen des Ausbauszenarios gegenüber einer Basislösung, wurde das Modell nicht *ex ante*, sondern im Schätzzeitraum simuliert. Auf diese Weise kann die Unsicherheit bei der Prognose der exogenen Größen im Modell vermieden werden. Da das Modell näherungsweise als linear betrachtet werden kann, sind die Differenzen des Ausbauszenarios zur Basislösung nur in vernachlässigbarer Weise von den Niveaus der Variablen des Modells abhängig.

5.1 Szenario I: Entwicklung der Beschäftigung ohne Gegenfinanzierung

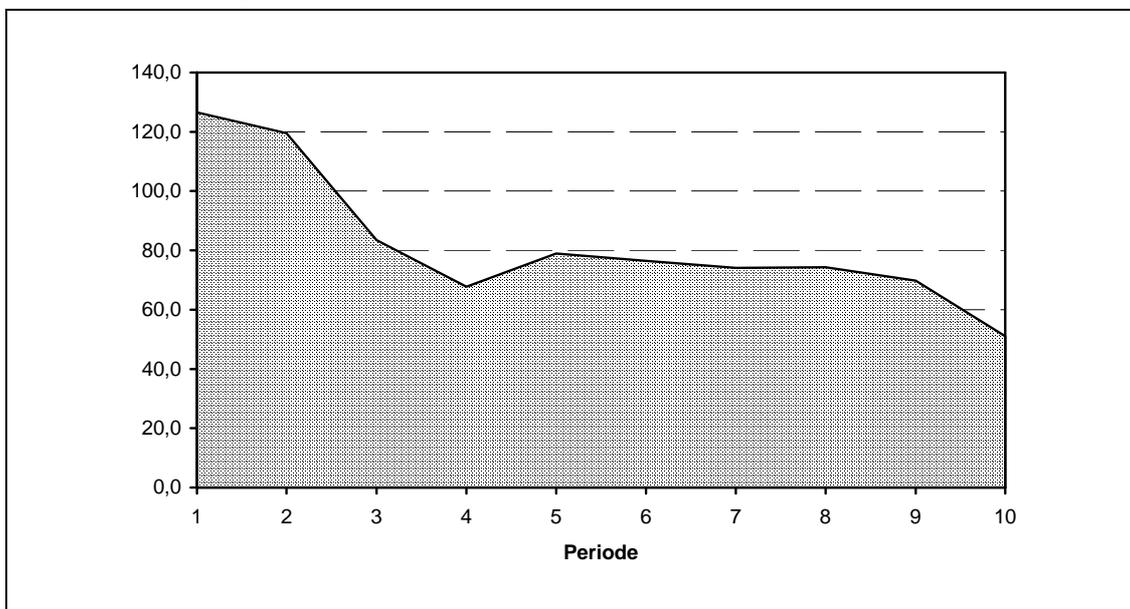
In diesem Szenario soll zunächst der gesamtwirtschaftliche Entwicklungspfad der Beschäftigungseffekte unter der (unrealistischen) Annahme beschrieben werden, dass die Ausgaben für den Ausbau der Nutzung regenerativer Energien weder durch eine erhöhte Staatsverschuldung noch durch erhöhte Steuereinnahmen oder sinkende Staatsausgaben finanziert werden. Die Mittel zur Finanzierung werden also zunächst einfach als „vorhanden“ angenommen. Auf diese Weise lassen sich die Brutto-Beschäftigungseffekte des Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energien ermitteln, also ohne eine Berücksichtigung der Verdrängungswirkungen durch die Finanzierung der Maßnahmen. Die Abbildung 13 zeigt die aggregierten Beschäftigungswirkungen der Anlageninvestition und des Anlagenbetriebs über den Simulationszeitraum von zehn Jahren.

Zunächst kann festgestellt werden, dass trotz der im Zeitablauf leicht ansteigenden Ausgaben für Bau und Betrieb der Anlagen (vgl. Abbildung 14) ein fallender Verlauf der Beschäftigungszuwächse zu verzeichnen ist. Während zu Beginn des Simulationszeitraums insgesamt noch rund 127 000 Arbeitsplätze geschaffen werden, induziert die Nutzung erneuerbarer Energien nach zehn Jahren nur noch etwa 51 000 Beschäftigte. Diese Entwicklung kann anhand der Veränderung der gesamtwirtschaftlichen Aggregate, die in den Tabellen 3 und 5 dargestellt sind, erläutert werden.

Abbildung 13:

Entwicklung der durch den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger induzierten Beschäftigung ohne Gegenfinanzierung

- in 1 000 Beschäftigte -

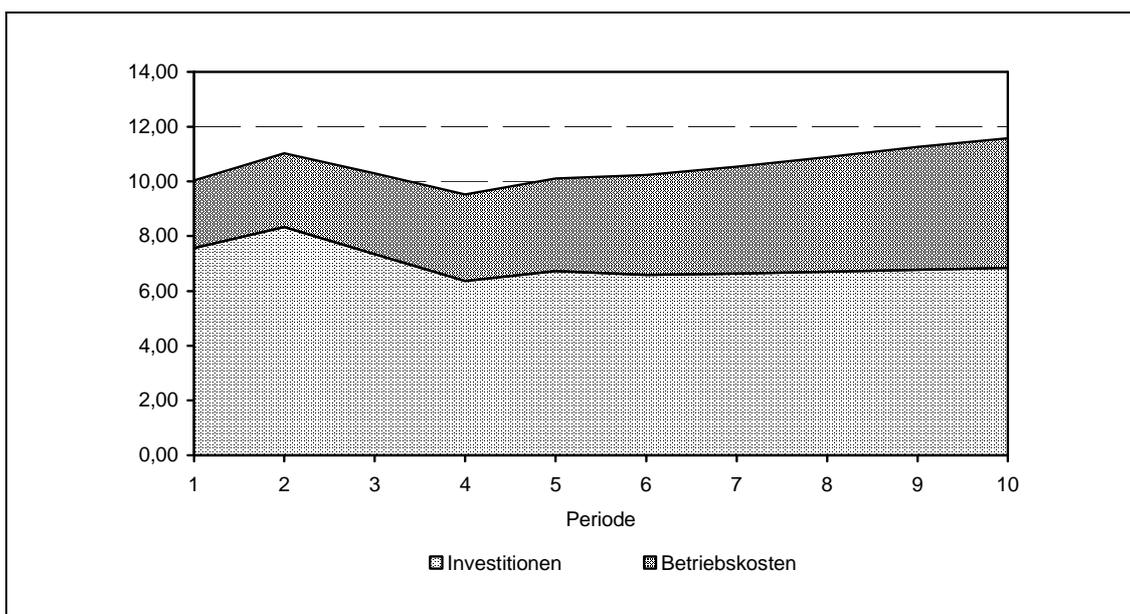


Quelle: Berechnungen des IWH.

Abbildung 14:

Ausgaben für den Bau und Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger

- Mrd. Euro in Preisen von 1995 -



Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 3:
Veränderungen ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Aggregate relativ zur Basislösung
- ohne Gegenfinanzierung -

Periode	Bruttoinlandsprodukt (BIP)		Konsum		Investitionen		Importe		Exporte		Handelsbilanz		Beschäftigte		Arbeitsangebot		Arbeitslose	
	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	in 1 000	in %	in 1 000	in %	in 1 000	in %
1	15,48	1,15	6,86	0,98	1,67	0,65	3,06	1,10	-0,63	-0,18	-3,69	-5,33	126,56	0,52	0,00	0,00	-126,56	-5,24
2	15,40	1,07	7,13	0,97	0,88	0,31	3,10	1,05	-0,64	-0,17	-3,74	-4,93	119,47	0,47	9,45	0,03	-110,03	-5,67
3	12,76	0,73	6,07	0,70	0,15	0,04	3,02	0,86	-0,55	-0,14	-3,57	-8,66	83,51	0,24	11,18	0,03	-72,32	-2,96
4	11,47	0,65	5,47	0,62	-0,30	-0,08	2,72	0,75	-0,38	-0,10	-3,09	-9,90	67,76	0,20	2,09	0,01	-65,68	-1,86
5	11,99	0,68	5,60	0,64	-0,31	-0,08	3,01	0,86	-0,34	-0,09	-3,35	-8,21	78,87	0,23	-1,10	0,00	-79,97	-2,00
6	11,36	0,64	5,30	0,61	-0,49	-0,13	3,28	0,90	-0,30	-0,07	-3,58	-8,43	76,44	0,23	-0,54	0,00	-76,98	-1,79
7	11,33	0,63	5,28	0,60	-0,66	-0,18	3,45	0,90	-0,25	-0,06	-3,70	-8,63	74,16	0,22	-0,93	0,00	-75,09	-1,74
8	11,21	0,62	5,13	0,58	-0,82	-0,22	3,62	0,91	-0,22	-0,05	-3,83	-8,77	74,29	0,22	-0,86	0,00	-75,16	-1,65
9	11,06	0,60	4,89	0,54	-1,00	-0,27	3,72	0,89	-0,17	-0,04	-3,90	-6,94	69,76	0,21	-0,91	0,00	-70,67	-1,61
10	10,52	0,56	4,43	0,47	-1,67	-0,44	3,41	0,74	-0,09	-0,02	-3,50	-9,29	51,03	0,15	-0,80	0,00	-51,82	-1,39

* In Preisen von 1995.

Quelle: Berechnungen des IWH.

