nachwachsende-rohstoffe.de

Gülzower Fachgespräche

Band 29

Erdgassubstitute aus Biomasse – eine Bestandsaufnahme

Bundesministerium für
Ernährung, Landwirtschaft
und Verbraucherschutz

FACHAGENTUR
NACHWACHSENDE
ROHSTOFFE e. V.

Gülzower Fachgespräche, Band 29

Erdgassubstitute aus Biomasse – eine Bestandsaufnahme

26./27. August 2008, Güstrow

Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Hofplatz 1, 18276 Gülzow mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV)

FNR 2008

Herausgeber
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
Hofplatz 1 • 18276 Gülzow
Tel.: 0 38 43/69 30-0
Fax: 0 38 43/69 30-102
E-Mail: info@fnr.de
Internet: www.fnr.de

Redaktion
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
Abt. Öffentlichkeitsarbeit

Layout und Herstellung
nova-Institut GmbH • 50354 Hürth
www.nova-institut.de/nr

Druck und Verarbeitung
Media Cologne Kommunikationsmedien GmbH • 50354 Hürth
www.mediacologne.de

Förderung
Erstellt mit finanziellen Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Berlin (BMELV).

Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Autorenrechte sind ausschließlich die Verfasser zuständig. Daher können mögliche Fragen, Beanstandungen oder Rechtsansprüche u. ä. nur von den Verfassern bearbeitet werden. Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen und dergleichen in dieser Veröffentlichung berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei betrachtet und damit von jedermann benutzt werden dürften. Ebenso wenig ist zu entnehmen, ob Patente oder Gebrauchsmusterschutz vorliegen. Die aufgeführten Bewertungen und Vorschläge geben nicht unbedingt die Meinung des Herausgebers wieder.

Alle Rechte vorbehalten.

Inhalt

Vorwort 5
Dr.-Ing. Andreas Schütte

Erdgassubstitute aus Biomasse im Überblick – Ökonomische und Ökologische Parameter im Vergleich 9
Franziska Müller-Langer, Dr.-Ing. Frank Scholwin, Katja Oehmichen, Stefan Majer, Stefan Rönsch, Marco Weithäuser, Michael Seiffert

Bio-Erdgas – Eine Analyse und Bewertung 33
Dr.-Ing. Alexander Vogel, Dr.-Ing. Stephan Ramesohl

Biogaseinspeisung – Strategien zur techno-ökonomischen Umsetzung unter Effizienz und Nachhaltigkeitsaspekten 49
Dr. rer. nat. Christoph Unger

Chancen für Erdgasantriebe 62
Dr. Jakob Seiler

Erdgassubstitute aus Biomasse – Aktivitäten in der Europäischen Union 68
Birger Kerckow

Development of substitute natural gas from biomass in the Netherlands 75
Bram van der Drift

Investigation of different process configuration based on energy conservation in synthesis steps in production of vehicle fuels from biomass (GreenSyngas) 83
Prof. Mehri Sanati

Erdgassubstitute aus Biomasse – Aktivitäten in Österreich 87
DI Dr. Michael Harasek

Erdgasmarkt Deutschland – Stand, Trends und Perspektiven 99
Anja Bischof

Systemintegration und Logistik von Erdgassubstituten aus Biomasse in das bestehende Erdgasnetz – Perspektiven und Probleme 112
Uwe Klaas

Erdgassubstitute aus Biomasse – ökologischer Königsweg der Bioenergie oder eine Lösung unter vielen? 120
Dr. Guido Reinhardt, Julia Münch

Nährstoffkreislauf und Erdgassubstitute aus Biomasse – landwirtschaftliche Aspekte 136
Dr. Armin Vetter

Kritische Bewertung von Erdgassubstituten aus Biomasse-Thesen zur Diskussion 151
Prof. Dr. Frank Behrendt, Till Belusa

Zusammenfassung 160
Dr.-Ing. Thorsten Gottschau, Dr. Steffen Daebeler

Teilnehmerliste 165

Vorwort

Dr.-Ing. Andreas Schütte
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Fachgespräch „Erdgassubstitute aus Biomasse – eine Bestandsaufnahme"

Die Bundesregierung verfolgt weiterhin ehrgeizige Ziele hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energieträger. Die im August 2007 in Meseburg gefassten Beschlüsse sind hier wegweisend. Neben den bekannten Zielen in den Bereichen Strom und Kraftstoffe wurde, inzwischen auch in gesetzliche Form gegossen, für den Bereich Wärme aus erneuerbaren Energien ein Ziel genannt: Von heute 6,6 % soll der Anteil der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 14 % im Jahre 2020 mehr als verdoppelt werden.

Gleichzeitig ist, durch weltweite Preissteigerungen bei Lebensmitteln begründet, eine vehemente öffentliche Diskussion über die Nutzungskonkurrenz zwischen Nahrungsmitteln und nachwachsenden Rohstoffen unter dem Oberbegriff „Teller oder Tank" losgebrochen und noch im vollen Gange.

Beim weiteren Ausbau der Nutzung von Biomasse für energetische Zwecke werden daher Effizienz und Konkurrenz um vorhandene Anbauflächen im Fokus einer breiten Öffentlichkeit stehen. Gegenwärtig wird von verschiedenen Seiten der Einsatz von Erdgassubstituten aus Biomasse als „Königsweg der Bioenergieerzeugung", auch unter Hinweis auf die Aktivitäten in Nachbarländern Deutschlands wie den Niederlanden, Österreich und Schweden, propagiert.

Erdgassubstitute aus Biomasse – die Gewinnung von erdgasähnlichen Gasen aus Biomasse – sprechen einen bedeutenden Markt an. Deutschland verfügt nach den Niederlanden über eines der dichtesten Erdgasnetze der Welt, aktuell nutzen ca. 18 Mio. Haushalte Erdgas als Energieträger. Deutschland ist dabei mit einem Verbrauch (Jahr 2006) von 100,9 Mrd. m^3 nach den USA und Russland der weltweit drittgrößte Verbraucher von

Erdgas. Immerhin werden von dieser Menge 15 % in Deutschland selber gefördert, diese heimischen Ressourcen sind aber im Schwinden begriffen. Folglich wird sich Deutschlands Abhängigkeit von Importen zukünftig verstärken, die geopolitischen Probleme des Erdgasimports aus Russland sind aus den Medien bekannt. Gleichzeitig kann das Schwinden der heimischen Ressourcen Chancen für eine Substitution durch biogene Gase eröffnen.

Technisch sind heute Erdgassubstitute aus Biomasse über zwei grundsätzlich verschiedene Wege zugänglich:

- die anaerobe Vergärung von Biomasse (Biogas)
- die thermochemische Vergasung von Biogas zu Synthesegas mit anschließender Methanisierung.

Beide Prozesse sind technisch verwirklicht, ihre Machbarkeit ist grundsätzlich nachgewiesen. Im deutschen Markt angekommen ist bislang nur die Einspeisung von aufbereitetem Biogas. Unterstrichen wird dies durch eine zunehmende Anzahl von Biogasanlagen, die in das Erdgasnetz einspeisen.

Dabei sind, die entsprechenden Beiträge zeigen dies deutlich, die Möglichkeiten des Zugangs biogener Gase zum Erdgasnetz heute gut. Die Bundesregierung hat, unter Beteiligung der zuständigen Verbände und der Energiewirtschaft, weltweit einmalige Möglichkeiten für den Netzzugang geschaffen. Das Erdgasnetz ist dabei „keine andere Art von Stromnetz", sondern ist, auch durch die Nutzung verschiedener Erdgasqualitäten sowie den verschiedenen Druckstufen des Netzes, deutlich komplexer als das Stromnetz mit seinem technisch vergleichsweise einfachen Zugang. Die technische Komplexität des Erdgasnetzzugangs sollte, dies wird auch in den entsprechenden Beiträgen dieses Fachgespräches deutlich, nicht unterschätzt werden.

Über der Faszination, die von erfolgreichen technischen Lösungen auszugehen vermag, darf die Produktion von Biomasse durch Land- und Forstwirtschaft nicht vernachlässigt werden. Nachhaltige Konversionsrouten bedingen nachhaltige Biomasseerzeugungsverfahren. Bei der Bewertung von Konversionsrouten für Biomasse wird zukünftig die Frage, ob eine Kreislaufführung von Nährstoffen einfach möglich ist oder eben nicht, eine Rolle spielen. Die Zeiten, in denen Nährstoffe wie Stickstoff, Kalium oder Phosphor, um nur einige zu nennen, als schwermetallbelastete Aschen bzw. Schlacken teuer entsorgt werden mussten, sind heute sicherlich vorbei.

Beim Entwurf von Konversionspfaden müssen Ingenieure mehr denn je die Nährstoffkreisläufe berücksichtigen. Wenn auch nicht vorrangiges Thema dieses Fachgespräches, so hat es auch dazu beigetragen, die Auseinandersetzung zwischen Technik und Landwirtschaft zu diesem Bereich weiter zu vertiefen. Auch die Wahl geeigneter land- und forstwirtschaftlicher Anbausysteme und Fruchtfolgen sei an dieser Stelle nicht unerwähnt gelassen. Hinzuweisen ist darauf, dass das BMELV sich für eine zertifizierte nachhaltige Biomasseerzeugung einsetzt. Die Frage muss auch gestellt werden, ob ggf. die eingeführten ökologischen Bewertungsmethoden alle Aspekte gerade der land- und forstwirtschaftlichen Produktion in angemessener Weise abbilden. Der Umstand, dass fossile Vorräte eben endlich sind, ist im Zuge einer Ökobilanzierung kaum zu bewerten, für eine Entscheidung, welche Pfade zukünftig zu beschreiten sind, aber von hoher Bedeutung.

Für das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) ist das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe, bislang jährlich mit ca. 50 Mio. € ausgestattet und durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) betreut, ein wesentliches Instrument zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration der energetischen und stofflichen Nutzung heimischer land- und forstwirtschaftlicher Biomasse und leistet somit einen Beitrag zu den oben genannten Zielen der Bundesregierung. Nicht erst die heutige Diskussion um die Nutzungskonkurrenz bei Biomasse hat zur Konzentration auf effiziente Nutzungspfade für Biomasse im Rahmen des Förderprogramms geführt. Grund genug auch für die FNR als zuständigen Projektträger sich mit dem bewährten Instrument des „Gülzower Fachgesprächs“ mit Erdgassubstituten aus Biomasse im Expertenkreis auseinanderzusetzen.

Bei diesen günstigen Voraussetzzungen stellen sich aus Sicht des Projektträgers die Fragen:

- Wie ist der Entwicklungsstand bei Erdgassubstituten in Deutschland gerade im Vergleich mit anderen europäischen Ländern zu bewerten?
- Was bleibt bei Forschung, Entwicklung und Demonstration zu tun?
- Wo bestehen Defizite, die von den Marktpartnern ohne öffentliche Förderung nicht gelöst werden können?

Diese und andere Fragen wurden im Rahmen des von der FNR am 26./27. August 2008 im Hotel „Kurhaus am Inselsee“, Güstrow, durchgeführten

Fachgesprächs „Erdgassubstitute aus Biomasse – eine Bestandsaufnahme“ mit nationalen und europäischen Experten aus Wirtschaft, Forschung, Verwaltung und Verbänden intensiv und vertieft diskutiert. Als kleines Novum der Reihe „Gülzower Fachgespräche“ ist diesmal die Beteiligung von Vertretern aus Nachbarländern festzuhalten, die Einbeziehung der in anderen Ländern der EU gemachten Erfahrungen sehe ich als wesentlichen Baustein für die nationale Entwicklung des Bereiches an.

Aus meiner Sicht konnten die Ziele des Fachgespräches, dies zeigen die Vorträge und die Zusammenfassung, auf ganzer Linie erreicht werden. Ohne der Zusammenfassung vorgreifen zu wollen, möchte ich an dieser Stelle doch feststellen, das Erdgassubstitute im zukünftigen Bioenergiemix eine bedeutende, wenn auch nicht eine dominierende Rolle spielen werden. Gerade im Bereich der thermochemischen Herstellungspfade sind weiterhin Fragen der Vergasung von Biomasse offen, hingegen ist für den Bereich Biogas ein weiterer Ausbau mit dem Ziel der Einspeisung in das Erdgasnetz zu erwarten. Für Euphorie ist auch bei Erdgassubstituten aus Biomasse kein Platz, vielmehr ist ein nachhaltiges und stetiges Engagement aller Marktpartner Voraussetzung für eine dauerhafte Etablierung dieser Form der Bioenergie. Die FNR wird das Fachgespräch in diesem Sinne wie üblich sorgfältig auswerten und ggf. dem BMELV ergänzende Maßnahmen vorschlagen.

Ich danke allen Referenten und Teilnehmern, insbesondere auch den Vertretern aus den Niederlanden, Österreich und Schweden, für ihre Beiträge auf hohem Niveau und für die aktive und tiefgehende Diskussion des Themas. Auf den folgenden Seiten finden Sie die Vorträge der Referenten zu den jeweiligen Themen sowie eine zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse der Diskussion.

Dem geneigten Leser wünsche ich eine anregende Lektüre der nachfolgenden Beiträge.

Anschrift des Autors:
Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
Hofplatz 1, 18276 Gülzow
E-Mail: info@fnr.de

Erdgassubstitute aus Biomasse im Überblick – Ökonomische und Ökologische Parameter im Vergleich

Franziska Müller-Langer, Dr.-Ing. Frank Scholwin, Katja Oehmichen, Stefan Majer, Stefan Rönsch, Marco Weithäuser, Michael Seiffert
DBFZ – Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH

1. Einleitung

Neben den Sektoren Industrie und Haushalte ist der Verkehrssektor europa- und weltweit charakterisiert durch einen deutlich steigenden Energieverbrauch; dieser ist nicht nur von den begrenzt vorhandenen fossilen Ressourcen (z. B. Mineralöl) – die zusätzlich vermehrt aus politisch wenig stabilen Ländern kommen – abhängig, sondern gilt zudem als einer der wesentlichen Klimagasemittenten und damit als einer der Hauptverursacher für den anthropogenen Treibhauseffekt. Ziel der Europäischen Union und Deutschlands ist es daher, den Anteil an Biokraftstoffen am Gesamtkraftstoffverbrauch zu erhöhen. Um dieses Ziel optimal – aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht – zu erreichen, sind derzeit eine Vielzahl von Kraftstoffen auf der Basis von Biomasse als Alternative zu den konventionellen Otto- und Dieselkraftstoffen in der Diskussion. Während die flüssigen Biokraftstoffe z. T. bereits am Markt präsent sind (z. B. Biodiesel, Bioethanol) und für zukünftig potenziell verbesserte flüssige Kraftstoffe (z. B. Fischer-Tropsch-Diesel bzw. BtL) bereits erste Weichenstellungen erfolgt sind, ist dies bei den gasförmigen Biokraftstoffen noch nicht der Fall. Dabei könnte aber die zunehmende und auch politisch gewollte und deshalb unterstützte Verbreitung des alternativen Kraftstoffes Erdgas im Verkehrsektor eine Vorreiterrolle auch für die Nutzung von Erdgassubstituten aus Biomasse (nachfolgend Biomethan genannt) spielen.

Aufbereitetes Biogas aus der bio-chemischen Biomasseumwandlung und sog. Bio-SNG (Synthetic Natural Gas) aus der thermo-chemischen

Wandlung stehen dabei prinzipiell zur Verfügung. Derartige Optionen wurden bzw. werden gegenwärtig erfolgreich demonstriert. Die damit verbundenen technischen Biomethanpotenziale und deren mögliche Entwicklung bis 2020 sowie – entsprechend gegenübergestellt – den Gesamterdgasverbrauch in Deutschland zeigt Abb. 1. Das Biomethanpotenzial beschreibt den Anteil des insgesamt herstellbaren Biomethans auf der Basis der Biomasse, die unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist (d. h. technisches Biomassepotenzial). Es berücksichtigt die verfügbaren Nutzungstechniken, ihre Wirkungsgrade, die Verfügbarkeit von Standorten auch im Hinblick auf „unüberwindbare" strukturelle, ökologische und weitere nicht-technische Beschränkungen (z. B. Naturschutzgebiete); unberücksichtigt bleiben sich aus wirtschaftlicher Sicht ergebende Nutzungskonkurrenzen für die verschiedenen Biomassen untereinander (z. B. für alternative Bioenergieanwendungen im Strom-, Wärme- und Kraftstoffsektor). Das Biomasseangebot ergibt sich aus den forstwirtschaftlichen Potenzialen, den landwirtschaftlichen Flächenpotenzialen bzw. aus den daraus abgeleiteten Energiepflanzenpotenzialen sowie dem Potenzial aus Reststoffen.

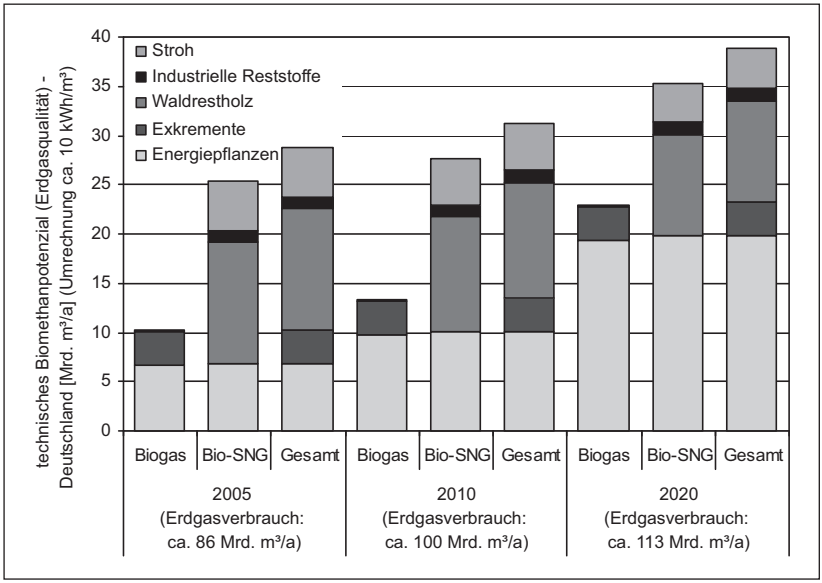


Abb. 1: Technisches Biomethanpotenzial [1] [2]

Den Biomethanpotenzialen stehen folgende wesentliche Ziele gegenüber:

- die Selbstverpflichtung der deutschen Gasversorger, wonach 10 % respektive 20 % Biomethan als Erdgassubstitute im Kraftstoffsektor bis zum Jahr 2010 respektive 2020 zu nutzen, was ca. 0,08 respektive 0,31 Mrd. kWh/a bezogen auf Erdgasverbrauch im Kraftstoffsektor entspräche.
- die Ziele gemäß dem Integrierten Klima- und Energieprogramm (IKEP), wonach 6 % respektive 10 % Biomethan als Erdgassubstitute in allen Sektoren bis zum Jahr 2020 respektive 2030 genutzt werden sollen, was ca. 68 respektive 106 Mrd. kWh/a bezogen auf Gesamterdgasverbrauch in Deutschland entspräche.

Mit Bezug auf die vorhandene Infrastruktur ergeben sich aber nicht nur in Deutschland umfassende Marktpotenziale für die Nutzung des in allen Sektoren einsetzbaren Biomethans, sondern insbesondere auch für die weltweite mobile Nutzung als Erdgassubstitut (Abb. 2). Von weltweit ca. 830 Mio. Kraftfahrzeugen (Kfz) fuhren in 2007 ca. 7 Mio. Fahrzeuge mit sog. CNG (Compressed Natural Gas) und konnten auf ca. 11.100 CNG-Tankstellen (z. B. je ca. 1.600 in Argentinien und USA, je ca. 1.400 in Brasilien und Pakistan) zurückgreifen. Zum Vergleich: in Deutschland gibt es gegenwärtig ca. 64.000 CNG-Fahrzeuge (insgesamt ca. 49 Mio. Kfz) und 780 CNG-Tankstellen sowie eine Biomethantankstelle (insgesamt ca. 14.660 Tankstellen) [3] [4].

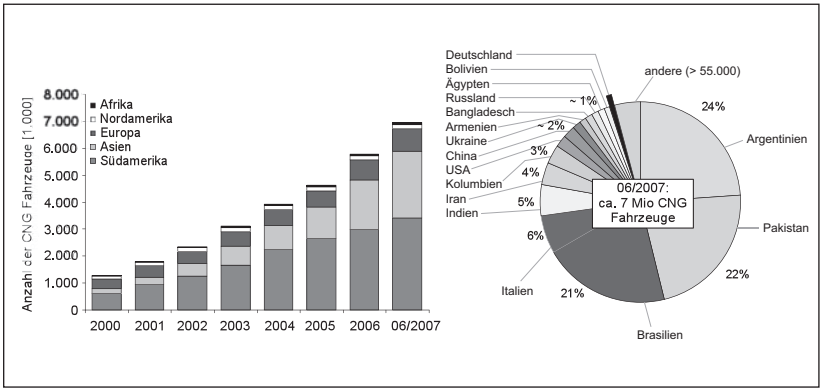


Abb. 2: Erdgasnutzung als Kraftstoff weltweit (Darstellung nach [3])

Ausgehend von den dargestellten vielversprechenden Perspektiven für Biomethan als Kraftstoff werden nachfolgend aufbauend auf den Bereitstellungsoptionen für Biomethan ausgehend vom Stand im Jahr 2005 die kurz-, mittel- und langfristigen Entwicklungsperspektiven für die unterschiedlichen Pfade vorgestellt und im Anschluss hinsichtlich der Bereitstellungskosten und Umwelteffekte analysiert und bewertet.

2. Bereitstellungsoptionen für Biomethan

Die Erzeugung von Biomethan kann durch bio-chemische Umwandlung zu Biogas (d. h. anaerobe Vergärung) wie auch durch die thermochemische Konversion zu Bio-SNG (d. h. auf Basis der Biomassevergasung) erfolgen (Abb. 3).

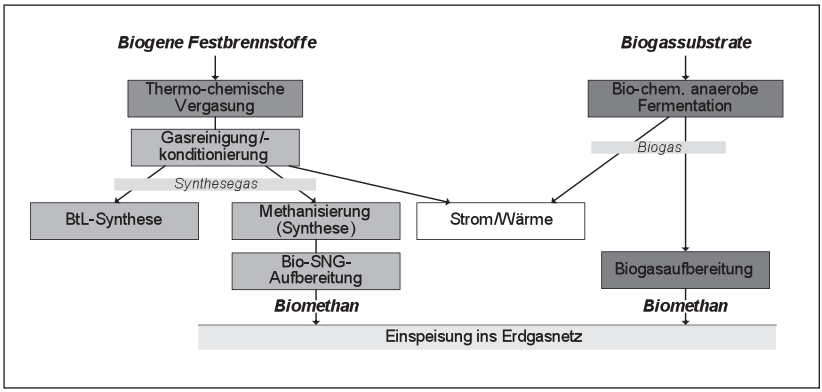


Abb. 3: Biomethanbereitstellungsoptionen

Dabei unterscheiden sich die Erzeugungstechnologien für Biogas und Bio-SNG in vielerlei Hinsicht, wie es überblickshaft in nachstehender Tab. 1 gegenübergestellt ist. Um Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen zu können, sind vielfältige Verfahrensschritte notwendig. Dabei nimmt die Reinigung bzw. Aufbereitung der Gase auf Erdgasqualität eine ebenso bedeutende Rolle ein wie die Druckerhöhung des einzuspeisenden Gases auf den vorherrschenden Druck in der Erdgasleitung. Außerdem muss der Biomethantransport zur eigentlichen Einspeisestelle sichergestellt werden. Mit der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist es möglich, den

Ort der Gasnutzung vom Ort der Gasproduktion zu entkoppeln. Dies ermöglicht u. a. die Versorgung von Gebieten mit hoher Nachfrage nach erneuerbaren Brenn- bzw. Treibstoffen und die zentrale und damit effiziente Nutzung dezentral anfallender Biomassen.

Tab. 1: Charakteristika der Biomethanoptionen

	Basis Bio-SNG	**Basis Biogas**
Geeignete Rohstoffe	Biogene Festbrennstoffe, vorrangig holzartige Rohstoffe (Wald-, Industrierestholz, Kurzumtriebsholz) und Stroh	Biogassubstrate (flüssig bzw. pastös, zunehmend feste), Gülle, zunehmend nachwachsende Rohstoffe (Mais-, Grassilage) und Reststoffe
Rohstoffbedarf	ca. 3.500 t Frischmasse pro Jahr je $MW_{Biomethan}$	ca. 15.000 t Frischmasse pro Jahr je $MW_{Biomethan}$
Transportfähigkeit des Rohstoffs	grundsätzlich gegeben, teils angepasste Logistikkonzepte notwendig	i. d. R. begrenzt (5 bis 30 km bei Straßentransport), für Energiepflanzen bis zu 100 km
Technologiestatus	1. Demonstrationsanlage (1 $MW_{Biomethan}$) in 2008, kommerzielle Verfügbarkeit ca. 2015	Kommerziell verfügbar
F&E-Bedarf	Weiterentwicklung und Upscaling der Biomassevergasung, Gasreinigung/-konditionierung für geeignetes Synthesegas, Up-/Downscaling der Methanisierung (Synthese) und Erprobung der Katalysatorstandzeiten, effizientes Zusammenspiel der Systemkomponenten, Demonstration der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit, Kostenreduktion und Implementierung	Optimierung von Steuerung und Regelung des Biogasprozesses und der Gärrestaufbereitung, Upscaling Biogasanlagen, Optimierung der Biogasreinigung und Einspeisung ins Erdgasnetz, Kostenoptimierung und Implementierung
(Erwartete) Anlagenkapazität	großer Leistungsbereich mit ca. 20 bis 340 $MW_{Biomethan}$ (entspricht etwa 16 bis 260 Mio. Nm^3/a)	kleiner Leistungsbereich mit ca. 1 bis 10 $MW_{Biomethan}$ (entspricht etwa 0,77 bis 7,8 Mio. Nm^3/a)

3. Analyse und Bewertung der zukünftigen Entwicklungsperspektiven

Für das Aufzeigen zukünftiger Entwicklungsperspektiven der Biomethanbereitstellung (z. B. für eine mobile Nutzung im Verkehrssektor) wurden für die Optionen Biomethan aus Biogas und Bio-SNG jeweils die unter den heutigen Gesichtspunkten vielversprechenden Technikfortschritte in die jeweiligen Referenzkonzepte integriert, welche im Anschluss daran sowohl hinsichtlich der Bereitstellungskosten und der mit der Bereitstellung verbundenen klimarelevanten Umweltwirkungen analysiert und bewertet werden.

3.1. Referenzkonzepte

Zur Dokumentation der aus heutiger Sicht möglichen technischen Weiterentwicklungsperspektiven für die Bereitstellung von Biomethan auf der Basis von Biogas und Bio-SNG wurden ausgehend vom Stand der Technik 2005 für den zukünftigen kurz-, mittel- bis langfristigen Zeithorizont unter Berücksichtigung des jeweilig möglichen Technikfortschritts der einzelnen Systemkomponenten zur Produktion methanreicher biogener Gase und deren Aufbereitung auf Erdgasqualität (vgl. u. a. Abb. 3) jeweils Referenzkonzepte entwickelt (Abb. 4 f.), entsprechend ihrer Stoff- und Energieströme bilanziert und (teils) modelliert. Dabei wurden jeweils die auf der Basis der heutigen Erkenntnisse wahrscheinliche Rohstoffbasis und die damit verbundenen Stoff- und Energieströme (inkl. der Biomasselogistik für die Bereitstellung der Substrate und Brennstoffe) betrachtet, verschiedene Effizienzsteigerungen von Anlagenkomponenten innerhalb der Biomethanproduktion sowie ein Upscale der Anlagenkapazitäten. Mit Ausnahme der Referenzkonzepte für 2005 ist bei allen Konzepten unterstellt, dass den Anforderungen an den Biomethanschlupf bei der Aufbereitung der methanreichen biogenen Gase auf Erdgasqualität entsprechend über die eingesetzten Verfahren und/oder das anfallende Schwachgas mit entsprechenden Abgasnachbehandlungssystemen (z. B. mit kommerziell erhältlichen Floxbrennern oder mittels autothermer Oxidation) umgesetzt wird.

Biomethan aus Biogas. Abb. 4 zeigt die Referenzkonzepte für die Biomethanproduktion und -bereitstellung auf der Basis von Biogas.

Die aktuellen Konzepte entsprechen weitestgehend den heute umgesetzten Biomethananlagen in der Praxis auf der Basis landwirtschaftlicher Roh- und Reststoffe. Zum Einsatz kommen im Wesentlichen Maissilage und Gülle in verschiedenen Mischungen mit kleineren Anteilen an Getreideganzpflanzensilage und Getreidekörnern. Die Leistungsgröße orientiert sich an den üblicherweise errichteten Anlagen, die eine Methanproduktionsleistung von rund 1.000 Nm^3/h aufweisen. Zur Biogasaufbereitung werden die bewährten Verfahren der Druckwechseladsorption und der Druckwasserwäsche angewendet. Die Gärreste werden nach einer Fest/Flüssig-Separation als wertvoller Dünger auf landwirtschaftlichen Flächen ohne eine weitere Behandlung verwertet.

Für die kurzfristigen Konzepte wird angenommen, dass eine Weiterentwicklung sowohl der Vergärungs- als auch der Aufbereitungstechnik in der Praxis zur Anwendung kommt. Ausgehend von den heutigen Erfahrungen wird es darüber hinaus möglich sein, größere Anlagen (in etwa mit der doppelten Kapazität) zu errichten und zu betreiben, die auch aus diesem Grund leichte Effizienzgewinne aufweisen. Der Substrateinsatz wird sich von der Gülle weiter hin zu größeren Anteilen nachwachsender Rohstoffe verschieben, da die Güllepotenziale zukünftig weiter ausgeschöpft werden. Hinsichtlich der Gasaufbereitung wird angenommen, dass die Aminwäsche so weit optimiert wurde, dass eine breitere Anwendung erfolgt (was sich heute im Markt bereits abzeichnet).

Die mittelfristigen Konzepte gehen vor Allem von einer weiteren Zentralisierung der Biogasproduktion in großen Einheiten von einer weiteren Effizienzsteigerung bei der Biogasproduktion (durch bessere Kenntnis sowie Kontrolle der mikrobiellen Zusammenhänge und Technologieentwicklung) als auch der Biogasaufbereitung aus. Als Substrate kommen abnehmende Gülleanteile in optimierten Kombinationen von nachwachsenden Rohstoffen und Abfällen bzw. Reststoffen zum Einsatz. Die eingesetzten Technologien sind weitestgehend die gleichen wie bei den kurzfristigen Konzepten mit dem Unterschied, dass bei einer Konzeption der Wärmebedarf der Aminwäsche des Biogases durch Verbrennung der festen Fraktion der Gärreste gedeckt wird und zusätzlich ein Wärmeüberschuss zur Verfügung steht.

Für die langfristigen Konzepte können aus heutiger Sicht noch keine stark veränderten Substratzusammensetzungen und Technologien erwartet werden. Weitere geringe Optimierungen sind aber bei Prozessbiologie der Biogaserzeugung und der Anlagen-Gesamt-Technologiepfade zu

erwarten.

Mit Bezug auf die einzuspeisenden Biomethanmengen erfolgt die Einspeisung bei einem Netzdruck von 16 bar, der Distribution und Ausspeisung an einer typischen Erdgas-/Biomethantankstelle und dortige Komprimierung auf 250 bar für die Biomethanabgabe an den Endverbraucher (respektive das CNG-Fahrzeug) unabhängig von der Zeitachse der Betrachtung.

