Johann Heinrich von Thünen-Institut

Landbauforschung
vTI Agriculture and Forestry Research

Sonderheft 318
Special Issue

Klima- und energiepolitische Analyse ausgewählter Bioenergie-Linien

Yelto Zimmer, Stefan Berenz, Helmut Döhler, Folkhard Isermeyer, Ludwig Leible, Norbert Schmitz, Jörg Schweinle, Thore Toews, Ulrich Tuch, Armin Vetter, Thomas de Witte

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Johann Heinrich
von Thünen-Institut

Landbauforschung
vTI Agriculture and Forestry Research

Sonderheft 318
Special Issue

Klima- und energiepolitische Analyse ausgewählter Bioenergie-Linien

Yelto Zimmer[1], Stefan Berenz[2], Helmut Döhler[3], Folkhard Isermeyer[1], Ludwig Leible[4], Norbert Schmitz[5], Jörg Schweinle[1], Thore Toews[6], Ulrich Tuch[1], Armin Vetter[7], Thomas de Witte[1]

1 Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2 TU München, 3 KTBL,
4 Forschungszentrum Karlsruhe, 5 meó consult, 6 Justus Liebig Universität Gießen,
7 Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://www.dnb.ddb.de abrufbar.

Johann Heinrich von Thünen-Institut

2008

Landbauforschung
vTI Agriculture and Forestry Research

Johann Heinrich von Thünen-Institut

Bundesforschungsinstitut für
Ländliche Räume, Wald und Fischerei (vTI)

Bundesallee 50, 38116 Braunschweig,
Germany

landbauforschung@vti.bund.de
www.vti.bund.de

Preis / Price 14 €

ISSN 0376-0723
ISBN 978-3-86576-043-2

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Methodik und Rahmendaten 3

2.1 Auswahl der Bioenergie-Linien 3

2.2 Kennzahlen, Berechnungsmethoden, Aussagefähigkeit 4
2.2.1 Betriebswirtschaftliche Analyse 4
2.2.2 Volkswirtschaftliche Analyse 9

3 Wärmeproduktion auf Basis biogener Rohstoffe 17

3.1 Einleitung 17

3.2 Hackschnitzel-Heizung auf Basis einer Kurzumtriebsplantage (400 kW_{th}) 18

3.3 Getreide-Heizung (60 kW_{th}) 26

4 Stromproduktion (mit/ohne Wärmenutzung) 31

4.1 Einleitung 31

4.2 Biogasanlage auf Güllebasis (150 kW_{el}) 35

4.3 Biogasanlage auf Maisbasis (500 kW_{el}) 39

4.4 Biogasanlage auf Maisbasis mit Gaseinspeisung und verbrauchsnaher KWK-Anlage (1.000 kW_{el}) 47

4.5 Hackschnitzel-HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW_{el}) 51

4.6 Co-Verbrennung von Stroh oder Hackschnitzeln im Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil; 50 MW_{el}) 55

5 Biokraftstoffe 61

5.1 Einleitung 61

5.2 Biodieselanlage (100.000 t/a) 66

5.3 Ethanol 71
5.3.1 Ethanolanlage auf Basis Weizen (200.000 t/a) 72
5.3.2 Ethanol aus Zuckerrüben 76
5.3.3 Ethanol aus Zuckerrohr 77
5.3.4 Ethanol aus Lignocellulose 79

5.4 Biogasanlage zur Produktion von Kraftstoff (2,5 MW_{CH4}) 81

5.5 Biomass-to-Liquid (BtL) 85

6 Vergleichende Bewertung der Bioenergie-Linien 89

6.1 Synopse der technischen Charakteristika für die untersuchten Anlagen 89

6.2 Vergleichende Beurteilung der analysierten Bioenergie-Linien 93
6.2.1 Vergleich der $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten 93
6.2.2 Vergleich der Flächenproduktivität 95
6.2.3 Vergleich der $CO_{2äq}$-Vermeidung pro Hektar 96
6.2.4 Vergleich der gezahlten und erforderlichen Subventionen 98

6.3 Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien 99

6.4 Sensitivitätsanalysen 102
6.4.1 Variation des Agrarpreisniveaus 103
6.4.2 Variation des Energiepreisniveaus 104
6.4.3 Szenariorechnung „Erdgas-BHKW statt deutscher Strom-Mix“ 106
6.4.4 Szenariorechnung „Höhere Lachgasemissionen aus der Stickstoffdüngung“ 108

7 Fazit 111

8 Literaturverzeichnis 115

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 2.1:	Entwicklung der Weltmarktpreise für ausgewählte pflanzliche Produkte (cif Rotterdam bzw. Hamburg)	5
Abbildung 2.2:	Preisentwicklung in Deutschland bei Holzhackschnitzeln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas	8
Abbildung 4.1:	Entwicklung der Biogasanlagen in Deutschland	32
Abbildung 4.2:	Entwicklung und Größenverteilung von Biomasse(heiz)kraftwerken	33
Abbildung 5.1:	Entwicklung des Biokraftstoffabsatzes in Deutschland (1991 bis 2006)	62
Abbildung 6.1:	$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten ausgewählter Bioenergie-Linien	94
Abbildung 6.2:	Netto-Energieertrag pro Hektar (mit/ohne Gutschrift)	95
Abbildung 6.3:	Netto $CO_{2äq}$-Vermeidung pro Hektar (t $CO_{2äq}$/ha)	96
Abbildung 6.4:	$CO_{2äq}$-Vermeidung pro Hektar und $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten	97
Abbildung 6.5:	Subventionen und Subventionsbedarf ausgewählter Bioenergie-Linien	98

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2.1: Agrarrohstoffe und Energieträger: Preise, Heizwerte, $CO_{2äq}$-Emissionen, Energie- und TM-Gehalte 9

Tabelle 3.1: Ertragspotenziale Kurzumtriebsplantagen 18

Tabelle 3.2: Spannbreite der Produktionskosten für Kurzumtriebsplantagen 20

Tabelle 3.3: Deckungsbeiträge Wintergerste (Alternativkultur für KUP) 21

Tabelle 3.4: Wirtschaftlichkeit der Hackschnitzel-Heizung (400 kW_{th}) 22

Tabelle 3.5: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern der Hackschnitzel-Heizung (400 kW_{th}) 24

Tabelle 3.6: Wirtschaftlichkeit der Getreide-Heizung (60 kW_{th}) 27

Tabelle 3.7: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern der Getreide-Heizung (60 kW_{th}) 28

Tabelle 4.1: Wirtschaftlichkeit einer güllebasierten Biogasanlage mit Wärmevermarktung (150 kW_{el}) 37

Tabelle 4.2: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer güllebasierten Biogasanlage mit Wärmevermarktung (150 kW_{el}) 38

Tabelle 4.3: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis ohne Wärmenutzung (500 kW_{el}) 41

Tabelle 4.4: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage auf Maisbasis ohne Wärmenutzung (500 kW_{el}) 42

Tabelle 4.5: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis mit Wärmenutzung (500 kW_{el}) 45

Tabelle 4.6: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage auf Maisbasis mit Wärmenutzung (500 kW_{el}) 46

Tabelle 4.7: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis zur Gaseinspeisung und verbrauchsnaher KWK-Anlage (1.000 kW_{el}) 49

Tabelle 4.8: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage mit Gaseinspeisung und verbrauchsnaher KWK-Anlage (1.000 kW_{el}) 50

Tabelle 4.9: Wirtschaftlichkeit einer HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW_{el}) 53

Tabelle 4.10:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 KW_{el})	54
Tabelle 4.11:	Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil: 50 MW_{el})	57
Tabelle 4.12:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil: 50 MW_{el})	58
Tabelle 4.13:	Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil;50 MW_{el})	59
Tabelle 4.14:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Hackschnitzeln (KUP) in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil; 50 MW_{el})	60
Tabelle 5.1:	Entwicklung der Produktion von Ethanol und Biodiesel im weltweiten Maßstab (2004 bis 2006)	64
Tabelle 5.2:	Wirtschaftlichkeit der Biodieselanlage (100.000 t/a)	69
Tabelle 5.3:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für Biodiesel (100.000 t/a)	70
Tabelle 5.4:	Wirtschaftlichkeit der Weizen-Ethanolanlage (200.000 t/a)	73
Tabelle 5.5:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für Ethanol auf Basis von Weizen (200.000 t/a)	75
Tabelle 5.6:	Klimabilanz und $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten für Ethanol auf Basis von Zuckerrüben	77
Tabelle 5.7:	Wirtschaftlichkeit der Biogasnutzung als Kraftstoff (2,5 MW_{CH4})	82
Tabelle 5.8:	Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern für die Biogasnutzung als Kraftstoff (2,5 MW_{CH4})	84
Tabelle 6.1:	Wesentliche technische Charakteristika der untersuchten Bioenergieanlagen	91
Tabelle 6.2:	Wesentliche Ergebnisse der untersuchten Bioenergie-Linien im Überblick	92
Tabelle 6.3:	Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien	100
Tabelle 6.4:	Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Agrarpreisen	103
Tabelle 6.5:	Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Energiekosten	105

1 Einleitung

In Deutschland hat sich unter dem Einfluss intensiver politischer Förderung eine Vielzahl unterschiedlicher Bioenergie-Linien etabliert. Vor dem Hintergrund der ambitionierten klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sowie angesichts steigender Energiepreise stellt sich die Frage, ob alle bisher geförderten Bioenergie-Linien in gleicher Weise geeignet sind, einen effizienten Beitrag zu diesen klimapolitischen Zielen zu leisten. Ziel dieser Untersuchung ist es darüber hinaus, zu prüfen, wie andere als die bisher geförderten Bioenergie-Linien hinsichtlich ihres Beitrages zum Klimaschutz zu bewerten sind.

Die nachfolgend verglichenen Linien weisen erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Energieerträge, der Produktionskosten, des Wertes der erzeugten Energieträger und des Beitrags zu energie-, klima- und sonstigen politischen Zielen auf. Da die vorgelegte Analyse das Ziel einer klima- und energiepolitischen Bewertung der verschiedenen Optionen verfolgt, werden als zentrale Beurteilungskriterien die spezifischen CO_2-Vermeidungskosten, die CO_2-Einsparungspotenziale sowie die Energieproduktion pro Hektar herangezogen. Eine Bewertung der Beiträge zur Erreichung anderer Politikziele (z. B. Forschungs-, Arbeitsmarkt-, oder Umweltpolitik jenseits der Klimapolitik) erfolgt nicht.

Die Untersuchung ist wie folgt gegliedert: Zunächst wird dargelegt, welche Bioenergie-Linien ausgewählt und welche Analyseinstrumente im Einzelnen eingesetzt werden (Kapitel 2). Im zweiten Schritt werden die ausgewählten Linien beschrieben und hinsichtlich der wichtigsten Parameter analysiert (Kapitel 3 bis 5). Im dritten Schritt erfolgt die vergleichende Darstellung (Kapitel 6). Hierbei werden die Ergebnisse dieser Untersuchung mit Ergebnissen anderer Arbeitsgruppen verglichen. Sensitivitätsberechnungen zeigen dann, wie sich die Ergebnisse bei einer Variation wichtiger Rahmenbedingungen ändern. Abschließend werden die zentralen Erkenntnisse und Schlussfolgerungen in einem Fazit zusammengefasst (Kapitel 7).

Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten Werte zu den einzelnen Bioenergie-Linien von vielen Faktoren, z. B. vom Standort, von der Technologievariante oder von den unterstellten Preisen beeinflusst werden, so dass die Resultate exemplarisch sind und keinen Anspruch auf Allgemeingültigkeit erheben. Vielmehr gelten sie nur für die jeweils definierten Annahmen über die Einflussfaktoren, so dass unter modifizierten Annahmen für jede Bioenergie-Linie eine erhebliche Bandbreite an Ergebnissen möglich ist. Deshalb werden neben den Ergebnissen auch die Berechnungsgrundlagen und Modellannahmen ausführlich dokumentiert. So kann der Leser die Ergebnisse nachvollziehen und gegebenenfalls selbst Variationsrechnungen anstellen.

Trotz dieser Einschränkung wird bei der Vorstellung der Ergebnisse deutlich, dass die Unterschiede zwischen den Bioenergie-Linien bei zentralen Beurteilungskriterien, wie z. B. den $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten, sehr erheblich sind und teilweise mehr als 100 % betragen. Bei derartigen Unterschieden ist es zulässig und naheliegend, die vorgelegten Ergebnisse zum Ausgangspunkt für die Politikgestaltung zu machen.

2 Methodik und Rahmendaten

2.1 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 Anlagetypen)
(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 findet sich in Kapitel 3, 4 und 5.

2.2 Kennzahlen, Berechnungsmethoden, Aussagefähigkeit

2.2.1 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

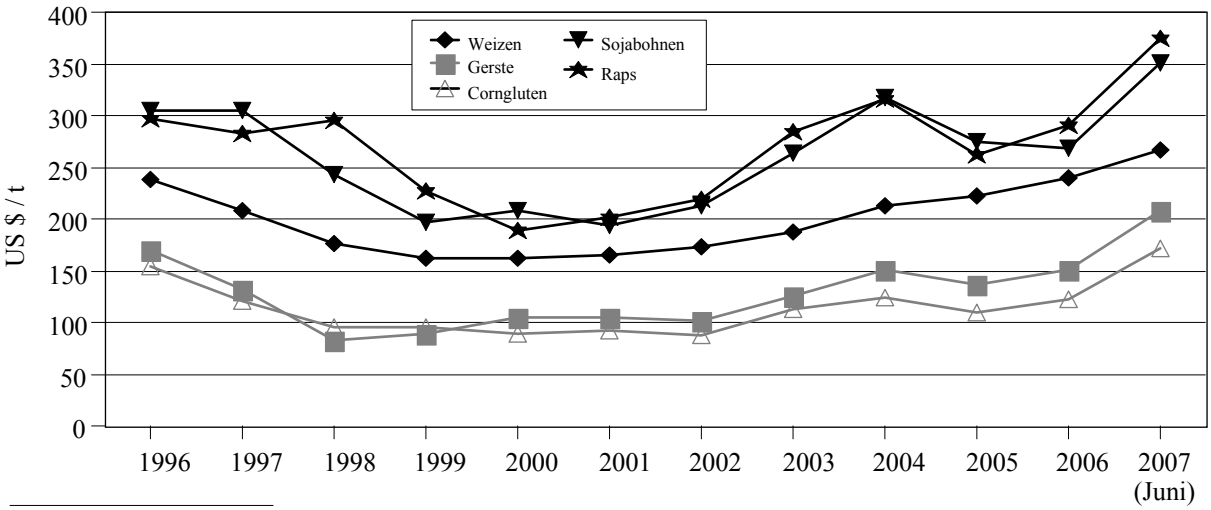
Diese Kennzahlen werden jeweils pro Anlage und Jahr sowie pro kWh ermittelt. Bei der Dokumentation der Werte pro kWh erfolgt jeweils ein Hinweis darauf, in welcher Form die erzeugte Energie vorliegt, in dem ein entsprechender Index angefügt wird („th“ für thermische Energie, „el“ für elektrischen Strom, „EtOH“ für Ethanol, „CH_4“ 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.

Von besonderer Bedeutung für die Rentabilität der Anlagen sind die Annahmen bezüglich der Preise, die sich für den Energieoutput erzielen lassen bzw. diejenigen, die für den Rohstoffinput 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 2.1 und 2.2) und es ist nicht zu erwarten, dass sich die Preisverhältnisse der 1990er Jahre über kurz oder lang wieder einstellen werden.

