



Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz

von

Prof. Dr. Olav Hohmeyer

Universität Flensburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese TEXTE-Veröffentlichung kann bezogen werden bei
Vorauszahlung von 7,50 Euro
durch Post- bzw. Banküberweisung,
Verrechnungsscheck oder Zahlkarte auf das

Konto Nummer 4327 65 - 104 bei der
Postbank Berlin (BLZ 10010010)
Fa. Werbung und Vertrieb,
Ahornstraße 1-2,
10787 Berlin

Parallel zur Überweisung richten Sie bitte
eine schriftliche Bestellung mit Nennung
der **Texte-Nummer** sowie des **Namens**
und der **Anschrift des Bestellers** an die
Firma Werbung und Vertrieb.

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr
für die Richtigkeit, die Genauigkeit und
Vollständigkeit der Angaben sowie für
die Beachtung privater Rechte Dritter.
Die in dem Gutachten geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 33 00 22
14191 Berlin
Tel.: 030/8903-0
Telex: 183 756
Telefax: 030/8903 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 2.1
Karin Fritz

Berlin, März 2002

Prof. Dr. Olav Hohmeyer
Professur für Volkswirtschaftslehre,
insbesondere Energie- und Ressourcenwirtschaft
Universität Flensburg

Gutachten

**Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung
in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz**

im Auftrag des

Umweltbundesamtes, Berlin

als Unterauftrag für
Kuhbier und Fouquet, Brüssel

Flensburg, im Oktober 2001

Inhaltsverzeichnis

1	Problemstellung und Zielsetzung des Gutachtens	4
1.1	Problemstellung	4
1.2	Zielsetzung des Gutachtens	5
1.3	Gliederung des Gutachtens	6
2	Zusammenfassung der Ergebnisse	8
2.1	Externe Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts	8
2.2	Externe Kosten der Luftsadstoffemissionen	9
2.3	Insgesamt netto vermeidbare interne und externe Kosten der konventionellen Stromerzeugung	11
2.4	Vergleich mit den Einspeisevergütungen nach EEG	15
2.5	Vergleich mit der Deckelung nach dem Gemeinschaftsrahmen	16
2.6	Vorschläge für die weitere Vorgehensweise	18
3	Vergleich der externen Kosten des Klimawandels konventioneller Stromerzeugung und der Nutzung regenerativer Energiequellen	20
3.1	Definition des konventionellen Referenzsystems	20
3.1.1	Ableitung von sechs Szenarien	20
3.1.2	CO ₂ -Emissionen der untersuchten Szenarien	27
3.2	Die Bandbreite vorliegender Kostenschätzungen der externen Kosten des Klimawandels ..	30
3.3	Schätzungen für die Vermeidungskosten von Treibhausgasemissionen	36
3.4	Indirekte Klimawirkungen regenerativer Energiequellen	46
3.5	Die Differenz der externen Kosten des Klimawandels	49
4	Die externen Kosten der Luftverschmutzung	52
4.1	Definition des konventionellen Referenzsystems	52
4.1.1	Ableitung von Szenarien	52
4.1.2	Die Luftsadstoffemissionen der verschiedenen Szenarien	52
4.2	Die Bandbreite vorliegender Kostenschätzungen	56
4.3	Berechnung der externen Kosten der verschiedenen Energiesysteme	57
4.4	Direkte und indirekte externe Kosten regenerativer Energiequellen	61
4.5	Die Differenz der externen Kosten der Luftverschmutzung	63
4.6	Zusammenfassung der Differenz der externen Kosten aus Treibhausgasemissionen und der Emission konventioneller Luftsadstoffe	65
5	Die Anrechnung der Differenz der externen Kosten nach dem Gemeinschaftsrahmen für	

staatliche Umweltschutzbeihilfen.....	72
5.1 Die Anrechenbarkeit vom maximal 0,05€/kWh nach dem Gemeinschaftsrahmen	72
5.2 Externe Kosten, die den Satz von 0,05 €/kWh überschreiten	72
6 Das EEG und die Berücksichtigung externer Kosten.....	79
6.1 Vergütungssätze für einzelne regenerative Energiequellen nach dem EEG	79
6.1.1 Die Vergütung für Wasserkraft (Deponegas, Grubengas und Klärgas)	80
6.1.2 Die Vergütung für Windenergie	81
6.1.3 Die Vergütung für Strom aus Solaranlagen (Photovoltaik)	84
6.1.4 Die Vergütung für Strom aus Biomasse	85
6.2 Ersetzte variable Kosten konventioneller Stromerzeugung der Referenzsysteme	86
6.3 Die insgesamt eingesparten externen und internen Kosten konventioneller Stromerzeugung	89
6.4 Fördersätze des EEG, die nicht durch die bisher berechenbaren vermiedenen Kosten gedeckt sind	91
7 Das EEG unter ressourcenökonomischer Betrachtung.....	98
7.1 Die Entwicklung von Backstop Technologien unter ressourcenökonomischen Gesichtspunkten	99
7.2 Die Rolle des Staates bei der Entwicklung von Backstop Technologien.....	101
8 Vorschläge für eine weitere Vorgehensweise	104
8.1 Schließung von Wissenslücken in der Analyse externer Kosten	104
8.2 Regelmäßige Aktualisierung der Abschätzung der externen Kosten	105
8.3 Etablierung einer anerkannten Standardprozedur zur Analyse der externen Kosten	106
8.4 Regelmäßige internationale Veröffentlichung der Ergebnisse	106
8.5 Anpassung des EEG an den Stand der externen Kosten	107
8.6 Aufhebung der Begrenzung der Anrechnung der externen Kosten im Gemeinschaftsrahmen	107
9 Literatur	108
10 Anhang	113

1 Problemstellung und Zielsetzung des Gutachtens

1.1 Problemstellung

Verschiedene Untersuchungen der letzten fünfzehn Jahre zeigen, dass die externen Kosten der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen erheblich niedriger sind als die externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung, die in der Regel durch den Einsatz regenerativer Energiequellen substituiert wird (vgl. z. B. Hohmeyer 1989, IER 1997). Vor diesem Hintergrund ist 1990 das Stromeinspeisegesetz der Bundesrepublik verabschiedet worden, das im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz ersetzt worden ist. Beide Gesetze versuchen zusätzlich zur Berücksichtigung der vermiedenen internen Kosten der konventionellen Stromerzeugung einen Ausgleich für die nicht berücksichtigte Differenz in den externen Kosten zu schaffen, ohne diese Differenz im einzelnen zu quantifizieren.

Die fehlende explizite Einbeziehung der externen Kosten hat dem Stromeinspeisegesetz den Vorwurf eingetragen, die erneuerbaren Energiequellen unzulässig zu subventionieren. Auch wenn eine entsprechende Klage vor dem Europäischen Gerichtshof erfolglos war, so stellt sich doch die Frage, ob eine Begründung der erhöhten Einspeisevergütung durch die explizite Einbeziehung der Differenz in den externen Kosten und der vermiedenen internen Kosten der konventionellen Stromerzeugung nicht sinnvoll und wünschenswert wäre. Auf eine Berücksichtigung externer Kosten zielt der im Dezember 2000 verabschiedete Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen der EU (EU 2001, Rdnr. 13). Im Abschnitt über die Förderung regenerativer Energiequellen sieht er vor, dass Ausgleichszahlungen bis zu einer Höhe von 0,05 €/kWh als Ausgleich für die Differenz in den externen Kosten zwischen der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und aus konventionellen Energieträgern angesehen werden können, wenn von dem betreffenden Mitgliedsland eine entsprechende, mit Hilfe eines international anerkannten Berechnungsverfahrens ermittelte, Differenz in den externen Kosten nachgewiesen werden kann (EU 2001, Rdnr. 63). Auch wenn die Begrenzung auf maximal 0,05 €/kWh willkürlich erscheint, so trifft die Begründung der Einbeziehung externer Kosten doch den Kern des Problems.

Vor dem Hintergrund beider Ansätze stellt sich nun die Frage, wie hoch die Differenz der externen Kosten zwischen der Stromerzeugung aus verschiedenen regenerativen Energiequellen und der substituierten Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern ist. Handelt es sich hier um eine

Kostendifferenz in der Größenordnung der internen Kosten? Liegt diese eventuell sogar über der Obergrenze des EU-Gemeinschaftsrahmens von 0,05 €/kWh? Ist letzteres der Fall, so kann die eingeführte Obergrenze sachlogisch keinen Bestand haben, da es sich hier nicht um die Begrenzung einer staatlichen Förderung zur Vermeidung einer 'Überförderung' sondern um die Begrenzung des Ausgleichs der für die Gesellschaft entstehenden Kosten handelt. Eine solche Obergrenze verhindert damit das Funktionieren des Marktmechanismus, da sich die wahren Kosten nicht vollständig in den Marktpreisen widerspiegeln können. Bietet dieser Widerspruch für Länder mit höheren Ausgleichszahlungen die Möglichkeit gegen die willkürlich gesetzte Obergrenze gerichtlich vorzugehen? Wie weit decken die externen Kosten zusammen mit den bei einem Vergleich mit dem EEG auch zu berücksichtigenden vermiedenen internen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung die zum Teil sehr hohen Vergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (0,99 DM/kWh im Fall der Photovoltaik, EEG §8)? Lassen sich alle Vergütungen des EEG mit den vermiedenen internen und externen Kosten begründen oder bedarf es in Einzelfällen anderer Begründungszusammenhänge?

Ein denkbarer zusätzlicher Bergründungsansatz ist die staatliche Technologieförderung für Schlüsseltechnologien, für die Märkte nur unzureichende oder verspätete Entwicklungsanreize setzen. Bei der Förderung der Entwicklung von Technologien mit sehr großem Energiepotential aber noch sehr hohen Produktionskosten stellt sich die Frage, in wie weit es eine staatliche Aufgabe ist, diese Technologien, die die Funktion von Backstop Technologien im Energiemarkt haben, gezielt zu fördern, um ihre Kosten zu senken. Wenn sich hieraus ein tragfähiger Begründungsstrang ergibt, stellt sich zusätzlich die Frage, ob das Erneuerbare-Energien-Gesetz für eine entsprechende Technologiepolitik einen sinnvollen Ansatz darstellt.

1.2 Zielsetzung des Gutachtens

Zielsetzung des Gutachtens ist es, die externen Kosten der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in der Bundesrepublik mit den externen Kosten der ersetzen Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern zu vergleichen, zu überprüfen, in wie weit diese Differenz den Rahmen von 0,05 €/kWh ausschöpft oder überschreitet und zu ermitteln, in welchem Maße die Vergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz durch diese Differenz und die vermiedenen internen Kosten der konventionellen Stromerzeugung begründet werden können. Soweit letzteres nicht der Fall ist, soll geprüft werden, ob sich die höhere Förderung unter ressourcentheoretischen

Gesichtspunkten rechtfertigen lässt.

1.3 Gliederung des Gutachtens

Das Gutachten gliedert sich neben der einleitenden Ableitung der Zielsetzung und der sich anschließenden Zusammenfassung der Ergebnisse in fünf weitere Kapitel. Im dritten Kapitel werden zunächst die externen Kosten der vermiedenen Treibhausgasemissionen der substituierten konventionellen Stromerzeugung analysiert. Hierzu werden drei Referenzsysteme der ersetzen konventionellen Erzeugung definiert. Es werden dann die vorliegenden wichtigsten Schätzungen der Schadens- und Vermeidungskosten des Klimawandels diskutiert. Für einen Vergleich der vermiedenen Treibhausgasemissionen werden auch die indirekten Kohlendioxidemissionen der Nutzung der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen betrachtet. Den Abschluß des Kapitels bildet eine Zusammenstellung der Differenz der induzierten Kosten des Klimawandels der Referenzsysteme und der entsprechenden Kosten der verschiedenen regenerativen Energiequellen.

Im vierten Kapitel werden analog zur Vorgehensweise in Kapitel 3 die Differenzen der externen Kosten im Bereich der Luftschatdstoffe analysiert. Den Rahmen dieser Analyse bilden die bereits in Kapitel 3 abgeleiteten Szenarien. Hierbei kann aufgrund der relativ guten Erkenntnislage im Bereich der Schadenskosten auf eine Diskussion der Vermeidungskosten verzichtet werden.

Im fünften Kapitel werden die Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel in Beziehung zum Gemeinschaftsrahmen der EU für staatliche Umweltschutzbeihilfen gesetzt. Es wird diskutiert, in wie fern die Beschränkung der Anrechenbarkeit von vermiedenen externen Kosten im Gemeinschaftsrahmen auf 0,05 €/kWh zu einer Einschränkung gegenüber der vollen Anrechenbarkeit der externen Kosten führt.

Im sechsten Kapitel werden die ermittelten netto vermiedenen externen Kosten und die vermiedenen internen Kosten den Vergütungssätzen des EEG gegenübergestellt. Es werden im einzelnen die Vergütungssätze für Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie und Strom aus Biomasse nach dem EEG, die voraussichtlich vermiedenen internen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung und die vermiedenen externen Kosten verglichen. Es wird analysiert, bis zu welcher Gesamthöhe Einspeisevergütungen nach dem EEG als Kompensation für vermiedene interne und externe Kosten sinnvoll gezahlt werden können und in wie weit eine Unterdeckung der

vermiedenen Kosten vorliegt.

Im siebten Kapitel wird die nach dem EEG geförderte, technisch noch nicht sehr weit entwickelte Option der photovoltaischen Stromerzeugung, die ein sehr großes Energiepotential erschließen kann, unter ressourcentheoretischen Gesichtspunkten diskutiert. Hierbei wird besonders der Aspekt vertieft, dass sogenannte 'Backstop Technologien' nicht von den Energieanbietern entwickelt werden, da diese ein Interesse an einer möglichst späten Einführung dieser Technologien haben. Im Bereich der 'Backstop Technologien' fällt daher dem Staat die Aufgabe zu, die technologische Entwicklung voranzutreiben. Hieraus lässt sich ein technologie- und energiepolitischer Begründungszusammenhang für eine Förderung solcher Technologien ableiten, die über den Ausgleich der vermiedenen externen Kosten hinausgeht. Aufbauend auf dieser Diskussion der theoretischen Grundlagen wird das EEG als technologiepolitisches Instrument zur Förderung von 'Backstop Technologien' diskutiert und beleuchtet, in wie weit diese Überlegungen zur Begründung zeitlich begrenzter deutlich höherer Einspeisevergütungen herangezogen werden können.

Im achten Kapitel werden auf der Basis der ermittelten Ergebnisse Vorschläge zur Einbeziehung externer Kosten und zur weiteren Absicherung und Weiterentwicklung des EEG erarbeitet. Vor dem Hintergrund des derzeitigen Standes der Wissenschaft werden wichtige Forschungslücken aufgezeigt. Besonderes Augenmerk gilt der Etablierung eines international anerkannten Verfahrens zur Analyse der externen Kosten der Stromerzeugung in der Bundesrepublik. Darüber hinaus wird aufgezeigt, dass die Etablierung eines neuen internationalen Journals zur Analyse externer Kosten eine zentrale Bedeutung erlangen kann, wenn dies mit einem strengem Reviewprozess ausgestattet wird. Die vorgeschlagenen Schritte sind auch als vorbereitende Arbeiten im Vorfeld der in fünf Jahren vorgesehenen Überprüfung der EU-Richtlinie 2001/C 37/03 notwendig, um eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen auf dieser Seite zu flankieren.

2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Gutachten werden sechs Szenarien für die substituierte konventionelle Stromerzeugung entwickelt, die sowohl die durchschnittliche Stromerzeugung auf der Basis fossiler Brennstoffe als auch die Erzeugung von Mittellaststrom für die Jahre 1998 und 2010 betrachten. Da im Zentrum des Gutachtens die Frage nach den heute durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger substituierten externen und internen Kosten steht, werden in der Zusammenfassung vor allem die Ergebnisse für das Mittellastszenario auf der Basis des für 1998 dokumentierten deutschen Kraftwerksparks ($R98_M$) vorgestellt. Zusätzlich wird auch das Szenario mit dem höchsten Anteil von Erdgas für das Jahr 2010 ($K2010_M$) dargestellt, da es die geringste Differenz in den externen Kosten zwischen konventioneller Stromerzeugung und der Nutzung regenerativer Energiequellen aufweist. Dieses Szenario stellt aber weder die derzeitige Situation noch die von der Bundesregierung und den EVU angestrebte Situation des Jahres 2010 dar. Das Szenario geht vielmehr im Bereich der Substitution von Kohle durch Erdgas sehr viel weiter, um eine maximale Reduktion von Treibhausgasen aus der konventionellen Stromerzeugung zu erreichen. Für die Ergebnisse der anderen Szenarien sei der interessierte Leser auf den Volltext des Gutachtens verwiesen.

2.1 Externe Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts

Berücksichtigt man, dass die Nutzung regenerativer Energiequellen bei den derzeitigen Rahmenbedingungen selbst zu indirekten Treibhausgasemissionen führt und bringt man diese bei einer Nettoanalyse der vermeidbaren externen Kosten des Klimawandels in Anrechnung, so ergibt sich das in Tabelle Z1 wiedergegebene Ergebnis. In Abhängigkeit von den angenommenen Schadenskosten des Klimawandels, die im Gutachten auf der Basis der Arbeiten von Azar und Sterner (1996) mit einer Bandbreite von 32-590 US\$₉₀/tC abgebildet werden, liegen die durch den Einsatz von Wasserkraft, Windenergie, Biomasse und solarer Stromerzeugung netto vermeidbaren Klimafolgekosten der konventionellen Stromerzeugung (Mittellaststrom) zur Zeit (Szenario $R98_M$) zwischen 1,3 und 26,3 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Verwendet man das von Azar und Sterner (1996) als angemessen erachtete Intervall der Schadenskosten von 260-590 US\$₉₀/tC, so liegt der untere Schadenswert bei ca. 11,6 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Hinzu kommt, dass auch der obere Schätzwert von Azar und Sterner viele mögliche Schäden des anthropogenen Treibhauseffekts noch nicht enthält (vgl.

Azar und Sterner 1996, S. 182). Um einen Vergleich mit dem Deckel des Gemeinschaftsrahmens der EU für staatliche Umweltschutzbeihilfen von 0,05 €₂₀₀₁/kWh_{el} zu erlauben, sind alle Werte in Tabelle Z1 auch in €₂₀₀₀/kWh_{el} ausgewiesen. Setzt man bis zum Jahr 2010 auf eine möglichst weitgehende Ablösung von Stein- und Braunkohle in der Stromerzeugung durch Erdgas (Szenario K2010_M), so verringert sich die durch den Einsatz regenerativer Energiequellen netto vermeidbaren externen Kosten auf ca. 0,9 bis 17,7 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Beim Schadensintervall von 260-590 US\$₉₀/tC liegt der untere Schätzwert trotz massiven Gaseinsatzes bei ca. 7,8 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}.

Tabelle Z1: Netto vermeidbare Klimafolgekosten der konventionellen Stromerzeugung des Mittellastbereichs durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in den verschiedenen Szenarien R98_M und K2010_M in DM₂₀₀₀/kWh_{el} und in €₂₀₀₀/kWh_{el}

	Energiequellen	Vermiedene Klimafolgekosten bei		Vermiedene Klimafolgekosten bei	
		32 US\$ ₉₀ /tC	590 US\$ ₉₀ /tC	DM ₂₀₀₀ /kWh _{el}	€ ₂₀₀₀ /kWh _{el}
Szenario R98 _M	Wasserkraft	0,01405	0,00718	0,25901	0,12343
	Wind	0,01425	0,00729	0,26274	0,13434
	PV				
	- Dach	0,01337	0,00684	0,24659	0,12608
	- Fassade	0,01346	0,00688	0,24809	0,12685
Szenario K2010 _M	Biomasse	0,01428	0,00730	0,26320	0,13457
	Wasserkraft	0,00942	0,00482	0,17370	0,08881
	Wind	0,00958	0,00490	0,17655	0,09027
	PV				
	- Dach	0,00890	0,00455	0,16418	0,08394
	- Fassade	0,00897	0,00458	0,16533	0,08453
	Biomasse	0,00959	0,00491	0,17690	0,09045

2.2 Externe Kosten der Luftschaadstoffemissionen

Neben den externen Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts stellen die Schäden aufgrund der Emissionen verschiedener Luftschaadstoffe ein erhebliches Potential weiterer externer Kosten der Elektrizitätserzeugung dar. Bringt man auch hier wieder die durch den Einsatz der regenerativen

Energiequellen selbst verursachten externen Kosten bei der Ermittlung von Nettokosten in Anrechnung, so ergibt sich das in Tabelle Z2 dargestellte Ergebnis.

Tabelle Z2: Nettoreduktion der externen Kosten konventioneller Stromerzeugung durch Luftschatstoffemissionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in Pf_{2000}/kWh_{el} und $m\epsilon_{2000}/kWh_{el}$

	Energiequellen	Vermiedene externe Kosten in Pf_{2000}/kWh_{el}		Vermiedene externe Kosten in $m\epsilon_{2000}/kWh_{el}$	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98 _M	Wasserkraft	4,120	13,098	21,07	66,97
	Wind	4,108	13,022	21,00	66,58
	PV				
	- Dach	3,973	12,250	20,32	62,63
	- Fassade	4,083	12,400	20,88	63,40
Szenario K2010 _M	Biomasse	3,257	10,686	16,65	54,63
	Wasserkraft	1,744	5,190	8,92	26,54
	Wind	1,746	5,169	8,92	26,43
	PV				
	- Dach	1,662	4,691	8,50	23,98
	- Fassade	1,730	4,784	8,85	24,46
	Biomasse	1,060	3,214	5,42	16,43

Da sich die errechneten Werte der externen Kosten im Bereich der Luftschatstoffe wesentlich danach unterscheiden, ob man die Zahlungsbereitschaft für vermiedene Todesfälle nach dem Ansatz Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL) bewertet und da die wissenschaftliche Diskussion über die Verwendung des einen oder anderen Ansatzes noch nicht zu einem eindeutigen Ergebnis gekommen ist, werden hier die Ergebnisse der Berechnungen nach beiden Ansätzen in Pf_{2000}/kWh_{el} und in ϵ_{2000}/kWh_{el} angegeben. Je nach verwendetem Ansatz und betrachteter Technologie liegen die möglichen Reduktionen in den externen Kosten der heutigen Stromerzeugung (Szenario R98_M) zwischen 3,2 und 13,1 Pf_{2000}/kWh_{el} . Im Fall einer besonders forcierten Substitution von Stein- und Braunkohle durch Erdgas sinkt diese Nettoreduktion auf ca.

1,1 bis 8,9 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} im Jahr 2010 (Szenario K2010_M). Auch im Bereich der vermiedenen Emissionen konventioneller Luftschadstoffe können durch den Einsatz der untersuchten Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen externe Kosten in der Größenordnung der internen variablen Erzeugungskosten der konventionellen Stromerzeugung eingespart werden.

2.3 Insgesamt netto vermeidbare interne und externe Kosten der konventionellen Stromerzeugung

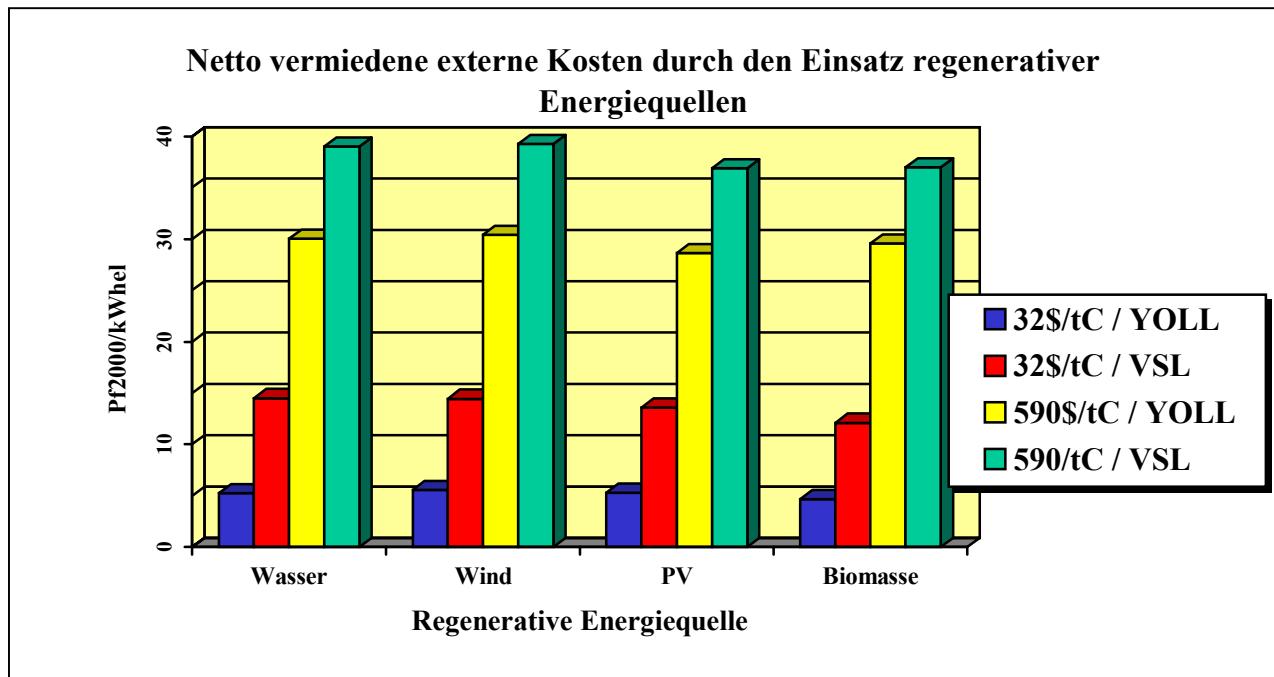
Kombiniert man die Ergebnisse zu den externen Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts mit den Berechnungen zu den externen Kosten der Luftschadstoffemissionen, erhält man jeweils vier Werte in Pfennig und € für jede untersuchte Technologie zur Nutzung regenerativer Energiequellen, die in Tabelle Z3 wiedergegeben sind.

Tabelle Z3: Durch den Einsatz regenerativer Energiequellen netto erreichbare Gesamtreduktion der externen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung in Pf₂₀₀₀/kWh_{el} und €₂₀₀₀/kWh_{el}

	Energiequellen	Netto vermiedene externe Kosten in Pf ₂₀₀₀ /kWh _{el}				Netto vermiedene externe Kosten in € ₂₀₀₀ /kWh _{el}			
		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98 _M	Wasserkraft	5,525	14,503	30,021	38,999	0,028	0,074	0,153	0,199
	Wind	5,533	14,447	30,382	39,296	0,028	0,074	0,155	0,201
	PV								
	- Dach	5,311	13,588	28,632	36,909	0,027	0,069	0,146	0,189
	- Fassade	5,429	13,746	28,892	37,209	0,028	0,070	0,148	0,190
Szenario K2010 _M	Biomasse	4,685	12,114	29,577	37,006	0,024	0,062	0,151	0,189
	Wasserkraft	2,686	6,132	19,113	22,560	0,014	0,031	0,098	0,115
	Wind	2,703	6,127	19,401	22,824	0,014	0,031	0,099	0,117
	PV								
	- Dach	2,553	5,581	18,081	21,109	0,013	0,029	0,092	0,108
	- Fassade	2,627	5,680	18,263	21,317	0,013	0,029	0,093	0,109
	Biomasse	2,019	4,173	18,669	20,823	0,010	0,021	0,095	0,106

Insgesamt liegen die netto vermeidbaren externen Kosten heute (Szenario R98_M) zwischen 4,7 und 39,3 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Im günstigsten Fall liegen die netto vermeidbaren externen Kosten bei hohem Erdgaseinsatz in der konventionellen Stromerzeugung (Szenario K2010_M) bei 2 bis 22,8 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Abbildung Z1 zeigt, dass sich die eingesparten externen Kosten zwischen den verschiedenen regenerativen Energiequellen kaum unterscheiden. Dies gilt allerdings nur, wenn die eingesetzte Biomassetechnologie relativ niedrige Luftschatstoffemissionen im Betrieb aufweist (hier 0,2 kg NO_x/MWh_{el}) und auch keine erheblichen Emissionen aus der Produktion des eingesetzten Düngers resultieren (hier Restholz aus der Forstwirtschaft).

Abbildung Z1: Netto vermiedene externe Kosten der konventionellen Stromerzeugung in 1998 (Szenario R98_M) durch den Einsatz von Wasserkraft, Windenergie, Biomasse und solarer Stromerzeugung (PV: Photovoltaik) in Abhängigkeit von den angenommenen Schätzansätzen (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))



Um die Angemessenheit der Einspeisevergütungen nach dem EEG zu überprüfen, muss man die durch den Einsatz regenerativer Energiequellen netto vermiedenen externen Kosten und die vermiedenen variablen internen Kosten des Betriebs der substituierten Kraftwerke des

Mittellastbereichs addieren. Die gesamt vermiedenen Kosten erhöhen sich im Szenario R98_M damit um 5,94 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} gegenüber den netto vermiedenen externen Kosten. Tabelle Z4 und Abbildung Z2 stellen die berechneten Ergebnisse dar. Da jeweils vier verschiedenen Zahlen für eine Technologie nur schwer zu kommunizieren sind, gibt Tabelle Z5 zusätzlich Mittelwerte für die eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten an, die heute (Szenario R98_M) zwischen knapp 27 und gut 28 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} liegen. Bei sehr hohem Erdgaseinsatz (Szenario K2010_M) können die vermiedenen gesamtwirtschaftlichen Kosten bis 2010 auf 16,7 bis 18,1 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} reduziert werden.

Tabelle Z4: Durch den Einsatz regenerativer Energiequellen eingesparte gesamtwirtschaftliche Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung in Pf₂₀₀₀/kWh_{el} und €₂₀₀₀/kWh_{el}

	Energiequellen	Vermiedene gesamtwirtschaftliche Kosten in Pf ₂₀₀₀ /kWh _{el}				Vermiedene gesamtwirtschaftliche Kosten in Euro ₂₀₀₀ /kWh _{el}			
		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98 _M	Wasserkraft	11,465	20,443	35,961	44,939	0,059	0,105	0,184	0,230
	Wind	11,473	20,387	36,322	45,236	0,059	0,104	0,186	0,231
	PV								
	- Dach	11,251	19,528	34,572	42,849	0,058	0,100	0,177	0,219
	- Fassade	11,369	19,686	34,832	43,149	0,058	0,101	0,178	0,221
	Biomasse	10,625	18,054	35,517	42,946	0,054	0,092	0,182	0,220
Szenario K2010 _M	Wasserkraft	8,016	11,462	24,443	27,890	0,041	0,059	0,125	0,143
	Wind	8,033	11,457	24,731	28,154	0,041	0,059	0,126	0,144
	PV								
	- Dach	7,883	10,911	23,411	26,439	0,040	0,056	0,120	0,135
	- Fassade	7,957	11,010	23,593	26,647	0,041	0,056	0,121	0,136
	Biomasse	7,349	9,503	23,999	26,153	0,038	0,049	0,123	0,134

Abbildung Z2: Netto vermiedene gesamtwirtschaftliche Kosten der konventionellen Stromerzeugung in 1998 (Szenario R98_M) durch den Einsatz von Wasserkraft, Windenergie, Biomasse und solarer Stromerzeugung in Abhängigkeit von den angenommenen Schätzansätzen (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))

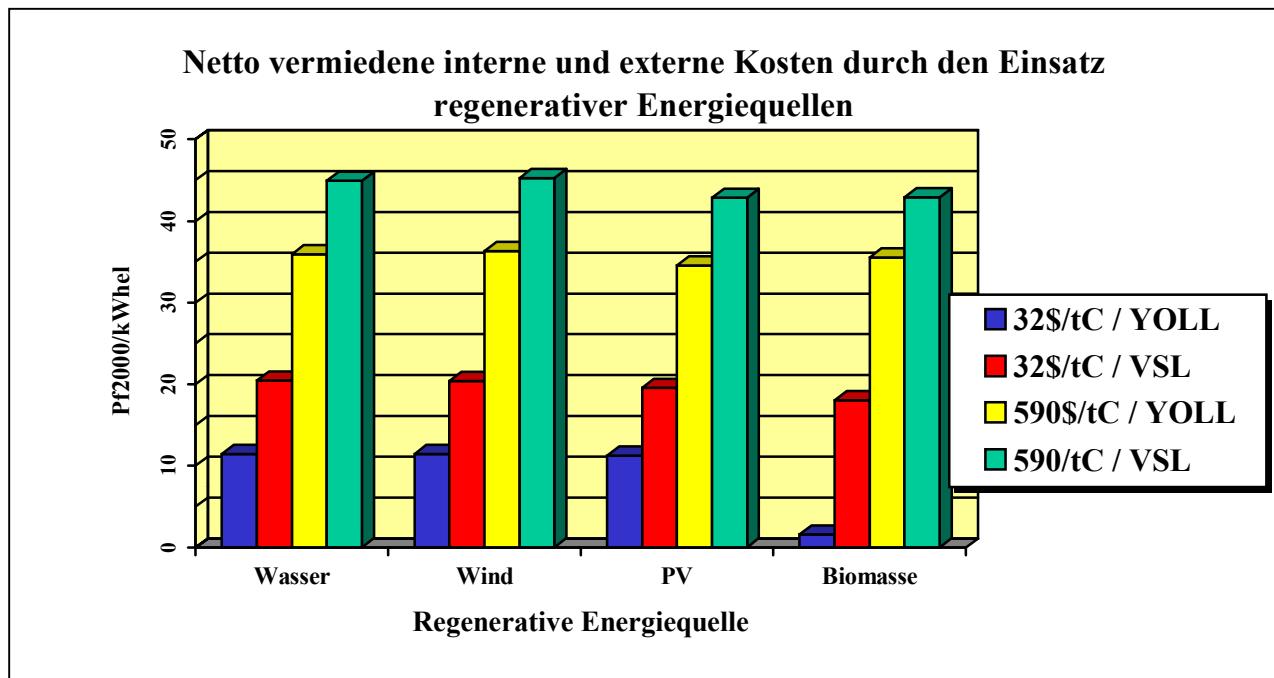


Tabelle Z5: Mittelwerte der durch den Einsatz regenerativer Energiequellen eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung in $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und $\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$

	Energiequellen	Kosten in $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$	Kosten in $\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$
Szenario R98	Wasserkraft	28,202	0,144
	Wind	28,354	0,145
	PV		
	- Dach	27,050	0,138
	- Fassade	27,259	0,139
Szenario K2010 _M	Biomasse	26,786	0,137
	Wasserkraft	17,953	0,092
	Wind	18,094	0,092
	PV		
	Dach	17,161	0,088
	Fassade	17,302	0,088
	Biomasse	16,751	0,086

2.4 Vergleich mit den Einspeisevergütungen nach EEG

Tabelle Z5 zeigt deutlich, dass die heute durchschnittlich durch die Nutzung regenerativer Energiequellen eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten deutlich über den Einspeisevergütungen für Wasserkraft (13,2-15,0 $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$), Wind (13,53-17,8 $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$) und Biomasse (17,0-20,0 $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$) liegen. Dagegen liegt die Vergütung von 99 $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ für die Photovoltaik nicht nur deutlich über dem Durchschnittswert aus Tabelle Z5 sondern auch um gut 46 $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ über dem maximalen Schätzwert aus Tabelle Z4. Für die Wasserkraftnutzung und die Windenergie besteht ein Bedarf, die Vergütungen nach dem EEG entsprechend der eingesparten internen und externen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung anzuheben und nicht, wie im Fall der Windenergie im Gesetz vorgesehen, über die nächsten Jahre abzusenken.

Im Fall der Biomasse ist für die geförderten Technologien jeweils eindeutig zu klären, wie hoch die

im Betrieb und bei der Düngemittelherstellung verursachten Emissionen der Biomassenutzung sind. Nur in Abhängigkeit von diesen Informationen kann entschieden werden, ob ein Über- oder Unterförderung durch die Einspeisevergütung nach dem EEG gegeben ist.

Im Fall der photovoltaischen Stromerzeugung ist das Gutachten zusätzlich der Frage nachgegangen, ob die über einen begrenzten Zeitraum gezahlte sehr hohe Einspeisevergütung nach dem EEG aus ressourcentheoretischer Sicht zu rechtfertigen ist. Aufgrund des besonderen Charakters von Energie als nicht beliebig substituierbarem Produktionsinput und der Anforderung einer nachhaltigen Entwicklung, dass mit Hilfe sogenannter Backstop Technologien auf der Basis erneuerbarer Energiequellen der Ressourcenkapitalstock im Energiebereich funktional konstant erhalten werden muss, ergibt sich, dass die Ressourcenrenten aus der Nutzung nicht erneuerbarer Energiequellen vollständig in die Entwicklung und den Ausbau von Backstop Technologien investiert werden müssen (vgl. Ströbele 1987, S. 27ff) Dieses Gebot gilt besonders für Technologien zur direkten Nutzung der Solarenergie, da sie potentiell die Möglichkeit erschließen, den gesamten Energieverbrauch der Menschheit zu decken.

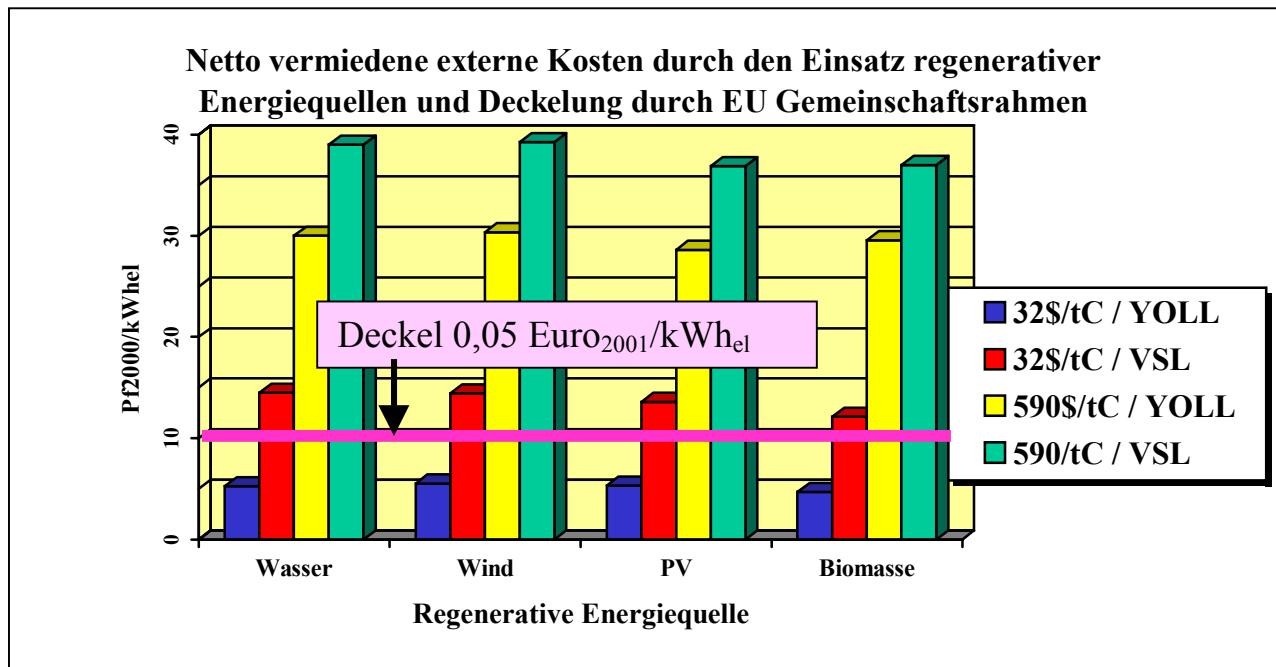
Die aus dem EEG resultierende Vergütungssumme, die nicht durch die verhinderten internen und externen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung gedeckt ist, liegen zwischen 10 und 15 Millionen DM₂₀₀₀/a. Auch wenn nicht genau bekannt ist, wie hoch die Ressourcenrenten aus dem Einsatz aller nicht erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung in der Bundesrepublik pro Jahr sind, so dürften sie doch ein Vielfaches dieser Summe betragen. Die derzeitige Vergütungshöhe für die photovoltaische Stromerzeugung ist daher aus ressourcentheoretischer Sicht im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung zielführend und unbedenklich.