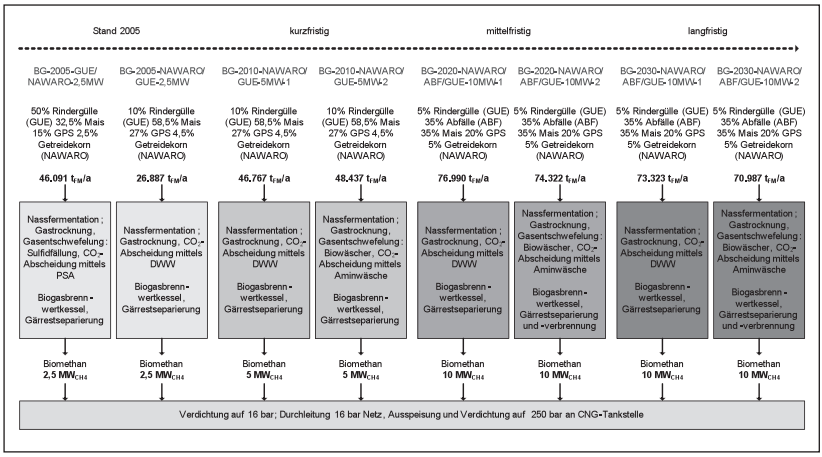


Abb. 4: Referenzkonzepte Biomethan auf der Basis Biogas

Biomethan durch thermo-chemische Konversion. Der thermo-chemische Konversionsprozess von biogenen Festbrennstoffen in Biomethan gliedert sich im Wesentlichen in die fünf Prozessschritte: (i) Trocknung, (ii) Vergasung, (iii) Gasreinigung, (iv) Methanisierung und (v) Gasaufbereitung. Dabei wird die Biomasse nach der Trocknung in einem Vergaser mit Hilfe eines Vergasungsmittels (z. B. Wasserdampf, Sauerstoff, etc.) in Gas mit den Hauptbestandteilen CO_2, CO, H_2O, H_2 und – je nach Vergasungsverfahren – CH_4 umgewandelt. Da das Gas zusätzlich noch diverse Verunreinigungen wie Partikel, Teere, Schwefelverbindungen, Stickstoffverbindungen und Halogene enthält, ist vor der Methansynthese eine Gasreinigung notwendig. Anschließend werden Wasserstoff und Kohlenmonoxid des gereinigten Gas im Synthesereaktor katalysatorgestützt zu Methan und Wasser umgesetzt (Methanisierung). Um das aus der Synthese austretende, stark methanreiche Gas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, findet

abschließend eine Gasaufbereitung statt, bei der das Gas im Wesentlichen getrocknet und von CO_2 befreit wird.

Die in Abb. 5 dargestellten Konzepte zeigen verschiedene Möglichkeiten zur Umsetzung der thermo-chemischen Prozesskette zur Erzeugung von Biomethan. Als kurzfristige Konzepte sind dabei exemplarisch zwei Konzepte mit einer Brennstoffwärmeleistung von etwa 30 MW aufgeführt. Entsprechend den Konzepten wird die Biomasse in einem allothermen Wirbelschichtvergaser vergast, Das Produktgas wird in einem precoatisierten Filter von Partikeln und teilweise von Teer befreit. Der restliche Teer wird anschließend mit einem RME-basierten Wäscher entfernt. Katalysatorschädliche Schwefelverbindungen werden durch ein Aktivkohle- und ein ZnO-Bett adsorbiert. Die Methansynthese findet in einem Wirbelschichtreaktor statt und das austretende Gas wird durch Kondensation und mit Hilfe von Triethylenglycol (TEG) getrocknet sowie in einer Aminwäsche von CO_2 befreit.

Mittelfristig sind exemplarisch zwei Konzepte mit einer Brennstoffwärmeleistung von etwa 100 MW dargestellt, wobei das erste Konzept (SNG-2020-KUP/WRH-75MW-1) in Bezug auf die verwendeten Komponenten dem kurzfristigen Konzept 1 (SNG-2010-WRH-22MW-1) gleicht. Das zweite mittelfristige Konzept (SNG-2020-KUP/WRH/STR-77MW) ist durch eine modifizierte Vergasung – die sogenannte AER-Vergasung (Absorption Enhanced Reforming) – charakterisiert, bei der spezielles Bettmaterial verwendet wird. Mit Hilfe dieser Vergasung sind hohe H_2- und CH_4-Erträge im Produktgas realisierbar und – aufgrund geringerer Vergasungstemperaturen Biomassen mit niedrigen Ascheschmelzpunkten, wie z. B. Stroh, einsetzbar. Dementsprechend sind auch die Methanisierung und Gasaufbereitung dieses Prozesses adaptiert. Durch den hohen H_2-Gehalt im Produktgas kann in den Festbettreaktoren der Methanisierung zusätzlich CO_2 (mit H_2) zu CH_4 und Wasser umgewandelt werden. Eine CO_2-Entfernung nach der Methanisierung ist daher nicht notwendig.

Die langfristigen Konzepte sind auf eine Brennstoffwärmeleistung von 500 MW ausgelegt. Das erste langfristige Konzept (SNG-2030-WRH/KUP/STR-380MW) entspricht in Bezug auf die eingesetzten Komponenten, wie auch Konzept „SNG-2020-KUP/WRH-75MW“, dem kurzfristigen Konzept „SNG-2010-WRH-22MW-1“. Im zweiten langfristigen Konzept (SNG-2030-KUP/WRH/STR-293MW) wird die Biomasse in einem Flugstromvergaser vergast. Um diesen Einsatz zu ermöglichen, muss die Biomasse zunächst pyrolytisch zersetzt werden. Nach der Vergasung,

Filterung und Konditionierung in einem Shift-Reaktor (zur Einstellung des für die Synthese notwendigen H_2/CO-Verhältnisses) wird das Gas in einer Rectisol-Wäsche von CO_2 und H_2S befreit. Die Methanisierung (Synthese) erfolgt anschließend in Festbettreaktoren. Eine CO_2-Entfernung nach der Methanisierung ist nicht mehr notwendig.

Mit Bezug auf die einzuspeisenden vergleichsweise größeren Biomethanmengen erfolgt die Einspeisung bei einem Netzdruck von 30 bar (2010) respektive 70 bar, der Distribution und Ausspeisung bei ca. 16 bar an einer typischen Erdgas-/Biomethantankstelle und dortige Komprimierung auf 250 bar für die Biomethanabgabe an den Endverbraucher (respektive das CNG-Fahrzeug).

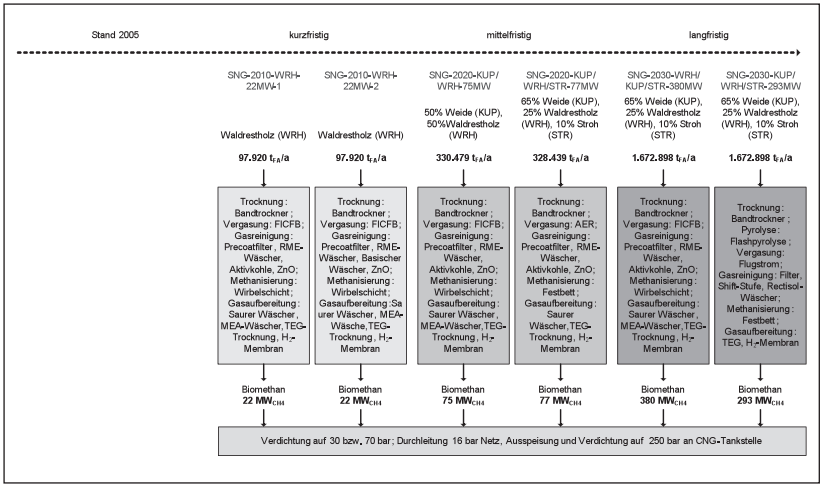


Abb. 5: Referenzkonzepte Biomethan auf der Basis Bio-SNG

3.2. Ökonomische Kenngrößen

Entscheidend für eine erfolgreiche Marktimplementierung von Biomethan als Kraft- und Treibstoff sind die Bereitstellungs- respektive -gestehungskosten. Diese werden nachfolgend für die einzelnen Referenzkonzepte untersucht.

Kostenkalkulationsmodell. Die Ermittlung der spezifischen Biomethangestehungskosten erfolgt über ein spezifisches Berechnungsmodell auf Basis der VDI-Norm 6025 / 2067 [7] [8] (Abb. 6).

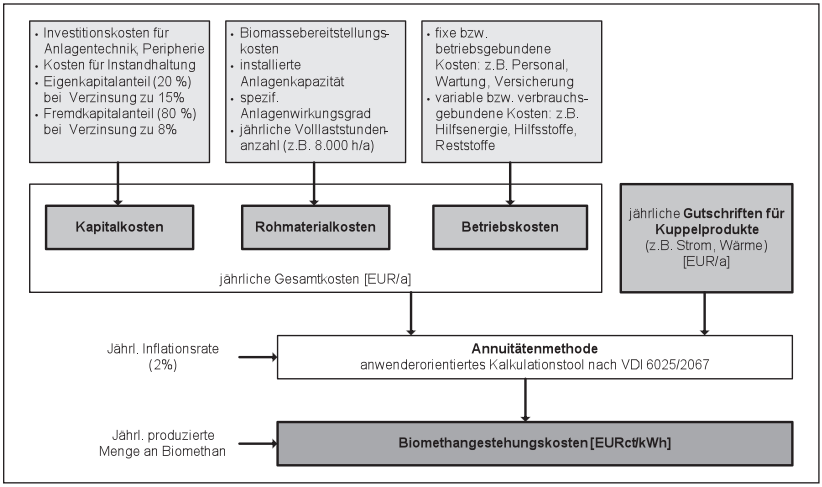


Abb. 6: Kalkulationsmodell für Ermittlung der spezifischen Biomethangestehungskosten

Die Gestehungskosten werden darin über die sog. dynamische Annuitätenmethode berechnet. Dabei werden abhängig von dem jeweiligen Referenzkonzept die spezifischen jährlichen Kapitalkosten (auf Basis der Investitionskosten und der finanzmathematischen Rahmenannahmen), jährlichen Rohmaterialkosten (hier Biogassubstrate bzw. Festbrennstoffe) sowie Betriebs- und Hilfsenergiekosten den möglichen jährlichen Gutschriften für Kuppelprodukte (u. a. Wärme und Strom) frei Anlage gegenübergestellt. Abhängig von der jährlichen Biomethanproduktionsmenge frei Erdgasnetz ergeben sich daraus die spezifischen Gestehungskosten bezogen auf die Energieeinheit (d. h. EURct/kWh$_{Biomethan}$). Grundlage für die vergleichende Gegenüberstellung der Referenzkonzepte aller betrachteten Zeithorizonte sind die aktuellen Rahmenbedingungen (Basisjahr 2008). Dabei wird für alle Referenzkonzepte eine kalkulatorische Betrachtungsdauer von 15 Jahren zugrunde gelegt, die gleichzeitig Abschreibungsdauer ist. Für die kapital-, verbrauchs-, betriebsgebundenen und sonstigen Zahlungen wird eine durchschnittliche jährliche Inflationsrate von 2 %

angesetzt. Spezifische Steuern (z. B. im Hinblick auf Abschreibungsraten) finden für die Ermittlung der Kraftstoffgestehungskosten keine Berücksichtigung. Das Gleiche gilt für sonstige Subventionen (z. B. Investitionszulagen, zinsgünstige Darlehen) und den Aufwand für die Anlageninbetriebnahme.

Basisdaten. Die jeweils zugrunde gelegten Kostenparameter and Basisdaten für die Ermittlung der Gestehungskosten sind in Abb. 7 zusammengefasst. Die Ermittlung kapazitätsspezifischer Anlagenkosten erfolgte über eine Skalierung auf Basis bekannter Datengrundlagen (z. B. durch Angebote, Kenntnisse von vorhandenen Anlagen, vorhandene Studien und Untersuchungen) unter Einbeziehung der üblichen Regressionsfaktoren für verfahrenstechnische Anlagen (Größenordnungen 0,70 bis 0,95 [6]). Für die Rohmaterialkosten von den Biogassubstraten wie Gülle und Bioabfall wurden vereinfacht die Bereitstellungskosten an die Biomethananlage unterstellt, bei allen anderen Substraten und Festbrennstoffen inkludieren die Bereitstellungskosten ebenso die Produktions- respektive Verfügbarmachungskosten.

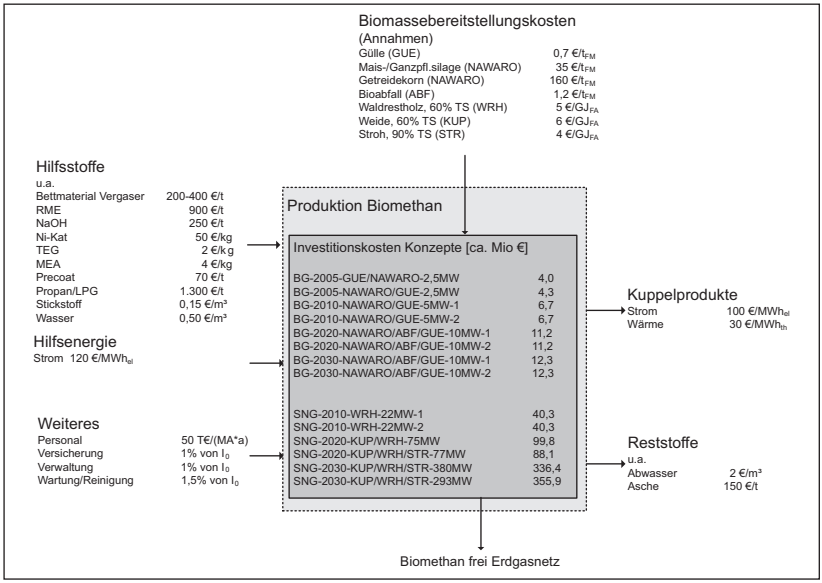


Abb. 7: Basisdaten für Kostenkalkulation

Ergebnisse. Die unter Berücksichtigung der o. g. Basisdaten kalkulierten Biomethangestehungskosten der einzelnen Referenzkonzepte aufgeschlüsselt nach den o. g. Kostenkomponenten (vgl. Abb. 6) und die für die jeweiligen Zeithorizonte statistisch respektive prognostisch verfügbaren Grenzübergangspreise für Erdgas sind in Abb. 8 dargestellt.

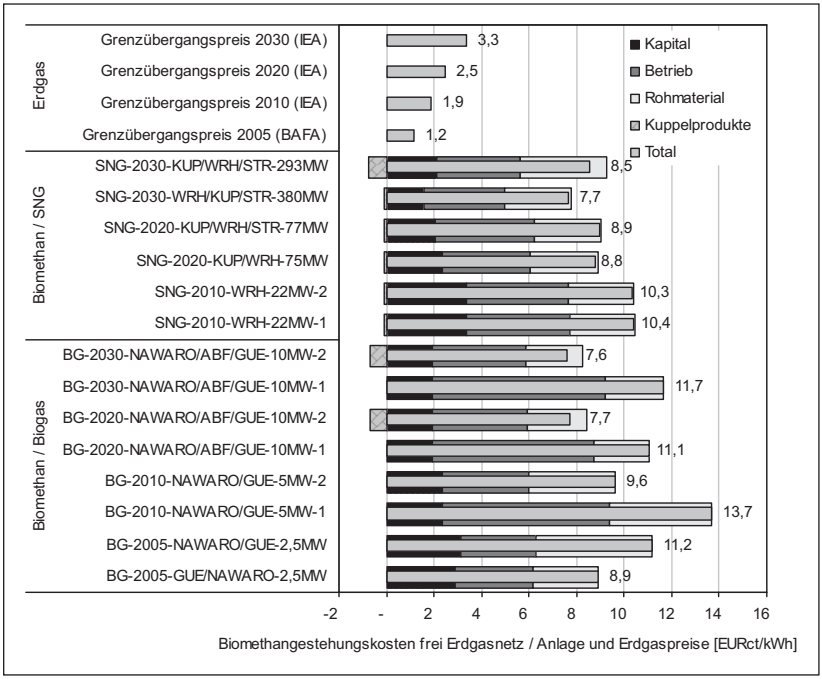


Abb. 8: Biomethangestehungskosten der einzelnen Referenzkonzepte und Erdgasgrenzübergangspreise

Hierbei wird deutlich, dass die im Vergleich zu Erdgas deutlich höheren Biomethangestehungskosten im Mittel auf einem ähnlichen Kostenniveau (Biomethan-Biogaskonzepte 7,6 bis 13,7 EURct/kWh, Bio-SNG-Konzepte 7,7 bis 10,4 EURct/kWh) liegen. Mit wenigen Ausnahmen sind im Wesentlichen die Betriebskosten der ausschlaggebende Kostenparameter. Für die zukünftigen Zeithorizonte sind dabei trotz höherer Gesamteffizienzen der Gesamtkonzepte und geringerer spezifischer Investitionskosten (siehe Kostenanteil Kapitalkosten in Abb. 8) aus heutiger Sicht keine signi-

fikanten spezifischen Reduktionen der Biomethangestehungskosten zu erwarten. Kostenreduktionspotenziale bieten hierbei bislang unberücksichtigte Erfahrungs- respektive Lernkurveneffekte.

Innerhalb der Biomethan-Biogaskonzepte schneiden die Konzepte besonders günstig ab, welche für die Biogasaufbereitung zu Biomethan Aminwäschen einsetzen und zudem separierte Gärreste einer Verbrennung mit dem Ziel der KWK-Erzeugung zuführen und damit verbundene Gutschriften für Kuppelprodukte erwirtschaften (vgl. Abb. 4).

Innerhalb der Biomethan-Bio-SNG-Konzepte zeigen die kurz- und mittelfristigen Konzepte trotz unterschiedlicher Technologieansätze (z. B. Gasreinigung, Biomassevergasung) jeweils keine signifikanten Unterschiede in den Biomethangestehungskosten; hingegen liegen bei den langfristigen Konzepten die Gestehungskosten bei Einsatz von Pyrolyseprodukten in der Flugstromvergasung im Vergleich zur Wirbelschichtvergasung (vgl. Abb. 5) infolge geringerer Gesamteffizienz und vergleichsweise höheren Kosten für die Investition (vgl. Abb. 7) trotz Erlöse für ausgekoppelte Nutz- respektive Fernwärme höher.

Ergänzend hierzu sind in Abb. 9 exemplarisch für die kurzfristigen Referenzkonzepte BG-2010-NAWARO-GUE-5MW-2 (vgl. Abb. 4) und SNG-2010-WRH-22MW-2 (vgl. Abb. 5) die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse wiedergegeben, welche der Identifizierung der wesentlichen die Geste-

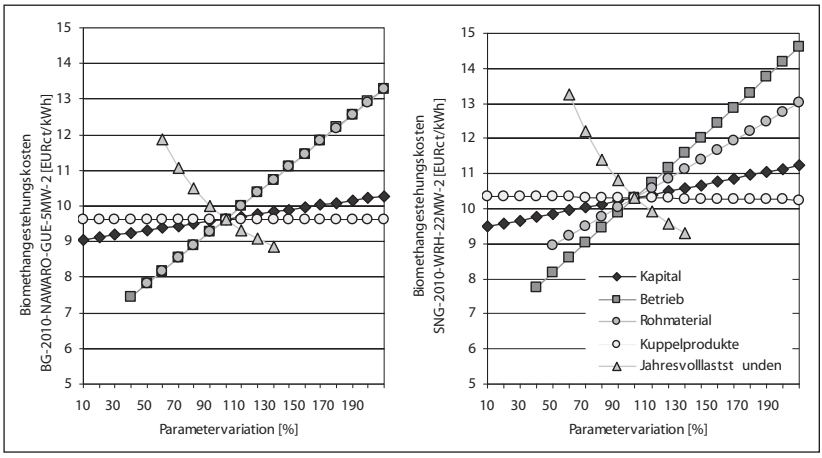


Abb. 9: Exemplarische Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen für ausgewählte Referenzkonzepte

hungskosten beeinflussenden Kostenkomponenten (u. a. Investition, Betriebskosten, Rohmaterial, Anlagenauslastung) dient und eine Einschätzung der Auswirkungen möglicher Unsicherheiten und abweichender Randannahmen (z. B. unter zukünftigen Bedingungen) erlaubt. Demnach sind die Erlöse für Kuppelprodukte und die Kapitalkosten eher von untergeordneter Bedeutung, während insbesondere die Betriebskosten und die Rohstoffkosten entscheidend sind. Gleichwohl gilt selbiges für die jährliche Anlagenauslastung.

Vergleich mit anderen Biokraftstoffoptionen. Abschließend erfolgt eine vergleichende Einordnung der Biomethangestehungskosten zu den Gestehungskosten anderer Biokraftstoffoptionen, wie sie in Abb. 10 dargestellt ist.

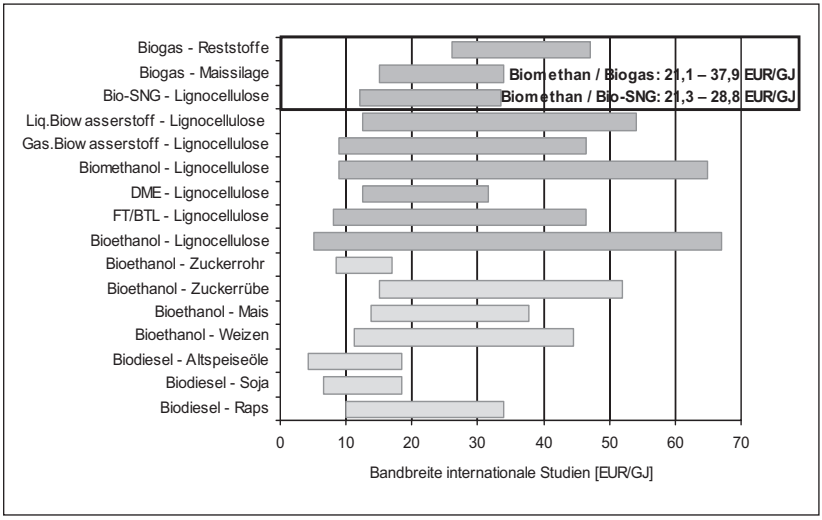


Abb. 10: Vergleich von Biomethangestehungskosten zu anderen Biokraftstoffgestehungskosten (internationale Bandbreite)

Darüber hinaus zeigt beispielsweise der Vergleich der Gestehungskosten von Biomethan mit denen von zukünftigen BTL-Kraftstoffen (z. B. Fischer-Tropsch-Diesel), dass für letztgenannten die Gestehungskosten bei Berücksichtigung annähernd gleicher Randbedingungen und gleicher Rohstoffkosten (4 bis 6 €/GJ_{FA}) je nach BTL-Konzept mit ca. 23 bis 42 €/GJ tendenziell teils deutlich höher liegen können (vgl. [5] [9]).

3.3. Ökologische Kenngrößen

Mit Blick auf die gegenwärtig diskutierte Anrechnung von Biomethan als Kraftstoff auf die Biokraftstoffquote und den damit einhergehenden Forderungen nach Nachhaltigkeit und Treibhausgasminderung dürfte neben den ökonomischen Kenngrößen auch eine günstige Klimabilanz dem Markt entscheidende Impulse geben.

Methodik. Für die ökologische Bewertung der hier betrachteten Biomethanpfade soll das Instrument der Ökobilanzierung (auch Life Cycle Analysis, LCA) zum Einsatz kommen. Für die Erstellung einer solchen Bilanz existieren die international gültigen Normen ISO 14040 und ISO 14044.

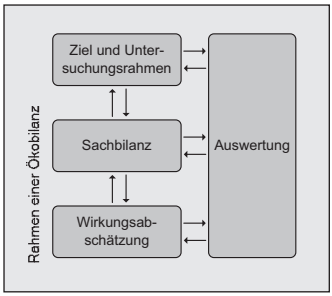


Abb. 11: Methodischer Ansatz

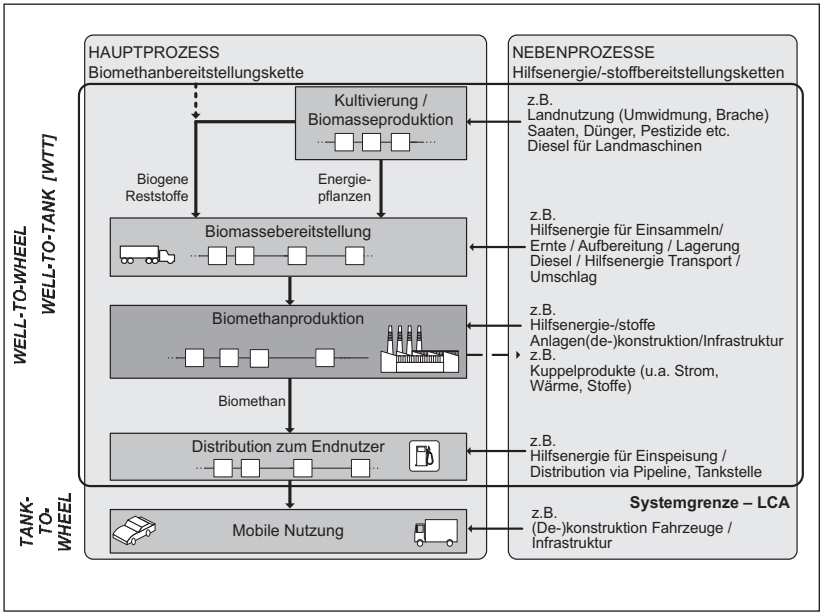


Abb. 12: Untersuchungsrahmen für Sachbilanz

Dazu wird der gesamte Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung und -gewinnung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um alle mit diesem Produkt verbundenen Effekte zu erfassen; dies gilt ebenso für alle in diesem Lebensweg verwendeten anderen Produkte.

Als Bilanzierungsrahmen wird die Bereitstellung von Biomethan ausgehend vom Anbau der Biomasse über die Konversion bis zur Bereitstellung einschließlich der Distribution und Logistik. Es ergeben sich für die Prozesskette zur Biomethanerzeugung folgende Prozessschritte sowie notwendige Informationen:

- **Rohmaterialproduktion.** Art der eingesetzten Rohmaterialien (Biogassubstrate, biogene Festbrennstoffe) sowie Anfall-/Produktionsort und etwaige Bedingungen (d. h. u. a. Einsatz von Düngemitteln, Maschineneinsatz, etwaige Landnutzungsänderungseffekte)
- **Biomassebereitstellung.** Logistikkonzepte für die Anlieferung der Rohmaterialien frei Biomethananlage (Lagerung, Umschlag, Lkw, Bahn, Schiff)
- **Vorbehandlung, Rohmaterialkonversion, Aufbereitung bis zum Endprodukt Biomethan.** Detaillierte Kenntnisse u. a. zu Stoff- und Energiebilanzen der Biomethananlagen, Anlagenauslastung, Materialaufwendungen und Lebensdauer der Anlagenkomponenten.
- **Distribution zum Endnutzer.** Einspeisung ins Erdgasnetz, Distribution an die Tankstelle

Für alle Stufen der Prozesskette sind Input-/Outputströme von Energie oder Hilfs-respektive Einsatzstoffen notwendig. Die Bilanzierung erfolgt in Anlehnung an die gültigen ISO-Normen für Ökobilanzen. Kuppelprodukte werden mittels Gutschrift berücksichtigt. Als funktionelle Einheit wird für die Biomethanbereitstellung 1 $GJ_{Biomethan}$ definiert.

Ergebnisse. Die entsprechend der vorhergehend erläuterten Methodik der Ökobilanzierung berechneten klimarelevanten Emissionen der einzelnen Referenzkonzepte sind zusammengefasst in CO_2-Äquivalenten und bezogen auf 1 $GJ_{Biomethan}$ nachfolgend in Abb. 13 dargestellt.

Hierbei zeigt sich, dass sowohl für die kurzfristigen als auch für die mittel- und langfristigen Konzepte die Werte für Biomethan aus Biogas und Biomethan aus Bio-SNG in ähnlichen Bandbreiten liegen, mit jeweils leichten Vorteilen auf Seiten der SNG-basierten Konzepte. Die augenscheinlich signifikantesten Unterschiede innerhalb der einzelnen Konzepte der

beiden Bereitstellungsoptionen zeigen sich im Bereich der Gutschriften. So weist der Biomethanpfad auf Basis von 50 % Gülle geringere Emissionen auf, da für den Einsatz von Gülle Gutschriften für vermiedene Methanemissionen, die bei der konventionellen Güllelagerung und -ausbringung auftreten, erfolgen. Ebenfalls günstig wirkt sich die aus der Gärrestverbrennung resultierende Stromgutschrift auf die klimarelevanten Emissionen der entsprechenden Biomethan-Biogaskonzepte aus. Die für die Bio-SNG-Pfade gegebenen Emissionsgutschriften für Nutzwärme ergeben sich u. a. aus der überschüssigen Prozesswärme der stark exothermen Methanisierung. Die größte Gutschrift hat daher das Konzept, welches für die Aufbereitung eine Rectisol-Wäsche einsetzt, da hierfür ein wesentlich niedrigerer Wärmebedarf besteht als für die sonst verwendeten Amin-Wäschen.

Während sich für Biomethan aus Bio-SNG der Prozess Konversion/ Biomethanproduktion als entscheidender Parameter darstellt, haben bei der Erzeugung von Biomethan aus Biogas sowohl Konversion als auch Rohstoffbereitstellung einen gleichermaßen großen Einfluss auf die Höhe der THG-Emissionen.

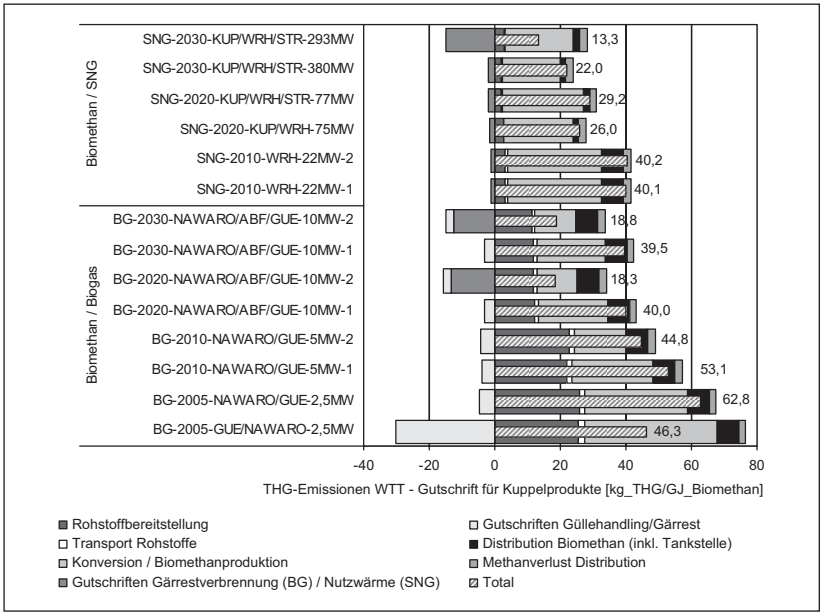


Abb. 13: Ökologische Kenngrößen – THG Emissionen WTT

Die in Abb. 14 dargestellten Werte für das Treibhausgaspotenzial der Rohstoffbereitstellung beinhalten neben den Anbauemissionen auch die Emissionen, die mit der Aufbereitung der Rohstoffe und deren Transport zur Konversionsanlage verbunden sind.

Aufgrund des Einsatzes von Waldrestholz, Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen und Stroh fallen die klimarelevanten Emissionen der Rohstoffbereitstellung für die thermo-chemischen Umwandlungsprozesse wesentlich geringer aus, als die der Rohstoffbereitstellung der bio-chemischen Biogasprozesse. Innerhalb der Biomethan-Biogaskonzepte schneiden die Konzepte günstig ab, die neben Gülle und Energiepflanzen auch Abfälle als Substrat einsetzen.