Abbildung 2.1: 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 voraussichtlich wesentlich stärker am Erdölpreisniveau orientieren wird, weil es dann rentabel wird, Agrarrohstoffe wie Zuckerrohr in Bioenergie umzuwandeln (SCHMIDHUBER, 2006). Andererseits ist zu bedenken, dass die gegenwärtigen Weltmarktpreise für eine Vielzahl von Agrarprodukten wie Weizen, Mais, Soja, Raps, etc. sehr starke Kurzfristschwankungen aufweisen, weil Angebot und Nachfrage in den einzelnen Teilmärkten zeitversetzt auf die neue Knappheitslage dieser Produkte 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 des Jahres 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.

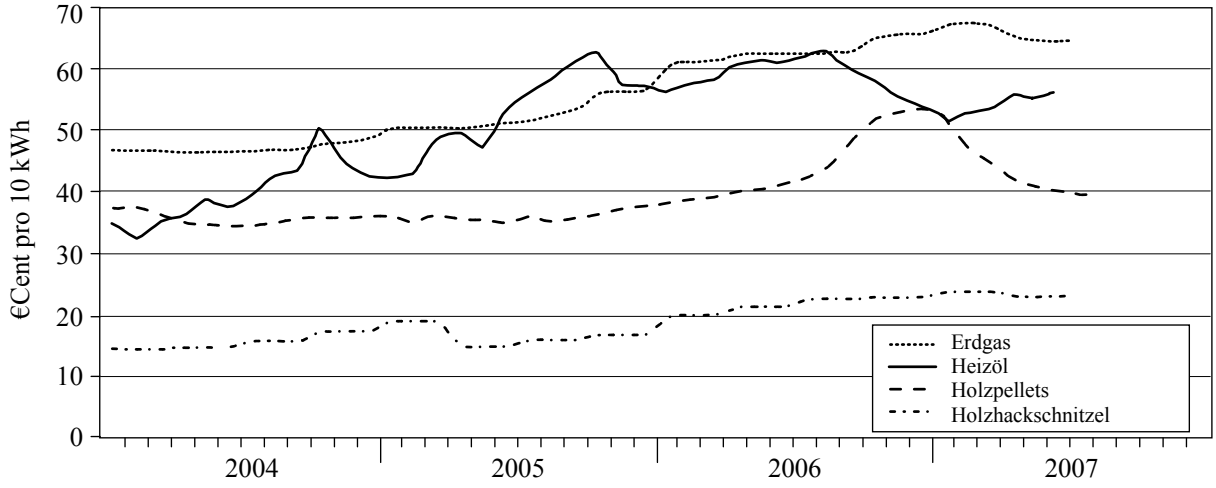
Für die Basiskalkulation wird im Einzelnen von folgenden Ansätzen ausgegangen (vgl. auch Tabelle 2.1):

- Für den künftigen Erdölpreis wird ein Wert von 70 US$/bbl unterstellt. Dementsprechend werden die Preise für Diesel und Benzin (frei Raffinerie, ohne Steuern) mit 0,43 bzw. 0,46 €/l angesetzt.
- Für Strom wird von einem Referenzpreis von 4 ct/kWh$_{el}$ ausgegangen (vgl. ZYBELL/WAGNER, 2006; BODE/GROSCURTH, 2006). Angesichts der Vielzahl von Anlagetypen 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 deutschen Anlagen sind 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, Distributionskosten, Steuern und Abgaben anfallen. Außerdem beinhalten diese Preise die Unternehmergewinne (oder Renten) der Stromanbieter. Ein höherer als der hier unterstellte Strompreis könnte sich durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die anstehende Modernisierung des Kraftwerkparks 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 Wohnraumheizung. Industrieunternehmen, die große Mengen Prozesswärme benötigen und folglich als Großkunden Gas beziehen, erhalten deutlich günstigere Tarife von ca. 4,7 ct/kWh$_{Erdgas}$. Da-

her 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 2.2). 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. Die für KUP-Hackschnitzel zu erwartenden Preise dürften sich nicht wesentlich von denen für Waldhackschnitzel gezahlten Preisen unterscheiden, da Qualität und Verwendung gleich sind. Diese liegen ja nach Region und Transportentfernung zur Konversionsanlage zwischen 60 und 100 €/t TM. Es wird daher ein Preis von 80 €/t TM angesetzt. 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 in Kapitel 3.2 dokumentiert.

Abbildung 2.2: 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 Preiserwartung 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 aber sehr hoch.
- Bei Stroh wird, anders als bei Hackschnitzeln und Silomais, keine Anpassung der Rohstoffkosten an das inzwischen erhöhte Agrarpreisniveau vorgenommen, sondern ein 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 2.1 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 3, 4 und 5 zurückgegriffen wird.

Tabelle 2.1: Agrarrohstoffe und Energieträger: Preise, Heizwerte, $CO_{2äq}$-Emissionen, Energie- und TM-Gehalte

	Preis	Einheit	$CO_{2äq}$-Emissionen (kg $CO_{2äq}$ /kWh)	Ertrag (t FM/ha)	TM-Gehalt (%)	Heizwert kWh_{Hu}/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)]	-	-	-	-	-
Wärme (Erdgas)	0,085	€/kWh [4)]	0,291	-	-	-	
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; Zybell (2006), eigene Erhebungen.

2.2.2 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 Klimaschutzaspekten 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 Klimaschutzstrategien 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 Biogasanlage auf der Basis Gülle ermittelt, weil infolge der Güllenutzung 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 CO_2 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 6.3 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.[1] Kleine Unterschiede in der Methodik bzw. in den Annahmen können zu sehr stark veränderten Ergebnissen führen, weil das Global Warming Potenzial (GWP) von Lachgas um den Faktor 296 höher liegt als das GWP von CO_2.

[1] 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, 2007).

- 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: 118 f.) 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.
- Wird Stroh als Input verwendet, so wird unterstellt, dass nur so viel Stroh abgefahren wird, dass eine ausgeglichene Humusbilanz[2] bestehen bleibt.
- Hinsichtlich der ermittelten $CO_{2äq}$-Bilanzen der verschiedenen Biogasoptionen ist auf verschiedene Unsicherheiten hinzuweisen. Diese betreffen zum einen das Biogasverfahren an sich (z. B. vermiedene Emissionen durch Gülleverwertung, zusätzliche Emissionen aus Gärresten), zum anderen insbesondere die Direkteinspeisung, bei der Methanemissionen auftreten, die sich beim derzeitigen Stand der Technik noch nicht vermeiden lassen. Für diesen so genannten Methanschlupf werden, je nach Annahme und Studie, bisher zwischen 2 bis 6 % der eingespeisten Menge Biogas veranschlagt (RAMESOHL et al., 2006). Da das GWP von Methan um den Faktor 23 über dem GWP von CO_2 liegt, kann ein hoher Methanschlupf dazu führen, dass die $CO_{2äq}$-Bilanz der gesamten Anlage negativ wird. Für den hier vorgenommenen Verfahrensvergleich wird ein Methanschlupf 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

[2] Theoretisch ist es vorstellbar, durch vermehrte Strohabfuhr eine negative Humusbilanz zu erzeugen, die dann durch Ersatzmaßnahmen ausgeglichen werden müsste und damit Wirkungen auf die CO_2-Bilanz der betreffenden Bioenergie-Linie entfaltet.

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 die Form der politischen Förderung umgestellt wurde: Ab dem 01.01.2007 wurde die bisherige Steuerbefreiung abgeschafft und durch eine schrittweise Angleichung an die Besteuerung von fossilen Kraftstoffen ersetzt und zusätzlich durch das Biokraftstoffquotengesetz ein schrittweise steigender Beimischungszwang für Biokraftstoffe eingeführt. 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 **$CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Emissionen um eine Tonne reduziert werden. Die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten sind somit ein Maß für die klimapolitische Effizienz einer Bioenergie-Linie im Vergleich zu anderen klimapolitischen Optionen. Je niedriger die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten einer Bioenergie-Linie ausfallen, desto effizienter kann Klimaschutz mit Hilfe dieser Linie praktiziert werden.

Bei der Kalkulation der $CO_{2äq}$-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 Mehrkosten[3] der biogenen Energieproduktion im Vergleich zur herkömmlichen fossilen Referenz werden durch die pro kWh erzielte Verminderung des $CO_{2äq}$-Ausstoßes geteilt.
- Bei der Berechnung der Mehrkosten der biogenen Energieproduktion werden nur die Nettokosten 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 $CO_{2äq}$-Emissionen mit Hilfe des Substitutionswerts[4] bewertet. Im gewählten Beispiel (DDGS) wird hierbei ermittelt, welche $CO_{2äq}$-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 führen, dass die $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten vielfach negativ ausfallen dürfte. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass z. B. eine Verbesserung der $CO_{2äq}$-Bilanzen der Erzeugung von Ethanol durch die Nutzung von Stroh als Energieträger für die Konversion mit anderen Formen der klimapolitisch motivierten Stroh-

---

[3] 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.

[4] Alternativen zu diesem Ansatz bestehen darin, (a) die insgesamt anfallenden $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten führen. Die Aufteilung der $CO_{2äq}$-Emissionen nach Maßgabe der Wertanteile ist willkürlich und führt insbesondere bei schwankenden Preisen zu unterschiedlichen Werten, ohne dass sich an der tatsächlichen $CO_{2äq}$-Vermeidung etwas verändert hat. Lediglich wenn die energetische Nutzung des Nebenprodukts technisch und ökonomisch tatsächlich stattfindet, ist dieser Ansatz zielführend.

verwertung konkurriert, die – wie noch zu zeigen sein wird – zu deutlich höheren $CO_{2äq}$-Vermeidungen und geringeren $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten führen als z. B. in der Ethanolproduktion.

Die Parameter „Subventionsbedarf je Tonne $CO_{2äq}$" und „Vermeidungskosten je Tonne $CO_{2äq}$" zielen in eine ähnliche Richtung, unterscheiden sich jedoch in einem wichtigen Punkt. Während die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten ausschließlich den volkswirtschaftlichen Ressourcenaufwand zum Ausdruck bringen, der zur Vermeidung der Emission einer Tonne $CO_{2äq}$ erforderlich ist, enthält der Subventionsbedarf zusätzlich noch eine Einkommensumverteilungskomponente. 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 $CO_{2äq}$-Einsparungen getroffen werden müssen, sind die ermittelten $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten grundsätzlich mit einem erheblichen Maß an Unsicherheit verbunden. Geringe Differenzen in den $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten der wesentlichen Alternativen sehr stark unterscheiden, zum Teil um 100 % und mehr. In diesen Fällen erscheint es zulässig, die vorgelegten Ergebnisse zum Ausgangspunkt für die Politikberatung zu machen.

Die absolute Höhe der $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten ist vor allem für den Vergleich zwischen der Bioenergiepolitik und anderen klimapolitischen Optionen von Bedeutung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-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, 2006).

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 zuzuordnende Emissionen wie z. B. Lachgasemissionen infolge der Stickstoffdüngung oder CO_2-Emissionen infolge von Transport und Aufbereitung von Rohöl werden bei den $CO_{2äq}$-Bilanzen berücksichtigt und finden ihren Niederschlag in den $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten. Aufgrund einer unsicheren Datenlage werden indirekte klimarelevante Effekte, die sich z. B. aus der zusätzlichen Inkulturnahme von zuvor nicht ackerbaulich genutzten Flächen ergeben können, nicht berücksichtigt. Weitere ökologische Folgen (z. B. Auswirkungen auf Artenvielfalt durch Waldrodungen oder Pipeline-Leckagen) bleiben sowohl bei den fossilen als auch bei den biogenen Energielinien unberücksichtigt. Angesichts der sehr komplexen Zusammenhänge und der daraus resultierenden unsicheren Datenlage fokussiert sich die vorliegende Analyse auf die klimapolitisch relevanten Effekte.

Für eine vergleichende Bewertung der Energielinien sind schließlich auch die Annahmen hinsichtlich der Systemgrenzen von Bedeutung. In den nachstehenden Berechnungen beginnt das System für alle Bioenergielinien jeweils mit der Herstellung der Vorleistungsprodukte zum Rohstoffanbau. Es endet bei den Kraftstoffen mit der Verbrennung im Motor und bei den übrigen Anlagen frei Konversionsanlage; im Fall der Wärmeproduktion wird diese frei Endverbraucher kalkuliert. Mit Ausnahme von Biodiesel und Ethanol werden ebenfalls die mit dem Bau der Konversionsanlagen verbundenen Emissionen berücksichtigt. Dies bedeutet, dass die für Biodiesel und Ethanol ausgewiesenen $CO_{2äq}$-Emissionen im Vergleich zu den anderen Linien leicht unterschätzt werden.

3 Wärmeproduktion auf Basis biogener Rohstoffe

3.1 Einleitung

Verbreitung

In Deutschland lag und liegt der Schwerpunkt des Biomasseeinsatzes 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 %. 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 Kraftstofferzeugung wurde vollkommen neu etabliert. Gleichwohl ist die im Wesentlichen auf Holz basierende Wärmebereitstellung nach wie vor die wichtigste biogene Energieproduktion in Deutschland (WISSENSCHAFTLICHER BEIRAT, 2007: 15).

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 Institut für Energetik 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. BMU, 2007a: 27).

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.

3.2 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 2.1 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 10.000 ha 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 Jahre 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 3.1). Die Anlage von Kurzumtriebsplantagen auf ackerbaulichen Grenzstandorten ist jedoch nicht ratsam (WERNER et al., 2006).

Tabelle 3.1: Ertragspotenziale Kurzumtriebsplantagen

Jährlicher TM Zuwachs (t TM/ha)			
Pappeln	Weiden	Erlen	Robinie
7-20	6-20	5-20	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 3.2 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 €/ha angegeben (vgl. Tabelle 3.2). 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/ha benötigt, wobei Pappelstecklinge pro Stück etwa 0,22 € kosten. Somit beträgt die Investitionssumme für die Stecklinge bis zu 3.078 €/ha. Insgesamt verursacht die Anlage der Plantage einen 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 Holzschneidevorsätzen oder Anbaugeräte an Traktoren verfügbar. Die Investition für einen Holzschneidevorsatz beläuft sich auf ca. 50.000 €, für einen Anbauhäcksler auf etwa 22.500 € (WERNER et al., 2006). Die im dreijährigen Abstand anfallende 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 3.2 wird in den nachstehenden Kalkulationen davon ausgegangen, dass zusätzlich eine Stickstoffdüngung 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 3.2: 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 Vorauflaufmittelbehandlung (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

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 3.3, indem Gerste als alternative Kultur unterstellt wird.

Tabelle 3.3: Deckungsbeiträge Wintergerste (Alternativkultur 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 2.2.1) 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 Kurzumtriebsplantage 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 Erdgastherme konzipiert, so dass die Anlage kleiner dimensioniert werden kann und die Spitzenlast 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 3.4 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 erfahren.

