

Wissenschaftlicher Beirat Agrarpolitik
beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und
Verbraucherschutz

Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung

– Empfehlungen an die Politik –

Verabschiedet im November 2007

Kurzfassung

Im vorliegenden Gutachten analysiert der Beirat den derzeitigen Stand und die Perspektiven der Bioenergie. Er bewertet die Entwicklungen im Hinblick auf die politischen Ziele Klimaschutz, Energieversorgung und Beschäftigung. Darauf aufbauend leitet er Empfehlungen für die Weiterentwicklung der deutschen Bioenergie-Politik ab.

Der Beirat unterstützt die deutsche Politik in ihrem Bestreben, in der Klimaschutzpolitik eine internationale Vorreiterposition einzunehmen. Er misst dem Klimaschutzziel bei seiner Bewertung der Bioenergiepolitik höchste Priorität bei. Gerade wenn Deutschland beim Klimaschutz aber besonders hohe Ziele erreichen und mit gutem Beispiel vorangehen will, ist es nach Auffassung des Beirats besonders wichtig, die knappen Ressourcen auf die effizientesten Klimaschutzstrategien zu konzentrieren. Diesem Anspruch wird die deutsche Bioenergiepolitik bisher nicht gerecht. Sie fördert mit hohen Subventionsäquivalenzen besonders jene Bioenergielinien, die relativ teuer und vielfach ineffizient sind.

Die bisher im Fokus der Bioenergiepolitik stehenden Bioenergie-Linien (Biokraftstoffe; Biogas auf Maisbasis) weisen relativ hohe CO_{2äq}-Vermeidungskosten in einer Größenordnung von 150 bis weit über 300 €/t CO_{2äq} auf. Wenn die deutsche Politik mit Hilfe der Bioenergie Klimaschutzpolitik betreiben möchte, so sollte sie sich auf solche Energielinien konzentrieren, bei denen sich Klimaschutz mit CO₂-Vermeidungskosten von unter 50 €/t CO_{2äq} erreichen lässt. Das wäre die Biogaserzeugung auf Güllebasis, möglichst mit Kraftwärmekopplung (KWK), die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis Hackschnitzeln (aus Waldrestholz oder Kurzumtriebsplantagen) und die Co-Verbrennung von Hackschnitzeln bzw. (in gewissem Umfang) Stroh in bestehenden Großkraftwerken. Die Erzeugung von Biodiesel und Bioethanol in Deutschland ermöglicht nur eine sehr geringe CO_{2äq}-Vermeidungsleistung in einer Größenordnung von weniger als 3 t CO_{2äq}/ha, während sich mit anderen Bioenergie-Linien (z. B. Hackschnitzel-BHKW auf der Basis von Kurzumtriebsplantagen) mehr als 12 t CO_{2äq}/ha erreichen ließen.

Die Kritik an der zu hohen Subventionierung von energetisch und klimapolitisch ineffizienten Bioenergielinien bedeutet keine Absage an regenerative Energien. Im Gegenteil: Mehr Effizienzorientierung in der Bioenergie ermöglicht mehr Klimaschutz bei gleichem Aufwand. Bei einer entsprechenden Kurskorrektur in der deutschen Förderpolitik könnte die durch Bioenergie erreichte CO_{2äq}-Vermeidung bei konstantem Budget vervielfacht werden, ohne dass hierfür mehr Agrarfläche in Anspruch genommen werden müsste.

Regenerative Energien sind aber mehr als nur Bioenergie. Vieles spricht dafür, dass im Spektrum der regenerativen Energien langfristig die Solar- und die Windkraft eine dominierende Rolle einnehmen werden. Das potenzielle Energieangebot aus Sonne und Wind übersteigt den Energiebedarf bei weitem, die Herausforderung besteht darin, einen nachhaltigen Zugang zu diesen Quellen zu erschließen. Der Beirat empfiehlt, die Erschließung

dieser Quellen stärker ins Zentrum der deutschen Energie- und Klimaschutzpolitik zu rücken und dabei den Fokus verstärkt auf Energieimport zu richten.

Im Vergleich zur Solarenergie sind die Potenziale der Bioenergie auf Dauer relativ gering. Das hat im Wesentlichen drei Gründe.

- Bei der Solarenergie können Flächen genutzt werden, die nicht in Konkurrenz zur Erzeugung von Biomasse für den Nahrungsbereich stehen, und auf diesen Flächen können wesentlich höhere Energieerträge je Flächeneinheit erzielt werden als bei der Bioenergie.
- Die weltweite Knappheit der Ackerflächen führt dazu, dass bei steigenden Erdölpreisen auch die Preise für Bioenergie steigen und infolge dessen auch das gesamte Agrarpreisniveau mit nach oben gezogen wird. Somit steigen auch die Rohstoffkosten für die Bioenergie-Anlagen, während höhere Energiepreise bei der Solarenergie voll rentabilitätswirksam werden.
- Bei knappen Ackerflächen führt eine großflächige Ausdehnung der Bioenergie zwangsläufig dazu, dass bisher nicht ackerbaulich genutzte Flächen in Kultur genommen werden (Grünlandumbruch, Waldrodung) bzw. die Bewirtschaftung der Flächen intensiviert wird. Das verursacht erhöhte CO₂- und N₂O-Emissionen mit der Folge, dass die Ausdehnung der Bioenergieerzeugung auf Ackerflächen im Endeffekt sogar kontraproduktiv für den Klimaschutz sein kann. Diese Risiken sind mit den von der Politik geplanten Zertifizierungssystemen nicht in den Griff zu bekommen.

Bei diesem Befund kann der deutschen Politik aus klimaschutzpolitischer Sicht nicht empfohlen werden, die Förderung der Bioenergieerzeugung auf Ackerflächen weiter auszubauen. Sie sollte die Förderung schrittweise auf solche Bioenergie-Linien ausrichten, die (a) nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen, (b) zur Vermeidung von Methan-Emissionen aus Gülle beitragen oder (c) besonders niedrige CO_{2äq}-Vermeidungskosten bzw. ein sehr hohes CO_{2äq}-Vermeidungspotenzial aufweisen.

Die Beurteilung der Bioenergie-Politik unter den Kriterien „Versorgungssicherheit“ und „Beschäftigung“ führt zu einem ähnlichen Votum:

- Versorgungssicherung: Würde man den gegenwärtigen Bioenergie-Mix auf 30 % der landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands ausdehnen, so ließe sich mit der dort erzeugten Energie lediglich 2,3 % des Endenergieverbrauchs Deutschlands decken. Bei einer konsequenten Fokussierung der Bioenergiestrategie auf Hackschnitzel-KWK-Anlagen, welche maximale Netto-Energieerträge je Hektar liefern, ließe sich dieser Anteil auf knapp 9 % steigern. Dann bliebe aber kein Raum mehr für Biokraftstoffe. Möchte die Politik hingegen die Selbstversorgung mit Kraftstoffen optimieren, müsste sie die Förderstrategie konsequent auf die Linie Biogas-Kraftstoff (mit Direkteinspeisung ins Erdgasnetz) ausrichten. Wenn sie hingegen das Ziel favorisiert, bei Kraftstoffen „nur“ möglichst unabhängig von Erdöl- und Erdgasimporten zu werden, erschiene es ratsam, den Import von

Biokraftstoffen von vornherein als tragende Säule in die Biokraftstoff-Strategie zu integrieren. Die negativen Nebenwirkungen dieser Strategie (Nahrungskonkurrenz, Klimabelastung, s. o.) kämen aber auch hier zum Tragen.

- Beschäftigung: Bei einer Verbreitung der Bioenergieerzeugung in Ackerbauregionen sind per saldo schwach positive Beschäftigungseffekte zu erwarten, allerdings nicht in allen Fällen. Wenn hingegen die Förderung der Bioenergie zu einer Verdrängung der Tierproduktion führt, sind die Beschäftigungssalden für die betroffenen ländlichen Räume eindeutig negativ. Positive Beschäftigungseffekte bestehen vor allem in der Technologieentwicklung und im Anlagenexport. Deshalb sollte sich die Politik vorrangig auf die Unterstützung von F&E-Aktivitäten und Exportaktivitäten konzentrieren. Sie sollte die deutsche Landwirtschaft nicht durch eine hohe Förderung ineffizienter Bioenergielinien in eine neue Politikabhängigkeit führen und auf einen Sektor (Energie) ausrichten, in dem die deutsche Landwirtschaft eigentlich kaum wettbewerbsfähig ist und der durch harten (internationalen) Kostenwettbewerb sowie geringe Wertschöpfungspotenziale gekennzeichnet ist.

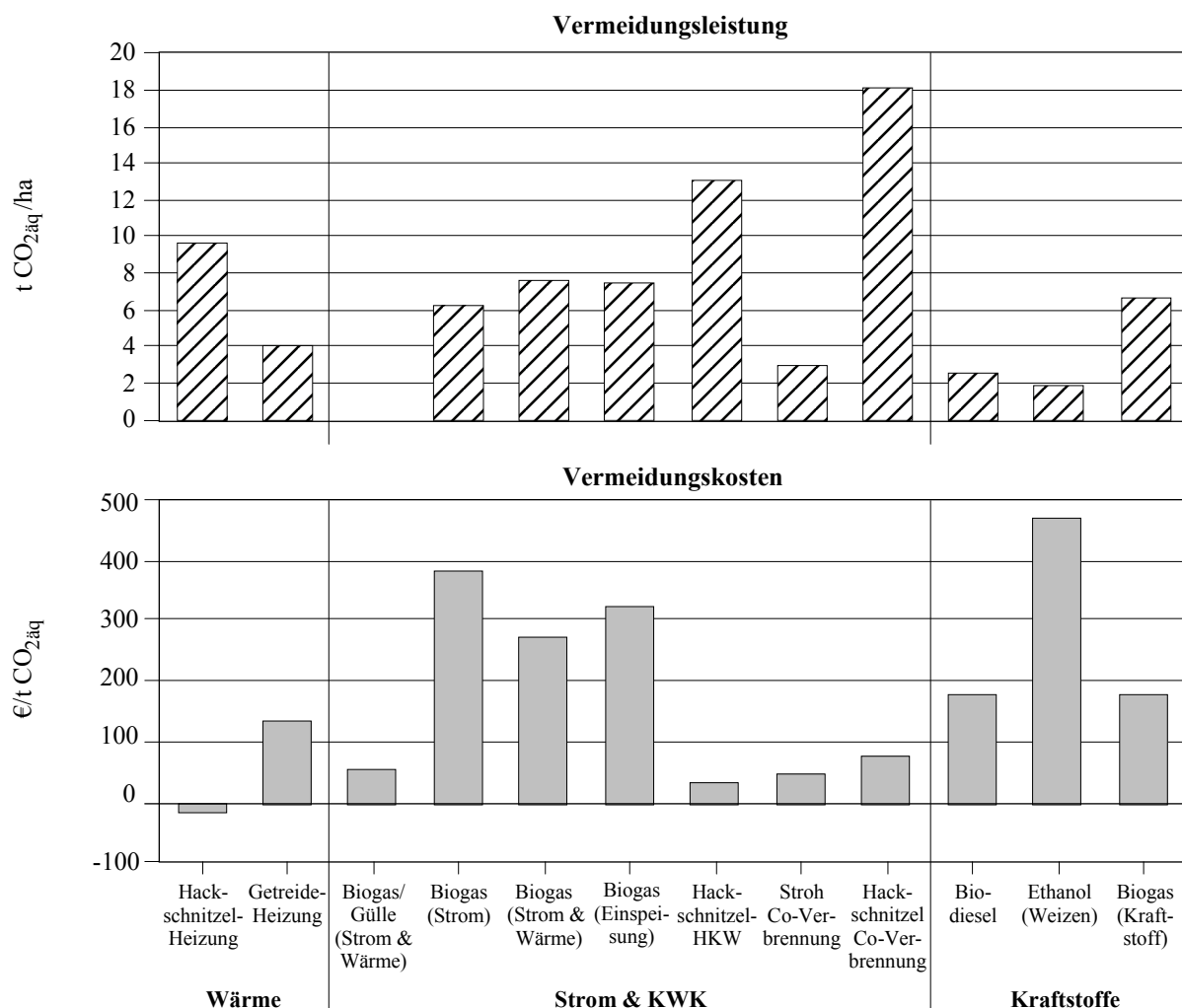
Insgesamt kommt der Beirat somit zu dem Ergebnis, dass die deutsche Bioenergiepolitik grundlegend überdacht werden sollte. Er empfiehlt die Erzeugung von Bioenergie (a) in wärmegeführten KWK-Anlagen bzw. Heizanlagen auf Basis von Hackschnitzeln sowie (b) auf Basis von Biogas aus Gülle und Reststoffen in den Mittelpunkt der deutschen Bioenergiepolitik zu stellen. Die Beimischungsziele für Biokraftstoffe sollten zurückgenommen werden, und der NaWaRo-Bonus für Biogas sollte in andere Boni überführt werden. Dieser grundlegende Umbau der Bioenergiepolitik sollte schrittweise erfolgen, damit die betroffenen Unternehmen sich anpassen können und einen ausreichenden Vertrauensschutz erfahren.

Die nationale Bioenergiepolitik muss einen deutlichen Akzent auf eine Erhöhung der Effizienz legen, um so einen höheren Beitrag zur Verringerung der nationalen CO₂aq-Emission pro Kopf der Bevölkerung zu leisten. Gleichwohl kann hierdurch nur ein sehr bescheidener Beitrag zur Lösung des globalen Klimaschutzproblems geleistet werden. Deshalb empfiehlt der Beirat der Bundesregierung dringend, wesentlich mehr Ressourcen in die Entwicklung einer globalen Klimaschutzstrategie zu investieren.

Hierfür sollte eine Projektgruppe („task force“) installiert werden, die sich international vernetzt und nachhaltig wirksame Strategien bzw. Aktionspläne entwickelt. Das Mandat der Gruppe müsste langfristig angelegt und die Ressourcenausstattung großzügig bemessen werden. Vorrangiges Ziel sollte es sein, im internationalen Verbund erfolgversprechende Klimaschutzstrategien zu entwickeln und umzusetzen. Hierzu gehören insbesondere die Ausweitung des Kyoto-Prozesses auf eine zunehmende Anzahl von Ländern und Wirtschaftssektoren, aber auch die weltweite Anpassung der Besteuerung fossiler Energie-

träger und eine effiziente, international ausgerichtete Förderung der Entwicklung regenerativer Energien.

Abbildung 1: CO_{2äq}-Vermeidungskosten und Vermeidungsleistung



Quelle: Eigene Berechnungen.

Erläuterung: Die Ergebnisse gelten für ein Szenario mit weiterhin hohen Energie- und Agrarpreisen. Abweichende Preise führen ebenso wie abweichende technische Koeffizienten (z. B. bessere Wirkungsgrade) zu Ergebnisänderungen. Die hier erzielten Ergebnisse bestätigen in den Größenordnungen weitgehend die Ergebnisse, die bereits in anderen Studien erzielt worden sind (vgl. QUIRIN et al. (2004), SPECHT (2003), SCHMITZ (2006), LEIBLE et al. (2007), WEISKE et al. (2007), KALIES et al. (2007), JCR (2007), ZAH et al. (2007)).

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	i
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung	2
1.3 Vorgehensweise	2
2 Entwicklung der Energiemärkte und der klimarelevanten Emissionen	4
2.1 Entwicklung und Struktur des Energieverbrauchs	4
2.2 Verfügbarkeit fossiler Energiequellen	18
2.3 Entwicklung der Preise für fossile Energieträger	28
2.4 Potenziale der erneuerbaren Energiequellen	35
2.5 Klimawandel und Treibhausgas-Emissionen	44
3 Politikmaßnahmen	54
3.1 Internationale Abkommen	54
3.2 Maßnahmen der EU	55
3.3 Maßnahmen in Deutschland	59
4 Analyse der wichtigsten Bioenergie-Linien	65
4.1 Methodik	66
4.1.1 Auswahl der Bioenergie-Linien	66
4.1.2 Kennzahlen, Berechnungsmethoden, Aussagefähigkeit	67
4.1.2.1 Betriebswirtschaftliche Analyse	67
4.1.2.2 Volkswirtschaftliche Analyse	72
4.2 Wärmeproduktion auf Basis biogener Rohstoffe	80
4.2.1 Einleitung	80
4.2.2 Hackschnitzel-Heizung auf Basis einer Kurzumtriebsanlage (400 kW _{th})	81
4.2.3 Getreide-Heizung (60 kW _{th})	89
4.3 Stromproduktion (mit/ohne Wärmenutzung)	92
4.3.1 Einleitung	92
4.3.2 Biogasanlage auf Gülle-Basis (150 kW _{el})	96
4.3.3 Biogasanlage auf Maisbasis (500 kW _{el})	100
4.3.4 Biogasanlage auf Maisbasis mit Gas-Einspeisung und verbrauchsnahe KWK-Anlage (1.000 kW _{el})	108

4.3.5	Hackschnitzel-HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW _{el})	112
4.3.6	Co-Verbrennung von Stroh oder Hackschnitzeln im Steinkohlekraftwerk (50 MW _{el})	116
4.4	Biokraftstoffe	122
4.4.1	Einleitung	122
4.4.2	Biodiesel-Anlage (100.000 t/a)	127
4.4.3	Ethanol	132
4.4.3.1	Ethanol-Anlage auf Basis Weizen (200.000 t/a)	133
4.4.3.2	Ethanol aus Zuckerrüben	137
4.4.3.3	Ethanol aus Zuckerrohr	138
4.4.3.4	Ethanol aus Lignocellulose	140
4.4.4	Biogas-Anlage zur Produktion von Kraftstoff (2,5 MW _{CH4})	142
4.4.5	Biomass-to-Liquid (BtL)	146
4.5	Vergleichende Bewertung der Bioenergie-Linien	149
4.5.1	Synopse der technischen Charakteristika für die untersuchten Anlagen	150
4.5.2	Vergleichende Beurteilung der analysierten Bioenergie-Linien	153
4.5.2.1	Vergleich der CO _{2äq} -Vermeidungskosten	153
4.5.2.2	Vergleich der Flächenproduktivität	155
4.5.2.3	Vergleich der CO _{2äq} -Vermeidung pro Hektar	156
4.5.2.4	Vergleich der gezahlten und erforderlichen Subventionen	158
4.5.3	Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien	160
4.5.4	Sensitivitätsanalysen	163
4.5.4.1	Variation des Agrarpreisniveaus	163
4.5.4.2	Variation des Energiepreisniveaus	165
4.5.4.3	Szenario-Rechnung „Erdgas-BHKW statt deutscher Strom-Mix“	167
4.5.4.4	Szenario-Rechnung „Höhere Lachgasemissionen aus der Stickstoff-Düngung“	168
5	Schlussfolgerungen und Vorbereitung von Empfehlungen	170
5.1	Wird Bioenergie auch ohne Förderung wettbewerbsfähig?	170
5.2	Zur Interventionslogik in der deutschen Bioenergie-Politik	172
5.3	Bioenergie-Politik und das Ziel „Klimaschutz“	175
5.4	Bioenergie-Politik und das Ziel „Versorgungssicherheit“	183
5.5	Bioenergie-Politik und das Ziel „Arbeitsplätze im Ländlichen Raum“	187
5.6	Zwischenfazit und ergänzende Erwägungen für einzelne Sparten	192

5.6.1	Wärmeerzeugung durch Biomasse-Verbrennung	193
5.6.2	Vergärung von Biomasse (Biogaserzeugung)	196
5.6.3	Kraftstoffherstellung aus Biomasse	200
5.7	Forschung und Politikberatung zur Bioenergie	203
6	Zusammenfassung und Empfehlungen	209
6.1	Perspektiven für die Energiewirtschaft	209
6.2	Potenziale der Bioenergie	212
6.3	Allgemeine Empfehlungen zur Bioenergie-Politik	216
6.3.1	Bioenergie und Klimaschutz	217
6.3.2	Bioenergie und sonstige Politikziele	221
6.4	Politikempfehlungen zu einzelnen Bioenergie-Linien	226
7	Literaturverzeichnis	232

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1:	CO _{2äq} -Vermeidungskosten und Vermeidungsleistung	iv
Abbildung 2.1:	Anteile verschiedener Energierohstoffe am Primärenergieverbrauch (Welt, EU-25, Deutschland)	4
Abbildung 2.2:	Bisherige und künftige Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs	5
Abbildung 2.3:	Importanteile der EU-25 bei Energierohstoffen, 1990 bis 2030	9
Abbildung 2.4:	Primärenergieverbrauch in Deutschland, nach Energieträgern, 1980 bis 2005	10
Abbildung 2.5:	Herkunft und Verwendung der Primärenergie in Deutschland, 2006	11
Abbildung 2.6:	Zusammensetzung des Energieverbrauchs des Verkehrs in Deutschland, 1990 bis 2006	15
Abbildung 2.7:	Prognosen und Szenarien zum Primärenergieverbrauch in Deutschland, 2020	17
Abbildung 2.8:	Die weltweite Erdölförderung von 1900 bis 2150 – die historische Entwicklung und der Versuch eines Ausblicks	20
Abbildung 2.9:	Die 10 Länder mit den größten Reserven nicht erneuerbarer Energierohstoffe, 2005	24
Abbildung 2.10:	Entwicklung der nominalen Preise für Energieträger seit dem Jahr 1940	28
Abbildung 2.11:	Projektionen der realen Erdölpreise 2010 bis 2030 (in US\$, 2005)	29
Abbildung 2.12:	Entwicklung der Preise für verschiedene Energieträger in den USA seit 1980 und Prognose bis 2030	32
Abbildung 2.13:	Entwicklung der realen Preise für verschiedene Energieträger in Deutschland seit 1995 und Prognose bis 2030	33
Abbildung 2.14:	Preise für Energieträger in ausgewählten Ländern, 2006	34
Abbildung 2.15:	Endenergieverbrauch in Deutschland 2000 bis 2050 gemäß Leitszenario 2006 (nach Energieherkünften)	36
Abbildung 2.16:	Regionen mit jährlicher solarer Einstrahlung über 2000 kWh/m ²	39

Abbildung 2.17:	Spezifische kumulierte CO ₂ -Emissionen bei verschiedenen Stromerzeugungstechniken	46
Abbildung 2.18:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen, 1991 bis 2006	51
Abbildung 2.19:	Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland seit 1990	51
Abbildung 3.1:	Höhe der gewährten Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse in ausgewählten EU-25-Ländern	61
Abbildung 4.1:	Entwicklung der Weltmarktpreise für ausgewählte pflanzliche Produkte (cif Rotterdam bzw. Hamburg)	68
Abbildung 4.2:	Preisentwicklung in Deutschland bei Holzhackschnitzeln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas	71
Abbildung 4.3:	Entwicklung der Biogasanlagen in Deutschland	93
Abbildung 4.4:	Entwicklung und Größenverteilung von Biomasse (heiz)kraftwerken	94
Abbildung 4.5:	Entwicklung des Biokraftstoff-Absatzes in Deutschland (1991 bis 2006)	123
Abbildung 4.6:	CO _{2äq} -Vermeidungskosten ausgewählter Bioenergie-Linien	154
Abbildung 4.7:	Netto-Energieertrag pro Hektar (mit/ohne Gutschrift)	155
Abbildung 4.8:	Netto CO _{2äq} -Vermeidung pro Hektar (t CO _{2äq} /ha)	156
Abbildung 4.9:	CO _{2äq} -Vermeidung pro Hektar und CO _{2äq} -Vermeidungskosten	157
Abbildung 4.10:	Subventionen und Subventionsbedarf ausgewählter Bioenergie-Linien	158
Abbildung 5.1:	Arbeitszeitbedarf je Hektar ausgewählter Wertschöpfungsketten der Landwirtschaft	190

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2.1:	Energieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen 2005, nach Regionen	7
Tabelle 2.2:	Energieverbrauch in der EU-25, 1990 bis 2030	9
Tabelle 2.3:	Anteile der Energierohstoffe am Primärenergieverbrauch Deutschland insgesamt, 1980 bis 2005	11
Tabelle 2.4:	Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern und Sektoren, 2005, und Veränderung seit 1995	12
Tabelle 2.5:	Endenergieverbrauch in Deutschland 2005, nach Anwendungsbereichen und Sektoren	13
Tabelle 2.6	Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland, 1990 bis 2005	16
Tabelle 2.7:	Jahresverbrauch, Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe, 2005	19
Tabelle 2.8:	Potenziale (Reserven und Ressourcen) der nicht erneuerbaren Energiestoffe in den verschiedenen Erdteilen	26
Tabelle 2.9:	Regionale Herkünfte der in Deutschland verbrauchten nicht-erneuerbaren Energiestoffe, 2004	27
Tabelle 2.10:	Zusammensetzung der Verbraucherpreise für verschiedene Energieträger (2006, Größenordnungen)	35
Tabelle 2.11:	Weltweite Treibhausgas-Emissionen 2000 (nach Quellkategorien)	46
Tabelle 2.12:	Indikatorenvergleich für ausgewählte Betriebe des ökologischen und konventionellen Landbaues	49
Tabelle 2.13:	Treibhausgas-Emissionen in Deutschland (nach Quellkategorien, 2005)	52
Tabelle 3.1	Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Rahmen des Kyoto-Protokolls für die Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 und Lastenverteilung zwischen den Mitgliedstaaten der EU-15 (Veränderung der CO ₂ -Äquivalente in Prozent des Basisjahres 1990)	55
Tabelle 3.2:	EEG-Vergütungssätze für Biomasse im August 2004 (in Cent/KWh _{el})	61
Tabelle 3.3:	Steuersätze für Energieträger, 2003	62

Tabelle 4.1:	Agrarrohstoffe und Energieträger: Preise, Heizwerte, CO ₂ äq-Emissionen, Energie- und TM-Gehalte	72
Tabelle 4.2:	Ertragspotenziale Kurzumtriebsplantagen	82
Tabelle 4.3:	Spannbreite der Produktionskosten für Kurzumtriebsplantagen	83
Tabelle 4.4:	Deckungsbeiträge Wintergerste (Alternativ-Kultur für KUP)	84
Tabelle 4.5:	Wirtschaftlichkeit der Hackschnitzel-Heizung (400 kW _{th})	85
Tabelle 4.6:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern der Hackschnitzel-Heizung (400 kW _{el})	87
Tabelle 4.7:	Wirtschaftlichkeit der Getreide-Heizung (60 kW _{th})	90
Tabelle 4.8:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern der Getreide-Heizung (60 kW _{th})	91
Tabelle 4.9:	Wirtschaftlichkeit einer güllebasierten Biogasanlage mit Wärmevermarktung (150 kW _{el})	98
Tabelle 4.10:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer güllebasierten Biogasanlage mit Wärmevermarktung (150 kW _{el})	99
Tabelle 4.11:	Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis ohne Wärmenutzung (500 kW _{el})	102
Tabelle 4.12:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage auf Maisbasis ohne Wärmenutzung (500 kW _{el})	103
Tabelle 4.13:	Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis mit Wärmenutzung (500 kW _{el})	106
Tabelle 4.14:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage auf Maisbasis mit Wärmenutzung (500 kW _{el})	107
Tabelle 4.15:	Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis zur Gaseinspeisung und verbrauchsnahe KWK-Anlage (1.000 kW _{el})	110
Tabelle 4.16:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage mit Gaseinspeisung und verbrauchsnahe KWK-Anlage (1.000 kW _{el})	111
Tabelle 4.17:	Wirtschaftlichkeit einer HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW _{el})	114

Tabelle 4.18:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 KW _{el})	115
Tabelle 4.19:	Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW _{el})	118
Tabelle 4.20:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW _{el})	119
Tabelle 4.21:	Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW _{el})	120
Tabelle 4.22:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Hackschnitzeln (KUP) in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW _{el})	121
Tabelle 4.23:	Entwicklung der Produktion von Ethanol und Biodiesel im weltweiten Maßstab (2004 bis 2006)	125
Tabelle 4.24:	Wirtschaftlichkeit der Biodiesel-Anlage (100.000 t/a)	130
Tabelle 4.25:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für Biodiesel (100.000 t/a)	131
Tabelle 4.26:	Wirtschaftlichkeit der Weizen-Ethanol-Anlage (200.000 t/a)	134
Tabelle 4.27:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für Ethanol auf Basis von Weizen (200.000 t/a)	136
Tabelle 4.28:	Klimabilanz und CO _{2äq} -Vermeidungskosten für Ethanol auf Basis von Zuckerrüben	138
Tabelle 4.29:	Wirtschaftlichkeit der Biogasnutzung als Kraftstoff (2,5 MW _{CH4})	143
Tabelle 4.30:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für die Biogasnutzung als Kraftstoff (2,5 MW _{CH4})	145
Tabelle 4.31:	Wesentliche technische Charakteristika der untersuchten Bioenergie-Anlagen	151
Tabelle 4.32:	Wesentliche Ergebnisse der untersuchten Bioenergie-Linien im Überblick	152
Tabelle 4.33:	Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien	161
Tabelle 4.34:	Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Agrarpreisen	164
Tabelle 4.35:	Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Energiekosten	166

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Die Land- und Forstwirtschaft hat seit jeher sowohl Nahrungsmittel als auch Nichtnahrungsmittel produziert. Zu den Nichtnahrungsmitteln zählen zum einen Grundstoffe für andere Wirtschaftszweige (z. B. Textilien, Baumaterialien), zum anderen Energieträger.

Die land- und forstwirtschaftliche Erzeugung von Energie für die Bereitstellung von Wärme und Mobilität verlor im 19. und 20. Jahrhundert stark an Bedeutung, als die Ausbeutung der Lagerstätten fossiler Energieträger einen rasanten Aufschwung nahm. Die volkswirtschaftliche Entwicklung der Industriegesellschaften fußte fast ausschließlich auf der Nutzung dieser fossilen Energieträger. Deren Lagerbestände werden jedoch in absehbarer Zukunft zur Neige gehen.

Somit steht die Menschheit vor der großen Herausforderung, die künftige wirtschaftliche Entwicklung schrittweise auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Für ein rohstoffarmes Land wie Deutschland stellt sich diese Herausforderung besonders dringlich, weil damit zu rechnen ist, dass bei zunehmender Verknappung der Rohstoffe der Verteilungskampf um die noch verbliebenen Ressourcen härter und die Versorgungssicherung entsprechend schwieriger wird.

Eile ist auch deshalb geboten, weil immer deutlicher erkennbar wird, dass der immense Verbrauch fossiler Energieträger zu einer unerwünschten Veränderung des Erdklimas führt. Die klimaschädlichen Emissionen steigen nach wie vor an. Eine Verringerung der Emissionen bei gleichzeitigem Wirtschaftswachstum ist nur über zwei Wege möglich, zum einen durch Effizienzverbesserungen bei der Energieverwendung und zum anderen durch Umstellung auf erneuerbare Energien.

Inzwischen haben sowohl die Märkte als auch die Politik auf den wachsenden Problemdruck reagiert – wenn auch in verschiedenen Ländern und bei verschiedenen Wirtschaftssektoren sehr unterschiedlich. Die Energiepreise steigen weltweit, und die Politik verstärkt die Knappheitssignale zusätzlich, indem sie den Energieverbrauch besteuert. Außerdem begrenzt bzw. verteuert sie die Emission klimaschädlicher Gase, und sie fördert die Entwicklung und Verbreitung erneuerbarer Energien.

Hinter dem Sammelbegriff „Erneuerbare Energieträger“ verbirgt sich ein breites Spektrum wirtschaftlicher Aktivitäten und technologischer Entwicklungspfade. Das Spektrum reicht von der Solarthermie über Fotovoltaik, Geothermie, Wind- und Wasserenergie bis hin zu den vielfältigen Möglichkeiten zur Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Biomasse. Es liegt auf der Hand, dass nicht alle Pfade gleich gut geeignet sind, um die Energieproble-

matik zu lösen. Und für jeden einzelnen Pfad gilt, dass er an verschiedenen Standorten unterschiedliche Beiträge zur Problemlösung bringen kann.

An dieser Stelle steht die Politik vor wichtigen Auswahlentscheidungen. Sie sollte grundsätzlich bestrebt sein, den Einsatz von Kapital, Know-how, Arbeit und Boden auf jene Felder zu lenken, die einem größtmöglichen Beitrag zur Lösung der Energie- und Klimaproblematik erwarten lassen. Wenn sie bei der Förderung erneuerbarer Energieträger auf die „falschen Pferde“ setzt, d. h. wenig effiziente Energielinien oder wenig geeignete Standorte fördert, dann fehlen die dringend benötigten Ressourcen an der richtigen Stelle – mit entsprechend negativen Wirkungen für die Energieversorgung und den Klimaschutz.

Dieses Auswahlproblem war in der Frühphase der Förderung erneuerbarer Energieträger noch relativ unbedeutend. Im Vordergrund stand in dieser Phase das Bestreben, ein möglichst breites Spektrum von Lösungsmöglichkeiten für die Wirtschaft attraktiv zu machen und auf diese Weise die Innovationskraft der Unternehmen für die Lösung der Energie- und Klimaproblematik anzukurbeln. Inzwischen haben die erneuerbaren Energien jedoch in Deutschland eine Verbreitung erreicht, bei der Nutzungskonkurrenzen unverkennbar werden. Das gilt insbesondere für den Bereich der landwirtschaftlichen Biomasseerzeugung, weil hierbei landwirtschaftliche Fläche in Anspruch genommen wird, die nicht vermehrbar ist. Wenn die Politik an einem Standort einer „falschen“ Biomasse-Linie zur Wettbewerbsfähigkeit verhilft, bestimmt sie damit unweigerlich auch, dass an diesem Standort für die „richtige“ Biomasse-Linie ebenso wenig Platz bleibt wie für die Nahrungsmittel-Linie.

1.2 Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel des vorliegenden Gutachtens, (a) den Stand und die Perspektiven der Erzeugung von Bioenergie zu untersuchen, (b) die bisher in diesem Politikfeld eingesetzten Politikmaßnahmen zu bewerten und (c) daraus Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Politik abzuleiten.

1.3 Vorgehensweise

In Kapitel 2 werden zunächst die Entwicklungstendenzen und Zukunftsperspektiven des allgemeinen Energiesektors dargestellt, wobei auch die Frage der klimarelevanten Emissionen mit behandelt wird. Auf diese Weise wird der wirtschaftliche und politische Rahmen ausgeleuchtet, in den sich der rasch wachsende Wirtschaftszweig „Bioenergie“ künftig einzupassen hat.

Anschließend erfolgt in Kapitel 3 eine kurze Darstellung der Politikmaßnahmen, die bisher mit direktem oder indirektem Bezug zur Bioenergie etabliert worden sind.

In Kapitel 4 werden dann die wichtigsten Bioenergie-Linien vorgestellt und analysiert. Diese Analyse umfasst den Stand und die Perspektiven der technologischen Entwicklung, die politische Förderung, die zeitliche und regionale Ausbreitung und eine Bewertung aus wirtschaftlicher Sicht, die betriebswirtschaftliche, volkswirtschaftliche und ökologische Aspekte umfasst.

Auf dieser Grundlage erfolgt in Kapitel 5 eine Bewertung der gegenwärtig implementierten Politikmaßnahmen, und es werden Empfehlungen für die Weiterentwicklung dieses Politikbereichs abgeleitet.

Kapitel 4 basiert auf einer intensiven Zusammenarbeit einer Expertengruppe, die aus folgenden Personen bestand: S. Berenz (TU München), H. Döhler (KTBL), Dr. L. Leible (FZKA), Dr. N. Schmitz (meo consult), Dr. J. Schweinle und U. Tuch (BfH), Dr. T. Toews (JLU Gießen), Dr. A. Vetter (TLL) sowie T. de Witte, Dr. Y. Zimmer und Prof. Dr. F. Isermeyer (FAL). Es ist vorgesehen, dass dieses Kapitel auch als eigenständige Publikation dieser Arbeitsgruppe ausgekoppelt und veröffentlicht wird.

Zur Abklärung wichtiger Fragen, die sowohl die Perspektiven der fossilen und regenerativen Energieträger (Kapitel 2) als auch die Perspektiven einzelner Bioenergie-Linien betrafen, fand am 1. Oktober 2007 in Berlin ein Fachgespräch mit dem Beirat statt, an dem folgende eingeladene Experten teilnahmen: Prof. E. Dinjus (Forschungszentrum Karlsruhe), Dr. N. Heim (UFOP), B. Olzem (Fachverband Biogas e. V.), Dr. K. Picard (Mineralölwirtschaftsverband), Prof. Dr. V. Quaschnig (FHTW Berlin), Dr. F. Trieb (DLR Stuttgart).

Allen Experten sei an dieser Stelle für ihre Mitwirkung herzlich gedankt.

2 Entwicklung der Energiemärkte und der klimarelevanten Emissionen

2.1 Entwicklung und Struktur des Energieverbrauchs

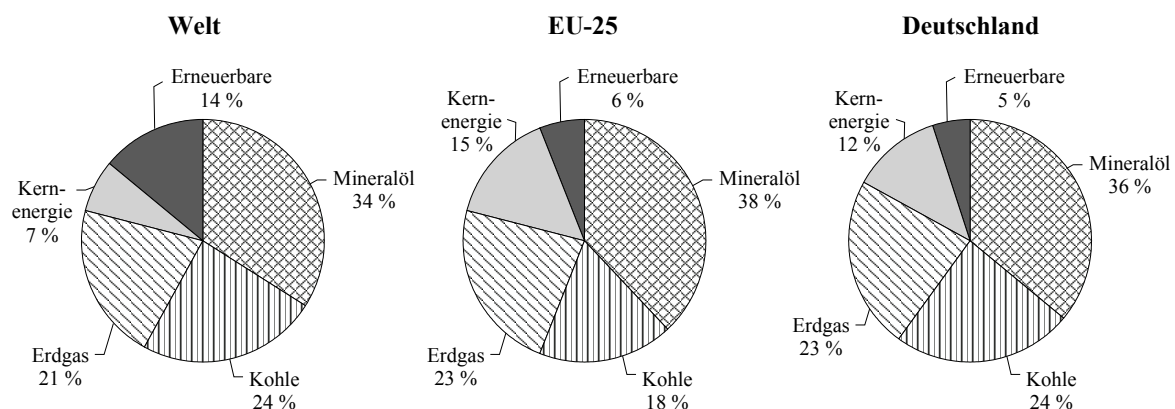
Energieverbrauch weltweit

Der weltweite Energieverbrauch lag im Jahr 2005 bei 479 Exajoule (EJ). In Öläquivalenten ausgedrückt sind dies rund 11,4 Mrd. t pro Jahr. Deutschland hat mit ca. 14,4 EJ (ca. 345 Mio. t Öläquivalent) pro Jahr einen Anteil von 3 % an diesem weltweiten Verbrauch (IEA, 2007).

Zur Veranschaulichung der Größenordnungen des Verbrauchs und des möglichen Beitrags der Bioenergie sei folgende grobe Überschlagsrechnung vorangestellt: Um 11 Mrd. t Öl durch den Anbau von Palmöl (Ertrag: 5 t Öl/ha) bzw. Rapsöl (Ertrag 1,5 t Öl/ha) zu erzeugen, bräuchte man eine Ackerfläche von mehr als 2 bzw. 7 Mrd. ha. Die gesamte Ackerfläche der Welt umfasst aber nur ca. 1,5 Mrd. ha.

Sowohl für Deutschland als auch für die Welt insgesamt gilt, dass der weitaus größte Teil des Energieverbrauchs auf fossile Energieträger entfällt (Abbildung 2.1). Der Anteil der Biomasse beträgt im globalen Maßstab nur etwas mehr als 10 %; hierbei handelt es sich zum größten Teil um nicht-kommerzielle Brennstoffnutzung, die überwiegend in Entwicklungsländern stattfindet. Zählt man die Nutzung von Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie und Geothermie hinzu, so errechnet sich ein Gesamtanteil der erneuerbaren Energieträger am Weltenergieverbrauch von ca. 14 %. Dieser Anteil hat sich in den vergangenen 25 Jahren nur unwesentlich verändert (IEA, 2007).

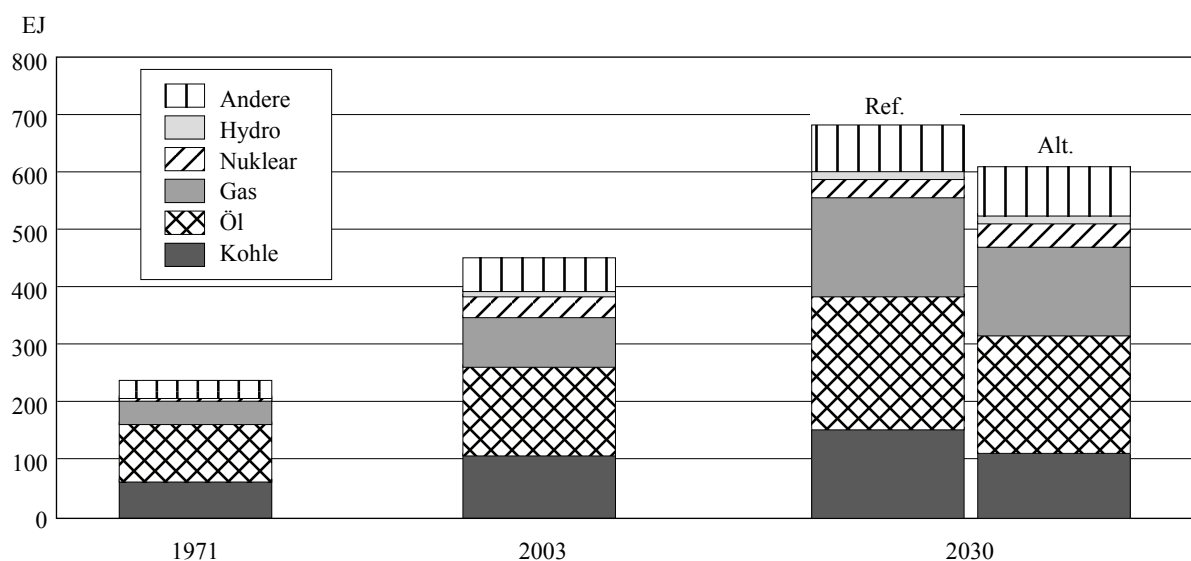
Abbildung 2.1: Anteile verschiedener Energierohstoffe am Primärenergieverbrauch (Welt, EU-25, Deutschland)



Quelle: BMWi/BMU (2006), eigene Berechnungen.

Der weltweite Energieverbrauch ist in den vergangenen Jahrzehnten stark angestiegen. Er hat sich in den zurückliegenden 25 Jahren ungefähr verdoppelt. Für die kommenden 25 Jahre geht die Prognose der Internationalen Energie-Agentur (IEA) davon aus, dass der absolute jährliche Verbrauchszuwachs eher noch höher liegen wird als in der Vergangenheit, während die prozentualen Steigerungsraten leicht zurückgehen (Abbildung 2.2). Für das Jahr 2030 wird demnach ein Jahresverbrauch von rund 680 Exajoule erwartet. Selbst dann, wenn im Alternativszenario 2030 „alle derzeit in Erwägung gezogenen Maßnahmen und Politiken zur Verbesserung der Energiesicherheit und Senkung der CO₂-Emissionen umgesetzt werden“ (IEA, 2006a, Abbildung 2.2 rechts), würde der globale Anstieg des Energieverbrauchs nur verlangsamt, aber bei weitem nicht gestoppt werden. Die Anteile der einzelnen Energieträger am Welt-Energie-Mix werden sich dieser Prognose zufolge bis 2030 nur wenig ändern (IEA, 2006a). Das bedeutet, dass bis 2030 im Referenzszenario über 80 % (im Alternativszenario: über 70 %) des zusätzlichen Energieverbrauchs durch eine weiter beschleunigte Ausbeutung fossiler Energiequellen gedeckt werden wird.

Abbildung 2.2: Bisherige und künftige Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs



2030 Ref. : Referenzszenario (Fortsetzung derzeitiger Politikmaßnahmen)

2030 Alt. : Alternativszenario (starke energiepolitische Eingriffe)

Quelle: IEA 2006a, eigene Berechnungen.

Hinsichtlich der Höhe und der Struktur des Energieverbrauchs haben sich zwischen den verschiedenen Ländern bzw. Erdteilen große Unterschiede herausgebildet. Einen Überblick über diese Unterschiede gibt Tabelle 2.1. Hieraus lassen sich im Hinblick auf den Energieverbrauch (zu den CO₂-Emissionen s. u.) folgende Kernaussagen ableiten:

- Der größte Teil der Energie wird in Nordamerika und Europa verbraucht. Auf diese beiden Regionen entfallen nur rund 13 % der Weltbevölkerung, aber fast 40 % des Weltenergieverbrauchs.
- Ein besonders hoher Energieverbrauch pro Kopf ist für Nordamerika festzustellen. Er liegt mehr als doppelt so hoch wie in der Europäischen Union und mehr als viermal so hoch wie im Weltdurchschnitt.
- Bezieht man Energieverbrauch auf die Wirtschaftsleistung der Länder, gemessen am Bruttoinlandsprodukt (BIP), so verbessert sich die relative Position der Industrieländer erheblich. Industrieländer verbrauchen überdurchschnittlich viel Energie je Kopf, aber unterdurchschnittlich viel Energie je Euro BIP. Allerdings fällt das Ergebnis für die OECD-Länder weniger günstig aus als in der Tabelle dargestellt, wenn man die BIP-Werte nicht mit den Wechselkursen, sondern mit Kaufkraftparitäten umrechnet. Die Umrechnung mit Kaufkraftparitäten ergibt eine größere relative Wirtschaftskraft der Entwicklungs- und Schwellenländer, so dass dann auch deren BIP-bezogene Energieeffizienz günstiger ausfällt (IEA, 2007).
- Deutschland weist, gemessen am Durchschnitt der EU-27, einen überdurchschnittlich hohen Energieverbrauch je Kopf und einen unterdurchschnittlich hohen Energieverbrauch je Euro BIP auf.

Für die kommenden Jahrzehnte wird erwartet, dass das besonders starke Wirtschaftswachstum in Asien und Südamerika auch die regionale Struktur des Weltenergieverbrauchs verändern wird. Mehr als zwei Drittel des bis 2030 prognostizierten Verbrauchszuwachses werden voraussichtlich auf die Entwicklungs- und Schwellenländer entfallen (IEA, 2006a).

Tabelle 2.1: Energieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen 2005, nach Regionen

	Bevölkerung		BIP	PEV	CO ₂ - Emissionen	PEV	PEV	PEV	CO ₂	CO ₂	CO ₂
	Mio	Mrd \$	Mtoe	Mio t	EJ	GJ/Kopf	MJ/\$	t/Kopf	t/1000\$	kg/GJ	
Welt	6432,0	36281,0	11434,0	27136,0	478,7	74,4	13,2	4,2	0,7	56,7	
EU-27	491,8	9212,4	1815,3	3975,9	76,0	154,6	8,2	8,1	0,4	52,3	
Deutschland	82,5	1961,8	344,8	813,5	14,4	175,0	7,4	9,9	0,4	56,4	
Dänemark	5,4	171,1	19,6	47,5	0,8	151,5	4,8	8,8	0,3	57,9	
Frankreich	62,7	1430,1	276,0	388,4	11,6	184,3	8,1	6,2	0,3	33,6	
Italien	58,5	1132,8	185,2	454,0	7,8	132,5	6,8	7,8	0,4	58,6	
Niederlande	16,3	408,0	81,9	183,0	3,4	210,0	8,4	11,2	0,4	53,4	
Polen	38,2	198,3	93,0	295,8	3,9	102,0	19,6	7,8	1,5	76,0	
Schweden	9,0	271,8	52,2	51,0	2,2	241,9	8,0	5,6	0,2	23,3	
Spanien	43,4	680,8	145,2	341,8	6,1	140,1	8,9	7,9	0,5	56,2	
Vereinigtes Königreich	60,2	1626,8	233,9	529,9	9,8	162,6	6,0	8,8	0,3	54,1	
USA	296,7	10995,8	2340,3	5817,0	98,0	330,3	8,9	19,6	0,5	59,4	
Kanada	32,3	822,4	272,0	548,6	11,4	352,8	13,8	17,0	0,7	48,2	
Lateinamerika	449,0	1620,0	500,0	938,0	20,9	46,6	12,9	2,1	0,6	44,8	
Russland	285,0	525,0	980,0	2303,0	41,0	144,0	78,2	8,1	4,4	56,1	
China	1311,0	2098,0	1735,0	5101,0	72,6	55,4	34,6	3,9	2,4	70,2	
Indien	1094,6	644,1	537,3	1147,5	22,5	20,6	34,9	1,0	1,8	51,0	
Japan	127,8	4994,1	530,5	1214,2	22,2	173,8	4,4	9,5	0,2	54,7	
Australien	20,5	469,8	122,0	376,8	5,1	249,4	10,9	18,4	0,8	73,8	
Afrika	894,0	731,0	605,0	835,0	25,3	28,3	34,7	0,9	1,1	33,0	

BIP = Bruttoinlandsprodukt (in \$ des Jahres 2000); PEV = Primärenergieverbrauch; CO₂-Emissionen = hier nur energiebedingte CO₂-Emissionen.

Quelle: IEA 2007, eigene Berechnungen.

Energieverbrauch in der Europäischen Union

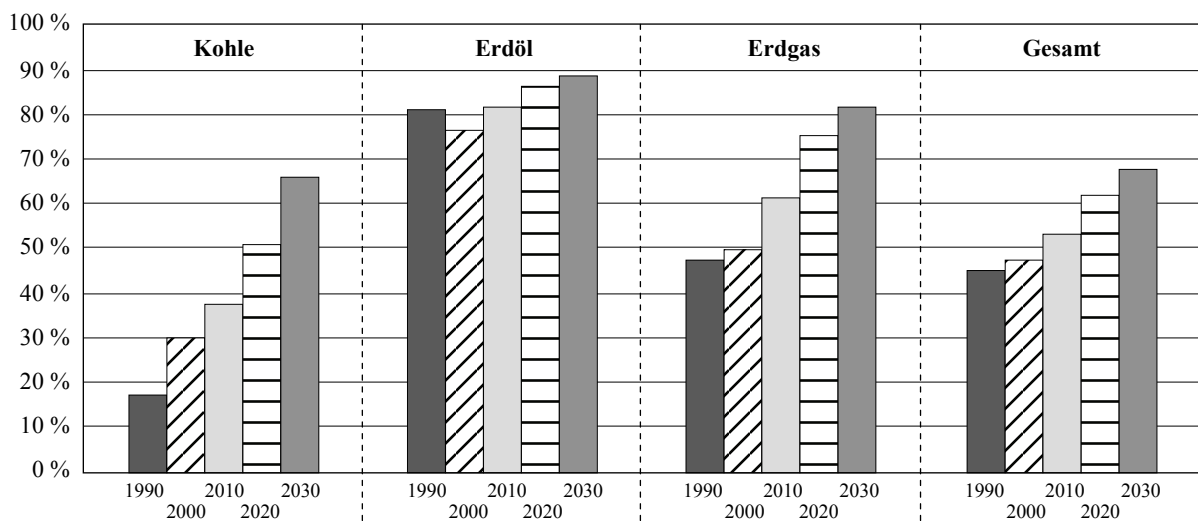
Eine rückschauende Analyse des Energieverbrauchs der Europäische Union sowie eine Projektion bis 2030 wurde im Jahr 2003 von der Europäischen Kommission (2003) veröffentlicht. Die Studie wurde von der Universität Athen angefertigt; bei den Projektionen handelt es sich also um Ergebnisse wissenschaftlicher Analysen und nicht um politische Zielvorstellungen. Für die Interpretation der Ergebnisse ist ferner von Bedeutung, dass die Studie von der Fortexistenz niedriger Energiepreise ausgegangen ist und natürlich auch die energiepolitischen Beschlüsse vom April 2007 noch nicht berücksichtigen konnte. Ausgewählte Ergebnisse der Studie sind in Tabelle 2.2 und in Abbildung 2.3 zusammengefasst.

- Im Zeitraum zwischen 1990 und 2000 stieg der Primärenergieverbrauch im Gesamtgebiet der EU-25 um 0,6 % p. a. an. Dieser moderate Anstieg setzte sich zusammen aus einem Anstieg von 1,0 % p. a. in der EU-15 und einem Rückgang von 1,6 % p. a. in den Beitrittsländern.
- Im Projektionszeitraum 2000 bis 2030 wird ein Anstieg des Primärenergieverbrauchs um insgesamt 19 % erwartet, während sich Bruttoinlandsprodukt ungefähr verdoppelt. Diese Entwicklung wird durch eine erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz ermöglicht.
- Für die Beitrittsländer wird ein etwas höheres prozentuales Wachstum des Primärenergieverbrauchs erwartet als für die EU-15. Wichtigster Grund hierfür ist das höhere Wirtschaftswachstum in den Beitrittsländern.
- Der zusätzliche Energieverbrauch bis 2030 wird zum weit überwiegenden Teil (ca. 80 %) durch Erdgas gedeckt. Der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch wird von derzeit ca. 22 % auf ca. 32 % ansteigen.
- Die erneuerbaren Energieträger werden sich, prozentual gesehen, am stärksten ausdehnen (+75 % bis 2030), doch wird der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 immer noch unter 10 % liegen.
- Die Importabhängigkeit der Europäischen Union wird in allen drei Sparten der fossilen Energieträger deutlich ansteigen, von durchschnittlich 47 % im Jahr 2000 auf ca. 68 % im Jahr 2030.

Tabelle 2.2: Energieverbrauch in der EU-25, 1990 bis 2030

	in EJ					Jährliche Wachstumsrate (in %)				
	1990	2000	2010	2020	2030	90/00	00/10	10/20	20/30	00/30
Kohle	18,0	12,7	10,2	10,6	12,4	-3,5	-2,2	0,4	1,6	-0,1
Erdöl	25,1	26,5	27,4	28,4	28,7	0,6	0,3	0,3	0,1	0,3
Erdgas	10,8	15,7	21,4	25,0	26,4	3,8	3,1	1,6	0,5	1,7
Kernbrennstoffe	8,2	10,0	10,3	9,0	7,7	1,9	0,3	-1,4	-1,4	-0,8
Erneuerbare Energieträger	2,9	4,1	5,6	6,4	7,1	3,3	3,2	1,3	1,1	1,9
Gesamt	65,2	69,1	74,9	79,3	82,4	0,6	0,8	0,6	0,4	0,6
EU-15	55,3	60,8	66,0	69,4	72,0	1,0	0,8	0,5	0,4	0,6
EU-10	10,0	8,3	8,9	9,8	10,4	-1,8	0,7	1,1	0,5	0,8

Quelle: PRIMES, ACE, aus: Europäische Kommission (2003).

Abbildung 2.3: Importanteile der EU-25 bei Energierohstoffen, 1990 bis 2030

Quelle: PRIMES, ACE, aus: Europäische Kommission (2003).

Energieverbrauch in Deutschland

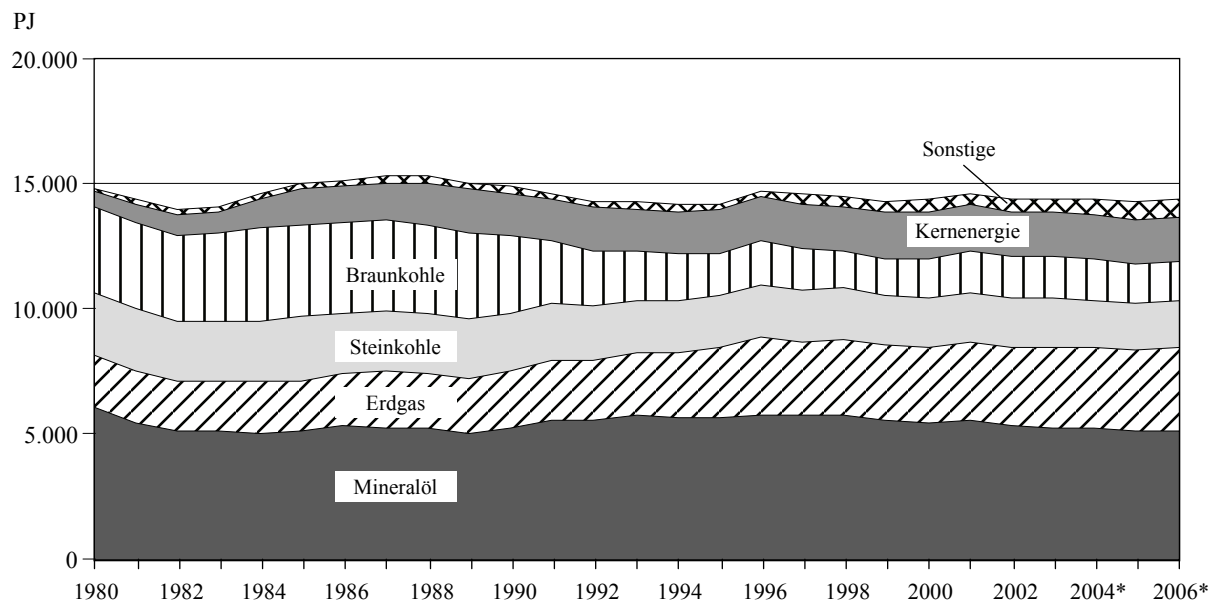
In Deutschland ist der Primärenergieverbrauch in vergangenen 25 Jahren weitgehend konstant geblieben (Abbildung 2.4). Die weitgehende Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Primärenergieverbrauch konnte in erster Linie durch Effizienzsteigerungen bei der Energieproduktion und -verwendung erreicht werden, aber auch andere Einflussfaktoren sind zu beachten:

- Grundsätzlich liegt es im wirtschaftlichen Interesse der Unternehmen und Haushalte, den Kostenfaktor Energie möglichst gering zu halten.

- Die deutsche Politik gab durch zahlreiche Maßnahmen verstärkte Anreize zur sparsamen Energieverwendung und zur Effizienzverbesserung.
- Außerdem gab es Sondereinflüsse durch die deutsche Einheit. Durch den veralteten Zustand der ostdeutschen Energiewirtschaft konnten in diesem Teil des Landes besonders große Fortschritte bei Energieeinsparung und Klimaschutz erzielt werden.
- Schwer abzuschätzen ist schließlich der Effekt, der sich aus einer Verlagerung besonders energieintensiver Wirtschaftszweige ins Ausland ergibt. Solche Verlagerungen können als Reaktion auf eine besonders restriktive nationale Energie- und Klimapolitik betriebswirtschaftlich sinnvoll werden; sie können aber nicht als klimapolitischer Erfolg angesehen werden, weil der Energieeinsparung in Deutschland ein Mehrverbrauch in anderen Weltregionen gegenübersteht.

Die Bedeutung der einzelnen Energieträger für die deutsche Energieversorgung hat sich im Zeitablauf verändert (Tabelle 2.3). Die 1980er Jahre waren insbesondere durch den Aufstieg der Kernenergie und den Rückgang des Mineralölverbrauchs gekennzeichnet. In den 1990er Jahren war der Strukturwandel vor allem durch den Rückgang der Braunkohle, insbesondere in Ostdeutschland, und den Anstieg des Erdgasverbrauchs geprägt.

Abbildung 2.4: Primärenergieverbrauch in Deutschland, nach Energieträgern, 1980 bis 2005



Berechnung auf Basis des Wirkungsgradansatzes.

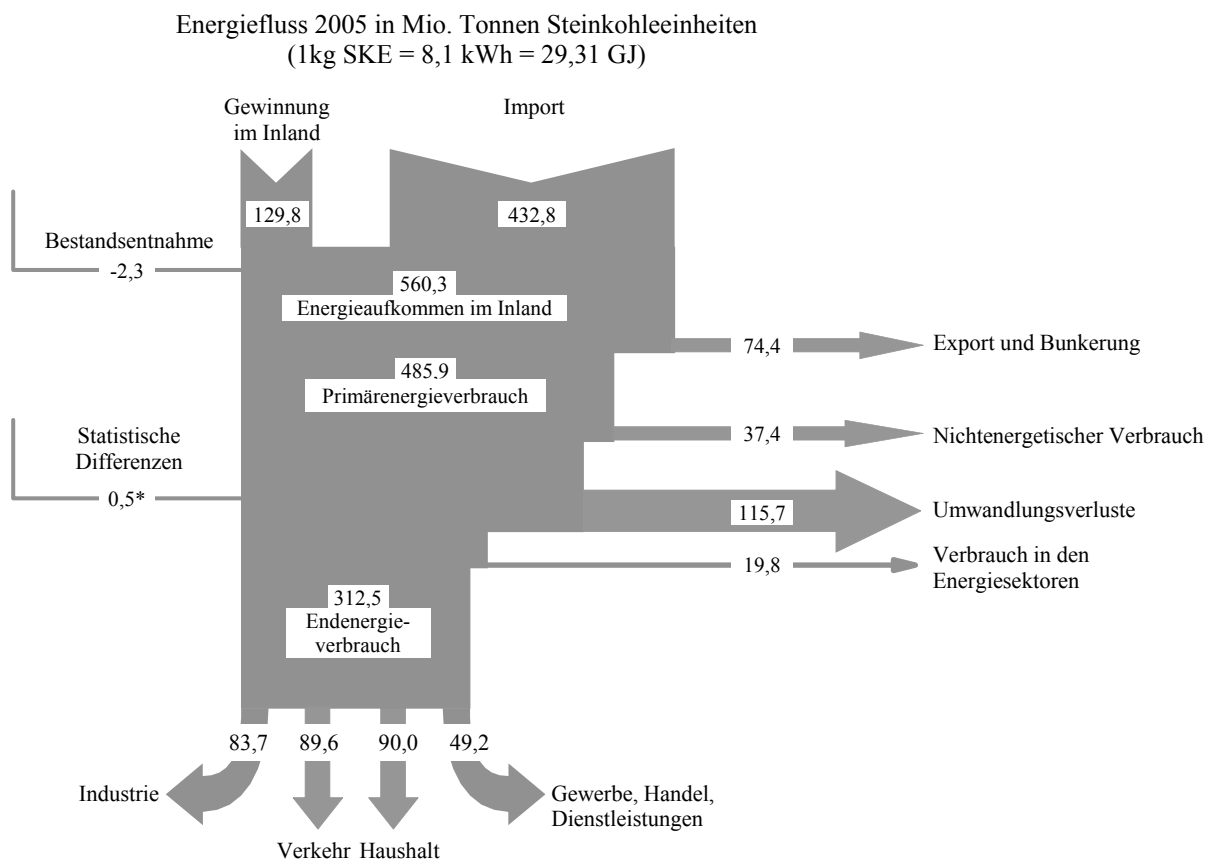
*)2004-2006: vorläufige Angaben.

Quelle: AG Energiebilanzen, 7/2007; eigene Berechnungen.

Tabelle 2.3: Anteile der Energierohstoffe am Primärenergieverbrauch Deutschland insgesamt, 1980 bis 2005

	1980	1985	1990	1995	2000	2005
	in %					
Mineralöle	40,7	33,9	35,1	39,9	38,2	36,1
Erdgas	14,5	13,7	15,4	19,6	20,7	22,7
Steinkohle	16,5	16,6	15,5	14,4	14,0	12,9
Braunkohle	22,8	24,4	21,5	12,2	10,8	11,2
Kernenergie	4,1	10,0	11,2	11,8	12,9	12,5
Sonstige	1,4	1,4	1,3	2,1	3,4	4,6
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 7/2007, eigene Berechnungen.

Abbildung 2.5: Herkunft und Verwendung der Primärenergie in Deutschland, 2006

* Geschätzt.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Stand 09/2006).

Für die Suche nach den optimalen Ansatzstellen für energiepolitische Maßnahmen ist es wichtig, die **Verwendung der in Deutschland eingesetzten Primärenergie** zu analysieren. Einen Überblick hierzu vermittelt Abbildung 2.5. Die Abbildung verdeutlicht, dass von den 486 Mio. t SKE (entsprechend 14,2 EJ), die nach Abzug von Export und Bunkerung insgesamt zur Verfügung stehen, knapp 8 % in eine nicht-energetische Verwendung fließen und weitere 28 % bei Umwandlungsprozessen verloren gehen bzw. intern verbraucht werden. Die verbleibenden 313 Mio. t SKE (9,2 EJ) stehen für den Endenergieverbrauch zur Verfügung und werden zu ungefähr gleichen Teilen durch Industrie (27 %), Verkehr (29 %), Haushalte (29 %) und in etwas geringerem Umfang durch Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (16 %) verbraucht.

Tabelle 2.4: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern und Sektoren, 2005, und Veränderung seit 1995

	Gesamt	Kohle ¹⁾	Kraftstoffe ²⁾	Heizöl ³⁾	Gase	Strom	Fernwärme
Energieverbrauch 2005 (in PJ)							
Gesamt	9.173	821	2.595	1.069	2.502	1.875	311
Industrie	2.462	465		174	931	847	45
Gewerbe/Handel/Dienstl.	1.445	18		263 ⁴⁾	510	460	100
Haushalte	2.665	258		687	1.058	510	152
Verkehr	2.628		2.567		3	58	
Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (%)							
Gesamt	100	9	28	12	27	20	3
Industrie	27	5		2	10	9	1
Gewerbe/Handel/Dienstl.	16	0		3 ⁴⁾	6	5	1
Haushalte	29	3		7	12	6	2
Verkehr	29		28		0	1	
Veränderung gegenüber 1995 (in PJ)							
Gesamt	-149	+71	-101	-540	+242	+227	-55
Industrie	-12	-24		-124	+2	+161	-25
Gewerbe/Handel/Dienstl.	-134	-32		-287 ⁴⁾	+104	+13	-25
Haushalte	+10	+53		-215	+133	+52	-19
Verkehr	+14		+11		+3	+0	

1) Inkl. Biomasse, Solarthermie, Wärmepumpen.

2) Inkl. Biokraftstoffe.

3) Inkl. sonstige Mineralöle

4) Inkonsistenz in der Zeitreihe, daher überschätzter Rückgang zwischen 2004 und 2005.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 7/2007, eigene Berechnungen.

Tabelle 2.5: Endenergieverbrauch in Deutschland 2005, nach Anwendungsbereichen und Sektoren

	Gesamt	Raum- wärme	Warm- wasser	Sonst. Prozesswärme	Mechan. Energie	Beleuchtung
Endenergieverbrauch (in PJ)						
Gesamt	9.299	2.972	478	1.934	3.725	191
Industrie	2.453	217	18	1.583	595	41
Gewerbe/Handel/Dienstl.	1.489	695	147	229	322	97
Haushalte	2.731	2.049	314	123	205	41
Verkehr	2.626	12	0	0	2.603	12
Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (%)						
Gesamt	100	32	5	21	40	2
Industrie	26	2	0	17	6	0
Gewerbe/Handel/Dienstl.	16	7	2	2	3	1
Haushalte	29	22	3	1	2	0
Verkehr	28	0	0	0	28	0

Quelle: VDEW (2005); eigene Berechnungen.

Näheren Aufschluss über **Struktur und Entwicklung des Endenergieverbrauchs** (EEV) geben die Tabellen 2.4 und 2.5. Hieraus lassen sich folgende Kernergebnisse zusammenfassen:

- Heizöl nimmt mit einem Anteil von 12 % am EEV immer noch eine bedeutende Rolle ein. Die Verwendung von Erdöl zu Heizzwecken ist jedoch besonders stark rückläufig, und an diesem Rückgang beteiligen sich Haushalte, Industrie und der Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen gleichermaßen.
- Die Ausdehnung des Erdgasverbrauchs (auf 27 % des EEV) und des Stromverbrauchs (auf 20 % des EEV) sind besonders augenfällig. Die größten Zuwächse beim Erdgasverbrauch verzeichnen die privaten Haushalte und der Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, die größten Zuwächse beim Stromverbrauch verzeichnet die Industrie.
- Generell verzeichnet der Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistungen die stärksten Energieeinsparungen. Demgegenüber hat der Energieverbrauch bei den privaten Haushalten und im Verkehr in den vergangenen 10 Jahren leicht zugenommen.
- Der wichtigste Anwendungsbereich der Energie ist die Wärmeerzeugung (58 %). Auf die Erzeugung von Raumwärme entfallen 32 % des gesamten Endenergieverbrauchs; in diesem Segment dominieren die privaten Haushalte. Daneben ist auch die Erzeugung von Prozesswärme (22 %), überwiegend für die Industrie, von großer Bedeutung. Demgegenüber ist der Energieverbrauch für Warmwasser (5 %) relativ gering.

- Nach der Wärmeerzeugung ist die Erzeugung mechanischer Energie der zweitwichtigste Anwendungsbereich (40 %). Hier dominiert vor allem der Verkehrssektor (28 %). Im Vergleich zu den großen Einsatzfeldern Wärme und Transport fällt der Energieeinsatz für die Beleuchtung mit 2 % sehr gering aus.

Für die Beurteilung des Subsektors **Strom** ist die Frage von Bedeutung, welche Energieträger hier derzeit zum Einsatz kommen und wie sich der Rohstoff-Mix in der Vergangenheit geändert hat. Gegenwärtig werden vor allem folgende Rohstoffe eingesetzt (Anteile 2006, in Prozent):

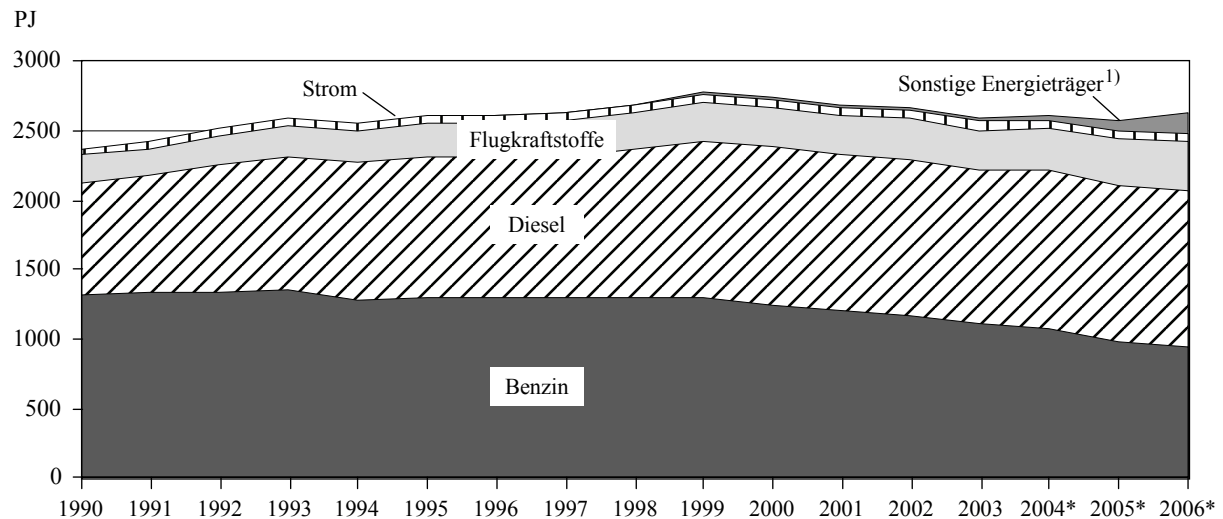
- Kernenergie (34 %)
- Braunkohle (27 %)
- Steinkohle (23 %)
- Gase, v. a. Erdgas (10 %)
- Wasser- und Windkraft (4 %)

Die Zusammensetzung dieses Rohstoff-Mix hat sich in den vergangenen 15 Jahren nur geringfügig verändert. Gas und Windkraft haben um je 2 Prozentpunkte zugelegt, die Anteile von Braunkohle und Steinkohle wurden entsprechend reduziert.

Für die Beurteilung des Subsektors **Verkehr** ist aufschlussreich, welche Bedeutung die verschiedenen Kraftstoffe haben und wie sich diese Bedeutung in der Vergangenheit verändert hat. Hierzu lassen sich aus Abbildung 2.6 folgende Kernaussagen ableiten:

- Der Anteil von Motorenbenzin war seit 1990 stark rückläufig und verlor 20 Prozentpunkte (Rückgang von ca. 56 % auf ca. 36 %).
- Diese Marktanteile wurden von drei Kraftstoffarten übernommen: Dieselmotorenstoff gewann ca. 9 Prozentpunkte (Anstieg von ca. 34 % auf ca. 43 %), Flugturbinenkraftstoffe bzw. Flugbenzin gewannen ca. 6 Prozentpunkte (Anstieg von ca. 8 % auf ca. 14 %), und die Biokraftstoffe kamen neu in den Markt und liegen derzeit bei über 5 Prozentpunkten.

Abbildung 2.6: Zusammensetzung des Energieverbrauchs des Verkehrs in Deutschland, 1990 bis 2006



*) 2004-2006: vorläufige Angaben.

1) Vor allem Biokraftstoffe.

Quelle: AG Energiebilanzen, 7/2007.

Erneuerbare Energieträger haben in den vergangenen zwei Jahrzehnten einen starken Aufschwung genommen. Gemessen am gesamten Energieverbrauch ist ihre Bedeutung allerdings immer noch gering. Tabelle 2.6 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Erneuerbaren Energien seit 1990. Folgende Kernaussagen lassen sich daraus ableiten:

- Es gibt in Deutschland zwei Bereiche, in denen Erneuerbare Energien seit Jahrzehnten etabliert sind. Das ist zum einen die Nutzung von Wasserkraft zur Stromerzeugung, zum anderen die Nutzung von Biomasse – vorwiegend Holz – zur Wärmeerzeugung. Die Nutzungsumfänge lagen, bezogen auf den Endenergieverbrauch Deutschlands, im Jahr 1990 bei 0,6 % (Wasserkraft) bzw. 1,5 % (Biomasse).
- Bei der Wasserkraft ist seit 1990 nur ein geringfügiges Wachstum zu verzeichnen, was in erster Linie auf natürliche Grenzen dieses EE-Zweiges zurückzuführen sein dürfte. Demgegenüber hat sich die Biomasse-Nutzung zur Wärmeerzeugung seit 1990 verdoppelt. Diese Komponente stellt mit 274 PJ/a nach wie vor die größte erneuerbare Energiequelle dar, ihr Anteil am Endenergieverbrauch (Primärenergieverbrauch) liegt derzeit bei 3,0 % (1,9 %).
- Die stärksten prozentualen Zuwachsraten weist die EE-Branche aber nicht dort auf, wo sie traditionell stark ist (Holz zur Wärmeerzeugung), sondern in einigen anderen Feldern, die in den Genuss einer umfangreichen energiepolitischen Förderung gekommen sind. Drei EE-Linien haben auf diese Weise inzwischen eine nennenswerte, wenngleich immer noch geringe Bedeutung für die nationale Energieversorgung erlangt (in Klammern: Nutzungsumfang, bezogen auf den Primär- bzw. Endenergieverbrauch):

- Windkraft zur Stromerzeugung (0,7 bzw. 1,1 %)
 - Biomasse zur Stromerzeugung (0,3 bzw. 0,5 %)
 - Biodiesel als Kraftstoff (0,5 bzw. 0,7 %)
- Die übrigen EE-Linien (Fotovoltaik, Solarthermie, Geothermie, Rapsöl, Ethanol) bewegen sich trotz der teilweise erheblichen Förderung noch bei einem Anteil von 0,1 % (bezogen auf den deutschen Gesamtenergieverbrauch).
- Zusammengenommen haben die Erneuerbaren Energien inzwischen einen Anteil von 4,2 bzw. 6,6 % am Primär- bzw. Endenergieverbrauch Deutschlands. Der Anteil der Biomasse innerhalb des EE-Segments hat sich in den vergangenen 15 Jahren kaum verändert und beträgt ungefähr zwei Drittel.

Tabelle 2.6 Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland, 1990 bis 2005

	1990	1995	2000	2005
Energieerzeugung in PJ/a				
Strom aus EE	66	92	132	229
- Wasserkraft	61	78	90	77
- Wind	0	6	27	98
- Biomasse	5	7	15	49
- Fotovoltaik	0	0	0	5
Wärme aus EE	141	165	205	291
- Biomasse ¹⁾	137	158	196	274
- Solarthermie	0	2	5	11
- Geothermie	4	5	5	6
Kraftstoff aus EE	0	1	9	81
- Biodiesel	0	1	9	67
- Rapsöl	0	0	0	7
- Bioethanol	0	0	0	7
Gesamt EE	207	258	346	601
- davon aus Biomasse	142	166	220	404
Primärverbrauch D (PJ/a)	14.905	14.269	14.401	14.238
Endenergieverbrauch D (PJ/a)	9.472	9.322	9.234	9.118
Anteil EEV an PEV (%)	1,4	1,8	2,4	4,2
Anteil EE an EEV (%)	2,2	2,8	3,7	6,6
Anteil Biomasse an PEV (%)	1,0	1,2	1,5	2,8
Anteil Biomasse an EEV (%)	1,5	1,8	2,4	4,4

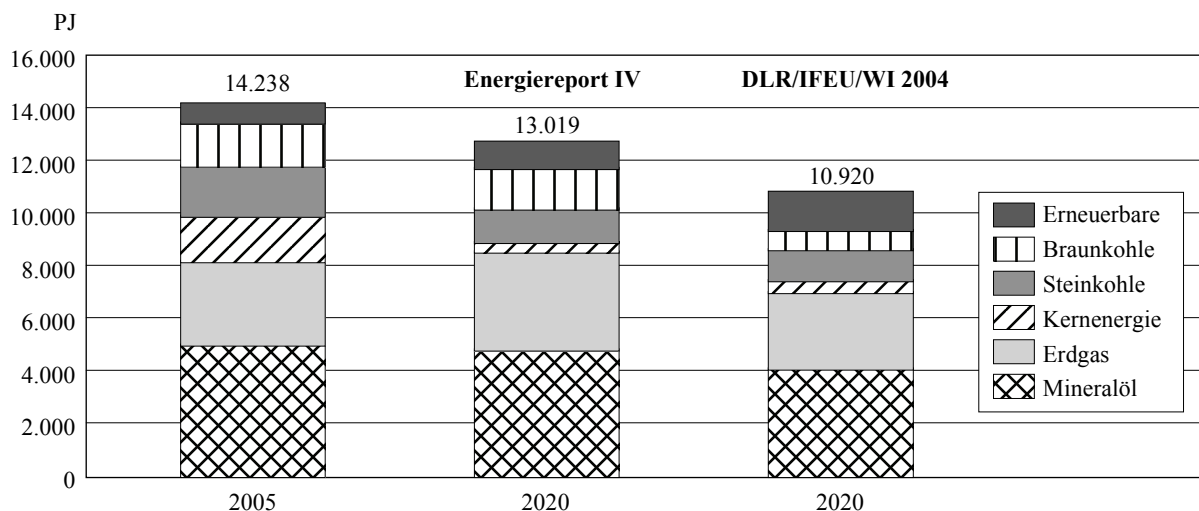
1) Bei Biomasse ab 2003 Neubewertung des Wärmebeitrags aufgrund verbesserter Datenlage.

Quelle: Nitsch (2007) auf Basis von AGEE, BMU, BMWi.

Perspektiven der **künftigen Verbrauchsentwicklung** in Deutschland wurden insbesondere im Energiereport IV (EWI/PROGNOS 2005) und in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Erneuerbaren Energien“ (DLR/IFEU/WI 2004) untersucht. Die Studien kommen zu der Einschätzung, dass der Primärenergieverbrauch künftig deutlich sinken wird. Die Energieeffizienz wird weiter steigen, und im Energie-Mix werden erneuerbare Energien und Erdgas tendenziell eine größere Bedeutung haben, während die Bedeutung der Komponenten Kernenergie und Kohle rückläufig ist (Abbildung 2.3). Diese Veränderung des Energie-Mix würde, abgesehen von der Kernenergie, die Trends der jüngeren Vergangenheit fortsetzen.

Angesichts der Tatsache, dass Deutschland trotz umfangreicher politischer Maßnahmen und starker Energiepreissteigerungen in den vergangenen Jahren praktisch keinen Rückgang des Energieverbrauchs mehr verzeichnen konnte (vgl. Abbildung 2.4), ist der in der DLR/IFEU/WI-Studie entwickelte Einsparungspfad nach Auffassung des Beirats als äußerst ambitioniert anzusehen.

Abbildung 2.7: Prognosen und Szenarien zum Primärenergieverbrauch in Deutschland, 2020



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen; EWI/PROGNOS (2005); DLR/IFEU/WI (2004); entnommen aus BMWi/BMU (2006).

2.2 Verfügbarkeit fossiler Energiequellen

Im globalen Maßstab muss realistischer Weise davon ausgegangen werden, dass der Verbrauch fossiler Energieträger weiter deutlich ansteigen wird und speziell die Entwicklungs- und Schwellenländer ihr starkes Wirtschaftswachstum auch in den kommenden zwei bis drei Jahrzehnten primär auf fossilen Energieträgern gründen werden (vgl. Abbildung 2.2).

In der längerfristigen Perspektive wird jedoch ein Umsteigen auf erneuerbare Energieträger unausweichlich werden. Spätestens dann, wenn die Lagerstätten der fossilen Energieträger zur Neige gehen, werden die Marktpreise diese Entwicklung stark forcieren. Aus klimapolitischen Gründen ist allerdings eine größere Verbreitung der erneuerbaren Energieträger schon zu einem viel früheren Zeitpunkt wünschenswert; hierauf wird in Kapitel 2.5 näher eingegangen.

Bezüglich der konkreten Reichweiten der fossilen Energieträger gibt es zum Teil erhebliche Unsicherheiten. Um die noch verbliebenen Nutzungsmengen und -zeiträume quantitativ abzuschätzen, verwendet man die Begriffe „Reserven“ und „Ressourcen“ (BGR, 2005):

- Reserven umfassen die sicher nachgewiesenen und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen.
- Ressourcen sind Vorkommen, die entweder noch nicht wirtschaftlich zu fördern sind oder die noch nicht sicher nachgewiesen, aber aufgrund geologischer Indikatoren erwartet werden.

Im Laufe der Zeit werden Ressourcen sukzessive in Reserven überführt. So erklärt sich, dass zum Beispiel die Erdölreserven (ausgedrückt in „noch verbliebenen Jahresverbräuchen“) über die vergangenen Jahrzehnte hinweg weitgehend konstant geblieben sind (BGR, 2005). Daraus darf nicht der Schluss gezogen werden, die Ressourcen würden „noch ewig“ reichen. Allerdings können insbesondere technische Fortschritte bei der Fördertechnik den Grad der Nutzbarkeit der Ölfelder verbessern, was zu einer entsprechenden Erhöhung der Reichweiten führt (PICARD, 2006).

Reichweite einzelner nicht-erneuerbarer Energierohstoffe

Der Vergleich zwischen den verschiedenen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen zeigt, dass die Reichweite der Erdölvorkommen besonders knapp bemessen ist (Tabelle 2.7). Selbst dann, wenn es keinen weiteren Anstieg des Erdölverbrauchs mehr gäbe, würden die Restbestände an konventionellem Erdöl voraussichtlich nur noch ca. 60 Jahre und die Bestände an nicht-konventionellem Erdöl (Ölsande, Ölschiefer) noch weitere ca. 80 Jahre reichen.

Da mit weiter steigenden Jahresverbräuchen für Erdöl zu rechnen ist (siehe Abbildung 2.1), verringern sich die errechneten „Restnutzungszeiten“ entsprechend – es sei denn, der jährliche Mehrverbrauch würde durch den Fund neuer Ölfelder bzw. eine verbesserte Nutzbarkeit bestehender Ölfelder überkompensiert.

Tabelle 2.7: Jahresverbrauch, Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe, 2005

	Verbrauch	Reserven	Ressourcen	Summe R + R ¹⁾	Reserven	Ressourcen	Summe R + R
	EJ	EJ	EJ	EJ	JV ²⁾	JV ²⁾	JV ²⁾
Erdöl							
konventionelles	161	6.755	3.430	10.185	42	21	63
nicht-konventionelles		2.761	10.460	13.221	17	65	82
Erdgas							
konventionelles	90	5.676	6.555	12.231	63	73	136
nicht-konventionelles		63	48.633	48.696	1	540	541
Hartkohle	122	18.347	104.573	122.920	150	857	1.007
Weichbraunkohle	9	2.062	10.184	12.246	229	1.132	1.361
Kernbrennstoffe (Uran, Thorium)	26	1.707	6.268	7.975	66	241	307
Gesamt	408	37.370	190.103	227.473	92	466	558

1) Reserven und Ressourcen.

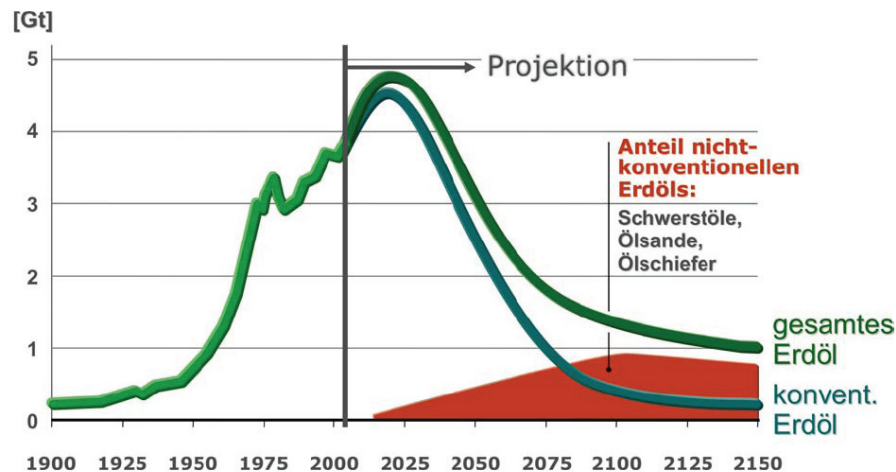
2) Anzahl Jahresverbräuche (Verbrauchsumfang 2005).

Quelle: BGR 2005, eigene Berechnungen.

Die Abbildung 2.8 vermittelt eine Vorstellung darüber, wie sich die jährliche Förderung bisher entwickelt hat und wie sie sich in der Zukunft vermutlich entwickeln wird. Dass der sogenannte Peak Oil in den nächsten fünf Jahrzehnten eintreten wird, ist im Grunde unbestritten; der genaue Zeitpunkt innerhalb dieser Periode ist allerdings kaum verlässlich vorherzusagen.

Die Erdgaspotenziale sind im Bereich „konventionelles Erdgas“ ähnlich knapp bemessen wie beim Erdöl. Sehr große, zusätzliche Ressourcen existieren jedoch im Bereich „nicht-konventionelles Erdgas“. Rein rechnerisch würden allein diese Ressourcen ausreichen, um den gesamten derzeitigen Primärenergieverbrauch der Welt über 100 Jahre lang abzudecken. Allerdings weist die BGR (2005, S. 21) darauf hin, dass ein Großteil dieser Ressourcen in Hydraten und Aquiferen enthalten ist und eine nennenswerte kommerzielle Förderung dieser Ressourcen in absehbarer Zukunft nicht wahrscheinlich ist.

Abbildung 2.8: Die weltweite Erdölförderung von 1900 bis 2150 – die historische Entwicklung und der Versuch eines Ausblicks



Quelle: GEHLING, 2004

Die Kohlereserven und -ressourcen liegen deutlich oberhalb der Werte, die für Erdöl und Erdgas angegeben werden. Wenn die globalen Jahresverbräuche für Kohle nicht steigen, können diese Ressourcen voraussichtlich noch mehr als 800 Jahre lang in Anspruch genommen werden.

Bei der Abschätzung der Reichweite der Uranressourcen gibt es erhebliche Unsicherheiten. Das ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Abschätzung der Uranvorkommen besonders schwierig ist; es wird zwischen entdeckten und nicht entdeckten Ressourcen unterschieden, und die letztgenannte Gruppe wird noch einmal in prognostizierte und spekulative Ressourcen unterteilt. Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass die Ausnutzung des Natururans je nach Reaktortyp stark variieren kann.

Nutzung der nicht konventionellen Erdölvorkommen

Mit Blick auf die besondere Knappheit der konventionellen Ölreserven stellt sich die Frage, bei welchen Erdölpreisen die Nutzung nicht-konventioneller Erdölvorkommen rentabel ist und welche Angebotsmengen hieraus resultieren können.

Hinsichtlich der Produktionskosten kommen die vorliegenden Analysen übereinstimmend zu dem Schluss, dass bei einem Erdölpreis von 50 US\$/bbl nicht nur eine kostendeckende Produktion möglich ist, sondern auch neue Förderprojekte mit erheblichen Gewinnen in Angriff genommen werden können. Das kanadische National Energy Board (NEB, 2006) hat in einer umfassenden Studie verschiedene Gewinnungs- und Aufbereitungsverfahren vergleichend untersucht; alle Ergebnisse liegen in einem Vollkostenbereich zwischen 14 und 40 US\$/bbl. Die tatsächlichen Förderkosten sind, nach Jahresberichten des Alberta

Energy and Utilities Board, zwischen 1980 und 2000 von ca. 20 auf ca. 10 US\$/bbl gesunken (ECKER, 2006). Nach Einschätzung des NEB lag die Gewinnschwelle für neue Anlagen im Jahr 2006 bei 30 bis 35 US\$/bbl. Mehrere Autoren weisen auf Faktoren hin, die sich künftig kostentreibend auswirken könnten (ISAACS, 2005; NEB, 2006; CHAVES, 2007): Erstens der steigende Erdgaspreis (um 6 GJ marktgängiges Öl zu erzeugen, wird 1 GJ Erdgas eingesetzt), zweitens die extrem angespannte Arbeitsmarktlage (der Boom-Sektor agiert in einer fast menschenleeren Region) sowie die gestiegenen Materialkosten, und drittens mögliche klimapolitische Belastungen (gemäß Kyoto-Protokoll soll Kanada seine Treibhausgas-Emissionen zwischen 1990 und 2012 um 6 % senken, tatsächlich haben sich die Emissionen aber bis 2002 um 24 % erhöht). Die zunehmende Nutzung der Ölsande ist die wichtigste Ursache für den Anstieg der kanadischen CO₂-Emissionen. Ungefähr 70 % dieser Emissionen könnten mit neuen technologischen Verfahren relativ kostengünstig aufgefangen und sequestriert werden (REYNOLDS, 2006).

Die Vorkommen an Ölsanden und Schwerstölen sind relativ breit über den Globus verstreut, mit Schwerpunkten in Kanada und Venezuela. Unter Einrechnung dieser nicht-konventionellen Erdölvorkommen rangiert Kanada in der Rangliste der ölreichsten Länder mit rund 28 Gt auf Platz 2, hinter Saudi-Arabien mit ca. 36 Gt und vor dem Iran mit ca. 18 Gt. (ECKER, 2006). Allerdings gibt es in der Literatur ganz unterschiedliche Angaben darüber, welcher Anteil der Ölsand-Vorkommen mit der verfügbaren Technologie ausgebaut werden können (ISAACS, 2005; WIKIPEDIA, 2007). Aufgrund der inzwischen eingeleiteten, umfangreichen Investitionen geht das NEB (2006) davon aus, dass allein die kanadische Ölproduktion auf der Basis von Ölsanden bis 2015 von derzeit 1,1 Mio. bbl/Tag auf 3 bis 4 Mio. bbl/Tag ausgeweitet werden (NEB, 2006). Das würde dann ungefähr 4 % der weltweiten Erdölförderung entsprechen.

Umwandlung von Kohle und Gas in flüssige Energieträger

Angesichts der besonders starken Knappheit des Erdöls und der großen Abhängigkeit des Verkehrssektors von flüssigen Kraftstoffen ist auch die Frage von Bedeutung, bei welchen Erdölpreisen es rentabel wird, die Gasvorkommen und insbesondere die Kohlevorkommen zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen zu nutzen.

Die entsprechenden Technologien, die zumeist auf dem in Deutschland entwickelten Fischer-Tropsch-Verfahren basieren, sind seit Jahrzehnten verfügbar; sie werden mit den Oberbegriffen GTL (gas to liquid) bzw. CTL (coal to liquid) bezeichnet.

In einer Studie der IEA werden die Herstellungskosten von GTL mit 25-30 US\$/bbl (5-6 US\$/GJ) angegeben, die Herstellungskosten von CTL mit 40-50 US\$/bbl (8-10 US\$/GJ). Hierbei wurde bezüglich der Rohstoffkosten von einem Gaspreis von 0,5US\$/GJ und einem Kohlepreis von 1US\$/GJ ausgegangen (GIELEN/UNANDER, 2005). In einer Studie der

UC Berkeley werden für GTL bzw. CTL synfuels Herstellungskosten-Spannen von 20 bis 32 US\$/bbl (GTL) bzw. 34 bis 37 US\$/bbl (CTL) angegeben (FARREL/BRANDT, 2006).

In der Literatur finden sich auch Hinweise auf niedrigere Produktionskosten. So berichtet DAPICE (2004), dass für die große CTL-Anlage, die gegenwärtig vom südafrikanischen Konzern SASOL in China gebaut wird, Vollkosten von 15 US\$/bbl projiziert werden. BATCHELOR/ALLONBY (2006) verweisen auf eine Schätzung des US-Kohle Konzerns Peabody, der die Herstellungskosten von CTL-Treibstoff 35 bis 40 US\$/bbl angibt. Das WORLD COAL INSTITUTE (2006) nennt einen Spanne von 25 bis 45 US\$/bbl für die Produktionskosten für CTL, wobei damit auch die Kosten für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ abgedeckt sind. Nach Angaben des Gesamtverbands des deutschen Steinkohlebergbaus erzeugt SASOL in ihrer südafrikanischen Anlage pro Tag 175.000 Barrel zu Vollkosten von ungefähr 25 US\$/bbl; für die Kohleverflüssigungsanlage, die der chinesische Energiekonzern Shenhua in der Mongolei plant, wird eine Wirtschaftlichkeitsschwelle von 20 US\$/bbl angegeben (GVSt, 2005). Bezüglich GTL berichten SHERWOOD/CRAIG (2001) über eine Studie für eine große GTL-Anlage in Alaska, in der eine Rentabilitätsschwelle bei einem Rohölpreis von 20 US\$/bbl errechnet wurde.

Eine weitere Option, Erdgasreserven und -ressourcen für den Verkehrs-Sektor nutzbar zu machen, ist die direkte Verwendung des Erdgases in diesem Sektor. Dies setzt ein hinreichend engmaschiges Tankstellennetz voraus, außerdem verursacht die Umrüstung der Motoren zusätzliche Kosten. In Deutschland wird diese Form der Mobilität vom Staat begünstigt, indem Erdgas (als Kraftstoff) mit 1,4 ct/KWh wesentlich geringer besteuert wird als Diesel (4,7 ct/KWh) und Benzin (7,3 ct/KWh). Weltweit fahren derzeit ca. 3,8 Millionen Automobile mit Erdgasantrieb, das entspricht ungefähr 0,5 % des Gesamtbestandes an Automobilen. Regionale Schwerpunkte sind Südamerika, Südasien, Italien und die USA (GIELEN/UNANDER, 2005).