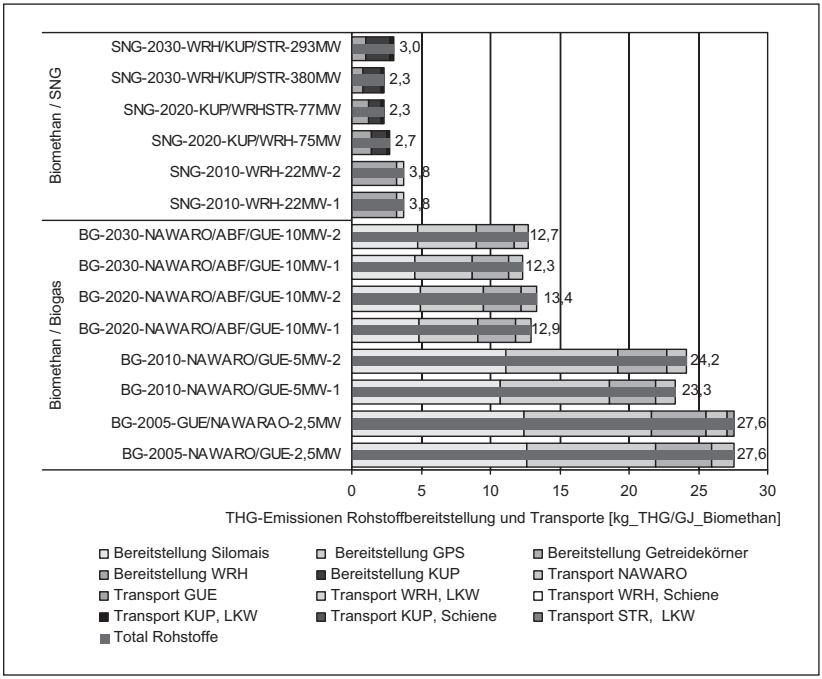


Abb. 14: Ökologische Kenngrößen: THG-Emissionen Auszug Rohstoffe

Neben dem Anbau der Biomasse hat wie vorhergehend beschrieben der Betrieb der Konversions- und Methanaufbereitungsanlagen einschließlich der erforderlichen Hilfs- und Betriebsmittel einen wesentlichen Anteil

an den THG-Emissionen. Bei der Bewertung der betrachteten Konversionspfade werden weiterhin die Methanemissionen aus dem Anlagenbetrieb (betrifft die Biogasanlagen) und aus der Aufbereitung zu Biomethan miteinbezogen.

In welchem Umfang klimarelevante Emissionen bei der Konversion auftreten, ist in Abb. 15 dargestellt. Ein Blick auf die Grafik zeigt, dass sowohl der Strombedarf als auch, insbesondere bei den SNG-basierten Pfaden, der Einsatz von Katalysator- und Hilfsstoffen den größten Anteil an den Klimagasemissionen haben, die den Konversionsprozessen zugeordnet werden.

Zwischen den Biomethan-Biogaskonzepten weisen die Pfade geringere klimawirksame Emissionen auf, die für die Biogasaufbereitung zu Biomethan Aminwäschen einsetzen. Diese benötigen weniger Strom als die sonst verwendeten Druckwasserwäschen, der erhöhte Wärmebedarf wird durch Rohgasverbrennung in einem Gasbrennwertkessel bzw. die Gärrestverbrennung gedeckt.

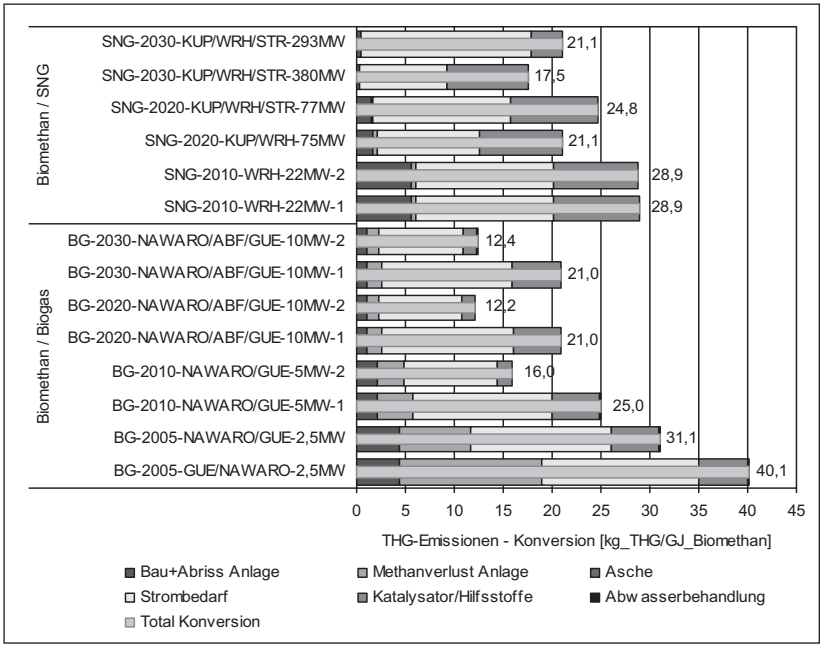


Abb. 15: Ökologische Kenngrößen: THG-Emissionen – Konversion

Einordnung der Ergebnisse im internationalen Studienvergleich. Um die bilanzierten Treibhausgasemissionen besser einordnen zu können, werden die Ergebnisse der betrachteten Biomethankonzepte vergleichend internationalen Studienergebnissen in Abb. 16 gegenübergestellt.

Sowohl die Werte der kurzfristigen als auch die der mittel- und langfristigen Konzepte beider Biomethanbereitstellungsoptionen liegen in der Bandbreite der zum Vergleich herangezogenen Studien.

Mit Blick auf die vorgesehenen Forderungen der geplanten EU-Direktive weist ein großer Teil der Biomethankonzepte ein hohes Treibhausgas-

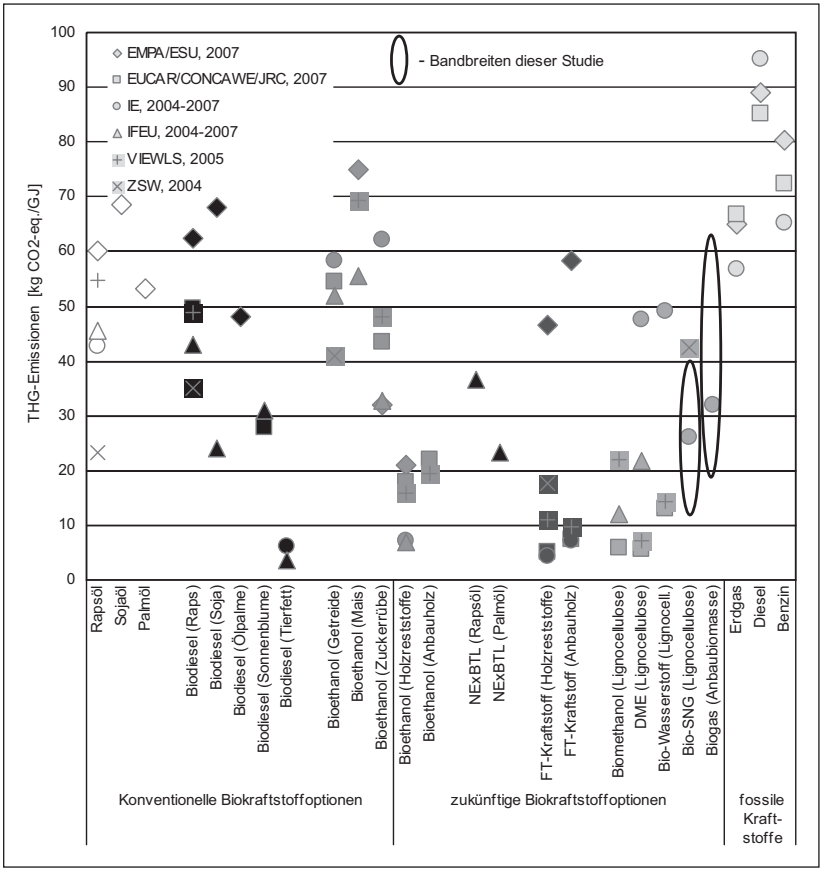


Abb. 16: Vergleich internationale Studien

minderungspotenzial auf. Die klimarelevanten Emissionen der entsprechenden Pfade liegen teilweise weit unter den geforderten 35 % Treibhausgaseinsparung gegenüber dem fossilen Referenzsystem.

4. Zusammenfassung

Biomethan als Erdgassubstitut bietet die Möglichkeit, Bioenergie in einem etablierten Anwendungsfeld mit vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten einzusetzen. Mit Biomethan auf der Basis von bio-chemisch erzeugtem Biogas und auf der Basis von thermo-chemisch erzeugtem Bio-SNG sind mittelfristig zwei leistungsfähige technische effiziente Optionen vorhanden, die es ermöglichen Biomethan in nennenswertem Umfang bereitzustellen. Durch eine jeweils unterschiedliche Rohstoffbasis und unterschiedliche erwartete Anlagenkapazitäten kann durch die Kombination von Biogas- und Bio-SNG-Anlagen eine effiziente und umfassende Nutzung der vorhandenen Rohstoffe erreicht werden. Die Technologien für die Aufbereitung methanreicher biogener Gase, Einspeisung, Distribution und Nutzung (beispielsweise als Biokraftstoff) von Biomethan sind ebenfalls verfügbar und für Biomethan aus Biogas bereits in kommerziellen Anlagen im Einsatz.

Im obigen Beitrag erfolgte die ökonomisch-ökologische Analyse und Bewertung verschiedener Biomethanreferenzkonzepte, welche – ausgehend vom Stand der Technik 2005 – die kurz-, mittel- und langfristigen technischen Entwicklungsperspektiven der Biomethanbereitstellung unter Berücksichtigung der aus heutiger Sicht vielversprechenden und wahrscheinlichen Fortschritte aufzeigen. Dabei wird im Ergebnis deutlich, dass bei entsprechend gezielter technologischer Weiterentwicklung perspektivisch Biomethangestehungskosten aus gegenwärtiger Sicht (d. h. zunächst ohne Berücksichtigung von Kostenreduktionspotenzialen durch Erfahrungs- respektive Lernkurveneffekte für innovative Technologien) nur geringfügig reduziert werden können, gleichzeitig aber vergleichsweise höhere THG-Minderungspotenziale erschlossen werden können, wobei der jeweils entscheidende Einfluss in der Rohstoffbereitstellung und der Konversion liegt. Perspektivisch von zunehmendem Interesse werden dabei die im Vergleich zu den zu substituierenden fossilen Referenzen die THG-Minderungskosten respektive die gutzuschreibenden Pönale für fossiles THG sein.

Im Vergleich zu anderen Biokraftstoffoptionen verfügt Biomethan über vielversprechende Produktionskosten und THG-Minderungspotenziale. Ungeachtet dessen sind für eine erfolgreiche Marktimplementierung von Biomethan weitere, umfassende F&E-Aktivitäten erforderlich. Gleiches gilt für die entsprechende Vermarktung beim Endkunden.

5. Danksagung

Die Autoren danken dem Zuwendungsgeber Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. für deren finanzielle Unterstützung. Gegenstand des geförderten Forschungsvorhabens „Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem – Techno-ökonomische und ökologische Analyse und Bewertung „ (FKZ: 22031005) ist es, ausgehend vom gegenwärtigen Technikstand der verschiedenen Biomethanpfade zukünftige Entwicklungsperspektiven für die Biomassebereitstellung, Biomethanproduktion sowie Biomethandistribution und mobilen Anwendung zu untersuchen. Jegliche Ergebnisse und Interpretationen sind die der Autoren und spiegeln nicht zwangsläufig die Sicht der Zuwendungsgeber wieder.

6. Referenz- und Literaturverzeichnis

[1] DEUTSCHES BIOMASSEFORSCHUNGSZENTRUM GGMBH (DBFZ): eigene Berechnungen (DBFZ, vormals Institut für Energetik und Umwelt gGmbH), Leipzig 2007/2008

[2] EUROPEAN COMMISSION: European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2005. Directorate General for Energy and Transport, Office for Official Publications of the European Communities, ISBN 92-79-02305-5, Luxembourg, 2006

[3] INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR NATURAL GAS VEHICLES (IANGV): Natural Gas Vehicle Statistics Section – Status June 2007. Verfügbare Daten unter URL: http://www.iangv.org/tools-resources/statistics.html (letzter Zugriff: August 2008)

[4] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA): Fahrzeugzulassungen – Bestand, Emissionen, Kraftstoffe 1. Januar 2008. Statistische Mitteilungen des Kraftfahrt-Bundesamtes, Flensburg, April 2008

[5] RENEW COORDINATION & MANAGEMENT: Renew, Renewable fuels for advanced powertrains – Executive summary. European project supported under FP 6 Contract 502705, April 2008

[6] UHLRICH, H.: Wirtschaftliche Planung und Abwicklung verfahrenstechnischer

Anlagen. 2. Auflage, Vulkan Verlag Essen, 1996

[7] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung (VDI 2067). Blatt 1, VDI-Richtlinien Energiesysteme, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2000

[8] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investionsgüter und Anlagen (VDI 6025). VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1996

[9] VOGEL, A.; MÜLLER-LANGER, F.; KALTSCHMITT, M.: Analysis and evaluation of technical and economic potentials of BTL-fuels. Analysis and evaluation of technical and economic potentials of BTL-fuels. Chem. Eng. Technol. 2008, 31, No.5, 755-764.

Anschrift der Autoren:
Franziska Müller-Langer, Dr.-Ing. Frank Scholwin, Katja Oehmichen, Stefan Majer, Stefan Rönsch, Marco Weithäuser, Michael Seiffert
DBFZ – Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig
E-Mail: franziska.mueller-langer@dbfz.de

Bio-Erdgas – Eine Analyse und Bewertung

Dr.-Ing. Alexander Vogel, Dr.-Ing. Stephan Ramesohl
E.ON Ruhrgas AG

1. Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien leistet einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion energiebedingter Umweltauswirkungen (z. B. anthropogener Treibhauseffekt) und zur nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung. Unterstützt durch energiepolitische Ziele und eine entsprechende administrative Rahmensetzung sind in Deutschland und Europa deshalb gegenwärtig deutliche Zuwachsraten der erneuerbarer Energien zu verzeichnen [1] [2] [3] [4] [5].

Die Nutzung von Biomasse bietet unter den verschiedenen Optionen der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien den prinzipiellen Vorteil, dass Bioenergie bereits in gespeicherter Form vorliegt und über große, z. T. unerschlossene technische Potenziale verfügt. Unter den verschiedenen Bioenergieträgern hat in Deutschland vor allem Biogas ein erhebliches Wachstum erfahren. Auf Basis der Unterstützung durch das „Erneuerbare Energien Gesetz" (EEG) wurden in Deutschland in den letzten Jahren mehr als 3500 Biogasanlagen errichtet; so trägt Biogas heute mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 1300 MW zur Energieversorgung aus heimischen Rohstoffen bei. Allerdings wird das in landwirtschaftlich geprägtem Umfeld erzeugte Biogas bisher fast ausschließlich am Anlagenstandort verstromt. In den meisten Fällen hat dies zur Folge, dass die vom sog. Direktverstromungs-BHKW erzeugte Wärme nicht oder nur stark eingeschränkt genutzt werden kann, da kein entsprechender Wärmebedarf vorhanden ist.

Wenn hingegen das Biogas aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist wird, kann an Orten mit weitestgehender Wärmenutzung eine deutliche Effizienzverbesserung der Verstromung/Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erreicht werden. Darüber hinaus erschließt Bio-Erdgas die Möglichkeit einer äußerst effizienten Nutzung von Biogas im Kraftstoffsektor [6] [7] [8] [9] [10] [11] [12] [13].

Um die mit Bio-Erdgas verbundenen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenziale sinnvoll auszuschöpfen, engagiert sich E.ON seit mehreren Jahren in der Errichtung und Optimierung von Bio-Erdgasanlagen. Vor diesem Hintergrund sollen in den nachfolgenden Ausführungen der Stand und die Perspektiven der Energieerzeugung aus Bio-Erdgas analysiert und bewertet werden.

2. Stand der Technik

Zur Einordnung der nachfolgenden Analysen soll zunächst der Systemaufbau der Bio-Erdgaserzeugung, die Anforderungen an die Einspeisung ins Erdgasnetz sowie der aktuelle Stand der vorhandenen Bio-Erdgasanlagen dargestellt werden.

2.1 Systemaufbau Biogas und Bio-Erdgas

Basis der Erzeugung, Einspeisung und Nutzung von Bio-Erdgas – Systemaufbau dargestellt in Abbildung 1 – ist die bio-chemischen Umsetzung von organischen Stoffen unter Luftabschluss im Fermenter. Die wichtigsten Substrate für Biogasanlagen sind dabei nachwachsende Rohstoffe, tierische Exkremente und sogenannte Kofermente. Das je nach Einsatzstoff und Prozessbedingungen unterschiedliche zusammengesetzte Biogas besteht dabei im Wesentlichen aus Methan (50 – 70 %) und Kohlenstoffdioxid (50 – 30 %). Weitere Bestandteile sind u. a. Stickstoff und Schwefelwasserstoff. Das Biogas kann nach einer Grobreinigung direkt in einem BHKW verstromt werden. Diese Option ist jedoch mit dem eingangs beschriebenen Nachteil von Verlusten an thermischer Energie verbunden, da der Großteil der Biogasanlagen in landwirtschaftlich geprägtem Umfeld betrieben wird, an dem zumeist nur eine sehr eingeschränkte Wärmenutzungsmöglichkeit gegeben ist.

Dieser systeminhärente Nachteil der Direktverstromung kann vermieden werden, wenn das Biogas zu Bio-Erdgas aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist wird. Um den Netzanforderungen zu genügen muss neben einer Abtrennung von Schadkomponenten (z. B. Schwefelverbindungen) und Trocknung v. a. der CO_2-Gehalt reduziert werden; diese CO_2-Abtrennung bildet das Kernstück der Biogasaufbereitung. Weiterhin bedarf es

zumeist einer entsprechenden Brennwert- und Wobbe-Indexanpassung (sog. Konditionierung durch Propan oder Luftzugabe); die gültigen Beschaffenheitsanforderungen gemäß DVGW-Arbeitblättern sind nachfolgend aufgeführt.

Neben dem heute kommerziell verfügbaren Prozess der bio-chemischen Gaserzeugung lässt sich Bio-Erdgas prinzipiell auch aus der thermo-chemischen Vergasung biogener Festbrennstoffe (Holz, Halmgüter) gewinnen; dieses als Bio-SNG (Synthetic Natural Gas) bezeichnete Gas lässt sich über die Methanisierung (Synthese von CO- und H_2-haltigem Gas zu CH_4) erzeugen; im Nachgang an die Methanisierung bedarf es ebenfalls einer CO_2-Abtrennung und ggf. Brennwert- und Wobbe-Indexanpassung.

Nach der Aufbreitung auf Erdgasqualität kann Bio-Erdgas / Bio-SNG ins Netz eingespeist und beispielsweise einer Verstromung in Erdgas-BHKW´s, Wärmeerzeugung in Erdgaskesseln oder Kraftstoffnutzung in Erdgasfahrzeugen zugeführt werden. Auf diese Weise lassen sich nachwachsende, heimische Ressourcen mit den heute kommerziell verfügbaren Geräten der Gastechnik äußerst energieeffizient kombinieren. Technische Details sowie die beschriebenen, einzelnen Verfahrensschritte können u. a. [14] [15] [16] [17] entnommen werden.

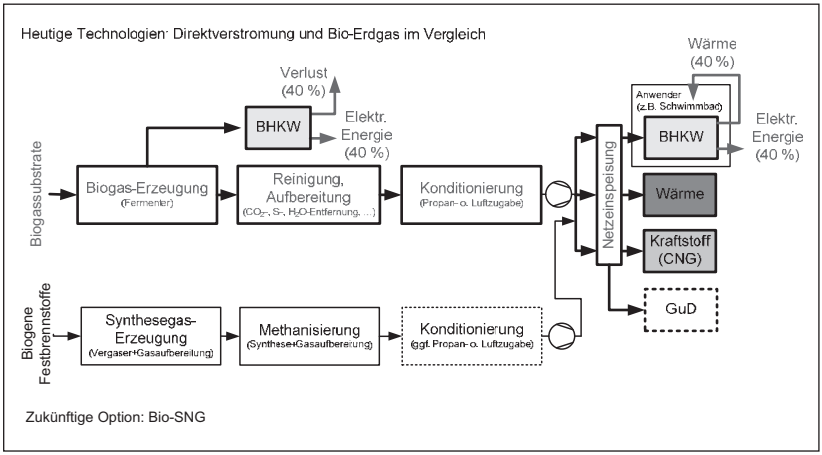


Abb. 1: Aufbereitung von Biogas zur Bio-Erdgas und Einspeisung ins Erdgasnetz

2.2 Einspeiseanforderungen

Um die Beschaffenheit von Biogas an die Beschaffenheit von H-Gas anzupassen, ist zur Anhebung des Brennwertes die o. g. Zumischung von Propan notwendig. Bei L-Gas kann unter Umständen eine Brennwertanpassung des Biogases ohne Zumischung und durch geeignete Steuerung des CO_2-Restanteiles nach der Aufbereitung realisiert werden. Eine spezifische Problematik von Bio-Erdgas besteht darin, dass die für Erdgase gültigen Zusammenhänge zwischen Brennwert und Wobbezahl nicht mehr zutreffen. So ist ein Bio-Erdgas mit 95 % Methan und 5 % CO_2 vom Brennwert her ein L-Gas, jedoch von der Wobbezahl her ein H-Gas. Wenn daher enge Vorgaben hinsichtlich Brennwert und Wobbe-Index bestehen, ist fallweise eine Zumischung von Luft und von Propan notwendig. Der notwendige Grad der Anpassung von Brennwert und Wobbe-Index ist vom Verhältnis der Erdgasmenge zur eingespeisten Bio-Erdgasmenge abhängig [18].

Über die Regularien zum Brennwert/Wobbe-Index hinaus gelten in Deutschland bei einer Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz die in Tabelle 1 dargestellten Randbedingungen und Begrenzungen für die Anteile der Nicht-Methankomponenten. Ferner sind je nach Einspeisesituation Anforderungen an den maximalen Wassergehalt zu beachten. Die technischen Rahmenbedingungen, die nach dem DVGW-Regelwerk bei der Biogaseinspeisung u. a. beachtet werden müssen, sind folgenden Quellen zu entnehmen [19] [20] [21] [22] [23] [24].

Tab. 1: Grenzwerte bei der Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze in Deutschland

	Grenzwert
Gesamtschwefel	30 mg/m^3
Schwefelwasserstoff	5 mg/m^3
Sauerstoff – Einspeisung in trockene Netze	3 Vol.-%
Sauerstoff – Einspeisung in feuchte Netze	0,5 Vol.-%
Kohlenstoffdioxid	6 Vol.-%
Wasserstoff	5 Vol.-%
Nebel, Staub, Flüssigkeit	technisch frei

2.3 Umgesetzte Bio-Erdgasanlagen

In Deutschland sind aktuell zwölf Bio-Erdgasanlagen in Betrieb – eine Übersicht über deren Kapazität und den Inbetriebnahmezeitpunkt gibt Tabelle 2*. E.ON hat die kommerzielle Produktion von Bio-Erdgas im Jahr 2008 mit den Anlagen in Schwandorf und Ketzin begonnen. Darüber hinaus ist E.ON national und international an weiteren Bio-Erdgasprojekten beteiligt bzw. sind entsprechende Anlagenprojekte durch die 2007 gegründete E.ON Bioerdgas GmbH in Vorbereitung. Im Vergleich zu anderen regenerativ erzeugten Energien, zum Beispiel Wind- und Wasserkraft, nimmt Bio-Erdgas jedoch naturgemäß erst einen geringen Anteil im E.ON-Portfolio ein. Zukünftig soll der Anteil an der Erdgasversorgung durch Bio-Erdgas gesteigert werden. Bis 2030 könnten somit ca. 100 Mrd. kWh Bio-Erdgas erzeugt werden, was etwa zehn Prozent des derzeitigen Erdgasverbrauchs in ganz Deutschland entspräche. Die Versorgung von rund fünf Millionen Haushalten könnte somit durch Bio-Erdgas abgedeckt werden.

Die Ausschöpfung dieses vielversprechenden Potenzials bleibt jedoch an gewisse Voraussetzungen gebunden; dies umfasst beispielsweise

- die technisch-ökonomisch darstellbare Größe der Bio-Erdgasanlage und deren Effizienz
- den Standort mit einer gesicherten Belieferung von ertragreichen landwirtschaftlichen Produkten unter geringen logistischen Aufwendungen
- die Nähe zu geeigneten Erdgasleitungen
- die diskriminierungsfreie politische und finanzpolitische Behandlung.

Unter diesen Bedingungen könnte sich Bio-Erdgas weiterhin zu einem relevanten heimischen Energieträger entwickeln. Die mit diesem Ausbau verbunden technischen und ökologischen Aspekte werden nachfolgende beleuchtet.

---

* *Im europäischen Ausland bestehen v. a. in der Schweiz, Schweden und den Niederlanden Anlagen und Projekte zur Bio-Erdgaseinspeisung; jedoch sind diese – im Gegensatz zu den derzeitigen Entwicklungen in Deutschland – weniger auf die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen ausgerichtet.*

Tab. 2: Bio-Erdgas-Anlagen im Betrieb

Standort	Kapazität m^3/h Bio-Erdgas	Inbetriebnahme
Schwandorf (Bayern)	1000	02 / 2008
Könnern (Sachsen-Anhalt)	650	12 / 2007
Straelen (Nordrhein-Westfalen)	550	12 / 2006
Graben (Bayern)	500	03 /2008
Mühlacker (Baden-Württemberg)	500	12 / 2007
Pliening (Bayern)	500	12 / 2006
Werlte (Niedersachsen)	340	08 / 2007
Ronneberg (Niedersachsen)	300	03 / 2008
Ketzin (Brandenburg)	250	04 / 2008
Darmstadt / Wixhausen (Hessen)	150	04 / 2008
Rockstedt (Niedersachsen)*	300	10 / 2007
Jameln (Niedersachsen)**	70	06 / 2006

* Versuchsanlage, ** Tankstelle-Direktversorgung

3. Technisch-ökologische Analyse

Der Anteil der Bioenergie am Gesamtenergieverbrauch soll sowohl im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung, als auch im Kraftstoffsektor zukünftig gesteigert werden. Aufgrund der bestehenden ökologischen Fragestellungen einiger Bioenergiepfade (insbesondere Kraftstoffe der ersten Generation, d. h. Biodiesel, Bioethanol) werden entsprechende Ausbauziele jedoch kontrovers diskutiert. Daher ist nachfolgend eine Einordnung der Bio-Erdgaserzeugung und -nutzung bezüglich der dahingehend relevanten technisch-ökologischen Kriterien vorgenommen; dies umfasst die Umwandlungseffizienz sowie die globalen und verschiedene lokale Umweltaspekte. Ausgehend davon werden entsprechende Optimierungsmaßnahmen für zukünftige Bio-Erdgasanlagen zusammengefasst.

3.1 Umwandlungseffizienz

Mit der Einspeisung von Bio-Erdgas in das bestehende Erdgasnetz eröffnet sich eine besonders effiziente Möglichkeit zur Strom- und Wärmeerzeugung. Unter Berücksichtigung der Förderung durch das EEG kann Bio-Erdgas beispielweise in Blockheizkraftwerke (BHKW) mit hoher Wärmenutzung eine effiziente und umweltfreundliche Verwendung finden. Im Vergleich zur Direktverstromung ergeben sich daraus etwa 40 % höhere Gesamtwirkungsgrade. Über die Nutzung in „klassischen" Erdgas-BHKWs hinaus kann Bio-Erdgas gleichermaßen in zukunftsträchtigen dezentralen Erdgasgeräten (z. B. Mikro-KWK, Brennstoffzellen) zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur häuslichen Wärmebereitstellung (auch in Kombination mit Gaswärmepumpen) eingesetzt werden. Damit lassen sich für den Endkunden entsprechende Effizienz-Vorteile nutzen, welche der bisherigen Direktverstromung verschlossen bleiben.

Auch als Treibstoff eingesetzt besitzt Bio-Erdgas eine signifikant höhere Effizienz als andere Biokraftstoffe wie Biodiesel oder Bioethanol, da

- die gesamte Pflanze als Substrat zur Kraftstofferzeugung eingesetzt werden kann und die Anbausubstrate i. Allg. relativ hohe hektarspezifische Erträge erzielen
- die Umwandlung der Substrate zu Bio-Erdgas energetisch effizienter ist, als andere Verfahren zur Kraftstofferzeugung
- die Nutzung in modernen, emissions- und verbrauchsoptimierten Erdgasfahrzeugen erfolgen kann.

Damit weist Bio-Erdgas unter den heute und in nächster Zeit in Deutschland verfügbaren Bio-Kraftstoffen den höchsten Flächenertrag auf (vgl. Abbildung 2); mittelfristig erzeugtes synthetisches Bio-Erdgas (Bio-SNG) ist gleichermaßen günstig zu bewerten. Vergleichbare Flächeneffizienzen werden nur für sog. BTL (Biomass-to-Liquid)-Kraftstoffe erwartet. Dieser Kraftstoff wird – im Gegensatz zu Bio-Erdgas – jedoch erst langfristig (frühestens ab 2020) am Markt verfügbar sein können. Im internationalen Vergleich bietet nur Bio-Ethanol aus Zuckerrohr in Brasilien ähnlich günstige Effizienzen [12] [25] [26] [27].

Verbunden mit den hohen Flächenpotenzialen lassen sich für Bio-Erdgas signifikante Mengenvorteile gegenüber anderen Bioenergieträgern erwarten; dies gilt wiederum gleichermaßen für den Verkehrs-, KWK- und Wärmesektor [28] [29].

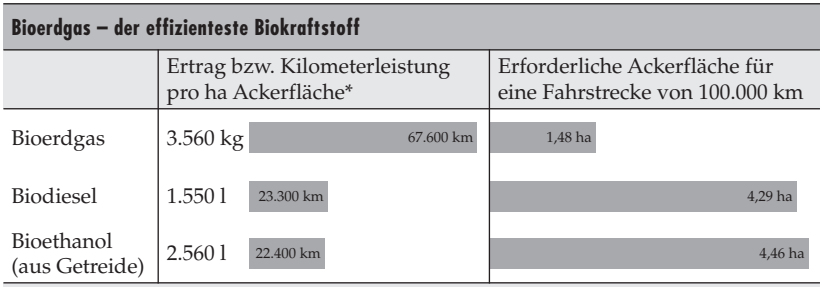


Abb. 2: Flächeneffizienz ausgewählter biogener Kraftstoffe im Vergleich

3.2 Globale und lokale Umweltaspekte

Neben den Fragestellungen zur Effizienz sind v. a. auch die Treibhausgaspotenziale entscheidend für die Zukunftsfähigkeit von Bioenergieträgern. Daher sind in Abbildung 3 die Treibhausgasemissionen von Bio-Erdgas (ebenfalls am Beispiel des Verkehrssektors) mit unterschiedlichen fossilen und biogenen Alternativen verglichen. Aus dieser Gesamtkettenanalyse wird deutlich, dass

- Bio-Erdgas bereits bei 20 % Beimischung zu Erdgas eine Treibhausgas-Reduktion erreicht, die in der Größenordnung von 100 % Bioethanol liegt
- durch die Vorzüglichkeiten in der Vorkette (Well-To-Tank (WTT)) Bio-Erdgas unter heute und in nächster Zeit verfügbaren Bio-Kraftstoffen die günstigsten km-spezifischen Emissionen bietet
- Erdgas/Bio-Erdgas zu einer signifikanten Reduktion der Tank-To-Wheel-Emissionen (TTW) gegenüber Benzin und Diesel führt; so werden gegenüber dem Referenzfall Benzin ca. 22 % Treibhausgas-Emissionen eingespart
- vergleichbare Well-To-Wheel-Bilanzen erst langfristig für BtL-Kraftstoffe erwartet werden können.