Zunächst induzieren die zusätzlichen Ausgaben ein höheres Einkommen, das in Form höherer Konsum- und zunächst höherer Investitionsausgaben nachfragewirksam wird. Dies ist jedoch mit einem Anstieg der Kapazitätsauslastung über das Niveau des Basispfads verbunden, was wiederum zu einem allmählichen Ansteigen der Konsumenten-, Investitions- und Exportpreise führt. Das höhere Preisniveau und die steigende Kapazitätsauslastung führen zu einer überproportionalen Nominallohnanpassung, sodass die Reallöhne im Zeitablauf allmählich ansteigen. Aufgrund des steigenden Einkommens und der relativen Verbilligung ausländischer Güter nehmen die Importe zu. Die relative Verteuerung inländischer Güter führt gleichzeitig zu einem Rückgang der Exporte, sodass sich die Handelsbilanz gegenüber der Basislösung deutlich verschlechtert. Der wachsende Inflationsdruck führt zu einer Zinserhöhung, sodass die Investitionen aufgrund steigender Realzinsen ab dem vierten Jahr unter das Niveau der Basislösung fallen. Die beschriebenen Effekte bewirken, dass die anfänglich vergleichsweise hohen positiven Beschäftigungseffekte allmählich abgebaut werden.

Zwar liegt die Beschäftigung am Ende des Simulationszeitraums noch um ca. 51 000 Personen über dem Basispfad, die Dynamik des Anpassungsprozesses impliziert jedoch, dass die Wirtschaft auch bei über den Simulationszeitraum hinaus fortgesetzten Ausgabenimpulsen langfristig zu ihrem „normalen“ Output- und Beschäftigungsniveau bei höheren Preisen und Zinsen zurückkehrt, selbst dann, wenn man von einer Finanzierung der Förderpolitik absieht. Der Grund dafür ist, dass die Förderpolitik einen rein nachfrageseitigen Impuls darstellt und damit keinen wesentlichen Einfluss auf den technischen Fortschritt und auf das Produktionspotenzial der Wirtschaft hat. Somit ist nicht zu erwarten, dass langfristig zusätzliche Beschäftigung in spürbarem Umfang geschaffen wird.

Bezüglich der sektoralen Verteilung der Beschäftigungseffekte lassen sich folgende Aussagen treffen (vgl. Tabelle 4): Spürbare Beschäftigungseffekte konzentrieren sich auf die Sektoren, die von den Investitions- und Betriebsausgaben profitieren. Dies sind insbesondere die Investitionsgüter erstellenden Sektoren (7, 8, 11). Die Dienstleistungssektoren (12, 13) profitieren vor allem von den im Zeitablauf steigenden Betriebsausgaben. Die Mehrzahl der Sektoren spiegelt die gesamtwirtschaftliche Beschäftigungsentwicklung wider: anfängliche positive Beschäftigungseffekte werden im Zeitablauf allmählich abgebaut. Ein Blick auf die prozentuale Veränderung gegenüber der jeweiligen sektoralen Beschäftigung in der Basislösung zeigt, dass auch auf sektoraler Ebene keine relevante Verbesserung der Beschäftigungssituation zu erwarten ist.

Tabelle 4:
Beschäftigungseffekte der Nutzung erneuerbarer Energieträger
- ohne Gegenfinanzierung -

Sektor	Periode																			
	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
1. Land- und Forstwirtschaft und Fischerei	1,2	0,53	1,1	0,47	2,5	0,30	1,6	0,27	1,4	0,28	1,3	0,25	1,2	0,23	1,1	0,22	1,0	0,20	0,9	0,18
2. Energie und Wasser	-0,1	-0,03	0,1	0,48	0,1	0,02	0,0	0,01	0,1	0,02	0,1	0,03	0,1	0,03	0,1	0,04	0,1	0,04	0,1	0,05
3. Bergbauernzeugnisse	-0,8	-0,38	-0,9	0,03	-1,0	-0,30	-0,8	-0,30	-0,7	-0,31	-0,6	-0,30	-0,5	-0,30	-0,5	-0,30	-0,4	-0,28	-0,4	-0,25
4. Chemische Erzeugnisse	0,6	0,10	0,6	-0,47	0,3	0,04	0,2	0,03	0,2	0,04	0,2	0,03	0,1	0,03	0,1	0,03	0,1	0,03	0,1	0,03
5. Mineralölerzeugnisse	0,0	-0,05	0,0	0,09	0,0	-0,04	0,0	-0,04	0,0	-0,03	0,0	-0,02	0,0	-0,02	0,0	-0,02	0,0	-0,02	0,0	-0,03
6. Kunststoff-, Gummierzeugnisse, Steine und Erden	4,9	0,71	4,1	-0,06	3,7	0,28	2,9	0,25	3,3	0,30	2,8	0,27	2,5	0,25	2,3	0,24	2,1	0,22	1,6	0,17
7. Eisen, Stahl, NE-Metalle, Gießereierzeugnisse, Stahl- und Maschinenbauerzeugnisse, Fahrzeuge	16,8	0,51	26,6	0,57	19,4	0,47	13,1	0,39	13,8	0,44	14,4	0,49	13,0	0,45	11,7	0,42	10,9	0,40	7,5	0,28
8. Elektrotechnik, Feinmechanik, EBM-Waren	7,5	0,41	9,9	0,79	9,6	0,46	9,3	0,55	9,9	0,63	9,5	0,64	9,3	0,66	8,9	0,67	8,6	0,67	7,9	0,62
9. Holz, Papier, Leder, Textilien	1,6	0,13	0,4	0,52	-0,9	-0,06	-0,7	-0,05	-0,5	-0,04	-0,5	-0,05	-0,6	-0,05	-0,6	-0,05	-0,6	-0,06	-0,7	-0,07
10. Nahrungsmittel, Getränke, Tabakwaren	0,2	0,02	0,3	0,03	1,1	0,11	1,5	0,17	1,7	0,20	1,9	0,22	2,1	0,24	2,2	0,26	2,3	0,26	2,3	0,27
11. Bauleistungen	14,0	0,85	9,5	0,05	6,6	0,27	6,3	0,24	9,6	0,36	10,9	0,40	12,3	0,46	13,8	0,52	14,9	0,57	15,5	0,61
12. Dienstleistungen des Handels, Verkehrs, Kommunikation	44,2	1,05	36,6	0,56	24,7	0,26	17,7	0,21	20,3	0,24	16,7	0,20	14,0	0,17	12,2	0,15	8,0	0,09	-2,1	-0,02
13. Übrige Marktbestimmte Dienstleistungen	31,1	0,60	27,8	0,79	14,8	0,31	16,7	0,35	21,1	0,43	23,5	0,47	26,5	0,52	30,5	0,58	32,6	0,61	31,0	0,55
14. Nichtmarktbestimmte Dienstleistungen	5,4	0,13	3,4	0,51	2,7	0,03	-0,1	0,00	-1,2	-0,02	-3,6	-0,04	-5,8	-0,07	-7,7	-0,09	-9,8	-0,12	-12,8	-0,15
Alle	126,6	0,52	119,5	0,47	83,5	0,24	67,8	0,20	78,9	0,23	76,4	0,23	74,2	0,22	74,3	0,22	69,8	0,21	51,0	0,15

a = Abweichung vom Basisszenario in 1 000 Beschäftigte. - b = in %.

Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 5:
Aggregierte Preisindizes
- ohne Gegenfinanzierung -

Periode	BIP-Preis	Konsumentenpreis	Investitionspreis	Exportpreis	Reallohn
1	0,00	-0,02	-0,02	-0,09	0,34
2	0,12	0,11	0,01	-0,07	0,46
3	0,24	0,25	0,10	0,03	0,52
4	0,35	0,38	0,23	0,14	0,55
5	0,46	0,50	0,36	0,25	0,61
6	0,56	0,61	0,49	0,36	0,62
7	0,66	0,73	0,62	0,48	0,65
8	0,78	0,85	0,74	0,59	0,65
9	0,90	0,96	0,86	0,71	0,65
10	1,00	1,07	0,97	0,82	0,62

Abweichungen von der Basislösung in Prozent

Quelle: Berechnungen des IWH.

