

Biogene Kraftstoffe - Kraftstoffe der Zukunft?

Themenschwerpunkt Heft 1/2006 der Zeitschrift
"Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis"
(Hg.: L. Leible, S. Kälber, E. Nieke und B. Fürniß)



Forschungszentrum Karlsruhe
Institut für Technikfolgenabschätzung
und Systemanalyse (ITAS)

Impressum

Sonderdruck des Themenschwerpunkts Heft Nr. 1, 15. Jahrgang (April 2006) der Zeitschrift „Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis“
Sonderdruck online verfügbar unter: <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2006/leua06c.pdf>

Ansprechpartner für den Themenschwerpunkt:

Dr. Ludwig Leible, ITAS
Tel.: 07247-82-4869
Fax: 07247-82-4806
E-Mail: leible@itas.fzk.de

Technische Gestaltung:

Deckblatt: Gunnar Kappler
Schwerpunkt: Gabriele Petermann

Herausgeber der Zeitschrift:

Forschungszentrum Karlsruhe
in der Helmholtz-Gemeinschaft
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS)
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Redaktion der Zeitschrift:

Dr. Peter Hocke-Bergler
Prof. Dr. Armin Grunwald
Brigitte Hoffmann
E-Mail: TATuP-Redaktion @ itas.fzk.de
hocke @ itas.fzk.de

Die Zeitschrift „Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis“ erscheint parallel als gedruckte und elektronische Version. Die elektronische Version findet sich unter:
<http://www.itas.fzk.de/deu/tatup/inhalt.htm>

Nachdruck mit Quellenangabe gestattet. Belegexemplar erbeten.

Biogene Kraftstoffe – Kraftstoffe der Zukunft?

<i>L. Leible, St. Kälber, E. Nieke</i> : Biogene Kraftstoffe – Kraftstoffe der Zukunft? Einführung, Überblick und Ausblick	4
<i>D. Bockey</i> : Biodiesel und pflanzliche Öle als Kraftstoffe – aus der Nische in den Kraftstoffmarkt	10
<i>N. Schmitz</i> : Bioethanol als Kraftstoff – Stand und Perspektiven	16
<i>U. Bossel</i> : Wasserstoff löst keine Energieprobleme	27
<i>K. Picard</i> : Biokraftstoffe aus Sicht der Mineralölindustrie	34
<i>F. Seyfried</i> : Biokraftstoffe aus Sicht der Automobilindustrie	42
<i>J. Schindler, W. Weindorf</i> : Einordnung und Vergleich biogener Kraftstoffe – „Well-to-Wheel“-Betrachtungen	50
<i>L. Leible, St. Kälber, G. Kappler, St. Lange, E. Nieke, P. Proplesch, D. Wintzer und B. Fürniß</i> : Kraftstoff, Wärme oder Strom aus Stroh und Waldrestholz – ein systemanalytischer Vergleich	61

SCHWERPUNKT

Biogene Kraftstoffe – Kraftstoffe der Zukunft?

Einführung, Überblick und Ausblick

von Ludwig Leible, Stefan Kälber und
Eberhard Nieke, ITAS

Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Diskussion will der vorliegende TA-TuP-Schwerpunkt anhand ausgewählter Beiträge einen Überblick über die Bereitstellung und Verwendung von biogenen Kraftstoffen bieten und Entwicklungstendenzen aufzeigen. Der Schwerpunkt gliedert sich dabei zunächst nach den betrachteten Biokraftstoffen Biodiesel, Bioethanol und Wasserstoff. Daran schließen Beiträge aus der Mineralöl- und Automobilindustrie an, um deren Sicht auf die Einordnung und Perspektiven der Biokraftstoffe darzustellen. Ein Vergleich zwischen den verschiedenen Biokraftstoffen wird anhand von „Well-to-Wheel“-Betrachtungen durchgeführt. Abschließend wird dann in einem Eigenbeitrag von ITAS die Bereitstellung von biogenen Kraftstoffen mit der alternativen Nutzung der Biomasse zur Wärme- und Stromerzeugung verglichen. Gegenüber den Biokraftstoffen der ersten Generation (z. B. Biodiesel und Bioethanol) werden hohe Erwartungen an biogene Kraftstoffe der zweiten Generation (u. a. Fischer-Tropsch-Kraftstoff) geknüpft. Ergebnisse aus Forschung und Demonstration müssen diese Erwartungen aber erst noch bestätigen.

1 Einführung: Hintergründe und aktuelle politische Diskussion

Nationale und internationale Bestrebungen zielen darauf ab, mit biogenen Energieträgern, die bei der Wärme-, Strom- und Kraftstoffherzeugung eingesetzt werden, einen Beitrag zur Entlastung des Treibhausklimas und zur Reduzierung der Importabhängigkeit bei der Ener-

gieversorgung zu leisten. Die Vorteile der biogenen Energieträger werden – im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern wie Wind- oder Wasserkraft – vor allem darin gesehen, dass sie speicherfähig sind. Die im Jahr 2005 zeitweise auf bis zu 68 \$ pro barrel angestiegenen Rohölpreise führten dazu, dass die öffentliche Diskussion vor allem die stark gestiegenen Kraftstoffkosten an den Tankstellen zunächst im Fokus hatte, obgleich die Heizöl- und Erdgaspreise in gleicher Weise ein neues Rekord-Preisniveau erreichten und bei Erdgas noch erreichen werden.

Aktuell wird in Deutschland die politische Diskussion zur zukünftigen Entwicklung des Marktes für Biokraftstoffe vor allem durch die Vereinbarungen des Koalitionsvertrages der Bundesregierung vom November 2005 geprägt. Danach soll die Kraftstoffstrategie mit dem Ziel weiterentwickelt werden, den Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch bis zum Jahr 2010 auf 5,75 % zu steigern. Im Jahr 2005 lag der Anteil in Deutschland bei 3,4 %. Die angestrebten 5,75 % entsprechen den Zielvorgaben der Biokraftstoffrichtlinie auf europäischer Ebene. Gleichzeitig wurde im Koalitionsvertrag die Absicht formuliert, die zurzeit gültige Mineralölsteuerbefreiung für Biokraftstoffe durch eine Beimischungspflicht zu ersetzen. Die im März 2006 vorgelegte Gesetzesvorlage zum Energiesteuergesetz geht in diese Richtung und sieht die teilweise Besteuerung von Biokraftstoffen ab August 2006 vor. Nur die in der Land- und Forstwirtschaft verwendeten reinen Biokraftstoffe bleiben steuerfrei. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilen Kraftstoffen (der „Beimischungszwang“) wird später gesondert geregelt. Letzterer dürfte erhebliche Konsequenzen für die bisherigen Bereitstellungswege der Biokraftstoffe haben. Mineralölraffinerien würden hierbei eine Schlüsselfunktion übernehmen – sowohl hinsichtlich der Beschaffung der Biokraftstoffe als auch mit Blick auf die Kraftstoffqualitäten. Der Beimischungszwang würde den Bundeshaushalt zwar entlasten, aber auf der anderen Seite den Endverbraucher – analog zum Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) für die Stromeinspeisung – zusätzlich belasten.

Gemäß der Vorgabe des Koalitionsvertrages soll darüber hinaus die Markteinführung synthetischer Biokraftstoffe (z. B. Fischer-

Tropsch-Kraftstoff) mit der Wirtschaft durch die Errichtung und den Betrieb von Anlagen im industriellen Maßstab forciert werden und die Forschung, Entwicklung und Markteinführung nachwachsender Rohstoffe gemeinsam mit der Wirtschaft vorangebracht werden.

Wie bereits angedeutet, spricht auf den ersten Blick eine Vielzahl gesamtwirtschaftlicher Vorteile für den weiteren Ausbau des Einsatzes von Biokraftstoffen. So kann dadurch der Ausstoß von treibhausrelevanten Gasen deutlich verringert werden. Zusätzlich leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Verringerung der Importabhängigkeit bei Rohöl und erhöhen somit die Versorgungssicherheit. Daneben schaffen Biokraftstoffe neue Einkommens- und Beschäftigungsmöglichkeiten – gerade für den landwirtschaftlichen Sektor und den Mittelstand. Im Gegensatz dazu sind derzeit aufgrund der aktuellen „Mineralölsteuerbefreiung“ bei Biokraftstoffen Steuerausfälle in Milliardenhöhe zu verbuchen. Deshalb müssen mit Blick auf die zukünftige Strategie im Bereich der Biokraftstoffe tragfähige Argumente gefunden werden, die auf breiten Konsens stoßen.

2 Zielsetzung und Aufbau des Schwerpunkts

Vor diesem Hintergrund will der TATuP-Schwerpunkt in diesem Heft anhand ausgewählter Beispiele einen Überblick über die Bereitstellung und Verwendung von biogenen Kraftstoffen bieten und Entwicklungstendenzen aufzeigen. Mit Blick auf die aktuelle politische Diskussion sollen die Perspektiven der verschiedenen Biokraftstoffe diskutiert werden. Insbesondere sollen die unterschiedlichen Positionen und Interessen der einzelnen Marktteilnehmer (Biokraftstoffhersteller, Mineralölwirtschaft und Automobilwirtschaft) in der Wertschöpfungskette für Biokraftstoffe veranschaulicht werden. Auf Konkurrenzbeziehungen zwischen den Biokraftstoffen und der alternativen Nutzung von Biomasse zur Bereitstellung von Strom und Wärme wird aus Sicht der Wissenschaft eingegangen.

Für die Beiträge zu diesem Schwerpunktthema sind folgende Fragestellungen von besonderem Interesse und sollen eine gewisse Strukturierung bieten:

1. Wie ist der derzeitige Stand des Einsatzes von Biokraftstoffen? Welche Perspektiven sind für die einzelnen Biokraftstofflinien erkennbar?
2. Wie ist die Wettbewerbsfähigkeit der ausgewählten Biokraftstoffe und wie sieht diese insbesondere im Vergleich zu konventionellen fossilen Kraftstoffen aus?
3. Welche Wechselwirkungen bestehen zum Im- und Export von biogenen Energieträgern insbesondere im Hinblick auf den europäischen und den Weltmarkt?
4. Welche Hemmnisse und Barrieren behindern derzeit den weiteren Ausbau des Einsatzes von Biokraftstoffen?
5. Was sind die bestimmenden steuer- und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen für den Wachstumsmarkt „Biokraftstoffe“?
6. Wo liegen die technischen Herausforderungen (u.a. mit Blick auf den Beimischungszwang) und weiteres Innovationspotenzial bei den biogenen Kraftstoffen? Welche Strategien der Markteinführung bieten die besten Chancen?
7. Wo gibt es konkurrierende Wechselwirkungen zum Wärme- und Strommarkt und wie sollte hierauf eingegangen werden?

Der Schwerpunkt dieses Heftes wird eröffnet durch Analysen zu den Biokraftstoffen Biodiesel, Bioethanol und zu Wasserstoff. Daran schließt sich je ein Aufsatz aus Sicht der Mineralöl- und der Automobilindustrie an, in dem Biokraftstoffe eingeordnet und zukünftige Perspektiven diskutiert werden. Ein Vergleich zwischen den verschiedenen biogenen Kraftstoffen – von der Bereitstellung bis zur Verwendung – wird anhand von „Well-to-Wheel“-Betrachtungen durchgeführt. Abschließend diskutieren dann die Autoren dieser Einführung in Kooperation mit weiteren Kollegen aus ITAS den Einsatz biogener Kraftstoffe anhand der Produktions- und CO₂-Minderungskosten und vergleichen diese mit der alternativen Nutzung der Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung. Hierbei wird auch auf aktuelle Entwicklungen im Forschungszentrum Karlsruhe zur Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz eingegangen.

In den folgenden Passagen werden die einzelnen Beiträge dieses Schwerpunktes vorgestellt, bevor am Ende dieses Einführungsbeitrages einige wesentliche Aussagen zu den

Perspektiven der biogenen Kraftstoffe zusammengefasst werden.

3 Überblick

Gegenüber dem Jahr 2000 hat sich in Deutschland die Produktionskapazität für Biodiesel nahezu verzehnfacht. Im Jahr 2005 lag sie bei rund 2,3 Mio. t. In weiteren Mitgliedstaaten der europäischen Union befinden sich die Anlagenkapazitäten ebenfalls im Aufbau. Einhergehend mit dieser Kapazitätsentwicklung erreichte der Biodieselabsatz in Deutschland im Jahr 2005 mit insgesamt 1,8 Mio. t einen Höchstwert. Biodiesel stellt somit aktuell den mengenmäßig bedeutsamsten Biokraftstoff dar. **Dieter Bockey** beschreibt in seinem Beitrag den Weg des Biodiesels aus der Nische in den Kraftstoffmarkt und die gesetzlichen Rahmenbedingungen, die diese Entwicklung ermöglichten.

Bockeys Blick gilt insbesondere den Auswirkungen auf die Landwirtschaft, die mit der erhöhten Rohstoffproduktion für Biodiesel in Deutschland und in der EU verbunden sind. So bestimmt die Rohstoffnachfrage (z. B. nach Raps für die Produktion von Biodiesel) maßgeblich die Anbau- und Preisentwicklung für Ölsaaten in Deutschland und zunehmend in der Europäischen Union. Es wird erwartet, dass analog zur Entwicklung in Deutschland in der EU die Anbaufläche für die Produktion von Ölsaaten zu Lasten der Getreideanbaufläche zunehmen wird. Gleichzeitig eröffnet sich für die Landwirtschaft mit der Produktion von Rohstoffen für die Herstellung von Bioethanol ein weiterer zusätzlicher volumenträchtiger Absatzmarkt.

Norbert Schmitz gibt in seinem Beitrag einen Überblick zur Bereitstellung und Verwendung von Bioethanol als Kraftstoff. Ausgehend von der Ethanolherzeugung in Deutschland wird auf die hierfür nötige Rohstoffversorgung und -eignung eingegangen, um dann einen Ausblick auf das potenzielle Bioethanol-Produktionsvolumen zu geben. Die Verhältnisse in Brasilien – als weltweit kostengünstigstem Ethanolproduzenten – werden als „Benchmark“ für die europäische Ethanolproduktion herangezogen und erläutert. Abschließend konzentrieren sich seine Ausführungen auf Energie- und Treibhausgasbilanzen bei der Ethanolproduktion. Hierbei werden die immer wieder auftretenden Behauptungen entkräftet, die Bioethanolherzeugung würde

negative Energiebilanzen aufweisen. Dabei geht er auf die in den vergangenen Jahren kontinuierlichen Verbesserungen entlang der Wertschöpfungskette ein und diskutiert in diesem Zusammenhang innovative Verfahren.

Insbesondere kritisiert Schmitz die aktuelle Situation in der EU-25, die für die weitere Entwicklung des Biokraftstoffmarktes wenig förderlich ist. Der Markt gleicht einem „Flickenteppich“: In den verschiedenen Ländern werden unterschiedliche Systeme zur Förderung von Biokraftstoffen implementiert, die in aller Regel heimische Produzenten massiv bevorzugen. In Frankreich oder Spanien kommen z. B. nur Biokraftstoffe von so genannten „lizenziierten heimischen Herstellern“ in den Genuss einer steuerlichen Förderung. Ausländische Wettbewerber haben dagegen keine Chance. Gleichzeitig sind die so in ihren Heimatländern geförderten Unternehmen als Exporteure in den „freien“ EU-Märkten Deutschland und Schweden aktiv. Nach Schmitz sollte die EU-Kommission hier ihre originäre Aufgabe wahrnehmen und gleiche Bedingungen für einen funktionierenden Wettbewerbsmarkt schaffen.

Der Beitrag von **Ulf Bossel** entwirft ein Bild zur zukünftigen Rolle von Wasserstoff in der Energiewirtschaft. Befürworter einer Wasserstoffwirtschaft sprechen von einer nachhaltigen Energie, die aus vielen Quellen abgeleitet werden kann. Diese Versprechungen sind nach Meinung von Bossel kaum haltbar. Wasserstoff ist lediglich ein Energieträger, dessen Herstellung, Verteilung und Nutzung enorm viel Energie verschlingt. So kann selbst mit effizienten Brennstoffzellen nur ein Viertel des ursprünglichen Energieinputs zurück gewonnen werden.

Bossel betont, dass ein übereilter Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft den Übergang zur nachhaltigen Energieversorgung nicht nur stark behindern wird, sondern vielleicht sogar unmöglich macht. Für alle Befürworter einer nachhaltigen Energiewirtschaft hat die Erschließung neuer Energiequellen eindeutig Vorrang vor der Einführung eines neuen Energieträgers – wie z.B. Wasserstoff. Man sollte mit Mut und Zielstrebigkeit eine nachhaltige Energiewelt direkt ansteuern, statt zuerst einmal mit einer Wasserstoffwirtschaft zu experimentieren. Der Weg führt zur effizienten Nutzung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen.

Klaus Picard stellt die Sicht der Mineralölindustrie auf den sich derzeit dynamisch entwickelnden Markt der Biokraftstoffe dar. Er stellt fest, dass trotz langfristiger Verfügbarkeit von Rohöl die Erforschung bzw. Entwicklung von Alternativen ein Gebot der Vernunft ist. Schnellschüsse und insbesondere das Verdrängen der ökonomischen Realität sind jedoch nicht Ziel führend. Die langfristige Verfügbarkeit fossiler Energieträger schafft ausreichend Zeit, nachhaltige Alternativen zu entwickeln. Mit Blick auf den Klimaschutz und die CO₂-Vermeidung werden aktuelle Ergebnisse für ausgewählte Herstellungspfade von Biokraftstoffen gegenübergestellt und diskutiert.

Der mögliche Beitrag von Biokraftstoffen zur Strukturreform in der Landwirtschaft wird ebenfalls von Picard diskutiert. Durch Biokraftstoffe der zweiten Generation, die auf der Ganzpflanzenumsetzung basieren, scheint gegenüber den Biokraftstoffen der ersten Generation ein Paradigmenwechsel möglich zu werden. Insbesondere synthetische Kraftstoffe des innovativen Biomass-to-Liquid-Prozesses (BtL-Prozesses) werden von der Mineralöl- und Automobilindustrie gleichermaßen unterstützt. Der Wechsel vom Landwirt zum „Energiepflanzenwirt“ könnte dann zur Realität werden.

Aus Sicht der Automobilindustrie beschreibt **Frank Seyfried** die Herausforderungen im Verkehrssektor, die in der Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe zur Sicherung der zukünftigen Mobilität bestehen. Hierbei gilt es zu bedenken, dass Biokraftstoffe zumeist eine völlig andere molekulare Struktur besitzen als fossile Kraftstoffe und damit auch gänzlich andere Eigenschaften. Dies erfordert in den meisten Fällen nicht nur eine neue Motorenteknologie, sondern auch eine neue Produktionsinfrastruktur. Dem entgegen ist es aus technologischen und ökonomischen Gründen nicht Ziel führend, neben Benzin und Diesel nun auch für die in der Diskussion befindlichen Biokraftstoffe eine neue Verteilungsinfrastruktur aufzubauen. Eine Zumischung dieser Kraftstoffe ist im Rahmen der bestehenden Normen zu bevorzugen.

Insgesamt sinnvoller ist aus seiner Sicht die Nutzung eines variablen Herstellungsprozesses für Kraftstoffe, der in der Lage ist, aus nahezu allen Primärenergien einen hochwertigen Kraftstoff konstanter Qualität herzustellen. Dieser sollte den konventionellen Kraftstoffen sehr

ähnlich sein: Bei synthetischem Kraftstoff aus Biomasse ist dies der Fall. Unabhängig von der Herkunft eröffnet dieser neue Möglichkeiten für zukünftige Verbrennungsprozesse. Synthetische Kraftstoffe – insbesondere aus Biomasse – bieten eine intelligente Lösung. Für das nächste Jahrzehnt werden größere Anteile erwartet.

Im Beitrag von **Jörg Schindler** und **Werner Weindorf** werden die Herstellung biogener Kraftstoffe und deren Verwendung im Fahrzeug in einer „Well-to-Wheel“-Betrachtung – also von der Quelle bis zum Rad – analysiert. Die jeweiligen Erzeugungspfade von Biokraftstoffen werden beschrieben und Aussagen zum notwendigen Energieeinsatz, zu den Mehrkosten gegenüber den fossilen Kraftstoffen und über die Emissionen an Treibhausgasen getroffen. Die Kosten der Kraftstoffherstellung und -verteilung bis zur Tankstelle werden dargestellt und bewertet. Die „Well-to-Wheel“-Analyse beinhaltet zusätzlich die daran anschließende Verwendung der Biokraftstoffe im Fahrzeug. Der Beitrag stützt sich im Wesentlichen auf Studien, an denen die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik in den letzten Jahren beteiligt war.

Die Autoren weisen darauf hin, dass die Umwandlung biogener Energieträger in Kraftstoffe gegenwärtig teuer ist. Für alle Verfahren gilt: Die hohen Kosten und die Komplexität der Biomassebereitstellung, die hohen Investitionen für die Konversionsanlagen sowie der noch nicht zureichende Gesamtwirkungsgrad aller Umwandlungsschritte sind die Haupthürden einer großtechnischen Umsetzung der Prozesse. Eine Minderung der Freisetzung der Treibhausgase mit biogenen Kraftstoffen bedeutet immer eine Bürde mit hohen Kosten. Die Bereitschaft, mehr für den Kraftstoff zu bezahlen, führt jedoch nicht grundsätzlich zu CO₂-Einsparungen.

Abschließend wird in einem Eigenbeitrag von **ITAS** die Bereitstellung von biogenen Kraftstoffen mit der alternativen Nutzung der Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung verglichen. Stroh und Waldrestholz bieten grundsätzlich ein großes und kostengünstiges Potenzial für eine energetische Nutzung zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffgewinnung. Der Vergleich der unterschiedlichen Nutzungspfade zeigt, dass gemessen an den Gestehungs- und CO₂-Minderungskosten die Kraftstoffgewinnung unter derzeitigen Rahmenbedingungen den höchsten Subventionsbedarf hat. Im Ge-

gensatz dazu kommt die Wärmebereitstellung aus Biomasse heute in der Regel nahezu ohne Subventionen aus. Die Abschätzungen zu den CO₂-Minderungskosten verdeutlichen, dass die CO₂-Minderungsstrategie nur ein sehr schwaches Argument für die Forcierung der Aktivitäten zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus Biomasse darstellen kann.

Da das BtL-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe über die Pyrolyse und Vergasung jedoch Wege eröffnet, die Biomasse – als Kohlenstoffträger – einer weitergehenden chemischen Nutzung zuzuführen, sollte dieser Entwicklungsweg auch weiter verfolgt werden. Darüber hinaus ließen sich unter Nutzung des technischen Fortschritts die bestehenden ökonomischen Nachteile bei der Kraftstoffherzeugung sicherlich reduzieren, so dass insbesondere unter Vorsorge-Gesichtspunkten Forschung und Demonstration der Machbarkeit in diesem Bereich zu befürworten sind.

4 Ausblick

Der vorliegende Schwerpunkt hat zum Ziel, einen Einblick in den aktuellen Stand und die Perspektiven für die Bereitstellung und Nutzung von biogenen Kraftstoffen zu geben. Hierbei sollten direkt an diesem Thema Beteiligte – Kraftstoffproduzenten, Verbände, Mineralöl- und Automobilindustrie und Wissenschaft zu Wort kommen. Dass hierbei die jeweiligen Interessen in den Vordergrund gestellt werden, war beabsichtigt. So kommt es teilweise zu sehr unterschiedlichen Einschätzungen bzgl. der Zukunftsfähigkeit des gleichen Kraftstoffs. Wasserstoff als Kraftstoff ist hierfür das markanteste Beispiel. Während beispielsweise die Automobilindustrie (s. Beitrag von Seyfried) in der Kombination von Wasserstoff und Brennstoffzelle eine mittel- und längerfristig interessante Antriebsoption sieht, wird dies von Bossel in seinem Beitrag deutlich verneint. Dieser sieht vielmehr in der Bereitstellung und effizienten Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom die Strategie der Zukunft und schreibt dem Wasserstoff, der mit Hilfe regenerativen Stroms erzeugt wird, nur eine Nischenbedeutung zu.

Mit Blick auf die Zukunftsperspektiven der biogenen Kraftstoffe werden aus der Sichtweise der Mineralölindustrie (s. Beitrag von Picard) zwei wesentliche Aspekte angeführt. Zum einen

werden weiter steigende Erdölpreise – und dies gilt generell für Energiepreise – dazu führen, dass die Reichweite des Erdöls aufgrund der Erschließung bisher zu teurer Reserven deutlich verlängert wird. Bei der Reichweite muss aber unterschieden werden, ob man statischen (= konstanten) oder dynamischen (= anwachsenden) Verbrauch zugrunde legt.

Zum anderen führen steigende Energiepreise dazu, dass die Kraftstoffe (generell aber auch die Energie) effizienter genutzt werden. Die Schlussfolgerung hieraus sollte aber keinesfalls sein, auf die Förderung der Entwicklung und Markteinführung biogener Kraftstoffe zu verzichten. Man sollte sich aber aus politischer Sicht die nötige Zeit nehmen, die richtigen Förderstrategien für biogene Kraftstoffe zu wählen.

Wie aus den Beiträgen des Schwerpunktes deutlich wird, muss sich eine Kraftstoff-Strategie gerade aus politischer Sicht in eine übergeordnete Energiepolitik einordnen, die sich insbesondere an folgenden wesentlichen Zielen messen lassen muss:

- Versorgungssicherheit,
- Reduzierung der treibhausrelevanten Emissionen und
- Bezahlbarkeit.

Dass eine solche Kraftstoff-Strategie die Flexibilität besitzen muss, sich auf geänderte Rahmenbedingungen einstellen zu können, ist selbstredend. Eine abgestimmte europäische Energiepolitik zur Verfolgung dieser übergeordneten Ziele – die den Nationalstaaten größtmögliche Gestaltungsfreiheit einräumt – könnte der richtige Weg sein. Diese europäische Energiepolitik würde es ermöglichen, eine Anpassung der Förderstrategie auf nationaler Ebene auch relativ kurzfristig vorzunehmen. So wird beispielsweise in Deutschland ab 1. August 2006 bei Biodiesel der vollständige Mineralölsteuerverzicht sukzessive aufgehoben und über die Einführung eines Beimischungszwangs für biogene Kraftstoffe nachgedacht. Zwischen den Mitgliedsstaaten der EU kann es hierbei zu Wettbewerbsverzerrungen kommen; es ist Aufgabe der EU-Kommission, solchen negativen Auswirkungen entgegenzuwirken.

Bei der Forcierung der Markteinführung von biogenen Kraftstoffen in der EU ist nur schwer abzuschätzen, welche Wechselwirkungen sich hierbei zum Weltmarkt auf Ebene der

Kraftstoffe bzw. der hierfür eingesetzten biogenen Rohstoffe ergeben. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass dadurch die Erzeugerpreise für Agrarerzeugnisse generell gestützt und in Folge davon direkte Agrarsubventionen reduziert werden können. In welchem Ausmaß hiermit zusätzliche Beschäftigungseffekte einhergehen, ist dagegen nur schwer abzuschätzen.

Bei der Förderung der biogenen Kraftstoffe muss deutlich unterschieden werden, ob es um die Markteinführung bzw. Marktdurchdringung (z. B. bei Biodiesel und Bioethanol) oder um die Forschung und Demonstration der Machbarkeit der Bereitstellung und Verwendung von Kraftstoffen der zweiten Generation (z. B. bei Fischer-Tropsch-Kraftstoff und Wasserstoff) geht.

Steht bei der Förderung das Ziel der CO₂-Minderung im Vordergrund, dann wird mit Blick auf die CO₂-Minderungskosten deutlich, dass die Bereitstellung von Wärme und Strom aus Biomasse deutlich günstiger abschneidet als die Bereitstellung und Verwendung von biogenen Kraftstoffen. Während beispielsweise bei Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz die CO₂-Minderungskosten bei über 200 € pro Tonne eingespartem CO₂ liegen, fallen bei deren Nutzung zur Wärmebereitstellung keine bzw. sogar negative CO₂-Minderungskosten an. Bei der Verstromung liegen die entsprechenden CO₂-Minderungskosten im Bereich von 40 bis 70 € pro Tonne CO₂.

Die derzeit noch festzustellenden Kostennachteile bei den angeführten biogenen Kraftstoffen der zweiten Generation gegenüber den Vertretern aus der ersten Generation (z. B. Biodiesel, Bioethanol) – sie liegen derzeit im Bereich von 10 bis 20 €-Cent pro Liter Diesel-Äquivalent (als energetische Bezugsbasis) – können durch Forschung und Demonstration vermutlich abgebaut werden. Dies dürfte aber nur wenig an der Einschätzung ändern, dass ihre Bereitstellung erst ab Rohölpreisen von deutlich über 100 \$ pro barrel ohne Subventionen (wie z. B. Mineralölsteuerverzicht) auskommt. Bei diesem angedeuteten Preisniveau ist die Frage berechtigt, ob man dann noch von einer Bezahlbarkeit unserer Energieversorgung sprechen kann.

Mit Blick auf die Umsetzung der oben angeführten übergeordneten Ziele wäre eine zu sektorale Betrachtung, also z. B. die Verengung des Blickwinkels auf die Bereitstellung

und Verwendung von biogenen Kraftstoffen, aus volkswirtschaftlicher Sicht eher kontraproduktiv. Vielmehr sollte die Biomasse mit den gesetzten Förderanreizen dort Verwendung finden, wo sie am effizientesten einen Beitrag zu diesen Zielen leisten kann. Dies schließt in gleichem Maße technologische Entwicklungen mit ein, die auf eine effizientere Biomassenutzung abzielen.

Hohe Erwartungen werden in diesem Zusammenhang insbesondere – wie mehrere Beiträge dieses Schwerpunkts zeigen – an die biogenen Kraftstoffe der zweiten Generation geknüpft. Ergebnisse aus Forschung und Demonstration müssen diese Erwartungen aber erst noch bestätigen. Auch unter diesem Blickwinkel ist das Fragezeichen berechtigt, ob sich biogene Kraftstoffe tatsächlich als Kraftstoffe der Zukunft erweisen können. Dass sie unter Vorsorgegesichtspunkten ein wichtiges Thema sind, zeigt die aktuelle Politik und ist unbestritten. Ob sie aber bereits in 15 Jahren rund 20 % unseres Kraftstoffbedarfs decken werden, ist eher fraglich.

«

Biodiesel und pflanzliche Öle als Kraftstoffe – aus der Nische in den Kraftstoffmarkt

von Dieter Bockey, Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP)

Im Bereich der Rohstoff- und Biokraftstoffproduktion hat sich in Deutschland inzwischen ein komplexer und durch stetiges Wachstum gekennzeichnete Sektor entwickelt. Die Rohstoffnachfrage bei Raps für die Produktion von Biodiesel bestimmt maßgeblich die Anbau- und Preisentwicklung für Ölsaaten in Deutschland und zunehmend in der Europäischen Union. Die Anlagenkapazitäten befinden sich ebenfalls in weiteren Mitgliedstaaten in der Europäischen Union im Aufbau. Es wird erwartet, dass analog wie in Deutschland hiermit einhergehend die Anbaufläche für die Produktion von Ölsaaten zu Lasten der Getreideanbaufläche zunehmen wird. Gleichzeitig eröffnet sich mit der Produktion von Getreide für die Herstellung von Bioethanol ein weiterer zusätzlicher volumenträchtiger Absatzmarkt.

1 Einleitung

Als im Dezember 1990 die „Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.“ (UFOP) gegründet wurde, war Biodiesel ein „no-name“-Produkt. Die UFOP mit ihrer interprofessionell ausgerichteten Struktur setzte von Anfang an auf diesen Alternativkraftstoff. Denn angesichts eines soeben verlorenen Soja-Panels im GATT (heute WTO) und der sich abzeichnenden Einführung der Flächenstilllegung zur Reduzierung der Überschüsse bei Getreide und zur Konsolidierung des EU-Haushalts im Rahmen der ersten Stufe der Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP), musste konsequenterweise ein neuer volumenträchtiger Markt entwickelt werden. Es waren die Mitgliedsstaaten Deutschland und Frankreich, die von Anfang an im Rapsanbau auf Stilllegungsflächen zur Produktion von Biodiesel eine neue Absatzalternative sahen. Strategisch trennten sich jedoch schnell die Wege. Frankreich setzte von Beginn an auf die Zumischung von Biodiesel zu Dieselmotorkraftstoff im Rahmen von Pilotvorhaben und hatte bereits im Jahr 1995 eine Produktionskapazität von etwa 250.000 t. Im Gegensatz dazu

hat Deutschland von dieser nationalen Ermächtigung gemäß Mineralölsteuerstrukturrichtlinie nicht Gebrauch gemacht, sondern tolerierte die Markteinführung von Biodiesel als Reinkraftstoff, denn eine nationale und von der EU-Kommission notifizierte Regelung existierte nicht. Erschwerend für die Markteinführung kam hinzu, dass die Verbraucher Biodiesel praktisch nicht kannten oder die Verwendbarkeit in herkömmlichen Dieselmotoren hinterfragt wurde. Die Absatzmengen waren in der Anfangsphase vergleichsweise gering. Erst im September 1995 ging in Leer die erste industrielle Biodieselanlage in Betrieb. Aber immer noch war der Preisunterschied zwischen Biodiesel und Dieselmotorkraftstoff zu gering, um einen Nachfrageschub auszulösen. Erst mit der Freigabenteilung für alle Diesel-Pkw im Jahr 1995 durch die Volkswagen AG wurde die Voraussetzung geschaffen, ein Kundenpotenzial für die Tankstellen aufzubauen – das „Henne-Ei-Problem“ war motortechnisch gelöst.

2 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Den ersten Biodieselnachfrage- und nachfolgenden Investitionsboom löste im Jahr 2000 die Einführung der Ökosteuern in drei Stufen mit je 3 €-Cent pro Liter aus. Biodiesel war der Gewinner der ökologischen Steuerreform, aber steuerrechtlich nicht im Mineralölsteuergesetz verankert. Mit Beschlussfassung der Änderung des Mineralölsteuergesetzes zum 1. Januar 2004 zur Steuerbegünstigung von Biokraftstoffen hat Deutschland eine gesetzlich verbindliche Regelung für Biokraftstoffe geschaffen. Die bisherige Markteinführung und der Kapazitätsaufbau für die Produktion von Biodiesel basierten letztendlich auf einer Protokollerklärung Deutschlands gegenüber der EU-Kommission. Angesichts des Kapazitätswachses für die Produktion von Biodiesel bestand Handlungsbedarf zur Legalisierung der Steuerbegünstigung von Biokraftstoffen in Deutschland. Die EU-Richtlinie zur Förderung von Biokraftstoffen (2003/30/EG) sowie die Energiesteuerrichtlinie (2003/96/EG) gaben zum einen den Handlungsdruck vor, Biokraftstoffe – auf Basis von Mengenzielen – zu einem strategischen Element der Kraftstoffversorgung zu entwickeln und schufen zum anderen den Ermächtigungs-

spielraum zur Steuerbegünstigung von Biokraftstoffen auf nationaler Ebene.

Die im Biomasseaktionsplan von der EU vorgegebenen Mengenziele, den Biokraftstoffanteil heizwertbereinigt ab dem Jahr 2005 von 2 % auf 5,75 % bis zum Jahr 2010 steigen zu lassen, sind sehr ambitioniert, gemessen an dem hierfür erforderlichen Rohstoffbedarf. Dem Antrag Deutschlands auf Gewährung nationaler Beihilfen – für die Mineralölsteuerbefreiung für Biokraftstoffe – hatte die EU-Kommission am 18. Februar 2004 zugestimmt und als befristete Maßnahme für den Zeitraum vom 1. Januar 2004 bis zum 31. Dezember 2009 genehmigt.

Deutschland hatte zu diesem Zeitpunkt als Voraussetzung für die Erteilung der vollständigen Steuerbefreiung für Biokraftstoffe vermitteln können, dass im Falle einer vollständigen Mineralölsteuerbefreiung die Produktionskosten für Biokraftstoffe ohne Verbrauchssteuer nicht unter dem Marktpreis einschließlich Verbrauchssteuer von herkömmlichen Kraftstoffen liegen. Die EU-Kommission hatte als Ergebnis der Notifizierung anerkannt, dass nicht nur die Produktionskosten berücksichtigt werden müssen, sondern kostensteigernd auch der entsprechende Mehrverbrauch bei Biokraftstoffen (Reinkraftstoffnutzung) aufgrund des niedrigeren Energiegehaltes. Dieser „Kostenfaktor“ entfällt im Falle der Zumischung zu Dieselmotoren (max. 5 % gemäß DIN EN 590) oder Benzin (max. 5 % gemäß DIN EN 228) auf der Stufe der Mineralölindustrie. Bei Biodiesel und Bioethanol kam die Kommission zu dem Ergebnis, dass die nationale Mineralölsteuerbefreiung nicht zu einer Überkompensation führt. Die Kommission erkannte die im nationalen Mineralölsteuergesetz festgelegten Maßnahmen zur jährlichen Prüfung auf Überkompensation im Wege der Berichterstattung an das Parlament an. Die Kommission stellte fest, dass sich die Beihilfe darauf beschränkt, die Differenz zwischen den Produktionskosten der Biokraftstoffe und deren Marktpreis zu kompensieren. Diese Situation hat sich durch die Rohölpreiserhöhung 2004 und besonders 2005 geändert.

Im ersten Bericht der Bundesregierung an den Bundestag zur Überkompensationsprüfung (vgl. Tab. 1) vom 21. Juni 2005 (Deutscher Bundestag 2005) hatte die Bundesregierung anerkannt, dass es darüber hinaus für den

Marktzugang eines Preisanreizes bedarf (s. auch Beispiel Erdgas), und konsequenterweise empfohlen, diese Notwendigkeit bei der Abstimmung für einen Vorschlag einer Teilbesteuerung zu berücksichtigen.

Tab.1: Überkompensationsprüfung bei Biodiesel

	<i>Biodieseleinsatz als</i>	
	<i>Reinkraftstoff (€-Cent/l)</i>	<i>Beimischung (€-Cent/l)</i>
Rapsölpreis frei Ölmühle	49	49
Raffination	4	4
Veresterung abzgl. Glyceringutschrift	7	7
Beimischungskosten	-	3
Logistik	8	8
Technischer Mehraufwand	3	-
Mehrverbrauch	5	-
Summe (ohne USt)	76	71
Durchschnittspreis Diesel 2004	81	81
Überkompensation	5	10

Quelle: Deutscher Bundestag 2005

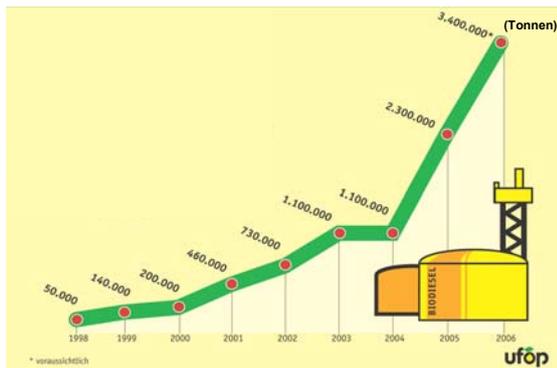
Das Inkrafttreten des Mineralölsteueränderungsgesetzes zum 1.1.2004 hat in Deutschland einen regelrechten Investitionsboom ausgelöst und in der Mineralölindustrie zu einer entsprechenden Nachfrage nach Biokraftstoffen geführt.