Vermeidung von CO₂-Emissionen bei der Nutzung von Kohle und Gas

Die Substitution von Erdöl durch andere fossile Energieträger ist hinsichtlich des Klimaschutzes als nachteilig anzusehen, wenn die anderen fossilen Energieträger ungünstigere spezifische Kohlenstoff-Emissionsfaktoren aufweisen, d. h. je erzeugter Energieeinheit mehr CO₂-Emissionen verursachen als Erdöl. In diesem Zusammenhang wird insbesondere die verstärkte Nutzung von Kohle kritisiert, weil der Kohlenstoff-Emissionsfaktor bei Kohle mit ca. 24 kg Kohlenstoff/GJ Energie höher liegt als bei Erdöl (ca. 20 kg/GJ) und Erdgas (ca. 14 kg/GJ) (EUROPEAN COMMISSION, 2005).

Eine günstigere Beurteilung könnte sich ergeben, wenn die inzwischen eingeleiteten Projekte zur CO₂-Abscheidung und -speicherung (Sequestrierung) erfolgreich verlaufen und große Verbreitung finden würden. Derzeit befindet sich diese Technologie allerdings noch im Entwicklungsstadium und wird in der Praxis, von wenigen Ausnahmen abgesehen,

noch nicht eingesetzt. In den Projekten werden unterschiedliche Verfahren entwickelt und erprobt. Die energiepolitische Diskussion bezüglich einzelner Verfahren, aber auch bezüglich der grundsätzlichen Ausrichtung, verläuft kontrovers.

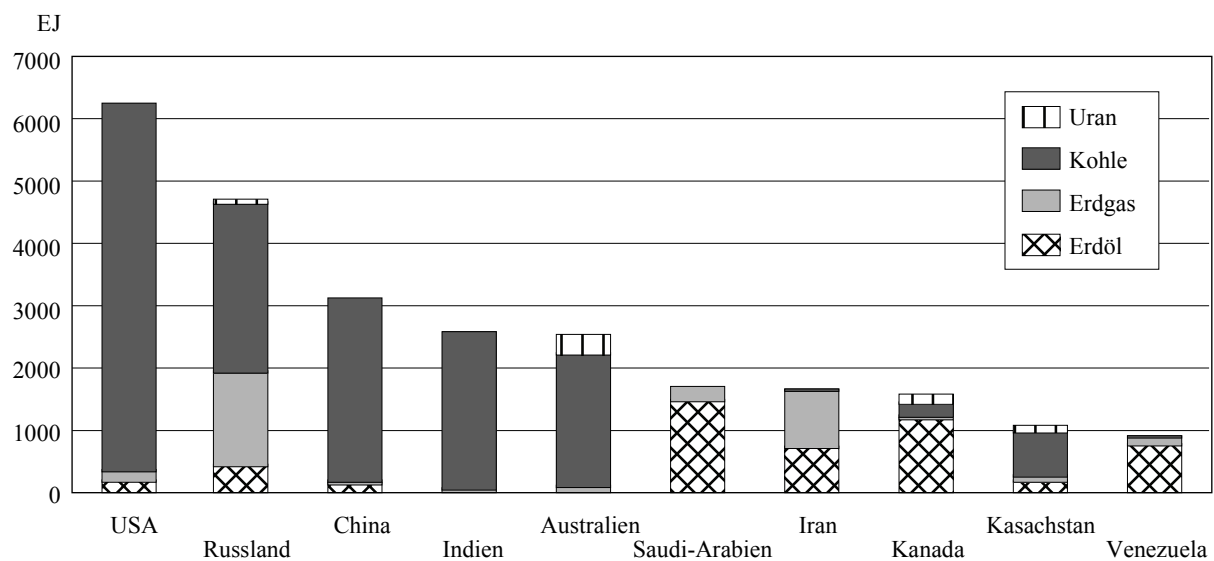
Im Auftrag des Umweltbundesamts haben das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) und die BGR den Stand des Wissens aufgearbeitet und bewertet (RADGEN et al., 2006). Für die Zwecke des vorliegenden Gutachtens sind folgende Kernaussagen hervorzuheben:

- Die Kosten der CO₂-Abscheidung aus Stromerzeugungsprozessen belaufen sich je nach eingesetzter Technologie auf 24 bis 75 €/t CO₂. Die Zusatzkosten entstehen hauptsächlich durch (a) erhöhte Anlagenkosten, (b) zusätzlichen Bedarf an Betriebsmitteln, (c) die notwendige Vergrößerung der Anlagen und (d) einen erhöhten Bedarf an Brennstoffen. Die beiden letztgenannten Punkte ergeben sich daraus, dass die CO₂-Abscheidung den Gesamtwirkungsgrad der Anlagen verringert. Die durch die CO₂-Abscheidung hervorgerufenen Zusatzkosten verteuern die Stromerzeugung um 1,5 bis 2,5 c/kWh.
- Der Einbau der Technologie in die heute in Deutschland bestehenden Kraftwerke wäre wahrscheinlich in den meisten Fällen nicht sinnvoll, weil die Kraftwerkstandorte in der Regel zu weit entfernt von den potenziellen Speicherstätten sind. Der Abtransport von 1 bis 10 Mio. t CO₂ je Kraftwerk und Jahr wäre sinnvoll nur über Schiff oder Pipeline zu organisieren. Hierzu müsste das Gas in dichten oder kaltflüssigen Zustand überführt werden, was allerdings einen beträchtlichen energetischen Mehraufwand erfordern würde.
- Da in den kommenden Jahrzehnten aber in Deutschland und der EU ein massiver Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark besteht, könnte im Zuge der ohnehin anstehenden Ersatzinvestitionen eine wachsende Zahl von nahezu CO₂-freien Kraftwerken an den für eine CO₂-Speicherung geeigneten Standorten entstehen. Als Speicherstätten kommen vor allem poröse Gesteinsformationen in Betracht (Aquifere sowie entleerte Eröl- und Ergaslagerstätten), die durch die geologischen Voraussetzungen nach oben abgedichtet sind und das CO₂ mit hoher geologischer Speichersicherheit einschließen würden. In den salinen Aquiferen Deutschlands wären ausreichende Speicherkapazitäten für 50 bis 100 Jahre vorhanden. Die CO₂-Speicherung auf dem Ozeanboden wird zwar ebenfalls diskutiert, doch wird diese Alternative wegen vieler offener Fragen (Dauerhaftigkeit, Umweltwirkungen, öffentliche Akzeptanz) in Europa nicht weiter verfolgt.
- Insgesamt stellt sich die CO₂-Abscheidung und -speicherung als eine Option dar, die trotz der erheblichen Mehrkosten im Vergleich zu anderen Alternativen (Photovoltaik, Wind, Biomasse) immer noch ökonomisch vorteilhaft erscheint. Die Option sollte deshalb in Betracht gezogen werden, um mit den verfügbaren volkswirtschaftlichen Mitteln einen größtmöglichen Beitrag zum Klimaschutz zu erreichen. Andererseits handelt es sich nur um eine Brückentechnologie, die lediglich einige Jahrzehnte genutzt werden kann (bis zur Verfüllung der Speicherstätten) und zudem innerhalb dieses Zeitraums den Ressourcenverbrauch für die Stromerzeugung um etwa ein Drittel erhöht.

Regionale Verfügbarkeit der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe

Unter dem Aspekt der nationalen Versorgungssicherheit ist von Bedeutung, wie die nicht-erneuerbaren Energierohstoffe weltweit verteilt sind und wie sicher der Zugang zu diesen Rohstoffquellen aus deutscher Sicht eingeschätzt wird.

Abbildung 2.9: Die 10 Länder mit den größten Reserven nicht erneuerbarer Energierohstoffe, 2005



Quelle: BGR 2005, eigene Berechnungen.

Die Analyse der regionalen Verteilung der Energievorkommen zeigt, dass die flächenstarken Länder der Erde auch über die größten Energiereserven verfügen. Abbildung 2.9 stellt die 10 Länder mit den größten Reserven vor. Die ersten fünf Plätze werden von den USA, Russland, China, Indien und Australien belegt, und in allen fünf Fällen sind die Platzierungen durch die riesigen Kohlevorkommen bedingt. Erst danach folgen mit Saudi-Arabien, Iran und Kanada drei Länder, bei denen die Erdöl- bzw. Erdgasreserven dominieren.

In der Abbildung 2.9 werden nur die Reserven (einschließlich der nicht-konventionellen Reserven) dargestellt, nicht jedoch die Ressourcen. Nähme man auch die Ressourcen hinzu, würden Russland und China vor den USA rangieren. Ursache hierfür sind die riesigen Kohleressourcen, die sich in Russland auf ca. 42.000 EJ, in China auf ca. 20.000 und in den USA auf ca. 11.000 EJ belaufen.

Gemessen an diesen Größenordnungen ist die Ausstattung Deutschlands mit nicht-erneuerbaren Energieträgern sehr gering. Fasst man alle nicht-erneuerbaren Energieträger zusammen, so belaufen sich die Reserven auf nur 73 EJ. Das Gesamtpotenzial (Reserven plus Ressourcen) liegt bei 885 EJ. Der weitaus größte Teil hiervon entfällt auf Braunkohle (726 EJ), Steinkohle folgt mit weitem Abstand (144 EJ), und die Erdgas- und Erdölvorkommen sind – gemessen am gesamten deutschen Energiebedarf von 14,6 EJ/Jahr – vernachlässigbar klein, denn sie liegen in der Größenordnung von nur einem einzigen Jahresverbrauch (vgl. BGR, 2005).

Ein umfassender Überblick über die weltweite regionale Verteilung der Lagerstätten wird in Tabelle 2.8 gegeben. Hierbei wird sehr deutlich, dass Europa über eine besonders dürftige Ausstattung mit nicht-erneuerbaren Energierohstoffen verfügt und dass die europäischen Lagerstätten auch bereits in relativ starkem Maße ausgebeutet worden sind. Ein Engpass deutet sich insbesondere bei der europäischen Erdölförderung an, die im Wesentlichen durch Norwegen und Großbritannien betrieben wird. Die ursprünglichen Potenziale sind bereits zu mehr als 50 % ausgeschöpft, und sie werden bei gleich bleibender Jahresförderung in den kommenden zwei Jahrzehnten zur Neige gehen.

Da Europa auch bei den übrigen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen nur schwach ausgestattet ist und ein vollständiges Umschwenken auf erneuerbare Energieträger erst langfristig möglich erscheint, wird es für die mittelfristige Versorgungssicherung von großer Bedeutung sein, einen verlässlichen Import von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen aus Übersee-Standorten sicherzustellen. Tabelle 2.8 zeigt, dass hierfür im Grunde günstige Bedingungen vorliegen, denn die Energierohstoffe sind, insgesamt gesehen, sehr breit über den Globus hinweg verteilt. Allerdings gibt es bei einzelnen Rohstoffen (z. B. Erdöl) deutliche regionale Konzentrationen.

Tabelle 2.8: Potenziale (Reserven und Ressourcen) der nicht erneuerbaren Energiestoffe in den verschiedenen Erdteilen

	Ursprüngliches Potenzial der Regionen (in % des weltweiten Potenzials)	Noch verbliebe- nes Potenzial der Regionen (in % des weltweiten Potenzials)	Aktuelle Förderung pro Jahr (in % der weltweiten Förderung)	Bisherige Ausschöpfung des ursprüng- lichen Potenzials der Regionen (%)	Reichweite des noch verbliebenen Potenzials bei gleichbleibender Förderung (Jahre)
ERDÖL (konv.)					
Europa	4	3	7	56	23
GUS	15	15	15	37	64
Afrika	10	10	12	33	53
Naher Osten	41	50	31	24	100
Austral-Asien	6	5	10	46	34
Nordamerika	15	8	16	65	32
Lateinamerika	9	9	9	38	61
Welt	100	100	100	37	62
ERDGAS (konv.)					
Europa	5	3	11	43	41
GUS	38	40	29	13	187
Afrika	6	7	6	9	155
Naher Osten	23	27	10	4	360
Austral-Asien	9	10	11	13	116
Nordamerika	15	9	26	50	47
Lateinamerika	4	4	5	13	125
Welt	100	100	100	17	136
HARTKOHLE					
Europa		2	4		521
GUS		43	8		55.883
Afrika		4	5		799
Naher Osten		0	0		3.076
Austral-Asien		34	61		549
Nordamerika		14	22		630
Lateinamerika		2	1		1.440
Welt		100	100		969
URAN ¹⁾					
Europa		3	1		262
GUS		25	25		133
Afrika		21	18		155
Naher Osten		1	25		8
Austral-Asien		26	31		112
Nordamerika		17	0		7.285
Lateinamerika		6	1		532
Welt		100	100		132

1) Nur Reserven und entdeckte Ressourcen (ohne prognostische und spekulative Ressourcen).

Förderung bedeutet hier Produktion von Natururan.

Quelle: BGR 2005, eigene Berechnungen.

Für Deutschland veranschaulicht Tabelle 2.9, woher die gegenwärtig verbrauchten Energierohstoffe stammen. Nicht in der Tabelle enthalten sind die Braunkohle, die komplett aus inländischen Lagerstätten gewonnen wird und derzeit einen Anteil von ca. 11 % am Primärenergieverbrauch hat, und die erneuerbaren Energieträger, deren Anteil bei knapp 5 % liegt.

Tabelle 2.9: Regionale Herkünfte der in Deutschland verbrauchten nicht-erneuerbaren Energiestoffe, 2004

Rohöl		Erdgas		Steinkohle		Uran	
Deutschland	3 %	Deutschland	17 %	Deutschland	38 %	Deutschland	0 %
GUS	41 %	Russland	37 %	EU	16 %	Kanada	47 %
Norwegen	19 %	Norwegen	26 %	Südafrika	14 %	Großbritannien	26 %
Großbritannien	12 %	Niederlande	19 %	GUS	8 %	Russland	19 %
Libyen	12 %			Kolumbien	7 %	Frankreich	8 %
Saudi-Arabien	4 %			Australien	6 %		
Sonstige	6 %	Sonstige	1 %	Sonstige	11 %	Sonstige	0 %

Quelle: BMWi/BMU 2006, eigene Berechnungen.

Gewichtet man die einzelnen Energierohstoffe (einschließlich der erneuerbare Energien und Braunkohle) mit ihren Beiträgen zum Primärenergieverbrauch, so lässt sich für die deutsche Energieversorgung insgesamt derzeit folgendes Ergebnis feststellen:

- Ungefähr 25 % des Energieverbrauchs basiert auf Energierohstoffen, die im Inland gewonnen werden.
- Ungefähr 28 % werden aus anderen Teilen der Europäischen Union bzw. aus Norwegen importiert.
- Ungefähr 27 % werden aus Russland oder anderen GUS-Ländern importiert.
- Ungefähr 7 % werden aus anderen OECD-Ländern importiert.
- Ungefähr 13 % werden aus Ländern importiert, die keiner vorgenannten Gruppe zuzurechnen sind (Länder in Afrika, im Nahen Osten und in Lateinamerika).

Insgesamt waren die regionalen Herkünfte bisher also breit gestreut, und die bisweilen in der Öffentlichkeit verbreitete Einschätzung, Deutschland sei schon gegenwärtig existenziell von Energieimporten aus politischen Krisengebieten abhängig, stimmt mit der Wirklichkeit nicht überein.

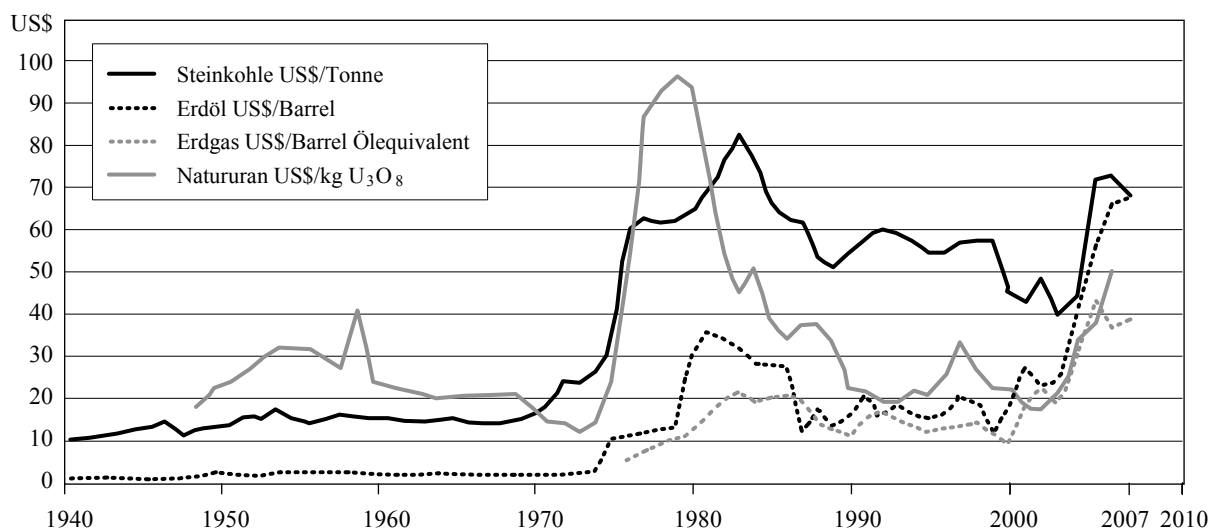
Beim Blick in die Zukunft ist allerdings festzustellen, dass die Importabhängigkeit in den kommenden Jahrzehnten deutlich zunehmen wird (vgl. Abbildung 2.3). Insbesondere bei

Erdöl, in eingeschränktem Maße auch bei Erdgas, kann dabei eine zunehmende Importabhängigkeit von einem kleinen Kreis von Lieferländern entstehen. Demgegenüber sind die Kohle- und Uranvorkommen regional relativ breit gestreut, und sie weisen eine besonders weite Reichweite auf. Zur Deckung der entstehenden Knappheit ist die Biomasse eine Option unter mehreren. Einige der Optionen liegen, wie die obige Analyse gezeigt hat, im Bereich der fossilen Energieträger. Die Nutzung der nicht-konventionellen Erdölvorkommen und die Umwandlung von Kohle und Gas sind relativ kostengünstige Optionen, um Treibstoffe für den Verkehrsbereich zu erzeugen, und die hier liegenden Energiepotenziale sind regional so breit gestreut, dass auch bei dieser Strategie eine Abhängigkeit von Energieimporten aus Krisengebieten in den kommenden Jahrzehnten nicht zu befürchten wäre.

2.3 Entwicklung der Preise für fossile Energieträger

In der Abbildung 2.10 ist dargestellt, welchen Verlauf die nominalen Preise für nicht-erneuerbare Energierohstoffe in den vergangenen Jahrzehnten genommen haben. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass für die verschiedenen Energierohstoffe unterschiedliche Bezugsgrößen verwendet werden.

Abbildung 2.10: Entwicklung der nominalen Preise für Energieträger seit dem Jahr 1940



Quelle: Gerling et al. (2005) bis 2003, anschließend geschätzt auf Basis von EIA-Statistiken.

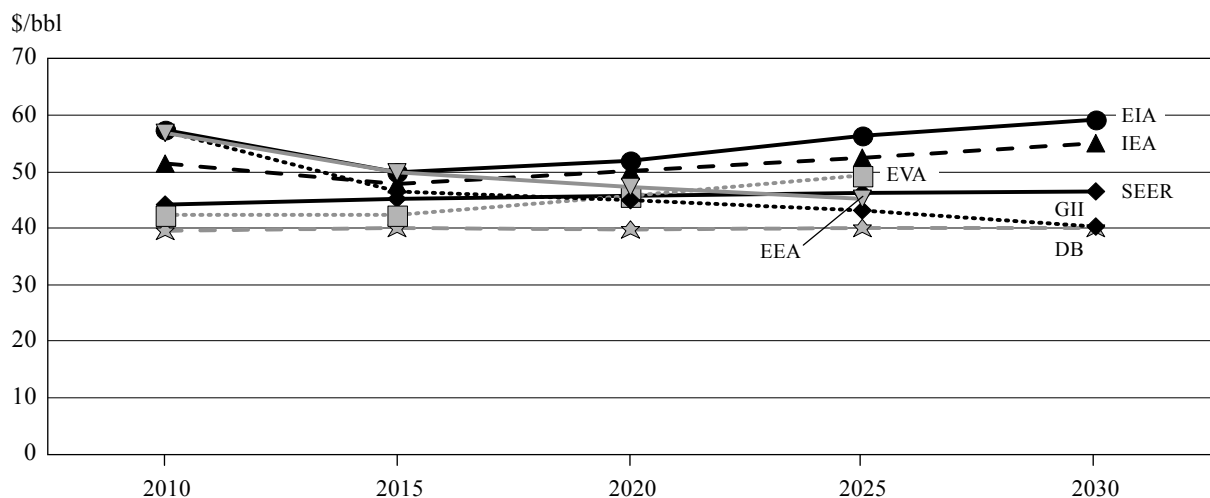
Die Abbildung zeigt, dass es in den 70er Jahren nach einer langen Periode niedriger Energiepreise zu einem ersten starken Preisanstieg kam, auf den Anfang der 80er Jahre ein weiterer starker Preisanstieg folgte. Danach sanken die Preise allerdings wieder deutlich ab und verblieben bis zum Anfang des laufenden Jahrzehntes auf niedrigem Niveau. Der

starke Preisanstieg seit dem Jahr 2000 betraf alle Energieträger, fiel allerdings bei Kohle deutlich schwächer aus als bei den anderen Energieträgern. Die Preisbewegungen bei den einzelnen Rohstoffen lassen sich auf zahlreiche unterschiedliche Ursachen zurückführen; hierzu gehören neben der starken Nachfrage in Ostasien z. B. auch Engpässe bei Transportkapazitäten, Streiks, OPEC-Beschlüsse, Spekulationen und vieles andere mehr (vgl. GERLING et al., 2005).

Um eine ungefähre Einschätzung der künftigen Energiepreisentwicklung zu gewinnen, werden im Folgenden in einem gerafften Überblick zunächst quantitative Prognosen zusammengefasst, die in der jüngeren Vergangenheit zur längerfristigen Preisentwicklung für **Erdöl** veröffentlicht wurden. Auf die Preisprognose für andere Energieträger wird später eingegangen.

- Die Energieagentur der US-Regierung (EIA) hat im Frühjahr 2007 umfassende eigene Prognosen veröffentlicht und deren Ergebnisse mit Ergebnissen anderer Studien verglichen. In dem Szenario, dass nach Auffassung der EIA am wahrscheinlichsten ist, wird der Erdölpreis um 2015 bei **47 US\$/bbl** liegen und dann bis 2030 auf **59 US\$/bbl** ansteigen. Dieses Szenario ist in Abbildung 2.11 abgebildet. In ihrem Hochpreis-Szenario halten die US-Analysten bis zum Jahr 2030 einen Anstieg des inflationsbereinigten Erdölpreises auf **100 US\$/bbl** für möglich, im Niedrigpreis-Szenario ein Absinken auf **36 US\$/bbl**.

Abbildung 2.11: Projektionen der realen Erdölpreise 2010 bis 2030 (in US\$, 2005)



Quelle: EIA 2007.

- Bei den anderen Studien, die die EIA zum Vergleich heranzieht, handelt es sich zum einen um die jüngsten Prognose der Internationalen Energieagentur (IEA), zum anderen um Analysen von privatwirtschaftlich betriebenen Agenturen aus dem Geschäftsfeld Energiemarktanalyse (GII: Global Insights, Inc.; EVA: Energy Ventures Analysis, Inc.;

SEER: Strategic Energy und Economic Research, Inc.; EEA: Energy and Environmental Analysis, Inc.; DB: Deutsche Bank Research). Die Ergebnisse, ausgedrückt in realen Preisen des Jahres 2005, sind in Abbildung 2.11 zusammengefasst. Im Ergebnis zeigt sich, dass die meisten Organisationen den inflationsbereinigten Erdölpreis bis zum Jahr 2030 in einem Preiskorridor zwischen **40 und 60 US\$/bbl** erwarten. Ausdrücklich weist die EIA allerdings darauf hin, dass es sich hierbei um Langfristprognosen handelt und dass es innerhalb des Prognosezeitraums kurzfristig zu Preisausschlägen auf beiden Seiten des Preisbandes kommen kann (EIA, 2007).

- Auch die Internationale Energieagentur (IEA) weist in ihrer jüngsten Preisprognose darauf hin, dass die Risiken für starke Preisschwankungen zugenommen haben. Die Mittelfristprognose für Anfang des kommenden Jahrzehnts wurde auf **47 US\$/bbl** angehoben, gegenüber 35 US\$/bbl in den beiden vorherigen Jahren. Bis 2030 ist nach Einschätzung der IEA ein Preisanstieg auf nominal 97 US\$/bbl denkbar, wenn die Investitionen nicht ansteigen. Dieser nominale Preisanstieg entspricht allerdings einem realen Preisanstieg, der innerhalb des Bandes von **40 bis 60 US\$/bbl** liegt (siehe Abbildung 2.8).
- Die OECD (2004) hat in ihrem Economic Outlook No. 76 eine umfassende Analyse der voraussichtlichen Erdölpreisentwicklung vorgenommen. Sie prognostiziert darin einen leichten Anstieg der realen Preise (in US\$ des Jahres 2000) von 27 US\$/bbl im Jahre 2003 auf **35 US\$/bbl** im Jahre 2030. Mit Hilfe umfangreicher Variationsrechnungen wurde untersucht, wie sich veränderte Annahmen bezüglich der wichtigsten Einflussgrößen auf den langfristig erwarteten Ölpreis auswirken würden. In den meisten Fällen ergaben sich nur geringfügige Änderungen, die höchsten berechneten Änderungen (mit sehr restriktiven Annahmen über das Verhalten der OPEC-Länder) führten zu einer Preiserwartung in der Größenordnung von **maximal 70 US\$/bbl**.
- Die OPEC geht in ihrem umfassenden World Oil Outlook (OPEC, 2007) im Referenzszenario davon aus, dass die Weltwirtschaft im Prognosezeitraum bis 2030 mit einer Wachstumsrate in Höhe von 3,5 % p. a. wächst. Daraus leitet sich ein prognostiziertes Wachstum des Erdölverbrauchs in Höhe von 1,4 % p. a. ab. Für dieses Referenzszenario wird erwartet, dass sich der nominale Erdölpreis bis 2030 größtenteils in einem Band von **50-60 US\$/bbl** bewegen wird und dieses Band erst gegen Ende der Projektionsperiode inflationsbedingt verlassen wird.
- Das Centre for Global Energy Studies (CGES) geht davon aus, dass die in jüngster Vergangenheit gestiegenen Investitionen der OPEC-Länder ab Mitte 2008 zu einer allmählichen Senkung des Erdölpreises führen werden. Im Ausblick bis 2020 werden zwei Preispfade vorgezeichnet, ein Niedrigpreis-Pfad mit Erdölpreisen von **35 US\$/bbl** und ein Hochpreis-Pfad mit Erdölpreisen von **60 US\$/bbl**. Zwar ist es nach Einschätzung des CGES möglich, dass sich in diesem Zeitraum (vor allem als Folge geopolitischer Krisen) kurzfristig noch höhere Preise einstellen, doch wird es für unwahrscheinlich gehalten, dass solche sehr hohen Preise längerfristig Bestand haben können (DROLLAS, 2007).

- In die gleiche Richtung weisen auch die Langfristprognosen der amerikanischen ICF CONSULTING (2005), die für die kalifornische Regierung angefertigt wurden. Interessant ist in dieser Studie vor allem der Versuch, die Prognose des Erdölpreises in einen Zusammenhang mit der Schärfe der Klimapolitik zu stellen. Die Studie erwartet für das Referenz-Szenario, in dem keine Klimapolitik unterstellt wird, für das Jahr 2050 einen realen Erdölpreis (Basis 2000) von **57 US\$/bbl**, wobei auch für dieses Szenario je nach wirtschaftlicher und technologischer Entwicklung noch einmal ein Niedrigpreis-Pfad (**34 US\$/bbl**) und ein Hochpreispfad (**87 US\$/bbl**) unterschieden wird. Je schärfer nun im Prognosemodell die Klimapolitik implementiert wird, desto niedriger fällt die Nachfrage nach Erdöl und damit auch der Erdölpreis aus. Bei einer entschlossenen, global implementierten Klimapolitik liegt der für das Jahr 2050 prognostizierte, reale Erdölpreis nicht mehr bei 57 US\$/bbl, sondern nur noch bei **25 US\$/bbl**.
- In Deutschland sind EWI/Prognos (2006) in ihrem Energiereport IV zu der Einschätzung gelangt, dass der reale Erdölpreis im Jahr 2030 ungefähr doppelt so hoch liegen wird wie in den 90er Jahren. Das entspricht einem Preisniveau von **37 US\$/bbl**. In einer gemeinsamen Studie sind HWWI und BERENBERG-BANK (2005) zu der Einschätzung gelangt, der Erdölpreis werde im Jahr 2030 inflationsbereinigt bei gut **60 US\$/bbl** liegen. Im Frühjahr 2007 haben das Energiewirtschaftliche Institut der Universität Köln (EWI) und die Energy Environmental Forecast Analysis GmbH Münster (EEFA) eine Studie vorgelegt, die die wahrscheinliche Erdölpreisentwicklung durch zwei Preis-Szenarien einzugabeln versucht. Im Hochpreis-Szenario wird für das Jahr 2030 ein inflationsbereinigter Erdölpreis (Basis 2005) von **75 US\$/bbl** erwartet, im Szenario „moderater Preis“ ein Absinken ein inflationsbereinigter Erdölpreis von **50 US\$/bbl**. Im Jahr 2015 liegen beide Preise um bei **65 bzw. 40 US\$/bbl**.
- Interessante Aufschlüsse über die mittelfristige Preiserwartung der Marktteilnehmer (bis 2012) geben die Futures-Notierungen an der New Yorker Terminbörse NYMEX. Das Volumen der langfristigen Rohöl-Kontrakte ist in den vergangenen Jahren erheblich angestiegen. Die Notierungen für Rohölkontrakte bis 2012 bewegten sich in den vergangenen Monaten im Bereich zwischen **60 und 70 US\$/bbl**. In die gleiche Richtung weisen die Ergebnisse eines Forschungsprojekts, bei dem der World Energy Council (WEC) and Korn/Ferry International mehr als 50 weltweit tätige Entscheidungsträger aus der Branche interviewt haben (WEC, 2007). 65 % der Befragten rechnen damit, dass der Erdölpreis in den nächsten fünf Jahren im Preisband zwischen **60 und 80 US\$/bbl** verbleibt, während knapp 30 % der Befragten mit niedrigeren und nur 5 % der Befragten mit höheren Erdölpreisen rechnen.

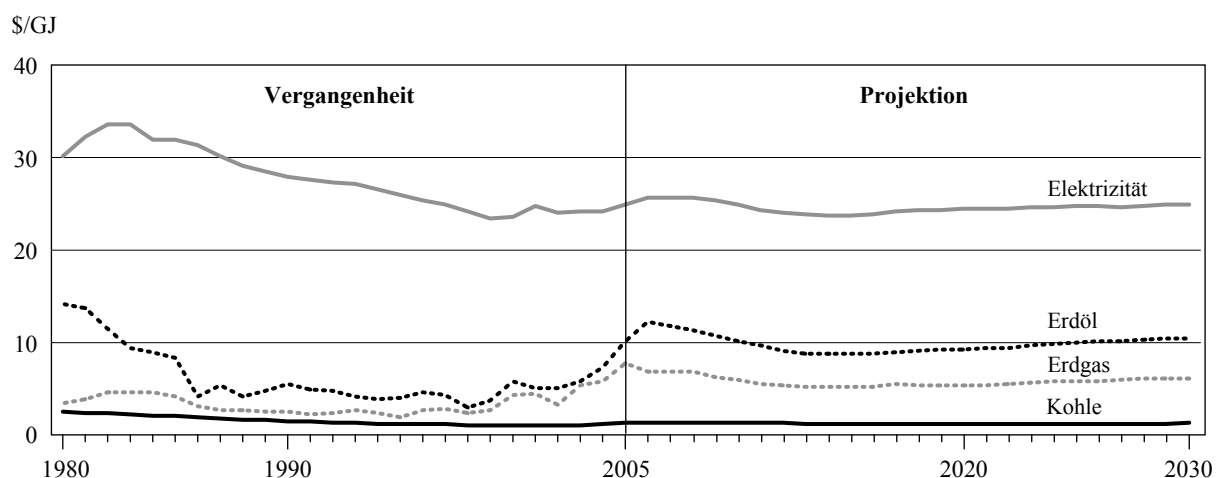
In der Gesamtschau zeigt sich: Keine der Studien kommt zu der Einschätzung, dass die Erdölpreise längerfristig auf das relativ niedrige Preisniveau der 90er Jahre zurückgehen werden. Die Gründe hierfür liegen sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite. Für die Nachfrageseite wird erwartet, dass die zunehmende Erdölnachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern deutlich größer ausfällt als die Verbrauchsdrose-

lung der Industrieländer. Für die Angebotsseite wird erwartet, dass die Kosten zur Mobilisierung der noch verbliebenen konventionellen bzw. nicht-konventionellen Erdölreserven deutlich über den bisherigen Förderkosten liegen und dass die zunehmende Konzentration des Angebots auf wenige Anbieterländer deren Marktmacht weiter erhöht. Auf der anderen Seite kommen die verfügbaren Studien aber auch zu der Einschätzung, dass mittelfristig – vielleicht abgesehen von kurzzeitigen Preisausschlägen – nicht mit einem weiteren Anstieg der realen (d. h. inflationsbereinigten) Energiepreise zu rechnen sein wird. Diese Erwartung wird vor allem damit begründet, dass bei Erdölpreisen oberhalb von 50 Dollar je Barrel sowohl die Erschließung zusätzlicher Erdölvorkommen als auch die Substitution von Erdöl durch andere fossile Energieträger immer rentabler wird (vgl. Kapitel 2.2).

Bezüglich der Preisentwicklung für **Erdgas** und **Kohle** prognostizieren die meisten der ausgewerteten Studien (s. o.) einen geringeren Preisanstieg als bei Erdöl. Weil die Kohlevorkommen besonders weitreichend und breit über den Globus verteilt sind, erwarten die Studien für diesen Rohstoff mittel- und längerfristig kaum Preissteigerungen. Bei Erdgas sind demgegenüber Preissteigerungen wahrscheinlich, allerdings in geringerem Maße als beim Erdöl.

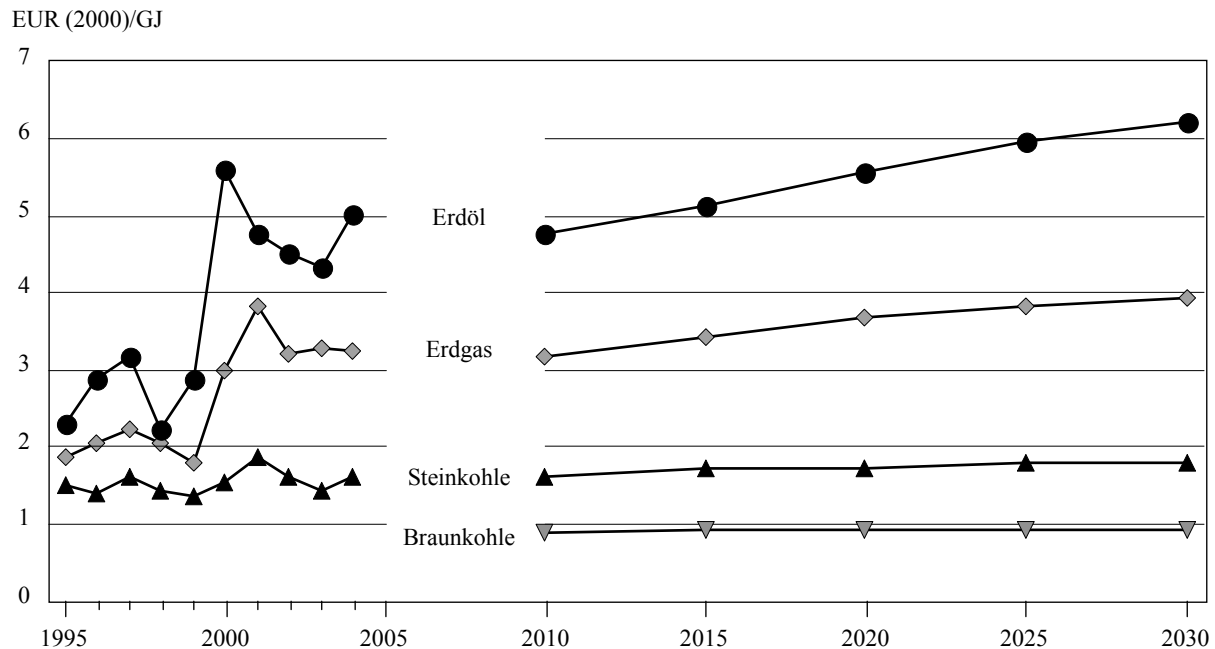
Eine nach Energieträgern differenzierte Preisprognose der EIA für den US-Markt ist in Abbildung 2.12 dargestellt. Es wird deutlich, dass bei Kohle und Elektrizität für die kommenden 25 Jahre mit weitgehend konstanten Preisen gerechnet wird, während die Preisprognosen für Erdöl und Erdgas einen leichten Preisanstieg erwarten lassen. Abbildung 2.13 präsentiert eine Prognose von EWI/Prognos (2005) für den deutschen Markt, in der allerdings keine Vorhersage für die Strompreise enthalten ist.

Abbildung 2.12: Entwicklung der Preise¹⁾ für verschiedene Energieträger in den USA seit 1980 und Prognose bis 2030



1) In US-Dollar des Jahres 2005.
Quelle: EIA 2007.

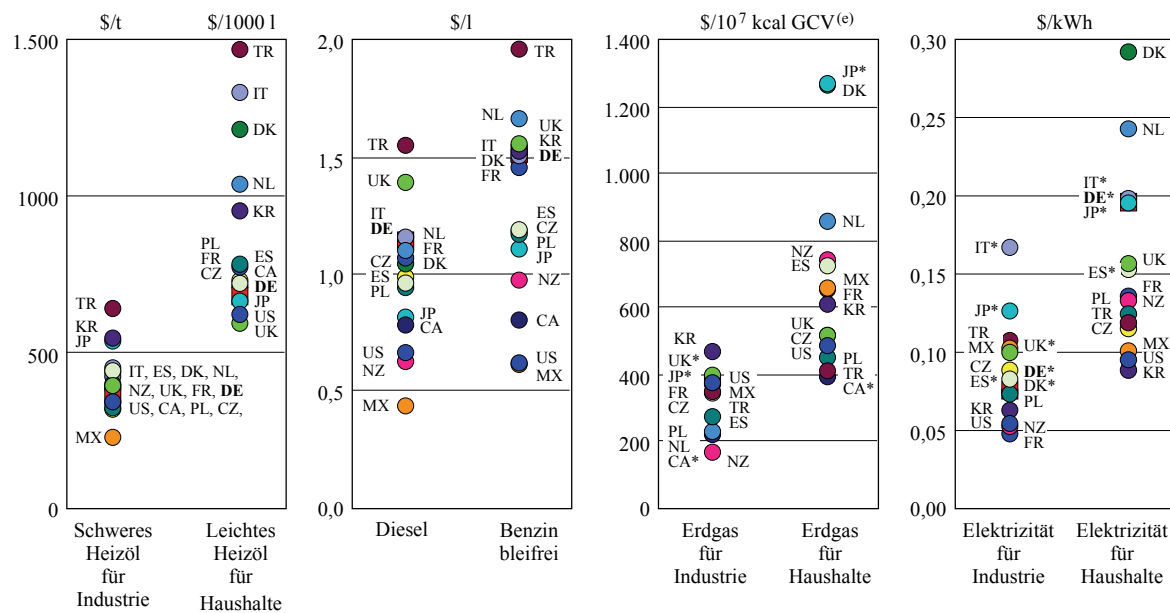
Abbildung 2.13: Entwicklung der realen Preise für verschiedene Energieträger in Deutschland seit 1995 und Prognose bis 2030



Quelle: BMWa; Stat. Bundesamt; Statistik der Kohlewirtschaft; EWI/prognos (2005).

Für die künftigen energie- und umweltpolitischen Überlegungen ist es auch wichtig zu wissen, wie die Knappheitssignale an die Energieverbraucher in den verschiedenen Ländern und Wirtschaftssektoren herangetragen werden. Abbildung 2.14 zeigt für neun ausgewählte Mitgliedstaaten der EU und für sieben nicht-europäische Länder, welche Preise gegenwärtig von verschiedenen Energieverbrauchern (Haushalte, Industrie) für verschiedene Energieträger (Heizöl, Kraftstoff, Erdgas, Strom) zu zahlen sind. Folgende Ergebnisse sind hervorzuheben:

- Für jede Kategorie sind sehr große Preisunterschiede festzustellen, d. h. die Preise in den teuersten Ländern liegen mehr als doppelt so hoch wie die Preise in den billigsten Ländern.
- Länder, die bei bestimmten Energieträgern in der teuersten Gruppe zu finden sind, weisen bei anderen Energieträgern unterdurchschnittliche Preise auf.
- Die Energiepreise für die Industrie liegen bei Heizöl, Erdgas und Strom nur ungefähr halb so hoch wie die Energiepreise, die die Haushalte zu zahlen haben.
- Deutschland liegt bei Strom und Kraftstoff im oberen Mittelfeld, bei Heizöl im unteren Mittelfeld.

Abbildung 2.14: Preise für Energieträger in ausgewählten Ländern, 2006

*) Letzte verfügbare Daten (vor 1/2006).

Quelle: IEA 2006a, eigene Darstellung.

Die Position der einzelnen Länder bei den verschiedenen Energieträgern wird in erheblichem Maße durch die spezifischen steuerpolitischen Regelungen beeinflusst. Hierbei wird oft ein- und derselbe Energieträger in verschiedenen Einsatzgebieten sehr unterschiedlich behandelt. So gelten z. B. für Deutschland folgende Steuersätze (WIKIPEDIA, 2007, vgl. auch Kapitel 3):

- Schwefelfreies Benzin 7,3 ct/kWh (entsprechend 65,45 ct/l), aber Diesel nur 4,7 ct/kWh (entsprechend 47,04 ct/l) und Erdgas als Kraftstoff nur 1,4 c/kWh
- Diesel 4,7 ct/kWh, aber Heizöl nur 0,6 ct/kWh
- Erdgas als Kraftstoff 1,4 ct/kWh, aber Erdgas zur Erzeugung von Strom und Wärme nur 0,6 ct/kWh (Flüssiggas jeweils ca. 0,1 ct/kWh günstiger)
- Kohle nur 0,1 ct/kWh.

Die unterschiedliche Besteuerung trägt dazu bei, dass sich die Zusammensetzung der Verbraucherpreise zwischen den verschiedenen Energieträgern erheblich unterscheidet (Tabelle 2.10). Die großen Unterschiede resultieren außerdem dadurch, dass die Verteilung von Strom und Gas einen wesentlich größeren Aufwand erfordert als die Verteilung von Heizöl und Kraftstoffen.

Tabelle 2.10: Zusammensetzung der Verbraucherpreise für verschiedene Energieträger (2006, Größenordnungen)

	Preisanteile (%)			Verbraucherpreise insgesamt
	Steuern und Abgaben	Verteilung, Verwaltung, Gewinn	Herstellungs- bzw. Importpreis	
Heizöl	24	8	68	100
Erdgas	27	37	36	100
Strom	45	32	23	100
Diesel	55	7	38	100
Superbenzin	61	6	33	100

Quelle: BMF (2006) für Benzin, Diesel und Heizöl; diverse Quellen und eigene Schätzung für Strom und Erdgas.

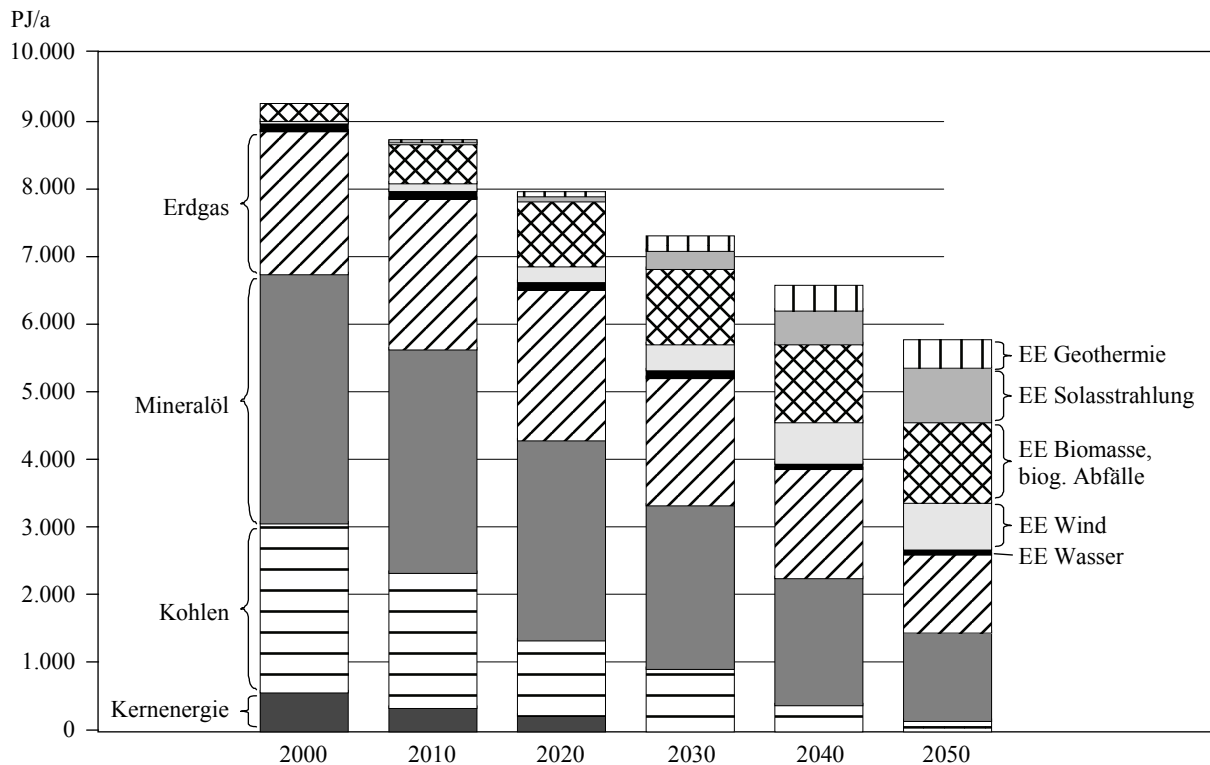
2.4 Potenziale der erneuerbaren Energiequellen

Nach den bisherigen Ausführungen ist davon auszugehen, dass die Weltenergiewirtschaft auch in den nächsten Jahrzehnten durch den fortgesetzten Verbrauch der nicht-erneuerbaren Energieträger dominiert wird (vgl. Abbildung 2.2). Andererseits: So ungebrochen die Dominanz der fossilen Energierohstoffe einstweilen noch sein mag, langfristig wird ein Umschwenken auf erneuerbare Energieträger unausweichlich werden. Und je schneller sich die Politik weltweit auf eine wirksame Klimaschutz-Strategie verständigt (siehe Kapitel 2.5), desto eher werden sich die nicht-erneuerbare Energien ausbreiten.

Der Sammelbegriff „erneuerbare Energien“ umfasst ein breites Spektrum unterschiedlicher Technologiepfade, das von der Wasserkraft über Windenergie, Fotovoltaik, Geothermie, Solarthermie bis hin zur Biomasse mit ihren vielfältigen Untergruppen (vgl. Kapitel 4) reicht. Deshalb steht die Frage im Raum: Welche dieser Technologien wird sich letztlich durchsetzen?

Hierzu wurden im Auftrage des BMU in den vergangenen Jahren sogenannte Leitstudien durchgeführt, mit deren Hilfe mögliche Umstrukturierungspfade der Energiewirtschaft herausgearbeitet und hinsichtlich ihrer Folgen untersucht wurden. Der in der jüngsten Leitstudie (NITSCH, 2007) entwickelte Umstrukturierungspfad wird in Abbildung 2.15 dargestellt.

Abbildung 2.15: Endenergieverbrauch in Deutschland 2000 bis 2050, gemäß Leitszenario 2006 (nach Energieherkünften)



Quelle: Nitsch (2007); eigene Darstellung.

Es handelt sich um einen äußerst ambitionierten Pfad, der bis 2050 eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen um über 75 % (von 840 auf 201 Mio. t/a) verspricht. Diese Minderung soll zum einen durch die Umstellung auf Erneuerbare Energien (EE) erreicht werden, zum anderen durch eine deutliche Verbesserung der Energieproduktivität. Folgende weitere Ergebnisse sind hervorzuheben:

- Der Primärenergieverbrauch in Deutschland soll in 50 Jahren um 47 % sinken (von 14402 auf 7899 PJ/a), der Endenergieverbrauch um 37 % (von 9234 auf 5773 PJ/a). Der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) am Primärenergieverbrauch soll von 2,7 im Jahr 2000 auf 48,5 % im Jahr 2050 steigen.
- Innerhalb des EE-Segments wird der Biomasse bis 2030 das weitaus größte mengenmäßige Wachstum zugeschrieben, in der anschließenden Periode bis 2050 findet hier jedoch kaum noch Wachstum statt. Für das Jahr 2050 sieht das Leitszenario eine Erzeugung von 1.200 PJ Endenergie aus Biomasse vor, davon 47 % im Kraftstoffsektor. Unterstellt man einen Energie-Ertrag von 150 GJ/ha, was ungefähr dem Doppelten der gegenwärtig erzielten Erträge entspricht, so müssten im Jahr 2050 ca. 4 Mio. ha Ackerfläche allein für die deutsche Kraftstoffproduktion eingesetzt werden. In der Studie wird davon ausgegangen, dass ein gewisser Teil dieser Anbauflächen im europäischen Ausland liegt.

- Ab 2030 übernimmt die Solarstrahlung die Wachstumsdynamik im EE-Segment. Hierbei wird dem Solarstromimport besondere Bedeutung zugemessen. Während dieser Import im Leitszenario bis 2030 nur von marginaler Bedeutung ist, soll im Jahr 2050 bereits ein Viertel des deutschen Strombedarfs über importierten Solarstrom gedeckt werden.
- Windenergie und Geothermie gewinnen ebenfalls stark an Bedeutung, jedoch verläuft der Zuwachs in diesen beiden Feldern wesentlich stetiger als bei der Bioenergie und der Solarenergie.

Die von NITSCH (2007) vorgezeichneten Expansionspfade der Erneuerbaren Energien stellen nach Auffassung des Beirats einen sehr hilfreichen Ausgangspunkt für die weiterführende Politikdebatte dar. Hierbei sollten folgende Aspekte beachtet werden:

- In Anbetracht der bisherigen Entwicklungsverläufe und der von anderen Einrichtungen prognostizierten künftigen Entwicklungen (Abbildungen 2.2, 2.4, 2.6; Tabellen 2.2, 2.6) ist die unterstellte gesamtwirtschaftliche Energieeinsparung als äußerst ambitioniert anzusehen. Sollte ein derartiger Verlauf tatsächlich in einer größeren Zahl von Industrieländern eintreten, würden die Weltmarktpreise für fossile Energieträger deutlich sinken. Das wiederum würde in vielen Ländern den Anreiz vergrößern, ihr Wirtschaftswachstum zumindest vorübergehend doch wieder verstärkt auf fossile Energieträger zu gründen.
- Die Expansionspfade innerhalb des EE-Segments sind so ausgestaltet, dass zunächst einmal die inländischen Expansionsmöglichkeiten ausgeschöpft und erst danach der Import regenerativer Energie ausgeweitet wird (vor allem Solarstrom). Unter dem Aspekt des Klimaschutzes ist diese Vorgehensweise fragwürdig. Wenn die Gesellschaft bei gegebenem Mittelaufkommen durch den Import regenerativer Energien einen deutlich größeren Beitrag zum Klimaschutz leisten kann als durch die eigene Herstellung, wäre der Import die bessere Strategie.
- Auch unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit von Versorgungsinfrastrukturen stellt sich die Frage, ob es wirklich sinnvoll ist, zunächst 20 Jahre lang mit Hilfe von Subventionen einen Schwerpunkt bei der Bioenergie zu setzen, wenn bereits heute absehbar ist, dass anschließend die Solarenergie (insbesondere der Import von Solarstrom) eine dominante Rolle erlangen wird.

Aus diesem Grunde soll nachfolgend näher auf Potenziale und Zukunftsperspektiven der Solarenergie eingegangen werden, wobei der Schwerpunkt auf den Import von Solarstrom gelegt wird.

Potenziale der Solarenergie

Die jährliche Sonneneinstrahlung auf der Erde übersteigt den jährlichen Weltenergiebedarf um mehr als das 8000fache. Nur 1 % der Fläche der Sahara würde ausreichen, um mit solarthermischen Kraftwerken den gesamten Elektrizitätsbedarf der Welt zu decken

(BROESAMLE, 2001). Dementsprechend könnte – rein rechnerisch – mit weniger als 10 % der Saharafläche der gesamte Energiebedarf der Welt gedeckt werden.

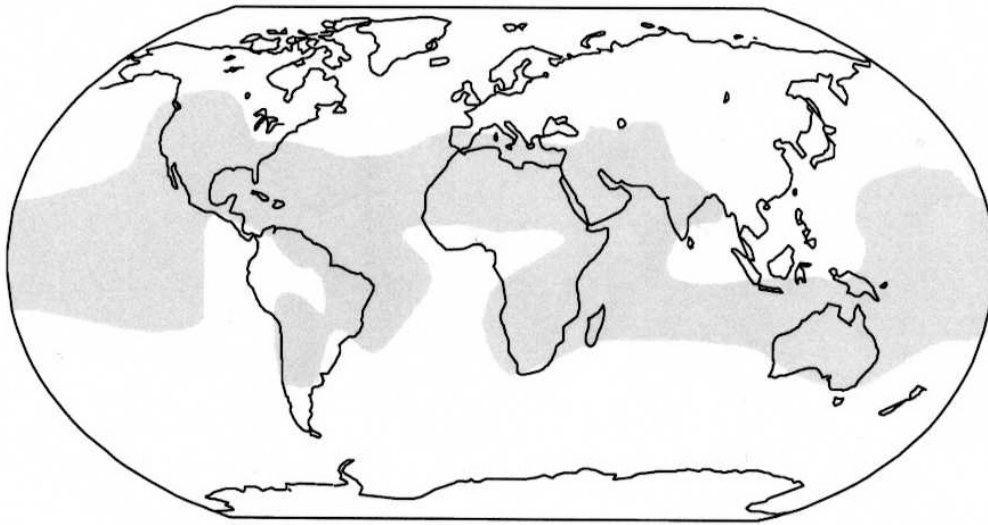
In solarthermischen Kraftwerken wird die direkte Sonneneinstrahlung durch Spiegelsysteme auf einen Strahlungsempfänger konzentriert, in dem sich ein geeignetes Arbeitsmedium befindet (z. B. Thermoöl, geschmolzenes Salz, Wasser). Dieses Medium wird auf hohe Temperaturen erhitzt und zu konventionellen Wärmekraftmaschinen (z. B. Dampf- oder Gasturbinen) geleitet, wo der Strom erzeugt wird. Je nach Gestaltung der fokussierenden Spiegel unterscheidet man Parabolrinnen-, Paraboloid- und Solarturmkraftwerke (DPG, 2005).

Solarthermische Kraftwerke befinden sich bereits seit über 20 Jahren im kommerziellen Einsatz. Sie liefern zurzeit etwa die Hälfte des weltweit produzierten Solarstroms, aber nur einen Bruchteil des insgesamt erzeugten Stroms (PSI, 2004). Nach einer längeren Phase der Stagnation, zu der die niedrigen Energiepreise der 90er Jahre maßgeblich beigetragen haben, befinden sich nun wieder zahlreiche neue Solarthermie-Projekte im Bau bzw. in der Planung.

Produktionskosten für Solarstrom

In Mitteleuropa lassen sich solarthermische Kraftwerke nicht konkurrenzfähig betreiben, weil (a) wegen der vielen sonnenarmen Tage keine hinreichend sichere Solarstromversorgung zu gewährleisten ist und weil (b) die Produktionskosten für Solarstrom mit abnehmender Sonneneinstrahlung stark ansteigen. Aussicht auf einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen bieten nur Regionen im so genannten Sonnengürtel der Erde. Abbildung 2.16 zeigt die geografische Lage der Standorte, die für eine wirtschaftliche Solarstromerzeugung in Betracht zu ziehen sind. Auch innerhalb der dort markierten Regionen gibt es hinsichtlich der Sonneneinstrahlung und der erzielbaren Stromgestehungskosten noch erhebliche Unterschiede (LERCHENMÜLLER et al., 2004; CZISCH et al., 2001).

An den sonnenreichen Standorten der Erde liegen die Erzeugungskosten für Solarstrom gegenwärtig im Bereich von 0,12 bis 0,18 US\$/kWh_e (WEA, 2000; PSI, 2004; DPG, 2005); sie liegen damit deutlich niedriger als die Kosten der Stromerzeugung mittels Fotovoltaik (QUASCHNING/GEYER, 2000). Im Laufe der vergangenen 20 Jahre ist es gelungen, die Stromgestehungskosten in den solarthermischen Anlagen deutlich zu reduzieren, von anfänglich 0,27 auf heute 0,11 €/kWh_e (LERCHENMÜLLER et al., 2004). Für die jetzt im Bau befindliche, neue Generation werden weitere Kostensenkungen erwartet, so dass nur noch 0,10 bis 0,15 US\$/kWh_e anzusetzen sind.

Abbildung 2.16: Regionen mit jährlicher solarer Einstrahlung über 2000 kWh/m²

Quelle: PSI 2004.

Um eine Kostenvorschätzung für die kommenden drei Jahrzehnte vorzunehmen, hat das Paul Scherrer Institut (PSI, 2004) verschiedene Quellen zusammengeführt, die ihrerseits mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen vorgegangen sind. So wurden zum Beispiel in einer Studie der IEA (2003) die Kostenwerte im Wesentlichen unter Annahme eines Lernfaktors von 0,85 (Kostensenkung um 15 % bei Verdopplung der Fabrikationsvolumens) und einer Wachstumsrate von 25 % fortgeschrieben, während in einer Studie von SARGENT/LUNDY (2003) detaillierte Analysen zum Kostenreduktionspotenzial durchgeführt wurden. Verschiedene Analysen bestätigen, dass der Ansatz eines Lernfaktors in einer Größenordnung zwischen 0,85 und 0,90 realistisch ist (PSI, 2004).

Übereinstimmend kommen die ausgewerteten Analysen zu der Einschätzung, dass im Zeitraum 2010 bis 2015 für die dann gebauten Anlagen mit Stromerzeugungskosten im Bereich von 0,05 bis 0,10 US\$/kWh_e (entsprechend 0,04 bis 0,08 €/kWh_e) zu rechnen ist. Diese Kalkulationen gelten für Anlagen mit einer thermischen Speicherung von 12 Stunden. Der Bau dieser Speicher erhöht zwar das Investitionsvolumen, befähigt die Anlage jedoch, die Stromerzeugung auch in den Nachtstunden unvermindert fortzusetzen. Nach DPG (2005) dürften die erwarteten Kostensenkungen ungefähr zur Hälfte der Hochskalierung zuzurechnen sein, zur anderen Hälfte den F&E-Anstrengungen im Technologiebereich. Voraussetzung für die prognostizierten Kostensenkungen ist jedoch, dass sich die Markteinführung für solarthermische Kraftwerke in den nächsten 10 bis 20 Jahren sehr dynamisch entwickelt.

Für sonnenreiche Standorte Nordafrikas und Südspaniens kann in den kommenden Jahrzehnten neben der Solarthermie voraussichtlich auch die Fotovoltaik eine wirtschaftlich interessante Alternative werden. QUASCHNING (2006) projiziert für das Jahr 2025 die

Stromgestehungskosten am Standort Nordafrika sowohl für solarthermische Anlagen als auch für Fotovoltaik-Anlagen gleichermaßen auf ca. 0,05 €/kWh.

Transportkosten für Strom im interkontinentalen Verbund

Die derzeit installierten Übertragungskapazitäten in Deutschland und der Europäischen Union wären nicht geeignet, um große Strommengen von Nordafrika oder Südeuropa kostengünstig und verlustarm nach Mitteleuropa zu übertragen. Die Netzkapazitäten wären viel zu gering und die Übertragungsverluste im Langstreckentransport viel zu hoch.

Die geeignete Technik für den Langstreckentransport großer Strommengen ist die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Diese ist bereits in verschiedenen Erdteilen mit Übertragungslängen bis einigen 1.000 km realisiert (DPG, 2005). Die relativen Übertragungsverluste belaufen sich bei Vollast auf 4 bis 6 % je 1.000 Kilometer in den Leitungen und auf je 0,6 % in den Konverterstationen (CZISCH et al., 2001). Der Investitionsbedarf für eine HGÜ mit 2.000 MW Leistung und einer Länge von 3.000 km liegt bei etwa 2,5 Mrd. Euro. Die Übertragung von Solarstrom von Nordafrika nach Mitteleuropa würde somit Transportkosten von weniger als 0,02 Euro/kWh verursachen (CZISCH et al., 2001; QUASCHNING et al., 2003; BMU, 2004). Beim Fachgespräch im Oktober 2007 wurde deutlich, dass die genannten Kostenwerte nur für Überlandleitungen gelten, während für Erdkabel deutlich höhere Kosten anzusetzen wären.

In einer Studie für das BMU hat die DLR (2006) unter anderem Szenarien für die Ausgestaltung eines trans-mediterranen Solarstromverbundes untersucht. Für die Überbrückung der Entfernung von 3000 km mittels HGÜ-Leitung wird ein Energieverlust von 10 % veranschlagt, und die für das Projektionsjahr 2050 erwarteten Kosten für Stromerzeugung und -transport nach Mitteleuropa belaufen sich auf 0,05 €/kWh. Um rund 15 % des europäischen Stromverbrauchs zu decken, sind nur etwa 20 transmediterrane HGÜ-Leitungen erforderlich.

Als Alternative zur Langstreckenübertragung mittels HGÜ ist der Wasserstofftransport in Betracht zu ziehen. Nach bisherigem Erkenntnisstand ist der Transport von Wasserstoff ungefähr gleich teuer wie der HGÜ-Transport von Strom; ein wirtschaftlich attraktiver Wasserstofftransport ist jedoch nur möglich, wenn zunächst eine großskalige Etablierung einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft erfolgen würde.

Gasförmiger Wasserstoff in Mitteleuropa enthält nur noch 65 % der Energie des Solarstroms am Produktionsort und kostet einschließlich des Transports nahezu das Doppelte des erzeugten Solarstroms (PSI, 2004). Bei der Rückumwandlung von Wasserstoff zu Strom in der Brennstoffzelle geht weitere Energie verloren. Deshalb wird Wasserstoff gegenüber Solarstrom nur dann vorzuziehen sein, wenn aus technischen oder strukturellen Gründen die direkte Stromnutzung nicht möglich ist.

Potenziale und Produktionskosten im internationalen Windenergie-Verbund

Unter Kostenaspekten ist der Import von Windstrom derzeit noch interessanter als der Import von Solarstrom. Nachdem die Erzeugung von Windstrom in Deutschland in den vergangenen Jahren einen rasanten Aufschwung genommen hat, zeichnen sich inzwischen die Grenzen eines weiteren Ausbaus auf dem Lande deutlich ab. Erhebliche zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten bietet das Offshore-Windpotenzial. Bei einem forcierten Ausbau der Offshore-Aktivitäten ist es durchaus möglich, eines Tages aus beiden Quellen zusammen etwa die Hälfte des deutschen Strombedarfs zu decken (CZISCH et al., 2005).

Angesichts der Hindernisse, die dem weiteren Ausbau der Windenergie im Inland entgegenstehen, ist auch für diese Energiegewinnung ein Blick in andere Länder einschließlich der dünn besiedelten Regionen in der Nachbarschaft Europas nahe liegend. Hier finden sich zahlreiche Steppen-, Wüsten- und Tundragebiete, die windreich sind und praktisch keiner Besiedlung bzw. wirtschaftlichen Nutzung unterliegen. Nach den Berechnungen von CZISCH et al. (2005) könnten die Gebiete Nordrussland, Nordwestafrika und Kasachstan jede für sich ein Vielfaches des EU-Strombedarfs erzeugen.

Zahlreiche Standorte innerhalb der genannten Gebiete weisen sehr günstige Windverhältnisse auf, die einen Ertrag von 4000 VLh und mehr erwarten lassen. Derartig hohe Erträge werden in Deutschland bestenfalls im Offshore-Bereich erwartet. Bei einer zukünftigen Erschließung der Auslandspotenziale würde anfangs sicherlich auf diese ertragreichen Standorte zurückgegriffen werden.

Ein besonderer Vorteil der Erschließung außereuropäischer Windkraftstandorte besteht darin, dass durch die Vergrößerung des insgesamt genutzten Einzugsgebiets eine erhebliche Vergleichmäßigung der Windstromerzeugung ermöglicht wird. Dieser Ausgleichseffekt ermöglicht, eine der größten Schwachstellen der Windkraft (die starke Wetter-Abhängigkeit der Stromerzeugung) zunächst zu lindern und bei konsequenter Handhabung im Endeffekt weitgehend zu beseitigen.

Bezüglich der Produktionskosten an den verschiedenen in Frage kommenden Standorten geben CZISCH et al. (2005) folgende Größenordnungen an:

- Landfläche Deutschland (1600 VLh): 6-7 ct/kWh
- Offshore Deutschland (3500 VLh): 5 ct/kWh
- Windreiche außereuropäische Landstandorte: 2-3 ct/kWh

Für den ausgewählten Einspeiseort Kassel resultieren daraus für die projektierten Ursprungsländer (Mauretanien, Südmarokko, Kasachstan, Nordrussland/Westsibirien) Stromkosten im Bereich von 4,4 bis und 5,5 ct/kWh.

Substitution von Flüssigtreibstoff durch Elektrizität

Im Segment der nicht erneuerbaren Energieträger werden am ehesten die Erdölreserven knapp. Hiervon wird der Verkehrssektor besonders betroffen sein, so dass unter Knappheitsaspekten hier eine besondere Herausforderung besteht, nach Alternativen zu suchen. Deshalb stellt sich die Frage, ob die großen Potenziale des Solarstrom-Imports auch für den Verkehrssektor nutzbar gemacht werden können.

Grundsätzlich bietet das Elektroauto gegenüber Automobilen, die mit Verbrennungsmotoren angetrieben werden, eine Reihe von Vorteilen. Sie erzeugen während des Betriebs keine klima- oder gesundheitsschädlichen Emissionen, benötigen kein Motoröl, sind geräusch- und wartungsarm und erfordern weder Kupplung noch Automatikgetriebe. Auch unter dem Aspekt des Energieverbrauchs sind sie den konventionellen Autos überlegen. Die derzeit verbreiteten Leichtelektromobile haben „ab Steckdose“ einen Verbrauch von 10 kWh/100 km, für normale Serienfahrzeuge (Vier-Personen-PKW) wird ein Verbrauch von etwa 20 kWh/100 km angegeben. Der Energieverbrauch liegt somit weniger als halb so hoch wie bei vergleichbaren Autos, die mit Verbrennungsmotoren ausgestattet sind (ENGEL, 2005).

Trotz dieser Vorteile sind Elektroautos im Markt bisher nicht über Kleinstserien hinausgekommen. Dieses liegt vor allem daran, dass die in der Vergangenheit produzierten Akkumulatoren erhebliche Schwächen aufwiesen. Je nach Akku-Typ waren sie entweder zu schwer, zu schwach, zu kurzlebig oder zu teuer.

Einige Anzeichen sprechen dafür, dass sich in diesem wesentlichen Punkt derzeit Entscheidendes ändert. Mit den so genannten Hybridautos haben insbesondere die japanischen Autohersteller vor wenigen Jahren die Kombination aus Elektro- und Verbrennungsmotor in die Massenproduktion gebracht. Im Laufe des vergangenen Jahres haben mehrere Firmen den Einstieg in die Produktion reiner Elektroautos bekannt gegeben (Smart, Tesla, PML Flightlink, General Motors, Renault, Nissan, Mitsubishi). Hinsichtlich der Fahreigenschaften (Beschleunigung, Höchstgeschwindigkeit, Reichweite) werden dabei zum Teil Ergebnisse angekündigt, die einen Vergleich mit konventionellen Automobilen nicht zu scheuen brauchen.

Sollten sich diese Ankündigungen bewahrheiten, könnte dies langfristig zu einer grundlegenden Veränderung der gesamten Branche führen. „Die Batterietechnik ist also der Schlüssel zur künftigen E-Mobilität, und hinter vorgehaltener Hand bestätigt inzwischen fast jeder PKW-Entwickler, dass alle anderen Konzepte tot seien, sobald geeignete Akkus bereit stünden“ (GRÜNWEG/PANDER, 2007).

Flächenbedarf

Für die Installation einer 10 GW-Anlage, die im Mittelmeerraum Solarstrom erzeugt (inklusive thermische Speicherung), ist eine Fläche von 15 mal 15 km zu veranschlagen (DLR, 2006). Daraus ergibt sich unter Berücksichtigung der erzielbaren Stromerträge je GW installierter Leistung (vgl. LERCHENMÜLLER et al., 2004) ein jährlicher Stromertrag von rund 900.000 kWh entsprechend 77 t Öl-Äquivalent/ha Wüstenfläche.

Für den Fall, dass dieser Solarstrom für den Automobylantrieb in Mitteleuropa verwendet wird (20 kWh/100km), errechnet sich – auch unter Berücksichtigung der Transportverluste bis nach Mitteleuropa – eine Fahrleistung von über 3 Mio. Kilometer/ha.

Zum Vergleich: Wenn man auf mitteleuropäischen Ackerböden Raps bzw. Mais erzeugt und den Energieertrag (Biodiesel bzw. Biogas) für den Fahrzeugantrieb verwendet, lassen sich daraus Fahrleistungen in einer Größenordnung von 25.000 km bzw. 100.000 km erzielen.

Ebenfalls zum Vergleich: Wenn man in Mitteleuropa großflächig Fotovoltaik erzeugt, wie dies beispielsweise eine 5 Megawatt-Anlage im „Solarpark Leipziger Land“ auf 20 ha einer früheren Braunkohleabbaufläche tut, so lässt sich ein Stromertrag von 240.000 kWh/ha erzielen (DER SOLARSERVER, 2004). Das entspricht einer Fahrleistung von über 1 Mio. Kilometer/ha, wobei für eine ökonomische Bewertung allerdings die erheblichen witterungs- und jahreszeitlich bedingten Schwankungen zu berücksichtigen sind.

Sollte sich die Politik entscheiden, angesichts der wirtschaftlichen Vorteile des Solarstrom-Imports diesen Weg konsequent zu beschreiten, so würde dies im Laufe der Zeit zu einer erheblichen „Versiegelung“ der Wüsten- und Halbwüstenstandorte in Südeuropa und Nordafrika führen. Der Flächenbedarf wäre zwar erheblich, aber – zumindest theoretisch – nicht unüberwindbar: Um im Extremfall den gesamten Energiebedarf der Europäischen Union (Strom, Wärme, Kraftstoff) mittels Solarstrom aus dem Süden zu decken, wäre eine Anlagenfläche von rund 500 mal 500 Kilometer erforderlich.

Handlungsbedarf

Auf Grundlage einer Auswertung der verfügbaren Prognosen und Analysen gelangt das Paul Scherrer Institut (PSI, 2004) zu der Einschätzung, dass sich die weltweite Gesamtkapazität von derzeit rund 500 MW_{el} installierter Leistung auf rund 2.000 MW_{el} im Jahre 2010 und auf 20.000 MW_{el} im Jahre 2020 erhöhen wird. Das wäre einerseits eine beeindruckende Expansion, andererseits könnten mit dieser weltweit installierten Leistung noch nicht einmal 0,2 % des europäischen Energiebedarfs gedeckt werden.

Dass diese Technologie nach ihrem erfolgreichen Start in den 1980er Jahren in Kalifornien eine längere Durststrecke erlebte und erst gegenwärtig wieder beschleunigt wird, hat mehrere Gründe:

- Die Technologie ist noch weit davon entfernt, Strom zu liefern, der zu Marktkonditionen wettbewerbsfähig wäre, und deshalb auf Subventionen angewiesen.
- Sie kann kaum in kleinen Schritten eingeführt werden, sondern verlangt große Investitionen der Energiewirtschaft und eine verlässliche Begleitung durch die Politik.
- Die deutsche Energiepolitik hat ihre Strategie bisher anders ausgerichtet, nämlich auf die Förderung der regenerativen Energie im Inland und hier auf die Förderung kleiner Anlagen.

Die Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG, 2005, S. 85) kommentiert die bisherige Entwicklung wie folgt: “Man muss sich fragen, warum diese Entwicklung so lange gedauert hat, obwohl sowohl die Enquete-Kommission ‘Schutz der Erdatmosphäre’ des 12. deutschen Bundestages in ihrem Abschlussbericht 1995 als auch die DPG in ihrem ‘Energienememorandum 1995’ die Entwicklung solarthermischer Kraftwerke im Süden begründet und gefordert haben. [...] Der anfängliche Optimismus der 1990er Jahre in Deutschland hinsichtlich unserer Möglichkeiten, mit dem CO₂-Problem zu Hause fertig zu werden, kann ja vielleicht das zögerliche Verhalten der Stromwirtschaft und der zuständigen Regierungsinstanzen erklären. Doch sollte die in der vorliegenden Studie erneut aufgezeigte Langsamkeit des Abbaus der CO₂-Emissionen die Dringlichkeit des Imports von Solarstrom veranschaulichen. [...] Als ein gewisser Fortschritt ist zu vermerken, dass Spanien im Jahr 2003 durch ein Einspeisegesetz mit großzügigen Garantiepreisen die Voraussetzungen für den Bau von drei solarthermischen Pilotanlagen ... geschaffen hat.“

2.5 Klimawandel und Treibhausgas-Emissionen

Klimawandel und Treibhausgase

In den vergangenen Jahrzehnten hat eine deutliche Veränderung der Temperatur- und Niederschlagsverhältnisse auf der Erde stattgefunden. Wesentliche Merkmale dieser Veränderungen waren (vgl. IPCC, 2007):

- Anstieg der globalen mittleren Oberflächentemperatur um 0,74 Grad Celsius im Laufe der vergangenen hundert Jahre
- Beschleunigung des weltweiten Anstiegs des Meeresspiegels (1,8 mm/a im Zeitraum 1961 bis 2003, 3,1 mm/a im Zeitraum 1993 bis 2003)
- Starkes Abschmelzen der Gebirgsgletscher und der Schneebedeckung der Erde.

In Europa nahm die mittlere Temperatur im vergangenen Jahrhundert um fast 1 Grad Celsius zu, wobei die Wintertemperaturen stärker stiegen als die Sommertemperaturen und die Nachttemperaturen stärker als die Tagestemperaturen. Bei der Veränderung der Nie-

derschläge gab es große regionale Unterschiede. So erhöhten sich tendenziell die Niederschläge in Nordeuropa, während die Niederschläge in Südeuropa rückläufig waren.

Für die Zukunft wird erwartet, dass sich diese Veränderungen fortsetzen und beschleunigen werden. Das wird auch gravierende Konsequenzen für die Landwirtschaft haben. Sowohl in Amerika als auch in Europa und Asien wird sich die Landwirtschaft nach Norden hin ausdehnen, während die Fortführung der Landwirtschaft in den ariden südlichen Gebieten unter dem Einfluss zunehmender Trockenheit immer schwieriger wird.

Als wesentliche Ursache für die Klimaänderungen gilt der Anstieg der Treibhausgas-Konzentration in der Atmosphäre (IPCC 2007, BAKAN/RASCHKE, 2002). Das wichtigste Treibhausgas ist Wasserdampf (H_2O), mit weitem Abstand folgen dann in der Reihenfolge ihrer Bedeutung Kohlendioxid (CO_2), Ozon am Boden und in der Stratosphäre, Lachgas (N_2O) und Methan (CH_4). Diese Treibhausgase weisen große Unterschiede hinsichtlich ihrer Langlebigkeit auf. Während Wasserdampf sehr kurzlebig ist, weisen CO_2 und insbesondere N_2O eine besonders lange Lebensdauer auf (114 Jahre). Bezogen auf einen hundertjährigen Zeithorizont weisen die wichtigsten Treibhausgase folgendes Treibhauspotenzial auf (global warming potential, GWP, ausgedrückt in CO_2 -Äquivalenten): CO_2 : 1, CH_4 : 21, N_2O : 310 (SOLOMON et al., 2007).

Der durch die Treibhausgase bewirkte „natürliche Treibhauseffekt“ ist eine unverzichtbare Voraussetzung für das Leben auf der Erde. In den zurückliegenden drei Jahrhunderten sind jedoch die Emissionen der Treibhausgase durch menschliche Aktivitäten stark angestiegen. Diese Verstärkung des natürlichen Treibhauseffekts, die als „anthropogener Treibhauseffekt“ bezeichnet wird, ist nach derzeitigem Stand der Wissenschaft die wesentliche Ursache für die gegenwärtig ablaufenden Klimaänderungen.

Quellen der Treibhausgas-Emissionen

Seit 1750 haben sich die atmosphärischen Konzentrationen von Lachgas, Kohlendioxid und Methan um ca. 18 %, ca. 35 % bzw. über 100 % erhöht (IPCC 2007). Während sich der Anstieg der Konzentration bei Methan in der vergangenen Dekade verlangsamt hat, ist beim Kohlendioxid eine deutliche Beschleunigung festzustellen.

Der weitaus größte Teil der gegenwärtig stattfindenden Treibhausgas-Emissionen (ca. 77 %) ist dem Treibhausgas CO_2 zuzuschreiben, und die wichtigste Ursache für die Treibhausgas-Emissionen ist die Verbrennung fossiler Energieträger (Tabelle 2.11). Insofern sind die Energieeinsparung, die Verbesserung der Energie-Effizienz und die Umstellung auf regenerativen Energien als entscheidende Ansatzstellen für einen wirksamen Klimaschutz anzusehen.

Tabelle 2.11: Weltweite Treibhausgas-Emissionen, 2000 (nach Quellkategorien)

Sektor	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HGWP ¹⁾	Summe	% von gesamt
	Mio. t CO ₂ -Äquivalente					
Energie ²⁾	23.408	1.646	237		25.291	61 %
Landwirtschaft etc. ³⁾	7.631	3.113	2.616		13.360	32 %
Industrieprozesse	829	6	155	380	1.370	3 %
Abfallwirtschaft		1.255	106		1.361	3 %
Summe	31.868	6.020	3.114	380	41.382	100 %
% von gesamt	77 %	15 %	8 %	1 %		

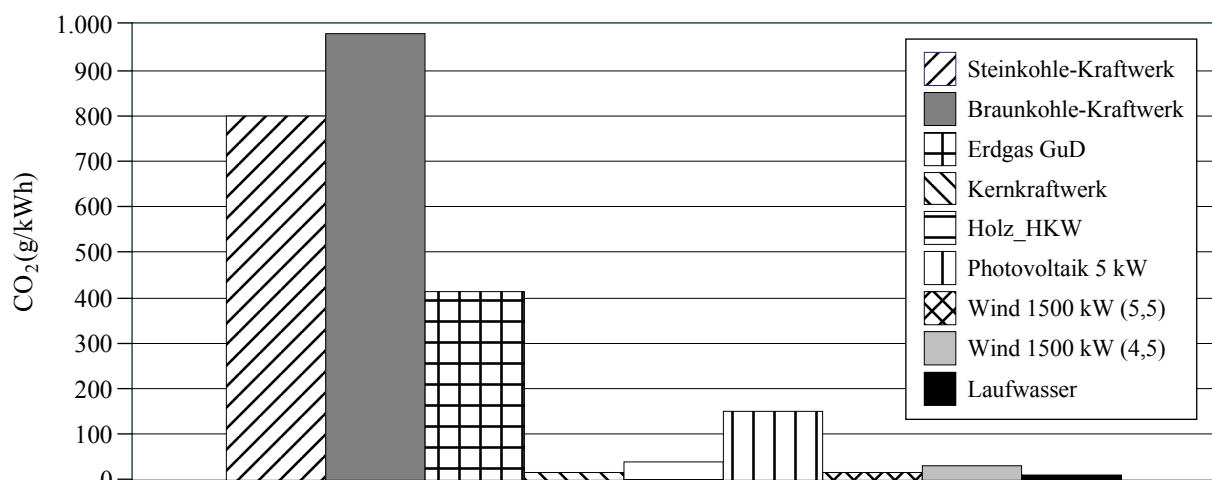
1) High Global Warming Potential

2) Energiebedingte Emissionen inkl. der energiebedingten Emissionen aus Industrie und Landwirtschaft.

3) Landwirtschaft, Landnutzung, Landnutzungswechsel, Forstwirtschaft.

Quelle: de la Chesnaye et al. (2006), entnommen aus EPA 2006.

Das große klimapolitische Potenzial der regenerativen Energieträger wird in Abbildung 2.17 exemplarisch für die Stromerzeugung veranschaulicht. Die dort dargestellten Ergebnisse einer Lebenszyklus-Analyse zeigen einerseits, dass die Energiewirtschaft einen großen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann, indem sie Kohlekraftwerke durch Erdgaskraftwerke ersetzt. Andererseits wird aber deutlich, dass auch beim Übergang von Erdgaskraftwerken auf regenerative Energien noch einmal eine erhebliche Reduktion der Treibhausgasemissionen stattfinden kann.

Abbildung 2.17: Spezifische kumulierte CO₂-Emissionen bei verschiedenen Stromerzeugungstechniken

Quelle: Mayer-Spohn et al. (2007).

Im Unterschied zu Solar-, Wasser- oder Windkraftwerken läuft die Energieerzeugung auf der Basis von Biomasse nicht automatisch auf eine Senkung der Treibhausgas-Emissionen hinaus. Die Bioenergie nimmt unter den regenerativen Energien insofern eine Sonderstellung ein, als neben den positiven Klimawirkungen (Ersatz fossiler Energieträger) auch negative Klimawirkungen (Treibhausgas-Emissionen der Landwirtschaft) in Rechnung zu stellen sind.

Treibhausgas-Emissionen aus der Landwirtschaft

Im weltweiten Maßstab ist fast ein Drittel der Treibhausgas-Emissionen auf die Landwirtschaft und auf Landnutzungsänderungen zurückzuführen, wobei die mit der Düngemittelherstellung verbundenen CO₂-Emissionen noch nicht berücksichtigt sind (vgl. Fußnote 2 in Tabelle 2.11). Dabei ist der Bereich Landnutzung/Landnutzungsänderung mit einem Anteil von 18 % an den globalen Treibhausgas-Emissionen sogar noch etwas bedeutsamer als der Bereich Landwirtschaft im engeren Sinne, der einen Anteil von 14 % hat (STERN, 2006). Neben den CO₂-Emissionen spielen hier auch die CH₄- und die N₂O-Emissionen eine wichtige Rolle.

Falls die Expansion der Bioenergie dazu führt, dass die Agrarproduktion andernorts flächenmäßig ausgedehnt wird (Abholzung von Wäldern, Umbruch von Grünland) oder auf vorhandenen Ackerflächen intensiviert wird (höherer Einsatz von Stickstoff, Änderung der Bodenbewirtschaftung), so kann anstelle des erhofften klimapolitischen Nutzens leicht ein klimapolitischer Schaden entstehen, weil vermehrt Kohlendioxid und Lachgas emittiert werden.

Problemkreis Kohlendioxid: Es wird geschätzt, dass von den 13,4 Mrd. ha Erdoberfläche (ohne Wasserflächen) derzeit rund 1,5 Mrd. ha als Ackerland und 3,5 Mrd. ha als Grünland genutzt werden. (DOORNBOSCH/STEENBLIK, 2007). Wird natürliche Vegetation oder Grünland in Ackerland umgewandelt, so vermindert dies im Regelfall die Humusmenge und somit die Menge des organisch gebundenen Kohlenstoffs im Boden über viele Jahre hinweg, bis sich nach einigen Jahrzehnten wieder ein neuer Humusspiegel im Boden einstellt. Es ist belegt, dass viele Böden, z. B. in den USA und Kanada, durch ackerbauliche Nutzung 30 bis 50 % der ursprünglichen Humus- und C-Menge verloren haben (HÜLSBERGEN/KÜSTERMANN, 2007).

Die Humusgehalte der Böden und die Abbauprozesse bei Nutzungsänderungen variieren kleinräumig sehr stark, so dass generalisierende Aussagen schwierig sind. Gehen wir für eine vereinfachende Überschlagsrechnung einmal davon aus, ein Boden habe einen anfänglichen Kohlenstoffgehalt von 100 t C_{org}/ha und verliere durch Umstellung auf ackerbauliche Nutzung 40 % des organisch gebundenen Kohlenstoffs, so entspricht dies einer Emission in der Größenordnung von 130 t CO₂/ha. Die Produktion von Bioenergie im Rahmen des gegenwärtigen deutschen Bioenergie-Mix führt zu einer durchschnittlichen

jährlichen CO₂-Vermeidung (durch die Substitution fossiler Energieträger) von höchstens 4 t CO₂/ha (vgl. Kapitel 4). Falls also die Umwandlung deutscher Ackerflächen auf Bioenergieproduktion dazu führt, dass an anderer Stelle Grünland umgebrochen wird, damit dort die fehlenden Nahrungsmittel erzeugt werden können, so würde der negative Klimaeffekt des Grünlandumbruchs erst nach ca. 30 Jahren durch den positiven Effekt der Bioenergie-Produktion kompensiert werden.

Problemkreis Lachgas: Die Abschätzung des Emissionspotentials von Lachgas ist mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Die Komplexität der mikrobiellen Vorgänge bei der Nitrifikation und Denitrifikation erschwert eine zuverlässige Abschätzung erheblich. Der Anteil des Stickstoffs, der als Lachgas emittiert wird, hängt sehr stark von Umwelt- und Managementfaktoren wie z. B. der Bodenart, der Bodenfeuchtigkeit oder der Bodenbewirtschaftung ab. Die Abschätzung wird außerdem dadurch erschwert, dass Stickstoff, der aus einem Bodenkörper zunächst als Nitrat ausgetragen und verfrachtet wird, später an anderer Stelle zu Lachgasemissionen führen kann. Hieraus lässt sich zunächst nur das allgemeine Zwischenfazit ableiten, dass hohe Stickstofffrachten mit hoher Wahrscheinlichkeit zu hohen Lachgasemissionen führen.

Für quantitative Abschätzungen der Lachgasemissionen aus der Landwirtschaft wird zu meist der IPCC-Richtwert zugrunde gelegt, der auf einer Vielzahl von Feldversuchen beruht und davon ausgeht, dass 1,25 % des ausgebrachten Stickstoffs als N₂O-N emittiert werden. Mit einem davon abweichenden, globalen Bilanzierungsansatz gelangen CRUTZEN et al. (2007) allerdings zu einer anderen Einschätzung. Sie ermitteln einen deutlich höheren Schätzwert von ca. 4 % und führen den erheblichen Unterschied zum IPCC-Richtwert darauf zurück, dass möglicherweise jenseits der gedüngten Agrarflächen eine erhebliche Lachgasemission stattfindet, die gleichwohl aber ursächlich auf die Stickstoffdüngung zurückzuführen ist. Unter Zugrundelegung des erhöhten Werts von 4 % kommen CRUTZEN et al. (2007) dann zu der Einschätzung, dass durch die Biodiesel- und die Ethanolproduktion mehr Treibhausgas-Emissionen verursacht als vermieden werden. Dieser Aufsatz hat in der Wissenschaft allerdings keine ungeteilte Zustimmung gefunden, sondern eine kontroverse Debatte ausgelöst, die bis heute anhält.

Im Hinblick auf die klimapolitische Beurteilung einer Intensivierung der Landwirtschaft können auch Vergleiche zwischen ökologisch und konventionell bewirtschafteten Betrieben wertvolle Hinweise geben. Tabelle 2.12 fasst Ergebnisse eines derartigen Vergleichs zusammen, der anhand ausgewählter Betriebe in Bayern vorgenommen wurde (KÜSTERMANN et al., 2007). Die Betriebe wurden mit Hilfe des Modells REPRO analysiert, das eine detaillierte Analyse der Kohlenstoff- und Stickstoff-Flüsse im System Boden-Pflanze-Tier-Umwelt ermöglicht. Die Autoren weisen allerdings explizit darauf hin, dass das Versuchsdesign nicht darauf ausgerichtet war, generalisierende Schlussfolgerungen für die vergleichende Bewertung von ökologischem und konventionellem Landbau abzuleiten.

Tabelle 2.12: Indikatorenvergleich für ausgewählte Betriebe des ökologischen und konventionellen Landbaues

Parameter ¹⁾	Einheit	18 Betriebe Ökolandbau			10 Betriebe konventioneller Landbau		
		Mittelwert	Min.	Max.	Mittelwert	Min.	Max.
Energie-Input	GJ ha ⁻¹	5,3	4,1	7,8	11,7	9,5	15,0
N-Input	kg N ha ⁻¹	152	108	227	246	193	304
TM-Ertrag	Mg ha ⁻¹	3,8	2,0	7,7	7,6	4,5	9,0
C-Speicherung im Humus ²⁾	CO ₂ äq kg ha ⁻¹	-452	-1.830	489	266	-659	910
N ₂ O-Emissionen	CO ₂ äq kg ha ⁻¹	887	631	1.322	1.418	1.123	1.771
Emissionen aus fossiler Energie	CO ₂ äq kg ha ⁻¹	454	320	750	1.037	819	1.220
Treibhauspotential gesamt	CO ₂ äq kg ha ⁻¹	887	106	1.875	2.717	1.878	3.697
Treibhauspotential Winterweizen	CO ₂ äq kg ha ⁻¹	1.669	-278	2.966	2.333	1.478	3.680
Treibhauspotential gesamt	CO ₂ äq kg Mg ⁻¹	263	23	431	376	271	434
Treibhauspotential Winterweizen	CO ₂ äq kg Mg ⁻¹	496	-102	958	355	213	545

1) Erläuterungen zur Berechnung einzelner Parameter siehe Küstermann et al. (2007).

2) Positive Werte bedeuten einen Humusabbau und die Abgabe von im Boden gebundenen C an die Atmosphäre, negative Werte einen Humusaufbau und die Rückbindung von C aus der Atmosphäre in den Boden.

Quelle: Küstermann et al. (2007).

Die in der Tabelle dargestellten Ergebnisse zeigen eine enorme Streuung innerhalb der beiden Betriebsgruppen. Der Vergleich zwischen den Betriebsgruppen zeigt, dass die Betriebe des ökologischen Landbaues in der flächenbezogenen Betrachtung im Durchschnitt wesentlich niedrigere Treibhausgasemissionen je Hektar aufweisen als die Betriebe des konventionellen Landbaues. In der produktbezogenen Betrachtung (Emissionen pro Tonne Output) ist das Ergebnis weniger eindeutig. Andere Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen, d. h. stets schneidet der Ökologische Landbau im flächenbezogenen Vergleich wesentlich günstiger ab, während er im produktbezogenen Vergleich teilweise überlegen und teilweise unterlegen ist (Haas 2003; Nemecek et al. 2006; Klimaschutzbericht Schleswig-Holstein 2004).

Bei näherer Betrachtung der Tabelle 2.12 zeigt sich, dass die deutlichen Unterschiede zwischen den Bewirtschaftungsformen weniger durch die Lachgasemissionen als vielmehr durch die erheblichen Unterschiede in der Kohlenstoffspeicherung verursacht werden. Gerade in diesem Punkt bestehen aber auch auffällig große Unterschiede zwischen den Betrieben innerhalb der beiden Gruppen. Inwieweit sich hieraus Anknüpfungspunkte für zielgerichtete Anpassungen des Betriebsmanagements ableiten lassen, sollte in weiterführenden Analysen geklärt werden. Bei der Interpretation der Tabelle 2.12 ist außerdem zu berücksichtigen, dass die Potenziale zur Vermehrung des Humusanteils durch veränderte ackerbauliche Nutzung nur über einen gewissen Zeitraum hinweg genutzt werden können, bis sich ein neues Gleichgewicht eingestellt hat (Hülsbergen / Küstermann, 2007).

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen im Zeitablauf

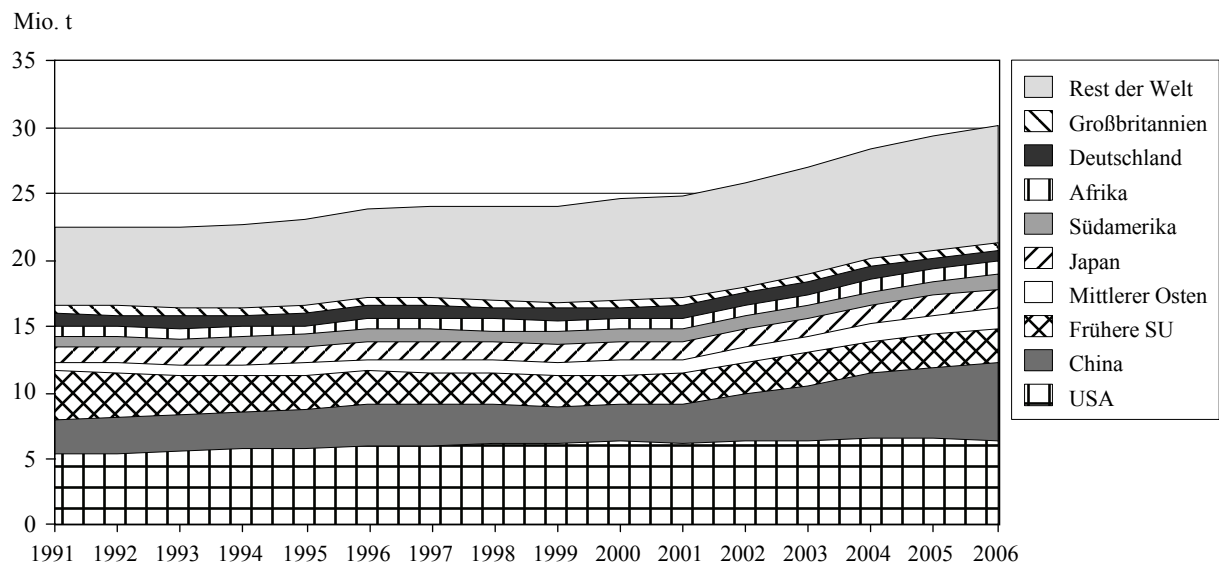
Im Zuge der weltwirtschaftlichen Entwicklung steigen die jährlichen CO₂-Emissionen seit Jahrzehnten an, und dieser Anstieg hat sich seit 2000 noch einmal deutlich beschleunigt (Abbildung 2.18). Wichtigste Ursache hierfür ist der enorme wirtschaftliche Aufschwung in China sowie in einigen anderen Schwellenländern. Zwischen 1996 und 2006 haben die CO₂-Emissionen in China um ca. 80 % zugenommen, im Mittleren Osten um fast 60 %, und auch Südamerika und Afrika weisen Steigerungsraten von über 20 % auf. Demgegenüber fallen die USA mit einem Zuwachs von 8 % deutlich ab.