5.2 Szenario II: Entwicklung der Beschäftigung bei einer budgetneutralen Finanzierung

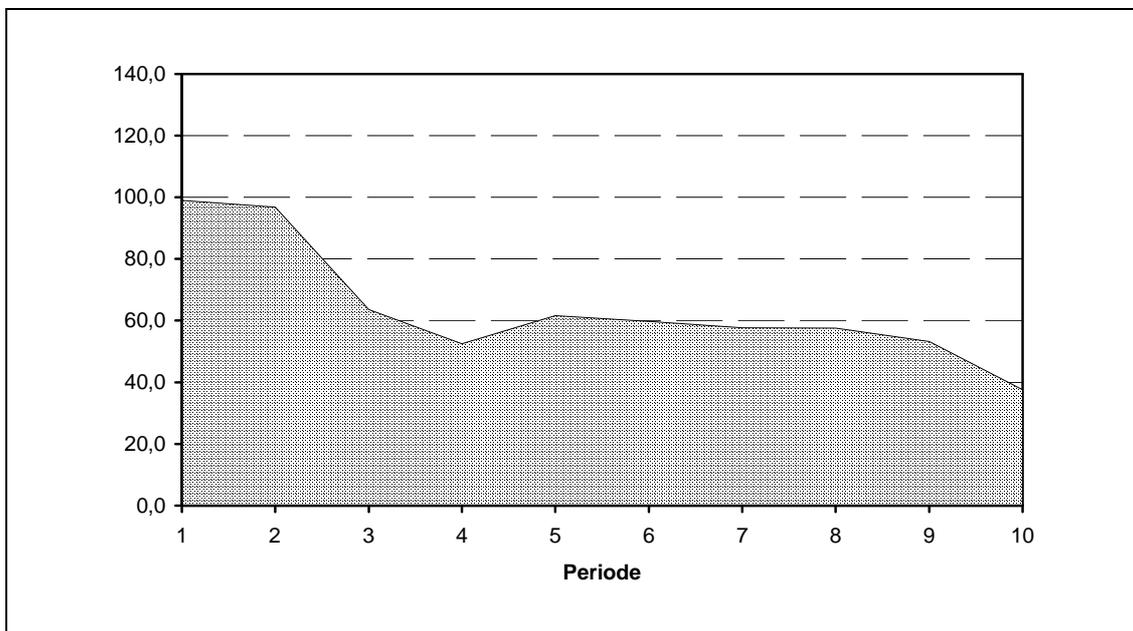
In einem zweiten Schritt wird nun die unrealistische Annahme aufgegeben, dass die Mittel zur Finanzierung der Förderpolitik einfach „vorhanden“ sind. In Szenario II wird stattdessen berücksichtigt, dass ein beträchtlicher Teil der Investitionssumme aus der Vergütung nach dem EEG und aus staatlichen Investitionskostenzuschüssen finanziert wird (vgl. Anhangtabelle 34). Sowohl für die EEG-Vergütung als auch für die Investitionskostenzuschüsse wird vereinfachend unterstellt, dass die Finanzierung über eine Erhöhung der Einkommensteuer erfolgt. Dazu wird der Einkommensteuersatz in jeder Periode so angepasst, dass die zusätzlichen Steuereinnahmen die Ausgaben der Förderpolitik exakt kompensieren. Auf diese Weise kann eine realistischere Einschätzung der Beschäftigungseffekte gewonnen werden. Zu beachten ist, dass dabei noch nicht berücksichtigt wird, dass die privaten Mittel zur Finanzierung ebenfalls nicht „frei“ zur Verfügung stehen. Die Gesamteffekte für die Beschäftigung werden in Abbildung 15 dargestellt.

In diesem Szenario beträgt der anfängliche Beschäftigungsimpuls nur noch 99 000 Beschäftigte, während am Ende des Simulationszeitraums noch ein Beschäftigungszu-

wachs von rund 38 000 zu verzeichnen ist. Der Pfad hat dabei qualitativ den gleichen Verlauf wie in Abbildung 13. Der Verlauf kann anhand der Tabellen 6 und 8 erläutert werden. Aufgrund der erhöhten Steuerbelastung sinkt das verfügbare Einkommen und damit der private Konsum im Vergleich zum Szenario I. Während dort der Konsum anfänglich noch 6,86 Mrd. Euro gegenüber der Basislösung steigt, kann bei der Steuerfinanzierung nur noch ein Konsum von 3,46 Mrd. Euro verzeichnet werden. Während des gesamten Simulationsverlaufs liegt der Konsumzuwachs gut 3 Mrd. Euro unterhalb des Zuwachses in Szenario I. Der Rückgang des privaten Konsums bewirkt, dass die Kapazitätsauslastung in Szenario II nicht im gleichen Maße steigt wie in Szenario I. Dies hat wiederum einen geringeren Anstieg der Preise und Reallöhne gegenüber der Basislösung zur Folge als in Szenario I (vgl. Tabellen 5 und 8). Investitionen, Importe und Exporte reagieren daher in Szenario II etwas moderater. Ansonsten laufen die gleichen dynamischen Anpassungseffekte wie in Szenario I ab. Zusammengefasst bewirken diese Effekte, dass die Beschäftigung anfänglich in geringerem Maße steigt, dann jedoch etwas langsamer abgebaut wird als in Szenario I.

Abbildung 15:

Entwicklung der durch den Ausbau einer Nutzung erneuerbarer Energieträger induzierten Beschäftigung bei einer Einkommensteuerfinanzierung
- in 1 000 Beschäftigte -



Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 7 zeigt wiederum die sektorale Verteilung der Beschäftigungseffekte. Dabei zeigen sich ebenfalls die gleichen qualitativen Verläufe wie in Tabelle 4, jedoch in den meisten Sektoren auf etwas niedrigerem Niveau.

Tabelle 6:
Veränderungen ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Aggregate relativ zur Basislösung
- Einkommensteuerfinanzierung -

Periode	Bruttoinlands- produkt (BIP)		Konsum		Investitionen		Importe		Exporte		Handelsbilanz		Beschäftigte		Arbeitsangebot		Arbeitslose	
	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	in 1 000	in %	in 1 000	in %	in 1 000	in %
1	12,30	0,91	3,46	0,50	1,46	0,57	2,68	0,97	-0,50	-0,15	-3,18	-4,61	99,04	0,40	0,00	0,00	-99,04	-4,10
2	12,55	0,87	3,83	0,52	0,86	0,31	2,75	0,93	-0,52	-0,14	-3,27	-4,31	96,85	0,38	7,35	0,02	-89,51	-4,61
3	10,15	0,58	2,90	0,33	0,23	0,06	2,66	0,76	-0,43	-0,11	-3,09	-7,50	63,58	0,18	9,13	0,02	-54,45	-2,23
4	9,23	0,52	2,63	0,30	-0,14	-0,04	2,38	0,65	-0,29	-0,07	-2,67	-8,54	52,48	0,15	1,33	0,00	-51,15	-1,45
5	9,61	0,55	2,59	0,30	-0,16	-0,04	2,63	0,76	-0,26	-0,07	-2,89	-7,07	61,55	0,18	-0,89	0,00	-62,44	-1,56
6	9,06	0,51	2,31	0,26	-0,31	-0,08	2,87	0,79	-0,22	-0,05	-3,09	-7,27	59,75	0,18	-0,43	0,00	-60,18	-1,40
7	9,01	0,50	2,21	0,25	-0,44	-0,12	3,03	0,79	-0,17	-0,04	-3,20	-7,46	57,76	0,17	-0,73	0,00	-58,49	-1,35
8	8,85	0,49	1,97	0,22	-0,56	-0,15	3,18	0,80	-0,14	-0,03	-3,32	-7,58	57,49	0,17	-0,69	0,00	-58,19	-1,27
9	8,67	0,47	1,62	0,18	-0,70	-0,19	3,27	0,78	-0,09	-0,02	-3,36	-5,99	53,27	0,16	-0,74	0,00	-54,01	-1,23
10	8,18	0,43	1,11	0,12	-1,22	-0,32	3,01	0,65	-0,02	0,00	-3,03	-8,04	37,57	0,11	-0,68	0,00	-38,26	-1,03

* in Preisen von 1995

Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 7:
Beschäftigungseffekte der Nutzung erneuerbarer Energieträger
- Einkommensteuerfinanzierung -

Sektor	Periode																			
	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
1. Land- und Forstwirtschaft und Fischerei	1,0	0,42	0,9	0,39	2,0	0,25	1,3	0,22	1,2	0,22	1,0	0,20	0,9	0,19	0,9	0,17	0,8	0,16	0,7	0,14
2. Energie und Wasser	-0,1	-0,03	0,1	0,02	0,1	0,02	0,0	0,00	0,0	0,01	0,1	0,02	0,1	0,03	0,1	0,03	0,1	0,03	0,1	0,04
3. Bergbauserzeugnisse	-0,6	-0,28	-0,7	-0,36	-0,8	-0,25	-0,6	-0,23	-0,5	-0,24	-0,5	-0,23	-0,4	-0,22	-0,4	-0,22	-0,3	-0,21	-0,3	-0,18
4. Chemische Erzeugnisse	0,6	0,09	0,6	0,09	0,3	0,05	0,2	0,03	0,2	0,03	0,2	0,03	0,1	0,03	0,1	0,03	0,1	0,03	0,1	0,03
5. Mineralölerzeugnisse	0,0	-0,04	0,0	-0,05	0,0	-0,04	0,0	-0,03	0,0	-0,02	0,0	-0,02	0,0	-0,02	0,0	-0,02	0,0	-0,01	0,0	-0,02
6. Kunststoff-, Gummierzeugnisse, Steine und Erden	4,1	0,59	3,5	0,48	3,0	0,24	2,5	0,21	2,8	0,25	2,4	0,23	2,2	0,22	2,0	0,21	1,8	0,19	1,4	0,14
7. Eisen, Stahl, NE-Metalle, Gießereierzeugnisse, Stahl- und Maschinenbauzeugnisse, Fahrzeuge	15,7	0,48	25,0	0,74	18,6	0,53	12,8	0,39	13,6	0,43	14,1	0,48	12,8	0,45	11,8	0,42	11,1	0,41	8,2	0,30
8. Elektrotechnik, Feinmechanik, EBM-Waren	6,7	0,37	8,9	0,47	8,6	0,47	8,3	0,49	8,8	0,56	8,5	0,57	8,2	0,58	7,9	0,59	7,6	0,59	6,9	0,55
9. Holz, Papier, Leder, Textilien	1,4	0,11	0,4	0,03	-0,7	-0,05	-0,5	-0,03	-0,3	-0,02	-0,3	-0,03	-0,3	-0,03	-0,3	-0,03	-0,4	-0,03	-0,4	-0,04
10. Nahrungsmittel, Getränke, Tabakwaren	0,1	0,01	0,2	0,03	0,8	0,09	1,1	0,13	1,3	0,15	1,5	0,17	1,6	0,19	1,7	0,20	1,7	0,20	1,7	0,20
11. Bauleistungen	14,0	0,85	10,4	0,62	8,5	0,33	8,0	0,30	10,9	0,41	12,0	0,44	13,2	0,49	14,4	0,54	15,2	0,58	15,8	0,63
12. Dienstleistungen des Handels, Verkehrs, Kommunikation	30,8	0,73	25,4	0,55	12,5	0,14	8,6	0,10	10,5	0,12	7,6	0,09	5,3	0,06	3,6	0,04	-0,1	0,00	-8,4	-0,09
13. Übrige Marktbestimmte Dienstleistungen	22,7	0,44	20,6	0,38	10,0	0,22	12,0	0,25	15,4	0,32	17,4	0,35	19,9	0,39	23,1	0,44	24,8	0,46	23,3	0,41
14. Nichtmarktbestimmte Dienstleistungen	2,9	0,07	1,7	0,04	0,8	0,01	-1,2	-0,01	-2,2	-0,03	-4,1	-0,05	-5,8	-0,07	-7,4	-0,09	-9,2	-0,11	-11,6	-0,14
Alle	99,0	0,40	96,9	0,38	63,6	0,18	52,5	0,15	61,6	0,18	59,8	0,18	57,8	0,17	57,5	0,17	53,3	0,16	37,6	0,11