Tabelle 3.4: Wirtschaftlichkeit der Hackschnitzel-Heizung (400 kW_{th})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			**Einheit**	**€/a**
Erlöse				
Wärme	Menge	994.219	kWh_{th}/a	
	Preis	0,085	€/kWh_{th}	84.509
Summe Erlöse		**0,085**	**€/kWh_{th}**	**84.509**
Variable Kosten				
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**
Fixkosten				
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 3.5 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 Energieoutput 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. kWh/kWh_{th}).
- In der Spalte „$CO_{2äq}$-Emissionen“ sind spiegelbildlich die entsprechenden Werte für die $CO_{2äq}$-Bilanz aufgeführt, wobei alle klimarelevanten Emissionen, wie in Kapitel 2.2.2 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 2.2.2) 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 benötigte Energie abgezogen, so dass sich der Netto-Energieertrag ergibt.
- Die $CO_{2äq}$-Bilanz weist mit der Größe „$CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Vermeidung des zweiten Outputs resultieren.
- Bei der Kalkulation der $CO_{2äq}$-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 3.5: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern der Hackschnitzel-Heizung (400 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	**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 $CO_{2äq}/kWh_{th}$**
$CO_{2äq}$-Emissionen	0,044
$CO_{2äq}$-Emissionen Gasheizung	0,291
$CO_{2äq}$-Vermeidung	0,247
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten	**€/kWh_{th}**
Wärmekosten Hackschnitzelheizung	0,082
Wärmekosten Gasheizung	0,085
Kostendifferenz	-0,003
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in €/t $CO_{2äq}$	-11
Subventionen	**€/kWh_{th}**
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 3.5 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 kWh/kWh_{th}) als auch die klimarelevanten Emissionen (0,025 kg $CO_{2äq}$/kWh_{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 kWh/kWh_{th} sehr niedrig. Auf dem Acker werden, bezogen auf die Trockenmasse, 51.400 kWh/ha produziert; aufgrund von Lagerverlusten (8 %) stehen für die Verheizung noch 47.288 kWh/ha zur Verfügung. Davon werden – wie in Tabelle 3.4 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 $CO_{2äq}$-Emissionen aufweist, erreicht die Hackschnitzel-Heizung einen erheblichen $CO_{2äq}$-Einsparungseffekt von fast 0,25 kg $CO_{2äq}$/kWh_{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 $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten, d. h. es entsteht ein sog. $CO_{2äq}$-Vermeidungsnutzen, wodurch neben der $CO_{2äq}$-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 Nahwärmekonzept – 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 Biomassewärme nur dann zum Zuge kommen, wenn er vorübergehend günstigere Konditionen anbietet als im gewählten Beispiel angenommen. Ein derzeit diskutiertes Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) würde die Nachfrage nach dieser Bioenergie-Linie sicher verstärken, selbst wenn keine Wettbewerbsfähigkeit mit fossilen Energieträgern besteht.

3.3 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 Ethanolanlage 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 Ackerfläche von 5,5 ha.

Wie die betriebswirtschaftliche Analyse in Tabelle 3.6 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 3.6: Wirtschaftlichkeit der Getreide-Heizung (60 kW_{th})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			**Einheit**	**€/a**
Erlöse				
Wärme				
	Menge	140.000	kWh_{th}/a	
	Preis	0,085	€/kWh_{th}	11.900
Summe Erlöse		**0,085**	**€/kWh_{th}**	**11.900**
Variable Kosten				
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**
Fixkosten				
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 3.7 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 $CO_{2äq}$-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 3.7: 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**		
Konversion				
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 $CO_{2äq}/kWh_{th}$**
$CO_{2äq}$-Emissionen	0,132
$CO_{2äq}$-Emissionen Gasheizung	0,291
$CO_{2äq}$-Vermeidung	0,159
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten	**€/kWh_{th}**
Wärmekosten Getreideheizung	0,106
Wärmekosten Gasheizung	0,085
Kostendifferenz	0,021
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in €/t $CO_{2äq}$	130
Subventionen	**€/kWh_{th}**
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 Getreide-Heizung, 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-verzehrtauglichem Getreide flexibler auf andere Rohstoffquellen umgestellt werden könnte.

4 Stromproduktion (mit/ohne Wärmenutzung)

4.1 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.

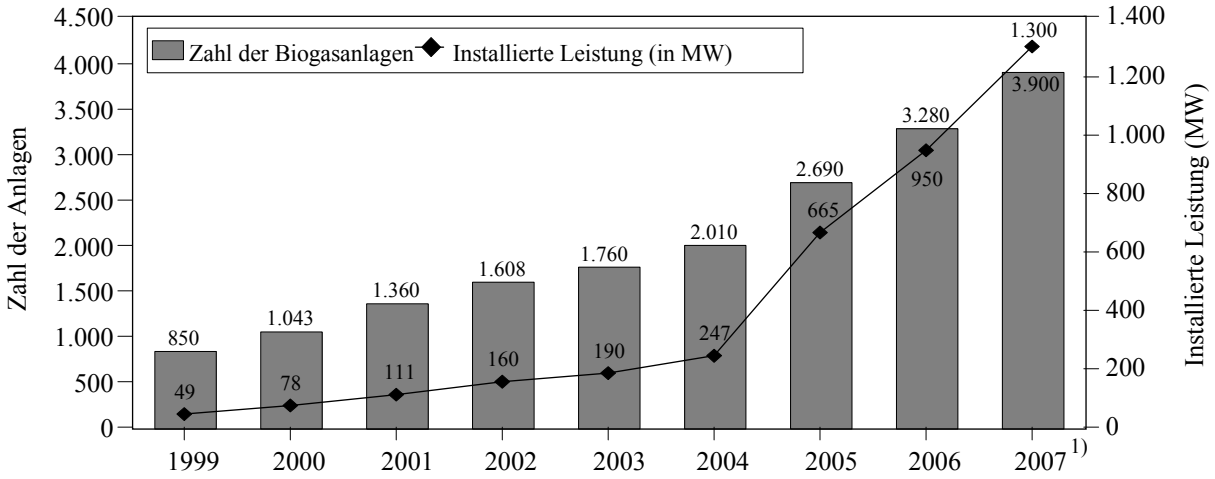
Die im EEG festgelegten Mindestvergütungen richten sich nach der Art der verwendeten Biomasse. Während für die Stromerzeugung auf der Grundlage von Altholz der Kategorien AII und AIV eine Grundvergütung von 3,9 c/kWh gewährt wird, sieht das Gesetz für Strom aus Biogasanlagen je nach Größe der Anlage 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 %, bezogen auf den jeweiligen Vorjahreswert. 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-Wärme-Kopplung 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_{el} 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 4.1).

Abbildung 4.1: Entwicklung der Biogasanlagen in Deutschland



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

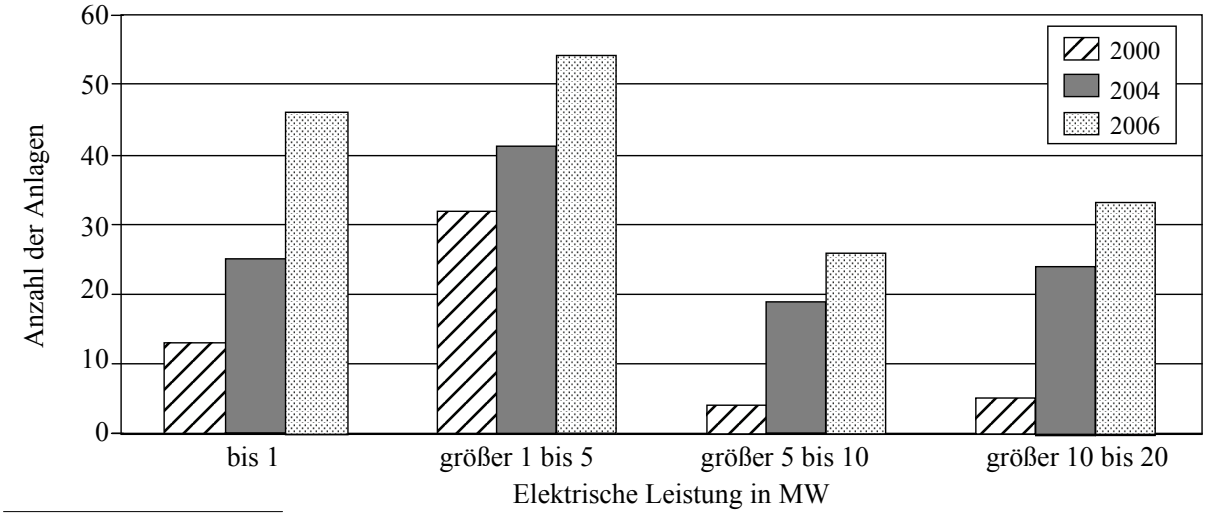
Aufgrund des NaWaRo-Bonus verschob sich auch der Substrateinsatz: Während vor der Novellierung die gemeinsame Verwertung betriebseigener Reststoffe und organischer Abfälle aus der Lebensmittelindustrie überwogen, kommen seit der Novellierung überwiegend nachwachsende Rohstoffe und Gülle zum Einsatz, 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 Biogasanlagen 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 gekoppelten Strom-Wärme-Gewinnung 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 4.2). 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 4.2: 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 zehn Jahren nahezu verzehnfacht wurden. Das gilt sowohl für die Biogasanlagen als auch für die Biomassekraftwerke (Abbildungen 4.1 und 4.2). 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 Biogassegment 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 Biomasseverfeuerung. Bei den Biogasanlagen werden folgende Konstellationen näher untersucht:

- Eine kleinere Anlage (150 kW_{el}) auf Güllebasis zur Produktion von Strom und Wärme (30 %)
- Eine mittlere Anlage (500 kW_{el}) auf Basis von Gülle und Mais (Stromproduktion mit/ohne Wärmenutzungskonzept)
- Eine größere Anlage (1.000 kW_{el}) 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 $CO_{2äq}$-Bilanzen zu erwarten, weil die Reststoffe ohne Biogasnutzung deponiert, verbrannt bzw. kompostiert werden und dabei unproduktiv CO_2 freisetzen. Zum anderen ist zu erwarten, dass die anderweitige Entsorgung dieser Stoffe zusätzlichen Ressourcenaufwand und somit volkswirtschaftliche Kosten verursacht, die bei der Biogasoption 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 (KUP) Co-Verbrennung 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 hat 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.

4.2 Biogasanlage auf Güllebasis (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 Ammoniakbildung, so dass es insbesondere bei der Ausbringung der Biogasgülle 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 Güllelagerung) ein Rückgang der $CO_{2äq}$-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 und 4.4 analysierten Anlagen mit einer Leistung von 500 oder 1.000 kW_{el} 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_{el} 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 €/kWh_{th}) als bei den Kalkulationen der Anlagen in Kapitel 3.

Für die betriebswirtschaftliche Kalkulation (Tabelle 4.1) 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 €/kWh_{el} liegen und somit deutlich günstiger ausfallen als bei den später kalkulierten Biogasanlagen auf Silomaisbasis. 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 Silolagerraum errichtet werden muss und dass keine Einrichtung für die Rohstofferfassung und -zufuhr benötigt wird. Wie die Tabelle 4.1 ferner zeigt, ist der Wärmeerlös für die Wirtschaftlichkeit der Anlage relativ unwichtig; viel wichtiger ist es, die Transportkosten der Gülle niedrig zu halten.

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.

Tabelle 4.1: 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.

Bezüglich der $CO_{2äq}$-Bilanz werden je Tonne Gülle 36,5 kg $CO_{2äq}$-Emissionen in der Tierhaltung vermieden, was bei einem Güllebedarf von 18,76 kg/kWh_{el} zu einer Gutschrift von ca. 0,7 kg $CO_{2äq}/kWh_{el}$ führt (vgl. Tabelle 4.2). Eine weitere Gutschrift in Höhe von 0,034 kg $CO_{2äq}/kWh_{el}$ resultiert aus der Wärmenutzung. Diese ergibt sich aus der Multiplikation der Wärmenutzung (0,116 kWh_{th}/kWh_{el}) mit den $CO_{2äq}$-Emissionen der Wärmeerzeugung auf Basis von Erdgas (0,291 kg $CO_{2äq}/kWh_{th}$). Somit entsteht insgesamt eine vergleichsweise sehr hohe $CO_{2äq}$-Vermeidung von 1,247 kg $CO_{2äq}/kWh_{el}$. Da außerdem die Produktionskosten für den elektrischen Strom bei diesem Verfahren relativ niedrig sind, resultieren relativ niedrige $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in Höhe von ca. 50 €/t $CO_{2äq}$.

Tabelle 4.2: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer güllebasierten Biogasanlage mit Wärmevermarktung (150 kW_{el})

Energie- und $CO_{2äq}$-Bilanzierung	**Energiebilanz** **kWh/kWh_{el}**	**$CO_{2äq}$-Emissionen** **kg $CO_{2äq}$/kWh_{el}**
Output Gülle	**5,984**	
Konversion		
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	
$CO_{2äq}$-Bilanz	**kg $CO_{2äq}$/kWh_{el}**
$CO_{2äq}$-Emissionen (ohne Gutschriften)	0,109
$CO_{2äq}$-Emissionen (mit Gutschriften)	-0,610
$CO_{2äq}$-Emissionen deutscher Strommix	0,627
$CO_{2äq}$-Vermeidung	1,237
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten	**€/kWh_{el}**
Nettokosten Biogasstrom	0,104
Kosten konventioneller Strom	0,040
Kostendifferenz	0,064
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (in €/t $CO_{2äq}$)	52
Subventionen	**€/kWh_{el}**
Einspeisevergütung (abzgl. Strommix-Kosten)	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 Biogasanlagen 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 aus Abschnitt 6.2 ersichtlich, liegen der Subventionsbedarf und die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten bei anderen Maßnahmen 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 Biogasanlage auf Maisbasis (500 kW_{el})

Viele der durch das EEG angeregten Biogasanlagen wurden auf eine Größe von 500 kW_{el} 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 an-

fallenden 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 4.3 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 4.4).

Wenn die Biogasanlage trotz der hohen Subventionen derzeit Verluste realisiert, so ist dies in erster Linie auf die stark gestiegenen Maispreise zurückzuführen. Läge der Silomaispreis (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 4.4). Der Netto-Energieertrag ist mit ca. 10.500 kWh$_{el}$/ha relativ gering. Zwar ermöglicht der Mais sehr hohe Energieerträge je Hektar[5], 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 $CO_{2äq}$.

[5] 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 4.3: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis ohne Wärmenutzung (500 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			**Einheit**	**€/a**
Erlöse				
Strom				
	Menge	3.750.000	kWh_{el}/a	
	Preis	0,161	€/kWh_{el}	605.498
Summe Erlöse		**0,161**	**€/kWh_{el}**	**605.498**
Variable Kosten				
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**
Fixkosten				
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.

Tabelle 4.4: 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**
Pflanzenschutmittel (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_{el}**
Nettokosten Biogasstrom	0,186
Kosten konventioneller Strom	0,040
Kostendifferenz	0,146
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (in €/t $CO_{2äq}$)	378
Subventionen	**€/kWh_{el}**
LWS Energiepflanzenprämie	0,003
Einspeisevergütung (abzgl. Strommix-Kosten)	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: 51). 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 4.5 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 4.4 und 4.6). 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 Anlagenkonfiguration immer noch oberhalb von 250 €/t $CO_{2äq}$ liegen, d. h. zehnfach höher sind als bei anderen klimapolitischen Optionen (vgl. Kapitel 6.1), erscheint die Fortsetzung der Förderung aus klimapolitischer Sicht sehr problematisch.