3 Produktions- und Absatzentwicklung

Die Biodieselproduktionskapazität hat sich bis Ende 2005 auf rund 2,3 Mio. t erhöht und damit gegenüber dem Jahr 2000 mehr als verzehnfacht (vgl. Abb. 1 nächste Seite) und wird sich bis Ende 2006 unter Berücksichtigung der sich zurzeit in der Planung befindlichen Anlagen auf drei bis vier Mio. t erhöhen. In den vergangenen Jahren wurden ca. 400 bis 500 Mio. € in den Aufbau der Biodieselproduktion investiert. Deutschland ist weltweit führend in der Produktion von Biodiesel und hiermit einhergehend in der Anlagentechnologieentwicklung und in der Entwicklung der erforderlichen Fahrzeugkonzepte für den Betrieb mit Biodiesel als Reinkraftstoff. Es müssen nicht nur die materialtechnischen Eigenschaften, sondern insbesondere

die steigenden emissionsrechtlichen Anforderungen als Voraussetzung für die Freigaberteilung erfüllt werden. Die DaimlerChrysler AG erteilt inzwischen sogar für die Abgasstufe EURO 5 in Verbindung mit einer Sonderausstattung die Freigabe für Nutzfahrzeuge.¹

Abb. 1: Biodieselpkapazitäten in Deutschland



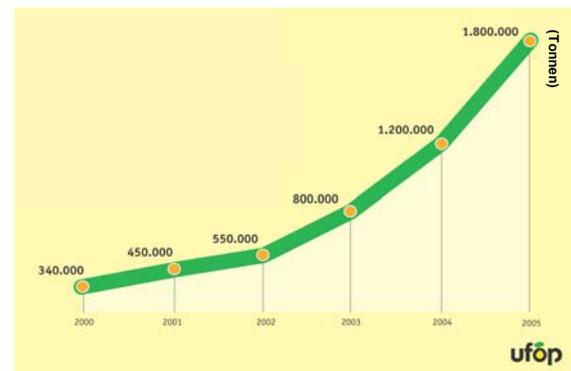
Konsequenterweise wird ebenfalls die Ölmühlkapazität von zurzeit ca. 5,5 Mio. t bis Ende 2007 auf 7,5 Mio. t ausgebaut. Weitere Ölmühlen, die in Anlagenkonzepten für Biodieselanlagen integriert sind, befinden sich in der Planungsphase. Die nachhaltige Versorgung mit Rapsöl als Rohstoff ist ein entscheidendes strategisches Element zur Wettbewerbssicherung von Biodieselanlagen – insbesondere in Jahren, in denen witterungsbedingt die Ernte unter den Erwartungen bleibt und hohe Pflanzenölpreise bzw. die reduzierte Verfügbarkeit von Rapsöl die Existenz der Anlagen gefährden. Die Insolvenz der Biodieselanlage am Standort Schwarzhöhe / Brandenburg im Jahr 2003 ist ein Beispiel, das sich nicht wiederholen sollte.

Auch in Kleinpressanlagen zur Gewinnung von Rapsöl wurde erheblich investiert – schätzungsweise 60 bis 70 Mio. €. In den vergangenen drei Jahren stieg die Anzahl dezentraler Abpressanlagen geradezu rasant von 98 auf ca. 300 an, die heute insgesamt eine jährliche Vermahlungskapazität von 0,4 bis 0,5 Mio. t Rapssaat erreichen. Hergestellt wird vorrangig Rapsöl zur Kraftstoffnutzung oder als Rohstoff für die Biodieselproduktion. Die UFOP geht davon aus, dass sich die Kooperation zwischen den Biodieselherstellern insbesondere dann erheblich intensivieren wird, wenn auch in Zukunft die

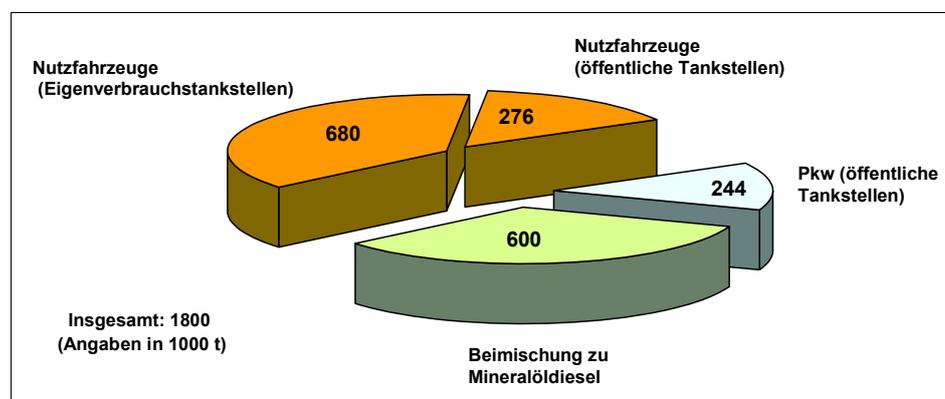
Verwendung von Pflanzenölkraftstoffen in der Land- und Forstwirtschaft dauerhaft von der Mineralölsteuer befreit bleibt. Für die Nutzung von Rapsölkraftstoff existiert eine mit finanzieller Förderung der UFOP entwickelte Vornorm E DIN V 51605, die bis Mitte 2006 in eine endgültige nationale Norm überführt werden soll.

Einhergehend mit der Kapazitätsentwicklung erreichte der Biodieselaabsatz im Jahr 2005 mit insgesamt 1,8 Mio. t erneut einen Höchstwert (vgl. Abb. 2). Es wird geschätzt, dass davon rund 1,5 Mio. t aus inländischer Produktion stammen. Verlässliche statistische Angaben liegen hierzu nicht vor. Ursache ist die (noch) fehlende Einbindung der Biokraftstoffe in die entsprechende Mineralölstatistik.

Abb. 2: Entwicklung des Biodieselaabsatzes in Deutschland



Heute bieten mehr als 500 Unternehmen des Tankstellenmittelstandes (konzernunabhängig) an etwa 1.900 öffentlichen Tankstellen – jede Neunte im Bundesgebiet – praktisch flächendeckend Biodiesel an. Nach einer aktuellen Erhebung der Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. (2006) haben die Tankstellenbetreiber allein 2005 etwa 8 Mio. € und seit 1996 insgesamt ca. 35 Mio. € in die Errichtung und Umrüstung öffentlicher Tankstellen investiert. Für diese Unternehmen hat sich Biodiesel als wichtige zusätzliche Einkommensquelle in einem hart umkämpften Kraftstoffmarkt entwickelt. Die Absatzmenge lag im Jahr 2005 bei etwa 520.000 t (in 2004 bei ca. 420.000 t) (vgl. Abb. 3 nächste Seite).

Abb. 3: Absatz und Verwendung von Biodiesel in Deutschland im Jahr 2005

Quelle: AGQM 2006

Etwa 1 Mio. t Biodiesel wurden 2005 als Reinkraftstoff (einschließlich Verkauf über öffentliche Tankstellen) direkt an das Speditionsgewerbe, den öffentlichen Personennahverkehr und an die Landwirtschaft verkauft. Das Absatzpotenzial in der Land- und Forstwirtschaft wird unter Berücksichtigung der gegebenen Regelung für die Agrardieselerückvergütung (10.000 Litergrenze) auf etwa 300.000 bis 400.000 t geschätzt. Etwa 600.000 t Biodiesel wurden auf der Stufe der Mineralölindustrie dem Dieselmotorkraftstoff zugemischt. Eine Beimischung von bis zu 5 % sind gemäß DIN EN 590 erlaubt.

4 Auswirkungen auf die Landwirtschaft in Deutschland

Durch die Rohstoffproduktion für Biodiesel wurden im Jahr 2005 bereits 1 Mio. ha Anbaufläche in Deutschland gebunden (vgl. Tab. 2). Das gesamte Anbauflächenpotenzial wird auf 1,6 bis maximal 1,8 Mio. ha geschätzt. Davon werden rund 400.000 ha für die Produktion von Rapsöl für die Nahrungsmittelindustrie und etwa 100.000 ha für die Bereiche Oleochemie² und Schmierstoffe benötigt.

Tab. 2: Anbaustatistik für nachwachsende Rohstoffe in Deutschland

Art der Fläche	2003		2004			2005			2005
	Basis	Stilllegung	Basis	Stilllegung	Energiepflanzen	Basis	Stilllegung	Energiepflanzen	Energiepflanzen
	<i>Deutschland¹⁾ (ha)</i>								
Stärke	125.000	0	125.000	0	0	125.000	0	-	
Zucker	7.000	0	7.000	0	0	7.000	0	-	
Rapsöl	340.000	328.753	424.000	210.000	80.800	561.665	322.000	121.926	130.669
Sonnenblumenöl	15.000	3.983	-	750	0	-	1.900	-	
Getreide ²⁾	-	-	-	3.400	31.500	-	43.534	118.531	
Leinöl	5.000	365	3.000	100	0	0	0	-	
Faserpflanzen	2.800	0	2.000	0	0	1.500	75	-	
Heilstoffe	4.000	693	4.000	400	0	4.000	182	-	
Sonstiges	-	5.051	-	350	0	-	2.811	2.320	
<i>Summe</i>	<i>498.800</i>	<i>338.845</i>	<i>565.000</i>	<i>215.000</i>	<i>112.300</i>	<i>699.165</i>	<i>370.502</i>	<i>242.777</i>	<i>130.669</i>
<i>insgesamt</i>	<i>837.645</i>		<i>892.300</i>			<i>1.312.444</i>			

¹⁾ Ackerfläche insgesamt 2005: 10,6 Mio. ha

²⁾ inkl. Corn-Cob-Mix (CCM), Silomais

Quelle: BLE 2005, eigene Abschätzungen

Die Anbaufläche von Raps hat sich mit 1,4 Mio. ha (geschätzt für die Ernte 2006) innerhalb von 15 Jahren praktisch verdoppelt. Diese Anbauentwicklung hat erheblich dazu beigetragen, die Überschussituation im Getreidebereich und damit die Kosten für staatliche Interventionen zur Marktregulierung zu reduzieren.

Insbesondere in den Ackerbaubetrieben der neuen Bundesländer hat sich der Rapsanbau als eine alternative Blattfrucht zur Zuckerrübe in Getreidefruchtfolgen entwickelt. Bei Rapserezeugerpreisen zur Ernte 2005 zwischen 200 und 210 €/t und einer Erntemenge von ca. 3,8 Mio. t wird mit diesem Produktionszweig inzwischen ein Bruttoumsatz in der Landwirtschaft von etwa 0,76 Mrd. € erzielt.

Mit dem geschätzten Anbauflächenpotenzial von etwa 1,4 Mio. ha Raps für die Biodieselproduktion verfügt Deutschland über das erforderliche Rohstoffpotenzial zur Erreichung des Mengenziels gemäß EU-Aktionsplan im Jahr 2010, nach dem mindestens 5,75 % des Dieselmärktes mit Biodiesel (ca. 2 Mio. t) abgedeckt werden sollen (vgl. Tab. 3). Zur Sicherung der Rohstoffbeschaffung aus der EU bzw. Drittländern orientiert sich die aktuelle Standortplanung für Neuanlagen entlang schiffbarer Binnengewässer bzw. Häfen (z. B. Regensburg, Höchst, Mainz, Brunsbüttel, Rostock, Halle, Neuss, Magdeburg).

Tab. 3: Zielvorgaben der EU-Biokraftstoffrichtlinie, bezogen auf Deutschland

	Ziel 2005	Ziel 2010
Mengenziel Anteil	2 %	5,75 %
Dieselmotorkraftstoffverbrauch ¹⁾	30,1 Mio. t	30,8 Mio. t
Biodieselbedarf ²⁾	0,7 Mio. t	2,06 Mio. t
Produktionskapazität ³⁾	1,5 Mio. t	2,0 Mio. t
Flächenbedarf ⁴⁾	1,07 Mio. ha (0,94 Mio. ha)	1,43 Mio. ha (1,25 Mio. ha)

¹⁾ MWV (2005)

²⁾ Basis: Heizwert Diesel: 43 MJ/kg, Heizwert Biodiesel: 37 MJ/kg

³⁾ anteilig geschätzt

⁴⁾ Basis: Produktionskapazität; Biodieselerträge 1,4 t/ha (1,6 t/ha)

5 Flächen- und Mengenpotenziale in der EU

Das Rohstoffpotenzial für die Biodieselproduktion ist jedoch begrenzt. In der EU-25 wurden 2004 auf ca. 7 Mio. ha rund 19,2 Mio. t Ölsaaten (Raps: 15,1 Mio. t, Sonnenblumen: 4,1 Mio. t) geerntet; dies entspricht einer Ölmenge von etwa 8 Mio. t. Gemessen am Dieselbedarf der EU-25 im Jahr 2010 (165 Mio. t) würden heizwertbereinigt etwa 11 Mio. t Biodiesel benötigt (vgl. Tab. 4). Der Vergleich macht deutlich, dass das Mengenziel von 5,75 % für das Jahr 2010 ausschließlich auf Basis europäischer Rohstoffe nicht erreicht werden kann. Die Einführung eines EU-weiten Beimischungszwangs (s. Österreich, Niederlande, Großbritannien, Deutschland) würde konsequenterweise zu einem Anstieg der Importe pflanzlicher Öle und von Biodiesel aus Drittländern führen.

Da die EU-Richtlinie zur Förderung von Biokraftstoffen keine Mengenvorgaben für die jeweiligen Kraftstoffarten macht, kann diese „Lücke“ durch die Produktion von Bioethanol kompensiert werden. Im Vergleich zur Produktion von Biodiesel aus Ölsaaten ist das Rohstoffpotenzial für die Herstellung von Bioethanol in der EU weitaus größer (siehe Beitrag von Schmitz in diesem Schwerpunkt).

Tab. 4: Zielvorgaben der EU-Biokraftstoffrichtlinie, bezogen auf die EU-25

		Ziel 2005	Ziel 2010
Mengenziel Anteil		2 %	5,75 %
Dieselmotorkraftstoffverbrauch ¹⁾	(Mio. t)	158,6	165,0 ⁴⁾
Biodieselbedarf ²⁾	(Mio. t)	3,69	11,0
Flächenbedarf ³⁾	(Mio. ha)	2,63	7,88
Ottomotorkraftstoffverbrauch ¹⁾	(Mio. t)	124,8	113,6 ⁴⁾
Ethanolbedarf ²⁾	(Mio. t)	3,7	9,7
Flächenbedarf ³⁾	(Mio. ha)	1,85	4,84
Gesamtfläche	(Mio. ha)	4,48	12,72

¹⁾ EUROSTAT (2002)

²⁾ Basis: Heizwert Diesel: 43 MJ/kg, Heizwert Biodiesel: 37 MJ/kg, Heizwert Normalbenzin: 40 MJ/kg, Heizwert Ethanol: 27 MJ/kg

³⁾ Biodieselerträge 1,4 t/ha, Bioethanolertrag 2 t/ha

⁴⁾ Annahmen: Rückgang Verbrauch Ottomotorkraftstoffe 9 %, Zuwachs Verbrauch Dieselmotorkraftstoff 4 %

Unter Berücksichtigung des Stands der Konversionstechnik und der vorhandenen Biomassepotenziale ergibt sich ein theoretisches Bioethanolpotenzial in der EU-25 von ca. 20 Mio. t und in Deutschland von ca. 6,3 Mio. t.³

Letztere Angabe entspricht – bei Zugrundelegung der aktuellen Verbrauchsprognose des Mineralölwirtschaftsverbandes für Ottokraftstoff von 22 Mio. t im Jahr 2010 – einem Substitutionspotenzial von rund 29 %.

6 Zusammenfassung

Es kann festgestellt werden, dass sich im Bereich der Rohstoff- und Biokraftstoffproduktion inzwischen ein komplexer und durch stetiges Wachstum gekennzeichnete Sektor in Deutschland entwickelt hat. Die Rohstoffnachfrage bei Raps für die Produktion von Biodiesel bestimmt maßgeblich die Anbau- und Preisentwicklung für Ölsaaten in Deutschland und zunehmend in der Europäischen Union. Anlagenkapazitäten befinden sich ebenfalls in weiteren Mitgliedstaaten in der Europäischen Union im Aufbau. Es wird erwartet, dass analog wie in Deutschland hiermit einhergehend die Anbaufläche für die Produktion von Ölsaaten zu Lasten der Getreideanbaufläche zunehmen wird.

Gleichzeitig eröffnet sich mit der Produktion von Getreide für die Herstellung von Bioethanol ein weiterer zusätzlicher volumenträchtiger Absatzmarkt. In Deutschland und in der Europäischen Union besteht ein erhebliches Rohstoffpotenzial, so dass Bioethanol auch als eine mengenwirksam bedeutende Kraftstoffalternative nach dem Vorbild Brasiliens entwickelt werden könnte. Die Kraftstoff- und Forschungsstrategie der letzten Bundesregierung setzt jedoch bei der marktfernen und auch in den strukturellen Auswirkungen bisher nicht ausreichend bewerteten Produktion von synthetischen Kraftstoffen aus Biomasse an. Hier besteht Handlungsbedarf zur Anpassung der Biokraftstoffstrategie als Element der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie.

Anmerkungen

- 1) Siehe dazu die Angaben auf der Homepage von UFOP (<http://www.ufop.de>).
- 2) Unter der Oleochemie versteht man die Chemie von Fetten und Ölen.

- 3) Persönliche Mitteilung gegenüber dem Autor durch die „Landwirtschaftliche Arbeitsgruppe Biokraftstoffe“ (2006)

Literatur

AGQM – Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V., 2006: Steigender Absatz von Biodiesel für Nutzfahrzeuge; http://www.agqm-biodiesel.de/_1___51.html (letzter Zugang: 27.03.2006)

BLE – Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, 2005: Anbaustatistik für nachwachsende Rohstoffe; <http://www.ble.de/>

Deutscher Bundestag, 2005: Bericht zur Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe. BT-Drucksache 15/5816 vom 21.06.2005

EUROSTAT, 2002: <http://epp.eurostat.cec.eu.int>

MWV – Mineralölwirtschaftsverband, 2005: MWV-Prognose 2020 für die Bundesrepublik Deutschland; <http://www.mwv.de/Download/prognose.pdf> (letzter Zugang: 27.03.2006)

Kontakt

Dieter Bockey
 Union zur Förderung von Oel-
 und Proteinpflanzen e.V. (UFOP)
 Claire-Waldoff-Straße 7, 10117 Berlin
 Tel.: +49 (0) 30 / 319 04 - 215
 E-Mail: d.bockey@ufop.de

«

Bioethanol als Kraftstoff – Stand und Perspektiven

von Norbert Schmitz, Meó Consulting Team

Dieser Beitrag gibt einen Überblick zur Bereitstellung und Verwendung von Bioethanol als Kraftstoff. Ausgehend von der Ethanolherzeugung in Deutschland wird auf die hierfür nötige Rohstoffversorgung und -eignung eingegangen, um dann einen Ausblick auf das potenzielle Bioethanol-Produktionsvolumen zu geben. Die Verhältnisse in Brasilien – als weltweit kostengünstigster Ethanolproduzent – werden als „Benchmark“ für die europäische Ethanolproduktion herangezogen und erläutert. Abschließend konzentrieren sich die Ausführungen auf Energie- und Treibhausgasbilanzen bei der Ethanolproduktion. Hierbei sollen die immer wieder auftretenden Behauptungen entkräftet werden, die Bioethanolherzeugung würde negative Energiebilanzen aufweisen. Dabei wird auf die in den vergangenen Jahren kontinuierlichen Verbesserungen entlang der Wertschöpfungskette und auf innovative, neue Verfahren eingegangen.

1 Einleitung

Der Transportsektor trägt wesentlich zu den CO₂-Emissionen bei und spielt deshalb bei der beabsichtigten Verminderung der Emissionen um 8 % gegenüber 1990 für die Periode 2008 bis 2012 in der EU eine besondere Rolle. Die Bundesregierung hat sich im Rahmen des Klimaschutzprogramms zu Minderungen der Treibhausgase verpflichtet. Die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen kann hierzu einen Beitrag leisten. Während für stationäre Energieanlagen eine Reihe von regenerativen Energiequellen eingesetzt werden können, sind die Möglichkeiten im Transportsektor sehr begrenzt. Ethanol bzw. ETBE¹ für Ottomotoren sowie Biodiesel (RME) bzw. reines Pflanzenöl für Dieselmotoren sind derzeit die einzigen technisch realisierbaren und marktfähigen erneuerbaren Kraftstoffe. ETBE wird bereits in Deutschland eingesetzt und die direkte Beimischung von Bioethanol zum Kraftstoff erfolgt regional. Die Mineralölindustrie bereitet zudem den Einsatz weiterer Ether wie TAEE² vor; entsprechende Verarbeitungsanlagen sollen an mehreren Raffineriestandorten errichtet werden. Biogas spielt bislang im deutschen Markt keine

Rolle. Biokraftstoffe der zweiten Generation (z. B. Fischer-Tropsch-Kraftstoff) werden kurz- und mittelfristig ebenfalls keine wesentlichen Marktanteile verbuchen können (vgl. IEA 2004; Quirin et al. 2004).

Im März 2003 hat das Europäische Parlament eine Richtlinie verabschiedet, wonach bis zum Jahr 2005 biogene Kraftstoffe einen Anteil von mindestens 2 % des gesamten Kraftstoffverbrauchs erreichen sollen. Für das Jahr 2010 strebt die EU einen Wert von 5,75 % an.³ In Deutschland hat der Gesetzgeber mit der Änderung des Mineralölsteuergesetzes die Befreiung der Biokraftstoffe von der Mineralölsteuer beschlossen.

Zu Irritationen hat die im Koalitionsvertrag vom 11.11.2005 formulierte Ankündigung geführt, die Befreiung der Biokraftstoffe von der Mineralölsteuer durch einen Beimischungszwang zu ersetzen. Dies würde in der Konsequenz zu einem verstärkten Importdruck und zu einer deutlichen Schwächung der Marktposition heimischer Biokraftstoffherzeuger führen. Wie auch immer die zukünftigen Regelungen für die Förderung von Biokraftstoffen ausgelegt werden: Es ist grundsätzlich davon auszugehen, dass Bioethanol eine wesentliche Rolle im Markt spielen wird (vgl. BMVEL 2005; FNR 2005). Die von der EU-Kommission geforderte jährliche Überprüfung der Höhe der steuerlichen Förderung zur Verhinderung einer möglichen Überkompensation führt ebenfalls nicht zu stabilen Rahmenbedingungen für Investoren, weder in der Biokraftstoff- noch in der Mineralölindustrie (vgl. Deutscher Bundestag 2005).

Vielfältige Ziele werden mit der steuerlichen Förderung von Bioethanol und anderen Biokraftstoffen verfolgt, wie Tab. 1 (siehe nächste Seite) zeigt.

2 Bioethanol in Deutschland

Die Größe des zukünftigen Bioethanolmarktes hängt davon ab, ob und wie viel Bioethanol dem Ottokraftstoff direkt beigemischt und in welchem Volumen ETBE hergestellt wird bzw. auch inwieweit andere Verwendungsoptionen wie TAEE, FAEE⁴ oder Beimischungen in Diesel realisiert werden. Die Mineralölindustrie favorisiert die Verwendung von Ethern im Kraftstoff. Bedenken, die in den USA zum Verbot von MTBE (Methyl-tertiär-Butylether)

Tab. 1: Begründung für die Förderung von Bioethanol

<i>Klimapolitik</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die EU hat sich zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen verpflichtet. Der Transportsektor trägt wesentlich zu den CO₂-Emissionen bei und spielt deshalb bei der beabsichtigten Verminderung der Emissionen um 8 % gegenüber 1990 für die Zielperiode 2008 bis 2012 in der EU eine besondere Rolle. Bioethanol als Substitut von Ottokraftstoff trägt wesentlich zur Reduzierung von CO₂-Emissionen bei.
<i>Energiepolitik</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die Energiepolitik will einerseits die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen, andererseits die Importabhängigkeit reduzieren. Bioethanol kann zu beiden Zielen Beiträge leisten.
<i>Agrarpolitik</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die Agrarpolitik sucht, insbesondere nach der Osterweiterung der EU und aufgrund der aktuellen WTO-Verhandlungen, Beschäftigungs- und Einkommensalternativen für die Landwirtschaft sowie Perspektiven für ländliche Gebiete. Die heimische Landwirtschaft kann u. a. Rohstoffe für die Bioethanolproduktion liefern.
<i>Handelspolitik</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die landwirtschaftliche Überschussproduktion soll nicht mehr subventioniert im Ausland abgesetzt werden. Importabhängigkeiten sollen reduziert werden. Neue Handelsvereinbarungen sind in Vorbereitung. Bioethanol bietet die Chance zur Etablierung neuer Handelspartnerschaften, z. B. mit Mercosur / Brasilien.

geführt haben, werden in Deutschland offensichtlich nicht geteilt.

Der Absatz von Ottokraftstoff in der Europäischen Union (EU-25) beträgt derzeit knapp 120 Mio. t pro Jahr. Die fünf großen Ottokraftstoffmärkte sind Deutschland, Großbritannien, Italien, Frankreich und Spanien. In diesen fünf Ländern werden mit 83 Mio. t rund zwei Drittel des gesamten Ottokraftstoffs verbraucht. Insbesondere in Deutschland zeigt sich – als Folge steigender Dieselfahrzeug-Zulassungen, sinkenden Verbrauchs der Fahrzeuge und rückläufiger Kilometerleistungen – ein deutlicher Rückgang des Ottokraftstoffverbrauchs. Während der Verbrauch im Jahr 2000 noch bei 28,8 Mio. t lag, schrumpfte er bis zum Jahr 2005 auf 23,5 Mio. t. Für das Jahr 2010 wird ein Verbrauch von 22,9 Mio. t Ottokraftstoff vorhergesagt, für das Jahr 2020 von nur noch 17,5 Mio. t.

Bei der derzeit geltenden Kraftstoffnorm kann dem Ottokraftstoff direkt bis zu 5 Vol.-% Bioethanol beigemischt werden. Eine 5 %ige Beimischung führt in Deutschland zu einem Marktpotential von etwa 1,7 Mio. m³ Bioethanol.⁵ Zum Vergleich: Derzeit beträgt in der EU-25 die Ethanolproduktionskapazität 3,1 Mio. m³. Die direkte Beimischung erfordert die Lösung der sog. „Dampfdruckproblematik“⁶ sowie eine abgestimmte Vorgehensweise der Mineralölindustrie. Ethanol ist ein Lösungsmittel und im Gegensatz zu Ottokraftstoff mit Wasser völlig mischbar. Diese Eigenschaft von

Ethanol kann zu Problemen führen, wenn Ottokraftstoffe mit Bioethanolanteil mit Wasser in Berührung kommen.⁷

Im Vergleich zur direkten Beimischung hat ETBE den großen Vorteil, dass es aus technischer Sicht unproblematisch und in der Automobil- wie Mineralölindustrie allgemein akzeptiert ist. In der Vergangenheit wurden in den Raffinerien zur Verbesserung der Klopfestigkeit von Ottokraftstoffen hauptsächlich Bleialkyle eingesetzt. Die Herausnahme des Bleis und die zunehmende Auslegung moderner Motoren auf Superbedarf erfordern heute andere Verfahren zur Bereitstellung hochklopfester Kraftstoffe. Die Klopfestigkeit wird durch die Zugabe von Ethern verbessert. Ether sind sauerstoffhaltige Kohlenwasserstoffverbindungen, die sich u. a. durch hohe Oktanzahlen und niedrigen Dampfdruck auszeichnen. Die hohe Oktanzahl macht diese Komponenten für das Aufmischen hochoktaniger Ottokraftstoffe wertvoll. Die Herstellung von Ethern erfolgt durch Reaktion von Alkoholen mit verzweigten Olefinen.

Die MTBE- und ETBE-Kapazitäten betragen insgesamt 5,2 Mio. t in der EU-25. MTBE wird aus Methanol und Isobuten hergestellt. Will man statt MTBE ETBE herstellen, wird das Methanol durch Ethanol ersetzt. An den technischen Anlagen sind nur relativ geringe Änderungen vorzunehmen. Seit Anfang 2004 wird in Deutschland ETBE hergestellt. Die Umstellungen an den Produktionsstandorten laufen, so

dass seit Ende 2005 in Deutschland überwiegend ETBE hergestellt wird.

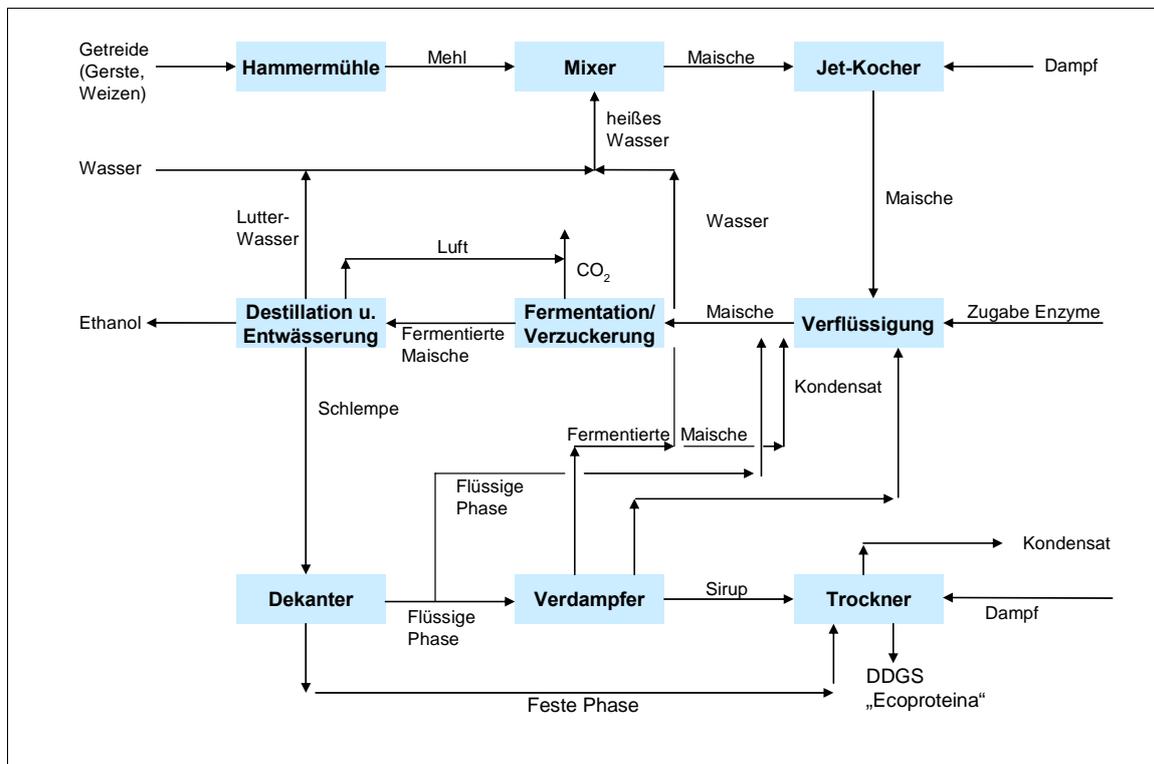
Im Jahr 2003 wurden in Deutschland etwa 280.000 m³ Ethanol erzeugt, in 2004 war das Erzeugungsvolumen etwas niedriger. Dieses Volumen macht etwa 10 % der EU-Produktion aus. Weltweit wurden 2004 etwa 41 Mio. m³ Ethanol hergestellt – überwiegend in Amerika (vgl. Kap. 4).

Der deutsche Ethanolsektor ist geprägt durch das Branntweinmonopol sowie kleine und mittelgroße Erzeuger von Agraralkohol und der zweitgrößten europäischen Synthese-Ethanol-Anlage. Traditionell spielt die deutsche Ethanolindustrie aufgrund des konservierenden Charakters des Branntweinmonopols im europäischen Kontext nur eine untergeordnete Rolle. Deutschland ist der wichtigste Ethanol-Importmarkt der EU. Die Importe nehmen seit geraumer Zeit zu und setzen die heimischen Produzenten zunehmend unter Druck. Die Exporte Deutschlands betragen dagegen nur ein Drittel des Importvolumens und sind zudem schrumpfend. Bei den Exporten handelt es sich zudem überwiegend um Syntheseethanol.

Wichtiger als die bestehenden Anlagen für die Entwicklung des Angebots von Bioethanol sind die neuen Großanlagen. Die beiden Unternehmen Südzucker und Sauter haben drei Anlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 540.000 m³ in den neuen Bundesländern errichtet. Neben diesen Großanlagen sind auch zahlreiche weitere Anlagen unterschiedlicher Größenordnung im Bau bzw. in der Planung. Die Gesamterzeugungskapazität in Deutschland betrug damit Ende 2005 etwa 900.000 m³. Die Kapazität der Großanlagen ist mehr als ausreichend, um die Nachfrage nach Bioethanol für die ETBE-Produktion zu decken (ca. 360.000 m³ bei einer angenommenen Jahresproduktion von 600.000 t in Deutschland). Ausreichenden Absatz im heimischen Markt für diese Anlagen wird es nur bei der direkten Beimischung zum Ottokraftstoff geben. Das bestehende Überangebot wird wachsen, wenn weitere Anlagen gebaut werden.⁸

Die nachfolgende Abb. 1 zeigt den Produktionsablauf in einer großen Bioethanolanlage, die aus Gerste oder Weizen über die wesentlichen Produktionsschritte Rohstoffaufbe-

Abb. 1: Typisches Ablaufschema einer Getreide verarbeitenden Ethanolfabrik



Quelle: Schmitz 2005

reitung, Fermentation und Destillation Ethanol sowie ein eiweißreiches Futtermittel (DDGS)⁹ herstellt. Das bei der Fermentation freiwerdende CO₂ kann ebenfalls vermarktet werden, beispielsweise an die Getränkeindustrie.

Die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Bioethanolerzeugung kann durch die Nutzung der Möglichkeiten des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erheblich verbessert werden. Voraussetzung für die Einspeisevergütung ist die Erzeugung von Biogas und dessen Verstromung in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage. In landwirtschaftlichen Brennereien ist dies aufgrund der relativ kleinen Kapazitäten bereits heute mit bewährter Technik möglich. Bei Bioethanolanlagen im industriellen Maßstab ist dies mit herkömmlicher Technik bislang nicht möglich und erfordert innovative Verfahren.

Ob es zu einem weiteren Ausbau der deutschen Ethanolproduktionskapazitäten kommen wird, hängt u. a. vom Ergebnis der WTO- und der EU-Mercosur-Verhandlungen ab. Unsichere Rahmenbedingungen (insbesondere hinsichtlich des Zollschatzes) führen dazu, dass schon geplante Investitionsvorhaben zunächst zurückgestellt werden. Auch die vorgeschlagene Regelung im Koalitionsvertrag der derzeitigen Regierungsparteien führt zu einer Verunsicherung möglicher Investoren.

Wettbewerbsintensität und Preisniveau im europäischen Bioethanolmarkt werden primär ein Resultat von politischen Entscheidungen sein. Eine Reduzierung des Außenschutzes und die Einräumung von Importkontingenten wird Druck auf die Ethanolpreise ausüben. Europäische Produzenten können mit Produzenten aus Brasilien nicht konkurrieren. Im freien Wettbewerb würden sie aus dem Markt ausscheiden und ein weiterer Ausbau der europäischen Bioethanolindustrie würde nicht stattfinden. Hohe Ethanolpreise im Markt stellen sich dann ein, wenn die Nachfrage schneller wächst als das Angebot.

Der wachsende Dieselmotor ist bislang hinsichtlich einer Bioethanol-Beimischung von den Marktteilnehmern nicht in Erwägung gezogen worden. Unter Verwendung entsprechender Additive ist aber auch „Diesohol“ eine mögliche Option, die den Absatzmarkt für Bioethanol beträchtlich anwachsen lässt. Allerdings lässt sich damit nicht das Problem lösen, dass bereits

bei geringfügigen Beimischungen von Ethanol der Flammpunkt deutlich abgesenkt würde. Dies ist nach der Diesel-Norm nicht zulässig.

Ein weiterer Wachstumstreiber wäre die Einführung von Flexible Fuel Vehicles (FFVs)¹⁰. Erste Initiativen zur Markteinführung wurden gestartet. FFVs ermöglichen dem Verbraucher die bewusste Entscheidung für die Verwendung eines überwiegend regenerativen Kraftstoffs. FFVs erhöhen zudem die „Visibility“ von Bioethanol im Markt. Allerdings ist der Erfolg dieser Option auch von der Fortführung der Steuerbefreiung von Biokraftstoffen abhängig.

In Deutschland wurde die Steuerbefreiung von Biokraftstoffen vom Gesetzgeber mit ökologischen, energie-, beschäftigungs- und strukturpolitischen Argumenten begründet. Auch sollte die Steuerbefreiung Innovationen fördern. Sofern es aufgrund von steigenden Importen nicht zu einer Ausweitung der Produktion in Deutschland kommt, werden energie-, beschäftigungs- und strukturpolitische Ziele weitgehend nicht erreicht.

3 Rohstoffe für die Ethanolerzeugung in Deutschland

Ethanol kann in den erforderlichen Mengen für den Bioethanolmarkt nur aus den landwirtschaftlichen Rohstoffen hergestellt werden, bei denen ein Mindestmaß an Anbauerfahrung und eine möglichst bestehende bzw. nahe liegende großtechnische Nutzung vorhanden sind. Bei Zuckerrüben, Weizen, Roggen, Triticale (eine Kreuzung von Weizen und Roggen, Anmerkung der Redaktion), Körnermais und Kartoffeln verfügt die deutsche Landwirtschaft über erhebliche Anbauerfahrung und erzielt hohe Erträge meist in Verbindung mit einer hohen Ertragssicherheit. Unter den gegebenen klimatischen und anbautechnischen Bedingungen stellen diese Rohstoffe die vielversprechendsten Optionen für eine Produktion von Ethanol dar. Andere nutzbare Kulturpflanzen wie Zuckerhirse, Gehaltsrüben, Topinambur und Zichorien erfüllen die genannten Kriterien (Anbauerfahrung, großtechnische Nutzung) nicht und kommen daher als Rohstoff für die Ethanolerzeugung derzeit nicht in Betracht.

Traditionell eine große Bedeutung für die Ethanolerzeugung in Deutschland hat die Kar-

toffel. Rund 50 % des von der Bundesmonopolverwaltung für Branntwein übernommenen Ethanol kommt aus kleinen landwirtschaftlichen Brennereien, die auf Kartoffelbasis arbeiten. Kartoffeln sind für die Ethanolherzeugung ein problematischer Rohstoff. Nachteilig sind vor allem die hohen Rohstoff-, Lager- und Verarbeitungskosten, die eingeschränkte Verwendbarkeit der Schlempe sowie der hohe Abwasseranfall. Kartoffeln spielen aufgrund dieser gravierenden Kostennachteile keine Rolle für die Bioethanolherzeugung.

Zuckerhaltige Rohstoffe spielen global betrachtet die dominierende Rolle bei der Ethanolherzeugung.¹¹ Bei der Umwandlung von Sonnenenergie in Biomasse erbringt die Zuckerrübe auf die Fläche bezogen die höchste Leistung aller Nutzpflanzen, die in den gemäßigten Zonen angebaut werden. Dies ist auf ihre Fähigkeit zur intensiven Photosynthese auch bei relativ niedrigen Temperaturen zurückzuführen.

Zuckerrüben können direkt, in Form von Dick- oder Dünnsaft und über Melasse zu Ethanol verarbeitet werden. Zuckerrüben weisen zwar die höchste Flächenproduktivität auf, haben andererseits aber deutliche Nachteile im Hinblick auf Lager- und Logistikkosten. Zuckerrüben stellen relativ hohe Anforderungen an Böden, wodurch der Anbau regional begrenzt ist. Bisher werden nur rund 25 % der für den Zuckerrübenanbau verwendbaren Fläche genutzt, so dass auch ein deutlicher Ausbau für eine Bioethanolherzeugung möglich wäre. Hinzu kommt, dass sich die Situation nach Auslaufen der derzeit geltenden Zuckermarktordnung ohnehin ändern dürfte. Die unsicheren Rahmenbedingungen sowie die hohen Lager- und Logistikkosten sind mit dafür verantwortlich, dass bisher keine der neuen Bioethanolanlagen Zuckerrüben als Rohstoffbasis gewählt hat.