a = Abweichung vom Basisszenario in 1 000 Beschäftigte. - b = in %.

Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 8:
 Aggregierte Preisindizes
 - Einkommensteuerfinanzierung -

Periode	BIP-Preis	Konsumentenpreis	Investitionspreis	Exportpreis	Reallohn
1	0,00	-0,01	-0,01	-0,08	0,26
2	0,09	0,08	0,00	-0,06	0,36
3	0,19	0,21	0,08	0,02	0,40
4	0,27	0,30	0,18	0,11	0,43
5	0,36	0,40	0,28	0,20	0,47
6	0,44	0,49	0,39	0,29	0,49
7	0,52	0,58	0,49	0,38	0,51
8	0,61	0,67	0,59	0,47	0,51
9	0,70	0,76	0,68	0,56	0,51
10	0,78	0,84	0,76	0,65	0,48

Abweichungen von der Basislösung in Prozent.

Quelle: Berechnungen des IWH.

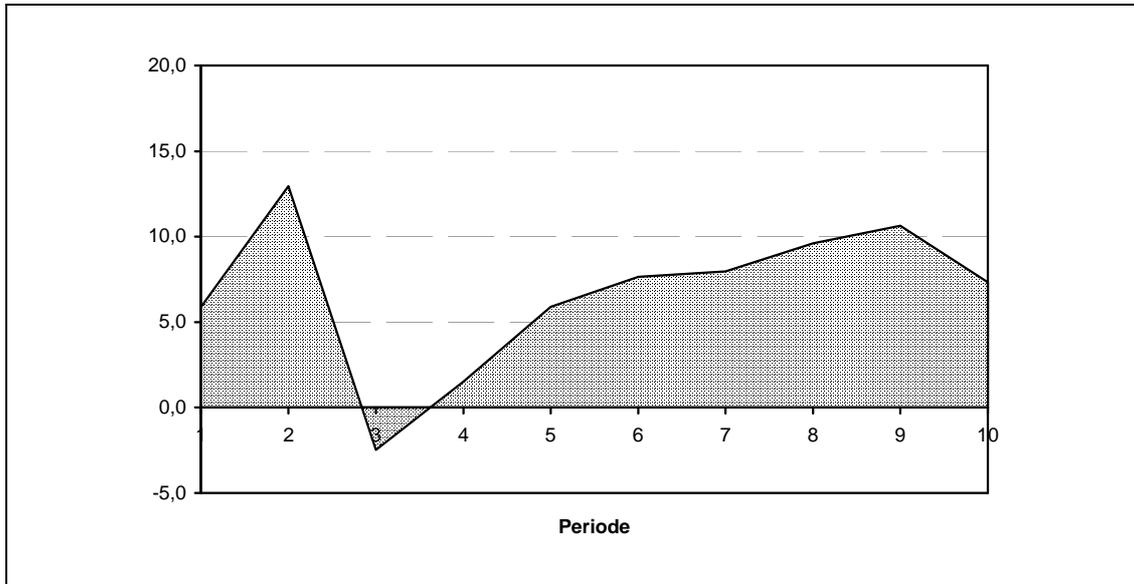
5.3 Szenario III: Beschäftigungsentwicklung bei einer budgetneutralen Finanzierung und Berücksichtigung der privaten Verdrängung

In diesem abschließenden Szenario wird eine weitere unrealistische Annahme der Szenarien I und II aufgegeben: Bisher wurde unterstellt, dass der private Sektor über „freie“ Mittel zur Finanzierung der Investitionen in die verstärkte Nutzung regenerativer Energien und der damit verbundenen Betriebskosten verfügt. Tatsächlich bewirkt die Förderung der regenerativen Energien jedoch, dass diese für die Wirtschaftsteilnehmer rentabel werden, sodass finanzielle Mittel aus alternativen Verwendungen (Konsum, Ersparnis bzw. Investitionen) abgezogen und in den Umweltsektor umgeleitet werden. Für eine realistische Abschätzung der Beschäftigungseffekte muss dieses „crowding out“ aus alternativen Verwendungen berücksichtigt werden. Da es äußerst schwierig ist, abzuschätzen, wie sich diese Verdrängung sektoral auf den Konsum und die Investitionen verteilt, wird im Rahmen dieses Szenarios vereinfachend unterstellt, dass die jeweiligen sektoralen Konsumausgaben bzw. die sektoralen Investitionen in jeder Periode gemäß ihrer Anteile am gesamtwirtschaftlichen Aggregat aus Konsum und Investitionen verdrängt werden. Wie bereits im Szenario II wird darüber hinaus weiterhin eine haushaltsneutrale Finanzierung der Investitionszuschüsse unterstellt. Die aggregierten Beschäftigungseffekte dieses Szenarios können in Abbildung 16 abgelesen werden.

Abbildung 16:

Entwicklung der durch den Ausbau einer Nutzung erneuerbarer Energieträger induzierten Beschäftigung bei einer Steuerfinanzierung und Verdrängung alternativer privater Verwendungen

- in 1 000 Beschäftigte -



Quelle: Berechnungen des IWH.

Zunächst kann festgestellt werden, dass in diesem Szenario deutlich niedrigere kurz- und mittelfristige Beschäftigungswirkungen zu verzeichnen sind als in den bisherigen Szenarien. Die Beschäftigung steigt in der ersten Periode nur noch um ca. 6 000 Personen gegenüber der Basislösung an, erreicht in der zweiten Periode ihr Maximum von knapp 13 000 Personen um in der dritten Periode sogar kurzfristig negativ zu werden. Danach steigt die Beschäftigung bis zur vorletzten Periode des Simulationszeitraums auf gut 10 000 Personen an, um in der letzten Periode wieder auf etwas mehr als 7 000 abzusinken. Diese Entwicklung kann mit Hilfe der Tabellen 9 und 11 näher erläutert werden.

Zunächst zeigt sich, dass der private Konsum in diesem Szenario gegenüber dem Basis-szenario über den ganzen Simulationszeitraum um ca. 1,4 Mrd. Euro zurückgeht, was dem gemeinsamen Effekt aus Einkommensteuerfinanzierung der Zuschüsse und Verdrängung des privaten Konsums zuzuschreiben ist. Der Rückgang des privaten Konsums hat zur Folge, dass das BIP nur noch um 1,4 bis 2,2 Mrd. Euro über dem Basis-szenario liegt. Da die privaten Investitionen entscheidend von der gesamtwirtschaftlichen Aktivität abhängen, steigen diese nur noch in deutlich geringerem Maße als in den Szenarien I und II. Die Kapazitätsauslastung bleibt nahezu unverändert, was zur Folge hat, dass Preise und Löhne praktisch nicht reagieren. Die Exporte bleiben nahezu konstant und die Importe nehmen geringfügig zu, sodass nur noch eine geringfügige Verschlechterung der Handelsbilanz zu beobachten ist.