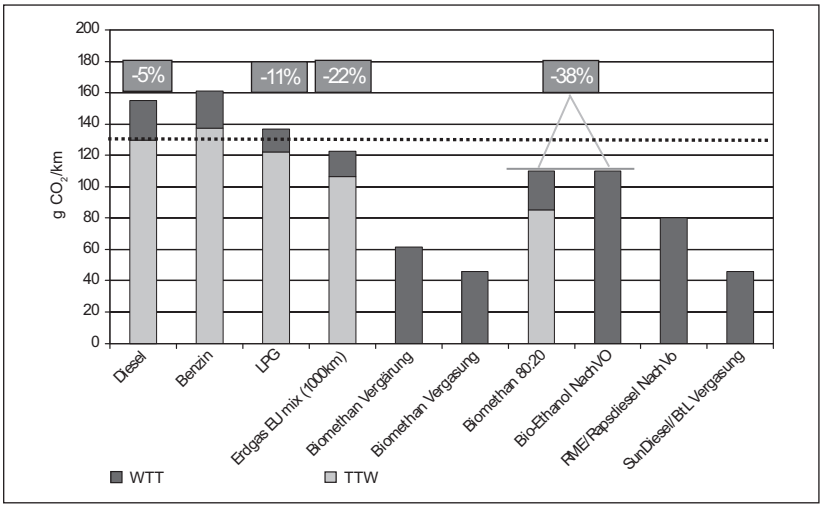


Abb. 3: Spezifische Treibhausgasemissionen ausgewählter Kraftstoffpfade im Vergleich [30] [32]

Damit bietet Bio-Erdgas neben einer sehr effizienten Bereitstellung gleichzeitig erhebliche Treibhausgasvorteile gegenüber anderen Bio-Kraftstoffen. Weitere Details zu den Treibhausgasemissionen von Bio-Erdgas im Vergleich zu alternativen Optionen können u. a. [25] entnommen werden. Neben der Effizienz und Treibhausgasbilanz sind jedoch für einen Ausbau der Bioenergie weitere Umweltaspekte – wie Biodiversität/Vermeidung von Monokulturen etc. – zu berücksichtigen. Dahingehend ist festzustellen, dass sich der Anbau von Biogassubstraten in natürlicher Weise in die Fruchtfolgen der Landwirtschaft einfügt. Durch gezielten Wechsel der angebauten Pflanzenkulturen (Fruchtfolgeregelung) werden Monokulturen und ein Auslaugen der Böden nachhaltig vermieden. Der Anbau der Energiepflanzen erfolgt rotierend. Dabei werden lokal nur etwa 10 – 20 % der Anbauflächen gleichzeitig für Energiepflanzen genutzt. Eine Zusammenfassung dieser und weiterer umweltrelevanter Aspekte ist in Abbildung 4 – exemplarisch für den Kraftstoffsektor – dargestellt. Daraus ersichtlich, bietet Bio-Erdgas neben dem hohen Potenzial zur Treibhausgasvermeidung u. a. Vorteile hinsichtlich günstiger Einbindung in die Fruchtfolge (z. B. Vermeidung von Monokulturen und Bodenauslaugung), der Schließung von Nährstoffkreisläufen, der hohen regionalen Wertschöp-

fung (heimische Energiequelle; Importunabhängigkeit) oder geringer lokaler Emissionen der Nutzungstechnologien.

	CO_2-Bilanz	Energie-Effizienz	Emissionen	Kosten	Flächenproduktivität	Wertschöpfung	Fruchtfolge	Grünlandnutzung	Humus-/Nährstoffbilanz
Ethanol	●	●	●	●	●	●●	●	○	●
BtL*	●	●	●	●	●	●	●●	●	●
RME/ Rapsöl**	●	●●	●	●	●	●	●	●●	●
Bioerdgas	●	●	●	●	●	●●	●●	●	●●

*Biomass-to-Liquid, syntht. Kraftstoff; **Biodiesel/Rapsöl
●● sehr gut/sehr hoch ● gut/ hoch ● mittel ● schlecht/gering ●● sehr schlecht/sehr gering ○ nicht beurteilbar

Abbildung 4: Vergleich ausgewählter Umweltaspekte der Erzeugung biogener Kraftstoffe [31]

3.4 Möglichkeiten der Prozessoptimierung

Trotz aller oben genannten Vorteile ist es auch bei Bio-Erdgas von eminenter Bedeutung, dass mit dieser regenerativen Energiequelle möglichst umweltschonend und nachhaltig, aber auch kosteneffizient umgegangen wird. Deshalb engagiert sich E.ON im Rahmen zahlreicher Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben für

- die verantwortungsvolle, nachhaltige und effiziente Nutzung der landwirtschaftlichen Flächen,
- die weitere verfahrenstechnische Optimierung der Biogaserzeugung, -aufbereitung und -konditionierung.

An den derzeit von E.ON im Betrieb befindlichen Anlagen Schwandorf und Ketzin werden daher nicht nur in Summe ca. 1500 Kubikmeter Bio-Erdgas pro Stunde produziert und damit der Jahreswärmebedarf von etwa 7500 Haushalten über die bestehenden Erdgasleitungen gedeckt; es sind

dabei auch bereits die entsprechenden Probleme bisheriger Altanlagen hinsichtlich dem Methanschlupf oder Energieverbrauch der Gasaufbereitung gelöst und erfüllen bereits heute die Anforderungen nach dem novellierten EEG bzw. dem für die Novellierung vorgesehen BImSchG [32] [33].

Darüber hinaus werden über die entsprechende Begleitforschung auch die Grundlagen für zukünftige Optimierungsmaßnahmen gelegt. Dabei stehen u. a. folgende Aspekte im Fokus derzeitiger Weiterentwicklungen:

- Substraterzeugung und Logistik:
  - weitere Steigerung der Hektarerträge sowie der Gaserträge pro Tonne Substratmasse, u. a. durch spezielle Züchtungen
  - weitere Reduzierung des Flächenbedarfs durch Fruchtfolgeoptimierung
  - Kostenoptimierung der Lager- und Konservierungstechniken sowie der Transportlogistik
- Bio-Erdgas-Technologie
  - Optimierung der Fermentation hinsichtlich Methangehalt und Stabilität der Biologie
  - Verbreiterung der anlagenspezifischen Bandbreite an einsetzbaren Substraten (Substratflexibilität)
  - Kostenoptimierung der Anlagen- und Messtechnik sowie der Instandhaltungsverfahren, instandhaltungsorientierte Anlagenkonzepte, Fernüberwachung
  - Verbreiterung der Rohstoffbasis, zukünftig durch Bio-SNG über die Vergasung biogener Festbrennstoffe.

4. Perspektiven für Bio-Erdgas

Bio-Erdgas, ein im industriellen Maßstab aus heimischer Produktion erzeugbarer Bioenergieträger, bietet erhebliche technisch-ökologische Vorteile. Dabei ist Bio-Erdgas aus technischer Sicht in beliebigen Beimischungen ohne Einschränkungen in allen Erdgasgeräten im Strom-, Wärme und Kraftstoffmarkt einsetzbar. Diese Potenziale können sich jedoch nur entfalten, wenn eine entsprechende Marktetablierung dieses vielversprechenden Pfades vorangetrieben wird. Für die drei Sektoren sind daher nachfolgend die entsprechenden Perspektiven dargestellt.

4.1 Wärmeerzeugung

Im Interesse des Umwelt- und Klimaschutzes muss es das politische Ziel sein, den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor auszubauen und dabei dem Verbrauch eine technologieoffene Auswahl – und damit auch den Einsatz der kostengünstigen Optionen – zu ermöglichen.

Das Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg bietet durch die Vorraussetzung der Anrechenbarkeit von unterschiedlichen Technologien – so auch Bio-Erdgas – auf die Nutzungspflicht ein dahingehendes Positivbeispiel der Kombination von Klima- und Verbraucherschutz. Perspektivisch sollte dem Verbraucher diese nachhaltige Gestaltung der Energieversorgung als bundeseinheitliche Regulierung zur Verfügung stehen.

4.2 Stromerzeugung/KWK

Im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat das EEG in den letzten Jahren einen erheblichen Wachstumsschub der Bioenergie initiiert. Dies gilt im besonderen Maße für die Biogasbranche.

Mit der aktuellen Novellierung des EEG werden Vergütungen künftig nicht nur mehr allein von Größe und Betriebsweise des BHKW abhängen, sondern auch von der Kapazität der erzeugenden Bio-Erdgasanlage. In diesem Zusammenhang erfolgte aktuell allerdings eine Besserstellung:

- der Direktverstromung im Vergleich zur deutlich effizienteren Biogaseinspeisung
- von technisch-ökologisch suboptimalen Altanlagen gegenüber innovativen und umweltschonenderen Neuanlagen
- von kleineren Neuanlagen mit eingeschränkten Möglichkeiten der technisch-ökologischen Verfahrensoptimierung gegenüber großen Neuanlagen.

Die u. a. im Rahmen der Bonus-Regelungen vorgenommene Novellierung führt damit zu einer ökonomischen Diskriminierung innovativer und auf Klimagasreduktion ausgerichteter Etablierung von Bio-Erdgasanlagen. Gleichzeitig wurden Altanlagen – die mit hohen Methanverlusten und geringer Effizienz verbundenen sind – zusätzlich gefördert. Sinnvolle Möglichkeiten des Klimaschutz wie Forderungen nach Abdeckung der

Gärrestbehälter (Vermeidung von Methanemissionen) sind für Altanlagen aufgehoben; hingegen werden ökologisch nachteilige Prozesse wie „Gärrestetrocknung“ wieder als KWK-bonusfähig anerkannt und damit gefördert. In Summe werden diese Regelungen sowie weitere Hemmnisse im Genehmigungsverfahren den Mengenaufbau von klimafreundlichem Bio-Erdgas auf der Zeitachse stark reduzieren. Für eine Sicherstellung der Erreichung von Klimaschutzzielen im Bereich der Stromerzeugung wird daher eine zeitnahe, diskriminierungsfreie Korrektur der EEG-Regularien unausweichlich sein.

4.3 Kraftstofferzeugung

Im Kraftstoffsektor bietet Bio-Erdgas zahlreiche technische, ökonomische und ökologische Vorteile; dies umfasst u. a. die Tatsache, dass Bio-Erdgas:

- ausschließlich aus heimischen Bioenergieträgern produziert wird
- unter allen verfügbaren Kraftstoffen die höchsten Flächeneffizienzen aufweist
- in allen beliebigen Mengen problemlos mit Erdgas mischbar ist
- zu den geringsten Treibhausgas- und geringsten lokalen Emissionen führt
- in Kombination mit Erdgas die Einführung von Neufahrzeugen – und damit die Einführung verbrauchsarmer Fahrzeuge – vorantreibt.

Die erfolgreiche Entwicklung eines ökologisch aussichtsreichen Kraftstoffpfads auf Basis von Bio-Erdgas kann aber nur in Verbindung mit der Weiterentwicklung von Erdgas als Kraftstoff gesehen werden. Damit ist zwingend erforderlich die Diskriminierung von Erdgas und Bio-Erdgas im Vergleich zu Autogas aufzuheben (Autogas bietet absehbar keine Biokomponente, hat deutlich geringeres CO_2-Minderungspotenzial sowie 60 % höhere CO_2-Vermeidungskosten im Vergleich zu Erdgas/Bio-Erdgas [30] und ist auf die „Konservierung“ von verbrauchsstarken Altfahrzeugen ausgerichtet).

Voraussetzung für eine positive Marktentwicklung und damit die Nutzung o. g. Vorteile von Erdgas/Bio-Erdgas für den Verbraucher ist laut McKinsey weiterhin die Beibehaltung des heutigen Preisabstandes zu Benzin und Diesel. Daher muss auch Bio-Erdgas unter wirtschaftlichen Bedingungen dem Kraftstoff Erdgas zugemischt werden können. Unter

den derzeit absehbaren Verhältnissen könnte bei Steuerbefreiung des Erdgasanteils eine Zumischquote von etwa 20 % realisiert werden. Dabei muss eine Perspektive für den Zeithorizont über 2020 hinaus gewährleistet sein. Dabei ist nicht nur der Erdgas-Anteil von der Energiesteuer zu befreien, sondern auch der Bio-Erdgasanteil.

5. Zusammenfassende Bewertung

Auf der Suche nach alternativen Lösungen für eine zukunftsorientierte Energieversorgung könnte Bio-Erdgas durchaus eine bedeutende Rolle spielen. Denn mit der Erschließung von Bio-Erdgas lässt sich ein regenerativer Energieträger nutzen, der ein hohes Maß an Energieeffizienz aufweist und gleichzeitig sehr umweltverträglich ist; dies umfasst u. a. folgende Vorzüge:

- Bio-(Erd)gas (Vergärung) nutzt die heimischen, landwirtschaftlichen Flächen effizienter als alle bisher verfügbaren Optionen der Biomassekonversion; Bio-Erdgas hat damit z. B. die höchsten Treib-/Kraftstofferträge pro Hektar Anbaufläche
- Bio-(Erd)gas (Vergärung) hat im Vergleich zur thermo-chemischen Umwandlung von Biomasse (z. B. Holzverbrennung) einen geschlossenen Stoffkreislauf: Biomasse vom Acker – Gärrest als Dünger auf den Acker
- Bio-Erdgas ist eine regelbare Energiequelle; es steht ganzjährig zur Verfügung, Vergärungsanlagen laufen in Grundlast; Bio-Erdgas kann in bestehende Netze eingespeist und – analog Erdgas – je nach Bedarf gespeichert werden
- Bio-Erdgas kann sowohl a) zur effizienten Verstromung und gleichzeitigen Wärmenutzung (mit EEG-Förderung), b) Wärmeerzeugung (z. B. häusliche Wärmeerzeugung nach EEWärmeG) und c) als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen (ohne Einschränkung als Reinkraftstoff oder Beimischung) eingesetzt werden; dabei verhält es sich wie Erdgas; es sind keine zusätzlichen Anforderungen oder Einschränkungen zu berücksichtigen.

Um diese Vorteile nutzen und dem Verbraucher erneuerbare Energie nachhaltig und umweltschonend anbieten zu können, engagiert sich E.ON seit mehreren Jahren für Bio-Erdgas. E.ON ist überzeugt, dass – unter der

Maßgabe einer gezielten klimapolitischen Weichenstellung – Bio-Erdgas zukünftig eine steigende Bedeutung im Energiesystem einnehmen wird.

6. Quellen

[1] United Nations: United Nations Framework Convention on Climate Change, 1992

[2] Watson R. T.: Klimaänderung 2001: Synthesebericht, Ein Bericht des zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung, Intergovernmental Panel on Climate Change, Bonn, 2002

[3] Presse und Informationsamt der Bundesregierung: Fortschrittsbericht 2004, Perspektiven für Deutschland, Berlin, 2004

[4] European Commission: Communication from the Commission, Energy for the Future: Renewable Sources of Energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan, COM(97)599 final (26/11/1997); 1997

[5] Bundesregierung: Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000 (Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO_2-Reduktion"), Berlin, 2000

[6] Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Juni 2008

[7] Kaltschmitt, M.: Biomasse als erneuerbare Energieträger, Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der Übrigen erneuerbaren Energien, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe", Band 3, Münster, 2002

[8] Kaltschmitt, M.: Energie aus Biomasse, Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2001

[9] Große, W.: Rohstoffe aus der Forst- und Holzwirtschaft, VDI-Seminar Einsatz von Biomasse in Verbrennungs- und Vergasungsanlagen, Leipzig, 2005

[10] Thrän, D.: Perspektiven und Szenarien für eine nachhaltige Biomassenutzung, Die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft, Deutscher Rat für Landschaftspflege, 2006

[11] Lenz, V.: Erneuerbare Energien, BWK Das Energie-Fachmagazin, 58. Jahrgang, April 2006

[12] Biokraftstoffe, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 3. Auflage, 2007

[13] Müller-Langer et. al., Analysis and Evaluation of Biomethane Options for Mobile Use, Proceedings of the 16th European Biomass Conference, Valencia, 2008

[14] DVGW-Forschungsstelle, Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe, Tagungsunterlagen Gaskurs 2008, Karlsruhe, 2008

[15] Biogasaufbereitung zu Biomethan, Tagungsunterlagen des 6. Hanauer Dialog, Kassel, 2008

[16] Bioerdgas: Regenerative Energie mit Zukunft, Standortbestimmung für Energieversorger, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Ausgabe April 2007

[17] Vogel, A., Methane from wood - The Bio-SNG Project, International seminar on gasification and methanation, Gothenburg, 2007

[18] Bonsen, C., Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz: Randbedingungen und messtechnische Lösungen, IGRC – International Gas union Research Conference Paris 2008, bisher unveröffentlichte Präsentation

[19] Technische Regeln, Arbeitsblatt G 260, ISSN 0176-3490, Mai 2008
[20] Technische Regeln, Arbeitsblatt G 262, ISSN 0176-3490, November 2004
[21] Technische Regeln, Arbeitsblatt G 280-1, ISSN 0176-3490, August 2004
[22] Technische Regeln, Arbeitsblatt G 491, ISSN 0176-3490, Januar 2004
[23] Technische Regeln, Arbeitsblatt G 492, ISSN 0176-3490, Januar 2004
[24] Technische Regeln, Arbeitsblatt G 685, ISSN 0176-3490, März 1993
[25] Brauer, S., Kosten und Ökobilanzen von Biokraftstoffen, Eine Studie im Auftrag der UFOP, 2008
[26] Müller-Langer, Techno-economic assessment of biomass conversion pathways for heat, electricity and transportation fuels, Proceedings of the 16th European Biomass Conference, Valencia, 2008
[27] Renewable trains for advanced power trains, final report, www.renew-fuel.com, 2008
[28] Basisinformationen Bio-methan im Verkehrssektor, Stand 2008, Deutsches BiomasseForschungszentrum Leipzig, Juli 2008
[29] Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, 2004
[30] Well-To-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, March 2007
[31] Döhler, H., Bio-Kraftstoffe – die Effizienz entscheidet, Interview, Gasette 2-08, 2008
[32] Entwurf einer Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung von zu Biokraftstoffen verwendeter Biomasse, 2007
[33] Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, 2008

Anschrift der Autoren:
Dr.-Ing. Alexander Vogel, Dr.-Ing. Stephan Ramesohl
E.ON Ruhrgas AG
Gladbecker Str. 404, 45326 Essen
E-Mail: alexander.vogel@eon-ruhrgas.com

Biogaseinspeisung – Strategien zur techno-ökonomischen Umsetzung unter Effizienz- und Nachhaltigkeitsaspekten

Dr. rer. nat. Christoph Unger
Fraunhofer UMSICHT

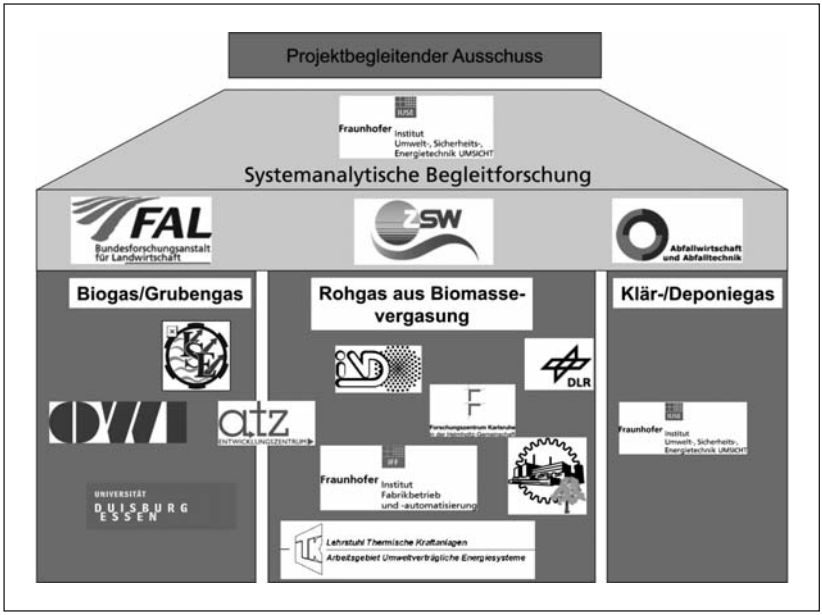
Im Beitrag werden verschiedene Ergebnisse zur Einordnung der Einspeisung biogener Erdgassubstitute im Kontext alternativer Nutzung ihrer Ausgangsgase gegeben. Es wird versucht für verschiedene Routen den Entwicklungsstand und die derzeitigen Schwächen insbesondere vor dem Hintergrund von Effizienz, Kosten und Nachhaltigkeit aufzuzeigen und Vorschläge für Forschungsfelder aufzuzeigen, deren Bearbeitung einen Beitrag zur nachhaltigen großflächigen Implementierung der Aufbereitung und Einspeisung biogener Gase liefern kann.

Der Beitrag stellt ausgewählte Aspekte aktueller und abgeschlossener Projekte vor, die von Fraunhofer UMSICHT im Verbund mit anderen Forschungseinrichtungen durchgeführt wurden.

ReGasNet

Im Rahmen des von BMWF geförderten und von UMSICHT koordinierten Projektes: Aufbau eines Netzwerks zum Thema „Gasaufbereitungstechnologien und -verfahren zur Nutzung regenerativer Gase“ (ReGasNet) wurden die Aufbereitung biogener Rohgase für verschiedene Nutzungen untersucht. Das Gesamtprojekt umfasste 15 Teilprojekte von ein oder mehren Partnern zu jeweils einer bestimmten Aufgabenstellung zur Aufbereitung biogener Gase wobei 7 TP, von methanbasigen Rohgasen und die übrigen 8 TP von Bio-Synthesegasstämmige Rohgase ausgingen. Im TP 16 der Systemanalytischen Begleitforschung wurden sowohl die aktuellen Arbeiten als auch der Stand der Technik angepasst auf eine jeweilige Nutzung nach festgelegten Kriterien untersucht und bewertet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Projektstruktur wobei die methanbasigen Gase,

gemäß ihrer unterschiedlichen Belastungen mit Schadstoffen und damit verbundenen unterschiedlichen Anforderungen an die Aufbereitung, in schwach belastete Gase (Biogas; Grubengas) und hoch belastete Gase (Klär- und Deponiegases) unterschieden wurden, wobei zur besseren Vernetzung zum besseren Informationsaustausch jedes dieser Themengebiete durch einen Task-Manager koordiniert wurde.



Die einzelnen Teilprojekte befassen sich vielfach mit Aspekten der Gasreinigung und Aufbereitung die zwar auch der Einspeisefähigkeit zu Gute kommen aber nicht speziell auf dies abgestimmt sind, mit Ausnahme des vom ZSW durchgeführten Teilprojektes der drucklosen Methanisierung von Synthesegas aus dem AER-Prozess zu Erzeugung wasserstoffreicher Synthesegase aus der Biomassevergasung. Die nachfolgende Abb. 2 zeigt die erreichten Gaszusammensetzungen und damit das Potential dieser Technik wenn gleich in diesem einen Schritt noch nicht alle Parameter der Einspeisefähigkeit erfüllt werden. Bemerkenswert ist auch der vollständigen Umbau der höheren Alkane zu Methan an dem kommerziell verfügbaren Katalysator.

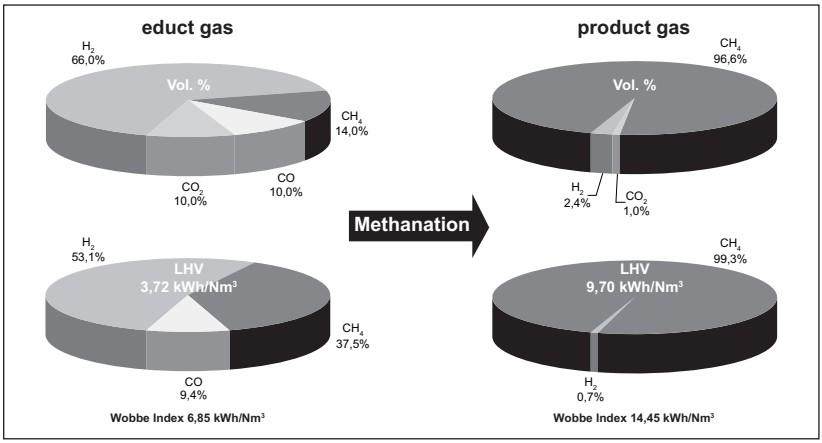


Abb. 2: Erreichte Gaszusammensetzung nach Methanisierung in Abhängigkeit von der Synthesegaszusammensetzung (TP 14 ZSW)

Die Einschätzung von technischen Möglichkeiten und Grenzen der Einspeisung biogener Gase erfolgte vergleichend im Teilprojekt 16 der Systemanalytischen Begleitforschung. Hierzu wurden einzelne Verfahrensschritte betrachtet und zu Prozesspfaden zusammen gestellt, die jeweils eine mögliche Gesamtkette ausgehend vom Rohgas bis zum Eintritt in das jeweilige Nutzungsaggregat beschreibt, wie die nachfolgende Abbildung verdeutlichen soll.

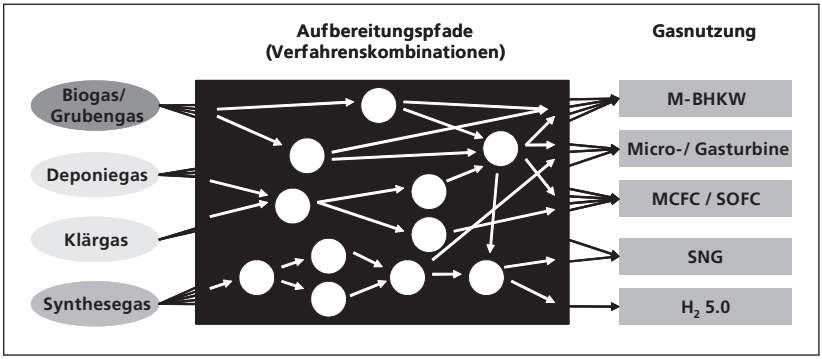


Abb. 3: Themengebiet und Systemgrenzen von ReGasNet und insbesondere der Systemanalyse

Um Aspekte wie die Effizienz aber auch komplexe Fragen der Nachhaltigkeit beantworten zu können wurde die in Abb. 4 gezeigte Bewertungsmatrix aufgestellt, die sich in die drei Bereiche Wirtschaftlichkeit, Technik und Umwelt unterteilen lässt. Innerhalb der 3 Bereiche wurden Gewichtungen vorgenommen, jeder Bereich im Ergebnisse ausgewiesen und gleichberechtigt zum Gesamtergebnis zusammengefasst.

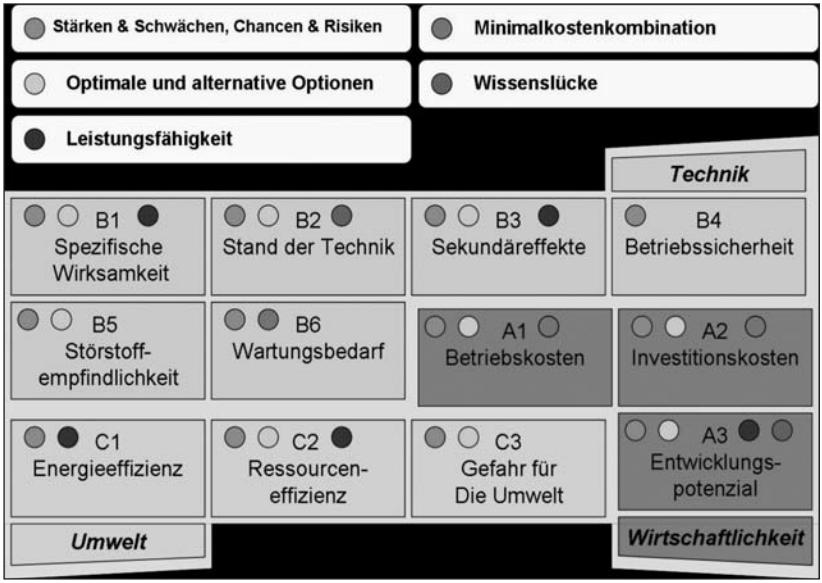


Abb. 4: Bewertungskriterien für die Pfade der Systemanalytischen Begleitforschung im ReGasNet

Die nachfolgende Tabelle 1 gibt exemplarisch ein Beispiel wie aus quantifizierbaren Daten und qualitativen Daten eine Bewertung erstellt wurde. Um bei den quantitativen Rohdaten eine Sinnvolle zuordnung zu den Bewretungskriteien erfolgen zu lassen wurde mit Hilfe der Clusteranalyse die einzeln bewertungsgrenzen abgeseckt.

Tab. 1: Bewertungsmatrix Pfad »Klärgasaufbereitung mittels Vorerwärmung und Aktivkohle für Motor

Zielsystem		Wirksamkeitsmaßstab	Originalwert (nur quantitative Merkmale)	Bewertungsskala (Zielerfüllungsgrad)					Bewertung A (1-5)	Gewichtung B (0-1)	Endwert C=A*B (0-5)
				1	2	3	4	5			
A	Wirtschaftliche Ziele										
A1	Betriebskosten	Spezifische Betriebskosten [€/(kWh$_{th}$ gereinigtes Gas)]	0,00080	Zuordnung erfolgt durch univariate Clusteranalyse					5	0,4	4,6
A2	Investitionskosten	Spezifische Investitionskosten [€/(kWh$_{th}$ gereinigtes Gas)]	0,0017	Zuordnung erfolgt durch univariate Clusteranalyse					4	0,4	
A3	Wirtschaftliche Zukunftschancen	Markterschließungspotenzial (qualitativl)		Minimal	Gering	Durchschnitt	Groß	Sehr groß	5	0,2	
B	Technische Ziele										
B2	Stand der Technik	Reifegrad (qualitativ)		Labor	Technikum	Pilot	Demo	Industriell	5	0,2	4,5
B4	Betriebssicherheit	Stabilität und Störunempfindlichkeit bei Abweichung von Prozessparametern, Qualität des Teillastverhaltens (qualitativ)		Minimal	Gering	Mittel	Hoch	Sehr groß	5	0,3	
B5	Empfindlichkeit gegenüber Störstoffen	Maß f. Störstoffanfäll.(qualitativ)		Sehr groß	Hoch	Mittel	Gering	Minimal	4	0,3	
B6	Instandhaltungs- und Wartungsbedarf	Zeitspanne zwischen zwei regelmäßigen Wartungen, die eine Abschaltung fordern („Reisezeit") [Wochen]	25 – 35	Zuordnung erfolgt durch univariate Clusteranalyse					4	0,2	
C	Umweltziele										
C1	Energieeffizienz	vereinfachte Exergiebilanz [dimlos]	99,10 %	Zuordnung erfolgt durch univariate Clusteranalyse					5	0,8	4,8
C2	Ressourceneffizienz	Menge aller Reststoffe [kg/ kWh ger. Gas] Verbrauchsstoffintensität (Kühlwasser, Zusatzstoffe, etc.) [kg/kWh ger. Gas]	0,000052	Ressourceneffizienz ist nicht in Bewertung eingeflossen					1	0,0	
C3	Gefahr für Mensch und Umwelt	Gefahrstoffeinwirkungen/Explosionswahrscheinlichkeit (qualitativ)		Sehr groß	Hoch	Mittel	Gering	Minimal	4	0,2	
	Gesamtnutzwert										
A+B+C										1/3A 1/3B 1/3C	4,63

Eine solche Betrachtungsweise kann vergleichend vom selben Edukt oder zum selben Ziel hin hier SNG erfolgen. Die einheitliche Bewertung und Gegenüberstellung der Ergebnisse ermöglicht – trotz notwendiger Vereinfachungen und Annahmen – einen ersten Vergleich und Einordnung unterschiedlicher Aufbereitungsverfahren untereinander. In Abb. 5 ist zu erkennen, dass trotz des technologischen Vorsprungs den die fermentativen Biogase mitbringen auch synthesegasstämmige Variante in der Gesamt- und Kostenbetrachtung mithalten können.