2.5 Vergleich mit der Deckelung nach dem Gemeinschaftsrahmen

Der Gemeinschaftsrahmen der EU für staatliche Umweltschutzbeihilfen verfolgt das Ziel der umfassenden Einbeziehung von Umwelt- und Umweltschutzkosten über die vollständige Internalisierung externer Kosten in die Preise. Dies ist eine ökonomisch sehr gut begründete und sicherlich richtige Vorgehensweise, denn die Marktpreise müssen auf der Basis der vollständigen Kosten gebildet werden, damit der Allokationsmechanismus des Marktes zur Sicherstellung des

Wohlfahrtsmaximums führt. Allerdings begrenzt der Gemeinschaftsrahmen die Internalisierung im Bereich der regenerativen Energieträger im Gegensatz zu jeder theoretischen Grundlage der Internalisierung externer Kosten auf maximal $0,05 \text{ €}_{2001}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Zeichnet man diesen Maximalbetrag von knapp 10 Pf/kWh_{el} in die Abbildung 4.1 ein, so sieht man schnell, dass diese willkürliche Deckelung der Anrechenbarkeit externer Kosten den guten Vorsatz des Gemeinschaftsrahmens absurdum führt. Er lässt im Extremfall nur die Anrechnung eines Viertels der eingesparten externen Kosten zu. Es ist daher dringend anzuraten, die Aufhebung der Deckelung auf politischen oder rechtlichem Wege zu betreiben, falls Regelungen wie das EEG weiterhin von der EU Kommission in den Bereich von Subventionstatbeständen gerückt werden. Sollte sich die Deckelung explizit nur auf die Zahlung steuerfinanzierter Mittel beziehen und andere Mechanismen wie die Zahlungen nach dem EEG hiervon völlig unberührt sein, so wäre eine Aufhebung des Deckels weniger dringlich, wenn auch theoretisch erforderlich.

Abbildung Z3: Netto durch den Einsatz regenerativer Energiequellen vermiedene externe Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung und Deckelung durch den EU Gemeinschaftsrahmen in Abhängigkeit von den angenommenen Schätzansätzen (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))



2.6 Vorschläge für die weitere Vorgehensweise

Es kann grundsätzlich festgestellt werden, dass eine explizite Einbeziehung der externen Kosten der Energieerzeugung für eine nachhaltige Entwicklung der Energiemarkte auf Dauer unverzichtbar ist. Erste Ansätze hierzu sind mit dem EEG und dem Gemeinschaftsrahmen der EU bereits vorhanden. In beiden Fällen besteht aber ein erheblicher Entwicklungs- oder Korrekturbedarf. So liegen im Fall des EEG für Windenergie, Wasserkraft und teilweise auch für die Biomassenutzung zu niedrige Vergütungssätze vor, die korrigiert werden müssen. Im Fall des Gemeinschaftsrahmens wird die Anerkennung und konsequente Umsetzung des richtigen Prinzips der Internalisierung der vollen Umweltkosten durch eine willkürliche Beschränkung der Anrechenbarkeit vermiedener externer Kosten auf 0,05 € konterkariert.

Auch wenn die Ergebnisse des vorliegenden Gutachtens schon auf einige wichtige Fragen Antworten geben können, so kann dies doch nur ein erster Schritt zur Fundierung, Begründung und Absicherung einer auf Nachhaltigkeit ziellenden Energiepolitik sein, die sich nicht unwesentlich auf die explizite Einbeziehung externer Kosten und die Berücksichtigung der Anforderungen an eine langfristig nachhaltige Nutzung erneuerbarer und nicht erneuerbarer Energiequellen stützen muss. Die weitere Vorgehensweise sollte aus Sicht des Gutachters sechs wesentliche Aspekte umfassen, die im Hauptteil des Gutachtens näher erläutert werden:

1. Die Schließung von Wissenslücken in der Analyse der externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung und der regenerativen Energiequellen.
2. Die regelmäßige Aktualisierung der Abschätzung der externen Kosten auf der Basis der jeweils neusten Informationen zum implementierten Stand der Technik, besonders die Berücksichtigung des gerade erschienen dritten Sachstandsberichts des IPCC zu den Folgen des anthropogenen Treibhauseffekts.
3. Die Etablierung einer Standardprozedur zur Feststellung des aktuellen Standes der externen Kosten der Energieerzeugung und deren internationale Bekanntmachung und Anmeldung bei der EU.
4. Die regelmäßige internationale Veröffentlichung der erarbeiteten aktuellen Analyseergebnisse in der Fachliteratur.

5. Die Anpassung des EEG im Bereich von Windenergie und Wasserkraft zur Einbeziehung der vollen Differenz der externen Kosten.
6. Die Aufhebung der ungerechtfertigten Begrenzung der Anrechnung der nachgewiesenen externen Kosten nach dem Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen der EU.

3 Vergleich der externen Kosten des Klimawandels konventioneller Stromerzeugung und der Nutzung regenerativer Energiequellen

3.1 **Definition des konventionellen Referenzsystems**

3.1.1 Ableitung von sechs Szenarien

Bei einem Vergleich der externen Kosten ist zu berücksichtigen, dass die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Quellen (Sonnenlicht, Wind, Biomasse, Wasserkraft, etc.) und der Steuerbarkeit des Einsatzes ihrer Nutzungstechnologien ohne den Einsatz zusätzlicher Umwandlungs- und Speicherungstechnologien nur bestimmte Segmente der konventionellen Stromerzeugung substituieren kann. Außerdem ist zu bedenken, dass sich die Zusammensetzung der konventionellen Stromerzeugung in der Bundesrepublik über die Zeit deutlich verändern wird. Es ist zu klären, welche konventionellen Energieträger in der Stromerzeugung unter verschiedenen Rahmenbedingungen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung ersetzt werden. Hierzu werden für verschiedene Ausgangssituationen entsprechende konventionelle Referenzsysteme definiert, die als Berechnungsgrundlage für alle im weiteren Verlauf des Gutachtens angestellten Vergleiche dienen.

Ausgangspunkt für das erste Paar von Referenzsystemen ($R98_D$ und $R98_M$) ist die zur Zeit statistisch vollständig dokumentierte Elektrizitätserzeugung des Jahres 1998 im Bereich der öffentlichen Versorgung aus Anlagen mit einer Einzelleistung von 100 MW_{el} und mehr. Für diese Anlagen lassen sich aufgrund ihrer Größe neben den Angaben zur jährlichen Stromerzeugung (VDEW 1998, S. 38ff) die Emissionen für SO₂ und NO_x und in verschiedenen Fällen auch für CO₂ und andere Luftschatstoffe aus verschiedenen Quellen (Emissionskataster) bestimmen. Die Anlagen dieser Größenklasse stellten 1998 im Bereich der öffentlichen Stromversorgung fast 95% der elektrischen Arbeit bereit. Sie sind im Anhang 1 des Gutachtens mit ihrer jeweiligen Leistung und Stromproduktion des Jahres 1998 aufgelistet.

Zunächst wird angenommen, dass die durchschnittliche konventionelle Stromerzeugung des Jahres 1998 mit Ausnahme der Kernenergie und der Wasserkraft substituiert wird ($R98_D$). Kernenergie und Elektrizität aus Laufwasserkraftwerken werden faktisch nicht substituiert, da sie aufgrund ihrer

physikalischen Eigenschaften und der daraus resultierenden Wirtschaftlichkeiten ausschließlich im Bereich der Grundlast eingesetzt werden. Im Tagesverlauf variierende Einspeisungen aus regenerativen Energiequellen eignen sich daher nicht, um den Betrieb von Kernkraftwerken oder Laufwasserkraftwerken zu ersetzen. Pumpspeicherkraftwerke werden eingesetzt, um gezielt kurzfristig auftretende Lastspitzen abzudecken. Da die Einspeisung aus regenerativen Energiequellen ohne zusätzliche Speicherung nicht kurzfristig abgerufen werden kann, können auch Pumpspeicherkraftwerke in ihrem Betrieb durch regenerative Energiequellen ohne zusätzliche Speicher nicht ersetzt werden. Für die einfache Annahme, dass der eingespeiste Strom aus regenerativen Energiequellen den verbleibenden Strom aus fossilen Brennstoffen entsprechend seiner durchschnittlichen Erzeugungsstruktur ersetzt, lassen sich relativ einfach Emissionswerte der substituierten Stromerzeugung bestimmen. Wie bei der differenzierten Analyse der weiter unten beschriebenen Substitution von Mittellaststrom dienen auch hier die in Tabelle A1 im Anhang des Gutachtens aufgelisteten Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Leistung von 100 MW_{el} und mehr als Grundlage aller Berechnungen. Auf der Basis der ausgewiesenen elektrischen Arbeit des Jahres 1998 (VDEW 1998, S. 38ff) ergeben sich folgende Anteile an der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, die insgesamt 61% der Nettostromerzeugung des Jahres 1998 ausmachte (100% fossile Stromerzeugung = 61% der gesamten Stromerzeugung) (VDEW 1998, S. 26):

- Braunkohle	42,5%
- Steinkohle	30,7%
- Mischfeuerung	17,3%
- Erdgas	9,1%
- Erdöl	0,4%.

Diese Abschätzung auf der Basis der durchschnittlichen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern führt zu einer Überschätzung der substituierten Stromerzeugung aus Braunkohle und zu einer Unterschätzung des Anteils der verdrängten Stromerzeugung aus Gas. Da die in der VDEW-Statistik ausgewiesene Mischfeuerung zum größten Teil (ca. 95%) auf Steinkohle basiert, wird der Anteil der verdrängten Stromerzeugung aus Steinkohle wahrscheinlich relativ gut abgebildet. Eine Berechnung der spezifischen Emissionen für jeden Einzelbereich erfolgt auf der Basis der Emissionen der einzelnen Kraftwerke.

Obwohl es noch keine detaillierten Untersuchungen über die effektiv durch die verschiedenen regenerativen Energiequellen substituierten Kraftwerkskapazitäten gibt, so spricht doch bei der

üblichen Fahrweise der konventionellen Kraftwerke nach der sogenannten 'Merit order', der Reihenfolge der variablen Erzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerke, viel dafür, dass der Strom aus Windenergie, Photovoltaik und Biomasse den Betrieb von Kraftwerken im Mittellastbereich verdrängt. Aufgrund des großen Zeitaufwands zum Anfahren von Kernkraftwerken können diese nicht kurzfristig vom Netz genommen werden, um für Minuten oder wenige Stunden für eingespeisten Strom aus regenerativen Energiequellen Platz zu machen. Kernkraftwerke können ohne erhebliche Speichermöglichkeiten für Strom aus regenerativen Energiequellen durch diese nicht ersetzt werden. Da Pumpspeicherkraftwerke in der Regel so gefahren werden, dass sie Verbrauchsspitzen bedienen, ist es praktisch unmöglich, dass in größerem Maße Spitzenlastkraftwerke durch regenerative Energiequellen ohne zusätzliche Speicherung verdrängt werden. Da Strom aus anderen regenerativen Energiequellen abgenommen werden muss, kann er nicht durch die Einspeisung von Strom aus regenerativen Energiequellen ersetzt werden. Daher wird im zweiten Szenario ($R98_M$) angenommen, dass durch den Einsatz regenerativer Energiequellen ausschließlich Mittellaststrom substituiert wird, der praktisch ausschließlich aus fossilen Energieträgern erzeugt wird.

Zu den Anteilen an der Mittellaststromproduktion liegen leider keine statistischen Daten für ganze Jahre vor. Daher werden die Anteile der verschiedenen Energieträger an der Produktion eines typischen Hochlasttages (21.1.1998) zur Basis der Berechnungen genommen, für den die VDEW einen detaillierten Lastgang mit den jeweiligen Anteilen der verschiedenen Energieträger veröffentlicht hat (VDEW 1998, S. 28). Aus diesem Lastgang (vgl. Abbildung 1) wird deutlich, dass die größeren Veränderungen in der Tageslast im wesentlichen von der Steinkohle und dem Erdgas aufgefangen werden. Selbst die Braunkohle wird in ihrem Einsatz um ca. 1,7 GW im Tagesverlauf variiert, obwohl sie aufgrund ihrer Kostenstruktur dem Grundlastbereich zugeordnet werden müsste. Rechnet man den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke und die gezielte Variation der Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken mit einer gewissen Speicherkapazität der Spitzenlast zu, so ergeben sich aus den im Tagesverlauf veränderten Leistungen folgende Mittellastanteile (durch Messung aus der Graphik ermittelt):

- Braunkohle	13,3%
- Steinkohle	53,4%
- Erdgas	28,9%
- Erdöl	4,5%.

Dieser so bestimmte Mittellastbereich entsprach am 21.1.98 ca. 21% der maximalen nachgefragten Leistung.

Da im Jahresverlauf keine differenzierten Angaben zur elektrischen Arbeit des Mittellastbereichs auf der Basis der verschiedenen Energieträger vorliegen, werden im Folgenden die oben berechneten Anteile an den Mittellasterzeugungskapazitäten zur Grundlage aller Berechnungen gemacht.

Da bei dieser Vorgehensweise der Anteil des Erdgases über- und die Anteile von Stein- und Braunkohle an der substituierten elektrischen Arbeit wahrscheinlich unterschätzt werden, diese aber höhere Emissionen und damit höhere externe Kosten aufweisen, führt die Annahme eher zu einer Unterschätzung der durch regenerative Energiequellen vermiedenen externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung und muss daher im Sinne der Untersuchung als konservativ angesehen werden.

Für die heutige Situation werden auf der Basis der aktuellsten verfügbaren vollständigen Daten (1998) zwei Szenarien betrachtet:

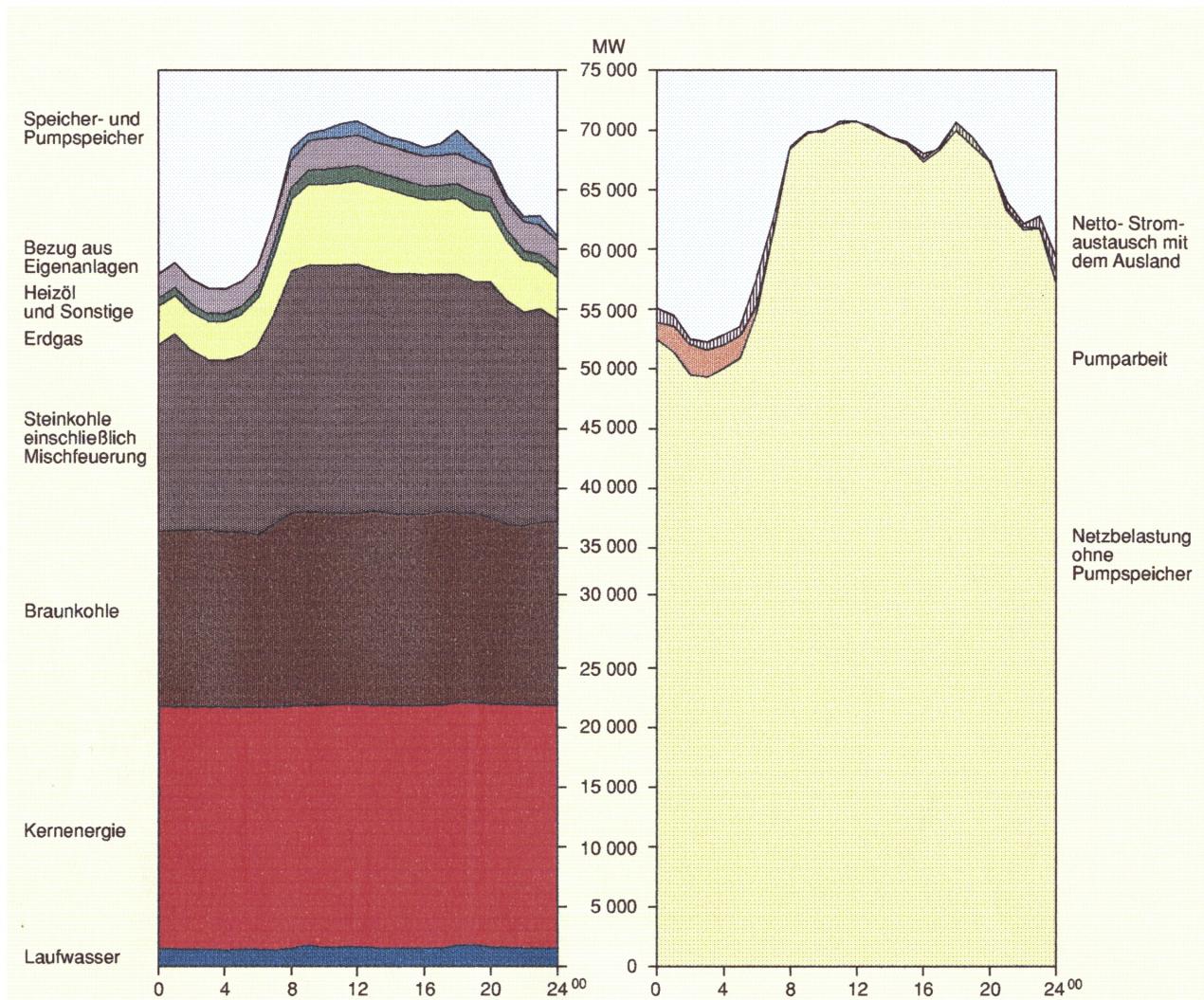
R98_D: Ersatz der durchschnittlichen Stromproduktion mit Ausnahme von Kernenergie und Wasserkraft (R98_D)

R98_M: Ersatz der Mittellaststromerzeugung.

Da sich die Zusammensetzung der Stromerzeugung in den nächsten zehn Jahre wahrscheinlich deutlich ändern wird, werden für das Jahr 2010 noch unterschiedliche Szenarien betrachtet. Hierbei wird zunächst auf ein Szenario der PROGNOS AG (PROGNOS 2000, S. 373) zurückgegriffen, das für die Bundesregierung erstellt worden ist. Dieses zeichnet sich durch einen relativ hohen Sockel an Kohlestrom aus (48,3% der Bruttostromerzeugung in 2010 bzw. 57,8% in 2020), der im Vergleich zum angestrebten Treibhausgasreduktionsziel der Bundesregierung zu hoch erscheint (vgl. hierzu z.B. Hohmeyer et al. 2000, S. 62). Es erscheint aber dennoch sinnvoll, das Szenario der PROGNOS AG als Basisfall anzunehmen, da sich hierin die politischen Vorgaben der Bundesregierung

Abbildung 1: Leistungsganglinien der Netto-Erzeugung und Netzbelastung am Mittwoch, dem 21. Januar 1998 (Quelle: VDEW 1998, S. 21)

**Leistungsganglinien der Netto-Erzeugung und Netzbelastung
am Mittwoch, dem 21. Januar 1998
(Stromversorger, nach Stat. Bundesamt)**



widerspiegeln, die eine relativ hohe Chance auf faktische Durchsetzung haben. Auf der Basis der Anteile der verschiedenen Energieträger an der gesamten Stromproduktion aus fossilen Energieträgern (ohne Kernenergie und Wasserkraft und andere regenerative Energiequellen) wird analog zu 1998 das erste Szenario für 2010 spezifiziert ($P2010_D$, hierbei steht P für PROGNOS und D für durchschnittliche fossile Stromerzeugung). Aus den für 2010 von der PROGNOS AG ausgewiesenen Vollastbenutzungsstunden (PROGNOS 2000, S. 373) lässt sich unschwer erkennen, dass der Mittellastbereich im Wesentlichen von Steinkohle, Erdgas und Heizöl abgedeckt wird. Da Braunkohle zu geringeren Teilen auch heute in der Mittellast eingesetzt wird, wird davon ausgegangen, dass diese Fahrweise auch in 2010 beibehalten wird. Für das Jahr 2010 lässt sich auf der Basis der für 1998 ermittelten Aufteilung der von den regenerativen Energiequellen substituierbaren Stromerzeugung im Mittellastbereich und der veränderten Anteile der fossilen Energieträger an der durchschnittlichen Bruttostromerzeugung im Jahr 2010 die Zusammensetzung der Mittellaststromerzeugung berechnen. Man erhält so das Mittellastszenario $P2010_M$ (hierbei steht P für PROGNOS und M für Mittellast). Die Anteile der verschiedenen Energieträger an diesen Szenarien sind in Tabelle 1 angegeben.

Tabelle 1: Aufteilung der durch regenerative Energiequellen substituierten Energieträger in den Szenarien für 1998 und für 2010 auf der Basis der Untersuchungen der PROGNOS AG (substituierter Strom = 100%)

Energieträger	Szenario			
	$R98_D$	$P2010_D$	$R98_M$	$P2010_M$
	Anteil an der substituierten durchschnittlichen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im Jahr 1998	Anteil an der substituierten durchschnittlichen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im Jahr 2010	Anteil an der Mittellaststromerzeugung aus fossilen Energieträgern des Jahres 1998	Anteil an der Mittellaststromerzeugung aus fossilen Energieträgern des Jahres 2010
Braunkohle	42,57%	38,66%	13,33%	9,43%
Steinkohle	48,0%	37,57%	53,35%	32,55%
Erdgas	9,08%	22,86%	28,89%	56,69%
Heizöl	0,35%	0,91%	4,45%	1,33%

Da nach dem Szenario der PROGNOS AG das Klimaschutzziel der Bundesregierung für das Jahr

2010 im Bereich der Stromerzeugung mit hoher Wahrscheinlichkeit verfehlt wird, werden zwei weitere Szenarien für das Jahr 2010 entwickelt, die zur Einhaltung der Klimaschutzziel einen deutlich höheren Anteil an Erdgas bei gleichzeitiger Reduktion des Kohleeinsatzes realisieren. Analog zu den vier bisher aufgestellten Szenarien wird wiederum jeweils ein Szenario für die Substitution der durchschnittlichen fossilen Stromerzeugung ($K2010_D$, hierbei steht K für Klimaschutz und D für die substituierte durchschnittliche Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern) und ein Szenario für die Substitution der fossilen Stromerzeugung des Mittellastbereichs aufgestellt ($K2010_M$, hierbei steht K für Klimaschutz und M für die substituierte Stromerzeugung des Mittellastbereichs aus fossilen Energieträgern). Diese Szenarien setzen auf Berechnungen von Hohmeyer (Hohmeyer et al. 2000, S. 58) auf, der in einer Studie für Greenpeace ein Atomausstiegsszenario mit gleichzeitiger Einhaltung der CO₂-Reduktionsziele für 2010 entwickelt hat.

Tabelle 2 gibt die Verteilung der substituierten Stromproduktion in den beiden Klimaschutzszenarien analog zu den Angaben in Tabelle 1 wieder. Hier zeigt sich, dass eine bewusste Klimaschutzstrategie zu einem deutlich höheren Einsatz von Erdgas im Mittellastbereich führen wird und damit auch die Umwelt- und Gesundheitswirkungen der durch erneuerbare Energieträger substituierbaren Stromerzeugung aufgrund der geringeren CO₂- und SO₂-Emissionen tendenziell abnehmen. Allerdings geht die PROGNOS AG auch für das Jahr 2020 lediglich von einem Anteil von 25,6% Erdgas an der Bruttostromerzeugung aus fossilen Energieträgern aus (PROGNOS 2000, S. 373). Auf diesem Wege lassen sich die für 2020 deutlich anspruchsvolleren Klimaschutzziele der Bundesregierung auf keinen Fall erreichen.

Tabelle 2: Aufteilung der durch regenerative Energiequellen substituierten fossilen Energieträger in den Klimaschutzszenarien für das Jahr 2010

Energieträger	Szenario			
	R98 _D	K2010 _D	R98 _M	K2010 _M
	Anteil an der substituierten durchschnittlichen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im Jahr 1998	Anteil an der substituierten durchschnittlichen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im Jahr 2010	Anteil an der Mittellaststromerzeugung aus fossilen Energieträgern des Jahres 1998	Anteil an der Mittellaststromerzeugung aus fossilen Energieträgern des Jahres 2010
Braunkohle	42,57%	24,12%	13,33%	3,90%
Steinkohle	48,0%	26,47%	53,34%	15,19%
Erdgas	9,08%	48,53%	28,89%	79,77%
Heizöl	0,35%	0,88%	4,45%	1,14%

Grundlage der im Folgenden durchgeführten Berechnungen über die vermiedenen externen Kosten der verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger sind die sechs Szenarien:

- R98_D: Referenzszenario 1998, durchschnittliche fossile Stromerzeugung
- R98_M: Referenzszenario 1998, Mittellaststrom
- P2010_D: PROGNOS-Szenario 2010, durchschnittliche fossile Stromerzeugung
- P2010_M: PROGNOS-Szenario 2010, Mittellaststrom
- K2010_D: Klimaschutzszenario 2010, durchschnittliche fossile Stromerzeugung
- K2010_M: Klimaschutzszenario 2010, Mittellaststrom.

3.1.2 CO₂-Emissionen der untersuchten Szenarien

Den Kern der Untersuchung der durch den Einsatz regenerativer Energiequellen möglichen CO₂-Reduktionen bilden die statistisch nachgewiesenen Emissionen des bestehenden Kraftwerksparks (öffentliche Versorgung, Kraftwerke ab 100 MW_{el}) im Jahr 1998 (vgl. Tabelle A1 im Anhang des Gutachtens). Auf der Basis anlagenspezifischer absoluter Emissionswerte für alle Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen (Emissionskataster) und der für die Anlagen bekannten Stromproduktion im Jahr 1998 (VDEW 1998) konnten für einen großen Teil der Anlagen die spezifischen CO₂-Emissionen pro MWh_{el} exakt bestimmt werden. Für einen erheblichen Teil der Anlagen in anderen Bundesländern lagen Brennstoffeinsatzmengen vor, die über die vom IPCC verwendeten

spezifischen CO₂-Emissionskoeffizienten der Brennstoffe (kg CO₂/GJ_{PE}) in spezifische Emissionen pro MWh_{el} umgerechnet werden konnten. Die verwendeten Emissionskoeffizienten der Brennstoffe sind:

- Steinkohle: 90,57 kg/GJ_{PE}
- Braunkohle: 114,03 kg/GJ_{PE}
- Erdgas: 56,10 kg/GJ_{PE}
- Heizöl S: 78,83 kg/GJ_{PE}.

Für einen weiteren Teil der Anlagen waren die elektrischen Wirkungsgrade bekannt, so dass aus der Bruttostromproduktion die eingesetzten Brennstoffmengen berechnet werden konnten. Auf dieser Basis ließen sich dann wiederum mit Hilfe der brennstoffspezifischen Emissionskoeffizienten die Emissionen pro MWh_{el} berechnen.

Für die verbleibenden Kraftwerke, für die im Gegensatz zu den SO₂- und NO_x-Emissionen keine anlagen- oder standortspezifischen Emissionsangaben und weder Brennstoffeinsätze noch Wirkungsgrade vorlagen, wurden mit durchschnittlichen Wirkungsgraden für den jeweiligen Kraftwerkstyp die notwendigen Brennstoffeinsatzmengen bestimmt. Darüber hinaus wurden zwei Kraftwerke (Lippendorf (alt) und Thierbach) aufgrund ihrer extrem hohen SO₂-Emissionen und der Tatsache, dass die statistisch erfassten Kraftwerksblöcke noch vor dem Jahr 2000 vom Netz gegangen sind, von den weiteren Berechnungen ausgeschlossen. Mit 36 bzw. 46 kg SO₂/MWh_{el} lagen diese Kraftwerke um den Faktor 50-66 über dem Durchschnitt aller vergleichbaren Braunkohlekraftwerke (0,704 kg SO₂/MWh_{el}). Da für die beiden Heizölkraftwerke, die noch in substantiellem Umfang zur Stromproduktion beigetragen haben, weder CO₂-Emissionsdaten, noch Brennstoffeinsatzmengen oder Wirkungsgrade vorlagen, wurden hier nur Berechnungen auf der Basis durchschnittlicher Wirkungsgrade vorgenommen. Es steht zu vermuten, dass die resultierenden spezifischen Emissionswerte eher zu niedrig als zu hoch liegen. Für die folgenden Berechnungen wurden für die Szenarien R98_D und R98_M die so ermittelten durchschnittlichen CO₂-Emissionskoeffizienten des Kraftwerksbestands von 1998 verwendet, die in der ersten Spalte der Tabelle 3 ausgewiesenen werden.

Tabelle 3: Emissionskoeffizienten für die Stromerzeugung aus verschiedenen Brennstoffen. Bei Fischedick (Fischedick et al. 2000, S. 60) als CO₂-Äquivalente angegeben. Angaben ExternE aus IER 1997.

Brennstoff	Bestehender Kraftwerkspark 1998			ExternE neue Kraftwerke	Fischedick 2000
	Durchschnitt	Minimum	Maximum		
	Emissionen in t CO ₂ /MWh _{el}				
Braunkohle	1,2	1,00	1,825	1,015	1,065
Steinkohle	0,869	0,489	1,668	0,781	0,930
Erdgas	0,585	0,434	1,245	0,604	0,435
Heizöl	0,860	0,860	0,860	0,858	k. A.
Wasserkraft					0,017
Windenergie					0,023
Photovoltaik					
- Silizium					0,200
- Dünnschicht					0,040

Für die Szenarien für das Jahr 2010 werden für 35% des Kraftwerksparks die CO₂-Emissionskoeffizienten aus der Studie 'ExternE National Implementation for Germany' (IER 1997) für neue Kraftwerke verwendet (vierte Spalte der Tabelle 3), da man bei einer durchschnittlichen Lebensdauer der Kraftwerke von 35 Jahren davon ausgehen kann, dass ca. 35% des Kraftwerksparks bis 2010 durch neue Kraftwerke ersetzt sein werden. Da der in der Quelle (IER 1997, S. A39) angegebene Emissionswert für neue Gaskraftwerke im Vergleich zu den Minimalwerten für 1998 und den Angaben von Fischedick (Fischedick et al. 2000, S. 60) als deutlich überhöht erscheint, wird statt dessen der in 1998 tatsächlich vorgefundene beste Emissionswert eines Gaskraftwerks verwendet (zweite Spalte der Tabelle 3). Für die verbleibenden nicht erneuerten 65% des Kraftwerksparks werden die durchschnittlichen Emissionskoeffizienten des Jahres 1998 verwendet.

Die im Schnitt in den verschiedenen Szenarien durch den Einsatz regenerativer Energiequellen ersetzen CO₂-Emissionen der konventionellen Stromerzeugung ergeben sich aus Verknüpfung der

Werte der substituierten Stromproduktion aus den Tabellen 1, 2 und 3 mit den folgenden durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der substituierten durchschnittlichen Stromerzeugung der verschiedenen Szenarien von:

- R98_D: 0,9841 tCO₂/MWh_{el}
- R98_M: 0,8311 tCO₂/MWh_{el}
- P2010_D: 0,8833 tCO₂/MWh_{el}
- P2010_M: 0,6931 tCO₂/MWh_{el}
- K2010_D: 0,7616 tCO₂/MWh_{el}
- K2010_M: 0,6060 tCO₂/MWh_{el}.

Generell gilt, dass die substituierten Emissionen im Fall der ersetzen Stromerzeugung im Mittellastbereich deutlich unter den Werten der durchschnittlichen fossilen Stromerzeugung liegen. Es wird auch deutlich, dass bei verstärkten Klimaschutzanstrengungen die durch regenerative Energiequellen substituierbaren Emissionen deutlich niedriger sein werden, als im Fall der Basisszenarien auf der Grundlage des PROGNOS Energiereports (PROGNOS 2000). Die oben ausgewiesenen spezifischen Emissionswerte der Szenarien bilden die Grundlage aller weiterer Berechnungen der externen Kosten des Treibhauseffekts.

3.2 Die Bandbreite vorliegender Kostenschätzungen der externen Kosten des Klimawandels

Auch wenn es sehr schwierig erscheint die langfristigen externen Kosten der vom Menschen emittierten Treibhausgase auf der Basis von Abschätzungen der Auswirkungen von Klimaveränderungen zu bestimmen, so gibt es doch seit Anfang der 90er Jahre verschiedene Versuche, sich dieser Problematik zu nähern. Nach frühen Grobschätzungen (z. B. Nordhaus 1991, 1992 und 1994, Ayres und Walter 1991, Hohmeyer und Gärtner 1992, Cline 1992 und 1993 oder Peck und Teisberg 1992), die auf den ersten Analysen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 1990) aufbauten, gab es ein substantielle Anzahl von weiteren Analysen, die sich kritisch mit den ersten Ansätzen auseinandersetzen und auch neuere Erkenntnisse der Klimaforschung einbezogen (z. B. Tol 1993, Fankhauser 1994, Maddison 1994, IPCC 1995, Azar und Sterner 1996, ExternE 1997, Hohmeyer 1997, Hennicke und Becker 1999, Rabl 1999, oder Rennings und Hohmeyer 1999). Praktisch alle Studien konzentrieren sich auf die Auswirkungen

einer Verdopplung der Konzentration der Treibhausgase in der Atmosphäre gegenüber dem vorindustriellen Niveau von 280 ppmv bis zum Jahr 2030 entsprechend dem IPCC business-as-usual Szenario von 1990 (IPCC 1990, S. XXII). Erst die jetzt durch die gerade erfolgte Veröffentlichung des dritten Sachstandsberichts der IPCC (IPCC 2001 a, b und c) möglich gewordenen weiteren Forschungen im Bereich der externen Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts werden abgestufte Schadensschätzungen auf der Basis verschiedener Stabilisierungsszenarien für Treibhausgaskonzentrationen im Bereich von 450 bis 1000 ppmv vornehmen können. Bis diese vorliegen, kann nur auf der Basis der möglichen Auswirkungen der bisher untersuchten Verdoppelungsszenarien (560 ppmv) gearbeitet werden.

Im Lauf der Jahre haben sich bei der Analyse der externen Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts verschiedene Denkrichtungen entwickelt, die sich durch die grundlegenden Annahmen der Berechnungen unterscheiden. Auf der einen Seite stehen Arbeiten, die nur direkte ökonomische Schäden (z. B. Ernteverluste für amerikanische Farmer als Folge von Klimaveränderungen) aber in der Regel keine Folgeschäden (z. B. die möglichen Todesfälle in Entwicklungsländern aufgrund der durch Klimaveränderungen verursachten Hungerkatastrophen) einbeziehen (z. B. Nordhaus (1991, 1992 und 1994), Cline 1992, Fankhauser 1994, oder Maddison 1994). Diese Arbeiten kommen in der Regel zu vergleichsweise geringen Kostenschätzungen, die bei Nordhaus (1994) bei 5 bis 10 US\$₉₀/t C liegen. Auf der anderen Seite stehen Arbeiten wie z. B. Hohmeyer und Gärtner (1992 und 1994), bei welchen gerade die Sekundärschäden den größten Teil der abgeschätzten Klimaschadenskosten von 800 US\$₉₀/t C (vgl. Hohmeyer und Gärtner 1994) ausmachen.

Die Arbeiten, die sich auf die Primärschäden konzentrieren, zeichnen sich in der Regel auch noch durch die Annahme relativ hoher Diskontierungsraten (besser soziale Zeitpräferenzraten) von 3 und mehr Prozent aus, die zukünftige Schäden relativ schnell auf geringe Barwerte abdiskontieren. Ein besonderes ‚Erlebnis‘ für den Verfasser dieses Gutachtens war in diesem Zusammenhang die Forderung einer Regierungsdelegation bei den Verhandlungen über die Summary for Policy Makers der Working Group III der IPCC in Accra im März 2001 alle Klimakosten mit einer Diskontrate von 20% real auf Barwerte umzurechnen. Eine solche Vorgehensweise führt dazu, dass es für heutige Entscheidungen über Treibhausgasemissionen egal ist, ob der Golfstrom in einigen hundert Jahren aufgrund unserer heutigen Emissionen abreißt und Nord- und Mitteleuropa unbewohnbar werden, da jeder Schaden der einige Jahrzehnte in der Zukunft liegt praktisch auf Null abdiskontiert werden

müsste. Rabl (1999, S. 122f) zeigt, dass im Fall von Umwelt- und Gesundheitsschäden, die oft auf Zahlungsbereitschaften beruhen, vor der Diskontierung zunächst die heutigen Werte für den Schaden auf den Eintrittszeitpunkt hochgerechnet (eskaliert) werden müssen, bevor mit der sozialen Zeitpräferenzrate ein Barwert berechnet werden kann. Da sowohl die soziale Zeitpräferenzrate als auch die Rate der steigenden Wertschätzung für einen zukünftigen Umwelt- oder Gesundheitsschaden durch die Wachstumsrate des Bruttosozialprodukts pro Kopf der Bevölkerung determiniert ist, die für Industrieländer in der Größenordnung von 1-2%/a liegt (vgl. Rabl 1999, S.120), ergibt sich für Schäden die heutige Generationen späteren Generationen zufügen eine Differenz der beiden Raten von nahe Null (Rabl 1999, S.122), da hierbei die höheren Werte der individuellen Zeitpräferenzraten nicht anwendbar sind (vgl. hierzu neben Rabl 1999, S.115 auch Azar und Sterner 1996, S. 177 und Hohmeyer 1991, S. 183). Dass die Annahme der Diskontrate ohne die entsprechende vorherige Eskalation heutiger Zahlungsbereitschaften die Ergebnisse der Abschätzung zukünftiger Klimafolgeschäden um Größenordnungen verändern kann, zeigen die Arbeiten von Azar und Sterner (1996), die bei einer Rate von 0% auf Schadenskosten von 260-590 US\$/t CO₂ kommen, während die gleichen Schäden mit 39 US\$/t CO₂ bewertet werden, wenn mit 3%/a abdiskontiert wird. Die Mehrzahl der heute vorliegenden Studien arbeitet für die zentralen Schadensschätzungen mit Diskontraten von 1-3%/a, wobei oft nicht klar ist, ob die Schäden zunächst mit der steigenden Wertschätzung eskaliert worden sind. So kommt das ExternE-Projekt der EU (ExternE 1997, S. 301) zu einem sogenannten ‚illustrative range‘ von 66 bis 170 ECU₉₅/tC bei einer Diskontrate von 3% oder 1% pro Jahr (ExternE 1997, S. 301).

Unter den vorliegenden Arbeiten stellt die Arbeit von Hohmeyer und Gärtner (1992 und 1994) einen Extremfall dar, da die berechneten Schäden im wesentlichen Todesfälle in Entwicklungsländern sind. Ausgehend von einer Differenz zwischen sozialer Zeitpräferenzrate und Eskalationsrate für die Wertschätzung vermiedener Todesfälle von Null, werden diese Schadenskosten zum einen nicht abdiskontiert und zum anderen werden im Gegensatz zu anderen Autoren (z. B. IPCC 1995) Werte für den Verlust eines Menschenlebens in Entwicklungsländern mit einer Million US\$₉₀ angenommen, die mit der Verursachung der Schäden durch die Industrieländer und nicht durch die Zahlungsbereitschaften in Entwicklungsländern begründet werden. Werden Zahlungsbereitschaften der betroffenen ärmsten Länder der Welt für eintretende Todesfälle unterstellt, so reduziert sich dieser Wert leicht auf 30-50.000 US\$₉₀ pro vermiedenem Todesfall (vgl. z. B. IPCC 1995). Auch wenn die Ergebnisse von Hohmeyer und Gärtner (1992, S. 46) von 485 US\$₉₀/t CO₂ später auf 220 US\$₉₀/t CO₂ reduziert wurden (Hohmeyer und Gärtner 1994), so stellen sie doch vergleichsweise

hohe Kostenabschätzungen dar, wenn man sie z. B. den Ergebnissen der ExternE-Studie (ExternE 1997, S. 301) gegenüberstellt. Wie Hohmeyer (1996, S.77) zeigt, ist dies bei dem Einfluss der Variation der drei Grundannahmen (Materielle Schäden versus Todesfälle, Wahl der Diskontrate und Bewertung von Todesfällen in armen Ländern) nicht sehr verwunderlich.