Tabelle 9:
Veränderungen ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Aggregate relativ zur Basislösung
- Einkommensteuerfinanzierung und Verdrängung alternativer privater Ausgaben -

Periode	Bruttoinlandsprodukt (BIP)		Konsum		Investitionen		Importe		Exporte		Handelsbilanz		Beschäftigte		Arbeitsangebot		Arbeitslose	
	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	Mrd. Euro*	in %	in 1 000	in %	in 1 000	in %	in 1 000	in %
1	1,37	0,10	-1,39	-0,20	0,68	0,26	0,82	0,30	-0,07	-0,02	-0,89	-1,29	5,88	0,02	0,00	0,00	-5,88	-0,24
2	1,77	0,12	-1,16	-0,16	0,64	0,23	0,89	0,30	-0,07	-0,02	-0,96	-1,27	12,96	0,05	0,43	0,00	-12,53	-0,65
3	1,95	0,11	-1,05	-0,12	0,54	0,15	0,99	0,28	-0,07	-0,02	-1,07	-2,58	-2,46	-0,01	1,41	0,00	3,88	0,16
4	2,07	0,12	-0,82	-0,09	0,42	0,11	0,96	0,26	-0,04	-0,01	-1,00	-3,20	1,54	0,00	-0,80	0,00	-2,34	-0,07
5	2,12	0,12	-0,92	-0,11	0,45	0,12	1,14	0,33	-0,02	-0,01	-1,16	-2,85	5,89	0,02	-0,11	0,00	-6,00	-0,15
6	1,93	0,11	-1,01	-0,12	0,41	0,11	1,33	0,37	0,01	0,00	-1,32	-3,11	7,65	0,02	0,13	0,00	-7,52	-0,18
7	1,88	0,10	-1,09	-0,12	0,41	0,11	1,47	0,39	0,04	0,01	-1,44	-3,35	7,96	0,02	0,16	0,00	-7,80	-0,18
8	1,87	0,10	-1,19	-0,13	0,43	0,11	1,62	0,41	0,06	0,01	-1,56	-3,57	9,61	0,03	0,14	0,00	-9,47	-0,21
9	1,93	0,11	-1,29	-0,14	0,45	0,12	1,74	0,42	0,09	0,02	-1,64	-2,93	10,64	0,03	0,18	0,00	-10,46	-0,24
10	1,99	0,11	-1,41	-0,15	0,39	0,10	1,71	0,37	0,12	0,02	-1,59	-4,23	7,33	0,02	0,21	0,00	-7,11	-0,19

* In Preisen von 1995.

Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 10:
Beschäftigungseffekte der Nutzung erneuerbarer Energieträger
- Einkommensteuerfinanzierung und Verdrängung alternativer privater Ausgaben -

Sektor	Periode																			
	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
1. Land- und Forstwirtschaft und Fischerei	0,10	0,05	0,1	0,05	0,4	0,05	0,3	0,05	0,3	0,05	0,2	0,05	0,2	0,04	0,2	0,04	0,2	0,04	0,2	0,04
2. Energie und Wasser	-0,01	0,00	0,0	-0,01	0,0	-0,01	-0,1	-0,01	0,0	-0,01	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00
3. Bergbauerzeugnisse	-0,04	-0,02	-0,1	-0,04	-0,1	-0,03	-0,1	-0,04	-0,1	-0,03	-0,1	-0,03	-0,1	-0,03	-0,1	-0,04	-0,1	-0,04	-0,1	-0,04
4. Chemische Erzeugnisse	0,42	0,07	0,5	0,08	0,3	0,05	0,2	0,03	0,2	0,03	0,2	0,03	0,2	0,03	0,2	0,03	0,2	0,04	0,2	0,04
5. Mineralölerzeugnisse	0,00	-0,01	0,0	-0,01	0,0	-0,01	0,0	-0,01	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00
6. Kunststoff-, Gummierzeugnisse, Steine und Erden	0,91	0,13	0,9	0,13	1,2	0,09	1,1	0,10	1,4	0,13	1,3	0,13	1,3	0,13	1,3	0,13	1,2	0,13	1,1	0,12
7. Eisen, Stahl, NE-Metalle, Gießereierzeugnisse, Stahl- und Maschinenbauerzeugnisse, Fahrzeuge	10,56	0,32	16,7	0,50	14,0	0,40	11,1	0,34	12,6	0,40	13,2	0,45	12,8	0,45	12,6	0,45	12,5	0,46	11,3	0,42
8. Elektrotechnik, Feinmechanik, EBM-Waren	3,26	0,18	4,7	0,24	5,0	0,27	4,9	0,29	5,2	0,33	5,2	0,35	5,3	0,37	5,2	0,39	5,2	0,41	5,0	0,40
9. Holz, Papier, Leder, Textilien	-1,39	-0,11	-1,5	-0,12	-1,1	-0,08	-0,7	-0,05	-0,6	-0,05	-0,5	-0,04	-0,4	-0,04	-0,4	-0,03	-0,3	-0,03	-0,3	-0,03
10. Nahrungsmittel, Getränke, Tabakwaren	-1,00	-0,13	-0,9	-0,12	-0,7	-0,08	-0,5	-0,06	-0,5	-0,06	-0,5	-0,05	-0,4	-0,05	-0,4	-0,05	-0,4	-0,05	-0,4	-0,05
11. Bauleistungen	7,63	0,46	7,3	0,43	8,3	0,32	7,3	0,27	8,7	0,32	8,6	0,32	9,0	0,33	9,5	0,36	9,8	0,37	10,2	0,40
12. Dienstleistungen des Handels, Verkehrs, Kommunikation	-9,01	-0,21	-9,5	-0,20	-24,5	-0,27	-18,9	-0,22	-18,2	-0,22	-17,6	-0,21	-17,8	-0,21	-17,3	-0,21	-17,0	-0,20	-18,8	-0,21
13. Übrige Marktbestimmte Dienstleistungen	-4,09	-0,08	-4,1	-0,08	-1,9	-0,04	-0,4	-0,01	0,1	0,00	0,9	0,02	1,6	0,03	2,8	0,05	3,6	0,07	3,4	0,06
14. Nichtmarktbestimmte Dienstleistungen	-1,45	-0,03	-1,2	-0,03	-3,1	-0,04	-2,8	-0,03	-3,1	-0,04	-3,3	-0,04	-3,8	-0,05	-4,0	-0,05	-4,2	-0,05	-4,5	-0,05
Alle	5,88	0,02	12,89	0,05	-1,79	-0,01	1,57	0,00	5,56	0,02	7,21	0,02	7,59	0,02	9,29	0,03	10,41	0,03	7,20	0,02

a = Abweichung vom Basisszenario in 1 000 Beschäftigte, - b = in %.

Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 11:

Aggregierte Preisindizes (Einkommensteuerfinanzierung und Verdrängung alternativer privater Ausgaben)

Periode	BIP-Preis	Konsumentenpreis	Investitionspreis	Exportpreis	Reallohn
1	-0,02	0,00	0,00	-0,02	0,00
2	-0,01	0,01	0,00	-0,02	0,03
3	0,01	0,02	0,00	-0,01	-0,01
4	0,02	0,03	0,01	0,00	0,02
5	0,03	0,04	0,02	0,01	0,02
6	0,04	0,05	0,03	0,02	0,04
7	0,04	0,06	0,04	0,03	0,05
8	0,05	0,07	0,05	0,04	0,06
9	0,06	0,07	0,06	0,05	0,06
10	0,08	0,08	0,07	0,06	0,07

Abweichungen von der Basislösung in Prozent.

Quelle: Berechnungen des IWH.

Tabelle 10 zeigt wiederum die sektoralen Beschäftigungswirkungen. Im Szenario III profitieren praktisch ausschließlich die Sektoren, die den Großteil der Investitionen (Sektoren 7, 8 und 11) und der Betriebskosten (Sektor 13) erhalten. Die Beschäftigung im Sektor 12 (Dienstleistungen des Handels, Verkehrs und Kommunikation) sinkt über den Simulationszeitraum gegenüber der Basislösung um ca. 9 000 bis 24 500 Personen, was aber selbst im letzten Quartal nur -0,2% der Beschäftigung dieses Sektors entspricht. Die Veränderungen in allen anderen Sektoren sind praktisch null. Im Szenario III ist es praktisch nicht mehr möglich, aussagekräftige Vergleiche bezüglich der Beschäftigungseffekte in den einzelnen Sektoren durchzuführen. Im Rahmen des Prognosefehlers des verwendeten Modells sind die Beschäftigungseffekte in diesem Szenario nicht mehr signifikant von null verschieden.

6. Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Studie wurden die Beschäftigungseffekte einer Verdopplung des Anteils regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 untersucht. Zunächst wurde dazu ein realistischer Ausbaupfad der Investitionen zur Nutzung regenerativer Energien sowie der damit verbundenen Betriebskosten prognostiziert. Als wesentliches Analyseinstrument wurde ein sektoral disaggregiertes ökonometrisches Modell der bundesdeutschen Wirtschaft entwickelt. Mit Hilfe des Modells wurde ein Basispfad der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung simuliert, der als Vergleichsmaßstab für verschiedene Alternativszenarien diente, denen der prognostizierte Ausbaupfad zugrunde lag.

Im Abschnitt 5 wurde zunächst unterstellt, dass die Finanzierung der Investitionen ohne eine Steuererhöhung, eine Senkung der Staatsausgaben in anderen Bereichen, eine höhere Staatsverschuldung und ohne eine Verdrängung alternativer privater Verwendungen erfolgt. Selbst unter diesen hochgradig unrealistischen Annahmen zeigt sich, dass durch eine Förderung der Nutzung regenerativer Energien nicht dauerhaft Arbeitsplätze geschaffen werden können. Der Grund dafür ist einfach: Die Förderung stellt eine Nachfragepolitik dar, die keine oder nur geringfügige Auswirkungen auf den technischen Fortschritt und das Produktionspotenzial der Wirtschaft hat. Weiter zeigte sich, dass bei einer Berücksichtigung der Finanzierung der Investitionskostenzuschüssen sowie der Verdrängung alternativer privater Verwendung praktisch keine Beschäftigungseffekte mehr festgestellt werden können.