Der Getreideanbau zur Ethanolherzeugung zielt vor allem auf einen möglichst hohen Stärkegehalt ab. Weizen weist einen hohen Stärkegehalt und eine gute Kornausbildung auf, ist allerdings ein relativ teurer Rohstoff, der zudem hohe Ansprüche an die Böden stellt. Dagegen können Roggen und Triticale auch auf ertragsschwachen Böden angebaut werden. Diese Getreidearten erreichen aber im Vergleich zu Weizen eine geringere Flächenproduktivität. Bei Roggen ist die Verarbeitung zu Ethanol etwas teurer, da viskositätssenkende

Enzyme zur Verhinderung der Verschleimung im Konversionsprozess beigegeben werden müssen und ein höherer Dampfbedarf aufgrund schlechterer Möglichkeiten der Schlemperückführung erforderlich ist. Die Verfügbarkeit von Roggen am Markt ist derzeit abhängig von der geltenden Marktordnung.

Die Ethanolherstellung auf Maisbasis spielt bislang in Deutschland keine Rolle.¹² Zukünftig kann sich dies ändern, wenn neue Sorten zugelassen werden, bei denen der Mais noch auf dem Feld trocknen kann, bevor er geerntet wird. Dadurch wird die sonst erforderliche aufwändige Trocknung vor der Verarbeitung eingespart. Damit kann Mais zu einem attraktiven Rohstoff für die Ethanolherzeugung in Deutschland werden.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die in Deutschland zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Anbauflächen grundsätzlich keinen limitierenden Faktor für die Erreichung der genannten Beimischungsziele darstellen, allerdings müssen hier möglicherweise auftretende Nutzungskonkurrenzen berücksichtigt werden.¹³ Verwendet man die derzeitigen Getreide- und Zuckerexporte sowie die noch nicht für den Rapsanbau verwendeten Stilllegungsflächen, dann können knapp 8 Mio. m³ Bioethanol hergestellt werden (vgl. Tab. 2 nächste Seite).

Für die EU-15 wird das Potenzial an Bio-Kraftstoffen aus Energiepflanzen, Abfall- und Reststoffen auf 15 % des gesamten Kraftstoffverbrauchs geschätzt (BMVBW 2001).

Neben der Verwendung traditioneller landwirtschaftlicher Produkte wird zunehmend die Verarbeitung von lignozellulosehaltigen Rohstoffen diskutiert, bei denen Zellulose, Lignin und Hemizellulose für die Ethanolherzeugung genutzt werden. Zu diesen Pflanzen zählen etwa schnellwachsende Baumarten (z. B. Pappeln, Weiden), Miscanthus und Rutenhirse. Mittel- bis langfristig sind zellulosehaltige Rohstoffe vielversprechend, da sie zum einen in sehr großer Menge und zum anderen wahrscheinlich zu niedrigen Kosten zur Verfügung stehen können. Bisher bestehen allerdings erhebliche technische Schwierigkeiten, Ethanol auf dem Wege der Fermentation aus zellulosehaltigen Rohstoffen zu gewinnen; zudem sind die Konversionskosten noch deutlich zu hoch, um wirtschaftlich Ethanol produzieren zu können. Schließlich bestehen ungelöste Prob-

Tab. 2: Potenzial für die Bioethanolproduktion in Deutschland

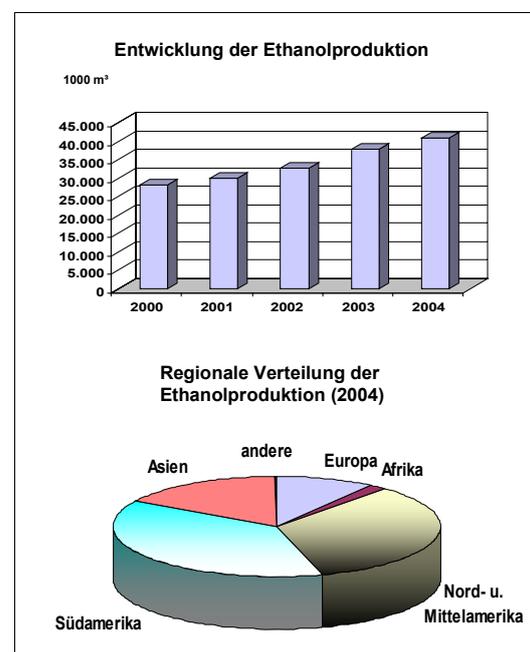
	<i>Produktion / verfügbare Fläche</i>	<i>Potential für Bioethanol</i>	<i>Potenzielles Bioethanol-Produktionsvolumen</i>
<i>Getreide</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Erntevolumen ca. 45 Mio. t p. a. in Deutschland • Anbaufläche beträgt etwa 6,9 Mio. ha, entspricht etwa 60 % der Ackerfläche 	<ul style="list-style-type: none"> • knapp 15 Mio. t Getreideexporte (Durchschnitt der letzten 5 Jahre) 	<ul style="list-style-type: none"> • 5,3 Mio. m³
<i>Zuckerrüben</i>	<ul style="list-style-type: none"> • rund 3,8 Mio. t Zuckerproduktion p. a. • Anbaufläche beträgt etwa 450.000 ha 	<ul style="list-style-type: none"> • rund 1,3 Mio. t Zuckerexporte p. a. (Durchschnitt der letzten 5 Jahre) 	<ul style="list-style-type: none"> • 0,8 Mio. m³
<i>Stilllegungsflächen</i>	<ul style="list-style-type: none"> • 1,2 Mio. ha Stilllegungsflächen • ca. 300.000 ha Nutzung für Rapsanbau 	<ul style="list-style-type: none"> • 800.000 ha für Anbau von Rohstoffen für die Bioethanolerzeugung (Konkurrenz zu anderen Nutzungsoptionen muss berücksichtigt werden) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1,8 Mio. m³

Quelle: persönliche Mitteilung der Südzucker AG

leme bei der Aufbereitung des Abwassers. Dieser Verarbeitungsansatz kommt daher für ein Bioethanolprogramm in Deutschland derzeit nicht in Betracht, kann allerdings für die Zukunft eine interessante Option darstellen.

4 Bioethanol in Brasilien

Wie aus Abbildung 2 hervorgeht, hat die weltweite Ethanolproduktion in den letzten Jahren stetig zugenommen und lag 2004 bei rd. 40 Mio. m³. Hinsichtlich der regionalen Verteilung ist hierbei Südamerika zwar dominierend, aktuell haben aber die USA Brasilien als bisher weltgrößten Ethanolhersteller überholt. Im Gegensatz dazu verfügt Brasilien weltweit aber immer noch über die deutlich kostengünstigste Ethanolproduktion; deshalb soll hierauf näher eingegangen werden. In Brasilien liegen die Vollkosten der Ethanolproduktion bei 200 bis 250 US\$ pro m³ Ethanol – bei einem Dollarkurs von 1,23 entspricht dies 163 bis 203 € pro m³. In Europa liegen die Vollkosten bei konventionellen Anlagen derzeit zwischen 450 und 500 € pro m³. Aufgrund des relativ geringen mineralischen Düngemittelbedarfs beim Anbau des Zuckerrohrs sowie des Energieüberschusses im Konversionsprozess – durch die energetische Nutzung der Bagasse – ist die Energiebilanz sehr günstig. Entsprechend hoch sind die Einsparungen an Treibhausgasen.

Abb. 2: Entwicklung der weltweiten Ethanolproduktion und deren Verteilung

Quelle: Zusammenstellung nach F.O. Licht (2004)

Brasilien verfügt über die weltweit größten Anbauflächen für Zuckerrohr. Die Zuckerrohrproduktion ist in der Centre-South-Region konzentriert, insbesondere in den Staaten São Paulo und Paraná (85 % des gesamten Anbaus). Der Rest

wird im Nordosten Brasiliens angebaut, allerdings unter ungünstigeren Bedingungen.

Der Zuckerrohranbau Brasiliens nimmt gegenwärtig einen relativ kleinen Teil der landwirtschaftlichen Nutzfläche ein. Das brasilianische Landwirtschaftsministerium geht von einer landwirtschaftlichen Nutzfläche von 320 Millionen Hektar aus. Zurzeit werden davon etwa 53 Millionen Hektar in Anspruch genommen, für den Zuckerrohranbau werden 5,6 Millionen Hektar genutzt (vgl. Abb. 3).

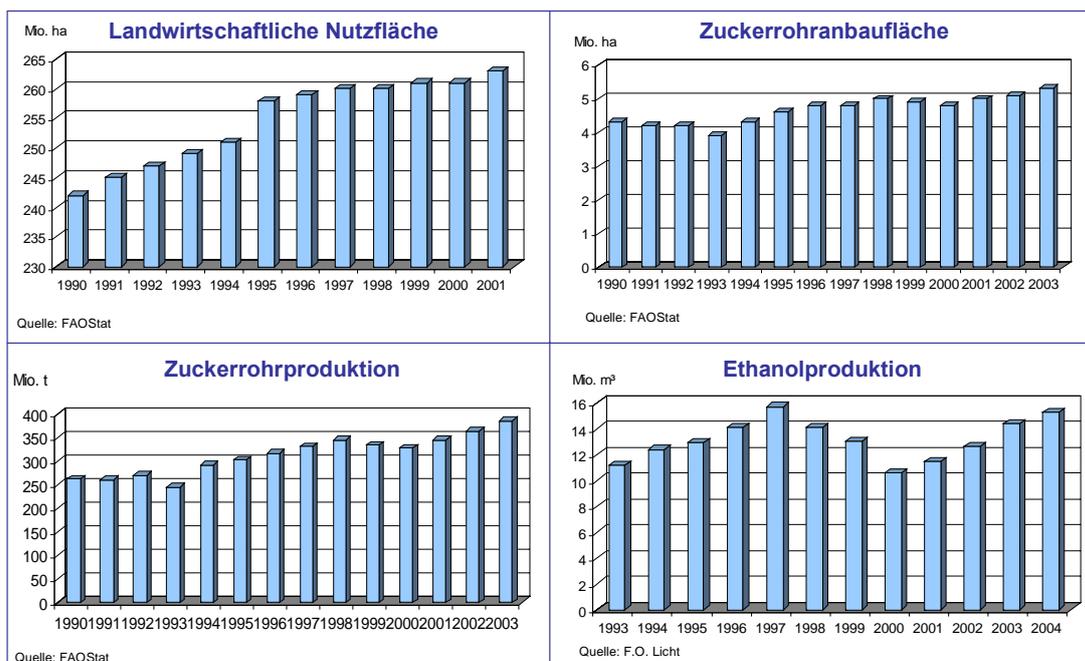
Heute wird in Brasilien jeweils etwa die Hälfte des Zuckerrohrs für die Zucker- und Ethanolproduktion verwendet. Im Jahr 2003 wurden in Brasilien 350 Mio. t Zuckerrohr geerntet. Große Schwankungen in den Erntemengen sind vor allem auf die Wetterverhältnisse zurückzuführen. Es existieren etwa 400 Ethanol-Konversionsanlagen mit einer Gesamtkapazität von derzeit etwa 18 Mio. m³ p. a. Diese Anlagen verarbeiten etwa zwei Drittel der Zuckerrohr-Biomasse. Neue Technologien sind in der Entwicklung, um auch aus dem sog. Zuckerrohrstroh (Blattmasse), das heute überwiegend auf den Feldern abgebrannt wird,

Ethanol zu gewinnen. Ein weiterer Anreiz zur Optimierung wurde durch das neue brasilianische Energieeinspeisegesetz gesetzt. Überschüssige Bagasse von den Zucker- und Ethanolfabriken kann verstromt und in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

Seit der Einführung des Proálcool-Programms 1975 wird in Brasilien dem Benzin Ethanol beigemischt. Heute gibt es im brasilianischen Kraftstoffmarkt nur Benzin mit einer Beimischung von 25 % Ethanol (E-25) und reines Ethanol (E-100). Der jährliche Verbrauch liegt seit Ende der 1980er Jahre bei rund 12 Mio. m³, wobei der Verbrauch von Ethanol als Reinkraftstoff von 1997 bis 2002 rückläufig war, in den letzten Jahren aber wieder anstieg. Derzeit werden rund 14 Mio. m³ Ethanol im Inlandsmarkt als E-100 oder E-25 abgesetzt. Ethanolfreies Benzin ist im brasilianischen Markt nicht vorhanden.

Für diese zwei Kraftstofftypen existieren auf dem brasilianischen Markt heute drei verschiedene Fahrzeugtypen. Für das sog. Gasohol (E-25) werden normale Ottomotoren geringfügig modifiziert. Die in Brasilien angebotenen

Abb. 3: Brasilien – Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche, Zuckerrohranbaufläche und Zuckerrohr- bzw. Ethanolproduktion



Quelle: Schmitz 2005

Fahrzeuge verarbeiten den ethanolhaltigen Kraftstoff problemlos. Selbst aus Deutschland importierte Luxusfahrzeuge haben mit dem brasilianischen Gasohol keine Probleme. Die Beimischung von Ethanol führt sogar zu einer verbesserten Motorleistung. Die reinen Ethanolfahrzeuge, die mit E-100 betankt werden, sind stärker modifiziert. Seit 2003 werden auch FFVs auf dem Markt angeboten, mit denen sowohl E-25 als auch E-100 getankt werden kann. Im Jahr 2004 waren etwa 30 % der Neuzulassungen FFVs, im Jahr 2010 soll bereits ein Viertel der gesamten Fahrzeugflotte aus FFVs bestehen. Der Erfolg der FFVs im Markt hat sich in 2005 noch weiter verstärkt. Die Mineralölindustrie erwartet aus diesem Grunde eine deutliche Ausweitung der Binnennachfrage nach Ethanol.

Angesichts der erwarteten rasanten Steigerung der Ethanolnachfrage stellt sich die Frage, wie die Investitionen in die Ethanolindustrie und die Erschließung neuer Anbauflächen in relativ kurzer Zeit realisiert werden können. Für den internationalen Markt bedeutet dies unter Umständen, dass angesichts der starken Binnennachfrage nur ein geringes Angebot aus Brasilien zur Verfügung stehen könnte. Zudem ist die Infrastruktur unzureichend, was sich u. a. in hohen Logistikkosten und Risiken niederschlägt. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass steigende Ethanolpreise in Brasilien auch den Weltmarktpreis von Ethanol nach oben ziehen werden. Dieser Prozess würde umso stärker ausfallen, je länger der Trend steigender Ölpreise anhält.

Als große Chance für die brasilianische Ethanolindustrie wird die weltweit stark wachsende Nachfrage nach Bioethanol betrachtet. In einer wachsenden Zahl von Ländern in Europa und Asien wird die Verwendung von Biokraftstoffkomponenten forciert. Länder wie Japan und Korea haben erheblichen Importbedarf. Auch Exporte in die USA spielen eine wachsende Rolle. Allerdings ist auch bekannt, dass die Preise für brasilianisches Ethanol in der Vergangenheit immer sehr volatil waren, bedingt durch schwankende Nachfrage und unterschiedliche Zuckerpreise. Vor dem Hintergrund des erwarteten starken Anstiegs der Nachfrage sowohl im Heimatmarkt als auch in Nordamerika, Asien und Europa expandiert derzeit die brasilianische Ethanolproduktion deutlich.

5 Energie- und Treibhausgasbilanzen

Der Einsatz von Bioethanol als erneuerbarer Kraftstoff war aus klimapolitischer Sicht lange Zeit nicht unumstritten. Gegner argumentieren mit ungünstigen Treibhausgasbilanzen aufgrund aufwändiger Umwandlungsprozesse und geringer Energieausbeuten. Vorliegende Studien kommen in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Vielen wissenschaftlichen Studien ist gemeinsam, dass jüngere Entwicklungen bei der Optimierung von Verfahren und Technologien in Brennereien und in der Landwirtschaft sowie Gutschriften für anfallende Kuppelprodukte nicht ausreichend berücksichtigt sind. In jüngster Vergangenheit erschienene Studien bestätigen dies (vgl. Quirin et al. 2004; Schmitz 2005). Allerdings ist die Varianz der Ergebnisse sehr groß. Sie resultiert vor allem aus unterschiedlichen Ansätzen zur ökonomischen und ökologischen Bewertung der Kuppelprodukte, unterschiedlichen Verfahren in der landwirtschaftlichen Produktion und in der Konversion sowie aus unterschiedlichen System- bzw. Bilanzgrenzen.¹⁴

Entsprechend zeigen auch aktuelle Studien bei den Energiegewinnen erhebliche Spannbreiten von 4,3 MJ/Liter Ethanol bis 26,4 MJ/Liter (vgl. Schmitz 2005). Die überwiegende Zahl der Studien geht von Energiegewinnen zwischen 8 und 15 MJ/Liter aus. Bei den Treibhausgasbilanzen reicht die Spanne der Einsparungen von 0,5 kg bei der Bioethanolproduktion aus Weizen bis 2,24 kg CO₂-Äquivalente/Liter Ethanol bei der Produktion aus Zuckerrohr in Brasilien (vgl. Macedo et al. 2004). Für Deutschland liegt der beste Wert bei 1,5 kg CO₂-Äquivalente/Liter Ethanol bei der Produktion aus Zuckerrüben.

Die Konversion bietet das größte Optimierungspotential in der gesamten Erzeugungskette – beginnend mit der landwirtschaftlichen Produktion bis zur Verwendung des Ethanols im Kraftstoffsektor. Unterschiedliche Produktionskonzepte reichen von traditionellen, bereits seit vielen Jahren im Betrieb befindlichen Anlagen bis hin zu Konzepten, die noch im Entwicklungsstadium sind. Auch unterschiedliche Betriebsgrößen sind zu berücksichtigen. Die für eine Bioethanolerzeugung in Europa in Frage kommenden Rohstoffe sind Weizen,

Tab. 3: Nettoenergiegewinn und Treibhausgasreduzierung bei verschiedenen Rohstoff- und Energieoptionen der Ethanolgewinnung

<i>Rohstoff/ Energieträger</i>	<i>Netto-Energiegewinn (Output abzgl. fossilem Input) (MJ / l Ethanol)</i>	<i>Treibhausgasreduzierung (kg CO₂-Äquivalent / l Ethanol*)</i>
<i>Melasse / Heizöl S</i>	6,4	0,8
<i>Rübensaft / Braunkohle</i>	6,6	0,3
<i>C-Stärke + Melasse / Erdgas</i>	8,9	1,1
<i>Getreide / Erdgas</i>	6,6	0,7
<i>Getreide / Müll</i>	14,5	1,1
<i>Getreide / Biogas</i>	19,2-21,3	1,1-1,5
<i>Stroh / Biogas</i>	15,7-20,1	1,6-1,8

^{*)} 1 l Ethanol \triangleq 0,65 l Benzin bzgl. des Heizwerts; Heizwert Ethanol: 21,17 MJ / l; Heizwert Benzin: 32,45 MJ / l

Quelle: Schmitz 2005

Roggen, Triticale, Melasse, Zuckerrüben und Stroh. Ein weiteres wichtiges Differenzierungsmerkmal, das erhebliche Auswirkungen auf die Bilanzierungsergebnisse hat, ist der für die Konversion eingesetzte Brennstoff. Er reicht von Biogas, Erdgas und Müll über Braunkohle bis hin zu schwerem Heizöl. Die Verwendung nicht-fossiler Prozessenergie (im Konversionsprozess gewonnenes Methangas, Energie aus Müllverbrennung) entlastet die Treibhausgasbilanz beträchtlich.

Die Erzeugung von Bioethanol aus Stroh verzeichnet aufgrund des verwendeten Ausgangsstoffs und der geringen erforderlichen fossilen Prozessenergie die geringsten Klimagasemissionen. Entsprechend hoch sind die Treibhausgaseinsparungen: Sie liegen zwischen 1,89 und 2,15 kg CO₂-Äquivalenten pro Liter Ethanol. Auch die Erzeugung von Ethanol aus Getreide, gekoppelt mit einer Biogas-Anlage, führt zu geringen Klimagasemissionen. Bei in Betrieb befindlichen Anlagen schneiden die Konversionspfade der Verarbeitung von minderwertiger Stärke (C-Stärke) und Getreide, verbunden mit der Verwendung nicht-fossiler Prozessenergie, am besten ab. Die Treibhausgasreduzierung liegt dabei bei 1,39 bzw. 1,49 kg CO₂-Äquivalenten. Die größten Klimagasemissionen entstehen bei der Produktion von Ethanol aus Rübensaft und der Verwendung von Braunkohle als Energieträger. Tab. 3 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die relative

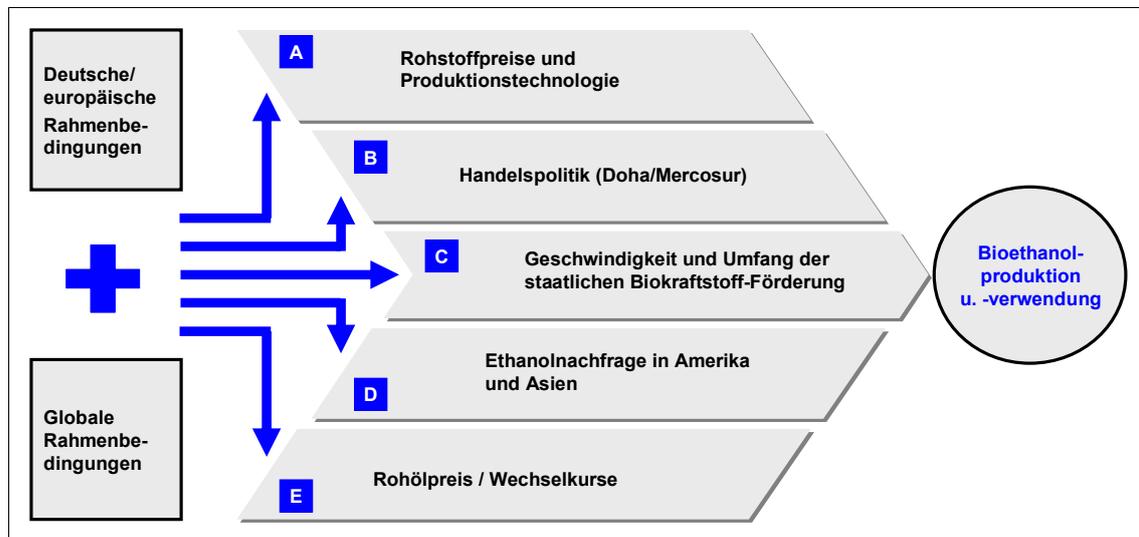
Vorzüglichkeit der verschiedenen Rohstoff- und Energieoptionen der Ethanolproduktion.

6 Schlussbemerkungen

Bislang beschränkt sich die Bioethanol-Nachfrage in Deutschland weitgehend auf die Versorgung des ETBE-Marktes. Die Perspektiven für die Bioethanolerzeugung werden wesentlich durch politische Parameter und weniger durch Konsumentenpräferenzen beeinflusst (vgl. Abb. 4 nächste Seite).

Die Automobilindustrie spricht sich mittlerweile für eine verstärkte Verwendung von Biokraftstoffen aus (siehe Beitrag von Seyfried in diesem Schwerpunkt). DaimlerChrysler hat sich beispielsweise aus Anlass des vierten Umweltforums des Unternehmens in Magdeburg verpflichtet, Fahrzeuge herzustellen, die mit einem Anteil von 10 % Biokraftstoffen betrieben werden können. Gleichzeitig will das Unternehmen die Entwicklung entsprechender Kraftstoffstandards gemeinsam mit anderen Unternehmen und Institutionen vorantreiben. DaimlerChrysler wie auch andere Automobilhersteller erhoffen sich aus der verstärkten Verwendung von Biokraftstoffen Gutschriften bei den CO₂-Emissionswerten ihrer Fahrzeuge. Dies dürfte mittelfristig zu einer erheblichen Ausweitung der Nachfrage nach Bioethanol führen. Es ist wahrscheinlich, dass in Deutschland bzw. in der EU ein E-10-Kraftstoff genauso Standard

Abb. 4: Bestimmende Parameter der Ethanolproduktion in Deutschland



wird wie in den USA. Es ist unwahrscheinlich, dass die Mineralölindustrie dauerhaft einer Etherstrategie den Vorzug gibt und auf die direkte Beimischung von Ethanol verzichtet.

Nicht förderlich für die weitere Entwicklung des Biokraftstoffmarktes ist die Situation in der EU-25. Dieser Markt gleicht einem Flickenteppich. In den verschiedenen Ländern werden verschiedene Systeme zur Förderung von Biokraftstoffen implementiert, die in aller Regel heimische Produzenten massiv bevorzugen. In Frankreich oder Spanien kommen z. B. nur Biokraftstoffe von so genannten lizenzierten heimischen Herstellern in den Genuss einer steuerlichen Förderung. Ausländische Wettbewerber haben dagegen keine Chance. Gleichzeitig sind die so in ihren Heimatländern geförderten Unternehmen als Exporteure in den „freien“ EU-Märkten Deutschland und Schweden aktiv. Die EU-Kommission sollte hier ihre originäre Aufgabe wahrnehmen und gleiche Bedingungen für einen funktionierenden Wettbewerbsmarkt schaffen.

Anmerkungen

- 1) ETBE steht für Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether. Es handelt sich um einen Oktanzahlverbesserer, der aus Bioethanol und Isobuten hergestellt wird.
- 2) TAEE steht für Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether.
- 3) Die Zielwerte beziehen sich dabei auf den substituierten Energiegehalt (unterer Heizwert).
- 4) FAEE steht für Fatty Acid Ethyl Ester. Es entspricht FAME, allerdings wird bei der Produktion nicht Methanol sondern Ethanol eingesetzt.
- 5) 1 m³ Bioethanol besitzt ein Gewicht von 0,79 t (Anm. d. Red.).
- 6) Bei Mischungen von Ottokraftstoff mit Ethanol kommt es zu einer Veränderung des Dampfdrucks. Der Dampfdruck resultiert aus den Kraftstoffkomponenten, die bei einer definierten Temperatur in einem geschlossenen Behälter aus der Flüssigphase in die Dampfphase übergehen. Bei der Beimischung von Ethanol treten hier Dampfdruckanomalien auf. Ethanol weist einen niedrigeren Dampfdruck als Ottokraftstoff auf, so dass bei Zumischung der Dampfdruck des Gemisches abfallen sollte. Dies ist allerdings bei niedrigen Ethanolkonzentrationen nicht der Fall. Bei höheren Ethanolgehalten nimmt die Dampfdruckanomalie ab (vgl. Schmitz 2003).
- 7) Bei dem in den neuen Bundesländern in 2005 durchgeführten Direktbeimischungs-Feldversuch wurden nach Aussagen von Vertretern der Mineralölindustrie erhebliche Wasserprobleme festgestellt.
- 8) Dem Autor sind zahlreiche Projekte in unterschiedlichen Entwicklungsstadien bekannt.
- 9) DDGS steht für „Dried Distillers Grains and Solubles“. Dies ist ein eiweißreiches Futtermittel, das durch die Trocknung der bei der Ethanolproduktion anfallenden Schlempe gewonnen wird, wenn als Rohstoff Getreide (z. B. Mais, Weizen) zum Einsatz kommt.
- 10) Flexible Fuel Vehicles sind an den Kraftstoff anpassungsfähige Fahrzeuge, deren Motoren sowohl mit reinem Benzin als auch mit verschiede-

- nen Mischungsanteilen (bis 85 Vol.-%) von Ethanol im Benzin zurecht kommen.
- 11) Rund drei Fünftel der globalen Produktion erfolgt auf der Basis von Zuckerrohr und Zuckerrüben, während die Ethanolerzeugung auf Basis von Getreide nur ein Drittel und die Synthese-Ethanol-Erzeugung weniger als ein Zehntel ausmacht (vgl. F.O. Licht 2003, S.1).
 - 12) In den USA wird überwiegend Mais als Rohstoff für die Bioethanolproduktion eingesetzt. Im Süden Frankreichs soll eine erste Mais verarbeitende Bioethanolanlage entstehen.
 - 13) Zur Verfügbarkeit von Biomasse für die Herstellung von Biokraftstoffen vgl. z. B. die aktuelle Studie von Leible et al. (2005).
 - 14) Eine ausführliche Darstellung zu diesem Thema findet sich bei Schmitz (2005).

Literatur

BMVBW – Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen 2001: Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES) – eine gemeinsame Initiative von Politik und Wirtschaft.; <http://www.bmwbw.de/Mobilität-643.2458/hm> (Zugang: 2004)

BMVEL – Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, 2005: Biokraftstoffe. Strategie für Mobilität von morgen. Berlin

Deutscher Bundestag, 2005: Unterrichtung durch die Bundesregierung. Bericht zur Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe. Drucksache 15 / 5816, 21.06.2005. Berlin

F.O. Licht, 2003: World Ethanol Markets. The Outlook to 2012. London: Agra Europe

F.O. Licht, 2004: World Ethanol and Biofuels Report. London: Agra Europe

FAO – Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2005: FAOStat data; <http://faostat.fao.org/faostat> (Zugang: 2005)

FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), 2005: Basisdaten Biokraftstoffe. Stand: Januar 2005. Gülzow: FNR

IEA – International Energy Agency, 2004: Biofuels for Transport – An International Perspective. Paris: IEA

Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G., 2005: Entwicklungen von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Mengenszenarien zur Biomassebereitstellung. Studie im Auftrag der DaimlerChrysler AG. Abschlussbericht, Juni 2005. Erstellt durch: Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technikfolgenabschätzung und

Systemanalyse (ITAS); <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2005/leua05a.pdf> (Zugang: 2006)

Macedo, I. de Carvalho; Lima Verde Leal, M.R.; Azevedo Ramos da Silva, J.E., 2004: Assessment of greenhouse gas emissions in the production and use of fuel ethanol in Brazil. São Paulo: Government of the State of São Paulo, Secretariat of the Environment

Quirin, M., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., 2004: CO₂-neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe. Eine Bestandsaufnahme. Endbericht. Ifeu, Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen (UFOP) und Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV). Heidelberg, Mai 2004

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. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 21. Münster: Landwirtschaftsverlag

Schmitz, N. (Hrsg.), 2005: Innovationen bei der Bioethanolerzeugung und ihre Auswirkungen auf Energie- und Treibhausgasbilanzen. Neue Verfahren, Optimierungspotenziale, internationale Erfahrungen und Marktentwicklungen. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 26. Münster: Landwirtschaftsverlag

Kontakt

Dr. Norbert Schmitz
Meo Consulting Team
Weissenburgstr. 53, 50670 Köln
Tel.: +49 (0) 221 / 9 72 72 32
E-Mail: schmitz@meo-consulting.com

«

Wasserstoff löst keine Energieprobleme

von Ulf Bossel, European Fuel Cell Forum

Befürworter einer Wasserstoffwirtschaft sprechen von nachhaltiger Energie, die aus vielen Quellen abgeleitet werden kann. Diese Versprechungen sind kaum haltbar. Wasserstoff ist lediglich ein Energieträger, dessen Herstellung, Verteilung und Nutzung enorm viel Energie verschlingt. Selbst mit effizienten Brennstoffzellen kann man nur ein Viertel des ursprünglichen Energieinputs zurückgewinnen. Langfristig wird man Wasserstoff elektrolytisch mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen. Da sich Strom über Leitungen sehr effizient verteilen lässt, kann Wasserstoff den Wettstreit mit seiner Ursprungsenergie nie gewinnen. Aus physikalischen Gründen hat eine Wasserstoffwirtschaft keine Chance. Man sollte sich auf eine "Elektronenwirtschaft" einstellen.

1 Energiezukunft

Eigentlich ist die Energiezukunft deutlich erkennbar. Nach Versiegen der fossilen Vorräte muss die Menschheit ihren Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen befriedigen. Statt chemischer Energie wird dann vorwiegend elektrische Energie von Wind-, Wasser- und Solarkraftwerken zur Verfügung stehen. Biomasse wird dieses Energieangebot ergänzen. Mit effizient genutztem Strom wird die Menschheit ihren Energiehunger ebenso gut decken können wie mit schlecht genutzten fossilen Brennstoffen oder künstlich erzeugtem Wasserstoff. Die Energiewirtschaft wird also auf den Kopf gestellt: Strom ist ausreichend verfügbar, aber chemische Träger werden zum kostbaren Luxus. Die Zukunft gehört der elektrischen Energie aus erneuerbaren Quellen.

Viele Befürworter einer nachhaltig geführten Energiezukunft möchten jedoch die chemische Energiewirtschaft beibehalten und fordern den zügigen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Die Umwandlung „grünen“ Stroms in Wasserstoff und dessen kommerzielle Nutzung sind jedoch mit hohen Verlusten verbunden. Wasserstoff und der daraus gewonnene Strom müssen deshalb immer wesentlich teurer sein

als direkt verteilte Elektrizität. Wegen der hohen Verteilverluste erhöht sich auch die Zahl der Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Quellen. In einer nachhaltigen, auf Elektrizität aufbauenden Zukunft ist die Energieverteilung mittels Wasserstoff nur für wenige Sonderfälle zu rechtfertigen.

2 Veränderungen im Energiebereich

In Zukunft werden Solarstrahlung, Wind, Laufwasser, Wellen, Tidenhub, Geothermie und Biomasse geschätzte Energiequellen sein. Energie wird kostbar und deshalb mit höchster Effizienz verteilt und genutzt werden müssen. Eine nachhaltige Energiezukunft ruht deshalb auf zwei Pfeilern:

1. Energie aus erneuerbaren Quellen,
2. rationellste Energienutzung von der Quelle bis zur gewünschten Dienstleistung.

Mit Ausnahme von Biomasse und direkt genutzter Solarwärme wird Energie aus erneuerbaren Quellen jedoch als elektrischer Strom „geerntet“. In einer nachhaltigen Energiezukunft werden fossile Energieträger durch Elektrizität verdrängt. Strom wird zur billigen Ausgangsenergie, während alle daraus künstlich erzeugten chemischen Energieträger – also auch Wasserstoff – teurer sein müssen. Strom wird so zur „Leitwährung“ des Energiesystems.

Die eiligst beschlossenen Wasserstoffprogramme der Vereinigten Staaten und Europas verdeutlichen, dass die Dringlichkeit der Energieproblematik auch Politikern bewusst geworden ist. Der begleitende Paradigmenwechsel wird jedoch zu wenig beachtet. Während die heutige Energiewelt auf chemischen Energieträgern aufgebaut ist, wird eine zukünftige Energiewirtschaft vom Strom dominiert sein. Fossile Brennstoffe werden dann rar und teuer sein oder dürfen wegen der CO₂-Emissionen nicht mehr eingesetzt werden. Aber Strom bleibt als „Quellenenergie“ vorhanden. Damit werden thermische Kraftwerke oder Verbrennungsmotoren überflüssig, elektrische Wärmepumpen aber zu „echten Energievermehrungsmaschinen“. Wasserstoff jedoch muss elektrolytisch durch Einsatz von Strom gewonnen werden. Dies macht ihn zur teuren „Luxusenergie“ für einige spezielle Anwen-

dungen, nicht aber zum universellen Energieträger in einer allgemeinen Wasserstoffwirtschaft. Die Energiewelt muss sich auf Strom, nicht auf Wasserstoff vorbereiten. Die Wasserstoff-Programme könnten zu kostspieligen, zeitraubenden, aber erfolglosen Abenteuern werden.

3 Zwischen heute und einer nachhaltigen Zukunft

Trotz Globalisierung vollzieht sich der Übergang von einer fossilen zu einer nachhaltigen Energiewelt in allen Ländern und Regionen der Erde zeitlich versetzt und mit unterschiedlicher Geschwindigkeit. Die Ölförderländer werden als letzte erneuerbare Quellen erschließen, während sich Länder wie die Schweiz oder Dänemark schon deutlich in Richtung „Naturenergie“ bewegen, denn sie besitzen keine eigenen Quellen für Kohle, Öl oder Gas. Jede Region muss ihren eigenen Weg in die Energiezukunft finden. Der Umstieg kann nicht globalisiert werden. Europa wird Amerika in der Entwicklung vorausziehen.

Noch geht die Politik von der Dominanz der chemischen Energieträger aus und fordert den Ersatz von Kraftstoffen durch künstlich hergestellten Wasserstoff, also eine globale Wasserstoffwirtschaft. Diese Prämisse wird schon bald ihre Gültigkeit verlieren, denn aufgrund steigender Energiepreise bewegt sich der Energiebereich hin zu höherer Effizienz und damit auch hin zu elektrischen Systemen. Erst nach Abschluss dieser Phase wird die Zukunft planbar. Der übereilte Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbunden und sollte deshalb gründlich bedacht werden.

Heute und in Zukunft wird sich die Energienutzung an das Energieangebot anpassen. Die Energiewirtschaft wird von mehreren Seiten bedrängt:

- Verbraucher reagieren auf steigende Energiepreise mit Gebäudesanierungen und sparsameren Fahrzeugen; der Anteil chemischer Energieträger am Gesamtverbrauch beginnt zu sinken.
- Durch Gebäudesanierungen wird der Heizwärmebedarf so stark reduziert, dass der

Einsatz von Elektroheizungen und Wärmepumpen vorteilhaft wird.

- Dreiliter-Autos, Kleinfahrzeuge, Dieselmotoren und Hybridfahrzeuge sind Vorboten einer neuen Mobilitätsstruktur; für die kurzen Fahrten zur Arbeit werden Kleinfahrzeuge mit physikalischen Energieträgern (Strom, Druckluft, Schwungrad) attraktiv.
- Unter guten meteorologischen Bedingungen liefern Sonne, Wind & Co. bereits mehr Strom als den Betreibern thermischer Kraftwerke lieb ist; Strom verdrängt fossile Träger vom Energiemarkt.

Diese Trends führen zu einer graduellen Substitution chemischer Energieträger durch Elektrizität. Noch vor Einführung des Wasserstoffs werden wesentliche Teile des Energiesystems auf Strom umgestellt sein. Dann aber fehlt die Rechtfertigung für den Einsatz von Wasserstoff, denn mit wenigen Ausnahmen bietet die Originalenergie „Strom“ im Vergleich zum Abkömmling „Wasserstoff“ technische und wirtschaftliche Vorteile (siehe dazu insbes. Kap. 6).

Man muss deshalb genau überlegen, wie viel Wasserstoff in einer nachhaltig geführten Energiewirtschaft überhaupt benötigt wird und welche energetischen Prozesse nur mit Wasserstoff durchgeführt werden können. Zur Optimierung der energetischen Effizienz wird man möglichst viel Strom direkt und möglichst wenig für die Erzeugung von Wasserstoff einsetzen. Nur so kann der Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen nachhaltig gedeckt werden.

4 Energie für eine nachhaltige Energiezukunft

Erneuerbare Energie wird hauptsächlich als Elektrizität „geerntet“. Gleichstrom kommt von Solarzellen. Wind-, Wasser-, Wellen- und Gezeitenkraftwerke liefern Wechselstrom, ebenso auch solarthermische und geothermische Kraftwerke. Im nachfossilen Zeitalter werden lediglich Biomasse und organische Abfälle als chemische Primärenergie für die Herstellung flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe zur Verfügung stehen. Der Fernverkehr - gleich ob zu Land, Wasser oder Luft - wird auch in Zukunft nicht ohne flüssige, aus Biomasse hergestellte Kraftstoffe auskommen können. Wasser-

stoff ist für diesen Einsatz ebenso ungeeignet wie elektrische Batterien.

Um diese erneuerbare Energie mit höchster Effizienz zu nutzen, müssen verlustreiche Wandlungsprozesse vermieden werden. Biomasse wird deshalb nicht in Kraftwerken „verheizt“, um Strom für die elektrolytische Wasserstoff-Erzeugung zu gewinnen. Man wird sie auch nicht zur Herstellung von Wasserstoff einsetzen, sondern in synthetische Kraftstoffe umwandeln, die wesentlich besser zu handhaben sind als das leichteste aller Gase. Aus energetischer Sicht ist die natürliche Bindung von Kohlenstoff an Wasserstoff eine wichtige Voraussetzung für die chemische Umwandlung von Biomasse in synthetische Kraftstoffe. Mit geringstem Energieaufwand vergären Bakterien nasse Biomasse zu gasförmigen oder flüssigen Energieträgern. Technische Prozesse, etwa das Fischer-Tropsch-Verfahren, stehen für die Umwandlung fester Stoffe zur Verfügung. Energetisch betrachtet ist die chemische Wandlung von Biomasse in Methan, Methanol, Ethanol oder Biodiesel der Wasserstoffgewinnung immer deutlich überlegen.