Azar und Sterner (1996) fügen der Diskussion noch zwei weitere wichtige Gesichtspunkte hinzu. Zum einen zeigen sie auf, dass die Berechnungen auf der Grundlage des DICE-Modells von Nordhaus, zu unrealistisch kurzen Verweilzeiten von CO₂ in der Atmosphäre führen (Azar und Sterner 1996, S. 173), die gerade bei sehr geringer Abdiskontierung, für die Azar und Sterner starke Argumente ins Feld führen (S. 176f) in einer Unterschätzung der langfristigen Folgeschäden resultieren. Zum anderen machen sie darauf aufmerksam, dass absolut gleiche materielle Schäden in armen Ländern gemessen am pro Kopf Einkommen ein sehr viel größeres Gewicht als in reichen Industrieländern haben. Sie führen deshalb einen (Equity-)Gewichtungsfaktor für die ungleiche Einkommensverteilung zwischen Entwicklungs- und Industrieländern ein (Azar und Sterner 1996, S. 177ff), der zu einer deutlich höheren Bewertung der globalen Klimafolgeschäden führt. So steigt das Ergebnis mit Bewertung der Ungleichheit (bei einer Zeitpräferenzrate von 0%/a) von 85-200 US\$ auf 260-590 US\$/t C. Der untere Wert entspricht hierbei jeweils einem Zeithorizont von 300 Jahren, während im Fall des oberen Wertes ein Zeithorizont von 1000 Jahren in die Berechnungen eingeflossen ist. Tabelle 4 gibt die Ergebnisse von Azar und Sterner in Abhängigkeit von der gewählten Zeitpräferenzrate (0-3%), der betrachteten Verweilzeit in der Atmosphäre (300 oder 1000 Jahre) und der Einbeziehung ungleicher Einkommensverteilung (mit und ohne Berücksichtigung) wieder. In Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen variiert das Ergebnis von 13 bis 590 US\$/tC.

Tabelle 4: Marginale Schadenskosten von CO₂-Emissionen (Azar und Sterner 1996, S.181)

Einbeziehung ungleicher Einkommen	Betrachtete Zeitspanne	Zeitpräferenzrate pro Jahr			
		0%/a	0,1%/a	1%/a	3%/a
Ohne Equity- Gewichtung	300 Jahre	85	75	32	13
	1000 Jahre	200	140	33	13
Mit Equity- Gewichtung	300 Jahre	260	230	95	39
	1000 Jahre	590	410	98	39

Tabelle 4a stellt die Ergebnisse der wichtigsten Studien im Überblick dar. Hierbei wird die große Variationsbreite der geschätzten Schadenskosten nochmals deutlich. Berücksichtigt man die

Tabelle 4a: Überblick über die wichtigsten vorliegenden Abschätzungen von Schadenskosten des Klimawandels auf der Basis des business-as-usual Szenarios der IPCC (1990) oder späterer ähnlicher Szenarien des IPCC (IPCC 1995b) (Verdopplung der Konzentration der Treibhausgase bis 2030). Alle Werte in US\$₉₀/t C

Studie	Zentraler Wert	Unterer Wert	Oberer Wert
Nordhaus (1991)	7,3	0,3	65,9
Ayres und Walter (1991)	k. A.	30	35
Hohmeyer und Gärtner (1992/1994)	800	k. A.	k. A.
Cline (1992, 1993)	k. A.	5,8	221
Peck und Teisberg (1992)	k. A.	10	22
Fankhauser (1994)	k. A.	6,2	64,2
Nordhaus (1994) (certainty/best guess)	k. A.	5,3	10,0
Nordhaus (1994) (uncertainty/exceptional value)	k. A.	12,0	26,5
Maddison (1994)	k. A.	5,9	15,2
IPCC (1995)	k. A.	5	125
Azar und Sterner (1996)			
- Keine Equity-Gewichtung (1%/a)	k. A.	32	33
- Keine Equity-Gewichtung (0%/a)	k. A.	85	200
- Equity-Gewichtung (1%/a)	k. A.	95	98
- Equity-Gewichtung (0%/a)	k. A.	260	590
ExternE (1997)			
- Begrenzter zentraler Bereich (1-3%/a)	k. A.	66	170
- Konservatives 95%-Konfidenzintervall (unterer Wert 5%/a)	k. A.	14	510

Arbeiten von Rabl (1999) und die Argumentation von Azar und Sterner (1996) bezüglich der anwendbaren Differenz zwischen der sozialen Zeitpräferenzrate und der steigenden Wertschätzung

für Umwelt- und Gesundheitsschäden (0 - 1%/a) sowie der Frage der Behandlung materieller Schäden in armen Ländern (inverse Einkommensgewichtung), so kommt man zu der Schlussfolgerung, dass eine realistische Abschätzung der Folgekosten des Klimawandels am ehesten in der Größenordnung der Angaben von Azar und Sterner (1996, S. 182) von 260 bis 590 US\$90/t C liegt. Um aber auch den vorliegenden niedrigeren Abschätzungen Rechnung zu tragen wird für alle folgenden Berechnungen der von Azar und Sterner ausgewiesene Bereich von 32 bis 590 US\$₉₀/t C (51,72 – 953,50 DM₉₀/t C) verwendet. Dieser Bereich, der auch den zentralen Bereich der Ergebnisse des ExternE-Projekts umfasst, wird im Folgenden zur Grundlage aller weiteren Berechnungen gemacht, auch wenn der untere Wert nach Einschätzung von Azar und Sterner (1996, S. 182) unangemessen niedrig ist.

Da die Abschätzungen der bisher vorliegenden Studien noch nicht die neuesten Erkenntnisse der Klimaforschung berücksichtigen konnten, sollten die Schätzungen unbedingt auf der Basis des im Herbst 2001 erschienenen dritten Berichts des IPCC überarbeitet werden. Es ist damit zu rechnen, dass die zu erwartenden Klimafolgeschäden deutlich höher ausfallen werden, als bisher in den vorliegenden Arbeiten angenommen. So wird nach den Ergebnissen des dritten Sachstandsberichts des IPCC (IPCC 2001b, S. 17) z.B. der Meeresspiegel selbst bei einem Anstieg der globalen Mitteltemperatur um lediglich 1-2°C durch eine langfristige regionale Erwärmung von über 3 °C über Grönland durch Abschmelzen des Grönlandeisschildes um ca. 7m ansteigen. Eine Auswirkung mit Folgeschäden, die in keiner der bisherigen Analysen der externen Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts berücksichtigt worden sind. Eine Folgewirkung könnte das Abreißen des Golfstroms sein, der für Nord- und Mitteleuropa zu einer neuen Eiszeit führen könnte.

Rechnet man die spezifischen Kosten des Klimawandels auf der Basis der Spannweite der Werte von Azar und Sterner (1996) von 32- 590 US\$₉₀/t C auf DM oder € des Jahres 2000 um und multipliziert sie mit den spezifischen Emissionswerten der einzelnen Kraftwerkstypen oder der einzelnen Szenarien aus Kapitel 3.1, so erhält man die spezifischen Schadenskosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung des Jahres 1998 und der Szenarien für das Jahr 2010. Tabelle 5 weist diese Werte aus. Entsprechend der großen Bandbreite der Schätzung der Klimaschadenskosten, resultieren auch entsprechende Bandbreiten in den Schätzungen der Schadenskosten pro kWh_{el}. Für den im Jahr 1998 produzierten Mittellaststrom ergibt sich ein Schätzbereich von 1,5-27,5 Pf₂₀₀₀kWh_{el} (entsprechend 7,6-140,3 m€₂₀₀₀/kWh_{el}). Diese Werte sinken für den modernisierten Kraftwerkspark im PROGNOS-Szenario für substituierten Mittellaststrom

auf 1,2-22,9 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (6,3-117,0 m€₂₀₀₀/kWh_{el}) und 1,1-20,0 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (5,5-102,3 m€₂₀₀₀/kWh_{el}) im Klimaschutzszenario, das deutlich stärker auf den Einsatz von Erdgas setzt. Auch wenn die Untergrenzen der Bandbreiten sehr niedrige Schadenswerte pro kWh_{el} ergeben, so muss man sich doch vor Augen halten, dass Azar und Sterner (1996) den Bereich von 260-590 US\$₉₀/t C als das Ergebnis ihrer Berechnungen ansehen (Azar und Sterner 1996, S. 182). Hieran gemessen liegen die monetarisierten Klimafolgeschäden zwischen 8,8 und 27,5 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}.

Tabelle 5: Spezifische Klimafolgekosten pro MWh_{el} auf der Basis der in Tabelle 3 ausgewiesenen Emissionskoeffizienten

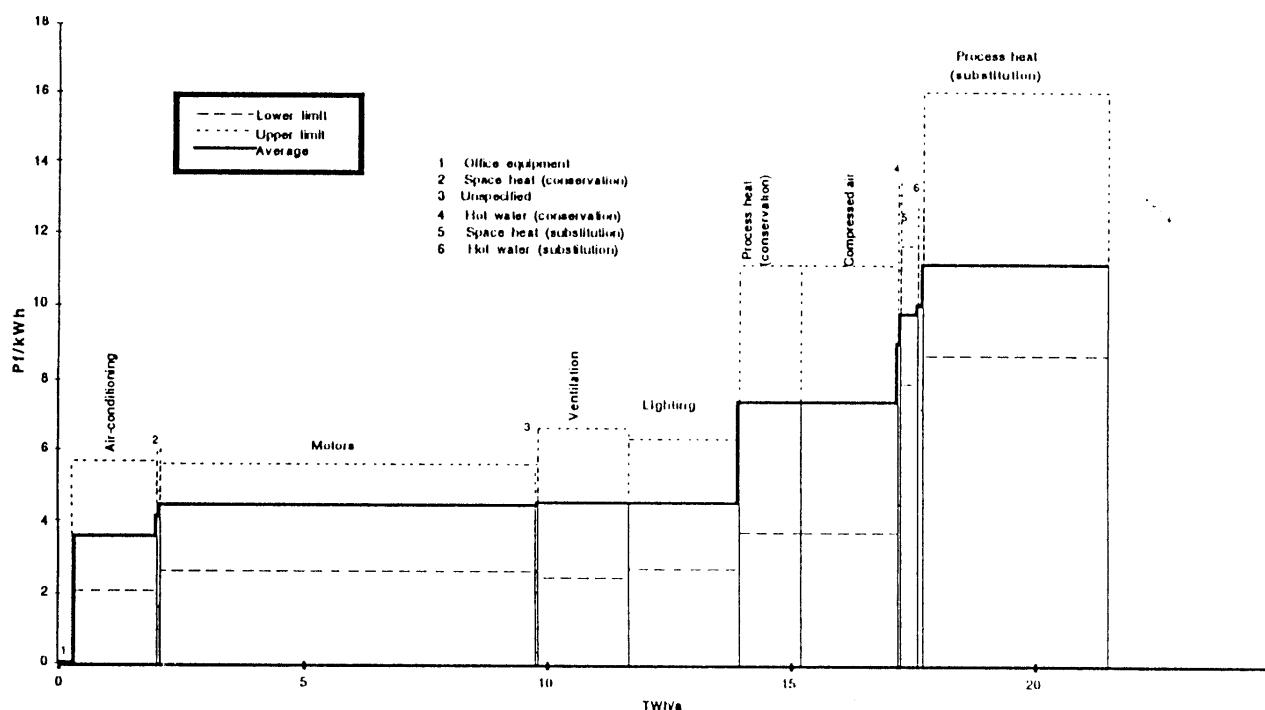
Brennstoff oder Szenario	Klimafolgekosten bei 32 US\$ ₉₀ /t C		Klimafolgekosten bei 590 US\$ ₉₀ /t C	
	DM ₂₀₀₀ /kWh _{el}	€ ₂₀₀₀ /kWh _{el}	DM ₂₀₀₀ /kWh _{el}	€ ₂₀₀₀ /kWh _{el}
Braunkohle 1998	0,02149	0,0110	0,39618	0,2026
Steinkohle 1998	0,01556	0,0080	0,28690	0,1467
Erdgas 1998	0,01048	0,0054	0,19314	0,0988
Heizöl 1998	0,01556	0,0080	0,28690	0,1467
Szenario R98 _D	0,01762	0,0090	0,32491	0,1661
Szenario R98_M	0,01488	0,0076	0,27438	0,1403
Szenario P2010 _D	0,01582	0,0081	0,29163	0,1491
Szenario P2010_M	0,01241	0,0063	0,22882	0,1170
Szenario K2010 _D	0,01364	0,0070	0,25143	0,1286
Szenario K2010_M	0,01085	0,0055	0,20006	0,1023

3.3 Schätzungen für die Vermeidungskosten von Treibhausgasemissionen

Eine weitere Möglichkeit sich dem Problem der Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts zu nähern, ist die Abschätzung der zu seiner Vermeidung notwendigen Kosten. Hierbei werden zwei konkurrierende Ansätze verfolgt. Zum einen werden die Kosten verschiedener Techniken zur Vermeidung von CO₂-Emissionen untersucht und in eine Reihenfolge gebracht. Dabei handelt es sich zum großen Teil um Techniken zur besseren Nutzung der eingesetzten Energieträger (rationeller Energieeinsatz und Wirkungsgradverbesserung in Energieumwandlungsanlagen) und um Techniken zur Nutzung nicht fossiler Energiequellen. Gelingt es, die für eine Volkswirtschaft ausschöpfbaren CO₂-Minderungspotentiale dieser einzelnen Techniken abzuschätzen, so ist es

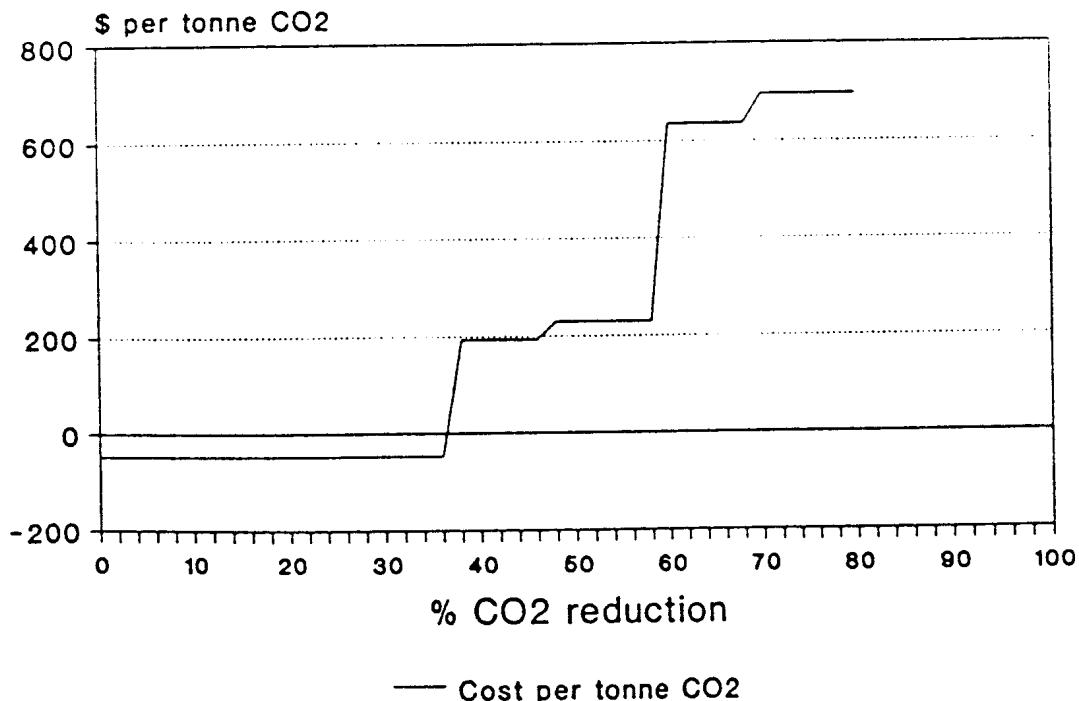
möglich, zu ermitteln, zu welchen Kosten welche Minderungen der CO₂-Emissionen möglich sind. Abbildung 2 zeigt ein solches Diagramm für den Elektrizitätseinsatz im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland im Jahre 1993. Von den 72 TWh_{el} Gesamtverbrauch lassen sich nach diesem Diagramm ca. 14 TWh_{el} zu Kosten von bis zu 4,5 Pf/kWh_{el} einsparen. Geht man bis zu Einsparkosten von knapp 12 Pf/kWh_{el} so lassen sich 22 von 72 TWh_{el} des Stromverbrauchs und damit die anteiligen CO₂-Emissionen einsparen. Umrechnung auf Preise von 2000 und Multiplikation mit den Emissionswerten pro kWh_{el} für die verschiedenen Szenarien (in diesem Fall auf der Basis der durchschnittlichen Stromerzeugung, die am ehesten der Nachfragestruktur der Industrie entspricht) erlaubt es, Vermeidungskosten pro t CO₂ zu ermitteln. Abbildung 2 zeigt aber auch klar das Problem der Vorgehensweise. In Abhängigkeit vom Niveau der angestrebten Einsparungen ergeben sich höchst unterschiedliche Vermeidungskosten. Ohne die Vorgabe eines zu erreichenden Reduktionsniveaus lassen sich daher keine entsprechenden Kosten sinnvoll ableiten.

Abbildung 2: Kosten der Energieeinsparung im verarbeitenden Gewerbe der Bundesrepublik (ohne Grundstoffindustrie) im Jahr 1993 in Abhängigkeit vom angestrebten Einsparvolumen und der eingesetzten Einspartechnologie (Quelle: Hennicke und Becker 1999, S. 146)



Untersucht man alle Teilbereiche einer Volkswirtschaft, so kann man entsprechende Kostenkurven auch für verschiedene CO₂-Reduktionsziele insgesamt ableiten. Das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung und die PROGNOS AG haben 1991 eine entsprechende Kostenkurve für die Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) für die bis zum Jahr 2040 für notwendig erachteten Reduktionsziele ermittelt (PROGNOS AG und FhG-ISI 1991). Abbildung 3 zeigt die damals ermittelte Kurve. Interessant ist, dass hierbei bis zu einer Reduktion um ca. 35% negative Kosten entstehen. Das heißt, dass die bis zu diesem Niveau erforderlichen Technologien kostengünstiger sind als die Energiebereitstellung im Bereich der Wärme- und Stromerzeugung. Rechnet man den Grenzkostenverlauf der Kurve in Durchschnittskosten der Vermeidung um, so ergibt sich, dass bei einem Vermeidungsniveau von 50% im Durchschnitt Kosten von 3,30 US\$₉₀/t CO₂ entstehen. Bei einer Reduktion um 60% entstehen Durchschnittskosten von 30 US\$₉₀/t CO₂, die bei einer Reduktion um 70% auf 120 US\$ und bei 80% auf 220 US\$₉₀/t CO₂ steigen. Der letzte Wert entspricht der Reduktionsempfehlung der ersten Klima-Enquete-Kommission des deutschen Bundestages für das Jahr 2040 (Bundestag 1991, S. 867), während eine Reduktion um 50% weit über den Reduktionszielen der Bundesrepublik des Kioto-Protokolls für die Budgetperiode 2008-2012 liegt. Auch hier ist ohne die Vorgabe von Reduktionszielen offen, welchen Wert man für weitere Berechnungen heranziehen soll.

Abbildung 3: Grenzvermeidungskosten für CO₂ in der Bundesrepublik für das Jahr 2040 (Quelle: PROGNOS AG und FhG-ISI 1991)



Auch im neuesten Bericht der Arbeitsgruppe III des IPCC werden diese technischen Optionen zur Verringerung der CO₂-Emissionen untersucht. Ähnlich wie schon die Studie von PROGNOS und FhG-ISI (1991) kommt der Bericht zu dem Ergebnis, dass für die verschiedenen Bereiche Grenzvermeidungskosten zwischen 250 und 300 US\$₂₀₀₀/t C angetroffen werden können (IPCC 2001d, S. TS12f). Allerdings liegt das so erschließbare Vermeidungspotential, soweit es quantifiziert ist, nur bei einigen hundert MtC/a (IPCC 2001d, S. TS12f). Ein Umstand, der darauf hindeutet, dass bei anspruchsvollerem Vermeidungszielen die Kosten am oberen Rand der Schätzbereiche oder darüber liegen werden. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die wichtigsten zur Zeit vorliegenden technischen Studien zu den Kosten technischer Vermeidungsmöglichkeiten für CO₂.

Tabelle 6: Abschätzungen der möglichen Treibhausgaseemissionsverminderungen und Vermeidungskosten pro Tonne Kohlenstoffäquivalent entsprechend einer sozio-ökonomischen Nutzung dieser Maßnahmen zur Energieeinsparung oder zur Verbesserung der Effizienz der Energieumwandlung bis 2010 und 2020 global oder regional mit der Angabe unterschiedlicher Wahrscheinlichkeiten für die Realisierung des angegebenen Potentials (Quelle: IPCC WG III, 2001, S. TS58-60)

	Region	\$/tC avoided -400 -200 0 +200	2010		2020		References ²² ; Comments; Relevant section of report
			Potential ^a	Probability ^b	Potential ^a	Probability ^b	
BUILDINGS / APPLIANCES	Residential sector	OECD/EIT.	██████	◆◆◆◆	██████	〇〇〇〇〇	Acosta Moreno <i>et al.</i> , 1996; Brown <i>et al.</i> , 1998; Wang and Smith, 1999
	Dev. cos.	██████	◆◆◆	〇〇〇	██████	〇〇〇〇〇	
	Commercial sector	OECD/EIT.	████	◆◆◆	██████	〇〇〇〇〇	
	Dev. cos.	██████	◆◆◆	〇〇〇	██████	〇〇〇〇〇	
TRANSPORT	Automobile efficiency improvements	USA	██████	◆◆◆◆	〇〇〇〇	██████	Interlab. Working Group, 1997 Brown <i>et al.</i> , 1998 US DOE/EIA, 1998 ECMT, 1997 (8 countries only) Kashawagi <i>et al.</i> , 1999 Dennis and Koopman, 1997 Worrell <i>et al.</i> , 1997b
	Europe	██████	◆◆◆◆	〇〇	██████	〇〇	
	Japan	██████	◆◆◆	〇〇	██████	〇〇	
	Dev. cos.	██████	◆◆◆	〇〇	██████	〇〇	
	MANUFACTURING	Global	████	◆	〇〇〇〇	◆	
CO ₂ removal – fertilizer; refineries	Global		████	〇〇〇	████	〇〇〇〇	Table 3.21
	Material efficiency improvement	Global	██████	◆◆◆	〇〇〇	◆◆◆	

²² See chapter 3 reference list for details.

Blended cements	Global	██████	◆	〇〇〇	◆	〇〇〇	Table 3.20
N ₂ O reduction by chem. indus.	Global	██████	◆	〇〇〇〇	◆	〇〇〇	Table 3.20
PFC reduction by Al industry	Global	██████	◆	〇〇〇	◆	〇〇〇	Table 3.20
HFC-23 reduction by chem. Industry	Global	████	◆◆	〇〇〇	◆◆	〇〇〇	Table 3.20
Energy efficient improvements	Global	██████	◆◆◆◆	〇〇〇〇〇	◆◆◆◆	〇〇〇〇	Table 3.20
AGRICULTURE	Increased uptake of conservation tillage and cropland management	Dev. cos.	████	◆	〇〇	◆	Zhou, 1998; Table 3.27 Dick <i>et al.</i> , 1998 IPCC, 2000
	Global	████	◆◆	〇〇	████	〇〇〇	
	Soil carbon sequestration	Global	██████	◆◆◆	〇〇	██████	
Nitrogenous fertilizer management	OECD	████	◆	〇〇〇	◆	〇〇〇	Kroese & Mosier, 1999 Table 3.27 OECD, 1999; IPCC, 2000
	Global	████	◆	〇〇〇	◆◆	〇〇〇〇	
Enteric methane reduction	OECD	██████	◆◆	〇〇	◆◆	〇〇〇	Kroese & Mosier, 1999 Table 3.27 OECD, 1998 Reimer & Freund, 1999 Chipato, 1999
	USA	██████	◆◆	〇〇	◆	〇〇〇	
	Dev. cos.	██████	◆◆	〇	◆	〇〇〇	
Rice paddy irrigation and fertilizers	Global	████	◆◆◆	〇〇	◆◆◆	〇〇〇	Riemer & Freund, 1998 IPCC, 2000
WASTES	Landfill methane capture	OECD	████	◆◆◆	〇〇〇	◆◆◆	Landfill methane EPA, 1999
ENERGY SUPPLY	Global	████	◆◆◆◆	〇〇	◆◆◆◆	〇〇〇〇	cTotals – See Section 3.8.6 Table 3.35a Table 3.35b
	Annex I	████	◆◆	〇〇	◆◆◆	〇〇〇	
	Non-Annex I	████	◆◆	〇〇〇	◆◆◆◆	〇〇〇〇	

Tabelle 6: Teil 2

Nuclear for gas	Annex I		◆◆◆	◊	◆◆◆◆	◊	Table 3.35c
	Non-Annex I		◆◆◆	◊	◆◆◆◆	◊	Table 3.35d
Gas for coal	Annex I		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Table 3.35a
	Non-Annex I		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Table 3.35b
CO ₂ capture from coal	Global		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Tables 3.35 a + b
CO ₂ capture from gas	Global		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Tables 3.35 c + d
Biomass for coal	Global		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Tables 3.35 a + b
Biomass for gas	Global		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Moore, 1998; Interlab w. gp. 1997
Wind for coal or gas	Global		◆◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Tables 3.35 c + d
Co-fire coal with 10% biomass	USA		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Tables 3.35 a - d
Solar for coal	Annex I		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	BTM Cons 1999; Greenpeace, 1999
	Non-Annex I		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Sulilatu, 1998
Hydro for coal	Global		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Table 3.35 a
Hydro for gas	Global		◆◆◆	◊◊◊◊◊	◆◆◆◆	◊◊◊◊◊	Table 3.35 b
							Tables 3.35 a + b
							Tables 3.35 c + d

Notes:

^aPotential in terms of tonnes of carbon equivalent avoided for the cost range of \$/tC given

◆ = <20 MtC/yr ◆◆ = 20-50 MtC/yr ◆◆◆ = 50-100 MtC/yr ◆◆◆◆ = 100-200 MtC/yr ◆◆◆◆◆ = >200 MtC/yr

^bProbability of realizing this level of potential based on the costs as indicated from the literature.

◊ = Very unlikely ◊◊ = Unlikely ◊◊◊ = Possible ◊◊◊◊ = Probable ◊◊◊◊◊ = Highly probable

^cEnergy supply total mitigation options assumes that not all the potential will be realized for various reasons including competition between the individual technologies as listed below the totals.

Der zweite Ansatz zur Bestimmung der Vermeidungskosten von CO₂-Emissionen geht von der Berechnung der volkswirtschaftlich notwendigen Anreize (CO₂-Steuer) aus, um ein gestecktes Vermeidungsziel zu erreichen:

'The magnitude of the carbon tax provides a rough indication of the amount of market intervention that would be needed and equates the marginal abatement cost to meet a prescribed emission target' (IPCC 2001d, S. TS34).

In den letzten Jahren sind eine Vielzahl entsprechender Berechnungen durchgeführt worden, die im neusten Bericht der IPCC (IPCC WG III, 2001d) zusammengefaßt worden sind. Um die relativ bescheidenen Ziele des Kioto-Protokolls zu erreichen, sind ohne die Möglichkeit des Emissionsrechtehandels nach dem Bericht der IPCC (IPCC WG III, 2001d, S. TS34) in den USA CO₂-Steuern zwischen 76 und 322 US\$₉₀/tC erforderlich. In Europa liegt die erforderliche Steuerhöhe zwischen 20 und 665 US\$₉₀/tC, in Japan bei 97 bis 645 US\$₉₀/tC und im Rest der OECD liegt sie bei 46 bis 425 US\$₉₀/tC. Wird ein internationaler Handel mit Emissionsrechten zwischen den Annex I Staaten des Kioto-Protokolls zugelassen, so fällt die Höhe der Steuern auf 20

bis 125 US\$₉₀/tC. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die Ergebnisse der verschiedenen Studien. Hierbei sind die Ergebnisse des Oxford-Modells nicht in die im Text des IPCC-Berichts angegebenen Zahlen eingeflossen, da sie auf relativ alten Basiszahlen beruhen.

Der Grund, warum die volkswirtschaftlichen Berechnungsansätze der Vermeidungskosten zu deutlich höheren Vermeidungskostenschätzungen kommen als die technischen Studien, liegt darin, dass diese Studien von vornherein davon ausgehen, dass bereits alle rentablen Optionen der Energieeinsparung genutzt worden sind. Die negativen Vermeidungskosten der technischen Studien werden also von vornherein als nicht existent definiert. Entsprechend hoch fallen die Schätzungen der Vermeidungskosten für relativ bescheidenen Reduktionsziele aus. In der Praxis gibt es einen heftigen Streit zwischen den Verfechtern der unterschiedlichen Ansätze um die Existenz sogenannter ‚no regrets‘ Potentiale (Vermeidungsoptionen mit negativen Kosten). Hierbei wird von den Anhängern der volkswirtschaftlichen Modelle in der Regel ins Feld geführt, dass die technischen Studien bestimmte Transaktionskosten für die Umsetzung der Vermeidungsoptionen ignorieren und nur deshalb zu negativen CO₂-Vermeidungskosten kämen. Die andere Seite führt dagegen an, dass die volkswirtschaftlichen Studien einen wichtigen Teil der Realität per Definition von den Berechnungen ausschließen würden. Wahrscheinlich liegt die ‚Wahrheit‘ zwischen den beiden Positionen. Zum einen nehmen die technischen Studien die notwendigen Transaktions- und Informationskosten zur Durchführung von CO₂-Vermeidungsmaßnahmen nicht in den Blick und zum anderen scheint es doch eindrucksvolles Material für den Nachweis von ‚no regrets‘ Potentialen zu geben.

Ein dritter Weg zur Abschätzung von CO₂-Reduktionskosten ist die Bestimmung der Kosten der zusätzlichen Einbindung von CO₂ in Biomasse. Hierbei ist allerdings kritisch anzumerken, dass das auf diesem Wege zusätzlich fixierte CO₂ möglicherweise zu einem sehr unpassenden Zeitpunkt in der Zukunft zusätzlich in die Atmosphäre gelangen und damit den anthropogenen Treibhauseffekt ungewollt verstärken kann:

,Increased carbon pools from management of terrestrial ecosystems can only partially offset fossil fuel emissions. Moreover, larger C stocks may pose a risk of higher CO₂ emissions in the future, if the C-conserving practices are discontinued.‘ (IPCC WG III, 2001d, S. TS17).

Tabelle 7: Wichtigste Ergebnisse des Energy Modelling Forums zu den Grenzvermeidungskosten von CO₂-Emissionen (in US\$₉₀/tC, Zielwerte des Kioto-Protokolls) (Quelle: IPCC, 2001d, S. TS67)

Model	No Trading				Annex I Trading	Global Trading
	US	EEC	Japan	CANZ		
ABARE-GTEM	322	665	645	425	106	23
AIM	153	198	234	147	65	38
CETA	168				46	26
Fund					14	10
G-Cubed	76	227	97	157	53	20
GRAPE		204	304		70	44
MERGE3	264	218	500	250	135	86
MIT-EPPA	193	276	501	247	76	
MS-MRT	236	179	402	213	77	27
Oxford	410	966	1074		224	123
RICE	132	159	251	145	62	18
SGM	188	407	357	201	84	22
WorldScan	85	20	122	46	20	5
Administration	154				43	18
EIA	251				110	57
POLES	135.8	135.3	194.6	131.4	52.9	18.4

Source: cited in Weyant, 1999; AEA, 1998; Energy Information Administration, 1998; Criqui et al., 1999.

Die Arbeitsgruppe III des IPCC kommt für diesen Ansatz zu CO₂-Fixierungskosten von 0,2-29 US\$/tC (IPCC, 2001d, S. TS17). Aufgrund der nicht wirklich dauerhaften Reduktion des CO₂-Gehalts in der Erdatmosphäre, wird diese Option im Folgenden nicht weiter in Betracht gezogen.

Geht man davon aus, dass langfristig große Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen gemacht werden müssen, um gravierende Klimafolgeschäden abzuwenden, so ist eine Sicherstellung der Kioto-Ziele sicherlich nicht ausreichend. Auf der Basis der volkswirtschaftlichen Berechnungen kann für Europa von Vermeidungskosten von 20 bis 665 US\$₉₀/tC ausgegangen werden, die bereits für die Sicherstellung der Kioto-Ziele erforderlich sind. Tabelle 8 gibt die entsprechenden Vermeidungskosten für die Stromerzeugung 1998 auf der Basis verschiedener Energieträger sowie für die durchschnittliche Stromerzeugung und die Stromerzeugung im Mittellastbereich der verschiedenen oben spezifizierten Szenarien an.

Auf der Basis der technisch fundierten Einzelstudien ist bei anspruchsvollen CO₂-Vermeidungszielen damit zu rechnen, dass die Kosten am oberen Rand der Schätzbandbreite des IPCC liegen. Für die weiteren Berechnungen wird von einer Kostenbandbreite von 0 bis 300 US\$₉₀/tC ausgegangen (vgl. IPCC, 2001d, S. TS12). Tabelle 9 zeigt die resultierenden spezifischen CO₂-Vermeidungskosten der verschiedenen Szenarien auf der Basis des oberen Schätzwertes von 300 US\$/tC. Im Fall des unteren Wertes von 0 US\$/tC werden natürlich alle Vermeidungskosten Null. Als Hilfsgröße für die Abschätzung real entstehender Folgeschäden der Klimaveränderung taugen Vermeidungskosten von 0 DM/tC wohl schwerlich, wenn davon ausgegangen werden muss, dass auftretende Schäden auch nicht annähernd von eventuellen Nutzen einer Klimaveränderung kompensiert werden können.

Tabelle 8: Spezifische CO₂-Vermeidungskosten pro MWh_{el} auf der Basis der in Tabelle 3 ausgewiesenen Emissionskoeffizienten und der von der IPCC ausgewerteten volkswirtschaftlichen Studien zu den Kosten einer Erreichung der Kioto-Ziele für Europa

Brennstoff oder Szenario	Vermeidungskosten bei 20 US\$ ₉₀ /t C		Vermeidungskosten bei 665 US\$ ₉₀ /t C	
	DM ₂₀₀₀ /kWh _{el}	€ ₂₀₀₀ /kWh _{el}	DM ₂₀₀₀ /kWh _{el}	€ ₂₀₀₀ /kWh _{el}
Braunkohle 1998	0,01343	0,0069	0,44655	0,2283
Steinkohle 1998	0,00973	0,0050	0,32337	0,1653
Erdgas 1998	0,00655	0,0033	0,21769	0,1113
Heizöl 1998	0,00973	0,0050	0,32337	0,1653
Szenario R98 _D	0,01101	0,0056	0,36621	0,1872
Szenario R98_M	0,00930	0,0048	0,30926	0,1581
Szenario P2010 _D	0,00989	0,0051	0,32870	0,1681
Szenario P2010_M	0,00776	0,0040	0,25791	0,1319
Szenario K2010 _D	0,00852	0,0044	0,28339	0,1449
Szenario K2010_M	0,00678	0,0035	0,22549	0,1153

Da die Vermeidungskosten aus den volkswirtschaftlichen Abschätzungen um mehr als Faktor 30 pro Tonne Kohlenstoff auseinander liegen, fallen auch die spezifischen Vermeidungskosten der Mittellastszenarien weit auseinander. So liegen die Kosten im Szenario R98_M zwischen 0,9 und 30,9 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (4,8-158,1 m€₂₀₀₀/kWh_{el}). Diese sinken entsprechend bei Erneuerung des

Kraftwerksparks im Szenario P2010_M auf 0,8 bis 25,8 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (4,0-131,9 m€₂₀₀₀/kWh_{el}). Wird auch im Bereich der Stromerzeugung eine klar auf die Reduktion von Treibhausgasen ausgerichtete Strategie verwirklicht, das heißt deutlich mehr Erdgas eingesetzt, so ergeben sich im Szenario K2010_M Vermeidungskosten von 0,7 bis 22,5 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (3,5-115,3 m€₂₀₀₀/kWh_{el}). Die spezifischen Vermeidungskosten aufgrund der Obergrenze der technischen Studien liegen, wie Tabelle 9 im einzelnen ausweist bei knapp 50% der oberen Werte der Kosten aus den volkswirtschaftlichen Studien.

Da die Ergebnisse der Vermeidungskostenschätzungen aufgrund ihrer Abhängigkeit von angestrebten Vermeidungsniveaus und aufgrund der konkurrierenden Schätzansätze keine Verbesserung gegenüber den Schadenskostenschätzungen bieten können; sie resultieren nicht in zuverlässigeren Schätzwerten, werden Sie in den folgenden Berechnungen des Gutachtens nicht weiter verwendet.

Tabelle 9: Spezifische CO₂-Vermeidungskosten pro MWh_{el} auf der Basis der in Tabelle 3 ausgewiesenen Emissionskoeffizienten und der von der IPCC ausgewerteten technischen Vermeidungskostenstudien (nur oberer Wert von 300 US\$/tC unterer Wert ist Null)

Brennstoff oder Szenario	Vermeidungskosten bei 300 US\$ ₉₀ /t C	
	DM ₂₀₀₀ /kWh _{el}	€ ₂₀₀₀ /kWh _{el}
Braunkohle 1998	0,20145	0,1030
Steinkohle 1998	0,14588	0,0746
Erdgas 1998	0,09821	0,0502
Heizöl 1998	0,14588	0,0746
Szenario R98 _D	0,16521	0,0845
Szenario R98_M	0,13952	0,0713
Szenario P2010 _D	0,14829	0,0758
Szenario P2010_M	0,11635	0,0595
Szenario K2010 _D	0,12785	0,0654
Szenario K2010_M	0,10172	0,0520

3.4 Indirekte Klimawirkungen regenerativer Energiequellen

Da Anlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen zum Teil mit erheblichem Material- und Energieeinsatz produziert werden müssen, verursacht die Nutzung regenerativer Energiequellen unter den derzeitigen Randbedingungen indirekte Treibhausgasemissionen. Der weit überwiegende Teil der im Produktionsprozeß verwendeten Energie stammt zur Zeit aus konventionellen Erzeugungsanlagen auf der Basis fossiler Energieträger. Die so verursachten indirekten Emissionen müssen zumindest in ihrer ungefähren Höhe berücksichtigt werden. Im Rahmen des ExternE-Projektverbunds wurden für verschiedene Stromerzeugungstechnologien auf der Basis regenerativer Energiequellen detaillierte Untersuchungen über die Emissionen auf den verschiedenen Stufen der Anlagenproduktion in der Bundesrepublik durchgeführt. Für die Nutzung der Windenergie, die photovoltaische Stromerzeugung und die Stromproduktion auf der Basis von Holzbiomasse liegen aus zwei Studien aussagekräftige Emissionsangaben für Treibhausgase und die wichtigsten Luftsabstoffe vor (vgl. IER 1997 zu PV und Wind sowie Groscurth et al. 1998 zur Biomasse), die für die folgenden Berechnungen verwendet werden.