Die Ergebnisse der Studie weisen darauf hin, dass die Förderung erneuerbarer Energieträger bis zum Jahr 2010 zu keiner spürbaren Entlastung des Arbeitsmarktes beiträgt. Die geringen positiven Beschäftigungseffekte relativieren die in der Vergangenheit wiederholt vorgebrachte beschäftigungspolitische Begründung der Förderpolitik sehr deutlich. Die weitverbreitete These, nach der sich umweltpolitische Maßnahmen nicht nur über ihre ökologische Entlastungswirkung, sondern auch über ihre stimulierende Wirkung auf die Volkswirtschaft legitimieren, kann hier nicht bestätigt werden.

Die Lösung von Arbeitsmarktproblemen besteht dagegen in einer Wirtschafts- und Arbeitsmarktpolitik, die mit investitionsfreundlichen institutionellen Rahmenbedingungen für ein wachstumsstimulierendes gesamtwirtschaftliches Klima sorgt. Die gegenwärtig praktizierte Form der Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger weist diesbezüglich Defizite auf. Der ineffizient hohe Einsatz knapper Ressourcen für eine selektive Auswahl von Energietechnologien mit eher unsicheren ökologischen Entlastungseffekten vermindert die ökologische Effektivität der Klimaschutzpolitik und birgt dadurch die Gefahr, langfristige Entwicklungsmöglichkeiten von Produktion und Beschäftigung zu beeinträchtigen. Für eine gleichermaßen wirkungsvolle wie kostensparende Umsetzung der deutschen Klimaschutzziele im Rahmen des Kyoto-Protokolls sind marktkonforme Instrumente wie eine Kohlendioxid-Steuer oder der Handel mit Emissionsrechten eher geeignet. Eine praxisgerechte Umsetzung dieser Instrumente reduziert negative Wohlfahrtseffekte und impliziert gleichzeitig eine angemessene Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger.

Anhang

Tabelle 12:
Stand und Prognose der Anlagenkapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energieträger (2000 bis 2010)

Stromerzeugung	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Windkraft	6 095	8 754	12 001	14 131	15 561	16 941	18 041	19 141	20 241	21 341	22 441
Wasserkraft	4 547	4 639	4 731	4 823	4 916	5 008	5 100	5 192	5 284	5 377	5 469
Photovoltaik	87	164	244	339	434	529	624	719	814	909	1 004
Biomasse	6 000	6 600	7 200	7 800	8 400	9 000	9 600	10 200	10 800	11 400	12 000
Biogas	243	293	350	411	471	532	592	653	713	774	834
Geothermie	0	0	1	5	15	20	25	32	40	50	60
Wärmeerzeugung											
Solarthermie	3,5	4,4	5,4	6,6	7,9	9,5	11,2	13,1	15,2	17,5	20,0
Biomasse	71 914	73 547	75 180	76 812	78 445	80 078	81 711	83 344	84 977	86 610	88 243
Biogas	328	396	473	555	636	771	859	946	1 034	1 122	1 210
Geothermie	33	35	45	72	98	120	141	158	175	192	210

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002; DEWI, 2003.

Tabelle 13:
Stand und Prognose der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (2000 bis 2010)

Stromerzeugung (GWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Windkraft	8 300	13 364	17 760	21 522	23 987	26 427	29 197	32 152	35 107	38 062	41 017
Wasserkraft	20 244	20 641	21 038	21 435	21 832	22 230	22 627	23 024	23 421	23 818	24 215
Photovoltaik	48	100	163	233	309	385	461	537	613	689	765
Biomasse	397	689	1 036	1 553	1 619	1 685	1 752	1 818	1 884	1 951	1 961
Biogas	1 171	1 439	1 755	2 100	2 454	2 818	3 192	3 575	3 968	4 371	4 784
Geothermie	0	0	6	29	89	122	158	208	268	345	420
Gesamt	30 160	36 233	41 758	46 872	50 290	53 667	57 386	61 314	65 262	69 236	73 162
<i>Nachrichtlich: gesamtdeutscher Stromverbrauch (GWh)^a</i>	480 260	484 028	487 796	491 564	495 332	499 100	503 120	507 140	511 160	515 180	519 200
Anteil am Stromverbrauch (%)											
Windkraft	1,7	2,8	3,6	4,4	4,8	5,3	5,8	6,3	6,9	7,4	7,9
Wasserkraft	4,2	4,3	4,3	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Biomasse	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Biogas	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Gesamt	6,3	7,5	8,6	9,5	10,2	10,8	11,4	12,1	12,8	13,4	14,1

^a Lineare Trendfortschreibung der Verbrauchswerte in 2000 auf Prognosewerte für 2005 und 2010.

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002; DEWI, 2003; Prognos III, 2002; AG Energiebilanzen, 2002; Berechnungen des IWH.

Tabelle 14:
Stand und Prognose der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (2000 bis 2010)

Wärmeerzeugung (GWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Solarthermie	1 252	1 591	1 988	2 451	2 991	3 619	4 319	5 098	5 964	6 927	7 997
Biomasse	50 172	52 825	55 478	58 132	60 785	63 438	66 091	68 745	71 398	74 051	76 704
Biogas	1 315	1 617	1 965	2 340	2 726	3 357	3 798	4 252	4 718	5 198	5 690
Geothermie	154	162	210	343	472	580	684	767	850	933	1 020
Gesamt	52 893	56 195	59 641	63 265	66 974	70 994	74 892	78 861	82 930	87 109	91 411
<i>Nachrichtlich: Wärmeverbrauch der privaten Haushalte (GWh) ^a</i>	610 500	622 744	634 988	647 232	659 476	671 720	669 498	667 276	665 053	662 831	660 608
Anteil am Wärmeverbrauch (Prozent)											
Solarthermie	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2
Biomasse	8,2	8,5	8,7	9,0	9,2	9,4	9,9	10,3	10,7	11,2	11,6
Biogas	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Gesamt	8,7	9,0	9,4	9,8	10,2	10,6	11,2	11,8	12,5	13,1	13,8

^a Lineare Trendfortschreibung der Verbrauchswerte des Jahres 2000 auf die Prognosewerte für 2005 und 2010.

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002; Prognos III, 2002; AG Energiebilanzen, 2002; Berechnungen des IWH.

Tabelle 15:
Stand und Prognose des Beitrags erneuerbarer Energieträger zur Primärenergieversorgung Deutschlands (2000 bis 2010)

Primärenergie (PJ)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Windkraft	30	48	64	77	86	95	105	116	126	137	148
Wasserkraft	73	74	76	77	79	80	81	83	84	86	87
Photovoltaik	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3
Solarthermie	6	7	9	11	14	17	20	24	28	32	37
Biomasse	237	252	267	285	298	311	324	336	349	362	375
Biogas	17	21	26	31	36	42	48	54	60	66	72
Geothermie	1	1	1	2	2	3	3	4	4	4	5
Gesamt	363	404	470	514	545	579	613	648	683	719	756
<i>Nachrichtlich: Primärenergieverbrauch (PJ)^a</i>	<i>14 180</i>	<i>14 283</i>	<i>14 386</i>	<i>14 490</i>	<i>14 593</i>	<i>14 696</i>	<i>14 692</i>	<i>14 688</i>	<i>14 684</i>	<i>14 680</i>	<i>14 676</i>
Anteil am Primärenergieverbrauch (Prozent)											
Windkraft	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Wasserkraft	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarthermie	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
Biomasse	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
Biogas	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	2,6	2,8	3,3	3,5	3,7	3,9	4,2	4,4	4,7	4,9	5,1

^a Lineare Trendfortschreibung der Verbrauchswerte des Jahres 2000 auf die Prognosewerte für 2005 und 2010.

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002; DEWI, 2003; Prognos III, 2000; AG Energiebilanzen, 2002; Berechnungen des IWH.

Tabelle 16:
Schätzung der gesamtdeutschen Investitionskosten für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger (2001 bis 2010)
- in Mio. Euro -

Anlagenart	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2001 - 2010
Windkraft	3 176	3 820	2 490	1 652	1 963	1 748	1 715	1 682	1 649	1 616	21 511
Wasserkraft	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998	19 984
Photovoltaik	492	495	575	561	548	534	521	508	496	484	5 214
Solarthermie	756	834	918	1 010	1 088	1 180	1 279	1 387	1 504	1 631	11 587
Biomasse (thermisch)	1 054	1 062	1 071	1 080	1 088	1 097	1 105	1 114	1 123	1 131	10 925
Biomasse (KWK)	287	317	407	137	137	137	137	137	137	107	1 945
Biogas	114	128	131	128	124	121	117	114	110	107	1 194
Geothermie	6	24	62	69	51	47	43	43	45	46	435
Summe	7 884	8 679	7 654	6 636	6 998	6 862	6 916	6 984	7 063	7 120	72 795

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Prognose des Instituts für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 17:
 Schätzung der gesamtdeutschen laufenden Ausgaben (ohne Kapitaldienst) für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger
 (2001 bis 2010)
 - in Mio. Euro -

Anlagenart	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2001 - 2010
Windkraft	119	191	265	333	419	523	635	758	889	1 030	5 162
Wasserkraft	222	227	231	236	241	246	250	255	260	264	2 432
Photovoltaik	8	12	17	22	27	31	36	41	46	50	290
Solarthermie	102	128	157	190	227	269	314	363	416	474	2 638
Biomasse (thermisch)	1 949	2 031	2 113	2 195	2 277	2 359	2 441	2 524	2 606	2 688	23 182
Biomasse (KWK)	50	77	118	123	128	133	138	143	148	149	1 207
Biogas	120	141	164	185	206	226	245	263	280	271	2 100
Geothermie	4	5	8	11	13	14	16	17	19	21	127
Summe	2 573	2 812	3 072	3 295	3 537	3 801	4 075	4 363	4 663	4 948	37 140