Innerhalb der Europäischen Union sind ebenfalls große Unterschiede zu verzeichnen. Ein erheblicher Zuwachs der CO₂-Emissionen ist im zurückliegenden Jahrzehnt insbesondere in Spanien festzustellen (46 %), während die meisten anderen Mitgliedstaaten nur geringe oder sogar negative Steigerungsraten aufweisen.

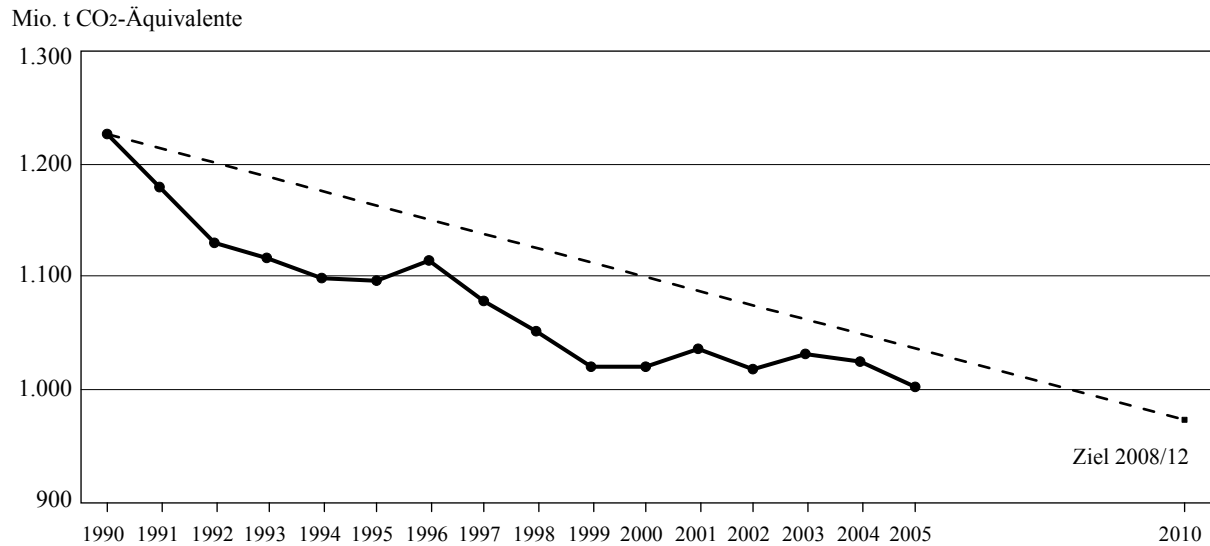
Insgesamt ist die globale Entwicklung aus klimapolitischer Sicht als alarmierend zu bezeichnen, denn die Trends der jüngeren Vergangenheit laufen dem politisch proklamierten Ziel, den Anstieg der Treibhausgasemissionen stoppen zu wollen, diametral zuwider.

Deutschland gehört zu den Ländern, die eine besonders starke Reduzierung ihrer Treibhausgas-Emissionen vorweisen können (Abbildung 2.19). Bei näherer Betrachtung zeigt sich jedoch, dass die Treibhausgas-Emissionen vor allem in den 1990er Jahren zurückgegangen sind, während seit 1999 kaum noch ein weiterer Rückgang festzustellen ist. Im Jahr 2006, das in der Abbildung wegen fehlender Daten aus dem nicht-energetischen Bereich noch nicht berücksichtigt werden konnte, ist sogar ein leichter Anstieg der energiebedingten CO₂-Emissionen Deutschlands zu verzeichnen.

In der Tabelle 2.13 wird dargestellt, wie sich die Treibhausgas-Emissionen Deutschlands zusammensetzen und wo innerhalb der letzten 10 Jahre besondere Erfolge erzielt werden konnten. In dieser Tabelle sind allerdings die CO₂-Emissionen, die sich durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft ergeben, nicht enthalten. Fasst man aus dieser Gruppe alle Treibhausgas-Emissionen zusammen, die der Landwirtschaft zugerechnet werden können, so erhöht sich das Treibhausgaspotenzial der deutschen Landwirtschaft auf ca. 113 Mio. t CO₂-Äquivalent (Berechnung für 2005, aus WEGENER, 2006).

Abbildung 2.18: Entwicklung der CO₂-Emissionen, 1991 bis 2006

Quelle: IWR auf Basis von BMWi; BP; eigene Darstellung.

Abbildung 2.19: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland seit 1990

Quelle: UBA (2007).

Tabelle 2.13: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland nach Quellkategorien, 2005

Sektor	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HGWP ¹⁾	Summe	% von gesamt
Mio. t CO ₂ -Äquivalente						
2005						
Energie ²⁾	795,2	13,9	6,7		815,8	82%
Landwirtschaft ³⁾		22,7	40,9		63,6	6%
Industrieprozesse	77,7		14,7	14,8	107,2	11%
Abfallwirtschaft		11,1	2,6		13,7	1%
Summe	872,9	47,7	64,9	14,8	1.000,3	100%
% von gesamt	87%	5%	6%	1%	100%	
1995						
Energie ¹⁾	840,5	24,1	7,2		871,8	80%
Landwirtschaft ³⁾		25,5	41,1		66,6	6%
Industrieprozesse	80,6		25,3	15,5	121,4	11%
Abfallwirtschaft		31,9	2,3		34,2	3%
Summe	921,1	81,5	75,9	15,5	1.094,0	100%
% von gesamt	84%	7%	7%	1%	100%	
Veränderung (%)						
Energie ¹⁾	-5,4	-42,3	-6,9		-6,4	
Landwirtschaft ³⁾		-11,0	-0,5		-4,5	
Industrieprozesse	-3,6		-41,9	-4,5	-11,7	
Abfallwirtschaft		-65,2	13,0		-59,9	
Summe	-5,2	-41,5	-14,5	-4,5	-8,6	

1) High Global Warming Potential. 2) Energiebedingte Emissionen.

3) CO₂-Emissionen ohne Berücksichtigung von Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft.

Quelle: UBA (2007); eigene Berechnungen.

In der Gesamtschau wird erkennbar, dass es ausgesprochen schwierig werden wird, die Treibhausgas-Emissionen Deutschlands wieder auf den Reduktionspfad der 90er Jahre zu bringen. Möglicherweise könnte es sogar schwierig werden, trotz der anfänglichen Erfolge dass Kyoto-Reduktionsziel 2008/12 zu erreichen. Hierbei sind folgende Aspekte zu berücksichtigen (vgl. DPG, 2005):

- In den 1990er Jahren haben es die besonderen Umstände nach der Wiedervereinigung möglich gemacht, durch die Schließung von energieintensiven Betrieben und die Verbesserung der Energieeffizienz insbesondere in Ostdeutschland eine starke Verbesserung der Treibhausgas-Bilanz für ganz Deutschland zu erreichen. Das wird sich so nicht wiederholen lassen.

- Die Methan- und Lachgasemissionen ließen sich in den 1990er Jahren im Bereich der Abfallwirtschaft durch geeignete Investitionsmaßnahmen besonders stark reduzieren, ähnliches gilt für die Reduzierung der Lachgasemissionen im Industriebereich. Dadurch hat die relative Bedeutung dieser Emissionsquellen (Methan und Lachgas aus Abfallwirtschaft bzw. Industrie) im Gesamt-Mix der Treibhausgase abgenommen, so dass man nun „im Wesentlichen um das Kernstück kämpfen muss, das Kohlendioxid“ (DPG, 2005).
- Ein Teil der Erfolge der 1990er Jahre ist darauf zurückzuführen, dass bei der Stromerzeugung der nukleare Anteil zulasten der fossilen Verbrennung erhöht worden ist. Für die Zukunft ist jedoch, sofern die Politik keine Kurskorrekturen vornimmt, ein deutlicher Rückgang der nuklearen Stromproduktion vorprogrammiert.
- Nachdem die deutsche Wirtschaft im vergangenen Jahrzehnt relativ niedrige Wachstumsraten aufwies, ist in der jüngeren Vergangenheit ein deutlicher Aufschwung zu verzeichnen. Trotz der weitgehenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch wird die positive Konjunktur auch in Deutschland dazu führen, dass der Energieverbrauch tendenziell steigt.

Im Hinblick auf die Bewertung der Entwicklung und auf die daraus zu ziehenden Schlussfolgerungen lohnt es sich, noch einmal aus der Studie der DPG (2005, S.9) zu zitieren: *„Dass über die letzten 12 Jahre hinweg der deutsche CO₂-Ausstoß nur um 0,6 % jährlich herunterkam, ist deshalb so enttäuschend, weil dieser niedrige Wert das Endergebnis einer hohen Bemühung ist. Man kann weder der Regierung noch der Industrie Untätigkeit bei der Effizienzverbesserung und der Einführung erneuerbarer Energien vorhalten, im Gegenteil. Es ist viel geschehen, aber es muss noch viel mehr geschehen, um der Jahrhunderaufgabe des Klimaschutzes gerecht zu werden.“*

„Es muss noch viel mehr geschehen“ ist allerdings nach Auffassung der DPG wie auch nach Auffassung des Wissenschaftlichen Beirats nicht so verstehen, dass die Politik bei den eingeschlagenen Maßnahmen die Dosis erhöhen und/oder diese Maßnahmen um noch viele weitere Maßnahmen ergänzen sollte. Stattdessen gilt es all jene Maßnahmen, die trotz hoher Dosis enttäuschende Ergebnisse gebracht haben, zur Disposition zu stellen und die Kräfte auf die wirklich erfolgversprechenden Maßnahmen zu konzentrieren.

3 Politikmaßnahmen

3.1 Internationale Abkommen

Die Sicherung der Energieversorgung ist mit der ersten drastischen Ölpreiserhöhung von 1973/74 verstärkt in das Blickfeld der Wirtschaftspolitik gerückt und seither – mit unterschiedlicher Intensität – auf der Agenda geblieben. Bereits im Jahre 1974 haben eine große Gruppe von OECD-Ländern die Internationale Energie Agentur (IEA) gegründet und damit ein Forum für die internationale energiepolitische Zusammenarbeit geschaffen. Die IEA sieht eine zentrale Aufgabe in der Sicherung der Energieversorgung, die u. a. durch stärkere Diversifizierung der Energieträger und der Bezugsquellen erreicht werden soll. Für den Fall schwerer und andauernder Versorgungskrisen sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, Ölvorräte vorzuhalten. Zudem ist vorgeschlagen, dass die Mitgliedstaaten in Notfällen untereinander einen Ölverteilungsmechanismus in Gang setzen können.

Auftrieb hat die internationale energiepolitische Diskussion nicht nur durch den Anstieg des Erdölpreises, sondern auch durch die internationale Klimapolitik bekommen. Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat sich ein großer Teil der Staatengemeinschaft (vor allem die Industrieländer) zur Einhaltung konkreter Zielvorgaben für die Eindämmung des Ausstoßes von Treibhausgasen verpflichtet¹ (siehe Tabelle 3.1). Obwohl einige der führenden Industrieländer - darunter vor allem die USA – das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert haben und einige andere Länder, die hohe Treibhausgasemissionen aufweisen (z. B. China), nicht teilgenommen haben, dürfte ein richtungsweisender Schritt in der internationalen Klimapolitik erreicht worden sein. Immerhin repräsentieren die Unterzeichnerstaaten etwa 62 % der weltweiten Treibhausgasemissionen des Jahres 1990. Neben den Verpflichtungen zur Einhaltung definierter Obergrenzen für den CO₂-Ausstoß haben sich die Vertragsstaaten auch auf den Einsatz bestimmter sogenannter flexibler Instrumente, wie Emissionsrechtehandel, Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) geeinigt. Mit diesen Instrumenten strebt man nach Effizienz in der internationalen Klimapolitik. Im Grundsatz sollen Emissionsrechte durch den Emissionshandel in die effizienteste Verwendung fließen und Emissionsreduktionen sowohl in Industrieländern (über projektgebundene Emissionsreduktionen im Rahmen der Joint-Implementation) als auch in Entwicklungsländern (ebenfalls über projektgebundene Emissionsreduktionen im Rahmen des Clean Development Mechanism) anreizen. Allerdings müssen diese Instrumente in den einzelnen Ländern in eine sehr unterschiedliche energie- und umweltpolitische Landschaft implementiert werden, so dass sich die von ihrem Einsatz erwarteten Effizienzvorteile zunächst nur sehr eingeschränkt entfalten können.

¹ Bei Überschreiten der vereinbarten Mengen soll der überschrittene Betrag von der zuzuweisenden Menge der Folgeperiode abgezogen werden zuzüglich einer Wiedergutmachungsrate von 30 %.

Tabelle 3.1 Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Rahmen des Kyoto-Protokolls für die Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 und Lastenverteilung zwischen den Mitgliedstaaten der EU-15 (Veränderung der CO₂-Äquivalente in Prozent des Basisjahres 1990)

Land	a) Begrenzung weltweit	Land	b) Lastenverteilung in der EU-15
Australien	+8	Belgien	-7,5
Bulgarien	-8	Dänemark	-21
Kanada	-6	Deutschland	-21
Kroatien	-5	England	-12,5
Tschechien	-8	Finnland	0
Estland	-8	Frankreich	0
EU	-8	Griechenland	+25
Ungarn	-6	Irland	+13
Island	+10	Italien	-6,5
Japan	-6	Luxemburg	-28
Lettland	-8	Niederlande	-6
Liechtenstein	-8	Österreich	-13
Litauen	-8	Portugal	+27
Monaco	-8	Schweden	+4
Neuseeland	0	Spanien	+15
Norwegen	+1		
Polen	-6	EU	-8
Rumänien	-8		
Russland	0		
Slowakei	-8		
Slowenien	-8		
Schweiz	-8		
Ukraine	0		
USA	-7		

3.2 Maßnahmen der EU

Klimapolitische Maßnahmen

Die EU hat Anfang der 90er Jahre die Reduzierung der Treibhausgasemissionen auf ihre Agenda gesetzt. Bereits 1993 wurde eine Ratsentscheidung (1993/389/EWG) verabschiedet, mit der ein Monitoringsystem für die Treibhausgasemissionen initiiert wurde. Diese Entscheidung wurde 1999 erweitert (1999/296/EG); sie verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Aufstellung nationaler Programme, durch die die Einhaltung der Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll eingehalten und kontrolliert werden soll. Im Jahre 2000 hat die EU in einem Grünbuch erste Vorstellungen zur Umsetzung der Emissionsreduktionsverpflichtung in der EU entwickelt. Darin wurde vorgeschlagen, bereits vor der ersten Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 die Lastenverteilung zwischen den Mitgliedstaaten der EU-15 zu klären.

tungsperiode (2008 bis 2012) ein europäisches Emissionshandelssystem für den Zeitraum 2005 bis 2007 zu etablieren, um Erfahrungen mit dem System sammeln zu können.

Mit der Emissionshandels-Richtlinie (2003/87/EG) wurde der Eckpfeiler für das EU-Emissionshandelssystem verabschiedet. In dieses System sind vier Sektoren einbezogen: Energieumwandlung und -umformung, Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, Mineralverarbeitende Industrie und „sonstige Industriezweige“, die die Zellstoff- und die Papier- und Pappenindustrie umfassen. Die Mitgliedstaaten haben die Möglichkeit, weitere Industriezweige einzubeziehen und auch auf Antrag bei der EU einzelne Anlagen der festgelegten Sektoren aus dem Emissionshandelssystem auszuschließen. In der ersten Handels-Periode (2005 bis 2007) beziehen sich die Emissionsrechte bzw. -verpflichtungen nur auf CO₂, die anderen im Kyoto-Protokoll geregelten Treibhausgase können von der zweiten Handels-Periode (2008 bis 2012) an einbezogen werden, wenn die EU-Kommission eine entsprechende Empfehlung an das Parlament richtet.

Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, für die erste und die zweite Handelsperiode sogenannte Nationale Allokationspläne aufzustellen, in denen Umfang und Verteilung der Emissionsrechte festgelegt werden. Dabei waren die Emissionsrechte den Betrieben für die erste Periode zu mindestens 90 % kostenfrei zuzuweisen. Für Emissionen, die nicht durch Zertifikate abgedeckt sind, müssen Anlagenbetreiber eine Strafgebühr von 40 € pro Tonne CO₂ leisten, zudem muss die entsprechende Anzahl von Zertifikaten nachträglich abgegeben werden. Die Emissionsrechte sind handelbar innerhalb der EU ebenso wie mit Drittstaaten. Außerdem können die Mitgliedstaaten nach der „Ergänzungsrichtlinie“ (2004/101/EG) ihren Unternehmen erlauben, anstelle von EU-Emissionsrechten zertifizierte Emissionsreduzierungen (CER) von Maßnahmen im Rahmen des CDM oder Emissionsreduktionseinheiten aus JI-Maßnahmen (ERU) zu nutzen. Dabei wird ausdrücklich festgehalten, dass sowohl CERs als auch ERUs den internationalen Standards, wie sie in UNFCCC, Kyoto-Protokoll und daran anschließenden Dokumenten niedergelegt sind, zu genügen haben.

Die Mitgliedstaaten haben in ihren nationalen Allokationsplänen von den in der EU-Direktive vorgegebenen Möglichkeiten in unterschiedlichem Ausmaß Gebrauch gemacht. Die meisten EU-Länder haben der Zuteilung von Verschmutzungsrechten die tatsächlichen Emissionen der Vergangenheit zugrunde gelegt (Grandfathering). Einige haben dabei allerdings einen Bonus für emissionsreduzierende Maßnahmen vor der Basisperiode berücksichtigt. Die meisten Länder haben die Emissionsrechte zu 100 % frei zugeteilt; Ausnahmen sind Dänemark (95 %), Ungarn (97,5 %), Irland (99,25 %) und Litauen (98,5 %). Durch die Entscheidung, die Emissionsrechte kostenlos auszugeben und nicht zu versteigern, hat der Staat auf potenzielle Einnahmen verzichtet. Bei einer Verknappung der handelbaren Emissionsrechte ist zu erwarten, dass die Energieversorgungsunternehmen die Strompreise erhöhen und somit die Belastung an die Verbraucher weitergeben.

Mit der unterschiedlichen Handhabung der Zuteilung der Emissionsrechte haben die EU-Mitgliedstaaten versucht, das neue gemeinsame Instrument des Emissionsrechtehandels in ein von jeweiligen nationalen Besonderheiten geprägtes klima-, energie- und umweltpolitisches Umfeld zu integrieren. Die EU-Kommission versucht, durch eine „Anleitung“ zur Anwendung der in der Richtlinie über das System für den Handel mit Treibhausgaszertifikaten in der Gemeinschaft festgelegten Kriterien in sachgerechter Weise auf eine Harmonisierung der Zuteilungsregeln hinzuwirken.

Inzwischen sind die nationalen Allokationspläne 2008 bis 2012 von den EU-Mitgliedstaaten erarbeitet. Termin für die Abgabe bei der EU-Kommission war der 30. Juni 2006. Diesen Termin haben nicht alle Länder eingehalten. Eine Reihe von nationalen Allokationsplänen für die Periode 2008 bis 2012 ist bereits akzeptiert und die Umsetzung in nationales Recht wird vorbereitet.

Die jüngste und bis dato weitest reichende Festlegung von klimapolitischen Zielen haben die Staats- und Regierungschefs der EU beim EU-Klimagipfel in Berlin im April 2007 vorgenommen. Danach soll der Ausstoß von Treibhausgasen bis 2020 um mindestens 20 % gegenüber 1990 reduziert werden. Es soll sogar das noch weiter reichende Reduktionsziel von 30 % erreicht werden, sofern sich andere Industrieländer hierzu ebenfalls verpflichten.

Energiepolitische Maßnahmen

Die energiepolitischen Maßnahmen der EU betreffen zum einen die Vorgabe strategischer Ziele für die Ausrichtung der Energiepolitik (Weißbuch für Erneuerbare Energien (1997), Aktionsplan für Biomasse (2005), Grünbuch zur Energieeffizienz (2005)), zum anderen Richtlinien zur Förderung der Energiegewinnung und zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und Strom. In ihrem Weißbuch für Erneuerbare Energien hatte sich die EU-Kommission im Jahre 1997 die Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Primärenergieverbrauch bis zum Jahre 2010 auf dann 12 % als Ziel gesetzt; spezifisch für Biomasse wurde das Ziel auf 135 Mtoe/a (5.628 PJ/a) festgesetzt. Eine weitergehende Differenzierung für biogene Festbrennstoffe, Biogas oder Biotreibstoffe wurde ebenso wenig vorgenommen wie hinsichtlich der Produkte Wärme, Strom und Kraftstoffe (zu dem derzeitigen Anteil siehe Kapitel 2.1). In dem Grünbuch zeigt die Kommission Wege zur Senkung des Energieverbrauches auf 20 % bis 2020 auf; besondere Anstrengungen hält sie in den Bereichen Verkehr, Energieerzeugung und Gebäude für erforderlich.

Eine Konkretisierung dieses Zieles für die Stromerzeugung erfolgte durch die RICHTLINIE ZUR FÖRDERUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN IM ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT (2001). Danach soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion der gesamten EU von knapp 14 % im Jahre 1992 auf etwa 20 % im Jahre 2010 ansteigen. In der Richtlinie wird nicht nur ein Ziel für die EU insgesamt

gesetzt, sondern es werden auch indikative (nicht verbindliche) Richtziele für alle Mitgliedstaaten festgelegt. Diese Richtziele gelten allgemein, nicht spezifisch für einzelne Energieträger (z. B. Wind, Bioenergie etc.). Ergänzend dazu wurde 2004 eine Richtlinie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung verabschiedet, die den Rahmen für die nationalen Förderprogramme in der EU setzt.

Für die biogenen Kraftstoffe wurde mit der Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003) festgelegt, dass die Mitgliedstaaten auffordert, einen Mindestanteil an Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen auf ihren Märkten zu realisieren. Dieser Anteil soll – gemessen am Energiegehalt – bis zum 31. Dezember 2005 bei 2 % liegen und bis Ende 2010 auf 5,75 % ansteigen. Das Anliegen der EU-Kommission, verpflichtende Mengenziele für die einzelnen Mitgliedstaaten vorzugeben und eine Zwangsbeimischung von Biokraftstoffen zu herkömmlichen Kraftstoffen verpflichtend vorzuschreiben, erwies sich als zunächst nicht durchsetzbar. Energiepolitik fällt nach wie vor in erster Linie in den Kompetenzbereich der Mitgliedstaaten und diese setzen in der Förderung bestimmter Produktionslinien unterschiedliche Akzente. Die einzelnen Mitgliedstaaten haben sich allerdings der EU-Kommission gegenüber verpflichtet, jährlich über Förderungsmaßnahmen und Biokraftstoffabsatz zu berichten. Es bleibt abzuwarten, ob die Mitgliedstaaten nach ihrem Grundsatzbeschluss vom April 2007, der für das Jahr 2020 einen Beimischungsanteil von mindestens 10% verbindlich vorsieht (Berliner Beschluss, s. u.), auf eine auch im Detail vereinheitlichte Biokraftstoffstrategie einschwenken werden.

Für den Wärmemarkt ist bisher keine EU-Richtlinie verabschiedet. Die Kommission bereitet eine entsprechende Richtlinie vor. Schon jetzt sieht die Richtlinie zur Unterstützung der Kraft-Wärme-Koppelung (2004) die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Koppelung im Energiebinnenmarkt vor.

Die Umsetzung der Ziele und der Richtlinien ist Sache der Mitgliedstaaten. In ihrer Mid-term-Auswertung des Fortschritts im Hinblick auf Zielvorgaben für die erneuerbaren Energien kommt die EU-Kommission zu dem Schluss, dass sich die Bereiche der Wärme-/Kälteerzeugung und der Stromerzeugung aus Biomasse unzureichend entwickelt haben. Deshalb hat die EU-Kommission einen Aktionsplan für Biomasse (2005) verabschiedet, in dem die energiepolitischen Ziele noch einmal bekräftigt, die Potenziale umrissen und Umsetzungsmaßnahmen aufgezeigt werden. Zudem hat sie eine EU-Strategie für Biokraftstoffe verabschiedet (2006). Danach sollen Biokraftstoffe in der EU und in Entwicklungsländern stärker gefördert werden. Zudem soll die Biokraftstoffnutzung – insbesondere durch die Erforschung der Biokraftstoffe zweiter Generation – auf eine breitere Basis gestellt werden.

In ihrer Berliner Erklärung vom April 2007 haben die Staats- und Regierungschefs der EU die energiepolitischen Ziele noch einmal konkretisiert und verschärft. Unter anderem wurden folgende Eckwerte beschlossen:

- Durch verbesserte Energieeffizienz soll der Energieverbrauch um 20 % gesenkt werden (im Vergleich zum für 2020 geschätzten Energieverbrauch).
- Erneuerbare Energien sollen bis 2020 einen Anteil von mindestens 20 % am Gesamtverbrauch der EU haben. Von diesem verbindlichen Ziel sollen differenzierte nationale Gesamtziele abgeleitet werden, wobei es den Mitgliedstaaten überlassen bleibt, welche Ziele sie für die einzelnen Sektoren festlegen.
- Für den Kraftstoffverbrauch in Fahrzeugen wird für das Jahr 2020 ein verbindliches Mindestziel von 10 % (Anteil Biokraftstoff) festgelegt.

3.3 Maßnahmen in Deutschland

Klimapolitische Maßnahmen

In Deutschland wurde das EU-Emissionshandelssystem im Jahre 2004 durch das TEHG Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz rechtlich umgesetzt. Auch die Zuweisung der Emissionsrechte für die erste Periode im Rahmen des Nationalen Allokationsplanes erfolgte im Jahr 2004. Der Emissionshandel erfasst in Deutschland 1.850 Anlagen; diese Anlagen sind für ca. 55 % der CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich.

Inzwischen ist der nationale Allokationsplan für die zweite Periode veröffentlicht. Die Änderungen des nationalen Allokationsplanes 2008 – 2012 betreffen im Wesentlichen (a) die Reduzierung der Gesamtzuteilungsmenge von 482 auf 456,1 Mio. t CO₂ pro Jahr sowie (b) die Umstellung der Zuteilungsmethode für neue Anlagen sowie für Bestandsanlagen der Energiewirtschaft auf ein Benchmark-System. Das bedeutet, dass sich die ausgebenen Lizenzen an der bestverfügbaren Technik orientieren. Die Möglichkeiten der Betreiber, ihre Emissionsreduktionen durch Emissionsreduktionseinheiten (ERU) oder zertifizierten Emissionsreduktionen (CER) im Rahmen von JI- oder CDM-Projekten zu erfüllen, sollen auf 20 % begrenzt sein.

Energiepolitische Maßnahmen

In Deutschland zielt die Energiepolitik seit langem auf einen Ausbau der erneuerbaren Energien. Dieser Kurs wurde durch die Koalitionsvereinbarung von CDU/CSU und SPD für die laufende Legislaturperiode bekräftigt und durch den Kabinettsbeschluss von Meseberg am 23./24. August 2007 jüngst noch einmal ergänzt (BMU, 2007a).

Die Förderung von **Biokraftstoffen** wurde in der Vergangenheit vor allem dadurch erreicht, dass reine Biokraftstoffe (Pflanzenöl, Biodiesel, Bioethanol) gar nicht oder nur

geringfügig durch die Mineralölsteuer belastet wurden, während die Steuersätze für konventionelle Kraftstoffe im Laufe der Zeit immer weiter angehoben wurden. Im Jahr 2003 kam zusätzlich noch die Beimischung von Biodiesel zu konventionellem Diesel hinzu, die bis zu einem Beimischungsanteil von 5 % ebenfalls steuerbegünstigt wurde.

Der wirtschaftliche Anreiz dieser Regelung war so groß, dass der Marktanteil für Biodiesel stark anstieg und dementsprechend auch der Steuerausfall in kurzer Zeit rasch zunahm. Vor diesem Hintergrund verständigten sich die Regierungsparteien darauf, die Steuerbegünstigung schrittweise abzuschaffen (Ausnahme: Kraftstoffeinsatz in der Land- und Forstwirtschaft) und stattdessen eine Beimischungspflicht einzuführen. Die Übergangsphase begann 2006 und wird bis 2015 dauern. In der Endstufe soll die Beimischungspflicht eine Gesamtquote von 8 % Biokraftstoff umfassen. Hierbei ist für Diesel eine Mindestquote von 4,4 % und für Benzin eine Mindestquote von 3,6 % vorgeschrieben. Die Mineralölindustrie kann nur solche Kraftstoffe auf die Quotenverpflichtung anrechnen lassen, die die jeweiligen technischen Normen erfüllen. Das führt beim Biodiesel zu einer gewissen Präferenz für den Einsatz von Rapsöl. Soja- und Palmöle können als Rohstoffkomponenten für die Biodieselproduktion verwendet werden, allerdings nur insoweit, wie der Biodiesel die Normanforderung noch erfüllt.

Um den Einsatz erneuerbarer Energieträger in der **Stromerzeugung** zu fördern, wurden die Energieversorgungsunternehmen gesetzlich verpflichtet, Stromeinspeisern besondere Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu zahlen. Diese Vergütungssätze wurden mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahre 2004 noch einmal angehoben, so dass im EU-Vergleich die höchsten Vergütungen gewährt wurden (vgl. Abbildung 3.1). Danach erhielten Anlagen, die in Deutschland Strom aus Biomasse produzieren,

- eine leistungsgrößenabhängige Grundvergütung von 8,4 bis 11,5 Cent/kWh,
- einen zusätzlichen Bonus von 2,5 bis 6 Cent/kWh beim Einsatz ausschließlich naturbelassener Produkte aus der Land- und Forstwirtschaft (NaWaRo-Bonus),
- einen zusätzlichen Bonus von 2 Cent/kWh beim Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Bonus),
- einen zusätzlichen Bonus von 2 Cent/kWh beim Einsatz innovativer Technologien (Technologie-Bonus).

Für kleine Biogasanlagen waren damit langfristig festgeschriebene Vergütungssätze von bis zu 21,5 Cent/kWh erreichbar (Tabelle 3.2). Für eine 10-MW-Anlage mit Dampfmotor und KWK ergab sich beim Einsatz von Waldrestholz ein Vergütungssatz von 12,2 Cent/kWh. Die Vergütungssätze orientieren sich im Wesentlichen an den unterschiedlichen Kosten. Je kleiner die Anlagen sind, desto niedriger ist der Wirkungsgrad und desto höher die Kosten einer geregelten Brennstoffführung. Es wurde festgelegt, dass die Vergütungssätze für die Folgejahre, d. h. für später gebaute Anlagen, leicht abgesenkt

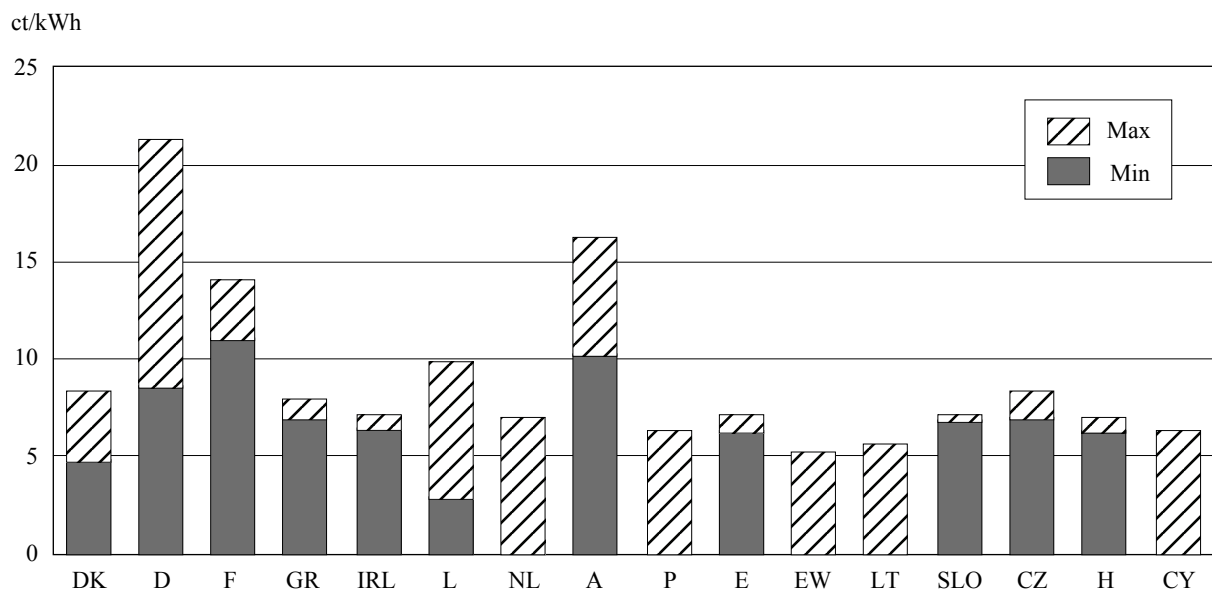
werden. Derzeit laufen Beratungen über eine erneute Novellierung des EEG; nach den bisher vorliegenden Entwürfen ist tendenziell eine Anhebung der Vergütungssätze geplant.

Tabelle 3.2: EEG-Vergütungssätze für Biomasse im August 2004 in Cent/KWh_{el}

	aus Biomasse				aus Deponie-, Gruben- und Klärgas		
			NawaRo- Bonus	KWK- Bonus	Techno- Bonus ¹⁾	Grund- vergütung	Techno- Bonus ¹⁾
	Mindest-/Grundvergütung						
	ab 01.01.2004	für AIII-AIV ab 01.07.2006					
Leistung bis 150 kW	11,5	3,9	6,0				
Leistung bis 500 kW	9,9	3,9	4,0	2,0	2,0	7,67	2,0
Leistung bis 5.000 kW	8,9	3,9	2,5			6,65	
Leistung ab 5.000 kW	8,4	3,9	0,0			6,65	

1) Der in § 8 Abs. 4 genannte Technologie-Bonus wird nur gewährt, sofern die Anlage in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird und die Stromerzeugung mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Cycle-Anlagen, Mehrstoff-Gemischanlagen (insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen).

Abbildung 3.1: Höhe der gewährten Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse in ausgewählten EU-25-Ländern



Quelle: Thrän et al. 2005, S. 17, Association Technique Energie Environnement 2007, www.biogaz.atee.fr, Hjort-Gregersen, mdl. Mitteilung, 2006.

Zur Förderung der **Wärmeerzeugung** aus Biomasse hat die Bundesregierung im Jahr 1999 ein Marktanreizprogramm eingeführt, dessen Konditionen durch die neue Richtlinie vom Januar 2007 noch einmal verbessert worden sind. Die Richtlinie sieht für Biomasse-Anlagen im Wärmebereich Investitionsförderungen vor.

Diese betragen 24 €/kW für automatisch beschickte Biomassekessel bis 100 kW (Pelletkessel, Pelletöfen und Kombinationskessel Pellets-Scheitholz), 500 € je Anlage für automatisch beschickte Hackschnitzkessel, 750 € je Anlage für Scheitholzvergaserkessel von 15 bis 30 kW Nennwärmeleistung. Werden Sekundärmaßnahmen zur Emissionsminderung und zur Effizienzsteigerung ergriffen, kann eine Verdopplung der Fördersätze erfolgen.

Für größere Anlagen (über 100 kW) wurde die KfW-Förderbank durch das Marktanreizprogramm ermächtigt, zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse zu vergeben. Die Tilgungszuschüsse betragen 20 €/kW (inkl. Nahwärmenetz 24 €/kW) bis zu einer Obergrenze von 50.000 € (60.000 €) je Maßnahme. Für die Errichtung oder Erweiterung von Nahwärmenetzen wird ein Tilgungszuschuss in Höhe von 100 € je Meter Trassenlänge gewährt, höchstens jedoch 150.000 € je Maßnahme.

Die Behandlung der Energieträger in der **Steuerpolitik** hat erheblichen Einfluss auf den Einsatz regenerativer Energien. Insbesondere Kraftstoffe werden in Deutschland seit geraumer Zeit besteuert. Ausgenommen sind Schiff- und Luftfahrt. Mit der Einführung der Ökosteuer im Jahre 1999 wurde eine stufenweise Anhebung dieser Steuersätze beschlossen und zudem eine Stromsteuer eingeführt. Bereits vor der Einführung der Ökosteuer war die steuerliche Belastung der einzelnen Energieträger sehr unterschiedlich (Tabelle 3.3).

Tabelle 3.3: Steuersätze für Energieträger, 2003

Energieträger	Nominiert auf Volumen/ Gewicht	Im Gesetz festgelegte Steuersätze		Auf den Energiegehalt normierte Steuersätze €/MWH	Auf den Kohlenstoffgehalt normierte Steuersätze €/CO ₂
		vor dem 01.04.1999 ¹⁾	ab 01.01.2003		
Bleifreies Benzin (Ottokraftstoff)	€/1.000 l	(501,70)	654,50	73,11	282,13
Diesel	€/1.000 l	(317,00)	470,40	47,50	178,14
Heizöl (leicht)	€/1.000 l	(40,90)	61,35	6,15	23,25
Flüssiggas (Brenngas)	€/1.000 kg	(25,56)	6,60	4,75	20,12
Erdgas (Brenngas)	€/MWh	(1,84)	5,50	5,50	30,25

1) Vor Einführung der Ökosteuer.

Quelle: BMF, 2003, S. 30 f. und RWI, 2002, S. 2-4.

Die Steuersätze für Kraftstoffe waren weitaus höher als die für Brennstoffe, und bei den Kraftstoffen war die Belastung von Benzin deutlich höher als die von Diesel. Erdgas für den Antrieb von Automobilen wird geringer besteuert als Benzin oder Diesel, aber wesentlich höher als Erdgas für Heizungszwecke (vgl. Kapitel 2.3). Kraftstoffe aus erneuerbaren Energieträgern waren bis 2006 von der Mineralölsteuer befreit, soweit sie als Rein-kraftstoffe verwendet werden und seit Juni 2003 auch in Gemischen. Mit dem Energiesteuergesetz vom 01.08.2006 und dem Biokraftstoffquotengesetz wurde die Begünstigung von Biokraftstoffen auf eine neue Basis gestellt. Für Biodiesel wurde für 2006 und 2007 ein Steuersatz von 9 Cent je Liter erhoben und für Rapsölkraftstoff 10 Cent je Liter ab dem 1. Januar 2008. Diese Besteuerung wird für beide Kraftstoffe bis zum 1. Januar 2012 auf 45 Cent je Liter angehoben. Gleichzeitig wurde eine Biokraftstoffquote eingeführt. Biokraftstoffe innerhalb dieser Quote unterliegen dem gleichen Steuersatz wie die Mineralöle, denen sie nach ihrem Verwendungszweck am nächsten stehen.

An der Grundstruktur der Steuerbelastung haben weder das Ökosteuergesetz noch das Energiesteuergesetz viel verändert: Kraftstoffe sind wesentlich höher besteuert als Brennstoffe, und Schiff- und Luftfahrt bleiben von der Mineralölsteuer ausgenommen. Allerdings wurde mit der Ökosteuer auch eine steuerliche Belastung von Strom eingeführt, um die Lenkungswirkung der Energiebesteuerung auf eine breitere Basis zu stellen. Der Stromsteuersatz wurde unabhängig vom Einsatz der Energieträger auf 20,45 €/MWh festgelegt.

Fazit

Durch die differenzierten energiepolitischen Regelungen wird die Wettbewerbsfähigkeit der Biomasse gegenüber konkurrierenden fossilen Energieträgern in Deutschland sehr unterschiedlich beeinflusst.

In der Vergangenheit hat die unterschiedlich hohe Besteuerung der fossilen Energieträger (Wärme niedrig, Kraftstoff hoch) dafür gesorgt, dass die Steuerbegünstigung von Biomasse eine starke Lenkungswirkung zugunsten des Kraftstoffsektors entfaltete. Mit der Substitution von 1.000 l Heizöl durch feste Biomasse für Heizzwecke sparte man Heizölsteuer in Höhe von 61,35 €, mit der Substitution von 1.000 l Diesel durch Biodiesel hingegen 470,40 €. Somit konnten bei einer Substitution fossiler Energieträger durch Biomasse im Kraftstoffbereich erhebliche Ineffizienzen im Verarbeitungsbereich aufgefangen werden, im Wärmebereich hingegen nicht. Die Investitionsförderung, die das MAP für den Wärmebereich vorsieht, kann diesen Nachteil nicht annähernd kompensieren. Im Strombereich war es nicht die Besteuerung, sondern die erhebliche Subventionierung im Rahmen des EEG, die eine starke Lenkungswirkung zugunsten der biogenen Stromproduktion und zuungunsten der biogenen Wärmeproduktion entfaltet hat. Diese Lenkungswirkungen energiepolitischer Maßnahmen sind vor dem Hintergrund eines nur begrenzt vorhandenen Substitutionspotenzials an Biomasse kritisch zu hinterfragen.

Gegenwärtig befindet sich das Förderinstrumentarium für die Bioenergie teilweise im Umbruch. Die Umstellung von der Steuerbefreiung zur Beimischungspflicht führt dazu,

dass der Einsatz von Agrarrohstoffen für das Segment „Biokraftstoffe“ im Rahmen der Quote absoluten Vorrang vor den anderen Optionen der Bioenergie (Wärme, Strom) erhält. Ein Preiswettbewerb kann hier nur noch indirekt stattfinden, indem gegebenenfalls Importe zur Erfüllung der Beimischungspflicht herangezogen werden. Im Wettbewerb zwischen den Einsatzfeldern Strom und Wärme möchte die Bundesregierung stärkere Akzente zugunsten der Wärme setzen. Zur Verstärkung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Wärmebereich liegt der Entwurf eines Erneuerbarer-Energien-Wärmegesetzes vor. Dieser enthält die Verpflichtung, dass bei Neubauten künftig zu mindestens 15 % der Heizmenge aus erneuerbaren Quellen stammen muss. Bei der grundlegenden Sanierung von Altbauten soll dieser Anteil 10 % betragen. Die Fördermittel des Marktanreizprogramms sollen aufgestockt werden und vor allem dann eingesetzt werden, wenn der Eigentümer über die gesetzliche Nutzungspflicht hinausgeht oder innovative Energien einsetzt. Inwieweit diese Regelungen den Einsatz von Biomasse im Wärmebereich stützen oder ob hier verstärkt sonstige regenerative Energien zum Einsatz kommen werden (Geothermie, Solarthermie), bleibt abzuwarten. Von großer Bedeutung wird hierbei die Frage sein, wie stark die Kraft-Wärme-Kopplung bei der anstehenden Novellierung des EEG in den Mittelpunkt gerückt wird.

Erneute Zielerhöhung durch die Meseberger Beschlüsse

Das integrierte Energie- und Klimaprogramm, welches das Bundeskabinett in Eckwerten im Rahmen seiner Meseberger Klausur beschlossen hat, enthält eine umfangreiche Auflistung geplanter Aktivitäten und eine erneute Verschärfung der politischen Ziele (vgl. AGRA-EUROPE, 2007). Wichtige Eckwerte sind:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion von derzeit rd. 13 % auf 25 % bis 30 % bis zum Jahr 2020.
- Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis zum Jahr 2020.
- Ausbau der Nutzung von Biokraftstoffen: Die bisher genannte Quote von 10 % Beimischung im Jahr 2020 wird als „netto Klimaschutzbeitrag“ festgelegt, so dass sich daraus nach Darstellung des Bundeskabinetts unter Berücksichtigung der Treibhausgas-Emissionen bei der Herstellung der Biokraftstoffe eine tatsächliche Beimischungsquote von ca. 20 Vol.-% (entsprechend 17 % energetisch) ergibt. Ab 2010 wird bis zum Umfang von 3 Vol.-% auch das gemeinsame Hydrieren von Pflanzenölen mit mineralölstämmigen Ölen unter der Voraussetzung zugelassen, dass das Anbau und Nutzung der pflanzlichen Öle zertifiziert ist.
- Erleichterung der Einspeisung von Biogas in das Ergasnetz. Die Bundesregierung veranschlagt das Biogaspotenzial, das in Deutschland bis 2030 erschlossen werden kann, auf 10 % des derzeitigen Erdgasverbrauches. Um das Zwischenziel 6 % bis 2020 erreichen zu können, will die Bundesregierung den vorhandenen Rechtsrahmen konkretisieren und ergänzen.

4 Analyse der wichtigsten Bioenergie-Linien

In Deutschland hat sich, nicht zuletzt unter dem Einfluss intensiver politischer Förderung, inzwischen eine Vielzahl unterschiedlicher Bioenergie-Linien etabliert. Die verschiedenen Linien weisen erhebliche Unterschiede auf hinsichtlich der Energieerträge, der Produktionskosten, des Wertes der erzeugten Energieträger und des Beitrags zu energie-, klima- und sonstigen politischen Zielen. Diese Unterschiede erschweren eine vergleichende Beurteilung der relativen Vorzüglichkeit der verschiedenen Bioenergie-Linien sowie ihrer politischen Förderung.

Um trotz dieser Schwierigkeiten zumindest annäherungsweise einschätzen zu können, wie die politischen Interventionen in Form von Subventionen, Steuerbefreiungen oder Beihilfungs- und Einspeiseverpflichtungen in diesem Bereich zu beurteilen sind, wird nachfolgend eine vergleichende Beurteilung der wichtigsten Bioenergie-Linien vorgenommen. Diese Übersicht verfolgt das Ziel, eine Bewertung der verschiedenen Optionen im Hinblick auf wirtschafts- und klimapolitisch relevante Parameter zu ermöglichen. Eine Bewertung im Hinblick auf andere Politikziele (z. B. Arbeitsmarktpolitik, Einkommenspolitik, Umweltpolitik abseits der Klimapolitik) erfolgt nicht.

Die nachstehende Untersuchung ist das Resultat einer intensiven Abstimmung und Zusammenarbeit, die im Rahmen einer Unterarbeitsgruppe des Wissenschaftlichen Beirats Agrarpolitik des BMELV stattgefunden hat¹. Die Mitglieder dieser Gruppe waren S. Berenz (TU München), H. Döhler (KTBL), Dr. L. Leible (FZKA), Dr. N. Schmitz (meo consult), Dr. J. Schweinle und U. Tuch (BfH), Dr. T. Toews (JLU Gießen), Dr. A. Vetter (TLL) sowie T. de Witte, Dr. Y. Zimmer und Prof. Dr. F. Isermeyer (FAL).

Das Kapitel gliedert sich wie folgt: Zunächst wird dargelegt, welche Bioenergie-Linien für den Vergleich ausgewählt wurden, und es wird die Vergleichsmethodik erläutert (Kapitel 4.1). Im zweiten Schritt werden die ausgewählten Linien beschrieben und hinsichtlich der wichtigsten Parameter analysiert (Kapitel 4.2 bis 4.4). Im dritten Schritt erfolgt dann eine vergleichende Darstellung über die untersuchten Linien hinweg (Kapitel 4.5). Hierbei werden die eigenen Ergebnisse in einen Vergleich mit Ergebnissen anderer Arbeitsgruppen gestellt. Mit Hilfe von Sensitivitätsberechnungen wird dann untersucht, wie sich die Ergebnisse bei einer Variation wichtiger Rahmenbedingungen (Agrarpreise, Energiepreise) verändern. Abschließend werden die wichtigsten Erkenntnisse in einem kurzen Fazit zusammengefasst (Kapitel 4.6).

Bei der Bewertung der quantitativen Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten Werte zu den einzelnen Bioenergie-Linien von vielen Faktoren, z. B. vom ausgewähl-

¹ Ein Teil der Berechnungen basiert auf den Ergebnissen der Masterarbeit von H. ZIEGENBEIN (2007).

ten Standort, von der ausgewählten Technologie-Variante, von den unterstellten Preisen sowie von anderen wichtigen Faktoren beeinflusst werden, so dass die Zahlen exemplarisch zu verstehen sind und keine Allgemeingültigkeit haben, sondern vom ausgewählten Standort, von der ausgewählten Technologievariante, den unterstellten Preisen sowie von den anderen wichtigen Einflußfaktoren abhängen. Zu bedenken ist, dass viele Konstellationen möglich sind und sich dementsprechend für jede Bioenergie-Linie eine große Bandbreite an Ergebnissen ergeben kann. Deshalb wurden neben den Ergebnissen auch die gewählten Berechnungsgrundlagen und Modellannahmen ausführlich dokumentiert. So können die Leser die Ergebnisse und Schlussfolgerungen nachvollziehen und gegebenenfalls selbst Variationsrechnungen für andere Fallkonstellationen anstellen.

4.1 Methodik

4.1.1 Auswahl der Bioenergie-Linien

Das Konzept der vergleichenden Darstellung und Analyse unterschiedlicher Formen der Bereitstellung von Bioenergie setzt zum einen voraus, dass aus der Vielzahl der technisch denkbaren Formen eine Auswahl getroffen wird. Zum anderen müssen für die als relevant identifizierten Linien typische Anlagen definiert werden, um sie stellvertretend für die Bioenergie-Linie wirtschaftlich, energie- und klimapolitisch bewerten zu können. Dabei werden aus der Vielzahl von möglichen Anlagentypen und -größen jene ausgewählt und exemplarisch vorgestellt, die nach Experteneinschätzung die gegenwärtige Realität bestmöglich abbilden. Das bedeutet, dass die ermittelten Werte für die jeweilige Bioenergie-Linie nicht als statistischer Durchschnittswert anzusehen sind.

Für die vorliegende Analyse werden vor allem Energie-Linien ausgewählt, die aktuell oder absehbar eine große praktische Relevanz besitzen. Hinzu kommen einige Optionen, die nach dem gegenwärtigen Stand des Wissens für die Erreichung der Hauptziele der staatlichen Bioenergiepolitik (Versorgungssicherheit, Klimaschutz) besonders interessant werden könnten. Im Einzelnen beinhaltet die Auswahl:

Wärme

- (a) Holzhackschnitzel (Basis: Kurzumtriebsplantagen [KUP])
- (b) Getreideverbrennung

Strom & Wärme

- (a) Biogas (verschiedene Anlagentypen)
- (b) Stroh Co-Verbrennung
- (c) Hackschnitzel Co-Verbrennung (Basis: KUP)

Kraftstoffe

- (a) Biodiesel
- (b) Ethanol (Basis: Weizen)
- (c) Biogas (Methan)

Außerdem werden für den Kraftstoffbereich weitere Varianten diskutiert und mit Hilfe von quantitativen Ergebnissen aus der Literatur in den Vergleich einbezogen. Das betrifft die Erzeugung von Ethanol auf Basis von Zuckerrüben, Zuckerrohr und Lignocellulose sowie die Erzeugung von Synthesekraftstoffen (BtL).

Schwierig gestaltet sich die Berücksichtigung verschiedener Kombinationsmöglichkeiten zwischen den Bioenergie-Linien, beispielsweise die Bereitstellung der Prozessenergie einer Ethanolanlage über die Vergärung der Nebenprodukte in einer Biogasanlage. In den bisher vorgelegten Studien fehlt häufig eine nachvollziehbare Offenlegung der Kalkulationsgrundlagen. Im Rahmen der hier präsentierten Analyse können solche Kombinationsmöglichkeiten nicht weiter verfolgt werden, d. h. die quantitativen Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf „Reinformen“ der verschiedenen Bioenergie-Linien.

Eine detaillierte Beschreibung der Bioenergie-Linien sowie der untersuchten Anlagentypen finden sich in Kapitel 4.2.

4.1.2 Kennzahlen, Berechnungsmethoden, Aussagefähigkeit

4.1.2.1 Betriebswirtschaftliche Analyse

Die betriebswirtschaftliche Analyse der ausgewählten Bioenergie-Linien hat zum Ziel, die Rentabilität der Konversionsanlagen unter den gegebenen Rahmenbedingungen (Preisverhältnisse, Subventionen bzw. Subventionsäquivalente) abzuschätzen. Bei dieser Analyse stehen folgende Parameter im Vordergrund:

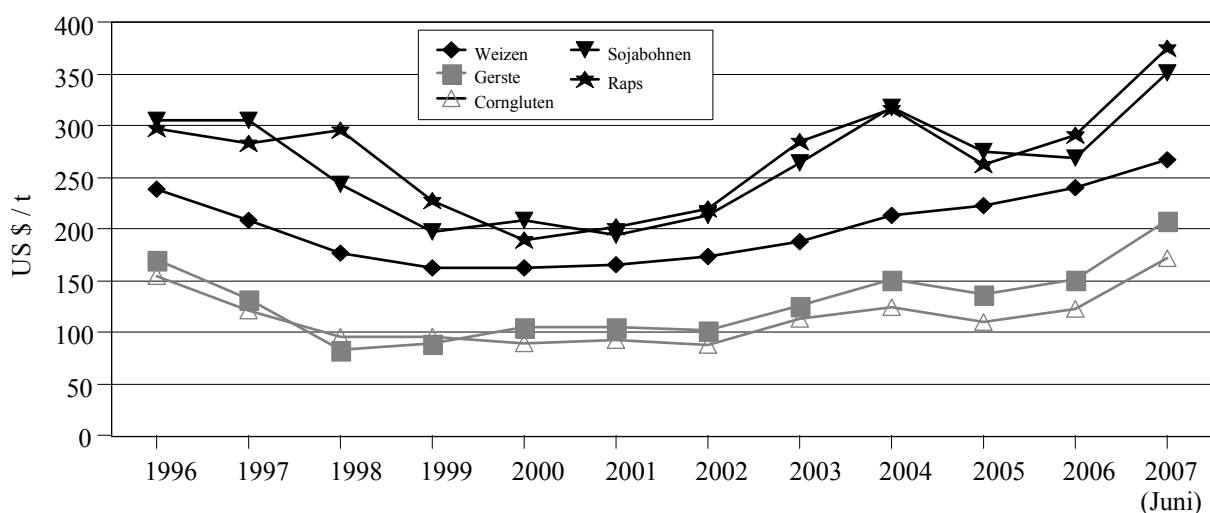
- Investitionsvolumen
- Erlöse und Nebenerlöse (soweit relevant) mit Mengen- und Preisgerüst
- Variable Kosten mit Mengen- und Preisgerüst
- Abschreibungen, Kapitalkosten
- Fixkosten
- Gewinn

Diese Kennzahlen werden jeweils pro Anlage und Jahr sowie pro kWh ermittelt. Bei der Dokumentation der Werte pro kWh erfolgt jeweils ein Hinweis darauf, in welcher Form die erzeugte Energie vorliegt, in dem ein entsprechender Index angefügt wird („th“ für thermische Energie, „el“ für elektrischen Strom, „EtOH“ für Ethanol, „CH₄“ für Methan und „RME“ für Biodiesel).

Für die Berechnung der Kapitalkosten wurde grundsätzlich ein Zinssatz von 5 % unterstellt, der Zinsanspruch wird in der vereinfachten Investitionsrechnung auf 50 % des Investitionsvolumens berechnet. Beim Umlaufkapital wird für die einmal jährlich anfallenden Kosten ein Zinsanspruch kalkuliert. Die Abschreibungsfristen sind den jeweiligen Tabellen in Kapitel 4.2 zu entnehmen.

Von besonderer Bedeutung für die Rentabilität der Anlagen sind die Annahmen bezüglich der Preise, die sich für den Energie-Output erzielen lassen bzw. diejenigen, die für den Rohstoff-Input zu zahlen sind. In der betriebswirtschaftlichen Analyse sind hierfür Marktpreise zugrunde zu legen. Eine Verwendung von statistischen Durchschnittspreisen aus den vergangenen Jahren wäre jedoch problematisch, denn die Energie- und Agrarpreise haben sich in der jüngsten Vergangenheit grundlegend verändert (vgl. Abbildungen 4.1 und 4.2) und es ist nicht zu erwarten, dass sich die Preisverhältnisse der 1990er Jahre über kurz oder lang wieder einstellen werden (vgl. Kapitel 2.3 und 5.1).

Abbildung 4.1: Entwicklung der Weltmarktpreise für ausgewählte pflanzliche Produkte (cif Rotterdam bzw. Hamburg)



Quelle: ACTI - Töpfer International (2007).

Sowohl die Energie- als auch die Agrarpreise werden wohl künftig deutlich höher liegen als in den 1990er Jahren, wobei sich das Agrarpreisniveau ab einem Erdölpreis von 40 \$/bbl wesentlich stärker am Erdölpreisniveau orientieren wird (SCHMIDHUBER, 2006, vgl. auch Kapitel 5). Andererseits ist zu bedenken, dass die gegenwärtigen Weltmarktpreise für Agrarprodukte sehr starke Kurzfrist-Schwankungen aufweisen, weil Angebot und Nachfrage in den einzelnen Teilmärkten zeitversetzt auf die neue Knappheitslage reagieren. Insofern kann von den Preisrelationen des Jahres 2007 nicht ohne weiteres auf das Preisniveau der kommenden Jahre geschlossen werden.

Vor diesem Hintergrund hat die Arbeitsgruppe versucht, den Kalkulationen ein Energie- und Agrarpreisgefüge zugrunde zu legen, das nach den derzeitigen Erkenntnissen als plausibel für die kommenden Jahre einzuschätzen ist. Hierbei wurde unterstellt, dass das weltweite Energiepreisniveau im Vergleich zum gegenwärtigen Niveau leicht rückläufig ist. Ferner wurde davon ausgegangen, dass es gegenüber dem Niveau Mitte 2007 mittelfristig zu einer Entspannung insbesondere auf den Getreidemärkten kommt. Angesichts der Unsicherheit, die mit den Preisprognosen verbunden ist und wegen der großen Bedeutung der Energie- und Agrarpreise für die Rentabilität der Anlagen werden im Anschluss an die Basiskalkulationen alternative Berechnungen für abweichende Preisszenarien durchgeführt.

Für die Basiskalkulation wird im Einzelnen von folgenden Ansätzen ausgegangen (vgl. auch Tabelle 4.1):

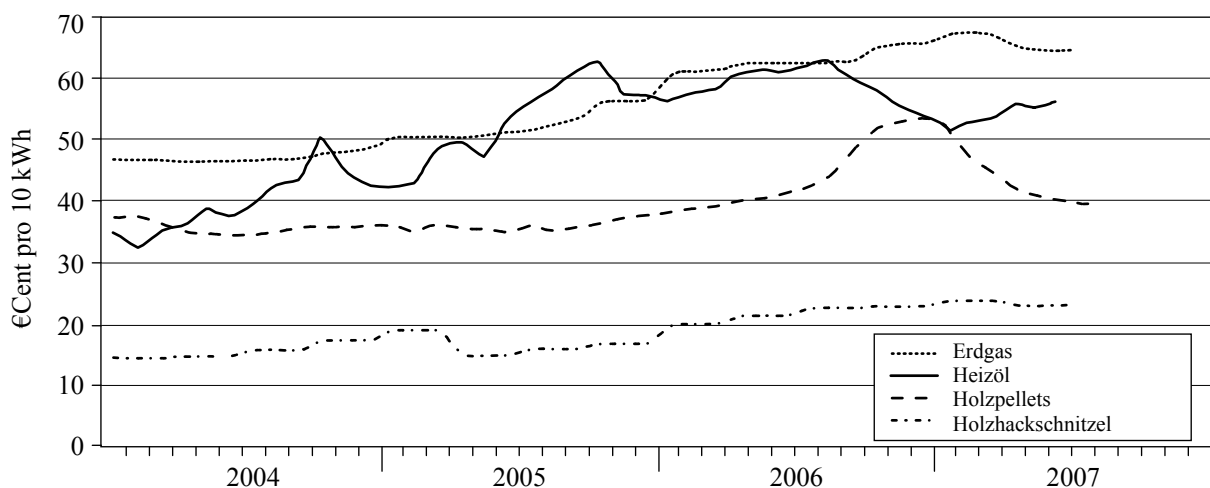
- Für den künftigen Erdölpreis wird ein Wert von 70 US\$/bbl unterstellt (vgl. Kapitel 2.3). Dementsprechend werden die Preise für Diesel und Benzin (frei Raffinerie, ohne Steuern) mit 0,43 bzw. 0,46 €/l angesetzt.
- Für Strom wird von einem Referenzpreis von 4 ct/kWh_{el} ausgegangen (vgl. ZYBELL/WAGNER, 2006; BODE/GROSCURTH, 2006). Angesichts der Vielzahl von Anlagentypen und verwendeten Rohstoffen ist dieser Wert eine grobe Näherung. Während die Produktionskosten nach ZYBELL/WAGNER (2006: 2) in größeren, abgeschriebenen Wasserkraftwerken sowie in Atomkraftwerken ca. 1,5 ct/kWh betragen, wird die Spitzenlast für bis zu 10 ct/kWh bereitgestellt. Im Schnitt über alle Anlagen sind in Deutschland ZYBELL/WAGNER zufolge 3,5 bis 4 ct/kWh eine realistische Größenordnung. LEIBLE et al. (2007: 99) gehen davon aus, dass die Stromgestehungskosten in einem neuen Steinkohlekraftwerk derzeit bei rd. 5 ct/kWh liegen; für hochmoderne Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke mit besonders hohen Wirkungsgraden von knapp 60 % rechnen BODE/GROSCURTH (2006: 24) mit Gestehungskosten von 4,4 ct/kWh, andere Autoren wie HASPER (2006: 2) kommen hier zu Werten von 3 bis 3,5 ct/kWh. Diese Kosten sind nicht zu verwechseln mit den wesentlich höheren Strompreisen, die von Privathaushalten oder Unternehmen zu zahlen sind. Die große Differenz zwischen den Verbraucherpreisen und den Produktionskosten für Strom ergibt sich daraus, dass frei Abnahmestelle in erheblichem Umfang Infrastrukturkosten,

Handlingskosten, Steuern und Abgaben anfallen. Außerdem beinhalten diese Preise die Unternehmervergewinne (oder Renten) der Stromanbieter. Ein höherer als der hier unterstellte Strompreis könnte sich durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die anstehende Modernisierung des Kraftwerksparks ergeben, andererseits gibt es aber auch Einflussfaktoren, die eher einen Rückgang des Strompreises erwarten lassen (Liberalisierung des nationalen und internationalen Strommarktes).

- Für die Kalkulation der Kosten der konventionellen Wärmeproduktion für privaten Wohnraum, die durch die biogene Wärmeproduktion ersetzt wird, wurde als Referenz „Heizen mit Erdgas“ herangezogen. Dabei wird von einem Preis von 6,5 ct/kWh_{Erdgas} ausgegangen. Zu diesen Kosten können die Betreiber fossiler Wärmeanlagen den Energieträger Erdgas beziehen. Unter Berücksichtigung der Fixkosten der Wärmebereitstellung sowie weiterer variabler Kostenbestandteile ergeben sich insgesamt Kosten der privaten Wärmebereitstellung von 0,085 €/kWh_{th} für die private Wohnraum-Heizung. Industrieunternehmen, die große Mengen Prozesswärme benötigen und folglich als Großkunden Gas beziehen, erhalten deutlich günstigere Tarife von ca. 4,7 ct/kWh_{Erdgas}. Daher können die Betreiber der hier untersuchten KWK-Anlagen bei Abgabe der Wärme an industrielle Kunden nur einen Wärmeerlös von 0,055 €/kWh_{th} realisieren.
- Der Bruttogroßhandelspreis für Weizen wird mit 180 €/t angesetzt. Dieser Wert liegt deutlich unter dem Preis der vergangenen Monate, der teilweise Werte von 250 €/t überschritten hat, aber erheblich über dem Preisniveau, welches vor 2006 herrschte (Größenordnung 100 €/t). Die Abwärtskorrektur der gegenwärtig sehr hohen Preise erfolgt in der Erwartung, dass weltweite marktwirtschaftliche Anpassungsreaktionen zu einer Dämpfung des sehr starken Preisanstiegs führen werden.
- Der Preis für Raps wird mit 340 €/t angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass sich die bisher langfristig zu beobachtende Preisrelation zwischen Raps und Weizen von ca. 2:1 grundsätzlich auch in Zukunft einstellen wird, sich aber leicht zu Ungunsten des Rapses verschiebt.
- Zu den bisherigen Marktpreisen von Holzhackschnitzeln, die sich an den Preisen für Heizöl und Erdgas orientieren, liegen umfassende Informationen vor (vgl. Abbildung 4.2). Allerdings entstammt der Großteil bisher gehandelter Hackschnitzel aus Waldrestholz, das für eine sehr starke Ausweitung der holzbasierten Energiebereitstellung nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Daher wird im Rahmen dieser Studie von Hackschnitzeln auf Basis von Kurzumtriebsplantagen ausgegangen. Einen ersten Ansatz für die hierfür zu erwartenden Preise bieten die reinen Herstellungskosten, die sich auf ca. 80 €/t TM belaufen (VETTER, 2005). Da aber die Hackschnitzelerzeugung annahmegemäß in Kurzumtriebsplantagen erfolgt, die auf landwirtschaftlichen Flächen zu errichten wären, müssen die Opportunitätskosten der Flächennutzung ergänzend berücksichtigt werden. Landwirte werden nur dann in Kurzumtriebsplantagen (KUP) investieren, wenn die damit erzielbare Flächenverwertung die beste landwirtschaftliche Alternative für die jeweilige Fläche übersteigt. Für die Kalkulation

wird davon ausgegangen, dass die KUP in erster Linie auf Standorten mit niedrigeren Ackerbauerträgen etabliert werden (Ertragsniveau 6 t/ha Wintergerste). Es wird unterstellt, dass Gerste bei einem Weizenpreis von 180 €/t zu Preisen in der Größenordnung von 170 €/t gehandelt wird. Gegenüber dem Ausgangsniveau von ca. 110 €/t und einem Reinertrag von null führt das zu einem Anstieg der Nutzungskosten der Fläche von ca. 350 €/ha. Pro Tonne Trockenmasse Hackschnitzel entspricht dies ca. 35 €/t, so dass für die weiterführenden Berechnungen ein Preis von 115 €/t TM angesetzt wird. Einzelheiten zu der Produktionstechnik, den Ertragserwartungen sowie der Wirtschaftlichkeit der Produktion von Hackschnitzeln auf Basis von Kurzumtriebsplantagen sind im Kapitel 4.2.2 dokumentiert.

Abbildung 4.2: Preisentwicklung in Deutschland bei Holzhackschnitzeln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas



Quelle: Eigene Darstellung nach CARMEN (2007).

- Für die Abschätzung des Preises von Silomais wird entsprechend vorgegangen. Hierbei wird allerdings unterstellt, dass höherwertige Flächen in Anspruch genommen werden (Ertragsniveau 8 t/ha Getreide). Diese Vorgehensweise führt zu einer Preisermwartung von 28 €/t FM frei Feld als Grundlage für die weiterführenden Berechnungen. Gemessen an den aktuellen Preisen im Herbst 2007, die bei bis zu 32 €/t liegen, erscheint dieser Wert niedrig, gemessen an den Preisen, die vor 2006 erzielt wurden (Größenordnung 16 bis 18 €/t FM), ist dieser Wert sehr hoch.
- Bei Stroh wird, anders als bei Hackschnitzeln und Silomais, keine Anpassung der Rohstoffkosten an das inzwischen erhöhte Agrarpreisniveau vorgenommen, sondern der im Rahmen von anderen Studien (LEIBLE et al., 2003) errechnete Preis von 62 €/t FM frei Feld aus dem Zwischenlager angesetzt. In diesem Preis ist der Wert der Nährstoffe, die dem Acker bei einer Strohabfuhr entzogen werden, bereits enthalten. Die dezentrale Verbrennung von Stroh in Kleinanlagen oder gar die Verfütterung von

Stroh sind derzeit keine relevanten Nutzungsoptionen, die zu einer wesentlichen Verknappung des Rohstoffs führen. Deshalb wäre eine Ankopplung des Strohpreises an das allgemeine Energie- oder Agrarpreisgefüge nicht sachgerecht. Die Situation würde sich allerdings schlagartig ändern, wenn die Biokraftstoffe der 2. Generation praxisreif und rentabel werden sollten. Unter dieser Bedingung würde sich der dann knappe Rohstoff Stroh gravierend verteuern. Die Tatsache, dass solche potenziellen Preissteigerungen in den Kalkulationen nicht enthalten sind, ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten.

In der Tabelle 4.1 sind die für diese Studie angesetzten Preise im Überblick dargestellt, außerdem finden sich ergänzende Angaben zu Energiegehalten und Emissionswerten, auf die bei den Analysen in Kapitel 4.3 zurückgegriffen wird.

Tabelle 4.1: Agrarrohstoffe und Energieträger: Preise, Heizwerte, CO_{2äq}-Emissionen, Energie- und TM-Gehalte

	Preis	Einheit	CO _{2äq} -Emissionen (kg CO _{2äq} /kWh) ¹⁰	Ertrag (t FM/ha)	TM-Gehalt (%)	Heizwert kWh _{HI} /kg FM	Dichte (kg/l)
Rohöl	70	US \$/bbl ¹⁾	-	-	-	-	-
Diesel	0,43	€/l ²⁾	0,322	-	-	11,97	0,83
Biodiesel	0,71	€/l ²⁾	0,160	-	-	10,33	0,89
Benzin	0,46	€/l ²⁾	0,325	-	-	12,1	0,75
Ethanol	0,57	€/l ²⁾	0,217	-	-	7,5	0,79
Methan	0,8	€/kg	0,167	-	-	9,97 ¹⁰⁾	-
Strom (fossiler Mix)	0,04	€/kWh ³⁾	0,627	-	-	-	-
Gas	0,065	€/kWh ⁴⁾	-	-	-	-	-
Weizen	180	€/t ⁵⁾	-	7,7	86	4,04	-
DDGS	160	€/t ⁵⁾	-	-	-	-	-
Raps	340	€/t ⁵⁾	-	3,7	91	6,64	-
Rapsschrot	180	€/t ⁵⁾	-	-	-	-	-
Silomais	28	€/t FM ⁶⁾	-	47,3	32,5	1,33	-
Stroh	62	€/t FM ⁷⁾	-	6	86	4,49	-
Hackschnitzel	115	€/t TM ⁸⁾	-	10	65	3,11	-
Schweinegülle	1,5	€/t FM ⁹⁾	-	-	7	0,53	-

1) frei US Golf. 2) frei (Raffinerie, ohne Steuer). 3) frei Kraftwerk. 4) frei Haus. 5) frei Erfassung. 6) frei Feld. 7) frei Feldmiete. 8) frei Feld, gehäckselt.

9) Transportkosten frei Anlage. 10) Energiegehalt in kWh/Nm³.

Quellen: EUROSTAT; Zybll (2006), eigene Erhebungen.

4.1.2.2 Volkswirtschaftliche Analyse

Die volkswirtschaftliche Analyse der ausgewählten Bioenergie-Linien hat zum Ziel, Grundlagen für die gesellschaftliche Bewertung der verschiedenen Förderpolitiken zu schaffen. Dabei steht insbesondere der Beitrag der Bioenergie zu den versorgungs- und klimapolitischen Zielen im Vordergrund. Hierfür werden folgende Beurteilungsparameter ermittelt:

- Brutto-Energieertrag pro Fläche (kWh/ha)
- Netto-Energieertrag pro Fläche (kWh/ha)
- Netto CO_{2äq}-Vermeidung (kg CO_{2äq}/kWh)
- Subventionsaufwand (€/kWh und €/CO_{2äq}-Vermeidung)
- CO_{2äq}-Vermeidungskosten bzw. -erlöse (€/t CO_{2äq})

Für eine umfassende volkswirtschaftliche Analyse wäre es erforderlich, Produkte und Inputs mit Schattenpreisen zu bewerten, die sich ergeben würden, wenn alle staatlichen Markteingriffe eliminiert würden. Dies wiederum wäre nur mit einem allgemeinen Gleichgewichtsmodell möglich gewesen, dessen Erstellung bzw. Anwendung den Rahmen der vorliegenden Untersuchung bei weitem gesprengt hätte.

Der **Netto-Energieertrag (kWh/ha)** ist geeignet, die verschiedenen Optionen hinsichtlich ihrer möglichen Beiträge zu dem Ziel „Versorgungssicherheit“ zu beurteilen. Bei der Ermittlung des Netto-Energieertrags pro Hektar werden bei Konversionslinien ohne Nebenprodukte sämtliche fossile Energieinputs incl. der Urproduktion, der Herstellung der Anlagen sowie bei der Konversion vom Brutto-Energieertrag abgezogen. Fallen Nebenprodukte (z. B. Futtermittel) an, so werden diese im Rahmen eines Gutschriftverfahrens ebenfalls berücksichtigt. Zur besseren Transparenz werden sowohl der Netto-Energieertrag ohne Gutschrift als auch derjenige mit Gutschrift ausgewiesen. Dieser Parameter wird umso wichtiger, je stärker es bei verschärfter Nutzungskonkurrenz um die knappe landwirtschaftliche Fläche darauf ankommt, mit Hilfe der Bioenergie je Hektar Fläche einen größtmöglichen Energieertrag zu erzielen.

Wenn die verschiedenen fossilen Energieträger unterschiedlich knapp sind, kann anstelle des Netto-Energieertrages auch der **Brutto-Energieertrag (kWh/ha)** der Bioenergie-Linien in den Mittelpunkt des gesellschaftlichen Interesses rücken. Diese Kennzahl gibt an, welche Menge Energie mit der jeweiligen Bioenergie-Linie unter Vernachlässigung der im Produktions- und Konversionsprozess eingesetzten Energie produziert werden kann. Besonders relevant ist hierbei die Konstellation, bei der Flüssigkraftstoffe (auf Basis von Erdöl) immer teurer werden, während andere fossile Brennstoffe (auf Basis von Kohle) infolge der weitaus größeren Reichweite noch relativ lange Zeit kostengünstig verfügbar sind. In dieser Situation kann es sinnvoll sein, Bioenergie-Linien zu bevorzugen, die zwar relativ viel Konversionsenergie in Form von Kohle benötigen und deshalb einen niedrigen Netto-Energieertrag aufweisen, jedoch pro Hektar einen relativ hohen Ertrag an Flüssigkraftstoffen erbringen. Dass diese Bioenergie-Linien unter Klimaschutz-Aspekten tendenziell negativ zu beurteilen sind, wird durch andere volkswirtschaftliche Beurteilungsparameter erfasst. Dieses Beispiel veranschaulicht, weshalb es sinnvoll ist, im Hinblick auf die verschiedenen gesellschaftlichen Ziele mehrere unterschiedliche Beurteilungsparameter einzusetzen.

Die **Netto CO_{2äq}-Vermeidung** ist eine wichtige Größe, um das Potenzial einer Bioenergie-Linie im Rahmen von Klimaschutz-Strategien beurteilen zu können. Sie ist der Saldo aus der (durch Substitution eines fossilen Energieträgers) eingesparten Emission abzüglich der CO_{2äq}-Emissionen, die mit dem Anbau, der Lagerung, dem Transport und der Konversion des biogenen Rohstoffs verbunden sind. Ferner werden – soweit Nebenprodukte anfallen und verwertet werden – CO_{2äq}-Gutschriften ermittelt und der Bioenergie-Linie gutgeschrieben. Dabei wird das so genannte Substitutionsverfahren angewendet. Es wird zunächst ermittelt, welche Produkte mit dem Nebenprodukt substituiert werden (Beispiel Rapskuchen ersetzt Sojaschrot in der Fütterung). Für dieses konventionelle Produkt werden dann in einem zweiten Schritt die bei seiner Produktion anfallenden CO_{2äq}-Emissionen berechnet. Je nach Austauschverhältnis zwischen Nebenprodukt und substituiertem Produkt wird dann der Bioenergie-Linie, die das entsprechende Nebenprodukt abwirft, eine entsprechende CO_{2äq}-Vermeidung gutgeschrieben. Gutschriften werden ferner im Fall der Biogas-Anlage auf Basis Gülle ermittelt, weil in Folge der Nutzung der Gülle durch die Biogasanlage Methan- und Lachgasemissionen vermieden werden, die anderenfalls selbst bei einer - vielfach nicht üblichen – Abdeckung der Gülle anfallen würden.

Die Berechnung von Energie- und CO_{2äq}-Bilanzen erfolgt mit Hilfe der Datenbank GEMIS, die federführend vom Öko-Institut Darmstadt erstellt wurde. Hervorzuheben ist, dass bei dieser Bilanzierung neben dem Ausstoß von CO₂ auch andere klimarelevante Emissionen wie Methan und Lachgas berücksichtigt werden, die insbesondere bei der Produktion und Konversion landwirtschaftlicher Rohstoffe anfallen.

Bei der Quantifizierung der CO_{2äq}-Vermeidung müssen zahlreiche Annahmen getroffen werden, die für die Interpretation der Ergebnisse von teilweise erheblicher Bedeutung sein können:

- Insbesondere die Lachgasemissionen, die sich bei der Umwandlung von mineralischem und wirtschaftseigenem Stickstoffdünger ergeben, haben einen starken Einfluss auf die Bilanzen. Die Tatsache, dass eine solche Umwandlung stattfindet, ist wissenschaftlich unstrittig. In welchem Umfang dies allerdings der Fall ist, hängt in sehr starkem Maße von den Bodenverhältnissen, der Temperatur, der Feuchtigkeit, etc. ab. In den meisten Studien über landwirtschaftsbezogene CO_{2äq}-Bilanzen können diese Zusammenhänge nicht kleinräumig differenziert abgebildet werden; stattdessen wird – wie auch in der vorliegenden Untersuchung – pauschal der IPCC-Standard zugrunde gelegt (IPCC, 1996). Für den in Kapitel 4.5 vorgenommenen Vergleich mit Ergebnissen anderer Studien ist aber von Bedeutung, dass Studien, die mit anderen Werten kalkulieren, zu stark abweichenden CO_{2äq}-Bilanzen für landwirtschaftliche Rohstoffe

bzw. Bioenergie-Linien kommen können.² Kleine Unterschiede in der Methodik bzw. in den Annahmen können hier zu sehr starken Ergebnisveränderungen führen, weil das Global Warming Potenzial (GWP) von Lachgas um den Faktor 296 höher liegt als das GWP von CO₂.

- Der zweite Grund dafür, dass unterschiedliche Untersuchungen zu deutlich abweichenden Werten hinsichtlich der CO_{2äq}-Vermeidung führen, liegt in den Annahmen bezüglich der Energieträger, die für die Konversion der Biorohstoffe eingesetzt werden. So weist z. B. SCHMITZ (2005: 118f) für die Produktion von Ethanol je nach unterstelltem Konversionsprozess CO_{2äq}-Vermeidungen pro Liter Ethanol zwischen 0,8 kg CO_{2äq} und 1,5 kg CO_{2äq} aus. JRC (2007: 65) kommt bei Verwendung von Braunkohle sogar zu dem Ergebnis, dass der gesamte Prozess 8 % mehr CO_{2äq}-Emissionen verursacht, als durch die Substitution von Benzin vermieden werden.
- Die Referenz für die Kalkulation der CO_{2äq}-Emissionen aus der landwirtschaftlichen Produktion ist die Inkulturnahme von bisher ackerbaulich nicht genutzten Ackerflächen. Wenn solche Brachflächen in Deutschland nicht mehr zur Verfügung stehen und durch die weitere Ausdehnung der Bioenergieproduktion Nahrungsmittelproduktion verdrängt wird, wird implizit davon ausgegangen, dass dies eine Ausweitung der Produktion auf ungenutzten Ackerflächen an anderen Standorten in der Welt nach sich zieht und dort zu vergleichbaren Emissionen führt wie bei einer Inkulturnahme bisher ungenutzter Ackerflächen in Deutschland. Bei diesem Vorgehen wird allerdings nicht berücksichtigt, dass die Ausweitung der Produktion bisweilen in einer Form stattfindet, die für die CO_{2äq}-Bilanz ausgesprochen negative Auswirkungen hat. Das ist zum Beispiel der Fall, wenn Moore in Kultur genommen oder Wälder abgeholzt werden (vgl. Kapitel 2.5).
- Wird Stroh als Input verwendet, so wird unterstellt, dass nur so viel Stroh abgefahren wird, dass eine ausgeglichene Humusbilanz³ bestehen bleibt.
- Hinsichtlich der ermittelten CO_{2äq}-Bilanzen der verschiedenen Biogas-Optionen ist auf verschiedene Unsicherheiten hinzuweisen. Diese betreffen zum einen das Biogas-Verfahren an sich (z. B. vermiedene Emissionen durch Gülleverwertung, zusätzliche Emissionen aus Gärresten), zum anderen insbesondere die Direkteinspeisung, bei der Methan-Emissionen auftreten, die sich beim derzeitigen Stand der Technik noch nicht vermeiden lassen. Für diesen so genannten Methan-Schlupf werden, je nach Annahme und Studie, bisher zwischen 2 bis 6 % der eingespeisten Menge Biogas veranschlagt

² So basieren z. B. die Berechnungen des JRC auf einem kleinräumig aufgelösten Bodennutzungsmodell der EU, welches im Durchschnitt zu deutlich höheren Lachgasemissionen führt als wenn der IPPC Standardwert unterstellt wird (JRC, 2006).

³ Theoretisch ist es vorstellbar, durch vermehrte Strohabfuhr eine negative Humusbilanz zu erzeugen, die dann durch Ersatzmaßnahmen ausgeglichen werden müsste und damit Wirkungen auf die CO₂-Bilanz der betreffenden Bioenergie-Linie entfaltet.

(BWG, 2006). Da das GWP von Methan um den Faktor 23 über dem GWP von CO₂ liegt, kann ein hoher Methanschluß dazu führen, dass die CO₂-Bilanz der gesamten Anlage negativ wird. Für den hier vorgenommenen Vergleich wird ein Methanschluß von 2,2 % angesetzt.

Der **Subventionsaufwand** zeigt an, welche finanzielle Belastung für die Steuerzahler und/oder Energieverbraucher entsteht, wenn der Staat einer Bioenergie-Linie durch Förderung und/oder Verwendungspflicht den Markteintritt erleichtert. Die Erweiterung des klassischen Subventionsbegriffs (Zahlungen aus dem Staatshaushalt) ist hier insoweit wichtig, als der Staat im Bereich der Bioenergie dazu übergegangen ist, staatliche Direktzahlungen oder Steuerbefreiungen zur Förderung des Markteintritts erneuerbarer Energien durch Beimischungspflichten, Einspeisevergütungen etc. zu ersetzen. Die damit verbundenen Mehrkosten (Subventionsäquivalente) in der Energiebeschaffung werden dann von den Energieversorgungsunternehmen und Kraftstoffherstellern über einen Aufschlag auf den Marktpreis abgegolten. Der Subventionsaufwand wird wie folgt ermittelt:

- Zunächst wird ermittelt, welche Zahlungen der Lieferant einer bestimmten Form der Bioenergie insgesamt erhält und um welchen Betrag diese Summe über den Referenzkosten der gelieferten Energie liegt. Referenzkosten sind jene Kosten, zu denen die betreffenden Energieträger auf fossiler Basis bereitgestellt werden.
- Bei den Kraftstoffen Biodiesel und Ethanol besteht das Problem, dass sich die Form von deren politischer Förderung gegenwärtig in einem Umbruch befindet: Bisher erfolgte eine Steuerbefreiung, langfristig wird diese durch den Beimischungszwang ersetzt. Um die Kalkulationen nachvollziehbar und transparent zu gestalten, wurde daher davon ausgegangen, dass dieser Transformationsprozess abgeschlossen ist. Das heißt, es wird hier unterstellt, dass keine staatlichen Mittel mehr in Anspruch genommen werden, sondern nur die Mineralölkonzerne und/oder die Autofahrer die steigenden Kosten zu tragen haben. Einzelheiten werden im betreffenden Kapitel erläutert.
- Investitionszuschüsse werden nicht berücksichtigt, da diese regional unterschiedlich ausgestaltet sind und insbesondere im Bereich Biogas zunehmend an Bedeutung verlieren.

Die **CO₂-Vermeidungskosten** geben an, welche zusätzlichen Kosten einer Volkswirtschaft durch Subventionen und Subventionsäquivalente (Steuererleichterung, Mindestvergütung, Beimischungszwang, etc.) entstehen, wenn mit Hilfe der jeweiligen Bioenergie-Linie die CO₂-Emissionen um eine Tonne reduziert werden. Die CO₂-Vermeidungskosten sind somit ein Maß für die klimapolitische Effizienz einer Bioenergie-Linie im Vergleich zu anderen klimapolitischen Optionen. Je niedriger die CO₂-Vermeidungskosten einer Bioenergie-Linie ausfallen, desto effizienter kann Klimaschutz mit Hilfe dieser Linie praktiziert werden.

Bei der Kalkulation der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten wird folgendermaßen vorgegangen:

- Die Kalkulation beruht auf einem einzelwirtschaftlichen Ansatz. Das heißt, alle berücksichtigten Kosten- und Leistungsbestandteile werden zu Marktpreisen (und nicht zu Schattenpreisen) erfasst. Steuern, Subventionen und Gewinnanteile werden aber in der Kalkulation berücksichtigt.
- Die Mehrkosten⁴ der biogenen Energieproduktion im Vergleich zur herkömmlichen fossilen Referenz werden durch die pro kWh erzielte Verminderung des $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Ausstoßes geteilt.
- Bei der Berechnung der Mehrkosten der biogenen Energieproduktion werden nur die Netto-Kosten veranschlagt, d. h. nur jene Kosten, die der Bioenergie und nicht den Nebenprodukten zuzurechnen sind. Dies geschieht, indem die Erlöse aus dem Verkauf von Nebenprodukten von den Produktionskosten für die jeweilige Bioenergie abgezogen werden.
- Sofern Nebenprodukte anfallen (z. B. DDGS aus der Ethanolproduktion auf Getreidebasis), werden die damit verbundenen Einsparungen von $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen mit Hilfe des Substitutionswerts⁵ bewertet. Im gewählten Beispiel (DDGS) wird hierbei ermittelt, welche $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen entstehen würden, wenn eine der DDGS-Menge entsprechende Menge Sojabohnen für die Tierernährung auf bisherigem Brachland produziert würde. Diese Vorgehensweise wird gewählt, da die Verwertung der Nebenprodukte in der Tierernährung (und somit die Substitution anderer Futtermittel) unter den gegenwärtig und absehbaren Preis- und Kostenrelationen die zu erwartende Nutzung darstellt.
- Als Energieträger für die Konversion wird jeweils die Option gewählt, die derzeit die größte praktische Relevanz besitzt. Wie bereits erläutert, können innovative Kombinationen verschiedener Energielinien im Rahmen der hier angestellten quantitativen Analyse nicht berücksichtigt werden. Die Nutzung solcher Optionen kann dazu füh-

⁴ Wissenschaftlich exakt hätte mit Blick auf die Kapitalkosten eine Harmonisierung der unterstellten Nutzungsdauern der Investitionen erfolgen müssen, die in den vorliegenden Fällen geringe Unterschiede ausweisen. Die Anlagen mit langen Nutzungsdauern haben c. p. geringere Kapitalkosten als die Anlagen mit kürzeren Nutzungsdauern. Angesichts der geringen Unterschiede in den Nutzungsdauern und der ohnehin vorhandenen Datenunsicherheit wurde auf diesen zusätzlichen Aufwand verzichtet.

⁵ Alternativen zu diesem Ansatz bestehen darin, (a) die insgesamt anfallenden $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen nach den Wertanteilen von Haupt- und Nebenprodukt aufzuteilen oder (b) die Gutschrift aus dem Nebenprodukt nach Maßgabe des Energiegehalts des Nebenprodukts zu kalkulieren. Diese Optionen haben den wesentlichen Nachteil, dass sie in der Regel die wahrscheinliche spätere tatsächliche Situation nicht korrekt wiedergeben und somit zu falschen Prognosen hinsichtlich der CO_2 -Einsparung und der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten führen. Die Aufteilung der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen nach Maßgabe der Wertanteile ist willkürlich und führt insbesondere bei schwankenden Preisen zu unterschiedlichen Werten, ohne dass sich an der tatsächlichen $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung etwas verändert hat. Lediglich wenn die energetische Nutzung des Nebenprodukts technisch und ökonomisch tatsächlich stattfindet, ist dieser Ansatz zielführend.

ren, dass die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung höher ausfällt als im nachstehenden Abschnitt ausgewiesen. Dies wird aber in der Regel auch zu einem Anstieg der Produktionskosten führen, so dass die Wirkung auf die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten vielfach negativ ausfallen dürfte. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass z. B. eine Verbesserung der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanzen der Erzeugung von Ethanol durch die Nutzung von Stroh als Energieträger für die Konversion mit anderen Formen der klimapolitisch motivierten Strohverwertung konkurriert, die – wie noch zu zeigen sein wird – zu deutlich höheren $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungen und geringeren $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten führen als z. B. in der Ethanolproduktion.

Die Parameter „Subventionsbedarf je Tonne $\text{CO}_{2\text{äq}}$ “ und „Vermeidungskosten je t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ “ zielen in eine ähnliche Richtung, unterscheiden sich jedoch in einem wichtigen Punkt. Während die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten ausschließlich den volkswirtschaftlichen Ressourcenaufwand zum Ausdruck bringen, der zur Vermeidung der Emission einer Tonne $\text{CO}_{2\text{äq}}$ erforderlich ist, enthält der Subventionsbedarf zusätzlich noch eine Einkommensumverteilungs-Komponente. In dem Maße, in dem die vom Staat etablierten Fördermechanismen zu Gewinnen auf der Produzentenseite führen (bei Anlagenbetreibern, Rohstofflieferanten, Grundeigentümern), findet eine Umverteilung von Einkommen zugunsten der Produzentenseite und zu Lasten der übrigen Bevölkerung (Steuerzahler, Energieverbraucher) statt. Diese Umverteilung stellt keinen Ressourcenverbrauch dar, d. h., es werden keine wesentlichen zusätzlichen Kosten verursacht.

Zur Bewertung der Ergebnisse

Angesichts der weit reichenden Annahmen, die bei der Kalkulation der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Einsparungen getroffen werden müssen, sind die ermittelten $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten grundsätzlich mit einem erheblichen Maß an Unsicherheit verbunden. Geringe Differenzen in den $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten zwischen unterschiedlichen Bioenergie-Linien würden deshalb keinen Schluss auf die Vorzüglichkeit einzelner Alternativen zulassen. Allerdings wird bei der Vorstellung der Ergebnisse deutlich werden, dass sich die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten der wesentlichen Alternativen sehr stark unterscheiden, zum Teil um 100 % und mehr. In diesen Fällen ist es zulässig, die vorgelegten Ergebnisse zum Ausgangspunkt für die Politikgestaltung zu machen.

Die absolute Höhe der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten ist vor allem für den Vergleich zwischen der Bioenergie-Politik und anderen klimapolitischen Optionen von Bedeutung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten für die Bioenergie-Linien erheblich höher ausfallen als dargestellt, wenn sich herausstellen sollte, dass die mit der Landwirtschaft verbundenen Lachgasemissionen unterschätzt sind. Ein deutlicher Rückgang der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten für die Bioenergie-Linien wäre zu erwarten, wenn die Preise für fossile Energieträger weiterhin ansteigen, ohne dass es gleichzeitig zu einem weiteren Anstieg der Agrarpreise kommt. Ein solches Szenario ist allerdings nach derzeitigem Kenntnisstand wenig wahrscheinlich. Als „Benchmark“ für

die CO_{2äq}-Vermeidungskosten außerhalb der Bioenergie können derzeit Werte von 20 bis 30 €/t CO_{2äq} angesehen werden; zu diesen durchschnittlichen Vermeidungskosten könnte die deutsche Volkswirtschaft eine Vermeidung ihrer klimaschädlichen Emissionen (im Vergleich zu 1990) um rund 30 % erreichen (MCKINSEY, 2007, oder IEA, 2006b).

In der vorliegenden Untersuchung werden die Kosten und Leistungen der verschiedenen Bioenergie-Linien durchgehend auf die Einheit „kWh“ bezogen, wobei lediglich mit Hilfe einer Indizierung zwischen den Energieformen Strom, Kraftstoff oder Wärme differenziert wird. Diese Betrachtungsweise erscheint auf den ersten Blick als eine sehr grobe Vereinfachung, weil bei dem Vergleich nicht berücksichtigt wird, dass der volkswirtschaftliche Wert der verschiedenen Energieformen unterschiedlich hoch ist. Da aber gegenwärtig ca. 75 % des gesamten bundesdeutschen Energieverbrauchs für die Bereitstellung von Wärme, Warmwasser und Prozessenergie mit den hochwertigen, für die Mobilität geeigneten Energieträgern Erdöl bzw. Erdgas gedeckt wird (KALIES et al., 2007: 13), erscheint die vorgenommene Vereinfachung zulässig. Erst wenn diese Energieträger nicht mehr für Heizungszwecke oder für die Verstromung eingesetzt werden würden, wäre eine Differenzierung der Bioenergie-Linien je nach Verwendungszweck zwingend erforderlich.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist ferner zu berücksichtigen, dass die unterstellten Preise für die diversen Energieträger nicht alle negativen externen Effekte berücksichtigen, die mit der Produktion bzw. Verwendung dieser Energieträger verbunden sind. Klimapolitisch relevante und eindeutig zuordenbare Emissionen wie z. B. Lachgasemissionen in Folge der Stickstoff-Düngung oder CO₂-Emissionen in Folge von Transport und Aufbereitung von Rohöl werden bei den CO_{2äq}-Bilanzen berücksichtigt und finden ihren Niederschlag in den CO_{2äq}-Vermeidungskosten. Nicht kalkuliert werden hingegen mögliche klimarelevante Effekte, die sich z. B. aus der zusätzlichen Inkulturnahme von zuvor nicht ackerbaulich genutzten Flächen ergeben können. Dafür liegen auch keine belastbaren Daten vor. Sonstige externe Effekte (z. B. Auswirkungen auf Artenvielfalt durch Waldrodungen oder Pipeline-Leckagen) bleiben sowohl bei den fossilen als auch bei den biogenen Energie-Linien unberücksichtigt. Nach Auffassung des Beirats ist es nicht gerechtfertigt, in diesem Punkt den biogenen oder den fossilen Energie-Linien pauschal einen Bonus bzw. Malus zuzuerkennen.

Für eine vergleichende Bewertung der Energie-Linien sind schließlich auch die Annahmen hinsichtlich der Systemgrenzen von Bedeutung. In den Fußnoten zu Tabelle 4.1 finden sich entsprechende Angaben.