Obwohl auch in IER 1997 Angaben zu den Emissionen aus einer Anlage zur Nutzung von Holzbiomasse gemacht werden, erscheinen die Daten aus der speziell auf die Analyse der externen Kosten der Biomasse ausgerichteten Studie von Groscurth et al. (1998) den Stand der Technik angemessener wiederzugeben. Es soll an dieser Stelle aber schon darauf aufmerksam gemacht werden, dass die Ergebnisse für die externen Kosten der Biomassenutzung sehr stark von den Luftsabstoffemissionen der Biomasseverbrennung und eventuell vorgelagertem Düngemittel Einsatz bei der Produktion von Energiepflanzen abhängen. Der in der Studie von Groscurth et al. betrachtete Fall des Einsatzes von Restholz aus der Forstwirtschaft in einer Wirbelschichtfeuerung zur Kraft-Wärme-Kopplung mit einer elektrischen Leistung von 9 MW_{el} in der schwedischen Gemeinde Nässjö zeichnet sich durch im Vergleich zur ExternE-Studie (IER 1997) relativ niedrige NO_x-Emissionen aus. Bei den verwendeten Werten handelt es sich allerdings um Meßwerte aus dem mehrjährigen Betrieb einer bestehenden Anlage, so dass kein Zweifel besteht, dass diese vergleichsweise guten Werte auch wirklich eingehalten werden können.

Die Emissionsangaben für die relativ neuen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen sollten in den nächsten Jahren regelmäßig auf den neusten Stand gebracht werden, da sich gerade diese relativ jungen Technologien schnell weiterentwickeln. Außerdem sind andere Möglichkeiten der Stromproduktion aus Biomasse mit einzubeziehen, da sich die einzelnen Technologien erheblich in ihren direkten und indirekten Emissionen unterscheiden können. Da für die

Kleinwasserkraftnutzung zur Zeit für Deutschland keine entsprechenden Daten vorliegen, wird auf die groben Abschätzungen der indirekten Treibhausgasemissionen in der Studie von Fischedick et al. (Fischedick et al. 2000, S.60) zurückgegriffen. Da diese Werte auf etwas anderen unterstellten Emissionswerten des aktuellen Kraftwerksparks aufsetzen, als in diesem Gutachten angenommen, werden die indirekten Emissionen der Kleinwasserkraftnutzung für die drei Szenariofamilien (R98, P2010, K2010) auf der Basis der durchschnittlichen Stromerzeugung umgerechnet. In Tabelle 10 sind die so berechneten spezifischen Emissionswerte der indirekten Treibhausgasemissionen der verschiedenen Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen wiedergegeben, die die Basis der weiteren Berechnungen darstellen. Die Emissionen von CH_4 (Methan) und N_2O (Distickstoffoxid) wurden auf der Basis der vom IPCC (IPCC 2001, S.47) angegebenen 'direct global warming potentials' (GWP) für einen Zeithorizont von 100 Jahren (CH_4 : Faktor 23, N_2O : Faktor 296) in CO_2 -Äquivalente umgerechnet.

Tabelle 10: Erste Abschätzung der indirekten Treibhausgasemissionen der Nutzung verschiedener regenerativer Energiequellen in t CO_2 -Äquivalente/MWh_{el} (CO_2 , CH_4 und N_2O)

Energiequelle	Szenario R98 _D	Szenario P2010 _D	Szenario K2010 _D
Wasserkraft	0,0178	0,0164	0,0136
Wind	0,0065	0,0060	0,0049
PV			
- Dachinstallation	0,0554	0,0510	0,0424
- Fassadeninstallation	0,0508	0,0469	0,0389
Biomasse	0,0051	0,0047	0,0039

Auch wenn die indirekten Treibhausgasemissionen der verschiedenen regenerativen Energietechniken in der Regel um eine Größenordnung unter den Emissionen aus der fossilen Stromerzeugung liegen, so lassen sie sich doch im Vergleich zu den Emissionen aus neuen Erdgaskraftwerken nicht vernachlässigen. Entsprechend werden für die weiteren Berechnungen die durch diese Techniken verursachten Klimafolgekosten ermittelt, die in Tabelle 11 auf der Basis der oben ausgewiesenen Schadenskostenschätzungen (32-590 US\$₉₀/tC) angegeben sind. Alle im weiteren Verlauf des Gutachtens durchgeführten Berechnungen von gutzuschreibenden Folgekosten

des anthropogenen Treibhauseffekts durch die Substitution konventionell erzeugten Stroms werden als Nettoberechnungen ausgeführt. Das heißt, dass der positive Effekt bei der Verringerung der Emissionen aus verdrängter konventioneller Stromerzeugung um die durch die Nutzung der neuen Techniken selbst verursachten (indirekten) Emissionen bereinigt wird.

Tabelle 11: Indirekte Klimafolgekosten der regenerativen Energiequellen in den verschiedenen Szenarien in $\text{DM}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und in $\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$

	Energiequellen	Indirekte Klimafolgekosten bei 32 US\$ ₉₀ /tC		Indirekte Klimafolgekosten bei 590 US\$ ₉₀ /tC	
		$\text{DM}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$	$\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$	$\text{DM}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$	$\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$
Szenario R98 _D	Wasserkraft	0,00032	0,00016	0,00586	0,00300
	Wind	0,00012	0,00006	0,00213	0,00109
	PV				
	- Dach	0,00099	0,00051	0,01828	0,00935
	- Fassade	0,00091	0,00047	0,01678	0,00858
Szenario P2010 _D	Biomasse	0,00009	0,00005	0,00167	0,0086
	Wasserkraft	0,00029	0,00015	0,00540	0,00276
	Wind	0,00011	0,00005	0,00197	0,00101
	PV				
	- Dach	0,00091	0,00047	0,01685	0,00862
Szenario K2010 _D	- Fassade	0,00084	0,00043	0,01547	0,00791
	Biomasse	0,00008	0,00004	0,00154	0,00079
	Wasserkraft	0,00024	0,00013	0,00449	0,00230
	Wind	0,00009	0,00017	0,00163	0,00084
	PV				
	- Dach	0,00076	0,00148	0,01401	0,00716
	- Fassade	0,00070	0,00030	0,01286	0,00657
	Biomasse	0,00007	0,00004	0,00128	0,00066

3.5 Die Differenz der externen Kosten des Klimawandels

Auf der Basis der in den vorangegangenen Kapiteln berechneten vermiedenen Treibhausgasemissionen der substituierten konventionellen Stromerzeugung auf der Basis fossiler Energieträger, der indirekten Treibhausgasemissionen der Nutzung regenerativer Energieträger und der angenommenen Bandbreite der spezifischen Schadenskosten des anthropogenen Treibhauseffekts lassen sich nun die Nettoeffekte der Nutzung regenerativer Energieträger bestimmen. Tabelle 12 zeigt zunächst die netto pro MWh_{el} erzielbaren Treibhausgasreduktionen. Pro MWh_{el} gelingt es je nach eingesetzter Technik und betrachteter Zusammensetzung der substituierten konventionellen Erzeugung von Mittellastrstrom zwischen 0,497 und 0,796 tCO₂-Äquivalente zu substituieren. Aufgrund des zur Zeit noch relativ hohen Material- und Energieeinsatzes pro produzierter kWh schneidet die Photovoltaik auf der Basis der hier unterstellten Siliziumzellen schlechter ab als die anderen Technologien. Der Vergleich mit den Emissionen des substituierten Mittellastrstrom zeigt, dass auch bei Berücksichtigung der indirekten Emissionen der regenerativen Energiequellen die spezifischen Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung um 92 – 99% reduziert werden.

Multipliziert man die Nettoemissionsreduktionen der Tabelle 11 mit dem oberen und unteren Wert der Klimaschadenskosten aus Kapitel 3.2, so erhält man die durch den Einsatz der regenerativen Energiequellen netto erzielbare Reduktion der externen Kosten des Klimawandels der substituierten konventionellen Stromerzeugung der verschiedenen Szenarien. Tabelle 13 weist diese Kosten aus.

Im Fall des unteren Wertes von 32 US\$₉₀/tC liegen die eingesparten Klimafolgekosten bei der Substitution von Mittellastrstrom des Jahres 1998 zwischen 1,3 und 1,5 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (6,8-7,3 m€₂₀₀₀/kWh_{el}). Für die Substitution von Mittellastrstrom auf der Basis der unterstellten Erzeugungsstruktur des Jahres 2010 sinkt dieser Wert bei hohem Erdgaseinsatz (Szenario K2010_M) auf ca. 0,89 Pf für die Photovoltaik und ca. 0,96 Pf für Windenergie. Im Fall des oberen Schätzwertes von 590 US\$₉₀/tC verändert sich das Bild grundlegend. Die Werte der vermiedenen Klimafolgekosten liegen dann in der Größenordnung der heutigen Endverbraucherpreise für

Tabelle 12: Nettoreduktion der Treibhausgasemissionen der konventionellen Erzeugung von Mittellaststrom auf der Basis fossiler Energiequellen durch die Nutzung verschiedener regenerativer Energiequellen in t CO₂ pro MWh_{el} substituierten Stroms

Energiequelle	Szenario R98 _M t CO ₂ /MWh _{el}	Szenario P2010 _M t CO ₂ /MWh _{el}	Szenario K2010 _M t CO ₂ /MWh _{el}
Emissionen des substituierten konventionellen Mittellaststroms	0,8023	0,6613	0,5397
Nettoreduktion durch:			
- Wasserkraft	0,7845	0,6449	0,5261
- Wind	0,7958	0,6553	0,5348
- PV			
- Dach	0,7469	0,6103	0,4973
- Fassade	0,7514	0,6144	0,5008
- Biomasse	0,7972	0,6566	0,5358

Elektrizität in Deutschland. Im Fall der Mittellaststromerzeugung 1998 liegen die Werte zwischen 24,6 und 26,3 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (0,10-0,12 €₂₀₀₀/kWh_{el}). Auch bei einer Verjüngung und technischen Verbesserung des konventionellen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2010 und einem massiven Gaseinsatz bewegen sich die eingesparten externen Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts noch zwischen 16,4 und 17,7 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Sobald man der Einschätzung und Vorgehensweise von Azar und Sterner (1996) folgt, erreichen die durch den Einsatz regenerativer Energiequellen vermiedenen Klimafolgekosten Größenordnungen, die sowohl unter dem Blickwinkel der Vergütung nach dem EEG als auch unter dem Blickwinkel des EU Gemeinschaftsrahmens für staatliche Umweltschutzbeihilfen relevant sind. Dieser Punkt wird in Kapitel 5 im Zusammenhang mit den Ergebnissen zu den vermiedenen Kosten der Luftschadstoffe aus Kapitel 4 genauer diskutiert.

Tabelle 13: Netto vermeidbare Klimafolgekosten der konventionellen Erzeugung von Mittellaststrom aus fossilen Energieträgern durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in den verschiedenen Szenarien in DM_{2000}/kWh_{el} und in ϵ_{2000}/kWh_{el}

	Energiequellen	Netto vermeidbare Klimafolgekosten bei 32 US\$ ₉₀ /tC		Netto vermeidbare Klimafolgekosten bei 590 US\$ ₉₀ /tC	
		DM_{2000}/kWh_{el}	ϵ_{2000}/kWh_{el}	DM_{2000}/kWh_{el}	ϵ_{2000}/kWh_{el}
Szenario R98 _M	Wasserkraft	0,01405	0,00718	0,25901	0,12343
	Wind	0,01425	0,00729	0,26274	0,13434
	PV				
	- Dach	0,01337	0,00684	0,24659	0,12608
	- Fassade	0,01346	0,00688	0,24809	0,12685
Szenario P2010 _M	Biomasse	0,01428	0,00730	0,26320	0,13457
	Wasserkraft	0,01155	0,00590	0,21293	0,10887
	Wind	0,01174	0,00600	0,21637	0,11063
	PV				
	- Dach	0,01093	0,00559	0,20148	0,10302
Szenario K2010 _M	- Fassade	0,01100	0,00563	0,20286	0,10372
	Biomasse	0,01176	0,00601	0,21679	0,11084
	Wasserkraft	0,00942	0,00482	0,17370	0,08881
	Wind	0,00958	0,00490	0,17655	0,09027
	PV				
	- Dach	0,00890	0,00455	0,16418	0,08394
	- Fassade	0,00897	0,00458	0,16533	0,08453
	Biomasse	0,00959	0,00491	0,17690	0,09045

4 Die externen Kosten der Luftverschmutzung

Neben der Reduktion der Treibhausgasemissionen ist es möglich, die externen Kosten auch durch die Reduktion der Emissionen von SO₂, NO_x, Feinstaub und sekundärer Luftschatzstoffe zu verringern. Hierzu soll im Folgenden auf der Basis der relevanten Literatur die derzeitige Situation und plausible Szenarien der Stromerzeugung in Bundesrepublik im Jahre 2010 analysiert werden.

4.1 **Definition des konventionellen Referenzsystems**

4.1.1 Ableitung von Szenarien

Für die Definition der konventionellen Referenzsysteme gelten die gleichen Überlegungen wie in Kapitel 3.1. Entsprechend wird im Folgenden auch auf die Szenarien R98_D und R98_M zur Abbildung der derzeitigen Situation, die Szenarien P2010_D und P2010_M zur Darstellung einer Basisentwicklung bis zum Jahr 2010 mit erheblichem Kohleeinsatz und auf die Szenarien K2010_D und K2010_M für die Darstellung einer Entwicklung bis zum Jahr 2010 mit massivem Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung zurückgegriffen. Die Zusammensetzung der substituierten konventionellen Stromerzeugung in diesen Szenarien ist in den Tabellen 1 und 2 in Kapitel 3.1 dargestellt.

4.1.2 Die Luftschatzstoffemissionen der verschiedenen Szenarien

Die Analyse der Luftschatzstoffemissionen aus der konventionellen Stromerzeugung basiert auf einer Bestandsaufnahme aller Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Leistung von 100 MW_{el} und mehr. Für diese Kraftwerke liegen in der jährlichen Statistik der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) Angaben über die Nettoengpaßleistung, die Nettoerzeugung in MWh_{el}, die Ausnutzungsdauer und die eingesetzten Brennstoffe vor. Tabelle A1 im Anhang gibt die Angaben für 1998 wieder. Allerdings weist diese Statistik nicht die Zusammensetzung der Brennstoffe im Bereich der Mischfeuerung aus, die mit Hilfe anderer Quellen rekonstruiert werden musste. Hierfür sind soweit wie möglich Angaben der Kraftwerksbetreiber zu einzelnen Kraftwerken aus dem Internet herangezogen worden. In manchen Fällen war es auch möglich auf der Basis einer weiteren VDEW Statistik (VDEW 1998, Statistik 'Leistung und Arbeit' in der Datei Vdew_98.xls auf einer der Veröffentlichung der VDEW beiliegenden CD-ROM), die den Brennstoffeinsatz der einzelnen Kraftwerksbetreiber ausweist, den Einsatz von Brennstoffen in

Kraftwerken mit Mischfeuerung zu berechnen. Diese Berechnungen haben ergeben, dass im Bereich der Mischfeuerung insgesamt ca. 95% Steinkohle, 3,1% Erdgas und 0,8% Heizöl eingesetzt werden. Der Rest entfällt auf Sondergase und Müll (knapp 0,2%).

Die Brennstoff- und Erzeugungsdaten der einzelnen Kraftwerke wurden mit verschiedenen Emissionskatastern abgeglichen. Hierbei erwies es sich als besonders hilfreich, dass für das Bundesland Nordrhein-Westfalen Emissionsangaben für SO₂, und NO_x auf der Basis von Einzelanlagen zur Verfügung standen. Für alle anderen Anlagen im Bundesgebiet lagen nach Orten sortierte anonymisierte Anlagenemissionsdaten vor, die zum größten Teil direkt einzelnen Kraftwerken zugeordnet werden konnten. Nur im Fall der Großstädte Berlin, Hamburg, München, Bremen, Frankfurt und Hannover musste mit Hilfe von zusätzlichen Betreiberinformationen eine Eingrenzung der für die Städte vorliegenden Emissionsdaten auf verschiedene Großanlagen vorgenommen werden, um die Emissionen der untersuchten Kraftwerke sicher identifizieren zu können. Schließlich konnten allen Kraftwerken der öffentlichen Versorgung mit 100 MW_{el} Leistung und mehr für das Jahr 1998 eindeutig Emissionsdaten für NO_x und SO₂ zugeordnet werden. Da Angaben über Staubemissionen nur für Nordrhein-Westfalen und hier auch nur als Gesamtstaub und Feinstaub vorlagen, wurden aus der ExternE-Studie der EU (ExternE 1997) spezifische Staubemissionen für Neuanlagen übernommen, die tendenziell zu einer Unterschätzung der im Folgenden ermittelten externen Kosten der Luftschatzstoffe führen, da es sich hierbei um die Emissionen aus Neuanlagen und nicht aus dem 1998 bestehenden Kraftwerkspark handelt. Für das Jahr 1998 wurden die in Tabelle 14 wiedergegebenen spezifischen durchschnittlichen Emissionswerte für die verschiedenen Kraftwerke respektive Brennstoffe ermittelt.

Mit Ausnahme der NO_x-Emissionen von Heizölkraftwerken liegen die spezifischen Emissionen des vorhandenen Kraftwerksparks 1998 deutlich über den Emissionen für Neuanlagen. Zu beachten ist, dass in dieser Berechnung die alten Kraftwerksblöcke des Braunkohlekraftwerks Lippendorf und das Braunkohlekraftwerk Thierbach nicht enthalten, da beide bereits heute außer Betrieb sind und sie sich durch extrem hohe spezifische SO₂-Emissionen (36,5 und 45,7 kg/MWh_{el}) auszeichneten.

Tabelle 14: Spezifische Emissionen des Betriebs des bestehenden Kraftwerksparks der öffentlichen Versorgung (Anlagen mit 100 MW_{el} und mehr) in 1998 in kg/MWh_{el} (Werte für Staub (PM₁₀) nach IER 1997) Angaben für Neuanlagen nach ExternE 1997 zum Vergleich

Eingesetzter Brennstoff	Realer Betrieb 1998		Neuanlagen nach ExternE 1997		
	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x
Braunkohle	0,704	0,750	0,082	0,411	0,739
Steinkohle	0,662	0,687	0,057	0,288	0,516
Mischfeuerung	0,385	0,614	k. A.	k. A.	k. A.
Erdgas	0,015	0,334	0,0	0,0	0,208
Heizöl	2,764	0,583	0,018	1,207	0,814

Tabelle 15: Spezifische Gesamtemissionen (einschließlich der vorgelagerten Brennstoffbereitstellung) des bestehenden Kraftwerksparks der öffentlichen Versorgung (Anlagen mit 100 MW_{el} und mehr) in 1998 in kg/MWh_{el} (Werte für Staub (PM₁₀) nach IER 1997) Angaben für Neuanlagen nach ExternE 1997 zum Vergleich

Eingesetzter Brennstoff	Realer Betrieb 1998		Neuanlagen nach ExternE 1997		
	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x
Braunkohle	0,718	0,801	0,511	0,425	0,790
Steinkohle	0,700	0,731	0,182	0,326	0,560
Erdgas	0,016	0,366	0,018	0,003	0,278
Heizöl	3,168	0,754	0,067	1,611	0,985

Da neben dem Betrieb der Kraftwerke auch in der Prozesskette vor dem Kraftwerk in nicht unerheblichem Maße Emissionen verursacht werden, wurden die Emissionswerte auf der Basis der Angaben der ExternE-Studie für Deutschland (IER 1997) um diese vorgelagerten Emissionen ergänzt. Tabelle 15 gibt entsprechend die Gesamtemissionen wieder. Da in der ExternE-Studie keine Emissionswerte für Mischfeuerungsanlagen ausgewiesen werden, sind in Tabelle 15 hierzu

keine Angaben gemacht. Die Gesamtemissionen für diesen Bereich werden im Folgenden entsprechend dem Anteil des Einsatzes der einzelnen Energieträger an der Mischfeuerung den anderen Bereichen zugewiesen.

Verknüpft man die Werte der Tabellen 14 und 15 mit den Szenarien aus Tabelle 1 und 2 und verwendet man für die Szenarien für das Jahr 2010 für die hinzukommenden Neuanlagen (35% des Anlagenbestands in 2010) die Emissionsdaten aus der ExternE-Studie (ExternE 1997), so erhält man die spezifischen Emissionen der verschiedenen Szenarien, die in Tabelle 16 (nur Kraftwerksbetrieb) und Tabelle 17 (Betrieb und vorgelagerte Prozessketten) ausgewiesen sind. Diese Emissionen bilden den Ausgangspunkt für die weiter unten durchgeführten Berechnungen der spezifischen externen Kosten.

Tabelle 17: Spezifische Emissionen des durch regenerative Energieträger substituierten Kraftwerksbetriebs in kg/MWh_{el}

Szenario	kg SO ₂ /MWh _{el}	kg NO _x /MWh _{el}	kg PM ₁₀ /MWh _{el}
R98 _D	0,628	0,681	0,062
R98_M	0,574	0,589	0,042
P2010 _D	0,454	0,596	0,053
P2010_M	0,265	0,448	0,027
K2010 _D	0,310	0,493	0,035
K2010_M	0,137	0,363	0,012

Tabelle 18: Spezifische Emissionen des durch regenerative Energieträger substituierten Kraftwerksbetriebs und der dazugehörigen vorgelagerten Prozessketten in kg/MWh_{el}

Szenario	kg SO ₂ /MWh _{el}	kg NO _x /MWh _{el}	kg PM ₁₀ /MWh _{el}
R98 _D	0,654	0,728	0,307
R98_M	0,615	0,636	0,173
P2010 _D	0,478	0,645	0,271
P2010_M	0,285	0,495	0,119
K2010 _D	0,328	0,540	0,181
K2010_M	0,149	0,410	0,063

4.2 Die Bandbreite vorliegender Kostenschätzungen

Im Bereich der Analyse der externen Kosten der Luftverschmutzung sind in den letzten zehn Jahren die größten Fortschritte gemacht worden. Von den groben Durchschnittskostenanalysen der späten 80er Jahre (z. B. Hohmeyer 1988) wurden die analytischen Ansätze besonders durch die Arbeiten der von der EU finanzierten ExternE-Projektfamilie in Richtung auf eine differenzierte Analyse der Ursache-Wirkungs-Ketten, die Einbeziehung aktueller Forschungsergebnisse aus dem Bereich akuter und chronischer Gesundheitsschäden sowie die detaillierte Analyse marginaler Schadenswirkungen auf der Basis komplexer Ausbreitungsrechnungen von Schadstoffen weiterentwickelt. Die in der ExternE-Projektfamilie entwickelten methodischen Ansätze (z. B. ExternE 1997 und IER 1997) können im Bereich der durch SO_2 , NO_x , Staub und die entsprechenden Sekundärschadstoffe verursachten Schäden als Stand der Wissenschaft betrachtet werden. Sie werden daher zur Grundlage der Berechnungen dieses Gutachtens gemacht. Leider weisen die veröffentlichten Ergebnisse einen zentralen Mangel auf. Alle bisher in diesem Zusammenhang zur konventionellen Stromerzeugung veröffentlichten Berechnungsergebnisse basieren auf hypothetischen neu zu errichtenden Kraftwerken. Es liegen nach Wissen des Verfassers keine detaillierten Berechnungen für den vorhandenen Kraftwerkspark der Bundesrepublik vor. Dieser Nachteil kann aber mit Hilfe der oben abgeleiteten Emissionsdaten zum öffentlichen Kraftwerkspark der Bundesrepublik weitgehend ausgeglichen werden. Da der Marginalkostenansatz des ExternE-Projekts auf einer Ausbreitungsrechnung der emittierten Schadstoffe von einem bestimmten Standort aus ausgeht, müsste man für eine detaillierte Analyse der vorhandenen Situation und der Szenarien für das Jahr 2010 für jedes einzelne Kraftwerk mit dem Ausbreitungsmodell des ExternE-Projekts (ECOSENSE) eine Berechnung der resultierenden marginalen Schadenskosten durchführen. Da die Berechnung für mehr als 120 einzelnen Kraftwerke für jedes der sechs Szenarien den Rahmen des Gutachtens bei weitem sprengen würde (ein einzelner Lauf des Ausbreitungsmodells dauert mehrere Stunden), werden hier die in der ExternE-Länderstudie für Deutschland (IER 1997) unterstellten hypothetischen Standorte als Basis der weiteren Berechnungen verwendet. Es handelt sich hierbei um die Standorte Laufen in Baden-Württemberg für ein hypothetisches Steinkohlekraftwerk, ein hypothetisches Heizölkraftwerk und ein hypothetisches Erdgaskraftwerk sowie den Standort Grevenbroich bei Köln für ein hypothetisches Braunkohlekraftwerk.

Auf der Basis der für diese Standorte und Kraftwerke ausgewiesenen externen Kosten werden die externen Kosten der oben spezifizierten Szenarien abgeschätzt. Da bis auf den genauen Kraftwerksstandort und die Schornsteinhöhe alle anderen Werte umgerechnet werden können, sollte der Fehler für eine erste Abschätzung im Rahmen dieses Gutachtens tolerierbar sein. Zu einem späteren Zeitpunkt sollte in einer umfangreicher Untersuchung allerdings eine genauere Berechnung auf der Basis aller Kraftwerksstandorte durchgeführt werden.

Im Verlauf der Arbeiten zur ExternE-Projektfamilie haben sich zwei unterschiedliche Ansätze zur Monetarisierung von verursachten oder vermiedenen Todesfällen herausgebildet. Seit Anfang der Arbeiten wurde der Ansatz des 'Value of Statistical Life' VSL verwendet, der die Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung eines zusätzlichen Todesfalls misst (ExternE 1994). Der resultierende Wert ist unabhängig vom Alter der betroffenen Person. In den letzten Jahren des Projektes wurde auch der Ansatz der 'Years Of Life Lost' (YOLL) angewendet, der die Monetarisierung von Todesfällen auf der Basis verlorener oder gewonnener einzelner Lebensjahre vornimmt. Besonders im Fall chronischer Erkrankungen mit Todesfolge, kann dieser Wert bei dem Verlust weniger Lebensjahre deutlich geringer ausfallen als der Wert nach der VSL-Methode. In dem Länderbericht über die externen Kosten der Stromerzeugung in Deutschland (IER 1997) werden beide Werte ausgewiesen, um es dem Leser zu ermöglichen, seine eigenen Schlüsse zu ziehen. Dieser Vorgehensweise folgt auch das vorliegende Gutachten bei den folgenden Berechnungen.

4.3 Berechnung der externen Kosten der verschiedenen Energiesysteme

Der ExternE-Bericht für Deutschland (IER 1997) weist Schadenskosten in ECU₉₅ pro Tonne Schadstoff für jeden Kraftwerkstyp getrennt nach VSL und YOLL aus. Auf der Basis dieser Werte können mit Hilfe der oben berechneten Emissionswerte der verschiedenen Szenarien die durch die Luftschaadstoffemissionen verursachten externen Kosten in erster Näherung berechnet werden. Tabelle 19 stellt die im ExternE-Bericht für Deutschland ausgewiesenen Schadenskosten auf der Basis von ECU₉₅/t zusammen.

Tabelle 19: Spezifische Schadenskosten (externe Kosten) für Emissionen aus unterschiedlichen Kraftwerkstypen in ECU₉₅ pro t Schadstoff

Schadstoff	Energieträger			
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Erdöl
	Spezifische Schadenskosten in ECU ₉₅ /t Schadstoff			
SO ₂ :				
- YOLL	11 832	11 710	0	13 688
- VSL	46 849	46 432	0	51 107
NO _x :				
- YOLL	12 445	15 398	14 648	14 233
- VSL	32 473	41 774	40 129	37 860
PM ₁₀ :				
- YOLL	23 415	21 579	0	21 944
- VSL	70 976	60 175	0	63 611

Bewertet man die in den Tabellen 14 und 15 aufgeführten spezifischen Emissionen des bestehenden Kraftwerksparks mit diesen Schadenskosten und gewichtet man die so ermittelten Kosten mit den Anteilen der einzelnen Kraftwerkstypen in den verschiedenen Szenarien, so erhält man die externen Kosten der Luftsadstoffemissionen einer substituierten Kilowattstunde Strom. Tabelle 20 gibt zunächst einmal die externen Kosten der verschiedenen Kraftwerkstypen im Jahr 1998 sowohl auf der Basis der reinen Kraftwerksemissionen als auch auf der Basis der induzierten Gesamtemissionen einschließlich der Vorleistungsketten zur Bereitstellung der Brennstoffe wieder. Hierbei ist auffällig, dass die vorhandenen erdölgefeuerten Kraftwerke vergleichsweise hohe externe Kosten aufweisen. Dies liegt im wesentlichen an den deutlich höheren Schwefeldioxidemissionen im Vergleich zu allen anderen Brennstoffarten. Die zur Zeit im Betrieb befindlichen Stein- und Braunkohlekraftwerke schneiden im Betrieb praktisch gleich ab, während die deutlich höher liegenden Staubemissionen bei der Brennstoffbereitstellung die Gesamtbilanz der Braunkohle gegenüber der Steinkohle deutlich schlechter gestalten. Die mit Abstand geringsten externen Kosten im Bereich der Luftsadstoffemissionen verursachen mit Erdgas gefeuerte Kraftwerke, deren Bedeutung nach Einschätzung des Autors sowohl aufgrund der Klimaproblematik als auch aufgrund des liberalisierten Strommarktes (relativ geringes Investitionsrisiko durch niedrige Investitionskosten und kurze mögliche Abschreibungszeiten) in den nächsten Jahren deutlich

zunehmen dürfte.

Tabelle 20: Durchschnittliche externe Kosten der Emission von Luftschadstoffen (SO_2 , NO_x , PM_{10}) der verschiedenen fossilen befeuerten Kraftwerke in der Bundesrepublik im Jahr 1998 (reine Kraftwerksemissionen und Gesamtemissionen einschließlich der Emissionen aus der Brennstoffbereitstellung) in $\text{Pf}_{95}/\text{kWh}_{\text{el}}$

Brennstoff	Brennstoff	Durchschnittliche externe Kosten in $\text{Pf}_{95}/\text{kWh}_{\text{el}}$							
		SO_2		NO_x		PM_{10}		Summe	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL
Betrieb	Braunkohle	1,583	6,269	1,773	4,627	0,365	1,106	3,721	12,002
	Steinkohle	1,473	5,840	2,010	5,453	0,234	0,652	3,716	11,945
	Erdgas	0	0	0,930	2,547	0	0	0,930	2,547
	Heizöl	7,188	27,365	1,577	4,194	0,075	0,218	8,840	31,776
Gesamt	Braunkohle	1,614	6,394	1,894	4,942	2,273	6,891	5,781	18,227
	Steinkohle	1,557	6,175	2,139	5,802	0,746	2,081	4,442	14,058
	Erdgas	0	0	1,019	2,791	0	0	1,019	2,791
	Heizöl	8,239	31,364	2,039	5,424	0,279	0,810	10,557	37,598

Für den Durchschnitt der fossilen Stromerzeugung lagen die Kosten auf Basis der Gesamtemissionen (einschließlich Brennstoffbereitstellung) zwischen 4,7 (YOLL) und 14,9 $\text{Pf}_{95}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (VSL). Man sieht an diesem Ergebnis bereits, dass die Wahl des Bewertungsansatzes (YOLL oder VSL) erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis hat. Da aber nicht die durchschnittliche fossile Stromerzeugung des Jahres 1998 durch den Einsatz regenerativer Energiequellen substituiert wird, liegen die erzielbaren Reduktionen der externen Kosten niedriger als die ca. 5-15 $\text{Pf}_{95}/\text{kWh}_{\text{el}}$ andeuten. Um eine bessere Vergleichbarkeit mit den Folgekosten der Treibhausgasemissionen zu ermöglichen, werden im weiteren Verlauf des Kapitels alle Angaben auf der Basis der Preise des Jahres 2000 gemacht. Tabelle 21 weist die externen Kosten der Luftschadstoffemissionen der verschiedenen Szenarien sowohl für den reinen Kraftwerksbetrieb als auch für die Gesamtemissionen einschließlich der Bereitstellung der Brennstoffe in $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ aus. Eine Umrechnung mit dem Faktor 1/0,195583 ergibt die entsprechenden Kosten in $\text{m}\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$, die in Tabelle 22 ausgewiesen werden.

Tabelle 21: Durchschnittliche externe Kosten der Luftschatzstoffemissionen der verschiedenen Szenarien in Pf₂₀₀₀/kWh_{el}

Szenario	Durchschnittliche externe Kosten in Pf ₂₀₀₀ /kWh _{el}			
	Reine Kraftwerksemissionen		Gesamtemissionen	
	YOLL	VSL	YOLL	VSL
R98 _D	3,724	11,957	5,049	15,920
R98_M	3,357	10,818	4,173	13,262
P2010 _D	3,016	9,518	4,206	13,081
P2010_M	2,079	6,427	2,641	8,082
K2010 _D	2,308	7,172	3,126	9,609
K2010_M	1,454	4,350	1,786	5,318

Tabelle 22: Durchschnittliche externe Kosten der Luftschatzstoffemissionen der verschiedenen Szenarien in m€₂₀₀₀/kWh_{el} (1 €₂₀₀₀ = 1000 m€ = 1,95583 DM₂₀₀₀)

Szenario	Durchschnittliche externe Kosten in m€ ₂₀₀₀ /kWh _{el}			
	Reine Kraftwerksemissionen		Gesamtemissionen	
	YOLL	VSL	YOLL	VSL
R98 _D	19,038	61,136	25,814	81,396
R98_M	17,162	55,312	21,337	67,809
P2010 _D	15,418	48,666	21,506	66,880
P2010_M	10,632	32,863	13,501	41,325
K2010 _D	11,799	36,671	15,983	49,131
K2010_M	7,434	22,240	9,133	27,190

Betrachtet man die Szenarien der jeweils ersetzen Mittellaststromerzeugung (M), so sieht man, dass beim derzeitigen Kraftwerkspark die vermiedenen externen Kosten der Gesamtemissionen in der Größenordnung zwischen 5,0 (YOLL) und 15,9 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (VSL) liegen. Selbst ohne Einbeziehung der oben diskutierten vermeidbaren Treibhausgasemissionen kommen wir hiermit in den Bereich der substituierten internen variablen Kosten der konventionellen Stromerzeugung (vgl. Kapitel 5.2). Mit 0,026 bis 0,081 €₂₀₀₀/kWh_{el} stellen diese Werte allein schon den Deckel von 0,05 €₂₀₀₁/kWh_{el} in Frage. Entsprechend der Verringerung der substituierten Emissionen der konventionellen Stromerzeugung sinken die vermiedenen externen Kosten in den Szenarien für das

Jahr 2010. Im Fall des Basisszenarios auf der Grundlage der PROGNOS-Studie (PROGNOS AG 2000) sinken die vermiedenen externen Kosten um gut 36% und im Fall des Klimaschutzszenarios sogar um gut 57%. Im letzten Fall belaufen sie sich damit nur noch auf 1,79 (YOLL) bis 5,32 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (VSL). Bevor diese Werte ausführlich diskutiert und in Beziehung zum EEG und zum EU Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen gesetzt werden können, müssen zunächst noch die von den regenerativen Energiequellen selbst induzierten externen Kosten untersucht werden.

4.4 Direkte und indirekte externe Kosten regenerativer Energiequellen

Die direkten und indirekten externen Kosten regenerativer Energiequellen werden auf der Basis der gleichen Quellen berechnet, die auch für die Abschätzung der Treibhausgasemissionen in Kapitel 3.4 verwendet wurden (IER 1997, Groscurth et al. 1998 und Fischedick 2000). Für die Wasserkraft wird unterstellt, dass die Emissionen der konventionellen Luftschadstoffe direkt proportional zu den bei Fischedick (2000, S. 60) ausgewiesenen Treibhausgasemissionen sind. Es wird angenommen, dass die indirekten Emissionen der Wasserkraftnutzung im wesentlichen Emissionen aus der konventionellen Stromerzeugung sind. Für die Szenarien der Jahre 2010 werden die indirekten Emissionen der regenerativen Energiequellen entsprechend der Fortschreibung der Emissionen der durchschnittlichen fossilen Stromerzeugung auf das jeweilige Szenario umgerechnet. So ergeben sich die in Tabelle 23 angegebenen spezifische Emissionen für SO₂, NO_x und Feinstaub. Direkte Emissionen spielen lediglich bei der Biomassenutzung eine nennenswerte Rolle.

Tabelle 24 gibt die auf der Basis der ExternE-Studie (IER 1997) berechneten externen Kosten der regenerativen Energiequellen wieder. Die Umrechnung von ECU₉₅ auf DM₉₅ erfolgte mit einem Kurs von 1,90 DM/ECU. Die weitere Umrechnung auf DM₂₀₀₀ erfolgt mit einem Preisindex von 1,069. Die Rückrechnung auf Euro erfolgte dann mit dem offiziellen Referenzkurs von 1,95583 DM/€. Die externen Kosten von 1998 wurden mit der Entwicklung der externen Kosten der durchschnittlichen fossilen Stromerzeugung für die Szenarien P2010_D und K2010_D fortgeschrieben.

Tabelle 23: Spezifische direkte und indirekte Emissionen der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in kg/MWh_{el}

		kg SO ₂ /MWh _{el}	kg NO _x /MWh _{el}	kg PM ₁₀ /MWh _{el}
Szenario R98 _D	Wasserkraft	0,0385	0,0513	0,0118
	Wind	0,0150	0,0200	0,0046
	PV			
	- Dach	0,1041	0,0990	0,0061
	- Fassade	0,1137	0,0816	0,0000
Szenario P2010 _D	Biomasse	0,0398	0,2639	0,0145
	Wasserkraft	0,0281	0,0454	0,0104
	Wind	0,0110	0,0177	0,0041
	PV			
	- Dach	0,0761	0,0877	0,0054
Szenario K2010 _D	- Fassade	0,0831	0,0723	0,0000
	Biomasse	0,0291	0,2385	0,0128
	Wasserkraft	0,0205	0,0436	0,0123
	Wind	0,0080	0,0170	0,0048
	PV			
	- Dach	0,0555	0,0841	0,0064
	- Fassade	0,0606	0,0693	0,0000
	Biomasse	0,0212	0,2286	0,0151

Die in Tabelle 24 angegebenen externen Kosten der regenerativen Energiequellen werden im nächsten Kapitel mit den oben berechneten externen Kosten der Luftschaadstoffemissionen der substituierten konventionellen Stromerzeugung verglichen.