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Prognose des Instituts für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 18:
Entwicklung der Investitionskosten von Windkraftanlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/kW									
R I	3 * 1,5 MW	1 159	1 141	1 124	1 106	1 088	1 071	1 053	1 035	1 018	1 000
R II	20 * 1,5 MW	1 210	1 191	1 173	1 155	1 136	1 118	1 099	1 081	1 062	1 044
R III	45 * 2,0 MW					2 102	2 060	2 018	1 976	1 934	1 892

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 19:
Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Wasserkraftanlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/kW									
R I	bis 1 MW	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800
R II	ab 1 MW	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 20:
Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Photovoltaikanlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/kW									
R I	bis 5 kW	6 869	6 701	6 537	6 376	6 220	6 068	5 919	5 774	5 633	5 495
R II	ab 5 kW	5 671	5 533	5 397	5 265	5 136	5 010	4 887	4 768	4 651	4 537

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 21:
Entwicklung der spezifischen Investitionskosten solarthermischer Anlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/m ²									
R I	Solarabsorber	324	321	317	313	309	305	302	298	294	292
R II	Vakuurnöhrenkollektor 5 m ²	1 353	1 326	1 298	1 271	1 132	1 123	1 114	1 105	1 096	1 087
R III	Flachkollektor 7 m ²	730	702	675	648	621	616	611	606	601	596
R IV	Flachkollektor 30 m ²	509	482	455	428	440	437	433	430	426	423

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 22:
Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Biomasseheizanlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/kW									
R I	bis 15 kW	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
R II	15 kW bis 100 kW	545	545	545	545	545	545	545	545	545	545
R III	100 kW bis 1000 kW	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
R IV	größer 1 MW	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
R V	größer 1 MW (Nahwärme)	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 23:
Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Biomasse-KWK-Anlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/kW									
R VI	KWK bis 5 MW	6 333	6 333	6 333	6 333	6 333	6 333	6 333	6 333	6 333	6 333
R VII	KWK ab 5 MW	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 24:

Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Biogasheizkraftwerken

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/kW									
R I	bis 70 kW	3 500	3 374	3 247	3 121	2 994	2 868	2 741	2 615	2 488	2 362
R II	70 kW bis 499 kW	2 150	2 111	2 073	2 034	1 995	1 957	1 918	1 879	1 840	1 802
R III	ab 500 kW	2 000	1 922	1 844	1 767	1 689	1 611	1 533	1 456	1 378	1 300

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 25:

Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von geothermischen Heizkraftwerken

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Euro/kW									
R I	0,1 MW bis 2 MW	2 965	2 876	2 790	2 706	2 625	2 546	2 470	2 396	2 324	2 254
R II	ab 2 MW	2 060	2 000	1 940	1 882	1 825	1 771	1 717	1 666	1 616	1 567

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 26:
Entwicklung der Stromgestehungskosten für neue Windkraftanlagen

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kategorie	Cent/kWh									
Spezifikation										
R I	6,5	6,4	6,5	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0
R II	6,7	6,7	6,7	6,8	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2
R III					7,2	7,1	7,0	6,9	6,8	6,7

Annahme: Realer Kalkulationszinssatz 6 %.

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 27:

Entwicklung der Stromgestehungskosten für neue Wasserkraftanlagen

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kategorie	Cent/kWh									
Spezifikation										
R I	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
R II	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4

Annahme: Realer Kalkulationszinssatz 6 %.

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 28:

Entwicklung der Stromgestehungskosten für neue Photovoltaikanlagen

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kategorie	Cent/kWh									
Spezifikation										
R I	81,9	80,0	78,2	76,5	74,8	73,1	71,5	69,9	68,4	66,9
R II	67,1	65,5	64,1	62,6	61,2	59,9	58,5	57,2	55,9	54,7

Annahme: Realer Kalkulationszinssatz 6 %.

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 29:

Entwicklung der Wärmegestehungskosten neuer solarthermischer Anlagen

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kategorie	Cent/kWh									
Spezifikation										
R I	13,8	13,7	13,5	13,4	13,3	13,2	13,0	12,9	12,8	12,7
R II	24,4	23,5	22,7	21,9	21,1	20,8	20,5	20,2	20,0	19,7
R III	32,9	32,2	31,6	31,0	28,3	28,0	27,7	27,5	27,2	26,9
R IV	14,1	13,4	12,8	12,1	12,3	12,2	12,0	11,9	11,8	11,6

Annahme: Realer Kalkulationszinssatz 6 %.

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 30:
Entwicklung der Wärmegestehungskosten neuer Biomasseanlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Cent/kWh									
R I	bis 15 kW	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
R II	15 kW bis 100 kW	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
R III	100 kW bis 1000 kW	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
R IV	größer 1 MW	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
	größer 1 MW (Nahwärme)	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1

Annahme: Realer Kalkulationszinssatz 6 %.

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 31:
Entwicklung der Stromgestehungskosten neuer Biomasse-KWK-Anlagen

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Cent/kWh									
R I	KWK bis 5 MW	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
R II	KWK ab 5 MW	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

Annahme: Realer Kalkulationszinssatz 6%, anlegbarer mittlerer Wärmepreises 3 Cent/kWh (jährliche Zunahme 0,5 %).

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 32:
Entwicklung der Stromgestehungskosten von Biogasheizkraftwerke

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Cent/kWh									
R I	bis 70 kW	13,6	12,8	11,9	11,0	8,6	9,1	8,4	7,6	6,9	6,2
R II	70 kW bis 499 kW	6,8	6,3	5,9	5,4	4,6	4,2	3,7	3,3	2,8	2,4
R III	ab 500 kW	8,6	8,4	8,2	7,9	6,7	7,2	7,0	6,8	6,5	6,3

Annahmen: Realer Kalkulationszinssatz 6%, anlegbarer Wärmepreis 3 Cent/kWh (jährliche Zunahme des 0,5 %).

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 33:
Entwicklung der Wärmegestehungskosten neuer Geothermieheizkraftwerke

Kategorie	Spezifikation	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		Cent/kWh									
R I	0,1 MW bis 2 MW	7,5	7,3	7,1	6,9	6,7	6,5	6,4	6,2	6,1	5,9
R II	ab 2 MW		4,5	4,2	4,0	3,7	3,5	3,4	3,2	3,1	2,9

Annahmen: Realer Kalkulationszinssatz 6%, mittlere Stromvergütung gemäß EEG 8,1 Cent/kWh.

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 34:
Stromvergütung und zusätzlicher Subventionierungsbedarf des Prognosepfades der Nutzung erneuerbarer Energieträger
- in Mio. Euro in Preisen von 2001 -

Anlagenart	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2001 - 2010
<i>Stromvergütung (EEG)</i>											
Windkraft	897	1 275	1 510	1 406	1 598	1 631	1 637	1 703	1 802	1 919	15 378
Wasserkraft	234	245	257	269	281	293	305	316	328	340	2 868
Photovoltaik	54	83	113	144	173	201	228	253	276	299	1 823
Biomasse (KWK)	43	64	94	98	102	106	110	113	117	117	964
Biogas	110	133	159	184	210	236	263	289	316	344	2 244
Geothermie	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	15
<i>Summe</i>	<i>1 337</i>	<i>1 800</i>	<i>2 134</i>	<i>2 103</i>	<i>2 365</i>	<i>2 468</i>	<i>2 543</i>	<i>2 676</i>	<i>2 842</i>	<i>3 022</i>	<i>23 292</i>
<i>Zusätzliche Förderung (Investitionskostenzuschüsse)</i>											
Windkraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraft	242	268	294	320	346	373	399	425	451	477	3 595
Photovoltaik	191	199	246	252	257	262	266	270	273	276	2 493
Solarthermie	856	855	853	852	851	849	848	846	845	843	8 498
Biomasse (thermisch)	36	43	65	7	7	7	7	7	7	0	186
Biomasse (KWK)	11	11	7	3	0	0	0	0	0	0	33
Biogas	362	399	440	487	509	549	592	639	690	745	5 411
Geothermie	4	8	7	4	5	3	3	3	2	3	42
<i>Summe</i>	<i>1 702</i>	<i>1 784</i>	<i>1 912</i>	<i>1 926</i>	<i>1 975</i>	<i>2 042</i>	<i>2 116</i>	<i>2 190</i>	<i>2 268</i>	<i>2 344</i>	<i>20 258</i>
<i>Summe alle</i>	<i>3 039</i>	<i>3 584</i>	<i>4 046</i>	<i>4 028</i>	<i>4 341</i>	<i>4 511</i>	<i>4 659</i>	<i>4 866</i>	<i>5 110</i>	<i>5 366</i>	<i>43 551</i>

Quelle: Berechnungen des IWH auf Basis der Daten des Instituts für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002. Vergütungssätze gemäß EEG.