4.2 Wärmeproduktion auf Basis biogener Rohstoffe

4.2.1 Einleitung

Verbreitung

In Deutschland lag und liegt der Schwerpunkt des Biomasse-Einsatzes für die Energieproduktion im Wärmebereich. Noch im Jahr 1995 betrug der Anteil der Wärmeproduktion an der Bioenergie insgesamt ca. 95 %, bis zum Jahr 2005 sank dieser Anteil dann auf 68 % ab (vgl. Tabelle 2.6). Der wichtigste Grund für den rückläufigen Anteil ist eine starke Förderung der Bioenergie in den Einsatzfeldern Strom und Kraftstoff. Während die Wärmeerzeugung aus Biomasse zwischen 1995 und 2005 noch um 73 % zunahm, verzeichnete die Stromerzeugung aus Biomasse eine Versiebenfachung, und die biogene Kraftstoffherzeugung wurde vollkommen neu etabliert. Gleichwohl ist die im Wesentlichen auf Holz basierende Wärmebereitstellung nach wie vor die wichtigste biogene Energieproduktion in Deutschland.

Bei den Anlagen zur Wärmeerzeugung handelt es sich zumeist um relativ kleine Anlagen, die dezentral betrieben werden und schwerpunktmäßig in ländlichen Räumen zu finden sind. Bei den kleineren Holz-KWK-Anlagen bis 10 MW_{el} findet darüber hinaus vielfach zumindest teilweise eine Nutzung der Wärme statt. Nach Schätzungen des IE beläuft sich der Anteil der kleineren Holz(heiz-)Kraftwerke mit Wärmenutzung auf 90 %; aufgrund der durch das EEG geschaffenen Anreize findet ein vermehrter Zubau dieses Anlagentyps statt.

Politische Förderung

Die Wärmeproduktion aus Biomasse wird bisher lediglich mit geringen Investitionszuschüssen des Staates gefördert. Das dadurch ermöglichte Subventionsniveau liegt, umgerechnet auf die kWh, nur in einer Größenordnung von 0,1 ct/kWh_{th} (zuzüglich Zuschüssen für das Nahwärmenetz) und erreicht damit nur einen Bruchteil des Subventionsniveaus, welches für das Strom- und das Kraftstoffsegment festgelegt wurde. Diese Situation könnte sich allerdings ändern, wenn die jüngsten Beschlüsse der Bundesregierung zum Ersatz von 14 % des gegenwärtigen Energiebedarfs für Heizungszwecke durch regenerative Energien Gesetzeskraft erlangen sollten (vgl. Kapitel 3).

Auswahl von Anlagentypen für die vertiefte Analyse

Für die vorliegende Studie werden exemplarisch eine Holz-Hackschnitzel-Heizung, die mit dem Erntematerial aus einer Kurzumtriebsplantage (KUP) beschickt wird, sowie eine Getreide-Heizung analysiert.

4.2.2 Hackschnitzel-Heizung auf Basis einer Kurzumtriebsplantage (400 kW_{th})

Bei der analysierten Hackschnitzel-Heizung handelt es sich um eine 400 kW Anlage inklusive Nahwärmenetz, die vier Mehrfamilienhäuser mit einer Anschlussleistung von jeweils 100 kW_{th} versorgt.

Aus den in Kapitel 4.1.1 dargelegten Gründen wird hier davon ausgegangen, dass die Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) gewonnen werden. Diese Kultur ist in Deutschland noch wenig verbreitet – in Schweden werden seit mehreren Jahren mehr als zehntausend Hektar angebaut. Daher liegt für hiesige Verhältnisse auch nur eine begrenzte Zahl von Daten aus der Praxis für die Etablierung derartiger Plantagen und deren Betrieb vor. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über bisherige Erfahrungen gegeben.

Das Prinzip der KUP besteht darin, dass schnellwachsende Baumarten angepflanzt werden, die in regelmäßigen Abständen – je nach Erntetechnik und Nutzung des Aufwuchses alle drei bis sechs Jahre – geerntet werden. Da die entsprechenden Baumarten von allein wieder austreiben, erfolgt eine Mehrfachnutzung der einmal gesetzten Stecklinge. Aus rechtlicher Sicht kann die Plantage bis zu 20 Jahren genutzt werden, um als Dauerkultur angesehen zu werden und somit eine Einordnung als Wald zu vermeiden.

Prinzipiell kommen als Baumarten neben Pappeln und Weiden auch Espe, Erle, Birke und Robinie in Frage. Aufgrund der höchsten Biomassezuwächse findet in Deutschland jedoch eine Konzentration auf Pappeln und Weiden statt (MEYER-MARQUART/FELDWISCH, 2006). Als wesentliche Standortvoraussetzung wird eine ausreichende Wasserversorgung genannt. Die Niederschlagsmenge sollte während der Vegetationsperiode mindestens 300 mm betragen und die Böden über gute Wasserhaltekapazitäten verfügen.

Wie die nachfolgende Tabelle zeigt, streuen die bisherigen Ergebnisse bezüglich der jährlichen TM-Erträge erheblich, was in unterschiedlichen Standortvoraussetzungen und Baumarten sowie -sorten begründet ist. Fast alle Studien zeigen jedoch, dass wirtschaftlich interessante TM-Zuwächse (>10 t TM/a) auf mittleren bis besseren Standorten und ausreichender Wasserversorgung gesichert sind (Tabelle 4.2). Die Anlage von Kurzumtriebsplantagen auf ackerbaulichen Grenzstandorten ist jedoch nicht ratsam. (WERNER et al., 2006).

Tabelle 4.2: Ertragspotenziale Kurzumtriebsplantagen

Jährlicher TM Zuwachs (t TM/ha)			
Pappeln 7-20	Weiden 6-20	Erlen 5-20	Robinie 6-20

Quelle: Ergänzt nach Meyer-Marquart/Feldwisch (2006)

Da sich in Deutschland insbesondere die Verwendung von Pappel- und Weideklonen anbietet, beschränkt sich die nachfolgende Darstellung des Produktionsverfahrens auf diese Baumarten. Die in Tabelle 4.3 dargestellten ökonomischen Kenngrößen entstammen einer Auswertung von SCHWEINLE et al. (2007).

Vor der Anlage der Plantage wird eine 25 cm tiefe Pflugfurche mit einem Nachbearbeitungsgerät empfohlen, um ein gut abgesetztes Saatbett zu gewährleisten. Hierfür werden in der Literatur Kosten zwischen 47 und 125 € je ha angegeben (vgl. Tabelle 4.3). Die langsame Jugendentwicklung von Weiden und Pappeln macht eine Unkrautbekämpfung im Pflanzjahr notwendig, und zwar unmittelbar vor der Pflanzung und in den ersten drei Monaten danach. Die Kosten hierfür belaufen sich auf 41 bis 80 €/ha. Die Pflanzung der ca. 20 bis 25 cm langen Stecklinge erfolgt im zeitigen Frühjahr mit handelsüblichen Pflanzmaschinen und verursacht Arbeitserledigungskosten zwischen 200 und 562 €/ha. Es werden ca. 14.000 Stecklinge je ha benötigt, wobei Pappelstecklinge etwa 0,22 €/Steckling kosten. Somit beträgt die Investitionssumme für die Stecklinge bis zu 3.078 €/ha. Insgesamt verursacht die Anlage der Plantage ein Investitionsaufwand von 1.400 bis 3.700 €/ha.

Als gängigste Rotationsverfahren haben sich drei- oder vierjährige Umtriebszeiten mit einer maschinellen Ernte zur Vegetationsruhe in den Wintermonaten etabliert. Hierfür sind unterschiedliche Erntemaschinen wie konventionelle Feldhäcksler mit Holzschneidervorsätzen oder Anbaugeräte an Traktoren verfügbar. Die Investition für einen Holzschneidervorsatz beläuft sich auf ca. 50.000 €, für ein Anbauhäcksler auf etwa 22.500 € (WERNER/ VETTER/ REINHOLD, 2006). Die im dreijährigen Abstand anfallenden Ernte verursacht Kosten zwischen 112 und 517 €/ha. Der Abtransport der Hackschnitzel ist mit dem Transport der etablierten Silomaiskette vergleichbar und verursacht Kosten zwischen 69 und 240 €/ha. Insgesamt belaufen sich die Erntekosten auf Werte in der Größenordnung von 125 €/ha bis 700 €/ha.

Zur Bestandespflege wird nach jeder Rotation ein Mulchgang empfohlen, für den weitere Ausgaben in Höhe von 18 €/ha anfallen. In Ergänzung zu der Aufstellung in Tabelle 4.3 wird in den nachstehenden Kalkulationen davon ausgegangen, dass zusätzlich eine Stick-

stoffdüngung in Höhe von 37 kg/ha erfolgt, um die Entwicklung der jungen Sprosse zu fördern.

Nach Ablauf der Nutzungsdauer erfolgt die Rekultivierung der Fläche, indem mit einer Fräse das Wurzelsystem in den oberen Bodenschichten zerstört wird. Die Angaben zu den hierfür erforderlichen Ausgaben schwanken in der Literatur zwischen 200 und 1.400 €/ha.

Tabelle 4.3: Spannbreite der Produktionskosten für Kurzumtriebsplantagen

Einmalige Aufwendungen zur Anlage/Räumung der Plantage	Quelle geringe Kosten	Quelle hohe Kosten		geringe Kosten	hohe Kosten
1. Pflügen und Eggen (einmalig)	VETTER (2005)	HOFMANN (1998)	€/ha	47	125
2. Herbizid- und Vorauf- mittelbehandlung (einmalig)	VETTER (2005)	KTBL (2006)	€/ha	41	80
3. Pflanzung ohne Nachbesserung 14.000 Stück	OHRNER (2005)	VETTER (2005)	€/ha	200	562
4. Stecklinge (Materialkosten) 14.000 St. à 0,08 oder 0,22 €	HOFMANN (1998)	WILWERDING, RÖSCH (1999)	€/ha	1.120	3.078
5. Rodung (einmalig bei Ende der Nutzungsdauer; inkl. Arbeitskosten)	SCHNEIDER (2002)	KTBL (2006)	€/ha	200	1.400
Erntekosten (alle 3 Jahre)					
1. Ernte und Hacken	VETTER (2005)	SCHNEIDER (2002)	€/ha*Ernte	112	517
2. Mulchen	VETTER (2005)	VETTER (2005)	€/ha*Ernte	18	18
3. Transport	VETTER (2005)	HOFMANN (1998)	€/ha*Ernte	69	240

n.a.: Nicht ausgewiesen.

Quelle: Schweinle et al. (2007).

Da die KUP eine Dauerkultur darstellt, ist für die Kalkulation der Wirtschaftlichkeit eine Annuitätenrechnung erforderlich. SCHWEINLE et al. (2007) weisen in dem Szenario mit geringen Kosten und unterstellten Erlösen von 60 €/t TM eine Annuität zwischen 250 und knapp 500 €/ha/Jahr aus. Bei den hohen Kosten konnte keine positive Annuität erzielt werden. Vor diesem Hintergrund erscheint es plausibel davon auszugehen, dass unter Berücksichtigung einer gewissen Sicherheitsmarge mit reinen Produktionskosten von 80 €/t TM großflächig eine Produktion von Hackschnitzeln auf Basis von KUP möglich ist.

Vor dem Hintergrund der Agrarpreisentwicklung müssen weiterhin steigende Nutzungskosten der Fläche berücksichtigt werden. Dies erfolgt in Tabelle 4.4, indem Gerste als alternative Kultur unterstellt wird.

Tabelle 4.4: Deckungsbeiträge Wintergerste (Alternativ-Kultur für KUP)

Ertrag	t/ha	6		
Preis Wintergerste	€/t	115	145	170
Erlöse	€/ha	690	870	1.020
Saatgutkosten	€/ha	88		
Pflanzenschutz	€/ha	91		
Eigenmechanisierung	€/ha	154		
Ernte (Maschinenringsatz)	€/ha	115		
Düngung	€/ha	175		
Summe variable Kosten	€/ha	623	623	623
Deckungsbeitrag	€/ha	67	247	397
Anstieg Deckungsbeitrag/ Anstieg Nutzungskosten d. Fläche	€/ha		180	330

Quelle: LfL, eigene Berechnungen.

Aus der Kalkulation ist ersichtlich, dass sich die Nutzungskosten der Fläche bei einem hier unterstellten Preisniveau (vgl. Kapitel 4.1.2.1) für Wintergerste von 170 €/t gegenüber einem Ausgangsniveau von 115 €/t um 330 €/ha erhöhen. Wenn diese 330 € auf einen unterstellten Ertrag von 10 t TM/ha umgelegt werden, ergibt dies Zusatzkosten von 33 €/t TM. Dieser Betrag wurde auf 35 € aufgerundet und zu den reinen Produktionskosten von 80 €/t addiert. Somit ergeben sich in dem hier unterstellten Szenario Produktionskosten für die Hackschnitzel in Höhe von 115 €/t gehäckselt ab Feld.

Für die Versorgung der unterstellten 400 kW Anlage ist eine Kurzumtriebsanlage von ca. 25 ha LF erforderlich. Da das Feld nicht weit entfernt liegt, können die Transportkosten mit knapp 3.000 € pro Jahr (0,003 €/kWh) gering gehalten werden. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Hackschnitzel ohne Trocknung zwischengelagert werden, weshalb ein Verlust von Trockenmasse durch Veratmung in Höhe von 8 % entsteht.

Das Investitionsvolumen der Heizungsanlage liegt bei fast 500.000 €. In diesem Betrag sind die Investitionen in das Nahwärmenetz in der Größenordnung von 150.000 € enthalten.

Bezüglich der Heizungsanlage wird davon ausgegangen, dass sie nur während der Heizungsperiode genutzt wird und dadurch eine Auslastung von 2.600 h pro Jahr erreicht. In der Praxis würden derartige Anlagen – wie auch die weiter unten vorgestellte Hackschnitzel-HKW-Anlage mit ORC-Technologie – i. d. R. in Kombination mit z. B. einer Erdgas-therme konzipiert, so dass die Anlage kleiner dimensioniert werden kann und die Spitzen-

last unter Nutzung der Erdgasheizung gebrochen wird. Von der Kalkulation solcher Anlagen wurde aber Abstand genommen, weil die Übersichtlichkeit darunter gelitten hätte und weil sich an dem grundsätzlichen Ergebnis hinsichtlich der Beurteilung der verschiedenen Bioenergie-Linien nichts geändert hätte.

Wie die betriebswirtschaftliche Analyse in Tabelle 4.5 zeigt, ermöglicht die Anlage bei den unterstellten Preisrelationen (Wärmepreis 0,085 €/kWh_{th}, Hackschnitzelpreis 115 €/t) einen geringen Unternehmergewinn (0,003 €/kWh_{th}). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass dieser Gewinn zustande kommt, obwohl diese Bioenergie-Linien – verglichen mit den meisten anderen – mit 0,007 €/kWh_{th} nur eine unwesentliche Subventionierung erfährt.

Tabelle 4.5: Wirtschaftlichkeit der Hackschnitzel-Heizung (400 kW_{th})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>				
Wärme	Menge	994.219	kWh _{th} /a	
	Preis	0,085	€/kWh _{th}	84.509
Summe Erlöse		0,085	€/kWh_{th}	84.509
<u>Variable Kosten</u>				
Hackschnitzel				
	Menge	1.749	m ³ /a	
		252	t TM/a	
	Preis	115	€/t TM	
		0,029	€/kWh _{th}	28.994
	Transportkosten	0,003	€/kWh _{th}	2.781
	Summe Kosten frei Anlage	0,032	€/kWh _{th}	31.775
	sonstige variable Kosten	0,012		11.493
Summe variable Kosten		0,044	€/kWh_{th}	43.268
<u>Fixkosten</u>				
	Investitionsvolumen	489.440	€	
	Kapitalkosten	0,035	€/kWh _{th}	34.530
	sonstige Fixkosten	0,004	€/kWh _{th}	3.947
Summe Fixkosten		0,039	€/kWh_{th}	38.477
Summe Kosten		0,082	€/kWh_{th}	81.745
Unternehmergewinn		0,003	€/kWh_{th}	2.763

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 4.6 beleuchtet die Bioenergie-Linie unter dem Aspekt der Energie- und der Klimagasbilanz sowie aus volkswirtschaftlicher Sicht. Die einzelnen Positionen der Kalkulation sind dabei wie folgt definiert:

- In der Spalte „Energiebilanz“ wird für jeden Schritt in der Wertschöpfungskette dokumentiert, wie hoch der kumulierte nicht-erneuerbare Energieaufwand der jeweiligen Prozesse ist (sofern der Wert in den Rubriken „Input oder „Konversion“ erscheint). Dabei wird berücksichtigt, dass z. B. der Verbrauch von Diesel nicht nur den Energieinhalt des Diesels umfasst, sondern auch den Energieaufwand, um das Rohöl zu fördern, zu transportieren und aufzubereiten. Der Energie-Output wird in den jeweiligen Formen ausgewiesen, in denen er bereitgestellt wird (kWh_{el} , kWh_{th} , etc.). Alle Angaben zur Energiebilanz erfolgen jeweils bezogen auf die Fläche (kWh/ha) und bezogen auf die bereitgestellte Energieeinheit (z. B. $\text{kWh}/\text{kWh}_{\text{th}}$).
- In der Spalte „ $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen“ sind spiegelbildlich die entsprechenden Werte für die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanz aufgeführt, wobei alle klimarelevanten Emissionen, wie in Kapitel 4.1.2.2 definiert, berücksichtigt werden.
- In beiden Spalten sind unter der Rubrik „darunter“ in der Regel nur die wesentlichen Elemente von Rohstoffproduktion und Konversion erfasst; die Summe der aufgeführten Werte entspricht daher in der Regel nicht dem Wert für die Kategorien „Input“ oder „Output“.
- Sofern eine Bioenergie-Linie mehr als einen Output generiert - sei es in Form einer zweiten Energieform (Wärme zusätzlich zu Strom) oder in Form eines Nebenprodukts (z. B. DDGS bei Ethanol) erfolgt unter der Überschrift „Output“ eine entsprechende Gutschrift. Die Gutschriften werden im Falle von Nebenprodukten nach dem Substitutionsprinzip (vgl. Kapitel 4.1.2.2) ermittelt.
- Der Energieertrag in der Rubrik „Volkswirtschaftliche Betrachtung“ ist wie folgt definiert: Der Brutto-Energieertrag entspricht der energetischen Bewertung des Outputs pro Hektar ohne Berücksichtigung von Energie, die in diesen Prozess geflossen ist. Das heißt am Beispiel der nachstehend betrachteten Hackschnitzel-Heizung: Summe der von der Anlage pro Jahr bereitgestellten Nutzwärme geteilt durch die Hektarzahl. In einem zweiten Schritt wird von der Bruttoenergie die in der gesamten Produktionskette verbrauchte Energie abgezogen, so dass sich der Netto-Energieertrag ergibt.
- Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanz weist mit der Größe „ $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen“ zunächst die Summe aller im Produktionsprozess emittierten Klimagase aus. Dem werden die Emissionen des substituierten Prozesses gegenübergestellt und der Saldo ergibt die Vermeidung. Sofern mehr als ein Output generiert wird, werden hier die Emissionen mit und ohne Berücksichtigung der Gutschrift ausgewiesen, die aus der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung des zweiten Outputs resultieren.
- Bei der Kalkulation der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten werden – in Ergänzung zu der Betrachtung in der Tabelle zur betriebswirtschaftlichen Perspektive – zunächst die Nettokosten der Bioenergieproduktion dokumentiert. Dieser Wert ergibt sich aus den zu-

vor ausgewiesenen Kosten der Bioenergieproduktion abzüglich der Erlöse aus dem Verkauf von Nebenprodukten. Dem werden die Kosten des substituierten fossilen Prozesses gegenübergestellt und es ergibt sich die Kostendifferenz.

Tabelle 4.6: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern der Hackschnitzel-Heizung (400 kW_{el})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{th}	kg CO _{2äq} /kWh _{th}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	2.312	0,059	0,025	984
Input				
darunter				
Diesel (65 l /ha)	689	0,017	0,005	186
Stickstoff (37 kg/ha)	567	0,014	0,008	303
Phosphat (29 kg/ha)	157	0,004	0,001	39
Herstellung Hacker	604	0,015	0,004	177
direkte Lachgasemissionen Feld			0,005	216
Output Holz (10 t TM/ha)	47.288	1,199		
Konversion				
Input	2.337	0,059	0,019	740
darunter				
für Elektrizität Kessel	1.782	0,045	0,012	470
für Nahwärmenetz	351	0,009	0,003	114
Output (kWh_{th})	39.434	1,000		
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag	kWh_{th}/ha			
Brutto-Energieertrag	39.434			
Netto-Energieertrag	34.785			
CO_{2äq}-Bilanz	kg CO_{2äq}/kWh_{el}			
CO _{2äq} -Emissionen	0,044			
CO _{2äq} -Emissionen Gasheizung	0,291			
CO _{2äq} -Vermeidung	0,247			
CO_{2äq}-Vermeidungskosten	€/kWh			
Wärmekosten Hackschnitzelheizung	0,082			
Wärmekosten Gasheizung	0,085			
Kostendifferenz	-0,003			
CO _{2äq} -Vermeidungskosten in €/t CO _{2äq}	-11			
Subventionen	€/kWh			
LWS Energiepflanzenprämie	0,001			
Erdgassteuer	0,006			
Summe Subventionen	0,007			

Quelle: Eigene Berechnungen.

In den Tabellen sind die Werte je kWh in gerundeter Form ausgewiesen. Infolge dessen können sich bei weiterführenden Berechnungen mit diesen Werten geringfügige Abweichungen von den ausgewiesenen Hektar- oder Jahreswerten ergeben.

Zunächst wird mit Blick auf die in Tabelle 4.6 skizzierte Hackschnitzel-Heizung deutlich, dass die Bewirtschaftung der Kurzumtriebsplantage im Vergleich zu anderen landwirtschaftlichen Kulturen mit einem relativ geringen Einsatz an Düngemitteln und Kraftstoffen erfolgt. Aus diesem Grund fallen sowohl der Input an fossiler Energie ($0,059 \text{ kWh/kWh}_{\text{th}}$) als auch die klimarelevanten Emissionen ($0,025 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$) je Einheit verkaufter Wärme relativ niedrig aus. Günstig gestaltet sich bei diesem Verfahren auch die Konversion. Der Input an fossiler Energie liegt mit $0,059 \text{ kWh/kWh}_{\text{th}}$ sehr niedrig. Auf dem Acker werden ursprünglich 51.400 kWh/ha produziert; aufgrund von Lagerverlusten (8 %) stehen für die Verheizung noch 47.288 kWh/ha zur Verfügung. Davon werden – wie Tabelle 4.5 ausgewiesen – ungefähr 83 % bei den verbrauchenden Haushalten in Form von Wärme genutzt.

In der volkswirtschaftlichen Bewertung wird das vorgestellte Nahwärmekonzept mit einer konventionellen Alternative verglichen, bei der in jedem der vier Mehrfamilienhäuser eine Erdgasheizung betrieben wird. Obwohl Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern relativ geringe $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen aufweist, erreicht die Hackschnitzel-Heizung einen erheblichen $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Einsparungseffekt von fast $0,25 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$. Sehr positiv wirkt sich außerdem aus, dass die Produktionskosten der Wärme in der hier ausgewählten Hackschnitzel-Heizung geringfügig niedriger liegen als die Bereitstellungskosten des Erdgases. Dadurch ergeben sich im Endeffekt negative $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten, d. h. es entsteht ein sog. $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungsnutzen, wodurch neben der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung gleichzeitig volkswirtschaftlich gesehen Ressourcen gespart werden. Die Ausdehnung dieser Bioenergie-Linie wäre im gewählten Beispiel somit volkswirtschaftlich sinnvoll.

Das Ergebnis fällt weniger günstig aus als hier dargestellt, wenn größere Distanzen zu den Wärmeabnehmern überbrückt werden müssen oder wenn aufgrund ungünstiger Standortbedingungen höhere Investitionen je Meter Nahwärmenetz erforderlich sind. Eine weitere mögliche Ursache dafür, dass dieses Ergebnis in der Praxis nicht realisiert werden kann ist – wie bei jedem Nahwärme-Konzept – das Vorhandensein moderner Heizungsanlagen bei den potenziellen Wärmekunden. Wenn die Kunden ihre Gasthermen erst vor kurzer Zeit installiert oder erneuert haben, wird ein Anbieter von Biomasse-Wärme nur dann zum Zuge kommen, wenn er vorübergehend günstigere Konditionen anbietet als im gewählten Beispiel angenommen.

4.2.3 Getreide-Heizung (60 kW_{th})

Bei der Getreideverbrennung zu Heizzwecken wird erfahrungsgemäß besonders schnell die Frage der ethischen Legitimation aufgeworfen. Auf diese Diskussion soll hier nicht näher eingegangen werden. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nicht nur die Getreideverbrennung zu einer Verknappung im Nahrungsmittelsektor führt, sondern dass ein vergleichbarer Effekt entsteht, wenn Getreide in einer Biogasanlage bzw. einer Alkoholanlage vergoren wird oder wenn eine Ackerfläche mit einer Kurzumtriebsplantage bepflanzt wird.

Ein zweiter Einwand gegen die Getreideverbrennung setzt an den Staubemissionen an, die sich gesundheitsschädlich auswirken können. Es ist zu erwarten, dass der Gesetzgeber hierzu demnächst nähere Regelungen erlassen wird, die sekundäre Staubminderungsmaßnahmen erforderlich machen und zu erheblichen Mehrkosten führen werden. Dieser Aspekt ist in der folgenden Beispielkalkulation noch nicht berücksichtigt.

Das ausgewählte Beispiel stellt eine Getreide-Heizung mit einer Leistung von 60 kW_{th} dar. Es wird davon ausgegangen, dass die Heizung für ein Mehrfamilienhaus betrieben und die Wärme für 0,085 €/kWh_{th} an die Mieter veräußert wird. Der Standort befindet sich unmittelbar am Haus, so dass keine Nahwärmeleitung verlegt werden muss. Der Rohstoff ist gut transport- und lagerfähig. Für die Beheizung des Mehrfamilienhauses werden jährlich 42 t Getreide benötigt, das entspricht einer Fläche von 5½ ha.

Wie die betriebswirtschaftliche Analyse in Tabelle 4.7 zeigt, kann die Anlage bei den hier unterstellten Preisrelationen (Wärmepreis 0,085 €/kWh_{th}, Weizenpreis 180 €/t) nicht wirtschaftlich betrieben werden. Ein rentabler Betrieb wäre nur bei einem Weizenpreis von deutlich unter 120 €/t möglich. Sollten als Folge der verschärften Emissionsauflagen zusätzliche Investitionsmaßnahmen erforderlich werden, wird die Aussicht auf eine rentable Gestaltung der Getreide-Heizung noch geringer.

Tabelle 4.7: Wirtschaftlichkeit der Getreide-Heizung (60 kW_{th})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>				
Wärme	Menge	140.000	kWh _{th} /a	
	Preis	0,085	€/kWh _{th}	11.900
Summe Erlöse		0,085	€/kWh _{th}	11.900
<u>Variable Kosten</u>				
Getreide	Menge	42	t	
	Preis	180	€/t	
		0,054	€/kWh _{th}	7.616
sonstige variable Kosten		0,013	€/kWh _{th}	1.869
Summe variable Kosten		0,068	€/kWh _{th}	9.485
<u>Fixkosten</u>				
Investitionsvolumen		47.036	€	
Kapitalkosten		0,035	€/kWh _{th}	4.941
sonstige Fixkosten		0,003	€/kWh _{th}	363
Summe Fixkosten		0,038	€/kWh _{th}	5.304
Summe Kosten		0,106	€/kWh _{th}	14.789
Unternehmergewinn		-0,021	€/kWh _{th}	-2.889

Quelle: Eigene Berechnungen.

Für die Frage, ob der Staat angesichts der potenziell positiven Wirkungen auf Klimabilanz und Versorgungssicherheit eine Subventionierung der Getreide-Heizung vornehmen sollte, ist die stoffliche, energetische und volkswirtschaftliche Bilanzierung in Tabelle 4.8 aufschlussreich. Vergleicht man die Werte mit dem System KUP/Hackschnitzel-Heizung, so wird deutlich, dass die Getreideproduktion mit einem wesentlich höheren Dünge- und Energieeinsatz betrieben wird. Deshalb liegen die klimarelevanten Emissionen je Hektar bei der Getreide-Heizung deutlich höher. Noch ungünstiger gestaltet sich der Vergleich der CO_{2aq}-Emissionen je kWh erzeugte Wärme. Dies liegt daran, dass beim System Getreide-Heizung die Energieerträge je Hektar geringer ausfallen als beim System Hackschnitzel-Heizung.

Tabelle 4.8: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern der Getreide-Heizung (60 kW_{th})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{th}	kg CO _{2äq} /kWh _{th}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion				
Input	3.837	0,151	0,093	2.363
darunter				
Diesel (67 l /ha)	765	0,030	0,008	206
Stickstoff (146 kg/ha)	2.060	0,081	0,043	1.100
Pflanzenschutzmittel (5 l/ha)	399	0,016	0,003	66
direkte Lachgasemissionen Feld			0,033	846
Output Weizen (7,7 t/ha)	31.123	1,222		
<u>Konversion</u>				
Input	3.014	0,118	0,039	994
darunter				
für Elektrizität	2.303	0,090	0,024	607
Transport	135	0,005	0,001	37
Output (kWh_{th})	25.478	1,000		
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag		kWh_{th}/ha		
Brutto-Energieertrag		25.478		
Netto-Energieertrag		18.626		
CO_{2äq}-Bilanz		kg CO_{2äq}/kWh_{el}		
CO _{2äq} -Emissionen		0,132		
CO _{2äq} -Emissionen Gasheizung		0,291		
CO _{2äq} -Vermeidung		0,159		
CO_{2äq}-Vermeidungskosten		€/kWh		
Wärmekosten Getreideheizung		0,106		
Wärmekosten Gasheizung		0,085		
Kostendifferenz		0,021		
CO _{2äq} -Vermeidungskosten in €/t CO _{2äq}		130		
Subventionen		€/kWh		
LWS Energiepflanzenprämie		0,002		
Erdgassteuer		0,006		
Summe Subventionen		0,007		

Quelle: Eigene Berechnungen.

Als Resümee ist festzuhalten, dass eine subventionierte Bioenergie-Linie „Getreide-Heizung“ zwar durchaus einen Beitrag zum Klimaschutz leisten würde (4 t CO_{2äq}/ha), dass diese Subventionierung aber dennoch nicht empfohlen werden kann, da die CO_{2äq}-Vermeidungskosten bei deutlich über 100 €/t CO_{2äq} liegen würden. Eine Subventionierung würde außerdem dem System KUP knappe potenzielle Anbaufläche entziehen und zur Verdrängung der nicht subventionsbedürftigen Bioenergie-Linie „Hackschnitzel-Heizung“

führen. Das wäre klimapolitisch negativ, denn im System KUP/Hackschnitzel-Heizung können mit nur marginalen Subventionen 9,7 t CO_{2äq}/ha vermieden werden, also mehr als doppelt so viel wie bei der Getreide-Heizung.

Eine deutliche Verbesserung der wirtschaftlichen Situation und damit eine Reduzierung der CO_{2äq}-Vermeidungskosten würden sich ergeben, wenn statt regulärem Getreide Ausputzgetreide oder sonstige zu verwerfende Partien genutzt würden. Allerdings erlaubt das Aufkommen derartiger Getreidepartien lediglich eine Nischenanwendung für die Getreideheizung, so dass diese Option hier nicht weiter untersucht wurde. Eine Alternative zur Getreideverbrennung wäre bei Mycotoxin-belasteten Partien die Verwertung in Biogasanlagen. Da die Mycotoxin-Belastungen von Jahr zu Jahr stark schwanken, hätte die Verwertungsoption Biogas den Vorteil, dass in Jahren mit geringem Anfall von nicht-verzehrrtauglichem Getreide flexibler auf andere Rohstoffquellen umgestellt werden könnte.

4.3 Stromproduktion (mit/ohne Wärmenutzung)

4.3.1 Einleitung

Politische Förderung

Im Jahr 2004 wurde das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) mit dem politischen Ziel novelliert, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 % und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 % zu erhöhen. Nach dem Gesetz werden Anlagenbetreibern ab der Inbetriebnahme über 20 Jahre feste Einspeisevergütungen für den aus Biomasse erzeugten Strom garantiert.

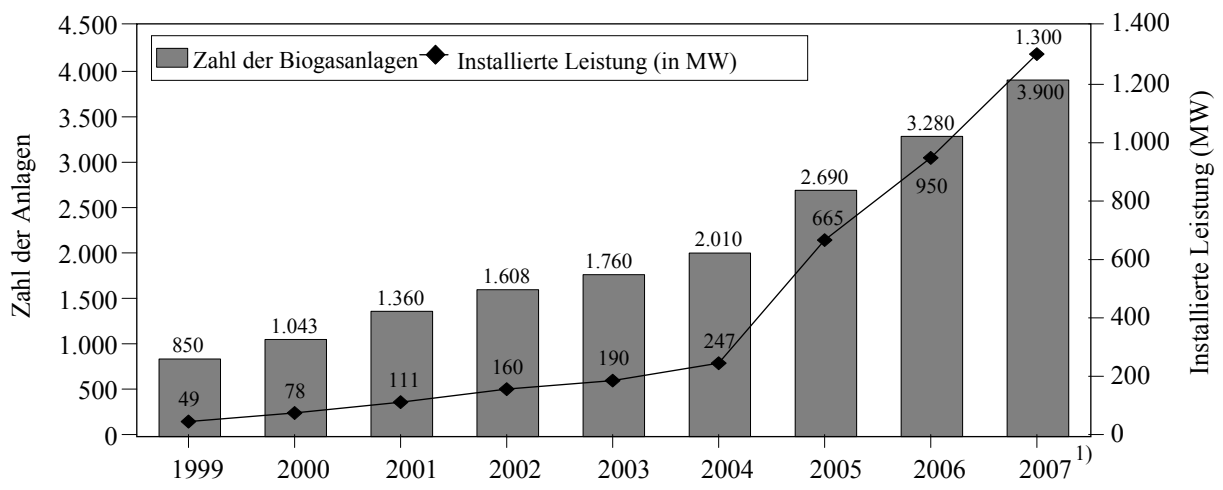
Die im EEG festgelegten Mindestvergütungen richten sich nach der Art der verwendeten Biomasse. Während für die Stromerzeugung auf der Grundlage von Altholz der Kategorien AII und AIV eine Grundvergütung von 3,9 ct/kWh gewährt wird, sieht das Gesetz für Strom aus Biogasanlagen je nach Größe der Anlage eine Grundvergütung von 8,4 bis 11,5 ct/kWh vor. Diese vermindert sich ab 2005 für neu in Betrieb genommene Anlagen um 1,5 % des jeweiligen Vorjahreswertes. Die Mindestvergütung wird um einen so genannten NaWaRo-Bonus (6 ct/kWh) erhöht, wenn ausschließlich Substrate aus landwirtschaftlicher Urproduktion oder tierische Exkremente zum Einsatz kommen. Darüber hinaus wird im Falle einer Kraft-Wärme-Kopplung für den Stromanteil, bei dem die anfallende Wärme energetisch genutzt wird, ein KWK-Bonus in Höhe von 2 ct/kWh gewährt. Allerdings ist die für den Betrieb der Anlage selbst genutzte Wärme hiervon ausgeschlossen. Kommen in Anlagen mit Kraft-Wärmekopplung auch innovative Technologien wie beispielsweise die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität oder eine Trockenfermentation zum Einsatz, kann zusätzlich ein Technologiebonus in Höhe von 2 ct/kWh bewilligt werden (BGBl, 2004: 1920 f.).

Eine eigentlich nahe liegende Option, um aus Biomasse Strom zu gewinnen, ist im EEG allerdings nicht berücksichtigt worden: Für die Mitverfeuerung von Biomasse in bereits bestehenden Kraftwerken mit einer Leistung von mehr als 20 MW sieht das Gesetz keine Anreize vor.

Verbreitung

Bereits vor der Novellierung des EEG im Jahr 2004 expandierte die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse sehr stark. Durch die EEG-Novelle wurde diese Entwicklung insbesondere bei Biogas weiter beschleunigt. Die Zahl der installierten Biogasanlagen stieg auf über 3.200 bis Mitte 2006, und die installierte elektrische Leistung stieg durch zunehmende Einzelanlagenleistungen überproportional an (vgl. Abbildung 4.3).

Abbildung 4.3: Entwicklung der Biogasanlagen in Deutschland



1) Prognose.
Quelle: BMU (2007a).

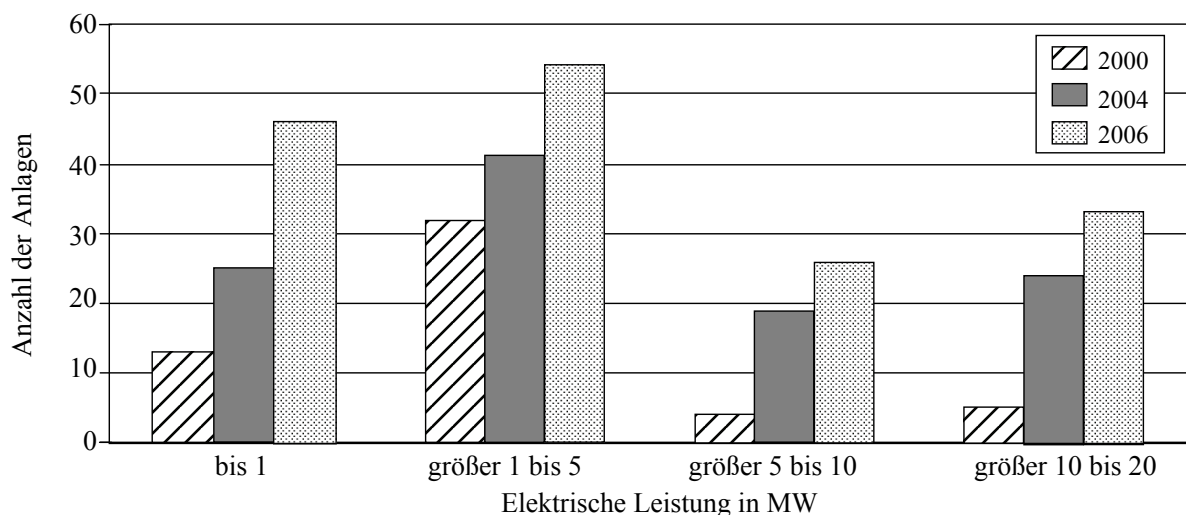
Aufgrund des NaWaRo-Bonus verschob sich auch der Substrateinsatz: Während vor der Novellierung die gemeinsame Verwertung betriebseigener Reststoffe und organischer Abfälle aus der Lebensmittelindustrie überwogen, kommen seit der Novellierung überwiegend nachwachsende Rohstoffe und Gülle zum Einsatz, wobei 90 % der NaWaRo-Anlagen Silomais einsetzen (WEILAND, 2007: 113). Gegenwärtig spielen Trockenfermentationsanlagen noch keine wesentliche Rolle. Aufgrund des Technologiebonusanreizes sowie einer geringeren Gülleverfügbarkeit in Ackerbauregionen befinden sich aber viele derartige Anlagen in der Planungs- und Bauphase (WEILAND, 2007: 118).

Die Nutzung des Biogases erfolgt derzeit vor allem in dezentralen Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, indem ein Verbrennungsmotor mit Generator betrieben und der so produzierte Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird (IE, 2006: 157). Allerdings ist bei vielen Biogasan-

lagen eine Wärmenutzung aufgrund fehlender Nachfrage am Ort der Biogasgewinnung nicht gewährleistet. Vor diesem Hintergrund rückt in letzter Zeit die Einspeisung in das Erdgasnetz mit einer anschließenden Verstromung zunehmend in das Zentrum des Interesses. Auf diese Weise ist die KWK-Anlage nicht an den Standort der Biogasanlage gebunden und kann dort errichtet werden, wo die Wärme am effektivsten zu nutzen ist (IE, 2006: 2).

Bei den Biomassekraftwerken wurde in der jüngeren Vergangenheit eine bemerkenswert große Zahl kleiner Anlagen errichtet (vgl. Abbildung 4.4). Die kleineren Anlagen eignen sich tendenziell besser für eine Kraft-Wärme-Kopplung, und über das EEG wird in dieser Hinsicht mit dem KWK-Bonus ein erheblicher wirtschaftlicher Anreiz etabliert. Bei ca. 90 % der Anlagen bis 10 MW_{el} Kapazität wird zumindest ein Teil der Wärme genutzt, bei den größeren Anlagen liegt dieser Anteil bei ca. 40 %.

Abbildung 4.4: Entwicklung und Größenverteilung von Biomasse(heiz)kraftwerken



Quelle: IE (2007).

Die kleineren Anlagen werden sowohl wärme- als auch stromgeführt betrieben, während die größeren Anlagen überwiegend stromgeführt gefahren werden (IE, 2007: 20). Allerdings ist bei der Bewertung dieser Entwicklung auch zu bedenken, dass eine positive Beziehung zwischen der Anlagengröße und den elektrischen Wirkungsgraden besteht. Während in den kleineren Anlagen durchschnittliche elektrische Brutto-Wirkungsgrade von 14 % erreicht werden, schaffen große Anlagen von mehr als 10 MW teilweise bis zu 30 % und mehr (IE, 2007: 34).

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Kapazitäten zur Erzeugung von Strom aus Biomasse in Deutschland in den vergangenen 10 Jahren nahezu verzehnfacht wurden. Das gilt sowohl für die Biogasanlagen als auch für die Biomassekraftwerke (Abbildungen 4.3 und 4.4). Im Jahr 2006 betrug die Stromerzeugung der Biomassekraftwerke ca. 7,5 Mrd. kWh_{el}, die Stromerzeugung der Biogasanlagen ca. 5 Mrd. kWh_{el} (SENDNER, 2007). Bedingt durch den schnelleren Ausbau könnte es allerdings schon im Jahr 2007 dazu kommen, dass das Biogas-Segment die gleiche Erzeugungskapazität erreicht wie die Biomassekraftwerke (OTT, 2007).

Auswahl von Anlagentypen für die vertiefte Analyse

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden zum einen verschiedene Biogasanlagen analysiert, zum anderen Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis der Biomasse-Verfeuerung. Bei den Biogasanlagen werden folgende Konstellationen näher untersucht:

- Eine kleinere Anlage (150 kW) auf Güllebasis zur Produktion von Strom und Wärme (30 %) und zur umweltverträglichen Verwendung von Gülle
- Eine mittlere Anlage (500 kW) auf Basis von Gülle und Mais (Stromproduktion mit/ohne Wärmenutzungskonzept)
- Eine größere Anlage (1.000 kW) mit Einspeisung des gereinigten Biogases ins Gasnetz und verbrauchsnahe KWK-Anlage

Aus Kapazitätsgründen müssen hier zahlreiche weitere Konstellationen, die in der Praxis ebenfalls eine gewisse Bedeutung erlangt haben, unberücksichtigt bleiben. Das betrifft z. B. Anlagen, die biogene Reststoffe wie z. B. Essens- oder Schlachtabfälle verwerten. Es ist zu erwarten, dass diese Anlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht relativ günstig abschneiden. Zum einen sind positive Effekte im Hinblick auf die CO₂_{äq}-Bilanzen zu erwarten, weil die Reststoffe ohne Biogasnutzung deponiert, verbrannt bzw. kompostiert werden und dabei unproduktiv CO₂ freisetzen. Zum anderen ist zu erwarten, dass die anderweitige Entsorgung dieser Stoffe zusätzlichen Ressourcenaufwand und somit volkswirtschaftliche Kosten verursacht, die bei der Biogas-Option vermieden werden können.

Bei der quantitativen Analyse der Verfahren, bei denen Strom durch die thermische Nutzung von Biomasse erzeugt wird, werden folgende Konstellationen näher betrachtet:

- Eine ORC-Anlage (500 kW mit KWK) auf Basis von KUP-Hackschnitzeln
- Stroh-Co-Verbrennung in einem Steinkohlekraftwerk
- Hackschnitzel-Co-Verbrennung (KUP-Basis) in einem Steinkohlekraftwerk

Auch mit Blick auf den Rohstoff Holz bleiben weitere praxisrelevante Anlagenkonstellationen aufgrund fehlender Ressourcen zur Bearbeitung unberücksichtigt. Das betrifft insbesondere Anlagen, die Industrierestholz und Abfallholz der Kategorien A I und A II energetisch verwerten. Schätzungen zur bisherigen Rohstoffversorgung der Biomasse-Kraftwerke besagen, dass die genannten Holzarten ca. 60 bis 70 % der Rohstoffversorgung ausmachen, d. h. die energetische Nachnutzung von zuvor stofflich genutztem Holz bisher den Markt der holzbasierten Strom- und KWK-Produktion deutlich dominiert (IE, 2007: 39).

Trotz der großen praktischen Bedeutung von konventionellem Holz werden die vertiefenden Analysen in dieser Studie auf Holz aus Kurzumtriebsplantagen beschränkt. Hierfür ist im Wesentlichen folgende Überlegung maßgeblich. Nach Auswertung der vorliegenden Literatur kann davon ausgegangen werden, dass die auf Basis von bereits stofflich genutztem Holz betriebenen Anlagen sowohl betriebswirtschaftlich als auch volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Diese Erkenntnis muss hier nicht abermals quantitativ untermauert werden. Inzwischen zeichnet sich aber immer deutlicher ab, dass es zunehmend schwieriger wird, die verbliebenen Wald- und Industrierestholzmengen für die energetische Nutzung zu mobilisieren. Falls also eine weitere Ausdehnung dieses Segments ohne eine Verdrängung von Holz aus der stofflichen Nutzung vorgenommen werden soll, müssen entweder große Mengen aus dem Ausland importiert werden oder es muss zusätzliches Holz auf Flächen erzeugt werden, die bisher zur Agrarproduktion dienten oder stillgelegt waren. Hier bieten sich besonders Kurzumtriebsplantagen an, die jedoch in einer Flächennutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zu anderen Bioenergie-Linien stehen. Einzelne wichtige Aspekte dieser Nutzungskonkurrenz sollen mit den hier angestellten Berechnungen vertiefend analysiert werden.

4.3.2 Biogasanlage auf Gülle-Basis (150 kW_{el})

Gülle stellt das klassische Ausgangssubstrat für Biogasanlagen dar, und nach wie vor verwenden die meisten der in Deutschland betriebenen Biogasanlagen dieses Substrat zumindest mit gewissen Anteilen. Unter dem Aspekt des Klimaschutzes ist die Erzeugung von Biogas aus Gülle besonders interessant, weil bei der Lagerung unvergorener Gülle Methan emittiert wird. Diese Emissionen können vermieden werden, wenn die Gülle in einer Biogasanlage verwertet und das dabei erzeugte Methan im BHKW verbrannt wird (RAMESOHL et al., 2006: 40). Andererseits steigt aber durch die Vergärung und den damit verbundenen Anstieg des pH-Wertes die Ammoniak-Bildung, so dass es insbesondere bei der Ausbringung der Biogas-Gülle zu steigenden Emissionen kommen kann. Auch die Emission von Lachgas steigt nach dem Gärungsprozess an. Per Saldo verbleibt allerdings ein deutlich positiver Effekt: Selbst bei einfacher, d. h. nicht-gasdichter Abdeckung ist durch die Biogasverwertung der Gülle (im Vergleich zur unbehandelten Güllelageung)

ein Rückgang der $\text{CO}_{2\text{aq}}$ -Emissionen um 20 % bei Schweinegülle und 60 % bei Rindergülle zu veranschlagen (AMON/DÖHLER, 2006: 156 f.).

Unabhängig von diesen klimapolitischen Erwägungen stellt die Gülle auch aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht einen interessanten Rohstoff für Biogasanlagen dar, weil sie in den Vieh haltenden Betrieben kostengünstig zur Verfügung steht und Energie enthält, die ohne Biogasverwertung ungenutzt bliebe. Allerdings ist die Energiedichte der Gülle im Vergleich zu anderen Substraten sehr gering, so dass die Transportkosten mit steigender Entfernung sehr schnell zunehmen. Die geringe Energiedichte von Gülle limitiert die Transportwürdigkeit auf 5 bis 10 km, weswegen jeweils nur die Gülle von lokal vorhandenen Tierbeständen genutzt werden kann (RAMESOHL et al., 2006: 16). Folglich sind die in den Kapiteln 4.3.3 und 4.3.4 analysierten Anlagen mit einer Leistung von 500 oder gar 1.000 kW aufgrund des benötigten Viehbestandes in der Regel nicht güllebasiert realisierbar. Deshalb wird für die hier zu analysierende güllebasierte Biogasanlage von einer Anlage mit einer Leistung von 150 kW ausgegangen. Eine solche Anlage kann die jährlich anfallende Güllemenge von nahezu 10.000 Mastschweineplätzen verwerten. Um eine Gülleausbringung unter Einhaltung einer Obergrenze von 170 kg N/ha zu ermöglichen, wäre für diese Anlage eine Flächenbasis von mehr als 600 ha LF erforderlich.

Da einzelne Veredlungsbetriebe zumindest in Westdeutschland diese Bestandsgrößen in der Regel nicht erreichen, wird in der folgenden Beispielkalkulation von einer Gemeinschaftsanlage ausgegangen, die von drei landwirtschaftlichen Betrieben mit jeweils 3.200 Mastschweineplätzen versorgt wird. Ferner wird unterstellt, dass die in der Biogasanlage anfallende Wärme zu 30 % an einen nahe gelegenen Industriebetrieb abgegeben werden kann. Da der Abnehmer ein Industriebetrieb ist und kein einzelner Haushalt, ist ein deutlich niedrigerer Wärmepreis anzusetzen ($0,055 \text{ €/kWh}_{\text{th}}$) als bei den Kalkulationen der Anlagen in Kapitel 4.2.

Für die betriebswirtschaftliche Kalkulation (Tabelle 4.9) wird davon ausgegangen, dass die Vieh haltenden Betriebe den Rohstoff Gülle kostenlos abgeben, da sie von einer Aufwertung der Gülle durch die Vergärung profitieren. Somit hat die Biogasanlage als Rohstoffkosten lediglich die Transportkosten der Gülle zur Anlage in Höhe von 1,50 €/t zu tragen. Ausbringungskosten des Gärrestes werden nicht veranschlagt, da diese der Tierhaltung anzurechnen sind. In Gebieten mit geringer Viehdichte können allerdings höhere Transportkosten zu veranschlagen sein als hier ausgewiesen.

Die niedrigen Rohstoffkosten tragen maßgeblich dazu bei, dass die Produktionskosten insgesamt nur bei ca. $0,10 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ liegen und somit deutlich günstiger ausfallen als bei den später kalkulierten Biogasanlagen. Das, bezogen auf die kW-Einheit, relativ geringe Investitionsvolumen im Vergleich zu den später skizzierten Biogasanlagen resultiert aus dem Umstand, dass die Kosten des Gärrestlagers von der Viehhaltung getragen werden,

dass kein Silolagererraum errichtet werden muss und dass keine Einrichtung für die Rohstoff-Erfassung und -zufuhr benötigt wird. Wie die Tabelle 4.9 ferner zeigt, ist der Wärmeerlös für die Wirtschaftlichkeit der Anlage relativ unwichtig; viel wichtiger ist es, die Transportkosten der Gülle niedrig zu halten.

Tabelle 4.9: Wirtschaftlichkeit einer güllebasierten Biogasanlage mit Wärmevermarktung (150 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			Einheit	€/a
Erlöse				
Strom	Menge	1.125.000	kWh _{el} /a	
	Preis	0,172	€/kWh _{el}	193.050
Wärme (30 %)	Menge	130.741	kWh _{el} /a	
	Preis	0,055	€/kWh _{th}	7.191
	Wärmeerlöse pro kWh _{el}	0,006	€/kWh _{el}	
	KWK-Bonus pro kWh _{el}	0,002	€/kWh _{el}	2.092
Summe Erlöse		0,180	€/kWh_{el}	202.333
Variable Kosten				
Transport Schweinegülle		1,50	€/t	31.657
sonstige variable Kosten		0,034	€/kWh _{el}	37.748
Summe variable Kosten		0,062	€/kWh_{el}	69.405
Fixkosten				
Investitionsvolumen		445.500	€	
Kapitalkosten		0,044	€/kWh _{el}	49.790
sonstige Fixkosten		0,005	€/kWh _{el}	5.501
Summe Fixkosten		0,049	€/kWh_{el}	55.291
Summe Kosten		0,111	€/kWh_{el}	124.696
Nettokosten		0,104	€/kWh_{el}	
Unternehmergewinn		0,069	€/kWh_{el}	77.637

Quelle: Eigene Berechnungen.

Aufgrund der hohen Nutzungskosten des selbst produzierten Stroms im Vergleich zu den Kosten eines Zukaufs wird in dieser wie in anderen folgenden Biogasanlagen unterstellt, dass der benötigte Strom für den Betrieb der Anlagen aus dem Stromnetz zugekauft wird. Dies ist betriebswirtschaftlich die einzig realistische Annahme, führt aber zu einer etwas schlechteren CO_{2äq}-Bilanz.

Bezüglich der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanz werden je t Gülle 36,5 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen in der Tierhaltung vermieden, was bei einem Güllebedarf von 18,76 kg/kWh_{el} zu einer Gutschrift von ca. 0,7 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh_{el} führt (vgl. Tabelle 4.10). Eine weitere Gutschrift in Höhe von 0,034 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh_{el} resultiert aus der Wärmenutzung. Diese ergibt sich aus der Multiplikation der Wärmenutzung (0,116 kWh_{th}/kWh_{el}) mit den $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen der Wärmeerzeugung auf Basis von Erdgas (0,291 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh_{th}). Somit entsteht insgesamt eine vergleichsweise sehr hohe $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung von 1,247 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh_{el}. Da außerdem die Produktionskosten für den elektrischen Strom bei diesem Verfahren relativ niedrig sind, resultieren relativ niedrige $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten in Höhe von ca. 50 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$.

Tabelle 4.10: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer güllebasierten Biogasanlage mit Wärmevermarktung (150 kW_{el})

Energie- und $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanzierung	Energiebilanz kWh/kWh _{el}	$\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen kg $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh _{el}
Output Gülle	5,984	
<u>Konversion</u>		
Input	0,197	0,109
darunter		
für Elektrizität (Fermenter)	0,195	0,051
Methanverluste Fermenter (1%)		0,049
Output (kWh_{el})		
Gutschriften		
Gutschrift Wärmenutzung	0,116	0,034
Gutschrift für Güllelagerung (18,76 kg/kWh _{el})		0,685
Volkswirtschaftliche Betrachtung		
$\text{CO}_{2\text{äq}}$-Bilanz	kg $\text{CO}_{2\text{äq}}$/kWh_{el}	
$\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen (ohne Gutschriften)	0,109	
$\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen (mit Gutschriften)	-0,610	
$\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen deutscher Strommix	0,627	
$\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung	1,237	
$\text{CO}_{2\text{äq}}$-Vermeidungskosten	€/kWh	
Nettokosten Biogasstrom	0,104	
Kosten konventioneller Strom	0,040	
Kostendifferenz	0,064	
$\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten (in €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$)	52	
Subventionen	€/kWh	
Einspeisevergütung	0,133	
Erdgassteuer	0,001	
Summe Subventionen	0,134	

Quelle: Eigene Berechnungen.

Biogasanlagen auf der Basis von Rindergülle wurden im Rahmen dieser Studie nicht eingehend analysiert. Es ist davon auszugehen, dass sie aus klimapolitischer Sicht noch günstiger zu beurteilen sind als Biogasanlagen auf der Basis von Schweinegülle, weil die unbehandelte Rindergülle mehr Methan- und Lachgasemissionen verursacht als die unbehandelte Schweinegülle. Deshalb ergäbe sich in der hier unterstellten Anlagenkonfiguration bei Verwendung von Rindergülle eine rechnerische Vermeidung von mehr als 1,1 kg CO_{2äq}/kWh_{el} (AMON/DÖHLER, 2006: 156 f.). Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten einer Biogasproduktion auf Basis von Rindergülle dürften sich einer überschlägigen Kalkulation zufolge in der Größenordnung von 40 €/t CO_{2äq} bewegen.

Als vorläufiges Fazit lässt sich festhalten, dass Biogas-Anlagen auf Güllebasis unter betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Aspekten wesentlich günstiger abschneiden als die nachfolgend untersuchten Biogasanlagen. Aus diesem Ergebnis kann allerdings nicht automatisch die Schlussfolgerung gezogen werden, dass eine Fortsetzung oder Verstärkung der Förderung von Biogasanlagen in diesem Bereich zu empfehlen ist. Wie in Kapitel 4.1 und Kapitel 4.2.2 dargestellt, liegen der Subventionsbedarf und die CO_{2äq}-Vermeidungskosten bei anderen Maßnahmen deutlich niedriger als bei der Biogaserzeugung auf Güllebasis, so dass eine Konzentration der klimapolitischen Anstrengungen auf jene Bereiche möglicherweise ein deutlich besseres Ergebnis für den Klimaschutz bringen würde.

Falls die Politik einen verstärkten Zubau von Biogasanlagen auf Güllebasis erreichen möchte, sollte sie bei der Ausgestaltung der Maßnahmen besonderes Augenmerk auf die Kontrolle der Nährstoffflüsse richten. Der Gasertrag je Kubikmeter Fermentervolumen korreliert stark mit der Energiedichte der verwendeten Substrate. Energiearme Substrate, wie beispielsweise Gülle, nutzen deshalb den Fermenter schlechter aus als Rohstoffe mit höherer Energiedichte. In Gülleanlagen besteht deshalb ein Anreiz, den Gasertrag des Fermenters durch einen zusätzlichen Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen zu steigern. Dieser Tatbestand ist für sich genommen unproblematisch. In Regionen mit hohen Viehdichten kann es jedoch durch zusätzlichen Nährstoffimport zu einer weiteren Verschärfung des ohnehin schon vorhandenen Problems der Nährstoffüberschüsse kommen.

Dadurch könnte sich in den Konzentrationsgebieten der Tierhaltung die regionale Nährstoffkonzentration weiter erhöhen mit der Folge, dass die Emission klimaschädlicher Gase (z. B. Lachgas) zunähme und der erhoffte klimapolitische Vorteil kompensiert wird.

4.3.3 Biogasanlage auf Maisbasis (500 kW_{el})

Viele der durch das EEG angeregten Biogasanlagen wurden auf eine Größe von 500 kW ausgerichtet, da bis zu dieser Größe wegen relevanter Fixkostenbestandteile bei einer

Vergrößerung der Anlagen noch deutliche Kostendegressionen erzielbar sind. Die Errichtung noch größerer Anlagen wird tendenziell durch die dann einsetzende Degression in der Einspeisevergütung behindert; gleichwohl wurden dennoch eine ganze Reihe derartiger Anlagen errichtet.

Die hier exemplarisch kalkulierte Anlage hat eine elektrische Generatorleistung von 500 kW und setzt jährlich 13.398 t FM Mais sowie 1.000 t Schweinegülle als Substrate ein. Für Ernte, Transport und Silierung der Maissilage werden 7,5 €/t unterstellt. Die anfallenden Gärreste werden vom Silomaislieferanten wieder auf die Flächen ausgebracht, wobei unterstellt wird, dass der Düngewert des Gärrests seine Transportkosten deckt. Da der Gärrest vom Anlagenbetreiber kostenlos abgegeben wird, entstehen keine Transportkosten für die Ausbringung. Bezüglich der Gülle wird unterstellt, dass sie ebenfalls vom Maislieferanten stammt und kostenfrei abgegeben wird. Somit entstehen für die Güllebeschaffung ebenfalls nur Transportkosten bis zur Anlage. Bei einem unterstellten Silomaisertrag von gut 44,5 t FM/ha ergibt sich ein Flächenbedarf von ca. 230 ha. Im gewählten Beispiel wird zunächst davon ausgegangen, dass die entstehende Wärme nicht verwertet wird, so dass kein Anspruch auf den KWK-Bonus entsteht. Weiter unten wird dann eine 500-kW-Anlage mit Wärmenutzung vorgestellt, um den Einfluss der Wärmenutzung auf das Ergebnis herauszuarbeiten.

Die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Kalkulation sind in der Tabelle 4.11 zusammengefasst. Da im zunächst gewählten Beispiel die Wärme nicht genutzt werden kann, fallen auf der Erlösseite weder Wärmeerlöse noch der KWK-Bonus an. Die Produktionskosten von 0,186 €/kWh_{el} können durch die Erlöse in Höhe von 0,161 €/kWh_{el} nicht gedeckt werden, so dass im Gegensatz zur zuvor betrachteten Gülleanlage ein jährlicher Verlust in Höhe von ca. 90.000 € (0,024 €/kWh_{el}) entsteht. Dieses betriebswirtschaftliche Ergebnis ist bemerkenswert angesichts der Tatsache, dass das Verfahren durch Stromkunden stark subventioniert wird. Die Subventionshöhe beträgt 0,124 €/kWh_{el} bzw. knapp 2.000 €/ha LF (Tabelle 4.12).

Wenn die Biogasanlage trotz der hohen Subventionen derzeit Verluste realisiert, so ist dies in erster Linie auf die stark gestiegenen Maispreise zurückzuführen. Läge der Silomais-Preis (ab Feld) auf dem früher üblichen Niveau von 18 €/t FM, so würde dies die Produktionskosten des Stroms um ca. 0,028 €/kWh_{el} reduzieren und die Anlage rentabel werden lassen.

Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht fällt die Beurteilung der Anlage ungünstig aus (Tabelle 4.12). Der Netto-Energieertrag ist mit ca. 10.500 kWh_{el}/ha relativ gering. Zwar ermöglicht der

Mais sehr hohe Energieerträge je Hektar⁶, doch wird der größere Teil dieser Energiemenge zu Wärme umgewandelt, die nutzlos entweicht. Der genutzte Anteil der Energie führt zu einer CO_{2äq}-Vermeidung von ca. 6,2 t/ha. Da die Produktionskosten des Biogasstroms aber fast fünfmal so hoch sind wie die Produktionskosten des konventionellen Strom-Mix, ergeben sich sehr hohe CO_{2äq}-Vermeidungskosten in Höhe von ca. 380 €/t CO_{2äq}.

Tabelle 4.11: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis ohne Wärmenutzung (500 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive		Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>			
Strom	Menge	3.750.000	kWh _{el} /a
	Preis	0,161	€/kWh _{el} 605.498
Summe Erlöse		0,161	€/kWh_{el} 605.498
<u>Variable Kosten</u>			
Silomais	Menge	10.398	t/a
	Preis	28	€/t 291.156
	Ernte, Transport, Silierung	7,80	€/t 81.108
	Summe	0,099	€/kWh _{el} 372.264
Schweinegülle	Menge	1.000	t/a
	Transport Schweinegülle	1,50	€/t 1.500
sonstige variable Kosten		0,037	€/kWh _{el} 139.486
Summe variable Kosten		0,137	€/kWh_{el} 513.250
<u>Fixkosten</u>			
Investitionsvolumen	1.500.000	€	
Kapitalkosten	0,045	€	167.643
sonstige Fixkosten	0,004	€	14.805
Summe Fixkosten		0,049	€/kWh_{el} 182.448
Summe Kosten		0,186	€/kWh_{el} 695.698
Unternehmergewinn		-0,024	€/kWh_{el} -90.200

Quelle: Eigene Berechnungen.

⁶ In Tabelle 4.12 wird der Maisertrag mit 44,5 t FM/ha angegeben, in der Übersichtstabelle 4.1 in Kapitel 4.1.2.1 wurde hingegen ein Ertrag von 47,3 t FM/ha unterstellt. Diese Differenz ergibt sich aus den auftretenden Silierverlusten, d. h. von den 47,3 t geernteter Ware kommen lediglich 44,5 t an der Anlage an.

Tabelle 4.12: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage auf Maisbasis ohne Wärmenutzung (500 kW_{el})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{el}	kg CO _{2äq} /kWh _{el}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	2.602	0,162	0,144	2.310
Input				
darunter				
Diesel (82 l /ha)	925	0,058	0,016	250
Stickstoff (73 kg/ha)	1.016	0,063	0,034	543
Pflanzenschutzmittel (2 l/ha)	148	0,009	0,002	24
direkte Lachgasemissionen Feld			0,080	1.287
Output Mais (44,5 t/ha)	59.333	3,697		
Konversion				
Input	2.959	0,184	0,108	1.737
darunter				
für Elektrizität	2.592	0,162	0,043	684
Bau Fermenter	192	0,012	0,007	113
Methanverluste Fermenter (1%)			0,054	862
Output (kWh_{el})	16.048	1,000		
Gutschriften				
Gutschrift für Güllelagerung (0,266 kg/ kWh _{el})			0,010	156
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag		kWh_{el}/ha		
Brutto-Energieertrag		16.048		
Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften)		10.487		
Netto-Energieertrag (incl. Gutschriften)		10.487		
CO_{2äq}-Bilanz		kg CO_{2äq}/kWh_{el}		
CO _{2äq} -Emissionen (ohne Gutschriften)		0,252		
CO _{2äq} -Emissionen (mit Gutschriften)		0,242		
CO _{2äq} -Emissionen deutscher Strommix		0,627		
CO _{2äq} -Vermeidung		0,385		
CO_{2äq}-Vermeidungskosten		€/kWh		
Nettokosten Biogasstrom		0,186		
Kosten konventioneller Strom		0,040		
Kostendifferenz		0,146		
CO _{2äq} -Vermeidungskosten (in €/t CO _{2äq})		378		
Subventionen		€/kWh		
LWS Energiepflanzenprämie		0,003		
Einspeisevergütung		0,121		
Summe Subventionen		0,124		

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die obigen Berechnungen wurden für eine Biogasanlage durchgeführt, die mit herkömmlichem Silomais versorgt wird. Die Pflanzenzüchtung ist derzeit dabei, neue Maissorten zu entwickeln, die wesentlich höhere Masseerträge je Hektar erzielen könnten (KESTEN, 2007: 53). Derzeit gibt es bezüglich dieser Sorten eine Reihe offener Fragen, die noch nicht abschließend geklärt sind (z. B. Ertragssicherheit bei wechselnder Wasserversorgung; Nährstoffbedarf und Nährstoffeffizienz; Einfluss des weiten Lignin/Stärke-Verhältnisses auf die Biogasausbeute). Dennoch kann anhand einer Überschlagsrechnung auf der Basis vereinfachender Annahmen bereits grob abgeschätzt werden, wie sich die Verwendung von diesem so genannten Energiemais auf die Ergebnisse der Anlage auswirken würde.

Wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Ertragssteigerung ohne zusätzlichen Aufwand an Mineraldünger, Pflanzenschutz etc. erzielt werden kann, so führt eine Ertragssteigerung um 30 % zu einer Reduzierung der Rohstoffkosten um 23 % auf 21,60 €/t FM frei Feld. Dadurch sinken die Produktionskosten des Stroms um knapp 10 % auf 16,7 ct/kWh_{el}. Der Verlust der Anlage reduziert sich von zunächst 90.000 € auf 20.000 €. Für das betriebswirtschaftliche Ergebnis wären die hypothetischen Ertragssteigerungen somit von erheblicher Bedeutung.

Für die Beurteilung aus volkswirtschaftlicher und klimapolitischer Sicht hat die Ertragssteigerung jedoch relativ geringe Auswirkungen. Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten reduzieren sich ebenfalls um 10 % auf ca. 330 €/t CO_{2äq}, selbst bei einer Ertragssteigerung um 60 % ergäben sich immer noch CO_{2äq}-Vermeidungskosten von gut 300 €/t CO_{2äq}. Die CO_{2äq}-Vermeidung je Hektar würde aber von ca. 6,2 auf knapp 9,9 t CO_{2äq}/ha deutlich steigen.

Im weiteren Verlauf soll nun untersucht werden, wie sich die betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Beurteilung der soeben analysierten Anlage verändert, wenn eine Möglichkeit zur Verwertung der entstehenden Wärme besteht. Hierbei werden bezüglich der Rohstoffversorgung wieder die zuvor unterstellten Annahmen getroffen.

Im nachstehend skizzierten Beispiel wird abweichend vom vorherigen Rahmen unterstellt, dass die Wärmeabgabe an Privathaushalte erfolgt und daher relativ hohe Wärmeerlöse von 0,085 €/kWh_{th} realisiert werden. Allerdings wird von einem saisonabhängigen Wärmebedarf der Abnehmer ausgegangen, weshalb nur 30 % der in der Biogasanlage erzeugten nutzbaren Wärme verwertet werden können. Die Wirtschaftlichkeit der Wärmenutzung ist maßgeblich von der Entfernung zwischen Biogasanlage und Wärmeverbraucher abhängig. Im gewählten Beispiel wird angenommen, dass die Wärme über ein 400 m langes Kunststoffmantelrohr zum Verbraucher gelangt. Dies verursacht zusätzliche Investitionen in Höhe von 166.000 €.

Wie Tabelle 4.13 zeigt, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage trotz der erhöhten Kosten, weil den Mehrkosten von 0,007 €/kWh_{el} ein Mehrerlös von 0,032 €/kWh_{el} gegenübersteht. Der größte Teil des Mehrerlöses ist auf den Wärmeverkauf zurückzuführen; demgegenüber fallen die Mehrerlöse durch den KWK-Bonus kaum ins Gewicht. Der KWK-Bonus in Höhe von 2 ct/kWh_{el} wird nur für diejenige Elektrizitätsmenge gezahlt, die erforderlich ist, um die verkaufte Wärmemenge zu produzieren. Da die Anlage einen erheblichen Eigenbedarf an Wärme für die Aufrechterhaltung des Fermentationsprozesses hat und von dem verbleibenden Rest annahmegemäß nur 30 % verkauft werden können, ergibt sich bezogen auf die gesamte produzierte Strommenge nur ein durchschnittlicher Erlös von ca. 0,5 ct/kWh_{el}.

Durch die Möglichkeit des Wärmeverkaufs kann die Anlage aus der Verlustzone geführt werden, der Gewinn liegt nun bei null. Wie wichtig die Wärmenutzung für die Rentabilität ist, wird erkennbar, wenn man die Mehrerlöse (netto) auf den eingesetzten Rohstoff Silomais bezieht: Die Mehrerlöse kompensieren einen Preisanstieg von mehr als 8 €/t Silomais.

In der volkswirtschaftlichen Beurteilung zeigt sich, dass durch die Wärmenutzung der Netto-Energieertrag um 47 % und die CO_{2äq}-Vermeidung um 23 % gesteigert werden (Tabellen 4.12 und 4.14). Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten sinken um 111 € auf 267 €/t CO_{2äq}, da erstens die Wärmeeinnahmen von den Kosten der Stromerzeugung abgezogen werden und zweitens eine CO_{2äq}-Gutschrift für die genutzte Wärme (Ersatz von Erdgasheizungen) angesetzt wird.

Da durch die Wärmenutzung auch eine höhere Stromvergütung (KWK-Bonus) ausgelöst wird, steigt der Subventionsaufwand noch einmal geringfügig an. Angesichts der Tatsache, dass die CO_{2äq}-Vermeidungskosten auch bei dieser Anlagen-Konfiguration immer noch oberhalb von 250 €/t CO_{2äq} liegen, d. h. zehnfach höher sind als bei anderen klimapolitischen Optionen (vgl. Kapitel 4.1 und 4.2.2), erscheint die Fortsetzung der Förderung aus klimapolitischer Sicht sehr problematisch.

Tabelle 4.13: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis mit Wärmenutzung (500 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive		Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>			
Strom	Menge	3.750.000	kWh _{el} /a
	Preis	0,161	€/kWh _{el} 605.498
Wärme	Menge	1.173.781	kWh _{th} /a
	Preis	0,085	€/kWh _{th}
	Erlös (pro kWh _{el})	0,027	€/kWh _{el} 99.771
	KWK-Bonus (pro kWh _{el})	0,005	€/kWh _{el} 19.824
Summe Erlöse		0,193	€/kWh_{el} 725.094
<u>Variable Kosten</u>			
Silomais	Menge	10.398	t/a
	Preis	28	€/t 291.156
	Ernte, Transport, Silierung	7,80	€/t 81.108
	Summe	0,099	€/kWh _{el} 372.264
Schweinegülle	Menge	1.000	t/a
	Transport Schweinegülle	1,50	€/t 1.500
sonstige variable Kosten		0,041	€/kWh _{el} 152.210
Summe variable Kosten		0,140	€/kWh_{el} 526.382
<u>Fixkosten</u>			
Investitionsvolumen Biogasanlage	1.500.000	€	
Investition Nahwärmenetz	165.760	€	
Kapitalkosten	0,049	€/kWh _{el}	182.837
sonstige Fixkosten	0,004	€/kWh _{el}	16.001
Summe Fixkosten		0,053	€/kWh_{el} 198.838
Summe Kosten		0,193	€/kWh_{el} 725.221
Nettokosten		0,167	€/kWh_{el}
Unternehmergewinn		0,000	€/kWh_{el} -127

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 4.14: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage auf Maisbasis mit Wärmenutzung (500 kW_{el})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{el}	kg CO _{2äq} /kWh _{el}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	2.602	0,162	0,144	2.310
Input				
darunter				
Diesel (82 l /ha)	925	0,058	0,016	250
Stickstoff (73 kg/ha)	1.016	0,063	0,034	543
Ca-Düngung (580 kg/ha)	401	0,025	0,011	178
direkte Lachgasemissionen Feld			0,080	1.287
Output Mais (44,5 t/ha)	59.333	3,697		
Konversion				
Input	3.014	0,188	0,109	1.751
darunter				
für Elektrizität	2.592	0,162	0,043	684
Bau Fermenter	192	0,012	0,007	113
Nahwärmenetz	55	0,003	0,001	14
Methanverluste Fermenter (1%)			0,054	862
Output (kWh_{el})	16.048	1,000		
Gutschriften				
Gutschriften Wärmenutzung	5.023	0,313	0,091	1.462
Gutschrift für Güllagerung (0,266 kg/ kWh _{el})			0,010	156
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag	kWh_{el}/ha			
Brutto-Energieertrag	16.048			
Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften)	10.432			
Netto-Energieertrag (incl. Gutschriften)	15.455			
CO_{2äq}-Bilanz	kg CO_{2äq}/kWh_{el}			
CO _{2äq} -Emissionen (ohne Gutschriften)	0,253			
CO _{2äq} -Emissionen (mit Gutschriften)	0,152			
CO _{2äq} -Emissionen deutscher Strommix	0,627			
CO _{2äq} -Vermeidung	0,475			
CO_{2äq}-Vermeidungskosten	€/kWh			
Nettokosten Biogasstrom	0,167			
Kosten konventioneller Strom	0,040			
Kostendifferenz	0,127			
CO _{2äq} -Vermeidungskosten (in €/t CO _{2äq})	267			
Subventionen	€/kWh			
LWS Energiepflanzenprämie	0,003			
Einspeisevergütung	0,127			
Erdgassteuer	0,002			
Summe Subventionen	0,131			

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.3.4 Biogasanlage auf Maisbasis mit Gas-Einspeisung und verbrauchsnahe KWK-Anlage (1.000 kW_{el})

Da der Anwendungsbereich des EEG auch für Biogas gilt, das an einem Ort erzeugt und nach der Einspeisung in ein Gasnetz an einem anderen Ort verstromt wird, ist es möglich, die KWK-Anlage dort aufzustellen, wo die Wärme am effektivsten genutzt werden kann (FNR, 2006a: 138).

Allerdings kann diese Option nur genutzt werden, wenn vor der Einspeisung in das Gasnetz eine dem Erdgas identische Gasqualität erzeugt wird. Das erfordert insbesondere eine Abtrennung des Kohlendioxids, um den Methangehalt auf über 90 % zu erhöhen (FNR, 2006b: 25). Aus technischer Sicht ist dies grundsätzlich möglich, und es wird auch bereits vereinzelt praktiziert. Als gängigste Verfahren sind dabei das PSA-Verfahren (Druckwechselabsorption) sowie die Druckwasserwäsche zu nennen. Für die hier gewählte Beispielskalkulation wird eine PSA-Anlage zugrunde gelegt, wie sie in letzter Zeit von namhaften Anlagenbauern eingesetzt wurde (EMANUEL, 2007: 13).

Eine besondere Herausforderung bei der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan besteht darin, den so genannten Methanschlupf gering zu halten. Als Methanschlupf wird die Methanmenge bezeichnet, die im Verlauf der Aufbereitung die Anlage verlässt. Für die bisher verfügbare Technologie wird in der Literatur ein Methanschlupf von 2 bis zu 6 % ausgewiesen (RAMESOHL et al., 2006). Allerdings laufen derzeit zahlreiche Projekte, in denen an einer Verringerung des Methanschlupfs gearbeitet wird. Einem Bericht zufolge soll eine der namhaften Firmen bereits über eine Technologie verfügen, die den Schlupf weitgehend auffängt und einer energetischen Verwertung zuführt (OLZEM, 2007). Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Studie zunächst mit einem Methanschlupf von 2,2 % kalkuliert (Basislauf), und anschließend werden Variationsrechnungen angestellt.

Darüber hinaus setzt die Einspeisung weitere technische Einrichtungen und Maßnahmen voraus: Zunächst muss das Gas mit Hilfe von Verdichtern und Druckregelanlagen verdichtet werden, um zu gewährleisten, dass es mit einem höheren als dem Leitungsdruck an der Einspeisestelle vorliegt. Eine besondere Bedeutung kommt der Qualitäts- und Mengemessung zu, sowohl für die Abrechnung der eingespeisten Energiemenge als auch für die Einhaltung der vorgegebenen Gasqualität. Hierfür sind Gasmess- und Regelanlagen notwendig. Weiterhin ist je nach Einspeisestelle eine technische Einrichtung zur Odorierung erforderlich (FNR, 2006b: 16). Schließlich bestehen besondere Anforderungen an den Standort, da eine Gasabnahme nur bei ausreichendem Mengenstrom im Gasnetz gewährleistet ist. Hier kann es bei geringen Transportvolumina im Sommer und hier insbesondere in Sommernächten zu Problemen kommen (FNR, 2006b).

Die Technologien zur Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung machen hohe zusätzliche Investitionen erforderlich, die weitgehend größenunabhängig sind. Daher wird eine Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen erst bei relativ großen Anlagen erreicht. Aus diesem Grunde wird für die vorliegende Studie exemplarisch eine Anlage mit 1.000 kW elektrischer Leistung ausgewählt.

Es wird davon ausgegangen, dass das Biogas aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist wird, um es dann in der unmittelbaren Nähe eines Industriebetriebes mit hohem Wärmebedarf zum Betreiben einer KWK-Anlage zu entnehmen. Folglich fallen keine Investitionen für ein Nahwärmenetz an. Allerdings liegen die Wärmebereitstellungskosten des Industriebetriebes deutlich unter denen privater Haushalte, weshalb der Anlagenbetreiber im gewählten Beispiel nur einen Wärmepreis von 0,055 €/kWh_{th} realisieren kann.

Bevor auf die Ergebnisse der betriebs- und volkswirtschaftlichen Analyse eingegangen wird, sei noch einmal betont, dass die Kalkulationen zur Biogaseinspeisung aufgrund der geringen Erfahrung noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind und deshalb die vorgestellten Zahlen mit entsprechender Vorsicht zu interpretieren sind.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die Anlage ähnlich zu beurteilen wie die zuvor analysierte 500-kW-Anlage mit 30 %iger Wärmenutzung (Tabellen 4.15 und 4.13). Einerseits verursachen die hohen Investitionen für Aufbereitung und Einspeisung einen weiteren Anstieg der Kosten, andererseits steigen aber auch die Erlöse im Wärmebereich stark an. Beide Effekte neutralisieren sich weitgehend, so dass sich auch bei dieser Anlage ein Gewinn nahe Null einstellt.

Da infolge der Verlagerung des BHKW keine Wärme mehr für die Heizung des Fermenters zur Verfügung steht, wird dieser annahmegemäß durch eine Erdgasheizung erwärmt. Die Alternative zu diesem hier gewählten Szenario besteht darin, dass die Anlage mit zwei BHKWs gefahren wird, einem kleinen bei der Biogasanlage und dem eigentlichen verbrauchsnahe installierten. Die Folge wäre, dass die Erlöse zurückgehen, weil weniger Wärme verkauft und weniger KWK- und Technologie-Bonus erzielt werden. Zwar entfallen dafür die Kosten für die Wärmebereitstellung an der Anlage, aber per Saldo hat die Modifikation nur einen zu vernachlässigenden Einfluss auf die Energie- und CO_{2äq}-Bilanz.⁷

⁷ Eine überschlägige Kalkulation ohne Berücksichtigung der Mehrkosten durch die Investition in zwei BHKWs kommt zu dem Ergebnis, dass die CO_{2äw}-Vermeidungskosten um 8 €/t CO_{2äq} zurückgehen und der Netto-Energieertrag um gut 800 kWh_{el}/ha ansteigt.

Tabelle 4.15: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis zur Gaseinspeisung und verbrauchsnahe KWK-Anlage (1.000 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive		Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>			
Strom			
Menge	7.500.000	kWh _{el} /a	
Preis	0,166	€/kWh _{el}	1.246.660
Wärme (70 % der verf. Menge)			
Menge	5.965.313	kWh _{th} /a	
Preis	0,055	€/kWh _{th}	
Erlös (pro kWh _{el})	0,044	€/kWh _{el}	328.092
KWK-Bonus (pro kWh _{el})	0,014	€/kWh _{el}	105.000
Summe Erlöse	0,224	€/kWh_{el}	1.679.752
<u>Variable Kosten</u>			
Silomais			
Menge	20.192	t/a	
Preis	28	€/t	565.387
Ernte, Transport, Silierung	7,80	€/t	157.501
Summe Kosten Silomais frei Anlage	0,10	€/kWh _{el}	722.888
Schweinegülle			
Menge	2.000	t/a	
Transport Schweinegülle	1,50	€/t	3.000
sonstige variable Kosten	0,068	€/kWh _{el}	511.665
Summe variable Kosten	0,165	€/kWh_{el}	1.237.553
<u>Fixkosten</u>			
Investitionsvolumen Biogasanlage	2.800.000	€	
Investitionsvolumen PSA-Verfahren	961.182	€	
Investitionsvolumen Einspeisung	333.084	€	
Kapitalkosten	0,058	€/kWh _{el}	431.574
sonstige Fixkosten	0,004	€/kWh _{el}	33.298
Summe Fixkosten	0,062	€/kWh_{el}	464.872
Summe Kosten	0,227	€/kWh_{el}	1.702.424
Nettokosten	0,183	€/kWh_{el}	
Unternehmergewinn	-0,003	€/kWh_{el}	-22.672

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 4.16: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage mit Gaseinspeisung und verbrauchsnahe KWK-Anlage (1.000 kW_{el})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{el}	kg CO _{2äq} /kWh _{el}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	2.602	0,157	0,140	2.310
Input				
darunter				
Diesel (82 l /ha)	925	0,056	0,015	250
Stickstoff (73 kg/ha)	1.016	0,061	0,033	543
Ca-Düngung (580 kg/ha)	401	0,024	0,011	178
direkte Lachgasemissionen Feld			0,078	1.284
Output Mais (44,5 t/ha)	59.333	3,590		
Konversion				
Input	8.527	0,516	0,276	4.557
darunter				
für Elektrizität (Fermenter)	2.122	0,128	0,034	560
für Prozesswärme (Fermenter)	3.176	0,192	0,040	667
Elektrizität (Aufbereitung)	3.113	0,188	0,050	821
Methanverluste			0,139	2.295
Output (kWh_{el})	16.529	1,000		
Gutschriften				
Gutschriften Wärmenutzung	13.146	0,795	0,231	3.826
Gutschrift für Güllelagerung (0,266 kg/ kWh _{el})			0,010	161
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag	kWh_{el}/ha			
Brutto-Energieertrag	16.529			
Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften)	5.399			
Netto-Energieertrag (incl. Gutschriften)	18.546			
CO_{2äq}-Bilanz	kg CO_{2äq}/kWh_{el}			
CO _{2äq} -Emissionen (ohne Gutschriften)	0,415			
CO _{2äq} -Emissionen (mit Gutschriften)	0,174			
CO _{2äq} -Emissionen deutscher Strommix	0,627			
CO _{2äq} -Vermeidung	0,453			
CO_{2äq}-Vermeidungskosten	€/kWh			
Nettokosten Biogasstrom	0,183			
Kosten konventioneller Strom	0,040			
Kostendifferenz	0,143			
CO _{2äq} -Vermeidungskosten (in €/t CO _{2äq})	316			
Subventionen	€/kWh			
LWS Energiepflanzenprämie	0,003			
Einspeisevergütung	0,140			
Erdgassteuer	0,004			
Summe Subventionen	0,147			

Quelle: Eigene Berechnungen.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht schneidet die Anlage im Basislauf ebenfalls nicht besser ab als die 500-kW-Anlage mit 30 %iger Wärmenutzung (Tabellen 4.16 und 4.14). Das liegt daran, dass sich die Vorteile der deutlich erhöhten Wärmenutzung (Gutschrift) und die Nachteile des zusätzlichen Methanschlupfes sowie des deutlich erhöhten Energieaufwands für die Einspeisung ungefähr ausgleichen.

Aus Tabelle 4.16 wird jedoch deutlich, dass die volkswirtschaftliche Beurteilung erheblich von den Annahmen zum Methanschlupf abhängt, der im Basislauf mit 2,2 % angesetzt wird. Eine Modifikation dieser Annahme liefert folgende Ergebnisse:

- Liegt der Methanschlupf, wie dies in den bisher installierten Anlagen oft der Fall ist, doppelt so hoch (4,4 %), so sinkt die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung von 0,453 auf 0,314 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$, was zu einem Anstieg der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten von 316 auf 455 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ führt.
- Sollte es aber gelingen, den Methanschlupf vollständig zu vermeiden, so steigt die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung von 0,453 auf 0,592 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Das entspricht immerhin einer $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung von ca. 9,8 t/ha. Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten sinken allerdings nur von 316 auf 242 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ und liegen somit immer noch auf einem relativ hohen Niveau, weil die Produktions-, Aufbereitungs- und Einspeisekosten hoch sind.

Solange hier keine gravierenden Kostensenkungen in Sicht sind und das Problem des Methanschlupfs nicht abschließend geklärt ist, erscheint eine politische Förderung der Direkteinspeisung aus klimapolitischer Sicht fragwürdig.

4.3.5 Hackschnitzel-HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW_{el})

Das gestiegene Preisniveau für Wald- und Waldrestholz, welches sich seit 2005 eingestellt hat, begünstigt bei den Biomasse-(Heiz-)Kraftwerken jene Konzepte, die eine möglichst hohe Gesamtausnutzung der Brennstoffe ermöglichen. Die Stromerzeugung mit Holzbrennstoffen lässt sich unter diesen Marktbedingungen am erfolgversprechendsten mit wärmegeführten Anlagen umsetzen. Schlüsseltechnologie für diese Konzepte sind ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle) mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad, welche in große Nah- und Fernwärmenetze oder Standorte mit Bedarf an Prozesswärme eingebunden sind.

Die ORC-Anlage ist eine Kraftwärmanlage, welche mit einem Thermoölkessel unter Verwendung von synthetischem Öl (häufig Silikonöl) betrieben wird. Das Angebot an ORC-Anlagen erstreckt sich über einen Leistungsbereich von ca. 500 kW bis 5 MW elektrisch. Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage liegt bei über 85 %, wobei die elektrischen Wirkungsgrade zwischen 12 und 18 % liegen. In der Vergangenheit wurden häufig Wasserdampfturbinen verwendet. Diese zeichnen sich zwar durch höhere elektrische Wir-

kungsgrade aus (22 bis 30 %), es werden jedoch deutlich geringere Gesamtwirkungsgrade erreicht.

Für die Modellrechnung zur ORC-Technologie wird eine Anlage gewählt, die eine gewerbliche Einrichtung mit Prozesswärme versorgt. Die Anlage wird am Standort des Gewerbebetriebes installiert. Daher ist kein Nahwärmenetz erforderlich, allerdings kann beim Verkauf der Prozesswärme auch nur ein relativ niedriger Verkaufspreis von 0,055 €/kWh_{th} erzielt werden. Die Voraussetzungen für eine derartig verbrauchsnahe Installation sind sicher nicht überall gegeben, jedoch werden derartige Anlagen in der Praxis - anders als bei Biogasanlagen - aufgrund ihres geringen elektrischen Wirkungsgrades ausschließlich an Standorten mit einem hohen Wärmebedarf errichtet (Tabelle 4.17).

Aus den in Kapitel 4.3.1 dargelegten Gründen wird in dieser Beispielskalkulation davon ausgegangen, dass die ORC-Anlage mit Hackschnitzeln betrieben wird, welche in einer Kurzumtriebsplantage (KUP) erzeugt werden. Für diese KUP werden die gleichen Parameter angesetzt wie bei der KUP, die für die Versorgung der Hackschnitzel-Heizung zugrunde gelegt wurde (vgl. Kapitel 4.2.2). Bei einem rechnerischen Ertrag von 10 t TM/ha pro Jahr ist für die Rohstoffversorgung der hier beschriebenen ORC-Anlage eine Ackerfläche von ca. 440 ha erforderlich.

Die betriebswirtschaftliche Kalkulation zeigt, dass die Anlage hoch rentabel ist (Tabelle 4.17). Der Gewinn beträgt fast 0,11 €/kWh_{el}, wobei allerdings auf die sehr hohe Einspeisevergütung von gut 0,20 €/kWh_{el} hinzuweisen ist. Hintergrund dafür sind folgende Umstände: Die Anlage erhält die erhöhte Grundvergütung von gut 11 ct/kWh_{el} sowie je 2 ct/kWh_{el} für den Technologie-Bonus sowie den anteiligen KWK-Bonus (vgl. Erläuterung in Kapitel 4.3.1) und 6 ct/kWh_{el} NaWaRo-Bonus, weil die Rohstoffe wie oben erwähnt in einer KUP gewonnen werden. Da die gesamte anfallende Wärme tatsächlich verkauft wird, wird der KWK-Bonus von 2 ct/kWh_{el} für die gesamte Stromproduktion gewährt. Die Anlage könnte betriebswirtschaftlich einen erheblichen Preisanstieg für die Hackschnitzel verkraften; erst oberhalb eines Preises von 190 €/t würde sie in die Verlustzone geraten. Die günstige Gewinnsituation entsteht durch die gute Gesamtausnutzung der erzeugten Energie. Die verkaufte Wärmemenge (in kWh) übersteigt die verkaufte Strommenge (in kWh) um mehr als das Vierfache, die Wärmeerlöse (in €) übersteigen die Stromerlöse jedoch nur geringfügig.

Die Bewertung der Anlage unter Energie- und Emissionsaspekten als auch die volkswirtschaftliche Gesamtbewertung führen ebenfalls zu einem relativ günstigen Ergebnis (Tabelle 4.18). Das Konzept ermöglicht es, mit relativ niedrigem Energieeinsatz und relativ niedrigen CO_{2äq}-Emissionen je Hektar sehr hohe Energieerträge je Hektar zu erzielen. Diese Eigenschaften führen zusammengenommen dazu, dass die CO_{2äq}-Vermeidung bei 13,1 t/ha liegt. Dieser Wert liegt ungefähr um den Faktor 2 höher als die Werte, die sich

für die Biogasanlagen errechnen lassen. Verglichen mit den anderen Bioenergie-Linien sowie gegenüber nicht biogenen Optionen liegen die CO_{2äq}-Vermeidungskosten mit ca. 30 €/t CO_{2äq} in einer sehr konkurrenzfähigen Größenordnung.

Vor dem Hintergrund der sehr attraktiven betriebswirtschaftlichen Situation von Anlagen des hier vorgestellten Typs ist auf die sehr günstige Konstellation hinsichtlich der Wärmenutzung zu verweisen. Gleichwohl stellt sich die Frage, ob das bisherige Subventionsniveau für diese Anlagentypen aufrechterhalten werden muss.

Tabelle 4.17: Wirtschaftlichkeit einer HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>				
Strom	Menge	3.092.784	kWh _{el} /a	
	Preis	0,181	€/kWh _{el}	558.866
Wärme (100 % der verf. Menge)				
	Menge	15.000.000	kWh _{th} /a	
	Preis	0,055	€/kWh _{th}	
	Erlös (pro kWh _{el})	0,267	€/kWh _{el}	825.000
	KWK-Bonus (pro kWh _{el})	0,020	€/kWh _{el}	61.856
Summe Erlöse		0,467	kWh_{el}	1.445.722
<u>Variable Kosten</u>				
Hackschnitzel				
	Menge	30.310	m ³ /a	
		4.370	t TM	
	Preis	115	€/t TM	
		0,162	€/kWh _{el}	502.510
	Transportkosten	0,018	€/kWh _{el}	56.377
	Summe Kosten frei Anlage	0,181	€/kWh _{el}	558.887
	sonstige variable Kosten	0,071	€/kWh _{el}	220.168
Summe variable Kosten		0,252	kWh_{el}	779.055
<u>Fixkosten</u>				
	Investitionsvolumen	3.636.640	€	
	Kapitalkosten	0,087	€/kWh _{el}	268.230
	sonstige Fixkosten	0,022	€/kWh _{el}	68.183
Summe Fixkosten		0,109	€/kWh_{el}	336.413
Summe Kosten		0,361	€/kWh_{el}	1.115.468
Nettokosten		0,094	€/kWh_{el}	290.468
Unternehmergewinn		0,107	€/kWh_{el}	330.253

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 4.18: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW_{el})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{el}	kg CO _{2äq} /kWh _{el}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	2.312	0,327	0,139	984
Input				
darunter				
Diesel (65 l /ha)	676	0,096	0,026	183
Stickstoff (37 kg/ha)	525	0,074	0,040	280
Phosphat (29 kg/ha)	145	0,020	0,005	35
Herstellung Hacker	555	0,078	0,023	163
direkte Lachgasemissionen Feld			0,031	216
Output Holz (10 t TM/ha)	47.288	6,681		
Konversion				
Input	928	0,131	0,042	297
darunter				
Rauchgasreinigung	659	0,093	0,021	146
Anlagenbau	115	0,016	0,009	67
Transporte	119	0,017	0,005	33
Output (kWh_{el})	7.078	1,000		
Gutschrift				
Gutschrift Wärmenutzung	34.328	4,850	1,411	9.989
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag	kWh_{el}/ha			
Brutto-Energieertrag	7.078			
Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften)	3.837			
Netto-Energieertrag (incl. Gutschriften)	38.165			
CO_{2äq}-Bilanz	kg CO_{2äq}/kWh_{el}			
CO _{2äq} -Emissionen (ohne Gutschriften)	0,181			
CO _{2äq} -Emissionen (mit Gutschriften)	-1,230			
CO _{2äq} -Emissionen deutscher Strommix	0,627			
CO _{2äq} -Vermeidung	1,857			
CO_{2äq}-Vermeidungskosten	€/kWh			
Nettokosten ORC Strom	0,094			
Kosten konventioneller Strom	0,040			
Kostendifferenz	0,054			
CO _{2äq} -Vermeidungskosten in €/t CO _{2äq}	29			
Subventionen	€/kWh			
LWS Energiepflanzenprämie	0,006			
Einspeisevergütung	0,141			
Erdgassteuer	0,027			
Summe Subventionen	0,174			

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.3.6 Co-Verbrennung von Stroh oder Hackschnitzeln im Steinkohlekraftwerk (50 MW_{el})

Im Unterschied zu den bisher analysierten Konzepten der Stromerzeugung aus Biomasse, bei denen jeweils ein Neubau kleinerer Biomasse- oder Biogasanlagen erforderlich wird, zielt das Konzept der Co-Verbrennung darauf ab, die konventionellen Steinkohlekraftwerke der Energieversorgungsunternehmen so auszugestalten, dass eine Zufuierung von Stroh oder Hackschnitzeln möglich wird. Diese biogenen Rohstoffe können dann partiell die Steinkohle ersetzen.