Tabelle 24: Durchschnittliche externe Kosten der Nutzung regenerativer Energiequellen aufgrund von Luftsadstoffemissionen in $Pf_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und in $m\epsilon_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$

	Energiequellen	Externe Kosten in $Pf_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$		Externe Kosten in $m\epsilon_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98 _D	Wasserkraft	0,05303	0,16452	0,27115	0,84119
	Wind	0,06567	0,24034	0,33574	1,22884
	PV				
	- Dach	0,19976	1,01220	1,02135	5,17529
	- Fassade	0,09006	0,88188	0,46046	4,40671
Szenario P2010 _D	Biomasse	0,91605	2,57670	4,68371	13,17448
	Wasserkraft	0,04927	0,15131	0,25192	0,77366
	Wind	0,05318	0,19464	0,27190	0,99518
	PV				
	- Dach	0,16177	0,81973	0,82714	4,19121
Szenario K2010 _D	- Fassade	0,07293	0,69799	0,37291	3,56878
	Biomasse	0,78063	2,17386	3,99131	11,11477
	Wasserkraft	0,04261	0,12762	0,21785	0,65250
	Wind	0,04070	0,14895	0,20808	0,76159
	PV				
- Dach					
- Fassade					
	Biomasse	0,72627	2,10392	3,71338	10,75719

4.5 Die Differenz der externen Kosten der Luftverschmutzung

Ausgangspunkt der Berechnung der durch den Einsatz regenerativer Energiequellen netto eingesparten externen Kosten der Luftverschmutzung sind die in Tabelle 21 und 22 ausgewiesenen externen Kosten der substituierten Gesamtemissionen der verschiedenen Szenarien und die in Tabelle 24 ausgewiesenen externen Kosten der direkt und indirekt induzierten externen Kosten der regenerativen Energiequellen. Da die Treibhausgasemissionen in Kapitel 3 separat untersucht

wurden, werden hier nur alle übrigen externen Kosten in den Vergleich einbezogen. Ein Gesamtvergleich folgt in Kapitel 4.6. Tabelle 25 weist die so berechneten netto, also nach Abzug der durch die Nutzung der regenerativen Energiequellen selbst verursachten externen Kosten, substituierbaren externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung im Mittellastbereich in Pf_{2000} und $m\epsilon_{2000}/kWh_{el}$ aus.

Tabelle 25: Nettoreduktion der externen Kosten konventioneller Stromerzeugung (aufgrund von Luftschatstoffemissionen, ohne Treibhausgasemissionen) durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in Pf_{2000}/kWh_{el} und $m\epsilon_{2000}/kWh_{el}$

	Energiequellen	Vermiedene externe Kosten in Pf_{2000}/kWh_{el}		Vermiedene externe Kosten in $m\epsilon_{2000}/kWh_{el}$	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98 _M	Wasserkraft	4,120	13,098	21,07	66,97
	Wind	4,108	13,022	21,00	66,58
	PV				
	- Dach	3,973	12,250	20,32	62,63
	- Fassade	4,083	12,400	20,88	63,40
Szenario P2010 _M	Biomasse	3,257	10,686	16,65	54,63
	Wasserkraft	2,591	7,931	13,25	40,55
	Wind	2,587	7,888	13,23	40,33
	PV				
	- Dach	2,479	7,263	12,67	37,13
Szenario K2010 _M	- Fassade	2,568	7,384	13,13	37,76
	Biomasse	1,860	5,909	9,51	30,21
	Wasserkraft	1,744	5,190	8,92	26,54
	Wind	1,746	5,169	8,92	26,43
	PV				
	- Dach	1,662	4,691	8,50	23,98
	- Fassade	1,730	4,784	8,85	24,46
	Biomasse	1,060	3,214	5,42	16,43

Die Differenz der externen Kosten für die Einspeisung regenerativ erzeugter Elektrizität liegt beim heutigen Kraftwerkspark der Bundesrepublik im Bereich der Luftschatstoffemissionen zwischen 3,26 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (Biomasse, YOLL) und 13,1 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (Wasserkraft, VSL) (0,017 – 0,067 €₂₀₀₀/kWh_{el}). Diese Differenz der externen Kosten liegt bereits ohne Berücksichtigung der externen Kosten der Treibhausgasemissionen zum Teil in der Größenordnung der internen Kosten der konventionellen Stromerzeugung (vgl. Kapitel 5.2).

4.6 Zusammenfassung der Differenz der externen Kosten aus Treibhausgasemissionen und der Emission konventioneller Luftschatstoffe

Trägt man nun die Ergebnisse von Kapitel 3.5 und 4.5 zusammen, so ergibt sich ein vollständiges Bild der insgesamt durch den Einsatz regenerativer Energieträger einsparbaren spezifischen externen Kosten der Stromerzeugung. Um die weitere Arbeit mit den Ergebnissen in den folgenden Kapiteln zu vereinfachen, werden diese einmal in Pf₂₀₀₀/kWh_{el}, der Bezugsgröße für die Kalkulation von Einspeisevergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und zum anderen in €₂₀₀₀/kWh_{el}, der Basiseinheit des Gemeinschaftsrahmens für staatliche Umweltschutzbeihilfen der EU ausgewiesen.

Als wesentliche Einflussgrößen auf die Höhe der vermiedenen externen Kosten haben sich in den vorangegangenen Analysen zum einen die Höhe der in Anrechnung gebrachten Folgekosten des anthropogenen Treibhauseffekts und zum anderen die Art der Bewertung vermiedener Todesfälle erwiesen. Entsprechend werden im Folgenden die Ergebnisse (jeweils vier Werte) in Abhängigkeit von der Wahl dieser Parameter ausgewiesen. Hierbei wurde in Kapitel 3 eine Bandbreite von 32-590 US\$₉₀/tC als plausible Bandbreite für Klimafolgeschäden abgeleitet, wobei darauf aufmerksam gemacht werden muss, dass der untere Wert dieser Bandbreite bei angemessener Berücksichtigung des Standes der Fachdiskussion als deutlich zu niedrig angesehen werden muss, da er von einer nicht gerechtfertigten Abdiskontierung langfristiger Schäden und einer Benachteiligung der ärmsten Teile der Weltbevölkerung ausgeht. Diese Tatsache muss bei der Interpretation der angegebenen Ergebnisse berücksichtigt werden. In Kapitel 4.2 ist deutlich geworden, dass die Wahl des Ansatzes zur Berücksichtigung vermiedener Todesfälle (years of life lost (YOLL) oder value of statistical life (VSL)) einen großen Einfluss auf die externen Kosten der Emissionen konventioneller Luftschatstoffe hat. Die entsprechende Werte für konventionelle Kraftwerke unterscheiden sich entsprechend um den Faktor 3-4 (vgl. z. B. Tabelle 20).

Wie Tabelle 26 zeigt, ergibt sich für alle untersuchten erneuerbaren Energiequellen ein relativ einheitliches Bild. Pro substituierter Kilowattstunde Mittellaststrom aus heutiger Erzeugung liegen selbst die untersten Werte der Schätzbandbreiten (YOLL und 32 US\$₉₀/tC) bei 4,7-5,5 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Allein die Umstellung auf VSL-Werte erhöht diese Zahl auf 12,1-14,5 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Dem neueren Stand der Klimafolgenforschung entspricht allerdings die Verwendung der oberen Schätzung der Klimafolgekosten, die Azar und Sterner, auf deren Arbeit die angegebene Bandbreite beruht (1996, S. 182), selbst mit 260-590 US\$/t C als das Ergebnis ihrer Arbeit angeben:

'For a logarithmic utility function and a time horizon in the range of 300 to 1000 years, we estimate the marginal cost of CO₂ emissions to lie in the range of 260-590 US\$/ton C (Hervorhebung durch den Autor), when the costs occurring in the poor regions for the world are weighted by the inverse of income.'

Die Autoren deuten ferner an, dass ihre Abschätzung eher zu einer Unterschätzung der wirklichen Folgeschäden führt (Azar und Sterner 1996, S. 182):

*'In this paper we have discussed some aspects of how to calculate the marginal costs of CO₂ emissions. This is such a large issue that it cannot in its entirety be covered in one paper. We have for instance not made any estimates of our own of the economic damage caused by increasing CO₂ levels in the atmosphere. On this point we have accepted the conventional estimates **in spite of the fact that they do not take into account truly catastrophic developments.**' (Hervorhebung durch den Autor)*

Sobald man den oberen Schätzwert der Klimafolgekosten einsetzt, erhöhen sich die Werte für die vermiedenen externen Kosten auf ca. 28,6 – 30,3 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (YOLL) oder ca. 36,9 – 39,3 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (VSL). Selbst wenn die Wahrheit in der Mitte des Gesamtbereichs (5-39 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}) liegen sollte, käme man für die hier untersuchten regenerativen Energiequellen auf vermiedene externe Kosten von gut 20 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}.

Für die Szenarien für 2010 sinken die Werte entsprechend der reduzierten Emissionen der konventionellen Stromerzeugung auf 3,0 - 29,5 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (Szenario P2010_M) und 2,0 – 19,4 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (Szenario K2010_M). Im Fall des Klimaschutzszenarios (K2010_M) halbieren sich die vermiedenen externen Kosten gegenüber dem heutigen Stand der konventionellen Stromerzeugung. Wie Kapitel 3.5 und 4.5 zeigen, gehen hierbei die externen Kosten der Emissionen konventioneller Luftschaadstoffe noch stärker zurück als die Folgekosten des Treibhauseffekts.

Tabelle 26: Gesamtreduktion der externen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in Pf₂₀₀₀/kWh_{el} und €₂₀₀₀/kWh_{el}

	Durch den Einsatz der folgenden Energiequellen	Netto vermiedene externe Kosten in Pf ₂₀₀₀ /kWh _{el}				Netto vermiedene externe Kosten in € ₂₀₀₀ /kWh _{el}			
		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98 _M	Wasserkraft	5,525	14,503	30,021	38,999	0,028	0,074	0,153	0,199
	Wind	5,533	14,447	30,382	39,296	0,028	0,074	0,155	0,201
	PV								
	- Dach	5,311	13,588	28,632	36,909	0,027	0,069	0,146	0,189
	- Fassade	5,429	13,746	28,892	37,209	0,028	0,070	0,148	0,190
Szenario P2010 _M	Biomasse	4,685	12,114	29,577	37,006	0,024	0,062	0,151	0,189
	Wasserkraft	3,746	9,086	23,884	29,224	0,019	0,046	0,122	0,149
	Wind	3,761	9,061	24,224	29,524	0,019	0,046	0,124	0,151
	PV								
	- Dach	3,572	8,356	22,627	27,411	0,018	0,043	0,116	0,140
Szenario K2010 _M	- Fassade	3,668	8,485	22,854	27,671	0,019	0,043	0,117	0,141
	Biomasse	3,036	7,085	23,539	27,588	0,016	0,036	0,120	0,141
	Wasserkraft	2,686	6,132	19,113	22,560	0,014	0,031	0,098	0,115
	Wind	2,703	6,127	19,401	22,824	0,014	0,031	0,099	0,117
	PV								
	- Dach	2,553	5,581	18,081	21,109	0,013	0,029	0,092	0,108
	- Fassade	2,627	5,680	18,263	21,317	0,013	0,029	0,093	0,109
	Biomasse	2,019	4,173	18,669	20,823	0,010	0,021	0,095	0,106

Die Abbildungen 4 bis 7 veranschaulichen die Reduktionen in den externen Nettokosten der Stromerzeugung für jeweils eine regenerative Energiequelle. Im Fall der Fotovoltaik ist nur die Dachanlage aufgeführt, da sich die beiden untersuchten Möglichkeiten (Dachanlage und Fassadenintegration) nicht wesentlich unterscheiden. Aus den Grafiken wird deutlich, dass die

Einsparungen im Bereich der substituierten externen Kosten mit der Zeit und den anspruchsvoller werdenden Szenarien erheblich sinken und jeweils nur die Kombination der niedrigsten Klimafolgekostenschätzung mit dem YOLL-Ansatz zu relativ niedrigen vermiedenen externen Kosten führt.

Abbildung 4: Durch die Nutzung der Wasserkraft netto vermeidbare spezifische externe Kosten der konventionellen Mittellastrstromerzeugung in Pf₂₀₀₀/kWh_{el} in Abhängigkeit von den angenommenen Schätzansätzen (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))

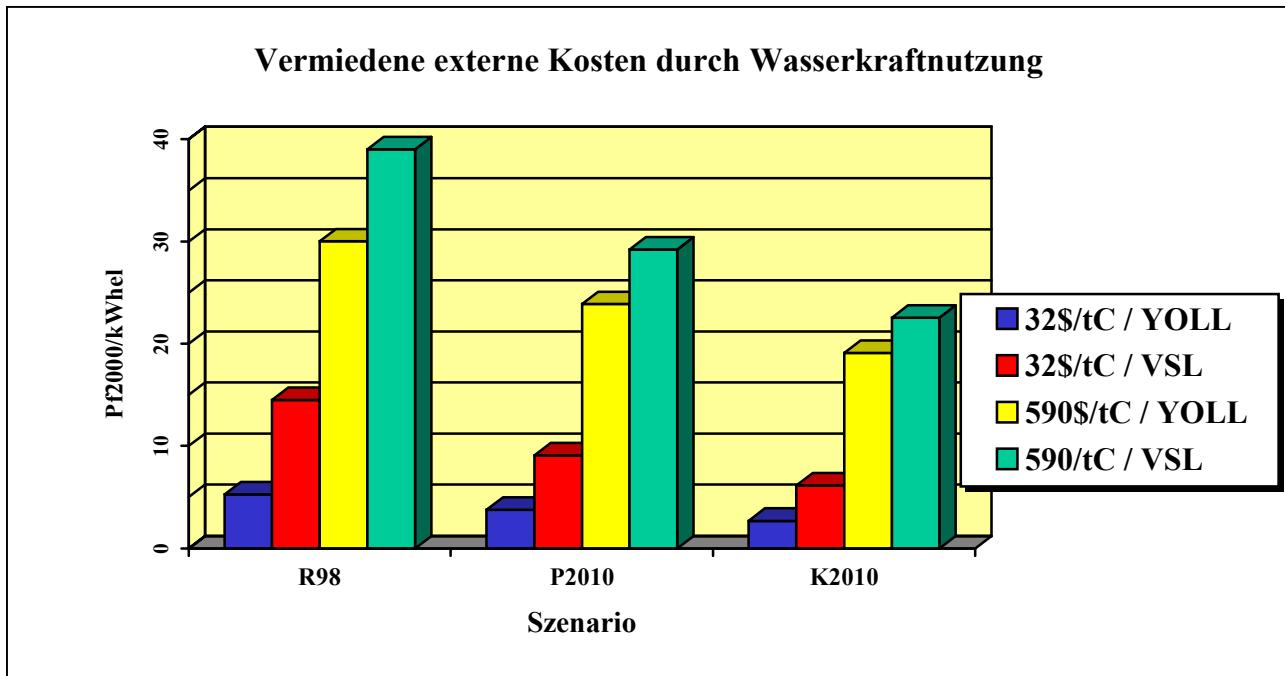


Abbildung 5: Durch die Nutzung der Windenergie netto vermeidbare spezifische externe Kosten der konventionellen Mittellaststromerzeugung in Pf₂₀₀₀/kWh_{el} (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis

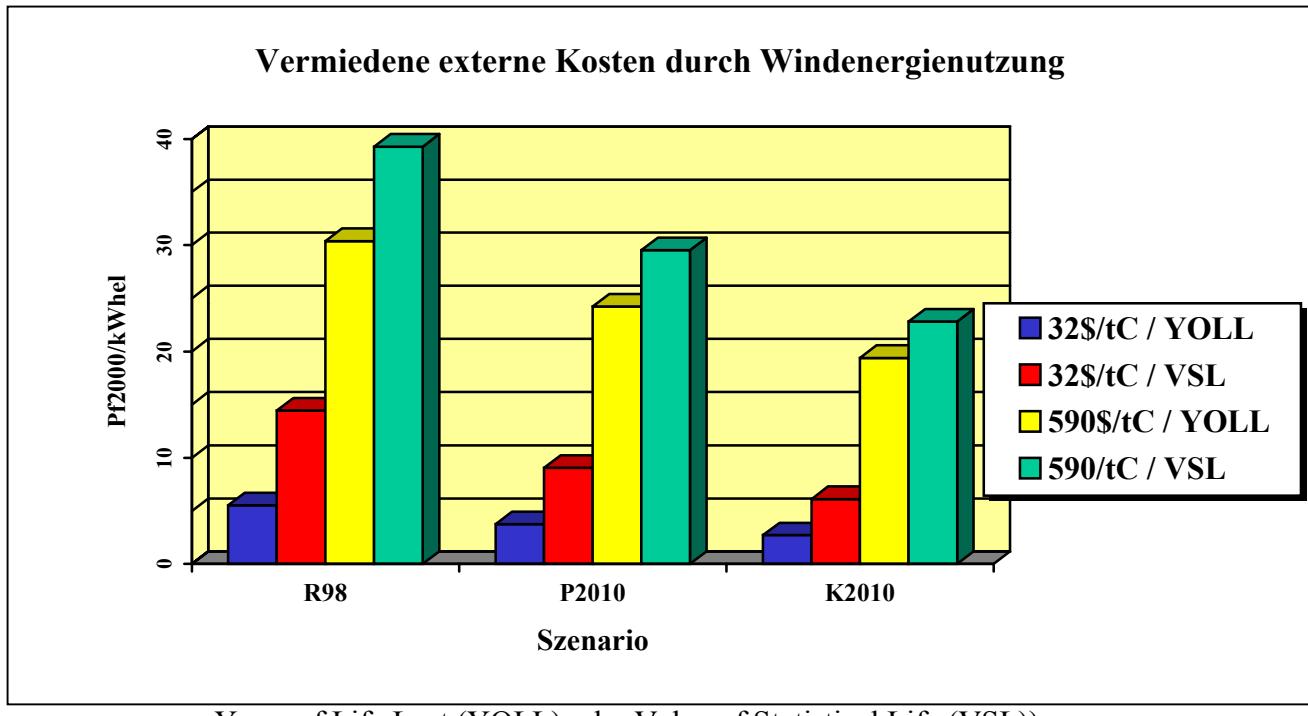


Abbildung 6: Durch die Nutzung der solaren Stromerzeugung mit Hilfe von Photovoltaikanlagen (Dachinstallation) netto vermeidbare spezifische externe Kosten der konventionellen Mittellaststromerzeugung in Pf₂₀₀₀/kWh_{el} in Abhängigkeit von den angenommenen Schätzansätzen (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))

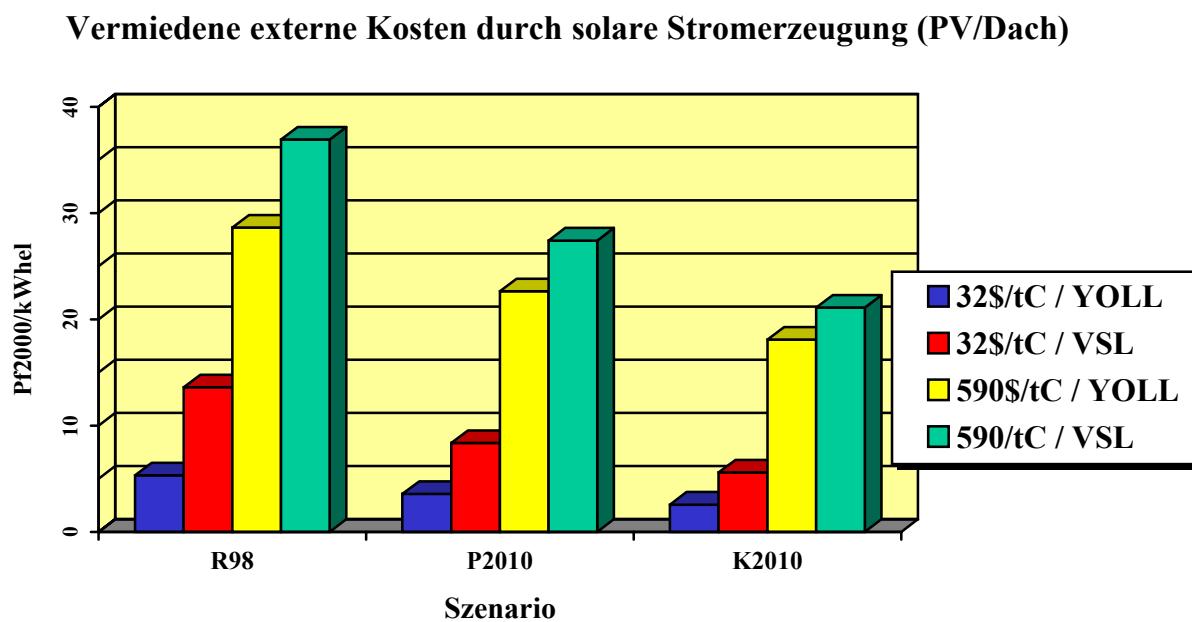
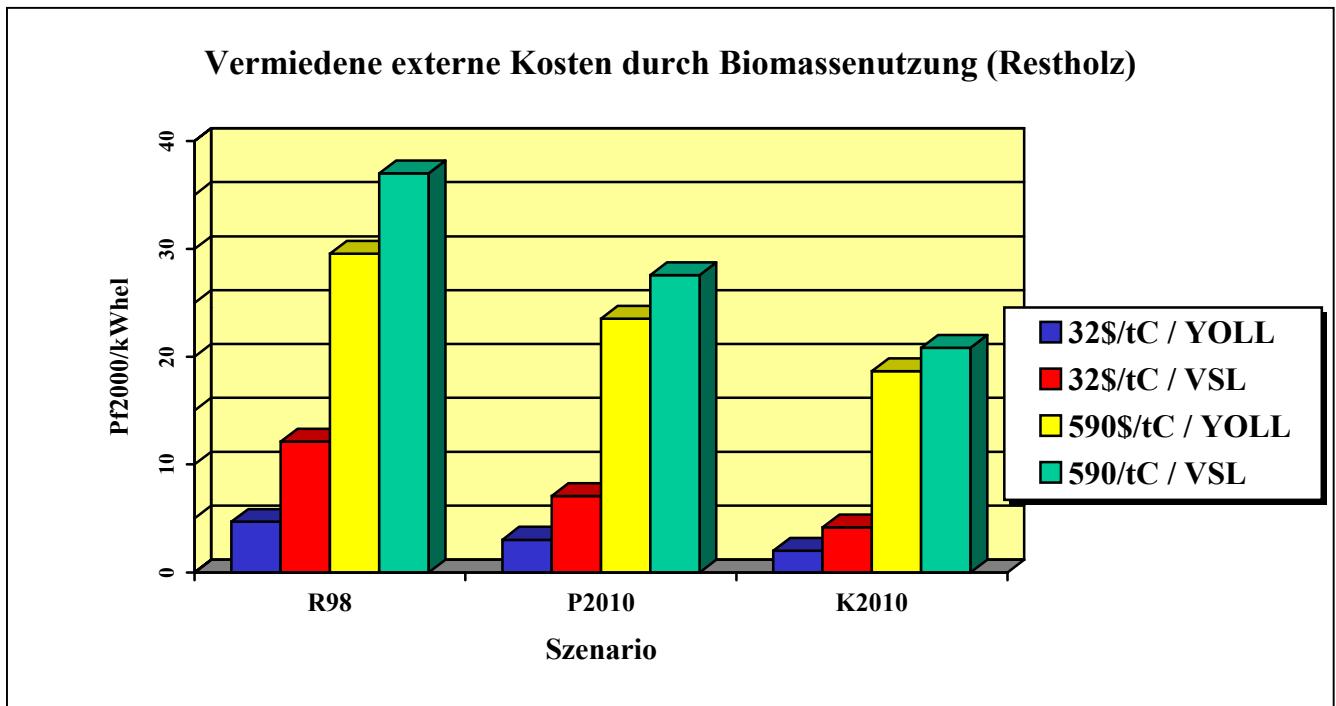


Abbildung 7: Durch die Nutzung der Biomassenutzung netto vermeidbare spezifische externe Kosten der konventionellen Mittellaststromerzeugung in $Pf_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in Abhängigkeit von den angenommenen Schätzansätzen (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))



Erst wenn die bisher ermittelten Ergebnisse mit den vermiedenen internen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung zusammengeführt werden, wird es möglich, sie mit der Höhe der Vergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu vergleichen, da das EEG eine Gesamtvergütung für den eingespeisten Strom aus regenerativen Energiequellen festlegt, die sich aus den vermiedenen internen und den netto vermiedenen externen Kosten zusammensetzt. Eine entsprechende Berechnung der vermiedenen internen Kosten der konventionellen Stromerzeugung erfolgt in Kapitel 6.

5 Die Anrechnung der Differenz der externen Kosten nach dem Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen

5.1 Die Anrechenbarkeit vom maximal 0,05€/kWh nach dem Gemeinschaftsrahmen

Der im Amtsblatt der EU Kommission vom 3.2.2001 veröffentlichte Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen (2001/C 37/03) (EU Kommission 2001) enthält die Möglichkeit 'Beihilfen auf der Grundlage der vermiedenen externen Kosten' zu berechnen (EU Kommission 2001, Rdnr. 63). Im Text des Gemeinschaftsrahmens heißt es unter E.3.3.3:

'Die Mitgliedstaaten können Betriebsbeihilfen für neue Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie gewähren. Diese Beihilfen werden auf der Grundlage der vermiedenen externen Kosten berechnet. Diese Kosten sind die Umweltkosten, die die Gesellschaft hätte tragen müssen, wenn die gleiche Energiemenge in einer mit konventionellen Energien funktionierenden Anlage erzeugt worden wäre. Diese Kosten werden auf der Grundlage der Differenz zwischen den von den Erzeugern erneuerbarer Energien hervorgerufenen externen Kosten, aber nicht von ihnen bezahlten Kosten und andererseits auf den von Erzeugern nicht erneuerbarer Energie hervorgerufenen, aber nicht gezahlten externen Kosten berechnet. Um diese Berechnungen vorzunehmen, muss der Mitgliedstaat eine international anerkannte und der Kommission mitgeteilte Berechnungsmethode verwenden. Der Mitgliedstaat muss eine begründete und quantifizierte Analyse der Kosten im Vergleich zu einer Schätzung der externen Kosten konkurrierender Energieerzeuger vorlegen, um zu zeigen, dass die Beihilfe wirklich einen Ausgleich für die nicht gedeckten externen Kosten darstellt.'

Auf jeden Fall darf die dem Erzeuger erneuerbarer Energie gewährte Beihilfe nicht 5 Euro-Cents pro kWh übersteigen.'

Diesem Verfahren entsprechen die in diesem Gutachten auf der Basis des im Auftrag der EU Kommission entwickelten Ansatzes der ExternE-Projektfamilie vorgenommenen Berechnungen der Differenz der externen Kosten aus Kapitel 4.6, die in Tabelle 26 zusammengefasst sind, auch wenn besonders im Klimabereich der Ansatz von Azar und Sterner (1996) verwendet wird, der über den Ansatz des ExternE-Projektes hinausgeht.

5.2 Externe Kosten, die den Satz von 0,05 €/kWh überschreiten

Zeichnet man den anrechenbaren Maximalbetrag (Deckel) von 0,05 €₂₀₀₁/kWh_{el} (entsprechend 0,04899 €₂₀₀₀/kWh_{el}) in die Ergebnisgrafiken aus Kapitel 4.6 ein, so sieht man sehr schnell, dass dieser Deckel in Bezug auf die zur Zeit gegebenen externen Kosten der substituierten Stromerzeugung (R98_M) in fast allen Fällen, mit Ausnahme der Biomasse, viel zu niedrig gewählt ist, um die nach einer international anerkannten Berechnungsmethode (impact pathway analysis des

ExternE-Projekts und die daraus resultierenden Ergebnisse) in diesem Gutachten nachgewiesenen externen Kosten angemessen zu berücksichtigen. Tabelle 27 zeigt (jeweils in rot) die von einer Anrechnung ausgeschlossenen externen Kosten, die bis zu $0,152 \text{ €}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ reichen. Die Regelung des Gemeinschaftsrahmens lässt im schlimmsten Fall lediglich die Anrechnung von 25% der vermiedenen externen Kosten zu.

Die Beschränkung auf $0,05 \text{ €}_{2001}/\text{kWh}_{\text{el}}$ ist damit nicht nur theoretisch als willkürliche, wissenschaftlich nicht zu rechtfertigende Beschränkung der zugelassenen Anrechnung der nachweisbaren Differenz der externen Kosten anzusehen. Sie widerspricht in ihrer Höhe auch praktisch der Feststellung des Gemeinschaftsrahmens für staatliche Umweltschutzbeihilfen, '*dass die tatsächliche Anwendung des Verursacherprinzips und die Internalisierung sämtlicher Umweltschutzkosten, .., die wichtigsten Aktionsmöglichkeiten darstellen.*' (EU 2001, Rdnr. 14). Entsprechend muss die Beschränkung aus dem Gemeinschaftsrahmen gestrichen werden. Dies gilt auch, wenn bei dem sehr niedrigen unteren Ansatz der Folgekosten des anthropogenen Treibhauseffekts in Kombination mit dem Berechnungsansatz nach 'years of life lost' (YOLL) im Bereich der Folgeschäden von Luftschadstoffemissionen die als unterer Grenzwert ausgewiesenen externen Kosten unter der Grenze von $0,05 \text{ €}_{2001}/\text{kWh}_{\text{el}}$ liegen. Soll das Prinzip der Internalisierung der Differenz der externen Kosten wirklich zum Ziel führen – Korrektur der relativen Preise –, so muss die Grenze für die Internalisierung die *nachgewiesene* Höhe der externen Kosten und nicht ein willkürlich festgesetzter Maximalbetrag sein.

Tabelle 27: Die Differenz der externen Kosten zwischen der substituierten konventionellen Stromerzeugung und dem Einsatz regenerativer Energiequellen, die durch eine maximale Anrechnung von 0,05 €₂₀₀₁/kWh_{el} nicht in Anrechnung gebracht werden können (in €₂₀₀₀/kWh_{el})

	Energiequellen	Nicht anrechenbare vermiedene externe Kosten in € ₂₀₀₀ /kWh _{el}			
		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98	Wasserkraft	0,0	0,025	0,104	0,150
	Wind	0,0	0,025	0,106	0,152
	PV				
	- Dach	0,0	0,020	0,097	0,140
	- Fassade	0,0	0,021	0,099	0,141
	Biomasse	0,0	0,013	0,102	0,140
Szenario P2010	Wasserkraft	0,0	0,0	0,073	0,100
	Wind	0,0	0,0	0,075	0,102
	PV				
	- Dach	0,0	0,0	0,067	0,091
	- Fassade	0,0	0,0	0,068	0,092
	Biomasse	0,0	0,0	0,071	0,092
Szenario K2010	Wasserkraft	0,0	0,0	0,049	0,066
	Wind	0,0	0,0	0,050	0,068
	PV				
	- Dach	0,0	0,0	0,043	0,059
	- Fassade	0,0	0,0	0,044	0,060
	Biomasse	0,0	0,0	0,046	0,057

Abbildung 8: Eingesparte Differenz der externen Kosten zwischen dem substituierten Mittellaststrom und der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Verhältnis zu den maximal anrechenbaren $0,05 \text{ €}_{2001}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))

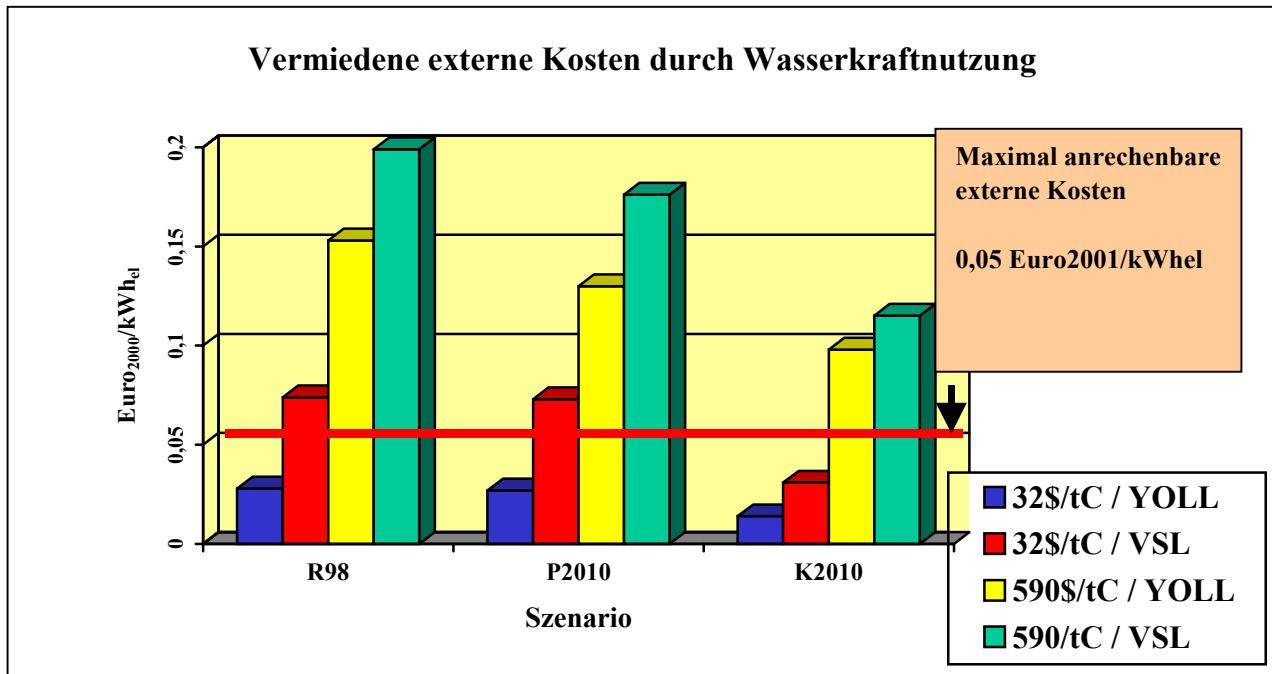


Abbildung 9: Eingesparte Differenz der externen Kosten zwischen dem substituierten Mittellaststrom und der Stromerzeugung aus Windenergie im Verhältnis zu den maximal anrechenbaren $0,05 \text{ €}_{2001}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))

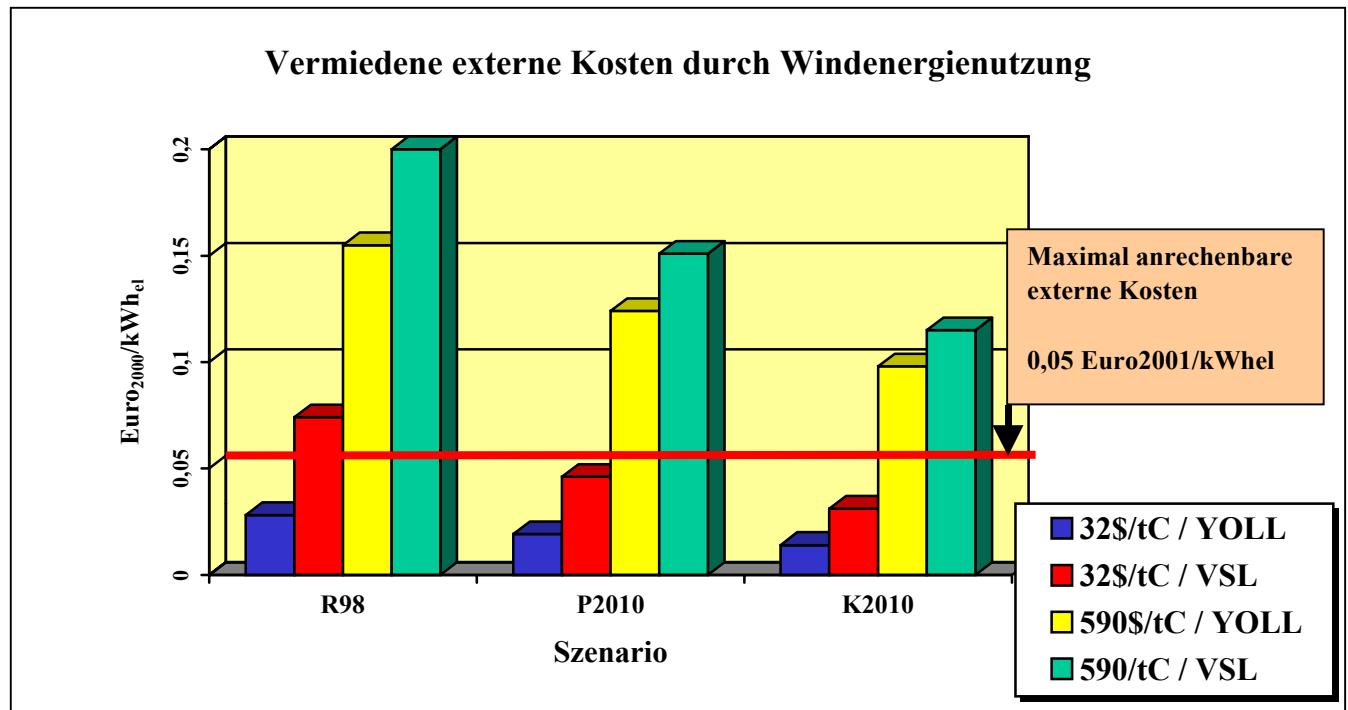


Abbildung 10: Eingesparte Differenz der externen Kosten zwischen dem substituierten Mittellaststrom und der Stromerzeugung aus Solarenergie (Fotovoltaik) im Verhältnis zu den maximal anrechenbaren $0,05 \text{ €}_{2001}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))

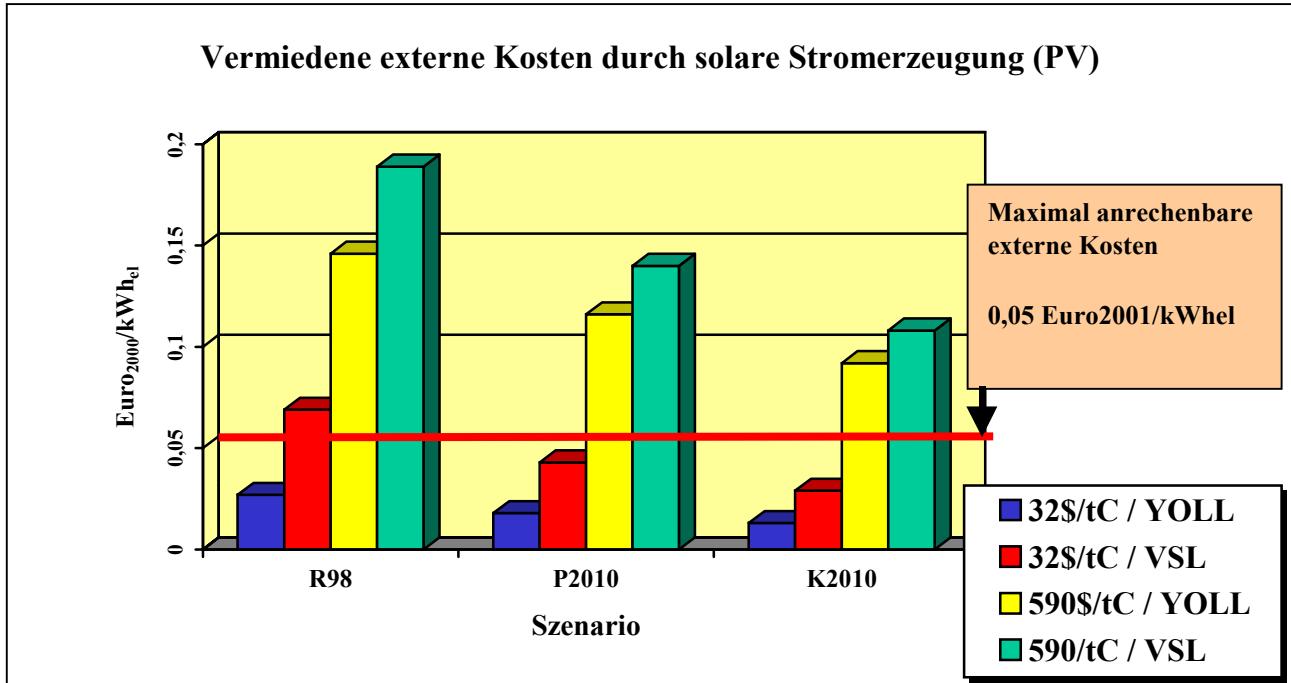
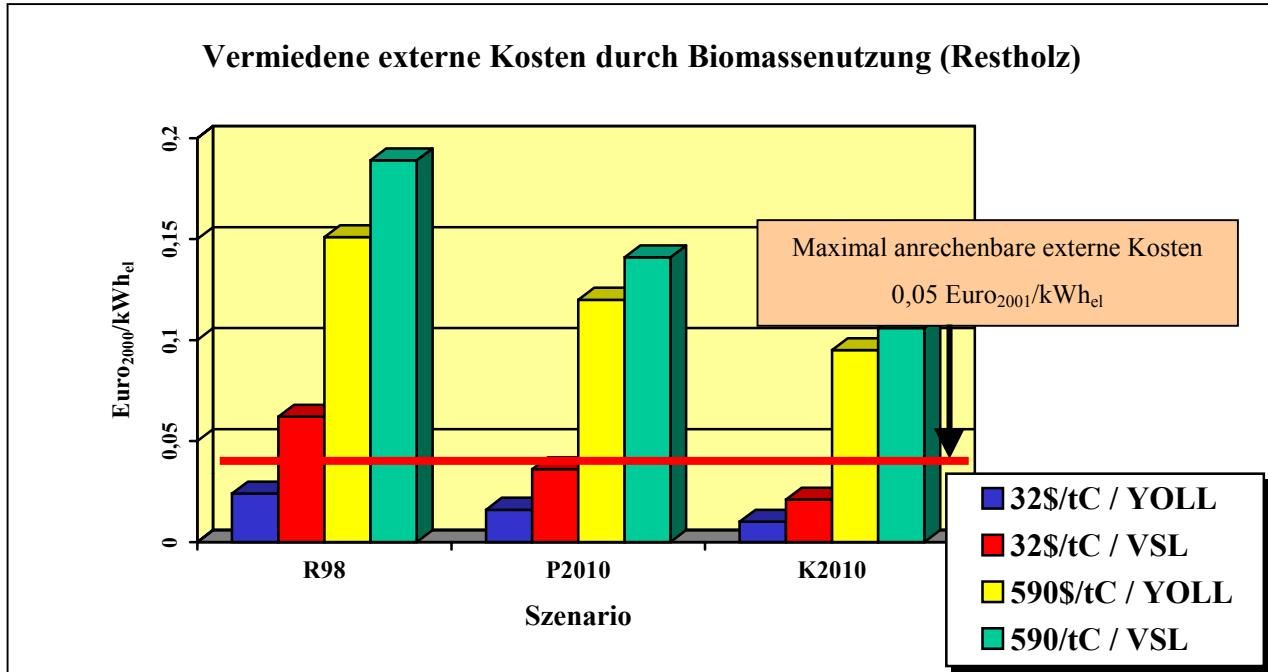


Abbildung 11: Eingesparte Differenz der externen Kosten zwischen dem substituierten Mittellaststrom und der Stromerzeugung aus Biomasse im Verhältnis zu den maximal anrechenbaren $0,05 \text{ €}_{2001}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (unterster Wert für Klimafolgeschäden 32\$/tC, oberster Wert 590\$/tC und Abschätzung auf der Basis Years of Life Lost (YOLL) oder Value of Statistical Life (VSL))



Die Abbildungen 8 bis 11 veranschaulichen deutlich, dass der Deckel von 0,05 € im Vergleich zur eingesparten Differenz der externen Kosten in der Regel erhebliche Kostenanteile von der Internalisierung ausschließt und damit zu in vielen Fällen einer ausreichenden Korrektur der relativen Preise verhindert.