Tabelle 4.5: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis mit Wärmenutzung (500 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			**Einheit**	**€/a**
Erlöse				
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**
Variable Kosten				
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**
Fixkosten				
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 4.6: 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
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	**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 Güllelagerung (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_{el}**
Nettokosten Biogasstrom	0,167
Kosten konventioneller Strom	0,040
Kostendifferenz	0,127
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (in €/t $CO_{2äq}$)	267
Subventionen	**€/kWh_{el}**
LWS Energiepflanzenprämie	0,003
Einspeisevergütung (abzgl. Strommix-Kosten)	0,127
Erdgassteuer	0,002
Summe Subventionen	0,131

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4 Biogasanlage auf Maisbasis mit Gaseinspeisung und verbrauchsnaher 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 Mengenmessung 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_{el}-Anlage mit 30 %iger Wärmenutzung (Tabellen 4.5 und 4.7). 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 verbrauchsnah 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.[6]

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

Tabelle 4.7: Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auf Maisbasis zur Gaseinspeisung und verbrauchsnaher KWK-Anlage (1.000 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			**Einheit**	**€/a**
Erlöse				
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**
Variable Kosten				
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**
Fixkosten				
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 4.8: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern einer Biogasanlage mit Gaseinspeisung und verbrauchsnaher 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
Pflanzenschutzmittel (2 l/ha)	148	0,009	0,002	24
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_{el}**
Nettokosten Biogasstrom	0,183
Kosten konventioneller Strom	0,040
Kostendifferenz	0,143
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (in €/t $CO_{2äq}$)	316
Subventionen	**€/kWh_{el}**
LWS Energiepflanzenprämie	0,003
Einspeisevergütung (abzgl. Strommix-Kosten)	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 4.6 und 4.8). 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 4.8 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 $CO_{2äq}$-Vermeidung von 0,453 auf 0,314 kg $CO_{2äq}/kWh_{el}$, was zu einem Anstieg der $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten von 316 auf 455 €/t $CO_{2äq}$ führt.
- Sollte es aber gelingen, den Methanschlupf vollständig zu vermeiden, so steigt die $CO_{2äq}$-Vermeidung von 0,453 auf 0,592 kg $CO_{2äq}/kWh_{el}$. Das entspricht immerhin einer $CO_{2äq}$-Vermeidung von ca. 9,8 t/ha. Die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten sinken allerdings nur von 316 auf 242 €/t $CO_{2äq}$ 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.

4.5 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 Kraftwärmeanlage, 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 4.9).

Aus den in Kapitel 2.2.1 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. 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 4.9). 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 Technologiebonus sowie den anteiligen KWK-Bonus (vgl. Erläuterung in Kapitel 4.1) 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 wie auch die volkswirtschaftliche Gesamtbewertung führen ebenfalls zu einem relativ günstigen Ergebnis (Tabelle 4.10). 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 (Silomaisbasis) 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 4.9: Wirtschaftlichkeit einer HKW-Anlage (ORC-Technik, 500 kW_{el})

Betriebswirtschaftliche Perspektive			**Einheit**	**€/a**
Erlöse				
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**
Variable Kosten				
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**
Fixkosten				
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 4.10: 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_{el}**
Nettokosten ORC Strom	0,094
Kosten konventioneller Strom	0,040
Kostendifferenz	0,054
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in €/t $CO_{2äq}$	29
Subventionen	**€/kWh_{el}**
LWS Energiepflanzenprämie	0,006
Einspeisevergütung (abzgl. Strommix-Kosten)	0,141
Erdgassteuer	0,027
Summe Subventionen	0,174

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.6 Co-Verbrennung von Stroh oder Hackschnitzeln im Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil; 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 Zufeuerung 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 CO_2-Emissionen aus, d. h., die $CO_{2äq}$-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 4.11 bis 4.14). 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 tätigenden 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_{el} angestrebt wird, ist eine Strohfläche von knapp 30.000 ha erforderlich. Da das Stroh aus Gründen des Humuserhalts dauerhaft und ohne kostenträchtige 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 4.12 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, sind 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 4.11 und 4.13 zeigen, dass die Co-Verbrennung von Stroh oder Hackschnitzeln derzeit betriebswirtschaftlich nicht rentabel ist. Die Produktionskosten des Biomassestroms leiten sich aus den ausgewiesenen negativen Unternehmergewinnen ab. Sie weisen aus, um welchen Betrag die zusätzlichen Kosten der Biomassezufeuerung 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 Strohoption 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 2), 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 CO_2-Zertifikaten – bei der Reform des EEG ein Subventionsbetrag von mindestens 0,096 €/kWh_{el} (Stroh) bzw. 0,104 €/kWh_{el} (Hackschnitzel) vorgesehen werden.

Tabelle 4.11: Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil: 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}**	**13.794.281**
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 Stroh und KUP wesentlich effizienter als die zuvor analysierten Biogasoptionen. 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 Hackschnitzeln[7]), errechnet sich für Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen eine $CO_{2äq}$-Vermeidung in Höhe 18,2 t $CO_{2äq}$/ha. Dieser Wert ist

[7] Der vergleichsweise große Radius bei der Hackschnitzelvariante 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.

ungefähr dreifach so hoch wie jene Werte, die für die Biogasoptionen mit Wärmenutzung ermittelt wurden.

Tabelle 4.12: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Stroh in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil: 50 MW_{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	**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_{el}**
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_{el}**
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. Einschränkend 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.

Tabelle 4.13: Wirtschaftlichkeit der Co-Verbrennung von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil;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 deut-

lich zu erweitern, sofern es bei der Co-Verbrennung von Stroh im Hinblick auf die Humusbilanz erforderlich sein sollte.

Tabelle 4.14: Energie- und klimapolitische sowie volkswirtschaftliche Kennziffern zur Co-Verbrennung von Hackschnitzeln (KUP) in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil; 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
Rohstoffproduktion				
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**		
Konversion				
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**		

Volkswirtschaftliche Betrachtung	
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_{el}**
Netto-Kosten Strom (Hackschnitzel Co-Verbrennung)	0,114
Konventionelle Stromproduktion (Steinkohle)	0,052
Kostendifferenz	0,062
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in €/t $CO2_{äq}$	68
Subventionen	**€/kWh_{el}**
Energiepflanzenprämie	0,002
Summe Subventionen	0,002

Quelle: Eigene Berechnungen.

5 Biokraftstoffe

5.1 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 E 85 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.

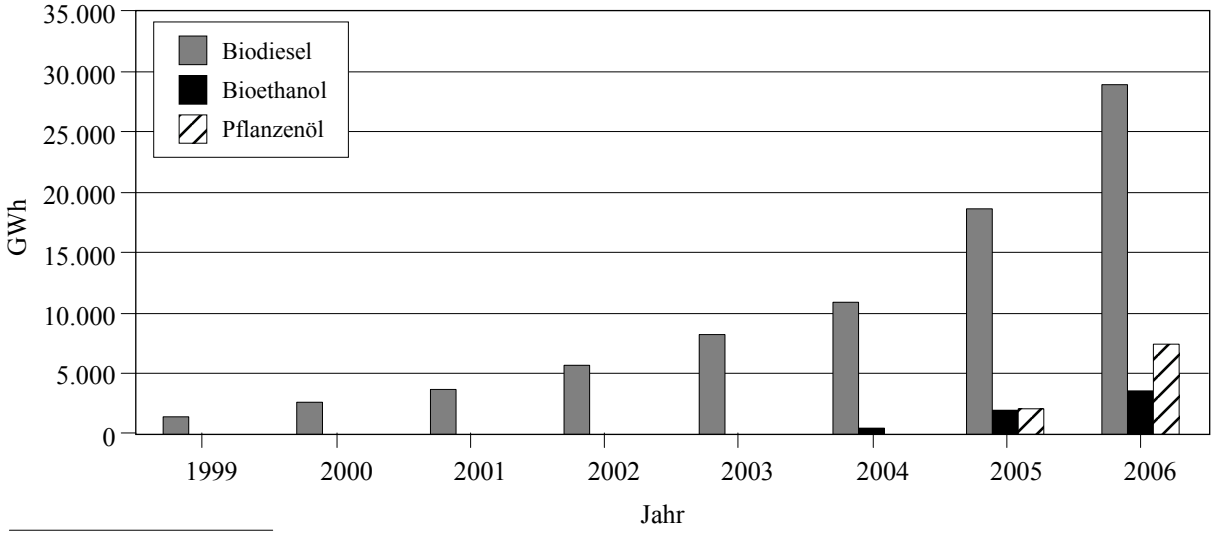
Auf zahlreiche weitere Regelungen wie z. B. Sonderregelungen für die Landwirtschaft, die Nachhaltigkeitskriterien bezüglich der Rohstoffbereitstellung, geplante zusätzliche Steuerbefreiungen für den öffentlichen Nahverkehr oder diskutierte Obergrenzen für das Hydro-Cracking von Palmöl und anderen Import-Pflanzenölen für das Biodieselsegment 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 Überseestandorten – zunächst keine Flex-Fuel-Automobile für den europäischen Markt produzierte.

Nach 2000 stieg der Verbrauch stark an (vgl. Abbildung 5.1), 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 5.1: Entwicklung des Biokraftstoffabsatzes in Deutschland (1991 bis 2006)



Quelle: BMU (2007a).

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 2) zu gravierenden Turbulenzen in der Marktentwicklung, deren Ausgang derzeit noch nicht absehbar ist.

Die Entwicklung der Biokraftstofferzeugung 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 Erdölpreisniveau 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 5.1).

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 Biokraftstoffverwendung 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 5.1: 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 hm^3) 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.

Angesichts der begrenzten Erzeugungskapazitäten in der EU ist nach Einschätzung der EU-Kommission mit einem weiteren deutlichen Anstieg der Ölsaatenimporte 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 Biodieselstrategie 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 Dieselkraftstoff auch dadurch erfüllen, dass sie preisgünstige pflanzliche Öle in den Raffinerieprozess 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, 2007).

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 Pflanzenölkraftstoffe, andererseits die Biokraftstoffe 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 „Designerkraftstoffen“, 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.

5.2 Biodieselanlage (100.000 t/a)

Im Jahr 2005 wurde in Deutschland ca. 1,8 Mio. t Biodiesel hergestellt, dies entspricht einem Marktanteil von ca. 6,2 % am deutschen Dieselmarkt (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 Biodieselanlage 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 3 und 4), 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 konventionellen Diesel abgeleitet wer-

den. 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 fossilen Diesel, inklusive Mineralölsteuer. Künftig kann es dazu kommen, dass der Biodieselpreis wesentlich stärker nach unten oder oben vom Preis für konventionellen 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 Dieselkraftstoff verschiebt, so dass hier eher mit Knappheiten und beim Ottokraftstoff 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 Nachfrageseite kommenden Impulse sprechen also für die Vermutung, dass die „freie Quote“ ab 2009 eher mit biogenen Dieselkraftstoffen 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 2.1) 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 2 erläutert – auf 0,43 €/l festgelegt.

Die betriebswirtschaftliche Kalkulation (vgl. Tabelle 5.2) 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 5.3). 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 2) und durch entsprechende Gutschriften in die Kalkulation einbezogen, verbessert sich das Bild deutlich.

Bei der Beurteilung aus klimapolitischer Sicht wirkt sich die starke Mineralstickstoffdüngung des Rapses z. B. im Vergleich zur Bereitstellung von Holz aus Kurzumtriebsplantagen ungünstig aus (Tabelle 5.3). Per Saldo ergibt sich eine $CO_{2äq}$-Vermeidung von 0,162 kg $CO_{2äq}/kWh_{RME}$, 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 5.2: Wirtschaftlichkeit der Biodieselanlage (100.000 t/a)

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

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 5.3: 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_{RME}**
Nettokosten Biodiesel	0,072
Kosten Diesel	0,043
Kostendifferenz	0,028
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (in €/t $CO_{2äq}$)	175
Subventionen	**€/kWh_{RME}**
LWS Energiepflanzenprämie	0,003
Kostendifferenz zu Diesel	0,028
Summe Subventionen	0,031

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.3 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 m^3 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 5.3). Für die zweite wichtige Ethanollinie, 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 Ethanolerzeugung auf Basis von Lignocellulose zu. Zu diesen beiden Ethanollinien sowie zur Ethanolerzeugung aus Zuckerrohr wird in späteren Teilkapiteln auf der Grundlage von Literaturergebnissen kurz Stellung genommen.

5.3.1 Ethanolanlage 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 t[8] 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 $CO_{2äq}$-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 5.2 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 5.4). 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 5.3.3) anzustellenden Überlegungen zur internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Ethanolproduktion und zur Weiterentwicklung des Zollschutzes von größter Bedeutung. Würde der in Tabelle 5.4 angesetzte Preis für Ethanol in Höhe von 0,57 €/l im Falle einer Zollsenkung nicht mehr haltbar sein und beispielsweise auf 0,45 €/l

[8] Neben Ethanol werden bei der Fermentation jährlich etwa 190.000 t Kohlendioxid gebildet, welches zuvor von den Pflanzen aufgenommen wurde und mithin CO_2-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 5.4: Wirtschaftlichkeit der Weizen-Ethanolanlage (200.000 t/a)

Betriebswirtschaftliche Perspektive			**Einheit**	**€/a**
Erlöse				
Ethanol				
	Menge	200.000	t	
		251.889	m³	
		1.488.664.987	kWh_{EtOH}	
	Preis	570	€/m³	143.576.826
		0,096	kWh_{EtOH}	
DDGS				
	Menge	201.511	t	
	Preis	160	€/t	32.241.814
Summe Erlöse		**698**	**€/m³**	**175.818.640**
		0,118	**€/kWh_{EtOH}**	
Variable Kosten				
Weizen				
	Menge	675.063	t	
	Preis	180	€/t	121.511.335
		482	€/m³	
		0,082	€/kWh_{EtOH}	
sonstige variable Kosten		199	€/m³	50.055.952
Summe variable Kosten		**681**	**€/m³**	**171.567.287**
		0,115	**€/kWh_{EtOH}**	
Fixkosten				
Investitionsvolumen		102.923.563	€	
Kapitalkosten		35	€/m³	
sonstige Fixkosten		8,17	€/m³	
Summe Fixkosten		**43**	**€/m³**	**10.806.974**
		0,007	**€/kWh_{EtOH}**	
Summe Kosten		**724**	**€/m³**	**182.374.262**
		0,724	**€/l**	
		0,123	**€/kWh_{EtOH}**	
Nettokosten		**0,101**	**€/kWh_{EtOH}**	
Unternehmergewinn		**-26**	**€/m³**	**-6.555.622**
		-0,004	**€/kWh_{EtOH}**	

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 $CO_{2äq}$-Bilanz ganz erheblich und führt zu deutlich höheren $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten als die im Folgenden ausgewiesenen. Für das Nebenprodukt DDGS erfolgte nach Maßgabe des Proteingehalts eine Gutschrift für das substituierte Soja (vgl. Kapitel 2).

Im Vergleich zum Biodiesel (Tabelle 5.3) schneidet das Ethanolverfahren (Tabelle 5.5) 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 $CO_{2äq}$-Bilanz führen.