Diese Option wird gegenwärtig nicht durch das EEG gefördert, hätte aber aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht eine Reihe von Vorteilen (LEIBLE, 2007: 97):

- Der substituierte Energieträger weist sehr hohe CO₂-Emissionen aus, d. h., die CO₂_{äq}-Vermeidung ist hoch.
- Die Anlagen laufen überwiegend unter Volllast, was im Fall der Strohverbrennung für die Einhaltung von Abgasvorschriften besonders günstig ist.
- Die zusätzlichen spezifischen Investitionen je MW Leistung sind im konventionellen Kraftwerk relativ gering, verglichen mit der Errichtung neuer dezentraler Anlagen.

Angesichts dieser Vorteile ist zu erwarten, dass die Co-Verbrennung von Biomasse in Großkraftwerken effizienter ist als die Neuerrichtung dezentraler Anlagen, wenn diese ebenfalls nur Strom (ohne KWK) produzieren. Wie die Co-Verbrennung im Vergleich zu dezentralen Anlagen mit KWK zu beurteilen ist, bedarf der näheren Prüfung. Der potenzielle Vorteil solcher dezentralen (Heiz-)Kraftwerke besteht darin, dass sie tendenziell günstigere Voraussetzungen zur Verwertung der Wärme bieten, ihr Nachteil besteht darin, dass kleinere Anlagen tendenziell höhere Investitionsvolumina je Einheit installierter elektrischer Leistung und schlechtere Wirkungsgrade aufweisen als zentrale Großanlagen.

Um die betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Wirkungen der Co-Verbrennung exemplarisch zu veranschaulichen, wird von einer größeren Investition ausgegangen (ca. 20 Mio. €), durch die es ermöglicht wird, eine jährliche Strommenge von ca. 250 GWh aus Biomasse zu erzeugen (Tabellen 4.19 bis 4.22). Das große Investitionsvolumen wird erforderlich, um bei einem konventionellen Steinkohlekraftwerk Lagerraum für das Stroh zu errichten und die Annahme, Auflösung, Zerkleinerung und Einspeisung des Strohs in die laufende Kohleverfeuerung anlagentechnisch und baulich realisieren zu können. Das spezifische Investitionsvolumen pro Einheit elektrischer Leistung ist trotz dieses erheblichen Aufwands gering: Während beispielsweise in Biogasanlagen pro KW_{el} installierter Leistung ein Investitionsvolumen zwischen 2.500 bis 3.500 € anzusetzen ist, betragen die für die Co-Verbrennung von Stroh zu tätigen Investitionen lediglich gut 400 € pro KW_{el}. Neben den aus diesen Zusatzinvestitionen resultierenden Kosten werden

in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation die sonstigen anteiligen fixen und variablen Kosten der Stromproduktion in einem Steinkohlekraftwerk berücksichtigt. Als Erlöse werden die eingesparten Kosten für die Beschaffung von Steinkohle berechnet.

Die benötigten Mengen an Biomasse zur Versorgung der Anlagen sind beträchtlich:

- Falls die Co-Verbrennung von Stroh mit einem Anteil von 10 % in einem Kohlekraftwerk von 500 MW angestrebt wird, ist eine Strohfläche von knapp 30.000 ha erforderlich. Da das Stroh aus Gründen des Humuserhalts dauerhaft und ohne kosten-trächtige Ausgleichsmaßnahmen maximal von einem Drittel der jährlich verfügbaren Getreidefläche abgefahren werden kann, ist eine Getreidefläche von ca. 80.000 ha zu veranschlagen. Folglich wird in Tabelle 4.20 auch nur von einem Strohertrag von 1,8 t/ha ausgegangen (30 %).
- Falls die Co-Verbrennung auf der Grundlage von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen erfolgen soll (vgl. Kapitel 4.2.2), ist eine Umwidmung von ca. 12.500 ha Ackerfläche erforderlich.

Diese Option dürfte sich somit primär für Kraftwerke anbieten, die günstig zu einer benachbarten Ackerbauregion gelegen sind oder zu Regionen mit einem hohen Anfall an Waldrestholz.

Die Tabellen 4.19 und 4.21 zeigen, dass die Co-Verbrennung von Stroh oder Hackschnitzeln derzeit betriebswirtschaftlich nicht rentabel ist. Die Produktionskosten des Biomasse-Stroms leiten sich aus den ausgewiesenen negativen Unternehmerngewinnen ab. Sie weisen aus, um welchen Betrag die zusätzlichen Kosten der Biomassezufuhr die vermiedenen Kosten für den Brennstoff Kohle übersteigen. Sie liegen bei 0,096 €/kWh_{el}, wenn Stroh verwendet wird und bei 0,114 €/kWh_{el}, wenn Hackschnitzel zum Einsatz kommen. Die Stroh-Option ist günstiger, weil dieses Substrat kostengünstig als Kuppelprodukt anfällt. Allerdings wäre bei einer stark steigenden Nachfrage nach Stroh mit einer Preissteigerung zu rechnen (vgl. Kapitel 4.1), so dass sich die Kostenunterschiede zwischen den Optionen annähern würden.

Die mangelnde Rentabilität ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Co-Verbrennung von Stroh oder Hackschnitzeln (im Unterschied zu den bisher analysierten Verfahren) nicht durch das EEG gefördert wird und deshalb gegenüber der preisgünstigen Ressource Steinkohle nicht konkurrenzfähig ist. Die Rohstoffkosten der Steinkohle betragen lediglich 0,02 €/kWh_{el}. Um die Co-Verbrennung rentabel zu gestalten, müsste – ohne Berücksichtigung des Wertes des damit möglicherweise verbundenen Erwerbs von CO₂-Zertifikaten – bei der Reform des EEG ein Subventionsbetrag von mindestens 0,096 €/kWh_{el} (Stroh) bzw. 0,104 €/kWh_{el} (Hackschnitzel) vorgesehen werden.

Tabelle 4.19: Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive		Einheit	€/a
Erlöse			
Vermiedene Kosten Steinkohle	0,020	€/kWh _{el}	5.001.360
Summe Erlöse	0,020	€/kWh_{el}	5.001.360
Variable Kosten			
Stroh (Quaderballen, 86 % TS)			
Menge	147.742	t FM	
Preis (frei Anlage)	91	€/t FM	13.389.542
	0,054	€/kWh _{el}	
sonstige variable Kosten	0,002	€/kWh _{el}	404.739
Summe variable Kosten	0,055	€/kWh_{el}	
Fixkosten			
Investitionsvolumen	20.900.000	€	
Kapitalkosten	0,007	€/kWh _{el}	1.665.167
sonstige Fixkosten	0,003	€/kWh _{el}	640.000
Summe Fixkosten	0,009	€/kWh_{el}	2.305.167
Summe Zusatzkosten Stroh Co-Verbrennung	0,064	€/kWh _{el}	16.099.448
Kosten konv. Stromproduktion (Steinkohle)	0,052	€/kWh _{el}	13.000.000
Summe Kosten Stroh Co-Verbrennung	0,116	€/kWh_{el}	29.099.448
Unternehmergewinn	-0,096	€/kWh_{el}	-24.098.088

Quelle: Eigene Berechnungen.

Aus klimapolitischer Sicht wäre diese Option einer Stromerzeugung aus Biomasse wesentlich effizienter als die zuvor analysierten Biogas-Optionen (Tabellen 4.20 und 4.22). Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten betragen in den hier untersuchten Konstellationen 45 €/t CO_{2äq} (Stroh) und 68 €/t CO_{2äq} (Hackschnitzel). Auch wenn man die teilweise umfangreichen Transporte vom Feld zum Kraftwerk berücksichtigt (Annahmen: mittlere Entfernung von 30 km bei Stroh und 100 km bei Hackschnitzeln⁸), errechnet sich für Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen eine CO_{2äq}-Vermeidung in Höhe 18,2 t CO_{2äq}/ha.

⁸

Der vergleichsweise große Radius bei der Hackschnitzel-Variante resultiert aus dem Umstand, dass es - insbesondere in der aktuellen agrarwirtschaftlichen Situation - sehr schwierig sein dürfte, Landwirte für die Anlage von Kurzumtriebsplantagen zu gewinnen. Umgekehrt ist bei ausreichenden Preissignalen durchaus plausibel davon auszugehen, dass ein erheblicher Teil der Landwirte zumindest einen Teil des anfallenden Strohs veräußern würde.

Dieser Wert ist ungefähr dreifach so hoch wie jene Werte, die für die Biogas-Optionen mit Wärmenutzung ermittelt wurden.

Tabelle 4.20: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW_{el})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{el}	kg CO _{2äq} /kWh _d	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	128	0,041	0,011	35
Input				
darunter				
Diesel (11 l /ha)	128	0,041	0,011	35
Output Stroh (1,8 t/ha)	7.086	0,686		
Konversion				
Input	92	0,030	0,015	46
darunter				
Rauchgasminderung	37	0,012	0,003	9
Transporte	21	0,007	0,002	6
Baustoffe	23	0,007	0,004	13
Lachgasemissionen bei Verbrennung			0,005	14
Output (kWh_{el})	3.097	0,300		
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag		kWh_{el}/ha		
Brutto-Energieertrag		3.097		
Netto-Energieertrag		2.877		
CO_{2äq}-Bilanz		kg CO_{2äq}/kWh_{el}		
CO _{2äq} -Emissionen		0,026		
CO _{2äq} -Emissionen Kohlekraftwerk		0,990		
CO _{2äq} -Vermeidung		0,963		
CO_{2äq}-Vermeidungskosten		€/kWh		
Netto-Kosten Strom (Stroh Co-Verbrennung)		0,096		
Konventionelle Stromproduktion (Steinkohle)		0,052		
Kostendifferenz		0,044		
CO _{2äq} -Vermeidungskosten in €/t CO _{2äq}		45		
Subventionen		€/kWh		
Summe Subventionen		0,000		

Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei Strohnutzung liegt der Wert mit ca. 3 t CO_{2äq}/ha niedriger, wobei jedoch zu berücksichtigen ist, dass dieser Beitrag zum Klimaschutz als Nebenprodukt zur Getreideproduktion zu erzielen wäre. Einschränkung ist allerdings hinzuzufügen, dass bei einer Verwendung von Stroh auch negative Beiträge zum Klimaschutz in Rechnung zu stellen sind,

wenn die Strohabfuhr ein Ausmaß erreicht, das sich negativ auf die Humusbilanz der Ackerstandorte auswirkt (vgl. Kapitel 2.5).

Tabelle 4.21: Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive		Einheit	€/a
Erlöse			
Vermiedene Kosten Steinkohle	0,020	€/kWh _{el}	5.001.360
Summe Erlöse	0,020	€/kWh_{el}	5.001.360
Variable Kosten			
Hackschnitzel			
Menge	125.019	t TM/a	
Preis	115	€/t TM	
	0,058	€/kWh _{el}	14.377.237
Transportkosten	0,011	€/kWh _{el}	2.861.781
Summe Kosten frei Anlage	0,069	€/kWh _{el}	17.239.019
sonstige variable Kosten	0,004		931.951
Summe variable Kosten	0,073	€/kWh_{el}	18.170.970
Fixkosten			
Investitionsvolumen	20.500.000	€	
Kapitalkosten	0,007	€/kWh _{el}	1.655.167
sonstige Fixkosten	0,003	€/kWh _{el}	690.000
Summe Fixkosten	0,009	€/kWh_{el}	2.345.167
Su. Zusatzkosten Hackschn. Co-Verbrennung	0,082	€/kWh _{el}	20.516.136
Kosten Steinkohlestrom	0,052	€/kWh _{el}	12.994.800
Summe Kosten Hackschn. Co-Verbrennung	0,134	€/kWh_{el}	33.510.936
Unternehmergewinn	-0,114	€/kWh_{el}	-28.509.576

Quelle: Eigene Berechnungen.

Eine überschlägige Variationsrechnung bezüglich des Aufwandes für Transporte kommt zu folgenden Resultaten. Bei einem Anstieg der transportbedingten CO_{2äq}-Emissionen pro kWh_{el} um 50 % und ebenfalls 50 % höheren Transportkosten ergibt sich ein Anstieg der CO_{2äq}-Vermeidungskosten von 48 auf 57 €/t CO_{2äq}. Das Verfahren reagiert also auf einen sehr deutlichen Anstieg der Transportentfernungen relativ unempfindlich, was auf die vergleichsweise hohe Bedeutung der Investitionskosten zurückzuführen ist. Somit wäre es aus volkswirtschaftlicher Sicht vertretbar, den Radius für die Rohstoffbeschaffung deutlich zu erweitern, sofern dies im Hinblick auf die Humusbilanz erforderlich sein sollte.

Tabelle 4.22: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Hackschnitzeln (KUP) in einem Steinkohlekraftwerk (50 MW_{el})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{el}	kg CO _{2äq} /kWh _{th}	kg CO _{2äq} /ha
<u>Rohstoffproduktion</u>				
Input	2.312	0,116	0,049	984
darunter				
Diesel (65 l /ha)	738	0,037	0,010	199
Stickstoff (37 kg/ha)	567	0,028	0,015	303
Herstellung Hacker	157	0,008	0,002	39
direkte Lachgasemissionen Feld	604	0,030	0,009	177
			0,012	235
Output Holz (10 t TM/ha)	47.288	2,366		
<u>Konversion</u>				
Input	1.143	0,057	0,032	633
darunter				
für Elektrizität	639	0,032	0,009	179
Transport	179	0,009	0,005	91
			0,013	267
Output (kWh_{el})	19.989	1,000		
<u>Volkswirtschaftliche Betrachtung</u>				
Energieertrag		kWh_{el}/ha		
Brutto-Energieertrag		19.989		
Netto-Energieertrag		16.534		
CO_{2äq}-Bilanz		kg CO_{2äq}/kWh_{el}		
CO _{2äq} -Emissionen		0,081		
CO _{2äq} -Emissionen Gasheizung		0,990		
CO _{2äq} -Vermeidung		0,909		
CO_{2äq}-Vermeidungskosten		€/kWh		
Wärmekosten Getreideheizung		0,114		
Wärmekosten Gasheizung		0,052		
Kostendifferenz		0,062		
CO _{2äq} -Vermeidungskosten in €/t CO _{2äq}		68		
Subventionen		€/kWh		
Energiepflanzenprämie		0,002		
Summe Subventionen		0,002		

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4 Biokraftstoffe

4.4.1 Einleitung

Politische Förderung

Bis Ende 2006 wurde die Verwendung von Biokraftstoffen in Deutschland vor allem dadurch gefördert, dass diese Kraftstoffe von der Mineralölsteuer ausgenommen waren – zunächst nur in Reinkraftstoffen, später dann auch in Beimischungen. Die Steuerbegünstigung war bis zum Jahr 2006 faktisch eine Steuerbefreiung. Hieraus resultierte ein erheblicher finanzieller Anreiz zur Verwendung von Biokraftstoffen, zumal die Mineralölsteuer im Laufe der Zeit schrittweise angehoben wurde. Der starke finanzielle Anreiz führte einerseits zu einer schnellen Ausdehnung des Einsatzes von Biokraftstoffen, andererseits aber auch zu einem rasch ansteigenden Steuerausfall bei der Mineralölsteuer. Im Jahr 2006 dürfte sich dieser Steuerausfall in einer Größenordnung von 1 Mrd. € bewegt haben.

Von den lukrativen Konditionen in diesem Geschäftsfeld profitierten nicht nur inländische Produzenten, sondern zunehmend auch ausländische Anbieter von Ölfrüchten bzw. Biodiesel. Die Importe nahmen erheblich zu, unterstützt durch die sehr geringen Zollsätze für Ölfrüchte, pflanzliche Öle und Biodiesel.

In Anbetracht der zunehmenden Steuerausfälle beschloss der Gesetzgeber, die Förderung der Biokraftstoffe mit Wirkung vom 1. Januar 2007 grundlegend zu verändern. Die Steuerbegünstigung für reine Biokraftstoffe wird in einer Übergangszeit, die bis 2012 dauert, schrittweise aufgehoben. Lediglich Ethanol in Form von E85 sowie Biokraftstoffe der 2. Generation bleiben bis 2015 von der Steuer befreit. Die Steuerbegünstigung für Biokraftstoffe, die in Beimischungen eingesetzt werden, wird sofort aufgehoben und durch eine Beimischungspflicht ersetzt.

Durch das Biokraftstoffquotengesetz wird die Mineralölwirtschaft verpflichtet, einen stetig wachsenden Mindestanteil an Biokraftstoffen zu verwenden. Nach derzeitigem Gesetzesstand (November 2007) liegt die Mindestquote für Ethanol im Jahr 2007 bei 1,2 % (bezogen auf den Energiegehalt), sie wird dann bis zum Jahr 2010 auf 3,6 % ansteigen und im weiteren Verlauf bis 2015 auf diesem Niveau bleiben. Die Mindestquote für Biodiesel liegt für den gesamten Zeitraum (bis 2015) bei 4,4 %. Über diese beiden Mindestquoten (Unterquoten) hinaus ist eine Gesamtquote für Biokraftstoffe festgelegt, die zwischen 2009 und 2015 von 6,25 auf 8,00 % anwächst. Daraus ergibt sich eine im Zeitablauf ansteigende „freie Quote“, die im Zieljahr 2015 etwa 50 % der Gesamtquote betragen wird. Durch welche Biokraftstoffe diese Quote beliefert wird, soll sich nach dem Willen des Gesetzgebers im Wettbewerb herausstellen.

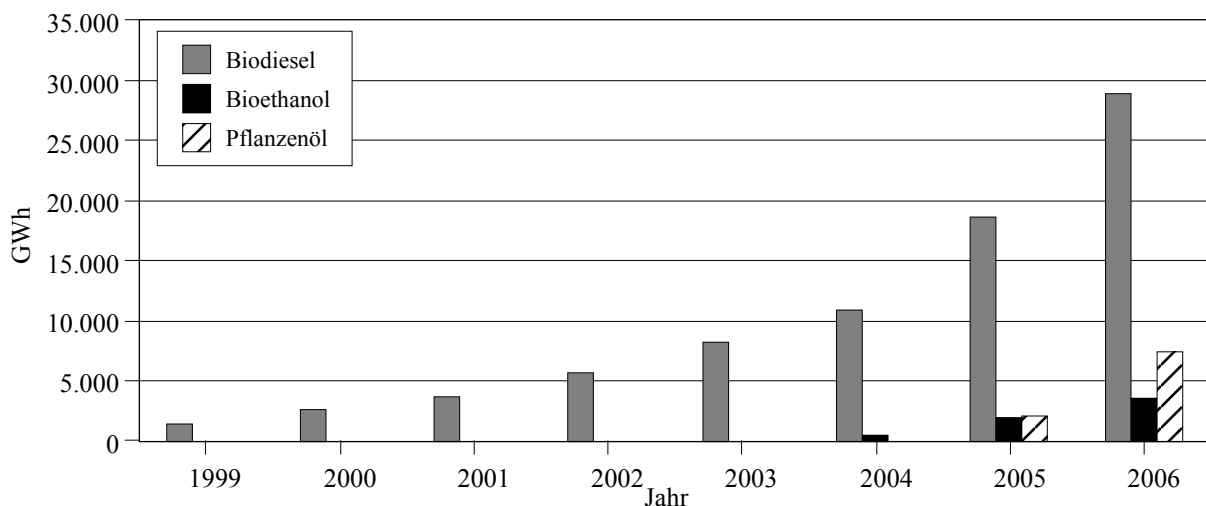
Auf zahlreiche weitere Regelungen wie z. B. Sonderregelungen für die Landwirtschaft, die Nachhaltigkeits-Kriterien bezüglich der Rohstoffbereitstellung, geplante zusätzliche Steuerbefreiungen für den öffentlichen Nahverkehr oder diskutierte Obergrenzen für das Hydro-Cracking von Palmöl und anderen Import-Pflanzenölen für das Biodiesel-Segment soll an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden (vgl. UFOP, 2007).

Verbreitung

In Deutschland begann der Verbrauch flüssiger Biokraftstoffe in der ersten Hälfte der 1990er Jahre. Die Entwicklung blieb zunächst auf das Biodieselsegment beschränkt, was insbesondere darauf zurückzuführen ist, dass die hier agierenden Unternehmen und Verbände erfolgreich eine Strategie zur Vermarktung von Reinkraftstoffen verfolgt haben. Die Möglichkeit zum Einsatz von Reinkraftstoffen bestand demgegenüber bei Ethanol nicht, weil die Automobilwirtschaft – anders als an einigen Übersee-Standorten – zunächst keine Flex-Fuel-Automobile für den europäischen Markt produzierte.

Nach 2000 stieg der Verbrauch stark an (vgl. Abbildung 4.5), wofür vor allem drei Gründe ausschlaggebend waren: Erstens die Entscheidung der Bundesregierung, die Steuerbegünstigung auch auf Biokraftstoffe in Beimischungen auszudehnen, zweitens die starke Anhebung der Mineralölsteuer und drittens der weltweite Anstieg der Erdölpreise.

Abbildung 4.5: Entwicklung des Biokraftstoff-Absatzes in Deutschland (1991 bis 2006)



Quelle: BMU (2007b).

Ab 2003 erlangten auch reine Pflanzenöle auf Rapsbasis sowie Ethanol auf Getreide- und Zuckerrübenbasis eine gewisse Bedeutung, doch blieb die weiter expandierende Biodieselproduktion auch in dieser Phase dominierend. Neben der inländischen Produktion nahmen auch die Importe von Biodiesel in jüngster Vergangenheit stark zu (UFOP, 2007).

Im laufenden Jahr (2007) kam es unter dem Einfluss der drastisch veränderten Förderpolitik (siehe oben) sowie der turbulenten Agrarpreisentwicklung (vgl. Kapitel 4.1) zu gravierenden Turbulenzen in der Marktentwicklung, deren Ausgang derzeit noch nicht absehbar ist.

Die Entwicklung der Biokraftstoffherzeugung nahm weltweit einen anderen Verlauf. Die Vorreiterrolle hatte hier die Ethanolproduktion, die nach der ersten Ölkrise ab Mitte der 1970er Jahre schwerpunktmäßig in Brasilien (auf Basis von Zuckerrohr) und USA (auf Basis von Mais) etabliert wurde. Auch hierbei spielten politische Maßnahmen der jeweiligen Länder eine wichtige Rolle. Nachdem die weltweite Jahreserzeugung innerhalb eines Jahrzehnts auf ca. 12 Mio. t angestiegen war, verblieb sie von Mitte der 1980er Jahre bis zum Jahr 2000 ungefähr auf diesem Niveau. Diese Stagnation dürfte im Wesentlichen auf das niedrige Erdölpreinsniveau in dieser Periode zurückzuführen sein. Zwischen 2001 und 2006 kam es dann zu einem sehr starken Produktionsanstieg auf ca. 40 Mio. t Jahresproduktion, und ein Ende des Booms ist derzeit noch nicht in Sicht (Tabelle 4.23).

Der regionale Ausbau der Produktionskapazitäten hing bisher eng mit der politischen Förderung zusammen und konzentrierte sich auf eine überschaubare Anzahl von Ländern.

- Ethanol: Drei Viertel der Weltproduktion werden in zwei Ländern erzeugt, wobei die USA seit 2005 Brasilien vom ersten Platz verdrängt haben. Alle anderen Länder folgen mit weitem Abstand.
- Biodiesel: Vier Fünftel der Weltproduktion werden in der Europäischen Union erzeugt, wobei hier Deutschland fast die Hälfte der Produktionskapazitäten stellt. In einer großen Zahl von Ländern, darunter auch Malaysia und die USA, hat es seit 2004 ein sehr starkes Produktionswachstum gegeben.
- Beim Vergleich zwischen Ethanol und Biodiesel zeigt sich, dass die weltweite Jahresproduktion von Ethanol immer noch ca. fünfmal höher liegt als die weltweite Jahresproduktion von Biodiesel. Die absoluten jährlichen Produktionszuwächse liegen mittlerweile aber fast gleichauf, d. h. das Biodieselsegment wächst mit weitaus höheren Wachstumsraten.

Für die Zukunft rechnet die EU-Kommission mit einem weiteren starken Anstieg der Biokraftstoff-Verwendung in der EU. Sie geht davon aus, dass zur Erfüllung des 10 %-Zieles (siehe oben) die Verwendung von Ethanol von ca. 1,5 mtoe im Jahr 2007 auf über 15 mtoe im Jahr 2020 ansteigt, die Verwendung von Biodiesel von ca. 6 mtoe im Jahr 2007 auf ca. 19 mtoe im Jahr 2020. Dabei geht die Kommission davon aus, dass bis 2020 ca. 30 % der verwendeten Biokraftstoffe aus Biokraftstoffen der 2. Generation stammen (EUROPEAN COMMISSION, 2007).

Tabelle 4.23: Entwicklung der Produktion von Ethanol und Biodiesel im weltweiten Maßstab (2004 bis 2006)

	Ethanol Mio. t ¹⁾				Biodiesel Mio. t		
	2004	2005	2006		2004	2005	2006
USA	10,63	12,86	14,60	EU	1,93	3,18	6,07
Brasilien	11,98	12,70	13,49	DE	1,04	1,67	2,68
China	2,90	3,02	3,06	IT	0,32	0,40	0,86
				FR	0,35	0,49	0,78
EU	1,43	1,62	1,95	UK	0,01	0,05	0,45
FR	0,66	0,72	0,75	ES	0,01	0,07	0,22
DE	0,21	0,34	0,61	CZ	0,06	0,13	0,20
ES	0,24	0,28	0,37	PL		0,10	0,15
UK	0,32	0,28	0,22	AT	0,06	0,09	0,13
				SK	0,02	0,08	0,09
Indien	1,39	1,35	1,51	DK	0,07	0,07	0,08
Russland	0,60	0,60	0,60	sonstige	0,01	0,04	0,43
Canada	0,18	0,18	0,46				
Südafrika	0,33	0,31	0,31	USA	0,08	0,25	0,83
Thailand	0,22	0,24	0,28	Malaysia		0,26	0,60
Ukraine	0,20	0,20	0,21				
Gesamt ³⁾	29,9	33,1	36,5		2,0	3,7	7,5

1) Eigene Umrechnung von Volumen in Gewichtseinheit, indem die Daten des WEC (in hm³) durch 1,26 geteilt wurden.

2) Nur die Summe jener Mitgliedstaaten, die in der WEC-Publikation genannt wurden.

3) Nach F. O. Licht betrug die Gesamtproduktion weltweit im Jahr 2005 ca. 36,5 Mio. t (einschließlich der Produktion einer Vielzahl kleinerer Produktionsländer).

Quelle: Entnommen aus WEC (2007). F. O. Licht-Veröffentlichungen; Renewable Fuels Association; nationale Statistiken.

Angeichts der begrenzten Erzeugungskapazitäten in der EU ist nach Einschätzung der EU-Kommission mit einem weiteren deutlichen Anstieg der Ölsaaten-Importe zu rechnen (EUROPEAN COMMISSION, 2007). Wie stark dieser Anstieg ausfallen wird, hängt maßgeblich davon ab, welche biogenen Rohstoffe künftig für die Erfüllung der Beimischungspflicht zum Einsatz kommen können. Dies wird im Biodieselsegment maßgeblich durch die Weiterentwicklung der technischen Normen bestimmt. Biodiesel ausschließlich auf Basis von Palmöl oder Sojaöl könnte die derzeit gültigen technischen Normen nicht erfüllen. Es wird aber bereits gegenwärtig aus Kostengründen Biodiesel mit einer gemischten Rohstoffbasis von einem Viertel Sojaöl und drei Viertel Rapsöl hergestellt und vertrieben. Die EU-Kommission hat auch mit Blick auf die schmale einheimische Rohstoffbasis für eine ambitionierte Biodiesel-Strategie die Lockerung der bisherigen technischen Normen angeregt (EUROPEAN COMMISSION, 2006: 13), so dass mehr Nicht-Rapsöle verwendet werden könnten.

Grundsätzlich könnte die Mineralölwirtschaft die technischen Anforderungen an den Dieselmotorkraftstoff auch dadurch erfüllen, dass sie preisgünstige pflanzliche Öle in den Raffinerie-Prozess einspeist und dabei durch Hydro-Cracking auf die erforderliche Kettenlänge bringt. Ob und in welchem Maße sie künftig von dieser Option Gebrauch machen wird, hängt in erster Linie von der Weiterentwicklung der politisch definierten Normen ab.

Nach Einschätzung der Mineralölwirtschaft ist dieses Verfahren nicht nur kostengünstiger als die separate Biodieselproduktion, es führt auch zu einer Verringerung von Emissionen bei der Verbrennung des biogenen Treibstoffs (PICARD, 2007a).

Für die künftige Standortorientierung der Ethanolproduktion werden demgegenüber in erster Linie die handelspolitischen Rahmenbedingungen maßgeblich sein, da Ethanol handelsrechtlich als Agrarprodukt gilt. Derzeit verfügt die EU bei Ethanol über einen hohen Zollschutz; er beträgt 0,102 €/l für vergällten und 0,192 €/l für unvergällten Alkohol. Als Biokraftstoff im Sinne des Biokraftstoff-Quotengesetzes gilt lediglich unvergällter Alkohol (LAHL/KNOBLOCH, 2006); der deutsche Gesetzgeber hat auf diese Weise einen zusätzlichen Schutz gegen ausländische Anbieter etabliert, wobei allerdings fraglich ist, wie lange diese Regelung aufrechterhalten werden kann. Spätestens wenn der Zollschutz im Zuge künftiger Liberalisierungsrunden reduziert wird, ist mit einem starken Anstieg der Ethanolimporte zu rechnen. Insbesondere die FAO sowie die OECD befürworten mit Nachdruck den Abbau derartiger Handelshemmnisse, die im Übrigen auch in den USA eine erhebliche Rolle spielen.

Während der weitere Expansionskurs von Ethanol und Biodiesel zumindest auf der Verwendungsseite kurz- und mittelfristig vorgezeichnet zu sein scheint, gibt es bezüglich der künftigen Entwicklung anderer Kraftstoffe noch größere Unklarheiten. Das betrifft einerseits die reinen Pflanzenöl-Kraftstoffe, andererseits die Bio-Kraftstoffe der 2. Generation.

- Der Einsatz von reinem Pflanzenöl in herkömmlichen Dieselmotoren ist nur möglich, wenn diese Motoren umgerüstet werden. Aufgrund der hohen Umrüstkosten von ca. 5.000 € bleibt dieses Einsatzfeld bisher hauptsächlich auf Lastwagen, Nutzfahrzeuge und landwirtschaftliche Maschinen mit einem hohen spezifischen Verbrauch beschränkt (STAISS, 2007). Für die Zukunft zeichnet sich ab, dass der unmittelbare Einsatz von Pflanzenöl nur unter bestimmten Bedingungen – insbesondere dem überwiegenden Betrieb der Motoren unter gleichmäßiger und hoher Motorenbelastung – möglich bleiben wird. Im PKW-Bereich werden sich die künftigen Abgasnormen bei einem Betrieb mit Pflanzenöl voraussichtlich nicht einhalten lassen. Ob der Einsatz in den anderen Bereichen rentabel zu gestalten ist, wird in erster Linie von der Weiterentwicklung der Steuerpolitik (Steuervorteile im Vergleich zu Biodiesel) abhängen. Derartige Politikentscheidungen vorherzusagen ist bekanntermaßen sehr schwierig.
- Biokraftstoffe der zweiten Generation stellen einen Sammelbegriff dar, hinter dem sich sehr unterschiedliche Technologien verbergen. Wenn als Kriterium für die „2. Generation“ die Maßgabe „Verwertung der ganzen Pflanze für die Kraftstoffproduktion“ herangezogen wird, so reicht das Spektrum der Optionen von der Biogas-Tankstelle über die Ethanolproduktion aus Lignocellulose bis hin zu den sogenannten „Designer-Kraftstoffen“, die auf Basis des Fischer-Tropsch-Verfahrens hergestellt werden. Die Automobilwirtschaft knüpft insbesondere an die letztgenannte Technologie (Biomass to Liquid, BtL) große Erwartungen, weil sie es ermöglichen würde, die

Kraftstoff- und die Motorenentwicklung im Hinblick auf Energieeffizienz, Wirtschaftlichkeit und Emissionsgeschehen simultan zu optimieren. Ob und wann es allerdings gelingen wird, die großen technologischen, logistischen und wirtschaftlichen Herausforderungen zur Realisierung dieser Vision zu bewältigen, lässt sich derzeit nicht absehen.

Auswahl von Anlagentypen für die vertiefte Analyse

Angesichts der überragenden Bedeutung von Biodiesel und Ethanol werden für diese beiden Biokraftstoff-Linien exemplarisch Fallkonstellationen gebildet und analog der Bioenergie-Linien in den Segmenten Wärme und Strom analysiert. Als dritte Biokraftstoff-Linie wird die Erzeugung von Biogas als Kraftstoff analysiert, um diese Verwertungsoption des Biogases mit den oben diskutierten Verwertungsoptionen vergleichen zu können.

Da Pflanzenöl voraussichtlich auch künftig nur eine Nischenfunktion einnehmen wird, wird auf eine eingehende technische und ökonomische Analyse dieses Kraftstoffs verzichtet.

Bezüglich BtL und Ethanol auf Basis von Stroh werden lediglich einige Analysedaten aus der Literatur zusammengestellt. Angesichts der sehr unsicheren Datenbasis ist es für eine vertiefte Einbeziehung dieser Optionen in den hier durchgeführten Vergleich der verschiedenen Bioenergie-Linien noch zu früh.

4.4.2 Biodiesel-Anlage (100.000 t/a)

Im Jahr 2005 wurden in Deutschland ca. 1,8 Mio. t Biodiesel hergestellt, dies entspricht einem Marktanteil von ca. 6,2 % am deutschen Dieselmärkte (STAISS, 2007). Ausgangspunkt für die Produktion von Biodiesel ist pflanzliches Öl. In Deutschland und Europa wird hierfür zum größten Teil Rapsöl eingesetzt, was zum einen darauf zurückzuführen ist, dass Raps in Europa die wettbewerbsstärkste Ölpflanze ist, zum anderen auf die bereits angesprochenen technischen Normen. Das Rapsöl wird durch Umesterung zu Biodiesel (Rapsölmethylester, RME) weiterverarbeitet.

Um einen betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vergleich mit den anderen Bioenergie-Linien zu ermöglichen, wird hier exemplarisch eine Biodiesel-Anlage mit einer jährlichen Produktionskapazität von 100.000 t RME ausgewählt.

Die betriebswirtschaftliche Kalkulation gestaltet sich für eine solche Biodieselanlage derzeit schwieriger als für die bisher kalkulierten Anlagen (Kapitel 4.2 und 4.3), weil eine relativ große Unsicherheit über den anzusetzenden Preis für RME besteht. Solange das Biodiesel-Segment durch das B100-Segment (reiner Biodiesel) dominiert war, konnte der RME-Preis einigermaßen verlässlich aus dem Preis für konventionelles Diesel abgeleitet

werden. Biodiesel in Reinform wurde an der Tankstelle im Vergleich zu fossilem Diesel mit einem Preisabschlag von ca. 0,07 €/l gehandelt, dieser Abschlag war in erster Linie durch den geringeren Heizwert bedingt. Der zu erwartende Biodieselpreis ergab sich somit im Wesentlichen aus dem zu erwartenden Preis für fossiles Diesel, inklusive Mineralölsteuer. Künftig kann es dazu kommen, dass der Biodieselpreis wesentlich stärker nach unten oder oben vom Preis für konventionelles Diesel abweicht:

- Wenn künftig das B100-Segment schrittweise von der Mineralölsteuer erfasst wird (vgl. UFOP, 2007) und somit an Wettbewerbskraft verliert, und wenn zugleich die Verpflichtung der Mineralölwirtschaft zur Beimischung von Biokraftstoffen weiter ansteigt, dann hängt der Biodieselpreis künftig immer stärker davon ab, wie wettbewerbsfähig andere Optionen der Mineralölwirtschaft zur Erfüllung der Beimischungspflicht sind. Hier spielen dann eine Vielzahl von Bestimmungsgründen hinein, die sehr schwer zu prognostizieren sind (z. B. Preisentwicklung auf den Weltmärkten, Zollschutz für Ethanol, Spielraum der Mineralölwirtschaft zur Nutzung von Hydro-Cracking). Hier könnten sich Risiken für den Biodieselpreis ergeben.
- Andererseits ist aber zu berücksichtigen, dass sich die Nachfragestruktur für Mineralöl deutlich in Richtung Dieselmotoren verschiebt, so dass hier eher mit Knappheiten und beim Ottomotoren eher mit einem relativen Überangebot zu rechnen ist. Folglich ist davon auszugehen, dass Diesel im Vergleich zu Benzin teurer werden wird. Zwar werden sich die Käufer von Automobilen anpassen, indem sie tendenziell verstärkt Benzinmotoren nachfragen, doch wird diese Anpassungsreaktion zumindest mittelfristig nur geringe Wirkung auf die Kraftstoffpreise entfalten. Die von der Nachfrage-seite kommenden Impulse sprechen also für die Vermutung, dass die „freie Quote“ ab 2009 eher mit biogenen Diesel-Kraftstoffen erfüllt wird. Ob und inwieweit dies geschieht, hängt dann von den Preisrelationen zwischen Biodiesel und Ethanol ab.

Für die folgenden Kalkulationen wird davon ausgegangen, dass

- der Absatz von Biodiesel vom Beimischungszwang der Mineralölwirtschaft getrieben wird,
- preiswerte Substitutionsmöglichkeiten durch Importprodukte sich zunächst nicht durchsetzen werden und
- deshalb die Mineralölwirtschaft den erheblichen Preisnachteil des Biodiesels im Vergleich zum fossilen Diesel (ohne Mineralölsteuer, vgl. Tabelle 4.1) nicht vermeiden kann und diese Mehrkosten ganz oder teilweise über erhöhte Tankstellenpreise an die Autofahrer weitergibt.

Da der Beimischungszwang gegenüber der Steuerbefreiung finanztechnisch lediglich die Überwälzung der Lasten von den Steuerzahlern auf die Kraftfahrer bedeutet, wird die Kostendifferenz zwischen fossilem Diesel und Biodiesel in den nachstehenden Kalkulationen als Subvention bezeichnet, auch wenn dieser Terminus streng genommen nur für

fiskalische Maßnahmen gilt. Auf diese Weise wird die Vergleichbarkeit mit den anderen Formen der staatlich etablierten Unterstützung der Bioenergieproduktion gewährleistet.

Ausgehend von dem langfristig unterstellten Rohölpreis von 70 US\$/bbl wird somit in der vorliegenden Studie mit einem Biodieselpreis (Großhandelsstufe) von 0,71 €/l gerechnet; der entsprechende Preis frei Tankstelle liegt ungefähr bei 1,11 €/l. Der Referenzpreis für Diesel wurde – wie in Kapitel 4.1 erläutert – auf 0,43 €/l festgelegt.

Die betriebswirtschaftliche Kalkulation (vgl. Tabelle 4.24) zeigt, dass ca. 70 % der Erlöse aus dem RME-Verkauf stammen und immerhin fast 30 % aus dem Verkauf des Rapskuchens. Auf der Kostenseite dominieren eindeutig die Kosten für den Rohstoff Raps. Relativ geringe Abweichungen des tatsächlichen Rapspreises vom hier unterstellten Rapspreis können deshalb das betriebswirtschaftliche Ergebnis der Anlage stark beeinflussen. Bei den hier unterstellten Preisrelationen zwischen RME und Raps verzeichnet die Anlage einen Gewinn in Höhe von ca. 6 Mio. € pro Jahr, eine Abweichung des Rapspreises von 10 % nach oben oder unten würde das Ergebnis der Anlage jedoch um 8,5 Mio. € pro Jahr verbessern bzw. verschlechtern.

Für die landwirtschaftlichen Produzenten ist es weitgehend unerheblich, ob der Raps für die Nahrungsmittel- oder für die Biodieselproduktion verwendet wird. In der Vergangenheit war ein geringfügiger Preisabschlag für den Biodiesel-Raps zu beobachten (5 bis max. 10 €/t), der vor allem darauf zurückzuführen sein dürfte, dass ein Teil der Energiepflanzenprämie von 45 €/ha auf den Handel überwälzt wurde. Für die Produktionstechnik (Sortenwahl, Düngung, etc.) ergeben sich aus der geplanten Verwertungsrichtung (Biodiesel, Nahrungsmittel) keine Implikationen.

Bei der Analyse des Energieertrags je Hektar fällt eine starke Diskrepanz zwischen dem Brutto-Energieertrag und dem Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften) auf (Tabelle 4.25). Diese Diskrepanz ist darauf zurückzuführen, dass die Nebenprodukte Glycerin und Rapskuchen noch einen erheblichen Teil der Energie enthalten. Wird dieser Teil nach der Substitutionsmethode bewertet (vgl. Kapitel 4.1) und durch entsprechende Gutschriften in die Kalkulation einbezogen, verbessert sich das Bild deutlich.

Bei der Beurteilung aus klimapolitischer Sicht wirkt sich die starke Mineralstickstoff-Düngung des Rapses z.B. im Vergleich zur Bereitstellung von Holz aus Kurzumtriebsplantagen ungünstig aus (Tabelle 4.25). Per Saldo ergibt sich eine CO_{2äq}-Vermeidung von 0,162 CO_{2äq}/kWh_{RME}, was bei einer flächenbezogenen Betrachtung einer CO_{2äq}-Vermeidung ca. 2,5 t CO_{2äq}/ha entspricht. Dieser Wert ist wesentlich niedriger als jene Werte, die für die Verfahren der Wärmeproduktion sowie der holz- oder strohbasierten Stromproduktion ermittelt wurden. Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten dieser Bioenergie-Linie liegen bei 175 €/t CO_{2äq} und damit zwar deutlich unter den vorgestellten Biogas-Linien

auf Basis von Silomais, aber z. B. weit oberhalb derer der Wärmeproduktion oder der Co-Verbrennungslinien.

Tabelle 4.24: Wirtschaftlichkeit der Biodiesel-Anlage (100.000 t/a)

Betriebswirtschaftliche Perspektive			Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>				
RME	Menge	100.000	t	79.775.281
		112.360	m³	
	Preis	1.033.033.708	kWh _{RME}	
		710	€/m³	
Rapskuchen	Menge	153.822	t	27.688.048
	Preis	180	€/t	
Glycerin	Menge	10.000	t	3.800.000
	Preis	380	€/t	
Summe Erlöse		1.113 0,108	€/t €/kWh _{RME}	111.263.329
<u>Variable Kosten</u>				
Raps	Menge	251.243	t	85.422.755
		340	€/t	
	Preis	760	€/m³	
		0,083	€/kWh _{RME}	
sonstige variable Kosten		132,93	€/m³	14.935.569
Summe variable Kosten		893 0,097	€/m³ €/kWh _{RME}	100.358.324
<u>Fixkosten</u>				
Investitionsvolumen		40.000.000	€	
Kapitalkosten		40,94	€/m³	4.600.000
sonstige Fixkosten		3,56	€/m³	400.000
Summe Fixkosten		44,50 0,005	€/m³ €/kWh _{RME}	5.000.000
Summe Kosten		938 0,102	€/m³ €/kWh _{RME}	105.358.324
Nettokosten		0,072	€/kWh _{RME}	
Unternehmergewinn		53 0,006	€/m³ €/kWh _{RME}	5.905.005

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 4.25: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für Biodiesel (100.000 t/a)

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{RME}	kg CO _{2äq} /kWh _{RME}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	3.770	0,248	0,176	2.684
Input				
darunter				
Diesel (60 l /ha)	685	0,045	0,012	185
Stickstoff (177 kg/ha)	2.495	0,164	0,088	1.333
direkte Lachgasemissionen Feld			0,060	913
Output Raps (3,7 t/ha)	24.579	1,616		
Konversion				
Input	5.309	0,349	0,053	813
darunter				
für Prozesswärme	1.699	0,112	0,030	463
für Elektrizität	465	0,031	0,008	123
Methanol	2.676	0,176	0,008	115
Output (kWh_{RME})	15.213	1,000		
darunter				
Gutschrift Glycerin (0,01 kg/ kWh _{RME})	2.678	0,176	0,020	311
Gutschrift Rapskuchen (0,149 kg/kWh _{RME})	2.740	0,180	0,050	756
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag		kWh_{RME}/ha		
Brutto-Energieertrag		15.213		
Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften)		6.134		
Netto-Energieertrag (incl. Gutschriften)		11.552		
CO_{2äq}-Bilanz		kg CO_{2äq}/kWh_{RME}		
CO _{2äq} -Emissionen (ohne Gutschriften)		0,230		
CO _{2äq} -Emissionen (mit Gutschriften)		0,160		
CO _{2äq} -Emissionen Diesel		0,322		
CO _{2äq} -Vermeidung		0,162		
CO_{2äq}-Vermeidungskosten		€/kWh		
Nettokosten Biodiesel		0,072		
Kosten Diesel		0,043		
Kostendifferenz		0,028		
CO _{2äq} -Vermeidungskosten (in €/t CO _{2äq})		175		
Subventionen		€/kWh		
LWS Energiepflanzenprämie		0,003		
Kostendifferenz zu Diesel		0,028		
Summe Subventionen		0,031		

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4.3 Ethanol

Die Verwertung von Ethanol als Kraftstoff kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Gemäß der Ottokraftstoff-Norm DIN EN 228 ist ein Bioethanolanteil von 5 %-Vol. (E5) als Beimischung zum Ottokraftstoff ohne Kennzeichnungsverpflichtung zugelassen. Herkömmliche Ottomotoren erlauben eine Beimischung bis zu 10 %. Höhere Beimischungsanteile würden eine Anpassung der Motoren erfordern. So genannte „Flexible Fuel Vehicles“ können beliebige Benzin-Ethanol-Mischungen verwenden und sind in Brasilien sowie in den USA stark verbreitet. Seit 2005 bieten einige Hersteller diese Fahrzeuge für E85 Kraftstoff (85 % Ethanol, 15 % Benzin) auch in Deutschland an (SCHMITZ, 2006: 42).

In Europa wird Ethanol jedoch bisher überwiegend zur Herstellung von ETBE genutzt, das aus Isobuten und Ethanol gewonnen wird und bis zu einem Anteil von 15 % als Oktanzahlverbesserer eingesetzt werden kann (SCHMITZ, 2006: 42). Während bei der direkten Beimischung von Ethanol technische Anpassungen wegen des höheren Dampfdruckes des Gemisches erforderlich werden, die zu erhöhten Beimischungskosten der Mineralölindustrie führen (SCHMITZ, 2006: 21), ist die Beimischung von ETBE aus technischer Sicht unproblematisch und wird deshalb in der Automobilindustrie ebenso wie in der Mineralölindustrie akzeptiert. Allerdings ist bei der ETBE-Herstellung ein weiterer energieintensiver Konversionsschritt erforderlich, bei dem ein Teil der im Bioethanol enthaltenen Energie verloren geht (HENNIGES, 2007: 22).

Bioethanol kann aus zucker-, stärke- und cellulosehaltigen Pflanzen hergestellt werden, so dass grundsätzlich eine sehr breite Rohstoffpalette aus der Land- und Forstwirtschaft in Betracht zu ziehen ist. In Deutschland ist bis heute allerdings keines der denkbaren Verfahren zu Marktkonditionen rentabel. Die Ethanolerzeugung für den Transportsektor kam deshalb in Deutschland erst in Gang, als die Politik mit Wirkung vom Januar 2004 unvergällten Bioethanol von der Mineralölsteuer befreite. Diese Subvention in Höhe von 64 ct/l Ethanol ermöglichte die Wettbewerbsfähigkeit von Ethanol gegenüber fossilem Ottokraftstoff (HENNIGES, 2007: 169).

Zwischen 2004 und 2006 stieg die deutsche Ethanolproduktion auf ca. 600.000 m³ an. Als Rohstoffgrundlage wurde bisher ganz überwiegend Getreide genutzt. Die Standorte der bestehenden Anlagen sowie der geplanten befinden sich hauptsächlich in den neuen Bundesländern. Die Anlagen haben bislang Kapazitäten von maximal 200.000 t Ethanolproduktion pro Jahr, allerdings finden auch Kapazitätserweiterungen statt. Im Jahr 2007 kam es aufgrund der veränderten Preisverhältnisse zu Rentabilitätsproblemen, so dass Produktionskapazitäten vorübergehend stillgelegt wurden.

Für die hier vorzunehmende Beispielskalkulation wird eine Ethanolanlage auf Basis von Weizen ausgewählt (Kapitel 4.4.3.1). Für die zweite wichtige Ethanol-Linie, die Ethanolerzeugung auf Basis von Zuckerrüben wird keine eigene Kalkulation vorgenommen, da es im

Rahmen dieser Studie nicht möglich war, hierfür eine hinreichend detaillierte Datenbasis zu erschließen. Dasselbe trifft auf die Ethanolherzeugung auf Basis von Lignocellulose zu. Zu diesen beiden Ethanollinien sowie zur Ethanolherzeugung aus Zuckerrohr wird in späteren Teilkapiteln auf der Grundlage von Literaturergebnissen kurz Stellung genommen.

4.4.3.1 Ethanol-Anlage auf Basis Weizen (200.000 t/a)

Für die Produktion von Ethanol aus Weizen wird von einer Anlage mit einer Jahresproduktion von 200.000 t ausgegangen. Als Nebenprodukt der Alkoholerzeugung fallen je Liter Ethanol etwa 10 l Schlempe an. Da es i. d. R. unwirtschaftlich ist, diese Flüssigkeit über weite Strecken zu transportieren, wird wie in der Praxis üblich, eine Trocknung und Pelletierung zu dem hochwertigen, proteinreichen Futtermittel DDGS (Distillers Dried Grains with Solubles) vorgesehen. Im konkreten Fall entstehen so ca. 200.000 t⁹ DDGS.

Diese Verarbeitung des Nebenprodukts ist jedoch ebenso wie die Destillation selbst ein energieintensiver Prozess. Wenn die Möglichkeit geschaffen werden könnte, zumindest einen Teil der Schlempe in einem benachbarten Tierhaltungsbetrieb zu verfüttern, könnte sich dies positiv auf das Betriebsergebnis und auf die Energie- und CO₂aq-Bilanz auswirken. Hierbei sind jedoch die Größenordnungen des Anfalls von Nebenprodukten zu beachten: Um die in der hier kalkulierten Anlage anfallende Schlempe direkt verwerten zu können, wären ca. 22.000 Mastbullen erforderlich.

Bezüglich des angesetzten Preises für Ethanol und Weizen gelten die im Kapitel 4.4.2 für Biodiesel und Raps vorgetragenen Überlegungen. Auch hier ist das Preisverhältnis von Ethanol zu Weizen von überragender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Anlage, denn diese beiden Positionen dominieren die Erlös- bzw. Kostenseite mit weitem Abstand (Tabelle 4.26). In der hier gewählten Konstellation arbeitet die Anlage mit einem deutlichen Verlust von ca. 6 Mio. € p. a. Dieses Ergebnis spiegelt die hohen Beschaffungskosten für Rohstoffe wider, die nur teilweise durch die ebenfalls gegenüber 2006 gestiegenen Erlöse aus dem Verkauf von DDGS kompensiert werden können. Aus diesem Grund sind die weiter unten (Kapitel 4.4.3.3) anzustellenden Überlegungen zur internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Ethanolproduktion und zur Weiterentwicklung des Zollschatzes von größter Bedeutung. Würde der in Tabelle 4.26 angesetzte Preis für Ethanol in Höhe von 0,57 €/l im Falle einer Zolllenkung nicht mehr haltbar sein und beispielsweise auf 0,45 €/l

⁹

Neben Ethanol werden bei der Fermentation jährlich etwa 190.000 t Kohlendioxid gebildet, welches zuvor von den Pflanzen aufgenommen wurde und mithin CO₂-neutral ist. Bei einem unterstellten Einsatz von 675.000 t Weizen ergibt sich in der Massenbilanz ein Differenzbetrag von etwa 85.000 t. Dieser resultiert aus dem Umstand, dass der Großteil des im Getreide enthaltenen Wassers bei der Rektifikation vom Alkohol getrennt wird.

sinken (das wäre immerhin noch das Doppelte der brasilianischen Produktionskosten von Ethanol auf Basis von Zuckerrohr), so würde die hier vorgestellte Anlage einen Verlust von ca. 30 Mio. € pro Jahr realisieren.

Tabelle 4.26: Wirtschaftlichkeit der Weizen-Ethanol-Anlage (200.000 t/a)

Betriebswirtschaftliche Perspektive			Einheit	€/a
<u>Erlöse</u>				
Ethanol	Menge	200.000	t	143.576.826
		251.889	m³	
	1.488.664.987	kWh _{EtOH}		
	Preis	570	€/m³	
		0,096	kWh _{EtOH}	
DDGS	Menge	201.511	t	32.241.814
	Preis	160	€/t	
	Summe Erlöse		698 0,118	€/m³ €/kWh _{EtOH}
<u>Variable Kosten</u>				
Weizen	Menge	675.063	t	121.511.335
	Preis	180	€/t	
		482	€/m³	
		0,082	€/kWh _{EtOH}	
sonstige variable Kosten		199	€/m³	50.055.952
Summe variable Kosten		681 0,115	€/m³ €/kWh _{EtOH}	171.567.287
<u>Fixkosten</u>				
Investitionsvolumen		102.923.563	€	
Kapitalkosten		35	€/m³	
sonstige Fixkosten		8,17	€/m³	
Summe Fixkosten		43 0,007	€/m³ €/kWh _{EtOH}	10.806.974
Summe Kosten		724 0,724 0,123	€/m³ €/l €/kWh _{EtOH}	182.374.262
Nettokosten		0,101	€/kWh _{EtOH}	
Unternehmergewinn		-26 -0,004	€/m³ €/kWh _{EtOH}	-6.555.622

Quelle: Eigene Berechnungen.

Für die Erstellung der Energie- und Klimabilanzen wurde wie in den vorhergehenden Anlagen auf die Datenbank GEMIS zurückgegriffen. Die Energieversorgung dieser Anlage erfolgt mit Erdgas, wobei zu berücksichtigen ist, dass in Deutschland auch Anlagen auf Basis kostengünstiger Braunkohle betrieben werden. Ein solches Szenario verschlechtert die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanz ganz erheblich und führt zu deutlich höheren $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten als die im Folgenden ausgewiesenen. Für das Nebenprodukt DDGS erfolgte nach Maßgabe des Proteingehalts eine Gutschrift für substituiertes Soja (vgl. Kapitel 4.1).

Im Vergleich zum Biodiesel (Tabelle 4.25) schneidet das Ethanol-Verfahren (Tabelle 4.27) auf dem Acker zunächst deutlich günstiger ab, weil (a) mit dem Weizen mehr Energie vom Feld geholt werden kann als mit dem Raps und (b) aufgrund der geringeren Stickstoffdüngung auch niedrigere Emissionswerte erzielt werden. Bei der Konversion geht dieser anfängliche Vorteil allerdings verloren, weil hier für die Rektifikation und die Trocknung des DDGS sehr viel Energie aufgewendet werden muss, mit entsprechend ungünstigen Wirkungen auch auf die Emissionsbilanz. Abweichend zu der hier betrachteten Anlage ist auch eine Konzeption als Annexanlage an eine Zuckerfabrik denkbar. In diesem Fall könnte die bei der Zuckerherstellung anfallende Wärme in der Ethanolanlage weiter verwertet werden und würde zu einer Verbesserung der Energie- und $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanz führen.

Aus diesem Grund liegt der Netto-Energieertrag letztlich unterhalb des Wertes für Biodiesel. Die sehr niedrige $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung in Höhe von ca. 1,8 t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /ha und die hohen $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten von ca. 450 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ lassen dieses Verfahren als Instrument des Klimaschutzes als wenig geeignet erscheinen.

An dieser Stelle soll noch einmal darauf hingewiesen werden, dass bei der Verwendung der hier ausgewiesenen $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten, Nettoenergieerträge, etc. in der weiterführenden Argumentation grundsätzlich Vorsicht geboten ist, denn abweichende technologische Verfahren können ebenso wie abweichende Bilanzierungsmethoden zu erheblichen Veränderungen der Ergebnisse führen. So kann allein die Verwendung eines anderen Energieträgers für die Konversion bereits eine 50 %ige Erhöhung bzw. Reduzierung der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen verursachen. Auch die Verwendung von Gutschrift- oder Allokationsverfahren an Stelle des hier verwendeten Substitutionsansatzes bei der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanzierung der Nebenprodukte können zu Abweichungen in der Größenordnung von 50 % führen (SCHMITZ, 2005: 122-127). Dennoch sind die hier vorgelegten Ergebnisse belastbar: Selbst wenn andere Brennstoffe oder andere Kalkulationsverfahren für die Nebenprodukte zu einer Abweichung der Ergebnisse um 50 % oder mehr führen sollten, würde das hier kalkulierte Verfahren immer noch zu der Gruppe von Verfahren mit der ungünstigsten klimapolitischen Bewertung gehören.

Tabelle 4.27: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für Ethanol auf Basis von Weizen (200.000 t/a)

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{EtOH}	kg CO _{2äq} /kWh _{EtOH}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	3.837	0,226	0,139	2.363
Input				
darunter	765	0,045	0,012	206
Diesel (67 l /ha)	2.060	0,121	0,065	1.100
Stickstoff (146 kg/ha)	399	0,023	0,004	66
Pflanzenschutzmittel (5l/ha)			0,050	846
direkte Lachgasemissionen Feld				
Output Weizen (7,7 t/ha)	31.123	1,833		
<u>Konversion</u>				
Input	9.283	0,547	0,122	2.075
darunter				
für Prozesswärme	6.984	0,411	0,086	1.466
für Elektrizität	2.072	0,122	0,032	546
Output (kWh_{EtOH})	16.980	1,000		
darunter				
Gutschriften				
Gutschrift für Soja (0,106 kg/ kWh _{EtOH})	2.710	0,160	0,044	748
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag	kWh_{EtOH}/ha			
Brutto-Energieertrag	16.980			
Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften)	3.860			
Netto-Energieertrag (incl. Gutschriften)	6.570			
CO_{2äq}-Bilanz	kg CO_{2äq}/kWh_{EtOH}			
CO _{2äq} -Emissionen (ohne Gutschriften)	0,261			
CO _{2äq} -Emissionen (mit Gutschriften)	0,217			
CO _{2äq} -Emissionen Benzin	0,325			
CO _{2äq} -Vermeidung	0,108			
CO_{2äq}-Vermeidungskosten	€/kWh			
Nettokosten Ethanol	0,101			
Kosten Benzin	0,051			
Kostendifferenz	0,049			
CO _{2äq} -Vermeidungskosten (in €/t CO _{2äq})	459			
Subventionen	€/kWh			
LWS Energiepflanzenprämie	0,003			
Kostendifferenz zu Benzin	0,049			
höhere Handlingskosten	0,010			
Summe Subventionen	0,062			

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4.3.2 Ethanol aus Zuckerrüben

Technisch ist es möglich, aus dem Zucker der Zuckerrübe Ethanol zu gewinnen. Diese Form der Bioenergieproduktion spielt auch in Deutschland sowie in einigen anderen Mitgliedstaaten der EU eine gewisse Rolle. Bisher kommen dabei vor allem so genannte „An-nex-Anlagen“ zum Einsatz, die an bestehende Zuckerfabriken angegliedert werden. Eine solche Kombination hat den großen Vorteil, dass ein Zwischenprodukt aus der Zuckerproduktion – Dünnsaft – als Ausgangsprodukt für die Ethanolgewinnung genutzt werden kann.

Dünnsaft hat gegenüber dem Dicksaft den Vorteil, dass er mit geringerem Aufwand an Konversionsenergie gewonnen werden kann, und den Nachteil, dass er nur kurzfristig lagerfähig ist. Die Erzeugung von Ethanol auf Basis von Dünnsaft kann deshalb nur während der Verarbeitungszeit von Zuckerrüben stattfinden. Herkömmliche Zuckerfabriken in Westeuropa arbeiten mit Kampagnen von drei bis max. vier Monaten. Folglich ist eine solche Ethanolanlage darauf angewiesen, in den anderen Jahreszeiten entweder Dicksaft oder aber Getreide zu verarbeiten.

Die Kombination einer Ethanolanlage mit einer herkömmlichen Zuckerfabrik bietet zahlreiche Ansatzstellen, um Synergien zwischen den beiden Anlagen zu nutzen (z. B. Mehrfachnutzung von Dampf). Hinzu kommt der betriebswirtschaftliche Vorteil für die Zuckerfabrik, auf diese Weise eine relativ attraktive Verwertung von Rüben anbieten zu können, die über die Quoten hinaus produziert wurden. Die Berücksichtigung derartiger Synergien kann sich vorteilhaft auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirken, hat aber für die Modellierung im Rahmen der vorliegenden Studie den Nachteil, dass zahlreiche zusätzliche Informationen über Teile der Zuckerfabrik und die Verbindung zwischen beiden Anlagen erhoben werden müssten. Da dies den Rahmen der vorliegenden Studie gesprengt hätte, wird auf eine eigenständige Kalkulation für diesen Anlagentyp verzichtet.

Die von anderen Arbeitsgruppen vorgelegten Analysen zur Ethanolproduktion führen zu der Einschätzung, dass Ethanol auf Basis von Zuckerrüben tendenziell ähnlich ungünstig abschneidet wie Ethanol auf Basis von Getreide (Tabelle 4.28). Zu der Frage, wie umfassend die oben angesprochenen Synergieeffekte zwischen Zucker- und Ethanolfabriken in diesen Analysen berücksichtigt wurden, kann hier aufgrund fehlender Information keine Einschätzung abgegeben werden. Lediglich hinsichtlich der CO₂-Einsparungen pro Hektar ist die zuckerrübenbasierte Ethanolproduktion der Alternative Getreide deutlich überlegen.

Da die in Tabelle 4.28 zitierten Studien mit ganz unterschiedlichen Bezugsgrößen (z. B. kWh oder Fahrzeugkilometer) gearbeitet haben, stellen die hier skizzierten umgerechneten Werte nur Näherungswerte dar. Besondere Vorsicht ist beim Vergleich der in Tabelle 4.28 dokumentierten CO₂-Vermeidungskosten mit den in der vorliegenden Studie ausgewie-

senen Werten geboten, weil diese direkt von den Annahmen hinsichtlich (a) der Preise für fossiles Benzin und (b) der Kosten der Ethanolproduktion und hier insbesondere von den unterstellten Rohstoffkosten abhängen. Da die zitierten Studien, die Aussagen zu den CO_{2äq}-Vermeidungskosten machen, mit Zahlen aus den Jahren 2006 und früher erstellt wurden, dürften diese unter Verwendung aktuell realistischer Zahlen zu deutlich höheren CO_{2äq}-Vermeidungskosten kommen. Um diesen Effekt anzudeuten, wurden in Tabelle 4.28 die CO_{2äq}-Vermeidungskosten für Ethanol auf Basis von Getreide ergänzt.

Tabelle 4.28: Klimabilanz und CO_{2äq}-Vermeidungskosten für Ethanol auf Basis von Zuckerrüben

		Schmitz	EMPA	JRC	IFEU	IE
CO _{2äq} -Emissionen Ethanol	kg/kWh _{EtOH}	0,135 bis 0,271	0,115	0,21	-	0,325
CO _{2äq} -Vermeidung	kg/kWh _{EtOH}	0,100 bis 0,236	0,215	0,105	0,107 bis 0,287	0,065
CO _{2äq} -Vermeidung	t/ha	7,2	5,2	-	3 – 11	-
CO _{2äq} -Vermeidungskosten ¹⁾	€/t CO _{2äq}	290 (252)	-	207 (239)	-	-

1) In Klammern: Werte für Ethanol auf Basis Getreide.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Schmitz (2006), Schmitz (2005), JRC (2007), IFEU (2004) und IE (2007), Zah et al. (2007).

4.4.3.3 Ethanol aus Zuckerrohr

Die deutsche Biokraftstoff-Politik ist prinzipiell so ausgestaltet, dass die Beimischungsverpflichtung sowohl durch inländisch erzeugte als auch durch importierte Biokraftstoffe erfüllt werden kann. Welche Option sich wie stark durchsetzen wird, ist in erster Line eine Frage der Wettbewerbsfähigkeit. Derzeit wird der Wettbewerb zwischen den EU-Standorten und Drittlandstandorten noch durch einen hohen Zollschutz beeinflusst; der hier maßgebliche EU-Einfuhrzoll für nicht-vergälltes Bioethanol beträgt 0,192 €/l. Es ist allerdings davon auszugehen, dass dieser Schutz im Laufe der Zeit deutlich reduziert wird. Ob in Zukunft über die Umsetzung der Nachhaltigkeitsverordnung die Importe von Bioethanol z. B. aus Brasilien signifikant behindert werden, muss einstweilen offen bleiben. Immerhin hätte Zuckerrohr-Bioethanol gegenüber einheimischem Bioethanol den eindeutigen Vorteil der wesentlich besseren CO_{2äq}-Bilanz, sofern in beiden Fällen eine nachhaltige Flächenbewirtschaftung erfolgt (siehe unten).

Bei den Agrarpreisen, die bis 2006 vorherrschten, lagen die Produktionskosten für Bioethanol in Europa bei 0,45 bis 0,50 €/l (HENNIGES, 2007), bei den in der vorliegenden Studie unterstellten erhöhten Agrarpreisen (180 €/t Weizen) liegen sie bei ca. 0,60 €/l (Tabelle 4.26). Inländisch erzeugtes Bioethanol ist somit ohne politische Fördermaßnahmen gegenüber Ottokraftstoffen, deren Marktpreis in dieser Studie mit 0,46 €/l angesetzt wird, nicht konkurrenzfähig. Bei diesem Vergleich ist auch der deutliche Unterschied in den Heizwerten zu berücksichtigen (vgl. Tabelle 4.1). Ein Liter Ethanol ersetzt nur ca. 0,65 l

Benzin. Folglich liegt der Kostennachteil von inländisch erzeugtem Ethanol gegenüber fossilem Benzin in der Größenordnung von 0,30 €/l Ethanol.

In vielen Ländern außerhalb der EU kann die Ethanolproduktion auf Basis von Zuckerrohr zu deutlich geringeren Produktionskosten erfolgen. Der kostengünstigste Ethanolproduzent auf Basis von Zuckerrohr ist Brasilien. Die Vollkosten für unvergälltes, hydriertes brasilianisches Ethanol cif Rotterdam (ohne Zoll) betrugen beim „alten“ Agrarpreisniveau (2005/06) um die 0,20 €/l, wobei die Transportkosten ungefähr 0,05 €/l¹⁰ ausmachten (ISERMEYER et al., 2005: 108). Zwar hat das stark gestiegene Agrarpreisniveau inzwischen auch in Brasilien zu einer Erhöhung der Opportunitätskosten geführt, gleichwohl ist nach wie vor davon auszugehen, dass brasilianisches Ethanol einen großen Kostenvorteil gegenüber europäischem Ethanol besitzt und (ohne politische Förderung) ungefähr Kostengleichheit mit konventionellem Benzin erreichen kann. Andere flächenstarke Länder wie z. B. Australien oder Thailand können Ethanol auf Basis von Zuckerrohr ebenfalls wesentlich kostengünstiger erzeugen als die Europäische Union, allerdings nicht so kostengünstig wie Brasilien (HENNIGES, 2007: 102; SCHMIDHUBER, 2006).

Der Kostenvorteil der zuckerrohrbasierten Ethanolproduktion an Überseestandorten gegenüber der getreide- oder zuckerrübenbasierten Ethanolproduktion in Europa wird vor allem durch den energetisch sehr viel günstigeren Konversionsprozess verursacht. Bei Verwendung von Zuckerrohr wird die Prozessenergie aus dem Reststoff Bagasse gewonnen. Moderne Anlagen nutzen diese so effizient, dass es sogar möglich ist, einen Teil der Bagasse zur Gewinnung elektrischer Energie zu verwenden und auf diese Weise zusätzliche Erlöse zu generieren, die mit steigenden Energiepreisen noch zunehmen.

In der klimapolitischen Bewertung führt dieser Stromverkauf zu einer Gutschrift, da eine CO_{2äq}-Vermeidung im Vergleich zur herkömmlichen Stromproduktion erzielt wird. Dadurch ergeben sich im Endeffekt negative CO_{2äq}-Vermeidungskosten, d. h. diese Option ist aus klimapolitischer Sicht sehr günstig zu bewerten. Die Netto-Energieerträge liegen bei über 32.000 kWh/ha und somit um ein Mehrfaches über den Netto-Energieerträgen, die sich mit der Ethanolproduktion in Europa erzielen lassen (SCHMITZ, 2006: 48).

Ein weltweiter Abbau der Zollsätze für Ethanol wird dazu führen, dass die in der EU installierten Ethanolanlagen unter einen verstärkten Wettbewerbsdruck durch die kostengünstiger produzierenden Ethanolanlagen auf Zuckerrohr-Basis geraten. Dabei wird sich der Weltmarktpreis für Ethanol jedoch, solange der Erdölpreis auf hohem Niveau liegt, nicht an den niedrigen brasilianischen Produktionskosten vor 2006 orientieren (s. o., ca. 0,25 €/l), sondern in einem Band liegen, dessen Untergrenze durch den (hohen) Benzin-

¹⁰ HENNIGES (2007: 118) weist Importkosten (cif Hamburg) in der Höhe von 0,28 €/l aus, wobei Transportkosten in Höhe von 0,1 €/l berücksichtigt sind.

preis und dessen Obergrenze durch das Ausmaß der jeweiligen Subventionierung des Ethanolverbrauchs bzw. durch die Verbreitung von verbindlichen Beimischungsquoten wie in Deutschland bestimmt wird. Unter der Annahme, dass es zu einer EU-weiten Beimischungsverpflichtung – d. h. zu einer starken, völlig preisunelastischen Ausdehnung der globalen Nachfrage – kommt, wird die Obergrenze des zukünftigen Weltmarktpreises für Ethanol in erster Linie vom Verlauf der Grenzkostenkurve in Brasilien und an den anderen kostengünstigen Produktionsstandorten abhängen. Je stärker dort die Ethanolproduktion ausgedehnt werden kann, desto eher gerät die Ethanolproduktion in Deutschland unter Druck.

Eine Quantifizierung dieser Zusammenhänge ist aus mehreren Gründen außerordentlich schwierig. Erstens werden im Szenario „hoher Erdölpreis“ die Produktionskosten für Ethanol an allen Standorten wesentlich höher liegen als in der Vergangenheit, weil die Agrarpreise und damit die Rohstoffkosten für die Ethanolproduktion auf hohem Niveau gehalten werden (allerdings sind die verschiedenen Ethanol-Produktionssysteme hiervon unterschiedlich stark betroffen). Zweitens ist kaum abzuschätzen, wie viel Kapital in diesem Szenario in den Ausbau der Produktionskapazitäten für Ethanol fließen wird, denn dies hängt stark davon ab, wie die Investoren das künftige Energie- und Agrarpreisgefüge beurteilen. Drittens ist zu berücksichtigen, dass die Liberalisierung des Ethanolmarktes auch die USA betreffen würde, denn auch dort besteht bisher ein Zollschutz in der Größenordnung von 0,10 €/l (WEC, 2007: 338). Bei einer globalen Zolllenkung könnte es einerseits dazu kommen, dass die Ethanolproduktion an den Zuckerrohrstandorten so stark expandiert, dass neben der EU-Produktion auch die US-Produktion unter Wettbewerbsdruck geraten wird. Andererseits könnte – im Fall einer nur schwachen Expansion der Zuckerrohrstandorte – eine Liberalisierung des Ethanolmarktes aber auch dazu führen, dass die USA sich zu einem Ethanol-Exporteur entwickeln und somit Teile der europäischen Beimischungspflichten mit US-Importen erfüllt werden.

4.4.3.4 Ethanol aus Lignocellulose

Die Produktion von Ethanol auf Basis von Lignocellulose hat bisher noch keinen Eingang in die kommerzielle Energiewirtschaft gefunden, sie befindet sich noch im Entwicklungsstadium. Auch mittelfristig ist kaum damit zu rechnen, dass derartige Anlagen einen nennenswerten Beitrag zur europäischen Ethanolversorgung leisten werden. Eine Studie der Internationalen Energieagentur gelangt zu der Einschätzung, dass auch bis zum Jahr 2030 derartige Kraftstoffe wegen der zahlreichen technischen Herausforderungen, die noch gelöst werden müssen, allenfalls ein Nischendasein führen (IEA, 2006b). Angesichts des frühen Entwicklungsstadiums dieser Bioenergie-Linie sind alle Angaben bezüglich technischer und ökonomischer Parameter als sehr unsicher anzusehen.

Wie oben dargestellt, basieren die derzeit kommerziell betriebenen Verfahren der Ethanolproduktion auf der Vergärung von Zucker oder Stärke. Da diese hochwertigen Pflanzeninhaltsstoffe aber auch wertvolle Ausgangsprodukte für Nahrungsmittel sind, kommt es bei einer Nutzung dieser Rohstoffe für die Bioenergie zu einer unmittelbaren Konkurrenz zwischen Bioenergie und menschlicher Ernährung. Bei der Ethanolproduktion aus Lignocellulose besteht hingegen die Möglichkeit, auch solche Pflanzenbestandteile für die Produktion von Biokraftstoffen nutzbar zu machen, die für die Nahrungsmittelproduktion wertlos sind. Dadurch können entweder Kuppelprodukte der Nahrungsmittel- oder der Nutzholzproduktion für die Bioenergie nutzbar gemacht werden (z. B. Getreidestroh oder Waldrestholz), oder es eröffnet sich die Möglichkeit, durch eine Verbreiterung der Rohstoffbasis für die Bioethanolproduktion effizientere Anbau- und Konversionsverfahren zu erschließen (SCHMITZ, 2006: 51).

Eine Verarbeitung von lignocellulosehaltigen Rohstoffen zu Ethanol ist nur möglich, wenn zunächst in einem ersten Verfahrensschritt die langkettigen Cellulosemoleküle in Glukose und andere Zuckerarten gespalten werden. Diese kurzkettigen Kohlenwasserstoffe können dann in einem zweiten Verfahrensschritt zu Ethanol fermentiert werden. Für den ersten Verfahrensschritt kommen entweder ein Säureaufschluss oder ein enzymatischer Aufschluss in Betracht (SCHMITZ, 2003: 82). Die aktuell in der Diskussion befindlichen Anlagen arbeiten aus wirtschaftlichen Gründen mit dem enzymatischen Aufschluss. Sie ähneln im Grundprinzip der Produktion von Bioethanol der 1. Generation. Es werden genetisch veränderte Hefen eingesetzt, die Enzyme zur Vergärung schwer verdaulicher Zuckerarten in Ethanol produzieren.

Das Investitionsvolumen einer 220.000 m³-Anlage zur Verarbeitung von Stroh ist wesentlich höher als das einer vergleichbaren Ethanol-Fabrik auf Basis von Weizen. Das im Rahmen des Konversionsprozesses anfallende Lignin wird durch Verbrennung zur Dampferzeugung verwendet. Somit kann die für den Prozess erforderliche Energie überwiegend durch das im Stroh enthaltene Lignin gedeckt werden, was den Einsatz von fossiler Energie stark begrenzt und die Emissionsbilanz günstig beeinflusst (SCHMITZ, 2005: 92).

Große Herausforderungen liegen allerdings neben der technischen Optimierung und der Markteinführung industrieller Anlagen in der Logistikkette und in der Rohstoffversorgung. Für die Versorgung der genannten Anlage wären rund 800.000 t Stroh erforderlich, das ist ungefähr das Fünffache der Strohmenge, die für die Co-Verfeuerung in einem Steinkohlekraftwerk angesetzt wurde (vgl. Kapitel 4.3). Hierfür müsste ein Liefergebiet mit einem Radius von 50 bis 150 km erschlossen werden (SCHMITZ, 2005: 90). Die logistischen Herausforderungen für die Anlagenbetreiber wären somit erheblich, aber auch auf die Politik würden aufgrund der Verkehrsbelastung im Umfeld der Anlagen neue Herausforderungen zukommen.

Die geschätzte $\text{CO}_{2\text{aq}}$ -Vermeidung wäre v. a. wegen des Verzichts auf fossile Energieträger im Konversionsprozess deutlich höher als bei der Ethanolproduktion aus Getreide. Allerdings gibt es bezüglich der $\text{CO}_{2\text{aq}}$ -Vermeidung und den daraus resultierenden $\text{CO}_{2\text{aq}}$ -Vermeidungskosten extreme Unterschiede in der Literatur: Während SCHMITZ (2006: 75) bei unterstellten Rohölpreisen von 50 €/bbl Vermeidungskosten von mehr als 290 €/t $\text{CO}_{2\text{aq}}$ ausweist, kommen JRC (2007: 65) bei gleichen Kosten für die fossile Referenz sogar auf negative Vermeidungskosten von -13 €/t $\text{CO}_{2\text{aq}}$. Allerdings basieren die zuletzt genannten Kalkulationen auf unterstellten Kosten der Strohbeschaffung von 37 €/t frei Anlage. Dieser Wert dürfte auf Dauer und in der Breite der deutschen Landwirtschaft deutlich zu gering sein. Realistische Werte bewegen sich eher in der Größenordnung von 60 €/t frei Feld, wie sie in der Anlage für die Co-Verbrennung von Stroh unterstellt wurden. Bei deutlich geringeren Transportentfernungen wurden dort für den Transport noch einmal 29 €/t angesetzt, so dass frei Ethanolanlage eher Werte in der Größenordnung von 90 €/t zu unterstellen sind.

4.4.4 Biogas-Anlage zur Produktion von Kraftstoff (2,5 MW_{CH₄})

Die Verwendung von Biogas im Kraftstoff-Segment ist gegenwärtig eine Option, die – abgesehen von einer Pilotanlage – in Deutschland wie auch in den meisten anderen Ländern der EU keine praktische Bedeutung hat. Lediglich in Schweden gibt es inzwischen 34 Tankstationen, die einige tausend PKW mit Biogas versorgen, das aus Klärschlamm- und Bioabfallanlagen gewonnen wird.

Der Einsatz von Erdgas in Kraftfahrzeugen ist grundsätzlich geklärt und wird – angeregt durch die im Vergleich zu Benzin und Diesel günstigere Besteuerung – auch zunehmend praktiziert (vgl. Kapitel 2.3 und 3.3). Um Biogas für diese Verwertungsrichtung nutzbar zu machen, muss es auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Welche Herausforderungen hierbei zu bewältigen sind, wurde bei der Diskussion der Direkteinspeisung zur verbrauchsnahe Kraftwärmekopplung in Kapitel 4.3.4 bereits dargestellt. Die dortigen Feststellungen gelten auch für die Nutzung von Biogas im Kraftstoffsektor.

Die hier ausgewählte Anlage ist identisch mit der Anlage, die in Kapitel 4.3 im Zusammenhang mit der Gaseinspeisung beschrieben wurde. Der einzige Unterschied besteht darin, dass das eingespeiste Biomethan hier im Kraftstoffsektor verwendet wird. Die Produktionskosten für das eingespeiste Methan belaufen sich auf knapp 0,08 €/kWh_{CH₄} (Tabelle 4.29). Das eingespeiste Biomethan ist steuerbefreit. Da jedoch das Konkurrenzprodukt Erdgas wegen eines deutlich reduzierten Mineralölsteuersatzes frei Tankstelle zum Preis von 0,058 €/kWh_{CH₄} (entspricht 0,80 €/kg Methan) angeboten wird, ist die Biomethan-Einspeisung für diesen Zweck derzeit nicht konkurrenzfähig. Es ergibt sich ein Verlust

von ca. 0,02 €/kWh_{CH₄} (vgl. Tabelle 4.29). Um diese Verwertung betriebswirtschaftlich rentabel zu gestalten, müsste der Gesetzgeber entweder ein Beimischungs- bzw. Verwendungsgebot für Biomethan in diesem Bereich erlassen, Erdgas ebenso wie Mineralöl besteuern oder die Biogasverwendung im Kraftstoffsektor subventionieren.

Tabelle 4.29: Wirtschaftlichkeit der Biogasnutzung als Kraftstoff (2,5 MW_{CH₄})

Betriebswirtschaftliche Perspektive		Einheit	€/a	
<u>Erlöse</u>				
Strom	Menge	1.363.391	kg/a	
		1.899.448	m³/a	
		18.937.500	kWh _{CH4} /a	
	Preis	0,80	€/kg	
Summe Erlöse		0,058	€/kWh	1.090.713
<u>Variable Kosten</u>				
Silomais	Menge	20.192	t/a	
	Preis	28	€/t	565.387
	Ernte, Transport, Silierung	7,80	€/t	157.501
	Summe Kosten Silomais frei Anlage	35,80	€/t	722.888
		0,038	€/kWh _{CH4}	
Schweinegülle	Menge	2.000	t/a	
	Transport Schweinegülle	1,5	€/t	3.000
		0,0002	€/kWh _{CH4}	
sonstige variable Kosten		0,022	€/kWh _{CH4}	412.765
Summe variable Kosten		0,060	€/kWh _{CH4}	1.138.653
<u>Fixkosten</u>				
Investitionsvolumen BG-Anlage		2.400.000	€	
Investitionsvolumen PSA-Verfahren		961.182	€	
Investitionsvolumen Einspeisung		333.084	€	
Kapitalkosten		0,017	€/kWh _{CH4}	320.508
sonstige Fixkosten		0,002	€/kWh _{CH4}	31.878
Summe Fixkosten		0,019	€/kWh _{CH4}	352.386
Summe Kosten		0,079	€/kWh _{CH4}	1.491.039
Unternehmergewinn		-0,021	€/kWh _{CH4}	-400.326

Quelle: Eigene Berechnungen.

Technisch wäre es auch möglich, dass Biogas nur zu reinigen, aufzubereiten und über eigens zu errichtende Tankstellen zu vermarkten. Dieser Ansatz würde die Zahl der relevanten Standorte deutlich einschränken, weil eine Tankstelle unbedingt verbrauchsnahe positioniert sein muss. Außerdem würden in diesem Fall zwar die Investitionen in die Einspeisung entfallen – nicht die in die Reinigung und Aufbereitung – aber dafür würden erhebliche Investitionen in die Tankstelle fällig. Per Saldo wäre ein deutlich höheres Investitionsvolumen zu erwarten, so dass das gesamte Verfahren noch weniger wirtschaftlich wäre als das hier vorgestellte Konzept.

Im Vergleich zu den anderen Biokraftstoffvarianten aus heimischer Erzeugung könnte dies durchaus sinnvoll sein, denn die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten liegen mit ca. 170 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ ähnlich wie beim Biodiesel (aus Raps) und wesentlich günstiger als beim Bioethanol (aus Weizen). Hierbei fällt auf, dass die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten bei der Direkteinspeisung von Biogas in der Kraftstoffvariante wesentlich niedriger ausfallen als in der Strom-/Wärmevariante (vgl. Tabellen 4.14 und 4.16). Ursache hierfür ist der Umstand, dass die Biogas-Produktion gegenüber den (teuren) fossilen Kraftstoffen einen deutlich geringeren Kostennachteil aufweist als gegenüber dem (billigen) fossilen Strom.

In diesem Partialvergleich, der sich auf inländische Biokraftstoffe beschränkt, ist der hohe Energiemengenertrag als besonderer Vorteil des Biogas-Kraftstoffs hervorzuheben. Die Energieerträge je Hektar LF liegen sowohl brutto als auch netto mehr als doppelt so hoch wie beim Biodiesel und beim Bioethanol, und gleiches gilt für die mengenmäßige $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung je Hektar, hier leistet die Option Biogas-Kraftstoff eine Reduktion der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen um ca. 6,7 t/ha. Wenn es gelänge, die Hektarerträge von Mais stärker als bei den anderen Ackerkulturen zu steigern (vgl. Kapitel 4.3.3) und den Methanschluß zu vermeiden (vgl. Kapitel 4.4.1), könnte dieser Vorteil künftig noch größer ausfallen. Das spräche dafür, eine auf inländische Produktion orientierte Bio-Kraftstoffpolitik stärker auf Biogas als auf Biodiesel bzw. Bioethanol auszurichten.

Zu anderen Politikempfehlungen gelangt man jedoch, wenn man das Spektrum der Optionen weniger eng fasst. Im Vergleich zur Biokraftstoffproduktion in Übersee fallen nämlich die Indikatoren des deutschen Biogas-Kraftstoffs sehr ungünstig aus, und auch im inländischen Vergleich fällt der Biogas-Kraftstoff gegenüber anderen Biomasse-Strategien (vor allem im Wärmebereich) deutlich ab. Das spricht dafür, die Biokraftstoffproduktion eher den Übersee-Standorten zu überlassen und die deutsche Biomasse-Strategie stärker auf den Wärmebereich auszurichten.

Tabelle 4.30: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für die Biogasnutzung als Kraftstoff (2,5 MW_{CH4})

Energie- und CO _{2äq} -Bilanzierung	Energiebilanz		CO _{2äq} -Emissionen	
	kWh/ha	kWh/kWh _{CH4}	kg CO _{2äq} /kWh _{CH4}	kg CO _{2äq} /ha
Rohstoffproduktion	2.602	0,062	0,055	2.310
Input				
darunter				
Diesel (82 l/ha)	925	0,022	0,006	250
Stickstoff (73 kg/ha)	1.016	0,024	0,013	543
Ca-Düngung (580 kg/ha)	401	0,010	0,004	178
direkte Lachgasemissionen Feld			0,031	1.284
Output Mais (44,5 t/ha)	59.333	1,422		
Konversion				
Input	9.803	0,235	0,116	4.846
darunter				
für Elektrizität	2.122	0,051	0,013	560
Bau Fermenter	3.176	0,076	0,016	667
Elektrizität (Aufbereitung)	3.113	0,075	0,020	821
Methanverluste			0,055	2.295
Output (kWh_{CH4})	41.734	1,000		
Gutschriften				
Gutschrift für Güllelagerung (0,105 kg/ kWh _{CH4})			0,004	167
Volkswirtschaftliche Betrachtung				
Energieertrag	kWh_{CH4}/ha			
Brutto-Energieertrag	41.734			
Netto-Energieertrag (ohne Gutschriften)	29.329			
CO_{2äq}-Bilanz	kg CO_{2äq}/kWh_{CH4}			
CO _{2äq} -Emissionen (ohne Gutschriften)	0,171			
CO _{2äq} -Emissionen (mit Gutschriften)	0,167			
CO _{2äq} -Emissionen Benzin	0,325			
CO _{2äq} -Vermeidung	0,158			
CO_{2äq}-Vermeidungskosten	€/kWh			
Nettokosten Biomethan	0,079			
Kosten Benzin	0,051			
Kostendifferenz	0,027			
CO _{2äq} -Vermeidungskosten (in €/t CO _{2äq})	173			
Subventionen	€/kWh			
LWS Energiepflanzenprämie	0,001			
Mineralölsteuerbefreiung	0,073			
Summe Subventionen	0,074			

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4.5 Biomass-to-Liquid (BtL)

Der Sammelbegriff BtL wird häufig für jene Verfahren zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen benutzt, die darauf abzielen, die ganze Pflanze für die Kraftstoffherstellung zu nutzen. Diese Verfahren haben im Vergleich zu den Biokraftstoffen der ersten Generation das Potenzial, (a) einen höheren Kraftstofftertrag je Hektar zu erzielen und (b) ein breites Rohstoffspektrum nutzen zu können (GRÜNWALD, 2006).

Diese Definition trifft zum einen auf die Erzeugung von Bioethanol aus lignocellulosehaltigen Materialien zu, die bereits bei der Darstellung der Verfahren zur Ethanol-Erzeugung beschrieben wurde (Kapitel 4.4.3). Das zweite im engeren Sinne als BtL bezeichnete Verfahren, auf das nachfolgend eingegangen werden soll, basiert auf der Herstellung von Synthesegas aus Biomasse, welches dann in weiteren Prozessschritten zu verschiedenen Kraftstoffen weiterverarbeitet werden kann. Die Möglichkeit, das Endprodukt gezielt auf die Bedürfnisse der Motoren ausrichten und somit „Designerkraftstoffe“ herstellen zu können, lässt das BtL-Verfahren auf Basis von Synthesegas aus Sicht der Motorenhersteller besonders vielversprechend erscheinen.

Die BtL-Produktion umfasst vier wesentliche Prozessschritte: die Biomassekonditionierung (Pyrolyse), die Vergasung, die Gasaufbereitung und die Synthese des gewünschten Kraftstoffs. Im Einzelnen gibt es dabei aber eine große Anzahl verschiedener Verfahrensvarianten. Viele Teilschritte sind für sich gesehen bereits technologisch durchgeführt worden, andere befinden sich noch in der Entwicklung. Eine großtechnische Synthesegasherstellung aus Biomasse mit anschließender Konversion zu Kraftstoffen wurde aber bisher noch nicht realisiert. Insofern bestehen bezüglich der technischen, energetischen und wirtschaftlichen Parameter noch erhebliche Unsicherheiten. Zu beachten ist auch, dass sich der bisherige Wissensstand zur Biomassevergasung im Wesentlichen auf die Vergasung von Holz bezieht. Die Vergasung halmgutartiger Biomasse stellt aufgrund der andersartigen Zusammensetzung eine größere technologische Herausforderung dar (GRÜNWALD, 2006).

Experten gehen davon aus, dass es wegen der noch zu bewältigenden technischen Herausforderungen in den nächsten 15 Jahren nicht zu einer nennenswerten Durchdringung des Kraftstoffmarktes mit BtL-Kraftstoffen kommen wird (IEA, 2006b). Andererseits soll im Jahr 2008 die Beta-Anlage der Firma Choren in Betrieb gehen und einen jährlichen Ausstoß von 15.000 t Fischer-Tropsch (FT) Diesel haben.

Die wichtigsten Hemmnisse für die großtechnische Realisierung mit einem Kraftstoffausstoß von über 100.000 t sind der sehr hohe Investitionsbedarf von mehreren Milliarden Euro für eine die Konversionsanlage sowie die logistische Bewältigung der Rohstoffzufuhr. Als Rohstoff kommt grundsätzlich eine sehr breite Produktpalette einschließlich

zahlreicher Reststoffe und Nebenprodukte in Betracht. Für den kommerziellen Betrieb zeichnet sich jedoch eine Konzentration auf lignocellulosereiche und trockene Biomasse-träger ab. Hier sind in erster Linie Stroh, Waldrestholz, Ganzpflanzengetreide, Heu, schnellwachsender Baumarten oder Miscanthus zu nennen. Das Verfahren ist nicht auf einzelne Pflanzenarten angewiesen. Es kann auch mit der Nutzung von Steinkohle (als Energieträger) kombiniert werden.

Um die Wettbewerbsfähigkeit von BtL-Kraftstoffen abzuschätzen, wurde im Auftrag der Deutschen Energie Agentur GmbH (dena) und mit Mitteln der FNR sowie führender Automobil- und Kraftstoffproduzenten inklusive der in der Entwicklung von BtL-Kraftstoffen aktiven Firmen Lurgi und Choren eine Realisierungsstudie¹¹ erstellt. Diese Studie selbst wurde nicht veröffentlicht, die dena hat lediglich eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse publiziert, so dass eine detaillierte, wissenschaftliche Nachvollziehbarkeit der Zahlen nicht gegeben ist. Es wurden Anlagen in der Größenordnung mit einer jährlichen Gesamtproduktion von gut 110.000 t Kraftstoff untersucht. Neben FT-Diesel fallen bei der Produktion 10 bis 40 % Naphtha an, das ähnliche Eigenschaften wie Benzin aufweist und somit ein zu vermarktendes Nebenprodukt darstellt (DENA, 2006: 13).

Zur Herstellung dieser Kraftstoffmenge, die ganz grob dem Energieäquivalent der oben skizzierten Ethanolanlage entspricht, wird ca. 1 Mio. t Biomasse benötigt. Das wäre ungefähr die achtfache Menge dessen, was bei der Co-Verbrennung von Stroh bzw. Hackschnitzeln in Kraftwerken in Kapitel 4.3.6 eingesetzt würde; der entsprechende Flächenbedarf beträgt ca. 100.000 ha (Hackschnitzel) bzw. 160.000 ha (Stroh). Ursache für diesen sehr hohen Rohstoffbedarf ist der Umstand, dass das Verfahren sehr energieaufwendig ist. Und dieser Energiebedarf wird aus der vergleichsweise wenig energiereichen Biomasse gedeckt, so dass der hohe Massebedarf entsteht. Da fraglich ist, ob derartige Rohstoffmassen mit vertretbarem Aufwand über große Distanzen zur Produktionsanlage transportiert werden können, wird im Rahmen einer Pilotanlage des Forschungszentrums Karlsruhe mit Mitteln der FNR ein absätziges Verfahren erprobt, bei dem die Erfassung des Agrarrohstoffs und der erste Verarbeitungsschritt dezentral erfolgt. Der dabei entstehende verdichtete Rohstoff wird Slurry genannt, der dann per LKW oder Bahn an die zentrale Anlage geliefert wird, wo die eigentliche Vergasung und Weiterverarbeitung zu FT-Diesel stattfindet.¹²

¹¹ Folgende Firmen haben die Studie erarbeitet: Ludwig Bölkow Systemtechnik, Fichtner GmbH & Co. KG, Rödl & Partner sowie die NORD/LB.