6 Das EEG und die Berücksichtigung externer Kosten

Nachdem die durch den Einsatz regenerativer Energieträger netto vermeidbaren externen Kosten der substituierten Stromerzeugung sowohl für den Bereich des anthropogenen Treibhauseffekts als auch für den Bereich der Luftschaadstoffemissionen zusammengetragen worden sind, können diese nun in Bezug zu den erhöhten Vergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gesetzt werden. Hierzu werden zunächst die Entwicklungen der Vergütungssätze über die nächsten Jahre in Preisen des Jahres 2000 berechnet, die als Bezugsgrundlage dienen. Dann werden die vermiedenen variablen internen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung im Mittellastbereich für die verschiedenen Szenarien bestimmt. Danach werden die vermiedenen internen und externen Kosten zusammengefasst und den Vergütungssätzen nach dem EEG gegenübergestellt, denn die Vergütung nach dem EEG muss sowohl die vermiedenen internen als auch die Nettoreduktion der externen Kosten ausgleichen. Auf der Basis der vollen vermiedenen Kosten der substituierten Stromerzeugung ergeben sich für einzelne regenerative Energiequellen Untervergütungen und für andere Übervergütungen. Im ersten Fall stellt sich die Frage nach der Erhöhung der Vergütung, während im zweiten Fall zu Fragen ist, ob die Vergütung gesenkt werden müsste oder ob es andere stichhaltige Gründe für eine höhere Vergütung gibt. Die letzte Frage wird besonders in Hinblick auf bestimmte ressourcen- und innovationsökonomische Fragestellungen in Kapitel 7 diskutiert.

6.1 Vergütungssätze für einzelne regenerative Energiequellen nach dem EEG

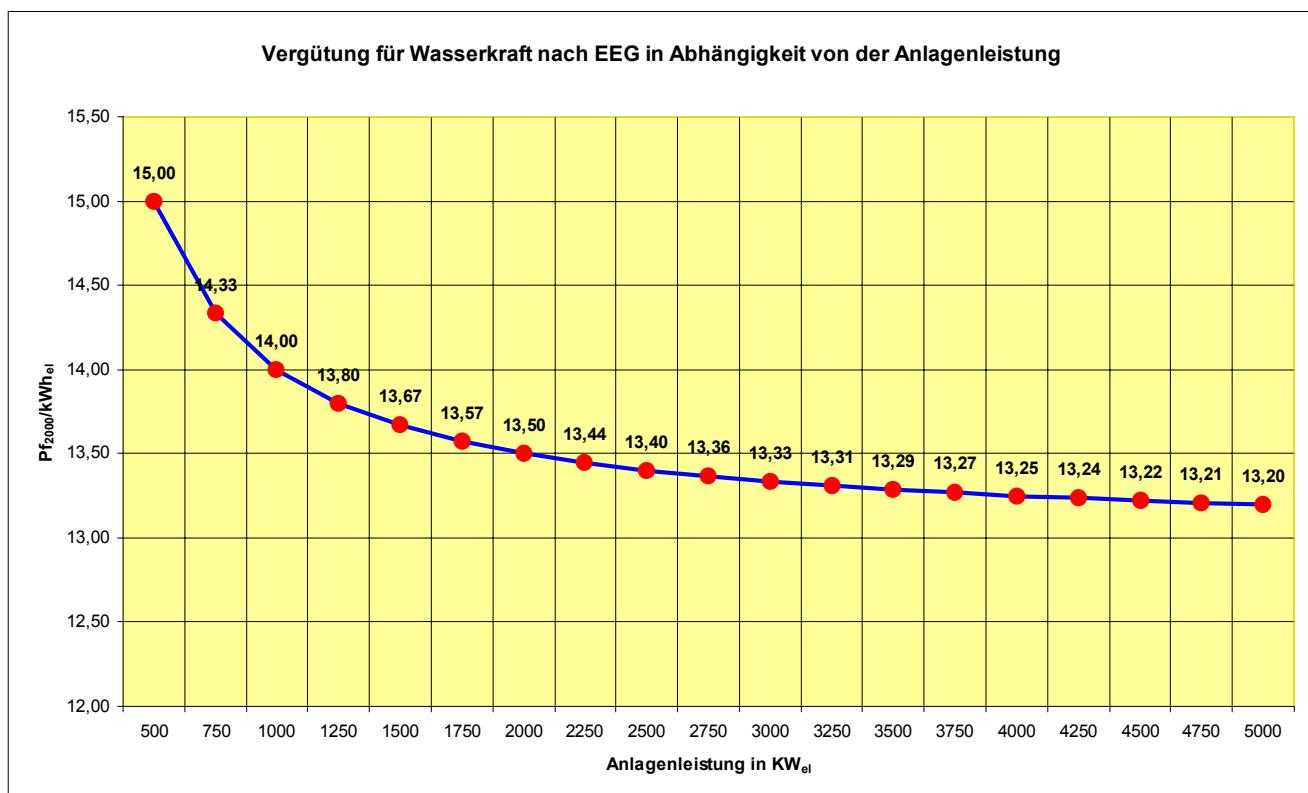
Im Folgenden wird die Entwicklung der Vergütungssätze für Strom auf der Basis der verschiedenen oben behandelten regenerativen Energieträger betrachtet. Nicht explizit einbezogen werden die Vergütungssätze für Strom aus geothermischen Anlagen, da hierfür bisher keine Abschätzungen der externen Kosten für Anlagen in der Bundesrepublik vorliegen und die bisher vorliegenden Analysen über eine portugiesische Anlage die große Abhängigkeit von den jeweiligen CO₂-Emissionen der geothermischen Stromerzeugung zeigen (ExternE 1997, S. 216), die für bekannte Anlagen um den Faktor 60 streuen (ExternE 1997, S. 191). Für die hier nicht weiter behandelte Stromerzeugung aus Deponiegas, Grubengas und Klärgas gelten die gleichen Vergütungssätze wie für Wasserkraft. Für eine genaue Untersuchung der externen Kosten der Stromerzeugung auf der Basis der drei letztgenannten Gase sind jedoch genauere Analysen der jeweiligen Emissionen für die Berechnung

der entsprechenden externen Kosten des Betriebs dieser Anlagen erforderlich, die sich je nach Anlagengröße und eingesetzter Rauchgasreinigung erheblich unterscheiden dürften. Entsprechende Untersuchungen liegen zur Zeit nicht vor.

6.1.1 Die Vergütung für Wasserkraft (Deponiegas, Grubengas und Klärgas)

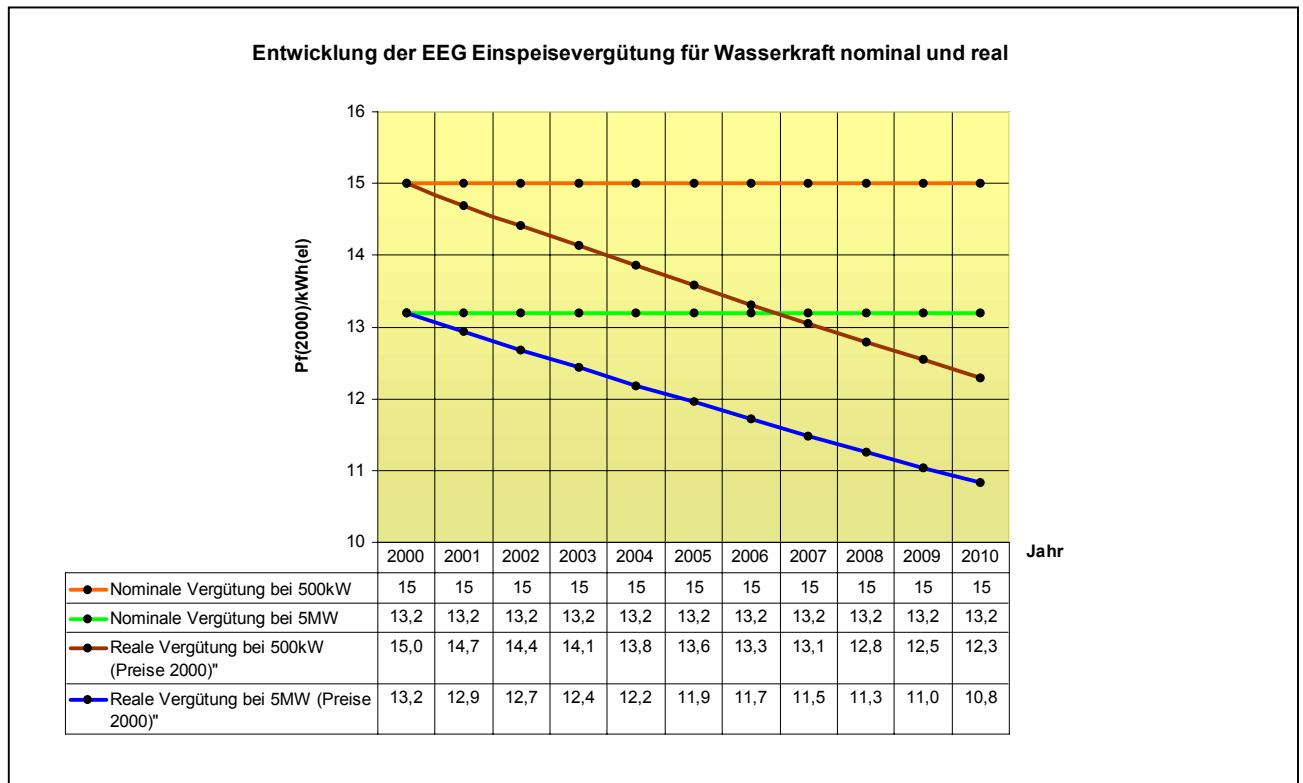
Die Vergütung für Wasserkraftstrom nach dem EEG richtet sich nach der Größe der Anlage. Bis maximal $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ werden $15 \text{ Pf/kWh}_{\text{el}}$ gezahlt. Bei größerer Leistung werden für maximal weitere $4,5 \text{ MW}$ je produzierter kWh_{el} $13 \text{ Pf/kWh}_{\text{el}}$ gezahlt. Eine Absenkung der Vergütung für Anlagen, die ab dem 1.1.2002 in Betrieb genommen werden, erfolgt nicht. Hieraus ergibt sich eine Degression der Vergütung über die Anlagengröße, die mit $13,2 \text{ Pf/kWh}_{\text{el}}$ bei Anlagen mit 5 MW Leistung ihr Minimum erreicht. Abbildung 12 zeigt die aus den Vorschriften des EEG resultierende Degression der Vergütung.

Abbildung 12: Degression der Einspeisevergütung in $\text{Pf/kWh}_{\text{el}}$ für Wasserkraftanlagen nach dem EEG in Abhängigkeit von der Anlagengröße (gilt auch für Deponiegas, Grubengas und Klärgas)



Da die Vergütungssätze im EEG nur als Nominalgrößen vorgegeben sind, sinken sie im Verhältnis zu den Stromerzeugungskosten und auch den externen Kosten zukünftiger Jahre real. Um diese 'Abwertung' der Einspeisevergütung in realen Preisen deutlich zu machen, werden die Vergütungen jeweils mit einer Inflationsrate von 2,06% für das Jahr 2001 (nach Commerzbank 9.5.2001) und danach mit 2%/a deflationiert. Wie Abbildung 13 zeigt nehmen die realen Einspeisevergütungen für die Wasserkraft dadurch bis zum Jahr 2010 deutlich ab.

Abbildung 13: Entwicklung der nominalen und der realen Einspeisevergütung (in Preisen des Jahres 2000) für Strom aus Wasserkraftanlagen in Pf/kWh_{el} (bis 500 kW_{el} und 5 MW_{el}) (gilt auch für Deponegas, Grubengas und Klärgas)



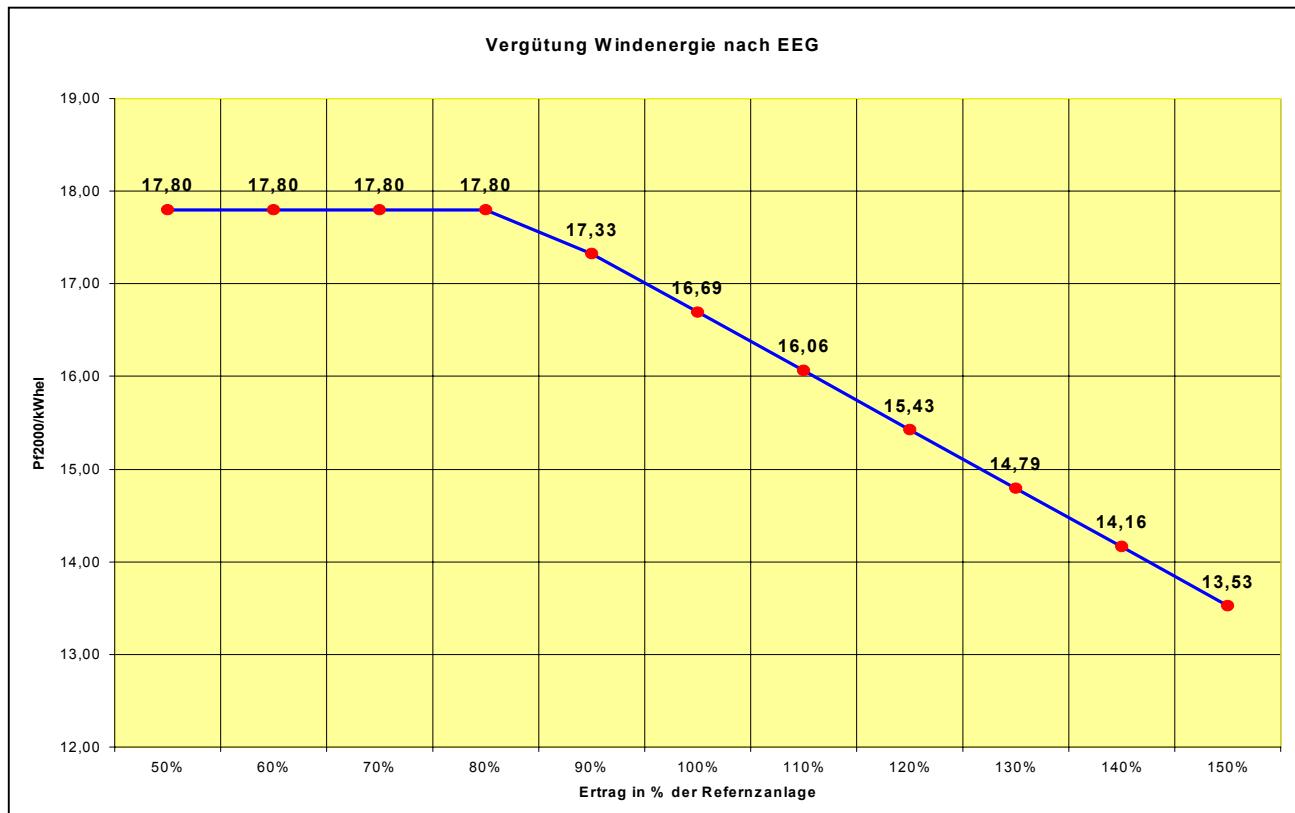
Wie man leicht in der Datentabelle der Grafik ablesen kann, sinkt die Vergütung real (also in ihrer jeweiligen Kaufkraft des Bezugsjahres ausgedrückt in konstanten Preisen des Jahres 2000) von 15,0 auf 12,3 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} für Anlagen bis 500 kW_{el} Leistung und von 13,2 auf 10,8 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} für Anlagen von 5 MW_{el} Leistung.

6.1.2 Die Vergütung für Windenergie

Die Vergütung für Windenergie nach dem EEG unterscheidet sich zum einen nach dem Ertrag einer

Analge im Verhältnis zum Ertrag einer im Anhang zum EEG beschriebenen Referenzanlage und nach dem Jahr der Inbetriebnahme der Anlage. Die Bemessungssätze der Vergütung für Neuanlagen werden ab dem 1.1.2002 pro Jahr um 1,5% abgesenkt. Die Vergütungshöhe beträgt für einen bestimmten Zeitraum 17,8 Pf/kWh_{el} und sinkt anschließend auf 12,1 Pf/kWh_{el}. Der Zeitraum der Zahlung der maximalen Vergütung wird in Abhängigkeit vom Verhältnis des Ertrags der individuellen Anlage zu einer Referenzanlage bestimmt. Abbildung 14 veranschaulicht die Entwicklung der Höhe der über einen Zeitraum von 20 Jahren durchschnittlich gezahlten Vergütung in Abhängigkeit vom relativen Ertrag der Anlage im Verhältnis zur Referenzanlage nach EEG.

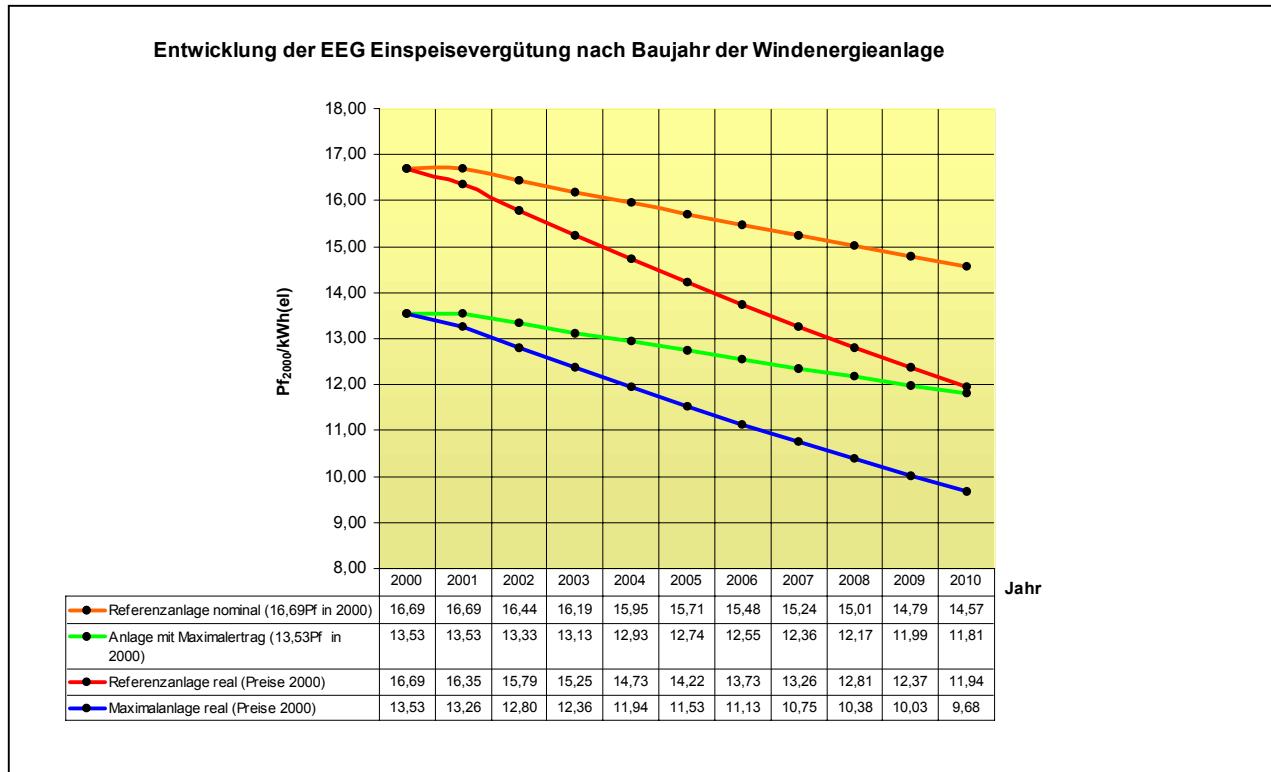
Abbildung 14: Durchschnittliche Vergütung für Windenergie nach dem EEG in Pf/kWh_{el} in Abhängigkeit vom Anlagenertrag ausgedrückt in % des Ertrags der Referenzanlage



Für Anlagen die im Jahr 2001 in Betrieb gehen wird bis ca. 80% des Ertrags der Referenzanlage über die vollen 20 Jahre der Förderung der maximale Vergütungssatz von 17,8 Pf/kWh_{el} gezahlt. Die Vergütung sinkt auf minimal 13,53 Pf/kWh_{el} für Anlagen mit einem Ertrag von mindestens 150% der Referenzanlage. Für Anlagen außerhalb der Hoheitsgewässer verändert sich dieser Satz noch aufgrund der längeren Minimalzeit der Maximalförderung (neun statt fünf Jahre). Diese

Anlagen im Off-shore-Bereich werden im vorliegenden Gutachten aber noch nicht behandelt, da es noch keine Abschätzung der durch sie verursachten externen Kosten gibt. Wie im Fall der Wasserkraft nimmt die reale Höhe der Vergütung durch Inflation ab. Darüber hinaus werden die Vergütungssätze für Neuanlagen, die nach dem 1.1.2002 errichtet werden, um 1,5% pro Jahr reduziert. Die Vergütung variiert also nach dem Jahr des Betriebsbeginns der Anlage. Sie wird dann aber für die Anlage in gleicher Höhe über einen Betriebszeitraum von maximal 20 Jahren gezahlt. Allerdings erfolgt wie oben beschrieben nach einer berechneten Anzahl von Jahren in Abhängigkeit vom Anlagenertrag die Umstellung von der maximalen Vergütung (17,8 Pf/kWh_{el} bei einer Anlage, die 2001 in Betrieb geht) auf die minimale Vergütung (12,1 Pf/kWh_{el} bei einer Anlage, die 2001 in Betrieb geht). Abbildung 15 zeigt den Einfluss von Inflation und jährlicher Reduktion der nominalen Einspeisevergütung auf die Vergütung einer Anlage mit dem Ertrag der Referenzanlage und einer Windkraftanlage mit maximalem Ertrag, also minimaler Durchschnittsvergütung.

Abbildung 15: Einfluss der Inflation und der jährlichen Senkung der Einspeisevergütung für Windenergie (Neuanlagen) auf die Vergütung einer Referenzanlage und einer Anlage mit minimaler Durchschnittsvergütung (maximalem Ertrag) in Pf/kWh_{el}



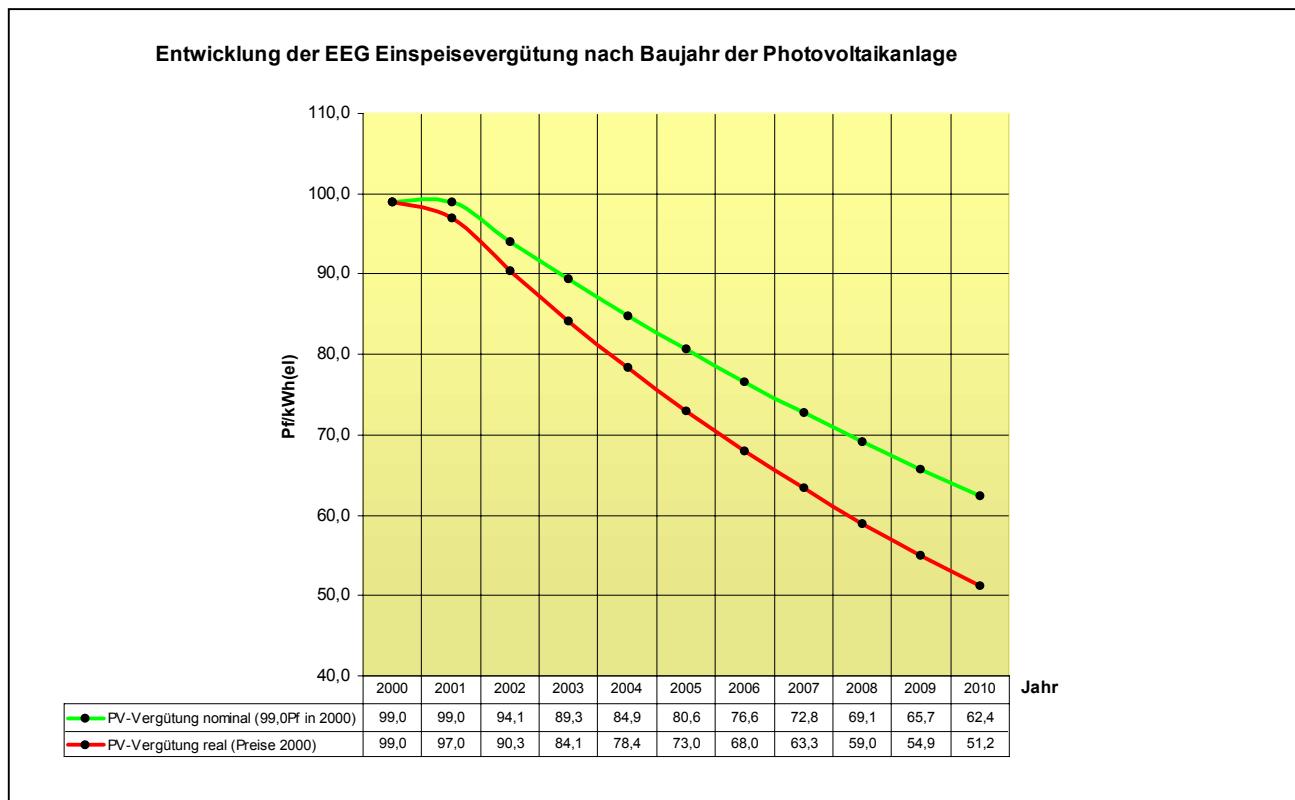
Allein durch die Senkung der nominalen Vergütung um 1,5%/a sinkt der Wert für die Referenzanlage von 16,69 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} auf 14,57 Pf₂₀₁₀/kWh_{el} im Jahr 2010. Berücksichtigt man

zusätzlich die Inflation, so stellt man fest, dass die Vergütung real auf 11,94 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} sinkt. Bei einer Anlage mit maximalem Ertrag sinkt die Vergütung von nominal 13,53 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} auf 11,91 Pf₂₀₁₀/kWh_{el} oder real gerade einmal 9,69 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Hier zeichnet sich ab, dass die gezahlte Vergütung besonders im letzten Fall deutlich unter der Summe der substituierten internen und externen Kosten liegen kann.

6.1.3 Die Vergütung für Strom aus Solaranlagen (Fotovoltaik)

Die Vergütung für Solarstrom aus Photovoltaikanlagen lässt sich relativ einfach berechnen. Sie beginnt mit 99 Pf/kWh_{el} im Jahr 2000 und wird ab 2002 jedes Jahr für Neuanlagen um 5% gesenkt. Die Vergütung ist im Übrigen durch die Anlagengröße (maximal 5 MW_{el} bei Errichtung an oder auf baulichen Anlagen und 100 kW_{el} bei freistehenden Anlagen) und die maximal geförderte Gesamtleistung (nur Anlagen, die bis zu dem Jahr errichtet werden, in dem die installierte Gesamtleistung 350 MW_{el} erreicht) begrenzt. Entsprechend veranschaulicht Abbildung 16 die nominale und die reale Entwicklung der Einspeisevergütung für Solarstrom.

Abbildung 16: Nominale und reale Entwicklung der Einspeisevergütung für Solarstrom aus Neuanlagen in Pf/kWh_{el}

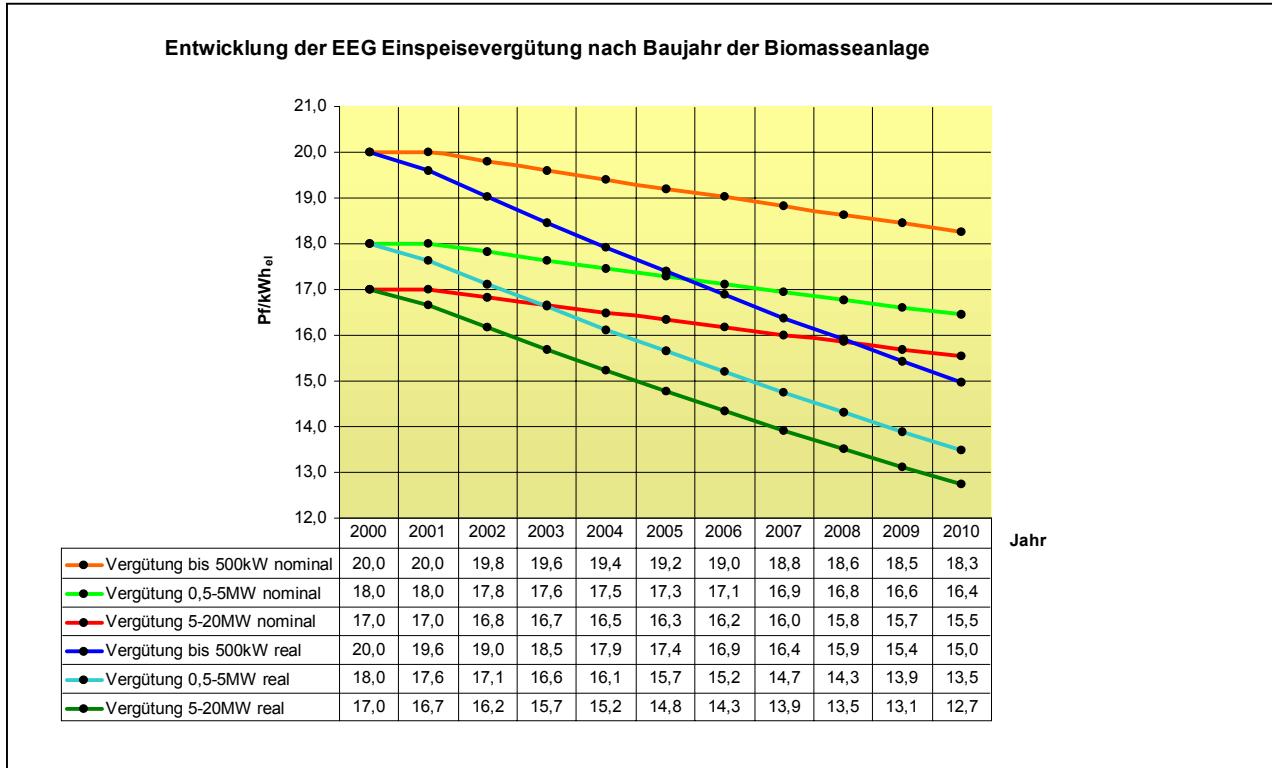


Nominal fällt die Vergütung für Neuanlagen bis zum Jahr 2010 von 99 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} auf 62,4 Pf₂₀₁₀/kWh_{el}, während sie sich in realen Preisen des Jahres 2000 auf 51,2 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} fast halbiert. Trotzdem liegt auch dieser Wert im Vergleich zu den oben diskutierten eingesparten externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung noch deutlich über dem obersten Schätzwert.

6.1.4 Die Vergütung für Strom aus Biomasse

Die Vergütung für Strom aus Biomasseanlagen unterscheidet sich nach der Anlagengröße. So erhalten Anlagen mit einer Leistung bis zu 500 kW_{el} 20 Pf/kWh_{el}, zwischen 0,5 und 5 MW_{el} 18 Pf/kWh_{el} und zwischen 5 und 20 MW_{el} noch 17 Pf/kWh_{el}. Zusätzlich wird die Vergütung für Anlagen, die nach dem 1.1.2002 in Betrieb genommen werden, um 1%/a gesenkt. Abbildung 17 gibt entsprechend die nominale und die reale Entwicklung der Einspeisevergütung für die unterschiedlichen Anlagengrößen wieder.

Abbildung 17: Nominale und reale Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse in Abhängigkeit von der Anlagengröße und dem Jahr der Inbetriebnahme in Pf/kWh_{el}



Besonders die reale Entwicklung der Vergütung bis zum Jahr 2010 von 20,0 auf 15,0; 18,0 auf 13,5 und von 17,0 auf 12,7 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} führt für Strom aus Biomasseanlagen in Größenordnungen, die

eventuell zu einer Unterdeckung der gesamt substituierten Kosten führen kann. Die Diskussion im weiteren Verlauf des Kapitels wird sich dieser Frage genauer annehmen.

6.2 Ersetzte variable Kosten konventioneller Stromerzeugung der Referenzsysteme

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln angesprochen zielt das EEG darauf den vollen gesamtwirtschaftlichen Wert des eingespeisten Stroms aus regenerativen Energiequellen zu vergüten. Dieser setzt sich aus den eingesparten internen Kosten des substituierten Betriebs konventioneller Kraftwerke und der vermiedenen Differenz der externen Kosten zusammen. Übersteigt die Vergütung die internen Kosten der Stromerzeugung aus der regenerativen Energiequelle, so entsteht ein Investitionsanreiz für private Investoren und die gesamtwirtschaftlich sinnvolle Entwicklung wird privatwirtschaftlich attraktiv.

Da die variablen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung stark von der Entwicklung der Brennstoffpreise abhängig sind, werden für die Szenarien P2010 und K2010 vor allem die Brennstoffkosten fortgeschrieben. Dies geschieht auf der Basis der Zahlen der PROGNOS AG (PROGNOS 1999, S.204), die eine moderate Senkung der Brennstoffkosten prognostiziert.

Die Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung werden durch Umrechnung aus den in Tabelle 28 wiedergegebenen Angaben von Hohmeyer (Hohmeyer et al. 2000, S. 46) berechnet. Hierbei müssen vor allem die Preise auf den Stand von 2000 umgerechnet werden. Die Angaben von Hohmeyer (2000, S. 46) für die Brennstoffkosten basieren auf den Wirkungsgraden relativ neuer Kraftwerke, so dass besonders für bestehende Gaskraftwerke die Brennstoffkosten über einen schlechteren Wirkungsgrad (0,456 statt der bei Hohmeyer angenommenen 0,57) für das Jahr 2000 angepasst werden mussten. Auch wenn die auf der Basis von PROGNOS (1994) gemachten Annahmen über die Brennstoffkosten im Jahr 2010 zur Zeit optimistisch erscheinen, so sollen diese Zahlen doch für die weiteren Berechnungen als Grundlage dienen. Auf diese Weise werden die durch regenerative Energiequellen substituierten internen Kosten der konventionellen Stromerzeugung tendenziell eher unterschätzt.