5 Das Automobil als Trägheitsfaktor

Nach Durchführung der vertretbaren Sparmaßnahmen könnte man den Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen gut decken, wären da nicht die Bestrebungen rund ums Auto, an chemischen Energieträgern möglichst lange festzuhalten. Automobil- und Ölgesellschaften haben ein verständliches Interesse an chemischen Energieträgern für die eingeführte Antriebstechnik. Der Einsatz von Wasserstoff und Brennstoffzelle ist im Grunde eine technische Variante von Benzin und Ottomotor, nur mit einem anderen chemischen Energieträger.

Leider folgt die Politik den Argumenten der etablierten Lobby. Die „Hydrogen Initiative“ und das „FreedomCar“-Programm von Präsident Bush finden Nachahmer in aller Welt. Die Wasserstoff-Diskussion lenkt jedoch ab von dringend benötigten Maßnahmen im Energiebereich. Energieprobleme können nur durch Erschließung erneuerbarer Quellen und rationelle Energienutzung gelöst werden, nicht aber durch Wechsel des chemischen Energieträgers.

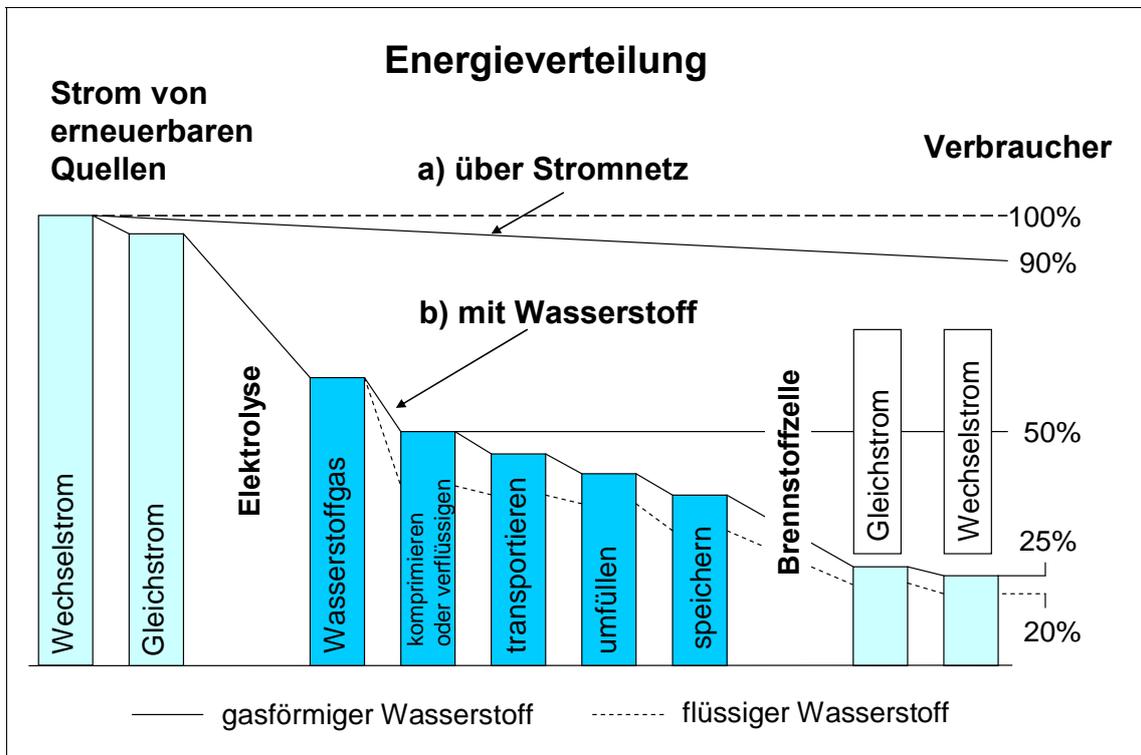
In der Tat, einige Aspekte der Wasserstoffwirtschaft sind bestechend. So bezaubert die Idee, dass aus Wasserstoff und Luft ohne Ausstoß von Treibhausgasen oder Ozonkillern nur sauberer Wasserdampf entsteht. Auch die Elektrolyse frappt. Man nehme Strom und Wasser und erhält Wasserstoff. Besondere Begeisterung findet die 1838 vom Basler Chemiker Christian Friedrich Schönbein entdeckte und vom Engländer William Robert Grove 1842 verwirklichte Brennstoffzelle. Die verbreitete Faszination von Wasserstoff und Brennstoffzelle sind verständlich. Veränderungen im Energiebereich müssen jedoch auf physikalischen Fakten und technischen Erkenntnissen basieren und nicht auf faszinierenden Beobachtungen und naivem Wunschdenken.

6 Wasserstoffwirtschaft ist Energieverschwendung

Die relativ günstige Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas ist keine gute Eintrittskarte zur Wasserstoffwirtschaft, denn nach Versiegen der fossilen Quellen wird man Wasserstoff nur noch durch die elektrolytische Spaltung von Wasser erzeugen können. Dafür wird Gleichstrom benötigt und zwar viel mehr, als selbst mit bester Technik jemals aus dem erzeugten Brenngas zurück gewonnen werden kann. Bei der Elektrolyse wird elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt. Wasserstoff ist also keine Energiequelle, sondern lediglich ein Sekundärenergieträger, vergleichbar mit dem Wasser in einer Zentralheizung.

Von der Quelle bis zur Nutzung gleicht der Weg des Wasserstoffs einem steilen Abstieg ins Tal. Jede Stufe der Energiekette ist mit Energieverlusten bzw. -aufwand verbunden (vgl. Abb. 1 nächste Seite). Bei Wasserstoff sind die Energieverluste jedoch so groß, dass dem Wasserstoffverbraucher hinter einer effizienten Brennstoffzelle nur noch ein Viertel der elektrischen Primärenergie zur Verfügung steht. Nur ein Viertel des erneuerbaren Stroms wird genutzt, während drei Viertel ungenutzt verloren gehen. Diese Verluste sind physikalisch bedingt und können auch durch zusätzliche Forschungen nicht wesentlich verringert werden.

Abb. 1: Die Energievernichtungskaskade der Wasserstoffwirtschaft



Tab. 1: Typischer Energiebedarf für Erzeugung, Kompression bzw. Verflüssigung, Transport und Nutzung von Wasserstoff

Verfahrensschritte	Technische Angaben	Energieverluste MJ / kg H ₂	Verluste (in % des H ₀ Wasserstoff)
Elektrolyse	1,76 Volt, 1 atm	61	43 %
Kompression	1 bar – 200 bar	10	7 %
	1 bar – 400 bar	13	9 %
	1 bar – 800 bar	17	12 %
Verflüssigung	100 kg / h	65	46 %
	1.000 kg / h	45	32 %
	10.000 kg / h	35	28 %
Straßentransport	200 bar, 200 km	18	13 %
	200 bar, 400 km	36	25 %
	flüssig, 200 km	3	2 %
Pipeline	10 bar, 1.000 km	12	8 %
H ₂ -Elektrolyse an Tankstelle	entspricht 60.000 Liter Benzin pro Tag	80*	56 %
Betanken	100 bar auf 400 bar	5	4 %
Brennstoffzelle	Verstromung	142	50 %

* einschl. Wasseraufbereitung, Kompression, Gebäudeenergiebedarf usw.;
der Brennwert (H₀) von Wasserstoff beträgt 142 MJ / kg

Quelle: Bossel et al. 2003

Der interne Energiebedarf der Wasserstoffwirtschaft ist eingehend analysiert worden (Bossel et al 2003). In Tabelle 1 (s. vorhergehende Seite) sind der für die wichtigsten Wandlungsschritte benötigte Energiebedarf in absoluten Energieeinheiten MJ (Megajoule) pro kg Wasserstoff oder in Prozent der im Wasserstoff enthaltenen Energiemenge (Brennwert oder oberer Heizwert $H_o = 142 \text{ MJ / kg}$) angegeben.

Zugegeben, auch die heutige Energieversorgung ist nicht frei von Verlusten. Zwischen Ölquelle und Tankstelle werden 8 bis 12 % der sprudelnden Energie für Förderung, Raffinierung und Transport benötigt. Bei Wasserstoff gehen jedoch von der Elektrolyse bis zur Wasserstofftankstelle mindestens 50 % verloren oder müssen für Kompression, Verflüssigung, Transport, Umfüllen usw. aufgewendet werden. Noch schlimmer wird es bei einer Rückverstromung des Wasserstoffs. Selbst mit effizienten Brennstoffzellen stehen dem Verbraucher nur etwa 25 % des ursprünglich eingesetzten Stroms zur Nutzung zur Verfügung. Bei direkter Verteilung könnte der Verbraucher jedoch etwa 90 % des Stroms nutzen. Die in Abb. 1 gezeigte Verlustkaskade ist für die Wasserstoffwirtschaft repräsentativ.

7 Die Besonderheiten des Wasserstoffs

Wasserstoff ist kein Gas wie jedes andere. Aufgrund seiner physikalischen Merkmale unterscheidet er sich deutlich von Erdgas (Methan) oder Luft. Wasserstoff ist 8-mal leichter als Methan (Erdgas) und 15-mal leichter als Luft. Um diese Gase auf 200 bar zu komprimieren benötigt man etwa 13,8 MJ / kg für Wasserstoff, 1,4 MJ / kg für Methan, aber nur 0,9 MJ / kg für Luft. Bei Wasserstoff verschlingt die Kompression etwa 9 %, bei Methan nur 2,5 % des Energieinhalts des jeweiligen Gases. Bei 200 bar sind in einem Liter Wasserstoff 2,6 MJ, in Erdgas jedoch 8,0 MJ oder über dreimal mehr Energie enthalten. Benzin enthält mit 33,8 MJ / Liter sogar 13-mal mehr Energie als der auf 200 bar komprimierte Wasserstoff. Brennstoffzellenautos fahren mit Wasserstoff (Tankdruck 350 bar) gerade einmal 250 km weit. Bei gleichem Druck, aber mit Erdgas befüllt, würde die getankte Energie im Erdgasauto Fahrten bis 500 km erlauben. Wasserstoff lässt sich am besten als Kohlenwasserstoff speichern oder transpor-

tieren. Ein Kubikmeter flüssiger Wasserstoff wiegt nur 70 kg und ist damit etwas schwerer als Styropor. Aber ein Kubikmeter Benzin wiegt 700 kg (und enthält 128 kg Wasserstoff). Entsprechend unterschiedlich ist der obere Heizwert (H_o): 33,8 MJ für den Liter Benzin, aber nur 9,9 MJ für den Liter Flüssigwasserstoff.

Diese und andere physikalischen Merkmale machen reinen Wasserstoff nur bedingt geeignet für den täglichen Einsatz als Energieträger. Ein Tanklastwagen kann 26 t Benzin transportieren. Für dieselbe Energiemenge an Wasserstoff benötigt man etwa 22 mit Wasserstoffdruckflaschen (300 bar) beladene Wasserstofftransporter. Wegen des geringen Energieinhalts des Wasserstoffs werden pro 100 km Lieferdistanz über 6 % der gelieferten Energiemenge konsumiert. Bei Benzin sind es nur gerade einmal 0,2 %. Für die Verteilung von flüssigem Wasserstoff ist der spezifische Energiebedarf für den Transport niedriger. Dafür werden jedoch mindestens 30 % des Energieinhalts für die Verflüssigung des Wasserstoffs benötigt. Eine sinnvolle Lösung für den Straßentransport von Wasserstoff ist daher nicht in Sicht.

Im Gegensatz dazu kann man regenerativ gewonnenen Strom über Leitungen verteilen, denn es gibt keinen besseren Weg als den direkten Energietransport mit Elektronen. In modernen Netzen wird elektrische Energie mit einem Wirkungsgrad von über 90 % umweltfreundlich vom Kraftwerk zu Verbrauchern transportiert.

Die Befürworter einer Wasserstoffwirtschaft schlagen deshalb vor, Wasserstoff an Tankstellen vor Ort elektrolytisch zu erzeugen. Eine Autobahntankstelle, die heute täglich etwa 60.000 Liter Benzin oder Diesel verkauft, hätte einen elektrischen Leistungsbedarf von mindestens 26 Megawatt und würde 107 Kubikmeter Wasser täglich benötigen. Die zuverlässige Erfüllung dieser Kriterien rund um die Uhr und zu allen Jahreszeiten ist für viele Standorte auf der Welt kein einfaches Problem. Auch der Energietransport per Pipeline erfordert für Wasserstoff etwa viermal mehr Energie als für Erdgas. Aus verschiedenen Gründen sind sowohl die bestehenden Erdgasleitungen als auch die Erdgasinfrastruktur nicht für den Transport von Wasserstoff geeignet. Diese Fakten zeigen, wie sehr sich Wasserstoff von Erdgas unterscheidet und wie neuartig die Probleme einer Wasserstoffwirtschaft sind.

8 Energiekosten in einer Wasserstoffwirtschaft

Auch in Zukunft werden Verluste mit den Energiepreisen verrechnet. Da lediglich 50 % des für die Elektrolyse benötigten Stroms beim Verbraucher als nutzbarer Wasserstoff angeliefert würden, dürfte die im Wasserstoffgas enthaltene Energie mindestens doppelt so teuer sein wie elektrische Energie aus der Steckdose. Heizen mit Strom wäre billiger als Heizen mit Wasserstoff. Erdgas wird deshalb kaum durch Wasserstoff ersetzt werden. Heizöl und Erdgas würden durch Wärmedämmung und elektrische Heizgeräte ersetzt, nicht aber durch Wasserstoff.

Die Verteuerung gilt auch für die Stromerzeugung, denn selbst mit effizienten Brennstoffzellen kann man lediglich 50 % der im Wasserstoff enthaltenen Energie in elektrische Energie umwandeln. Aus Wasserstoff erzeugter Strom muss deshalb mindestens viermal teurer sein als Netzstrom. Angesichts der deutlich günstigeren direkten elektrischen Lösung kann die Stromerzeugung mit Wasserstoff und Brennstoffzellen nie attraktiv werden. Jeder Versuch, Strom in Form von Wasserstoff zu vermarkten, ist aus ökonomischen Gründen zum Scheitern verurteilt. Es gibt kein Nebeneinander von Wasserstoff und Strom, denn Wasserstoff an sich erfüllt noch keine Kundenwünsche. Der Verbraucher benötigt Strom aus der Brennstoffzelle.

Diese Argumente gelten auch für mobile Anwendungen. In einer von Elektrizität dominierten nachhaltig geführten Energiewirtschaft werden Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb attraktiv, denn pro Energieeinheit kostet Strom aus der eigenen Steckdose wesentlich weniger als Wasserstoff an der Tankstelle. Auch sind Elektromobile mit Rückgewinnung der Bremsenergie äußerst effizient. Bis zu 80 % der „getankten“ elektrischen Energie werden den Rädern zugeführt. Im Brennstoffzellen-Fahrzeug wird der doppelt so teure Wasserstoff jedoch nur mit einem Tank-Rad-Wirkungsgrad von etwa 40 % genutzt. Ein mit Wasserstoff-Brennstoffzelle ausgestattetes Fahrzeug benötigt etwa viermal mehr Strom als ein Elektrofahrzeug, bzw. verursacht viermal höhere Kraftstoffkosten. Für Fahrten zur Arbeit wird man vermutlich Elektrofahrzeuge mit Hybridantrieb verwenden. Mit Lithium-Ionen-Batterien ausgestattete Elektrofahrzeuge fahren bereits bei ca. 1,2 l / 100 km

Benzinäquivalent mit einer Batterieladung 250 km weit und sind bei einem leistungsstarken Anschluss in wenigen Minuten aufgeladen. Als Lebensdauer dieser Batterien werden zehn Jahre genannt. Brennstoffzellenautos können diese Werte heute auch schon erreichen, wenn auch bei wesentlich höheren Betriebskosten.

Für größere Distanzen, für den Last-, Luft- und Seetransport wird man dagegen synthetische, aus Biomasse hergestellte Kraftstoffe einsetzen. Bei vergleichbar niedriger Umweltbelastung übertreffen diese Energieträger den Wasserstoff bezüglich Handhabbarkeit, Energiedichte, Sicherheit und Kosten. Eine übereilte Einführung des Wasserstoffs im Verkehrsbereich ist angesichts dieser sich abzeichnenden Entwicklungen mit hohen wirtschaftlichen Risiken behaftet.

9 Woher Wasser und Energie für Wasserstoff?

Die Konsequenzen einer Wasserstoffwirtschaft werden mit folgendem Beispiel verdeutlicht. Zur Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff (Energieinhalt von 3,5 Litern Benzin) werden 9 kg Wasser sowie (einschließlich Elektrolyse, Verflüssigung, Transport, Lagerung und Verteilung) etwa 100 kWh Strom benötigt. Wie viel Wasser und Strom werden benötigt, um den Flugverkehr in Frankfurt/Main auf Wasserstoff umzustellen?

Am Frankfurter Flughafen werden täglich 50 Jumbo-Jets mit je 130 Tonnen (160 m^3) Flugbenzin befüllt. Die gleiche Energiemenge steckt in 50 Tonnen (715 m^3) flüssigem Wasserstoff. Zur Betankung aller Jumbos mit Wasserstoff müssten täglich 2.500 m^3 Flüssigwasserstoff bereitgestellt werden, für dessen Herstellung man 22.500 m^3 sauberes Wasser und die elektrische Leistung von acht Kraftwerken von je 1 GW benötigt (zum Vergleich: Das AKW Biblis hat eine Leistung von 1,3 GW). Für die Versorgung aller Flugzeuge des Flughafens mit Wasserstoff müsste man den Wasserverbrauch der Stadt Frankfurt und die Energie von mindestens 25 Großkraftwerken einsetzen.

Die Energie für den Wasserstoff stammt eben nicht einfach nur aus „erneuerbaren Quellen“, wie das die Befürworter einer Wasserstoffwirtschaft gerne darstellen. Die Fragen „Woher das Wasser?“ und „Woher der Strom?“

müssen vor dem Aufbau neuer Infrastrukturen zuerst einmal beantwortet werden. Es gibt viele Gegenden in der Welt, in denen das spärlich fließende Wasser zur Erhaltung menschlichen Lebens verwendet werden sollte.

10 Wohin führt der Weg?

Der Übergang von der heutigen, vom Erdöl dominierten Energiewirtschaft zu einer nachhaltigen, von regenerativ erzeugtem Strom geprägten basiert also nicht auf einer einfachen Substitution fossiler Energieträger durch synthetischen Wasserstoff. Komplexe Veränderungen müssen in allen Bereichen der Energietechnik bedacht werden: Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung sind in jedem Fall zu berücksichtigen. Die Energiewirtschaft wird auf den Kopf gestellt. Während chemische Energieträger heute die Ausgangsbasis bilden, wird es in Zukunft Strom aus erneuerbaren Quellen sein. Heute ist Elektrizität die sekundäre Energieform, morgen ist es der künstliche erzeugte Energieträger Wasserstoff. Während heute Erdgas und Erdöl preisbestimmend sind, wird es in Zukunft Strom aus regenerativen Quellen sein. Strom wird zur „Leitwährung“ im Energiemarkt. Der aus Strom gewonnene Wasserstoff wird deshalb immer teurer sein als die regenerativ erzeugte Elektrizität. Daran lässt sich nicht rütteln, weder mit politischen Entscheidungen noch mit aufwändigen Entwicklungsprogrammen.

In einer nachhaltig geführten Energiewirtschaft wird synthetischer Wasserstoff deshalb keine wichtige Rolle spielen, denn „Strom direkt“ liefert fast immer bessere Lösungen. Der Sekundärenergieträger Wasserstoff kann sich nicht gegen den Energieträger Strom durchsetzen, aus dem er künstlich erzeugt wurde. In der nachhaltigen Welt verlieren Umweltargumente ebenfalls ihre Gültigkeit, denn elektrischer Strom ist ebenso sauber wie der daraus gewonnene Wasserstoff. Im Gegenteil: Wegen der Ineffizienz der Wasserstoffkette müsste man zur Bereitstellung der benötigten Endenergie wesentlich mehr regenerative Kraftwerke errichten als bei einer direkten Stromverteilung und Nutzung. Umweltschützer beklagen sich heute schon über die Verschandelung des Landschaftsbildes durch Windkraftanlagen. Bei einer Energieverteilung mittels Wasserstoff würde sich die Zahl der Windräder vervierfa-

chen. Wer stellt dafür die Landschaft zur Verfügung? Woher sollen die Energie für die Erzeugung des Wasserstoffs und das benötigte Wasser kommen? Eine quantifizierte Antwort auf diese Frage müssen die Befürworter der Wasserstoffwirtschaft erst noch liefern.

Ein übereilter Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft wird den Übergang zur Nachhaltigkeit nicht nur stark behindern, sondern vielleicht sogar unmöglich machen. Für alle Befürworter einer nachhaltigen Zukunft hat die Erschließung neuer Energiequellen eindeutig Vorrang vor der Einführung eines neuen Energieträgers. Dazu gehört auch die Beschäftigung mit der Frage, wie viele Kraftwerke (gleich ob Wind oder Atom) die Menschheit akzeptieren kann. Die Zukunft verlangt markante Veränderungen im Energiebereich. Man sollte mit Mut und Zielstrebigkeit eine nachhaltige Energiewelt direkt ansteuern, statt zuerst einmal mit einer Wasserstoffwirtschaft zu experimentieren. Der Weg führt zur effizienten Nutzung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen. Eine Wasserstoffwirtschaft hat keine Zukunft.

Literatur

Bossel, U.; Eliasson, B.; Taylor, G., 2003: The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? Final Report, April 15th, 2003

Kontakt

Ulf Bossel
European Fuel Cell Forum
Morgenacherstraße 2F
5452 Oberrohrdorf, Schweiz
Tel.: +41 - 56 - 496 - 72 92
Fax: +41 - 56 - 496 - 44 12
E-Mail: forum@efcf.com
Internet: <http://www.efcf.com>

«

Biokraftstoffe aus Sicht der Mineralölindustrie

von Klaus Picard, Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV)

Trotz langfristiger Verfügbarkeit von Rohöl ist die Erforschung und Entwicklung von Alternativen ein Gebot der Vernunft. Schnellschüsse und insbesondere das Verdrängen der ökonomischen Realität ist nicht zielführend. Die langfristige Verfügbarkeit fossiler Energieträger schafft ausreichend Zeit, nachhaltige Alternativen zu entwickeln. Ein Paradigmenwechsel scheint durch Biokraftstoffe der zweiten Generation, die auf der Ganzpflanzenumsetzung basieren, möglich zu werden. Insbesondere synthetische Kraftstoffe des innovativen Biomass-to-Liquids-Prozesses (BtL-Prozesses) werden von der Mineralöl- und Automobilindustrie gleichermaßen unterstützt. Der Wechsel vom Landwirt zum „Energiepflanzenwirt“ könnte dann zur Realität werden.

Mineralöl ist ein Rohstoff mit hohem Energiegehalt, der deutlich preiswerter als alle bisherigen Alternativen ist. Mit Kraftstoffen aus Mineralöl werden weit über 90 Prozent des Bedarfs zur Sicherung der individuellen Mobilität gedeckt. In Bezug auf Verfügbarkeit, Handhabbarkeit, Energiedichte und Preiswürdigkeit nehmen fossile Kraftstoffe eine Spitzenstellung ein, an denen sich Alternativen messen müssen.

Viele der heute verfügbaren Kraftstoffalternativen halten den Anforderungen an Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und soziale Akzeptanz nicht stand. Es ist keine zukunftsfähige Alternative, den stärksten und wettbewerbsfähigsten Energieträger durch dauersubventionierte Kraftstoffe zu ersetzen. Genau das geschieht aber zurzeit durch eine Marktdurchdringungspolitik für Biokraftstoffe der ersten Generation.

Durch das Ausblenden der realen Marktverhältnisse wird eine Scheinwelt geschaffen, die zu falschen Annahmen und in der Folge zu Fehlentscheidungen führt. Deutschland ist Teil eines globalen Marktes und muss sich der ökonomischen Realität stellen, um seine Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Dauersubventionen können diese ökonomische Realität nicht auf

Dauer außer Kraft setzen und stellen deshalb keine Lösung dar.

Der Versuch, über die Behauptung des nahen Endes des Erdöls die ökonomische Realität auszuschalten, ist ebenso wenig zielführend. Erdöl ist eine endliche Ressource und deshalb ist die Entwicklung von Alternativen ein Gebot der Vernunft. Die hohe Reichweite des Öls bietet aber ausreichend Zeit, nachhaltige Alternativen zu entwickeln. Für Panikentscheidungen besteht kein Grund. Es ist angebracht, einen Blick auf die Verfügbarkeit des Energieträgers Öl zu werfen.

1 Verfügbarkeit des Energieträgers Öl

Aussagen, dass die Ölreserven nur noch 40 oder 45 Jahre reichen, basieren auf einer Fehlinterpretation des Begriffes „Reserve“. Die Reserve beschreibt die Menge an Öl, die bekannt und mit heutiger Technologie und zu heutigen Kosten förderbar ist. Diese Momentaufnahme sagt nichts über die tatsächliche Reichweite der Ölvorkommen aus.

Die Reichweite der Ölreserven entwickelt sich dynamisch. Nach dem Zweiten Weltkrieg waren die Ölreserven nur etwa 20mal so groß wie der damalige Verbrauch. Bis zu Beginn der 1970er Jahre hatte sich nicht nur die weltweite Ölförderung etwa verfünffacht, auch die Ölreserven waren gestiegen. 1972 warnte der Club of Rome, die Ölvorkommen würden binnen 25 Jahren zu Ende gehen. Doch obwohl von 1970 bis heute rund 100 Mrd. Tonnen Rohöl gefördert wurden, erhöhten sich die Ölreserven im gleichen Zeitraum um über 100 Mrd. Tonnen.

Die heute rentabel förderbaren und durch Bohrungen bestätigten Reserven beliefen sich Ende 2005 auf 176 Milliarden Tonnen und waren so hoch wie nie zuvor. Aus ihnen errechnet sich bei einem bestimmten weltweiten Verbrauch eine bestimmte Reichweite. Diese Berechnung berücksichtigt aber weder technischen Fortschritt noch die Tatsache, dass nicht alle vermuteten Vorkommen bereits durch Bohrungen bestätigt sind.

Gerade durch Verbesserungen in der Fördertechnik sind in den vergangenen Jahrzehnten gewaltige Fortschritte erzielt worden. Als Mitte der 1970er Jahre die Rohölförderung in der Nordsee aufgenommen wurde, beschränkte man sich auf Gebiete mit Wassertiefen von

bis zu 75 m. Heute fördert man in der Nordsee, wo besonders schwierige Bedingungen herrschen, in bis zu 400 m Wassertiefe. In anderen Gebieten der Erde wird bereits in 3000 m Meerestiefe gebohrt.

Zudem spielt der Rohölpreis für die Erschließung von Ölfeldern eine wichtige Rolle. Je höher der durchschnittliche Ölpreis (vgl. Abb. 1), desto höher sind die wirtschaftlich gewinnbaren Ölreserven, weil auch schwerer zugängliche Vorkommen erschlossen werden können. Fortschritte in der Fördertechnik erhöhen die gewinnbaren Ölvorräte weiter.

Heute können z.B. die kanadischen Ölsande zu Kosten von unter 15 \$ pro barrel erschlossen werden – ein Erfolg, den noch vor zehn Jahren niemand für möglich gehalten hat. Durch die Anerkennung dieser Reserven konnte Kanada an die zweite Stelle der ölreichsten Länder aufsteigen. Andere Teile der nicht-konventionellen Vorkommen sind in der Betrachtung der Reserven nicht erfasst – wie Schweröle und die in Ölschiefer und Ölsanden gebundenen Vorkommen. Bezieht man solche Ressourcen in die Berechnungen ein, ergibt sich, dass die Ölvorkommen auch in einigen Jahrhunderten noch

nicht erschöpft sein werden. Eine weitere Ressource stellen Lagerstätten dar, die zwar bekannt sind, die aber erst bei höheren Preisen wirtschaftlich gewonnen werden können.

Vielfach wird die geringe Zahl großer Ölfunde der vergangenen Jahre als ein Indiz für das nahe Ende des Öls gedeutet. In der Tat hat sich die durchschnittliche Feldgröße verringert. Ursache hierfür ist, dass die aussichtsreichsten Ressourcen in Regionen liegen, die unter der Kontrolle staatlicher Unternehmen stehen. Wichtige Ölförderstaaten lassen keine Investitionen ausländischer Ölgesellschaften zu (siehe Abb. 2 nächste Seite). Private Ölgesellschaften, die lediglich rund 15 Prozent des weltweiten Ölangebots fördern, haben daher nur begrenzten Zugang zu den viel versprechendsten Regionen. Explorationsbohrungen werden somit vielfach in „reifen“ Gebieten mit begrenzter Wahrscheinlichkeit weiterer Entdeckungen wie in Europa oder Nordamerika durchgeführt. Dieser Trend ist durch die hohen Ölpreise der letzten Jahre noch verstärkt worden, da Exploration in Gebieten möglich wurde, in denen die Kosten dafür hoch sind.

Abb. 1: Entwicklung des nominalen und realen Ölpreises für den OPEC-Korb¹

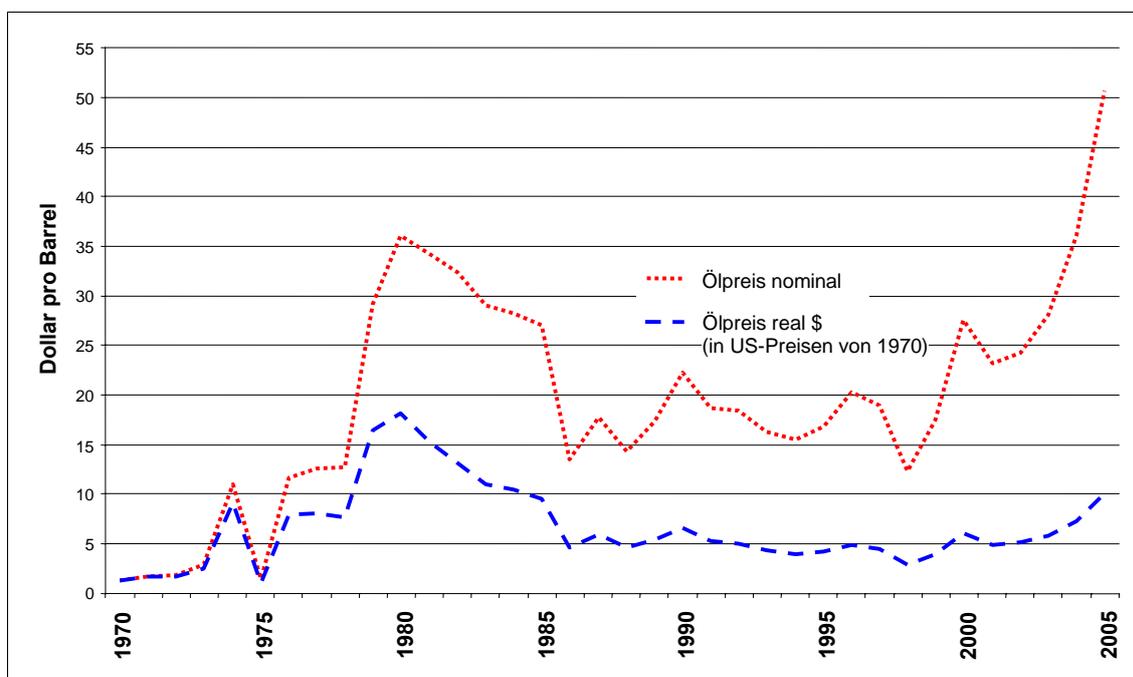
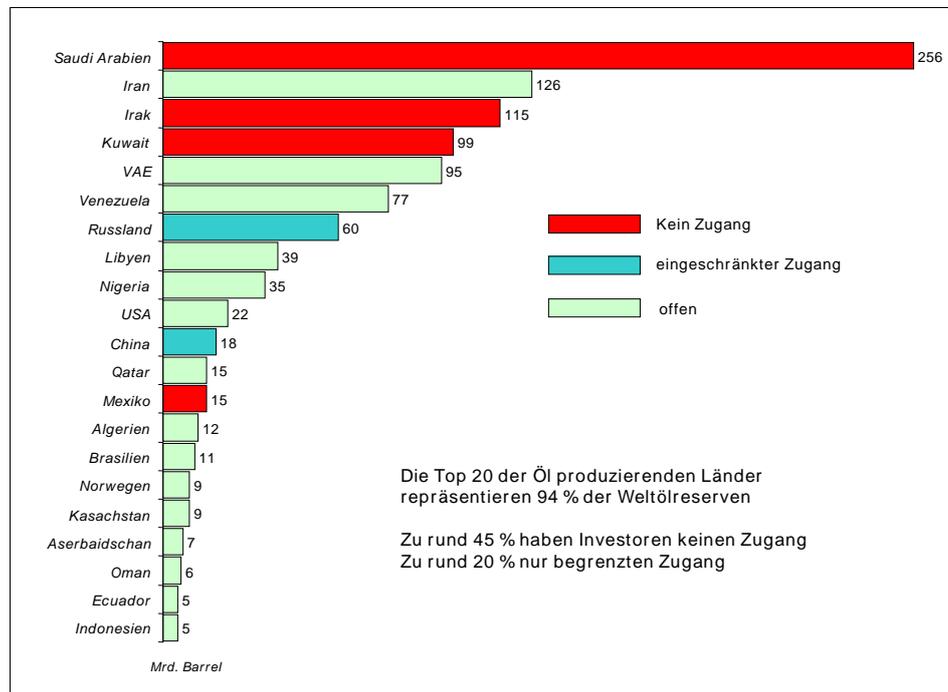


Abb. 2: Zugang zu Ölressourcen für Investoren



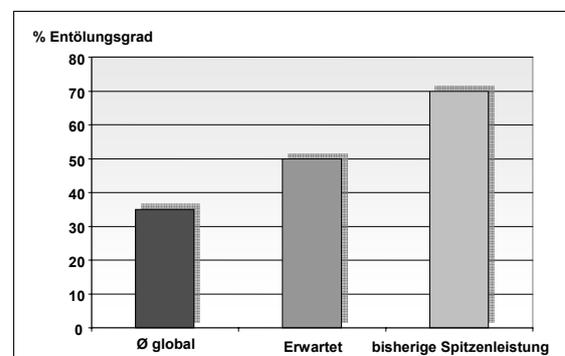
Quelle: Oil & Gas Journal (2005)

Neben der Exploration neuer Ölfelder hat die Erhöhung des Entölungsgrades erschlossener Lagerstätten durch eine Verbesserung der Fördertechnik einen entscheidenden Einfluss auf die Reichweite des Öls (siehe Abb. 3). Während im Weltdurchschnitt bislang nur 35 Prozent des in einer Lagerstätte vorhandenen Öls gefördert werden, ermöglicht innovative Technik heute einen Spitzenwert von 70 Prozent. Im Durchschnitt wird mittelfristig ein Entölungsgrad von 50 Prozent erreicht werden können. Die Steigerung des Entölungsgrades um ein Prozent entspricht einer Erhöhung der Reichweite des Öls um ein Jahr. Auch wenn von Kritikern die Einbeziehung des technischen Fortschrittes in die Reichweitenberechnung angegriffen wird, ändert dies nichts an der erwiesenen Tatsache, dass sich die Reichweite durch technische Entwicklung auch ohne neue Funde um weitere 15 bis 35 Jahre erhöht, wenn die aktuelle Bedarfsentwicklung zu Grunde gelegt wird.

Die Endlichkeit des Öls ist also kein Grund für eine „Weg-vom-Öl“-Strategie, wie sie in letzter Zeit gern propagiert wird. Die Weltölrreserven sind mehr als ausreichend, um den Weltbedarf für viele Jahrzehnte, wenn nicht für Jahrhunderte zu decken. Die Verfügbarkeit ist ab-

hängig von technologischen Fortschritten und vom Preis, den die Volkswirtschaft bereit ist, für das Öl zu zahlen. Der Ölpreis bestimmt die Investitionen in Erschließung und Förderung bestehender und neuer Ressourcen. Solange auf ein Barrel Öl zum Marktwert von 60 Dollar in Deutschland umgerechnet weitere 130 Dollar an Steuern aufgeschlagen werden können, können auch neue Ölfelder zu höheren Kosten als heute erschlossen werden.

Abb. 3: Fortschritte in der Ausbeute von Lagerstätten



Quelle: OGP (2005)

Es besteht also ausreichend Zeit zur Entwicklung von Alternativen, die sowohl unter ökologischen als auch unter ökonomischen Gesichtspunkten langfristig tragfähig sind. Die heute zur Verfügung stehenden nicht-fossilen Kraftstoffalternativen Biodiesel und Bioethanol, die so genannten Biokraftstoffe der ersten Generation, müssen sich sowohl mit Blick auf Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit, als auch unter dem Aspekt der Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit als zukunftsfähig erweisen.

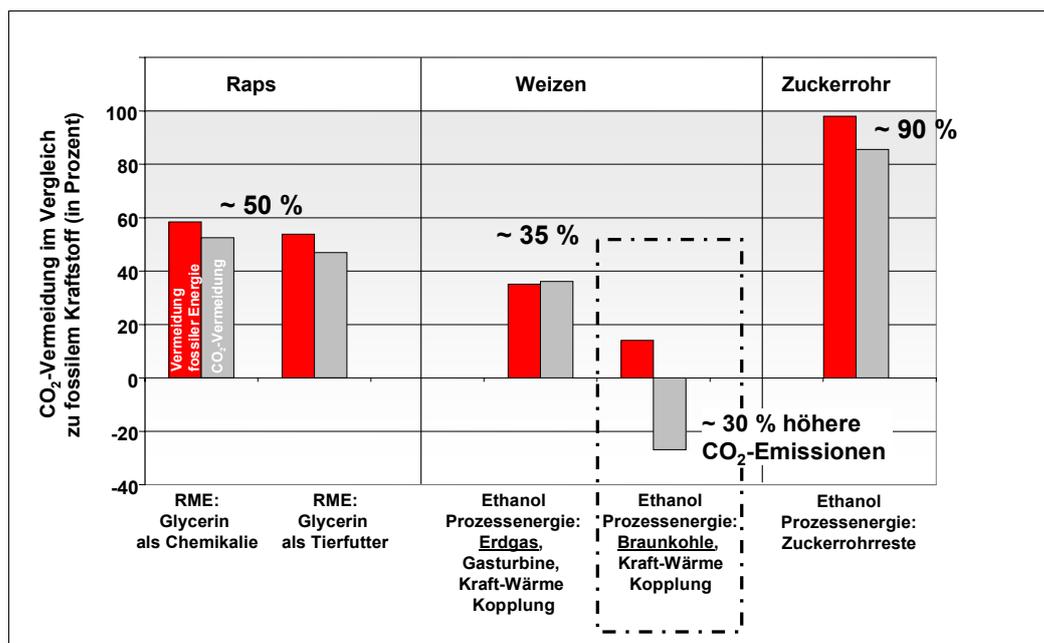
2 Klimaschutz und CO₂-Vermeidung

Biokraftstoffe werden gerne öffentlichkeitswirksam als CO₂-frei dargestellt. Diese Darstellung ist zumindest für Biokraftstoffe der ersten Generation falsch, die auf Basis von Getreide- oder Rapskorn hergestellt werden. Für die Erzeugung muss fossile Energie eingesetzt werden – z. B. in Form von Kunstdünger oder Pestiziden. Die weitere Umsetzung z. B. von Getreide zu Ethanol ist ebenso ein energieintensiver Prozess, für den wiederum fossile Energie eingesetzt wird. Richtig ist, dass die Sonnenenergie einen wesentlichen Beitrag bei der Erzeugung der Biomasse leistet. Aber selbst dieser Vorteil kann

aufgezehrt werden, wenn für die Prozessenergie z. B. in der Ethanolherzeugung Braunkohle, also ein Energieträger mit der höchsten spezifischen CO₂-Emission eingesetzt wird (vgl. Abb. 4). Das so produzierte Ethanol kann in einer Gesamtbetrachtung (Well-to-wheel) sogar höhere CO₂-Emissionen aufweisen als Ottokraftstoff (siehe auch Beitrag von Schindler und Weindorf in diesem Schwerpunkt). So verständlich die Entscheidung der Ethanolherzeuger auch sein mag, aus Kostengründen Braunkohle einzusetzen, so falsch ist die Behauptung gerade in diesem Fall, Ethanol sei CO₂-frei.