¹² Einzelheiten zu dem von Prof. Dinjus geleiteten Projekt sind unter folgender Anschrift im Internet nachzulesen: <http://www.fzk.de/fzk/idcplg?IdcService=FZK&node=3660>

Neben den Investitions- und Transportkosten haben natürlich auch beim BtL-Verfahren die Biomassekosten einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Für die dena-Studie wurde ein breites Spektrum an Rohstoffen unterstellt, dessen Kosten je nach Biomasseart zwischen 21 und 180 €/t Trockenmasse (TM) betragen. Für den Großteil der Rohstoffe wurde von Beschaffungskosten von weniger als 60 €/t frei Feldlager ausgegangen (DENA, 2006: 8). Diese Annahme ist angesichts der benötigten Rohstoffmenge und angesichts der erwartbaren Preistendenzen bei Holz aus Kurzumtriebsplantagen als wenig realistisch anzusehen.

Große Synergieeffekte bietet die Integration einer BtL-Anlage in einen bestehenden Raffinerie- oder Chemiestandort, da auf diese Weise die Investitionskosten um bis zu 25 % sinken (DENA, 2006: 12). Für diesen Fall rechnen die Autoren der dena-Studie mit Produktionskosten von 0,88 €/l FT-Diesel. Bei Ausschöpfung künftiger Optimierungspotenziale gehen sie von weniger als 0,80 €/l aus (DENA, 2006: 14). Abschätzungen von LEIBLE et al. (2007: 88) ergaben für eine Anlage mit einer Jahresproduktion von 0,2 Mio. t BtL Produktionskosten von rd. 1,0 €/l; für eine Anlage mit 1,0 Mio. t BtL pro Jahr resultierten rd. 0,9 €/l BtL. Die von GRÜNWALD (2006) zitierte Studie „clear views on clean fuels“ aus dem Jahr 2005 kommt für das Szenario „Anbaubiomasse“ zu geschätzten Produktionskosten von 1,00 bis 1,30 €/l FT-Diesel, bei der Verwendung von Reststoffen liegt das Kostenniveau ca. 20 % niedriger. SCHMITZ (2006) geht von Herstellungskosten in der Größenordnung von ca. 1,01 €/l aus; bei IFEU (2004) reichen die Schätzungen von 0,54 bis 1,51 €/l. Die Energiedichte von BtL ist mit 33,5 MJ/l nur geringfügig niedriger als die von Diesel, so dass 1 Liter BtL-Kraftstoff 0,97 l Diesel ersetzen kann.

Die von den verschiedenen Studien projizierten Produktionskosten liegen somit überwiegend – teilweise sehr deutlich – über denen von Biodiesel (vgl. Kapitel 4.2). Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass Biodiesel mit Blick auf die Kraftstoffqualität und die zunehmenden emissionsrechtlichen Anforderungen eher mit einem Malus zu versehen ist, während BtL diesbezüglich eher einen Bonus erhalten würde, weil die Zusammensetzung des Kraftstoffs zielgerichtet modifiziert werden kann („Designer-Kraftstoff“). Angesichts der teilweise recht optimistischen Annahmen hinsichtlich der Rohstoffpreise und der immensen Herausforderungen hinsichtlich der Rohstoffproduktion und -logistik ist es insgesamt dennoch fraglich, ob eine großtechnische Anlage in Deutschland rentabel zu führen wäre. Bessere Aussichten für eine wettbewerbsfähige Herstellung von BtL-Synthesekraftstoff hätten vermutlich Überseestandorte, die Holz in Großplantagen erzeugen können. Um die Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen und die Markteinführung zu beschleunigen, ist die BtL-Verwendung in Deutschland bis 2015 von der Mineralölsteuer befreit.

Bezüglich des $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Minderungspotenzials und der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten gibt es bisher kaum Schätzungen, die sich auf die Produktion von FT-Diesel auf Basis landwirtschaftlicher Rohstoffe (Hackschnitzel aus KUP; Stroh) beziehen (GRÜNWALD, 2006). Nach Berechnung von SCHMITZ beläuft sich das $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Minderungspotenzial auf etwa $0,270 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$ (SCHMITZ, 2006: 74). Allerdings dürften nach bisherigen Schätzungen die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten trotz der relativ hohen Vermeidung und der geringen Rohstoffkosten mit $280 \text{ €/t CO}_{2\text{äq}}$ vergleichsweise hoch ausfallen (ebenda); Ursache dafür sind die sehr hohen Investitionsvolumina und daraus resultierende Kapitalkosten. Das IFEU (2004) weist für BtL eine Spannbreite bei der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Minderung von $0,221 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$ bis $0,288 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$ aus. Die sich daraus ergebenden $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten liegen unter Verwendung der in dieser Studie festgelegten Referenzpreise in der Größenordnung von $49 \text{ €/t CO}_{2\text{äq}}$ bis $375 \text{ €/t CO}_{2\text{äq}}$. Berechnungen von LEIBLE et al. (2007: 90) ergeben für unterschiedliche Anlagengrößen (500 bis 5.000 MW) bei der Verwendung von Waldrestholz oder Stroh $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten von 230 bis $330 \text{ €/t CO}_{2\text{äq}}$.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungspotenziale grundsätzlich erheblich wären, dass aber die Kosten bei einer inländischen Produktion – selbst bei sehr optimistischen Annahmen – so hoch lägen, dass diese Option nach derzeitigem Kenntnisstand aus klimapolitischer Sicht wenig effizient erscheint. Die Frage, welche Kostensenkungspotenziale bei Nutzung kostengünstigerer und produktiverer Standorte im Ausland erschlossen werden könnten, kann im Rahmen der vorliegenden Studie nicht untersucht werden.

4.5 Vergleichende Bewertung der Bioenergie-Linien

Ziel dieses Kapitels ist es, eine vergleichende Beurteilung der verschiedenen Bioenergie-Linien vorzunehmen. Dazu werden zunächst noch einmal die wesentlichen Charakteristika der untersuchten Anlagen sowie die wichtigsten Analyseergebnisse zusammenfassend gegenübergestellt. Dabei erfolgt auch ein Abgleich mit den Ergebnissen anderer Studien, um die eigenen Ergebnisse einordnen zu können.

Anschließend wird untersucht, wie die Ergebnisse auf eine Variation wichtiger Parameter reagieren. Hierbei ist besonders die Variation der Preise für agrarische Rohstoffe und für fossile Energieträger interessant. In einem letzten Schritt werden die Konsequenzen einer Modifikation wesentlicher technischer Parameter und Anlagenkonfigurationen ermittelt und diskutiert.

4.5.1 Synopse der technischen Charakteristika für die untersuchten Anlagen

In Tabelle 4.31 sind zunächst die wichtigsten technischen Charakteristika der hier exemplarisch untersuchten Anlagentypen zusammengetragen. Dabei sind folgende Merkmale und Unterschiede hervorzuheben:

- Die ausgewählten typischen Anlagen sind insbesondere hinsichtlich ihrer Kapazität (KW_{el} bzw. KW_{th}) sehr unterschiedlich. Während die reine Wärmeproduktion in vergleichsweise sehr kleinen Anlagen erfolgt (ab 60 kW), findet die Biogasproduktion annahmegemäß in – verglichen mit anderen Alternativen - mittleren Anlagen statt. Die mit Abstand größten Anlagen zur Stromproduktion werden im Fall der Co-Verbrennung von Stroh bzw. Hackschnitzeln unterstellt (50 MW_{el}).
- Diese Unterschiede in der Leistung schlagen sich auch in der Höhe der erforderlichen Investitionsvolumina nieder. Sie reichen von ca. 50.000 € für die Getreideheizung über Biogasanlagen im niedrigen einstelligen Millionenbetrag bis hin zu der Ethanolanlage mit einem Investitionsbedarf von über 100 Mio. €.
- Große Unterschiede weisen die Anlagen auch hinsichtlich des Flächenbedarfs für den Anbau der Energiepflanzen und damit hinsichtlich der Anforderungen an die simultane Optimierung von Produktion und Logistik auf. Getreide- und Hackschnitzel-Heizung sowie die Biogasanlagen haben – verglichen mit den Alternativen – jeweils nur einen geringen Flächenbedarf von 5 bis 460 ha. Demgegenüber hat die Co-Verbrennung von Hackschnitzeln mit ca. 12.500 ha einen wesentlich größeren Flächenbedarf für die Beschickung der Anlage. Den weitaus größten Flächenbedarf haben die skizzierte Biodiesel-Anlage (ca. 42.000 ha), und die Ethanolanlage auf Basis von Weizen (ca. 88.000 ha), wobei hier zu berücksichtigen ist, dass die Rohstoffe gut transportabel und gegebenenfalls kostengünstig über weite Distanzen herangeschafft werden können. Die Co-Verbrennung von Stroh hat mit ca. 80.000 ha ebenfalls einen enormen Flächenbedarf, wobei allerdings zu berücksichtigen ist, dass hierbei keine Konkurrenz mit anderen Nutzungsformen vorliegt, sondern das Stroh als Nebenprodukt anfällt.

Die im Rahmen der vorliegenden Studie ermittelten Kennzahlen zur ökonomischen und klimapolitischen Beurteilung der verschiedenen Bioenergie-Linien sind der Tabelle 4.32 zu entnehmen. Auf diese Ergebnisse wird im weiteren Verlauf des Kapitels noch näher eingegangen. Zunächst soll jedoch ein Abgleich mit Ergebnissen anderer Studien erfolgen, um eine bessere Grundlage für die Belastbarkeit der quantitativen Ergebnisse zu erlangen.

Tabelle 4.31: Wesentliche technische Charakteristika der untersuchten Bioenergie-Anlagen

	Einheit	Wärmeproduktion		Stromproduktion		Strom- und Wärmeproduktion (KWK-Anlagen)				Kraftstoffproduktion			
Leistung	kW _n bzw kW _d	60	400	Biogas (Strom)	Stroh Co- Verbrennung	Hack- schnittel Co- Verbrennung	Biogas-Gülle (Strom & Wärme)	Biogas (Strom & Wärme)	Biogas (Einsp.)	Hack- schnittel KWK	Ethanol	Biodiesel	Biogas
				500	50 MW	50 MW	150	500	1000	500			
Rohstoffbasis	Weizen		Hack- schnittel	Silomais/ Gülle	Stroh	Hack- schnittel	Gülle	Silomais/ Gülle	Silomais/ Gülle	Hack- schnittel	Weizen	Raps	Silomais
Rohstoffbedarf ³⁾	1.000 t FM p.a.	0,042	0,42	10,4 SM ¹⁾ 1 SG ²⁾	148	206	21,1 SG ²⁾	10,4 SM ¹⁾ 1 SG ²⁾	20,4 SM ¹⁾ 2 SG ³⁾	7,2	675	251,2	20,1 SM ¹⁾ 2 SG ³⁾
Flächenbedarf	ha	5,5	25	234	(80.700) ⁴⁾	12.500	n.a.	234	454	440	87.671	67.904	-
Auslastung/Vollaststunden	(h/a)	2.333	2.627	7.500	5.000	5.000	7.500	7.500	7.500	6.186	8.000	8.000	7.500
Wärmeproduktion	MW _{h_n} /a	140	994	-	-	-	131	1.174	5.965	15.000	-	-	-
Stromproduktion	MW _{h_e} /a	-	-	3.750	250.000	250.000	1.125	3.750	7.500	3.093	-	-	-
Kraftstoffproduktion	m ³ /a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251.889	112.360	1.899.448
	MWh/a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.488.665	1.033.034	18.938
Investitionsvolumen	1.000 €	47	489	1.500	20.900	20.500	446	1.666	4.094	3.636	102.924	40.000	3.709

1) Silomais, 2) Schweinegülle, 3) Einzelheiten zu Preisen und Brennwerten der Rohstoffe siehe Tabelle 4.1, 4) Fläche wird nicht benötigt, da Stroh als Nebenprodukt der Getreideproduktion anfällt.
n.a.: Nicht ausgewiesen.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 4.32: Wesentliche Ergebnisse der untersuchten Bioenergie-Linien im Überblick

	Einheit	Wärmeproduktion		Stromproduktion			Strom- und Wärmeproduktion (KWK-Anlagen)				Kraftstoffproduktion		
		Getreide- heizung	Hack- schnittzel- heizung	Biogas (Strom)	Stroh Co- Verbrennung	Hack- schnittzel Co- Verbrennung	Biogas-Gülle (Strom & Wärme)	Biogas (Strom & Wärme)	Biogas (Einsp.)	Hack- schnittzel HKW	Ethanol	Biodiesel	Biogas
Produktionskosten	€/kWh	0,106	0,082	0,186	0,096	0,114	0,104	0,167	0,183	0,094	0,101	0,072	0,079
Erlöse	€/kWh	0,085	0,085	0,161	0,002	0,002	0,180	0,193	0,224	0,467	0,118	0,108	0,058
Anteil l.d.w. Rohstoffkosten an Produktionskosten	%	51	35	54	46	43	0	52	43	45	67	81	49
CO _{2aq} -Vermeidung (brutto)	kg CO _{2aq} /kWh	0,159	0,247	0,385	0,963	0,909	0,518	0,374	0,212	0,446	0,064	0,092	0,158
CO _{2aq} -Vermeidung (netto)	kg CO _{2aq} /kWh	0,159	0,247	0,385	0,963	0,909	1,249	0,475	0,453	1,857	0,108	0,162	0,158
CO _{2aq} -Vermeidung	(t CO _{2aq} /ha)	4,0	9,7	6,2	3,0	18,2	n.a.	7,6	7,5	13,1	1,8	2,5	6,7
CO _{2aq} -Vermeidungskosten	€/t CO _{2aq}	130	-11	378	45	68	52	267	316	29	459	175	173
Subvention pro t CO _{2aq} -Vermeidung	€/t CO _{2aq}	45	29	323	0	0	107	277	325	94	578	193	468
Subventionen	€/kWh	0,007	0,007	0,124	0,000	0,002	0,134	0,131	0,147	0,174	0,062	0,031	0,074
Netto-Energieertrag [ohne Gutschrift]	kWh/ha	18.626	34.785	10.487	n.a.	16.534	n.a.	10.432	5.399	3.837	3.860	6.134	29.329
Netto-Energieertrag [mit Gutschrift]	kWh/ha	18.626	34.785	10.487	n.a.	16.534	n.a.	15.455	18.546	34.328	6.570	11.552	29.329

n.a.: Nicht ausgewiesen.

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.5.2 Vergleichende Beurteilung der analysierten Bioenergie-Linien

Der Vergleich über alle Bioenergie-Linien und Beurteilungsindikatoren hinweg hat gezeigt, dass sich die verschiedenen Bioenergie-Linien besonders stark hinsichtlich des Netto-Energieertrags sowie hinsichtlich der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten unterscheiden (Tabelle 4.32).

Die Unterschiede hinsichtlich der Produktionskosten sind zwar mit ca. 100 % ebenfalls hoch, allerdings deutlich niedriger als die Unterschiede hinsichtlich der genannten klimapolitischen Beurteilungsindikatoren.

Im Folgenden werden die Ergebnisse zu den wichtigsten Beurteilungsindikatoren vergleichend gegenübergestellt.

4.5.2.1 Vergleich der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten

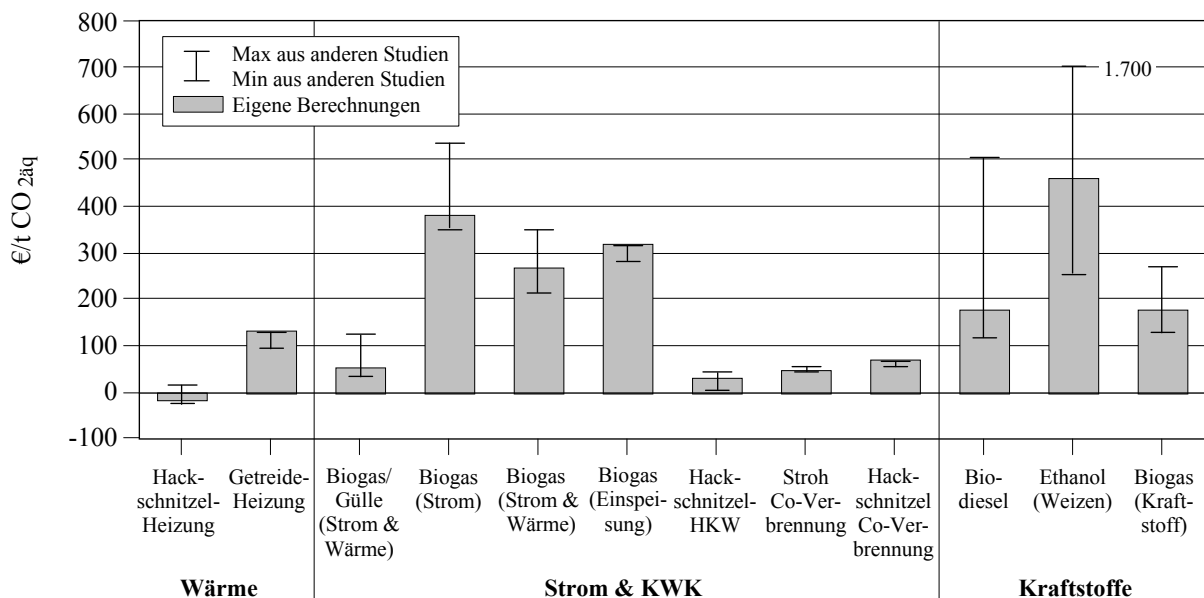
Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten der hier analysierten Bioenergie-Linien werden in Abbildung 4.6 zusammengefasst, wobei neben den eigenen Ergebnissen (Balken) auch die Streubreite der Ergebnisse anderer Untersuchungen eingetragen ist (Linie). Bei den Ergebnissen der anderen Untersuchungen wurden, soweit vorhanden, direkt die von Dritten ermittelten $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten verwendet. In jenen Fällen, in denen die Publikationen nur die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen bzw. nur die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung ausweisen, wurde unter Verwendung der in dieser Studie verwendeten Kostenannahmen für Bioenergie-Linien sowie fossile Referenzen ein Wert für die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten errechnet.

Folgende Ergebnisse sind hervorzuheben:

- Für ein- und dieselbe Bioenergie-Linie variieren die in der Literatur ausgewiesenen $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten. Eine besonders große Variation ist bei den Biokraftstoffen festzustellen, für die auch besonders viele Untersuchungen vorliegen.
- Unbeschadet dieser Variation innerhalb der Linien lassen sich aber drei Gruppen von Bioenergie-Linien identifizieren, die hinsichtlich der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten klar voneinander abgrenzbar sind und somit aus klimapolitischer Sicht unterschiedlich günstig zu beurteilen sind.
- In die günstigste Gruppe fallen die Hackschnitzel-Heizung, das Hackschnitzel-HKW, die güllebasierte Biogasanlage sowie die beiden Co-Verbrennungsoptionen. In dieser Gruppe liegen die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten bei 50 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$, teilweise werden sogar negative $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten erreicht.

- Die mittlere Gruppe umfasst die Getreideheizung sowie Biodiesel und Biogas als Kraftstoff. Hier liegen die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten in einer Größenordnung von 100 bis 200 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$, also ungefähr zwei- bis dreimal so hoch wie bei den Bioenergie-Linien in der ersten Gruppe. Das heißt, für jeden Euro, den die Gesellschaft mit dem Ziel des Klimaschutzes in diese Bioenergie-Linien investiert, könnte sie bei Konzentration auf die erste Gruppe die zwei- bis dreifache Menge an Klimaschutz erzielen.
- In der ungünstigsten Gruppe befinden sich die silomaisbasierten Biogasanlagen zur Strom- und Wärmeproduktion sowie – nochmals mit deutlichem Abstand - die Biogasanlagen ohne Verwertung der anfallenden Wärme sowie die Ethanolanlage auf Basis von Weizen. Während bei den Biogasanlagen der sehr große Abstand zwischen den Produktionskosten und den Kosten herkömmlicher Stromproduktion den Ausschlag gibt, ist es beim Ethanol die sehr geringe $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Einsparung von lediglich gut 0,100 kg/kWh.
- Ersetzt man die in dieser Studie erzielten Ergebnisse (Balken) durch die in der Literatur ausgewiesenen Ergebnisse (Linien), zeigt sich ein ähnliches Bild. Das heißt: Die hier ausgewiesene Gruppeneinteilung und die daraus resultierende klimapolitische Beurteilung haben auch dann Bestand, wenn mit abweichenden Annahmen gerechnet wird.

Abbildung 4.6: $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten ausgewählter Bioenergie-Linien



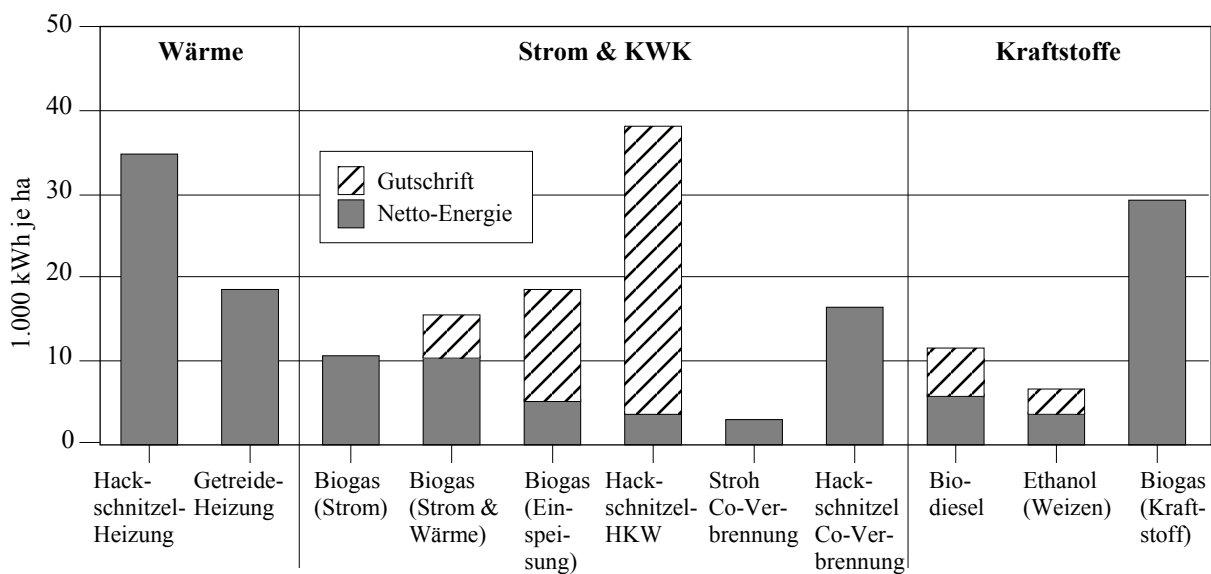
Quelle: Eigene Berechnungen, ergänzt nach Quirin et al. (2004), Specht (2003), Schmitz (2006), Leible et al. (2007), Weiske et al. (2007), Kalies et al. (2007), JCR (2007), Zah et al. (2007).

4.5.2.2 Vergleich der Flächenproduktivität

Die Flächenproduktivität der Bioenergie-Linien ist vor allem dann ein relevantes Beurteilungskriterium, wenn die Politik mit der Förderung der Bioenergie einen möglichst hohen Beitrag zur Energieversorgung leisten möchte und die hierfür verfügbare Fläche begrenzt ist.

Abbildung 4.7 fasst die Netto-Energieerträge der verschiedenen Bioenergie-Linien zusammen, ausgedrückt in kWh/ha. Bei der Ermittlung der Netto-Energieerträge wird der Energieaufwand, der in die Produktion der agrarischen Rohstoffe und ihre Konversion geflossen ist, vom Brutto-Energieertrag abgezogen, und es werden – soweit relevant – Gutschriften für die Nebenprodukte hinzuaddiert. Bei diesen Gutschriften handelt es sich entweder um die Energieäquivalente der vermarkteten Wärme oder um Gutschriften für die verkauften Mengen von DDGS bzw. Rapskuchen im Fall von Ethanol bzw. Biodiesel. Hierbei wurde – analog zur CO₂_{äq}-Bilanzierung – ermittelt, welcher Energieaufwand nötig wäre, um Agrarprodukte zu erzeugen, die diese Futtermittel substituieren.

Abbildung 4.7: Netto-Energieertrag pro Hektar (mit/ohne Gutschrift)



Quelle: Eigene Berechnungen.

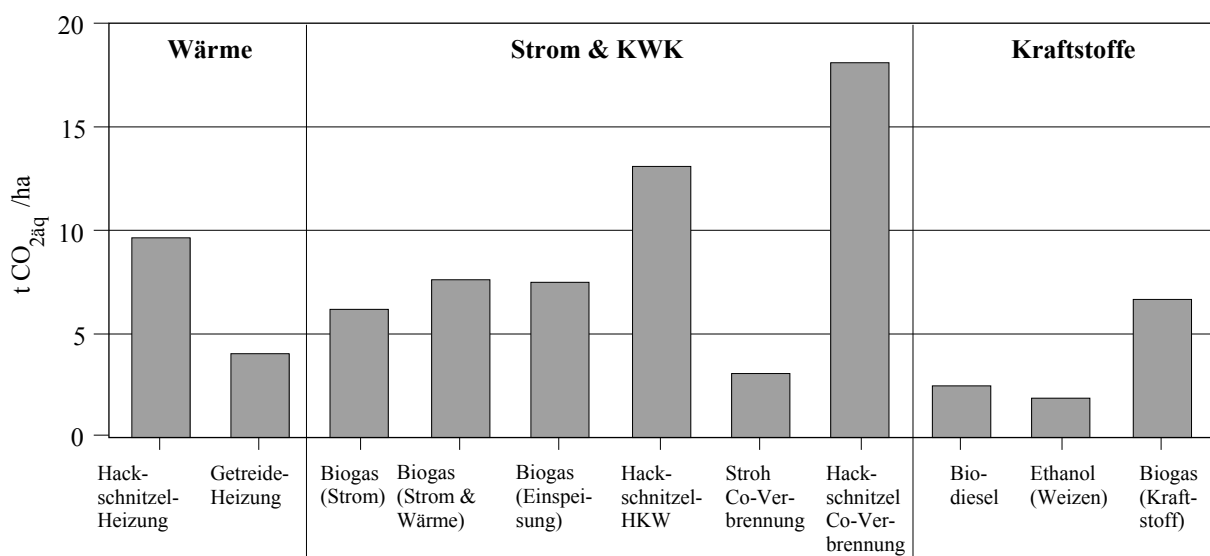
Es wird deutlich, dass insbesondere die Linien Biogas-Kraftstoff, Hackschnitzel-Heizung und Hackschnitzel-HKW-Anlage die höchsten Energieerträge pro Hektar erzielen. Die Hackschnitzel-Co-Verbrennung liefert zwar die höchsten Energieerträge in Form von Strom – da aber keine Nutzung der anfallenden Wärme realisiert wird, ist der gesamte Energieertrag pro Hektar deutlich geringer als im Fall der Hackschnitzel-Heizung oder das Hackschnitzel-HKW. Eine besonders niedrige Flächenproduktivität weisen Ethanol, Bio-

diesel sowie die ausschließliche Stromproduktion auf Basis von Stroh und Silomais-Biogas auf.

4.5.2.3 Vergleich der CO_{2äq}-Vermeidung pro Hektar

Angesichts der Knappheit des Faktors Boden ist die CO_{2äq}-Vermeidung pro Flächeneinheit neben den CO_{2äq}-Vermeidungskosten ein zweites relevantes Kriterium zur klimapolitischen Beurteilung von verschiedenen Bioenergie-Linien. Da die verschiedenen Linien – abgesehen von der güllebasierten Biogasanlage – um diesen knappen Faktor konkurrieren, ist eine möglichst hohe CO_{2äq}-Vermeidung pro Hektar wünschenswert. Abbildung 4.8 fasst die Ergebnisse für die verschiedenen Energie-Linien zusammen.

Abbildung 4.8: Netto CO_{2äq}-Vermeidung pro Hektar (t CO_{2äq}/ha)



Quelle: Eigene Berechnungen.

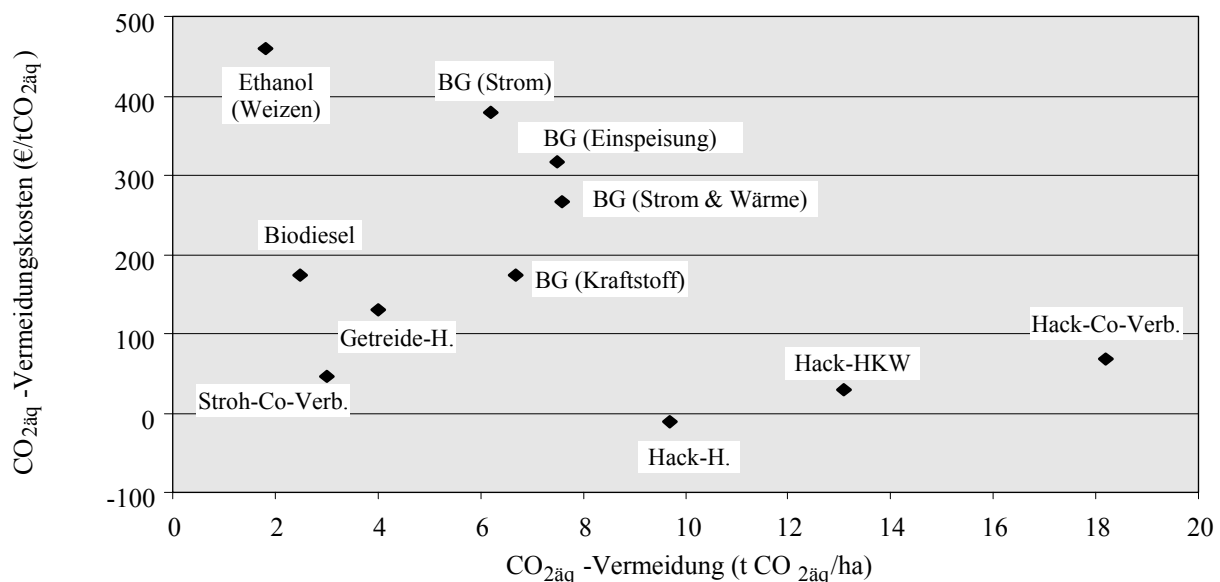
Die Abbildung zeigt, dass die Hackschnitzel-Linien hinsichtlich der CO_{2äq}-Vermeidung am günstigsten zu beurteilen sind, gefolgt von den Biogas-Linien. Demgegenüber schneiden Ethanol, Biodiesel sowie die Getreideheizung besonders ungünstig ab. Die Begrenzung der Strohabfuhr auf 1/3 führt zu einer geringen Vermeidungsleistung bei der Stroh Co-Verbrennung. Da es sich bei Stroh jedoch um ein Nebenprodukt handelt, liegt keine Flächenkonkurrenz vor.

Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Hackschnitzel-Linien ergeben sich vor allem dadurch, dass bei den verschiedenen Verwendungen unterschiedliche fossile Energieträger substituiert werden. Bei der Hackschnitzel-Heizung wird annahmegemäß eine Erdgas-Heizung substituiert, welche im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern relativ

emissionsarm ist. Bei der Hackschnitzel-Co-Verbrennung wird hingegen die Steinkohle-Verfeuerung in einem Kraftwerk ersetzt, so dass hier pro kWh_{el} nicht nur 0,6 kg CO_{2äq} vermieden werden, wie dies beim bundesdeutschen Strom-Mix der Fall ist, sondern knapp 1 kg.

Eine hohe CO_{2äq}-Vermeidung je Hektar ist volkswirtschaftlich umso besser zu bewerten, je geringer die Produktionskosten der Bio-Energie und somit die CO_{2äq}-Vermeidungskosten ausfallen. Aus diesem Grund wird in Abbildung 4.9 für die verschiedenen Bioenergie-Linien dargestellt, wie sie hinsichtlich beider Parameter zu beurteilen sind. Es zeigt sich, dass im Allgemeinen eine hohe CO_{2äq}-Vermeidung auch mit niedrigen CO_{2äq}-Vermeidungskosten einhergeht. So schneiden insbesondere die verschiedenen hackschnitzelbasierten Verfahren hinsichtlich beider Kriterien relativ günstig ab, während umgekehrt die Ethanol- und die Biodieselproduktion ungünstig abschneiden, d. h. pro Flächeneinheit wenig CO_{2äq} vermeiden und gleichzeitig teuer sind. Die Biogaslinien sind insofern bemerkenswert, als sie zwar eine relativ hohe CO_{2äq}-Vermeidung je Hektar erzielen, allerdings nur um den Preis relativ hoher CO_{2äq}-Vermeidungskosten. Ursache dafür ist vor allem die Tatsache, dass bei Strom aus Biogas der Unterschied zwischen den Produktionskosten und den Kosten der Referenz wesentlich höher ist als im Fall der genannten Biokraftstoffe.

Abbildung 4.9: CO_{2äq}-Vermeidung pro Hektar und CO_{2äq}-Vermeidungskosten



Quelle: Eigene Berechnungen.

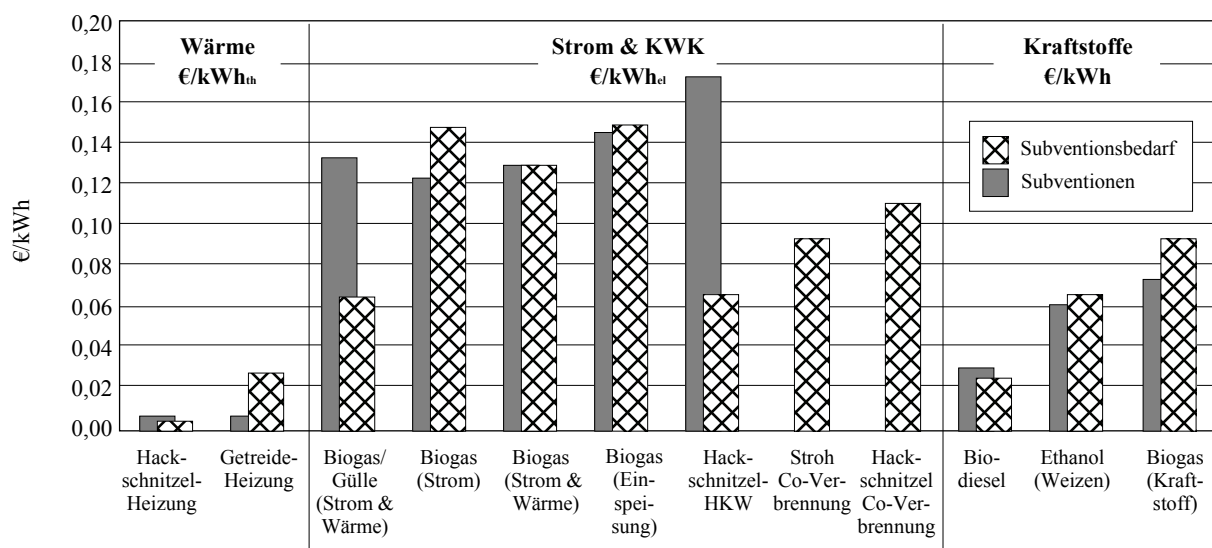
4.5.2.4 Vergleich der gezahlten und erforderlichen Subventionen

Neben den $\text{CO}_{2\text{aq}}$ -Vermeidungskosten, die volkswirtschaftlich unmittelbar relevant sind, ist auch der Subventionsaufwand je kWh ein wichtiges Beurteilungskriterium. Dieses Kriterium gibt Aufschluss über die Belastung der Steuerzahler sowie der Kraftstoff- und Stromkunden. Es ist zu erwarten, dass insbesondere solche Bioenergie-Linien, die zu einer hohen Belastung führen und im Endeffekt wenig zum Klimaschutz beitragen, im politischen Prozess auf zunehmenden Widerstand stoßen werden.

Die Analyse hat gezeigt, dass einige Anlagen bisher trotz Subventionen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. In diesen Fällen wird neben den „tatsächlichen Subventionen“ auch der „Subventionsbedarf“ ermittelt, der nötig wäre, damit die Anlage unter den angenommenen Rahmenbedingungen die Rentabilitätsschwelle erreicht.

An dieser Stelle sei nochmals an den hier verwendeten, erweiterten Subventionsbegriff erinnert (vgl. Kapitel 4.1), der neben der Belastung des Staatshaushalts auch jene zusätzlichen Belastungen einschließt, die die Energienachfrager als Folge der politisch verfügbaren Beimischungs- bzw. Einspeiseverpflichtungen zu tragen haben. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte Subventionsaufwand auf den gesamten Energieertrag umgelegt wird. In den KWK-Anlagen wird somit sowohl die Subventionierung der Strom- als auch die Subventionierung der Wärmeproduktion berücksichtigt und auf die Stromproduktion umgelegt.

Abbildung 4.10: Subventionen und Subventionsbedarf ausgewählter Bioenergie-Linien



Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Vergleich zeigt, dass der Ausbau der Bioenergie im Wärmebereich die geringsten Subventionen erfordert, während der Ausbau der Bioenergie im Strombereich mit besonders hohen Belastungen für die Energieverbraucher einhergeht.

Innerhalb des Strom-Segments nimmt derzeit das Hackschnitzel-HKW den absoluten Spitzenplatz ein, weil die Anlage neben der Grundvergütung und dem NaWaRo-Bonus zusätzlich noch den Technologie-Bonus (ORC-Technologie) und den KWK-Bonus erhält. Da der Betreiber dieser Anlage annahmegemäß fast die gesamte anfallende Wärme vermarkten kann, wird fast für die gesamte Strommenge der KWK-Bonus realisiert. Dadurch erzielt diese Anlage derzeit einen sehr hohen Gewinn.

4.5.3 Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien

Wie einleitend in Kapitel 4.1 ausgeführt, werden die quantitativen Ergebnisse für die untersuchten Anlagen erheblich durch die Annahmen geprägt, die bezüglich der Systemgrenzen, der Rohstoffpreise sowie bestimmter weiterer Parameter (z. B. Lachgasemissionen) gesetzt werden. Um besser abschätzen zu können, wie groß die Auswirkung unterschiedlicher Ansätze auf die Ergebnisse ist, erfolgt nachstehend eine Gegenüberstellung der eigenen Ergebnisse mit den Ergebnissen anderer Untersuchungen (Tabelle 4.33).

Die in den anderen Untersuchungen unterstellten Anlagen und Konversionskonzepte sind in der Regel nicht völlig identisch mit den in dieser Studie analysierten, gleichwohl zeichnen sie sich durch ein hohes Maß an Übereinstimmung aus. Sofern wesentliche Unterschiede in den Anlagenkonzeptionen vorliegen, werden diese kenntlich gemacht. Auch unterschiedliche methodische Herangehensweisen (Stichwort: Bilanzierung vs. Substitutionsansatz) führen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Auf die methodischen Ansätze der Vergleichsstudien kann an dieser Stelle nicht im Einzelnen eingegangen werden. Da insbesondere die Annahmen über Kosten der Produktion der Bioenergie sowie Kosten der jeweiligen Referenzen variieren, unterscheiden sich die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten in der Regel deutlich. Vor dem Hintergrund dieser Unwägbarkeiten sind die nachstehend skizzierten Vergleiche als grobe Anhaltspunkte zu interpretieren:

- (1) Die hier ermittelten Werte für die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Einsparung der verschiedenen Bioenergie-Linien sowie die daraus abgeleiteten $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten liegen grundsätzlich in den gleichen Größenordnungen wie die in der Literatur zu findenden Werte.
- (2) Die **Getreideheizung** wird von anderen Autoren hinsichtlich der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung geringfügig besser bewertet.
- (3) Für die auf **Kurzumtriebsplantagen** basierende Hackschnitzel-Heizung wurden von Dritten etwas geringere $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungswerte errechnet, die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten wurden von diesen etwas ungünstiger eingeschätzt.
- (4) Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung der verschiedenen **Biogas-Optionen** sind nahezu identisch - lediglich für die reine Gülle-Anlage haben andere Autoren noch höhere $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Einsparungen ermittelt; andere Berechnungen für die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten liegen nicht vor.
- (5) Für die **biogene Kraftstoffproduktion** ermittelten Dritte bezüglich der Option „Biodiesel“ ähnliche und teilweise deutlich höhere $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten. Für „Ethanol auf Basis Weizen“ liegen die hier ermittelten Werte im Mittelfeld der Untersuchungsergebnisse, es gibt allerdings Untersuchungen, die noch deutlich höhere Vermeidungskosten ergeben. Die starke Streuung bei Ethanol resultiert vor allem aus unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich eingesetzter fossiler Energie sowie bezüglich der Bewertung der Nebenprodukte. Die hier skizzierte Variante „Biogas-Kraftstoff“ liegt in den $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten deutlich unter den Ergebnissen einer anderen Studie bzw. in der Größenordnung einer anderen Untersuchung.

Tabelle 4.33: Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien

Strom & KWK			
Bioenergie-Linien CO _{2aq} -Bilanzen	Eigene Berechnungen mit GEMIS	Andere Studien	Quelle
Hackschnitzel-BHKW			
CO _{2aq} -Emissionen (kg/kWh _{el})	-1,230		
CO _{2aq} -Vermeidung (kg/kWh _{el})	1,857	1,42 - 2,06	Leible et al. (2007)
CO _{2aq} -Vermeidungskosten (€/t CO _{2aq})	29	5 – 47	Leible et al. (2007)
Stroh Co-Verbrennung			
CO _{2aq} -Emissionen (kg/kWh _{el})	0,026		
CO _{2aq} -Vermeidung (kg/kWh _{el})	0,963	0,92	Leible et al. (2007)
CO _{2aq} -Vermeidungskosten (€/t CO _{2aq})	45	53	Leible et al. (2007)
Hackschnitzel Co-Verbrennung			
CO _{2aq} -Emissionen (kg/kWh _{el})	0,081		
CO _{2aq} -Vermeidung (kg/kWh _{el})	0,909	0,92	Leible et al. (2007)
CO _{2aq} -Vermeidungskosten (€/t CO _{2aq})	68	54	Leible et al. (2007)
Kraftstoffe			
Bioenergie-Linien CO _{2aq} -Bilanzen	Eigene Berechnungen mit GEMIS	Andere Studien	Quelle
Bioethanol (Weizen)			
CO _{2aq} -Emissionen (kg/kWh _{EiOH})	0,217	0,194	Zah et al. (2007)
		0,186	Schmitz (2005)
CO _{2aq} -Vermeidung (kg/kWh _{EiOH})	0,108	0,100	JRC (2007) ⁵⁾
		0,136	Zah et al. (2007)
		0,195	Schmitz (2006)
CO _{2aq} -Vermeidungskosten (€/t CO _{2aq})	459	239	JRC (2007) ⁵⁾
		252	Schmitz (2006)
		239 - 1.767	Weiske et al. (2007) ⁵⁾
Biodiesel			
CO _{2aq} -Emissionen (kg/kWh _{RME})	0,160		Zah et al. (2007)
		0,183	
CO _{2aq} -Vermeidung (kg/kWh _{RME})	0,162	0,145	JRC (2007) ⁵⁾
		0,129	Zah et al. (2007)
		0,215	Schmitz (2006)
CO _{2aq} -Vermeidungskosten (€/t CO _{2aq})	175	119	JRC (2007) ⁵⁾
		154	Schmitz (2006)
		165	Weiske et al. (2007) ⁵⁾
		500	Quirin et al. (2004)
Biogas (Kraftstoff)			
CO _{2aq} -Emissionen (kg/kWh _{CH4})	0,167		
CO _{2aq} -Vermeidung (kg/kWh _{CH4})	0,158	0,209	Schmitz (2006)
CO _{2aq} -Vermeidungskosten (€/t CO _{2aq})	173	270	Schmitz (2006)
		150	Specht (2003)

1) Scholwin et al. (2006) unterstellen 100 % NaWaRo, die Anlage BG500N arbeitet mit 98 % NaWaRo.

2) Kalies et al. (2007) gehen von einer Wärmenutzung von 10 % aus.

3) Ramesohl et al. (2006) unterscheiden zwischen 20 %iger und 80 %iger Wärmenutzung.

4) Kalies et al. (2007) haben diesen Anlagentyp für das Jahr 2010 projektiert.

5) Annahme: 50\$/bbl.

noch Tabelle 4.33: Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien

Strom & KWK			
Bioenergie-Linien CO _{2a} q-Bilanzen	Eigene Berechnungen mit GEMIS	Andere Studien	Quelle
Hackschnitzel-BHKW			
CO _{2a} q-Emissionen (kg/kWh _{el})	-1,230		
CO _{2a} q-Vermeidung (kg/kWh _{el})	1,857	1,42 - 2,06	Leible et al. 2007
CO _{2a} q-Vermeidungskosten (€/t CO _{2a} q)	29	5 – 47	Leible et al. 2008
Stroh Co-Verbrennung			
CO _{2a} q-Emissionen (kg/kWh _{el})	0,026		
CO _{2a} q-Vermeidung (kg/kWh _{el})	0,963	0,92	Leible et al. 2007
CO _{2a} q-Vermeidungskosten (€/t CO _{2a} q)	45	53	Leible et al. 2007
Hackschnitzel Co-Verbrennung			
CO _{2a} q-Emissionen (kg/kWh _{el})	0,081		
CO _{2a} q-Vermeidung (kg/kWh _{el})	0,909	0,92	Leible et al. 2007
CO _{2a} q-Vermeidungskosten (€/t CO _{2a} q)	68	54	Leible et al. 2007
Kraftstoffe			
Bioenergie-Linien CO _{2a} q-Bilanzen	Eigene Berechnungen mit GEMIS	Andere Studien	Quelle
Bioethanol (Weizen)			
CO _{2a} q-Emissionen (kg/kWh _{EiOH})	0,217	0,194	Zah et al. (2007)
		0,186	Schmitz (2005)
CO _{2a} q-Vermeidung (kg/kWh _{EiOH})	0,108	0,100	JRC (2007) ⁵⁾
		0,136	Zah et al. (2007)
		0,195	Schmitz (2006)
CO _{2a} q-Vermeidungskosten (€/t CO _{2a} q)	459	239	JRC (2007) ⁵⁾
		252	Schmitz (2006)
		239 - 1.767	Weiske et al. (2007) ⁵⁾
Biodiesel			
CO _{2a} q-Emissionen (kg/kWh _{RME})	0,160		Zah et al. (2007)
		0,183	
CO _{2a} q-Vermeidung (kg/kWh _{RME})	0,162	0,145	JRC (2007) ⁵⁾
		0,129	Zah et al. (2007)
		0,215	Schmitz (2006)
CO _{2a} q-Vermeidungskosten (€/t CO _{2a} q)	175	119	JRC (2007) ⁵⁾
		154	Schmitz (2006)
		165	Weiske et al. (2007) ⁵⁾
		500	Quirin et al. (2004)
Biogas (Kraftstoff)			
CO _{2a} q-Emissionen (kg/kWh _{CH4})	0,167		
CO _{2a} q-Vermeidung (kg/kWh _{CH4})	0,158	0,209	Schmitz (2006)
CO _{2a} q-Vermeidungskosten (€/t CO _{2a} q)	173	270	Schmitz (2006)
		150	Specht (2003)

1) Scholwin et al. (2006) unterstellen 100 % NaWaRo, die Anlage BG500N arbeitet mit 98 % NaWaRo.

2) Kalies et al. (2007) gehen von einer Wärmenutzung von 10 % aus.

3) Ramesohl et al. (2006) unterscheiden zwischen 20 %iger und 80 %iger Wärmenutzung.

4) Kalies et al. (2007) haben diesen Anlagentyp für das Jahr 2010 projiziert.

5) Annahme: 50\$/bbl.

4.5.4 Sensitivitätsanalysen

Die bisher vorgelegten Berechnungen sind angesichts der Dynamik wesentlicher wirtschaftlicher Rahmendaten lediglich Momentaufnahmen. Um zu prüfen, wie sich die relative Vorzüglichkeit der verschiedenen Bioenergie-Linien bei veränderten Rahmenbedingungen entwickeln könnte, werden im Folgenden Variationsrechnungen vorgenommen.

Hierbei werden zum einen die Preise für Agrarrohstoffe und für Energie variiert. Langfristig ist – wie in den Kapiteln 4.1 und 5.1 dieses Gutachtens erläutert – davon auszugehen, dass sich diese beiden Preisniveaus nicht unabhängig voneinander entwickeln, sondern dass die Agrarpreise zunehmend durch die Energiepreise bestimmt werden. Da der Energiemarkt um ein Vielfaches größer ist als der Agrarmarkt, ist eine Beeinflussung in die entgegengesetzte Richtung nicht zu erwarten. Eine umfassende Berücksichtigung dieser Interdependenzen ist im Rahmen der vorliegenden Studie allerdings noch nicht möglich; es wird lediglich partialanalytisch dargestellt, wie sich die Variation der beiden Preisniveaus auf die Produktionskosten der Bioenergie auswirken würde. Hierbei wird für die verschiedenen Bioenergie-Linien ermittelt, (a) wie sich veränderte Agrarpreise auf die Produktionskosten der Bioenergie auswirken und (b) wie sich veränderte Energiepreise auf die Höhe der Produktionskosten auswirken.

Des Weiteren wird untersucht, wie sich die dargestellten Ergebnisse verändern, wenn (c) von anderen Referenzszenarien für die fossile Energiebereitstellung und (d) von anderen Annahmen bezüglich der Lachgas-Emissionen aus der landwirtschaftlichen Produktion ausgegangen wird.

4.5.4.1 Variation des Agrarpreisniveaus

Grundsätzlich ist bei allen Bioenergie-Linien, die auf landwirtschaftliche Fläche angewiesen sind und dort mit der Nahrungsmittelerzeugung konkurrieren, davon auszugehen, dass die Produktionskosten (und somit auch der Subventionsbedarf sowie die CO₂-Vermeidungskosten) mit steigendem Agrarpreisniveau zunehmen. Jene Verfahren, bei denen die landwirtschaftlichen Rohstoffkosten einen hohen Anteil an den Gesamtkosten der Bioenergie ausmachen, werden von steigenden Agrarpreisen besonders stark betroffen sein.

In Tabelle 4.34 ist dargestellt, wie sich die Kosten der Bioenergie verändern würden, wenn sich die Preise für die Agrarrohstoffe um 40 bzw. 80 % erhöhen würden. Die verschiedenen Bioenergie-Linien sind von oben nach unten in der Reihenfolge ihrer Produktionskosten in der Standard-Variante gelistet. Als besonders kostengünstige Bioenergie-Linien erweisen sich hierbei Biodiesel, Biogas-Kraftstoff sowie die Hackschnitzelheizung

und das Hackschnitzel-HKW (7 bis 9 ct/kWh), während die Biogas-Linien (mit Ausnahme der güllebasierten Anlage) besonders hohe Produktionskosten aufweisen (17 bis 19 ct/kWh).

Tabelle 4.34: Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Agrarpreisen

	Standard-Variante (€/kWh)	+ 40% (€/kWh)	+ 80 % (€/kWh)	Delta (+ 80 %)
Biodiesel	0,07	0,09	0,12	63%
Biogas (Kraftstoff)	0,08	0,09	0,11	34%
Hackschnitzel-Heizung	0,08	0,09	0,11	28%
Hackschnitzel-HKW	0,09	0,16	0,22	138%
Stroh Co-Verbrennung	0,10	0,10	0,10	0%
Ethanol (Weizen)	0,10	0,12	0,15	48%
Biogas/Gülle (Strom&Wärme)	0,10	0,10	0,10	0%
Getreide-Heizung	0,11	0,13	0,15	41%
Hackschnitzel Co-Verbrennung	0,11	0,14	0,16	40%
Biogas (Strom & Wärme)	0,17	0,20	0,24	41%
Biogas (Einspeisung)	0,18	0,21	0,25	34%
Biogas (Strom)	0,19	0,22	0,25	37%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Für die Frage, wie sich die Kosten der Bioenergie-Bereitstellung bei steigenden Agrarpreisen verändern (+80 %), lassen sich folgende Antworten festhalten:

- Mit großem Abstand am günstigsten schneiden die Bioenergie-Linien „güllebasierte Strom- und Wärmeproduktion“ sowie die „Stroh-Co-Verbrennung“ ab, weil sich die verwendeten Rohstoffe bei steigendem Agrarpreisniveau nicht verteuern. Bezüglich des Strohpreises ist jedoch daran zu erinnern, dass die Annahme konstanter Preise nicht mehr gelten würde, wenn es zu einer starken Verbreitung der Stroh-Co-Verbrennung bzw. der Kraftstoff-Produktion auf Basis von Stroh kommen würde.
- Die Hackschnitzel-Heizung sowie die Produktion von Biogas als Kraftstoff reagieren von den verbleibenden Optionen mit einem Anstieg der Kosten um rd. 30 % am geringsten. Diese Bioenergie-Linien würden im Falle eines 80 %igen Anstiegs des Agrarpreisniveaus zusammen mit vorhergehend genannten Varianten die günstigsten Bioenergie-Linien sein. Biodiesel würde dann ebenfalls noch zu dieser Gruppe der relativ kostengünstigen Bioenergie-Linien gehören, obwohl die Produktionskosten von Biodiesel bei steigenden Agrarpreisen relativ stark ansteigen (+63 %).
- Die dritte Gruppe von Linien umfasst die Getreideheizung, die Ethanolproduktion sowie die Hackschnitzel-Co-Verbrennung, die nach einem Anstieg der Agrarpreise um 80 % Produktionskosten in der Größenordnung von 0,15 €/kWh aufweisen würden.

- Die verbleibenden Biogas-Linien würden durch den Anstieg des Agrarpreisniveaus einen Anstieg der Produktionskosten bis auf ca. 0,22 bis 0,25 €/kWh erfahren; sie blieben somit nach wie vor die teuersten Optionen.
- Das Hackschnitzel-HKW (Basis KUP) würde durch den Anstieg der Agrarpreise am stärksten betroffen werden. Die extreme Kostensteigerung, die auf den ersten Blick unplausibel hoch erscheint, lässt sich wie folgt erklären: Die in der Standard-Variante sehr geringen Kosten von 9 ct/kWh kommen dadurch zu Stande, dass der hier betrachteten Stromproduktion die Erlöse aus der Wärmevermarktung gutgeschrieben wurden. Die Folge ist, dass die steigenden Rohstoffkosten auf die relativ geringe Strommenge umgelegt werden, während die Erlöse aus der Wärmebereitstellung konstant bleiben, so dass sich ein überproportionaler Anstieg der Kosten der Stromproduktion ergibt.

4.5.4.2 Variation des Energiepreisniveaus

Bei der Konversion von Agrarrohstoffen in den verschiedenen Bioenergie-Linien wird in unterschiedlichem Umfang fossile Energie eingesetzt. Dieser Umstand hat nicht nur Rückwirkungen auf die CO_{2äq}-Vermeidung, weil ein relativ umfangreicher Einsatz von fossilen Energieträgern entsprechende CO_{2äq}-Emissionen zur Folge hat, sondern beeinflusst auch die Produktionskosten der verschiedenen Bioenergie-Linien.

Um einen Eindruck der Abhängigkeit verschiedener Optionen von den Preisen fossiler Energieträger zu vermitteln, wurde für die einzelnen Linien zunächst der Primärenergie-Einsatz ermittelt und in einem zweiten Schritt ökonomisch bewertet. Darauf aufbauend erfolgen wiederum Variationsrechnungen mit 40 bzw. 80%igen Energiepreissteigerungen.

Für die Interpretation der Ergebnisse sind folgende Hinweise zu den Annahmen, die den Kalkulationen zugrunde liegen, nützlich:

- Es wurde nur der Einsatz von Diesel, Gas und Strom berücksichtigt; in dem Maße, in dem z. B. Kohle zum Einsatz kommt, findet tendenziell eine Unterschätzung des tatsächlichen Energieverbrauchs statt.
- Um den Aufwand bei der Datenermittlung vertretbar zu halten, wurden marginale Posten wie z. B. der Energieinput, der mit der Gewinnung und dem Transport von Phosphor- und Kalidünger sowie von Kalk verbunden ist, nicht erfasst. Gleiches gilt für in kleinen Mengen verwendete Zusatzstoffe für die Konversion.
- Bei der Kalkulation des Energieverbrauchs in der Stickstoffherstellung wurde unterstellt, dass dabei ausschließlich Gas zum Einsatz kommt, weil Gas in der verwendeten Datenbank GEMIS der mit großem Abstand bedeutendste Energieträger ist.

Insgesamt ist also davon auszugehen, dass die vorliegenden Zahlen den tatsächlichen Energieverbrauch der verschiedenen Linien und die damit verbundenen Kosten geringfügig¹³ unterschätzen. Diese Abweichungen sind aber angesichts der erheblichen Spannweiten (Tabelle 4.35), die in den Ergebnissen zum Ausdruck kommen, nur von marginaler Bedeutung.

Tabelle 4.35: Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Energiekosten

	Standard-Variante (€/kWh)	+ 40% (€/kWh)	+ 80 % (€/kWh)	Delta (+ 80 %)
Biodiesel	0,07	0,08	0,09	20%
Biogas (Kraftstoff)	0,08	0,08	0,09	9%
Hackschnitzel-Heizung	0,08	0,08	0,08	2%
Hackschnitzel-HKW	0,09	0,10	0,10	7%
Stroh Co-Verbrennung	0,10	0,10	0,10	1%
Ethanol (Weizen)	0,10	0,11	0,13	25%
Biogas/Gülle (Strom&Wärme)	0,10	0,11	0,11	3%
Getreide-Heizung	0,11	0,11	0,11	6%
Hackschnitzel Co-Verbrennung	0,11	0,11	0,12	2%
Biogas (Strom & Wärme)	0,17	0,17	0,17	5%
Biogas (Einspeisung)	0,18	0,19	0,20	9%
Biogas (Strom)	0,19	0,19	0,19	4%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die wesentlichen Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus dieser Analyse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Steigende Preise für fossile Energieträger treffen die untersuchten Bioenergie-Linien in unterschiedlichem Maße. Während die Biokraftstoffe Biodiesel und Ethanol aufgrund des hohen Energieaufwands vergleichsweise empfindlich auf steigende Preise für fossile Energieträger reagieren, bleiben die Kosten der Co-Verbrennung von Stroh und Hackschnitzeln ebenso wie die Kosten der Hackschnitzel-Heizung bei einem Anstieg des allgemeinen Energiepreinsniveaus um 80 % nahezu unverändert.
- Abgesehen von diesen Extremen werden die Produktionskosten für das Gros der Bioenergie-Linien relativ wenig vom Energiepreis getrieben. Die ermittelten Anstiege bewegen sich zwischen 4 und 9 % und erlauben wegen der großen Schwankungen der gesamten Analyse keine Rückschlüsse auf die relative Vorzüglichkeit dieser verbliebenen Optionen im Hinblick auf einen möglichen Anstieg des Energiepreinsniveaus.

¹³ Der Energieverbrauch für die Errichtung von Anlagen schwankt bei exemplarischen Kalkulationen für Biogasanlagen je nach Größe der Anlage zwischen ca. 1 und max. 3 % des kumulierten nicht-regenerativen Energieaufwands pro kWh_{el}. Um diesen Anteil (zuzüglich der Effekte der oben genannten Vereinfachungen) wird der Energiebedarf bei dieser Vorgehensweise unterschätzt.

Für eine abschließende Beurteilung der Wirkungen steigender Energiepreise muss noch die Erlösseite der verschiedenen Bioenergie-Linien betrachtet werden. Die dürfte in durchaus unterschiedlicher Weise reagieren und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beeinflussen. Während die nicht-subventionierte Wärmeproduktion automatisch höhere Erlöse verbuchen könnte, wären für alle durch das EEG geförderten Anlagen diese Kostensteigerungen unmittelbar gewinnwirksam, weil deren Erlöse durch die Einspeisevergütung gesetzlich fixiert sind. Nur über den langwierigen Umweg einer politisch festzulegenden Erhöhung der EEG-Vergütung wäre eine Kompensation der Kostensteigerungen auch bei Strom aus EEG-Anlagen möglich. Für die Biokraftstoffe hängt die Möglichkeit einer Kompensation davon ab, inwieweit konkurrierende importierte Biokraftstoffe ebenfalls von diesen Kostensteigerungen betroffen sind. So fern dies nicht oder nur bedingt der Fall ist, wird es nur begrenzt möglich sein, Kostensteigerungen durch höhere Erlöse aufzufangen.

4.5.4.3 Szenario-Rechnung „Erdgas-BHKW statt deutscher Strom-Mix“

Aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit sind die verschiedenen Bioenergie-Linien in den Kapiteln 4.2 bis 4.4 zunächst anhand weitgehend einheitlicher Referenzszenarien für die fossil basierte Energieproduktion bewertet worden. Allerdings werden derzeit ein Großteil der deutschen Wärmeproduktion und auch ein Teil der Stromproduktion auf Basis von Erdgas betrieben. Es kann daher Konstellationen geben, bei denen diese zunächst unterstellte Referenzsituation kritisch hinterfragt werden muss.

Das betrifft beispielsweise die Substitution der konventionellen Stromproduktion mit Hilfe einer verbrauchsnahe BHKW-Anlage, die mit eingespeistem Biogas oder mit Hackschnitzeln betrieben wird. Für die Beurteilung dieser Bioenergie-Linien wurde bisher unterstellt, dass (a) die im BHKW erzeugte Wärme eine gasbetriebene Wärmeproduktion substituiert und (b) die biogene Stromproduktion jene Emissionen vermeidet, die mit dem konventionellen Strom-Mix verbunden sind.

Aus technischer und ökonomischer Sicht erscheint es durchaus plausibel, eine alternative Konstellation zu unterstellen, bei der im Referenzsystem ein BHKW mit Erdgas betrieben wird. Zwar sind auch die Erdgasvorkommen begrenzt, aber dennoch ist es denkbar, zumindest einen Teil des derzeit in Deutschland zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten Erdgases in dezentralen BHKWs zu nutzen, um eine höhere Energieeffizienz zu erzielen. In diesem Szenario würde die Energie- und CO_{2äq}-Bilanz des Referenzsystems deutlich günstiger ausfallen, so dass die CO_{2äq}-Vermeidung durch die Bioenergie entsprechend sinkt. Eine gegenläufige Entwicklung ergibt sich aus dem Umstand, dass die Kosten der fossilen Referenz steigen, weil die Stromproduktion in - zudem kleinen - Gaskraftwerken mit 6,5 ct/kWh_{el} deutlich teurer ist als der deutsche Strom-Mix. Ferner ist darauf hinzu-

weisen, dass das Biogas-BHKW durch ein auch hinsichtlich der Wärmenutzung weitgehend identisches Erdgas-BHKW ersetzt wird, während das Hackschnitzel-HKW einen deutlich höheren Wärmenutzungsgrad aufweist als die fossile Referenzanlage. Eine entsprechende Vergleichsrechnung kommt auf dieser Grundlage zu folgenden Ergebnissen:

Die klimapolitische Bewertung der beiden biogenen Energie-Linien verändert sich in völlig gegenläufiger Weise durch diese Änderung des Referenzsystems. Bei der Biogas-Anlage geht die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung erwartungsgemäß drastisch von 0,453 kg/kWh_{el} auf 0,240 kg/kWh_{el} zurück und die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten steigen von 316 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ auf 485 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ an.

Bei dem Hackschnitzel-HKW reduziert sich ebenfalls die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung von 1,857 kg/kWh_{el} auf 1,474 kg/kWh_{el}; die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten gehen aber leicht von 29 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ auf 18 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ zurück. Ursache für dieses überraschende Resultat ist der Umstand, dass der Rückgang der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung relativ geringer ausfällt als der Rückgang der Mehrkosten des Hackschnitzel-HKW im Vergleich zu der geänderten fossilen Referenz.

Das Beispiel zeigt, dass der klimapolitische Nutzen eines mit biogenen Rohstoffen betriebenen BHKW streng genommen nicht der Bioenergie zugeschrieben werden kann, sondern dem BHKW. In dem Maße, in dem es der Politik gelingt, bei der Nutzung fossiler Rohstoffe die Umsetzung von BHKW-Konzepten durchzusetzen, verschlechtert sich je nach $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Bilanz und Kostenrelationen die Wettbewerbsfähigkeit der biogenen Energiebereitstellung u. U. deutlich.

4.5.4.4 Szenario-Rechnung „Höhere Lachgasemissionen aus der Stickstoff-Düngung“

In den Berechnungen zur $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung der verschiedenen Bioenergie-Linien wurde deutlich, dass die mit der Stickstoffdüngung verbundenen Lachgasemissionen von erheblicher Bedeutung für die klimapolitische Beurteilung der verschiedenen Bioenergie-Linien sind. In den hier durchgeführten Berechnungen wurde in Anlehnung an die Vorgehensweise des IPCC unterstellt, dass 1,25 %¹⁴ des ausgebrachten Düngemittel-Stickstoffs in Form von Lachgas entweicht.

¹⁴ Dieser Standardwert lt. IPCC berücksichtigt nur die direkten Lachgasemissionen. Die indirekte Lachgasbildung z. B. über den Umweg von Ammoniak wird damit nicht erfasst. Das heißt, die in dieser Studie ermittelten Klimaeffekte des Anbaus landwirtschaftlicher Rohstoffe werden tendenziell unterschätzt. Die tatsächliche Menge emittierten N_2O errechnet sich durch Multiplikation des rechnerischen Stickstoffverlustes mit dem Faktor 1,57.

Die aktuell diskutierte Frage (vgl. Kapitel 2.5), ob der Anteil von 1,25 % nicht deutlich zu niedrig angesetzt ist und auf bis zu 5 % angehoben werden müsste, ist für die Beurteilung der gesamten Bioenergie-Strategie wie auch für die Beurteilung einzelner Linien von erheblicher Bedeutung. Angesichts der Unsicherheit über die tatsächliche Höhe der Lachgasemissionen wurde für ausgewählte Anlagen im Rahmen von Szenariorechnungen untersucht, wie sich höhere Anteile auf die klimapolitische Beurteilung auswirken würden.

Die Ergebnisse für den Vergleich der Standard-Variante mit einer Problem-Variante (3 % des Stickstoffs) und einer Worst-case-Variante (5 % des Stickstoffs) lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Biogasanlage mit Wärmenutzung: Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung würde von 0,475 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (Standard-Variante) auf 0,344 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (Problem-Variante) sinken, die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten würden um knapp 100 € auf knapp 350 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ steigen. Für die Worst-case-Variante errechnet sich ein Anstieg der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten auf knapp 600 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$.
- Hackschnitzel-Heizung: Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung würde nur geringfügig von 0,247 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ (Standard-Variante) auf 0,239 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ (Problem-Variante) zurückgehen. Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten blieben praktisch unverändert.
- Ethanolanlage auf Basis von Weizen: Hier käme es in der Problem-Variante zu einem Rückgang der ohnehin geringen $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung von 0,101 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$ auf 0,033 kg $\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$. Die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten würden auf ein Niveau von über 1.400 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ steigen. In der Worst-case-Variante führt diese Bioenergie-Linie zu einem absoluten Anstieg der $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Emissionen gegenüber der Referenz.

Diese skizzenhaften Überlegungen machen deutlich, dass Bioenergie-Linien, deren Rohstoffbeschaffung mit einem hohen Einsatz von Stickstoffdüngemitteln einhergeht, mit einem erheblichen klimapolitischen Risiko behaftet sind. Das gilt nicht nur für die in diesem Teilkapitel exemplarisch ausgewählten Bioenergie-Linien, sondern in gleicher Weise zum Beispiel auch für Biodiesel. Demgegenüber weisen Bioenergie-Linien, die Rest- und Abfallstoffe verwerten und deswegen keine zusätzliche Stickstoffdüngung erforderlich machen, hier kein zusätzliches Risikopotenzial auf. Die Varianten auf der Grundlage von Hackschnitzeln wären infolge des geringen Stickstoffeinsatzes nur geringfügig von einer Neubewertung der Lachgasemissionen betroffen.

5 Schlussfolgerungen und Vorbereitung von Empfehlungen

Nachdem in den Kapiteln 2 bis 4 die technischen, wirtschaftlichen und politischen Aspekte der Bioenergie eingehend vorgestellt wurden, geht es nun darum, Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Bioenergie-Politik herauszuarbeiten. Im Blickpunkt steht hierbei die Weiterentwicklung der deutschen Politik, wobei es an einigen Stellen erforderlich ist, auf die Grenzen der nationalen Politikgestaltung hinzuweisen und Empfehlungen für die europäische und die globale Ebene zu geben.

Die Empfehlungen werden vorbereitet, indem die bisherige Bioenergie-Politik aus verschiedenen Blickwinkeln analysiert wird. Dabei werden jeweils die Kernargumente herausgearbeitet, die den Wissenschaftlichen Beirat zu seinen Empfehlungen führen. Zunächst werden sektor-übergreifende Fragen angesprochen, die alle Bioenergie-Linien sowie den Vergleich zwischen den verschiedenen Bioenergie-Linien betreffen (z. B. die Einbettung der Bioenergiepolitik in die Klimaschutzpolitik). Daran anschließend (Teilkapitel 5.6) wird für die einzelnen Sparten der Bioenergie (Biomasse-Vergärung, Kraftstoffe aus Biomasse, Biomasse-Verbrennung) ein Zwischenfazit gezogen, und es werden ergänzende Aspekte berücksichtigt, die im Hinblick auf die Empfehlungen aus Sicht der jeweiligen Sparte zu beachten sind. Teilkapitel 5.7 nimmt zur Organisation von Forschung und Politikberatung im Bereich Bioenergie Stellung.

5.1 Wird Bioenergie auch ohne Förderung wettbewerbsfähig?

Der Bioenergie-Sektor wächst gegenwärtig sowohl in Deutschland als auch in vielen anderen Ländern mit großer Geschwindigkeit, und es ist davon auszugehen, dass das Wachstum in den kommenden Jahrzehnten weitergehen wird.

Für dieses Wachstum gibt es zwei Ursachen. Zum einen haben steigende Preise für fossile Rohstoffe dazu geführt, dass der Anbau von Biomasse rentabler geworden ist, und zum anderen werden Produktion bzw. Verwendung von Biomasse in vielen Ländern der Erde staatlich gefördert.

In Deutschland überwiegt dabei bisher eindeutig der Aspekt der staatlichen Förderung. Die beiden wichtigsten Wachstumsfelder der deutschen Bioenergiebranche, nämlich Biogas und Biokraftstoffe, hätten sich ohne die intensive politische Förderung allenfalls in kleinen Nischensegmenten entwickelt. Ohne Politikmaßnahmen erreichen in Deutschland bisher im Wesentlichen nur solche Bioenergie-Linien die Rentabilitätsschwelle, deren Rohstoffe nicht auf landwirtschaftlichen Nutzflächen erzeugt werden müssen. Das betrifft insbesondere die Holznutzung (zur Wärmeherzeugung bzw. zur Kraft-Wärme-Kopplung)

und die Erzeugung von Biogas auf der Basis von Gülle zusammen mit energiereichen Ko-substraten, welche nicht auf Agrarflächen erzeugt werden (z. B. Schlachtabfällen).

Ganz anders stellt sich demgegenüber die Situation in einigen anderen Teilen der Welt dar. In Brasilien ist beispielsweise die Erzeugung von Biokraftstoffen bei den heutigen Rohölpreisen auch ohne politische Eingriffe rentabel. Aber auch in vielen Entwicklungsländern Afrikas und Lateinamerikas, die in der Nähe der Äquators liegen, bietet die Erzeugung von Biomasse zur Energiegewinnung ein großes Potenzial. Die natürlichen Standortbedingungen sind günstig, und es sind teilweise noch viele Flächen verfügbar, auf denen bisher keine landwirtschaftliche Produktion erfolgt und die deshalb ohne Nutzungskonkurrenz zur Biomasseerzeugung genutzt herangezogen werden können. Außerdem sind in diesen Ländern viele Arbeitskräfte vorhanden. Die Erzeugung von Biomasse könnte für die im ländlichen Raum lebende Bevölkerung dieser Länder eine Möglichkeit darstellen, wirtschaftliches Wachstum durch zusätzliche Produktion zu realisieren.

Die künftige Rentabilität der Bioenergie wird in allen Erdteilen sehr stark davon abhängen, wie sich das Verhältnis zwischen Energiepreisen (fossil und regenerativ) und Agrarpreisen künftig entwickelt, und all diese Preise verändern sich derzeit sehr stark. Angesichts der deutlich gestiegenen Energiepreise und der beobachtbaren Entwicklungen in anderen Teilen der Welt stellt sich die Frage, ob wir nicht auch in Deutschland schon bald Preisverhältnisse haben werden, bei denen die bisher noch nicht wettbewerbsfähigen Bioenergie-Linien ohne Förderung die Rentabilitätsschwelle erreichen.

Viele Diskussionsbeiträge der vergangenen Jahre haben diese Erwartung geschürt, doch werden dabei wichtige ökonomische Zusammenhänge nicht hinreichend beachtet:

- Erstens: Durch den starken Anstieg der Erdölpreise sind viele Substitutionstechnologien in der klassischen Energiewirtschaft rentabel geworden, so dass der weitere Preisanstieg beim Erdöl zumindest stark gebremst wird. Aus diesem Grunde kommen die meisten Erdölpreisprognosen zu dem Ergebnis, dass der Erdölpreis trotz steigender Nachfrage mittelfristig im Bereich von 40 bis 80 Dollar je Barrel (inflationsbereinigt) verbleiben wird (vgl. Kapitel 2).
- Zweitens: Sollte der Erdölpreis – diesen Prognosen zum Trotz – doch inflationsbereinigt und nachhaltig auf 90, 100 oder gar 120 Dollar pro Barrel ansteigen, so werden auch die Agrarpreise noch weitaus stärker steigen als bisher. Oberhalb eines Erdölpreises von rund 35 US\$/bbl koppelt sich das internationale Agrarpreisniveau an das internationale Energiepreisniveau an. Wenn die Energiepreise weiter steigen, dann werden auch die Rohstoffkosten für die Bioenergieproduktion mit nach oben gezogen. Das würde z. B. für die Biokraftstoffherzeugung in der EU bedeuten, dass die von der EU veröffentlichten Rentabilitätsschwellen, welche zwischen 60 und 90 US\$/bbl lagen und auf „alten“ Agrarpreisen beruhten, dann keine Gültigkeit mehr hätten, sondern auf deutlich über 100 US\$/bbl (Erdölpreis) ansteigen würden. Bei der Prognose

der Agrarpreise ist ferner zu berücksichtigen, dass auch die zunehmende Nahrungsmittelnachfrage in verschiedenen Erdteilen die Weltmarktpreise tendenziell erhöht.

- Drittens: Auch innerhalb der Bioenergie-Segmente herrscht internationaler Wettbewerb. So hat z. B. die Mineralölwirtschaft ein Interesse daran, ihre Beimischungsverpflichtung mit möglichst preiswerten Rohstoffen zu erfüllen. Zunehmende Importe werden zu einer Abschwächung des Preisanstiegs für Bioenergie führen.

Der Beirat geht davon aus, dass sich auf den landwirtschaftlichen Nutzflächen Deutschlands der weitere Ausbau der Bioenergie auch in den kommenden Jahren nicht „automatisch“ als marktwirtschaftliche Reaktion auf steigende Energiepreise vollziehen wird, sondern im Wesentlichen von der politischen Steuerung abhängig bleiben wird.

5.2 Zur Interventionslogik in der deutschen Bioenergie-Politik

Die Politik verfolgt mit der Förderung der Bioenergie eine Vielzahl von Zielen, die sich zu drei Gruppen zusammenfassen lassen:

- Schutz des Klimas und der Umwelt
- Versorgungssicherheit im Energiebereich
- arbeitsmarkt-, einkommens- und technologiepolitische Ziele

Die Bioenergie-Politik in Deutschland war bisher allerdings nicht darauf ausgerichtet, diese unterschiedlichen Ziele mit minimalem Aufwand zu erreichen. Im Gegenteil: Bisher wurde (wenngleich unausgesprochen) eher das Ziel verfolgt, mit Hilfe einer segmentierten Förderpolitik eine möglichst große Zahl von Bioenergie-Linien durch Förderung oder Verwendungsgebote in die Wettbewerbsfähigkeit zu führen. Linien, die bereits relativ nah an der Rentabilitätsschwelle lagen (z. B. Wärmegewinnung aus Holz), wurden dabei tendenziell weniger stark gefördert als Linien, die noch relativ weit von der Rentabilitätsschwelle entfernt lagen (z. B. Ethanolherzeugung aus Getreide).

Ob eine Politik des „segmentierten, breiten Anförderns“ überhaupt sinnvoll sein kann, wird kontrovers diskutiert.

- Die Gegner eines „segmentierten Anförderns“ argumentieren: Grundsätzlich kann die Privatwirtschaft effizienter als der Staat erkennen, welche Technologie-Linien Aussicht auf künftige Wettbewerbsfähigkeit haben. Die Unternehmen werden deshalb ihre Investitionen entsprechend ausrichten. Die Tatsache, dass bestimmte Linien dabei nicht zum Zuge kommen, ist ein Hinweis darauf, dass hier in absehbarer Zeit keine Rentabilität zu erwarten ist. Der Staat kann zur Intensivierung dieses Suchprozesses beitragen, indem er die Knappheitssignale (im Sinne einer Globalsteuerung) verstärkt, er soll jedoch keine künstlich geschützten Märkte für einzelne Technologie-Linien

schaffen. Lediglich in der Forschungs- und Technologieförderung hat er darauf zu achten, den Fortschritt auf möglichst breiter Front zu fördern.

- Die Befürworter eines „segmentierten Anförderns“ argumentieren: Angesichts des großen Problemdrucks reicht es nicht aus, sich in den (noch) nicht wettbewerbsfähigen Bereichen allein auf die Aktivität staatlicher Forschungsinstitute sowie die Förderung privater F&E-Aktivitäten durch Steuermittel zu beschränken. Zwar ist unbestritten, dass das Innovationspotenzial der Privatwirtschaft durch staatliche Forschungs- und Technologieförderung angeregt werden kann, doch bestehen Zweifel daran, ob das Engagement der Privatwirtschaft durch eine zeitlich befristete Projektförderung in gleicher Weise geweckt werden kann wie durch die Eröffnung eines echten Verkaufsmarktes. Hinzu kommt, dass bei der Verteilung staatlicher Projektmittel an die Privatwirtschaft (einschließlich der späteren Erfolgskontrolle) ebenfalls erhebliche Ineffizienzen entstehen können.

Als Beispiel für eine gelungene „segmentierte Anförderung“ wird häufig die Entwicklung der Windenergie angeführt. In der Tat konnte sich hier unter dem Schutz der politisch festgelegten Einspeisevergütung ein Wirtschaftszweig entwickeln, dessen Innovationskraft dazu geführt hat, dass die Produktionskosten von Windstrom innerhalb von zwei Jahrzehnten mehr als halbiert wurden. An günstigen Standorten besteht inzwischen Aussicht auf wettbewerbsfähige Stromerzeugung ohne dauerhafte Förderung, der Sektor ist international auf dem Vormarsch, und die deutschen Unternehmen konnten sich für diesen globalen Wachstumsmarkt eine hervorragende Startposition schaffen.

Unbestreitbar ist, dass diese Entwicklung ohne politischen Schutz nicht stattgefunden hätte und dass sie bis heute relativ erfolgreich verlaufen ist. In einer Gesamtbilanz müssen jedoch auch die erheblichen Kosten berücksichtigt werden, die die Politik verursacht hat. Da sich sowohl die Kosten als auch die Erträge dieser Förderpolitik über einen Zeitraum erstrecken, der Jahrzehnte währt und noch weit in die Zukunft hineinreichen wird, lässt sich eine quantitative Gesamtbilanz zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ziehen. Außerdem wäre es nicht zulässig, eine grundsätzliche Beurteilung des „segmentierten Anförderns“ allein auf den Erfahrungen einer Erfolgsstory aufzubauen und die Misserfolge, die bei anderen Technologielinien erzielt wurden, zu übergehen.

Nach Auffassung des Beirats sollte sich die Politik im Normalfall darauf beschränken, gesellschaftliche Anliegen (z. B. Klimaschutz) durch Instrumente der Globalsteuerung (z. B. Besteuerung von Emissionen) in Signale für verändertes privatwirtschaftliches Handeln zu übersetzen, und es sollte dann der Privatwirtschaft überlassen bleiben, im unverzerrten Wettbewerb die jeweils optimalen Technologiepfade auszusuchen und weiterzuentwickeln. Weicht die Politik von dieser Maxime ab, läuft sie Gefahr, einen immer größeren Teil der Wirtschaft durch verzerrte Preissignale auf „falsche Gleise“ zu führen, die sich später (nach Beendigung des politischen Schutzes) als nicht nachhaltig erweisen.

Wenn überhaupt, dann wäre ein segmentiertes Anfördern im Bioenergie-Bereich aus technologiepolitischer Sicht vor allem zu empfehlen, wenn

- die Märkte noch sehr klein sind und somit auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Förderung noch gering bleiben,
- absehbar ist, dass sich die relative Vorzüglichkeit verschiedener regenerativer Energie-Linien durch technische Fortschritte noch erheblich verändern kann,
- absehbar ist, dass die unterschiedlichen Standortbedingungen in den verschiedenen Erdteilen zu einer breit gefächerten Nachfrage nach unterschiedlichen Bioenergie-Linien führen wird,
- das Zustandekommen der erwünschten technischen Fortschritte vor allem davon abhängt, dass die Innovationskraft der Privatwirtschaft (im Vertrauen auf vorübergehend gestützte Inlandsmärkte) mobilisiert wird.

In der Frühphase der Bioenergie-Förderung waren diese Bedingungen durchaus gegeben. Daher hält es der Beirat für akzeptabel, dass in dieser ersten Phase ein erheblicher Teil der staatlichen Mittel für die Förderung von Bioenergie-Linien eingesetzt wurde, die sich möglicherweise auch in der fernerer Zukunft als nicht wettbewerbsfähig herausstellen werden.

Inzwischen hat sich das Bild jedoch grundlegend gewandelt, denn die staatlich geförderte Bioenergie-Erzeugung auf Agrarflächen ist mittlerweile aus ihrer anfänglichen Nische herausgetreten.

- Mehr als 10 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche werden inzwischen für die Erzeugung von Bioenergie verwendet, wobei mit diesem Flächeneinsatz allerdings noch nicht einmal 1 % des Endenergieverbrauchs Deutschlands erzeugt werden.
- Die deutschen Steuerzahler und Energieverbraucher müssen bereits gegenwärtig weit mehr als eine Milliarde Euro pro Jahr für die Produktion von Bioenergie auf Agrarflächen aufwenden.
- Die Branche geht davon aus, dass in den kommenden Jahren ein weiteres starkes Wachstum erreicht werden kann. So rechnet beispielsweise der Fachverband Biogas mit einer Verzehnfachung der Zahl der Anlagen bis zum Jahr 2020.

In der gegenwärtigen Expansionsphase ist festzustellen, dass der allergrößte Teil der Bioenergie-Förderung auf zwei Bioenergie-Linien entfällt, nämlich auf Biodiesel und Biogas. Bioethanol ist dabei, sich als dritte große Förderlinie zu etablieren. Von einem „breiten Anfördern“ einer Vielzahl von Linien kann also kaum die Rede sein. Mit Blick auf die drei primär geförderten Linien ist es äußerst fraglich, ob – ausgehend von dem inzwischen erreichten Verbreitungsgrad – noch eine weitere Flächenexpansion dieser Linien erforderlich ist, um die Privatwirtschaft zu technologischen Durchbrüchen zu führen. Schließlich

handelt es sich bei Biodiesel, Bioethanol und Biogas um Technologien, die bereits seit langer Zeit etabliert sind.

Je geringer der zusätzliche technologiepolitische Nutzen einer weiteren Expansion der genannten Bioenergie-Linien ausfällt, desto stärker muss sich die Bioenergie-Politik daran messen lassen, welchen Beitrag sie zu den übergeordneten politischen Zielen „Klimaschutz“, „Versorgungssicherheit“ und „Arbeitsplätze im ländlichen Raum“ leistet.

5.3 Bioenergie-Politik und das Ziel „Klimaschutz“

Die Verbrennung der fossilen Energieträger ist mit Abstand die wichtigste Quelle der Treibhausgas-Emissionen und somit die wichtigste Ursache des Klimawandels. Wird anstelle fossiler Energieträger Bioenergie eingesetzt, kann dies zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen führen. Insofern ist die Förderung der Bioenergie grundsätzlich als Element einer Klimaschutzpolitik in Betracht zu ziehen.

Plädoyer für Effizienzorientierung in der Klimapolitik

Es ist allerdings nicht sinnvoll, sondern im Gegenteil schädlich, wenn der Staat jede Politikmaßnahme realisiert, die „irgendeinen“ Beitrag zum Klimaschutz leistet. Denn aufgrund der begrenzten Leistungskraft einer Volkswirtschaft kommt es darauf an, die knappen Mittel so einzusetzen, dass je Euro der größtmögliche Zielbeitrag erreicht wird. Wenn sich die Politik über dieses Effizienzgebot hinwegsetzt, verschwendet sie Ressourcen, die ansonsten für noch mehr Klimaschutz genutzt werden könnten. Sie braucht sich dann nicht zu wundern, wenn sie die klimapolitischen Ziele trotz des großen Aufwandes nicht erreicht.

Im Hinblick auf die Förderung der Bioenergie muss also geklärt werden:

- Führt die politisch geförderte Erzeugung der Bioenergie *überhaupt zu einem positiven Effekt* für das Klima, wenn man die Anpassungsreaktionen der Wirtschaft berücksichtigt (z. B. verstärkte Emissionen an anderer Stelle)?
- Ist die politisch geförderte Erzeugung der Bioenergie volkswirtschaftlich *günstiger als andere Formen* der Substitution fossiler Energieträger und des Klimaschutzes (z. B. Energieeinsparung, Verbesserung der Energieeffizienz, Solarenergie)?
- Falls Bioenergieförderung für sinnvoll erachtet wird: Auf *welche Energie-Linien* aus dem weiten Spektrum der Bioenergie soll sich die Förderung konzentrieren?
- Sollte sich die politische Förderung auf die *inländische Produktion* oder auf die *inländische Verwendung* von Bioenergie beziehen (Letzteres würde Importe gleichberechtigt einschließen)?

Einen ungefähren Anhaltspunkt für die vergleichende Beurteilung verschiedener Klimaschutz-Strategien und verschiedener Bioenergie-Linien liefern die CO_{2äq}-Vermeidungskosten. Wenn auch zu berücksichtigen ist, dass sich bei der Kalkulation dieser Werte in Abhängigkeit der jeweils getroffenen Annahmen große Unterschiede ergeben können (vgl. Kapitel 4), so lässt sich doch insgesamt feststellen, dass sich für die derzeit in Deutschland besonders geförderte Bioenergie-Produktion auf heimischen Ackerflächen (Biogas auf Maisbasis, Bioethanol, Biodiesel) CO_{2äq}-Vermeidungskosten ergeben, die in der Regel weit oberhalb von 100 €/t CO_{2äq} liegen.

Im Vergleich dazu liegen die CO_{2äq}-Vermeidungskosten in anderen Bereichen der Energiewirtschaft (z. B. Umrüstung von Kraftwerken, Energieeinsparung, Windenergie) wesentlich niedriger. Auch bei einer Produktion von Biokraftstoffen auf der Südhälfte der Welt (inkl. Transport nach Deutschland) oder bei einem inländischen Anbau schnell wachsender Gehölze für die Wärmenutzung liegen die CO_{2äq}-Vermeidungskosten nur oft bei einem Bruchteil dieser Werte.

Nicht die Produktion, sondern die Verwendung von Bioenergie fördern

Angesichts dieses Befundes lässt sich in Deutschland eine *Förderung der inländischen Produktion* von Bioenergie bei den bisher besonders verbreiteten Produktions- und Konversionspfaden (Biodiesel, Bioethanol, Biogas für Kraftstoffe) mit dem Argument „Klimaschutz“ nicht überzeugend begründen. Eine Förderung bzw. eine Verpflichtung bezüglich der *Verwendung* von Bioenergie ist unter diesem Aspekt grundsätzlich günstiger zu beurteilen, weil dann die Erzeugung der Bioenergie dort erfolgen kann, wo dies mit den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten (unter Berücksichtigung der externen Effekte) möglich ist.

Auf den ersten Blick scheint es so, als habe die deutsche Politik diese Empfehlung bereits weitgehend umgesetzt, denn rein formal wird ja zumeist die Verwendung von Bioenergie gefördert bzw. erzwungen. Doch auf den zweiten Blick ergibt sich ein anderes Bild. Zum einen gibt es nach wie vor zahlreiche Felder, bei denen die Politik der inländischen Bioenergie-Erzeugung einen Vorteil gegenüber Importen verschafft. Das betrifft z. B. die Energiepflanzenbeihilfe der EU und die Investitionsförderung für Bioenergie-Anlagen. Beim Bioethanol führt der sehr hohe Zollschutz dazu, dass die Beimischungspflicht primär durch Ethanol aus EU-Produktion erfüllt wird. Beim Biodiesel wird eine ähnliche Wirkung durch die technischen Normen hervorgerufen. Beim Biogas schreibt das EEG vor, dass die Stromerzeugung im Inland zu erfolgen hat, und weil Silomais als dominierender Rohstoff wenig transportwürdig ist, ergibt sich hieraus eine faktische Präferenz für die inländische Bioenergie-Erzeugung.

Wenn die Politik die klimapolitische Wirkung der Bioenergie-Förderung verbessern möchte, dann sollte sie die genannten Regelungen schrittweise so verändern, dass der künstliche Wettbewerbsvorteil der inländischen Bioenergie-Erzeugung gegenüber der importierten Bioenergie abgeschafft wird.

Die segmentierte Bioenergie-Förderung schrittweise überwinden

Die klimapolitische Wirkung der Bioenergie-Politik kann weiterhin dadurch verbessert werden, dass die Segmentierung der Bioenergie-Förderung schrittweise aufgehoben wird. Durch die bis heute vorangetriebene Segmentierung zwingt die Politik die Wirtschaft, Bioenergie in Sektoren (z. B. Treibstoff) einzusetzen, in denen die CO_{2äq}-Vermeidung durch Bioenergie weit über 100 €/t kostet, während eine entsprechende CO_{2äq}-Vermeidung durch vermehrten Einsatz von Bioenergie in einem anderen Sektor fast ohne Förderung erzielt werden könnte. Deutschland könnte also allein durch eine Umschichtung der Förderung zwischen den Bioenergie-Teilsektoren (bei unveränderter Gesamtbelastung) seinen Beitrag zur Klimaentlastung vervielfachen.

Langfristig sollte die Politik noch einen Schritt weiter gehen. Sie kann nämlich den Suchprozess nach dem effizientesten Weg zum Klimaschutz noch effizienter gestalten, indem sie nicht nur die Segmentierung innerhalb der Bioenergie-Förderung abschafft, sondern auch die Segmentierung innerhalb der übergeordneten Klimaschutzpolitik. Das würde letztlich auf die vollständige Integration der Bioenergiepolitik in die allgemeine Klimaschutzpolitik hinauslaufen, wie sie im Zuge des Kyoto-Prozesses ansatzweise entwickelt wurde. Grundsätzlich ist der Ansatz richtig, das globale Klimaproblem mit dem globalen Instrument handelbarer CO₂-Lizenzen anzugehen, deren Gesamtumfang im Laufe der Zeit reduziert wird. Diese Politik zielt darauf ab, dass die Weltwirtschaft die erwünschte Reduktion der Klimagasemissionen dort hervorbringen kann, wo dies mit den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten möglich ist. Welche Unternehmen an welchen Standorten in welchem Umfang zum Klimaschutz beitragen, entscheidet in effizienter Weise der Markt.

Die große Herausforderung liegt darin, dieses Konzept, welches zunächst nur für große Emittenten ausgearbeitet wurde und auch nur in einem Teil der Welt umgesetzt wird, schrittweise auf alle Länder und auf alle Branchen der Volkswirtschaft (Verkehr, Haushalte, Landwirtschaft) auszudehnen. Die Förderung der Bioenergie würde auf diese Weise von der direkten auf eine indirekte Förderung umgestellt. Die weitere Ausdehnung der Bioenergie würde dann nicht mehr durch konkrete Beimischungspflichten, Einspeisetarife und Investitionszuschüsse ausgelöst, sondern stattdessen würde die Verteuerung der Emissionsrechte, die erforderlich sind, um fossile Energien nutzen zu können, die Wettbewerbskraft der Bioenergie in den effizienten Einsatzfeldern stärken.

Weshalb die Einbettung in eine globale Gesamtstrategie so wichtig ist

Wenn es nicht gelingt, die Bioenergieförderung nachhaltig in eine globale, sektorübergreifende Klimaschutzstrategie einzubetten, so ist zu befürchten, dass der klimapolitische Effekt der Bioenergieförderung letztlich nahe null liegen wird. Dies zeigen die beiden nachstehenden Wirkungsketten exemplarisch.

Zur Notwendigkeit einer globalen Strategie: Wie bereits erläutert, wird die zunehmende Verschärfung der Klimaschutzpolitik zu einer Verteuerung der Emissionslizenzen führen, und somit auch zu einer Verringerung der Nachfrage nach fossiler Energie und - ceteris paribus - auch zu sinkenden Preisen für fossile Energieträger. Daraus wird für die einzelnen Nationen immer wieder die Versuchung erwachsen, aus der Gemeinschaft der Klimaschützer auszuscheren und das eigene Wirtschaftswachstum doch wieder auf fossile Energieträger aufzubauen. Je preiswerter diese Energieträger werden, desto höher werden der Verbrauch und somit auch die Emission von Treibhausgasen. Kurzum: Wenn es nicht gelingt, Klimaschutz im weltweiten Verbund verbindlich zu organisieren, werden Einsparungserfolge in einem Teil der Welt – vermittelt über den Energiepreis-Mechanismus – durch Verbrauchszuwächse in einem anderen Teil der Welt wieder zunichte gemacht.

Zur Notwendigkeit einer sektorübergreifenden Strategie: Der Wissenschaftliche Beirat beim Bundeswirtschaftsministerium hat schon 2004 darauf hingewiesen, dass die Koexistenz von (a) Stromeinspeisegesetzen (z. B. EEG) und (b) Emissionslizenzipolitiken problematische Wechselwirkungen auslösen kann. Die gesonderte Förderung der alternativen Stromproduktion führt dazu, dass die Energiewirtschaft weniger Emissionsrechte benötigt als dies ansonsten der Fall wäre. Diese reduzierte Nachfrage führt dazu, dass andere Industriezweige (national oder international) die nicht benötigten Emissionsrechte erwerben und nutzen können. Mit anderen Worten: Wenn mit der sektoralen Förderung der alternativen Stromproduktion nicht zugleich auch eine Reduzierung der insgesamt verfügbaren Emissionslizenzen einhergeht, ist die klimapolitische Wirkung der Förderpolitik gleich Null.

Diese Beispiele zeigen, dass in dem Politikfeld „Energieverbrauch und Klimaschutz“ segmentierte Politikansätze für einzelne Sektoren wirkungslos bleiben können, wenn sie nicht in eine effiziente, global ausgerichtete Gesamtstrategie eingebunden sind.