Tabelle 28: Bei Hohmeyer (Hohmeyer et al. 2000, S. 46) angegebene Investitions- und Betriebskosten für verschiedene Kraftwerkstypen und Brennstoffe

	Technologie	DM ₉₅ /kW _{el}	Änderung in %/a	Quelle
Investitionskosten	Steinkohlekraftwerk	1578	0	Herstellerbefragung
	Braunkohlekraftwerk	1900	0	Herstellerbefragung
	Ölkraftwerk	2035	0	Greenpeace 94
	Gas-GuD-Kraftwerk	633	0	Herstellerbefragung
	Laufwasserkraftwerk	14521	0	BMU 99
	Windenergiekonverter	2517	-1	BMU 99
	Fotovoltaikanlage	13533	-2,5	BMU 99
	Biomassekraftwerk	1372	-1	BMU 99
	Einspartechnologie	1658	0	Hohmeyer et al. 95
Betriebskosten ex Brennstoffen		DM ₉₅ /kWh _{el}	Änderung in %/a	Quelle
	Steinkohlekraftwerk	0,0253	0	RWI 97
	Braunkohlekraftwerk	0,0208	0	RWI 97
	Ölkraftwerk	0,0085	0	analog RWI 97
	Gas-GuD-Kraftwerk	0,0085	0	RWI 97
	Atomkraftwerk	0,0292	0	Kostenschätzung
	Laufwasserkraftwerk	0,0319	0	BMU 99
	Windenergiekonverter	0,0378	0	BMU 99
	Fotovoltaikanlage	0,1694	0	BMU 99
	Biomassekraftwerk	0,0133	0	BMU 99
Brennstoffkosten	Brennstoffkosten in DM ₉₅ /kWh _{el} nach PROGNOS 2000, S. 204			
		1997	2005	2010
	Steinkohle	0,0285	0,0268	0,0262
	Braunkohle	0,0315	0,0288	0,0285
	Heizöl	0,0437	0,0356	0,0358
	Erdgas (GuD)	0,0406	0,0318	0,0333
	Kernbrennstoff incl. Entsorgungskosten	0,0290	0,0290	0,0290
	Biomasse (Holz)	0,0326	0,0326	0,0326

Tabelle 29: Ersetzte variable Kosten der konventionellen Stromerzeugung auf der Basis fossiler Brennstoffe im Mittellastbereich in $Pf_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und in $\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$

Brennstoff	Anteil an der Produktions von Mittellaststrom in %	Betriebs-	Brennstoff-	Brennstoff-	Gewichtet	Kosten-	Kostenanteil	
		kosten	kosten (altes Kraftwerk)	kosten (neues Kraftwerk)	e Summe je Brennstoff	anteil Mittellast	Mittellast	
		$\text{DM}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$						$\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$
Szenario R98_M								
Braunkohle	13,33%	0,0222	0,0337	0,0305	0,0559	0,0075	0,0038	
Steinkohle	53,34%	0,0270	0,0305	0,0280	0,0575	0,0307	0,0157	
Erdgas	28,89%	0,0091	0,0560	0,0356	0,0651	0,0188	0,0096	
Erdöl	4,45%	0,0091	0,0467	0,0383	0,0558	0,0025	0,0013	
Summe						0,0594	0,0304	
Szenario P2000_M								
Braunkohle	9,43%	0,0222	0,0337	0,0305	0,0470	0,0044	0,0023	
Steinkohle	32,55%	0,0270	0,0305	0,0280	0,0472	0,0154	0,0079	
Erdgas	56,69%	0,0091	0,0560	0,0356	0,0548	0,0311	0,0159	
Erdöl	1,33%	0,0091	0,0467	0,0383	0,0497	0,0007	0,0003	
Summe						0,0515	0,0263	
Szenario K2010_M								
Braunkohle	3,90%	0,0222	0,0337	0,0305	0,0470	0,0018	0,0009	
Steinkohle	15,19%	0,0270	0,0305	0,0280	0,0472	0,0072	0,0037	
Erdgas	79,77%	0,0091	0,0560	0,0356	0,0548	0,0437	0,0223	
Erdöl	1,14%	0,0091	0,0467	0,0383	0,0497	0,0006	0,0003	
Summe						0,0533	0,0272	

Die auf dieser Basis berechneten substituierten variablen Kosten der konventionellen Stromerzeugung liegen im Mittellastbereich bei 5,94 $Pf_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ im Szenario R98_M, 5,15 $Pf_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ im Szenario P2010_M und 5,33 $Pf_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$ im Szenario K2010_M. Tabelle 29 weist die verschiedenen Kostenanteile der einzelnen Stromerzeugungsarten und ihre jeweiligen Anteil am substituierten Mittellaststrom aus. Darüber hinaus weist sie auch die gewichteten Kosten in Euro aus. Bewusst wird bei diesen Berechnungen auf die Ausweisung eines Anteils für substituierte Investitionskosten verzichtet, da dieser für die einzelnen regenerativen Energiequellen je nach ihrer Verfügbarkeit höchst unterschiedlich ist und er zudem noch mit dem Anteil an der gesamten Stromerzeugung variiert. Besonders für Windenergie, Wasserkraft und Biomasse sollte aber

möglichst bald geklärt werden, in welcher Höhe hier wirklich auch auf Dauer konventionelle Erzeugungskapazitäten substituiert werden können, so dass auch diese Kostenreduktionen in Anrechnung gebracht werden können. In den nächsten Jahren ist allerdings aufgrund der existierenden Überkapazitäten im Bereich der konventionellen Kraftwerke zunächst kaum mit einer realen Senkung der Investitionskosten für fossil gefeuerte Kraftwerke durch den vermehrten Einsatz regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung zu rechnen.

6.3 Die insgesamt eingesparten externen und internen Kosten konventioneller Stromerzeugung

Addiert man die oben ermittelten eingesparten variablen Kosten des durch den Einsatz regenerativer Energiequellen substituierten Mittellaststroms aus Tabelle 29 zu den erreichten Gesamtreduktionen der externen Kosten aus Tabelle 26 aus Kapitel 4.6, so erhält man die relevante Vergleichsgröße für die Berechnung einer unter dem Gesichtspunkt der vermiedenen volkswirtschaftlichen (internen und externen) Kosten angemessenen Vergütung für Strom aus regenerativen Energiequellen. Tabelle 30 gibt diese durch den Einsatz der verschiedenen regenerativen Energiequellen zur Stromerzeugung eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten in Pf_{2000}/kWh_{el} und in $\text{€}_{2000}/kWh_{el}$ an.

Für die Nutzung der Wasserkraft liegen die eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten der zur Zeit substituierten Stromerzeugung (Szenario R98_M) je nach verwendetem Ansatz zur Berechnung der externen Kosten zwischen 11,5 und 44,9 Pf_{2000}/kWh_{el} . Die Zahlen für die Windenergie liegen mit 11,5 bis 45,2 Pf_{2000}/kWh_{el} nur geringfügig darüber. Auch die fotovoltaische Stromerzeugung liegt mit 11,3 bis 43,1 Pf_{2000}/kWh_{el} in der gleichen Größenordnung. Die Biomasse liegt mit 10,6-42,9 Pf_{2000}/kWh_{el} geringfügig unter diesen Werten. Bildet man zur einfacheren Orientierung jeweils den Mittelwert zwischen dem höchsten und niedrigsten Schätzwert, so erhält man die in Tabelle 31 angegebenen Werte in Pf_{2000}/kWh_{el} . Diese Werte liegen für den bestehenden fossilen Kraftwerkspark (Szenario R98_M) bei 26-27 Pf_{2000}/kWh_{el} . Mit Ausnahme der fotovoltaischen Solarenergienutzung liegen diese Werte deutlich über den oben berechneten Vergütungssätzen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Hierauf wird in Kapitel 6.4 noch weiter eingegangen.

Tabelle 30: Durch den Einsatz regenerativer Energiequellen eingesparte gesamtwirtschaftliche Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung in Pf₂₀₀₀/kWh_{el}

	Durch den Einsatz folgender Energiequellen	Vermiedene interne und externe Kosten in Pf ₂₀₀₀ /kWh _{el}			
		32 US\$ ₉₀ /tC		590 US\$ ₉₀ /tC	
		YOLL	VSL	YOLL	VSL
Szenario R98 _M	Wasserkraft	11,465	20,443	35,961	44,939
	Wind	11,473	20,387	36,322	45,236
	PV				
	- Dach	11,251	19,528	34,572	42,849
	- Fassade	11,369	19,686	34,832	43,149
	Biomasse	10,625	18,054	35,517	42,946
Szenario P2010 _M	Wasserkraft	8,896	14,236	29,034	34,374
	Wind	8,911	14,211	29,374	34,674
	PV				
	- Dach	8,722	13,506	27,777	32,561
	- Fassade	8,818	13,635	28,004	32,821
	Biomasse	8,186	12,235	28,689	32,738
Szenario K2010 _M	Wasserkraft	8,016	11,462	24,443	27,890
	Wind	8,033	11,457	24,731	28,154
	PV				
	- Dach	7,883	10,911	23,411	26,439
	- Fassade	7,957	11,010	23,593	26,647
	Biomasse	7,349	9,503	23,999	26,153

Tabelle 31: Mittelwerte der durch den Einsatz regenerativer Energiequellen eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten der substituierten konventionellen Stromerzeugung in $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$

	Energiequellen	Vermiedene Kosten in $\text{Pf}_{2000}/\text{kWh}_{\text{el}}$
Szenario R98 _M	Wasserkraft	28,202
	Wind	28,354
	PV	
	- Dach	27,050
	- Fassade	27,259
Szenario P2010 _M	Biomasse	26,786
	Wasserkraft	21,635
	Wind	21,793
	PV	
	- Dach	20,641
Szenario K2010 _M	- Fassade	20,819
	Biomasse	20,462
	Wasserkraft	17,953
	Wind	18,094
	PV	
	Dach	17,161
	Fassade	17,302
	Biomasse	16,751

6.4 Fördersätze des EEG, die nicht durch die bisher berechenbaren vermiedenen Kosten gedeckt sind

Nachdem sowohl die durch den Einsatz regenerativer Energiequellen vermeidbaren internen und externen Kosten analysiert worden sind und die genaue derzeitige und zukünftige Höhe der Vergütungen nach dem EEG dargestellt worden ist, kann die Frage beantwortet werden, in wie weit die nach dem EEG gezahlten Einspeisevergütungen für die verschiedenen regenerativen

Energiequellen die vermiedenen Kosten in angemessener Höhe berücksichtigen oder ob sie durch die Festsetzung eines fixen Betrages ohne vorangegangene Berechnung der vermiedenen internen und externen Kosten diese zu niedrig oder zu hoch ansetzt.

Verknüpft man die Ergebnisse von Kapitel 6.1 bezüglich der gewährten Einspeisevergütungen nach dem EEG und die Ergebnisse von Kapitel 6.3 über die insgesamt vermiedenen internen und externen Kosten, so lässt sich diese Frage beantworten. Aufgrund des degressiven Charakters der nominalen und besonders der realen Einspeisevergütungen über Zeit, reicht es nicht aus, nur die im Jahr 2001 geltenden Vergütungen einzubeziehen, vielmehr muss auch die Entwicklung der Vergütungen über die nächsten Jahre mit in die Betrachtung einbezogen werden. Am anschaulichsten lässt sich die Situation grafisch darstellen. Deshalb sind in den Abbildungen 18-21 in Anlehnung an die Abbildungen aus Kapitel 6.1 die zeitliche Entwicklungen der Einspeisevergütungen und die eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten aus Tabelle 30 eingetragen. Jede Abbildung besteht aus drei einzelnen Grafiken (a-c), die jeweils die Situation für die drei verschiedene Szenarien ($R98_M$, $P2010_M$, $K2010_M$) in Bezug auf die unterschiedlichen vermiedenen gesamtwirtschaftlichen Kosten darstellen.

In Abbildung 18, 19 und 20 wird klar deutlich, dass im Bereich der Kleinwasserkraftwerke bis 5 MW, der Windenergienutzung und der Biomassenutzung in erheblichem Maße die Gefahr besteht, dass ein Teil der vermiedene Kosten nicht berücksichtigt wird. Die nicht berücksichtigten Kosten betragen bei der Windenergie im Maximalfall 35,6 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}, bei der Wasserkraftnutzung 34,1 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} und bei der Biomassenutzung 27,4 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Beim heutigen Stand der konventionellen Stromerzeugung liegt die Einspeisevergütung nur bei der absolut niedrigsten Schätzung der externen Kosten (32 \$₉₀/tC und YOLL), die besonders im Bereich der Folgeschäden des anthropogenen Treibhauseffekts als unrealistisch niedrig anzusehen sind (siehe ausführlichere Diskussion in Kapitel 3), teilweise unter den vermiedenen Kosten. Im Vergleich zu den zukünftigen Kosten der konventionellen Stromerzeugung (Abbildungen 18, 19, 20 und 21 b) und c)) stellt sich die Situation im Basisfall ($P2010_M$) ähnlich dar. Im Fall des Szenarios $K2010_M$ mit hohem Erdgaseinsatz aufgrund einer verschärften Klimapolitik kommt es bei Anlagen mit relativ hoher Einspeisevergütung auch bei der zweiten Abschätzung der externen Kosten (Kombination des Schadenswertes von 32 \$₉₀/tC mit dem Ansatz VSL) zu leicht geringeren vermiedenen Kosten im Vergleich zur Vergütung. Sobald aber ein höherer Ansatz für die Folgen des anthropogenen Treibhauseffekts verwendet wird, der, wie die Diskussion in Kapitel 3 zeigt, deutlich angemessener

ist, liegen alle Vergütungen für Wasserkraft, Windenergie und Biomasse unter den berechneten vermiedenen Kosten. Im Fall der Biomasse muss allerdings jeweils genau analysiert werden, ob die Emissionen eines Anlagenbetriebs mit eventuell höheren Luftschatstoffemissionen nicht erheblich über den hier verwendeten Werten liegen. Gerade die Höhe der NO_x-Emissionen kann die verursachten externen Kosten erheblich beeinflussen.

Völlig anders stellt sich die Situation im Fall der Einspeisevergütung für Strom aus Sonnenenergie dar. Obwohl die Vergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen real von 99 auf 51,2 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} im Jahr 2010 fällt, liegt auch die verringerte Vergütung über allen berechneten Einsparungen interner und externer Kosten. Die Differenz liegt je nach Ansatz und Szenario zwischen 8,3 und 91,1 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Betrachtet man die heutige Vergütung (R98_M) im Vergleich zur derzeitigen Stromerzeugung, so ergibt sich eine Differenz von 56,1-87,5 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}. Betrachtet man die Vergütung für das Jahr 2010 im Vergleich zu den Szenarien P2010_M und K2010_M für die Stromerzeugung im Jahr 2010, so ergibt sich im ersten Fall eine Differenz von 18,6-42,4 Pf₂₀₀₀/kWh_{el} und im zweiten Fall von 24,7-43,3 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}, die jeweils nicht durch die vermiedenen internen oder externen Kosten gedeckt ist. Selbst wenn man für alle drei Szenarien den Fall der maximal vermiedenen internen und externen Kosten unterstellt, so bleiben doch 19-56 Pf₂₀₀₀/kWh_{el}, die auf einer anderen Grundlage begründet werden müssen.

Insgesamt ergibt sich demnach ein zweigeteiltes Bild. Windenergie, Wasserkraft und Biomasse werden nicht hinreichend für ihren volkswirtschaftlichen Beitrag entschädigt, während die photovoltaische Stromerzeugung gemessen an den vermiedenen internen und externen Kosten mit zu hohen Vergütungen bedacht wird. Wie weit sich diese höheren Vergütungen auf der Basis anderer Zusammenhängen begründen lassen, soll in Kapitel 7 geprüft werden.

Abbildung 18: Einspeisevergütung für Strom aus Wasserkraft nach dem EEG im Vergleich zu den vermiedenen internen und externen Kosten in Pf₂₀₀₀/kWh_{el}: a) Szenario R98_M b) Szenario P2010_M und c) Szenario K2010_M

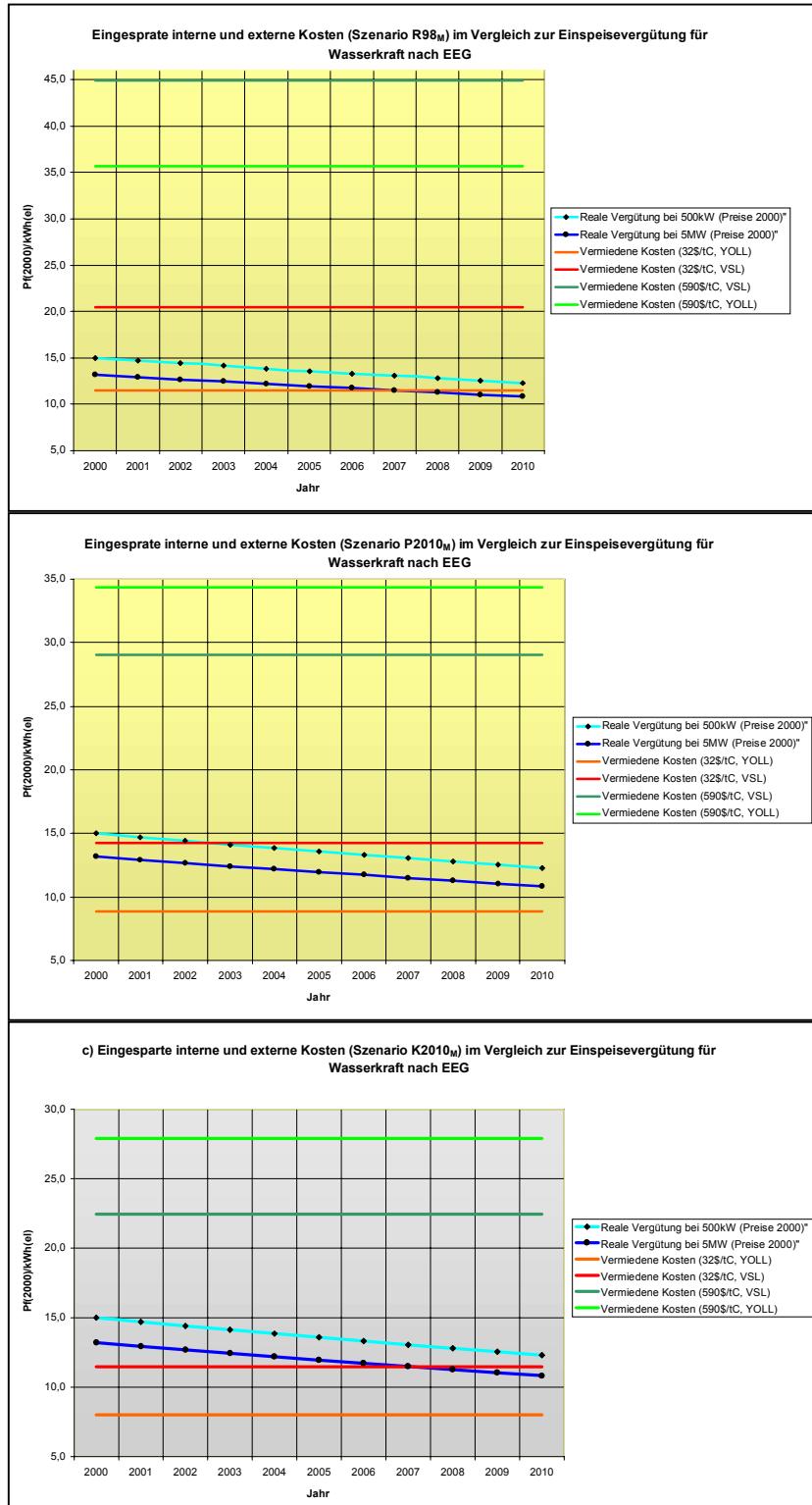


Abbildung 19: Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie nach dem EEG im Vergleich zu den verhinderten internen und externen Kosten in Pf₂₀₀₀/kWh_{el}: a) Szenario R98_M b) Szenario P2010_M und c) Szenario K2010_M

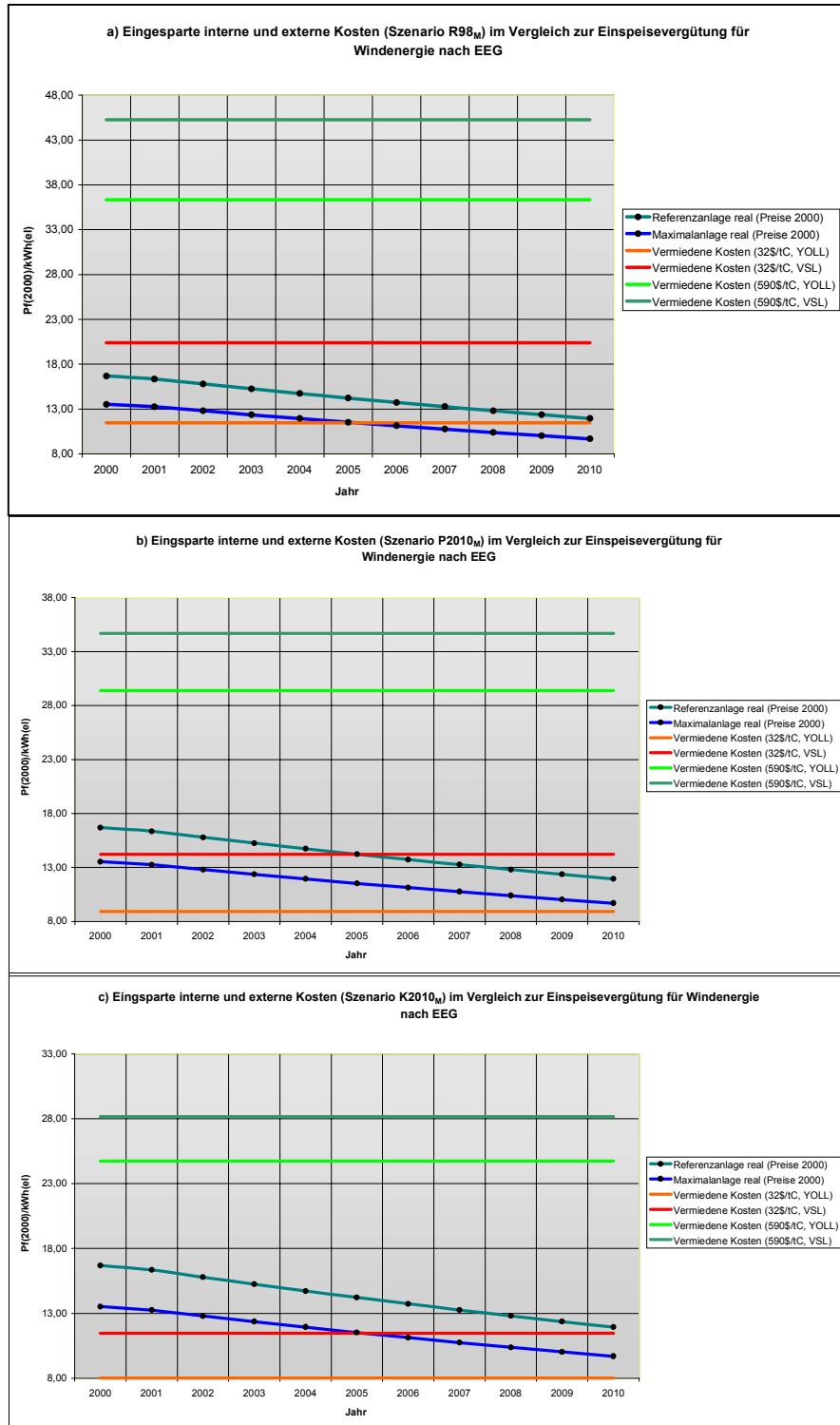


Abbildung 20: Einspeisevergütung für Strom aus Fotovoltaik nach dem EEG im Vergleich zu den vermiedenen internen und externen Kosten in Pf₂₀₀₀/kWh_{el}: a) Szenario R98_M b) Szenario P2010_M und c) Szenario K2010_M

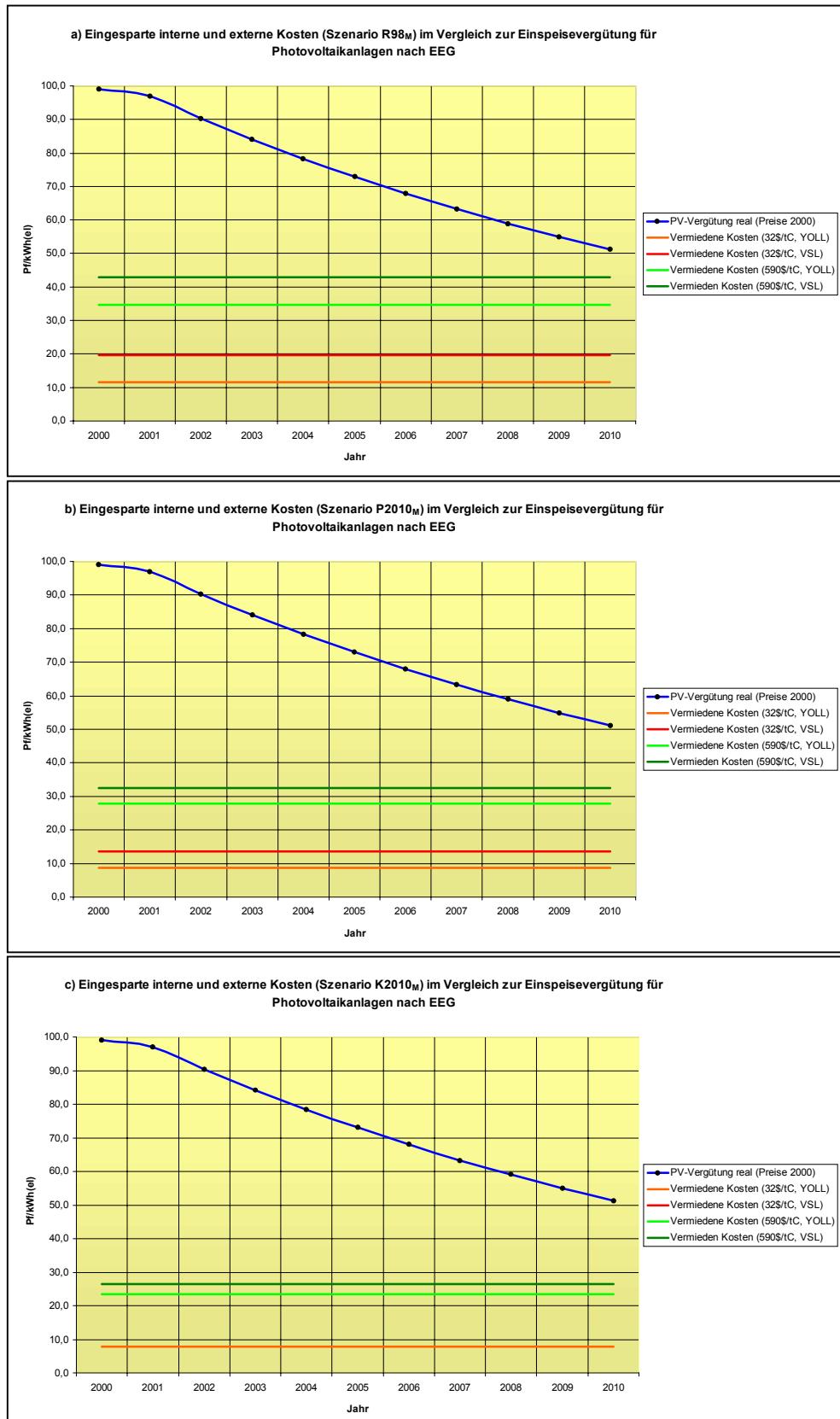
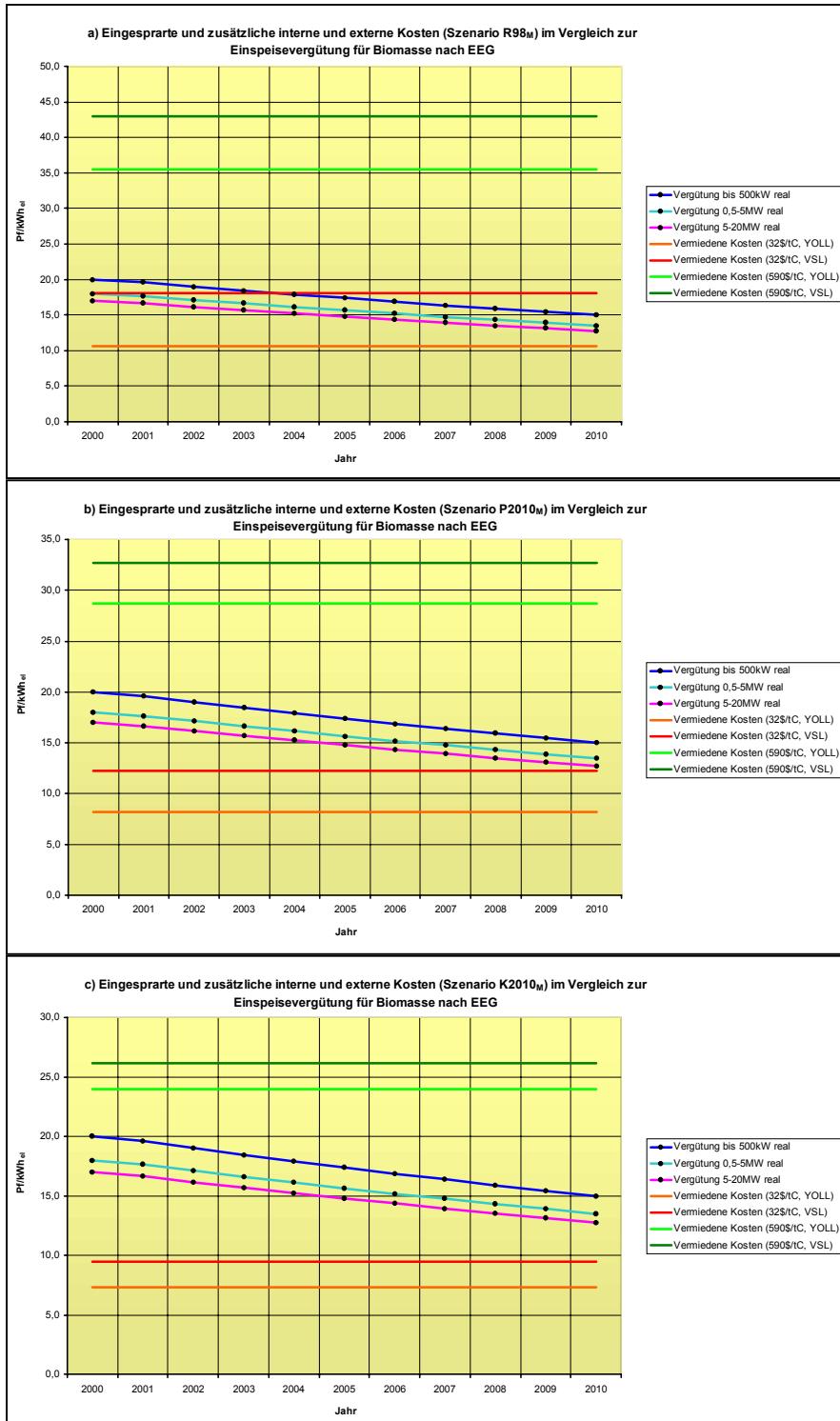


Abbildung 21: Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse nach dem EEG im Vergleich zu den vermiedenen internen und externen Kosten in Pf₂₀₀₀/kWh_{el}: a) Szenario R98_M b) Szenario P2010_M und c) Szenario K2010_M



7 Das EEG unter ressourcenökonomischer Betrachtung

In die bisherige Betrachtungen der nach dem EEG gezahlten Einspeisevergütungen für Strom aus regenerativen Energiequellen sind nur die vermiedenen internen Kosten und die netto vermiedenen externen Kosten im Sinne von Umwelt- und Gesundheitskosten eingeflossen. Aus den Analysen wird relativ deutlich, dass die Nutzung regenerativer Energiequellen unter diesen Aspekten in der Regel einen erheblichen Beitrag zu einer nachhaltigen Entwicklung leisten können, indem sie die Belastungen der Umwelt durch Elektrizitätserzeugung auf ein sehr viel geringeres Maß reduzieren. Dies wird am Beispiel der Treibhausgasemissionen besonders deutlich.

Betrachtet man allerdings die notwendigen Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung, die ja entsprechend der Definition der Brundtland Kommission (WCED, 1987: 'Eine Entwicklung, die die Bedürfnisse der heutigen Generationen befriedigt, ohne die Bedürfnisbefriedigung zukünftiger Generationen zu gefährden.') verlangt. So werden in der Regel (z.B. bei Pearce und Turner) drei zentrale Regeln abgeleitet:

- die assimilative Kapazität der Umwelt darf nicht überschritten werden
- die Regenerationsrate der erneuerbaren Ressourcen darf nicht überschritten werden und
- spätere Generationen dürfen durch Abbau nicht erneuerbarer Ressourcen nicht schlechter gestellt werden als die heutige Generation.

Das Gutachten hat sich bisher nur mit dem Beitrag der regenerativen Energiequellen zum ersten der drei Bereiche befasst. Die direkte und indirekte Nutzung der Solarenergie ist langfristig aber besonders unter dem dritten Aspekt, der (funktionalen) Erhaltung des Ressourcenkapitalstocks, von zentraler Bedeutung, da sie den einzigen wirklich langfristigen Ersatz für die heute unwiederbringlich verbrauchten nicht erneuerbaren Energieressourcen darstellt. Ein Beitrag zu ihrer Entwicklung ist daher eine wichtige Voraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung. Auch im Gemeinschaftsrahmen der EU für staatliche Umweltschutzbeihilfen wird nicht nur der Umweltschutzaspekt einer nachhaltigen Entwicklung thematisiert; sondern es wird durchaus auch die Notwendigkeit gesehen, einer '*übermäßigen Ausbeutung der natürlichen Ressourcen*' entgegenzusteuern (EU 2001, Rdnr. 15). Die zweite der oben angegebenen Regeln für eine nachhaltige Entwicklung macht gleichzeitig deutlich, dass einer energetischen Nutzung der

Biomasse aufgrund ihrer natürlichen Regenerationsrate Grenzen gesetzt sind.

Im Folgenden soll nun der Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zur langfristigen Sicherung der Energieversorgung der Menschheit unter Ressourcengesichtspunkten thematisiert werden, auch wenn für eine ausführliche Behandlung der Frage unter ressourcentheoretischen Aspekten im Rahmen dieses Gutachtens nicht der Raum, die Zeit und die Ressourcen zur Verfügung stehen.

7.1 *Die Entwicklung von Backstop Technologien unter ressourcenökonomischen Gesichtspunkten*

Die Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger wirft ein spezielles Problem auf, das sich für andere Produktionsfaktoren so nicht stellt. Diese Energieträger stellen ein sich nicht erneuerndes oder erneuerbares Ressourcenkapital der Menschheit dar, das durch den Einsatz in der Produktion oder Konsumption sukzessive verbraucht wird. Andere Produktionsfaktoren entstehen im Laufe der Zeit neu (Kapital, Arbeit, erneuerbare Ressourcen, wie Biomasse etc.) oder lassen sich zumindest teilweise aus verbrauchten Produkten wieder zurückgewinnen (z. B. Eisen oder Kupfer). Nicht erneuerbare Ressourcen zeichnen sich ökonomisch dadurch aus, dass sie nicht nur knapp sind, wie andere Güter, sondern ihre Knappheit mit fortschreitendem Verbrauch ansteigt (vgl. Siebert 1983, S. 40). Die Unausweichlichkeit der langfristigen Erschöpfung wirft die Frage auf, wie die ansteigende langfristige Knappheit dieser Ressourcen schon in den heutigen Marktpreisen und bei der Verwendung der durch ihre Nutzung entstehenden Ressourcenrenten berücksichtigt werden muss, um eine 'optimale' intertemporale Allokation der Ressourcen zwischen den Generationen und eine nachhaltige Entwicklung zu gewährleisten. Außerdem stellt sich die Frage, ob diese Ressourcen langfristig durch erneuerbare Ressourcen substituiert werden können. Eine bestmögliche Allokation der erschöpfbaren Ressourcen über die Zeit kann sich an unterschiedlichen Kriterien orientieren, die zu unterschiedlichen Konsequenzen für die Preisgestaltung, die Verwendung der Ressourcenrenten und die Ressourcenpolitik führen. In der ökonomisch-theoretischen Debatte standen lange Zeit nutzentheoretische (utilitaristische) Ansätze im Vordergrund, die auf der Basis aggregierbarer Individualnutzen ein Pareto-Optimum zum Kriterium der optimalen Ressourcenallokation machen (vgl. z. B. Heal 1980, S. 42, Siebert 1983, S. 63, Ströbele 1984, S. 24). Hierbei ist eine Allokation immer dann optimal, wenn durch eine Veränderung der Allokation einer Einheit eines Gutes kein Marktteilnehmer mehr besser gestellt werden kann, ohne andere Marktteilnehmer schlechter zu stellen. Entsprechend unterschiedlicher

möglicher Ausgangssituationen und der damit gegebenen Einkommens- und Vermögensverteilungen kann es zu vielen verschiedenen pareto-optimalen Lösungen kommen. Zukünftige Generationen gehen in diese Kalküle nicht mit ein, da sie nicht am Marktgeschehen teilnehmen. Nach diesen Ansätzen steigt der Wert einer erschöpfbaren Ressource im Boden (in situ) mit der Diskontrate (vgl. Siebert 1983, S. 28). Der steigende Preis der Ressource in situ steuert die Ressourcenverwendung über die Zeit. Die Nachfragemengen gehen mit steigenden Preisen bis auf Null zurück. Bei einer linearen Nachfragefunktion ist die Ressource dann in einer endlichen Zeit erschöpft (vgl. Siebert 1983, S. 28f). Bei Vorliegen einer Backstop-Technologie auf der Basis erneuerbarer Ressourcen (einer Technologie, die ab einem bestimmten Energiepreisniveau langfristig die gesamte kaufkräftige Energienachfrage befriedigen kann), müssen die Eigner und Verkäufer nicht erneuerbarer Energieressourcen versuchen, bis zum Erreichen dieses Preisniveaus ihre Ressourcenvorräte verkauft zu haben, da sie durch Anlage der erlösten Ressourcenrenten am Geldmarkt eine Wertsteigerung ihres Kapitals erzielen können, die ab dem Erreichen des Backstop-Preisniveaus für den Wert der Ressource in situ nicht mehr erzielt werden kann, da dieser Wert nicht mehr steigt. Zu welchen Konditionen zukünftige Generationen nach der Erschöpfung der nicht erneuerbaren Energieressourcen dann Energie nutzen können, spielt bei diesen theoretischen Ansätzen keine Rolle. Eine Senkung des erwarteten Backstop-Preisniveaus führt allerdings dazu, dass die Ressourceneigner versuchen werden, die vorhanden Ressourcen eher zu verkaufen. Da damit das Ressourcenangebot bei gleicher Nachfrage steigt, sinkt die Ressourcenpreis. Es ist daher zu erwarten, dass die Ressourcenanbieter nicht in die Verbesserung und Kostensenkung von Backstop-Technologien und damit in die Senkung ihrer Ressourcenrenten investieren werden, während die Verbraucher ein erhebliches Interesse an der Senkung von Backstop-Kosten durch gezielte Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen haben (vgl. Hensing et al. 1998, S. 38).

Im Gegensatz zu den oben beschriebenen utilitaristischen Ansätzen stehen Ansätze, die versuchen, eine gerechte Verteilung der erschöpfbaren Ressourcen zwischen den Generationen über die Substitution von Ressourcen durch Kapital sicherzustellen. Dieser Ansatz wird von Heal (1980, S. 51) als 'Maximum-Minimum-Ansatz (max-min)' bezeichnet. Zu nennen sind hierbei besonders Rawls (1971) und Hartwick (1977 und 1978). Nach der so genannten Hartwick-Regel (vgl. Heal 1980, S. 61) kann ein über Generationen konstantes Konsumniveau durch die Investition der Renten aus dem Verbrauch der erschöpfbaren Ressourcen sichergestellt werden. Einen Spezialfall stellen Modelle dar, die versuchen, eine gerechte Verteilung der Energieressourcen auf der Basis der Erhaltung eines Kapitalstocks an verfügbaren Energiedienstleistungen sicherzustellen. Ströbele

(1987, S. 27ff) zeigt, dass eine allgemeine Substitution von Ressourcen durch Kapital nur dann zu einem positiven konstanten Konsumniveau führen kann, wenn die Substitutionselastizität mindestens eins ist. Da es sich bei Energie um einen nicht beliebig substituierbaren Produktionsinput handelt, die Substitutionselastizität daher kleiner als 1 sein muss, kann eine nachhaltige intertemporale Ressourcenverteilung bei positivem konstantem Konsum nur erreicht werden, wenn ein erschöpfbare Energieressource durch Investitionen in Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen substituiert wird. Beim Vorhandensein derartiger Backstop-Technologien (z. B. Nutzung der Sonnenenergie) ist eine gerechte intertemporale Allokation möglich (vgl. Ströbele 1987, S. 34). Eine nachhaltige Entwicklung in Bezug auf den Verbrauch nicht erneuerbarer Energieträger ist damit nur mit einer entsprechenden Investition der Ressourcenrenten in Backstop-Technologien möglich.

7.2 Die Rolle des Staates bei der Entwicklung von Backstop Technologien

Die Forderung nach einer nachhaltigen Entwicklung, die inzwischen unbestrittene Grundlage auch der EU Politik ist, wie dies z. B. die Aussagen im Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen zeigen (EU 2001, Rdnr. 4 und 8), ist nur mit einer Vorgehensweise einlösbar, die die von Ströbele weiterentwickelte Hartwick-Regel anwendet.