Tabelle 35:
 Sektorale Struktur der Investitionen
 - Mio. Euro in Preisen von 2001 -

Sektor	Periode									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Land- und Forstwirtschaft und Fischerei	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Energie und Wasser	7	7	9	8	8	8	8	8	7	7
3. Bergbauerzeugnisse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Chemische Erzeugnisse	401	477	327	229	208	175	172	168	165	162
5. Mineralölerzeugnisse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Kunststoff-, Gummierzeugnisse, Steine und Erden	192	211	201	187	285	295	295	297	298	301
7. Eisen, Stahl, NE-Metalle, Gießereierzeugnisse, Stahl- und Maschinenbauerzeugnisse, Fahrzeuge	2 782	3 064	2 696	2 355	2 364	2 316	2 354	2 396	2 443	2 483
8. Elektrotechnik, Feinmechanik, EBM-Waren	1 252	1 429	1 153	842	842	775	764	755	745	725
9. Holz, Papier, Leder, Textilien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10. Nahrungsmittel, Getränke, Tabakwaren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11. Bauleistungen	2 163	2 288	2 215	2 077	2 333	2 348	2 354	2 366	2 381	2 391
12. Dienstleistungen des Handels, Verkehrs, Kommunikation	586	656	565	515	518	516	536	558	582	608
13. Übrige Marktbestimmte Dienstleistungen	500	546	488	423	438	429	433	437	441	443
14. Nichtmarktbestimmte Dienstleistungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alle	7 884	8 679	7 654	6 636	6 998	6 862	6 916	6 984	7 063	7 120

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Tabelle 36:
 Sektorale Struktur der laufenden Ausgaben
 - Mio. Euro in Preisen von 2001 -

Sektor	Periode									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Land- und Forstwirtschaft und Fischerei	1 302	1 369	1 443	1 500	1 557	1 613	1 670	1 726	1 783	1 837
2. Energie und Wasser	43	51	59	67	74	82	91	99	109	118
3. Bergbauerzeugnisse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Chemische Erzeugnisse	25	36	48	60	74	89	105	122	142	163
5. Mineralölerzeugnisse	20	23	27	30	34	37	40	43	46	49
6. Kunststoff-, Gummierzeugnisse, Steine und Erden	4	5	5	6	7	8	9	10	11	12
7. Eisen, Stahl, NE-Metalle, Gießereierzeugnisse, Stahl- und Maschinenbauerzeugnisse, Fahrzeuge	126	154	185	212	241	271	303	335	369	381
8. Elektrotechnik, Feinmechanik, EBM-Waren	47	60	75	86	99	113	127	142	159	176
9. Holz, Papier, Leder, Textilien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10. Nahrungsmittel, Getränke, Tabakwaren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11. Bauleistungen	30	47	65	79	96	115	135	155	179	204
12. Dienstleistungen des Handels, Verkehrs, Kommunikation	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13. Übrige Marktbestimmte Dienstleistungen	977	1 066	1 164	1 253	1 356	1 472	1 595	1 729	1 864	2 006
14. Nichtmarktbestimmte Dienstleistungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alle	2 573	2 812	3 072	3 295	3 537	3 801	4 075	4 363	4 663	4 948

Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, 2002.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen* (2001): Datenblatt Primärenergieverbrauch 1990-2000. www.ag-energiebilanzen.de.
- Allen, C.* (1997): A Survey of Flexible Functional Forms Applied to Production Analysis, in: C. Allen, S. G. Hall (eds), *Macroeconomic Modelling in a Changing World*. John Wiley & Sons. Chichester.
- Baumol, W. J.; Wolff, E. N.* (1981): Subsidies for New Energy. *Journal of Political Economy* (89), 891-913.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)* (2001): Förderung erneuerbarer Energien: Förderprogramme zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien im Überblick. www.bmu.de.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)* (2001): Marktanzreizprogramm erneuerbare Energien. *Monatsstatistik* 11/2001.
- Deaton, A.; Muellbauer, J.* (1980): *Economics and consumer behavior*. Cambridge University Press. Cambridge.
- Deutsche Bundesbank* (2000): Macro-Econometric Multi-Country-Model: MEMMOD. Deutsche Bundesbank. Frankfurt am Main.
- Deutsches Windenergie-Institut (DEWI)* (1999): Aktuelle Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbands für Windenergie. Wilhelmshaven.
- Elektrizitätswirtschaft* (1999): Heft 24/1999.
- Elektrizitätswirtschaft* (2000): Heft 24/2000.
- Ender, C.* (2003): Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2002. *DEWI Magazin* (22), S. 7-19.
- Fleissner, P. et al.* (1993): *Input-Output-Analyse: Eine Einführung in Theorie und Anwendungen*. Springer-Verlag. Wien.
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland* (Hrsg.) (1999): *Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland – Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive*. Physica-Verlag. Heidelberg.
- Frohn, J.* (1989): Ein disaggregiertes ökonometrisches Modell für die Bundesrepublik Deutschland zur Erfassung ökonomischer Wirkungen umweltpolitischer Maßnahmen. Umweltbundesamt. Berlin.
- Genennig, B. et al.* (2001): Evaluierung des 100 000-Dächer-Solarstrom-Programms, 3. Zwischenbericht. Leipzig.

- Hall, S.* (1997): *Macroeconomic Modelling: A Perspective*, in: C. Allen, S. Hall (eds), *Macroeconomic Modelling in a Changing World: Towards a Common Approach*. John Wiley & Sons. Chichester.
- Hansen, G.* (1993): *Quantitative Wirtschaftsforschung*. Franz Vahlen. München.
- Hansen, G.; Westphal, U.* (1983): *SYSIFO: Ein ökonometrisches Konjunkturmodell für die Bundesrepublik Deutschland*. Haag + Herchen. Frankfurt am Main.
- Hentrich, S.; Komar, W.; Wiemers, J.* (2002): *Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien: Zwischenbericht*. Institut für Wirtschaftsforschung Halle.
- Holub, H. W.; Schnabl, H.* (1994): *Input-Output-Rechnung: Input-Output-Analyse*. Oldenbourg Verlag. München.
- Institut für Energetik und Umwelt Leipzig (IE)* (2002): *Untersuchungen zur Technologie- und Kostenentwicklung bei der Nutzung erneuerbarer Energien. Untersuchung im Rahmen des BMWI-Projekt „Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien“ im Auftrag des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle*.
- Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)* (2001): *Windenergiereport Deutschland 2001*. Kassel.
- Instituts für Energetik und Umwelt (IE)* (2001): *Evaluierung des 100.000-Dächer-Solarstrom-Programmes*. Forschungsbericht des Umweltinstituts Leipzig im Auftrage des BMWi.
- Kaltschmitt, M.* (2001): *Regenerative Energien*. BWK, 53(4), S. 69-78.
- Kreditanstalt für Wiederaufbau* (2000): *100 000-Dächer-Solarstromprogramm: Statistische Kennzahlen für das Jahr 2000*. Frankfurt am Main.
- Krelle, W.* (1964): *Ersetzung der Produktionsfunktion durch preis- und kapazitätsabhängige Produktionskoeffizienten*. Jahrbucher für Nationalökonomie und Statistik, 176, S. 289-318.
- Maddala, G.; In-Moo, K.* (1998): *Unit Roots, Cointegration, and Structural Change*. Cambridge University Press. Cambridge.
- Meyer, B.; Bockermann, A.; Ewerhart, G.; Lutz, C.* (1999): *Marktkonforme Umweltpolitik*. Physica-Verlag. Heidelberg.
- Niedersächsische Energieagentur, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung (NIW)* (2001): *Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen*. Gutachten im Auftrag des Niedersächsischen Umweltministerium.
- Nitsch, J. u. a.* (2001): *Schlüsseltechnologie Regenerative Energien*. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“. Stuttgart. Karlsruhe.

- Pfaffenberger, W.; Kempfert, C.* (1998): Beschäftigungseffekte regenerativer Energie, in: Forum für Zukunftsenergien e. V. (Hrsg.), Beschäftigungseffekte durch eine verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien. Richard Thierbach. Mülheim an der Ruhr.
- Rehfeldt, K.; Stand, C.* (2001): Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2000. DEWI-Magazin, 18.
- Rettig, R.* (1982): Ein disaggregiertes Prognosemodell für die Bundesrepublik Deutschland. RWI-Papiere Nr. 14. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. Essen.
- Staiß, F.* (2000): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2000. Biebertstein-Verlag. Radebeul.
- Statistisches Bundesamt* (1997): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Input-Output-Tabellen (Fachserie 18, Reihe 2). Metzler-Poeschel. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt* (1999): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Konten und Standardtabellen (Fachserie 18, Reihe 1.3). Metzler-Poeschel. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt* (2000): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit – Struktur der Sozialversicherungspflichtigen Beschäftigung (Fachserie 1, Reihe 4.2.1). Metzler-Poeschel. Stuttgart.
- Unger, H. u. a.* (1998): Arbeitsmarkteffekte neuer Energiesysteme – Sektorale Auswirkungen am Beispiel NRW. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben IV B3-258 106 95. Bochum.
- Varian, H.* (1992): Microeconomic Analysis. W. W. Norton and Company. New York.
- VDEW* (2001): Endenergieverbrauch in Deutschland 2000. VDEW-Materialien, M-21/2001.
- Wagner, E.* (2000): Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1999. Elektrizitätswirtschaft, 99(24).
- Wolff, R.* (1992): Die Produktionsstruktur einer offenen Volkswirtschaft: ein ökonomisches disaggregiertes Simulationsmodell für die Bundesrepublik Deutschland. Haag + Herchen. Frankfurt am Main.

Institut für Wirtschaftsforschung Halle – IWH

Hausanschrift: Delitzscher Straße 118, 06116 Halle (Saale)

Postanschrift: Postfach 16 02 07, 06038 Halle (Saale)

Telefon: (03 45) 77 53 - 60, Telefax: (03 45) 77 53 820

ISBN 3-930963-79-5