Etappenziele auf dem Weg zum globalen CO₂-Lizenzsystem

Da eine komplette Integration aller Wirtschaftssektoren und Erdteile in ein globales System von CO₂-Lizenzen wahrscheinlich noch in weiter Ferne liegt, müssen auf dem Weg dorthin zielführende Second-best-Politiken etabliert werden. Die beiden wichtigsten Etappenziele sind dabei nach Auffassung des Beirats

- die Einbeziehung aller wichtigen Industrie- und Schwellenländer in den Kyoto-(Folge)-Prozess und

- die Ergänzung der CO₂-Emissionspolitik durch eine international abgestimmte Besteuerung des Verbrauchs fossiler Energieträger.

Die großen internationalen Unterschiede bei der Besteuerung fossiler Energieträger führen zu gravierenden Verzerrungen der Weltwirtschaft. Energieintensive Branchen wie z. B. die Produktion von Mineralstickstoff-Düngemitteln werden an jene Standorte verlagert, an denen eine relativ geringe Besteuerung des Energieverbrauchs erfolgt. Dieser Effekt wird noch dadurch verstärkt, dass Energieverbrauch für den internationalen Gütertransport (z. B. Schiffs-Diesel; Flugbenzin) bisher kaum besteuert wird. Insofern unterscheidet sich die Besteuerung des internationalen Transports noch gravierend von der Besteuerung des intranationalen Transports, bei der viele Länder inzwischen dazu übergegangen sind, die negativen externen Kosten des Energieverbrauchs in den Energiepreisen sichtbar werden zu lassen. Der Beirat hält es für erforderlich, dass sich die Bundesregierung auf der multinationalen Bühne (z. B. EU, WTO, OECD) dafür einsetzt, diese Konstruktionsfehler des internationalen Handels zu beheben.

Diese Forderung erfolgreich umzusetzen stellt eine immense Herausforderung dar, die sich nicht im politischen Tagesgeschäft „nebenbei“ bewältigen lässt. Die Ausarbeitung der erforderlichen Strategien, die Suche nach Bündnispartnern, die Entwicklung international ausgerichteter Kampagnen – all dies erfordert einen hohen Einsatz an Know-how und Arbeitszeit und eine professionelle, hocheffiziente Ausrichtung der politisch-strategischen Arbeit. Der Beirat hält es im Interesse eines nachhaltig erfolgreichen Klimaschutzes für dringend erforderlich, dass die Bundesregierung ihre Anstrengungen in diesem Bereich deutlich verstärkt.

Bei der Besteuerung des Verbrauchs fossiler Energieträger weist aber auch das deutsche Steuersystem aus klimapolitischer Sicht Verbesserungspotenziale auf, die genutzt werden könnten. Gegenwärtig wird der Verbrauch von fossilen Energieträgern im Kraftstoffbereich sehr hoch besteuert (Benzin, Diesel), während vergleichbare Energieträger (Heizöl) bei einem Einsatz im Wärmebereich wesentlich niedriger besteuert werden (vgl. Kapitel 3). Die relativ geringe Steuer auf Heizöl hat verzerrende Effekte auf der Verbraucher- und auf der Anbieterseite.

- Auf der Verbraucherseite führen die relativ niedrigen Energiepreise für Wärme dazu, dass die hier bestehenden Einsparungs- (und Klimaschutz-) potenziale weniger konsequent genutzt werden als zum Beispiel beim Transport.
- Auf der Anbieterseite ist es für die erneuerbaren Energieträger im Wärmebereich viel schwerer, sich im Wettbewerb um die Gunst der Kunden gegen das relativ preisgünstige Heizöl durchzusetzen. Im Vergleich dazu haben es die steuerbefreiten bzw. steuerbegünstigten Biokraftstoffe im Wettbewerb gegen die hoch besteuerten Kraftstoffe fossiler Herkunft viel leichter. Diese politisch bedingte Preisverzerrung führte bisher dazu, dass die Produktion von Bio-Kraftstoffen im Vergleich zur Produktion von Bio-

Brennstoffen (z. B. Holz) begünstigt wurde, obwohl aus klimapolitischer Sicht eher eine verstärkte Holzproduktion für Wärmenutzung angezeigt wäre.

Negative Umweltwirkungen der Bioenergie berücksichtigen

Die vom Beirat angeregte Einbettung der Bioenergie-Politik in eine international abgestimmte, allgemeine Klimaschutz- und Energiepolitik würde den Wettbewerb zwischen (a) der Bioenergie, (b) anderen erneuerbaren Energieträgern und (c) der Energieeinsparung schüren. Die Bioenergie würde sich dann nicht mehr nach Maßgabe staatlich festgesetzter Mengenziele ausdehnen, sondern nach Maßgabe ihrer relativen Wettbewerbskraft im Vergleich zu anderen Klimaschutzoptionen. Und hierbei würden neben den klimapolitischen Vorteilen automatisch auch die klimapolitischen Nachteile der Bioenergie angemessen berücksichtigt werden, denn die Länder bzw. Unternehmen würden beim Handel mit CO₂-Äquivalenten neben den CO₂-Emissionen, die durch Nutzung der Bioenergie reduziert werden, auch die CH₄-Emissionen sowie die N₂O-Emissionen mit zu bilanzieren haben (vgl. Kapitel 2.5). In diesen letztgenannten Punkten ist die Produktion von Bioenergie auf Agrarflächen im Vergleich zu anderen regenerativen Energien wie z. B. der Solarenergie tendenziell im Nachteil.

Das ökonomische Modell eines weltweit geschlossenen Bilanzierungsansatzes, der alle CO₂-Äquivalente einschließt, ist eine nützliche Vision, weil sie allen Beteiligten die Notwendigkeit einer Berücksichtigung globaler Wechselwirkungen vor Augen führt. In der praktischen Klimaschutzpolitik jedoch wird diese Vision wohl – wenn überhaupt – erst frühestens in einigen Jahrzehnten Wirklichkeit werden können, so dass die praktische Politik vorerst weiter mit segmentierten, parallel auszusteuern den Ansätzen agieren muss. Somit stehen auch die deutsche und die europäische Politik vor der Herausforderung, bei der Gestaltung ihrer Bioenergie-Politiken die negativen externen Effekte der Bioenergie mehr oder weniger freihändig abzuschätzen und angemessen zu berücksichtigen.

Diese Aufgabe lässt sich noch vergleichsweise einfach meistern, wenn es darum geht, die unerwünschten Umweltwirkungen einer steigenden Bioenergie-Produktion im Inland zu begrenzen (z. B. Begrenzung der Nährstoffemissionen; Sicherstellung eines ausreichenden Umfangs von Naturschutzflächen). Die Politik kann hier gegebenenfalls die Fachgesetze nachjustieren und auch die Bioenergieförderung so justieren, dass sich aus gesamtstaatlicher Sicht eine optimale Gesamtwirkung ergibt.

Viel schwieriger ist jedoch die Abschätzung und die angemessene Berücksichtigung der indirekten externen Effekte der Bioenergieförderung, die sich durch Anpassungsreaktionen in anderen Ländern ergeben. Um das Problem zu veranschaulichen, sei einmal angenommen, Deutschland verdoppele in den kommenden 10 Jahren erneut seine agrarische Biomassefläche. Dadurch sinkt ceteris paribus das Weltnahrungsmittelangebot um den Ertrag,

der ansonsten auf den zusätzlichen 1,5 Mio. ha LF geerntet worden wäre. Bei unveränderter Nahrungsmittelnachfrage wird die Weltagrarwirtschaft darauf reagieren, indem

- entweder bereits genutzte Agrarflächen intensiver genutzt werden
- oder brach liegende Agrarflächen in Bewirtschaftung genommen werden
- oder bisher anderweitig genutzte Flächen für die landwirtschaftliche Nutzung umgewidmet werden.

Diese Anpassungsprozesse gehen in der Regel mit einer erhöhten Düngung einher, und mit großer Wahrscheinlichkeit wird die erhöhte Stickstoffdüngung sich im Endeffekt – wenn auch immer nur zu einem kleinen Teil – in erhöhten N₂O-Emissionen niederschlagen. Insofern Grünlandflächen oder gar Waldflächen zu Ackerland umgewidmet werden, kommt es außerdem über viele Jahre hinweg zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen (vgl. Kapitel 2.5). Die Erhöhung der N₂O- und der CO₂-Emissionen kann zusammengefasst den positiven CO₂-Effekt, den man durch die Erzeugung von Bioenergie und die entsprechende Einsparung von fossiler Energie erzielen wollte, schmälern oder gar überkompensieren, was im ungünstigsten Fall bedeutet, dass die Biomasse-Förderung die Treibhausgas-Problematik überhaupt nicht entlastet, sondern sogar noch verschärft.

Wichtig ist die Erkenntnis, dass sich solche indirekten Effekte einer umweltpolitischen Kontrolle weitgehend entziehen, weil sie über marktwirtschaftliche Anpassungen induziert werden (Steigerung der Weltagrarpreise) und somit weltweit stattfinden. Selbst wenn es gelingt, in einem bestimmten Land klimaschädliche Anpassungsmaßnahmen (z. B. Waldrodung, Intensivierung) durch strenge agrarumweltpolitische Maßnahmen zu unterbinden, ist damit das Risiko klimaschädlicher Anpassungsmaßnahmen nicht beseitigt. Die Nicht-Anpassung der Landwirtschaft in diesem Land führt zu einer weiteren Zuspitzung der Knappheitssituation auf den Weltagrarmärkten, und die weiter steigenden Weltagrarpreise führen zu umso stärkeren Anpassungsmaßnahmen in irgendeiner anderen Region der Welt. Dieser Mechanismus ließe sich nur in einer globalen, alle Sektoren umfassenden Klimaschutzstrategie wirksam unterbinden.

Weshalb die Zertifizierung von Bioenergie-Importen wenig bewirken kann

Vor diesem Hintergrund erscheinen auch die großen Erwartungen, die die deutsche und die europäische Politik derzeit an die Zertifizierung des Anbaues von Importbiomasse knüpfen, weit überzogen. Der Politikansatz läuft im Grundsatz darauf hinaus, die Anforderungen der guten landwirtschaftlichen Praxis nicht auf jene Agrarflächen zu beschränken, die innerhalb der EU liegen, sondern auf jene Agrarflächen auszudehnen, die außerhalb der EU liegen und auf denen Biomasse für die spätere Verwendung in der EU angebaut wird. Mit der Zertifizierung soll sichergestellt werden, dass die positiven Klimaeffekte der Import-Biomasseverwendung in der EU nicht durch negative Klimaeffekte (und sonstige

negative Umwelteffekte) der Biomasseproduktion an den Überstandorten zunichte gemacht werden.

Die Umsetzung eines solchen Politikansatzes stellt eine große administrative Herausforderung dar, außerdem wirft der Ansatz schwierige rechtliche Fragen bezüglich der WTO-Konformität auf (vgl. ausführlich: SRU, 2007). Wichtiger ist aber: Selbst wenn es gelänge, all diese organisatorischen und rechtlichen Probleme erfolgreich zu bewältigen, so wirkt doch das oben beschriebene Kernproblem der verschärften Knappheit weiter fort. Denn auch eine noch so mustergültig bewirtschaftete Bioenergiefläche in Übersee steht, in gleicher Weise wie eine mustergültig bewirtschaftete Bioenergiefläche in Europa, nicht mehr für die Nahrungsmittelproduktion zur Verfügung, und dies führt dazu, dass das Weltagrarmarktsystem (s. o.) irgendwo anders in der Welt Ersatz schafft – und dort mit tendenziell negativen Auswirkungen auf die Treibhausgas-Emissionen.

Diese indirekten negativen Klimawirkungen des Biomasseanbaues könnten nur in einem globalen, alle Sektoren umfassenden CO₂-Lizenzsystem implizit erfasst und kontrolliert werden (s. o.). Da solch ein System aber noch in weiter Ferne liegt, sollten die bis dahin obwaltenden nationalen Bioenergie-Politiken diese negativen off-site-Effekte zumindest in ihren ergänzenden Erwägungen berücksichtigen. Die Wirkungsrichtung ist dabei klar: Wenn die internationalen Agrarmärkte infolge einer hohen Nachfrage im Nahrungsmittelbereich ohnehin schon angespannt sind und wenn Kalkulationen zeigen, dass Bioenergie keine wesentlich niedrigen CO_{2aq}-Vermeidungskosten ermöglicht als andere erneuerbare Energien, sondern im Gegenteil deutlich höhere Kosten aufweisen, dann sollte aus klimapolitischer Sicht jenen erneuerbaren Energien der Vorzug gegeben werden, die nicht zu einer Verschärfung der Flächenkonkurrenz und einer weiteren Erhöhung des Weltagrarpreisniveaus und somit nicht zu einer weiteren Intensivierung der Landwirtschaft führen.

Die Diskussion hat gezeigt, dass eine Beurteilung der Bioenergieerzeugung auf Ackerflächen nicht unabhängig von der Ausdehnung dieses Wirtschaftszweiges vorgenommen werden kann. Solange es nur um die Nutzung von Flächen ging, die zuvor im Rahmen staatlicher Programme stillgelegt worden waren, blieben die Auswirkungen der Förderpolitik auf die Weltagrarmärkte marginal. Inzwischen hat jedoch die Ausdehnung der Bioenergie ein Ausmaß erreicht, bei dem eine weitere Expansion immer größere Risiken für Umwelt- und Klimaschutz birgt.

Aus den genannten Gründen hält es der Beirat aus klimapolitischer Sicht für geboten,

- a) der Förderung von Solar- und Windenergie (vgl. Kapitel 2) Vorrang vor der Förderung der Bioenergie einzuräumen und
- b) die Bioenergie-Politik verstärkt auf solche Bioenergie-Linien auszurichten, die Nebenprodukte aus der Agrar- und Forstwirtschaft verwerten.

5.4 Bioenergie-Politik und das Ziel „Versorgungssicherheit“

Die Sicherung der nationalen Energieversorgung ist – ebenso wie der verbesserte Klimaschutz – ein öffentliches Anliegen, das nicht allein dem Zusammenwirken privatwirtschaftlicher Entscheidungen überlassen werden sollte, sondern unter Umständen auch politisches Handeln erfordert.

Heimische Biomasse kann in Deutschland nur einen geringen Beitrag leisten

Die deutsche Land- und Forstwirtschaft leistet schon seit Jahrhunderten einen Beitrag zur Energieversorgung der Volkswirtschaft, indem sie Bioenergie erzeugt (traditionell waren dies vor allem Feuerholz und Futter für Zugtiere).

Gemessen an dem heute erreichten Energieverbrauch der deutschen Volkswirtschaft ist dieser Beitrag allerdings sehr klein, und angesichts der geringen Flächenausstattung Deutschlands wird die heimische Bioenergie-Produktion den heutigen Energiebedarf auch bei sehr starker Expansion immer nur zu einem geringen Teil decken können. Das verdeutlichen folgende Überschlagsrechnungen:

- **Energieversorgung insgesamt:** Wenn wir in einem Extrem-Szenario unterstellen, die gesamte deutsche Agrarfläche (17 Mio. ha) würde mit den heute vorherrschenden agrarischen Bioenergie-Linien (Biodiesel auf Rapsbasis, Bioethanol auf Getreidebasis, Biogas ohne Wärmenutzung) komplett in den Dienst der Energiewirtschaft gestellt, so könnten damit bei einem sehr hoch angesetzten Nettoenergieertrag von 60 GJ/ha (vgl. Kapitel 4; 1.000 kWh = 3,6 GJ) maximal 1.000 PJ erzeugt werden. In diesem Extrem-Szenario ließen sich also nur knapp 7 % des Primärenergieverbrauchs bzw. 11 % des Endenergieverbrauchs Deutschlands aus agrarischer Biomasse (ohne Forstflächen) decken. Bei realistischen Bioenergieanteilen in der Landwirtschaft liegen die Anteile deutlich niedriger. Würden beispielsweise 30 % der landwirtschaftlichen Fläche (LF) Deutschlands (5 Mio. ha) mit dem gegenwärtigen Bioenergie-Mix genutzt (Biodiesel, Bioethanol, Biogas für Strom, ca. 12.000 kWh/ha bzw. 43 GJ/ha, vgl. Kapitel 4), so ließen sich damit lediglich 215 PJ entsprechend 2,3 % des Endenergieverbrauchs Deutschlands erzeugen. Bei einer konsequenten Fokussierung der Bioenergiestrategie auf die Hackschnitzel-KWK-Anlagen, die maximale Netto-Energieerträge je Hektar liefern, ließe sich dieser Anteil auf knapp 9 % steigern.
- **Fokussierung auf Flüssigkraftstoffe:** Wenn wir unterstellen, dass angesichts der besonderen Engpässe bei Kraftstoffen für den Transportsektor künftig eine Konzentration der Bioenergie-Politik auf diesen Sektor erfolgt, kommen wir für dieses Teilsegment des Energiesektors zu höheren Anteilen. Auf 30 % der LF (5 Mio. ha) ließen sich mit einem Biokraftstoff-Mix aus 50 % Biodiesel und 50 % Ethanol (auf Basis Weizen) ca. 9 Mio. t Kraftstoffäquivalent erzeugen. Das entspricht rund 17 % des gesamten deutschen Kraftstoffverbrauchs (ohne Flugbenzin). Diesen Anteil könnte man

bei Umstellung auf Biomethan oder BtL unter sehr optimistischen Annahmen auf knapp 40 % steigern. Zu beachten ist allerdings, dass (a) eine Umorientierung der Kraftstoffbranche auf Biomethan in auf absehbare Zeit nicht in Sicht ist, (b) erhebliche Zweifel bestehen, ob sich eine großtechnische BtL-Produktion in Deutschland realisieren lässt, und (c) eine Fokussierung auf Biokraftstoffe keinen Platz mehr für andere Bioenergienutzungen ließe, die aus Klimaschutzpolitischer Sicht weitaus sinnvoller wären.

Ursache für diese insgesamt ernüchternde Bilanz ist letztlich die knappe Flächenausstattung Deutschlands. Wenn wir den Nahrungs-, Rohstoff- und Energiebereich gemeinsam betrachten, so ist ein gravierendes kumuliertes Versorgungsdefizit zu konstatieren, und eine Senkung des Versorgungsdefizits in einem Bereich führt bei ausgeschöpften Nutzungsmöglichkeiten unweigerlich zu einer Erhöhung des Versorgungsdefizits in einem anderen Bereich.

In dieser Ausgangslage kann eine Verdopplung der Bioenergie-Fläche im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nur sehr wenig bewirken, im Hinblick auf die Marktanteile der deutschen Landwirtschaft auf verschiedenen Nahrungsmittelmärkten hingegen sehr viel. Da Versorgungssicherheit über Eigenversorgung auch nicht annähernd zu erreichen wäre, ist es nach Auffassung des Beirats von vornherein der falsche Ansatz, die diesbezügliche energiepolitische Strategiebildung primär um das Thema „Eigenproduktion von Bioenergie“ kreisen zu lassen.

Versorgungssicherheit durch Importverträge

Ausschlaggebend für die Versorgungssicherung wird vielmehr sein, dass es gelingt, einen materiell und regional breit gestreuten Import-Mix mit hinreichender Vertragssicherheit zu organisieren. Der Import-Mix wird sowohl Importe fossiler Energieträger als auch Importe regenerativer Energieträger umfassen.

Die Aussichten, diesen Weg der Versorgungssicherung erfolgreich zu beschreiten, sind günstig. In den vergangenen Jahrzehnten hat Deutschland, wie viele andere Länder auch, seinen wirtschaftlichen Aufstieg ganz selbstverständlich auf dem Import von Energie aufgebaut. Diese Strategie war erfolgreich.

Energie wird auch künftig auf der Erde im Übermaß vorhanden sein, die wesentliche Herausforderung besteht nur darin, hierbei den Schwenk von der fossilen zur regenerativen Energie zu vollziehen (vgl. Kapitel 2). Auch in der Zukunft wird es, ebenso wie in der Vergangenheit, viele Länder geben, die ein großes Interesse daran haben, ihre im Übermaß vorhandenen Potenziale im Bereich der Energie wirtschaftlich zu verwerten (Vergangenheit: fossil; Zukunft: regenerativ). Die Aufgabe für die Wirtschaftspolitik besteht darin, verlässliche Abkommen mit einer hinreichend großen Zahl von Anbieterländern zu schlie-

ßen und auf diese Weise dem Risiko vorzubeugen, in allzu große Abhängigkeit von einem einzigen Exportland zu geraten. Die Voraussetzungen hierfür werden sich beim Übergang in das regenerative Energie-Zeitalter tendenziell verbessern, da die Zahl der potenziellen Exportländer für regenerative Energien wesentlich größer sein wird als die Zahl der bisherigen Exportländer für fossile Energieträger.

Fazit: Das Ziel „Versorgungssicherheit“ kann mit Hilfe der im Inland zu erzeugenden Bioenergie nicht annähernd erreicht werden, und es gibt andere gangbare Wege, um einen nachhaltig sicheren Zugang zu Energiequellen zu erschließen. Deshalb empfiehlt der Beirat, bei der künftigen Ausgestaltung der Bioenergiepolitik dem Ziel „Versorgungssicherheit“ keine Priorität zuzuweisen, sondern die Beiträge der Bioenergie zur Versorgungssicherung lediglich als begrüßenswerte Nebeneffekte anzusehen. Durch diese Schärfung der politischen Ziele würde es möglich werden, die Bioenergiepolitik konsequenter auf die Ziele „Verbesserung des Klimaschutzes“ und „Schaffung von Arbeitsplätzen“ auszurichten und in diesen Politikbereichen größere Erfolge zu erzielen

Umprofilierung der deutschen Landwirtschaft auf Energie hätte einen hohen Preis

Sollte die Politik dieser Empfehlung nicht folgen wollen, sondern im Gegenteil das Bedürfnis haben, die Bioenergie-Politik schwerpunktmäßig auf das Ziel der Versorgungssicherung mit Energie aus heimischen Quellen auszurichten, dann war es konsequent, die jüngsten Politikbeschlüsse noch einmal grundlegend zu überprüfen.

- So wäre beispielsweise die Beimischungsverpflichtung für Biokraftstoffe kritisch zu hinterfragen. Diese Verpflichtung führt grundsätzlich zu einer Gleichstellung von importierter und inländisch erzeugter Bioenergie, und angesichts der Wettbewerbsverhältnisse ist zu erwarten, dass im Laufe der Zeit immer mehr importierte Kraftstoffe zum Einsatz kommen werden.
- Unter dem Aspekt der Versorgungssicherung müsste auch das EEG so verändert werden, dass grundsätzlich keine Biogasanlagen mehr gebaut werden, bei denen die erzeugte Wärmeenergie nicht genutzt wird. Solche Anlagen verwerten noch nicht einmal die Hälfte der ihnen zugeführten Energie nutzbringend, binden aber wertvolle landwirtschaftliche Flächen, die ansonsten wesentlich höhere Beiträge zur Energieversorgung leisten könnten.
- Für Biogasanlagen mit Wärmekonzept bzw. Direkteinspeisung ins Gasnetz wäre unter dem Aspekt der Versorgungssicherung eine Anhebung der Einspeisevergütungen zu erwägen (ggf. eine gleitende Anpassung an das Agrarpreisniveau), damit die Biogas-erzeugung auch bei stark steigenden Agrarpreisen ihren Wettbewerbsvorteil gegenüber der Nahrungsmittelerzeugung behält.

Generell wäre die Bioenergie-Politik so umzugestalten, dass weniger die Verwendung von Bioenergie gefördert wird, sondern wieder verstärkt die inländische Erzeugung. Geeignete

Instrumente hierzu wären die Anhebung der Energiepflanzenprämie im Rahmen der gemeinsamen Agrarpolitik und die gezielte Ausrichtung der Investitionsförderung auf den Bau von Bioenergie-Anlagen. Die Möglichkeiten des Staates, die inländische Produktion gegenüber Importen durch finanzielle Hilfen zu bevorzugen, sind jedoch insgesamt begrenzt, weil das Subventionsrecht der EU und die Regelungen der WTO zu beachten sind. Vor diesem Hintergrund kann der Staat seine Förderung am wirksamsten auf die inländische Bioenergie-Erzeugung lenken, wenn er solche Bioenergie-Linien investiv fördert, die primär auf die Belieferung mit schlecht transportablen Rohstoffen angewiesen sind (z. B. feuchte Biomasse).

Solche Kurskorrekturen wären konsequent im Hinblick auf das Ziel, zur Verbesserung der Versorgungssicherung eine möglichst umfangreiche inländische Bioenergie-Produktion zu erreichen. Die Kehrseite der Medaille bestünde jedoch darin, dass die Flächennutzungskonkurrenz im Inland in besonderem Maße verschärft würde. Je höher die Förderung dosiert würde, desto stärker würde die Nahrungsmittelproduktion verdrängt.

Nach Auffassung des Beirats wäre dies kein anzustrebendes Szenario, denn die Umprofilierung deutscher Agrarregionen zugunsten der Energieerzeugung und zulasten der Nahrungsmittel hätte weitreichende Konsequenzen:

- Es entstünde eine zunehmende Versorgungslücke im Nahrungsmittelbereich, während auf der anderen Seite der Beitrag der Agrarwirtschaft zur Energieversorgung insgesamt nach wie vor gering ausfiele (s. o.).
- Die Agrarproduktion würde auf eine Produktlinie ausgerichtet (Energie), die geringe Wertschöpfungspotenziale aufweist, im Vergleich zur Tierhaltung weniger Arbeitsplätze in ländlichen Räumen schafft (s. u.) und im Endeffekt durch einen scharfen Kostenwettbewerb gekennzeichnet ist.
- Die Agrarwirtschaft würde diese Ausrichtung nicht als Anpassungsreaktion auf Verbraucher- und Marktsignale vornehmen, sondern als Anpassungsreaktion auf sektoral ausgerichtete politische Fördermaßnahmen. Sie würde sich damit erneut in eine starke Politikabhängigkeit begeben, aus der sie nach den jüngsten Agrarreformen gerade erst entlassen worden ist.

Vor diesem Hintergrund hält es der Beirat für wichtig, bei der Weiterentwicklung des EEG die Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Nahrungsmittelproduktion und insbesondere der tierischen Erzeugung sorgsam zu beachten. Die deutsche Politik hat beispielsweise dem (schlecht transportablen) Silomais durch den Nawaro-Bonus eine besonders lukrative Verwertungsmöglichkeit verschafft. Das führt bei den Futterbau- und Veredlungsbetrieben im Umkreis von Biogasanlagen zu einer Erhöhung der Kosten für die Futterbeschaffung und die Gülleentsorgung, so dass sich deren Wettbewerbsfähigkeit verschlechtert. In den Veredlungshochburgen wird zudem die Nährstoffakkumulation durch die Bio-

gasanlagen tendenziell weiter verschärft, was als Schritt in die falsche Richtung zu werten ist (vgl. BEIRATS-GUTACHTEN ZUKUNFT DER NUTZTIERHALTUNG, 2005)

Solange die anderen EU-Staaten der deutschen Biogas-Politik nicht folgen, ist damit zu rechnen, dass der nationale Alleingang Deutschlands bei der Biogas-Förderung zu einer allmählichen Verdrängung der Viehhaltung in andere Mitgliedstaaten der EU führt. Im Vergleich dazu sind die Standortwirkungen, die durch das Vorpreschen Deutschlands bei der Beimischungspflicht für Biokraftstoffe ausgelöst werden, wesentlich geringer, weil sich die Rohstoffe für Biodiesel und Bioethanol relativ kostengünstig transportieren lassen.

5.5 Bioenergie-Politik und das Ziel „Arbeitsplätze im Ländlichen Raum“

Die Förderung von Bioenergie führt zu Anpassungsmaßnahmen in der Wirtschaft, die sich wiederum auf die sektorale und regionale Arbeitsmarktsituation auswirken. Dabei gibt es zwei gegenläufige Effekte:

- Die Förderung führt in jenem Sektor, der unmittelbar gefördert wird (Betrieb von Bioenergie-Anlagen), sowie in jenen Sektoren, die mit diesem Sektor komplementär verbunden sind (Anlagenbau), zu einer Zunahme der Beschäftigung.
- Umgekehrt führt die Förderung in jenen Sektoren, die durch die Ausdehnung der Bioenergie zurückgedrängt werden, zu einer Abnahme der Beschäftigung. Das gilt sowohl für die Energiewirtschaft als auch für die Landwirtschaft. Darüber hinaus führt auch die zusätzliche finanzielle Belastung der Strom- bzw. Kraftstoffverbraucher zu Arbeitsplatzverlusten in weiteren Sektoren Volkswirtschaft.

Die quantitative Abschätzung des Netto-Beschäftigungseffekts ist ein ausgesprochen schwieriges Unterfangen, da weitreichende Annahmen hinsichtlich der Verflechtung der verschiedenen Wirtschaftssektoren innerhalb einer Volkswirtschaft und im internationalen Wettbewerb getroffen werden müssen.

Netto-Beschäftigungseffekte: Sektorstudien ergeben kein einheitliches Bild ...

STAISS et al. (2006) haben in einer umfassenden Studie die Beschäftigungseffekte eines verstärkten Ausbaues der Erneuerbaren Energien untersucht. Im Basisjahr 2004 belief sich die Beschäftigung in diesen Wirtschaftszweig auf 157.000 Arbeitsplätze, davon entfielen 57.000 auf den Bereich der Bioenergie. Die Autoren vergleichen in der Studie ein Referenz-Szenario, bei dem der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch Deutschlands von 4,6 % in 2005 auf 8,3 % in 2020 steigen würde, mit einem Ausbau-Szenario, das eine stärkere Steigerung auf 12,7 % vorsieht. Sie ermitteln für das Ausbau-Szenario für das Jahr 2020 eine Nettobilanz, die um 74.000 Erwerbstätige günstiger liegt als in der Referenz 2020. Sie heben allerdings hervor, dass diese Entwicklung vor allem

vom Export getragen wird. Für die Landwirtschaft ist die Nettobilanz des Ausbau-Szenarios im Vergleich zur Referenz leicht negativ.

NUSSER et al. (2007) unternehmen in ihrer Analyse den Versuch, die Beschäftigungswirkungen einer deutlich verstärkten Nutzung nachwachsender Rohstoffen genauer zu analysieren. Das untersuchte Szenario unterstellt eine Ausdehnung des Anbaues nachwachsender Rohstoffe von 1,1 Mio. ha in 2004 auf 3,4 Mio. ha in 2020. Diese Expansion führt erwartungsgemäß zu erheblichen Beschäftigungseffekten, sofern es gelingt, die Wertschöpfungskette im Inland zu halten. Für diesen Fall wird ein Anstieg der Erwerbstätigen über alle Nawaro-Bereiche (Anbau, Weiterverarbeitung, Vorleistungen und Investitionstätigkeiten) hinweg von ca. 76.000 im Jahr 2004 auf fast 170.000 im Jahr 2020 prognostiziert, wobei diese Brutto-Arbeitsplatzeffekte für die Landwirtschaft im engeren Sinne deutlich niedriger liegen (ca. 22.600 in 2020 im Vergleich zu ca. 11.500 in 2004). Die aus der verstärkten Nawaro-Orientierung resultierende Nettobeschäftigungswirkung wird mit 12.100 Erwerbstätigen als leicht positiv ausgewiesen.

... und berücksichtigen Verdrängungseffekte in der Landwirtschaft nur unzureichend

Bei der Interpretation der genannten Zahlen ist zu berücksichtigen, dass Verdrängungsvorgänge in der Landwirtschaft, die durch den Ausbau der Bioenergie aus Biomasse ausgelöst werden können, in den Berechnungen nicht oder nur unzureichend berücksichtigt wurden. NUSSER et al. (2007) gehen in ihrer Analyse davon aus, dass infolge der Produktivitätsfortschritte in der Landwirtschaft im Jahr 2020 2,74 Mio. ha deutscher Ackerfläche nicht mehr benötigt werden. Sie addieren hierzu die 0,96 Mio. ha stillgelegter Fläche des Jahres 2004 und gehen somit davon aus, dass im Jahr 2020 mehr als 3,5 Mio. ha Ackerfläche ungenutzt blieben.

In der Anfangszeit des Anbaus nachwachsender Rohstoffe mag diese Sichtweise zutreffend gewesen sein, denn es standen in der Tat stillgelegte Flächen zur Verfügung, auf denen keine Wertschöpfung erfolgte. Inzwischen hat sich jedoch die Perspektive für die nationalen und internationalen Agrarmärkte grundlegend gewandelt.

- Wie bereits mehrfach dargestellt wurde, ist bei einem Erdölpreisniveau von mehr als 50 \$/bbl nicht zu rechnen, dass das internationale Agrarpreisniveau wieder auf das niedrige Niveau der 1990er Jahre absinkt. Relativ hohe Weltagrarpreise wiederum führen dazu, dass die landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland weitestgehend genutzt wird – auch dann, wenn keine spezielle Förderung der Bioenergie betrieben würde. Ein Brachfallen landwirtschaftlicher Flächen (freiwillige Flächenstilllegung) wäre somit nur in Ausnahmefällen zu erwarten.
- Bezüglich der obligatorischen Flächenstilllegung geht der Beirat davon aus, dass diese in absehbarer Zukunft abgeschafft wird. Die Maßnahme ist unter den inzwischen eingetretenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht mehr zu rechtfertigen. Es ist

nicht sinnvoll, einerseits mit staatlichen Verordnungen Fläche stillzulegen und andererseits mit der Bioenergieförderung möglichst viel Fläche in Nutzung nehmen zu wollen. Im Übrigen sind die Markt- und Einkommenswirkungen der Maßnahme kaum noch spürbar, der bürokratische Aufwand ist aber nach wie vor erheblich.

Somit muss bei der Abschätzung der Arbeitsplatzwirkungen der deutschen Bioenergieförderung, anders als dies in den zitierten Studien geschehen ist, die mögliche Verdrängung der klassischen landwirtschaftlichen Produktionsverfahren und der mit ihnen verbundenen Wertschöpfungsketten berücksichtigt werden.

Negative Beschäftigungseffekte bei Verdrängung der Tierproduktion

Im Folgenden soll anhand einiger vereinfachter Fallbeispiele verdeutlicht werden, welche Arbeitsplatzeffekte eine Verdrängung landwirtschaftlicher Wertschöpfungsketten durch Bioenergie-Produktion haben könnte. Dazu wird der Arbeitszeitbedarf für drei Verfahren der klassischen Veredlungsproduktion (Milchviehhaltung, Schweinemast, Bullenmast) einschließlich des nachgelagerten Bereichs (Molkerei, Schlachthof) hinsichtlich des Arbeitszeitbedarfes untersucht, und die dabei ermittelten Werte werden dann mit dem Arbeitskräftebedarf der Biogasproduktion verglichen. Als Bezugsgröße dient jeweils ein Hektar Futter- bzw. Substratfläche. Der Arbeitszeitbedarf in der Landwirtschaft ist in Anlehnung an BERENZ et al. (2007) erfasst, wobei zu berücksichtigen ist, dass es sich um eine Durchschnittsbetrachtung handelt und je nach betrieblicher Situation Abweichungen nach oben oder unten auftreten können. Arbeitsplatzeffekte im vorgelagerten Bereich werden nicht einbezogen, da sie sich nur schwer zuordnen lassen.

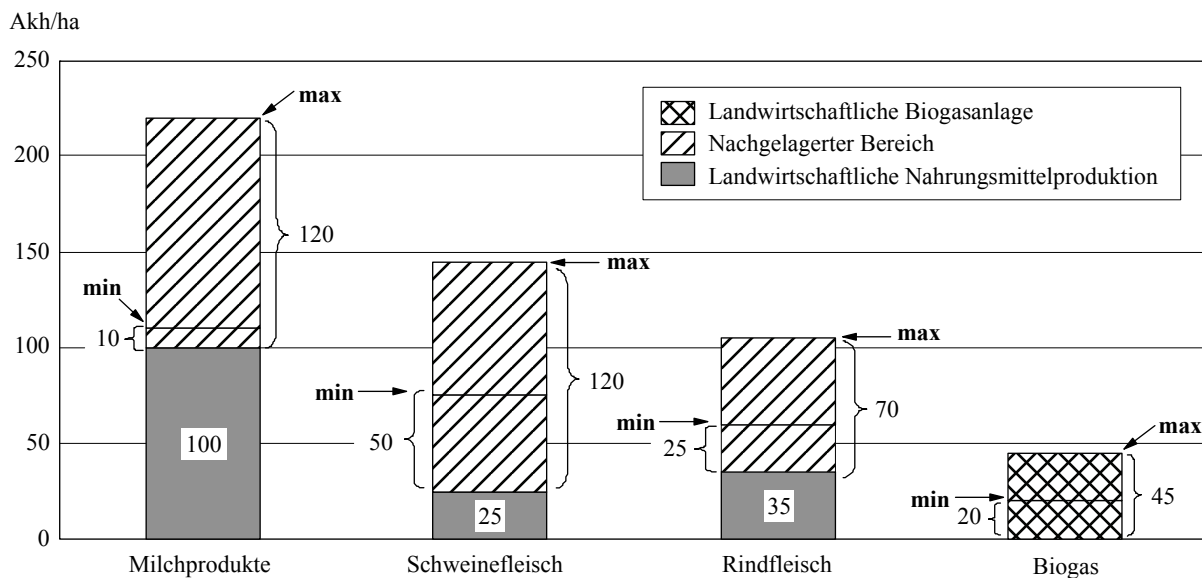
In der Milchviehhaltung können von einem Hektar Futterfläche zwei Kühe mit einem kumulierten Milchertrag von 12.000 bis 14.000 kg Milch versorgt werden. Die Arbeitszeit, die für die Futterbereitstellung inklusive Gülleausbringung anfällt, beträgt annähernd 20 AKh/ha. Zusätzlich muss mit ca. 40 AKh/Kuh für Stallarbeiten gerechnet werden, so dass sich ein Gesamtarbeitszeitbedarf im landwirtschaftlichen Betrieb von rund 100 AKh/ha ergibt (nach BERENZ et al., 2007). In der Molkerei fallen je nach Verarbeitungsstufe weitere knapp zehn bis über 110 AKh/ha an (nach BVDF, 2007; WEINDLMEIER, 2006; BMELV, 2006). Insgesamt sind somit durch die Wertschöpfungskette Milch bis zu 220 AKh/ha gebunden (vgl. Abbildung 5.1).

Wir die Fläche für die Schweinemast eingesetzt, ist der erforderliche Arbeitseinsatz geringer. Auf der Futtergrundlage eines Hektars können ca. 30 Mastschweine gemästet werden. Für Futterbereitstellung sind ca. 10 AKh/ha anzusetzen und für die Stallarbeit (bei 0,5 AKh/Mastschwein) ca. 15 AKh/ha, so dass im landwirtschaftlichen Betrieb ca. 25 Arbeitstunden bereitgestellt werden müssen (BERENZ et al., 2007). Im nachgelagerten Bereich, der im Wesentlichen Erfassung und Transport der Schweine sowie Schlachtung (etwa 50 Akh/ha) und Verarbeitung (etwa 70 Akh/ha) umfasst, sind allerdings insgesamt bis

zu 120 AKh/ha zu veranschlagen, je nachdem ob das Endprodukt Fleisch ist oder beispielsweise zu Wurstwaren weiterverarbeitet wurde (nach AUER, 2007; MÜLLER, 2007).

Eine entsprechende Untersuchung wurde auch für die Bullenmast durchgeführt. Im landwirtschaftlichen Betrieb ist der Arbeitsumfang zur Futterbereitstellung und Stallarbeit mit rund 35 AKh/ha höher als in der Schweinemast, aber immer noch deutlich niedriger als bei der Milchviehhaltung (nach BERENZ et al., 2007). Da in diesem Fall im Vergleich zur Schweinefleischherzeugung weniger Fleisch je Hektar bereitgestellt werden kann, fällt auch der Arbeitszeitbedarf im nachgelagerten Bereich geringer aus. Erfassung, Transport und Schlachtung binden ca. 25 AKh/ha. Gegebenenfalls müssen weitere 45 AKh/ha für die Weiterverarbeitung hinzugerechnet werden (nach AUER, 2007; MÜLLER, 2007).

Abbildung 5.1: Arbeitszeitbedarf je Hektar ausgewählter Wertschöpfungsketten der Landwirtschaft



Quelle: Nach Auer 2007, Berenz et al. 2007, BVDF 2007, Müller 2007, BMELV 2006, KTBL 2006ab, Weindlmeier 2006, FNR 2005, LfL 2003.

Wird die bisher zur Futtergewinnung eingesetzte Fläche nun zur Substratbereitstellung für eine Biogasanlage verwendet, ergibt sich ein anderes Bild. Im landwirtschaftlichen Betrieb werden je nach Anlagentyp und -größe zwischen 20 und 45 AKh/ha gebunden (FNR, 2005). Im Gegensatz zur Schweinemast oder der Rindermast kommt allerdings bei der Biogasproduktion praktisch keine weitere Arbeitszeit im nachgelagerten Bereich hinzu (vgl. Abbildung 5.1). Somit zeigt der Vergleich, dass die drei Wertschöpfungsketten zur tiergebundenen Nahrungsmittelproduktion deutlich mehr Arbeitskräfte binden als das zum Vergleich herangezogene Verfahren „Biogas auf Silomais-Basis“. Dabei ist im Falle der Milchproduktion ein Großteil der Arbeit direkt im landwirtschaftlichen Betrieb gebunden,

während der Schwerpunkt bei der Fleischerzeugung eher im nachgelagerten Bereich liegt. Diese Arbeitsplätze könnten verloren gehen, wenn es zu einer Verdrängung der Tierproduktion durch die Biogaserzeugung käme.

Werden in der Biogasanlage Reststoffe aus der Veredlungsproduktion, insbesondere Gülle, eingesetzt, so ist mit einem geringfügigen Mehrbedarf an Arbeit (ca. 1 AKh/ha) zu rechnen.

Für Biogasanlagen, die in Ackerbauregionen errichtet werden und daher keine tiergebundene Nahrungsmittelproduktion verdrängen, dürfte sich in der Regel ein deutlich positiver Beschäftigungseffekt ergeben. Zwar bindet der Ackerbau für Bioenergie ungefähr gleich viel Arbeit wie der Ackerbau für die Nahrungsmittelproduktion, doch tritt ergänzend der Arbeitseinsatz für den Betrieb der Biogasanlagen hinzu. Vergleicht man den gesamten Arbeitseinsatz beispielsweise mit dem Arbeitseinsatz, wie er im extensiven Ackerbau (inkl. Getreidelagerung und -export aus der Region) anfällt, so bindet die Biogasanlage deutlich mehr Arbeitsstunden.

Demgegenüber dürfte der Netto-Beschäftigungseffekt der Biodiesel- und Bioethanolanlagen in den ländlichen Räumen nahe null liegen: Auf dem Acker ergeben sich keine positiven Arbeitsplatzeffekte im Vergleich zur Nahrungsmittelerzeugung, und im nachgelagerten Bereich sind die geschaffenen Arbeitsplätze in den Biokraftstoffanlagen einerseits und die verdrängten Arbeitsplätze im Bereich der Nahrungsmittelverarbeitung gegeneinander abzuwägen.

Positive Beschäftigungseffekte für die ländlichen Räume entstehen vor allem in den Fällen, in denen die Förderung der Bioenergie zur Erschließung von bisher nicht genutzten Energieträgern führt, die nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelerzeugung stehen (z. B. Stroh, Knickholz).

Wie sich die Arbeitsplatzeffekte der Bioenergie-Politik verbessern ließen

Für das Teilziel „Schaffung nachhaltig wettbewerbsfähiger Arbeitsplätze“ ist die gegenwärtige Bioenergie-Politik nicht optimal:

- Die Politik führt in erheblichem Maße zu Investitionen, für die heute bereits absehbar ist, dass sie ohne andauernde Subventionierung nicht rentabel betrieben werden können. Zwar wurde der vernünftige Grundsatz beherzigt, die Subventionen von vornherein degressiv bzw. zeitlich befristet auszugestalten (sinkende Einspeisevergütungen, befristete Steuerbegünstigungen), doch zeigen die aktuellen Diskussion um die Biodiesel-Politik und die Weiterentwicklung des EEG, dass es politisch sehr schwierig ist, den anvisierten Subventionsabbau auch tatsächlich durchzuhalten.

- Die Politik hat den Bau von Biogasanlagen auch an solchen Standorten begünstigt, an denen eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Wärme nicht möglich ist und an denen bereits eine massive Konkurrenzsituation zur Tierproduktion besteht.

Nach Auffassung des Beirats könnte die Bioenergie-Politik günstigere Arbeitsplatzwirkungen entfalten

- wenn bei der (dezentralen) Stromerzeugung aus Biomasse die anfallende Wärme konsequent (insbesondere als Prozessenergie) genutzt wird und daraus Impulse für regionale Entwicklungsprozesse frei gesetzt werden.
- wenn weniger Finanzmittel in die Verbreitung von Standard-Technologien zur heimischen Biomasseproduktion geleitet würden und stattdessen
- mehr Finanzmittel in F&E-Aktivitäten gelenkt würden, die unmittelbar auf Technologieentwicklung und die Schaffung von technologieorientierten Arbeitsplätzen ausgerichtet sind,
- wenn der Mitteleinsatz stärker auf jene Bioenergie-Linien und Konversionstechnologien konzentriert würde, von denen auszugehen ist, dass sie künftig im weltweiten Maßstab das Geschehen im Bereich Bioenergie bestimmen.

Dahinter steht die Erwartung, dass der Bioenergiebereich weltweit ein starkes Wachstum aufweisen wird und sich somit sehr gute Chancen bieten, innovative technische Lösungen und leistungsfähige Verarbeitungsanlagen auf dem Weltmarkt verkaufen zu können. Deutschland verfügt hier über eine hervorragende Ausgangsposition, da (a) der qualitativ hochwertige Anlagenbau ein starker Sektor der deutschen Volkswirtschaft ist und (b) sich in diesem Sektor das Teilsegment Bioenergie-Anlagen, maßgeblich unterstützt durch die deutsche Förderpolitik der letzten Jahre, sehr gut entwickelt hat. Hier liegt zweifellos ein großes Potenzial für künftige Arbeitsplätze.

5.6 Zwischenfazit und ergänzende Erwägungen für einzelne Sparten

Aus der Diskussion der übergreifenden Aspekte der Bioenergie-Politik (Teilkapitel 5.1 bis 5.5) haben sich bereits zahlreiche Hinweise für die Weiterentwicklung der politischen Rahmenbedingungen innerhalb der einzelnen Sparten ergeben. Im Folgenden soll nun aus der Perspektive der einzelnen Sparten (Biomasse-Vergärung, Kraftstoffe aus Biomasse, Biomasse-Verbrennung) jeweils ein Zwischenfazit gezogen werden, und es sollen ergänzende Aspekte hinzugefügt werden, die für die Weiterentwicklung der jeweiligen Sparte wichtig und daher bei den Empfehlungen zu berücksichtigen sind.

5.6.1 Wärmeerzeugung durch Biomasse-Verbrennung

Die obigen Analysen haben gezeigt, dass die Nutzung von Biomasse zur Wärmerzeugung ein besonders interessantes Segment der Bioenergie darstellt:

- Bezüglich des Potenzials ist festzustellen, dass Bioenergie in diesem Segment bereits bei den gegenwärtig erreichten Energiepreisen teilweise rentabel geworden ist, ohne dass es zusätzlicher staatlicher Fördermittel bedarf. Somit ist dieses Segment auch aus klimapolitischer Sicht interessant, denn die CO_{2aq}-Vermeidungskosten liegen weitaus niedriger als bei den meisten anderen Bioenergie-Linien. Somit könnte bei knappen Mitteln hier ein besonders großer Beitrag zum Klimaschutz erreicht werden.
- Bezüglich der tatsächlichen Nutzung ist hingegen festzustellen, dass bisher im Wesentlichen nur Forstflächen für die Wärmeerzeugung nutzbar gemacht worden sind, während die landwirtschaftlichen Flächen primär über die Biogas- und den Biokraftstofflinie genutzt werden. Chancen für eine effizientere Klimaschutzpolitik bleiben somit ungenutzt.

Dieser aus klimapolitischer Sicht ungünstige Befund ist zum einen auf die extrem unterschiedliche Besteuerung der fossilen Energieträger zurückzuführen, zum anderen auf die segmentierte Förderpolitik im Bereich der Bioenergie, welche Biokraftstoffe, Biogas und Stromerzeugung deutlich besser stellt als den Wärmebereich (vgl. Kapitel 3 und 5.3). Aus diesem Grund empfiehlt der Beirat, schrittweise die Energiesteuern im Wärmebereich (Heizöl) anzuheben und aus der segmentierten Bioenergieförderung auszusteigen. Da die Politik diese „first best“-Lösung – wenn überhaupt – erst im Laufe vieler Jahre umsetzen wird, stellt sich die Frage, ob die Politik nicht zwischenzeitlich im Sinne einer „second best“-Lösung die Benachteiligung des Wärmebereichs ausgleichen sollte, indem sie eine Erhöhung der Förderbeträge vorsieht.

Investitionsförderung, Modellvorhaben, sozioökonomische Begleitforschung

Hierzu schlägt der Beirat eine zweigleisige Strategie vor. Zum einen empfiehlt er, im Rahmen der bereits bestehenden Förderpolitiken für den Wärmebereich (vgl. Kapitel 3) die Förderkonditionen so zu ändern, dass der Kreis der Fördernehmer ausgeweitet wird. Während bisher in erster Linie Eigenheimbesitzer Fördernehmer sind, sollten künftig verstärkt Anreize für den Mietwohnungsbereich, für den Ausbau von Nahwärmenetzen sowie die Verbreitung wärmegeführter KWK-Anlagen geschaffen werden.

Des Weiteren empfiehlt der Beirat die verstärkte Durchführung von Modellvorhaben in diesem Bereich. Ziel der Modellvorhaben sollte es sein, zunächst einmal unterschiedliche Konzepte der Investitionsförderung zu erproben, zu optimieren und untereinander zu vergleichen, um auf diese Weise eine verbesserte Grundlage für eine spätere Breitenförderung zu schaffen. Da Investitionsvorhaben im Wärmebereich häufig dadurch gekennzeichnet sind, dass eine große Zahl von Entscheidungsträgern sich auf eine gemeinsame Strategie

verständigen muss, erscheint es sinnvoll, zunächst einmal verschiedene Ansätze zur Lösung dieses Organisationsproblems vergleichend zu evaluieren.

Von großer Bedeutung ist dabei, dass diese Modellvorhaben mit einer intensiven sozio-ökonomischen Begleitforschung ausgestattet werden. Diese Begleitforschung sollte so ausgestaltet sein, dass

- zum einen die Hemmnisse während der Planungs- und Realisierungsphase sorgfältig erhoben und analysiert werden,
- zum anderen aber auch eine vergleichende Beurteilung der verschiedenen Modellvorhaben ermöglicht wird, die bis zu den CO₂_{aq}-Vermeidungskosten reicht.

Im Vorfeld der Modellvorhaben sollten bereits einige wichtige Fragen, die für die Verbreitung der Biomasse im Wärmebereich von erheblicher Bedeutung sein können, aus juristischer Perspektive abgeklärt werden. Solche Fragen sind zum Beispiel:

- Wäre es möglich und sinnvoll, dass der Staat den Kommunen einen finanziellen Anreiz dafür gibt, dass sie in Neubaugebieten Wärmenetze errichten und für die Bauherren einen Anschlusszwang vorsehen?
- Wie kann im Mietwohnungsbereich erreicht werden, dass die Vermieter die steigenden Heizölkosten nicht einfach an die Mieter weiterleiten, sondern – gegebenenfalls unter Beteiligung der Mieter – Investitionen in Maßnahmen zur Energieeinsparung oder zur Nutzung von Bioenergie vornehmen?

Durch die Klärung solcher Fragen im Vorfeld der Modellvorhaben wird die Möglichkeit geschaffen, die in den Modellvorhaben zu testenden Organisationskonzepte so auszugestalten, dass deren Ergebnisse später auch tatsächlich in eine Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen einmünden können.

Forschungsprojekte zur Emissionsminderung und zur Forstgenetik

Zusätzlich zu den sozioökonomischen und juristischen Forschungsprojekten sollten nach Auffassung des Beirats auch einige Forschungsprojekte im produktionstechnischen Bereich kurzfristig auf den Weg gebracht werden, um die Potenziale der thermischen Nutzung von Bioenergie besser als bisher ausschöpfen zu können. Das betrifft insbesondere zwei Bereiche.

Zum einen hält es der Beirat für erforderlich, die Forschung zum Emissionsverhalten und zur Minderung der Emissionen bei der Verbrennung von Biomasse vorübergehend zu verstärken. Die hier liegenden Gesundheitsrisiken müssen minimiert werden, indem (a) die Anlagentechnik weiter verbessert wird und (b) justitiable Vorschriften für einen unbedenklichen Anlagenbetrieb erlassen werden. Im Hinblick auf die Politikberatung ist es

auch wichtig, vergleichende Analysen über das Emissionsverhalten in unterschiedlichen Anlagen-Konstellationen zu erhalten.

In diese Vergleiche sollte auch die Mit-Verbrennung von Biomasse in Heizkraftwerken bzw. Kraftwerken einbezogen werden. Sollte sich diese Form der Gewinnung von Wärme und/oder Strom unter Emissions-, Klimaschutz- und Kostenerwägungen als überlegen herausstellen (im Vergleich zu kleineren Anlagen), dann sollte sie nicht nur zugelassen, sondern sogar vorrangig betrieben werden. Dieses Plädoyer des Beirats für eine Genehmigungspolitik, die sich ausschließlich an den Zielbeiträgen der verschiedenen Optionen orientiert und nicht an ideologischen Vorfestlegungen (klein vs. groß, Landwirtschaft vs. Energiewirtschaft), betrifft die Nutzung von Stroh und Holz ebenso wie für die Nutzung von Getreidekörnern bzw. Getreide-Ganzpflanzen.

Zum zweiten hält es der Beirat für erforderlich, die öffentlich finanzierte Pflanzenzüchtung im Bereich der schnell wachsenden Baumarten zu verstärken. Zwar ist Pflanzenzüchtung grundsätzlich eine Aufgabe, die in marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnungen primär von der Privatwirtschaft durchgeführt werden kann, doch fällt das Engagement der privaten Pflanzenzüchtung im Bereich der schnellwachsenden Baumarten relativ gering aus, weil sich der Zuchtfortschritt bei den Klonpflanzen nur sehr schwierig in privatwirtschaftliche Gewinne ummünzen lässt.

Nachdem sich sowohl im Wärmebereich als auch bezüglich der Kraftstoffe der zweiten Generation eine stark steigende Nachfrage nach Holz abzeichnet, verspricht der Anbau schnell wachsender Bäume insbesondere auf leichten, grundwassernahen Standorten eine wirtschaftlich interessante Option zu werden. Insofern wäre es sinnvoll, Pflanzenzüchtung und Pflanzenbau in diesem Segment zu verstärken. Auch der Umstand, dass beide Bereiche in der Vergangenheit nur relativ gering bearbeitet wurden und insofern mit geringen Forschungsaufwendungen bereits relativ hohe Grenzerträge zu erwarten sind, spricht für ein verstärktes Engagement in diesem Bereich. Bei den letzten Tagungen des Dachverbands Agrarforschung zu den Themenbereichen Züchtungsforschung und Bioenergie zeigte sich aber deutlich, dass in diesem Segment der deutschen Forschungslandschaft eine Lücke klafft.

Deshalb hält es der Beirat in dieser speziellen Konstellation für sinnvoll, die Züchtungsarbeit zumindest für eine gewisse Zeit mit öffentlichen Mitteln zu verstärken. Die hier eingesetzten Mittel würden sich für den Klimaschutz um ein Vielfaches effektiver erweisen als beispielsweise jene Mittel, die derzeit in den weiteren Ausbau der Biogas- oder Biokraftstoffproduktion gesteckt werden.

5.6.2 Vergärung von Biomasse (Biogaserzeugung)

Aus der obigen Analyse wurde deutlich, dass der Biogas-Boom der vergangenen Jahre in erster Linie auf die lukrativen Einspeisevergütungen des EEG und hier insbesondere auf den Nawaro-Bonus zurückzuführen ist. Durch die erhebliche Förderung konnte sich die deutsche Biogas-Branche kraftvoll entwickeln und erhebliche technologische Fortschritte erzielen. Damit konnte sie auch eine sehr gute Ausgangsposition für den Anlagen-Export aufbauen. Dieses ist zweifellos ein positiver Aspekt, da davon auszugehen ist, dass sich der Markt für Biogasanlagen weltweit expansiv entwickeln wird.

Wärmenutzung erzwingen, Förderung international angleichen

Eine einfache Fortschreibung der gegenwärtigen Biogas-Politik in Deutschland wäre allerdings nicht sinnvoll, da die Förderung eine Reihe von unerwünschten Nebenwirkungen auslöst. Zu kritisieren sind insbesondere zwei Effekte:

- Solange die anderen Mitgliedstaaten der EU ebenso wie die sonstigen Länder der Welt die besonders hohe Biogas-Förderung Deutschlands nicht übernehmen, besteht das Risiko, dass es im Laufe der Zeit zu einer allmählichen Verdrängung von Nahrungsmittelproduktion ins Ausland kommt. Diese politisch induzierte Umprofilierung der deutschen Landwirtschaft wäre nach Auffassung des Beirats nicht sinnvoll.
- Der Nutzen der bisher durch das EEG geförderten Anlagen für die Ziele „Klimaschutz“ und „Versorgungssicherung“ ist zu gering, weil die Energieeffizienz dieser Anlagen für die Stromerzeugung wesentlich schlechter ausfällt als diejenige moderner Anlagen auf der Basis fossiler Energieträger und weil die meisten Biogasanlagen nicht über ein nachhaltiges Wärmenutzungskonzept verfügen. Deshalb bleibt ein erheblicher Teil der Energie ungenutzt. In dieser Form ist Biogas kein sinnvoller Bestandteil einer Klimaschutzpolitik, da die CO_{2äq}-Vermeidungskosten zu hoch sind.

Hieraus ergeben sich zwei grundsätzliche Empfehlungen: Zum einen ist zu empfehlen, die wirtschaftliche Anreize für Biogas im internationalen Verbund stärker aneinander anzugleichen und damit die Sonderstellung Deutschlands zurückzufahren. Zum anderen sollte die Einspeisevergütung für Biogas aus Neuanlagen so weit abgesenkt werden, dass sich Investitionen in Biogasanlagen auf Maisbasis, welche kein rentables Wärmenutzungskonzept haben, nicht mehr lohnen – auch dann nicht, wenn das Weltagrarpreisniveau wieder einmal sinken sollte.

Als Alternative zur Absenkung der Einspeisevergütung wurde von verschiedenen Seiten vorgeschlagen, die derzeitigen Vergütungssätze im Grundsatz beizubehalten, aber ergänzend in jedem Einzelfall ein Wärmenutzungskonzept als Voraussetzung für die Stromeinspeise-Vergütung einzufordern. Dieser Alternativvorschlag ist nach Auffassung des Beirats nicht überzeugend. Solange eine Biogasanlage (infolge hoher Strompreise) ohne

Wärmeverkauf rentabel ist, ist zu erwarten, dass Investoren an Standorten, bei denen die Wärmenutzung schwierig ist, lediglich „pro forma“-Wärmekonzepte vorlegen, um in den Genuss der hohen Strompreise zu kommen. Solche Konzepte von wirklich sinnvollen Wärmekonzepten zu unterscheiden, würde einen hohen administrativen Aufwand erfordern.

Wird Direkteinspeisung die bessere Alternative?

Die Nutzung der Wärme, die in den Biogasanlagen entsteht, ist oft schwierig und teuer, weil die Absatzmöglichkeiten für Prozessenergie im gewerblichen Bereich fehlen und ein Neubau von Biogasanlagen in unmittelbarer Nachbarschaft zu Wärmeabnehmern (z. B. Wohngebiete, Krankenhäuser) kaum genehmigungsfähig ist. Deshalb liegt es nahe, über eine grundlegende Veränderung des Leitbildes der deutschen Biogaspolitik nachzudenken. Während das Leitbild zunächst in der Kombination von Stromeinspeisung und standortgebundener Abwärmenutzung bestand, wäre als alternatives Leitbild für die Zukunft eine Direkteinspeisung in Betracht zu ziehen. Das ohnehin bereitstehende Erdgasnetz könnte auf diese Weise kostengünstig mitgenutzt werden, und das Gas könnte an den jeweiligen Verbrauchspunkten in die effizienteste Verwendung geleitet werden (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung, Erdgastankstellen).

Die Direkteinspeisung erfordert allerdings eine Aufreinigung des Biogases, und mit dieser Aufreinigung sind aus heutiger Perspektive mehrere Probleme verbunden:

- Zum einen ist die Aufreinigung recht kostspielig, und die Kosten lassen sich nur dann in einem halbwegs vertretbaren Rahmen halten, wenn relativ große Gasmengen anfallen. Hierzu wäre es erforderlich, eine Konzentration großer Biogasanlagen an einem Standort herbeizuführen. Eine derartige Ballung, die aus klimapolitischer Sicht effizient ist, würde jedoch in vielen Regionen Konflikte auslösen, beispielsweise wegen der Beanspruchung der Zufahrtstraßen durch die umfangreichen Transportaktivitäten oder wegen der Verdrängung der Nutztierhaltung aus der Region. Möglicherweise könnte die Verbindung mehrerer kleiner Biogasanlagen mit Hilfe von Biogas-Pipelines hier ein Lösungsansatz sein; ob sich der hiermit verbundene Aufwand rentiert, müsste noch eingehender untersucht werden.
- Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass bei der Aufreinigung von Biogas immer auch eine gewisse Menge Methan in die Umwelt freigesetzt wird. Da Methan im Hinblick auf den Treibhauseffekt sehr ungünstig zu bewerten (vgl. Kapitel 2.5), kann dieser „Methanschlupf“ den eigentlich angestrebten positiven Klimaeffekt, der durch die Einsparung fossiler Brennstoffe bewirkt wird, komplett zunichte machen. Nach gegenwärtigem Stand der Technik lässt sich die Methanemission durch geeignete Verfahren begrenzen, aber nicht völlig vermeiden.

Der Beirat empfiehlt, im Rahmen der Forschungsförderung die Arbeiten zur Direkteinspeisung zu intensivieren. Es wäre nach Auffassung des Beirats aber verfrüht, in der praktischen Biogasförderung bereits jetzt einen Strategie-Wechsel in Richtung Direkteinspeisung vorzunehmen.

Damit steht die praktische Politik gegenwärtig vor einem schwierigen Balance-Akt:

- Einerseits müsste die Förderung der Biogaserzeugung im Rahmen des EEG jetzt deutlich reduziert werden, damit verhindert wird, dass weiterhin Biogasanlagen an Standorten gebaut werden, die sich im Endeffekt als wenig geeignet herausstellen (keine Wärmenutzung, kein Anschluss ans Gasnetz, keine Vernetzung mit Nachbaranlagen).
- Andererseits sollte die Politik in diesem Bereich aber auch nicht so stark auf die Bremse treten, dass ein Großteil der Biogas-Anlagenbauer in den Konkurs getrieben wird. Insofern gilt es die Bedingungen so weiterzuentwickeln, dass (a) die Nachfrage nach Biogasanlagen in die klimapolitisch sinnvollen Bereiche umgelenkt wird (Gülle- und Reststoffverarbeitung) und (b) die Chancen im Technologieexport noch stärker als bisher genutzt werden können.

Schlussfolgerungen im Hinblick auf die EEG-Novelle

In dieser Ausgangslage spricht sich der Beirat dafür aus, auch bei künftig gebauten Anlagen die Stromeinspeisung aus Biogasanlagen im EEG zunächst beizubehalten, aber die Fördersätze und -konditionen anzupassen. Der „Nawaro-Bonus“ und der „Technologie-Bonus“ (in seiner bisherigen Form) sollten entfallen, während umgekehrt der Anreiz für den Einsatz von Neben- und Abfallprodukten verbessert werden sollte (Anhebung der Grundvergütung und Einführung eines „Gülle-Bonus“).

Die Politik sollte die Biogas-Branche im Rahmen ihrer Möglichkeiten dabei unterstützen, den Technologie- und Anlagenexport auszubauen und sich Marktanteile in möglichst vielen Ländern zu sichern.

Bezüglich der anstehenden Novellierung des EEG empfiehlt der Beirat außerdem, die Staffelung der Einspeisevergütungen zugunsten kleinerer Biogasanlagen abzuschaffen. Auch bei der Biogaserzeugung gibt es je nach Standortbedingungen eine optimale Betriebsgröße, die letztlich im Zusammenspiel von Unternehmen und Genehmigungsbehörden festzulegen ist. Hierbei bringen die Unternehmen die betrieblichen Erwägungen ein, einschließlich der Wärmeabnahme-Potenziale in ihrer Nachbarschaft, während die Genehmigungsbehörden ihre Beurteilung bezüglich der externen Effekte der Anlagen einbringen (Einfluss auf Landschaftsbild, Verkehrsbelastung etc.). Diese Zuständigkeitsverteilung reicht aus, um eine für den Standort optimale Entscheidung zu treffen. Die Bundespolitik sollte in diesen Prozess nicht verzerrend eingreifen, indem sie Landwirte dazu bewegt, tendenziell kleinere Anlagen zu beantragen, die sich nur wegen der erhöhten För-

derung lohnen und nach Auslaufen der Förderung möglicherweise eher unrentabel werden. Zu kleine Anlagen haben in der Regel eine geringere Produktivität und verursachen somit höhere volkswirtschaftliche CO₂-Vermeidungskosten.

Empfehlungen für die Bundesländer und die Gemeinschaftsaufgabe

In der Vergangenheit hat eine Reihe von Bundesländern den Bau von Biogasanlagen noch zusätzlich dadurch unterstützt, dass sie Steuermittel aus der Politik zur ländlichen Entwicklung auch für die Investitionsförderung beim Bau von Biogasanlagen eingesetzt haben. Einige Bundesländer haben dies inzwischen beendet, andere betreiben diese Investitionsförderung weiter.

Angesichts des begrenzten Nutzens der Biogaserzeugung empfiehlt der Beirat allen Bundesländern, im Rahmen der zweiten Säule der Agrarpolitik grundsätzlich keine Investitionsförderung mehr für Biogasanlagen vorzusehen, sofern keine umfassende Wärmenutzung vorgesehen ist. Aber auch für den Fall, dass die Wärme genutzt wird, sieht der Beirat den Einsatz der Investitionsförderung in diesem Bereich kritisch. In diesem Fall erhalten Investoren – zusätzlich zu den Erlösen aus der Wärmeverkauf – eine zweifache Belohnung für die Wärmenutzung (KWK-Bonus für den verkauften Strom; Investitionsförderung), und es ist nach Auffassung des Beirats für die effiziente Aussteuerung eines Politikbereichs grundsätzlich ungünstig, wenn Bund und Länder aus verschiedenen Quellen die Förderung ein- und desselben Sachverhalts unterstützen.

Angesichts der Probleme, die in einzelnen Regionen durch eine zu starke regionale Konzentration der Biogasanlagen aufgetreten sind (Nährstoffakkumulation; Verdrängung der Tierproduktion; Beeinträchtigung des Landschaftsbildes), und angesichts der Notwendigkeit einer gewissen regionalen Konzentration im Hinblick auf eine effiziente Organisation der Direkteinspeisung von Biogas (s. o.) empfiehlt der Beirat den Bundesländern ferner, die Planung und Genehmigung von Biogasanlagen wesentlich stärker als bisher in die regionalen Entwicklungskonzepte einzubetten.

Die Bundesländer sollten auch ihre Bemühungen verstärken, eine möglichst lückenlose Dokumentation und Begrenzung der Nährstoffüberschüsse auf landwirtschaftlichen Betrieben zu erwirken. Dies ist im Zusammenhang mit der Biogasförderung deshalb von Bedeutung, weil der Betrieb von Biogasanlagen ohne eine wirksame Kontrolle der Nährstoffmengen zu einer Erhöhung der regionalen Nährstoffüberschüsse und damit auch zu einer Verschärfung der Treibhausgas-Emissionen führen kann.

5.6.3 Kraftstoffherstellung aus Biomasse

Innerhalb der deutschen Bioenergie-Politik kommt dem Biokraftstoff-Segment bisher eine relativ große Bedeutung zu. Die obige Analyse hat allerdings gezeigt, dass die Interventionslogik der deutschen Biokraftstoffpolitik von einer gewissen Widersprüchlichkeit geprägt ist.

- Im Hinblick auf die Ziele „Klimaschutz“ und „Arbeitsplätze“ wäre es sinnvoll, den förderpolitischen Fokus innerhalb des Bioenergie-Segments weg von der Kraftstoff- und hin zur Wärme- und Stromerzeugung zu lenken.
- Im Hinblick auf das Ziel „Versorgungssicherheit“ wäre es, sofern ein besonderer Engpass bei den Kraftstoffen für den Verkehrssektor befürchtet wird, bei der oben geschilderten Ausgangslage naheliegend, zunächst einmal ein starkes Politiksignal zur Substitution von Heizöl durch andere Energieträger zu geben (vgl. Kapitel 5.6.1). Dieses ist bisher nicht der Fall. Bei einer hohen politischen Präferenz für das Ziel „Selbstversorgung mit Biokraftstoffen“ wäre es angesichts der unterschiedlichen Flächenenerträge zumindest erwägenswert, einen Schwerpunkt auf die Biokraftstoff-Option „Biomethan-Direkteinspeisung für Erdgas-Autos“ zu legen (vgl. Kapitel 4). Das ist bisher aber ebenfalls nicht erkennbar.

Der Beirat sieht deshalb die wichtigste Aufgabe der Politik zunächst darin, präziser als bisher zu definieren, welche der übergeordneten Ziele (Klimaschutz, Arbeitsplätze, Versorgungssicherung) mit welcher Priorität erreicht werden sollen und welche langfristig ausgerichteten Technologieentwicklungen prioritär vorangetrieben werden sollen. Darauf abgestimmt sollte dann eine möglichst effiziente Strategie zur Zielerreichung entwickelt werden.

Nach Einschätzung des Beirats wird sich der Biokraftstoffbereich, weltweit gesehen, in den kommenden Jahrzehnten weiterhin stark ausdehnen, getrieben durch die hohen Energiepreise. Parallel dazu schreitet die Liberalisierung der Handelspolitik voran, das gilt auch für die Landwirtschaft im Allgemeinen und die Alkoholproduktion im Besonderen. Entscheidungsträger in allen Teilen der Welt stehen somit vor der großen Herausforderung, bei ihren Investitionsvorhaben abzuschätzen, wie sich die Agrarproduktion an ihrem Standort in das Zukunftsszenario (hohe Energie- und Agrarpreise, freier Welthandel) einpassen wird.

Politische Bevorzugung der Inlandsproduktion ist unnötig und riskant

In dieser Situation hält es der Beirat weder für erforderlich noch für sinnvoll, wenn die deutsche Politik diesen Suchprozess der weltweiten Marktwirtschaft dadurch überformt, dass sie eine besonders günstige Situation für die heimische Biodiesel- und Bioethanolproduktion zu schaffen versucht. Wenn die Liberalisierung der Agrarhandelspolitik voran-

schreitet, wird die Produktion von Nahrungsmitteln und Energie an jene Standorte wandern, die hierfür jeweils am besten geeignet sind. Deshalb ist es riskant, wenn die Politik unter dem noch gegebenen Schuttschirm von Zöllen und technischen Normen die hiesige Wirtschaft zu Investitionsentscheidungen bewegt, die sich unter künftigen Rahmenbedingungen als Fehlentscheidungen herausstellen werden.

Um die Produktion von Biokraftstoffen von vornherein an die hierfür bestgeeigneten Standorte zu lenken und die diesbezügliche Planungssicherheit für alle Entscheidungsträger zu verbessern, sollte die Bundesregierung sich dafür einsetzen, dass die Bedingungen für einen möglichst freien Handel mit Biokraftstoffen schrittweise verbessert werden. Das betrifft insbesondere den sukzessiven Abbau des hohen Zollschatzes für Alkohol, aber auch die Weiterentwicklung der technischen Normen für Biodiesel, die sich ausschließlich an technischen Anforderungen und nicht am Ziel einer Bevorzugung einzelner Rohstoffe (Raps) orientieren sollten. Außerdem sollten die getrennten Unterquoten für Biodiesel und Bioethanol aufgehoben und zu einer Gesamtquote für Biokraftstoffe verschmolzen werden.

Dieser Politikwechsel würde für die deutsche *Landwirtschaft* keine Verschlechterung der Rahmenbedingungen nach sich ziehen. Wenn die Nachfrage nach Biokraftstoffen hoch bleibt und lediglich die Politikpräferenz für die deutschen *Bioenergieproduktions*-Standorte entfällt, dann führt dies nicht zu einer Verminderung, sondern nur zu einer Umlenkung der landwirtschaftlichen Produktion: Es werden dann mehr Biokraftstoffe an ausländischen Standorten produziert, während sich im Gegenzug die deutsche Landwirtschaft stärker auf die Nahrungsmittelerzeugung für den heimischen Markt und für den Export konzentriert.

Für jene *Investoren* allerdings, die im Vertrauen auf die Aussagen der Politik inzwischen in Bioenergie-Anlagen am Standort Deutschland investiert haben, kann der Politikwechsel durchaus eine wirtschaftliche Belastung darstellen. Dieses wurde bereits deutlich, als die Umstellung der Biokraftstoff-Förderung von der Steuerbegünstigung auf die Beimischungspflicht beschlossen wurde. Durch diesen Beschluss sehen sich Unternehmen in den Bereichen „B100“ und „Pflanzenöl-Reinkraftstoffe“ zu Recht benachteiligt.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht hält es der Beirat für geboten, die Bioenergie-Politik in Richtung Globalsteuerung weiterzuentwickeln, auch wenn dies im Einzelfall zu wirtschaftlichen Nachteilen bei Unternehmen führt, die sich zuvor in einer politikbedingten Nische entwickeln konnten. Der Beirat spricht sich allerdings dafür aus, das Prinzip des Vertrauensschutzes zu beachten und den Wechsel schrittweise zu vollziehen. Dieser Grundsatz wurde bei der jüngsten Reform der Biokraftstoffgesetzgebung nur teilweise berücksichtigt.

Der Beirat verbindet sein generelles Plädoyer, die Vorteile der internationalen Arbeitsteilung grundsätzlich auch im Segment Bioenergie zu nutzen, mit der ausdrücklichen Forderung, dass die negativen externen Effekte des Gütertransportes auch international ihren Niederschlag in entsprechenden Energiepreisen finden müssen (vgl. Kapitel 5.3).

Biokraftstoffe der zweiten Generation: Keine Breitenförderung ohne Gesamtkonzept

Angesichts der begrenzten Potenziale der Biodiesel- und Bioethanolerzeugung sowie der mit dieser Produktion verbundenen Umweltrisiken richten sich inzwischen immer mehr Hoffnungen auf die sogenannten Biokraftstoffe der zweiten Generation. Als wesentliche Vorteile (im Vergleich zur ersten Generation) werden genannt:

- Besseres Potenzial zur Nutzung von Reststoffen (Stroh, Holz)
- Höherer Energieertrag je Hektar, da der gesamte Aufwuchs genutzt werden kann
- Designer-Kraftstoffe, dadurch bessere Energienutzung und geringere Emissionen

Nach Auffassung des Beirats ist es derzeit noch zu früh, eine belastbare Einschätzung zu den tatsächlichen Potenzialen dieser Biokraftstoffe zu geben. Der Begriff „Biokraftstoffe der zweiten Generation“ ist ein Sammelbegriff, der unterschiedliche technologische Verfahren umfasst, die zum Teil technisch sehr aufwendig und möglicherweise unter Praxisbedingungen mit hohen Kosten verbunden sind. Eine umfassende Einschätzung der Kosten unter Praxisbedingungen ist deshalb derzeit noch nicht möglich.

Die bisher vorliegenden Aussagen über die angeblich hohe Wettbewerbskraft im Vergleich zu den Kraftstoffen der ersten Generation übersehen bisweilen, dass bei der Herstellung der Kraftstoffe der ersten Generation energie- und eiweißhaltige Nebenprodukte anfallen. Diese müssen aber beim Vergleich der Energieerträge je Hektar unbedingt berücksichtigt werden.

Die Vergleiche leiden des weiteren darunter, dass bei den Biokraftstoffen der zweiten Generation nicht klar formuliert wird, welchen Umfang diese Produktion einnehmen soll und woher die Rohstoffe bezogen werden sollen, um diesen Umfang zu realisieren. Für kleine Produktionsmengen lassen sich niedrige Produktionskosten errechnen, wenn von der Verwendung von Waldrestholz oder Stroh ausgegangen wird. Diese Rohstoffquellen sind jedoch eng begrenzt, und es kann nicht plausibel davon ausgegangen werden, dass die Automobilbranche die Motorenentwicklung für ihre Fahrzeugflotte auf ein derartig schmales Produktionssegment gründen wird. Bisher wird Holz als bestgeeigneter Rohstoff für das Fischer-Tropsch-Verfahren angesehen. Es ist merkwürdig, dass einerseits nach den Verlautbarungen der Industriekonsortien die Markteinführung der darauf basierenden Biokraftstoffe schon bald erfolgen soll, andererseits aber kaum wirtschaftliches Engagement der Wirtschaft im Bereich der Forstpflanzenzüchtung festzustellen ist.

Die logistischen und agrarstrukturellen Implikationen dieser Bioenergie-Option lassen sich derzeit ebenfalls kaum ermessen. Einige der diskutierten Verfahren erfordern sehr große Anlagen, für die Rohstoffe aus einem sehr großen Einzugsbereich herbeigeschafft werden müssten. In vielen Regionen Deutschlands dürfte es kaum möglich sein, diese logistische Herausforderung mit vertretbarem Kostenaufwand zu bewältigen und auch die erwartbaren gesellschaftlichen Widerstände (Veränderung des Landschaftsbildes, Belastung des Straßenverkehrs) zu überwinden. Insofern ist es fraglich, ob eine großtechnische Anlage in Deutschland überhaupt rentabel zu betreiben wäre.

Angesichts dieses Befundes hält es der Beirat für ratsam, zunächst die technische und ökonomische Forschung über die Biokraftstoffe der zweiten Generation voranzutreiben und deren Ergebnisse sorgfältig auszuwerten. Im nächsten Schritt sollte auf dieser Grundlage zusammen mit der Wirtschaft ein Szenario erstellt werden, welches überzeugend darlegt, welches Segment der Kraftfahrzeugflotte auf welcher Rohstoffbasis und mit welchen Markt- und Ökosystemwirkungen auf die Biokraftstoffe der zweiten Generation umgestellt werden soll. Dieses Szenario sollte anschließend mit anderen Problemlösungsszenarien verglichen werden. Erst dann, wenn die Biokraftstoffe der zweiten Generation aus diesem Vergleich als Sieger hervorgehen, ist nach Auffassung des Beirats der Zeitpunkt gekommen, mit Steuerbefreiungen und ähnlichen Instrumenten die breite Markteinführung voranzutreiben.

5.7 Forschung und Politikberatung zur Bioenergie

Da sich die Rahmenbedingungen für den Biomasse-Anbau in Deutschland in der EU in den vergangenen Jahrzehnten grundlegend verändert haben, erhebt sich die Frage, inwieweit sich hieraus Anpassungsnotwendigkeiten für den Bereich der Forschung und der Politikberatung ergeben.

Bis vor wenigen Jahren stand bei der Förderung nachwachsender Rohstoffe das Ziel im Vordergrund, eine volkswirtschaftlich sinnvolle Verwendungsmöglichkeit für jene landwirtschaftlichen Flächen zu schaffen, die nicht mehr für die Nahrungsmittelproduktion „benötigt“ werden. Das entsprechende Flächenreservoir wurde zunächst, solange die EU-Agrarpolitik noch durch marktregulierende Maßnahmen geprägt war, in erster Linie durch die obligatorische Flächenstilllegung politisch vorgegeben. Angesichts der fortschreitenden Liberalisierung der Agrarhandelspolitik stand aber auch die Erwartung im Raum, dass unter freien Weltmarktbedingungen ein Teil der landwirtschaftlichen Flächen nicht mehr rentabel bewirtschaftet werden könne, so dass es sinnvoll erschien, auch für die absehbare Konstellation ohne obligatorische Flächenstilllegung eine Nutzungsalternative für solche Flächen zu entwickeln.

Wo Nutzungskonkurrenz herrscht, ist Bio-Energie nicht per se positiv

Die ursprüngliche Perspektive hat sich inzwischen grundlegend gewandelt, weil der Anstieg der Weltenergiepreise höher als erwartet ausgefallen ist und somit auch die Weltagrarpreise auf ein Niveau gehoben werden, bei dem die Nutzung der landwirtschaftlichen Flächen in Deutschland auch ohne politische Förderung rentabel wird. Wenn die Politik in dieser Situation, in der die EU-Landwirtschaft immer stärker auf offenen Weltmärkten agiert und nur mehr durch nicht-produktgebundene Direktzahlungen gefördert wird, nachwachsende Rohstoffe mit produktgebundenen Subventionen fördert,

- dann führt das nicht zu einer Nutzung von Flächen, die ansonsten brach lägen,
- sondern zu einer Nutzungsänderung ohnehin bewirtschafteter Flächen zugunsten der Bioenergie und zulasten der Nahrungsmittelerzeugung.

Wie weit diese Verdrängung gehen kann, hängt im Wesentlichen von vier Faktoren ab: Je höher die Dosierung der Förderung ist, je isolierter die Politik betrieben wird (nationaler Alleingang), je teurer der Transport der Agrarrohstoffe ist und je enger diese Früchte in der Fruchtfolge stehen können, desto stärker wird die Nahrungsmittelproduktion durch die Bioenergie-Förderung verdrängt werden. Im Extremfall ist also eine weitgehende Verdrängung vorstellbar.

Dieser Hinweis ist deswegen wichtig, weil in den vergangenen Jahren zahlreiche „Potentialabschätzungen“ zur Biomasse vorgelegt wurden, die leicht zu Fehlinterpretationen führen können, weil sie sich am planwirtschaftlichen Dogma der nationalen Selbstversorgung mit Nahrungsmitteln orientieren und dann „nicht benötigte Flächen“ berechnen. Da der deutsche Agrarsektor inzwischen in einer Marktwirtschaft mit weitgehend offenen Grenzen agiert, gibt es keinen Mechanismus, der die Ausdehnung der Biomasse auf „nicht benötigte Flächen“ begrenzt.

In dieser neuen Ausgangssituation, die durch Nutzungskonkurrenz gekennzeichnet ist, ist es nach Auffassung des Beirats nicht gerechtfertigt, Bioenergie prinzipiell als „gut“ und somit förderwürdig anzusehen. Vielmehr kommt es darauf an,

- die Agrarwirtschaft insgesamt (d. h. die Bioenergie- und die Nahrungsmittelbranche) durch technische Fortschritte zu befähigen, ihre Produktion mit einem noch günstigeren Input-Output-Verhältnis zu gestalten und
- die Politik so auszugestalten, dass (a) die politischen Ziele mit möglichst geringen Kosten bzw. schädlichen Nebenwirkungen erreicht werden und (b) sich die Unternehmen mit ihren Investitionsentscheidungen bestmöglich auf künftige Markt- und Wettbewerbsverhältnisse ausrichten können.

Hieraus ergibt sich für die Forschungspolitik im Agrarbereich die Herausforderung, sowohl im Bioenergie- als auch im Nahrungsmittelbereich möglichst günstige Rahmenbe-

dingungen für die angewandte Forschung zu schaffen. Die jüngste Analyse des Wissenschaftsrates hat, ebenso wie vorhergehende Analysen der Deutschen Forschungsgemeinschaft und des Dachverbands Agrarforschung, deutlich gemacht, dass die deutsche Forschungslandschaft in diesem Segment erhebliche Defizite aufweist. Die genannten Einrichtungen haben zahlreiche Vorschläge für die Verbesserung der Situation vorgelegt.

Die Etablierung des Biomasse-Zentrums führt in die falsche Richtung

Vor dem Hintergrund dieser Analysen und Vorschläge sind die aktuellen Planungen der Bundesregierung, ein Biomassezentrum einzurichten, als ein Schritt in die falsche Richtung anzusehen. Der Begriff „Deutsches Biomassezentrum“ erweckt zwar den Eindruck, als solle hier eine Einrichtung geschaffen werden, die die Zersplitterung der bestehenden Forschungslandschaft überwindet. Nach den bisher bekannt gewordenen Planungen soll das Zentrum aber weder in die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe noch in die Ressortforschung des Bundes noch in eine Wissenschaftliche Gesellschaft (WGL, Helmholtz, Fraunhofer etc.) integriert werden. Insofern besteht die Gefahr, dass mit diesem Zentrum zusätzlich zu den vielen Zentren und Einrichtungen, die es insbesondere auf der Länderebene auch im Bereich Bioenergie bereits gibt, eine weitere öffentlich finanzierte Forschungseinrichtung etabliert und somit letztlich die institutionelle Zersplitterung in der Forschung noch verschärft wird.

Nach Auffassung des Beirats ist es außerdem problematisch, dass sich die Bundespolitik künftig in Fragen der Bioenergieförderung in erster Linie von einem Institut beraten lassen will, dessen Existenz von der fortgesetzten Förderung der Bioenergie abhängt und das nicht den üblichen wissenschaftlichen Evaluationsmechanismen unterworfen ist. Bei dieser Konstellation besteht das erhöhte Risiko einer verzerrten Politikberatung.

Der Beirat empfiehlt deshalb der Politik, die neue Einrichtung das Biomassezentrum nicht als „frei schwebende“ Einrichtung neu zu etablieren, sondern nach Maßgabe ihrer primären Zielsetzung in eine der vorhandenen Strukturen (z. B. WGL, Helmholtz, Ressortforschung) zu integrieren.

- Insoweit sich die wissenschaftliche Arbeit dieser Einrichtung primär auf die Verbesserung politischer Rahmenbedingungen beziehen soll, wäre eine Integration in die Ressortforschung angebracht. Die Ressortforschung kann eine sinnvolle Politikberatung nur leisten, wenn sie die verschiedenen Nutzungsalternativen der Agrarfläche (und ihre Interaktion im Raum und in den Märkten) gleichberechtigt und umfassend berücksichtigt. Eine Konzentration auf nur einen Teil der Agrarwirtschaft (Nahrungsmittel und stoffliche Nutzung) und ein Ausblenden des anderen Teils (energetische Nutzung) erscheint nicht sachgerecht. Die Etablierung von zwei parallelen Ressortforschungsinstanzen würde das Risiko erhöhen, dass die jeweiligen Einrichtungen angesichts ihrer jeweils einseitigen Interessenlagen entsprechend verzerrte Politikempfehlungen abgeben (pro bzw. contra Bioenergie).

- Insoweit mit dem Biomassezentrum vorrangig die Verbesserung der technologischen Prozesse und Anlagentechnik angestrebt wird, stellt sich die Frage, ob nicht die Aufstockung des Budgets der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe der effizientere Weg wäre. Der Vorteil des Konzepts der Fachagentur besteht darin, dass Forschungs- und Entwicklungsaufträge unter Wettbewerbsaspekten an die jeweils bestgeeignete Einrichtung vergeben werden können. Dabei erhalten auch all jene Einrichtungen eine Chance, die primär außerhalb des engen Segmentes der Bioenergie tätig sind, aber ihre spezifischen Fähigkeiten nutzbringend in die Entwicklung der Bioenergie einbringen können.
- Insoweit das Ziel der Koalitionsparteien im wesentlichen darin besteht, mit Bundesmitteln eine neue Forschungseinrichtung in den neuen Bundesländern zu etablieren, sollte diese in jedem Fall in eine der bestehenden Rahmen-Organisationen (z. B. WGL, Helmholtz, Ressortforschung) integriert werden. Welche Organisation hierfür gewählt wird, sollte von der angestrebten inhaltlichen Ausrichtung (Politikberatung, Technologie-Entwicklung, grundlagenorientierte Forschung) abhängig gemacht werden.

Das Konzept der FNR sollte an die veränderten Bedingungen angepasst werden

Die veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen legen es nahe, auch über eine Weiterentwicklung des Konzepts der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) nachzudenken.

Die FNR ist ein eingetragener Verein, der vom BMELV institutionell gefördert wird. Die Aufgaben der FNR liegen in den Bereichen (a) Projektträgerschaft für Forschung und Entwicklung, (b) Sammlung und Aufbereitung von Fachinformationen sowie (c) Beratung und Öffentlichkeitsarbeit. Der FNR stand im Jahr 2007 ein Betrag von rund 54 Mio. € aus Steuermitteln zur Verfügung. In der Geschäftsstelle sind 24 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter tätig, darunter 18 mit wissenschaftlicher Qualifikation. Zu den wichtigsten Aufgaben der FNR zählen die Prüfung von Projektanträgen und die Vorbereitung der Förderentscheidungen. Die Geschäftsführung der FNR wird durch den 5-köpfigen Vorstand bestellt, der wiederum durch die Mitgliederversammlung der FNR gewählt wird. Diese besteht aus 64 Mitgliedern, vorrangig Vertreter von Exekutive, Legislative, Wirtschaft und Wissenschaft. Da die FNR nur Empfehlungen abgibt, liegt die politische Verantwortung über die Verausgabung der Mittel allein beim BMELV.

Angesichts der zentralen Rolle, die die FNR bei der Vergabe der umfangreichen Steuermittel einnimmt, empfiehlt der Beirat zu prüfen, ob die inzwischen eingetretenen Veränderungen der Rahmenbedingungen auch in der Festlegung der Förderprioritäten der FNR angemessen berücksichtigt werden. Wie im vorliegenden Gutachten dargestellt wurde, fällt der Beitrag der verschiedenen Bioenergie-Linien zu den politischen Zielen der Bioenergie-Politik sehr unterschiedlich aus. Je stärker die Bioenergie nun aus der Nische heraustritt, desto wichtiger wird es, die Förderung auf jene Bioenergie-Linien zu konzentrieren,

- die die politischen Ziele mit minimalen volkswirtschaftlichen Kosten erreichen und
- bei zunehmender Liberalisierung der Agrarhandelspolitik am ehesten Aussicht auf Rentabilität ohne Förderung bieten.

Der Beirat hält es für wegweisend, dass die FNR hierzu – vor allem für den Kraftstoffsektor – einige Forschungsarbeiten initiiert hat, die deutlich gemacht haben, dass das Leistungspotenzial der verschiedenen Bioenergie-Linien höchst unterschiedlich ausfällt. Der Beirat vermag jedoch nicht zu erkennen, dass FNR bzw. BMELV aus diesen Ergebnissen nunmehr die gebotenen Schlussfolgerungen für die künftige Ausgestaltung der Förder- und der Forschungspolitik ziehen.

Angesichts der zunehmenden Nutzungskonkurrenz (a) zwischen den Bioenergie-Linien sowie (b) zwischen Bioenergie und Nahrungsmittelproduktion hält es der Beirat für erforderlich, bei der Festlegung forschungspolitischer Prioritäten nunmehr eine Schwerpunktlegung auf jene Bioenergie-Linien vorzunehmen, die aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht sowie unter Beachtung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit besonders erfolgversprechend sind.

Der Beirat empfiehlt, bei der Prioritätensetzung dem Klimaschutz Vorrang vor anderen Zielen zu geben. Bezüglich der Strategien hält er es für erforderlich, den regionalen und thematischen Fokus der FNR-Arbeit stärker zu öffnen. Nicht die maximale Umwidmung von inländischen Flächen zugunsten der Bioenergie sollte angestrebt werden, sondern der effizienteste Weg zum nachhaltigen Klimaschutz. Insoweit dieses Ziel im konkreten Einzelfall besser über Biomasse-Strategien im Ausland oder über Solarstrategien erreicht werden kann, sollte die FNR diese Varianten als überlegene Lösungsstrategien darstellen und gegebenenfalls unterstützen.

Im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit der FNR sollte angesichts der inzwischen veränderten Rahmenbedingungen strikt darauf geachtet werden, dass mit dem Einsatz öffentlicher Mittel Aufklärung und Beratung betrieben wird, nicht jedoch Werbung im Sinne von „Bioenergie ist grundsätzlich gut“.

In diesem Zusammenhang ist nach Auffassung des Beirats auch zu hinterfragen, ob es langfristig gerechtfertigt sein wird, den Vertretern der Wirtschaft bei der Vergabe von Steuermitteln für Öffentlichkeitsarbeit sowie Forschung & Entwicklung eine derartig zentrale Rolle zuzubilligen. Zwar liegt die letzte Entscheidung über die Mittelvergabe bei der Politik, so dass den juristischen Anforderungen genüge getan wird, doch zeigt die praktische Erfahrung, dass die von Agenturen vorbereiteten Entscheidungsvorschläge nur in Ausnahmefällen durch Ministerien verändert werden.

Die Forderung nach einer stärker effizienzorientierten Mittelvergabe bleibt wirkungslos, wenn nicht Aufsichts- oder Beratungseinrichtungen vorhanden sind, die der Geschäftsstelle zur Seite gestellt und (ggf. auch im Detail) evaluierend tätig werden. Dass die zahlenmäßig sehr große Mitgliederversammlung im Rahmen ihrer wenigen Zusammenkünfte eine aus gesamtgesellschaftlicher Sicht gehaltvolle Einzel- und Gesamtprüfung durchführen kann, muss bezweifelt werden – auch vor dem Hintergrund der teilweise interessegeleiteten Mitgliederstruktur dieses Gremiums. Im Vorstand stehen erfahrungsgemäß administrative Fragen im Mittelpunkt der Arbeit. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der Beirat, einen wissenschaftlichen Beirat zu installieren, der die Arbeit der FNR begleitet und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Förderstrategie in diesem Bereich gibt. Die Berichte des Beirats sollten veröffentlicht werden.

6 Zusammenfassung und Empfehlungen

Die Erzeugung von Energie aus Biomasse (Bioenergie) expandiert derzeit in Deutschland und in vielen anderen Regionen der Welt mit großer Geschwindigkeit. Das starke Wachstum hat im Wesentlichen zwei Ursachen, zum einen die hohen Preise für fossile Energieträger und zum anderen die Förderung der Bioenergie durch die Politik. In Deutschland überwiegt dabei eindeutig die Förderung durch die Politik. Ohne diese Förderung hätte sich die Bioenergie auf landwirtschaftlichen Flächen in Deutschland kaum ausdehnen können, sondern würde sich – wie seit Jahrzehnten schon – im Wesentlichen auf die Nutzung von Holz beschränken.