Hohe Kosten bei geringer CO₂-Vermeidung führen zwangsläufig zu hohen Vermeidungskosten (vgl. Abb. 5 nächste Seite). Trotz Fortschritten in der Energieeffizienz liegen die Vermeidungskosten der konventionellen Biokraftstoffproduktion in Deutschland bei 150 bis 300 €/t CO₂ und damit deutlich über den Kosten für alternative CO₂-Vermeidung (wie zum Beispiel für Gebäudesanierungsmaßnahmen mit 10 €/t CO₂). Die Vermeidungskosten liegen aber auch weit über den Preisen, die heute zum Beispiel im europäischen Emissionshandel für CO₂ zu beobachten sind. Die Preise für Emissionsrechte schwanken zurzeit zwischen 20 und

Abb. 4: CO₂-Vermeidung bestimmter Herstellungspfade von Biokraftstoffen



Quelle: Edwards et al. (2005)

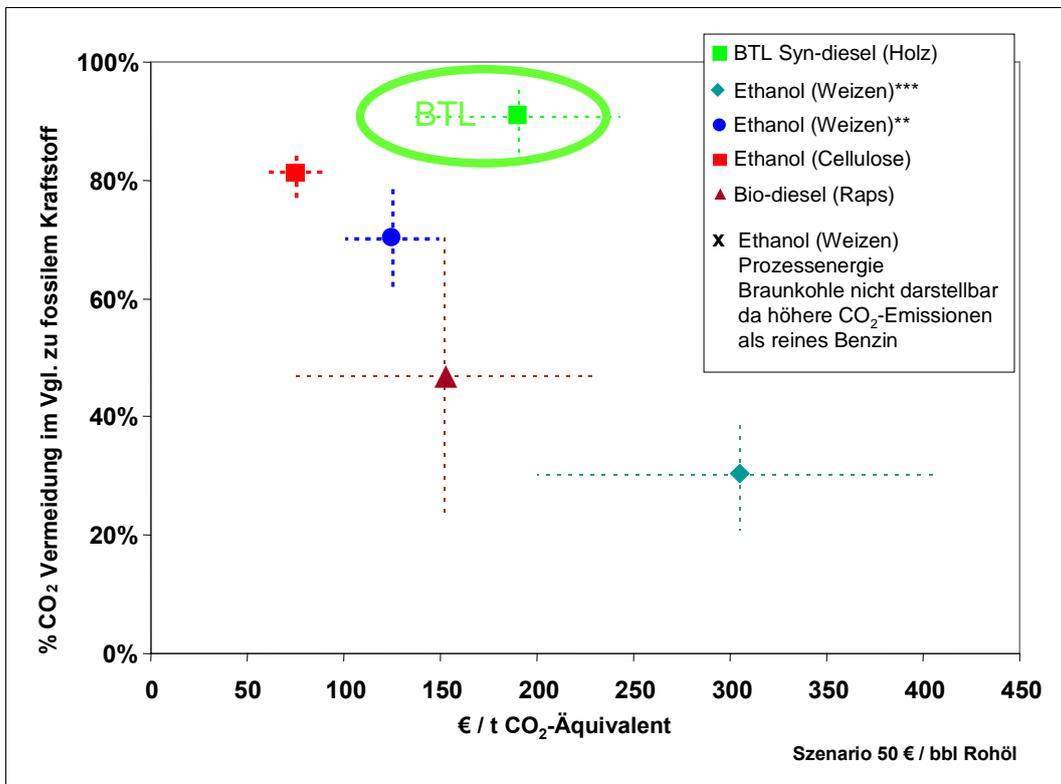
25 €/t CO₂. Mittelfristig wird aber eher mit einem Preis von signifikant unter 10 €/t CO₂ gerechnet – insbesondere wenn die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls im Rahmen des „Clean Development Mechanism“ und der „Joint Implementation“ zum Einsatz kommen. Die kostengünstigeren Alternativen der Vermeidung von Treibhausgasemissionen liegen daher eher in einer effizienteren Energienutzung oder in kostengünstigeren Vermeidungsoptionen auf der Basis von agrarischen Energierohstoffen.

Unter klimapolitischen Gesichtspunkten muss die Einsparung von fossilen Brennstoffen nicht notwendigerweise bei Kraftstoffen im Transportsektor stattfinden. Bei Biokraftstoffen muss ein Teil der in der landwirtschaftlichen Produktion erzeugten Energie für die Konversion in den Kraftstoff wieder verbraucht werden. Dagegen könnte bei einer anderen Verwendung der Bioenergie der Energiegehalt mit geringeren

Verlusten genutzt werden. Hierzu bieten sich stationäre Anlagen für die Strom- bzw. Wärme-Produktion (z. B. Biomasseheizkraftwerke) an, die bessere Energie- und Treibhausgasbilanzen aufweisen als die Option Biokraftstoffe (siehe Beitrag von Leible et al. in diesem Schwerpunkt). Deshalb könnte es unter Klimagesichtspunkten sinnvoller sein, im Transportsektor weiterhin auf fossile Brennstoffe zu setzen und gleichzeitig für andere Energieverwendungen auf Bioenergie zurückzugreifen.

Signifikante Fortschritte in der CO₂-Vermeidung durch alternative Kraftstoffe sind erst mit Biokraftstoffen der zweiten Generation möglich, die auf Basis der Ganzpflanzenverwertung hergestellt werden wie z. B. BtL (Synfuels). Biokraftstoffe der zweiten Generation können weitgehend CO₂-frei hergestellt werden. Erst dann ist die Aussage berechtigt, Biokraftstoffe sind CO₂-frei (vgl. Abb. 5).

Abb. 5: CO₂-Vermeidung und CO₂-Vermeidungskosten ausgesuchter Biokraftstoffpfade



** Prozessenergie aus Stroh, „Distillers Dried Grains with Solubles“ (DDGS)

*** Prozessenergie Erdgas, DDGS

Kosten enthalten keine Beimischkosten.

Quelle: Edwards et al. (2005)

3 Versorgungsunabhängigkeit durch biogene Kraftstoffe

Eine Kraftstoffversorgung aus eigenen Ressourcen kann Versorgungsunabhängigkeit schaffen, wenn heimische Kraftstoffe in ausreichender Menge und tatsächlich zu einem wettbewerbsfähigen Preis angeboten werden könnten. In einem globalen Markt wird die Verfügbarkeit durch Angebot und Nachfrage bestimmt. Die relative Kaufkraft bestimmt die Verfügbarkeit. Da Biokraftstoffe zwei bis vier Mal so teuer wie Benzin oder Diesel sind, könnten sie erst dann einen Beitrag zur Versorgungssicherung leisten, wenn Rohöl eine signifikante Preissteigerung erfahren würde. Da für die Erzeugung der Biokraftstoffe ebenfalls fossile Energie eingesetzt werden muss, wären die Herstellungskosten der Biokraftstoffe zumindest teilweise betroffen.

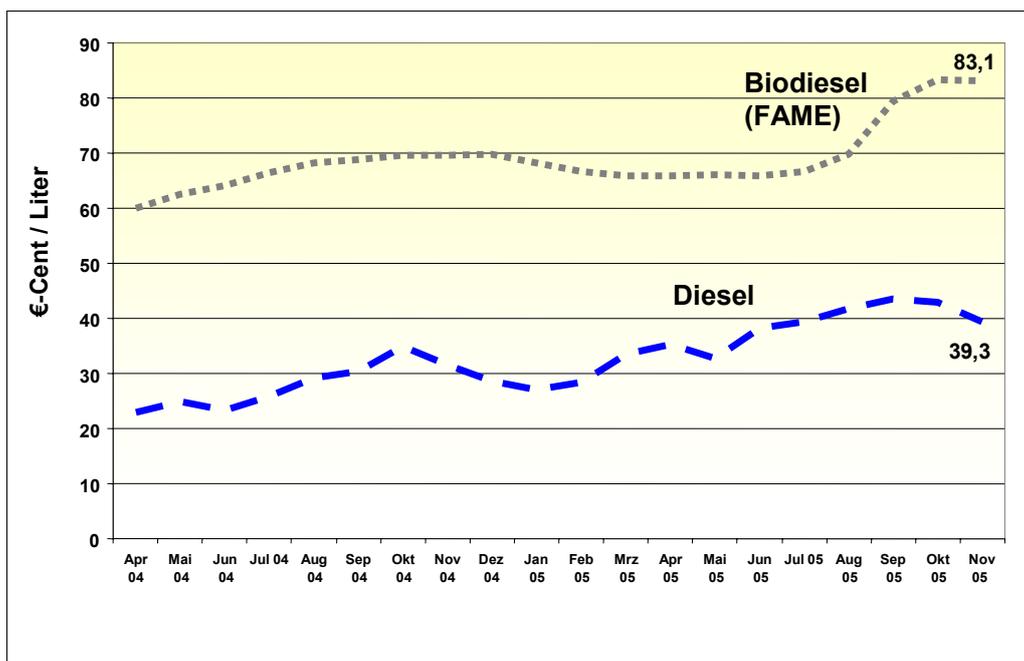
Der Preis der Biokraftstoffe bildet sich aus Angebot und Nachfrage und folgt dem Preis fossiler Kraftstoffe. Das oft benutzte Argument, dass Biokraftstoffe der Volatilität des Ölmarktes entgegenwirken, ist widerlegt, wie das Beispiel der Entwicklung der Biodieselpreisnotierungen im Spätsommer 2005 gezeigt hat

(vgl. Abb. 6). Der Hurrikan „Katrina“ führte zu Spitzennotierungen bei Biodiesel, obwohl weder Rapsanbau noch Biodieselanlagen vom Hurrikan betroffen waren. Die Zeitung „Die Welt“ betitelte denn auch einen Artikel zum Börsengang des Unternehmens „EOP Biodiesel“ mit „Ein Freund hoher Spritpreise“. Dies ist nichts Verwerfliches, sondern Marktwirtschaft. Allerdings ist gleichermaßen das Argument nicht zutreffend, Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit sei durch Biokraftstoffe zu erreichen. Den Szenarien der International Energy Agency folgend, können Biokraftstoffe in den nächsten Jahrzehnten keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

4 Biokraftstoffe als Beitrag für die Strukturreform der Landwirtschaft

Die Diskussion um die Reform der europäischen Agrarpolitik ist eng mit der Förderung der Biokraftstoffe verbunden. Der häufig formulierten Vision einer Wandlung der Bauern von Landwirten zu Energiewirten fehlt allerdings eine wissenschaftlich fundierte Grundlage. Das Ziel der Schaffung von Einkommen und Beschäfti-

Abb. 6: Vergleich der Oil-Market-Report-Notierungen für Diesel und Biodiesel (FAME)



FAME =Fatty Acid Methyl Ester

Quelle: Oil Market Report (2005)

gung im Agrarsektor durch die Förderung von Biokraftstoffen ist unter den heutigen Rahmenbedingungen kaum zu erreichen. Der entscheidende Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit von Biokraftstoffen im Vergleich zum fossilen Substitut und auch im internationalen Wettbewerb sind die Rohstoffkosten. Sollen Biokraftstoffe wettbewerbsfähig sein, müssen sie aus möglichst günstigen Rohstoffen produziert werden. Dies widerspricht direkt dem Ziel der Förderung der Landwirtschaft, die nur über höhere Preise erzielt werden könnte, da zusätzliche Flächen kaum verfügbar sind. Dazu müsste der Außenschutz für die Landwirtschaft zumindest im Bereich der Energierohstoffe aufrechterhalten bleiben, was aber im gegenwärtigen WTO-Prozess wahrscheinlich nicht möglich sein wird.

Eine Reduktion des Außenschutzes und die Verstärkung des internationalen Wettbewerbs, dem sich der Agrarsektor stellen muss, würden hingegen einen zunehmenden Bezug kostengünstiger Biokraftstoffe und Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion auf dem Weltmarkt ermöglichen. Dies erhöht die Wettbewerbsfähigkeit der Verwendung von Biokraftstoffen. Jedoch würde sich gleichzeitig der Absatz aus heimischer Produktion und heimischen Rohstoffen verringern und die Förderung der Landwirtschaft konterkarieren.

Eine weitere Beschränkung positiver Effekte auf den Agrarsektor ergibt sich aus der bestehenden Flächenbegrenzung und den daraus resultierenden Flächen- und Nutzungskonkurrenzen. So ist die Ackerfläche Deutschlands seit Jahren weitgehend konstant und kann auch nicht ohne weiteres für den zusätzlichen Anbau für die Biokraftstoffproduktion ausgedehnt werden. Vielmehr ist zu beobachten, dass sich die Verwendung der deutschen landwirtschaftlichen Produktion von den Nahrungsmitteln weg zu der Bioenergie hin bewegt, während die Gesamtproduktion sich praktisch nicht erhöht. Höhere Einkommen und mehr Beschäftigung lassen sich durch Ausweitung der Aktivitäten also nur geringfügig erzielen. Dies könnte nur über höhere Preise und höhere Anbauintensitäten geschehen, wie es bei Raps zurzeit der Fall ist. Dieses Beispiel lässt sich aber nicht auf die anderen biogenen Energierohstoffe übertragen, weil dort die Weltmarktkonkurrenz zu stark ist. Die Nutzung von Stilllegungsflächen für den

Energiepflanzenanbau könnte hier allerdings eine Ausnahme darstellen.

Generell besteht eine erhebliche Konkurrenz in der Flächennutzung. Hierbei konkurrieren die Flächenverwendungen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion, die Biomasseproduktion für stoffliche und verschiedene energetische Verwendungen, andere Landschaftsnutzungsformen und die Nutzung für den Anbau von Biokraftstoffen miteinander. Folglich wird der Wettbewerb um Ackerland und die Verfügbarkeit von Ackerland als eine zentrale Restriktion des mengenmäßigen Biokraftstoffpotenzials in Deutschland und Europa gesehen. So würde bereits die Erreichung des EU-Ziels von 5,75 % Biokraftstoffanteil in 2010 bei Verwendung der heute marktreifen Biokraftstoffe Biodiesel und Bioethanol auf der Rohstoffbasis Raps bzw. Getreide zu einer erheblichen Flächeninanspruchnahme führen. Auch das Joint Research Center der Europäischen Kommission sieht die Notwendigkeit signifikanter Anpassungen der agrarwirtschaftlichen Produktionsstrukturen zur Erreichung des 5,75 %-Ziels als große Herausforderung an. Während bei Biodiesel mehr als die heutige Anbaufläche von Raps nur in die Kraftstoffproduktion ginge und kein Raps für Nahrungsmittel oder andere Verwendungen mehr produziert werden könnte, müsste bei Bioethanol nur etwa 15 Prozent der Getreidefläche für die Kraftstoffproduktion vorgehalten werden.

Die Relationen der Flächenanteile verschieben sich nur dann zugunsten von Biokraftstoffen, wenn sich auch die relativen Preise zugunsten des Anbaus von Energiepflanzen für die Biokraftstoffproduktion verschieben. Jedoch bestimmen zunehmend die Weltmarktbedingungen die Preise für die einzelnen Rohstoffe. Preisstabilisierende oder sogar preissteigernde Effekte bei den landwirtschaftlichen Rohstoffen durch eine zunehmende Biokraftstoffproduktion traten teilweise bei Raps auf. Dies lässt sich aber nicht auf Getreide übertragen, da Getreide eine international gehandelte „Commodity“ ist. Deshalb wird der deutsche Getreidepreis weitgehend von den Weltmarktbedingungen bestimmt, während dies bei Raps nur eingeschränkt der Fall ist, da dieser nur wenig international gehandelt wird. Insgesamt stehen die Chancen schlecht, durch die Förderung der Biokraftstoffe

die landwirtschaftlichen Einkommen und die Beschäftigung zu erhöhen oder zu sichern.

Ein Paradigmenwechsel kann durch die Biokraftstoffe der zweiten Generation – Kraftstoffe aus unspezifischer Biomasse – möglich werden. Mehrere Mineralölunternehmen engagieren sich in der Forschung und Verfahrensentwicklung synthetischer Kraftstoffe (BtL). Der Vorteil der Biokraftstoffe der zweiten Generation besteht darin, dass für die Energieproduktion gezielt angebaute Energiepflanzen an die Stelle des Anbaus von Nahrungsmitteln treten. Die Nutzung der Ganzpflanze erhöht die Energieeffizienz und damit das Potenzial der CO₂-Vermeidung. Synthetische Kraftstoffe aus Biomasse ermöglichen völlig neue innovative Ansätze für Antriebskonzepte der Zukunft. Die neue Kraftstoffzukunft ist eine Herausforderung und auch eine Chance für die Landwirtschaft, die Zukunft ohne Subvention zu gestalten.

Leider hat sich die deutsche Politik in der Koalitionsvereinbarung dafür entschieden, die marktwirtschaftliche Realität durch einen Beimischungszwang zu ersetzen. Die Fortführung überkommener Strukturen der hoch subventionierten Landwirtschaft führt zu einer Zementierung der gegebenen Strukturen und hemmt die für ökonomisches Wachstum dringend notwendige Strukturreform. Die gesetzlich erzwungene Abnahme führt zu höheren Kosten der Mobilität und den damit verbundenen negativen Effekten für die Volkswirtschaft durch Wohlfahrtsverluste der Konsumenten.

Anmerkung

- 1) Der OPEC-Korb entspricht dem durchschnittlichen Einkaufspreis für Rohöl aus den OPEC-Ländern (mengenmäßig gewichtet) (Anm. d. Red.).

Literatur

Edwards, R.; Larivé, J.-F.; Mahieu, V. et al., 2005: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. 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 (letzter Zugang 22.03.2006)

International Association of Oil and Gas Producers (OGP), 2005: Oil and Gas Security of Supply for Europe. Brüssel, Juli 2005

Oil & Gas Journal, 2005: Vol. 103, Issue 47, Dec. 19, 2005

Oil Market Report, 2005: O.M.R. Internet – Activ, <http://www.omr.de/>

Kontakt

Dr. Klaus Picard
Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV)
Postfach 10 45 60
20031 Hamburg
Tel.: +49 (0) 40 / 248 49 - 211
E-Mail: picard@mwv.de

«

Biokraftstoffe aus Sicht der Automobilindustrie

von Frank Seyfried, Volkswagen AG

Eine der Herausforderungen zur Sicherung der zukünftigen Mobilität besteht in der Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehrsbereich. Hierbei ist zu bedenken, dass diese Kraftstoffe zumeist eine völlig andere molekulare Struktur besitzen als fossile Kraftstoffe und damit auch gänzlich andere Eigenschaften. Dies erfordert in den meisten Fällen nicht nur eine neue Motorentechnologie sondern auch eine neue Produktions- und Verteilungsinfrastruktur. Dem entgegen ist es aus technologischen und ökonomischen Gründen nicht zielführend, neben Benzin und Diesel nun auch für die anderen in der Diskussion befindlichen Kraftstoffe (wie z. B. Biodiesel, Ethanol, Methanol, Erdgas, Flüssiggas, Dimethylether und Wasserstoff) eine neue Infrastruktur aufzubauen. Eine Zumischung dieser Kraftstoffe ist im Rahmen der bestehenden Normen zu bevorzugen. Insgesamt sinnvoller ist die Nutzung eines variablen Herstellungsprozesses für Kraftstoffe, der in der Lage ist, aus nahezu allen Primärenergien einen hochwertigen Kraftstoff konstanter Qualität herzustellen. Er sollte bei Umgebungsbedingungen flüssig und den konventionellen Kraftstoffen sehr ähnlich sein: Bei synthetischem Kraftstoff aus Biomasse – auch BtL, SunDiesel oder SunFuel genannt – ist dies der Fall. SynFuel heißt er, wenn er aus alternativen fossilen Energieträgern (z. B. Erdgas) hergestellt wird. Unabhängig von der Herkunft eröffnet er neue Möglichkeiten für zukünftige Verbrennungsprozesse. Synthetische Kraftstoffe – insbesondere aus Biomasse – bieten eine intelligente Lösung. Für das nächste Jahrzehnt werden größere Anteile erwartet.

1 Einführung

Unter Umweltgesichtspunkten wird die Entwicklung von Kraftfahrzeugen und ihren Antrieben durch ständig verschärfte Abgasstandards bestimmt, die auch für konventionelle Antriebe praktisch bei Null liegen. Gleichzeitig gewinnen Maßnahmen zur Reduktion von Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen einen ständig wachsenden Einfluss auf die Optimierung von Fahrzeug- und Antriebskonzepten.

Darüber hinaus steigt der weltweite Energieverbrauch bei sich abzeichnender sinkender Verfügbarkeit von preiswerter Primärenergie – insbesondere mit Blick auf Mineralöl. Dadurch wächst die Bedeutung der Entwicklung von Alternativlösungen gegenüber der Nutzung von mineralölstämmigem Kraftstoff, um die individuelle Mobilität gewährleisten zu können.

Einen konkreten Ansatz innerhalb Europas bildet dabei die Selbstverpflichtung der Automobilhersteller, bis 2008 die CO₂-Emissionen nach dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) – bezogen auf den Flottenbetrieb von Neufahrzeugen – auf 140 g / km zu begrenzen (vgl. Abb. 1 nächste Seite). Dies entspricht einer Reduktion von 25 % (bezogen auf das Jahr 1995) und soll in zwei Anpassungsschritten erreicht werden.

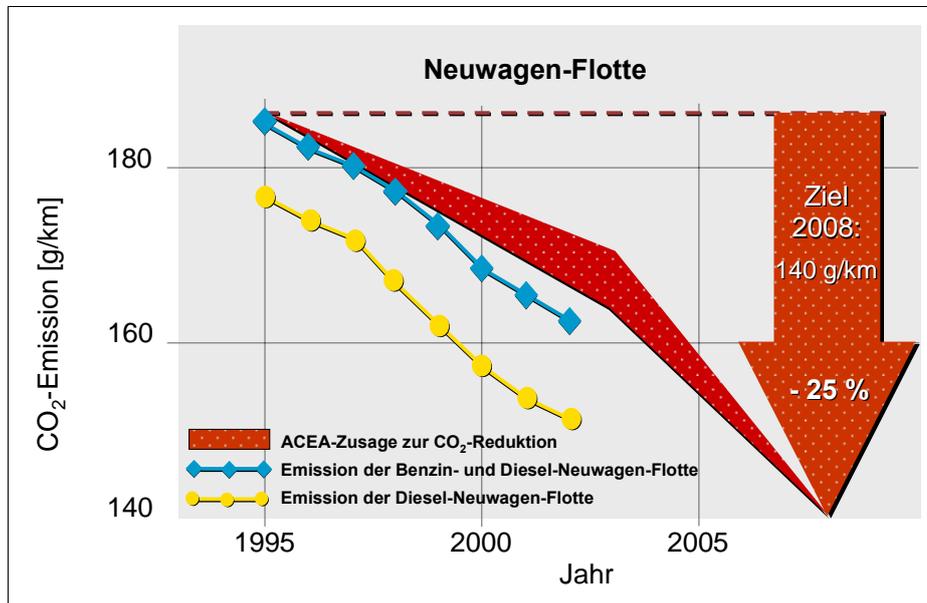
Die Schlussfolgerung aus den genannten Rahmenbedingungen zur CO₂-Reduzierung kann ein dreigeteiltes Vorgehen sein, das sowohl kurz- bis mittelfristige Konzepte beinhaltet, aber auch Entwicklungen genügend Aufmerksamkeit schenkt, die einer langfristigen Aktivität bedürfen. Die drei Lösungsansätze sind:

- konsequente Verbesserung von Wirkungsgrad und Emissionsausstoß der Antriebe,
- Einbeziehung von alternativen Energiequellen in die Kraftstoffherstellung,
- Entwicklung von CO₂-effizienten Pfaden bei der Fahrzeugnutzung.

Eine der Herausforderungen ist dabei die gleichzeitige Abstimmung von verbesserten bzw. neuartigen Kraftstoffen und Antrieben. Die genannten Lösungsansätze fließen in der Kraftstoffstrategie der Volkswagen AG zusammen (Volkswagen AG, 2004), über deren Inhalt es inzwischen einen breiten Konsens unter den führenden europäischen Automobilherstellern gibt (vgl. Abb. 2 nächste Seite).

Diese Strategie beruht auf vier Stufen der Weiterentwicklung und Kombination von Kraftstoffen und Antriebskonzepten (Motoren), die sich nach und nach ergänzen. Wie in Abbildung 2 skizziert, werden auf der Seite der Antriebskonzepte die Entwicklungen – ausgehend von Turbolader-Direkteinspritzern – über Hybridkonzepte (Kombination von Verbrennungs- und Elektromotor), kombinierte Verbrennungssysteme (Zusammenführung des Otto- und Die-

Abb. 1: Vergleich der Selbstverpflichtung der europäischen Automobilhersteller (ACEA) zur CO₂-Reduzierung mit der Emission der Neuwagen-Flotte

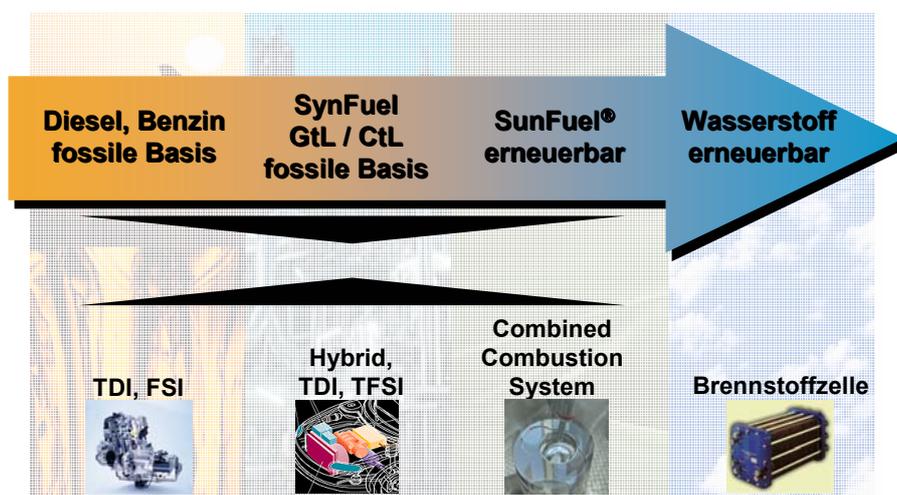


selmotors zu einem Konzept) bis hin zur Brennstoffzelle führen.

Parallel zu dieser Entwicklung müssen die entsprechenden Kraftstoffe bereitgestellt werden. Stufe 1 beinhaltet die Weiterentwicklung heutiger Kraftstoffe. In Stufe 2 werden synthetische Kraftstoffe (SynFuel) aus Erdgas (Gas-to-Liquid, GtL) und ggf. aus Kohle (Coal-to-Liquid, CtL) – in Verbindung mit einer CO₂-Sequestrierung¹ – den Kraftstoffmarkt ergänzen. In Stufe 3 erfolgt der Wechsel von der fossil

basierten Herstellung synthetischen Kraftstoffs zu nahezu CO₂-neutral hergestelltem Synthesekraftstoff aus Biomasse (Biomass-to-Liquid, BtL), wie z. B. aus Holz, Stroh, Mais oder anderen angebauten Energiepflanzen. Stufe 4 bildet letztendlich die Phase der Wasserstoffwirtschaft aus erneuerbaren Energiequellen und dessen Nutzung in der Brennstoffzelle. Bis dahin sind jedoch noch wesentliche Technologiebarrieren bezüglich Speicherdichte im Fahrzeug, Infrastruktur oder Herstellungskosten zu beseitigen.

Abb. 2: Kraftstoffstrategie der Volkswagen AG



Im nachfolgenden Kapitel 2 werden zunächst die klassischen alternativen Kraftstoffe Biodiesel, Ethanol und Erdgas vorgestellt, gefolgt von der Bereitstellung von synthetischem Kraftstoff aus Erdgas (siehe Kap. 3). Der Schwerpunkt des Beitrags konzentriert sich auf die Bereitstellung und vergleichende Bewertung von synthetischem Kraftstoff aus Biomasse (siehe Kap. 4). Neben Potenzialabschätzungen werden hierzu Ergebnisse aus Lebenszyklusanalysen und Emissionsanalysen vorgestellt und mit herkömmlichen Kraftstoffen verglichen.

Die in diesen Kapiteln vorgestellten Ergebnisse resultieren aus eigenen Untersuchungen der Volkswagen AG bzw. aus Analysen, die in ihrem Auftrag durchgeführt wurden.

2 Klassische Alternativen – Biodiesel, Ethanol und Erdgas

2.1 Biodiesel

Unter dem Begriff Biodiesel wurde ursprünglich ein durch Methanol umgeestertes Rapsöl (Rapsölmethylester, RME) verstanden, dessen Eigenschaften durch die Veresterung des Pflanzenöls grundsätzlich verbessert worden sind. Inzwischen ist der Begriff Biodiesel aber erweitert worden und umfasst auch veresterte Fettsäuren (Pflanzenöle, Tierfette, gebrauchte Speiseöle). Der Marktanteil von Biodiesel beträgt in Deutschland derzeit 2 Vol.-%. Nach einer flächendeckenden Versorgung des Marktes (z. B. EU 25) mit einem 5 %-Blend (Zumischung) ist die Steigerung des Biodieselgehaltes im Diesel auf zunächst bis zu 10 Vol.-% später auch bis zu 20 Vol.-% denkbar. Der Einsatz von reinem Biodiesel ist aus Emissionsgründen nicht zielführend und nicht notwendig, da das Beimischungspotenzial bei weitem nicht ausgeschöpft ist.

2.2 Ethanol

Als Beimischung zum Benzin wird Ethanol voraussichtlich in nahezu allen Märkten an Bedeutung gewinnen. Derzeit ist der Marktanteil in Europa mit unter 1 % noch vernachlässigbar. Am günstigsten wird Ethanol nicht als reiner Kraftstoff sondern chemisch gewandelt als ETBE (Ethyltertiärbuthylether) eingesetzt. ETBE entsteht aus einer Reaktion von Ethanol (60 %) mit Isobuten (40 %). ETBE kann dem Benzin

gemäß der europaweit gültigen Norm für Ottokraftstoff (EN 228) bis zu 15 Vol.-% ohne kundenrelevante Auswirkungen zugemischt werden. Sollte eine ETBE-Produktion in den geforderten Mengen nicht möglich sein, kann Ethanol direkt nach der EN 228 bis zur Erfüllung einer Zumischung von 5 Vol.-% zum Benzin zugemischt werden. Die Erfüllung der EU-Biokraftstoffrichtlinie – bis 2010 soll ein energetischer Anteil der Biokraftstoffe von 5,75 % realisiert sein – erfordert bezüglich der Ethanolbeimischung zum Benzin einen Mengenanteil von 8,7 Vol.-%, aufgrund des geringeren Energiegehalts von Ethanol. Nach der Erfüllung der flächendeckenden Zumischung von 5 Vol.-% Ethanol ist in einem zweiten Schritt eine Zumischung von Ethanol bis zu 10 Vol.-% denkbar, mit der dann die EU-Richtlinie erfüllt werden kann. In diesem Zeitraum könnte die EU-Kraftstoffnorm entsprechend geändert werden.

Alternativ wird die Einführung von Flexible-Fuel-Fahrzeugen stark diskutiert, die mit beliebiger Ethanolkonzentration im Benzin zwischen 0 (Reinbenzin) und 85 (E85) Vol.-% betrieben werden können. Gegen diese Einführung sprechen sowohl volkswirtschaftliche als auch technische Gründe. Zum einen würde eine Marktdurchdringung (EU 25) von 10 Vol.-% Produktionskapazitäten von ca. 13 Mio. t Ethanol pro Jahr benötigen. Dies ist eine Größenordnung, die auch bei progressivem Vorgehen nur über viele Jahre hinweg aufgebaut werden kann. Darüber hinaus wären Investitionen in die Infrastruktur (z. B. Tankstellennetz) für die Einführung eines neuen Kraftstoffs kontraproduktiv. Im Gegensatz dazu würde in einem flächendeckenden Ansatz der erneuerbare Kraftstoff durch eine Beimischung zum herkömmlichen Kraftstoff von der gesamten Fahrzeugflotte genutzt und nicht nur von Neufahrzeugen. Außerdem treten bei hohen Ethanolkonzentrationen technische Schwierigkeiten wie Kaltstart- und Einspritzprobleme auf, die insbesondere in sparsamen, direkt einspritzenden Ottomotoren von Nachteil sind.

2.3 Erdgas

In den nächsten Jahren wird zunehmend Erdgas als Kraftstoff eingesetzt werden. Eine Ursache hierfür ist in Deutschland die Steuerreduzierung auf derzeit 155 €/t, gegenüber

Benzin mit 855 €/t und Diesel mit 578 €/t. An dieser Stelle sei angemerkt, dass sich die Höhe der Steuerreduzierung beim Erdgas durch dessen CO₂-Vorteile von ca. 15 bis 20 % gegenüber dem Benzin nicht rechtfertigen lässt. Erdgas wird direkt zum Fahrzeugantrieb insbesondere im Flottenbetrieb genutzt werden, allerdings ist kein Ersatz der heutigen Kraftstoffe durch Erdgas zu erwarten. Zu nachteilig sind die erhöhten Kosten für den Katalysator der Abgasnachbehandlung sowie die bekannten Platzprobleme durch die geringe Energiespeicherdichte von Erdgas.

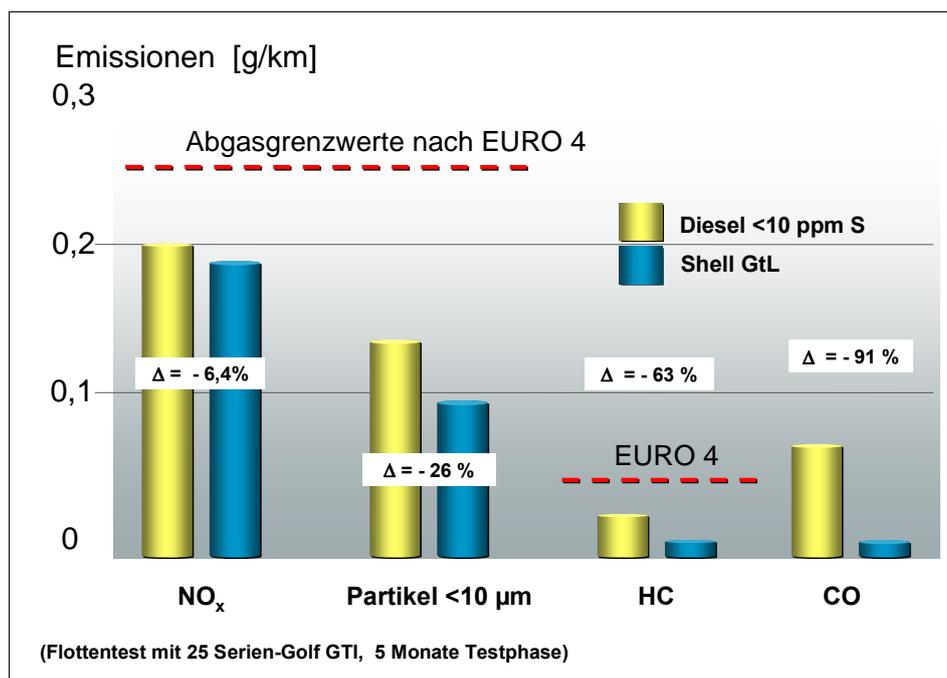
3 Synthetischer Kraftstoff aus Erdgas (Gas-to-Liquid)

Die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus fossilen Kohlenwasserstoffen – insbesondere aus Erdgas – bietet in vielen Regionen der Erde, in denen Erdgas in entlegenen Quellen kostengünstig bereitgestellt wird oder als Erdölbeigleitgas anfällt, beim heutigen Rohölpreis eine wirtschaftlich sehr interessante Alternative. Das aus dem Erdgas reformierte Synthesegas, eine Mischung aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, hat nahezu das ideale Mischungsverhältnis von ca. 1 mol CO und 2 mol H₂ für eine anschließende Fischer-Tropsch-Synthese. Der

aus der Fischer-Tropsch-Synthese gewonnene nahezu 100 %ig paraffinische Fischer-Tropsch-Kraftstoff (FT-Kraftstoff) – vorzugsweise im Siedebereich von Diesel oder Kerosin – ist frei von Schwefel oder anderen mineralischen Verunreinigungen und vollkommen aromatenfrei (Gehalt an Aromaten: <1 ppm). Firmen wie Shell und Sasol haben kürzlich Großinvestitionen in GtL-Produktionen beschlossen. Es wird etwa fünf bis sieben Jahre dauern, bis SynFuel aus Erdgas in größerem Umfang zur Kraftstoffversorgung beitragen kann.

Erstmals wurde das Emissionsverhalten des von Shell in Malaysia nach dem Verfahren der Shell Middle Distillate Synthese (SMDS) produzierten GtL-Kraftstoffs in einem Flottenversuch – an 25 Golf mit 1,9 l TDI Aggregat (74 kW) – untersucht und mit konventionellem Dieselmotorkraftstoff verglichen. Der Siedebereich dieses Kraftstoffs ähnelt dem von üblichem Diesel. Bereits ohne Anpassungen in der Motorsteuerung wurden deutliche Emissionsverbesserungen gegenüber konventionellem Diesel erzielt (vgl. Abb. 3). Die Emission an NO_x und Partikeln (<10 µm) reduzierten sich um 6 bzw. 26 %; die Emission an Kohlenwasserstoffen (HC) und CO wurden sogar um 63 bzw. 91 % vermindert.

Abb. 3: Vergleich der Emissionen im Flottentest bei Synthesediesel (GtL) mit konventionellem Diesel



Der volumetrische Verbrauch blieb konstant, trotz der mit 0,78 kg/l gegenüber konventionellem Diesel um 6 % verringerten Dichte, die CO₂-Emissionen sanken um 4 %. Der Shell GtL-Kraftstoff setzt sich aus etwas über 50 % n-Paraffinen und über 45 % iso-Paraffinen zusammen. Der Anteil von iso-Paraffinen ist für die Wintertauglichkeit unerlässlich, da dadurch der Cloudpunkt abgesenkt wird. Der Cloudpunkt entspricht der Temperatur, bei der durchgesaugter Dieselmotorkraftstoff ein genormtes Filter blockiert. Iso-Paraffine senken die Cetanzahl – ein Maß für die Zündwilligkeit – gegenüber n-Paraffinen leicht. Dennoch erreicht der GtL-Diesel eine Cetanzahl von 73 (vgl. Tab. 1 in Kap. 4.3) mit den bekannten guten Verbrennungseigenschaften. Offensichtlich ist die Aromatenfreiheit in erster Linie ausschlaggebend für die deutliche Ruß- bzw. Partikelreduzierung (vgl. Abb. 3).

4 Synthetischer Kraftstoff aus Biomasse (Biomass-to-Liquid)

Die Erzeugung von Synthesegas als Zwischenprodukt zum Kraftstoff ermöglicht prinzipiell die Erzeugung eines praktisch identischen Synthesekraftstoffs aus jedem Kohlenwasserstoff. Beim Einsatz von Biomasse als Rohstoff wird die Kraftstoffnutzung in den natürlichen CO₂-Kreislauf integriert und die CO₂-Bilanz nahezu geschlossen. Abbildung 4 zeigt den mehrstufigen Biomass-to-Liquid-Prozess.