Aus diesem Grund liegt der Netto-Energieertrag letztlich unterhalb des Wertes für Biodiesel. Die sehr niedrige $CO_{2äq}$-Vermeidung in Höhe von ca. 1,8 t $CO_{2äq}$/ha und die hohen $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten von ca. 450 €/t $CO_{2äq}$ 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 $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Emissionen verursachen. Auch die Verwendung von Gutschrift- oder Allokationsverfahren an Stelle des hier verwendeten Substitutionsansatzes bei der $CO_{2äq}$-Bilanzierung der Nebenprodukte kann 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 5.5: 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				
Diesel (67 l /ha)	765	0,045	0,012	206
Stickstoff (146 kg/ha)	2.060	0,121	0,065	1.100
Pflanzenschutzmittel (5l/ha)	399	0,023	0,004	66
direkte Lachgasemissionen Feld			0,050	846
Output Weizen (7,7 t/ha)	**31.123**	**1,833**		
Konversion				
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_{EtOH}**
Nettokosten Ethanol	0,101
Kosten Benzin	0,051
Kostendifferenz	0,049
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (in €/t $CO_{2äq}$)	459
Subventionen	**€/kWh_{EtOH}**
LWS Energiepflanzenprämie	0,003
Kostendifferenz zu Benzin	0,049
höhere Handlingskosten	0,010
Summe Subventionen	0,062

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.3.2 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 „Annex-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 5.6). 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 $CO2_{2äq}$-Einsparungen pro Hektar ist die zuckerrübenbasierte Ethanolproduktion der Alternative Getreide deutlich überlegen.

Da die in Tabelle 5.6 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 5.6 dokumentierten $CO_{2äq}$-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 5.6 die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten für Ethanol auf Basis von Getreide ergänzt.

Tabelle 5.6: 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).

5.3.3 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 5.4). Inländisch erzeugtes Bioethanol ist somit ohne politische Fördermaßnahmen gegenüber Otto-Kraftstoffen, 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 2.1). 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 €/l[9] 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 Zuckerrohrbasis 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-

[9] 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 Weltmarkpreises 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 Zollsenkung 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 Ethanolexporteur entwickeln und somit Teile der europäischen Beimischungspflichten mit US-Importen erfüllt werden.

5.3.4 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, 2006). 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 Ethanolfabrik 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 4.6). 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 $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Vermeidung und den daraus resultierenden $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten extreme Unterschiede in der Literatur: Während SCHMITZ (2006: 75) bei unterstellten Rohölpreisen von 50 €/bbl Vermeidungskosten von mehr als 290 €/t $CO_{2äq}$ ausweist, kommen JRC (2007: 65) bei gleichen Kosten für die fossile Referenz sogar auf negative Vermeidungskosten von -13 €/t $CO_{2äq}$. 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.

5.4 Biogasanlage zur Produktion von Kraftstoff (2,5 MW_{CH4})

Die Verwendung von Biogas im Kraftstoffsegment 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. 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 verbrauchsnahen Kraftwärmekopplung in Kapitel 4.4 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 4.4 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}. Da die Erlöse aber – abgeleitet aus dem Preis für Benzin bzw. Erdgas – nur ca. 0,06 ct/kWh_{CH4} betragen, ist dieses Konzept augenblicklich nicht wirtschaftlich; es ergibt sich ein Verlust von ca. 0,02 €/kWh_{CH4} (vgl. Tabelle 5.7). Um diese Verwertung betriebswirtschaftlich rentabel zu gestalten, müsste der Gesetzgeber entweder ein Beimischungs- bzw. Verwen-

dungsgebot für Biomethan in diesem Bereich erlassen, Erdgas ebenso wie Mineralöl besteuern oder die Biogasverwendung im Kraftstoffsektor subventionieren.

Tabelle 5.7: Wirtschaftlichkeit der Biogasnutzung als Kraftstoff (2,5 MW_{CH4})

Betriebswirtschaftliche Perspektive		**Einheit**	**€/a**
Erlöse			
Methan			
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**
Variable Kosten			
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**
Fixkosten			
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, das 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 verbrauchsnah positioniert sein muss. Außerdem würden in diesem Fall zwar die Investitionen in die Einspei-

sung entfallen – nicht aber 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 $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten liegen mit ca. 170 €/t $CO_{2äq}$ ähnlich wie beim Biodiesel (aus Raps) und wesentlich günstiger als beim Bioethanol (aus Weizen). Hierbei fällt auf, dass die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten bei der Direkteinspeisung von Biogas in der Kraftstoffvariante wesentlich niedriger ausfallen als in der Strom-/Wärmevariante (vgl. Tabellen 4.6 und 4.8). Ursache hierfür ist der Umstand, dass die Biogasproduktion 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 Biogaskraftstoffs 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 $CO_{2äq}$-Vermeidung je Hektar. Hier leistet die Option Biogaskraftstoff eine Reduktion der $CO_{2äq}$-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) und den Methanschlupf zu vermeiden (vgl. Kapitel 4.4), könnte dieser Vorteil künftig noch größer ausfallen. Das spräche dafür, eine auf inländische Produktion orientierte Biokraftstoffpolitik 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 Biogaskraftstoffs sehr ungünstig aus, und auch im inländischen Vergleich fällt der Biogaskraftstoff gegenüber anderen Biomassestrategien (vor allem im Wärmebereich) deutlich ab. Das spricht dafür, die Biokraftstoffproduktion eher den Überseestandorten zu überlassen und die deutsche Biomassestrategie stärker auf den Wärmebereich auszurichten.

Tabelle 5.8: 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_{CH4}**
Nettokosten Biomethan	0,079
Kosten Benzin	0,051
Kostendifferenz	0,027
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (in €/t $CO_{2äq}$)	173
Subventionen	**€/kWh_{CH4}**
LWS Energiepflanzenprämie	0,001
Mineralölsteuerbefreiung	0,073
Summe Subventionen	0,074

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.5 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 Kraftstoffertrag 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 Ethanolerzeugung beschrieben wurde (Kapitel 5.3.4). 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, 2006). 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 jährlichen Kraftstoffausstoß von 100.000 t sind der hohe Investitionsbedarf von rund 400 Mio. € für die Konversionsanlage sowie die logistische Bewältigung der Rohstoffbereitstellung. 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 Biomasseträger ab. Hier sind in erster Linie Stroh, Waldrestholz, Ganzpflanzengetreide, Heu, schnell wachsende Baumarten oder Miscanthus zu nennen. Das Verfahren ist nicht auf einzelne Pflanzenarten angewiesen; es kann überdies auch mit der Nutzung von Steinkohle als Rohstoff 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 Realisierungsstudie[10] 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 TM Biomasse benötigt. Das wäre ungefähr die achtfache Menge dessen, was bei der Co-Verbrennung von Stroh bzw. Hackschnitzeln in Steinkohlekraftwerken in Kapitel 4.6 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 wird hierbei aus der vergleichsweise wenig energiereichen Biomasse gedeckt, so dass hieraus eine hohe logistische Herausforderung an die Biomassebereitstellung resultiert. 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 Verfahren erprobt, bei dem die Erfassung der Biomasse und der erste Verarbeitungsschritt (Schnellpyrolyse) 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.[11]

---

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

[11] 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 (QUIRIN et al., 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 projektierten 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 („Designerkraftstoff“). 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 $CO_{2äq}$-Minderungspotenzials und der $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Minderungspotenzial auf etwa 0,270 kg $CO_{2äq}$/kWh (SCHMITZ, 2006: 74). Allerdings dürften nach bisherigen Schätzungen die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten trotz der relativ hohen Vermeidung und der geringen Rohstoffkosten mit 280 €/t $CO_{2äq}$ vergleichsweise hoch ausfallen (ebenda); Ursache dafür sind die sehr hohen Investitionsvolumina und daraus resultierende Kapitalkosten. QUIRIN et al. (2004) weisen für BtL eine Spannbreite bei der $CO_{2äq}$-Minderung von 0,221 kg $CO_{2äq}$/kWh bis 0,288 kg $CO_{2äq}$/kWh aus. Die sich daraus ergebenden $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten liegen unter Verwendung der in dieser Studie festgelegten Referenzpreise in der Größenordnung von 49 €/t $CO_{2äq}$ bis 375 €/t $CO_{2äq}$. Berechnungen von LEIBLE et al. (2007: 90) ergeben für unterschiedliche Anlagengrößen (500 bis 5.000 MW) bei der Verwendung von Waldrestholz oder Stroh $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten von 230 bis 330 €/t $CO_{2äq}$.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die $CO_{2äq}$-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.

6 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. In diesem Kontext ist noch einmal auf die geringfügigen Unterschiede in den Systemgrenzen (vgl. Kapitel 2) hinzuweisen. Ferner erfolgt nachstehend 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.

6.1 Synopse der technischen Charakteristika für die untersuchten Anlagen

In Tabelle 6.1 sind zunächst die wichtigsten technischen Charakteristika der hier exemplarisch untersuchten Anlagetypen 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_{th}), 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 in einem Steinkohlekraftwerk (10 %-Anteil; 50 $MW_{el.}$) unterstellt.
- Diese Unterschiede in der Leistung schlagen sich auch in der Höhe der erforderlichen Investitionsvolumina nieder. Sie reichen von ca. 50.000 € für die Getreide-Heizung 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 Flä-

chenbedarf für die Beschickung der Anlage. Den weitaus größten Flächenbedarf haben die skizzierte Biodieselanlage (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 6.2 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 6.1: Wesentliche technische Charakteristika der untersuchten Bioenergieanlagen

	Einheit	Wärmeproduktion		Stromproduktion			Strom- und Wärmeproduktion (KWK-Anlagen)				Kraftstoffproduktion		
		Getreide-heizung	Hack-schnitzel-heizung	Biogas (Strom)	Stroh Co-Verbrennung	Hack-schnitzel Co-Verbrennung	Biogas-Gülle (Strom & Wärme)	Biogas (Strom & Wärme)	Biogas (Einsp.)	Hack-schnitzel KWK	Ethanol	Biodiesel	Biogas
Leistung	kW_{th} bzw kW_{el}	60	400	500	50 MW	50 MW	150	500	1000	500			
Rohstoffbasis		Weizen	Hack-schnitzel	Silomais/ Gülle	Stroh	Hack-schnitzel	Gülle	Silomais/ Gülle	Silomais/ Gülle	Hack-schnitzel	Weizen	Raps	Silomais
Rohstoffbedarf [3)]	1.000 t FM p.a.	0,042	0,42	1,04 SM [1)] 1 SG [2)]	148	206	21,1 SG [2)]	1,11 SM [1)] 1 SG [2)]	20,2 SM [1)] 2 SG [2)]	7,2	675	251,2	20,1 SM [1)] 2 SG [2)]
Flächenbedarf	ha	5,5	25	230	(80.700) [4)]	12.500	n.a.	230	450	440	87.671	67.904	-
Auslastung/Volllaststunden	(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	MWh_{th}/a	140	994	-	-	-	131	1.174	5.965	15.000	-	-	-
Stromproduktion	MWh_{el}/a	-	-	3.750	250.000	250.000	1.125	3.750	7.500	3.093	-	-	-
Kraftstoffproduktion	m^3/a MWh/a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251.889 1.488.665	112.360 1.033.034	1.899.448 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 6.2: Wesentliche Ergebnisse der untersuchten Bioenergie-Linien im Überblick

	Einheit	Wärmeproduktion		Stromproduktion			Strom- und Wärmeproduktion (KWK-Anlagen)				Kraftstoffproduktion		
		Getreide-heizung	Hack-schnitzel-heizung	Biogas (Strom)	Stroh Co-Verbrennung	Hack-schnitzel Co-Verbrennung	Biogas-Gülle (Strom & Wärme)	Biogas (Strom & Wärme)	Biogas (Einsp.)	Hack-schnitzel 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 ldw. Rohstoffkosten an Produktionskosten	%	51	35	54	46	43	0	52	43	45	67	81	49
$CO_{2äq}$-Vermeidung (brutto)	kg $CO_{2äq}$/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
$CO_{2äq}$-Vermeidung (netto)	kg $CO_{2äq}$/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
$CO_{2äq}$-Vermeidung	(t $CO_{2äq}$/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
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten	€/t $CO_{2äq}$	130	-11	378	45	68	52	267	316	29	459	175	173
Subvention pro t $CO_{2äq}$-Vermeidung	€/t $CO_{2äq}$	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 Berechnugen.

6.2 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 $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten unterscheiden (Tabelle 6.2).

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.

6.2.1 Vergleich der $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten

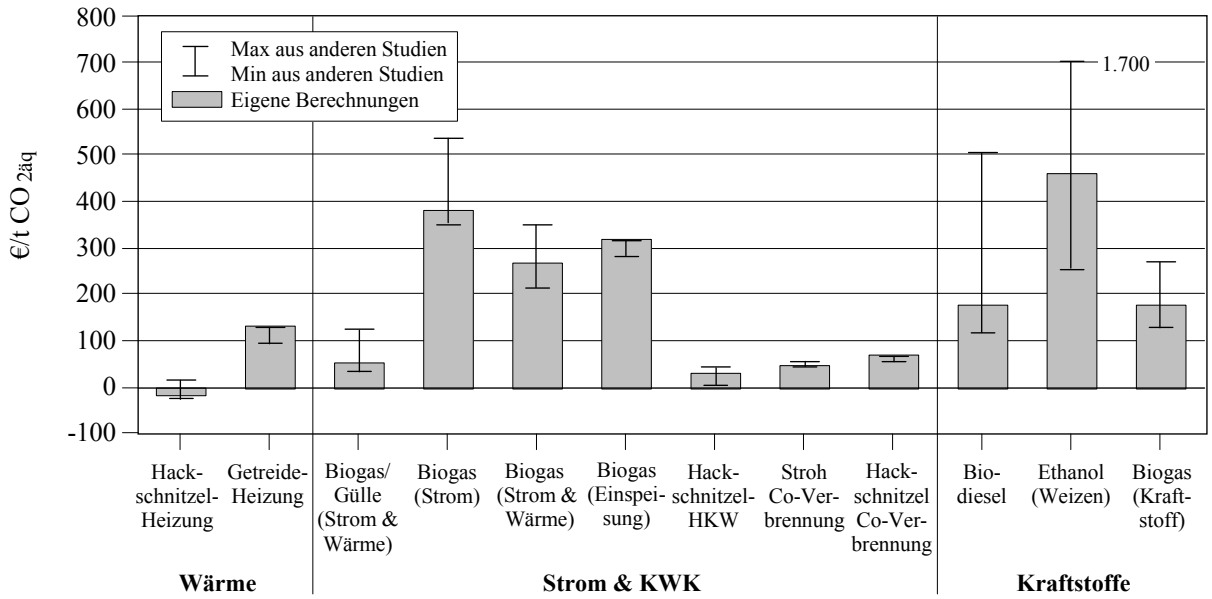
Die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten der hier analysierten Bioenergie-Linien werden in Abbildung 6.1 zusammengefasst, wobei neben den eigenen Ergebnissen (Balken) auch die Streubreite der Ergebnisse anderer Untersuchungen eingetragen ist (Linie). Bei den Ergebnissen der anderen Untersuchungen wurden, soweit vorhanden, direkt die von Dritten ermittelten $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten verwendet. In jenen Fällen, in denen die Publikationen nur die $CO_{2äq}$-Emissionen bzw. nur die $CO_{2äq}$-Vermeidung ausweisen, wurde unter Verwendung der in dieser Studie verwendeten Kostenannahmen für Bioenergie-Linien sowie fossile Referenzen ein Wert für die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten errechnet.

Folgende Ergebnisse sind hervorzuheben:

- Für ein- und dieselbe Bioenergie-Linie variieren die in der Literatur ausgewiesenen $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten bei 50 €/t $CO_{2äq}$, teilweise werden sogar negative $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten erreicht.