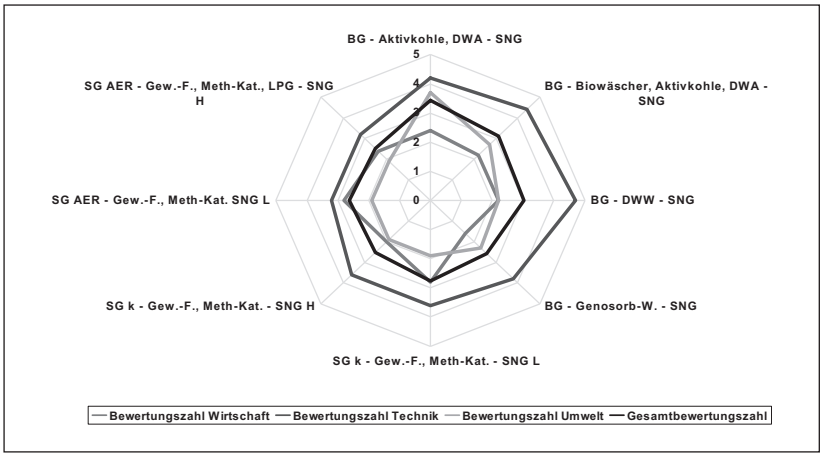


Abb. 5: zeigt das Ergebnis einer solchen Bewertung für das Produkt SNG ausgehend von Vergärungs- und Vergasungsrohgasen

Die alternative Betrachtung ausgehend vom Edukt Roh-Biogas ist in Abb. 6 und ausgehend von Synthesegas in Abb. 7 dargestellt.

Nur technogisch zeigt sich hier eine Wettbewerbsfähigkeit der Aufbereitung zu SNG bei gegebenem Wärmeabsatz lokaler KWK-Anwendungen wird es schwer den Mehraufwand für die Einspeisung zu rechtfertigen. Mit zunehmender Anlagengröße wird es andererseits schwieriger eine Wärmenutzung zu realisieren, sodass die unterschiede sinken. Derzeit erscheint uns bei einer Rohgasproduktion von >500 Nm^3/h die SNG-Erzeugung sinnvoll. Generell ist in jedem Fall die Aussage durch die Wahl der Systemgrenzen nicht ganzheitlich.

Abb. 7 zeigt analog die Nutzung von biomassestämmigem Synthesegas bei dem hier 2 verschiedene Rohgase betrachtet werden. Die Techno-

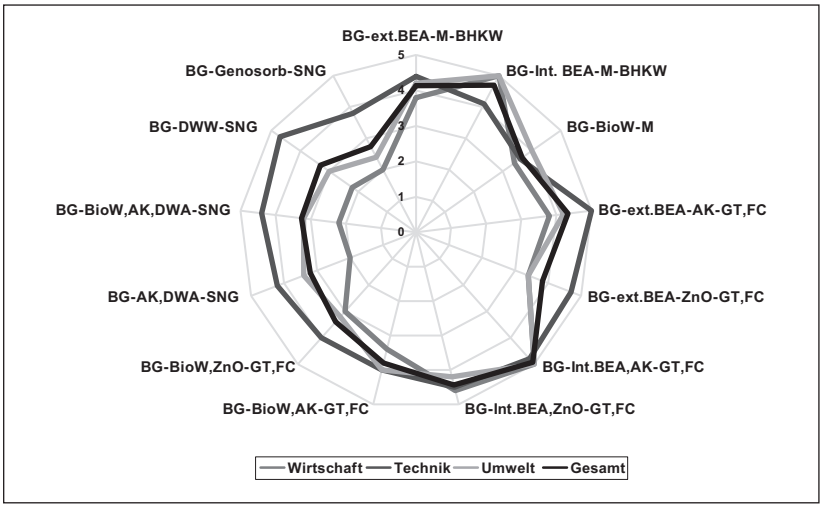


Abb. 6: Vergleich alternativer Aufbereitungspfade von Roh-Biogas für verschieden Nutzungen

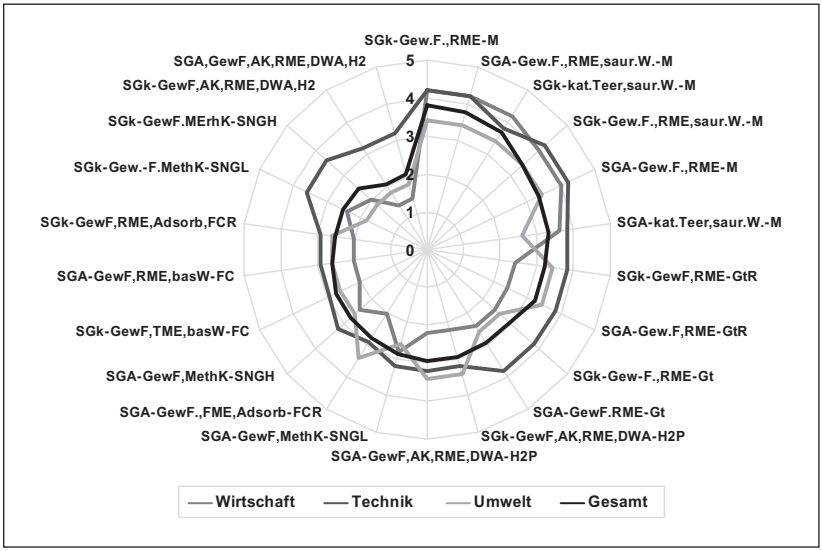


Abb. 7: Vergleich alternativer Aufbereitungspfade von Synthesegas für verschieden Nutzungen

logie der zugrunde liegenden Vergasung ist in beiden Fällen der up-scale einer Güssinganlage auf 25 MW FWL (Feuerungswärmeleistung) konventionell und mit AER Prinzip.

Auch hier zeigt sich ein Mehraufwand der Aufbereitung zu SNG gegenüber konventioneller Nutzungen in Motor oder Turbine. Gegenüber HT-Brennstoffzellen oder der reinen Wasserstofferzeugung weist die SNG-Herstellung aber eindeutige Vorteile auf.

Neben der Aufbereitung kommt der Bereitstellung der Biomasse in Hinblick auf Effizienz- und Nachhaltigkeitskriterien große Bedeutung bei. Daher ist es notwendig Werkzeuge zuhaben, um die nachhaltig verfügbaren Biomassepotentiale zu bestimmen und geeignete Anlageplätze zu verorten.

Verbund-Projekt Biogaseinspeisung

Eben die ist ein zentrales Anliegen des vom BMBF geförderten aktuellen Projektes: „Verbund-Projekt Biogaseinspeisung" das von Fraunhofer UMSCHT in Kooperation mit dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, dem Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig, dem Institut für Berg- und Energierecht der Ruhr-Universität Bochum, dem Fachbereich Wasserwirtschaft der Hochschule Magdeburg, der E.ON Ruhrgas AG und der alta4 Geoinformatik AG gemeinsam durchgeführt wird.

Allgemein ist es das zentrale Ziel dieses Verbundprojektes, die Möglichkeiten der energetischen Biomassenutzung zu erweitern, in dem Hemmnisse für die Erzeugung, Einspeisung und Verteilung von Biogas (Biomethan) über das Erdgasnetz überwunden werden.

Um die Erschließung der lokalen Biogaspotenziale und deren Integration in die regionalen Strukturen der Gaswirtschaft zu fördern und den Klimaschutzbeitrag der Biomasseressourcen zu optimieren, besteht daher Bedarf:

- die Biomasseressourcen zu identifizieren, strukturieren und als raumbezogene Informationen für die Praxisakteure vor Ort verfügbar zu machen,
- die Perspektiven neuer Technologien zur Erzeugung von Biomethan auszuloten
- die Chancen, Restriktionen und konkreten Randbedingungen für die

Integration von Biogasanlagen in regionale Erdgassysteme unter Berücksichtigung der vorhandenen gaswirtschaftlichen Randbedingungen und Freiheitsgrade zu analysieren,

- die alternativen Verwendungsrouten für Biomasse, Anbauflächen und Biogas zu vergleichen und zu bewerten, um Nutzungsstrategien unter Abwägung ökologischer und ökonomischer Kriterien zu optimieren,
- und die Erkenntnisse über die konkreten Umsetzungsbedingungen und Erfolgschancen vor Ort auf das Gesamtsystem zu übertragen und verallgemeinerbare Aussagen für Praxisakteure wie auch Politik abzuleiten.

Das Grundkonzept des Verbundprojekts setzt an dieser Problemstellung an. Dazu werden unter anderem Informationen zu Lage und Größe der Gasnetze, Landschaftsnutzungskriterien wie Schutzgebiete, ackerscharfe Nutzflächenaussagen, Höfe mit Gülleanfall, Waldgebiete, Besiedlungsdichte und die Verkehrwegesituation jeweils mit ihren Einsatzstoffpotentialen in einem Geoinformationssystem integriert um zunächst beispielhaft für 2 Modellregionen entwickelt.

Das Projekt setzt auf den Erkenntnissen und offenen Fragen auf, die im Wesentlichen von den gleichen Wissenschaftspartnern im Rahmen der Studie „Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse“ für die DVGW gewonnen wurden.

Ein Ergebnis dieser Studie war auch, dass für die Route vom Holz via Syngas zum SNG die mit dem vertretbaren up-scale Faktor von 3,25 auf 25 MWFWL projektierte Anlagen-Konfiguration von ihren spezifischen Investitionskosten betrachtet als zu klein angesehen werden muss. Daher werden im laufenden Projekt verfahren betrachtet die Kapazitäten von 60-100 MW des Brennstoff-Input verarbeiten können. Um zu belastbaren Kostenschätzungen zu gelangen wurde von geeigneten Vergasungstechnologien ausgegangen, die diese Größe erreicht haben bzw. auf dies Größe adaptiert werden können. In den beiden näher untersuchten Fällen handelt es sich um Zirkulierende Wirbelschichtreaktoren. Im einen Falle analog Güssing, einer allothermen Wasserdampfvergasung mit externer Verbrennung, basierend auf dem Taylorkonzept das in wesentlichen großmaßstäblich in Burrlington Vermont realisiert wurde, sowie die autothermen Druckvergasung von TPS deren Demonstrationsanlage in Värnamo, Schweden steht. Für beide Vergaser und die aus ihnen resultierende Gas-

zusammensetzung wurden speziell adaptierte Aufbereitungsketten zu SNG entwickelt und der zugehörige Investitionsbedarf ermittelt. So muss für eine 60 MWFWL –Anlage mit kosten von etwa 135 – 160 €/kW SNG gerechnet werden. Die Ermittlung der spezifischen Gesamtproduktionskosten steht noch aus, doch zeigt sich derzeit bereits eine unterschiedliche Sensitivität der verschiedenen Verfahren von Biomasse und Stromkosten.

Will man die derzeit gesicherten aussagen zu SNG zusammenfassen um daraus nachfolgend den Forschungs(förderungs)bedarf zu beschreiben ergibt sich folgendes Bild:

Fazit

Die Situation bei SNG aus fermentativem Biogas stellt sich wie folgt da:

- Derzeit liegt die Mindestanlagengröße zur Einspeisung bei etwa 250 Nm^3/h einspeisefähigen Gases.
- Derzeit sind bereits über 20 Anlagen im Bau oder Betrieb und viele weitere projektiert. Der Übergang von Demophase zu technischer Normalität im Wesentlichen nicht von technischen Problemen bestimmt. Logistische und rechtliche Herausforderungen dominieren.
- Eine Erschließung des Gesamtpotentials unter Nachhaltigkeitskriterien noch nicht erfolgt.
- Der langfristige Rohstoffpreis bestimmt dominieren über den wirtschaftlichen Erfolg
- Die nachhaltige Biomassebereitstellung ist nicht geklärt aber keine spezifisches Problem der Einspeisung
- Der Entwicklungsstand der verschieden CH_4/CO_2-Trennverfahren hat einen Reifegrad der nur noch sehr begrenztes Kostenreduktionspotential bietet.

Die Situation bei SNG aus Holz via Synthesegas:

- Die Vergasung holzartiger Biomassen mit Aufbereitung zu SNG und Einspeisung des Produktgases bietet wirtschaftlich und ökologisch interessante Perspektiven, die mit alternativen Holznutzungen konkurrieren können.
- Holz und andere feste Biomassen bieten national wie international signifikante, teilweise noch in großem Umfang ungenutzte Poten-

ziale (z. B. für Deutschland Schätzung ungenutzter Zuwachs Waldholz 30 Mio. t/a)

- Die hier getroffenen Annahmen und Aussagen unterliegen zwar großen Unsicherheiten, im Kern rechtfertigen die Ergebnisse jedoch eine weitere, intensive Beschäftigung mit der Technik
- Die wirtschaftliche Realisierung wird zu Anlagengrößen um 100MWFWL und einer begrenzten Zahl von Anlagen führen
- Der entsprechende Holzbedarf von 200.000t/a und mehr wird im wesentlichen durch überregionale Logistikstrukturen gedeckt werden, was die Standortwahl beeinflussen wird (Binnenschifffahrtstrasse, Meereshafen)
- Für die Vergaser- und Aufbereitungstechnologie gilt nur bedingte Marktverfügbarkeit. Erste Demoanlagen existieren aber die zugehörige Gasreinigung erfüllt nur geringere Anforderungen
- Methanisierung von Holzgas bisher nur im Pilotmaßstab, Kostenschätzungen mit Unsicherheiten behaftet
- Weltweit ist noch keine Gesamtanlage in Betrieb (mit Synthesegasaufbereitung zu Erdgas)
- Spezifische Investitionskosten thermochemischer Erdgasbereitstellung aus Holz (60 MWFWL) liegen nach unseren neuesten Berechnungen etwa bei 135 -155 €/kW produzierten SNG
- Verschiedene Verfahren weisen unterschiedliche Beiträge von Biomassekosten Stromkosten und Kapitalkosten auf. Jeweilige standort- oder rechtsspezifische Randbedingungen können ausschlaggebend für Verfahrenswahl sein.

Darauf ergeben sich die nachfolgend aufgezeigten Forschungsfelder deren Bearbeitung unseres Erachtens einen Beitrag zur nachhaltigen, das Potential ausschöpfenden Implementierung der Einspeisung biogener Erdgassubstistitute leisten kann.

Forschungbedarf

Allgemein

Es fehlen biogene Heizwertverbesserer zum upgrade auf Erdgas H da mit dem Rückgang der Öl-Importe auch LPG nicht oder nur deutlich teuer zur

Verfügung steht: biogen erzeugtes LPG; wäre eine noch nicht verfügbare Alternative, DME eine andere, wobei DME gegebenenfalls als Teilstrom integriert in die Produktion an größeren Biosyngasanlagen.

Klärung des einspeisefähigen H_2-Gehaltes; 5 % wäre aus Sicht eines möglichst schnellen Ausbaus des regenerativen Gasanteils wünschenswert. Eine Änderung der Heizwertmessung könnte mittelfristig erfolgen und bis dahin kundenfreundliche Übergangsregelungen gefunden werden.

Zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit der standortspezifischen Biomasseversorgung müssen geeignete Mechanismen implementiert werden. Bei Großanlagen ist gegebenenfalls über Gebietsschutz im Falle regionaler Versorgung nachzudenken um investive Risken abzufedern.

Werkzeuge zur anlagengrößen- und standortspezifischen Entscheidung der Nutzungsalternativen für Biogas und Biosyngas ohne Subventionsverzerrung werden gebraucht, wobei zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit die Implementierung und Anwendung sozio-ökonomischer Indikatoren von Planungsbeginn an erfolgen soll.

Im fermentativen Bereich

- Es fehlen noch kostengünstige Entschwefelungsverfahren die im Primärenschritt nicht zu O_2-Resten im Gas führen, die dann ihrerseits Kosten zur Beseitigung verursachen.
- Gärrückstandsverwertung unter Ermöglichung des Nährstoffkreislaufes einschließlich der N-Verbindungen (z. B. Fermenterbeheizung, Vergasung mit Gasrückführung in den Fermenter; Ammoiumsalzgewinnung) und Ausbringung der mineralischen Reste nach Verwertung.
- Minimierung diffuser Methanemissionen.
- Eine Prozessvergleichmäßigung durch verstärkte Automation der Beschickung könnte positive Auswirkung auf Umsatz, Anlagenverfügbarkeit und Emission haben.

Im thermochemischen Bereich

- Bei der Methanisierung könnte eine Unterdrückung der C-C-Spaltung durch geeignete Modifikation der Katalysatoren die Problematik des zu geringen Heizwertes bei der Synthesegasroute vermindern.

- Eine Nachhaltigkeit ohne Ascherückführung ist nicht denkbar, dazu müssen Teerfreiheit, Bioverfügbarkeit, Ausbringungsfähigkeit sichergestellt werden.
- Auch wenn i.A. keine N-Dünung des Waldes erfolgen muss, wäre es sinnvoll aus dem Kondensatanfall NH_3 /Ammoniumsalz für die Düngezwecke zu gewinnen; die Bedeutung wächst mit oder Ausweitung der Technologie auf feldwachsende Ligno-Cellulosen Biomassen
- Die bisher eher nur in Laboruntersuchungen identifizierten Unterschiede der einzelnen LCBs müssen durch Dauerbetriebsversuche durch sukzessive Ausweitung des Brennstoffspektrums von Holz zu anderen LCB im Demonstrationsmaßstab durchgeführt werden.
- Mögliche Vorteile der Biomasse-Vorbehandlung wie TOP, Briketierung etc. sollten untersucht werden.

Darüber hinaus ergibt sich ein verfahrensspezifischer Forschungsbedarf:

- Bei Niederdruckverfahren: kinetisch kontrollierte Reaktionsführung zur gleichzeitigen Unterdrückung von Shift- und Kohlenstoffbindung.
- Bei AER: Energetische Anpassung der Wärmezufuhr an die Notwendigkeiten der allothermen Vergasung - Minderung der Recarbonatisierungsneigung des Bettmaterialaustrags.
- Bei Druckvergasungen: Kostenreduktion der Biomassebeschickung (investiv und standzeitbezogen).

Anschrift des Autors:
Dr. rer. nat. Christoph Unger
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)
Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen
E-Mail: christoph.unger@umsicht.fraunhofer.de

Chancen für Erdgasantriebe

Dr. Jakob Seiler
Verband der Automobilindustrie (VDA)

1. Die Herausforderungen der Zukunft

Die Automobilindustrie steht vor großen Herausforderungen – nicht nur aufgrund des gestiegenen Ölpreises, sondern auch im Hinblick auf die Sicherstellung einer nachhaltigen Mobilität.

Die deutsche Automobilindustrie hat sich dieser Herausforderung mittels einer Fächerstrategie zur fortgesetzten Senkung der CO_2-Emissionen und Sicherstellung einer nachhaltigen Mobilität gestellt.

Die erste und wichtigste Säule dieser Fächerstrategie heißt Effizienz. Dahinter steckt die stetige Optimierung unserer Antriebe und die stetige Weiterentwicklung unserer Motoren und Aggregate. Motoren und Antrie-

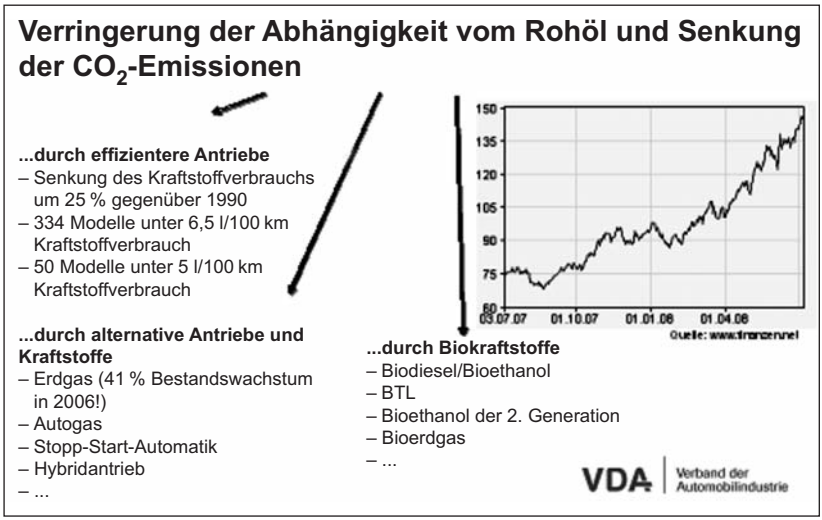


Abb. 1: Die Fächerstrategie der deutschen Automobilindustrie

be werden so effizient wie möglich gestaltet. Der Kunde profitiert hiervon durch einen sinkenden Kraftstoffverbrauch und dadurch sinkende CO_2-Emissionen. Ergänzt wird diese Strategie der Effizienzsteigerung durch die Säule der alternativen und regenerativen Kraftstoffe sowie durch die Säule der alternativen Antriebe. Die langfristige Strategie der Elektromobilität, sei es mit Wasserstoff oder mit der Batterie als Energiespeicher, bildet den Abschluss dieser Gesamtstrategie.

2. Der Erdgasantrieb im Kontext der CO_2-Senkungsstrategie

Das Paradebeispiel der alternativen Antriebe und Kraftstoffe ist der Erdgasantrieb. Ergas ist ein hervorragender Kraftstoff für den Verbrennungsmotor. Mit einer hohen Oktanzahl erreicht der Erdgasmotor hohe Wirkungsgrade und verbrennt sehr sauber. Gegenüber einem vergleichbaren Benzinmotor lassen sich die Schadstoffemissionen um bis zu 90 % senken. Der Erdgasantrieb ist quasi partikelfrei und extrem arm an Stickoxidemissionen, so dass der Erdgasantrieb besonders für den sensiblen innerstädtischen Verkehr gut gerüstet ist.

Durch seine hohe Effizienz und sein günstiges H/C-Verhältnis emittiert der Erdgasantrieb ca. 20 % weniger CO_2 als sein vergleichbarer Otto-Kollege. Damit ist Erdgas der umweltschonendste fossile Energieträger. Der Erdgasantrieb kann somit dabei helfen, die anspruchsvollen CO_2-Ziele der europäischen Gemeinschaft zu erfüllen.

Nachteilig am Erdgasantrieb allein ist, dass der Kraftstoff unter Druck, und damit technisch aufwändiger als flüssige Kraftstoffe wie Benzin oder Diesel, im Fahrzeug gespeichert werden muss. Allerdings verringern intelligente Unterflur-Tankkonzepte diesen Nachteil. So verfügen moderne Erdgasfahrzeuge über eine Reichweite im Erdgasbetrieb von ca. 400km ohne dabei Abstriche an den Innenraum oder Gepäckraum machen zu müssen.

Letztendlich hat auch der Gesetzgeber diesen Vorteil des Erdgasantriebes erkannt und gewährt daher dem Erdgas einen günstigeren Steuersatz. Die Kraftstoffkosten reduzieren sich dadurch gegenüber einem vergleichbaren Benziner um ca. 50 %.

Der ADAC hat kürzlich die monetären Vorteile des Erdgasantriebs bestätigt. So lassen sich im Schnitt beim Erdgasantrieb pro Jahr ca. 800 € gegenüber einem vergleichbaren Benziner einsparen.

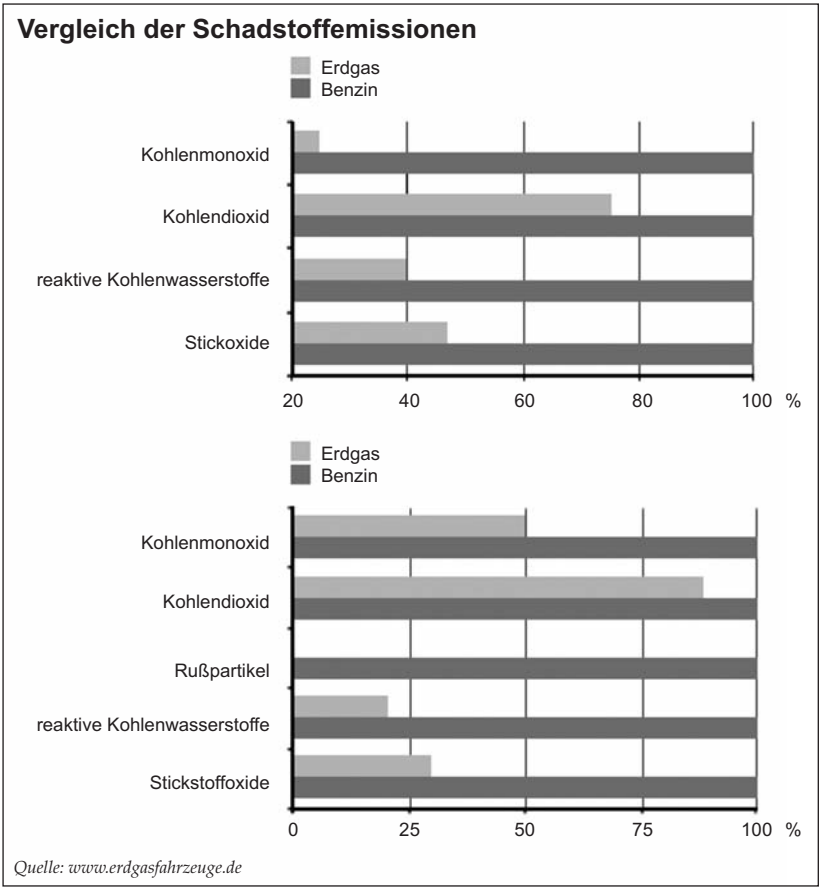


Abb. 2: Vergleich der Schadstoffemissionen

Diese Vorteile des Erdgasantriebes haben dazu geführt, dass sowohl der Erdgasfahrzeugbestand als auch die Erdgastankstelleninfrastruktur einen dynamischen Verlauf aufzeigen. Zwar wurde das Ziel von 1000 Erdgastankstellen bislang verfehlt, die Steigerungen des Erdgasfahrzeugbestandes sind jedoch weiterhin sehr hoch. So konnte der Fahrzeugbestand innerhalb eines Jahres um 41 % gesteigert werden.

Neue attraktive Erdgasmodelle werden diesen Trend nach mehr Erdgas unterstützen.

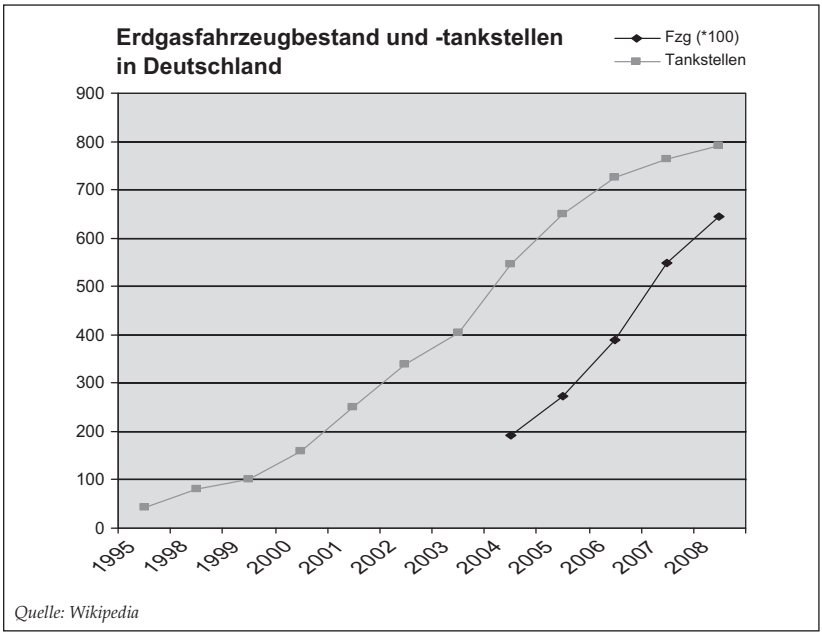


Abb. 3: Erdgasfahrzeugbestand und Tankstelleninfrastruktur

3. Biomethan als nachhaltige Alternative zum Erdgas

Neben den alternativen Antrieben stellen Biokraftstoffe eine weitere wichtige Säule in der CO_2-Senkungsstrategie der deutschen Automobilindustrie dar. Die heute weitflächig verfügbaren flüssigen Biokraftstoffe sind Biodiesel und Bioethanol. Im Mittel wird diesen Kraftstoffen eine CO_2-Einsparung gegenüber fossilen Kraftstoffen von 50 % zugesprochen. Die deutsche Automobilindustrie arbeitet intensiv auf die neuen Biokraftstoffe der 2. Generation hin, die eine CO_2-Einsparung von bis zu 90 % ermöglichen. Bis diese neuen Kraftstoffe allerdings auch in großem Maßstab zur Verfügung stehen, werden noch einige Jahr vergehen.

Eine interessante und kurzfristig verfügbare Alternative zu Biodiesel und Bioethanol stellt allerdings Biomethan dar.

Biomethan ist ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas. Mittels der in Deutschland vor Kurzem verabschiedeten Qualitätsnorm für Erdgas ist

es nun möglich geworden, einen Qualitätsstandard auch für Biomethan zu setzen. So können alle Erdgasfahrzeuge ohne Abstriche auch mit Biomethan, die die DIN 51624 erfüllen, betankt werden.

Ein weiterer nicht zu unterschätzender Vorteil ist, dass Biomethan in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann. Somit besteht eine einfache Möglichkeit der Beimischung von Biomethan zum Erdgas. Jeder Erdgaskunde kann somit von dem beigemischten Biomethananteil im Kraftstoff profitieren. Die Erdgasbranche hat eine Beimischungsquote von 10 % zugesagt, einzelne Akteure streben eine 20 %ige Biomethanbeimischung an. Aus Qualitäts- und Umweltgesichtspunkten ist diese erhöhte Beimischung unbedingt zu begrüßen.

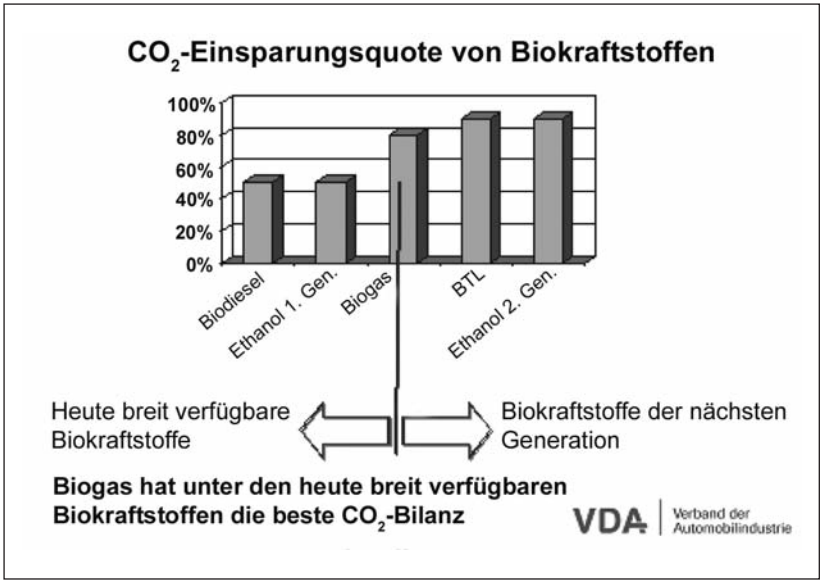


Abb. 4: Vergleich der Biokraftstoffe

Biomethan ist in seinen Umwelteigenschaften dem Bioethanol und dem Biodiesel deutlich überlegen und kommt in seiner Umweltbilanz den zukünftigen Biokraftstoffen der 2. Generation bereits sehr nahe. So wird dem Biomethan eine CO_2-Einsparungsquote von 80 % zugesprochen, außerdem wird dieser Kraftstoff sehr effizient hergestellt. Nach Berechnungen der FNR wird die landwirtschaftliche Fläche bei der Biogaspro-

duktion 2-3 Mal so gut ausgenutzt wie bei der Produktion von Biodiesel. D. h., dass bei gleicher landwirtschaftlicher Fläche 2 – 3 mal mehr Biogas hergestellt werden kann als Biodiesel.