Wie oben bereits ausgeführt wurde, steht nicht zu erwarten, dass die Eigner der nicht erneuerbaren Ressourcen die Ressourcenrenten in Backstop-Technologien investieren werden, wie es die modifizierte Hartwick-Regel fordert. Vielmehr ist hier der Staat gefordert, an dieser Stelle korrigierend zur Sicherstellung einer nachhaltigen Entwicklung einzutreten. Entsprechend kann die oben abgeleitete modifizierte Hartwick-Regel zur Beurteilung der Förderung der regenerativen Energiequellen herangezogen werden. Eine quantitative Einschätzung der Förderung ist auf dieser Basis zur Zeit aber nicht möglich, da die Höhe der erzielten Ressourcenrenten nicht bekannt ist. Eine Erhöhung der Marktpreise für nicht erneuerbare Energieträger über eine Besteuerung oder über die Anlastung höherer Vergütungen für regenerative Energiequellen wie nach dem EEG führt aber tendenziell zur Abschöpfung eines Teils der Ressourcenrenten.

In einem frühen Entwicklungsstadium der Backstop-Technologien erbringen die Investitionen der Ressourcenrenten sicherlich als gezielte Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen den höchsten Ertrag im Sinne der Schaffung einer verlässlichen technologischen Basis und der Senkung der

Backstop-Kosten. Die Verdopplung des Wirkungsgrades von Solarzellen führt durch die verdoppelte Stromproduktion bei gleichen übrigen Kosten zu einer Halbierung der Stromkosten. Solange mit Forschung und Entwicklung derartig große Fortschritte relativ schnell erreichbar sind, lassen sich hier pro Einheit eingesetzter Mittel die größten Fortschritte erreichen. Da technische Entwicklungsschritte aber nicht nur durch Forschung- und Entwicklung (F&E) sondern auch durch den Aufbau und die schrittweise Verbesserung von entsprechenden Produktionstechnologien erreicht werden, wie dies die Entwicklung der Windenergie der letzten zehn Jahre eindrucksvoll zeigt (vgl. hierzu z. B. Hemmelskamp und Hohmeyer 1998), ist aber auch die Investition von Ressourcenrenten in den Aufbau und die Verbesserung von Produktionstechniken und -kapazitäten sinnvoll und notwendig. Entsprechende Investitionen können durchaus über erhöhte Einspeisevergütungen induziert werden.

Eine mögliche Backstop-Technologie ist die fotovoltaische Stromerzeugung, die in Kombination mit der möglichen Bereitstellung von Wasserstoff auf der Basis des produzierten Solarstroms durchaus den gesamten Energiebedarf der Menschheit abdecken kann. Die ständig auf die Erde eingestrahlte Solarenergie beträgt ca. 5.500.000 EJ/a, während der weltweite Verbrauch zur Zeit bei ca. 380 EJ/a beträgt. Nur ein Bruchteil der eingestrahlten Solarenergie reicht für die Deckung des anthropogenen Energiebedarfs aus.

Die Förderung der solaren Stromerzeugung hat bis zum Jahr 2000 ihren Schwerpunkt auf der F&E-Förderung gehabt. Hierdurch sind die Kosten von über 3 auf 1-2 DM/kWh_{el} gesenkt worden. Das erste Marktanreizprogramm, das auf den Aufbau und die Verbesserung von Produktionstechniken zielte, das so genannte 1000-Dächer-Programm, hat nach Aussagen Branchenkennern (Hartmann, 2001) zu einer Senkung der Kosten auf ca. 1,00 DM/kWh_{el} für Großanlagen und ca. 1,5 bis 1,7 DM/kWh_{el} für Kleinanlagen geführt. Die Vergütung nach dem EEG zielt mit seiner Anfangsvergütung genau auf dieses Marktsegment. Die Förderung des zur Zeit laufenden 100.000-Dächer-Programms zielt besonders auf die kleineren Anlagen, die sich allein mit der Vergütung nach dem EEG noch nicht wirtschaftlich betreiben lassen. Beide Maßnahmen versuchen gemeinsam durch die Etablierung eines Marktvolumens von ca. 50-100 MW_p/a notwendige Voraussetzungen für die weitere Entwicklungen der Solarstromerzeugung auf der Seite der Produktionstechnik zu schaffen. Durch die starke Absenkung der Vergütungshöhe von 5%/a ab 2002 wird gleichzeitig ein starker Anreiz zur Ausschöpfung möglicher Kostenreduktionspotenziale gesetzt.

Die Gesamtleistung der in den Genuss der Einspeisevergütung nach dem EEG kommenden Solaranlagen ist zunächst auf ca. 350 MW_p beschränkt. Rechnet man optimistisch mit einem Ertrag von 900 kWh_{el}/kW_p, so führt dies selbst bei Zahlung der maximalen Vergütung von 0,99 DM/kWh_{el} nur zu einem jährlichen Mittelaufwand von 31,2 Millionen DM, einem Betrag, der sicherlich nur einen kleinen Bruchteil der zu reinvestierenden Ressourcenrenten aus dem Verbrauch nicht erneuerbarer Energieträger entsprechen dürfte. Im Vergleich hierzu lag der Jahresumsatz mit Kohle, Öl und Gas in der Bundesrepublik im Jahr 1996 bei ca. 190 Milliarden DM (vgl. BMWi 2000, S. 7). Selbst wenn man annimmt, dass der Anteil der Ressourcenrenten nur bei ca. 5% des Umsatzes mit Energieträgern lag, so hätten sich diese Ressourcenrenten allein im Jahr 1996 auf 9 500 Millionen DM belaufen. Die oben berechneten 31,2 Millionen DM entsprächen in diesem Fall nur etwa 0,3% der durch den Verbrauch der nicht erneuerbaren Energieträger Kohle, Öl und Gas angefallenen Ressourcenrenten.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die im Vergleich zu den vermiedenen internen und externen Kosten der substituierten Stromerzeugung deutlich höhere Vergütung für die solare Stromerzeugung in ihrer jetzigen Form vor dem Hintergrund ressourcentheoretischer Überlegungen völlig unbedenklich ist.

8 Vorschläge für eine weitere Vorgehensweise

8.1 Schließung von Wissenslücken in der Analyse externer Kosten

Bei der Analyse der externen Kosten sollten in Hinblick auf das EEG möglichst bald die wichtigsten Wissenslücken in Bezug auf die geförderten regenerativen Energiequellen geschlossen werden. Hierbei sind die verschiedenen Möglichkeiten der Biomassenutzung und die dabei eingesetzten Feuerungs- und Abgasreinigungstechniken, die geothermische Stromerzeugung und die Stromerzeugung aus Klär-, Gruben- und Deponiegas und die Windenergienutzung vor der Küste zu berücksichtigen. Erst bei Vorliegen entsprechender Ergebnisse, können alle Teilbereiche des EEG in Hinblick auf eine adäquate Einbeziehung der durch den Einsatz der verschiedenen geförderten regenerativen Energiequellen vermiedenen gesamtwirtschaftlichen Kosten überprüft und damit langfristig fundiert werden.

Auch in Hinblick auf die substituierte konventionelle Stromerzeugung gilt es erhebliche Wissenslücken zu schließen:

- Die durch die Einspeisung des Stroms aus regenerativen Energiequellen tatsächlich nicht oder weniger betriebenen konventionellen Kraftwerke sind möglichst bald zu identifizieren und die vermiedenen externen Kosten dieser Kraftwerke in die Berechnungen einzubeziehen.
- Eine Umstellung der Berechnungsgrundlage der Aussagen des Gutachtens auf alle relevanten Kraftwerksstandort der Bundesrepublik durch entsprechende Einzelrechnungen ist unbedingt erforderlich. Bisher sind die differenzierten Emissionen des vorhandenen Kraftwerksparks nur auf der Basis von Ausbreitungsrechnungen für wenige beispielhafte Standorte berechnet worden.
- Die externen Kosten des anthropogenen Treibhauseffekts müssen dringend auf der Basis der Ergebnisse des gerade erschienen dritten Berichts des IPCC (IPCC 2001a, b, c) überarbeitet und aktualisiert werden.
- Die Diskussion um die Verwendung der Ansätze nach Years of Life Lost (YOLL) und Value of Statistical Life (VSL) ist weiter voranzutreiben. In der internationalen Diskussion sollte Einigung über die jeweiligen empfohlenen Anwendungsbereiche erzielt werden.
- Die Analyse der externen Kosten chronischer Erkrankungen ist auf der Basis der neusten

Erkenntnisse der medizinischen Ursachenforschung voranzutreiben, da in diesem Bereich sehr hohe spezifische Kosten entstehen, es aber auch noch die größten Unsicherheiten gibt.

- Der sehr schlechte Stand der Analyse der externen Kosten der Kernenergie, hier sind die vorgelegten Ergebnisse im Gegensatz zu allen anderen Bereichen in der Regel nicht nachprüfbar, muss dringend durch gründliche objektive Untersuchungen und eine intensive wissenschaftliche Diskussion der gewählten Vorgehensweisen und der ermittelten Ergebnisse auf den Stand der allgemeinen Diskussion der externen Kosten der Energienutzung gebracht werden. Hier zeichnet sich die Gefahr ab, dass auf der Basis nicht überprüfbarer Zahlen, Ansprüche der Kernenergie im 'Windschatten' der Diskussion um die regenerativen Energiequellen angemeldet werden.

8.2 Regelmäßige Aktualisierung der Abschätzung der externen Kosten

Sowohl im Bereich der substituierten konventionellen Stromerzeugung als auch bei den eingesetzten Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen verändern sich wichtige Parameter für die Entstehung externer Kosten. So beobachten wir einen sinkenden Trend der Emissionen aus konventionellen Kraftwerken aufgrund verbesserter Techniken und fortschreitender Energieträgersubstitution. Wie die Szenarien P2010 und K2010 zeigen, können diese Veränderungen in Zukunft erheblichen Einfluss auf die Höhe der externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung haben. Die Berechnungsergebnisse sollten deshalb jährlich fortgeschrieben werden.

Im Bereich der Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen schreitet der technische Fortschritt aufgrund der noch jungen Technologien noch deutlich schneller voran. So kann eine Halbierung des Materialeinsatzes in der Produktion von Solarzellen sehr schnell zu einer deutlichen Verringerung der externen Kosten dieser Technik führen. Im Bereich der Windenergie sind für die zur Zeit veröffentlichten Berechnungen Anlagen der Größe von 250 kW zu Grunde gelegt worden, während die inzwischen am Markt verkaufte Standardgröße zwischen 1,5 und 2 MW liegt. Auch hierbei kommt es zu deutlich gesenkten spezifischen Materialverbräuchen, die einen großen Einfluss auf die indirekten externen Kosten der Windenergie haben. Da sich im Bereich der regenerativen Energiequellen der neuste Stand der implementierten Technik sofort zu 100% auf die externen Kosten der durch das EEG geförderten Anlagen auswirkt, ist es in diesem Bereich noch wichtiger, die Analyseergebnisse laufend zu aktualisieren als im Bereich der substituierten konventionellen

Stromerzeugung, in dem die neuen Techniken zunächst nur einen geringen Einfluss auf die Emissionen und externen Kosten der substituierten durchschnittlichen Stromerzeugung haben.

8.3 Etablierung einer anerkannten Standardprozedur zur Analyse der externen Kosten

Um die Einbeziehung der externen Kosten in die konkrete Ausgestaltung der Energiepolitik rechtlich abzusichern, bedarf es der Etablierung einer Standardprozedur zur Analyse der externen Kosten. Hierbei ist festzulegen:

- was jeweils zu untersuchen ist
- wie methodisch vorzugehen ist
- wie die Ergebnisse zu dokumentieren und zu veröffentlichen sind
- wie die Ergebnisse nachgeprüft werden können
- in welchen regelmäßigen Abständen die externen Kosten der verschiedenen Bereiche zu untersuchen sind und
- wer die Zuverlässigkeit Untersuchungen sicherstellen soll.

Wie bereits im Gemeinschaftsrahmen der EU angesprochen, wird es für die Einbeziehung der externen Kosten von zentraler Bedeutung sein, dass die ermittelten Ergebnisse auf einer soliden Grundlage berechnet werden und alle Ergebnisse in der wissenschaftlichen Diskussion überprüft werden können. Auf diese Weise wird es möglich sein, nicht nur die Einbeziehung der externen Kosten durch das EEG und andere energiepolitische Maßnahmen zu fundieren, sondern auch ungerechtfertigte Beschränkungen bei ihrer Durchsetzung aufzuheben. Zu denken ist hierbei z. B. an die Beschränkung auf 0,05 €/kWh_{el} im Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen.

8.4 Regelmäßige internationale Veröffentlichung der Ergebnisse

Bei der weiteren Vorgehensweise sollte unbedingt darauf geachtet werden, dass nicht nur der Stand der Erkenntnisse in Deutschland verbessert wird. Für die internationale Diskussion um die externen Kosten der Energienutzung und die wissenschaftliche Absicherung der in Deutschland erzielten Ergebnisse ist es unbedingt zu empfehlen, alle Ergebnisse in referierten internationalen Fachzeitschriften zu veröffentlichen. Nur so wird man für neue richtungsweisende Ergebnisse auf Dauer auch die notwendige wissenschaftliche Anerkennung erhalten, die zur Absicherung der

politischen Durchsetzbarkeit einer entsprechenden Politik im europäischen Rahmen unabdingbar ist. Der Entstehungsprozess der Berichte des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) zeigt deutlich die Bedeutung der Veröffentlichung in referierten internationalen Fachzeitschriften. Hier werden wissenschaftliche Erkenntnisse über den Einfluss des anthropogenen Treibhauseffekts in der Regel nur berücksichtigt, wenn sie in referierten Fachzeitschriften veröffentlicht wurden. Dies gilt als Nachweis der wissenschaftlichen Qualität der Arbeiten. Auf der anderen Seite sind die Ergebnisse des IPCC hierdurch so anerkannt, dass sie die Grundlage der internationalen Klimapolitik bilden. Ein ähnlicher Grad von Anerkennung sollte langfristig für die Ergebnisse im Bereich der Analyse der externen Kosten auch erreicht werden.

8.5 Anpassung des EEG an den Stand der externen Kosten

Das Gutachten hat gezeigt, dass das EEG für die Windenergie, die Wasserkraft und die Biomassenutzung noch keinen vollen Ausgleich für die vermiedenen internen und externen Kosten gewährleistet. Hier sollte eine Anpassung der Vergütungssätze an den Stand des Wissens erfolgen.

8.6 Aufhebung der Begrenzung der Anrechnung der externen Kosten im Gemeinschaftsrahmen

Das Gutachten hat deutlich gezeigt, dass die Begrenzung der Anrechnung der Differenz der externen Kosten im Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen im Maximalfall bis zu 75% der nachgewiesenen Differenz der externen Kosten willkürlich von der Berücksichtigung ausschließt. Diese Vorgehensweise steht nicht nur in krassem Widerspruch zur theoretischen Grundlage der Berücksichtigung externer Kosten im Preismechanismus sondern stellt auch einen Bruch des im Gemeinschaftsrahmen selbst verkündeten Grundsatzes der '*Internalisierung sämtlicher Umweltschutzkosten*' (EU 2001, Rdnr. 13) dar. Diese Inkonsistenz sollte entweder auf politischem Weg durch eine Korrektur des Gemeinschaftsrahmens umgehend ausgeräumt oder auf juristischem Wege korrigiert werden. Auf der Grundlage der Erkenntnisse des vorliegenden Gutachtens erscheint es angebracht, entsprechende Schritte von Seiten der Bundesregierung einzuleiten.

9 Literatur

Ayres, R. U. und J. Walter (1991): The Greenhouse Effect. Damages, Costs and Abatement. In: *Environmental and Resource Economics*, Vol. 1, No. 3, S. 237-270

Azar, Christian und Thomas Sterner (1996): Discounting and Distributional Considerations in the Context of Global Warming. In: *Ecological Economics*, Vol. 19, S. 169-184

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2001): *Energiedaten 2000 – Nationale und internationale Entwicklung*. Bonn

Bundestag (1991): *Protecting the earth – a status report with recommendations for a new energy policy. Third report of the Enquete Commission of the 11th German Bundestag „Preventive measures to protect the earth's atmosphere*. Volume 2. Referat Öffentlichkeitsarbeit des deutschen Bundestages. Bonn

Cline, W. R. (1992): *The Economics of Global Warming*. Washington D. C: Institute of International Economics

Cline, W. R. (1992b): *Optimal Carbon Emissions over Time. Experiments with the Nordhaus DICE Model*. Washington D.C.: Institute for International Economics, Mimeo

Cline, W. R. (1993): *Modelling Economically Efficient Abatement of Greenhouse Gases*. Paper presented at the United Nations Conference on 'Global Environment, Energy and Economic Development. September 1993. Tokyo

Commerzbank (2001): *Preisindex für die private Lebenshaltung*. Stand 9. Mai 2001.
<http://www.commerzbank.de/daten/deutsch/preisind.htm> vom 20.5.2001

EU Kommission (2001): Mitteilungen der Kommission – *Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen*. Amtsblatt Nr. C 037 vom 03/02/2001. S. 3-15

ExternE (1995): *ExternE – Externalities of Energy, Vol. 2 (Methodology)*. Luxemburg

ExternE Core Project (1997): *Extension of the Accounting Framework*. Final Report. Brüssel. [Verfügbar als PDF-File über Internet von der ExternE Homepage: <http://externe.jrc.es/Method+Summarz.htm>]

Fankhauser, S. (1994): The Social Costs of Greenhouse Gas Emissions. An Expected Value Approach. In: *Energy Journal* 15, No. 2, S. 157-184

Fischedick, Manfred, Ole Langniß und Joachim Nitsch (2000): *Nach dem Ausstieg: Zukunftskurs Erneuerbare Energien*. Leipzig: Hirzel Verlag

Groscurth et. al. (1998): *Total Costs and Benefits of Biomass in Selected Regions of the European Union – BioCosts*. Final Report. Contract JOR3-CT95-0006. Brüssel

Hartmann, Uwe (2001): *Die Zukunft der fotovoltaischen Stromerzeugung*. Vortrag im Rahmen der Ringvorlesung: Zukunft der erneuerbaren Energieträger. Universität Flensburg, 5.6.2001

Hartwick, J. M. (1977): *Intergenerational Equity and the Investing of Rents in Exhaustible Resources*. In: American Economic Review, Vol. 67, Dezember 1977, S. 972-974

Hartwick, J. M. (1978): *Intergenerational Equity and Substitution among Exhaustible Resources*. In: Review of Economic Studies, Vol. 45, 1978, S. 347-354

Heal, Geoffrey (1980): Intertemporal Allocation and Equity. In: Siebert, Horst (Hrsg.): *Erschöpfbare Ressourcen*. (Verhandlungen auf der Arbeitstagung der Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften – Verein für Sozialpolitik – in Mannheim vom 24. – 26. September 1979). Berlin, S. 37-73

Hemmelskamp, Jens und Olav Hohmeyer (1998): *The Impact of Wind Energy Policy on Innovation*. IPTS, Sevilla

Hennicke, Peter und Ralf Becker. (1999). Is Adaptation Cheaper than Prevention? The Applicability of Cost-Benefit Analysis to Global Warming. In: Hohmeyer, Olav und Klaus Rennings (Hrsg.): *Man-Made Climate Change. Economic Aspects and Policy Options*. (Proceedings of an international Conference held at Mannheim, Germany, March 6-7, 1997). Heidelberg: Physica-Verlag. S. 126-164

Hensing, Ingo, Wolfgang Pfaffenberger und Wolfgang Ströbele. (1998). *Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik*. München: R. Oldenbourg Verlag

Hohmeyer, Olav (1988): *Social Costs of Energy Consumption. External Effects of Electricity Generation in the Federal Republic of Germany*. Berlin: Springer-Verlag

Hohmeyer, Olav (1989): *Soziale Kosten des Energieverbrauchs. Externe Effekte des Elektrizitätsverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland*. Berlin: Springer-Verlag

Hohmeyer, Olav (1991): Adäquate Berücksichtigung der Erschöpfbarkeit nicht erneuerbarer Ressourcen. In: PROGNOS AG (Hrsg.): *Externe Effekte der Energieversorgung. Versuch einer Identifizierung*. (Beiträge zu einem interdisziplinären Seminar der PROGNOS AG, Basel). Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft. S. 178-195

Hohmeyer, Olav (1997): Social Costs of Climate Change: Strong Sustainability and Social Costs. In: Hohmeyer, Olav, Richard. L. Ottinger und Klaus Rennings (Hrsg.): *Social Costs and Sustainability. Valuation and Implementation in the Energy and Transport Sector*. (Proceedings of an International

Conference held at Ladenburg, Germany, May 27-30, 1995). Berlin: Springer-Verlag

Hohmeyer, Olav, Roland Menges und Anton Schweiger (2000): *Arbeitsplatzeffekte einer integrierten Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg in Deutschland*. Untersuchung im Auftrag von Greenpeace Deutschland. Hamburg: Greenpeace e. V.

Hohmeyer, Olav und Michael Gärtner (1992): The Social Costs of Climate Change. A Rough Estimate of Orders of Magnitude. Report to the Commission of the European Communities. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung. Karlsruhe

Hohmeyer, Olav und Michael Gärtner (1994): *Die Kosten der Klimaveränderung – Ein grobe Abschätzung von Größenordnungen*. Wien: Greenpeace Österreich

IER (1997): *ExternE National Implementation Germany*. Final Report. Contract JOS3-CT95-0010. Brüssel [Verfügbar als PDF-File über Internet von der ExternE Homepage]

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (1990): *Climate Change. The IPCC Scientific Assessment*. Cambridge

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (1995): *Climate Change 1995. Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contributions of Working Group III to the Second Assessment Report of the IPCC*. Cambridge: Cambridge University Press

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (1995b): *Climate Change 1994: Radiative Forcing of Climate Change and an Evaluation of the IPCC IS92 Scenarios*, Cambridge

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2001): *Climate Change 2001: The Scientific Basis. Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report*. Cambridge: Cambridge University Press

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2001a): *Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of the Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Cambridge, Cambridge University Press

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2001b): *Climate Change 2001: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of the Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Cambridge, Cambridge University Press

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2001c): *Climate Change 2001: Mitigation. Contribution of the Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Cambridge, Cambridge University Press

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2001d): *Climate Change 2001: Assessment of the Scientific, Technical, Environmental, Economic, and Social Aspects of the Mitigation of Climate Change. Technical Summary of the Working Group III Report*. Cambridge, Cambridge University Press

Maddison, D. J. (1994): *The Shadow Prices of Greenhouse Gases and Aerosols*. Norwich. Centre for Social and Economic Research and Global Environment (CSRGE), University College London and University of East Anglia. Mimeo.

Nordhaus, William D. (1991): To Slow or Not to Slow – The Economics of the Greenhouse Effect. In: *The Economic Journal*, Vol. 101, S. 920-937

Nordhaus, William D. (1992): *Explaining the 'DICE': Background paper on dynamic integrated model of climate change and the economy*. New Haven, CT (Yale University)

Nordhaus, William D. (1994): *Managing the Global Commons. The Economics of Climate Change*. Cambridge MA: MIT Press

Pearce, David und Robert K. Turner (1990): *Economics of Natural Resources and the Environment*. New York

Peck, S. C. und T. J. Teisberg (1992): CETA: A Model for Carbon Emissions Trajectory Assessment. In: *Energy Journal* 13 (1), S. 55-77

PROGNOS AG (Hrsg.) (2000): *Energiereport III. Die längerfristige Entwicklung der Energiemarkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag

PROGNOS AG (Hrsg.) (1996): *Energiereport II. Die Energiemarkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa – Perspektiven bis zum Jahr 2020*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag

PROGNOS AG und FhG-ISI (1991): *Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft*. Basel

Rawls, J. (1971): *A Theory of Justice*. Oxford

Rabl, Ari (1999): Discounting of Long Term Costs: What Would Future Generations Prefer Us to Do? In: Hohmeyer, Olav und Klaus Rennings (Hrsg.): *Man-Made Climate Change. Economic Aspects and Policy Options*. (Proceedings of an international Conference held at Mannheim, Germany, March 6-7, 1997). Heidelberg: Physica-Verlag. S. 111-125

Rennings, Klaus und Olav Hohmeyer (Hrsg) (1997): *Man-Made Climate Change. Economic Aspects and Policy Options*. (Proceedings of an International Conference held at Mannheim, Germany, May 6-7,

1997), Heidelberg: Physica-Verlag

Siebert, H. (1983): *Ökonomische Theorie natürlicher Ressourcen*. Tübingen

Ströbele, Wolfgang (1984): *Wirtschaftswachstum bei begrenzten Energieressourcen*. Berlin

Ströbele, Wolfgang (1987): *Rohstoffökonomik – Theorie natürlicher Ressourcen mit Anwendungsbeispielen Öl, Kupfer, Uran und Fischerei*. München

Tol, R. S. J. (1993): *The Climate FUND – Survey of Literature on Costs and Benefits*. IVM Working Paper W-93/01, Instituut voor Milieuvraagstukken. Amsterdam

VDEW – Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (1998): *VDEW-Statistik 1998. Leistung und Arbeit*. (einschließlich CD-ROM). Frankfurt: VWEW Verlag- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke

WECD – World Commission on Environment and Development (1987): *Our Common Future*. Oxford: Oxford University Press

10 Anhang

Tabelle A1: Die größten Wärmekraftwerke der öffentlichen Versorgung im Bundesgebiet mit Einzelleistungen von 100 MW und mehr in 1998 (Quelle: VDEW 1998, S. 38-41)

Kraftwerke nach Energieträgern	Eigentümer	Netto-Engpaßleistung MW	Netto-Erzeugung MWh	Ausnutzungsdauer h*
a) Kernenergie				
Gundremmingen	Kernkraftwerke Gundremmingen Betriebsges. mbH	2 572	18 601 573	7 232
Biblis	RWE Energie AG, Essen	2 407	18 225 153	7 572
Isar 2	Bayernwerk Kernenergie GmbH, München	1 380	10 758 096	7 796
Brokdorf	Kernkraftwerk Brokdorf GmbH, Hamburg	1 370	10 752 322	7 848
Grohnde	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH	1 360	11 146 304	8 196
Philippsburg 2	EnBW Kraftwerke AG, Karlsruhe	1 358	10 742 056	7 910
Emsland	Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH, Lingen	1 290	10 794 746	8 368
Unterweser	PreussenElektra Kernkraft GmbH & Co. KG, Hannover	1 285	6 617 997	5 150
Grafenrheinfeld	Bayernwerk Kernenergie GmbH, München	1 275	9 146 956	7 174
Neckar 2	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar GmbH	1 269	10 610 810	8 362
Krümmel	Kernkraftwerk Krümmel GmbH, Geesthacht	1 260	4 655 108	3 695
Mülheim-Kärlich	RWE Energie AG, Essen	1 219	0	-
Philippsburg 1	EnBW Kraftwerke AG, Karlsruhe	890	6 927 685	7 784
Isar 1	Bayernwerk Kernenergie GmbH, München	870	6 335 764	7 282
Neckar 1	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar GmbH (Drehstr.) (Einph.)	633	4 703 450	7 430
		(152)	1 204 315	7 923
Brunsbüttel	Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH	771,2	3 993 894	5 179
Stade	Kernkraftwerk Stade GmbH, Hamburg	630	5 040 026	8 000
Obrigheim	Kernkraftwerk Obrigheim GmbH	340	2 753 978	8 100
b) Braunkohle				
Jänschwalde	VEAG, Berlin	2 790	19 247 275	6 899
Niederaußem	RWE Energie AG, Essen	2 650	20 773 895	7 839
Frimmersdorf	RWE Energie AG, Essen	2 137	14 968 771	7 005
Neurath	RWE Energie AG, Essen	2 105	16 023 355	7 612
Weisweiler	RWE Energie AG, Essen	2 066	15 409 827	7 459
Schwarze Pumpe	VEAG, Berlin	1 500	9 942 982	6 629
Boxberg	VEAG, Berlin	930	6 738 997	7 246
Schkopau	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG			
	Hannover (Drehstr.)	790	2 433 314	3 080
Thierbach	VEAG, Berlin	760	3 865 655	5 086
Schwandorf	Bayernwerk Konventionelle Wärmekraftwerk AG, München	490	2 036 744	4 157
Buschhaus	Braunschweigische Kohlen-Bergwerke AG, Helmstedt	330	2 542 796	7 705
Offleben	Braunschweigische Kohlen-Bergwerke AG, Helmstedt	280	1 857 524	6 634
Arzberg 1	Energieversorgung Oberfranken AG, Bayreuth	225	1 389 892	6 177
Lippendorf	VEAG, Berlin	211	1 182 264	5 603
Goldenberg	RWE Energie AG, Essen	171	965 836	5 648
Klingenberg	BEWAG, Berlin	159	620 348	3 902
c) Steinkohle				
Scholven B - F	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	2 056	11 851 460	5 764
Voerde	Kraftwerk Voerde STEAG - RWE oHG	1 288	7 179 396	5 574
Heyden	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	865	3 148 038	3 639
Ibbenbüren	Kraftwerk Ibbenbüren Betriebsges. mbH, Meppen	709	3 808 939	5 372
Bexbach	Kraftwerk Bexbach Verwaltungsges. mbH	702	3 933 770	5 604
Bergkamen A	Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A oHG	680	4 274 005	6 285
Mehrum	Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover	654	2 985 000	4 564
Heilbronn Bl. 7	EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe	650	3 836 664	5 903
Weiher 3	SaarEnergie GmbH, Saarbrücken	639	2 263 583	3 542
Westfalen	VEW ENERGIE Aktiengesellschaft, Dortmund	588	4 121 343	7 009
Reuter West	BEWAG, Berlin	558	3 061 983	5 487
Rostock	Kraftwerk Rostock KNG	508	1 927 516	3 794

*) Bei Berechnung der Ausnutzungsdauer sind die Leistungsänderungen im Berichtsjahr berücksichtigt

GT = Gasturbine

Kraftwerke nach Energieträgern	Eigentümer	Netto- Engpaß- leistung	Netto- Erzeugung	Aus- nutzungs- dauer
		MW	MWh	h*
c) noch Steinkohle				
Rheinhafen Bl. 7	EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe	505	2 950 377	5 842
Werdohl - Elverlingsen 3 u. 4	ELEKTROMARK Kommunales Elektrizitätswerk Mark AG			
Altbach HKW 1	Hagen	487	2 233 792	4 587
Ensdorf Bl. 3	Neckarwerke Stuttgart AG (NWS), Stuttgart	420	1 663 108	3 960
Bl. 1	RWE Energie AG, Essen	287	715 738	2 494
Wedel	VSE AG, Saarbrücken	100	722 122	7 221
+ 2 GT (Hö)	Hamburgische Electricitäts-Werke AG, Hamburg	368	1 010 959	2 747
Knepper	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	345	2 339 015	6 780
Farge	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	325	1 594 754	4 907
Kiel (Fürde)	Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH, Kiel	323	1 736 965	5 378
Lausward Bl. B - D	Stadtwerke Düsseldorf AG (Drehstr.)	269	1 482 945	5 513
	(Einh.)	(40)	203 008	5 075
Aschaffenburg	Bayernwerk AG, München (Drehstr.)	293	882 186	3 011
Duisburg 1 u. 2	Stadtwerke Duisburg AG	278	1 567 455	5 638
Westerholt 1 / 2	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	276	1 334 596	4 835
Weiher 2	SaarEnergie GmbH, Saarbrücken	270	1 253 135	4 641
Hannover (GKH)	Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH	265	1 547 417	5 839
Mainz 1	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, Mainz	264	1 009 335	3 823
Walheim Bl. 1 u. 2	Neckarwerke Stuttgart AG (NWS), Stuttgart	256	151 906	593
Reuter Bl. C u. S	BEWAG, Berlin	215	1 270 449	5 909
Tiefstack	Hamburgische Electricitäts-Werke AG, Hamburg	189	965 354	5 108
Flensburg	Stadtwerke Flensburg GmbH	177	445 599	2 518
Charlottenburg Bl. 1 - 3	BEWAG, Berlin	165	784 213	4 753
Rauxel 2	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	164	198 528	1 211
Rudow	BEWAG, Berlin	162	751 850	4 641
Lünen Bl. 6	STEAG AG, Essen (Drehstr.)	34,4	253 567	7 371
	(Einh.)	(110)	390 686	3 552
Shamrock	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	132	449 104	3 402
Hastedt Bl. 15	Stadtwerke Bremen AG	119	697 488	5 861
d) Mischfeuerung (St/Hö/Eg)				
Mannheim	Großkraftwerk Mannheim AG (Drehstr.)** (Einh.)	1 760	7 466 923	4 243
Staudinger Bl. 1 - 3 u. 5	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	(190)	878 381	4 623
Wilhelmshaven	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	1 301	6 297 090	4 840
Werne	VEW-Harpen Kraftwerk Werne oHG	747	4 719 426	6 318
Veltheim 1	Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH, Porta Westfalica	700	3 880 368	5 543
Zolling-Leiningerwerk	Isar-Amperwerke AG, München	500	895 939	1 792
Heilbronn Bl. 3 - 6	EnBW; Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe	420	2 025 528	4 823
Franken 2	Großkraftwerk Franken AG, Nürnberg	414,1	519 994	1 256
Hafen	Stadtwerke Bremen AG	414	1 910 595	4 615
Nord Bl. 2	Stadtwerke München GmbH	401	2 320 148	5 786
HKW Süd / Nord	VW Kraftwerk GmbH, Wolfsburg	320	1 366 253	4 270
HKW West	VW Kraftwerk GmbH, Wolfsburg	319,1	457 840	1 435
Frankfurt - Gutleutstraße	Mainova AG, Frankfurt am Main	275,2	1 483 384	5 390
Völklingen (MKV)	SaarEnergie GmbH, Saarbrücken	240	689 723	2 874
Völklingen (HKV)	SaarEnergie GmbH, Saarbrücken	210	918 964	4 376
Oberhavel	BEWAG, Berlin	205	469 732	2 291
		188	947 179	5 038

*) Bei Berechnung der Ausnutzungsdauer sind die Leistungsänderungen im Berichtsjahr berücksichtigt

GT = Gasturbine

**) 1 142 St/Hö/Eg + 618 Eg/Hö

Kraftwerke nach Energieträgern	Eigentümer	Netto-Engpaßleistung MW	Netto-Erzeugung MWh	Ausnutzungsdauer h*
d) noch Mischfeuerung				
Sandreuth u. MVA Römerbrücke	EWAG, Nürnberg Stadtwerke Saarbrücken AG	120 111,9	444 134 300 080	3 701 2 682
e) Erdgas				
Moorburg Bl. 1 u. 2	HEW, Hamburg	1 000	1 413 255	1 413
Franken 1 + 1 GT (Eg)	Großkraftwerk Franken AG, Nürnberg	822	12 733	
Emsland + 2 GT (Eg)	VEW ENERGIE Aktiengesellschaft, Dortmund	810	1 001 030	1 236
Gersteinwerk Bl. F u. G + 2 GT (Eg)	VEW ENERGIE Aktiengesellschaft, Dortmund	790	518 802	657
Staudinger Bl. 4	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	622	51 433	
Meppen	RWE Energie AG, Essen	610	292 946	480
Hückingen	RWE Energie AG, Essen	580	2 628 462	4 532
Robert Frank + 1 GT (Eg)	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	487	555 876	1 141
Emden Bl. 4 + 1 GT (Eg)	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	430	209 624	487
Lausward Bl. E + 2 GT (Eg)	Stadtwerke Düsseldorf AG	426	844 650	1 983
Veltheim 2 + 1 GT (Eg)	Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH, Porta Westfalica	400	680 378	1 701
Ludwigshafen (BASF)	RWE Energie AG, Essen	394	2 756 243	6 996
Mitte	BEWAG, Berlin	368	1 052 363	2 860
Rheinhafen Bl. 4	EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe	353	73 065	
Mainz II (1 GT)	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, Mainz	335	1 363 910	4 071
Mittelsbüren + 1 GT (Hö)	Stadtwerke Bremen AG	311,5	45 689	
Niehl HKW	Gas-, Elektrizitäts- u. Wasserwerke Köln AG	295	815 734	2 765
Gasturbinenkraftwerk Thyrow	VEAG, Berlin	294	7 894	
Huntorf (1 GT) **	PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	290	16 071	
München-Süd (G u. D)	Stadtwerke München GmbH	272	187 100	688
Arzberg 2	EVO Energieversorgung Oberfranken AG, Bayreuth	252	0	
Nossener Brücke (GT)	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH	240	1 491 867	6 216
München-Süd (HD)	Stadtwerke München GmbH	236	210 503	892
Hagen-Kabel + 2 GT (Eg)	ELEKTROMARK AG, Hagen	215	393 420	1 830
Werdohl - Elverlingsen 1 u. 2 + 2 GT (Eg)	ELEKTROMARK AG, Hagen	196	10 557	
Jena-Süd	TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt	192	1 046 075	5 448
Gaisburg + 1 GT	Neckarwerke Stuttgart AG (NWS), Stuttgart	185	38 291	207
Kirchlengern + 1 GT (Eg)	Elektrizitätswerk Minden-Ravensberg GmbH, Herford	172	30 518	
Nord HKW (G u. D)	Stadtwerke Leipzig GmbH	166	538 304	3 243
Duisburg + 1 GT (Hö)	Stadtwerke Duisburg AG	166	446 125	2 688
Merkenich HKW	Gas-, Elektrizitäts- u. Wasserwerke Köln AG	165,6	593 195	1 640
Hastedt Bl. 14	Stadtwerke Bremen AG	162	169 614	1 047
Freimann (2 GT)	Stadtwerke München GmbH	160	10 852	
Ahrensfelde	VEAG, Berlin	149,6	3 620	

*) Bei Berechnung der Ausnutzungsdauer sind die Leistungsänderungen im Berichtsjahr berücksichtigt

GT = Gasturbine

**) Luftspeicher - Gasturbinenkraftwerk

Kraftwerke nach Energieträgern	Eigentümer	Netto- Engpaß- leistung MW	Netto- Erzeugung MWh	Aus- nutzungs- dauer h*
e) noch Erdgas				
Lichterfelde 2	BEWAG, Berlin	144	834 071	5 792
Niederrad	Mainova AG, Frankfurt am Main	120	458 136	3 818
Bitterfeld	Kraftwerk Bitterfeld GmbH	110	304 551	2 769
Rostock-Marienehe	Stadtwerke Rostock AG	108	660 578	6 116
f) Heizöl				
Scholven Bl. G u. H	RWE Energie Aktiengesellschaft, Essen und PreussenElektra Kraftwerke AG & Co. KG, Hannover	1 344	0	.
Irsching	Isar-Amperwerke AG, München	878	0	.
Ingolstadt	Bayernwerk Konventionelle Wärmekraftwerke AG München	772	741 288	960
Pleinting	Bayernwerk Konventionelle Wärmekraftwerke AG München	694	0	.
Rheinhafen Bl. 5 u. 6	EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe	350	0	.
Marbach 3				
+ 1 GT (Hö)	EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe	322	6 988	.
Lichterfelde 1 u. 3	BEWAG, Berlin	282	201 519	715
Wilmersdorf (3 GT)	BEWAG, Berlin	276	5 708	.
Brunsbüttel (4 GT)	Hamburgische Electricitäts-Werke AG	268	613	.
Charlottenburg 2 (3 GT)	BEWAG, Berlin	197	4 834	.
Altbach (2 GT)	Neckarwerke Stuttgart AG (NWS), Stuttgart	147	0	0
Moorburg (2 GT)	Hamburgische Electricitäts-Werke AG	152	681	.
Großkayna (3 GT)	Mitteldeutsche Energieversorgung AG, Halle	119	2 534	.

*) Bei Berechnung der Ausnutzungsdauer sind die Leistungsänderungen im Berichtsjahr berücksichtigt

GT = Gasturbine