- Die mittlere Gruppe umfasst die Getreide-Heizung sowie Biodiesel und Biogas als Kraftstoff. Hier liegen die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in einer Größenordnung von 100 bis 200 €/t $CO_{2äq}$, 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 $CO_{2äq}$-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 6.1: $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten ausgewählter Bioenergie-Linien



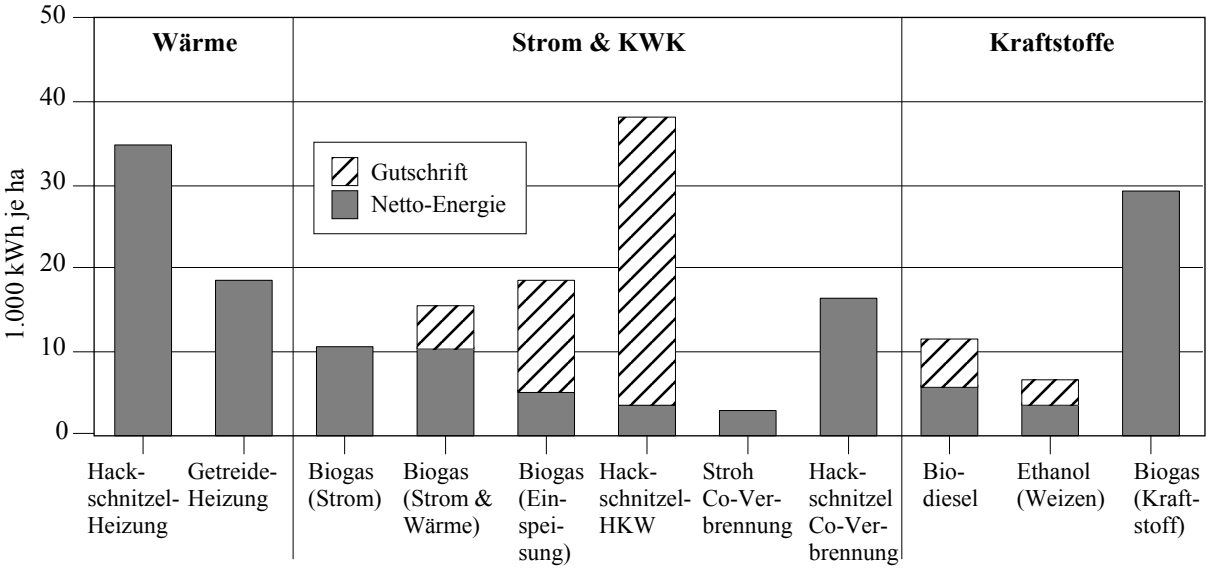
Quelle: Eigene Berechnungen, ergänzt nach Quirin et al. (2004), Specht (2003), Schmitz (2006), Leible et al. (2007), Weiske et al. (2007), Kalies et al. (2007), JCR (2007), Zah et al. (2007).

6.2.2 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 6.2 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 $CO_{2äq}$-Bilanzierung – ermittelt, welcher Energieaufwand nötig wäre, um Agrarprodukte zu erzeugen, die diese Futtermittel substituieren.

Abbildung 6.2: Netto-Energieertrag pro Hektar (mit/ohne Gutschrift)



Quelle: Eigene Berechnungen.

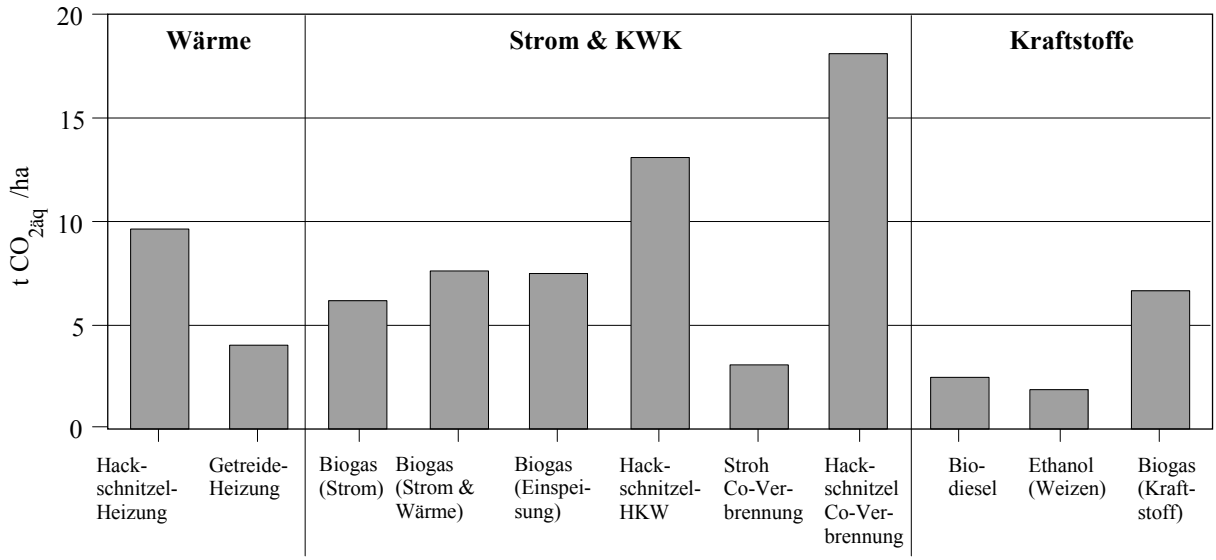
Es wird deutlich, dass insbesondere die Linien Biogaskraftstoff, Hackschnitzel-Heizung und Hackschnitzel-HKW-Anlage die höchsten Energieerträge pro Hektar erzielen. Die Hackschnitzel Co-Verbrennung liefert zwar die höchsten Energieerträge in Form von Strom –, da aber keine Nutzung der anfallenden Wärme 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.

6.2.3 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 6.3 fasst die Ergebnisse für die verschiedenen Energie-Linien zusammen.

Abbildung 6.3: Netto $CO_{2äq}$-Vermeidung pro Hektar (t $CO_{2äq}$/ha)



Quelle: Eigene Berechnungen.

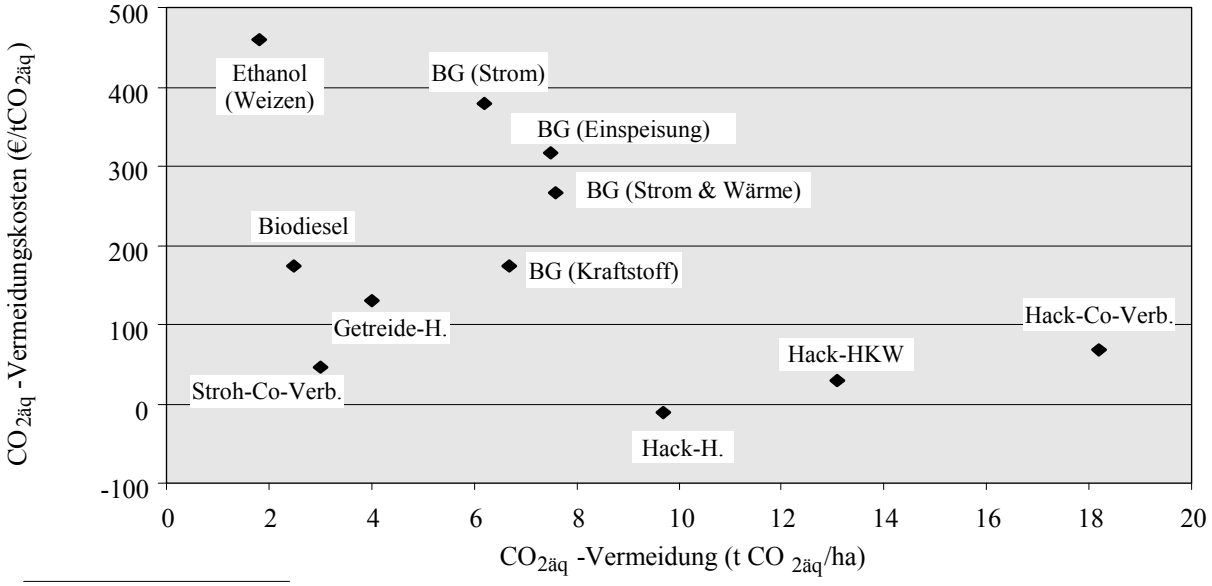
Die Abbildung zeigt, dass die Hackschnitzel-Linien hinsichtlich der $CO_{2äq}$-Vermeidung am günstigsten zu beurteilen sind, gefolgt von den Biogas-Linien. Demgegenüber schneiden Ethanol, Biodiesel sowie die Getreide-Heizung besonders ungünstig ab. Die Begrenzung der Strohabfuhr auf ein Drittel führt 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 Erdgasheizung substituiert, welche im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern relativ

emissionsarm ist. Bei der Hackschnitzel Co-Verbrennung wird hingegen anteilig Steinkohle in einem Steinkohlekraftwerk 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 Mehrkosten der Bioenergie gegenüber der fossilen Referenz und somit die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten ausfallen. Aus diesem Grund wird in Abbildung 6.4 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 Biogas-Linien 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 fossilen Referenz wesentlich höher ist als im Fall der genannten Biokraftstoffe.

Abbildung 6.4: $CO_{2äq}$-Vermeidung pro Hektar und $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten



Quelle: Eigene Berechnungen.

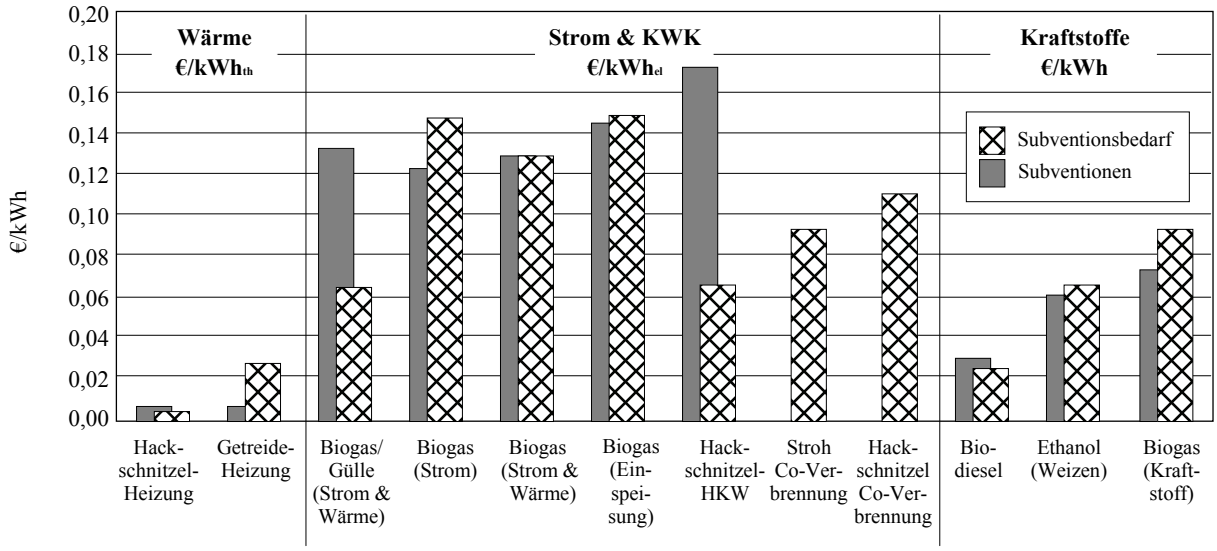
6.2.4 Vergleich der gezahlten und erforderlichen Subventionen

Neben den $CO_{2äq}$-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 Stromverbraucher. 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 2.2.2), der neben der Belastung des Staatshaushalts auch jene zusätzlichen Belastungen einschließt, die die Energienachfrager als Folge der politisch verfügten 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 6.5: 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 Stromsegments nimmt derzeit das Hackschnitzel-HKW den absoluten Spitzenplatz ein, weil die Anlage neben der Grundvergütung und dem NaWaRo-Bonus zusätzlich noch den Technologiebonus (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; vor diesem Hintergrund scheint eine Überprüfung der Einspeisevergütung nach dem EEG angebracht.

6.3 Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien

Wie einleitend in Kapitel 2.2 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 6.3).

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 fossilen Referenzen variieren, unterscheiden sich die $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Einsparung der verschiedenen Bioenergie-Linien sowie die daraus abgeleiteten $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten liegen grundsätzlich in den gleichen Größenordnungen wie die in der Literatur zu findenden Werte.

(2) Die **Getreide-Heizung** wird von anderen Autoren hinsichtlich der $CO_{2äq}$-Vermeidung geringfügig besser bewertet.

(3) Für die auf **Kurzumtriebsplantagen** basierende Hackschnitzel-Heizung wurden von Dritten etwas geringere $CO_{2äq}$-Vermeidungswerte errechnet, die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten wurden von diesen etwas ungünstiger eingeschätzt.

Tabelle 6.3: Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien

Wärmeproduktion			
Bioenergie-Linien $CO_{2äq}$-Bilanzen	**Eigene Berechnungen mit GEMIS**	**Andere Studien**	**Quelle**
Getreideheizung			
$CO_{2äq}$-Emissionen (kg/kWh$_{th}$)	0,132	0,125	Kalies et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidung (kg/kWh$_{th}$)	0,159	0,163	Kalies et al. (2007)
		0,223	Weiske et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten(€/t $CO_{2äq}$)	130		
Hackschnitzelheizung			
$CO_{2äq}$-Emissionen (kg/kWh$_{th}$)	0,044	0,071	Weiske et al. (2007)
		0,07	Kalies et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidung (kg/kWh$_{th}$)	0,247	0,216	Weiske et al. (2007)
		0,218	Kalies et al. (2007)
		0,25	Leible et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (€/t $CO_{2äq}$)	-11	-26	Kalies et al. (2007)
		14	Leible et al. (2007)
		bis 100	Heißenhuber et al. (2007)
Strom & KWK			
Bioenergie-Linien $CO_{2äq}$-Bilanzen	**Eigene Berechnungen mit GEMIS**	**Andere Studien**	**Quelle**
Biogas-Gülle (Strom&Wärme)			
$CO_{2äq}$-Emissionen (kg/kWh$_{el}$)	-0,622	-0,853	Kalies et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidung (kg/kWh$_{el}$)	1,249	1,300	Scholwin et al. (2006)
		1,640	Weiske et al. (2007)
		1,503	Kalies et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (€/t $CO_{2äq}$)	52		
Biogas (Strom)			
$CO_{2äq}$-Emissionen (kg/kWh$_{el}$)	0,242	0,357	Scholwin et al. (2006) [1)]
		0,210	LfL Bayern
		0,265	Kalies et al. (2007) [2)]
$CO_{2äq}$-Vermeidung (kg/kWh$_{el}$)	0,385	0,390	Kalies et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (€/t $CO_{2äq}$)	378		
Biogas (Strom&Wärme)			
$CO_{2äq}$-Emissionen (kg/kWh$_{el}$)	0,152	0,100	Ramesohl et al. (2006) [3)]
		0,060	Ramesohl et al. (2006) [3)]
$CO_{2äq}$-Vermeidung (kg/kWh$_{el}$)	0,475	0,550	Ramesohl et al. (2006) [3)]
		0,590	Ramesohl et al. (2006) [3)]
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten (€/t $CO_{2äq}$)	267	bis 350	Heißenhuber et al. (2007)
Biogas (Einspeisung)			
$CO_{2äq}$-Emissionen (kg/kWh$_{el}$)	0,174	0,150	Kalies et al. (2007)
$CO_{2äq}$-Vermeidung (kg/kWh$_{el}$)	0,453	0,505	Kalies et al. (2007) [4)]
$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten /t $CO_{2äq}$)	316	bis 350	Heißenhuber et al. (2007)

noch Tabelle 6.3: Eigene Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien

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

(4) Die $CO_{2äq}$-Vermeidung der verschiedenen **Biogasoptionen** sind nahezu identisch - lediglich für die reine Gülleanlage haben andere Autoren noch höhere $CO_{2äq}$-Einsparungen ermittelt; andere Berechnungen für die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten liegen nicht vor.