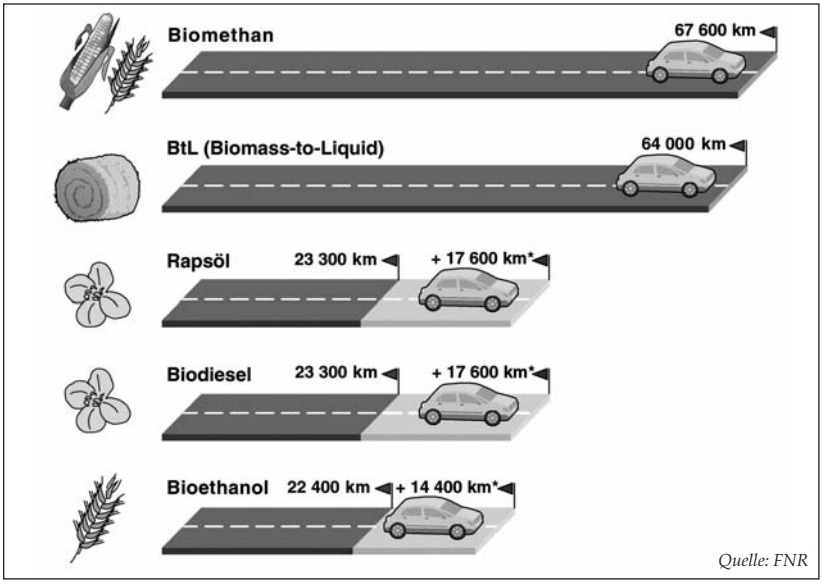


Abb. 5: Vergleich der Flächennutzungseffizienz

Biomethan als Erdgassubstitut stellt daher eine bevorzugte Variante in der Nutzung von Biokraftstoffen dar. Dies hat die Bundesregierung erkannt und plant mit der Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes die Möglichkeit der Anrechnung von Biomethan an die zu erfüllende Biokraftstoffquote. Damit entsteht mit Biomethan eine saubere, effiziente und CO_2-arme Konkurrenz zu den bisherigen Biokraftstoffen.

Anschrift des Autors:
Dr. Jakob Seiler
Verband der Automobilindustrie (VDA)
Abteilung Technik - Sachgebiet Alternative Antriebe und Kraftstoffe
Westendstr. 61, 60325 Frankfurt am Main
E-Mail: seiler@vda.de

Erdgassubstitute aus Biomasse – Aktivitäten in der Europäischen Union

Birger Kerckow
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Einleitung

Die Bedeutung erneuerbarer Energien hat nicht nur in Deutschland, sondern der gesamten Europäischen Union in den letzten Jahren stark zugenommen, da sie zu den drei Zielen der Energiepolitik – Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit, einen wesentlichen Beitrag leisten können. Richtlinien für den Strom- und Kraftstoffbereich haben seit 2001 indikative Vorgaben für den Anteil erneuerbarer Energien gemacht. Mit dem am 23.01.2008 von der Europäischen Kommission vorgestellten und noch in der politischen Abstimmung befindlichen Klima- und Energiepaket sollen diese Vorgaben verbindlicher und sektorübergreifend werden. Erneuerbare Energien sollen 20 % des Endenergieverbrauchs der EU im Jahr 2020 gewährleisten, gegenüber 8,5 % in 2006. Zugleich sollen die Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990 sinken, und erneuerbare Kraftstoffe sollen 10 % des Energiebedarfs des Straßentransports in 2020 decken [1]. Bis auf das Kraftstoffziel bleibt die konkrete Umsetzung in den Bereichen Strom und Wärme den Mitgliedstaaten überlassen. Diese ambitionierten Ziele können nur mit erheblichen Fortschritten bei allen Energieträgern und Nutzungsarten erreicht werden.

Der Markt für Erdgas und Erdgassubstitute in der Europäischen Union

Erdgas hatte im Jahr 2006 einen Anteil von 25 % am Endenergieverbrauch der EU-27 [2]. In den Niederlanden, Ungarn, Italien, Großbritannien und Rumänien liegt der Anteil mit 37 – 44 % deutlich höher. 110 Millionen

Kunden haben nach Eurogas Zugang zum europäischen Erdgasnetz, allerdings mit großen regionalen Unterschieden. Obwohl der Erdgasverbrauch mit knapp 20.000 PJ in den letzten Jahren stabil blieb, prognostiziert die Produzentenvereinigung Eurogas bis zum Jahr 2030 einen Anstieg um 43 % gegenüber 2005. Große Verschiebungen werden auch beim Importanteil erwartet. 2007 waren Russland, Norwegen und Algerien die Hauptlieferländer außerhalb der EU 27. Mittelfristig wird ein weiterer Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgas prognostiziert. Der Einsatz in Heizwerken und als Kraftstoff bleibt von untergeordneter Bedeutung. Auf der Rohstoffseite werden LNG-Importe deutlich zunehmen.

Bestimmungsfaktoren für nationale Aktivitäten zur Erdgassubstitution

Welche Mitgliedstaaten der EU sich bisher mit dem Bereich Erdgassubstitute beschäftigen, hängt entscheidend von den nationalen Voraussetzungen ab. Ein gut ausgebautes Erdgasnetz – hier sind die Niederlande in der EU-27 Spitzenreiter – bietet die Möglichkeit, hochwertige Energie für alle Anwendungen, d. h. v. a. Strom, Wärme und Kraftstoffe, am Ort der Verwendung zur Verfügung zu stellen. Erdgassubstitute sind daher ein guter Weg, flexibel auf die Vorgaben der künftigen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (2008) 19 der EU einzugehen und auch der Forderung nach Energieeffizienz zu genügen. Weitere Einflussfaktoren sind:

- der derzeit eingesetzte Energieträgermix. In Schweden dominieren z. B. Wasserkraft und Forst-/Holzabfälle die Stromerzeugung, in Frankreich die Atomkraft. In beiden Fällen ist eine Treibhausgasminderung durch Biogas oder SNG schwierig.
- die Verfügbarkeit geeigneter Biomassesubstrate (Energiepflanzen, Abfälle biogenen Ursprungs, Grünschnitt, Importbiomasse). Siehe z. B. [3]
- Fördermaßnahmen für Bioenergie und konkurrierende Energieträger. Die in Deutschland vorhandene Steuerbegünstigung für Erdgas und Flüssiggas als Kraftstoff reduziert die Wettbewerbskraft von Biomethan als Kraftstoff.

Von den beiden wichtigsten Herstellungswegen für Erdgassubstitute – Biomethan über die biochemische Umwandlung oder SNG über thermo-

chemische Verfahren – ist nur die biochemische Route in größerem Umfang in der Praxis eingesetzt. Die Schwerpunktsetzung für die Förderung von Forschung und Entwicklung hängt wiederum von den bisherigen nationalen Erfahrungen mit den Konversionstechnologien ab.

Blickt man auf die Aktivitäten der letzten 20 Jahre zurück, sind die Niederlande, die Schweiz, Österreich, Schweden und Deutschland die aktivsten europäischen Länder gewesen. Ausgangspunkt war häufig die Nutzung biogener Abfälle, d. h. die Aufbereitung von Biogas, Klärgas oder Deponiegas. Daher wurden auch Insellösungen und eine Netzeinspeisung verfolgt. Die Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben durch die Europäische Union nimmt einen wichtigen Platz ein; außerhalb der 5 genannten Länder gibt es kaum national geförderte Vorhaben.

Tab. 1: Anzahl der öffentlichen Erdgastankstellen in ausgewählten europäischen Ländern[4]

EU-Land	Öffentliche Erdgastanstellen
Belgien	derzeit keine öffentlichen Tankstellen in Betrieb
Bulgarien	ca. 50 (Stand April 2008)
Deutschland	794 (Stand Juli 2008)
Dänemark	derzeit keine öffentlichen Tankstellen in Betrieb
Frankreich	ca. 25 (Stand April 2008)
Großbritannien	19 (Stand April 2008)
Italien	ca. 620 (Stand April 2008)
Kroatien	1 (Stand April 2008)
Niederlande	8 (Stand April 2008)
Österreich	124 (Stand Oktober 2008)
Polen	ca. 25 (Stand April 2008)
Portugal	derzeit keine öffentlichen Tankstellen in Betrieb
Russland	ca. 210 (Stand April 2008)
Schweden	86 (Stand April 2008)
Schweiz	96 (Stand April 2008)
Slowakei	9 (Stand April 2008)
Spanien	1 (Stand April 2008)
Tschechien	9 (Stand April 2008)
Ungarn	1 (Stand April 2008)

Eine Sonderrolle nimmt der Kraftstoffbereich für Erdgassubstitute ein. Hier sind Schweden und die Schweiz europaweit führend. Wichtige regionale Aktivitäten gibt es seit 1987 in Lille in Frankreich und neuerdings in Großbritannien. Der Ausbau, außerhalb von Nischenanwendungen im Personen- und Gütertransport, hängt entscheidend von der Marktentwicklung für Erdgasfahrzeuge und, damit verbunden, von der Anzahl Erdgastankstellen ab. Italien ist europäischer Marktführer, was die Zahl erdgasbetriebener Fahrzeuge angeht, und weist hier 35 Jahre Erfahrung auf. Zu Biomethan als Kraftstoff sind aber keine Aktivitäten bekannt.

Beispiele von der Europäischen Union geförderter Vorhaben im Bereich Biomethan und SNG

Nachfolgend sollen einige Projekte kurz beschreiben werden, die im Rahmen der Energie- und Forschungsprogramme der Europäischen Union gefördert wurden bzw. werden.

1. BIOCOMM

Das Projekt BIOCOMM „Regulation Draft of Biogas Commercialisation in Gas Grid“ wurde von 2003 bis 2005 aus dem Altener-Progarmm der Europäischen Union gefördert. Partner waren ICAEN/Spanien, SGC/Schweden und der Fachverband Biogas. Ziel war eine Studie zu den technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Voraussetzungen einer Einspeisung von Erdgas. Die Projektergebnisse sind unter **http://www.icaen.net/uploads/bloc1/ambits_actuacio/Biocomm/INDEX.HTML** umfänglich dokumentiert.

2. REDUBAR

Das Projekt REDUBAR „Investigations targeted to the creation of legislative instruments and the reduction of administrative barriers for the use of biogas for heating, cooling and power generation“ wird aus Mitteln des Programms Intelligente Energien der EU gefördert und läuft seit Dezember 2006 über 30 Monate. Bei Gesamtkosten von 1,35 Mio. € beträgt die

Förderung 50 %. Koordinator ist die DBU-Gas- und Umwelttechnik GmbH bei insgesamt 15 Projektpartnern. Projektinhalt ist die Verringerung und Entfernung nichttechnischer und administrativer Hindernisse für die Biogaseinspeisung. Nähere Einzelheiten zum Vorhaben finden sich unter **http://redubar.eu**

3. MADEGASCAR

Das Projekt MADEGASCAR „Market development of gas-driven cars including supply and distribution of natural gas and biogas" fokussiert auf die Anwendung von Erdgas und Biogas im Transportbereich. Die Marktentwicklung von gasbetriebenen Fahrzeugen und der entsprechenden Versorgungsstruktur soll unterstützt werden. Die Förderung erfolgt über „Intelligente Energien" mit 50 % von 1,4 Mio. € Gesamtbudget. Koordiniert von der schwedischen „Skane Energy Agency" bearbeiten 15 Partner aus 10 Ländern das seit September 2007 laufende Vorhaben mit 30 Monaten Gesamtdauer. Einzelheiten unter **www.madegascar.eu**

4. BIOGASMAX

Mit einem Gesamtbudget von 17 Mio. € und einer Fördersumme von 7,5 Mio. € sticht dieses Vorhaben hervor, das seit Januar 2006 über insgesamt 48 Monate läuft. 20 Partner aus 8 Staaten unter Koordination der Stadt Lille arbeiten an der „Biogas market expansion to 2020" und wollen die technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Vorteile von Biomethan und Erdgas in Lille, Göteborg, Bern, Rom und Torun demonstrieren. Die Akzeptanz für Biomethan- und Erdgasfahrzeuge soll verbessert und nichttechnische Barriere beseitigt werden. BIOGASMAX wird aus Mitteln des 6. Forschungsrahmenprogramms der EU gefördert. Details zum Vorhaben finden sich unter **www.biogasmax.eu**

5. BIG<EAST

Das Vorhaben „Biogas for Eastern Europe" des Programms Intelligente Energien läuft seit September 2007. Über 30 Monate wollen 12 Partner aus

9 EU-Staaten unter Federführung von WIP München die Erzeugung und Nutzung von Biogas in Süd- und Osteuropa fördern; die Aufbereitung zu Biomethan ist dabei ein Teilaspekt. Einzelheiten sind unter **www.big-east.eu** verfügbar. 50 % der Gesamtkosten von 1,1 Mio. € werden aus EU-Mitteln bestritten.

Weitere zentrale Vorhaben mit Förderung der Europäischen Union waren bei dem Fachgepräch direkt vertreten und sollen daher nur kurz erwähnt werden:

- CHRISGAS – Clean Hydrogen-Rich Synthesis Gas: Demonstration der Erzeugung eines reinen wasserstoffreichen Synthesegases **(www.chrisgas.com)**
- Bio-SNG – Demonstration of the Production and Utilization of Synthetic Natural Gas **(http://www.ie-leipzig.de/Energetik/Bio-SNG/Index.htm)**.

Zum Vorhaben „FLEXFUEL - Demonstration of a flexible plant processing organic waste, manure and/or energy crops to bio-ethanol and biogas for transport“, das aus dem 6. Forschungsrahmenprogramm bei Gesamtkosten von über 9 Mio. € mit immerhin 3,6 Mio. € gefördert wurde, waren keine näheren Informationen verfügbar [5].

Zusammenfassung

Erdgassubstitute aus Biomasse können einen wichtigen Beitrag zur Erreichung europäischer klima- und energiepolitischer Ziele leisten. Die Niederlande, Schweden, Österreich, die Schweiz und Deutschland haben sich bisher am stärksten mit der Thematik beschäftigt, wobei die Nutzung von Biomethan näher an einer Praxiseinführung ist als SNG. Einflussfaktoren für Konversions- und Nutzungsoptionen werden aufgeführt und Beispielprojekte auf europäischer Ebene vorgestellt. Unterschiedliche strukturelle, wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen in den Mitgliedstaaten der EU führen zu länderspezifischen Prioritätensetzungen. Werden die verbindlichen Vorgaben der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU wie vorgesehen verabschiedet, wird sich das Interesse an der nutzungsflexiblen Option der Erdgassubstitution weiter verstärken.

Quellenverzeichnis

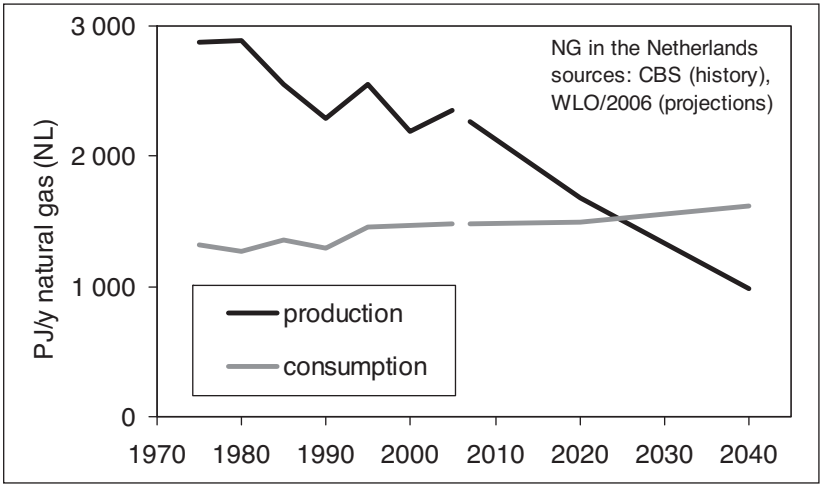
[1] Klima- und Energiepaket der Europäischen Union vom 23.01.2008 (KOM (2008) 19): http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/res_directive_en.htm am 12.10.2008
[2] Quelle: www.eurogas.org am 12.10.2008
[3] Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie http://www.gruene-bundestag.de/cms/publikationen/dokbin/166/166883.pdf am 12.10.2008
[4] Quelle: www.erdgasautos.at am 12.10.2008
[5] Quelle: http://www.biomatnet.org/secure/FP6/S1992.htm am 12.10.2008

Anschrift des Autors:
Birger Kerckow
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
Hofplatz 1, 18276 Gülzow
E-Mail: b.kerckow@fnr.de

Development of substitute natural gas from biomass in the Netherlands

Bram van der Drift
Energy Research Centre of the Netherlands

Netherlands: Land of natural gas



- almost 50 % (~1500 PJ/year) of primary energy is Natural Gas
- 135.000 km pipe line: in average within 120 m
- 94 % of houses connected to gas grid
- international grid connections

Natural gas for transportation coming up soon ...

- CNG filling stations network upcoming: 250 filling stations in NL in 2011
- considered as step to biogas (and bioSNG…)
- www.CNGnet.nl

ALTERNATIEVE BRANDSTOFFEN

AARDGAS EXPLOSIE

Leuk zo'n auto op aardgas, maar je kunt de brandstof bijna nergens tanken. Die klacht is binnenkort verleden tijd; nog voor het einde van dit jaar moeten er veertig pompen zijn gebouwd. En in de drie jaar daarna nog eens tweehonderd. Dat begint ergens op te lijken!

Tekst Roy Kleijwegt, foto's Lucas Verbeke e.a.

Geduld wordt niet altijd beloond. Neem dat arme Volvo. Wij kennen onder de noemer 'Bifuel' van dat merk vooral auto's die af fabriek een lpg-installatie aan boord hadden, maar de Zweden hebben ook ruim twaalf jaar geïnvesteerd in bifuel-auto's die zowel op aardgas als benzine konden rijden. De S60 en V70 bijvoorbeeld. Het leidde echter tot niets. En net nadat het merk heeft besloten te stoppen met aardgas-auto's om zich op E85 te gaan richten, besluit aannemer Ballast Nedam massaal te investeren in een Nederlands netwerk van aardgaspompen.

Het bouwbedrijf is al jaren gespecialiseerd in het bouwen van de aandgastank-installaties, maar de vraag was bijzonder matig. "Als we moesten blijven wachten tot iemand eens flink zou gaan bestellen, kwamen we nergens", verklaart Harbert van der Wildt, directeur van Ballast Nedam

Deze borden gaan we veel zien de komende drie jaar!

Concessies, de afdeling waaronder dit project valt, "We hebben toen besloten zelf actief tanklocaties te gaan bouwen." Het concern benaderde het bedrijf DutCH4, dat al ervaring had met het exploiteren van aardgaspompen. Samen hebben de twee bedrijven CNG Net opgericht. DutCH4 neemt zijn ervaring mee, Ballast Nedam slagkracht en investeringskapitaal.

Niet door elkaar

Dan moet je aardgas aan de man brengen. Om te voorkomen dat allerlei groepen door elkaar gaan praten, heeft CNG Net verschillende partijen uit de auto branche benaderd en is er een nieuwe stichting gevormd: Aardgas Mobiel. Hierin is CNG Net vertegenwoordigd, maar ook oliemaatschappijen (Texaco), leasemaatschappijen (Athlon) en verschillende auto- en vrachtwagenmerken. Ton Smit is aangetrokken als voorzitter. Hij is oud-wethouder van Haarlem en heeft er in die functie voor gezorgd dat in Haarlem een gemeentelijk aardgasprogramma is

AutoWeek nr. 6 13 Feb. 08

Ambitious energy targets
... a long way to go ...

effect	2006	2007	2010	2020
RE (from 20% EU target)	2,8 %	2,6 %		14 %
RE (national government)				20 %
RE in power	6,5 %	5,8 %	9 %	
RE in transport (biofuels)	0,4 %	2 % (?)	5,75 %	
CO_2 (national government)	3 %			30 %

The word "SNG"

- Ministry of Economic Affairs/ energy transition (document "Vol Gas Vooruit" www.energietransitie.nl): 20 % green natural gas by 2030, 50 % by 2050
- Gasunie target: 12,5 % green natural gas by 2030
- Gasunie sets up certification system for green natural gas (quality and origin)
- Subsidy on Green Biogas since 1st April 2008
- 250 filling NG stations by 2011, target: biogas / SNG

ECN technology development

The reference

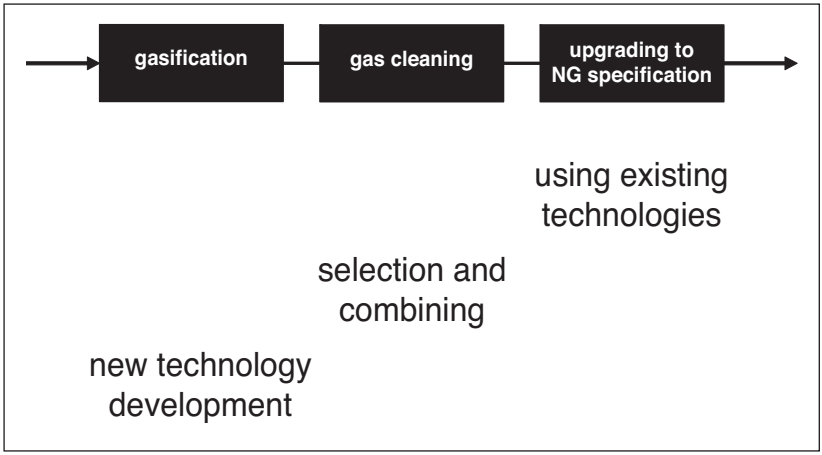
- lignite-to-SNG (US)
- ~3000 MW input
- ~55 % SNG (100 PJ/y) and ~13 % energy by-products

The hard truths

- coal-based systems are not suitable for biomass
- biomass is more expensive than coal

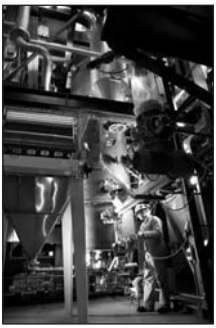
meaning:
- high efficiency is of major importance
- new biomass-based technology required

The choices of ECN



Gasification technology

MILENA technology:
- high methane yield
- complete conversion
- fuel flexible



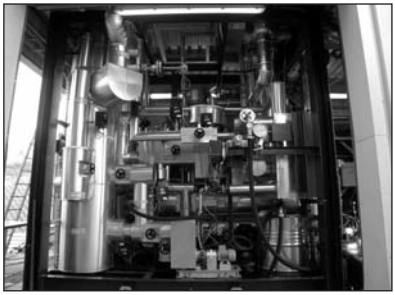
left: 25 kW; right: 800 kW

Gas cleaning

OLGA tar reduction:

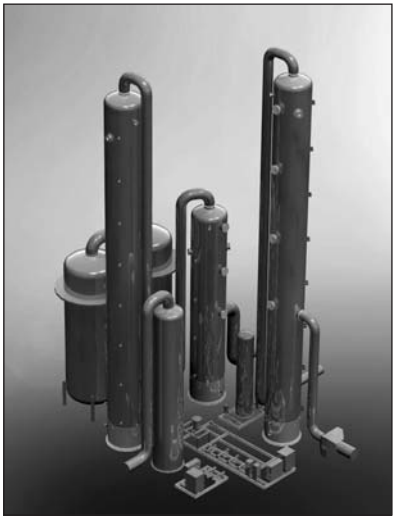
- no methane reduction
- tar recycle to gasifier

2 m^3/h



200 m^3/h

2000 m^3/h

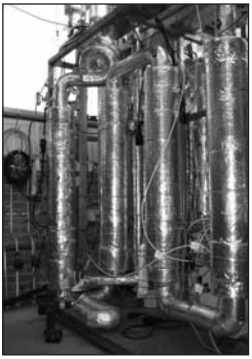


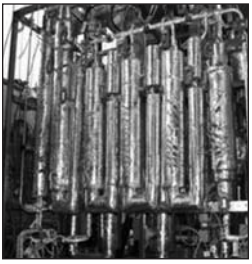
25000 m^3/h

Gas cleaning

Sulphur (S), Chlorine (Cl), dust, …:

- new combinations of existing technologies





2 m^3/h test facility:
10 multipurpose reactors

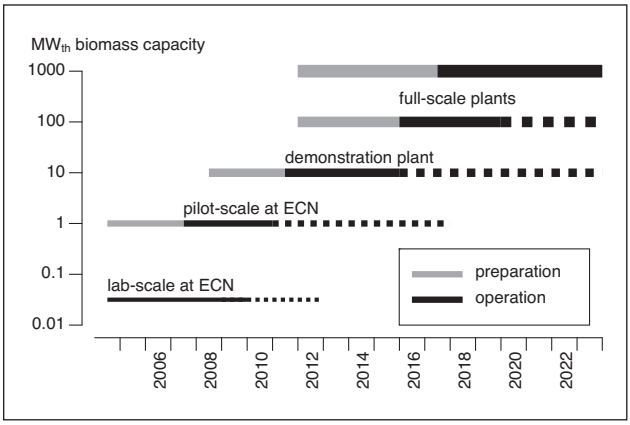
Status

- operating system at lab-scale (~2 m^3/h): biomass conversion to clean CH_4, H_2, CO, CO_2, H_2O, ready for SNG synthesis
- gasifier and tar removal available at pilot-scale (~200 m^3/h)

Future

- lab-scale facility extended to SNG/CNG
- long-term tests on lab-scale
- pilot-scale tests
- extension with further gas cleaning
- preparation of demonstration plant

ECN time schedule



Objective

- full-scale BioSNG plants (100+ MW)
- 70 – 75 % net energy efficiency from biomass to BioSNG
- pure CO_2 as by-product, available to double CO_2-reduction potential
- 5 €/GJ BioSNG plus biomass feedstock costs
- …major contribution to CO_2 reduction

Conclusions

- bioSNG has great potential
- ECN approach: make use of coal-based technology if possible, only develop biomass-specific parts
- biomass-to-SNG efficiency can be 70 – 75 %
- 40 % of (already C-neutral) carbon from biomass leaves system as CO_2: bioSNG can go far beyond CO_2-neutral
- bioSNG costs are among the cheapest renewables
- ECN lab-scale system available and operating
- ECN pilot-scale ready for testing
- demonstration plant 2011

Milena Opening Event

Thursday, 4th September 2008, the pilot MILENA gasifier at ECN will be opened officially by the minister of "VROM". You are invited!

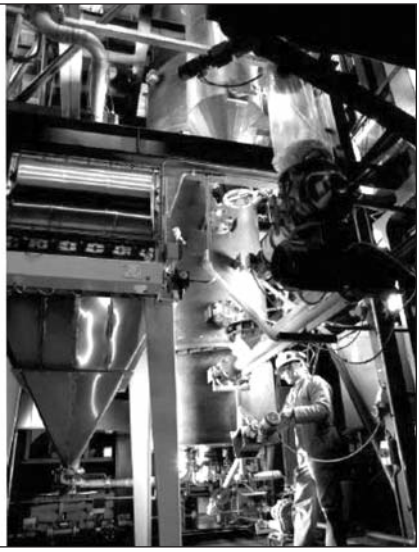
Program September 4th

Opening ceremony (Dutch spoken)

12.00 hrs	Buffet lunch
13.00 hrs	Welcome by Ton Hoff, Managing Director ECN
13.05 hrs	Ulco Vermeulen (chairman of Energy Transition platform New Gas) will speak about the future role of Green Gas in the transition to a more sustainable energy supply in the Netherlands
13.15 hrs	Ton Hoff will touch upon the role of biomass and particularly the Milena technology
13.25 hrs	Minister Jacqueline Cramer will give her view on the developments and subsequently will officially open the new Milena pilot plant
13.45 hrs	Time for questions

Informative Tour and reception (English spoken)

14.00 hrs	After a short introduction by Jan Willem Erisman (unit manager Biomass, Coal & Environmental Research), you will have the opportunity to visit the facilities, including the pilot plant and the complete lab-scale plant
15.30 hrs	Reception
17.00 hrs	Closure



More information

publications: www.ecn.nl/publications
composition database: www.phyllis.nl
tar dew point calculator: www.thersites.nl
IEA bioenergy/gasification: www.ieatask33.org
Milena indirect gasifier: www.milenatechnology.com
OLGA: www.olgatechnology.com
SNG: www.bioSNG.com and www.bioCNG.com

Anschrift des Autors
Bram van der Drift
Energy Research Centre of the Netherlands
PO Box 1, NL 1755 ZG Petten
E-Mail: vanderdrift@ecn.nl

Investigation of different process configuration based on energy conservation in synthesis steps in production of vehicle fuels from biomass (GreenSyngas)

Prof. Mehri Sanati
Lund University, Faculty of Engineering

Introduction

There is no single process design offering technically and cost-efficient way to produce biofuels from biomass (2nd Generation biofuel). Many factors that affect the desired process configuration have to be taken into consideration. Regarding biofuel production from biomass, some of the most important parameters are that product gas from gasifier contaminants compounds which can harm downstream catalytic components in upgrading step. Two of the most important poisons are tars and alkalis, with other contaminants including ammonia, HCl, particulates and sulphur containing molecules. Thus, for biomass feedstock thermochemical conversion advances are required in the cleanup technologies and processes to upgrade the raw product gas with minimal impact on the overall process efficiency. The design of the process, as well as its individual optimization of different process units, must be based on Energy Efficiency and Energy Conservation of feedstock.

The composition of gaseous product from a gasification process is closely related to the operation conditions as well as the characteristics of the biomass used. On the other hand, it is possible to change the distribution of the constituents in the gaseous product by means of some further processes such as steam reforming or catalytic upgrading. From this point of view, the choice of a suitable process flow diagram including, gasification-cleaning-synthesis steps become considerably important. The following Figure represents the different process units that need in the production routes of biofuel from biomass gasification:

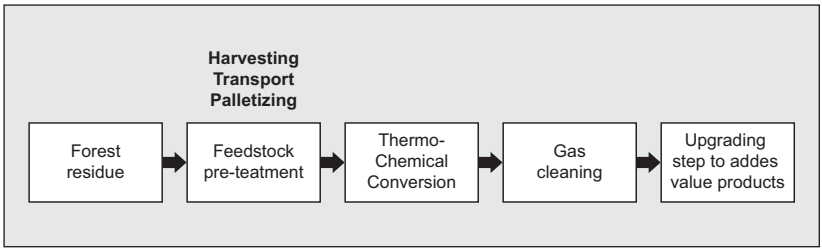


Fig. 1: Process units in the conversion routes of transport fuels from biomass

Most of the units in Figure 1 are available commercially today, representing a lower risk option. The disadvantage is that the process operates at high temperature and consequently more energy is needed. The main goal of the GreenSyngas is to asses other process flow diagram that may eliminate these disadvantages by re-using of energy in a more efficient manner.