Biomasse hat in etwa ein molares H/C-Verhältnis von 1,6. Nach der Vergasung mit reinem Sauerstoff muss der Wasserstoffanteil im Synthesegas für die Fischer-Tropsch-Synthese erhöht werden. Großtechnisch erfolgt dies über die sog. Wassergas-Shift-Reaktion; CO wird dabei reduziert, bis ein Verhältnis von ca. 70 % H₂ und 30 % CO erreicht ist. In der nachfolgenden Fischer-Tropsch-Synthese entstehen Paraffine verschiedener Kettenlängen: das Fischer-Tropsch-Rohprodukt. Dieses Rohprodukt wird dann in der anschließenden Wasserstoffnachbearbeitung in einer Isomerisierung oder einem Hydrocracking zum eigentlichen Kraftstoff aufgearbeitet. Nach der destillativen Trennung liegt der Hauptanteil des Kraftstoffs mit bis zu 80 % im Siedebereich des Diesels vor.

4.1 Lebenszyklusanalyse des BtL-Prozesses der Fa. Choren (SunFuel)

In einer Lebenszyklusanalyse wurde der BtL-Produktionsprozess der Fa. Choren aus Freiberg (Sachsen) zur Herstellung von „SunFuel“ auf der Basis von drei Szenarien untersucht. Das Szenario „Zukunft“ berücksichtigt, dass Wasserstoff, Sauerstoff und Elektrizität aus anderen erneuerbaren Quellen von außen eingebracht werden. Das Szenario „autark“ bedeutet, dass alle Stoffe oder Energien, die innerhalb des Prozesses benötigt werden (wie Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff und Elektrizität), innerhalb der Anlage erzeugt werden und keine

Abb. 4: Schematische Darstellung des Biomass-to-Liquid-Prozesses

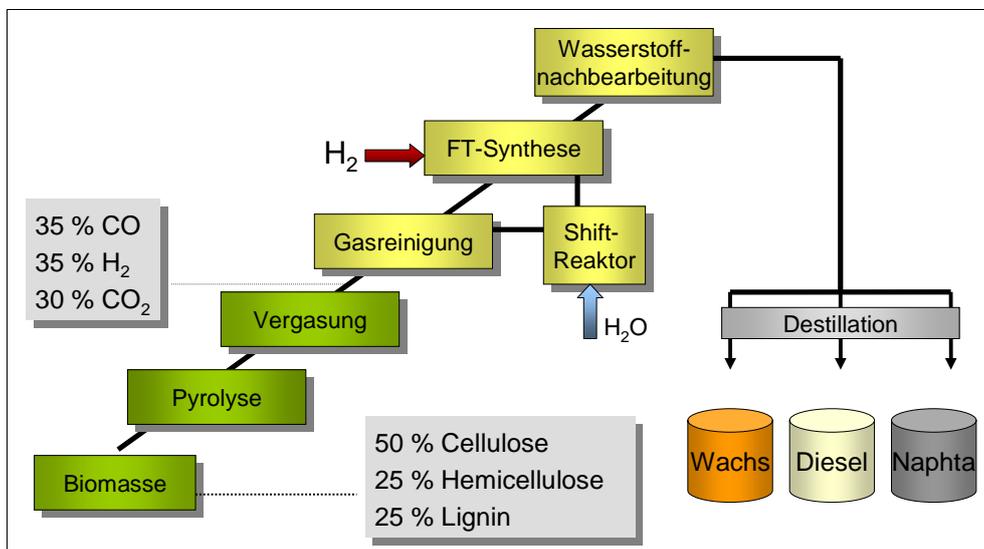
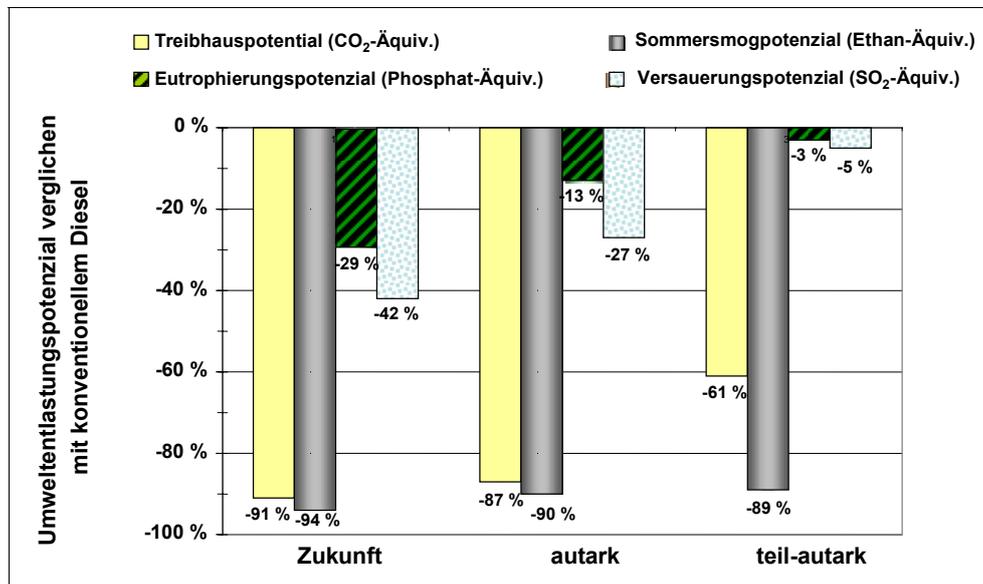


Abb. 5: Reduzierung der Umweltbelastung durch SunFuel gegenüber konventionellem Diesel



externen Energien zugeführt werden; in diesem Sinn kann von „autarker Versorgung“ gesprochen werden. „Teil-autark“ beschreibt den Fall, dass der benötigte Wasserstoff über einen Shift-Reaktor intern erzeugt, Sauerstoff und Elektrizität jedoch von außen bezogen werden. Abbildung 5 vergleicht die Ergebnisse für SunFuel und konventionellen Diesel im Hinblick auf Treibhausgaspotential, Sommersmog, Überdüngung (Eutrophierung) und Bodenversauerung.

Die Untersuchung zeigt die deutliche Verringerung der Umweltbelastungen durch SunFuel gegenüber konventionellem Diesel, insbesondere hinsichtlich Reduzierung der Treibhausgase und des Sommersmogs.

4.2 Vergleich von SunFuel, Biodiesel und Ethanol hinsichtlich CO₂-Reduzierung

Eine wesentliche Größe bei der Entwicklung von Alternativen zur Mineralölnutzung ist die Verfügbarkeit des Kraftstoffs. Die derzeitige Biokraftstoff-Richtlinie der Europäischen Kommission fordert bis zum Jahr 2010 einen Marktanteil von 5,75 % durch biogene Kraftstoffe; für das Jahr 2012 wurde als Szenarienannahme ein Anteil von 6,25 % unterstellt.

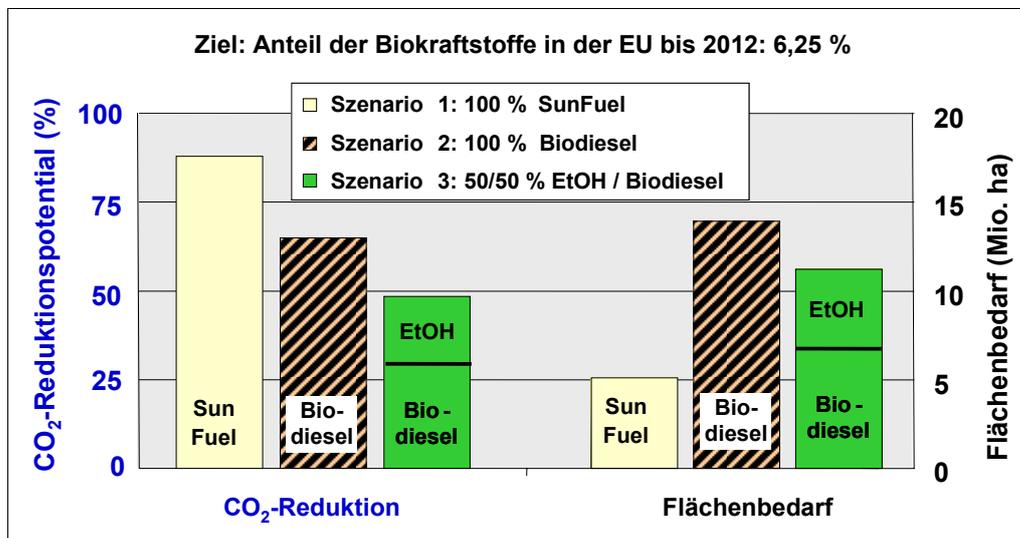
Zur Realisierung dieses Zielwertes von 6,25 % wurden drei Szenarien mit SunFuel, Biodiesel und Ethanol (EtOH) untersucht, die

die Unterschiede der Biokraftstoffe bezüglich des CO₂-Reduktionspotentials und der hierzu nötigen Anbaufläche verdeutlichen (siehe Abb. 6 nächste Seite). Den Analysen liegen Daten von heute ausgeführten Biodiesel- und Ethanolanlagen zugrunde. Bezüglich der Ethanolherstellung ist darauf hinzuweisen, dass sich Prozesse zur Ganzpflanzennutzung in der Entwicklung befinden, die ein deutlich verbessertes CO₂-Reduktionspotential aufweisen werden. Die Aussage der Szenarienanalyse ist eindeutig: SunFuel bietet das höchste CO₂-Reduktionspotential bei gleichzeitig geringster Inanspruchnahme von Anbaufläche. In Europa ist folglich die Nutzung von 15 Mio. ha Land zur Substitution von 20 % des gesamten Kraftstoffs durchaus realisierbar. Neben den ökologischen Eigenschaften und der Verfügbarkeit ist natürlich auch das Emissionsverhalten der synthetischen Kraftstoffe (BtL- und GtL-Kraftstoffe) für deren Bewertung von entscheidender Bedeutung.

4.3 Emissionen bei der Verwendung von BtL- und GtL-Kraftstoffen

Ziel der Untersuchungen war es, das Potential von BtL- und GtL-Kraftstoffen zur Emissionsreduzierung herauszuarbeiten, im Vergleich zu konventionellem Diesel. Hierzu wurden zwei verschiedene Siedeschnitte von BtL-Kraftstoffen der Fa. Choren untersucht, der eine im Sie-

Abb. 6: Szenarien zum CO₂-Reduktionspotential und Flächenbedarf von SunFuel, Biodiesel und Ethanol in der EU



debereich von Kerosin der andere im Siedebereich eines Leichtdiesels. Als dritter Fischer-Tropsch-Kraftstoff wurde GtL von Shell eingesetzt. Die Emissionsmessungen wurden an einem 2 l-4V-TDI Motor (103 kW) ohne jegliche konstruktive Änderung durchgeführt. In Tabelle 1 sind einige Eigenschaften der eingesetzten Kraftstoffe aufgelistet.

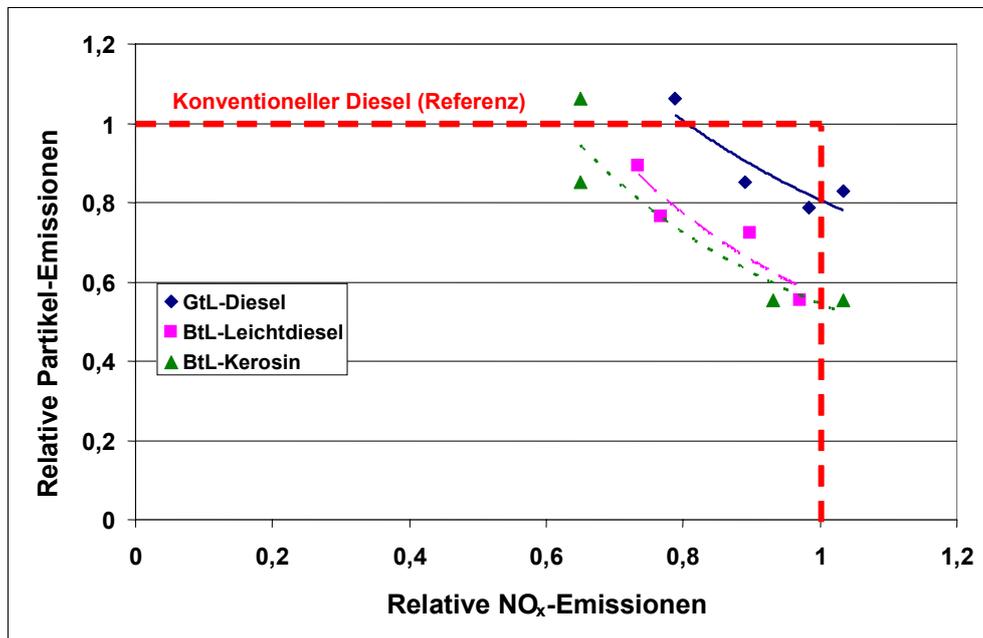
Aufgrund der Aromatenfreiheit ist die Dichte der FT-Kraftstoffe trotz des gleichen Siedebereiches niedriger als beim Referenzdiesel. Beim Heizwert fällt die Differenz mit <1 % geringer aus. Wesentlicher Unterschied zwi-

schen den Synthesekraftstoffen ist in diesem Fall der Isomerisierungsgrad. Die beiden BtL-Kraftstoffe bestehen zu 89 % bzw. 95 % aus n-Paraffin, wogegen der GtL-Kraftstoff einen iso-Paraffinanteil von ca. 45 % aufweist. Dies wird auch an der Cetanzahl ersichtlich, die durch die Isomerisierung abnimmt, aber noch deutlich über der des Referenzdiesels liegt.

Im Fokus der Untersuchungen standen Messungen zur Partikel- und NO_x-Emission. Dazu wurden die Abgasrückführtrate und der Einspritzzeitpunkt für stationäre Zustände so variiert, dass zum einen ein hinsichtlich Partikel-

Tab. 1: Eigenschaften der GtL- und BtL-Kraftstoffe im Vergleich zu konventionellem Diesel

	Einheit	Konvent. Diesel (Referenz)	BtL-Kerosin	BtL-Leichtdiesel	GtL-Diesel
Dichte (bei 15 °C)	kg / m ³	0,83	0,76	0,77	0,78
Unterschied zur Referenz	%		- 9,4	- 7,2	- 6
Viskosität (40 °C)	cSt	2,8	1,5	2,3	3,5
Cetanzahl		53	79	94	73
Siedebeginn	°C	170	179	212	241
Sieende	°C	370	276	326	355
Heizwert (H _u)	MJ / l	36	33,2	33,8	34,1
H / C-Verhältnis		1,97	2,12	2,13	2,1

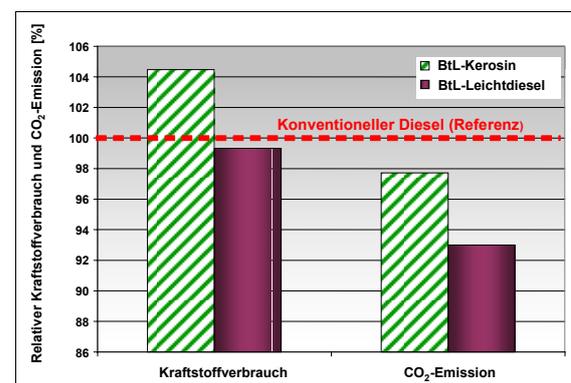
Abb. 7: Partikel- und NO_x-Emissionen von GtL- und BtL-Diesel in Relation zu konventionellem Diesel

Emission und zum anderen ein hinsichtlich NO_x-Emission optimierter Zustand für den Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) festgelegt werden konnten. Der NEFZ ist gesetzlich seit 1996 zur Ermittlung des Kraftstoffverbrauchs und der Abgasemissionen vorgeschrieben. Abbildung 7 zeigt die relativen Partikel- und NO_x-Emissionen des GtL- bzw. BtL-Diesels im Vergleich mit konventionellem Diesel.

Die durchgeführten Untersuchungen zeigten bei den BtL-Kraftstoffen im Vergleich zum GtL-Diesel deutlich günstigere Emissionswerte. Ursache hierfür ist vermutlich eine Überlagerung der Eigenschaften aus niedrigem Siedende und hoher Cetanzahl. Es zeigt sich, dass im Grenzfall ein Reduktionspotential von ca. 30 % Prozent bei NO_x und nahezu 50 % Prozent beim Partikelaustritt möglich ist, verglichen mit konventionellem Diesel als Referenz. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass nur eine stationäre und noch keine dynamische Anpassung der Motoren durchgeführt wurde.

Ergebnisse zum Verbrauch und CO₂-Ausstoß sind für die BtL-Kraftstoffe in Abbildung 8 dargestellt – auch in dieser Abbildung in Relation zu konventionellem Dieseldieselkraftstoff. Für die Fraktion des BtL-Leichtdiesels wurde eine 7 % CO₂-Reduzierung bei minimal verbessertem Verbrauch festgestellt. Für die

BtL-Kerosinfraktion wurde zwar ein Mehrverbrauch von 4 % gemessen, dennoch aber eine Verringerung der CO₂-Emissionen um 2 % ermittelt. Hier zeigt sich ein nennenswertes Potential für eine weitere Reduzierung des CO₂-Ausstoßes.

Abb. 8: Verbrauch und CO₂-Emission von BtL-Kraftstoffen im Vergleich zu konventionellem Dieseldieselkraftstoff

Noch deutlichere Vorteile der BtL-Kraftstoffe konnten beim Kaltstartverhalten bezüglich der Partikel-, NO_x-, HC-, CO- und CO₂-Emissionen nachgewiesen werden.

Insgesamt ist als Fazit festzuhalten, dass in der Einführung synthetischer Kraftstoffe, die spezifisch auf die Brennverfahren (Motoren) abgestimmt sind, ein beträchtliches Minderungspotential bei den Emissionen besteht.

Anmerkung

- 1) CO₂-Sequestrierung bedeutet, dass das bei der Verbrennung (z. B. in einem Kohlekraftwerk) entstehende CO₂ abgetrennt, verdichtet und anschließend in unterirdische Lagerstätten (z. B. Erdöl- / Erdgaslagerstätten, Kohleflöze) zur Endlagerung eingepresst wird.

Literatur

Volkswagen AG, 2004: Die Basis nachhaltiger Mobilität. Informationsbroschüre. Stand Mai 2004; http://www.volkswagen-nachhaltigkeit.de/nhk/nhk_folder/de/download.Par.0019.Download.pdf; letzter Zugang: 14.03.2006

Kontakt

Dr. Frank Seyfried
Volkswagen AG
Konzernforschung, K-EFAK Kraftstoffe und Öle
Brieffach 17 78
38436 Wolfsburg
Tel.: +49 (0) 53 61 / 93 60 05
E-Mail: frank.seyfried@volkswagen.de

»

Einordnung und Vergleich biogener Kraftstoffe – „Well-to-Wheel“-Betrachtungen

von Jörg Schindler und Werner Weindorf,
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

Neben der Bereitstellung biogener Kraftstoffe wird in diesem Beitrag auch deren Verwendung im Fahrzeug untersucht. Diese ganzheitliche Vorgehensweise wird als Well-to-Wheel-Ansatz¹ bezeichnet. Well-to-Wheel steht für die gesamte Prozesskette der Kraftstoffbereitstellung bis zur Verwendung im Fahrzeug. In einem ersten Schritt werden die jeweiligen Erzeugungspfade beschrieben und analysiert. Zunächst werden die Kosten der Kraftstoffherstellung und -verteilung bis zur Tankstelle dargestellt und bewertet. Daran schließt sich die Verwendung der Biokraftstoffe im Fahrzeug an. Die Darstellung stützt sich im Wesentlichen auf Studien, an denen die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik in den letzten Jahren beteiligt war.²

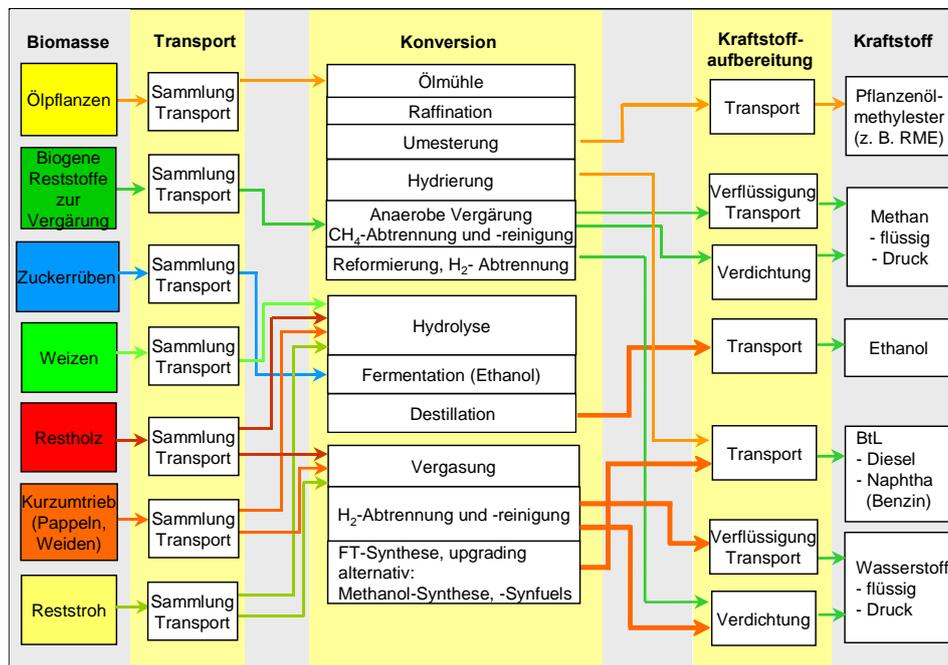
1 Bereitstellungspfade für biogene Kraftstoffe

Die verschiedenen Pfade, nach denen aus Biomasse Kraftstoffe hergestellt werden können, zeigt Abbildung 1 (nächste Seite). Die hierbei sich ergebenden Unterschiede in den Energiebilanzen und bei den Treibhausgasemissionen werden nachfolgend diskutiert.

Als einzelne Kraftstoffpfade werden berücksichtigt:

- Rapsölmethylester (RME) aus Rapsöl (über Umesterung),
- Methan aus dem Biogasreaktor (über anaerobe Vergärung),
- Ethanol aus Zuckerrüben, Mais, Weizen und schnellwachsenden Baumarten (über Fermentation / Vergärung),
- BtL-Kraftstoff (biomass to liquid) aus Restholz, Reststroh und schnellwachsenden Baumarten (über die Vergasung und Fischer-Tropsch-Synthese) und
- Wasserstoff, verdichtet oder verflüssigt, (über Vergasung von Restholz und schnellwachsende Baumarten).

Abb. 1: Mögliche Erzeugungspfade für Kraftstoffe aus Biomasse



Im Folgenden werden für die betrachteten Kraftstoff-Bereitstellungspfade die grundlegenden Annahmen für die Berechnung des Energieeinsatzes, der Kosten und der Treibhausgasemissionen skizziert. Zu beachten ist, dass viele der untersuchten Pfade heute noch nicht großtechnisch umgesetzt sind und deshalb die Abschätzungen auf Basis von Labor- oder Pilotanlagen erfolgen. Dennoch gibt es auf Grund vieler Studien und aus anderen Verwendungszusammenhängen bekannter Technologien eine gute Datenbasis, anhand der die Energieeffizienz und die Gesamtemissionen der jeweiligen Prozesse hergeleitet werden können. Größere Unsicherheiten bestehen erwartungsgemäß für Kostenabschätzungen, da sie insbesondere von der Kapazität der Kraftstofferzeugungsanlagen abhängen. Die gewonnenen Ergebnisse dienen vor allem dazu, die aussichtsreichsten biogenen Kraftstoffe und ihre Erzeugungspfade zu identifizieren. Zunächst werden die Prozessketten für biogene Kraftstoffe umrissen.

1.1 Pflanzenölmethylester (z. B. RME)

Pflanzenöle aus Ölsaaten (z. B. Raps, Sonnenblumen, Öllein) werden durch Umesterung zu Pflanzenölmethylester (siehe dazu auch den

Beitrag von Bockey in diesem Schwerpunkt). Für den hier betrachteten Rapsölmethylester (RME), umgangssprachlich auch als „Biodiesel“ bezeichnet, wird ein Kornertrag von 3 t pro ha und Jahr angenommen (10 % Wassergehalt). Die Rapssaat wird über eine Entfernung von 50 km mit Lkw zur Ölmühle transportiert. Dort wird Pflanzenöl durch Pressung und Extraktion gewonnen. Anschließend wird das rohe Pflanzenöl gereinigt (Raffination). Das Nebenprodukt Rapschrot dient als Viehfutter, verdrängt hierbei Sojaschrot und wird mit dessen Erlösen gegenbilanziert. Das gereinigte Pflanzenöl wiederum wird mit Methanol zu Rapsölmethylester umgeestert. Pro ha und Jahr werden 41 GJ (1,1 t) RME erzeugt.

Glycerin, als Nebenprodukt der Umesterung, kann zur Substitution von synthetisch erzeugtem Glycerin eingesetzt werden. Jedoch wird bereits heute nahezu das gesamte in Europa benötigte Glycerin aus der Erzeugung von Pflanzenölmethylester bereitgestellt. Deshalb wurde in diesen Abschätzungen davon ausgegangen, dass Glycerin als Rohstoff für die Herstellung von Propylenglykol eingesetzt wird (Edwards et al. 2005).

Das hergestellte RME wird anschließend zu einem Zwischenlager transportiert (mittlere

Entfernung 150 km), dort dem konventionellen Dieselkraftstoff zugemischt und anschließend nochmals durchschnittlich 150 km zu den Tankstellen transportiert.

1.2 Methan

Zunächst wird via anaerobe Vergärung aus biogenen Reststoffen Biogas erzeugt. In der anschließenden Druckwasserwäsche wird das im Biogas vorhandene CO₂ weitgehend entfernt, um einen Methangehalt über 98 % und somit Erdgasqualität zu erreichen. Die Rückstände aus der Vergärung werden auf die Felder gebracht. Bei biogenen Reststoffen (z. B. aus Haushalten und Kantinen) wird eine Düngergutschrift berücksichtigt.

Das so erzeugte Methan wird auf maximal 1 bar verdichtet, in das bestehende Erdgasnetz (Mittel- oder Niederdruck) eingespeist und an Tankstellen (mit Erdgasoption) entnommen. Damit es für die 200-bar-Druckflaschen in erdgasbetriebenen Fahrzeugen zur Verfügung steht, wird es zuvor an der Tankstelle auf 250 bar komprimiert.

1.3 Ethanol

Im Folgenden wird die Ethanolherstellung aus Zuckerrüben, Weizen und Holz bzw. Stroh beschrieben (siehe auch den Beitrag von Schmitz in diesem Schwerpunkt). Für alle diese Varianten gilt, dass das produzierte Ethanol zu einem Zwischenlager transportiert (unterstellte Entfernung 150 km) und dort dem konventionellen Benzin zugemischt wird. Das Gemisch aus Benzin und Ethanol wird anschließend über eine durchschnittliche Entfernung von 150 km zu den Tankstellen transportiert.

Herstellung aus Zuckerrüben

Ausgehend von einem Ertrag von 51,2 t Zuckerrüben pro ha und Jahr (bei 76,5 % Wassergehalt) (Dreier et al. 1998) werden die Zuckerrüben über eine mittlere Entfernung von 50 km mit Lkw zur Ethanolanlage transportiert. Der Energieverlust der Rüben während der Lagerung wird mit durchschnittlich 4,5 % ange-

nommen. Pro ha und Jahr werden so 99 GJ (3,7 t) Ethanol erzeugt.

Die für die Herstellung des Ethanols benötigte Wärme wird durch Erdgas gedeckt (Wirkungsgrad 90 %) und die erforderliche elektrische Energie dem öffentlichen Stromnetz entnommen.

Herstellung aus Weizen

Als Basis für die Ethanolherstellung wird in dieser Variante Weizen unterstellt. Der jährliche Kornertrag beträgt 8 t pro ha (bei 16 % Wassergehalt) (Gover et al. 1996), daraus resultieren 61 GJ (2,3 t) Ethanol. Die Weizen- und Sojabohnensaat wird über eine Entfernung von 50 km mit Lkw zur Ethanolanlage transportiert. Das bei der Ethanolproduktion anfallende Nebenprodukt Trockenschlempe wird als Viehfutter eingesetzt und gegen die Bereitstellung von importiertem Sojaschrot bilanziert.

Für die Deckung des Wärme- und Strombedarfs der Ethanolanlage wird in der ersten Variante eine mit Braunkohle betriebene Kraft-Wärme-Kopplungsanlage unterstellt; deren Überschussstrom wird gegen Gutschrift ins Netz eingespeist.

In der zweiten Variante wird der Energiebedarf mittels eines von der Universität Hohenheim ökologisch optimierten Konzepts gedeckt (Senn 2003). Und zwar wird Schlempe aus der Ethanolanlage zusammen mit zugekaufter Rapssaat einer Biogasanlage zugeführt und zu Biogas als Energieträger für die Ethanolproduktion umgesetzt.

Herstellung aus Stroh und Holz

Bei diesem Pfad der Ethanolherstellung werden Reststroh und Holzhackschnitzel (aus Restholz oder schnellwachsenden Baumarten) eingesetzt. Der Ertrag wurde mit 10 t Trockenmasse (TM) pro ha und Jahr angenommen, das entspricht 180 GJ / ha. Das Stroh und die Holzhackschnitzel werden über eine Entfernung von 50 km mit Lkw zur Konversionsanlage transportiert. Für das Restholz wird aufgrund der geringeren Verfügbarkeit zusätzlich ein Binnenschifftransport über 400 km unterstellt.

Über die gleichzeitige Hydrolyse und Fermentation der Zellulose werden die Holz-

hackschnitzel (Wooley et al. 1999) bzw. das Stroh zu Ethanol umgesetzt. Aus 10 t TM Holz können so 60 bis 67 GJ (2,2 bis 2,5 t) Ethanol gewonnen werden. Das abgetrennte Lignin wird vor Ort zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt. Der hierbei anfallende Überschussstrom wird gegen ein mit Holzhackschnitzeln betriebenes Kraftwerk bilanziert.

1.4 BtL-Kraftstoff

Bei diesem Kraftstoffherzeugungspfad werden Hackschnitzel aus Restholz und aus schnellwachsenden Baumarten in Kurzumtriebsplantagen³ eingesetzt. Die Hackschnitzel werden zunächst mittels Vergasung zu Synthesegas umgesetzt. Das Synthesegas, das ein Gemisch aus Wasserstoff (H₂) und Kohlenmonoxid (CO) ist, wird nach der Reinigung in einer Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) zu Kohlenwasserstoffen umgewandelt. Um eine möglichst hohe Ausbeute an flüssigen Produkten zu bekommen, wird die FT-Synthese so betrieben, dass zunächst sehr langkettige Kohlenwasserstoffe entstehen. Die langkettigen Kohlenwasserstoffe werden in einem Hydrocracker mit nachgeschalteter Destillation / Rektifikation zu den gewünschten Produkten Naphtha, Kerosin und Diesel aufgespalten. Kerosin und Diesel können als Kraftstoff für Dieselmotoren eingesetzt werden, Naphtha ist ein Vorprodukt bei der Herstellung von Ottokraftstoff.

Die jährliche Kraftstoffausbeute, ausgehend von einem Ertrag von 10 t TM Holz pro Hektar, liegt mit ca. 70 GJ (1,6 t) BtL höher als bei dem entsprechenden Ethanolpfad. Vorteilhaft ist der Stromüberschuss in der Höhe von 17 GJ / ha.

1.5 Wasserstoff

Im Folgenden wird die Wasserstoffherstellung über Biogas und aus Holz beschrieben (siehe auch den Beitrag von Bossel in diesem Schwerpunkt). Für alle Varianten gilt, dass der produzierte Wasserstoff anschließend verdichtet oder verflüssigt wird.

Herstellung über Biogas

Aus biogenen Reststoffen wird durch anaerobe Vergärung Biogas erzeugt. Das erzeugte Biogas wird in einer Druckwasserwäsche zu reinem Methan (CH₄) aufbereitet (CH₄-Gehalt > 98 %), (vgl. Kap. 1.2). Dieses Methan wird ins Erdgasnetz eingespeist und an der Tankstelle wieder entnommen. In Reformieranlagen wird das Gas dort zu Wasserstoff umgesetzt.

Herstellung aus Restholz und schnellwachsenden Baumarten

Die bei diesem Pfad eingesetzten Holzhackschnitzel stammen aus Restholz und dem Anbau von schnellwachsenden Baumarten (Kurzumtrieb); der jährliche Ertrag wurde ebenso mit 10 t TM / ha angenommen (vgl. Kap. 1.3). Das zugrunde gelegte dezentrale Anlagenkonzept mit einem Biomasseinput von 10 MW_{th} bedingt eine mittlere Anlieferungsstrecke der Biomasse per Lkw von nur 12 km.

Die Vergasung der Holzhackschnitzel erfolgt mit dem von der Firma D.M.2-Verwertungstechnologien entwickelten Verfahren der „gestuften Reformierung“. Dabei wird ein wasserstoffreiches Synthesegas erzeugt. Das ebenso im Produktgasstrom enthaltene CO wird durch einen nachgeschalteten CO-Shift-Reaktor zu CO₂ und H₂ umgesetzt. Die Reinigung des Wasserstoffs erfolgt in einer Druckwechseladsorption (Pressure Swing Adsorption (PSA)). Das Spülgas aus der PSA-Anlage wird zur Erzeugung von Strom in einem Gasmotor eingesetzt; ein Teil des Stroms deckt den Bedarf für die Verdichtung des Wasserstoffs, der Rest wird ins Netz eingespeist. Aus 10 t TM (180 GJ) lassen sich 92 GJ bzw. 0,65 t Wasserstoff erzeugen⁴. Eine erste Pilotanlage „Blauer Turm“ wurde in Herten / Nordrhein-Westfalen errichtet – ohne die Aufbereitung des Synthesegases zu Wasserstoff. Die erforderlichen Komponenten zur Aufbereitung des Synthesegases zu reinem Wasserstoff (CO-Shift-Reaktor, PSA) sind Stand der Technik und kommerziell verfügbar.

Konditionierung des Wasserstoffs

Wasserstoff wird als Druck-Wasserstoff oder verflüssigt angeboten. Falls Fahrzeuge mit

Druck-Wasserstoff betankt werden sollen, wird dieser zur Zwischenspeicherung bis auf 300 bar nachverdichtet. Datengrundlage hierfür sind Angaben des Anlagenherstellers Haldor Topsoe, die sich auf eine Wasserstoffleistung von 320 bis 560 Normkubikmeter (Nm³) pro Stunde beziehen. Für die weiteren Abschätzungen wurde unterstellt, dass die Gasflaschen in den Fahrzeugen auf 700 bar Druckniveau ausgelegt sind. Die Betankung der Fahrzeuge erfolgt über ein Booster-Konzept, das für den Tankvorgang 850 bar bereitstellt. Der Energiebedarf für die Verdichtung des Wasserstoffs auf 850 bar wird mit 0,07 kWh Strom pro kWh H₂ angesetzt.

Für die Produktion von Flüssigwasserstoff sind größere Anlagen sinnvoll. In Edwards et al. (2005) wurde eine Vergasungsanlage mit einem Biomasseinput von etwa 200 MW_{th} unterstellt. Die Prozessführung basiert auf einem vom Battelle-Columbus-Laboratory entwickelten Verfahren, das heute von FERCO in den USA kommerziell vertrieben wird.

Für die H₂-Verflüssigung sind 0,3 kWh Strom pro kWh Wasserstoff erforderlich, der mittels GuD-Kraftwerk⁵ (Wirkungsgrad 42,5 %) mit integrierter Biomassevergasung hergestellt wird. Die erzielbare Kraftstoffausbeute, bezogen auf 10 t TM Holz, beträgt 76 GJ (0,54 t) verflüssigter Wasserstoff.

2 Ausbeute und Kosten bei Biokraftstoffen von unterschiedlichen Biomassen

In den Kapiteln 1.1 bis 1.5 wurde dargestellt, dass die jährlichen, auf den Energiegehalt bezogenen Hektarerträge der biogenen Kraftstoffe bei Ölsaaten, Weizen, Holz und Stroh sehr unterschiedlich sind. Die Spanne reicht von rd. 40 bis 100 GJ. Tabelle 1 ist zu entnehmen, dass sich die Ausbeute an Kraftstoffen aus diesen Pflanzen deutlich unterscheidet. Die besten Konversionswirkungsgrade bieten hierbei RME und Ethanol aus Zuckerrüben und Weizen. Sie liegen bei 50 bis 58 %, bezogen auf den Energiegehalt der eingesetzten Zuckerrüben bzw. Raps- und Weizensaat. Etwas geringere Gesamtwirkungsgrade weist die Wasserstoffherstellung aus Holz und Stroh auf. Bei Ethanol aus Holz und Stroh ist die Kraftstoffausbeute deutlich niedriger. Es ist zu berücksichtigen, dass bei RME und vor allem bei der konventionellen Produktion von Ethanol aus

Weizen und Zuckerrüben ein erheblicher externer Energieeinsatz erforderlich ist (vor allem für die Destillation). Bei BtL, Ethanol und Wasserstoff aus Holz und Reststroh ist nur ein geringer zusätzlicher Energiebedarf erforderlich. Das gleiche gilt für Methan und Wasserstoff aus Biogas. Das wird vor allem bei der Gesamtbilanz in Tabelle 3 (siehe Kap. 3.2) ersichtlich. Bei der Herstellung von Methan aus Biogas finden sich etwa 70 % der Energie im Methan wieder.

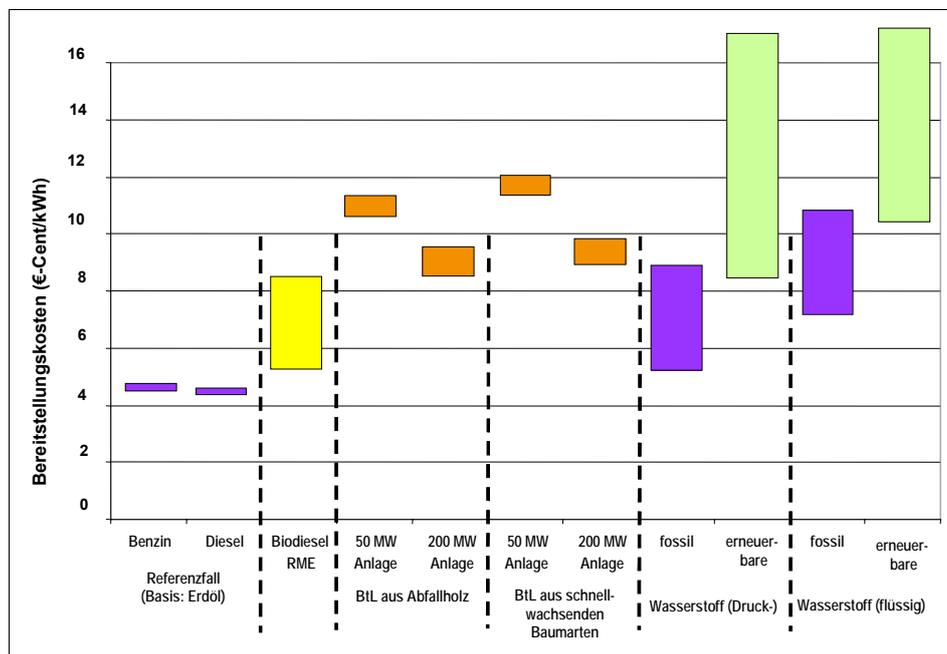
Tab. 1: Energetische Kraftstoffausbeute

	(MJ _{Kraftstoff} / MJ _{Biomasse})
RME	0,58 ¹⁾
Ethanol aus	
Zuckerrüben	0,50 ²⁾
Weizen, Braunkohle-KWK	0,53 ³⁾
Weizen, Biogas-KWK	0,58 ³⁾
Restholz	0,32 - 0,36 ⁴⁾
Reststroh	0,42 ⁵⁾
Methan aus Biogas	0,71 ⁶⁾
BtL via	
Methanol	0,45
Fischer-Tropsch-Synthese	0,38 ⁷⁾
Wasserstoff (Druck-) aus	
Biogas	0,40 - 0,50
Holz, Reststroh	0,50
Wasserstoff (flüssig) aus Holz, Reststroh	0,41

- 1) bezogen auf den Energiegehalt der Rapsaat (26,4 MJ/kg TM)
- 2) bezogen auf den Energiegehalt der Zuckerrüben (16,3 MJ/kg TM)
- 3) bezogen auf den Energiegehalt der Weizensaat (17,0 MJ/kg TM)
- 4) Überschussstrom 0,03 bis 0,04 MJ
- 5) Überschussstrom 0,02 MJ
- 6) bezogen auf Biogas
- 7) Überschussstrom 0,09 MJ

Die Abschätzung der Bereitstellungskosten für biogene Kraftstoffe (vgl. Abb. 2 nächste Seite) bezieht sich auf eine Studie, welche die L-B-Systemtechnik zusammen mit DaimlerChrysler und dem Forschungszentrum Jülich erstellt hat (Höhlein et al. 2003), sowie auf Daten, die für eine Studie für CONCAWE, EUCAR und dem JRC zusammengestellt wurden (Edwards et al. 2005). Hierbei wurde angenommen, dass 5 % des Kraftstoffverbrauchs durch biogene Kraftstoffe substituiert werden. Dies bedeutet, dass der Substitutionsumfang in einer Größenord-

Abb. 2: Bereitstellungskosten für biogene Kraftstoffe im Vergleich zu fossilen



Zusammengestellt nach Dreier et al. 1998; Edwards et al. 2005; Höhlein et al. 2003; EUCAR VES 2002⁶; Vetter 2005

nung liegt, welcher hinsichtlich der notwendigen Biomassebereitstellung und technischen Machbarkeit der Produktion der biogenen Kraftstoffe bereits erhebliche Anforderungen stellt.