(5) Für die **biogene Kraftstoffproduktion** ermittelten Dritte bezüglich der Option „Biodiesel“ ähnliche und teilweise deutlich höhere $CO_{2äq}$-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 „Biogaskraftstoff“ liegt in den $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten deutlich unter den Ergebnissen einer anderen Studie bzw. in der Größenordnung einer anderen Untersuchung.

6.4 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 Kapitel 2 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.

6.4.1 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 $CO_{2äq}$-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 6.4 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 Standardvariante gelistet. Als besonders kostengünstige Bioenergie-Linien erweisen sich hierbei Biodiesel, Biogaskraftstoff sowie die Hackschnitzel-Heizung 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 6.4: Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Agrarpreisen

	kWh-Bezugsgröße	Standard-Variante (€/kWh)	+ 40% (€/kWh)	+ 80 % (€/kWh)	Delta (+ 80 %)
Biodiesel	RME	0,07	0,09	0,12	63%
Biogas (Kraftstoff)	CH_4	0,08	0,09	0,11	34%
Hackschnitzel-Heizung	th	0,08	0,09	0,11	28%
Hackschnitzel-HKW	el	0,09	0,16	0,22	138%
Stroh Co-Verbrennung	el	0,10	0,10	0,10	0%
Ethanol (Weizen)	EtOH	0,10	0,12	0,15	48%
Biogas/Gülle (Strom&Wärme)	el	0,10	0,10	0,10	0%
Getreide-Heizung	th	0,11	0,13	0,15	41%
Hackschnitzel Co-Verbrennung	el	0,11	0,14	0,16	40%
Biogas (Strom & Wärme)	el	0,17	0,20	0,24	41%
Biogas (Einspeisung)	el	0,18	0,21	0,25	34%
Biogas (Strom)	el	0,19	0,22	0,25	37%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Für die Frage, wie sich die Kosten der Bioenergiebereitstellung 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 Kraftstoffproduktion 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 Getreide-Heizung, 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 Standardvariante sehr geringen Kosten von 9 ct/kWh kommen dadurch zustande, 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.

6.4.2 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 geringfügig[12] unterschätzen. Diese Abweichungen sind aber angesichts der erheblichen Spannweiten (Tabelle 6.5), die in den Ergebnissen zum Ausdruck kommen, nur von marginaler Bedeutung.

Tabelle 6.5: Kosten der Bioenergieproduktion bei steigenden Energiekosten

	kWh-Bezugsgröße	Standard-Variante (€/kWh)	+ 40% (€/kWh)	+ 80 % (€/kWh)	Delta (+ 80 %)
Biodiesel	RME	0,07	0,08	0,09	20%
Biogas (Kraftstoff)	CH_4	0,08	0,08	0,09	9%
Hackschnitzel-Heizung	th	0,08	0,08	0,08	2%
Hackschnitzel-HKW	el	0,09	0,10	0,10	7%
Stroh Co-Verbrennung	el	0,10	0,10	0,10	1%
Ethanol (Weizen)	EtOH	0,10	0,11	0,13	25%
Biogas/Gülle (Strom&Wärme)	el	0,10	0,11	0,11	3%
Getreide-Heizung	th	0,11	0,11	0,11	6%
Hackschnitzel Co-Verbrennung	el	0,11	0,11	0,12	2%
Biogas (Strom & Wärme)	el	0,17	0,17	0,17	5%
Biogas (Einspeisung)	el	0,18	0,19	0,20	9%
Biogas (Strom)	el	0,19	0,19	0,19	4%

Quelle: Eigene Berechnungen.

12 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 nichtregenerativen Energieaufwands pro kWh_{el}. Um diesen Anteil (zuzüglich der Effekte der oben genannten Vereinfachungen) wird der Energiebedarf bei dieser Vorgehensweise unterschätzt.

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 Energiepreisniveaus 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 Energiepreisniveaus.

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 nichtsubventionierte 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.

6.4.3 Szenariorechnung „Erdgas-BHKW statt deutscher Strom-Mix“

Aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit sind die verschiedenen Bioenergie-Linien in den Kapiteln 3 bis 5 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 verbrauchsnahen BHKW-Anlage, die mit eingespeistem Biogas oder mit Hackschnitzeln betrieben wird. Für die Beurteilung dieser Bioenergie-Linien wurde bisher un-

terstellt, 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 hinzuweisen, 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 Biogasanlage geht die $CO_{2äq}$-Vermeidung erwartungsgemäß drastisch von 0,453 kg/kWh_{el} auf 0,240 kg/kWh_{el} zurück und die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten steigen von 316 €/t $CO_{2äq}$ auf 485 €/t $CO_{2äq}$ an.

Bei dem Hackschnitzel-HKW reduziert sich ebenfalls die $CO_{2äq}$-Vermeidung von 1,857 kg/kWh_{el} auf 1,474 kg/kWh_{el}; die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten gehen aber leicht von 29 €/t $CO_{2äq}$ auf 18 €/t $CO_{2äq}$ zurück. Ursache für dieses überraschende Resultat ist der Umstand, dass der Rückgang der $CO_{2äq}$-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 $CO_{2äq}$-Bilanz und Kostenrelationen die Wettbewerbsfähigkeit der biogenen Energiebereitstellung unter Umständen deutlich.

6.4.4 Szenariorechnung „Höhere Lachgasemissionen aus der Stickstoffdüngung“

In den Berechnungen zur $CO_{2äq}$-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 %[13] des ausgebrachten Düngemittelstickstoffs in Form von Lachgas entweicht.

Die aktuell diskutierte Frage (CRUTZEN et al., 2008), 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 Bioenergiestrategie 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 Problemvariante (3 % des Stickstoffs) und einer Worst-case-Variante (5 % des Stickstoffs) lassen sich wie folgt zusammenfassen:

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

---

[13] 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.

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.

7 Fazit

Die Analyse ausgewählter Bioenergie-Linien im Hinblick auf ihre Eignung für den Klimaschutz und für die Sicherung der Energieversorgung führt zu folgenden Ergebnissen und Schlussfolgerungen:

(1) Die **Wärmebereitstellung** auf Basis von Holz, welches in **Kurzumtriebsplantagen** produziert wird, ist unter den hier unterstellten Annahmen **wirtschaftlich**. Alle anderen analysierten Formen der Bioenergie-Produktion sind – solange sie in Deutschland mit einheimischen Rohstoffen betrieben werden – ohne erhebliche staatliche Unterstützung nicht wirtschaftlich. Das heißt, nur aufgrund politischer Eingriffe wird unter den aktuellen Rahmenbedingungen in relevantem Maßstab in Deutschland Bioenergie auf Ackerflächen produziert.

(2) Die hier vorgestellte biogene Wärmeproduktion auf Basis von Hackschnitzeln aus KUP erfordert praktisch keine **Subventionszahlungen**. Mit ca. 3 bis 4 ct/kWh liegen Biodiesel und die Getreide-Heizung vergleichsweise günstig am unteren Ende der Skala, während alle anderen Optionen mit Subventionen bzw. einem Subventionsbedarf von 7 bis knapp 20 ct/kWh z. T. deutlich teuerer sind. Mit Blick auf die Belastung von Steuerzahlern und Energienachfragern ist also die Biodieselproduktion vergleichsweise günstig zu beurteilen, während Hackschnitzel-HKW's besonders hohe Subventionen erhalten. Da das Hackschnitzel-HKW aufgrund der sehr hohen Subventionszahlungen betriebswirtschaftlich sehr rentabel ist, stellt sich allerdings die Frage, ob nicht eine Überprüfung der Subventionierung angeraten erscheint.

(3) Während Ethanol auf Basis Weizen oder Biodiesel mit knapp 4.000 bzw. gut 6.000 kWh/ha eine ausgesprochen geringe **Flächenproduktivität**[14] aufweisen und mithin unter dem Gesichtspunkt der Energieversorgung eher kritisch zu bewerten sind, ergibt sich bei der Einspeisung von Biogas (auf Basis von Silomais) und Verstromung in einem BHKW mit 19.000 kWh/ha eine ausgesprochen hohe Flächenproduktivität. Die höchste Flächenverwertung erzielt die Produktion und Nutzung von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in der Wärmebereitstellung mit einem Output von gut 30.000 kWh/ha bzw. in dem Hackschnitzel-HKW mit ORC-Technologie mit rd. 40.000 kWh/ha. Voraussetzung dafür, diese Potenziale in größerem Umfang realisieren zu können, ist freilich die Existenz von Nahwärmenetzen bzw. industrieller Abnehmer der Wärme.

[14] Zur Frage warum es gerechtfertigt ist, trotz der unterschiedlichen Wertigkeit der verschiedenen Energieformen alle einheitlich pro kWh zu vergleichen, siehe Abschnitt 2.2.2 in der vorliegenden Studie.

(4) Bei isolierter Betrachtung der Kraftstoffproduktion sind die markanten Vorzüge der Variante Biogas (auf Basis von Silomais) gegenüber Ethanol und Biodiesel hervorzuheben: Pro Flächeneinheit beträgt die Energieproduktion mit rd. 30.000 kWh/ha das Zwei- bis Dreifache gegenüber den herkömmlichen Formen der Biokraftstoffproduktion. Sollte die Politik mit Blick auf die Rohölversorgung v. a. an der Maximierung der Biokraftstoffproduktion interessiert sein, wäre eine verstärkte Unterstützung der Verwendung von Biogas als Kraftstoff daher eine Option.

(5) Güllebasierte Biogasanlagen – wie auch die Stroh Co-Verbrennung – bedingen überhaupt keine **Flächenkonkurrenz**, weil sie, abgesehen vom Standort der Anlage, keine Flächen in Anspruch nehmen. Mit Blick auf allgemeine Umweltschutzziele ist die Reduktion der Ammoniakemissionen aus der Güllelagerung bei einem verstärkten Zubau derartiger Anlagen als relevanter Zusatznutzen zu betonen.

(6) Während die Ethanolproduktion oder die silomaisbasierten Biogasanlagen mit **$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten** in der Größenordnung von 300 €/t und z. T. deutlich mehr belastet sind, verursachen güllebasierte Biogasproduktion, Hackschnitzel-Heizung und -HKW sowie die Co-Verbrennung von Stroh und Hackschnitzeln in Steinkohlekraftwerken $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in der Größenordnung von 0 bis 50 €/t $CO_{2äq}$. In einem mittleren Bereich von ca. 150 bis 200 €/t $CO_{2äq}$ liegen die Biodieselproduktion, die Biogaskraftstoffproduktion sowie die Getreide-Heizung. Die klimapolitische Effizienz der Biogaseinspeisung für die KWK-Nutzung sowie für die Bereitstellung von Kraftstoffen würde sich deutlich verbessern, wenn die bisher unvermeidlichen Methanemissionen in Zukunft gänzlich unterbunden werden könnten. Wenn die Politik mit Hilfe der Produktion von Bioenergie relevante Beiträge zum Klimaschutz leisten möchte, wäre es sinnvoll, eine Überprüfung der gegenwärtigen Strategie einzuleiten und vermehrt auf Bioenergie-Linien mit geringen $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten zu setzen.

(7) **$CO_{2äq}$-Vermeidungskosten** von über 50 €/t $CO_{2äq}$ müssen nach neueren Untersuchungen – gemessen an den nicht-biogenen Alternativen für den Klimaschutz – als sehr hoch eingestuft werden. Der Volkswirtschaft stehen zahlreiche **andere kostengünstige Optionen** der $CO_{2äq}$-Vermeidung zur Verfügung, beispielsweise die bessere Isolierung von Wohngebäuden oder die Optimierung von Kohlekraftwerken. Sektorübergreifende Untersuchungen kommen für Deutschland zu dem Ergebnis, dass eine Reduktion des Ausstoßes von Klimagasen um ein Drittel mit durchschnittlichen $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten von 20 bis 30 €/t $CO_{2äq}$ realisierbar ist (McKINSEY, 2007). In früheren Untersuchungen (BMWi, 2001) waren $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten von 50 bis 100 €/t $CO_{2äq}$ noch als akzeptabel eingestuft worden, um in Deutschland eine 40 %ige Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen.

(8) Bei der Bewertung biogener **KWK-Anlagen** ist zu berücksichtigen, dass auch die fossile Stromproduktion dezentralisiert und mit KWK-Konzepten in gleicher Weise optimiert werden kann (Stichwort: Etablierung von Nahwärmenetzen). Eine dezentrale Energiebereitstellung auf Basis fossiler Energieträger würde im Vergleich zur Verwendung von Biogas deutlich geringere Kosten verursachen. Weiterhin würde die Anwendung dieser fossilen Referenz aufgrund geringerer $CO_{2äq}$-Emissionen als im derzeitigen Strom-Mix die $CO_{2äq}$-Vermeidungen der Bioenergie-Linien deutlich reduzieren. Somit würde sich die klimapolitische Bewertung der hier vorgestellten Bioenergie-Linien mit KWK-Konzepten erheblich verschlechtern.

(9) Das Ergebnis der laufenden naturwissenschaftlichen Debatte über die **Lachgasemissionen** im Kontext der landwirtschaftlichen **Stickstoffdüngung** kann einen erheblichen Einfluss auf die Vorzüglichkeit der verschiedenen Bioenergie-Linien haben. Ob und inwieweit diese Untersuchungen stichhaltig sind, kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden. Sollten aber neue naturwissenschaftliche Erkenntnisse eine spürbare Anhebung der Standardwerte notwendig werden lassen, würde dies bei stickstoffintensiven Bioenergie-Linien wie z. B. Biogasproduktion auf Basis von Silomais, die Ethanolproduktion auf Basis von Weizen oder die Biodieselproduktion auf Basis von Raps zu einem drastischen Rückgang der $CO_{2äq}$-Vermeidung führen und damit erheblich ansteigende $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten nach sich ziehen. Im Extremfall wäre in diesem Szenario bei einzelnen Linien sogar ein Ausbleiben jeder $CO_{2äq}$-Vermeidung zu erwarten. Bioenergie-Linien auf Basis von **Rest- und Abfallstoffen** wären demgegenüber von einer Änderung der unterstellten Lachgasemissionen nicht betroffen, sie sind in dieser Hinsicht somit als risikoarm einzustufen. Auch auf die $CO_{2äq}$-Bilanz und die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten von hackschnitzelbasierten Linien hätte eine solche Änderung der Klimagasbilanzierung nur eine marginale Wirkung.