The produced gas from gasifier consists predominantly of carbon monoxide, carbon dioxide, hydrogen, hydrocarbons (depending on gasification technique) and water vapour. This hydrocarbon fraction contains of low molecular hydrocarbons, like methane CH_4 and C2 – C3 hydrocarbons. More or less amounts of tars are also present. As minor components ammonia, chlorine and sulphur compounds, mainly H_2S, are present in the gas. Parts of impurities exist in particle form as aerosol. The exact composition of the gas after the gasifier depends on several factors, type of gasifier, conditions in the gasifier and type of fuel.

Upgrading step consists of reforming and water gas shift reaction. In the reformer the residual hydrocarbons and the tars, should be converted into CO, CO_2, H_2 and water.

$$CH_4 + 2\,H_2O \rightarrow CO_2 + 4\,H_2$$
$$CH_2 + H_2O \rightarrow CO + 3\,H_2$$

The reactions are endothermic and heat has to be added or the temperature will decrease as the reaction is in the progress. Depending of the product gas composition from gasifier different types of reforming processes (catalytic and non-catalytic) will be investigated. When the gas leaves

the reformer step the H_2/CO ratio will be close to 1. To utilising the synthesis gas in the subsequent synthesis steps, the H_2/CO ratio has to be tuned to the optimum value for the process in question. This is done in the shift step. The water gas shift reaction is ruled by an equilibrium, and the state of the gas can for a given H_2/CO ratio be shifted by addition/removal of water, CO_2 and/or by a change in the temperature.

$$CO + H_2O \leftrightarrow H_2 + CO_2$$

To shift the reaction far towards hydrogen, the temperature requires being low, like 200 ºC. Usually catalyst activity also is low at low temperature and to gain some reactor volume the shift step is traditionally divided into a high temperature step (HT, 400 – 550 ºC) and a low temperature step (LT, 200 – 300 ºC). Common HT shift catalyst is FeCr, while for the LT step Cu/ZnO is used in sulphur free environment.

It is expected that the achievement from GreenSyngas will be utilized in a process diagram that aim to preserve high energy efficiency, maintain conversion of tar to useful products, are heat integrated and incorporate the efficient cleaning systems to preclude catalytic poisoning in the synthesis steps. The proposed system could allow biomass generated transportation fuel or added value products at an energy efficiency close to the conventional processes.

Participants

- Technische Universität München, Faculty of Mechanical Engineering / Lehrstuhl für Energiesysteme, Boltzmannstr. 15, D-85748 Garching, Germany
- Technische Universiteit Delft, Faculty 3mE, Dept. of Process & Energy / EnergyTechnology Section, Leeghwaterstraat 44, Delft, 2628 CA, Netherlands
- Porvair Filtration Group Ltd, Concorde Close, Segensworth, Fareham, PO15 5RT, Hampshire, UK
- Forschungszentrum Jülich GMBH, Institute for Energy Research, IEF-2, Leo-Brandt-Str., D-52425 Jülich, Germany
- Alma Mater Studiorum-Universita Di Bologna, Dept. of Industrial Chemistry and Materials, Viale Risorgimento 4, I- 40136 Bologna, Italy
- Johnson Matthey PLC., Low Carbon Technologies, Blount's Court, Sonning Common, Reading, RG4 9NH, UK
- Norges Teknisk – Naturvitenskapelige Universitet, Dept. of Chemical Engineering, Sem Saelands v. 4, NO-749 Trondheim, Norway

- Biomassekraftwerk Güssing GmbH & CO KG, Europastr. 1, A-7540- Güssing, Austria
- Lantmännen Energi AB, Research and Development, S:t Göransgatan 160 A, SE-10425, Stockholm, Sweden

Anschrift der Autorin:
Professor Mehri Sanati
Lund University, Faculty of Engineering
Dept. of Design Sciences and Dept. of Chemical Engineering
Box 118, 22100 Lund, Sweden
E-Mail: Mehri.Sanati@design.lth.se

Erdgassubstitute aus Biomasse – Aktivitäten in Österreich

DI Dr. Michael Harasek
Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften

Qualitätsanforderungen an Erdgassubstitute (Biomethan) in Österreich & Erdgasverbrauch

Tab. 1: Spezifikation von Biogas und Gasen nach ÖVGW G31

Kenngröße	Biogas	Gasbeschaffenheit nach ÖVGW G31	Einheit
Methangehalt	50 bis 70	-	[mol %]
Kohlendioxidgehalt	25 bis 45	≤ 2,0	[mol %]
Ammoniakgehalt	bis 1.000	technisch frei	[mg/Nm^3]
Schwefelwasserstoffgehalt	bis 2.000	≤ 5	[mg/Nm^3]
Sauerstoffgehalt	bis 2	≤ 0,5	[mol %]
Stickstoffgehalt	bis 8	≤ 5	[mol %]
Wassergehalt (Taupunkt)	bis 37 bei 1 bar	≤ - 8 bei 40 bar	[°C]
Brennwert	6,7 bis 8,4	10,7 bis 12,8	kWh/Nm^3
Wobbe-Index	6,9 bis 9,5	13,3 bis 15,7	kWh/Nm^3

Nach ÖVGW G31 aufbereitetes Biogas ist in Österreich Kfz-fähig!
Neue Richtlinie ÖVGW G33 für die Einspeisung von Biogas (Juni 2006)

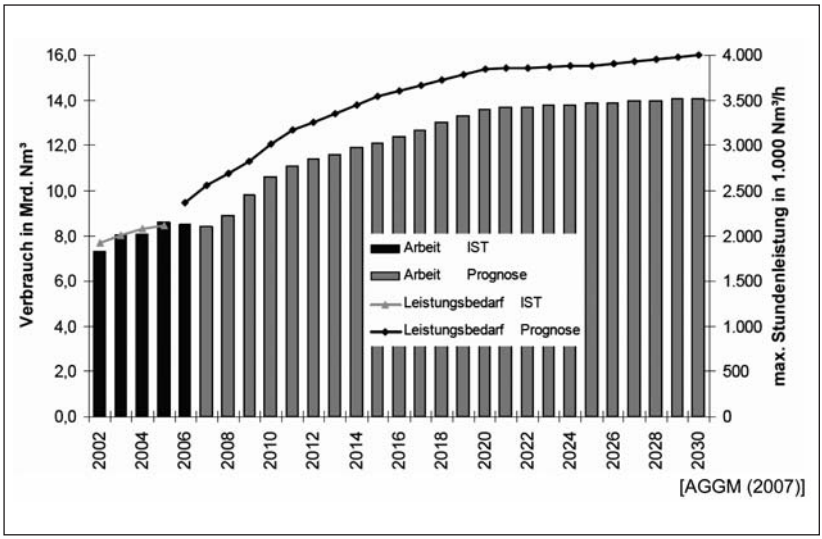


Abb. 1: Erdgasverbrauch in Österreich

Abb. 2: Das österreichische Erdgasnetz

Biogasaufbereitung und Netzeinspeisung in Österreich

Einspeiseprojekte in Österreich

- In Betrieb
  - Pucking (Oberösterreich), PSA, 6 m^3/h (seit 2005)*
  - Bruck/Leitha (Niederösterreich), Membran, 100 m^3/h (seit 2007)*
  - Eugendorf (Salzburg), PSA, 40 m^3/h (seit 2008)*
- In Planung
  - Kläranlage Asten/St.Florian (Oberösterreich), DWW (?)
  - Leoben (Steiermark), Amin (?)
  - Zell am See (Salzburg) PSA, DWW oder Membran (?)
- In Vorbereitung
  - Wiener Neustadt (Niederösterreich)
  - …

Projekt „Virtuelles Biogas" Bruck/Leitha

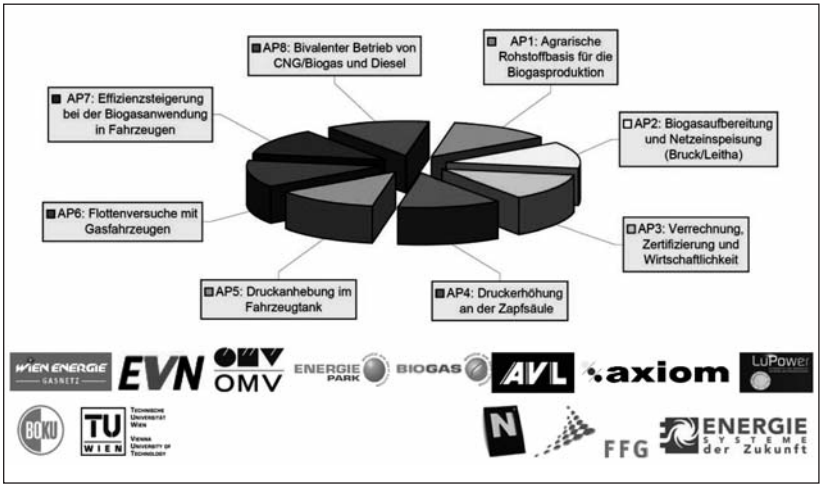


Abb. 3: Das Projekt „Virtuelles Biogas"

*lt. AGGM; Stand: 18.08.2008

„Virtuelles Biogas": Biogasaufbereitung & Netzeinspeisung Bruck/Leitha

- **Scale-up** des zweistufigen Gaspermeationverfahrens: Projekt mit Biomethan-Einspeisung genehmigt (180 m^3/h Biogas, 100 m^3/h Biomethan)
- **Einspeisemöglichkeit** bei 5 bar / 70 bar in ca. 2,5 km Entfernung vom Standort der Aufbereitung
- **Splitbetrieb im Sommer**; d. h. ein Teil des produzierten Biomethans (bis ca. 50 m^3/h) ins Hochdrucknetz
- **Optimale Standortintegration** bei der Biogasanlage Bruck/Leitha – optimierte Prozessintegration (Zero Emission)
- **Inbetriebnahme** Juni/Juli 2007
- **Dauerbetriebstest** seit Oktober 2007
- **Erfüllung** der ÖVGW G31 bzw. ÖVGW G33 Richtlinien

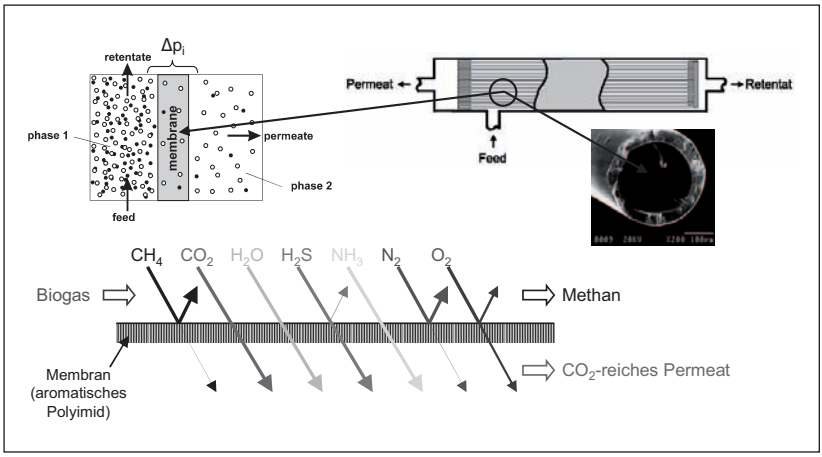


Abb. 4: Biogasaufbereitung mit Gas-Permeation (GP)

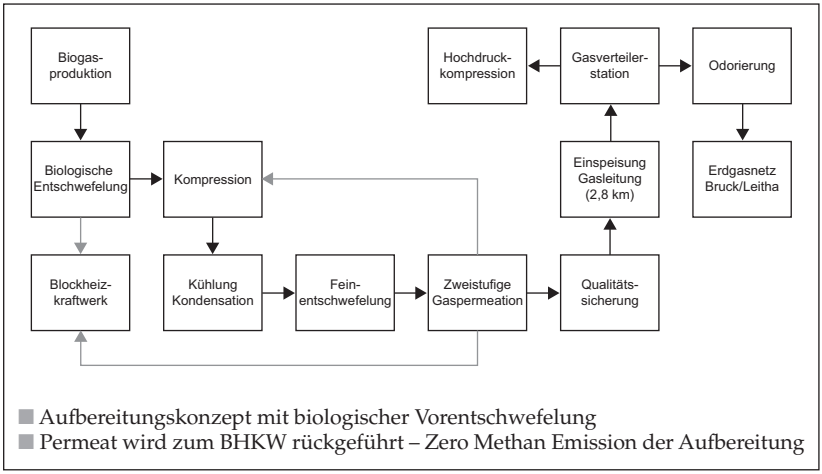


Abb. 5: Prozessintegration

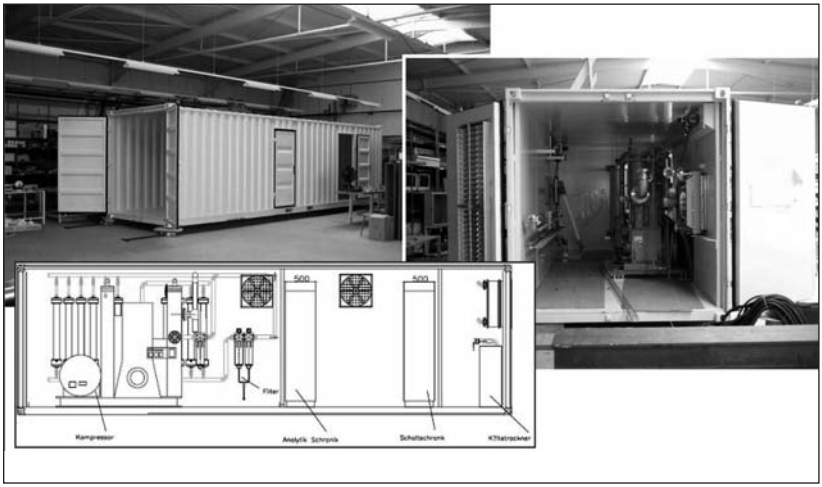


Abb. 6: Container – Assembling bei Axiom Angewandte Prozesstechnik GmbH

Abb. 7: Bau & Inbetriebnahme in Bruck/Leitha

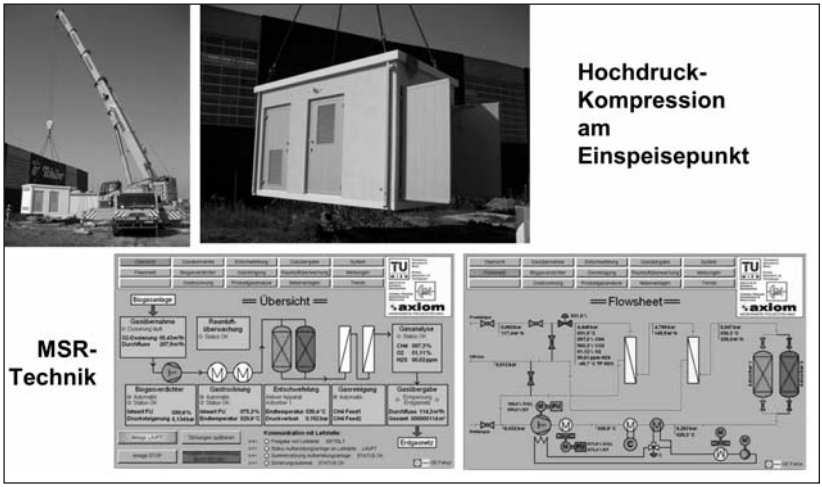
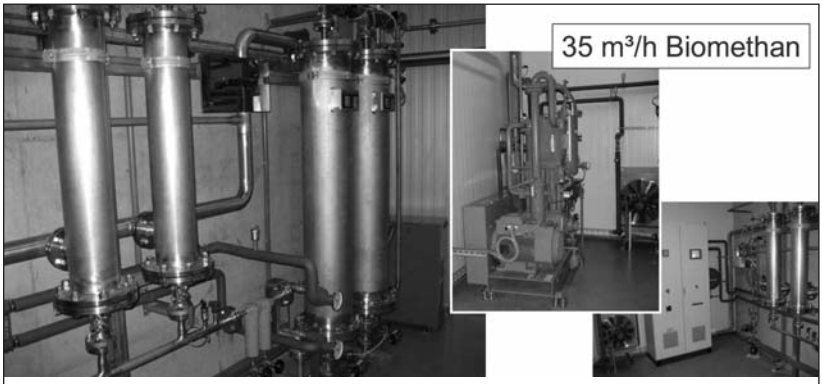


Abb. 8: Bau & Inbetriebnahme in Bruck/Leitha

Abb. 9: Eröffnung am 25.Juni 2007

Biomethan-Tankstellen

Methapur-Tankstelle Margarethen/Moos



Weitere Infos: http://www.methapur.com
Biomethantankstelle Margarethen/Moos

Abb. 10: Erste Biomethantankstelle Österreichs mit Membrantechnik in Betrieb

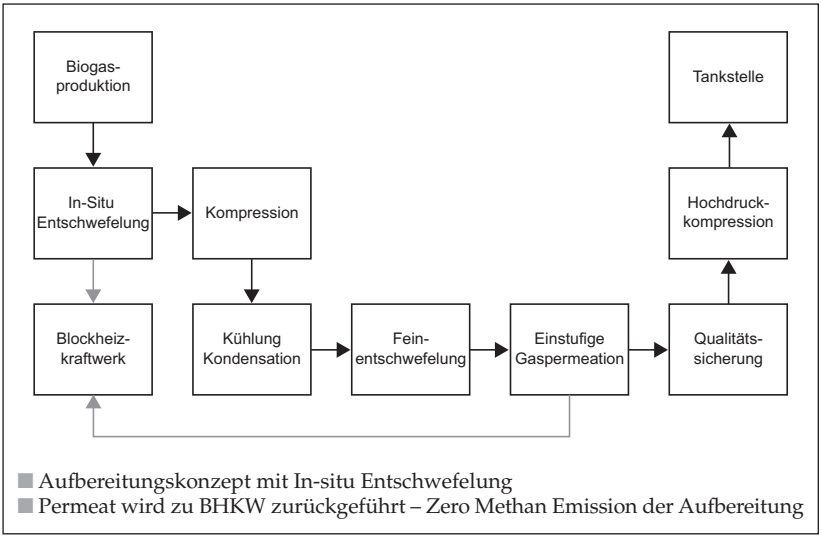


Abb. 11: Prozessintegration – Margarethen am Moos

Abb. 12: Erste Methapur-Tankstelle: Versorgung von max. 100 PKW mit Biomethan

Biogasaufbereitung mit Membranen – quo vadis?

- **Demonstrationsanlagen** mit relevanten Einspeisemengen in Betrieb
  – In Bruck/Leitha werden jährlich >800.000 m^3 Biomethan eingespeist. Das entspricht einer Reduktion von CO_2-Emissionen von >1520 Tonnen pro Jahr.
- **Scale-up sehr einfach** durch modulare Bauweise
- **Die Prozessintegration** wird verbessert
  – Niedrige Methanverluste / keine Methanemissionen
  – Verringerung des spezifischen Energiebedarfs
  – Membrantechnik: Energiebedarf < 0,35 kWh/m^3 Biomethan bei 5 bar Einspeisedruck
- **Virtuelles und reales Biomethan** an der CNG-Tankstelle wird Realität (Bio-CNG)

BioSNG: Biomassevergasung/Methanierung/Aufbereitung

Projekt BioSNG in Güssing

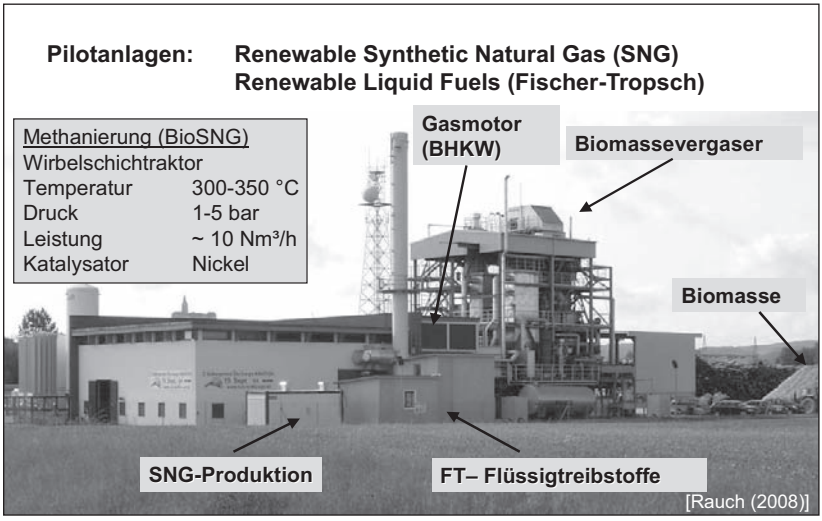


Abb. 13: Biomasse-Kraftwerk Güssing (2007)

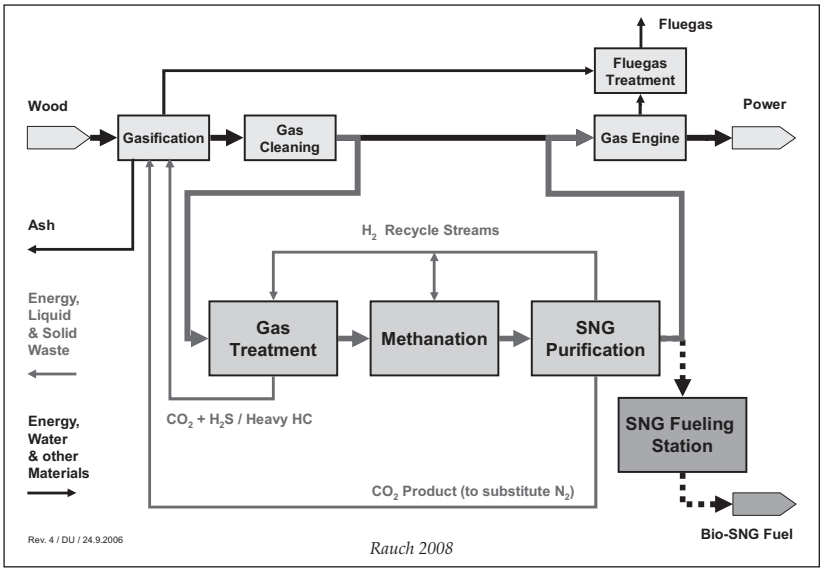


Abb. 14: Schema der BioSNG Demonstrationsanlage

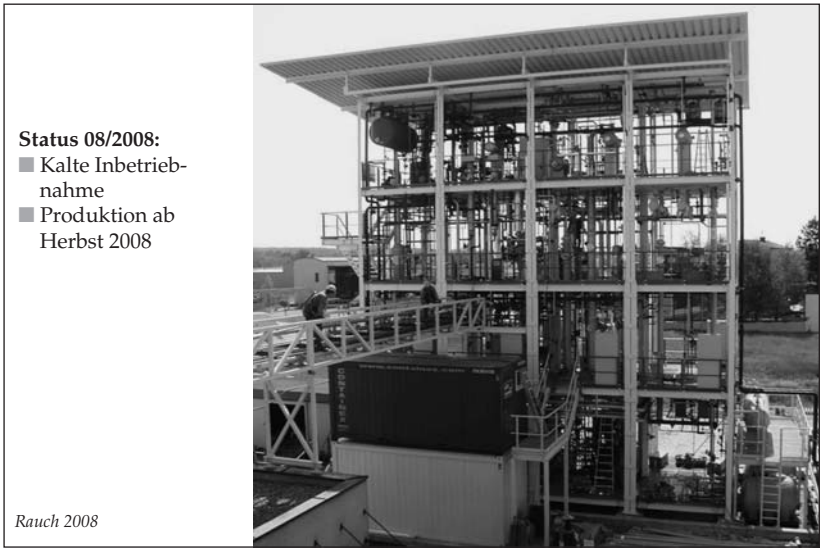
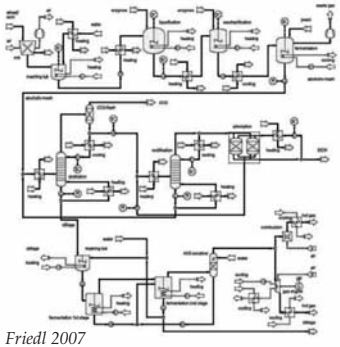


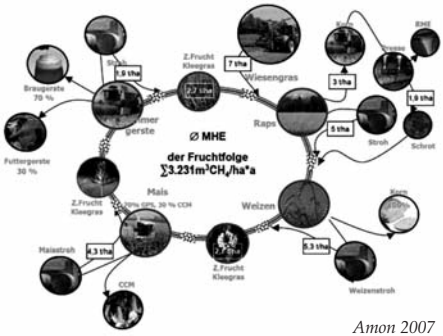
Abb. 15: 1 MW BioSNG-Demoanlage in Güssing

Wo kommt der Rohstoff her?

- **Fruchtfolgesysteme und Lignocellulose** [T. Amon et al., Universität fur Bodenkultur Wien]
- **Stoffströme aus dezentralen Ethanolanlagen** [A. Friedl et al., Technische Universität Wien]
- **Zwischen-/Nachfruchtanbau** [M. Hannesschläger et al., Energiepark Bruck/Leitha]
- **Klärschlammvergärung + Cosubstrate** [Linz AG, Salzburg AG, EVN AG]



Friedl 2007



Amon 2007

Abb. 16: Woher kommt die Biomasse für Biogas? Neue Rohstoffkonzepte…

Wirtschaftliche Situation

Wirtschaftlichkeit der Produktion von Erdgassubstituten in Österreich

- Derzeit **kein Innovationsbonus**
- Derzeit **keine Möglichkeit zur Durchleitung und zentralen Verstromung** unter Anrechnung eines Ökostromtarifs
- Daher voller Wettbewerb mit Erdgas (0,30 €/m^3)
- **Ökostromgesetz (Novelle 2008)** könnte Verbesserungen bringen – noch keine Tarifverordnung
- **Verkauf als BioCNG** derzeit am aussichtsreichsten
- **Methapur-Konzept** zur Selbstversorgung von Flotten

- **Verkauf als BioCNG** derzeit beste wirtschaftlichste Alternative
- Rechnerische, d .h. virtuelle CNG-Beimischung soll schwachen CNG-Fahrzeugmarkt unterstützen

Abb. 17: Biomethanverwertung in Österreich

Zusammenfassung & Ausblick

- **Einige „Leuchtturm"-Projekte in Österreich**
  – Biogasnetzeinspeisung Bruck/Leitha
  – Biomethantankstelle Margarethen/Moos
  – Bio SNG Produktion in Güssing
- **Wettbewerb um Rohstoffe** macht Biogasproduktion wirtschaftlich schwierig – seit 2007 kaum neue Standorte
- Erprobung neuer Non-Food **Rohstoffkonzepte**
- Neues **Ökostromgesetz gibt Hoffnung**
- **BioCNG-Markt** durchaus aussichtsreich, als Methapur jedoch nur Add-On zu einer Biogasanlage

Anschrift des Autors:
DI Dr. Michael Harasek
Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften
Getreidemarkt 9/166, A-1060 Wien
E-Mail: michael.harasek@tuwien.ac.at

Erdgasmarkt Deutschland – Stand, Trends und Perspektiven

Anja Bischof
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Der neue BDEW

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft ist

- die Interessenvertretung der Energie- und Wasserwirtschaft in Deutschland in Politik und Öffentlichkeit
- der zentrale Ansprechpartner für Entscheidungsträger in Politik, Medien und Verwaltung sowie Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft
- der kompetente Dienstleister für seine Mitgliedsunternehmen in allen Energie- und Wasserfragen

Der BDEW in Zahlen

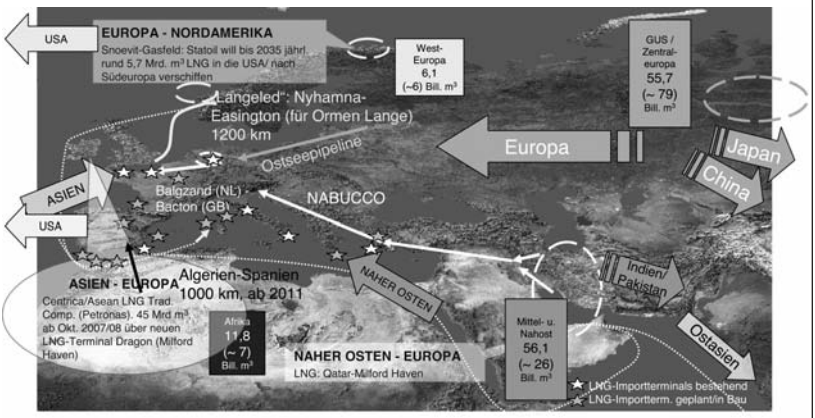
- Im Herbst 2007 schlossen sich folgende Verbände zusammen:
  – Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW)
  – Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)
  – Verband der Netzbetreiber (VDN)
  – Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE)
- **rund 1.800 Mitgliedsunternehmen**
- Branchenkennziffern 2006:
  – 280.000 Beschäftigte
  – 140 Milliarden Euro Umsatz
  – 14 Milliarden Euro Investitionen

Mit einer Stimme sprechen

- Der BDEW repräsentiert die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung, der Produktion bis hin zu Verteilung und Vertrieb

- Besondere Eigenständigkeit der Trinkwasser- und Abwasserbranche
- Mitglieder im BDEW sind lokale und kommunale, regionale und überregionale Unternehmen
- Interessenvertretung von kleinen und mittleren Unternehmen durch eine hauptamtliche KMU-Vertretung
- Hauptsitz in Berlin, Vertretungen in Brüssel und Bonn, Landesorganisationen in allen Bundesländern

Erdgas – Bezugsquellen



Neue Pipelineprojekte und LNG lassen die regional strukturierten Gasmärkte zusammenwachsen

Abb. 1: Internationaler Wettbewerb um Gasreserven

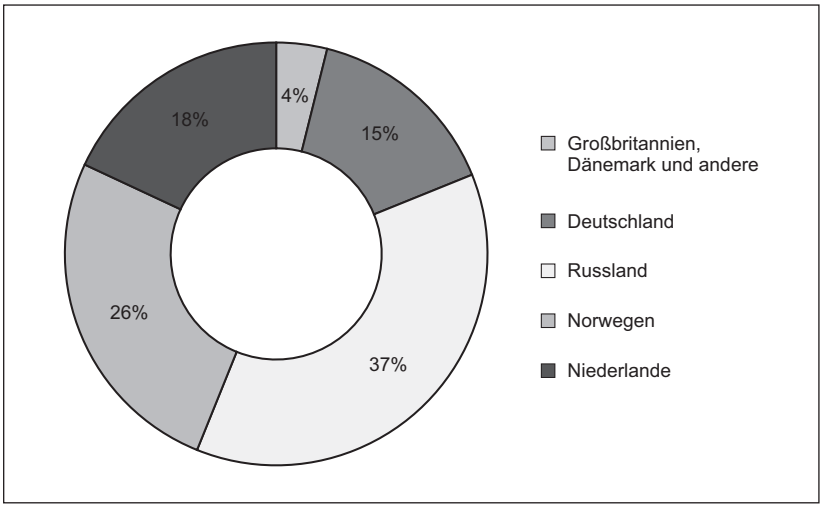


Abb. 2: Deutsches Erdgasaufkommen nach Herkunftsländern – 2007

Infrastruktur des deutschen Erdgasmarktes

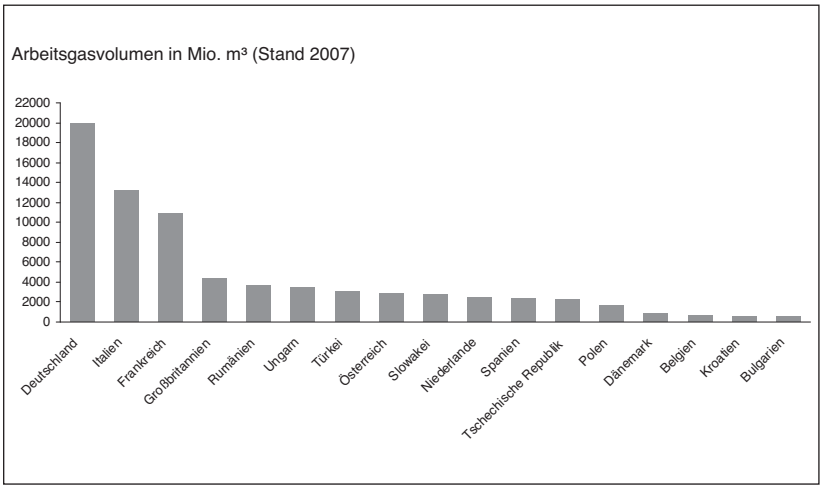


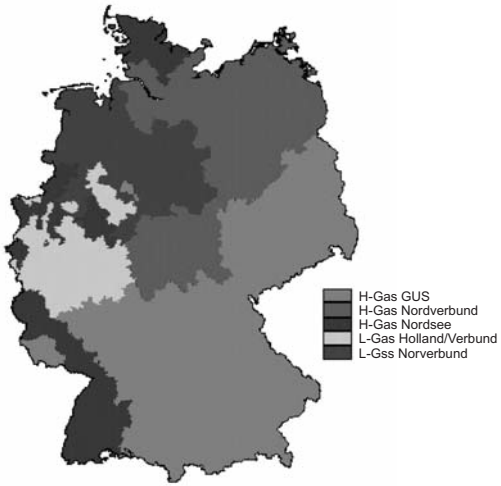
Abb. 3: Deutschland mit europaweit höchsten Speicherkapazitäten für Erdgas

Rahmenbedingungen
- Steigendes Gasaufkommen
- Liberalisierung
- Produktion und Verbrauch unterliegt Schwankungen

?