Die Kosten der biogenen Kraftstoffe sind je nach verwendetem Primärenergieträger für die Bereitstellung der Hilfsenergien unterschiedlich (vgl. Abb. 2). Die Bereitstellungskosten für Druck-Wasserstoff liegen bei der fossilen Basis zwischen 5 und 9 €-Cent / kWh. Regenerativ erzeugter Wasserstoff kostet beinahe das Doppelte. Ähnliche Verhältnisse finden sich beim verflüssigten Wasserstoff, wobei der größere Aufwand der Verflüssigungsanlage gegenüber dem Verdichter etwa 2 €-Cent / kWh Wasserstoff beträgt.

Großanlagen lassen deutlich niedrigere Kraftstofferzeugungskosten erwarten als kleinere Einheiten. Abbildung 2 zeigt die Möglichkeiten der Kostenreduktion bei der BtL-Produktion mit steigenden Anlagengrößen (50 - 200 MW). Die Verwendung von biogenen Abfällen und Reststoffen weist hierbei Kostenvorteile gegenüber dem Einsatz von gezielt angebauten Energiepflanzen auf.

3 Gesamtbewertung der Kraftstofffade nach Well-to-Wheel

Durch Verknüpfung der Teilschritte Kraftstoffbereitstellung und der -verwendung im Fahrzeug ergibt sich die Möglichkeit der Gesamtbeurteilung nach dem Well-to-Wheel-Ansatz. Im Folgenden werden die Einzelaspekte Kraftstoffverbrauch, Energieeinsatz, Mehrkosten und Treibhausgasemissionen diskutiert.

3.1 Kraftstoffverbrauch

Der niedrigere Kraftstoffverbrauch des mit Erdgas bzw. biogenem Methan betriebenen Pkws resultiert aus der höheren Klopfestigkeit⁷ von Methan, was wiederum höhere Verdichtungen erlaubt. Bei Ethanol wird nur die Zumischung von Ethanol zu Benzin betrachtet und keine speziell für Ethanol ausgelegten Fahrzeuge. Daher wird für Ethanol der gleiche Kraftstoffverbrauch wie für Benzin angenommen.

Tab. 2: Kraftstoffverbräuche von Hybrid-Fahrzeugen (Basis: VW Golf)

Antriebskonzept / Kraftstoff	Kraftstoffverbrauch	
	(MJ / km)	(l Benzinäquivalent / 100 km)
Otto-Verbrennungsmotor / Benzin, Ethanol	1,62	5,0
Diesel-Verbrennungsmotor / Diesel, RME, FT-Diesel	1,46	4,5
Otto-Verbrennungsmotor / Erdgas bzw. Methan aus Druckflaschen	1,39	4,3
Brennstoffzelle / Wasserstoff aus Druckflaschen bzw. flüssiger Wasserstoff	0,84	2,6

Quelle: Edwards et al. 2005

Für jeden Kraftstoff gibt es zugehörige geeignete Antriebskonzepte. Bei den Fahrzeugantrieben wird unterschieden zwischen konventionellem

Verbrennungsmotor und künftig möglichen Antrieben mit Brennstoffzelle. Beide Varianten können auch als Hybride (mit Elektrospeicher und im Falle des Verbrennungsmotors auch mit zusätzlichem Elektroantrieb) ausgeführt werden. In Tabelle 2 werden die Kraftstoffverbräuche für Fahrzeuge mit Hybridantrieb dargestellt und in Benzin-Äquivalente umgerechnet, um einen Vergleich zu ermöglichen. Diese angeführten geringen Verbrauchswerte, die auf dem neuen europäischen Fahrzyklus basieren, stellen durchaus eine aussichtsreiche Zukunftsoption dar. In den weiteren Betrachtungen wird jedoch von konventionellen Verbrennungsmotoren ausgegangen. Als Referenzfahrzeug wurde ein VW Golf ausgewählt.

3.2 Energieeinsatz

Den Energieeinsatz Well-to-Wheel für die gesamte Prozesskette, also die Bereitstellung und die Nutzung verschiedener Biokraftstoffe zeigt Tabelle 3. Die Angaben beziehen sich auf einen

Tab. 3: Energieeinsatz bei biogenen Kraftstoffen (Well-to-Wheel-Ansatz)

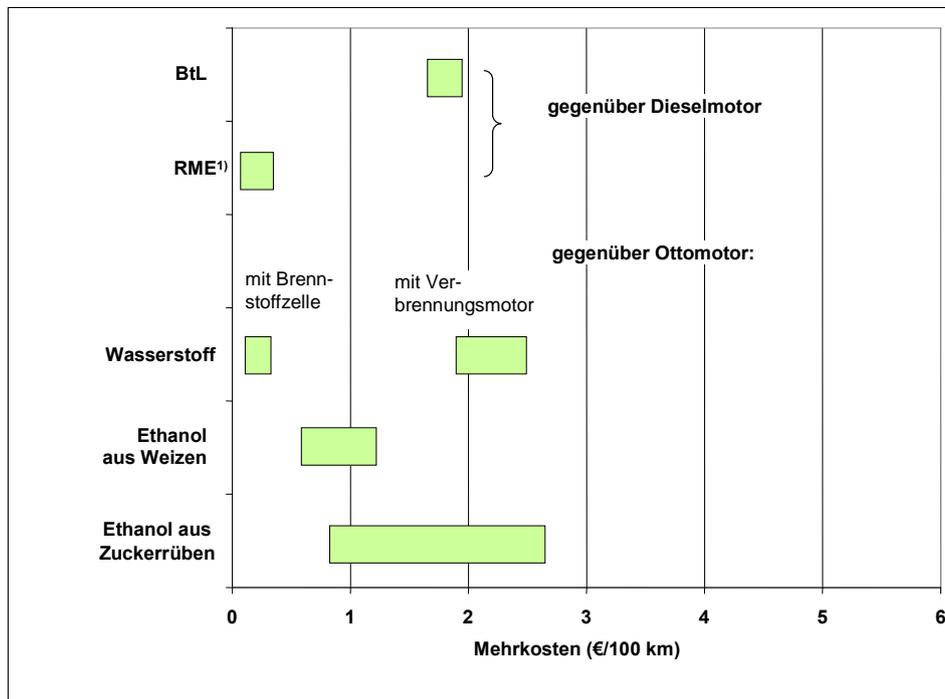
Kraftstoff	Antriebskonzept: ¹⁾ Hybridfahrzeuge mit	Energieeinsatz nach Herkunft (MJ/km)			
		erneuerbar	fossil	nuklear	gesamt
<i>Referenzkraftstoffe</i>					
Benzin aus Rohöl	Ottomotor	0	1,83	0,01	1,84
Diesel aus Rohöl	Dieselmotor	0	1,68	0,01	1,69
<i>Kraftstoffe aus Biomasse</i>					
RME	Dieselmotor	2,53	0,59	0,02	3,13
Methan aus Biogas	Ottomotor	1,96 ²⁾	0,00	0,03	1,99
Ethanol aus Zuckerrüben	Ottomotor	3,22	1,31	0,10	4,62
Weizen					
- Ethanolherstellung mit Braunkohle-KWK		3,05	1,36	0,03	4,44
- Ethanolherstellung mit Biogasanlage ³⁾		3,79	-0,26	-0,41	3,11
Holz		4,32	0,42	0,01	4,76
Stroh		3,58	0,16	0,02	3,75
BtL-Kraftstoff aus Holz ⁴⁾	Dieselmotor	3,11	0,09	0,01	3,20
<i>Wasserstoff</i>					
Druck-W.: über Biogas	Brennstoffzelle	1,74 ²⁾	0,08	0,09	1,91
aus Holz			0,10	0,06	1,86
flüssiger W.: aus Holz			0,05	0	2,09

¹⁾ Basis: VW Golf

²⁾ Bezogen auf das rohe Biogas (Einsatzstoff biogene Reststoffe)

³⁾ Ökologisches Gesamtkonzept mit Rückführung der Reststoffe auf die Ackerflächen

⁴⁾ Synthetischer Dieselmotor aus Fischer-Tropsch-Synthese; Hybridfahrzeuge: Fahrzeuge mit verschiedenen Antriebskonzepten, z. B. Verbrennungsmotor mit Elektromotor

Abb. 3: Mehrkosten der Biokraftstoffe gegenüber Benzin und Diesel

¹⁾ ohne Flächenprämie für Rapsanbau

Quelle: Edwards et al. 2005; ergänzt um eigene Berechnungen bei Hybridfahrzeugen, ausgehend von einem Rohölpreis von 60 \$ pro barrel

gefahrenen Kilometer, wobei nach dem jeweiligen ursprünglichen Energieeinsatz (erneuerbar, fossil, nuklear) unterschieden wurde. Zum Vergleich der biogenen mit den herkömmlichen fossilen Kraftstoffen sind zusätzlich Werte für Benzin- und Dieselfahrzeuge angegeben. Auffallend sind die notwendigen hohen fossilen Beiträge bei der Ethanolherstellung aus Zuckerrüben und aus Weizen. Der hohe Prozessenergiebedarf wird in diesen beiden Varianten mit Erdgas bzw. Braunkohle gedeckt. Den höchsten Biomasseinput verlangt ebenfalls ein Ethanolpfad: die Ethanolherstellung aus Holz. Energetisch gesehen besonders günstig ist die Bereitstellung von komprimiertem Wasserstoff aus Holz und die Methanherzeugung aus Biogas.

3.3 Mehrkosten

Für ausgewählte biogene Kraftstoffe werden in Abbildung 3 die Mehrkosten pro 100 km Fahrstrecke gegenüber einem Fahrzeug mit Otto- bzw. Dieselmotor mit fossilen Kraftstoffen dargestellt. Als Referenzfahrzeug wurde ein

VW Golf V gewählt. Nach der ADAC-Datenbank für Pkw-Nutzungskosten (ADAC 2006) liegen dessen Gesamtkosten sowohl für den Benzin- als auch den Dieselmotor bei einer Nutzung von 16.000 km pro Jahr bei etwa 35 €/100 km. Demgegenüber liegen die Mehrkosten (für Investition, Betrieb und Kraftstoff) für Fahrzeuge mit biogenen Kraftstoffen zwischen 2 und 5 € pro 100 km Fahrstrecke (bzw. 6 bis 15 % der Gesamtkosten). Aus Verbrauchersicht scheint dies noch akzeptabel. Allerdings muss hierbei der Staat auf die Mineralölsteuer verzichten. Aktuell (März 2006) liegt der Barrelpreis bei ca. 60 \$ (MWV 2006). Bei RME sind heute unter Berücksichtigung der Flächenprämien für den Rapsanbau eher Kostenvorteile festzustellen; in Abbildung 3 ist dies jedoch nicht berücksichtigt, da Flächenprämien einen Subventionstatbestand darstellen.

Tab. 4: Treibhausgasemissionen bei biogenen Kraftstoffen („Well-to-Wheel“-Ansatz)

Kraftstoff	Antriebskonzept: ¹⁾ Hybridfahrzeuge mit	Emissionen (g CO ₂ -Äquivalente/km)			
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
<i>Referenzkraftstoffe</i>					
Benzin aus Rohöl	Ottomotor	139	0	1	140
Diesel aus Rohöl	Dieselmotor	128	0	2	130
<i>Kraftstoffe aus Biomasse</i>					
RME	Dieselmotor	24	3	34	61
Methan aus Biogas ²⁾	Ottomotor	1	18	-2	16
Ethanol aus Zuckerrüben	Ottomotor	79	5	9	94
Weizen - Ethanolherstellung mit Braunkohle-KWK		136	1	13	150
- Ethanolherstellung mit Biogasanlage		-23	-2	33	8
Holz - Restholz		29	1	-1	30
- schnellwachsende Baumarten				5	36
Stroh		14	1	1	16
BtL-Kraftstoff - aus Restholz	Dieselmotor	7	0	2	9
- schnellwachs. Baumarten		6		6	12
Wasserstoff - Druck-W.: über Biogas ²⁾	Brennstoffzelle	7	15	-3	19
aus Holz swB ³⁾		7	1	1	9
swB ³⁾		9		3	13
- flüssiger W.: aus Holz swB ³⁾		4	0	0	4
				3	7

¹⁾ Basis: VW Golf

²⁾ Einsatzstoff Biomüll

³⁾ swB = schnellwachsende Baumarten

3.4 Treibhausgasemissionen

Kraftstoffe verursachen nicht nur bei ihrem Einsatz im Fahrzeug klimarelevante Emissionen, sondern auch bei ihrer Erzeugung, beim Transport und bei der Konditionierung. Alle Emissionen an klimarelevanten Gasen, die mit der Bereitstellung und Nutzung der Kraftstoffe verbunden sind, wurden in den Vergleich einbezogen. Nicht berücksichtigt sind die aus dem Bau der zugehörigen Anlagen resultierenden Treibhausgasemissionen (vgl. Edwards et al. 2005).

Zu den Treibhausgasen zählen insbesondere Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Der CO₂-Äquivalent-Emissionsfaktor rechnet die Klimawirksamkeit der genannten Gase auf äquivalente Mengen CO₂ um.⁸ Werden bei der Bereitstellung und Nutzung der Biokraftstoffe zusätzlich fossile Ener-

gieträger benötigt, so werden deren Emissionen bei der Bilanzierung berücksichtigt. Die Verbrennung von Biomasse ist CO₂-neutral, da nur soviel CO₂ freigesetzt wird, wie vorher beim Wachstum der Pflanze aus der Atmosphäre entzogen wurde. Tabelle 4 zeigt die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung und Nutzung verschiedener Biokraftstoffe im Vergleich zu fossilem Benzin und Diesel.

Die Ergebnisse lassen sich in drei Gruppen einteilen. Günstige Gesamt-Treibhausgasemissionen weisen die Wasserstoff- und BtL-Konzepte auf, da vorwiegend Restholz oder Holz aus schnellwachsenden Baumarten eingesetzt wird, ebenso die Ottomotoren, die mit Ethanol aus Weizen (über die Hilfsenergie Biogas) betrieben werden. Aufgrund der Stickstoffdüngung erreichen die Fahrzeuge mit Biodiesel nur mittlere Emissionswerte. Falls der hohe Energiebedarf für die Herstellung von

Ethanol aus Zuckerrüben oder Weizen über Braunkohle abgedeckt wird, übertreffen die damit verbundenen Emissionen sogar die Emissionen bei Benzin oder Diesel.

4 Schlussfolgerungen

Die Umwandlung biogener Energieträger in Kraftstoffe ist gegenwärtig relativ teuer. Für alle Verfahren gilt: Die hohen Kosten und die Komplexität der Biomassebereitstellung, die hohen Investitionen für die Konversionsanlagen sowie der noch zu niedrige Gesamtwirkungsgrad aller Umwandlungsschritte sind die Haupthürden einer großtechnischen Umsetzung der Bereitstellung von biogenen Kraftstoffen. Im Gegensatz dazu lässt die Verwendung des biogenen Kraftstoffs in den Zumischungsvarianten technisch keine größeren Probleme erwarten. Gemessen an Diesel und Benzin liegen die Mehrkosten (für Investition, Betrieb und Kraftstoff) gegenüber Fahrzeugen mit biogenen Kraftstoffen zwischen 2 und 5 € pro 100 km Fahrstrecke. Dieses kostenmäßig günstige Gesamtbild wird dadurch getrübt, dass für diese biogenen Kraftstoffe keine Mineralölsteuer berücksichtigt wurde.

Werden die Treibhausgasemissionen betrachtet, so ergeben sich beim Ethanol sehr unterschiedliche Ergebnisse. Wird der Energiebedarf der Ethanolanlage über Braunkohle gedeckt, können die Treibhausgasemissionen sogar höher sein als bei Benzin und Diesel. Relativ hohe Treibhausgasemissionen ergeben sich auch aus der Bereitstellung von RME. Der Grund hierfür liegt vor allem am Einsatz von Stickstoffdünger und den daraus resultierenden hohen N_2O -Emissionen.

Die synthesesgasstämmigen BtL-Kraftstoffe und Wasserstoff weisen niedrige Treibhausgasemissionen auf. Das gleiche gilt für Methan aus Biogas, Ethanol aus Weizen (mit Biogasanlage) sowie Ethanol aus biogenen Reststoffen und Holz von Kurzumtriebsplantagen.

Eine Minderung der Treibhausgasemissionen anhand biogener Kraftstoffe bedeutet immer eine Bürde mit hohen Kosten. Die Bereitschaft, mehr für den Kraftstoff zu bezahlen, führt jedoch nicht grundsätzlich zu CO_2 -Einsparungen.

Anmerkungen

- 1) „Well-to-Wheel“ steht für den ganzheitlichen Ansatz der Gesamtkette von der Kraftstoffbereitstellung bis zur Verwendung in Fahrzeugen. „Well“ steht für „Bohrloch“ bzw. „Bohrung“ und lehnt sich somit an die klassische Bereitstellungskette für fossilen Kraftstoff an. „Wheel“ (Rad) steht hierbei für die Verwendung des Kraftstoff im Fahrzeug.
- 2) Das von der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik entwickelte Programm und Datenbanksystem „E3database“ zur Berechnung und Bewertung von Energieketten, der Treibhausgasemissionen und des Energieaufwands wurde in Edwards et al. 2005 verwendet.
- 3) Kurzumtriebsplantagen sind Flächen, auf denen schnellwachsende Baumarten, in unseren Breiten meist Weiden oder Pappeln, angebaut werden. Diese Plantagen werden über eine Zeitdauer von 20 bis 30 Jahren intensiv bewirtschaftet, d. h. gedüngt und in den ersten Jahren vor Unkrautbewuchs geschützt. Die Flächen werden in diesem Zeitrahmen mehrfach abgeerntet.
- 4) Oberer Heizwert von Wasserstoff:
12,75 MJ / Nm³ bzw. 141,85 MJ / kg
- 5) GuD-Kraftwerke, ausgeschrieben „Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke“, dienen der Stromerzeugung, wobei der Gasturbinen- und Dampfturbinenprozess miteinander kombiniert werden. Die heißen Abgase der Gasturbinen werden in einem Dampfkessel zur Erzeugung von Wasserdampf verwendet. Der Dampf wird anschließend über einen herkömmlichen Dampfturbinenprozess entspannt.
- 6) Zitiert nach J.W. Goudriaan, Arbeitsgruppe: Biomassepotentiale im Rahmen der Verkehrswirtschaftlichen Energiestrategie (VES), 2002
- 7) Das „Klopfen“ von Benzinmotoren ist ein Zeichen für eine unkontrollierte Verbrennung eines Kraftstoff-Luft-Gemisches im Zylinder. Die Zündung erfolgt vorzeitig allein durch die Kompression, noch bevor der Zündfunke ausgelöst wird. Dadurch wird der Motor geschädigt und seine Leistung vermindert. Motoren mit hoher Verdichtung benötigen besonders klopfbestes Benzin.
- 8) Wertigkeit bei den CO_2 -Äquivalenten bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren (Houghton et al. 2001): $CO_2 = 1$, $CH_4 = 23$, $N_2O = 296$. Weitere Treibhausgase sind FCKW, FKW und SF_6 , die hier jedoch nicht relevant sind.

Literatur

ADAC, 2006: Autokostenrechner-Datenbank; http://www.adac.de/Auto_Motorrad/autokosten/autokosten-rechner (letzter Zugang 22.03.2006)

Dreier, T.; Geiger, B.; Saller, A., 1998: Ganzheitliche Prozesskettenanalyse für die Erzeugung und Anwendung von biogenen Kraftstoffen. Studie im Auftrag der Daimler Benz AG und des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung e.V. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU München und Forschungsstelle für Energiewirtschaft

Edwards, R.; Larivé, J.-F.; Mahieu, V. et al., 2005: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. 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 (letzter Zugang 22.03.2006)

Gover, M.P.; Collings, S.A.; Hitchcock, G.S. et al., 1996: Alternative Road Transport Fuels – A Preliminary Life-cycle Study for the UK. A study co-funded by the Department of Trade and Industry and the Department of Transport. Harwell: ETSU, Volume 2

Höhlein, B.; Biedermann, P.; Dolls, A. et al., 2003: ReFuelNet. Teil III: „Systemanalytische Begleitforschung“, Arbeitspaket 1. Abschlussbericht über das Projektvorhaben. Forschungszentrum Jülich und L-B-Systemtechnik, Ottobrunn

Houghton, J.T.; Ding, Y.; Griggs, D.J. et al., 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Cambridge, UK: Cambridge University Press, S. 388

MPE, 2000: Produktvorstellung der Mannesmann Pilotentwicklung GmbH (mpe) auf der Hannover Messe 2000

MWV, 2006: Mineralölwirtschaftsverband e.V. Foliensatz 2006 / Teil A: Mineralölversorgung, Preisentwicklung, Besteuerung; <http://www.mwv.de/download/a-versorgung.pdf> (letzter Zugang 22.03.2006)

Senn, T., 2003: Die Produktion von Bioethanol als Treibstoff unter dem Aspekt der Energie-, Kosten- und Ökobilanz. Fachtagung „Regenerative Kraftstoffe“, 13./14. November 2003, Universität Hohenheim, Institut für Lebensmitteltechnologie, FG Gärungstechnologie mit Forschungs- und Lehrbrennerei, Stuttgart

Vetter, A., 2005: Bereitstellungsketten und -kosten land- und forstwirtschaftlicher Biomassen zur Pro-

duktion von BtL-Kraftstoffen; Münster: Landwirtschaftsverlag, (Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 25)

Wooley, R.; Ruth, M.; Sheehan, J. et al., 1999: Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis Current and Futuristic Scenarios. Golden (Colorado): National Renewable Energy Laboratory

Kontakt

Jörg Schindler
Werner Weindorf
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Daimlerstrasse 15, 85521 Ottobrunn
Tel.: +49 (0) 89 / 60 81 10 - 0
Fax: +49 (0) 89 / 609 97 31
E-Mail: info@lbst.de

«

Kraftstoff, Wärme oder Strom aus Stroh und Waldrestholz – ein systemanalytischer Vergleich

von Ludwig Leible, Stefan Kälber, Gunnar Kappler, Stephan Lange, Eberhard Nieke, Peter Proplesch, Detlev Wintzer und Beate Fürniß, ITAS

Stroh und Waldrestholz bieten ein großes und kostengünstiges Potenzial für eine energetische Nutzung zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffgewinnung. Der Vergleich zeigt, dass gemessen an den Gesteigungs- und CO₂-Minderungskosten die Kraftstoffgewinnung unter derzeitigen Rahmenbedingungen den höchsten Subventionsbedarf hat. Durch Nutzung technischer Fortschritte lässt sich dieser Nachteil sicherlich reduzieren, deshalb sollte – insbesondere unter Vorsorge-Gesichtspunkten – die Forschung und Demonstration in diesem Bereich intensiviert werden.

1 Einleitung

Aktuelle politische Ziele und Vorgaben auf EU- und nationaler Ebene, wie z. B. die Gemeinschaftsstrategie und der Aktionsplan der EU zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger und die Biokraftstoffrichtlinie oder in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), zielen darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Dies betrifft sowohl die Bereitstellung von Wärme und Strom, aber auch von Kraftstoffen. Hierbei werden hohe Erwartungen v. a. an die energetische Nutzung von Biomasse und insbesondere an biogene Reststoffe geknüpft.

Um eine nachhaltige, sichere und bezahlbare Energieversorgung zu gewährleisten, hat sich die europäische Energiepolitik bis 2010 insbesondere folgende Ziele gesetzt:

- Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 12 % des Primärenergieverbrauchs,
- Erhöhung des Anteils der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen auf 22 % der Stromproduktion,

- Erhöhung des Anteils der Biokraftstoffe auf 5,75 % im Kraftstoffmarkt,
- Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 8 % (Bezugsjahr: 1990).

Wird bei den Biokraftstoffen die Zielsetzung der EU-Kommission ernst genommen, bis 2010 ihren Beitrag an der Kraftstoffversorgung auf 5,75 % und längerfristig auf 20 % zu erhöhen – 2005 lag der Anteil in Deutschland bei 3,4 % –, dann müssen hierzu auch Lignozellulosesträger (wie z. B. Stroh oder Waldrestholz) herangezogen werden.

Ausgehend vom „Biomass-to-Liquid“-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe werden in diesem Beitrag Ergebnisse zur Gewinnung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (FT-Kraftstoff) aus Stroh und Waldrestholz in den Mittelpunkt gestellt. Zunächst wird jedoch – in Relation zum insgesamt verfügbaren Aufkommen an biogenen Rest- und Abfallstoffen – dargestellt, welche energetisch nutzbaren Potenziale an Stroh und Waldrestholz in Deutschland und Baden-Württemberg zur Verfügung stehen. Der gezielte Anbau von Biomasse als Energieträger wird dabei nicht betrachtet. Anschließend wird am Beispiel von Baden-Württemberg in starker regionaler Differenzierung und mit Blick auf die Biomasseversorgung von Großanlagen zur Kraftstoffproduktion illustriert, welche Bedeutung der Logistik zur Biomassebereitstellung zuzumessen ist. Nach einem Überblick zu den energetischen Nutzungspfaden von Biomasse und biogenen Reststoffen und Abfällen werden Ergebnisse zur Produktion von FT-Kraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz vorgestellt – neben technischen Erläuterungen zum Konzept insbesondere Ergebnisse zu den Produktionskosten. Daran schließt der Vergleich zu den Gesteigungskosten der Wärme- und Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz an. Im letzten Teil des Beitrags werden die Ergebnisse zur Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz anhand der Kennwerte „Gesteigungskosten“ und „CO₂-Minderungskosten“ in Vergleich zur Wärme- und Stromgewinnung gesetzt und bewertet.

2 Biomasseaufkommen und Logistik

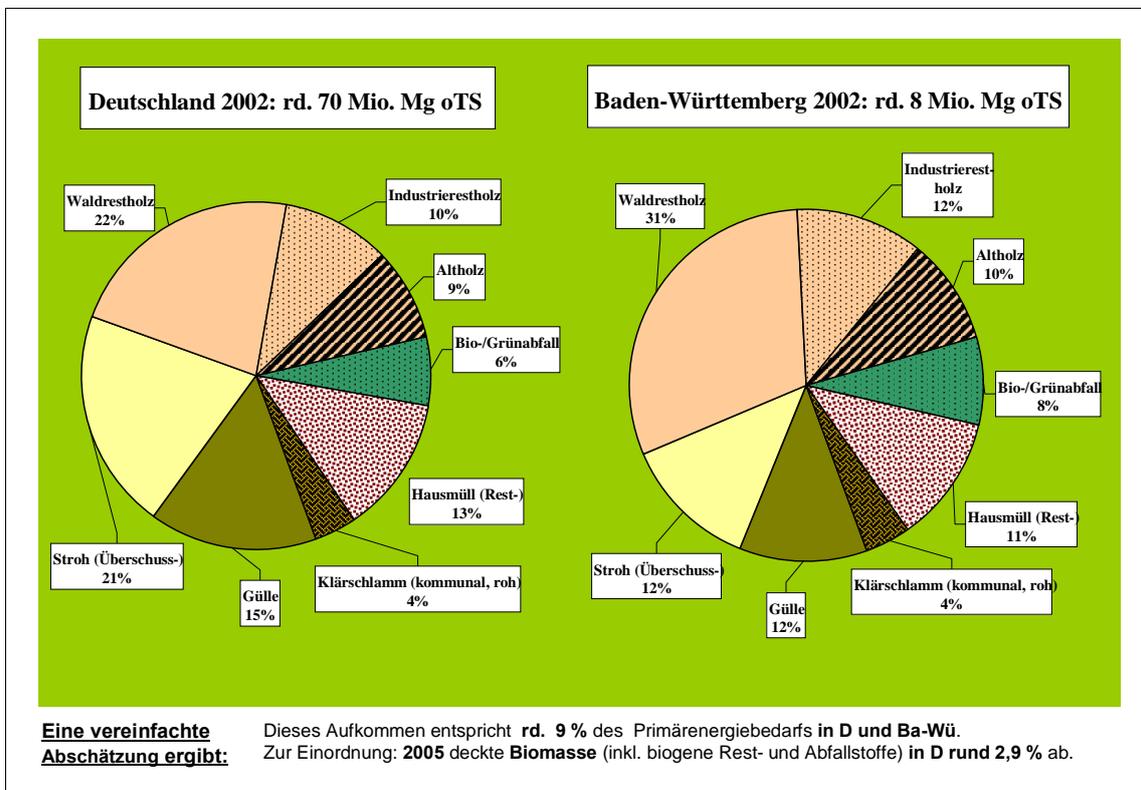
Das jährlich verfügbare Aufkommen der Biomasseträger Stroh und Waldrestholz lässt sich hinsichtlich ihres Potenzials dann am besten einordnen, wenn man es in Vergleich setzt zu weiteren biogenen Rest- und Abfallstoffen, die ebenfalls für eine energetische Nutzung in Frage kommen (vgl. Abb. 1).

In Deutschland beträgt das jährlich verfügbare Aufkommen (Bezugsjahr: 2002) an biogenen Reststoffen und Abfällen, das energetisch genutzt werden könnte, rd. 70 Mio. Megagramm (Mg) organische Trockensubstanz (oTS); in Baden-Württemberg sind dies rd. 8 Mio. Mg oTS. Betrachtet man die Aufschlüsselung des Aufkommens, so wird deutlich, dass dieses mengenmäßig besonders durch die Land- und Forstwirtschaft bestimmt wird. Auf Bundesebene tragen Stroh, Waldrestholz und Gülle 58 % zu diesem für eine energetische Nutzung verfügbaren Aufkommen bei; in Baden-Württemberg sind dies 55 %.

In Deutschland stehen – gerechnet als Trockenmasse (TM) – rd. 30 Mio. Mg Stroh und Waldrestholz für eine energetische Nutzung zur Verfügung. Gemessen am gesamten Aufkommen biogener Rest- und Abfallstoffe sind dies 43 %. Das für eine energetische Nutzung verfügbare jährliche Aufkommen an Stroh und Waldrestholz liegt in Baden-Württemberg bei rd. 3,5 Mio. Mg TM (vgl. Abb. 1 und Abb. 2); dies entspricht wie auf Bundesebene ebenfalls 43 %. Bei den relativen Beiträgen von Stroh und Waldrestholz gibt es jedoch deutliche Unterschiede: Im waldreichen Baden-Württemberg trägt Waldrestholz 31 %, Stroh aber nur 12 % zum Aufkommen bei; auf Bundesebene sind dies 22 % bzw. 21 %.

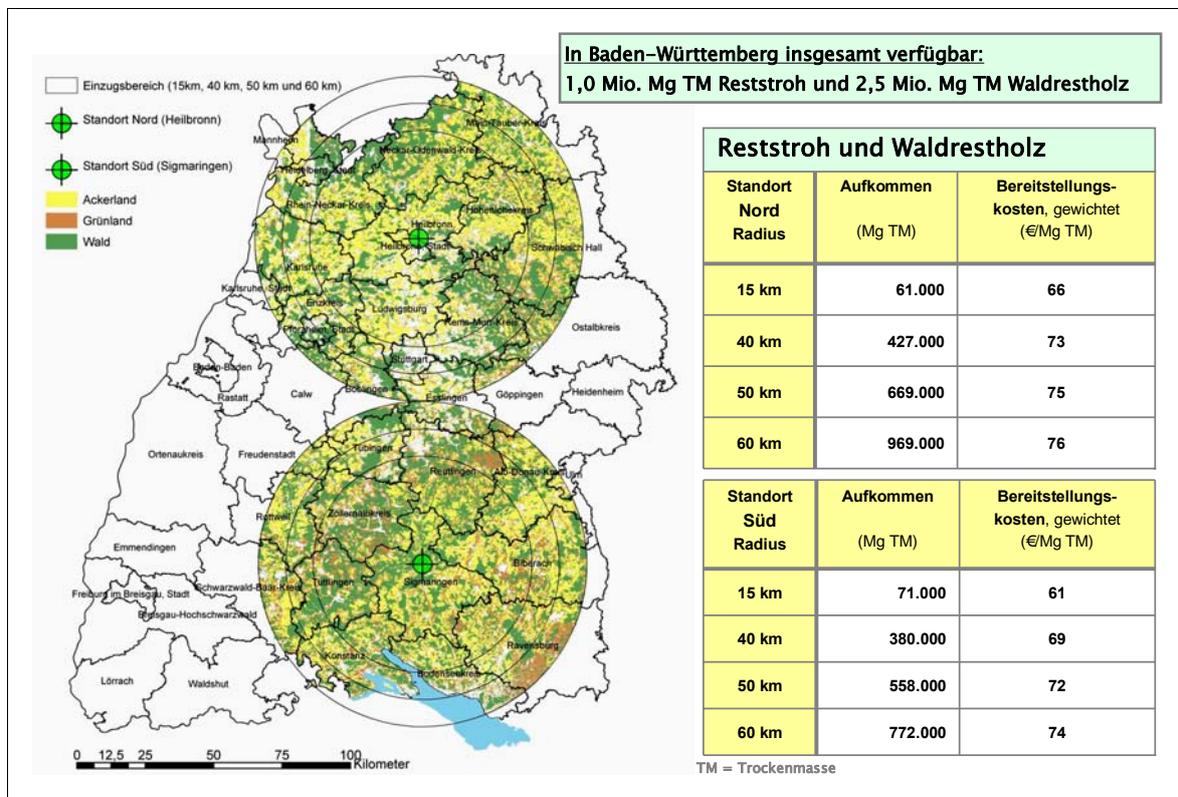
Das angeführte Aufkommen von 70 Mio. Mg oTS pro Jahr in Deutschland entspricht einem jährlichen Pro-Kopf-Aufkommen von 0,85 Mg oTS. Gemessen am Heizwert entspricht das rd. 420 Litern Heizöl und damit rd. 9 % des deutschen Primärenergiebedarfs. Zur Einordnung: Im Jahr 2005 deckten Biomasse

Abb. 1: Aufkommen biogener Reststoffe und Abfälle in Deutschland und Baden-Württemberg 2002 – verfügbar für eine energetische Nutzung



oTS = organische Trockensubstanz

Abb. 2: Aufkommen und Bereitstellungskosten bei Stroh und Waldrestholz zur Versorgung zweier Anlagenstandorte in Baden-Württemberg



und biogene Rest- und Abfallstoffe in Deutschland rund 2,9 % des Primärenergiebedarfs ab.

Nach diesem allgemeinen Überblick werden nachfolgend für Stroh und Waldrestholz regional differenzierte Ergebnisse zu den Verhältnissen in Baden-Württemberg aus einer aktuellen Untersuchung vorgestellt (vgl. Leible et al. 2005). Hierbei stand die Fragestellung im Mittelpunkt, zu welchen Kosten die Biomasseversorgung mit 1 Mio. Mg TM pro Anlage und Jahr von zwei Anlagenstandorten gewährleistet werden kann. Abbildung 2 gibt hierzu die Ergebnisse für eine Versorgung mit Stroh und Waldrestholz wieder.

Wie die Analysen – unter Einsatz eines geografischen Informationssystems – für die beiden Anlagenstandorte Nord (Heilbronn) und Süd (Sigmaringen) andeuten (s. linker Ausschnitt der Abb. 2), werden mit zunehmender Ausweitung des Erfassungs-Radius (von 15 km auf 40, 50 und 60 km) in sehr unterschiedlichem Maße Ackerland, Grünland- und Waldflächen angeschnitten. Diese

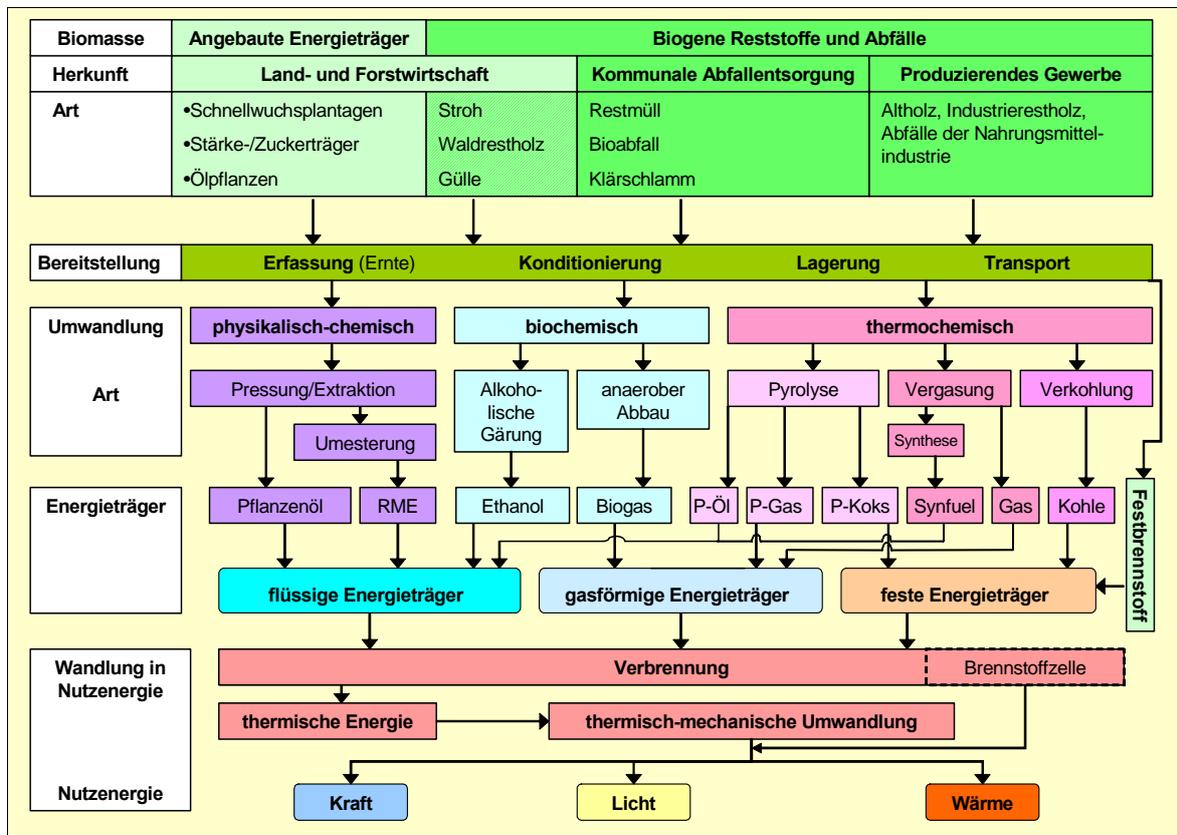
Flächen sind die Basis für die Abschätzung des potenziell verfügbaren Aufkommens an energetisch nutzbarer Biomasse. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Erfassungsradius von 60 bis 70 km ausreichend ist, um eine Versorgung mit jährlich 1 Mio. Mg TM an Stroh und Waldrestholz gewährleisten zu können, bei durchschnittlichen Bereitstellungskosten frei Anlage von 70-80 €/Mg TM.