(10) Bei einer **Variationsrechnung für das Agrar- und Energiepreisniveau** erweisen sich die beiden Optionen „**güllebasierte Biogasanlage**“ und „**Stroh Co-Verbrennung**“ als vorteilhaft, weil deren Kosten nur sehr geringfügig von diesen Inputpreisen abhängen. Umgekehrt sind die Kosten der Biodiesel- sowie der Ethanolproduktion sehr viel stärker als die anderen Bioenergie-Linien von diesen Inputpreisen abhängig. In dem Maße, in dem die Politik damit rechnet, dass die Preise für Agrarprodukte und fossile Energie weiter steigen, ist auch damit zu rechnen, dass die $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten dieser beiden Bioenergie-Linien deutlich stärker steigen als die Alternativen.

(11) Die Datengrundlage für die klimapolitische und ökonomische Beurteilung der **Kraftstoffe der 2. Generation** erweist sich als extrem schwach. So werden z. B. für Ethanol auf Basis von Stroh $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten im Bereich zwischen knapp 300 €/t $CO_{2äq}$ und geringfügig negativen Werten veröffentlicht. Dieser Befund muss

als Indiz dafür gewertet werden, dass es nach wie vor eine erhebliche Unsicherheit hinsichtlich der Beurteilung möglicher Verfahren gibt. Für BtL werden in der Literatur bei vergleichbar unsicherer Datenlage $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten in der Größenordnung von 280 €/t $CO_{2äq}$ und mehr genannt, so dass diese Optionen unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes wenig effizient erscheinen. Hinzu kommt, dass die vorliegenden Analysen teilweise von sehr optimistischen Annahmen hinsichtlich der Rohstoffkosten ausgehen. Außerdem ist es fraglich, ob der sehr hohe Rohstoff- und Flächenbedarf von 1 Mio. t TM bzw. 100.000 ha Kurzumtriebsplantagen je BtL-Anlage mobilisiert werden kann, wenn eine inländische Rohstoffproduktion unterstellt wird.

(12) Hervorzuheben ist, dass die hier vorgestellten **Bioenergie-Linien** ausschließlich inländische Produktion sowie **inländisch produzierte** bzw. zumindest global handelbare **Rohstoffe** unterstellen. Dieser Hinweis ist insoweit von Belang, als z. B. die Verwendung von Ethanol auf Basis von **Zuckerrohr** klimapolitisch eine sehr attraktive Option ist, weil diese Form der Bioenergie – aktuelle Rohstoff- und Energiepreisrelationen unterstellt – wettbewerbsfähig zu fossilem Benzin bereitgestellt werden kann und mithin $CO_{2äq}$-Vermeidungskosten von Null oder nahe Null verursacht. Es ist überdies vorstellbar, dass die Bereitstellung von Rohstoffen für die BtL-Produktion an anderen Standorten mit deutlich geringeren Kosten verbunden ist.

(13) In der vorliegenden Untersuchung wurden **mögliche globale Landnutzungsänderungen** in Folge der Ausweitung der Bioenergieproduktion und die damit verbundenen **zusätzlichen Emissionen von Klimagasen** nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.2.2). In dem Maße, in dem global derartige Effekte auftreten, verschlechtert sich die klimapolitische Bilanz aller hier vorgestellten Verfahren, die auf der gezielten Produktion von Rohstoffen auf Agrarflächen basieren. Durch die angestrebte Zertifizierung von Biokraftstoffen sind diese negativen Rückwirkungen nationaler Bioenergiepolitik nicht substanziell zu verhindern (WISSENSCHAFTLICHER BEIRAT, 2007; 180 f.).

(14) Die staatliche **Förderung von Forschung und Entwicklung** im Bereich Bioenergie sollte je nach Zielsetzung – Energieversorgung oder Klimaschutz – auf jene Optionen ausgerichtet werden, die erwarten lassen, dass sie durch entsprechende technologische Innovationen eine **konkurrenzfähige Produktion** erlauben. Auch in diesem Kontext ist zu berücksichtigen, dass neue Technologien an anderen als deutschen bzw. europäischen Standorten möglicherweise rentabler eingesetzt werden können, weil dort Agrarflächen mit geringeren Opportunitätskosten bereitgestellt werden und kostengünstigere Produktionsverfahren etabliert werden können.

8 Literaturverzeichnis

ACTI – TÖPFER INTERNATIONAL (2007): Statistische Informationen zum Getreide- und Futtermittelmarkt, Edition Oktober 2007
http://www.acti.de/media/Statistikbroschuere-October07-new.pdf

AMON T, DÖHLER H (2006): Qualität und Verwertung des Gärrestes. In: FNR (Hrsg.): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, 3. überarbeitete Auflage, Gülzow

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

BUNDESGESETZBLATT. BGBL (2004): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40, Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich
http://217.160.60.235/BGBL/bgbl1f/bgbl104s1918.pdf

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT, BMU (2007a): 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 UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT, BMU (2007b): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm.
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007.pdf

BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE, BMWi (Hrsg.), (2001): Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%igen-Reduktionsszenarios. Endbericht von Prognos, EWI und BEI, Juli 2001. Gutachten erstellt im Auftrag des BMWi, Dokumentation Nr. 492, Berlin

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 (2008): N_2O release from agro-biofuel production negates global warming reduction by replacing fossil fuels. Atmos. Chem. Phys., 8, 389-395.

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

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

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)

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

GRÜNWALD R (2006): Perspektiven eines CO_2- und emissionsarmen Verkehrs – Kraftstoffe und Antriebe im Überblick. Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, Arbeitsbericht Nr. 111

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

HÜLSBERGEN KJ, KÜSTERMANN B (2007): Überzogene Erwartungen. DLG-Mitteilungen 11/2007, S. 58-61

INSTITUT FÜR ENERGETIK UND UMWELT, IE (Hrsg.) (2006): Förderung der Biogaseinspeisung in Luxemburg, 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

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 (Hrsg.) (2006): Energy Technologies Perspectives. OECD publications, Paris

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. Landbauforschung 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

KESTEN E, (2007): Perspektiven der Energiepflanzenproduktion aus Sicht der Pflanzenzüchtung – Beispiel Mais. In: DAF (Hrsg.): agrar spectrum: Energie aus Biomasse – weltwirtschaftliche, ressourcenökonomische und produktionstechnische Perspektiven. DLG-Verlag, Frankfurt a. M.

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, KÄLBER 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

MCKINSEY & COMPANY, INC. (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausemissionen 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

OLZEM B (2007): Persönliche Auskunft im Rahmen des Fachgesprächs Bioenergie des Wissenschaftlichen Beirats beim BMELV am 1.10.07 in Berlin

OTT M (2007) Perspektiven der Biogas-Nutzung in Deutschland. Vortrag auf der OLB-Fachtagung „Biogas – Energie mit Zukunft“ in Oldenburg am 20.3.2007

PICARD C (2007): Stellungnahme im Rahmen eines Expertengesprächs zum Thema Bioenergie des wissenschaftlichen Beirats beim BMELV am 1.10.07 in Berlin

QUIRIN M, GÄRTNER S, PEHNT M, REINHARDT G (2004): CO_2-Studie: CO_2-neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe – Eine Bestandsaufnahme. Endbericht. Ifeu, Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen (UFOP) und Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV). Heidelberg http://www.ufop.de/downloads/Co2_neutrale_Wege.pdf

RAMESOHL S, ARNOLD K, KALTSCHMITT M, SCHOLWIN F, HOFMANN F, PLÄTTNER A, KALIES 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

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

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

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

UNION ZUR FÖRDERUNG VON OEL- UND PROTEINPFLANZEN, UFOP (2007): Die aktuelle Biokraftstoffgesetzgebung. Stand 01/07. Berlin.

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

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.

WEISKE A, SCHRÖDER G, MICHEL J (2007): A Balance of Measures: Greenhouse Gas Savings and Mitigation Costs of Measures in Agricultural Production and of Bioenergy Production
http://www.ieep.eu/publications/pdfs/meacap/a_balance_of_measures.pdf

WERNER A, VETTER A, REINHOLD G (2006): Leitlinie zur effektiven und umweltverträglichen Erzeugung von Energieholz, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. http://www.tll.de/ainfo/pdf/holz1206.pdf

WISSENSCHAFTLICHER BEIRAT AGRARPOLITIK BEIM BUNDESMINISTERIUM FÜR ERNÄHRUNG, LANDWIRTSCHAFT UND VERBRAUCHERSCHUTZ (2007): Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik
http://www.bmelv.de/cln_045/nn_751706/SharedDocs/downloads/14-WirUeberUns/Beiraete/Agrarpolitik/GutachtenWBA,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/GutachtenWBA.pdf

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

Lieferbare Sonderhefte / Special issues available

286 Silvia Haneklaus, Rose-Marie Rietz, Jutta Rogasik and Susanne Schroetter (eds.) *(2005)*
Recent advances in in agricultural chemistry 11,00€

287 Maria del Carmen Rivas *(2005)*
Interactions between soil uranium contamination and fertilazation with N, P and S on the uranium content and uptake of corn, sunflower and beans, and soil microbiological parameters 8,00€

288 Alexandra Izosimova *(2005)*
Modelling the interaction between Calcium and Nickel in the soil-plant system 8,00€

290 Gerold Rahmann (Hrsg.) *(2005)*
Ressortforschung für den Ökologischen Landbau 2005 9,00€

292 Franz-Josef Bockisch und Elisabeth Leicht-Eckardt (Hrsg.) *(2006)*
Nachhaltige Herstellung und Vermarktung landwirtschaftlicher Erzeugnisse 15,00€

293 Judith Zucker *(2006)*
Analyse der Leistungsfähigkeit und des Nutzens von Evaluationen der Politik zur Entwicklung ländlicher Räume in Deutschland und Großbritannien am Beispiel der einzelbetrieblichen Investitionsförderung 12,00€

294 Gerhard Flachowsky (Hrsg.) *(2006)*
Möglichkeiten der Dekontamination von "Unerwünschten Stoffen nach Anlage 5 der Futtermittel-verordnung (2006)" 15,00€

295 Hiltrud Nieberg und Heike Kuhnert *(2006)* 14,00€
Förderung des ökologischen Landbaus in Deutschland — Stand, Entwicklung und internationale Perspektive

296 Wilfried Brade und Gerhard Flachowsky (Hrsg.) *(2006)* 12,00€
Schweinezucht und Schweinefleischerzeugung - Empfehlungen für die Praxis

297 Hazem Abdelnabby *(2006)* 8,00€
Investigations on possibilities to improve the antiphytopathogenic potential of soils against the cyst nematode *Heterodera schachtii* and the citrus nematode *Tylenchulus semipenetrans*

298 Gerold Rahmann (Hrsg.) *(2006)* 9,00€
Ressortforschung für den Ökologischen Landbau 2006

299 Franz-Josef Bockisch und Klaus-Dieter Vorlop (Hrsg.) *(2006)* 8,00€
Aktuelles zur Milcherzeugung

300 **Analyse politischer Handlungsoptionen für den Milchmarkt** *(2006)* 12,00€

301 Hartmut Ramm *(2006)* 11,00€
Einfluß bodenchemischer Standortfaktoren auf Wachstum und pharmazeutische Qualität von Eichen-misteln (*Viscum album* auf *Quercus robur* und *petraea*)

302 Ute Knierim, Lars Schrader und Andreas Steiger (Hrsg.) *(2006)* 12,00€
Alternative Legehennenhaltung in der Praxis: Erfahrungen, Probleme, Lösungsansätze

303 Claus Mayer, Tanja Thio, Heike Schulze Westerath, Pete Ossent, Lorenz Gygax, Beat Wechsler und Katharina Friedli *(2007)* 8,00€
Vergleich von Betonspaltenböden, gummimodifizierten Spaltenböden und Buchten mit Einstreu in der Bullenmast unter dem Gesichtspunkt der Tiergerechtheit

304 Ulrich Dämmgen (Hrsg.) *(2007)* 16,00€
Calculations of Emissions from German Agriculture —
National Emission Inventory Report (NIR) 2007 for 2005
[304] **Introduction, Methods and Data (GAS-EM)**
[304A] **Tables**
Berechnungen der Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft —
Nationaler Emissionsbericht (NIR) 2007 für 2005
[304] **Einführung, Methoden und Daten (GAS-EM)**
[304 A] **Tabellen**

305 Joachim Brunotte *(2007)* 14,00€
Konservierende Bedenbearbeitung als Beitrag zur Minderung von Bodenschadverdichtungen, Bodenerosion, Run off und Mykotoxinbildung im Getreide

306 Uwe Petersen, Sabine Kruse, Sven Dänicke und Gerhard Flachowsky (Hrsg.) *(2007)* 10,00€
Meilensteine für die Futtermittelsicherheit

307 Bernhard Osterburg und Tania Runge (Hrsg.) *(2007)* 15,00€
Maßnahmen zur Reduzierung von Stickstoffeinträgen in Gewässer – eine wasserschutzorientierte Landwirtschaft zur Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie

308 Torsten Hinz and Karin Tamoschat-Depolt (eds.) *(2007)* 12,00€
Particulate Matter in and from Agriculture

309 Hans Marten Paulsen und Martin Schochow (Hrsg.) *(2007)* 9,00€
Anbau von Mischkulturen mit Ölpflanzen zur Verbesserung der Flächenproduktivität im ökologischen Landbau – Nährstoffaufnahme, Unkrautunterdrückung, Schaderregerbefall und Produktqualitäten

310 Hans-Joachim Weigel und Stefan Schrader (Hrsg.) *(2007)* 13,00€
Forschungsarbeiten zum Thema Biodiversität aus den Forschungseinrichtungen des BMELV

311 Mamdoh Sattouf *(2007)* 12,00€
Identifying the Origin of Rock Phosphates and Phosphorus Fertilisers Using Isotope Ratio Techniques and Heavy Metal Patterns

312 Fahmia Aljmli *(2007)* 15,00€
Classification of oilseed rape visiting insects in relation to the sulphur supply

313 Wilfried Brade und Gerhard Flachowsky (Hrsg.) *(2007)* 10,00€
Rinderzucht und Rindfleischerzeugung - Empfehlungen für die Praxis

314 Gerold Rahmann (Hrsg.) *(2007)* 12,00€
Ressortforschung für den Ökologischen Landbau, Schwerpunkt: Pflanze

315 Andreas Tietz (Hrsg.) *(2007)* 12,00€
Ländliche Entwicklungsprogramme 2007 bis 2013 in Deutschland im Vergleich — Finanzen, Schwerpunkte, Maßnahmen

316 Michaela Schaller und Hans-Joachim Weigel *(2007)* 16,00€
Analyse des Sachstands zu Auswirkungen von Klimaveränderungen auf die deutsche Landwirtschaft und Maßnahmen zur Anpassung

317 Jan-Gerd Krentler *(2008)* 12,00€
Vermeidung von Boden- und Grundwasserbelastungen beim Bau von Güllelagern
Prevention of soil and groundwater contamination from animal waste storage facilities

318 Yelto Zimmer, Stefan Berenz, Helmut Döhler, Folkhard Isermeyer, Ludwig Leible, Norbert Schmitz, Jörg Schweinle, Thore Toews, Ulrich Tuch, Armin Vetter, Thomas de Witte *(2008)* 14,00€
Klima- und energiepolitische Analyse ausgewählter Bioenergie-Linien

Johann Heinrich
von Thünen-Institut

Landbauforschung
vTI Agriculture and Forestry Research

Sonderheft 318
Special Issue

Preis / Price 14 €

ISBN 978-3-86576-043-2