Die kräftige Förderung hat in Deutschland dazu geführt, dass die Biomasse-Produktion auf Agrarflächen aus der Nische herausgetreten ist. Inzwischen werden auf mehr als 10 % der landwirtschaftlichen Fläche nachwachsende Rohstoffe angebaut, und die Politik hat für die Zukunft weitere ehrgeizige Expansionsziele formuliert. Andererseits zeigt sich aber auch immer deutlicher, dass die Bioenergie-Politik erhebliche Kosten verursacht und außerdem die Entwicklung anderer Produktionszweige der deutschen Landwirtschaft beeinträchtigt. Zudem werden zunehmende Zweifel am klimapolitischen Nutzen der Bioenergie laut.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel des vorliegenden Gutachtens, die gegenwärtige Situation und die Perspektiven der Bioenergie auszuleuchten und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der deutschen Bioenergie-Politik zu erarbeiten.

6.1 Perspektiven für die Energiewirtschaft

Im ersten Teil des Gutachtens werden die Perspektiven des allgemeinen Energiesektors untersucht, einschließlich seines Beitrags zu den Treibhausgas-Emissionen. Dadurch wird erkennbar, welche Marktbedingungen das Wirtschaftsfeld Energieträger- bzw. Energieerzeugung, auf das die Landwirtschaft zunehmend ausgerichtet wird, künftig charakterisieren werden. Folgende Ergebnisse sind hervorzuheben:

Langfristiger Umstieg auf regenerative Energieträger

Da die Verfügbarkeit fossiler Energieträger begrenzt ist, wird eine Umstellung auf regenerative Energieträger früher oder später unausweichlich. Steigende Preise für fossile Energieträger werden dazu führen, dass sich die Weltwirtschaft entsprechend umstellt.

Im Bereich der fossilen Energieträger werden die vorhandenen Reserven und Ressourcen am ehesten bei Erdöl erschöpft sein, während bei Erdgas und vor allem bei Steinkohle noch wesentlich größere Reichweiten erkennbar sind. In der Summe aller fossilen Energieträger beträgt die Reichweite der Lagerstätten noch mehrere hundert Jahresverbräuche. Da

aber die Nutzung der fossilen Energieträger die weitaus wichtigste Quelle der Treibhausgasemissionen darstellt, wäre es aus klimapolitischer Sicht nicht wünschenswert, die noch vorhandenen fossilen Energieträger weitgehend oder gar vollständig zu nutzen.

Der schrittweise Umbau der Energieversorgung auf regenerative Energien ist grundsätzlich machbar, denn Sonne und Wind stellen jährlich eine tausendfach größere Energiemenge bereit als die Weltwirtschaft benötigt. Die Herausforderung besteht darin, sich einen nachhaltigen Zugang zu dieser Energie zu erschließen.

Es ist zu erwarten, dass innerhalb der regenerativen Energien langfristig die Solarenergie, die Windenergie und möglicherweise auch die Geothermie eine dominierende Rolle erlangen werden. Bei der Solarenergie ist aus wirtschaftlicher Sicht eine Schwerpunktbildung im Sonnengürtel der Erde sinnvoll (z. B. Südspanien, Nordafrika). Dort liegen die Energieerträge je Hektar Wüstenfläche 30-mal so hoch wie die Bioenergie-Erträge in den effizientesten Verfahren in Europa. Nach vorliegenden Studien könnten die Produktionskosten für Solarstrom dort bei raschem Ausbau der Kraftwerke bis Mitte des kommenden Jahrzehnts auf 0,05 €/kWh sinken; die Transportkosten bis Deutschland werden bei Verwendung von Überlandleitungen auf 0,02 €/kWh beziffert. Es wären genügend Flächen vorhanden, um ganz Europa mit Energie zu versorgen. Die Mobilisierung dieser Energiequelle stellt jedoch in technologischer, organisatorischer und politischer Hinsicht eine große Herausforderung dar. Selbst wenn Politik und Wirtschaft sich jetzt dazu durchringen sollten, diesen vielversprechenden Weg zur nachhaltigen Energieversorgung strategisch zu erschließen, wird es noch Jahrzehnte dauern, bis ein größerer Teil des deutschen Energiebedarfs durch importierten Solarstrom gedeckt wird.

Während Solar- und Windstrom nach derzeitigem Stand der Technik problemlos im Elektrizitäts- und Wärmebereich eingesetzt werden könnten, gibt es bezüglich der Nutzbarkeit von Strom im Transportsektor noch größere Unsicherheiten. Das betrifft sowohl die Nutzung von Wasserstoff (Erzeugung durch Solarstrom, Nutzung in der Brennstoffzelle) als auch die Entwicklung der Batteriespeicher-Technik (Elektro-Autos, angetrieben durch importierten Solarstrom).

Mittelfrist-Perspektiven für fossile Energieträger

Prinzipiell hat die konventionelle Energiewirtschaft die Möglichkeit, Flüssigkraftstoffe aus Erdgas (GTL) bzw. Kohle (CTL) zu erzeugen und auf diese Weise trotz der besonders ausgeprägte Erdölknappheit die Versorgung mit Kraftstoffen sicherzustellen. Studien zeigen, dass der Aufbau solcher Konversionsanlagen bei Erdölpreisen von mehr als 50 US\$/bbl rentabel ist. Allerdings sind große Investitionen erforderlich, um einen nennenswerten Anteil des globalen Kraftstoffbedarfs aus dieser Quelle zu decken, und die CTL-Option würde außerdem zu einer weiteren Verschärfung der Treibhausgasemissionen führen, sofern keine CO_{2aq}-Sequestrierung erfolgt. Eine andere, ebenfalls gangbare Option

zur Anpassung an die besondere Knappheit bei Erdöl bzw. Flüssigtreibstoffen besteht darin, die Automobilflotte schrittweise auf Erdgas-Fahrzeuge umzustellen.

Angesichts der grundsätzlich vorhandenen Substituierbarkeit zwischen den fossilen Energieträgern und der noch vorhandenen Reichweiten bei Gas und Kohle kommen fast alle veröffentlichten Prognosen zu der Einschätzung, dass sich der Erdölpreis bis 2030 überwiegend in einem Preisband von 40 bis 80 US\$ je Barrel (inflationsbereinigt) bewegen wird. Viele Vorhersagen wurden allerdings in den vergangenen zwei Jahren deutlich nach oben korrigiert, nicht zuletzt aufgrund des starken Verbrauchsanstiegs der asiatischen Schwellenländer. Außerdem weisen die meisten Prognosen darauf hin, dass politische Krisen und Spekulation vorübergehend zu wesentlich stärkeren Preisausschlägen führen können.

Sollten die Energiepreise auf dem gegenwärtigen Niveau von rund 80 US\$ je Barrel bleiben oder nur moderat ansteigen, so wird der weltweite Verbrauch fossiler Energieträger in den kommenden Jahrzehnten trotz des hohen Preisniveaus weiterhin stark zunehmen. Da die Nutzung fossiler Energieträger die mit Abstand wichtigste Ursache der Treibhausgas-Emissionen ist, erscheint somit eine weitere Verschärfung der Treibhausgas-Problematik vorprogrammiert.

Je stärker die internationale Staatengemeinschaft hierauf mit einer Verstärkung der Klimaschutzpolitik reagiert, desto mehr wird der dadurch ausgelöste Nachfragerückgang den Preisanstieg bei fossilen Energieträgern dämpfen. Dadurch erhöht sich der Anreiz für einzelne Staaten, aus der internationalen Klimaschutzstrategie auszuscheren. Es zeigt sich also, dass die Entwicklung und nachhaltige Umsetzung eines global abgestimmten Klimaschutzes eine immense politische Herausforderung darstellt.

Fazit

Für die Bioenergie lassen sich hieraus folgende Eckdaten bezüglich des künftigen Wettbewerbs im Energiesektor zusammenfassen:

- Auf Dauer wird es zur Umstellung der Weltwirtschaft auf regenerative Energien keine Alternative geben.
- Die Bioenergie erhält somit grundsätzlich die Chance auf weitere Expansion. Längerfristig dürfte sich allerdings die Wettbewerbsfähigkeit anderer regenerativer Energien so stark verbessern, dass es fraglich ist, ob sich in Deutschland erzeugte Biomasse im Wettbewerb zu anderen, vorwiegend zu importierenden, regenerativen Energien behaupten kann.
- In den kommenden zwei bis drei Jahrzehnten wird die Weltenergiewirtschaft weiterhin durch fossile Energieträger dominiert. Die Preise für fossile Energieträger werden wahrscheinlich nicht so stark steigen, dass diese schon bald ihre dominierende Stellung verlieren.

6.2 Potenziale der Bioenergie

Mengenpotenziale

Nach wie vor gibt es in vielen Ländern der Erde mehrere hundert Millionen Hektar, vorwiegend in Afrika und Südamerika, die für die Agrarproduktion nutzbar gemacht werden können, deren Nutzung aber bisher aus wirtschaftlichen Gründen unterblieb. Wenn nun durch die weltweit gestiegenen Energiepreise die Produktion von Bioenergie auf diesen Flächen rentabel wird, so stellt dies insbesondere in vielen Entwicklungsländern eine willkommene Nutzungsoption dar, um Erwerbsmöglichkeiten in ländlichen Räumen zu schaffen. Hierdurch kann zugleich ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden, sofern die Vermeidung von Treibhausgasemissionen (durch Bioenergie) höher liegt als die Entstehung von Treibhausgasemissionen (durch Landnutzungsänderung).

Die Potenziale der Bioenergie im Hinblick auf die globale Energieversorgung sollten allerdings nicht überschätzt werden. Derzeit liefert die Bioenergie weltweit ca. 10 % des Primärenergieverbrauchs. In Deutschland liegt der Anteil bei ca. 3 %, wovon rund zwei Drittel auf die Wärmeerzeugung aus Holz entfallen. Um den Anteil der Bioenergie an der weltweiten Energieversorgung von 10 auf 20 % aufzustocken, müssten bei einem durchschnittlichen Ertrag von 3 t Kraftstoff/ha ca. 500 Mio. ha Ackerfläche zusätzlich für diesen Zweck nutzbar gemacht werden. Das wäre eine immense Herausforderung, denn die gesamte Ackerfläche der Welt umfasst derzeit nur ca. 1,5 Mrd. ha.

Zu berücksichtigen ist hierbei auch, dass die kaufkräftige Nachfrage nach Nahrungsmitteln gestiegen ist und in den kommenden Jahren weiterhin steigen wird, insbesondere nach Nahrungsmitteln tierischer Herkunft. Wenn der Verbrauch an Futter- und Nahrungsmitteln stärker steigt als der durchschnittliche Flächenertrag, werden sich die Agrarpreise selbst dann erhöhen, wenn keine zusätzlichen Nachfrage-Impulse aus dem Bioenergiebereich kommen. Dieser Preisanstieg führt zu einem zusätzlichen Einsatz von Ackerflächen für die Nahrungsmittelproduktion, so dass sich das weltweit verfügbare Flächenpotenzial für die Bioenergie dann entsprechend verringern würde. Insofern haben Potenzialabschätzungen immer nur eine begrenzte Aussagekraft.

Bei den veröffentlichten Potenzialabschätzungen für die Bioenergie-Erzeugung in Deutschland wird in der Regel davon ausgegangen, ein bestimmter Teil der Agrarfläche werde „künftig nicht mehr für die Agrarproduktion benötigt“ und stehe daher für die Bioenergieproduktion zur Verfügung. Derartige Abschätzungen gehen von der Fiktion einer nationalen Selbstversorgung im Agrarsektor aus, die es in der Wirtschaftsrealität längst nicht mehr gibt. Die deutsche Agrarwirtschaft agiert im internationalen Wettbewerb und orientiert sich an den dortigen Preissignalen. Wenn die Erzeugung von Bioenergie durch Preisentwicklungen oder Politikanreize rentabel wird, dürfte der deutsche Agrarsektor die Bioenergieerzeugung beliebig über das errechnete Potenzial hinweg ausdehnen. Und um-

gekehrt wird die Nahrungsmittelproduktion über die Selbstversorgung hinweg bis an die Kapazitätsgrenze ausgedehnt, sofern sich dies lohnt – beispielsweise weil andere Länder ihre Flächen für Bioenergie nutzen und damit der deutschen Nahrungsmittelproduktion Exportchancen eröffnen.

Preise, Kosten, Wettbewerbsfähigkeit

Unter dem Einfluss der „doppelten“ Nachfragesteigerung (Nahrungsmittel, Bioenergie) sowie klimabedingter Ertragsausfälle sind die Weltagrarpreise in der jüngsten Vergangenheit stark angestiegen. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass sich das internationale Agrarpreisniveau zunehmend am Erdölpreisniveau orientiert: Steigende Erdölpreise werden es rentabel erscheinen lassen, mehr agrarische Rohstoffe in den Energiesektor zu leiten (mit der Folge steigender Nahrungsmittelpreise), bei sinkenden Erdölpreisen wird es umgekehrt sein. Je flexibler die Energieerzeuger und -verbraucher zwischen fossilen und agrarischen Rohstoffen wählen können (z. B. durch Co-Verbrennungsanlagen oder flex-fuel cars), desto enger wird der Preiszusammenhang sein.

Die durch die globale Marktwirtschaft verursachte Ankopplung der Agrarpreise an die Energiepreise kann sich für verschiedene Bioenergie-Linien in Deutschland als entscheidender Wettbewerbsnachteil erweisen, je stärker die Energiepreise steigen. Zwar versprechen steigende Preise für fossile Energieträger einerseits höhere Erlöse für die Bioenergie, doch verursachen sie andererseits auch höhere Kosten für die agrarischen Rohstoffe. Dieser Aspekt ist wichtig, weil die Rohstoffkosten in der Regel die wichtigste Kostenkomponente der Bioenergieanlagen darstellen. Hier liegt der große Unterschied zur Solar- und Windenergie, wo Flächennutzungskonkurrenz eine viel geringere Rolle spielt.

Infolge der gestiegenen Agrarpreise haben sich die in den vergangenen Jahren geäußerten Einschätzungen, bei Erdölpreisen um 80 US\$/bbl werde die Biokraftstoff-Erzeugung in der EU auch ohne staatliche Förderung rentabel sein, als Fehleinschätzungen erwiesen. Noch härter als die Biokraftstoffbranche wurde die deutsche Biogasbranche durch die jüngsten Preissteigerungen getroffen. Dort ist die Einspeisevergütung gesetzlich festgeschrieben, so dass die Kostensteigerungen für die agrarischen Rohstoffe voll rentabilitätswirksam werden.

Einschätzungen für einzelne Bioenergie-Linien

Um bessere Anhaltspunkte für das Potenzial der wichtigsten Bioenergie-Linien in Deutschland zu gewinnen, wurde in der vorliegenden Studie aufgezeigt,

- zu welchen Produktionskosten und mit welcher Flächenproduktivität einzelne Bioenergie-Linien Energie erzeugen können,
- zu welchen volkswirtschaftlichen Kosten und mit welchem Mengenbeitrag einzelne Bioenergie-Linien für den Klimaschutz eingesetzt werden können.

Diese Analyse erfolgte im Rahmen einer Zusammenarbeit von Expertengruppen aus verschiedenen Einrichtungen Deutschlands, wobei eigene Kalkulationen für typische Fallkonstellationen durchgeführt und ergänzend Literaturauswertungen vorgenommen wurden. Die Analysen beschränken sich auf Bioenergie-Linien, die Biomasse auf Agrarflächen erzeugen. Folgende Ergebnisse sind hervorzuheben:

- Bei der **Erzeugung von Raum- oder Prozesswärme** ist die Hackschnitzelheizung auf der Basis von Kurzumtriebsplantagen (KUP) wesentlich günstiger zu beurteilen als die Getreideheizung (Produktionskosten 0,08 vs. 0,11 €/kWh_{th}, Netto-Energieerträge 35 vs. 19 MWh_{th}/ha, CO_{2äq}-Vermeidungskosten -11 vs. 130 €/t CO_{2äq}).
- Bei der **Stromerzeugung** gibt es sehr große Unterschiede in den Produktionskosten. Die Varianten Biogas auf Güllebasis, Hackschnitzel-KWK-Anlage auf KUP-Basis und Co-Verfeuerung von Stroh bzw. Hackschnitzeln (in Groß-Kraftwerken) haben Produktionskosten in der Größenordnung von 0,10 €/kWh_{el}. Demgegenüber liegen die Kosten der Biogaserzeugung auf Maisbasis bei über 0,17 €/kWh_{el}, und zwar auch bei den Varianten „mit Wärmenutzung“ und „Direkteinspeisung“. Entsprechende Unterschiede zeigen sich auch bei den CO_{2äq}-Vermeidungskosten: Während die genannten kostengünstigen Verfahren deutlich unter 100 €/t CO_{2äq} rangieren, liegen die Kosten bei den maisbasierten Verfahren eher in der Größenordnung von 200 bis 400 €/t CO_{2äq}. Die Einführung neuer Maissorten mit deutlich höheren Hektarerträgen würde die Produktionskosten des Stroms und die CO_{2äq}-Vermeidungskosten um ca. 10 % verringern. Bei allen Bioenergie-Linien zur Stromerzeugung, auch bei den relativ kostengünstigen, liegen die Subventionsäquivalente infolge der EEG-Förderung sehr hoch (0,10 bis 0,20 €/kWh_{el}). Als Subventionsäquivalent wird hier die Summe der finanziellen Belastung von Steuerzahlern und Energieverbrauchern bezeichnet. Diese Summe liegt für die Biogaserzeugung auf Silomaisbasis in einer Größenordnung von 2.000 €/ha.
- Bei den **Biokraftstoffen** liegen die Produktionskosten der untersuchten Varianten (Biodiesel aus Raps, Ethanol aus Weizen, Biogas-Kraftstoff auf Maisbasis) in einer Größenordnung von 0,07 bis 0,10 €/kWh, wobei Biogas relativ günstig und Ethanol relativ ungünstig abschneidet. Im Hinblick auf das Ziel der Versorgungssicherung könnten hier die Unterschiede bezüglich der nutzbaren Kraftstoffträge je Hektar von besonderem Interesse sein. Dieses Kriterium würde eindeutig für den Biogas-Kraftstoff auf Maisbasis sprechen, denn hier liegen die Kraftstoffträge zwei- bis dreimal höher als bei den anderen Linien. Für die Biokraftstoffe der zweiten Generation (BtL) werden ähnlich hohe Kraftstoffträge postuliert, doch erscheint es angesichts der Größe der hier zu installierenden Anlagen und der immensen technischen und logistischen Herausforderungen fraglich, ob eine großtechnische Anlage in Deutschland überhaupt rentabel zu betreiben wäre. Für den gesamten Biokraftstoff-Sektor gilt, dass die Produktion an Überseestandorten erhebliche Kostenvorteile gegenüber der Produktion in Deutschland hat.

- Soll die Förderung der Bioenergie primär für den **Klimaschutz** erfolgen, so sind die maßgeblichen Beurteilungskriterien (a) die CO_{2äq}-Vermeidungskosten und (b) die mengenmäßige CO_{2äq}-Vermeidung je Hektar. Hier zeigen sich beim Quervergleich über alle Bereiche hinweg erhebliche Unterschiede: Relativ niedrige CO_{2äq}-Vermeidungskosten (Größenordnung 0 bis 50 €/t CO_{2äq}) entstehen bei der Wärme- und Stromerzeugung auf Basis von Gülle, Stroh und Hackschnitzeln, relativ hohe CO_{2äq}-Vermeidungskosten (Größenordnung über 150 €/t CO_{2äq}) bei der Stromerzeugung durch Biogasanlagen auf Maisbasis und bei der inländischen Erzeugung von Biokraftstoffen. Beim Vergleich der mengenmäßigen CO_{2äq}-Vermeidung je Hektar liegen die auf Hackschnitzel-KUP basierenden Verfahren klar vorn. So ließe sich beispielsweise eine CO_{2äq}-Vermeidung von mehr als 15 t CO_{2äq}/ha erreichen, wenn man sich für die Co-Verbrennung von Hackschnitzeln in bestehenden Kraftwerken entscheiden würde. Demgegenüber fallen die Biogas-Verfahren auf Maisbasis mit einem Vermeidungspotenzial von knapp 8 t CO_{2äq}/ha und die inländischen Biokraftstoff-Linien mit einem Vermeidungspotenzial von unter 3 t CO_{2äq}/ha (Biodiesel, Ethanol aus Weizen) bzw. knapp 7 t CO_{2äq}/ha (Biogas-Kraftstoff) deutlich ab.

Fazit

Für die Gestaltung der Bioenergiepolitik in Deutschland ergeben sich aus den hier zusammengefassten Ergebnissen wichtige Schlussfolgerungen:

- Preissteigerungen für fossile Energieträger führen dazu, dass sich die Bioenergie in vielen Regionen der Erde an den hierfür wettbewerbsfähigen Standorten auch ohne staatliche Fördermaßnahmen ausdehnt. Sie leistet damit einen Beitrag zur Energieversorgung und – unter günstigen Umständen – auch zum Klimaschutz.
- Dieser Zuwachs bei der Bioenergie wird nur eine relativ geringe Wirkung auf das Energiepreisniveau haben (Preissenkung), hingegen eine große Wirkung auf das Agrarpreisniveau (Preissteigerung). Das liegt daran, dass der Weltenergiesektor wesentlich größer ist als der Weltaagrarsektor.
- Die Ankopplung des Weltaagrarpreisniveaus an das Weltenergiepreisniveau führt dazu, dass die deutsche Landwirtschaft auch dann von den steigenden Energiepreisen profitieren wird, wenn sie nicht selbst in Bioenergie investiert.
- Investitionen in Bioenergie-Linien, bei denen Deutschland international nicht wettbewerbsfähig ist, werden betriebswirtschaftlich umso riskanter werden, je stärker die Preise für fossile Energieträger (und damit auch für Agrarprodukte) steigen.
- Gerade dann, wenn mit besonders starken Preissteigerungen für fossile Energieträger gerechnet wird, ergibt sich ein besonders starker Wettbewerbsvorteil von Solar- und Windenergie bzw. Geothermie, weil dort die Rohstoffkosten weniger stark steigen werden als bei der Bioenergie (steigende Rohstoffkosten durch den Agrarpreiseffekt).

- Die Analyse hat gezeigt, dass die verschiedenen Bioenergie-Linien aus Sicht des Klimaschutzes sehr unterschiedlich zu bewerten sind. Bei einigen Linien lässt sich Klimaschutz mit $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten von unter 50 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ erreichen (Biogas auf Güllebasis; Strom und Wärme auf Basis von Hackschnitzeln aus KUP). Jene Bioenergie-Linien, die derzeit durch die Förderung besonders stark verbreitet werden, weisen hingegen $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidungskosten in der Größenordnung von 150 bis weit über 300 €/t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ auf (Biokraftstoffe, Biogas auf Maisbasis). Die Politik könnte also durch einen Kurswechsel in der Förderung erreichen, dass bei gleichbleibendem Einsatz von Ressourcen und Flächen der Beitrag der Bioenergie zum Klimaschutz mehr als verdreifacht würde. Der Beitrag der Bioenergie zur energetischen Versorgungssicherung könnte ebenfalls deutlich verbessert werden (höhere Energieerträge und höhere $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Vermeidung je Hektar).
- Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit sind die verschiedenen Bioenergie-Linien ebenfalls sehr unterschiedlich zu bewerten. Für den Fall, dass die deutsche Politik ihre Bioenergiestrategie – trotz der klimapolitischen Nachteile (s. o.) – primär auf den Kraftstoffsektor ausrichten möchte, wären der Analyse zufolge zwei ganz unterschiedliche Politikoptionen in Betracht zu ziehen. Option I: Für das Ziel, im Kraftstoffsektor möglichst viel Selbstversorgung zu erreichen, wäre die Linie Biogas-Kraftstoff (mit Direkteinspeisung ins Erdgasnetz) optimal. Option II: Für das Ziel, möglichst unabhängig von Erdöl- und Ergasimporten zu werden, wäre es sinnvoll, den Import von Biokraftstoffen von vornherein als tragende Säule einer Biokraftstoff-Strategie zu etablieren. Welche Strategie optimal ist, hängt also sehr von der exakten Definition des Zieles ab. Unter klimapolitischen Aspekten wäre unter diesen beiden „Versorgungssicherungsoptionen“ die Option II (Import) günstiger zu beurteilen, sofern die Produktion der Agrarrohstoffe nach guter fachlicher Praxis erfolgt.

6.3 Allgemeine Empfehlungen zur Bioenergie-Politik

Wie die vorliegende Analyse zeigt, wird die Bioenergie bei steigenden Energiepreisen auch ohne politisches Zutun weltweit expandieren. Dieser Expansionsprozess wird allerdings dadurch begrenzt, dass Agrarflächen nicht beliebig vermehrbar sind und die Nachfrage nach Nahrungsmitteln ebenfalls ansteigt. In einigen Jahrzehnten kann es auch wieder zu einer Schrumpfung des Bioenergiesektors kommen, wenn sich andere regenerative Energien (mit geringerer Flächennutzungskonkurrenz und höherer Flächenproduktivität) im Wettbewerb durchsetzen und/oder die Nachfrage nach Nahrungsmitteln stark ansteigt.

Bei Flächenknappheit und Nutzungskonkurrenz ist es nicht mehr gerechtfertigt, die staatliche Förderung von Bioenergie per se als positiv darzustellen. Grundsätzlich gilt: Wenn Fördermittel an einer Stelle eingesetzt werden, fehlen sie an anderer Stelle, und wenn Agrarflächen für einen Zweck eingesetzt werden, sind sie anderen Verwendungsrichtungen

entzogen. Die politische Förderung der Bioenergie darf kein Selbstzweck sein, sondern muss sich daran messen lassen, (a) welchen Nettobeitrag sie zur Erreichung der übergeordneten Politikziele leistet und (b) wie sie diesbezüglich im Vergleich zu anderen Politikmaßnahmen abschneidet, mit denen man diese Ziele gleichfalls ansteuern könnte.

In diesem Sinne wird in der Studie der Beitrag der gegenwärtigen Bioenergiepolitik Deutschlands zu wichtigen übergeordneten Zielen analysiert. Daraus werden dann Politikempfehlungen abgeleitet, die nachfolgend zusammengefasst werden.

6.3.1 Bioenergie und Klimaschutz

Die weltweiten Treibhausgas-Emissionen betragen derzeit rund 40 Mrd. t CO_{2äq} pro Jahr. Dieser Jahresausstoß wächst permanent, die Zuwachsrate liegt bei knapp 1 Mrd. t CO_{2äq} pro Jahr und hat sich in der jüngeren Vergangenheit weiter beschleunigt.

Zum Vergleich: Wenn Deutschland ein Drittel seiner Agrarfläche komplett für die Bioenergieerzeugung umwidmen würde, so ließen sich damit beim gegenwärtigen Bioenergie-Mix bestenfalls 20 Mio. t CO_{2äq} pro Jahr einsparen. Wenn ganz Europa ein Drittel seiner Agrarflächen umwidmen würde, ergäbe sich rein rechnerisch eine CO_{2äq}-Vermeidung von ca. 750 Mio. t. Tatsächlich wäre die CO_{2äq}-Vermeidung aber viel geringer, weil die großflächige europäische Umstellung auf Bioenergie zwangsläufig zur Inkulturnahme zusätzlicher überseeischer Flächen für die globale Nahrungsmittelerzeugung führt, so dass dort zusätzliche CO_{2äq}-Emissionen entstehen (s. u.). Selbst wenn wir diese indirekten negativen Effekte vernachlässigen und davon ausgehen, die 750 Mio. t der EU-Biomasse würden voll klimawirksam, so kommen wir zu der ernüchternden Erkenntnis, dass der klimapolitische Nutzen dieses einmaligen „Biomasse-Kraftaktes“ Europas durch ein einziges Jahr Weltwirtschaftswachstum bereits wieder kompensiert wäre.

Diese Kalkulationen veranschaulichen, dass das Ziel einer Verringerung der globalen Treibhausgasemissionen eine politische Herkulesaufgabe ist, zu der die deutsche Bioenergieerzeugung nur einen äußerst geringen Beitrag leisten kann. Welche Schlussfolgerungen sind daraus für die deutsche Klimaschutzpolitik zu ziehen?

Nach Auffassung des Beirats wäre es falsch, angesichts der beschränkten Potenziale Deutschlands die Flinte ins Korn zu werfen und die nationalen Klimaschutzziele zurückzuschrauben. Der Beirat hält es für richtig, dass Deutschland beim Klimaschutz und bei der Förderung regenerativer Energien zusammen mit einigen anderen Ländern vorprescht und sich Ziele setzt, die anspruchsvoller sind als die Ziele der internationalen Staatengemeinschaft. Auf diese Weise werden positive Signale für die internationale Klimadebatte geschaffen, und die eigene Wirtschaft erlangt Technologieführerschaft in Wirt-

schaftsfeldern, die sich bei einer weltweiten Verbreiterung der Klimaschutzstrategie als Zukunftsfelder erweisen werden.

Nach Auffassung des Beirats wäre es aber auch falsch, in klimapolitischen Aktionismus zu verfallen und jede Klimaschutzaktivität zu fördern, die einen noch so kleinen Beitrag zum nationalen Klimaschutzziel leistet. Gerade wenn Deutschland beim Klimaschutz besonders hohe Ziele erreichen und mit besonders gutem Beispiel vorangehen will, kommt es umso mehr darauf an, die knappen Ressourcen auf die effizientesten Klimaschutzstrategien zu konzentrieren. In diesem Punkt sieht der Beirat derzeit gravierende Defizite. Er empfiehlt, die Weiterentwicklung der Klimaschutzstrategie an folgenden Leitlinien auszurichten:

- Internationalisierung, d. h. Bündelung der Kräfte für die Entwicklung international ausgerichteter Klimaschutzstrategien
- Effizienzorientierung, d. h. Ausrichtung der nationalen Klimaschutzpolitik auf jene Felder, bei denen sich Klimaschutz mit geringsten Kosten beziehungsweise höchster Effizienz erreichen lässt.

Höchste Priorität für eine globale Klimastrategie

Wenn es nicht gelingt, einen weltweiten Schulterschluss in der Klimapolitik zu organisieren und effektiv umzusetzen, werden sich die hochgesteckten Klimaschutzziele nicht erreichen lassen. Deshalb empfiehlt der Beirat der Bundesregierung dringend, wesentlich mehr Ressourcen in die Entwicklung einer globalen Klimaschutzstrategie zu investieren. Hier geht es nicht um die Vergabe einzelner Gutachten, die Einrichtung einer neuen interministeriellen Arbeitsgruppe oder die Gründung eines Forschungsinstituts. Vielmehr sollte eine langfristig angelegte, mit weitreichenden personellen und finanziellen Ressourcen ausgestattete Projektgruppe („task force“) installiert werden, die sich international vernetzt und Aktionspläne entwickelt, welche nachhaltigen Erfolg versprechen und Schritt für Schritt umgesetzt werden können. Wichtige Meilensteine bei der Entwicklung einer globalen Klimaschutzstrategie wären

- die schrittweise Ausdehnung des Kyoto-Prozesses (Ausgabe und Verknappung handelbarer Lizenzen auf CO_{2äq}-Basis in einer zunehmenden Anzahl von Ländern und Wirtschaftssektoren),
- die Ergänzung der CO_{2äq}-Emissionspolitik durch die Besteuerung des Verbrauchs fossiler Energieträger, wobei die Steuersätze stärker an den Treibhauswirkungen der Energieträger auszurichten und international anzugleichen wären,
- die Einbeziehung des internationalen Transports (Schiffsdiesel, Flugbenzin) in die Besteuerung des Energieverbrauchs, so dass auch dort (wie bereits beim intranationalen Transport) die externen Effekte des Energieverbrauchs ihren Niederschlag in den Preisen finden.

Solche Ziele bzw. Maßnahmen lassen sich in wissenschaftlichen Gutachten oder politischen Verlautbarungen leicht formulieren; ihre praktische Realisierung ist jedoch äußerst schwierig zu erreichen und erfordert umfangreiche Vorarbeiten bezüglich Konkretisierung, Folgenabschätzung, diplomatischer Austarierung bis hin zur Erklärung gegenüber den Medien. Wenn derartige Schritte ausbleiben, wird es keinen Erfolg geben. Hierfür praktikable Strategien zu entwickeln und nachhaltig zu verfolgen, wäre Ziel der hier vorgeschlagenen „task force“. Wissenschaftliche Beiräte, Forschungsinstitute oder Arbeitsgruppen verschiedener Bundesministerien vermögen dies nicht zu leisten.

Vorrang für regenerative Energien, die effizienten Klimaschutz ermöglichen

Wenn die Agrarflächen weltweit knapp werden, gerät Bioenergie nicht nur hinsichtlich der Produktionskosten, sondern auch hinsichtlich der umwelt- und klimaschutzpolitischen Beurteilung in einen Nachteil gegenüber der Solar- und der Windenergie sowie der Geothermie. Die Verknappung der Agrarflächen und die infolgedessen weltweit steigenden Agrarpreise führen dazu, dass bisher nicht agrarisch genutzte Flächen in Kultur genommen werden oder die Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen intensiviert werden.

- Inkulturnahme von Flächen bedeutet in den meisten Fällen, dass Grünland umgebrochen oder Wälder abgeholzt werden. Beides führt in der Regel dazu, dass die CO₂_{aq}-Emissionen zumindest vorübergehend deutlich ansteigen.
- Intensivierung ist unter dem Aspekt des Klimaschutzes kritisch zu sehen, weil zum einen die vermehrte Bodenbearbeitung zu einem stärkeren Humusabbau führen kann und zum anderen die steigende Ausbringung von Stickstoffdüngemitteln zusätzliche Emissionen des treibhausrelevanten Lachgases auslöst. Bezüglich der Frage, welcher Prozentsatz des zusätzlichen Stickstoffdüngers im Laufe der Zeit in Form von Lachgas emittiert wird, gibt es beträchtliche Unsicherheiten. Sollten die Lachgas-Emissionen höher liegen als dies aktuell in den IPCC-Szenarien berücksichtigt wird, so wäre eine Intensivierung unter dem Aspekt des Klimaschutzes noch kritischer zu beurteilen.

Aus diesen Gründen sollte die Politik in einer Zeit, in der die hohen Energiepreise weltweit für einen Boom der Bioenergie sorgen und infolgedessen auch die Agrarpreise stark ansteigen, primär solche regenerativen Energien fördern, die nicht in einer Flächennutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen.

Daraus ergeben sich folgende Empfehlungen:

- In der Förderpolitik sollten Solar- und Windenergie (mit zunehmender Schwerpunktlegung auf Energieimport) sowie Geothermie tendenziell Vorrang vor der Bioenergie bekommen.
- Innerhalb der Bioenergieförderung sollten Energielinien, die nicht auf Agrarflächen zugreifen oder aber auf Agrarflächen in Ergänzung zur Nahrungsproduktion betrieben

werden können, Vorrang erhalten (Waldrestholz, Gülle, Klärschlamm, sonstige Abfall- und Reststoffe, im begrenzten Umfang auch Stroh).

- Insoweit die Förderung, aus welchen Gründen auch immer, dazu führt, dass bestimmte Agrarflächen primär für die Energieerzeugung in Anspruch genommen werden, sollte darauf geachtet werden, dass möglichst geringe CO_{2äq}-Vermeidungskosten erreicht werden.

Aus diesem letzten Grundsatz lassen sich für die Förderung der Bioenergie aus Klimaschutzpolitischer Sicht folgende weitergehenden Empfehlungen ableiten:

- Die bisher vorherrschende Segmentierung der Bioenergieförderung sollte schrittweise aufgehoben werden, damit sich jene Bioenergie-Linien, die die genannten Kriterien am besten erfüllen, im Wettbewerb durchsetzen können.
- Solange die Förderung noch segmentiert erfolgt, sollten die Fördermaßnahmen auf die Segmente mit niedrigen CO_{2äq}-Vermeidungskosten und hohen CO_{2äq}-Vermeidungsleistungen je Hektar konzentriert werden. Eine Förderung von Linien, die gegenwärtig noch hohe CO_{2äq}-Vermeidungskosten aufweisen, andererseits aber hohe CO_{2äq}-Vermeidungsleistungen ermöglichen, sollte nur dann in Betracht gezogen werden, wenn erwartet werden kann, dass die CO_{2äq}-Vermeidungskosten künftig infolge technologischer Durchbrüche deutlich sinken werden.
- Die Förderung sollte sich auf die Verwendung und nicht auf die Erzeugung der Bioenergie konzentrieren, damit sich die Bioenergieerzeugung im Wettbewerb an den jeweils bestgeeigneten Standorten ausdehnen kann. Diese Standortorientierung sollte nicht durch Importzölle für Bioenergieträger behindert werden.
- Die Energiepflanzenprämie und die obligatorische Flächenstilllegung sollten im Zuge des „Health Check“ der EU-Agrarpolitik abgeschafft werden.

Die Zertifizierung von Import-Bioenergie kann die Probleme nicht lösen

Die deutsche Politik hat die Tatsache, dass eine allzu starke Verbreitung der Bioenergie zusätzliche Risiken für den Klimaschutz birgt, mittlerweile erkannt. Sie zieht daraus aber nicht die Schlussfolgerung, ihre Förderung der Bioenergie zu reduzieren oder auf die (unter CO_{2äq}-Vermeidungsaspekten) effizientesten Verfahren zu konzentrieren. Stattdessen strebt sie an, die Risiken durch den Aufbau von Zertifizierungssystemen in den Griff zu bekommen.

Dieser Ansatz kann nach Überzeugung des Beirats bestenfalls Teilerfolge bringen, wird aber die Problematik der zusätzlichen Treibhausgas-Emissionen nicht grundsätzlich lösen.

- Einerseits werden die im Aufbau befindlichen Zertifizierungssysteme dazu beitragen, alle Akteure, die in der Produktion und im Handel von Bioenergie tätig sind, hinsichtlich der Umweltrisiken der Bioenergie zu sensibilisieren.

- Andererseits ist der umwelt- und klimapolitische Nutzen der Zertifizierung sehr begrenzt, solange sich mit solchen Systemen nur die ordnungsgemäße Bewirtschaftung jener Fläche sicherstellen lässt, die für den Bioenergieexport nach Deutschland bzw. Europa genutzt werden. Denn die Verknappung und Verteuerung der Agrarprodukte betrifft nicht nur jene Flächen, sondern führt zu Anpassungsreaktionen (inklusive Waldrodung und Intensivierung) in allen Teilen der Welt. Eine Zertifizierung kann zwar erreichen, dass die nach Deutschland bzw. Europa gelieferten Bioenergieträger den definierten Anforderungen genügen, sie kann aber nicht verhindern, dass dann auf anderen Flächen – ausgelöst durch weltweit steigende Agrarpreise – Waldrodung oder Intensivierung für die Versorgung der sonstigen Märkte betrieben wird. Um solche Anpassungs- und Umlenkungseffekte zu verhindern, müsste ein weltweites CO₂-Bilanzierungssystem eingeführt werden, welche alle Agrar- und Forstflächen mit einschließt. Das wäre wünschenswert (s. o. globale Klimaschutzstrategie), doch ist eine praktische Umsetzung auf absehbare Zeit nicht in Sicht.
- Aus diesem Grunde sollte die Politik die Entwicklung der Zertifizierungssysteme zwar vorantreiben, zugleich aber deutlich machen, dass auch der Verbrauch von zertifizierten Bioenergieprodukten die Nutzungskonkurrenz verschärft und eine gewisse Klimaschädigung nicht verhindern kann.

Fazit

Diese Empfehlungen bedeuten im Endeffekt, dass die deutsche Bioenergiepolitik einen weitreichenden Kurswechsel vornehmen muss, wenn sie sich konsequent am Ziel des Klimaschutzes ausrichten möchte.

6.3.2 Bioenergie und sonstige Politikziele

Mit der Förderung der Bioenergie wird nicht nur das Ziel „Klimaschutz“ verfolgt, sondern es werden auch weitere Politikziele angestrebt. Hier sind insbesondere die Beiträge zum Ziel „Versorgungssicherheit“ und zu arbeits- und technologiepolitischen Zielen zu nennen. Beide Aspekte werden im Rahmen der vorliegenden Studie näher untersucht.

Versorgungssicherheit durch eine breit gefächerte Importstrategie anstreben

Würden 30 % der landwirtschaftlichen Fläche (LF) Deutschlands (5 Mio. ha) mit dem gegenwärtigen Bioenergie-Mix genutzt (Biodiesel, Bioethanol, Biogas für Strom, ca. 12.000 kWh/ha bzw. 43 GJ/ha), so ließen sich damit lediglich 215 PJ entsprechend 2,3 % des Endenergieverbrauchs Deutschlands erzeugen. Bei einer konsequenten Fokussierung der Bioenergiestrategie auf die Hackschnitzel-KWK-Anlagen, die maximale Netto-Energieerträge je Hektar liefern, ließe sich dieser Anteil auf knapp 9 % steigern.

Würde die Bioenergiepolitik ausschließlich auf den Kraftstoffbereich ausgerichtet, so ließen sich auf 30 % der LF (5 Mio. ha) mit einem Biokraftstoff-Mix aus 50 % Biodiesel und 50 % Ethanol (auf Basis Weizen) ca. 9 Mio. t Kraftstoffäquivalent erzeugen. Das entspricht rund 17 % des gesamten deutschen Kraftstoffverbrauchs (ohne Flugbenzin). Diesen Anteil könnte man bei Umstellung auf Biomethan oder BtL unter sehr optimistischen Annahmen auf knapp 40 % steigern. Zu beachten ist allerdings, dass (a) eine Umorientierung der Kraftstoffbranche auf Biomethan auf absehbare Zeit nicht in Sicht ist, (b) erhebliche Zweifel bestehen, ob sich eine großtechnische BtL-Produktion in Deutschland realisieren lässt, und (c) eine Fokussierung auf Biokraftstoffe keinen Platz mehr für andere Bioenergienutzungen ließe, die aus Klimaschutzpolitischer Sicht sinnvoller wären.

Diese ernüchternde Bilanz ist (a) auf die knappe Flächenausstattung und (b) auf den hohen Energieverbrauch Deutschlands zurückzuführen. In dieser Ausgangslage kann eine Verdopplung der Bioenergiefläche im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nur sehr wenig bewirken, im Hinblick auf die Marktanteile der deutschen Landwirtschaft auf verschiedenen Nahrungsmittelmärkten hingegen sehr viel.

Da das Ziel „Versorgungssicherheit“ mit Hilfe der im Inland zu erzeugenden Bioenergie nicht annähernd erreicht werden kann und es andere gangbare Wege gibt, um einen nachhaltig sicheren Zugang zu Energiequellen zu erschließen, hält es der Beirat für ratsam, bei der künftigen Ausgestaltung der Bioenergiepolitik dem Ziel „Versorgungssicherung“ keine Priorität zuzuweisen. Positive Beiträge der Bioenergie zur Versorgungssicherung sollten lediglich als willkommener Nebeneffekt der Förderpolitik angesehen werden. Die Unterscheidung zwischen „prioritärem Ziel“ und „willkommenem Nebeneffekt“ ist keine semantische Haarspalterei, sondern dient der Ausrichtung der Förderpolitik auf wenige Kernziele (hier: „Klimaschutz“ sowie „Arbeitsmarkt- und Technologiepolitik“), die dann umso effizienter angesteuert werden können.

Für die Erreichung des Ziels „Versorgungssicherung mit Energie“ empfiehlt der Beirat, wie bereits in der Vergangenheit eine breit gefächerte Importstrategie zu entwickeln, die allerdings zunehmend auf den Import regenerativer Energien ausgerichtet werden muss. Ein materiell und regional verteilter Import-Mix sollte fossile und regenerative Energieträger umfassen. Umgehend sollte damit begonnen werden, eine Import-Infrastruktur für Solar- und Windstrom mit staatlicher Unterstützung aufzubauen. Die Voraussetzungen für den Erfolg einer breit gefächerten Importstrategie werden sich beim Übergang in das regenerative Energiezeitalter tendenziell verbessern, da die Zahl der potenziellen Exportländer für regenerative Energien wesentlich größer sein wird als die Zahl der bisherigen Exportländer für fossile Energieträger.

Arbeitsmarkt- und technologiepolitische Ziele gezielter ansteuern

Als die deutsche Politik vor einigen Jahren begann, die Erzeugung von Bioenergie in Deutschland zu fördern, verband sie hiermit auch die Hoffnung, einen Beitrag zur Verbesserung der Arbeitsmarktsituation speziell in den ländlichen Räumen zu leisten. Das geschah zu einer Zeit, als die obligatorische Flächenstilllegung bei 10 % lag und in einigen Regionen darüber hinaus freiwillig Flächen stillgelegt wurden, weil sich die Bewirtschaftung infolge der niedrigen Agrarpreise nicht mehr lohnte.

Inzwischen hat sich die Situation im Agrarbereich jedoch grundlegend gewandelt. Gestiegene Agrarpreise und agrarpolitische Förderung veranlassen die Landwirte, auch ohne Förderung der Bioenergie nahezu alle Ackerflächen zu nutzen. Wenn der Staat in dieser Situation die Ausdehnung der Bioenergie auf landwirtschaftlichen Flächen fördert, führt dies – von wenigen Ausnahmen abgesehen (z. B. Stroh, Reststoffe) – zwangsläufig zur Verdrängung der Futter- oder Nahrungsmittelproduktion.

In dieser Ausgangslage kann die Förderung der Bioenergie statt der erhofften positiven sogar negative Arbeitsmarktwirkungen in ländlichen Räumen auslösen, wenn sie dort nämlich zur Verdrängung der Tierproduktion führt. Wie die vorliegende Studie am Beispiel Biogas zeigt, werden durch die Wertschöpfungsketten der tiergebundenen Nahrungsmittelproduktion deutlich mehr Arbeitskräfte beschäftigt als im Produktionsverfahren „Biogas auf Silomais-Basis“. Für Biogasanlagen, die in Ackerbauregionen errichtet werden und daher keine tiergebundene Nahrungsmittelproduktion verdrängen, dürfte sich hingegen ein positiver Beschäftigungseffekt ergeben. Auch dann, wenn in Biogas- oder Verbrennungsanlagen primär Reststoffe (z. B. Stroh, Knickholz, Gülle) eingesetzt, ist mit einem Mehrbedarf an Arbeit zu rechnen. Der Netto-Beschäftigungseffekt der Biodiesel- und Bioethanolanlagen in den ländlichen Räumen liegt wahrscheinlich nahe null; auf dem Acker ergeben sich keine Veränderungen gegenüber der Nahrungs- oder Futterproduktion, und bei der Erfassung und der Verarbeitung ist der Effekt per Saldo auch gering. Bei einer Quantifizierung der Netto-Effekte müsste allerdings auch berücksichtigt werden, dass die Bioenergie Fördermittel bindet, die ansonsten gezielt für Investitionen in ländliche Räume eingesetzt werden könnten.

Wenn auch eine hohe Förderung der Bioenergie kurzfristig für die Landwirte lukrativ ist und die Grundrenten für die landwirtschaftlichen Flächen in die Höhe treibt, so liegt es nach Auffassung des Beirats nicht im nachhaltigen Interesse der deutschen Landwirtschaft, wenn durch die Förderung der Bioenergie Teile der Nahrungsmittelproduktion ins Ausland verdrängt würden. Dies vor allem aus zwei Gründen:

- Die Agrarproduktion würde auf eine Produktlinie ausgerichtet (Energie), die geringe Wertschöpfungspotenziale aufweist und im Endeffekt durch einen scharfen Kostenvettbewerb gekennzeichnet ist.

- Die Agrarwirtschaft würde diese Ausrichtung nicht als Anpassungsreaktion auf Verbraucher- und Marktsignale vornehmen, sondern als Anpassungsreaktion auf sektoral ausgerichtete politische Fördermaßnahmen. Sie würde sich damit erneut in eine starke Politikabhängigkeit begeben, aus der sie nach den jüngsten Agrarreformen gerade erst entlassen worden ist.

Während also die durch die Bioenergiepolitik induzierten Umschichtungen von Arbeitsplätzen im Agrarsektor nicht uneingeschränkt positiv zu sehen sind, kann der deutschen Bioenergiepolitik ohne jeden Zweifel eine sehr positive Beschäftigungswirkung im Bereich des Anlagenbaues und der Konversionstechnik attestiert werden. Hier wurden in den vergangenen Jahren viele Arbeitsplätze neu geschaffen, und hier liegen auch für die Zukunft noch große Potenziale.

Diese Einschätzung stützt sich auf die Erwartung, dass der Bioenergiebereich weltweit ein starkes Wachstum aufweisen wird und sich somit sehr gute Chancen bieten, innovative technische Lösungen und leistungsfähige Verarbeitungsanlagen auf dem Weltmarkt verkaufen zu können. Deutschland verfügt hier über eine hervorragende Ausgangsposition, da (a) der qualitativ hochwertige Anlagenbau ein starker Sektor der deutschen Volkswirtschaft ist und (b) sich in diesem Sektor das Teilsegment Bioenergie-Anlagenbau, maßgeblich unterstützt durch die deutsche Förderpolitik der letzten Jahre, sehr gut entwickelt hat und große Exporterfolge aufweisen kann.

Zur Verbesserung der Beschäftigungswirkungen in diesem Bereich werden folgende Anpassungen empfohlen:

- Die staatliche Förderung sollte tendenziell dort ausgebaut werden, wo betriebswirtschaftlich risikoreiche Verfahren Aussicht auf technologische Durchbrüche oder Innovationen bieten, und sie sollte dort reduziert werden, wo mit Hilfe der Fördermaßnahmen lediglich bekannte Standardtechnologien verbreitert werden.
- Der Mitteleinsatz sollte deutlich zugunsten von F&E-Aktivitäten umgeschichtet werden, welche auf die Schaffung von technologieorientierten Arbeitsplätzen ausgerichtet sind.
- Im Rahmen von global ausgerichteten Marktstudien sollten jene Bioenergie-Linien und Konversionstechnologien identifiziert werden, von denen zu erwarten ist, dass sie künftig im weltweiten Maßstab das Geschehen im Bereich Bioenergie bestimmen.

Ausrichtung staatlicher Institutionen überdenken

Um die technologische Entwicklung im Bereich der nachwachsender Rohstoffe und auch die Markteinführung voranzubringen, hat die Bundesrepublik Deutschland vor über einem Jahrzehnt die „Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)“ gegründet und in jüngster Vergangenheit die Einrichtung eines „Deutschen Biomasse-Zentrums“ auf den Weg gebracht.

Hinsichtlich der künftigen Ausrichtung dieser beiden Einrichtungen lassen sich nach Auffassung des Beirats aus hier gewonnenen Erkenntnissen sowie den verfügbaren forschungspolitischen Befunden folgende Empfehlungen ableiten:

- Der Ansatz, die Projektförderung über die FNR zu bündeln, ist im Grundsatz richtig. Allerdings ist die FNR in ihrer gegenwärtigen Struktur nicht optimal für die Politikberatung im Bereich Bioenergie aufgestellt. Es sollte eine Schwerpunktlegung auf jene Bioenergie-Linien vorgenommen werden, die aus klimaschutzpolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht sowie unter Beachtung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit besonders Erfolg versprechend sind. Dabei müsste dem effizientesten Weg zum nachhaltigen Klimaschutz Vorrang vor anderen Zielen gegeben werden, unabhängig von der regionalen Herkunft und von der Art der regenerativen Energien. Der Beirat empfiehlt die Einrichtung eines Wissenschaftlichen Beirats, der die Arbeit der FNR begleitet und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Förderstrategie in diesem Bereich gibt.
- Der Beirat hält die geplante Einbettung des Deutschen Biomasse-Forschungszentrums in die deutsche Forschungslandschaft aus forschungspolitischer Sicht für einen Schritt in die falsche Richtung. Zum einen sieht er die Gefahr, dass die institutionelle Zersplitterung der Forschung in Deutschland weiter zunimmt. Zum anderen hält er es für unglücklich, dass die Bundespolitik sich künftig in Fragen der Bioenergieförderung in erster Linie von einem Institut beraten lassen will, dessen Existenz von der Förderung der Bioenergie abhängt und das nicht den üblichen wissenschaftlichen Evaluationsmechanismen unterworfen ist. Bei dieser Konstellation besteht das erhöhte Risiko einer verzerrten Politikberatung. Der Beirat empfiehlt deshalb der Politik, die neue Einrichtung nach Maßgabe ihrer primären Zielsetzung in eine der vorhandenen Strukturen (z. B. WGL, Helmholtz, Ressortforschung) zu integrieren. Wenn sich die wissenschaftliche Arbeit primär auf die Verbesserung politischer Rahmenbedingungen beziehen soll, ist eine Integration in die Ressortforschung geboten. Wenn die technische Entwicklung forciert werden soll, könnte dies auch über die Aufstockung des Budgets der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe erfolgen.

6.4 Politikempfehlungen zu einzelnen Bioenergie-Linien

Auf der Grundlage der allgemeinen Empfehlungen zur Bioenergiepolitik (Kapitel 6.3) sowie der vorgenommenen Analysen in den Kapiteln 4 und 5 werden folgende Empfehlungen zu den einzelnen Bioenergie-Linien abgeleitet.

Wärme- und Stromerzeugung durch Biomasse-Verbrennung

Die Erzeugung von Wärme aus Biomasse hat in Deutschland eine lange Tradition. Sie stellt eine relativ kostengünstige Klimaschutzpolitische Option dar, und viele Anlagen sind weitgehend ohne Förderung rentabel. Daher sollte die Politik darauf achten, dass dieses Biomasse-Segment nicht durch eine überzogene Förderung anderer Segmente im Wettbewerb zurückfällt. Die biogene Wärmeerzeugung könnte noch größere Beiträge zu den klimapolitischen Zielen leisten, wenn folgende Empfehlungen beherzigt würden:

- Die Besteuerung von Heizöl und Erdgas sollte schrittweise an die Besteuerung der anderen fossilen Energieträger angepasst werden, damit die Verbraucher auch in diesem Segment der Energiewirtschaft die negativen externen Effekte fossiler Brennstoffe in ihre Entscheidungen einbeziehen. Dadurch würde die Nachfrage nach regenerativen Brennstoffen gestärkt werden. Entstehende soziale Härten könnten über sozialpolitische Maßnahmen abgemildert werden.
- Im Rahmen der bestehenden Förderung der Bioenergie im Wärmebereich sollte – wie bereits im Zuge der Neufassung des Marktanreizprogramms (MAP) diskutiert – ein Schwerpunkt auf die Förderung von Nahwärmenetzen gelegt werden.
- Wärmegeführte KWK-Anlagen sollten im Rahmen des MAP besonders gefördert werden. Sie ermöglichen die Nutzung von Strom und Wärme zu jeder Betriebszeit und weisen deshalb eine höhere Energieeffizienz auf als die stromgeführten KWK-Anlagen. Deshalb erscheint hier – im Unterschied zu den Biogasanlagen (s. u.) – eine betriebsgrößenabhängige Differenzierung der Einspeisevergütung gerechtfertigt.
- Vermehrt sollten Modellvorhaben durchgeführt werden, in denen unterschiedliche Organisationskonzepte erprobt werden. Diese Modellvorhaben sollten mit einer sozioökonomischen Begleitforschung versehen werden, die bereits vor Maßnahmenbeginn einsetzt.
- Die Forschung zur Verminderung der Emissionen bei der Verbrennung von Biomasse sollte verstärkt werden. In die Verfahrensvergleiche sollte auch die Mit-Verbrennung von Biomasse in Heizkraftwerken bzw. Kraftwerken einbezogen werden.
- Die Co-Verbrennung von Stroh sollte in das EEG aufgenommen werden, um Anreize für eine energetische Nutzung des Strohs (unter Einhaltung der Vorgaben hinsichtlich eines hinreichenden Humusersatzes) zu geben. Auf diese Weise kann ein relativ effizienter Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

- Die Getreideverbrennung sollte, abgesehen von eventuell zu beachtenden Emissionsproblemen, grundsätzlich nicht anders bewertet werden als zum Beispiel die Biodiesel- oder Bioethanolnutzung zum Antrieb von Kraftfahrzeugen oder die Verbrennung von Holzhackschnitzeln.
- Die öffentlich finanzierte Pflanzenzüchtung im Bereich der schnellwachsenden Baumarten sollte verstärkt werden, und es sollten Gespräche mit der privaten Pflanzenzüchtung darüber geführt werden, wie deren Engagement in diesem Segment erhöht werden kann.

Viele dieser Einzelvorschläge würden sich erübrigen, wenn die im ersten Punkt angeregte Anpassung der Preise für Heizöl und Erdgas umgesetzt und die Förderung der klimapolitisch weniger effizienten Segmente Biogas und Biokraftstoffe zurückgefahren würde.

Strom- und Wärmeerzeugung durch Biomasse-Vergärung (Biogas)

Biogasanlagen können, richtig eingesetzt, einen wertvollen Beitrag zum Klimaschutz leisten. In den vergangenen Jahren haben sich zahlreiche Landwirte jedoch durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu Investitionen in Biogasanlagen verleiten lassen, die sich als Fehlinvestitionen herausgestellt haben und darüber hinaus auch ineffizient für den Klimaschutz sind. Dieses Ergebnis steht in keinem vernünftigen Verhältnis zum erheblichen Subventionsaufwand, der mit dem EEG langfristig festgeschrieben wurde. Für die künftige Förderung neuer Biogasanlagen empfiehlt der Beirat deshalb folgende Kurskorrekturen:

- Die Einspeisungsvergütungen für Strom aus Biogas sollten so angepasst werden, dass sich Investitionen in Biogasanlagen nur noch lohnen können, wenn die Anlagen (a) auf Basis von Gülle bzw. Reststoffen laufen und (b) ein rentables Wärmekonzept haben. Die Vergütungsstruktur sollte umgestellt werden mit dem Ziel, die Nutzungskonkurrenz auf dem Ackerland zu vermindern und einen möglichst großen Anreiz für die Verwertung von Reststoffen zu bieten.
- Da der Neubau von Biogasanlagen auf Maisbasis bei den gegenwärtigen Preiskonstellationen trotz „Nawaro-Bonus“ nicht rentabel ist, würde wahrscheinlich auch eine leichte Anhebung dieses Bonus, wie sie derzeit im Zuge der EEG-Debatte diskutiert wird, keinen größeren Schaden anrichten. Gleichwohl würde die Politik mit dieser Anhebung ein falsches Signal setzen, und bei einem sinkenden Weltagrarpreisniveau würden auch erneut Investitionen angeregt, die aus klimapolitischer Sicht nicht sinnvoll sind. Um die Ausrichtung der Biogas-Branche auf die Verwertung von Reststoffen zu unterstützen, empfiehlt der Beirat den „Nawaro-Bonus“ (0,06 €/kWh) für Neuanlagen komplett abzuschaffen, die Grundvergütung anzuheben (0,03 €/kWh) und einen „Gülle-Bonus“ (0,03 €/kWh) einzuführen für jenen Anteil des Stroms, der aus Gülle gewonnen wird. Für Neuanlagen wie für Altanlagen, bei denen bekanntlich der „Nawaro-Bonus“ vertraglich festgeschrieben ist, sollte die Negativliste der Substrate

- abgeschafft oder die Positivliste entsprechend erweitert werden. Auf diese Weise sinken die Substratkosten für alle Anlagen, und es wird ein hoher Anreiz zur Verwendung von Reststoffen geschaffen. Durch gesonderte Gesetzgebung ist sicherzustellen, dass keine hygienisch oder toxikologisch bedenklichen Substrate eingesetzt werden.
- Der „Technologie-Bonus“ sollte auf technologische Neuerungen beschränkt bleiben, welche im Erfolgsfall die Biogas-Linie unter klimapolitischen Aspekten einen großen Schritt weiter bringen können, derzeit aber besondere betriebswirtschaftliche Risiken beinhalten. Die Anzahl der hierdurch förderfähigen Anlagen sollte von vornherein begrenzt werden. Wenn die geförderte Technik zu einem späteren Zeitpunkt als etabliert gelten können, sollte sie aus der Bonus-Liste gestrichen werden. Die Bundesregierung sollte die Biogas-Branche im Rahmen ihrer Möglichkeiten dabei unterstützen, den Technologie- und Anlagenexport weiter zu verstärken und die Marktanteile auf dem Weltmarkt auszubauen.
 - Der „KWK-Bonus“ führt grundsätzlich in die richtige Richtung (Nutzung von Strom und Wärme), lädt jedoch zum Missbrauch ein, indem die Investoren auch nicht sinnvolle Wärmeverwendungen installieren, um möglichst viele Zuschläge zum Strompreis zu erlangen. Dies durch detaillierte Verordnungen auszuschließen, dürfte kaum möglich sein. Der Beirat empfiehlt diesen Bonus zunächst noch beizubehalten und im Rahmen einer Begleitforschung die Wirkungen näher zu analysieren.
 - Die Staffelung der Einspeisevergütungen zugunsten von kleinen Biogasanlagen sollte abgeschafft werden. Durch den vom Beirat vorgeschlagenen Güllebonus würde sichergestellt, dass kleine Anlagen dort, wo sie klimapolitisch sinnvoll sind, hinreichend gefördert werden. Eine weiter erhöhte Subventionierung extrem kleiner Biogasanlagen an Standorten, an denen nur sehr wenig Gülle anfällt, wäre volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.
 - Im Hinblick auf die Direkteinspeisung von Biogas ins Erdgasnetz empfiehlt der Beirat, die hier laufenden F&E-Arbeiten weiter zu intensivieren. Solange die Abklärung wichtiger Fragen zu technischen, ökonomisch-organisatorischen Aspekten sowie zu den CH₄-Emissionen der Biogas-Aufreinigung noch aussteht, sollte jedoch in der praktizierten Biogasförderung noch kein Strategie-Wechsel in Richtung Direkteinspeisung vorgenommen werden. Sobald die technischen Probleme gelöst sind, sollte das EEG dahingehend geändert werden, dass – abgesehen von den Gülleanlagen – ein Vorrang für die Gaseinspeisung fixiert wird.
 - Die Investitionsförderung von Biogasanlagen sollte eingestellt werden. Eine derartige Förderung wäre im Prinzip nur unter dem Aspekt der Technologieförderung sinnvoll; diesem Aspekt wird jedoch durch den Technologie-Bonus hinreichend Rechnung getragen, und eine Doppelförderung durch eine ergänzende Investitionsförderung sollte unterbleiben.

- Die Bundesländer sollten ihre Bemühungen verstärken, eine möglichst lückenlose Dokumentation und Begrenzung der Nährstoffüberschüsse auf landwirtschaftlichen Betrieben zu erwirken. Dies ist im Zusammenhang mit der Bioenergiepolitik deshalb von Bedeutung, weil die verstärkte Förderung der güllebasierten Anlagen – ohne eine wirksame Kontrolle der Nährstoffmengen – zu einer Erhöhung der regionalen Nährstoffüberschüsse und damit auch zu einer Verschärfung der Treibhausgas-Emissionen führen kann.

Kraftstoffherstellung aus Biomasse

Die Förderung des Einsatzes von Biokraftstoffen ist aus Klimaschutzpolitischer Sicht keine sinnvolle Option, denn sie ist im Vergleich zu anderen klimapolitischen Optionen sehr kostspielig und bringt – zumindest bei den derzeit verbreiteten Linien Biodiesel und Bioethanol (Inlandsproduktion) – eine vergleichsweise geringe CO_{2äq}-Vermeidungsleistung je Hektar. Während in anderen Sektoren der Volkswirtschaft eine CO_{2äq}-Vermeidung zu Kosten von 20 bis 30 €/t CO_{2äq} bewerkstelligt werden könnte, erzwingt die Politik hier eine CO_{2äq}-Vermeidung, die fünf- bis zehnfach höhere Kosten verursacht. Das bedeutet, dass mit den hier eingesetzten Finanzmitteln nur ein Bruchteil des möglichen Klimaschutzes erreicht wird.

Deshalb wäre es aus klimapolitischer Sicht sinnvoller, die Mineralöl- und die Automobilbranche zu veranlassen, sich an Klimaschutzprojekten in anderen Teilen der Volkswirtschaft zu beteiligen (z. B. Biomasse zur Wärmeerzeugung, dadurch Einsparung von Heizöl), und im Gegenzug zuzulassen, dass der Transportsektor bis zur Entwicklung neuer Technologien nur einen relativ geringen Beitrag zum Klimaschutz leistet. Dementsprechend ist zu empfehlen, dass sich die Politik im Transportbereich besonders auf die Technologieförderung konzentriert, anstatt sich hier mit Mengenvorgaben für die wenig effizienten Biokraftstoffe der ersten Generation zu verausgaben.

Sollte die Politik im Biokraftstoffsegment nicht primär Klimaschutzziele, sondern Versorgungssicherungsziele zugrunde legen, so wäre ebenfalls eine Neuausrichtung der Förderpolitik anzuraten (vgl. Kapitel 6.2). Je nachdem, welche Zielsetzung hier exakt verfolgt werden soll, müsste die Politik entweder konsequent auf Biogas-Kraftstoffe aus dem Inland (Direkteinspeisung ins Erdgasnetz) setzen oder aber auf die vertragliche Absicherung von Biokraftstoff-Importen aus Übersee.

Nach Auffassung des Beirats ist folgende Ausrichtung der Biokraftstoff-Politik empfehlenswert:

- Da der Beirat dem Klimaschutz höchste Priorität beimisst und da die Biokraftstoffe aus klimapolitischer Sicht keine effiziente Lösung darstellen, wird empfohlen, dass die Politik die Beimischungsziele für Biokraftstoffe schrittweise wieder rückgängig macht. Auch ohne Beimischungspflicht werden sich die Biokraftstoffe infolge hoher

- Erdölpreise weltweit weiter ausbreiten, allerdings an den hierfür bestgeeigneten Standorten, bei den bestgeeigneten Kraftstoffen und mit dem optimalen Beitrag zum Klimaschutz.
- Gelingt der Abbau der Beimischungsziele in Deutschland und der EU nicht, sollten zumindest die nach Biodiesel und Bioethanol differenzierten Unterquoten abgeschafft werden, um eine Ausrichtung auf die kostengünstigsten Rohstoffquellen zu ermöglichen.
 - Die Bundesregierung sollte sich dafür einsetzen, dass die Bedingungen für einen freien Handel mit Biokraftstoffen schrittweise verbessert werden. Das betrifft insbesondere den Abbau des Zollschatzes für Alkohol. Aus Gründen des Vertrauensschutzes wird sich ein vollständiger Zollabbau kurz- und mittelfristig nicht realisieren lassen. Um die Planungssicherheit für die Wirtschaft zu verbessern, sollte die Bundesregierung aber klar kommunizieren, dass sie langfristig von einem vollständigen Abbau des Zollschatzes für Alkohol ausgeht.
 - Bei der Weiterentwicklung der Beimischungsregelungen im Dieselsegment sollte darauf geachtet werden, dass sich die technischen Normen ausschließlich an den technischen Anforderungen der Automobilwirtschaft und nicht am Ziel einer Bevorzugung inländisch produzierter Rohstoffe orientieren.
 - Die Steuerbegünstigung für Reinkraftstoffe sollte aus Gründen des Vertrauensschutzes noch für eine Übergangszeit fortgeführt werden, danach jedoch komplett auslaufen.
 - Die Bundesländer sollten keine Investitionen von Pflanzenölpresen in landwirtschaftlichen Betrieben fördern.
 - Die technische und ökonomische Forschung über die Biokraftstoffe der 2. Generation sollte vorangetrieben werden. Die Politik sollte allerdings zum gegenwärtigen Zeitpunkt davon Abstand nehmen, Politikmaßnahmen zur breiten Markteinführung zu ergreifen (z. B. Steuerbefreiungen oder Beimischungsverpflichtungen für die fernere Zukunft). Solche Maßnahmen sollten erst dann in Betracht gezogen werden, wenn ein wissenschaftlich geprüftes und positiv bewertetes Szenario vorliegt, in dem überzeugend dargelegt wird, welches Segment der Kraftfahrzeugflotte auf welcher Rohstoffbasis und mit welchen Markt- und Ökosystemwirkungen auf Biokraftstoffe der 2. Generation umgestellt werden soll.

Schlussbemerkung

Der Wissenschaftliche Beirat hat mit den zahlreichen Empfehlungen, die im letzten Teil dieses Gutachtens zusammengefasst wurden, konkrete Hinweise zur Weiterentwicklung der Bioenergiepolitik in Deutschland gegeben. Er entspricht damit einem häufig geäußerten Wunsch der Politik.

Erfahrungsgemäß birgt eine derartige Auflistung konkreter Empfehlungen aber das Risiko, dass sich die Politik nur jene Punkte aus der Liste herausgreift, die sich ohne größere Wi-

derstände umsetzen lassen, und die anderen (möglicherweise wichtigeren) Punkte übergeht. Ein weiteres Risiko liegt darin, dass die Orientierung auf die Details den Blick für die wichtigen übergeordneten Aspekte verstellt.

Deshalb möchte der Beirat noch einmal deutlich hervorheben, dass er die allgemeinen Empfehlungen im Kapitel 6.3 für wichtiger hält als die detaillierten Empfehlungen im Kapitel 6.4. Mit dem Drehen an kleinen Schrauben wird es nicht gelingen, jene Probleme, die die Politik mit der Förderung der Bioenergie lösen möchte, tatsächlich in den Griff zu bekommen.

7 Literaturverzeichnis

- ACTI – TÖPFER INTERNATIONAL (2007): Statistische Informationen zum Getreide- und Futtermittelmarkt, Edition Oktober 2007
<http://www.acti.de/media/Statistikbroschuere-Oktober07-new.pdf>
- AGRA-EUROPE (2007) Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung. agra-europe 36/07, Dokumentation
- ALBONBY P, BATCHELOR R (2005): Kohlekraftstoff ist konkurrenzfähig. Handelsblatt, 2006-09-14
- AMON T, DÖHLER H (2006): Qualität und Verwertung des Gärrestes. In: FNR (Hrsg.): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, 3. überarbeitete Auflage, Gülzow
- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E. V. (2007): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2006, Stand Juli 2007. Im Auftrag der AG bearbeitet vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, und vom Energy Environment Forecast Analysis (EEFA), Köln
- ASSOCIATION TECHNIQUE ENERGIE ENVIRONNEMENT, ATEE (2007): Information bzgl. der Einspeisevergütung für Strom aus Biogas in Frankreich. www.biogaz.atee.fr
- AUER H (2007): Arbeitszeiten in der Erfassung und Schlachtung. Geschäftsführer der Erzeugergemeinschaft Oberbayern Ost und Niederbayern eG, persönliche Mitteilung, 31.07.2007
- BAKAN S, RASCKE A (2002): Der natürliche Klimateffekt. Promet, Jahrg. 28, Nr.3/4, 85-94
- BERENZ S, HOFFMANN H, PAHL H (2007): Konkurrenzbeziehungen zwischen der Biogaserzeugung und der tierischen Produktion. In: HEISSENHUBER A, KIRNER L, PÖCHTRAGER S, SALHOFER K: Agrar- und Ernährungswirtschaft im Umbruch, Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften des Landbaues e. V., Band 42, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup
- BODE S, GROSCURTH H (2006): Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis, HWWA Discussion Paper 348.
http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Kosten/HWWA_EEG_drueckt_Strompreis.pdf
- BÄRNINGER M, MATTHIES K (2005): Rohstoffmärkte 2030: Entwicklungen für Öl, Gas und Kohle. HWWI Update, Ausgabe 05 2005, 3
- BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFT, BGR (2005): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005. Kurzstudie, Stand 31.12.2005
- BUNDESGESETZBLATT. BGBl (2004): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40, Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich
<http://217.160.60.235/BGBl/bgbl1f/bgbl104s1918.pdf>

- BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN, BMF (2006): Zusammensetzung der Benzin-, Diesel- und Heizölpreise. Manuskript, 30. August 2006
- BUNDESMINISTERIUM FÜR ERNÄHRUNG, LANDWIRTSCHAFT UND VERBRAUCHERSCHUTZ, BMELV (Hrsg.) (2006): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2006. Landwirtschaftsverlag GmbH Münster-Hiltrup, Bonn
- BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT, BMU (2007a) Sigmar Gabriel: Klimaschutz nutzt auch Verbrauchern und Wirtschaft, Presseerklärung 224 des BMU zu den Meseberger Beschlüssen des Bundeskabinetts
http://www.bmu.de/pressemitteilungen/aktuelle_pressemitteilungen/pm/39877.php
- BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT, BMU (2007b): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Stand: Juni 2007
http://www.zsw-bw.de/info/brochures/broschuere_ee_zahlen_2007_de.pdf
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT, BMWA (2006): EWI/Prognos-Studie, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV, Dokumentation Nr. 545
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE, BMWi (2007): Energiekosten der privaten Haushalte. Energiedaten, Tabelle 28, letzte Änderung 23.4.2007
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE, BMWi, BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT, BMU (2006): Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006
- BVDF (Bundesverband der Deutschen Fleischwarenindustrie) (2007): Umsatz, Beschäftigte und Arbeitsstunden im produzierenden Ernährungsgewerbe 1. (Abrufdatum: 05.07.2007)
- C.A.R.M.E.N. (2007): Preisentwicklung bei Holzhackschnitzeln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas
<http://www.carmen-ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnipreise.html>
- CRUTZEN PJ, MOSIER AR, SMITH KA, WINIWARTER W (2007): N₂O release from agro-biofuel production negates global warming reduction by replacing fossil fuels. Atmos Cjem. Phys. Discuss., 7, 11191-11205
- CZISCH G, KRONSHAGE S, TRIEB F (2005): Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung. FVS Themen 2001, 51-63
- DAPICE D (2004): Strategy for an Energy-Starved World: Go Coal! Yale Centre for the Study of Globalization. YaleGlobal Online, July 15, 2004

- DER SOLARSERVER (2004): Solarstromkraftwerk Leipziger Land: weltgrößte Photovoltaikanlage tritt an Stelle des Kohleabbaues
Download von www.solarserver.de/solarmagazin am 27.11.2007
- DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR, DENA (2006): Biomass to Liquid – BtL Realisierungsstudie Zusammenfassung
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/mobilitaet/BtL_Realisierungsstudie.pdf
- DEUTSCHE PHYSIKALISCHE GESELLSCHAFT, DPG (2005): Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990 -2020. Bad Honnef, 2005
- DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT E.V., DLR (2006): Trans-Mediterraner Solarstromverbund Trans-CSP. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- DOORNBUSCH R, STEENBLICK R (2007): Biofuels: Is the cure worse than the disease? OECD round table on development. OECD SG/SD/RT(2007)3
- DROLLAS L (2007): Making Sense of the Oil Market. Presentation of the Centre for Global Energy Studies (CGES) at the Energy Institute, London, July 4, 2007
- ECKER A (2006): Können Ölsande einen Beitrag zum steigenden Ölbedarf leisten? Präsentation auf der ÖGEW/DGKM Herbsttagung, Oktober 2006
- EMANUEL H (2007): Bedeutung von Biogas für die Integration Erneuerbarer Energien in die Stromversorgung
http://unendlich-viel-energie.de/fileadmin/Hanna_Emanuel_Schmack_Biogas.pdf
- ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT AN DER UNIVERSITÄT ZU KÖLN, EWI (2007): Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Szenariendokumentation 23. Mai 2007. Köln
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA (2007a): Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030. Washington D.C.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA (2007b): International Energy Outlook 2007. www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html
- ENGEL T (2005): Das Elektrofahrzeug als Regelenergiekraftwerk des Solarzeitalters. Manuskript, Object Farm Solarkonzepte, 1-8
- ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, EPA (2006): Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020. Washington D.C.
- EUROPEAN COMMISSION (2006): An EU strategy for biofuels, COM (2006): 34. http://ec.europa.eu/agriculture/biomass/biofuel/com2006_34_en.pdf
- EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR AGRICULTURE AND RURAL DEVELOPMENT (2007): The impact of a minimum 10% obligation for biofuel use in the EU-27 in 2020 on agricultural markets. Agri G-2/WM D (2007)

- EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY AND TRANSPORT (2003): European Energy and Transport Trends to 2030. Luxembourg 2003
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY, EEA (2006): How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? EEA Report No7, 2006
- EUROSTAT (2005): Energy, transport and environment indicators. Data 1992-2002. Pocketbooks, 2005 edition. Luxemburg
- EWI/PROGNOS (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- FARRELL AE, BRANDT AR (2006): Risks of the Oil Transition. Environ. Res. Lett. 1, IOP electronic journals, 014001
- FNR (Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e. V.) (Hrsg.) (2005): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Gülzow
- FNR (Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e. V.) (Hrsg.) (2006a): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. 3. überarbeitete Auflage, Gülzow
- FNR (Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e. V.) (Hrsg.) (2006b): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Gülzow
- GERLING JP, REMPEL H, THIELEMANN T, THOSTE V (2005): Energie hat ihren Preis. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, BGR, Commodity Top News, No 22
- GESAMTVERBAND DES DEUTSCHEN STENKOHLEBERGBAUES, GVSt (2005): Kohleverflüssigung wieder aktuell. Essen
- GIELEN D, UNANDER F (2005): Alternative Fuels: An Energy Technology Perspective. IEA/ETO Working Paper, March 2005
- GILES J (2007): A place in the sun for renewable energy. New Scientist, May 5, 16
- GOVERNMENT OF ALBERTA (2007): Alberta Oil Sands Consultations Multistakeholder Committee Interim Report. www.oilsndsconsultations.gov.ab.ca/docs/Interim_Report_Appendix_Fact_Sheet.pdf
- GRÜNWALD R (2006): Perspektiven eines CO₂- und emissionsarmen Verkehrs – Kraftstoffe und Antriebe im Überblick. Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, Arbeitsbericht Nr. 111
- GRÜNWEG T, PANDER J (2007): Neu aufgeladen. Renaissance der Elektroautos. Spiegel online, 8.1.2007
- HAAS G (2003): Ökobilanz: Wie ökologisch ist der ökologische Landbau? In: Der Kritische Agrarbericht 2003. AgrarBündnis e. V., AG Land- und Regionalentwicklung, Universität Kassel, 128-134

- HAMBURGISCHES WELTWIRTSCHAFTSINSTITUT, HWWI (2005): Szenarien für die langfristige Entwicklung auf den Märkten für Energierohstoffe. Strategie 2030. Gemeinsame Studie der Berenbank und des HWWI
- HASPER K (2006): Was ist von kombinierten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken zu erwarten ?
<http://www.energie-fakten.de/pdf/gud-anlagen.pdf>
- HENNIGES O (2007): Die Bioethanolproduktion – Wettbewerbsfähigkeit in Deutschland unter Berücksichtigung der internationalen Konkurrenz. Josef Eul Verlag, Hohenheim
- HJORT-GREGERSEN K (2006): Mündliche Mitteilung bzgl. der Einspeisevergütung für Strom aus Biogas in Dänemark
- HÜLSBERGEN KJ, KÜSTERMANN B (2007): Überzogene Erwartungen. DLG-Mitteilungen 11/2007, S. 58-61
- ICF CONSULTING (2005): Long Term Crude Oil Supply and Prices. Consultant report, prepared for the California Energy Commission, September 2005
- INSTITUT FÜR ENERGETIK UND UMWELT, IE (Hrsg.) (2006): Förderung der Biogaseinspeisung in Luxembourg, Gesamtbericht
http://www.eco.public.lu/documentation/etudes/2007/01/14_biogaz.pdf
- INSTITUT FÜR ENERGETIK UND UMWELT, IE (Hrsg.) (2007): Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse.
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/36204.php
- INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG, IFEU (Hrsg.) (2004): CO₂-neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe. Endbericht. Im Auftrag von FVV, Frankfurt und ufop, Berlin
http://www.ufop.de/downloads/Co2_neutrale_Wege.pdf
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, IPCC (1996): Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.htm>
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2006a): World Energy Outlook. www.iea.org
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (Hrsg.) (2006b) : Energy Technologies Perspectives. OECD publications, Paris
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2007): World Energy Outlook.
www.iea.org
- INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEN, IWR (2005): CO₂-Ausstoß weltweit.
http://www.iwr.de/klima/ausstoss_welt.html

- ISAACS, E (2005): Canadian Oil Sands: development and future outlook. Alberta Energy Research Institute, Calgary.
- ISERMEYER F, GOCHT A, KLEINHANSS W, KÜPKER B, OFFERMANN F, OSTERBURG B, RIEDEL J, SOMMER U (2005): Vergleichende Analyse verschiedener Vorschläge zur Reform der Zuckermarktordnung – eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft. Landbauforsch. Völkenrode, Braunschweig
- JOINT RESEARCH CENTRE, JRC (Hrsg.) (2007): Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, Version 2c. Conservation of clean air and water in Europe (CONCAWE), European Council for Automotive R&D (EUCAR), European Commission Directorate General, Joint Research Center (JRC)
http://ies.jrc.cec.eu.int/media/scripts/getfile.php?file=fileadmin/H04/Well_to_Wheels/WTW/WTW_Report_231205.pdf
- KALIES M, SCHRÖDER G, BOHNENSCHÄFER W, FRÖHLICH N, MÜLLER M, REICHMUTH M (2007): Schlüsseldaten Klimagasemissionen. Studie des IE Leipzig im Auftrag der UFOP
http://www.ufop.de/downloads/Bericht_Klimagas.pdf
- KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (2005): Aktionsplan für Biomasse. Mitteilungen der Kommission KOM(2006)105 endg
- KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (2006): Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie KOM(2006)105 endg
- KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (2006): Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe. Mitteilung der Kommission KOM(2006)34 endg
- KÜSTERMANN B, KAINZ M, HÜLSBERGEN KJ (2007): Modelling carbon cycles and estimation of greenhouse gas emissions from organic and conventional farming systems. Renewable Agriculture and Food Systems: 23 (0); 1-16
- LAHL U, KNOBLOCH T (2006): Beimischungsgesetz und Biokraftstoffstrategie der Bundesregierung – Vorbild für die EU-Strategie für Biokraftstoffe und der Ratspräsidentschaft Deutschlands in 2007
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/lahl_biokraftstoffquotengesetz.pdf
- LEIBLE L, ARLT A, FÜRNISS B, KÄLBNER S, KAPPLER G, LANGE S, NIEKE E, RÖSCH C, WINTZER D (2003): Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen. Wissenschaftlicher Bericht des Forschungszentrums Karlsruhe
<http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2003/leua03a.pdf>
- LEIBLE L, KÄLBNER S, KAPPLER G, LANGE S, NIEKE E, PROPLESCH P, WINTZER D, FÜRNISS B (2007): Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz. Wissenschaftliche Berichte des Forschungszentrums Karlsruhe
<http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2007/leua07a.pdf>

- LERCHENMÜLLER H, MORIN G, QUASCHNING V (2004): Parabolrinnen- und Fresnel-Technologie im Vergleich. Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme ISE, Freiburg
- MANTZOS L, CAPROS P, KOUVARITAKIS N, ZEKA-PASCHOU M (2003): European Energy and Transport Trends to 2030. Report prepared for the European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Luxembourg 2003
- MAYER-SPOHN O, WISSEL S, VOSS A, FAHL U, BLES L M (2005): Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechniken, Stand 2005. Arbeitsbericht Nr. 1 aus dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER, Universität Stuttgart
- MCKINSEY & COMPANY, INC. (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausmissionen in Deutschland. Studie im Auftrag des BDI
<http://ww2.bdi.eu/initiativen/klimaschutz/initiative/Seiten/Klimastudie.aspx>
- MEYER-MARQUART D, FELDWISCH N (2006): Vorstudie – Rahmenbedingungen und Potenziale für eine natur- und umweltverträgliche energetische Nutzung von Biomasse im Freistaat Sachsen – Abschlussbericht
http://www.umwelt.sachsen.de/lfug/documents/LfUG_Biomasse_Abschlussberichtneu.pdf
- MÜLLER H (2007): Arbeitszeiten Verarbeitung Fleischwaren. Qualitätsmanager bei VION, persönliche Mitteilung, 08.08.2007
- NATIONAL ENERGY BOARD, NEB (2006): Canada's Oil Sands – Opportunities and Challenges to 2015: An Update.
<http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgybfmtn/nrgyrprt/lsnd-eng.html>
- NEMECEK T, FRICK C, DUBOIS D, GAILLARD G (2001): Comparing farming systems at crop rotation level by LCA. In: Geerken T, Mattson B, Olsson P, Johansson E (eds.) Proceedings of the International Conference on LCA in Foods, Gothenburg. SIK, VITO, Gothenburg, 65-69
- NITSCH D (2007): Leitstudie 2007. Aktualisierung und Neubewertung der "Ausbaustrategie erneuerbare Energien" bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050
- NITSCH J, KREWITT W, NAST M, VIEBAHN P, GÄRTNER S, PEHNT M, REINHARD G, SCHMIDT R, UIHLEIN A, BARTHEL C, FISCHEDICK M, MERTNER F (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben von DLR, IFEU, Wuppertal-Institut im Auftrag des BMU, FKZ 90141803
- NUSSER M, SHERIDAN P, WALZ R, WYDRA S, SEYDEL P (2007): Makroökonomische Effekte von nachwachsenden Rohstoffen. Agrarwirtschaft 56 (5/6), S. 238-248
- OLZEM B (2007): Persönliche Auskunft im Rahmen des Fachgesprächs Bioenergie des Wissenschaftlichen Beirats beim BMELV am 1.10.07 in Berlin

- ORGANISATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT, OECD (2004): OECD Economic Outlook No 76, Oil Price developments: Drivers, Economic Consequences and Policy Responses. Paris
- ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, OPEC (2007): World Oil Outlook 2007. Vienna
- OTT M (2007) Perspektiven der Biogas-Nutzung in Deutschland. Vortrag auf der OLB-Fachtagung „Biogas – Energie mit Zukunft“ in Oldenburg am 20.3.2007
- PAUL SCHERRER INSTITUT, PSI (2004): BFE Energieperspektiven: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen. Endbericht (Final Draft) einer Studie für das Bundesamt für Energie, Villigen PSI, Schweiz
- PICARD C (2006): Biokraftstoffe aus Sicht der Mineralölindustrie. Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis (15) 1, 34-41
- PICARD C (2007): Stellungnahme im Rahmen eines Expertengesprächs zum Thema Bioenergie des wissenschaftlichen Beirats beim BMELV am 1.10.07 in Berlin
- PROGNOS/EWI (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln, 17. Juli 2007
- QUASCHNING V (2006): So funktionieren Erneuerbare Energien: Solar und Wind. Vortrag auf dem Greenpeace Energy Congress, 20./21.10.2006
- QUIRIN M, GÄRTNER S, PEHNT M, REINHARDT G (2004): CO₂-Studie: CO₂-neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe – Eine Bestandsaufnahme. Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V. (FVV), Frankfurt
- RADGEN P, CREMER C, WARKETIN S, GERLIN P, MAY F, KNOFF S (2006): Verfahren zur CO₂-Abscheidung und –speicherung. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts UBA, Forschungsbericht 20341110
- RAMESOHL S, ARNOLD K, KALTSCHMITT M, SCHOLWIN F, HOFMANN F, PLÄTTNER A, KALLIES M, LULIES S, SCHRÖDER G, ALTHAUS W, URBAN W, BURMEISTER F (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Endbericht : Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen
http://energytech.at/pdf/biomasse_wuppertalstudie_2005.pdf
- REYNOLDS M (2006): Presentation to the Oil Sands Multistakeholder Committee. Edmonton
- SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN, SRU (2005): Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten. Erich Schmidt Verlag
- SCHLESWIG-HOLSTEINER LANDTAG (2004): Agenda 21- und Klimaschutzbericht Schleswig-Holstein. Bericht der Landesregierung, Drucksache 15/3551
- SCHMIDHUBER J (2006): Impact of increased biomass use on agricultural markets, prices and food security: a longer term perspective. Paper presented to the “international symposium of Notre Europe”, Paris, 27-29 November 2006

- SCHMITZ N (2006): Biokraftstoffe: eine vergleichende Analyse. Berlin, FNR
http://www.pentalco.de/resources/pdf_236biokraftstoffvergleich2006.pdf
- SCHMITZ N (Hrsg.) (2003): Bioethanol in Deutschland. Verwendung von Ethanol und Methanol aus nachwachsenden Rohstoffen im chemisch-technischen und im Kraftstoffsektor unter besonderer Berücksichtigung von Agraralkohol. Landwirtschaftsverlag, Münster
- SCHMITZ N (Hrsg.) (2005): Innovationen bei der Bioethanolerzeugung und ihre Auswirkungen auf Energie- und Treibhausgasbilanzen – neue Verfahren, Optimierungspotenziale, internationale Erfahrungen und Marktentwicklungen. Landwirtschaftsverlag, Münster
- SCHOLWIN F, MICHEL J, SCHRÖDER G, KALIES M (2006): Ökologische Analyse der Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen. Endbericht des Instituts für Energetik und Umwelt, Leipzig
[http://www.energiepflanzen.info/pdf/literatur/pdf_273ie%20\(2007\)%20endbericht_oekobilanzen_final.pdf](http://www.energiepflanzen.info/pdf/literatur/pdf_273ie%20(2007)%20endbericht_oekobilanzen_final.pdf)
- SCHWEINLE J, BEMMANN A, FRANKE E (2007): Betriebswirtschaftliche Rahmenbedingungen der Anlage und Nutzung von Kurzumtriebsplantagen. In: BEMMANN A, FRANKE E (Hrsg.): Tagungsband, 1. Fachtagung Anbau und Nutzung von Bäumen auf landwirtschaftlichen Flächen, Tharandt, 06.-07.11.2006. Tharandt: TU-Dresden, Institut für internationale Forst- und Holzwirtschaft 2006, S. 139-147
- SENDNER H (2007) Erneuerbare Energien in Deutschland – eine Erfolgsgeschichte. Vortrag auf der EnvorMaroc 2007 in Casablanca am 24.-26.10.2007
- SHERWOOD KW, CRAIF JD (2001): Prospects for Development of Alaska Natural Gas: A Review. US Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Resource Evaluation Office, Anchorage
- SOLOMON S, QIN D, MANNING M, ALLEY RB, BERNTSEN T, BINDOFF NL, CHEN Z, CHIDTHAISONG A, GREGORY JM, HEGERL GC, HEIMANN M, HEWITSON B, HOSKINS BJ, JOOS F, JOUZEL J, KATTISOV V, LOHMANN U, MATSUNO T, MOLINA M, NICHOLLS N, OVERPECK J, RAGA G, RAMASWAMY V, REN J, RUSTICUCCI M, SOMERVILLE R, STOCKER TF, WHETTON P, WOOD RA, WRATT D (2007): Technical Summary. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. SOLOMON S, QIN D, MANNING M, CHEN Z, MARQUIS M, AVERYT KB, TIGNOR M, MILLER HL (eds.), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom und New York, NY, USA
- SPECHT M (2003): Kraftstoffe aus erneuerbaren Ressourcen – Potenziale, Herstellung, Perspektiven. FVS Fachtagung: Regenerative Kraftstoffe Entwicklungstrends, Forschungs- und Entwicklungsansätze, Perspektiven, 13.-14.11.2003, Stuttgart
- STAISS F (2007): Jahrbuch erneuerbare Energien 2007. Bieberstein, Radebeul

- STAISS F, KRATZAT M, NITSCH J, LEHR U, EDLER D, LUTZ C. (2006): Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte - Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin
- STERN N (2007): Economics of Climate Change. The Stern Review. Cambridge University Press.
- THRÄN D, WEBER M, SCHEUERMANN A, FRÖHLICH N, ZEDDIES J, HENZE A, THOROE C, SCHWEINLE J, FRITSCHKE UR, JENSEIT W, RAUSCH L, SCHMIDT K (2005): Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. Analysen im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern. Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig
- TRIEB F, MÜLLER-STEINHAGEN H (2007): Europe – Middle East – North Africa Cooperation for Sustainable Electricity and Water. Sustainability Science, Vol. 2, 1862-4057 (online)
- UMWELTBUNDESAMT, UBA (2007): Umweltdaten Deutschland online. <http://www.env-it.de/umweltdaten/public/document/>
- UNION ZUR FÖRDERUNG VON OEL- UND PROTEINPFLANZEN, UFOP (2007): Die aktuelle Biokraftstoffgesetzgebung. Stand 01/07. Berlin.
- UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME, UNDP (2004): World Energy Assessment. Overview, 2004 update. New York.
- VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT, VDEW (2007): Energie-Info – Endenergieverbrauch in Deutschland 2005. Berlin, März 2007.
- VETTER A (2006): Betriebswirtschaftlicher Vergleich und Ertragsoptimierung beim Anbau von Energiepflanzen. Vortrag am 09.03.2006
http://www.fnr-server.de/cms35/fileadmin/allgemein/pdf/veranstaltungen/dechema_2006/Praesentationen/Vetter.pdf
- WEGENER JK (2006): Treibhausgas-Emissionen in der deutschen Landwirtschaft – Herkunft und technische Minderungspotenziale unter besonderer Berücksichtigung von Biogas. Dissertation, Göttingen
- WEILAND P (2007): Biogas – Stand und Perspektiven der Erzeugung und Nutzung in Deutschland. In: DAF (Hrsg.): agrar spectrum: Energie aus Biomasse – weltwirtschaftliche, ressourcenökonomische und produktionstechnische Perspektiven. DLG-Verlag, Frankfurt a. M.
- WEINDLMAIER J (2006): Arbeitszeitaufwand für Milcherfassung und -verarbeitung in Molkereien. Leiter der Professur für Betriebswirtschaftslehre der Milch- und Ernährungsindustrie in Weihenstephan, persönliche Mitteilung, 07.11.2006

- WEISKE A, SCHRÖDER G, MICHEL J (2007): A Balance of Measures: Greenhouse Gas Savings and Mitigation Costs of Measures in Agricultural Production and of Bio-energy Production
http://www.ieep.eu/publications/pdfs/meacap/a_balance_of_measures.pdf
- WIKIPEDIA (2007): Energiesteuergesetz (Deutschland). Download am 27.11.2007
- WORLD COAL INSTITUTE, WCI (2006): Coal to Liquids – an Alternative to Oil. Press Release, 2006-11-14, Richmond-upon-Thames, United Kingdom
- WORLD ENERGY COUNCIL, WEC (2006): Energie für Deutschland 2006. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Berlin
- WORLD ENERGY COUNCIL, WEC (2007): 2007 Global Energy Survey. London
- ZAH R, BÖNI H, GAUCH M, HISCHIER R, LEHMANN M, WÄGER P (2007): Ökobilanz von Energieprodukten – Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen, Studie des EMPA im Auftrag der Bundesämter für Umwelt, Landwirtschaft und Energie der Schweiz
<http://www.news-service.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/8514.pdf>
- ZIEGENBEIN H (2007): Biogene Energieproduktion – eine vergleichende ökonomische Analyse, Masterarbeit, angefertigt am Institut für Betriebswirtschaft der FAL Braunschweig
- ZYBELL G, WAGNER E (2006): Wie setzen sich die Strompreise zusammen (Stand 2006)?
<http://www.energie-fakten.de/pdf/strompreise-2006.pdf>