3 Energetische Nutzungspfade für Biomasse und biogene Reststoffe

Betrachtet man die verschiedenen Arten und Herkünfte biogener Energieträger (vgl. Abb. 3 nächste Seite), so können diese prinzipiell nach ihrer Bereitstellung – je nach Art und Konditionierungsform – durch physikalisch-chemische, bio- oder thermochemische Umwandlungsprozesse in flüssige, gasförmige und feste Energieträger überführt werden.

Hieraus lassen sich dann über die Verbrennung und thermisch-mechanische

Abb. 3: Bereitstellungswege von Nutzenergie aus biogenen Energieträgern



Umwandlung die gewünschten Nutzenergieformen in Form von Kraft, Licht und Wärme bereitstellen. Vor dem Hintergrund der Vielzahl der Prozessschritte ist anzumerken, dass hierbei angestrebt werden sollte, möglichst auf direktem Wege zur gewünschten Nutzenergieform zu gelangen. Hierdurch werden einerseits die Kosten minimiert und andererseits die Netto-Wirkungsgrade in der Energiebereitstellung optimiert.

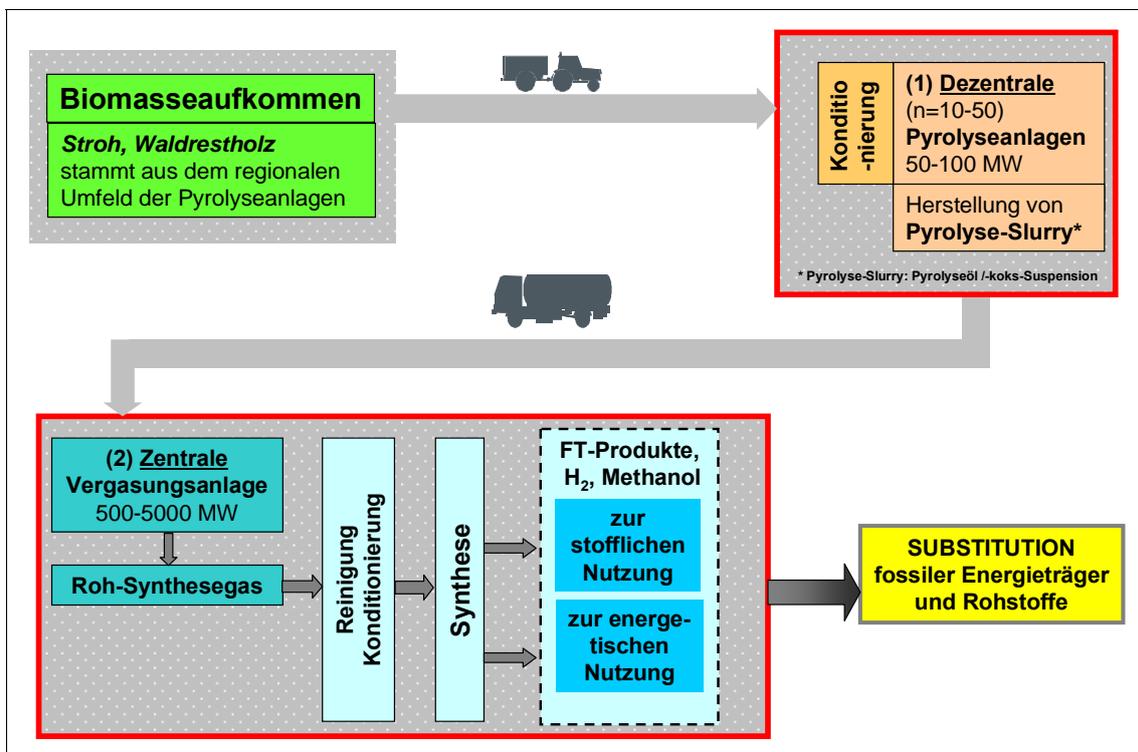
4 Produktion von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz

Vor dem Hintergrund des politisch geforderten Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse verfolgt das Forschungszentrum Karlsruhe mit seinem zweistufigen „Biomass-to-Liquid“ (BtL)-Konzept das Ziel, aschereiche Biomasse (z. B. Getreidestroh) über die Vergasung für die Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe („Synfuels“) und für eine chemische Nutzung zu erschließen (vgl. Abb. 4, s. auch Malcher et al. 2006). Eine teilweise Verstro-

mung der Biomasse bzw. von Zwischenprodukten (z. B. Pyrolysegas) oder eine Wärme-gewinnung ist hierdurch nicht ausgeschlossen.

Die Synthese konzentriert sich hierbei zunächst auf FT-Kraftstoffe, ist aber für eine Vielzahl von Produkten offen. Je nach Produkt resultiert die Anforderung, die Synthese bei Drücken von rd. 20 bis 40 bar (für FT-Kraftstoffe) bzw. bis 80 bar (z. B. für Methanol) durchzuführen. Deshalb wird das Ziel verfolgt, bereits mit der Vergasung das für die Synthese nötige Druckniveau zu erreichen und auch die Gasreinigung und -konditionierung auf dieser Druckstufe zu realisieren. Hierdurch wird der aufwändige Schritt der Gas-kompression vor der Synthese vermieden. Darüber hinaus soll ein teerfreies und methan-armes Synthesegas gewonnen werden. Mit einem Flugstromdruckvergaser ist dies bei Vergasungstemperaturen von mehr als 1000 °C möglich, wie die vom Forschungszentrum auf einer externen Anlage in Freiberg / Sachsen durchgeführten Versuchskam-

Abb. 4: Zweistufiges Konzept zur Synthesegas- bzw. Kraftstoffherzeugung aus Stroh und Waldrestholz



pagnen bestätigten. Für die Einspeisung der Biomasse in den Flugstromdruckvergaser muss diese entsprechend konditioniert werden. Bei den angeführten Drücken ist dies nur über eine pumpbare Suspension (Slurry) aus Pyrolysekondensat und -koks sinnvoll umzusetzen. Folglich ist das vom Forschungszentrum Karlsruhe verfolgte Schnellpyrolyseverfahren zur Herstellung einer solchen Suspension von zentraler Bedeutung (vgl. Lange et al. 2006; Henrich und Dinjus 2005).

Daneben ist mit der räumlichen Entkopplung (siehe Abb. 4) von Schnellpyrolyse und Vergasung (inkl. Gasreinigung/-konditionierung und Synthese) die Option gegeben, eine von der Größe der Vergasungsanlage unabhängige dezentrale Produktion von Slurries zu realisieren. Mit dem anschließenden Transport der Slurries zu einer großen zentralen Vergasungs- und Syntheseanlage lassen sich logistische Vorteile erschließen – verglichen mit Strohballen haben Slurries eine um den Faktor 10 höhere Energiedichte.

Der Vergleich der Kraftstoffproduktion aus Stroh und Waldrestholz bei vorgeschalteter dezentraler Schnellpyrolyse mit der Vari-

ante der in einer zentralen Anlage integrierten Schnellpyrolyse ist hierbei von besonderem Interesse, da Transportvorteile bei der dezentralen Variante erhofft werden. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass die Produktionskosten für FT-Kraftstoff (Synfuel) aus Stroh – je nach Anlagengröße und dezentralem oder integriertem Konzept – zwischen 105 und 130 €/MWh liegen; dies entspricht 1,0 bzw. 1,25 € pro Liter (vgl. Abb. 5 nächste Seite). Es fällt auf, dass die Gesamtkosten der Anlagen mit dezentraler Pyrolyse erst ab Anlagengrößen im Bereich von 4.000 MW günstiger werden, verglichen mit der integrierten Pyrolyse. Dies ist so, obwohl bei der integrierten Pyrolyse die Transportkosten für Stroh bei allen Anlagengrößen über der Summe der Transportkosten von Stroh und Slurry bei der dezentralen Pyrolyse liegen. Gewichtiger als dieser Nachteil ist der Vorteil der räumlich integrierten Pyrolyse hinsichtlich der stärkeren Größendegression der Pyrolysekosten und des höheren Wirkungsgrads.

Abb. 5: Gesteungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh – bei dezentraler oder integrierter Pyrolyse

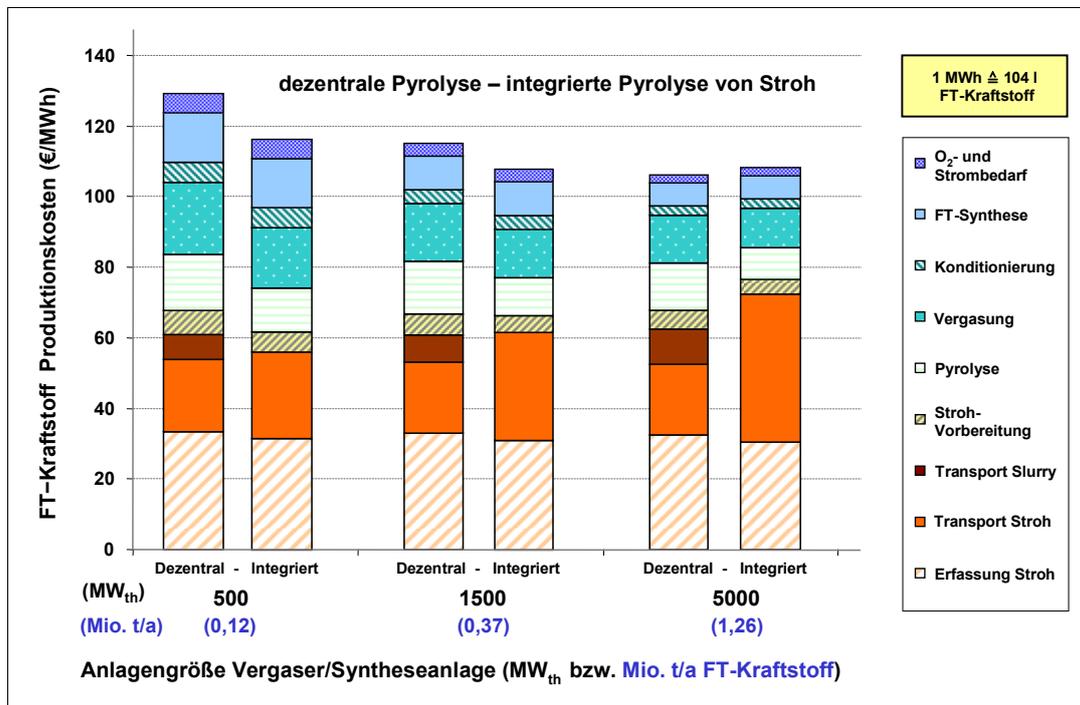


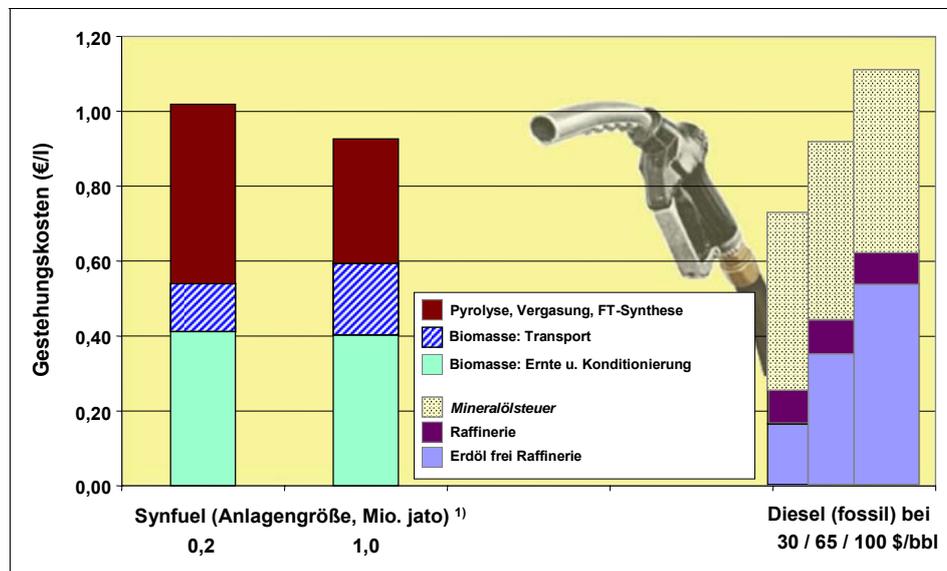
Abbildung 5 verdeutlicht ferner, dass zwei wesentliche Kostenbestandteile unabhängig von der Vergaserleistung sind: die spezifischen Kosten für die Erfassung von Stroh und die für den Lkw-Transport von Stroh bis zur dezentralen Pyrolyseanlage. Bei der integrierten Pyrolyse wird davon ausgegangen, dass der Strohtransport ab einer Entfernung von 100 km mit der Bahn durchgeführt wird.

Bei höheren verfügbaren Aufkommensdichten an Biomasse treten die Vorteile der integrierten Pyrolyse – wegen der dadurch möglichen Verringerung der Transportstrecken – stärker hervor. Den gleichen Effekt erzielt eine Ausweitung der erfassten Biobrennstoffe auf Waldrestholz. In Abbildung 6 (nächste Seite) sind die Bereitstellungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz den Gesteungskosten von Diesel – bei Erdölpreisen von 30, 65 und 100 \$ pro barrel (bbl) – in einer Raffinerie gegenübergestellt, jeweils ohne Mehrwertsteuer bzw. beim FT-Kraftstoff auch ohne Mineralölsteuer. Im Ge-

gensatz zu Abbildung 5 wurde hier von der gemeinsamen Nutzung von Stroh und Waldrestholz ausgegangen; die dabei nutzbare durchschnittliche Aufkommensdichte (für Deutschland) liegt bei rd. 90 Mg TM pro km². Als Anlagenkonzept liegt die zentrale Vergasung/Synthese mit integrierter Pyrolyse zugrunde; dabei wurde nach zwei Anlagengrößen mit einer Produktion von 0,2 bzw. 1,0 Mio. Jahrestonnen (jato) unterschieden. Zum Vergleich: Bei herkömmlichen Erdöl-Raffinerien muss eher von 10 Mio. jato an Kraftstoffproduktion ausgegangen werden.

Wie die Ergebnisse zeigen, könnte der FT-Kraftstoff, je nach Anlagengröße, zu rd. 1,00 € bzw. 0,90 € pro Liter frei Anlage bereitgestellt werden, wenn auf die Mineralölsteuer verzichtet wird. Bei einem Rohölpreis von 65 \$ / bbl liegen bei Diesel die Bereitstellungskosten frei Raffinerie – aber einschließlich der Mineralölsteuer – ebenfalls bei rd. 0,90 € / l.

Abb. 6: Gestehungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz – ein Vergleich mit fossilem Diesel



¹⁾ Abschätzungen für Synfuel aus Stroh und Waldrestholz, zentrale Anlage; Kostangaben frei Anlage, vor Steuern

5 Produktion von Wärme und Strom aus Stroh und Waldrestholz

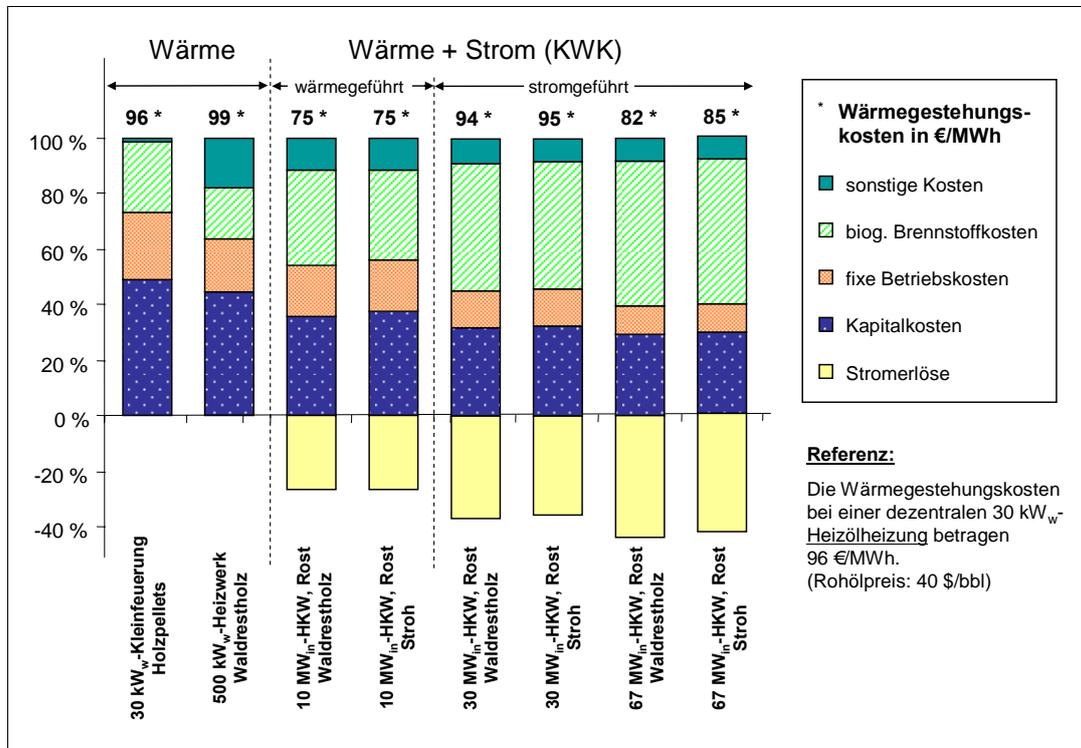
Grundsätzlich kann Wärme aus Stroh und Waldrestholz sowohl über die direkte Verbrennung als auch über die Vergasung mit nachgeschalteter Verbrennung bereitgestellt werden. Nachfolgend werden einige Ergebnisse zur Wärmeabgewinnung über die Verbrennung vorgestellt (vgl. Abb. 7) (vgl. Leible und Kälber 2006). Auf die mit der Stromproduktion gekoppelte Wärmebereitstellung durch Vergasung, z.B. in einem Heizkraftwerk (HKW), soll hier nicht eingegangen werden. Mit Blick auf die Vergasung muss vielmehr festgehalten werden, dass deren klar erkennbaren Vorteile gegenüber der Verbrennung darin gesehen werden, dass in Heizkraftwerken bzw. Kraftwerken höhere elektrische Wirkungsgrade erreichbar sind. Für die reine Wärmeabgewinnung ist bei der Vergasung kein prinzipieller Vorteil erkennbar.

Die Wärmeabgewinnungskosten bei den Verbrennungstechnologien, die der alleinigen Wärmeabgewinnung dienen, ergeben sich aus

den Gesamtkosten der Wärmeabgewinnung und sind auf die beim Endverbraucher ankommende Wärmemenge bezogen. Bei der zentralen Wärmeabgewinnung im Heizwerk sind hierbei die Investitionen für die Wärmeverteilung und die Verluste bei der Wärmeverteilung berücksichtigt. Bei der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom ergeben sich die Wärmeabgewinnungskosten aus den Gesamtkosten abzüglich einer Stromgutschrift (Stromerlös, vgl. Abb. 7 nächste Seite). Dieser Gutschrift liegen die Stromabgewinnungskosten in einem Steinkohlekraftwerk zugrunde.

Die Modellrechnungen zeigen, dass den Kapitalkosten und den Kosten für Stroh und Waldrestholz über den gesamten betrachteten Leistungsbereich der Anlagen eine dominierende Rolle an den Gesamtkosten der Wärmeabgewinnung zukommt. Daher werden in Abbildung 7 neben den Wärmeabgewinnungskosten in €/MWh zusätzlich die prozentualen Anteile der wichtigsten Kostenkomponenten an den Gesamtkosten dargestellt; einbezogen ist dabei der Beitrag der Stromerlöse (im KWK-Betrieb) zur Deckung der Gesamtkosten.

Abb. 7: Wärmegestehungskosten und Kostenanteile bei verschiedenen Verbrennungstechnologien für Holz und Stroh



kW_w = Nennwärmeleistung
 MW_{in} = Brennstoffleistung Input

Wie anhand der Ergebnisse zu sehen ist, reduzieren sich die Wärmegestehungskosten mit steigender Anlagengröße – von 96 €/MWh bei der 30 kW-Kleinfeuerung (Holzpellets aus Industrierestholz) auf 75 €/MWh beim wärmegeführten 10 MW_{in}¹ Heizkraftwerk. Vergleicht man dies mit den Wärmegestehungskosten einer 30 kW-Heizölfeuerung von 96 €/MWh – hierbei liegt ein Rohölpreis von 40 \$ pro barrel zugrunde –, so ist die Wärmeerzeugung auf Basis von Waldrestholz oder Stroh im wärmegeführten Heizkraftwerk eindeutig als wettbewerbsfähig einzustufen. Unter diesen Rahmenbedingungen hat die dezentrale Wärmeerzeugung in einer Kleinfeuerung (30 kW), die mit Holzpellets aus Industrierestholz befeuert wird, im Vergleich zu einer Heizöl-Referenzanlage gerade die Wettbewerbsfähigkeit erreicht – auch ohne Investitionszulagen (vgl. Abb. 7). Dauerhaft höhere Rohölpreise im Bereich von 50 bis 60 \$ pro barrel werden insbesondere in ländlichen Gebieten die Zunahme der Wärmeerzeugung aus Biomasse deutlich beflügeln.

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung zeigt sich beim Sprung vom wärme- zum stromgeführten Betrieb – trotz zunehmender Anlagengröße – ein Anstieg der Wärmegestehungskosten. Dies begründet sich aus der unterstellten Abnahme der Wärmevolllaststunden beim Übergang vom wärme- zum stromgeführten Betrieb. Im wärmegeführten Betrieb werden noch 6.000 Volllaststunden pro Jahr angenommen, beim stromgeführten Betrieb verringert sich die Anzahl der Volllaststunden auf 4.000 pro Jahr. Beim Leistungssprung auf ca. 67 MW_{in} ergibt sich dann wieder das aufgrund der Kostendegression erwartete Bild abnehmender Wärmegestehungskosten. Der Einsatz der unterschiedlichen Brennstoffe Waldrestholz und Stroh wirkt sich im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung eher unwesentlich aus.

Aus Abbildung 7 wird darüber hinaus die grundsätzliche Beziehung deutlich, dass mit zunehmender Anlagengröße der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten ansteigt und bei großen Anlagen mit bis zu 60 % die Gesamtkosten dominiert. Gegenläufig dazu

nehmen der Einfluss der Kapitalkosten – aufgrund der Degression bei den spezifischen Investitionen – und die Bedeutung der Personalkosten deutlich ab.

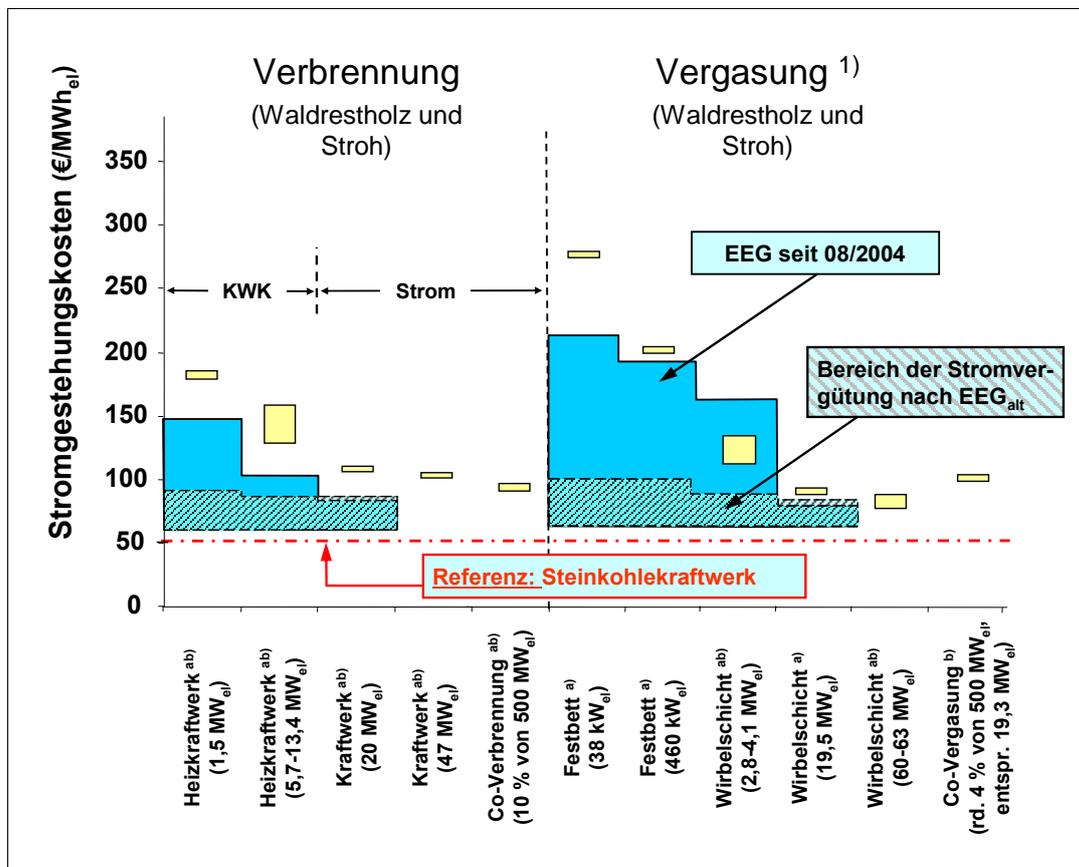
Mit Blick auf die Bereitstellung von Strom aus Stroh und Waldrestholz wurde eine Vielzahl höchst heterogener Technologien untersucht (vgl. Leible und Kälber, 2006). In Abbildung 8 werden die Stromgestehungskosten für ausgewählte Technologien in Abhängigkeit von der elektrischen Anlagenleistung dargestellt.

Als Vergleich dienen die Stromgestehungskosten in einem mit Importkohle betriebenen Steinkohlekraftwerk, die bei rd. 52 €/MWh_{el} liegen, und der Bereich für die Stromvergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000/2004) für die Einspeisung von Strom aus Biomasse. Durch die Novellierung des EEG – gültig seit August 2004 – hat sich die Vergütung für regenerativen Strom

deutlich verbessert. Ergänzend ist an dieser Stelle anzuführen, dass die Stromgestehungskosten mit inländischer Steinkohle – nicht subventioniert – bei rd. 80 €/MWh_{el} liegen. Andererseits kann derzeit in einem nahezu vollständig abgeschriebenen Steinkohlekraftwerk mit Importkohle Strom zu rd. 33 €/MWh_{el} bereitgestellt werden.

Die Verbrennung und Vergasung von Stroh und Waldrestholz zur Stromgewinnung sind gegenwärtig i. d. R. nicht wettbewerbsfähig. Dies liegt insbesondere an den hohen Kosten der Biomassebereitstellung. Die Co-Verbrennung (Zufueuerung) von Waldrestholz und Stroh im Steinkohlekraftwerk stellt eine vergleichsweise kostengünstige Möglichkeit dar, den fossilen Brennstoff Steinkohle zumindest teilweise zu substituieren. Die Stromgestehungskosten liegen hier zwischen 90 und 95 €/MWh_{el} (vgl. Abb. 8). Obwohl die Datenbasis und die darauf aufbau-

Abb. 8: Stromgestehungskosten bei der energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz



a) Waldrestholz

b) Stroh

1) Perspektive 2020 für die untersuchten Vergasungstechnologien

ende Bewertung der Vergasungstechnologien mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind, lassen sich mit Vorbehalten einige Schlussfolgerungen ziehen. So sind beispielsweise bei den Stromgestehungskosten Vorteile für Vergasungsanlagen ab etwa 3 MW_{el} erkennbar, gegenüber den direkten Verbrennungstechnologien.

6 Vergleich der Kraftstoff- mit der Wärme- und Stromproduktion

Als konkurrierende Verfahren für die Nutzung von Stroh und Waldrestholz wurden einerseits die Wärme- und Stromgewinnung durch direkte Verbrennung in Biomasse-Heizwerken bzw. Biomasse(heiz)kraftwerken und die Co-Verbrennung in Steinkohlekraftwerken berücksichtigt; dies schloss die thermochemische Vergasung zur Stromerzeugung mit ein. Andererseits wurden die auf fossilen Energieträgern (Rohöl, Import-Steinkohle) basierenden Alternativen der Wärme-, Strom- und Kraftstoffherzeugung dargestellt.

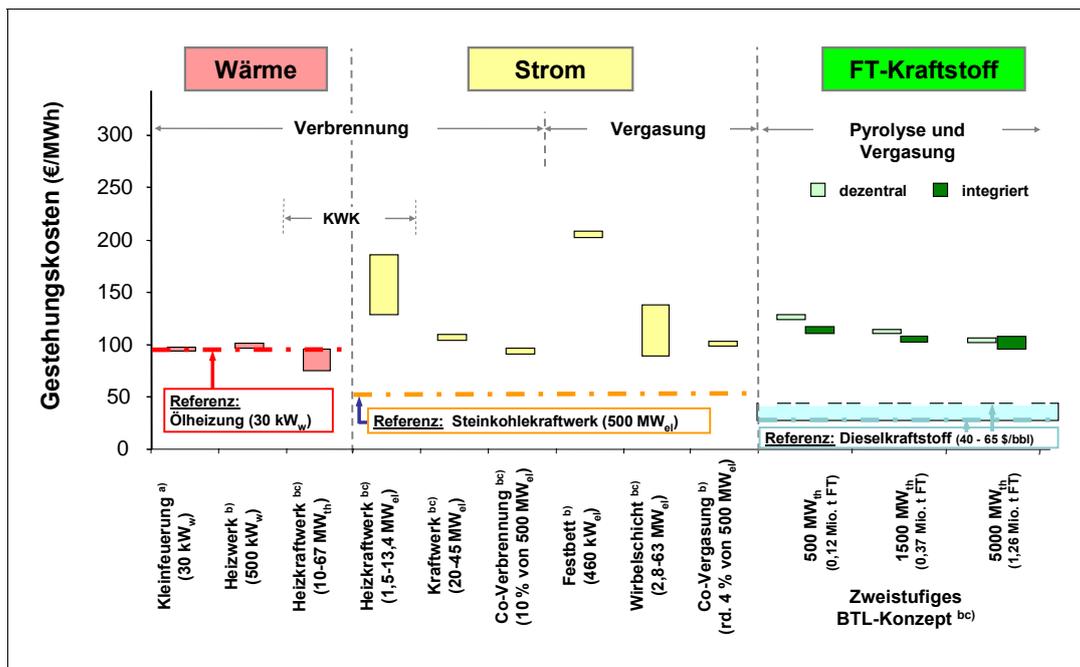
In Abbildung 9 werden nun die Wärme-, Strom- und Kraftstoffgestehungskosten für die betrachteten Verfahren einander gegenübergestellt. Als fossile Referenzen dienen, wie be-

reits erwähnt, die Wärmegestehungskosten in einer mit Heizöl betriebenen Kleinfuehrung – diese liegen derzeit bei rund 96 €/MWh_w –, die Stromgestehungskosten in einem Steinkohlekraftwerk (500 MW_{el}) – diese liegen bei rd. 52 €/MWh_{el} – und die Bereitstellungskosten von Dieselmotorkraftstoff, die in einem Bereich von 30 bis 45 €/MWh liegen, je nach unterstelltem Erdölpreis.

Beim Vergleich der FT-Kraftstoffgewinnung mit der Wärmeerzeugung aus Stroh und Waldrestholz wird deutlich, dass die Wärmeerzeugung näher an der Wettbewerbsfähigkeit ist bzw. diese bereits erreicht hat. So zeigen die Ergebnisse, dass bereits heute die Wärmebereitstellung in der Regel nahezu ohne Subventionen auskommt. Dem gegenüber hat die FT-Kraftstoff-Produktion einen deutlichen Subventionsbedarf. Eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Produktion von FT-Kraftstoffen ohne Mineralölsteuerverzicht wäre erst bei Rohölpreisen von deutlich über 100 \$ pro barrel möglich.

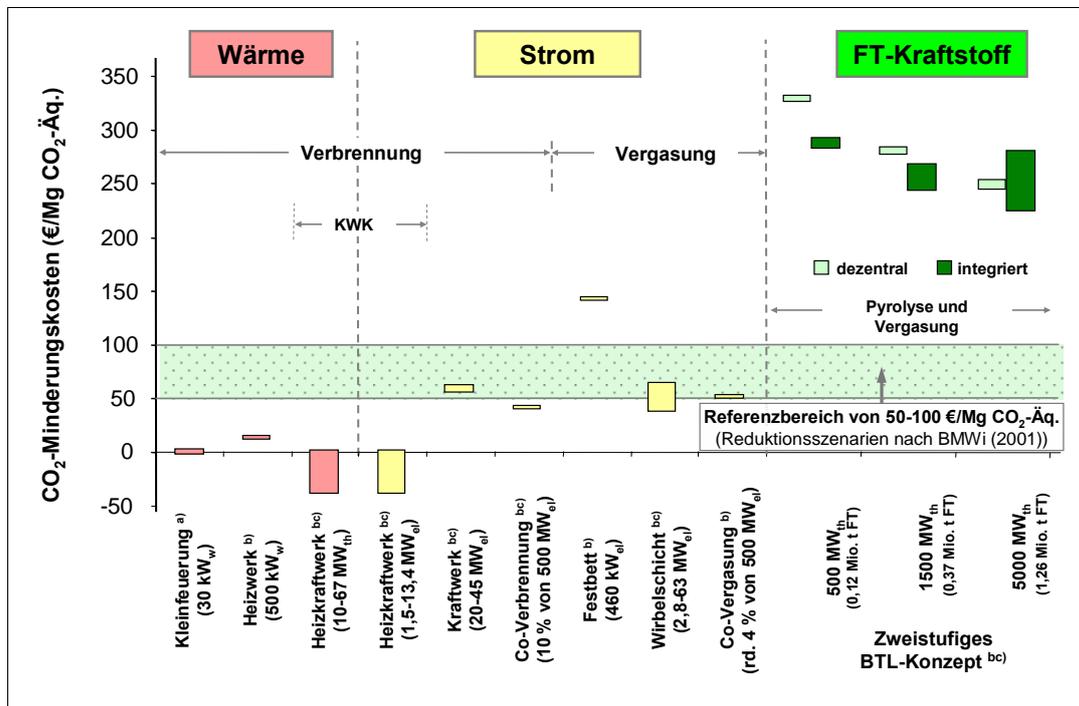
Mit der Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare kann die Emission treibhausrelevanter Gase und somit der Treibhauseffekt deutlich reduziert werden. Bei den durchgeführ-

Abb. 9: Gestehungskosten von Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz



- a) Industrierestholz (Pellets, 92 % TS)
- b) Waldrestholz (HS, 50 % TS)
- c) Stroh (Quaderballen, 86 % TS)

Abb. 10: CO₂-Minderungskosten bei der Gewinnung von Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz



- a) Industrierestholz (Pellets, 92 % TS)
 b) Waldrestholz (HS, 50 % TS)
 c) Stroh (Quaderballen, 86 % TS)

ten Analysen wurden neben CO₂ auch die Treibhausgase CH₄ (Methan) und N₂O (Lachgas) einbezogen und in der Summe als CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) dargestellt (vgl. Abb. 10). Die CO₂-Minderungskosten ergeben sich aus den Mehrkosten auf der einen Seite und der erzielten CO₂-Minderung gegenüber der fossilen Referenz auf der anderen Seite. Mit ihrer Hilfe kann dargestellt werden, wie teuer die jeweilige Technologie bei der Verfolgung einer CO₂-Minderungsstrategie ist. Zur vergleichenden Bewertung wurden CO₂-Minderungskosten aus Studien mit CO₂-Minderungsszenarien bei der Verfolgung der Minderungsziele der Bundesregierung herangezogen (vgl. BMWi 2001). Aussagen aus diesen Studien ergeben, dass bei einem CO₂-Minderungsziel von 25 % oder gar von 40 % CO₂-Minderungskosten zwischen 50 und 100 € pro Mg CO₂-Äq. angesichts teurerer Alternativen durchaus zu akzeptieren sind.

Bei der Produktion von FT-Kraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz liegen die CO₂-Minderungskosten deutlich über 200 €/Mg CO₂-Äquivalent. Bei der Verstromung – mit

Ausnahme der Festbettvergasung – resultieren Kosten von unter 100 €/Mg CO₂-Äquivalent. Am günstigsten lässt sich die CO₂-Minderung über die Wärmebereitstellung realisieren. Hier fallen nahezu keine bzw. sogar negative CO₂-Minderungskosten an.

Die Abschätzungen zu den CO₂-Minderungskosten verdeutlichen, dass die CO₂-Minderungsstrategie nur ein sehr schwaches Argument für die Forcierung der Aktivitäten zur Bereitstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse darstellen kann.

Da das BtL-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe über die Pyrolyse und Vergasung Wege eröffnet, die Biomasse – als Kohlenstoffträger – einer weitergehenden chemischen Nutzung zuzuführen, sollte dieser Entwicklungsweg weiter beschrritten werden. Dies schließt eine gekoppelte chemisch/energetische Nutzung im Sinne eines „Biorefinery“-Konzepts mit ein. Darüber hinaus lassen sich unter Nutzung des technischen Fortschritts die bestehenden ökonomischen Nachteile bei der Kraftstoffherzeugung sicherlich reduzieren, so dass

insbesondere unter Vorsorge-Gesichtspunkten die Forschung und Demonstration in diesem Bereich intensiviert werden sollten.

Anmerkung

- 1) Durch die Indizierung der Anlagenleistung in Form von MW_{in} (=Inputleistung Brennstoff) soll eine klare Unterscheidung gegenüber Anlagen mit ausschließlicher Wärmeerzeugung vorgenommen werden; bei diesen wird von der Nennwärmeleistung (z. B. kW_w) gesprochen.

Literatur

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hg.), 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, 79 S. + Anhang

Henrich, E.; Dinjus, E., 2005: Die Pyrolyseslurry-Vergasung des Forschungszentrums Karlsruhe. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hg.), Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 25 „Synthetische Biokraftstoffe – Techniken, Potenziale und Perspektiven. Münster: Landwirtschaftsverlag, S. 236-268

Lange, S., Reimert, R.; Leible, L., 2006: Systemanalyse zur Schnellpyrolyse als Prozessschritt bei der Herstellung von Synthesekraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz. In: DGMK (Hg.): Proceedings zur Fachbereichstagung „Energetische Nutzung von Biomassen“. Hamburg: DGMK (in Druck)

Leible, L.; Kälber, S., 2006: Energetische Nutzung fester biogener Reststoffe. In: Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (Hg.): „Bioenergie: Zukunft für ländliche Räume“. Informationen zur Raumentwicklung, Heft 1+2 (2006), S. 43-54

Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G., 2005: Entwicklungen von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen – Mengenszenarien zur Biomassebereitstellung, Abschlussbericht. Forschungszentrum Karlsruhe <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2005/leua05a.pdf>

Malcher, L.; Henrich, E.; Leible, L.; Wiemer, H.-J., 2006: Gaserzeugung aus Biomasse, Kurzfassung des Abschlussberichts. Karlsruhe http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2006/leua06a_kurzfassung.pdf

Kontakt

Dr. Ludwig Leible
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS)
Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
Tel.: +49 (0) 72 47 / 82 - 48 69
Fax: +49 (0) 72 47 / 82 - 48 06
E-Mail: leible@itas.fzk.de

« »