- Ausgleichsvolumen durch Untertage-Erdgasspeicher erforderlich.

Abb. 4: Erdgasspeicherung



Austauschbarkeit von Gasen nur innerhalb in sich geschlossener Absatzgebiete möglich

H-Gas-Beschaffenheiten
$H_{Nordsee}$ 85 % CH_4
$H_{Russisch}$ 98 % CH_4
$H_{Nordverbund}$ 89 % CH_4

L-Gas-Beschaffenheiten
$L_{Holland}$ 83 % CH_4
$L_{Verbund}$ 85 % CH_4

Abb. 5: Unterschiedliche Gasbeschaffenheiten

- Der Anfang:
  - 1822: Gaslaternen (Hannover)
  - Aufbau in Städten
  - Stadtgas-Erzeugung aus Kohle
  - Ab 1960: Erdgas ersetzt Stadtgas
- Heute:
  - 17.400.000 Gasverbraucher
  - 1.000 Mrd. kWh Gasabsatz
  - 20 Mrd. cbm Speichervolumen
  - 386.000 km Rohrnetz
  - 739 Netzbetreiber
  - 35.000 Beschäftigte

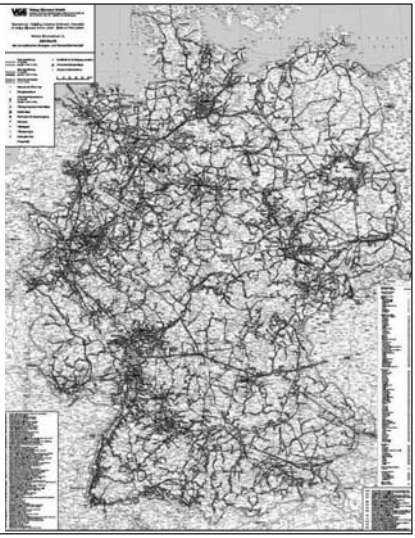


Abb. 6: Gasnetze in Deutschland

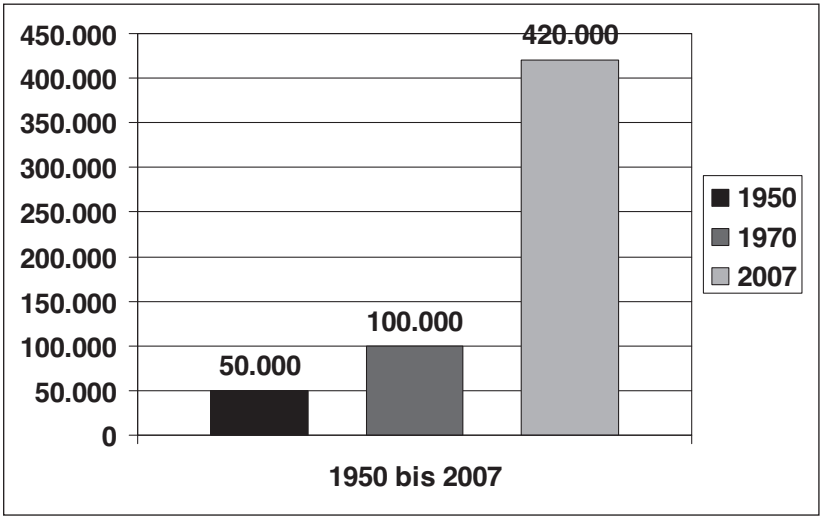


Abb. 7: Entwicklung des Erdgasleitungsnetzes in Kilometer

Erdgasmarkt, Player, Absatzstruktur

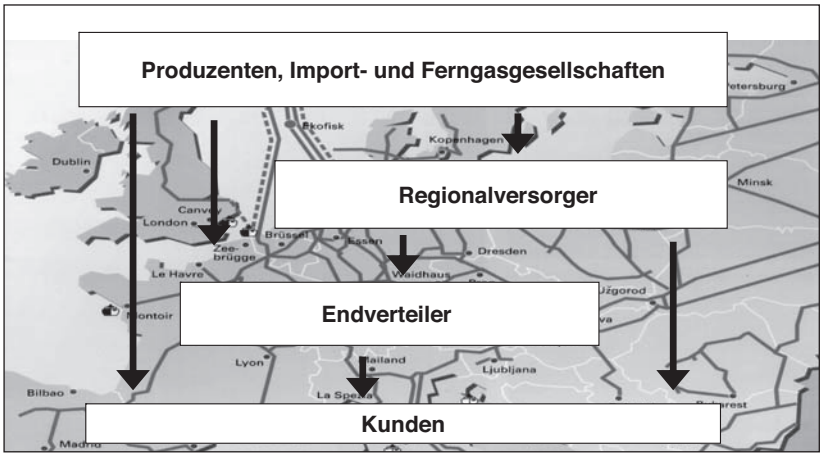


Abb. 8: Lieferkette des Gases in Deutschland

Tab. 1: Wichtige Player – Ferngasgesellschaften

Ferngasgesellschaften	Gesellschafter
E.ON Gastransport (**Ruhrgas**)	E.ON
Ontras (VNG Verbundnetz Gas)	EWE
Wingas	BASF, Gazprom
BEB	ExxonMobil, Shell
RWE (Thyssengas, VEW, Westfälische Ferngas)	RWE
GVS Gasversorgung Süddeutschland	EnBW, ENI
Erdgas Münster	
Bayernets (Bayerngas)	Bayer. Stadtwerke
Saar Ferngas	Mittal
Gas Union	Mainova, E.ON, …
EWE	
Gaz de France Deutschland	GdF
Erdgasversorgung Thüringen-Sachsen	E.ON, VNG
Ferngas Nordbayern	E.ON, SaarFerngas
Statoil, DONG, Hydro, Exxon Mobil	

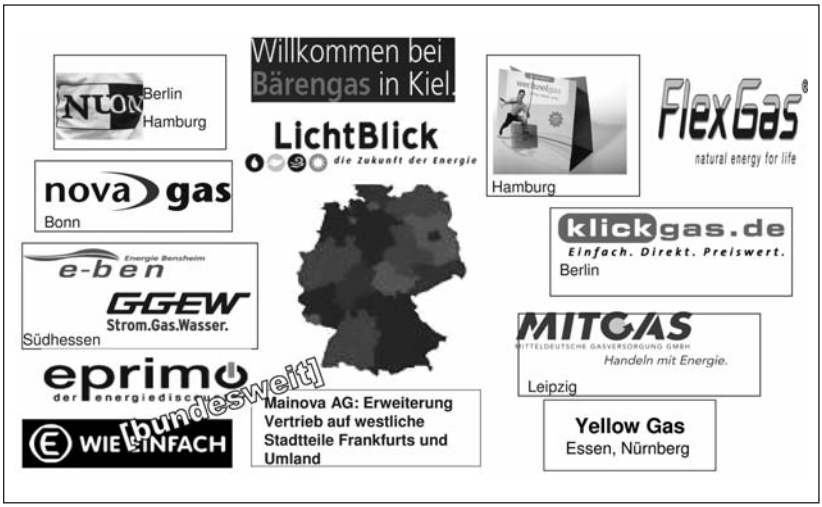


Abb. 9: Wettbewerbsintensivierung im Gasmarkt

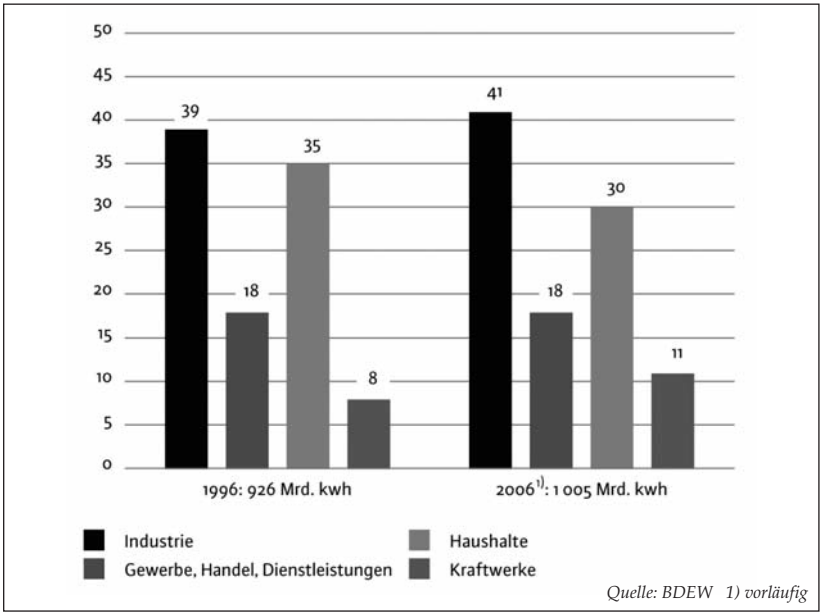
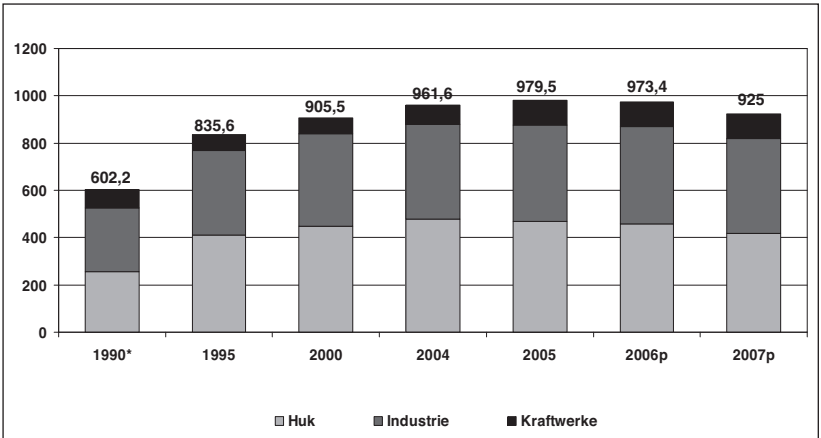
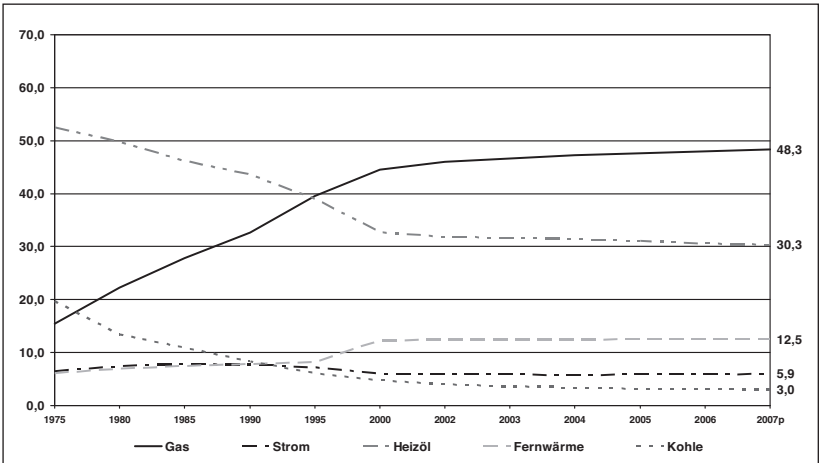


Abb. 10: Anteile der Verbrauchergruppen am Erdgasabsatz (in Prozent)



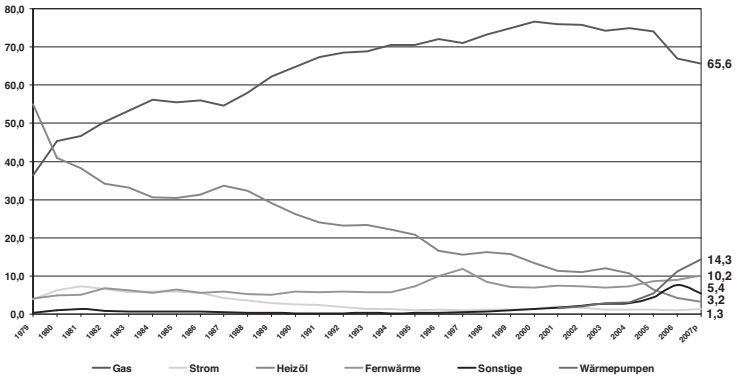
*Quelle: BMWA; Statistisches Bundesamt; *) nur alte Bundesländer* p = Prognose

Abb. 11: Erdgasabsatz in Deutschland 1990 – 2007 (in Mrd. kWh)



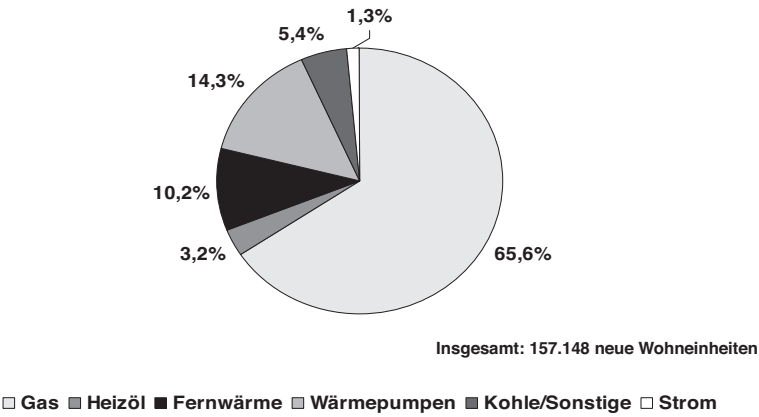
Bis einschl. 1995 nur alte Bundesländer; p = vorläufig

Abb. 12: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes (in Prozent)



Quelle: Statistisches Bundesamt, bis einschließlich 1995 nur alte Bundesländer; 2007 = Prognose

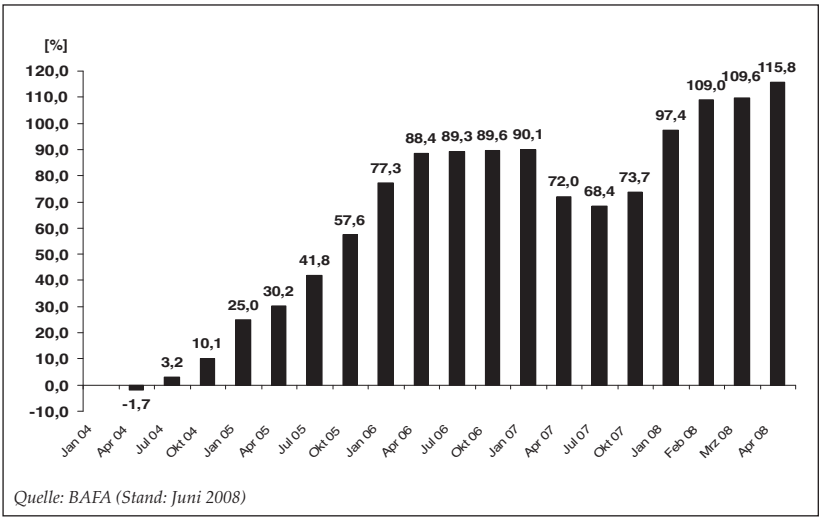
Abb. 13: Jeweiliger Anteil der Heizenergie in neuen Wohnungen 1979 bis 2007 (in Prozent)



Quelle: Statistische Landesämter

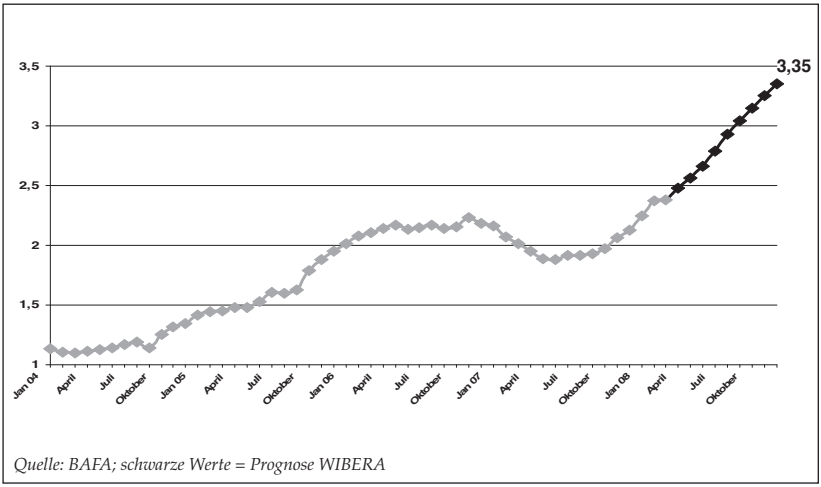
Abb. 14: Wunschenergie Nr. 1 – 66 % der zum Bau neu genehmigten Wohnungen im Jahr 2007 mit Erdgas beheizt

Preisstruktur



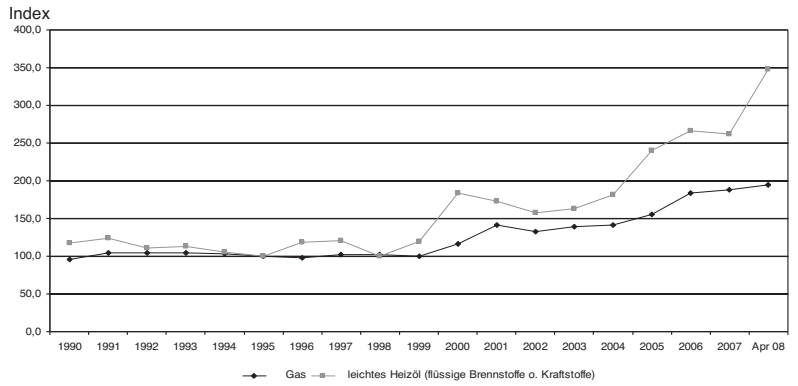
Quelle: BAFA (Stand: Juni 2008)

Abb. 15: Entwicklung der BAFA-„Grenzübergangspreise" – prozentuale Veränderung zu Januar 2004



Quelle: BAFA; schwarze Werte = Prognose WIBERA

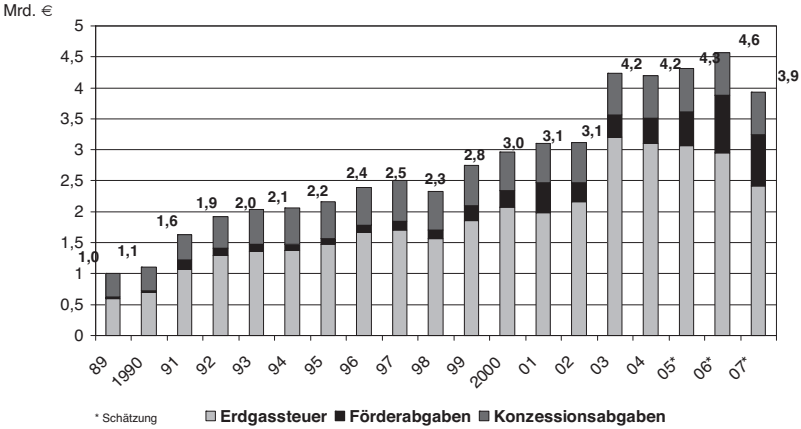
Abb. 16: BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas ab 2004 – monatliche Entwicklung, in Cent/kWh



Die Grafik zeigt die Preisentwicklung (indexierte Preissteigerungsraten, keine absoluten Brennstoffpreise) bei Heizöl und Gas für Haushalte seit 1990. Deutlich wird, dass aufgrund der Ölpreisbindung der Gaspreis dem Ölpreis jeweils mit einer zeitlichen Verzögerung folgt. Hierbei fallen die Preisausschläge beim Erdgas deutlich geringer aus als beim Heizöl.

Quelle: Statistisches Bundesamt FS 17/R7; Indizierte Werte: 1995 = 100

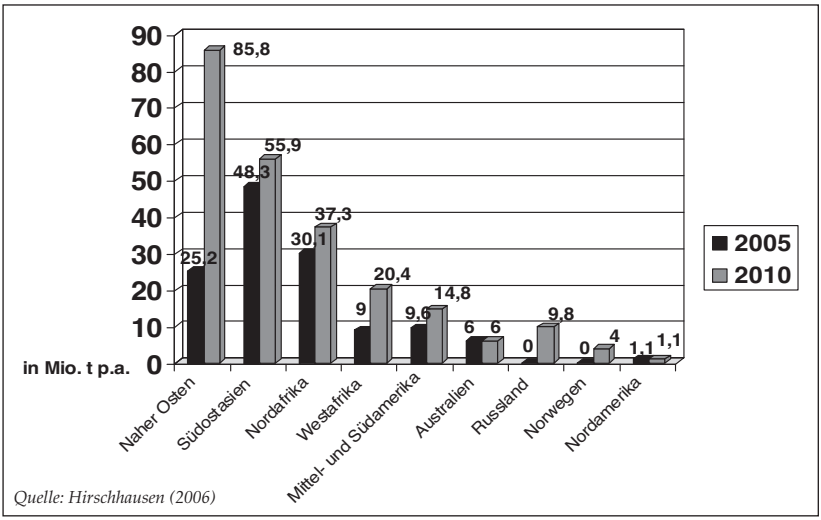
Abb. 17: Langfristige Entwicklung von Öl- und Gaspreisen (Ölpreisbindung) – Preisentwicklung Heizöl / Gas bei Haushalten 1990 – April 2008



Quelle: BMF, Statistisches Bundesamt, WEG e.V.

Abb. 18: Fiskalische Belastungen von Erdgas in Deutschland

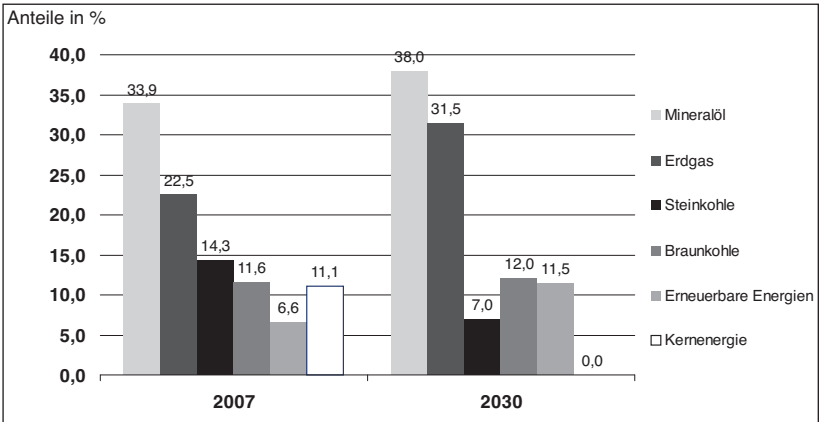
LNG



Quelle: Hirschhausen (2006)

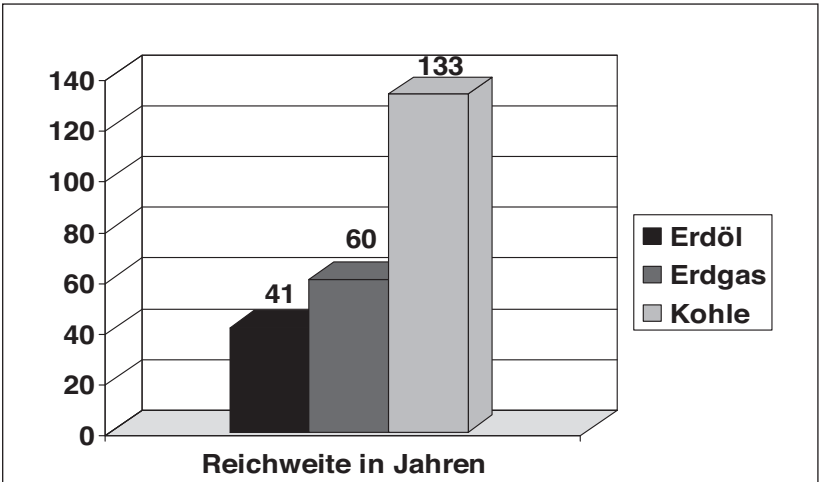
Abb. 19: Weltweite Verflüssigungskapazitäten von Erdgas

Perspektiven



Quelle: 2030: EWI/Prognos, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030; AG Energiebilanzen

Abb. 20: Primärenergieverbrauch 2030



Quelle: BP (2008)

Abb. 21: Statistische Reichweite der gegenwärtig förderbaren Reserven bei aktueller Förderintensität

Anschrift der Autorin:
Anja Bischof
Fachgebietsleiterin, Geschäftsbereich Energie- und Umweltpolitik
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin
E-Mail: anja.bischof@bdew.de

Systemintegration und Logistik von Erdgassubstituten aus Biomasse in das bestehende Erdgasnetz – Perspektiven und Probleme

Uwe Klaas
Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)

Seit Ende des Jahres 2006 wird in Deutschland aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz eingespeist. Was damals mit zunächst zwei Anlagen recht bescheiden begann, nimmt seit Inkrafttreten der Neufassung der Gasnetzzugangsverordnung am 11. April diesen Jahres erheblich an Moment zu.

Die deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) als Regelwerkssetzer für das deutsche Gas- und Wasserfach begleitet das Interesse an Biogas bereits seit mehreren Jahrzehnten. Ein erstes Seminar zum Thema fand 1984 statt, ein erstes Regelwerk erschien mit dem Merkblatt G 262 im Jahr 1992. 2004 erschien mit dem Arbeitsblatt G 262 ein sehr grundlegendes Regelwerk hinsichtlich der qualitativen Anforderungen an Gase zur Einspeisung in Erdgasnetze und im Januar 2006 erschien eine Verbändestudie zum Thema Einspeisung von Gasen aus Biomasse, an der der DVGW maßgeblich beteiligt war. In dieser Studie wird die Situation 2005 mit den Möglichkeiten der Biogaseinspeisung bis 2030 verglichen. In dieser Zeit kann das energetische Potenzial von Gasen aus Biomasse theoretisch derzeit 72 Milliarden kWh pro Jahr auf bis zu 165,8 Milliarden kWh im Jahr 2030 anwachsen. Damit lässt sich zwar nicht der gesamte Erdgasverbrauch Deutschlands substituieren, aber immerhin bis zu max. 16 %, was in etwa dem derzeitigen Anteil der deutschen Gasproduktion am Inlandsverbrauch entspricht.

Bei einigermaßen geschickter Verteilung der Einspeisungen sollte es, so ein weiteres Ergebnis der Studie, auch nicht sonderlich schwierig sein, alle anstehenden Biogasmengen im Erdgasnetz unterzubringen. Das schließt allerdings keineswegs aus, dass es im Falle einer großen Biogasproduktion lokal schwierig werden kann, die Menge in einem kleinen Netz

mit geringem Gasabsatz einzuspeisen, besonders in verbrauchsarmen Zeiten im Sommer. Dazu bieten sich andere Möglichkeiten des Gasabsatzes:

- Eine andere energetische Nutzung des Biogases am Ort seiner Erzeugung;
- Eine Speicherung des Biogases. Bei geringem Speicherbedarf kann das in Niederdruckspeichern am Ort der Biogaserzeugung erfolgen, bei höherem Speicherbedarf bietet sich eine Hochdruckspeicherung z. B. in erdverlegte Röhrenhochdruckspeichern an. Bei den klassischen Erdgas-Untertagespeichern sind weitere Anforderungen zu erfüllen, z. B. an die biologische Unbedenklichkeit oder an den Sauerstoffgehalt;
- Im Falle von Gasnetzbetreibern, die ihr Netz als Rohrpuffer betreiben, ist denkbar, diesen unter Anwendung des DVGW-Arbeitsblattes G 2000 Bbl. 1 für Biogas zu nutzen;
- Die Einbringung des Biogases in vorgelagerte Regionalnetze erfordert eine Überbrückung der Druckregelanlage, die den Erdgasdruck auf das Niveau der Ortsgasverteilung hinab regelt. Das bedeutet die Installation und den Betrieb von Gasverdichtern parallel zu den Gadruckregelanlagen.

Den Rechtsrahmen für die Einspeisung von Gasen aus Biomasse bildet seit dem 11. April 2008 die Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung, die in die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) eingearbeitet worden ist. Dabei werden, z. T. durch Verweis auf das DVGW-Regelwerk, auch technische Anforderungen an die Biogaseinspeisung bzw. an das einzuspeisende Gas angeführt. § 41 f regelt dabei die Anforderungen an die Qualität von einspeisefähigem Biogas:

§ 41f Qualitätsanforderungen für Biogas
(1) Der Einspeiser von Biogas hat ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (Stand 2007) entspricht. Der Einspeiser trägt hierfür die Kosten. Bei der Aufbereitung des Biogases darf für die ersten drei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung die maximale Methanemis-

sion in die Atmosphäre den Wert von 1,0 Prozent nicht übersteigen. Danach darf die maximale Methanemission den Wert von 0,5 Prozent nicht übersteigen. Abweichend von den Anforderungen nach Satz 1 kann das Biogas mit einem höheren Vordruck an den Netzbetreiber übergeben werden.

(2) Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des Arbeitsblattes G 685 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (Stand 2007) entspricht. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.

(3) Der Netzbetreiber ist für die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten."

Es werden also drei Regelwerke des DVGW explizit angeführt:

- DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit"
- DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung"
- DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung",

jeweils in der 2007 gültigen Fassung. Das DVGW-Arbeitsblatt regelt dabei die Anforderungen an alle Gase, die per Leitung an die Allgemeinheit abgegeben werden. Das betrifft in erster Linie Erdgase (2. Gasfamilie), die entweder als Erdgas L (niederkalorig) oder Erdgas H (hochkalorig) zur Verteilung kommen. Letztendlich muss ein Gemisch z. B. aus Erd- und Biogas, dass beim Verbraucher ankommt, entweder Erdgas L oder Erdgas H entsprechen, um eine sichere Funktion der Geräte beim Verbraucher zu gewährleisten. Zusätzlich zu den Anforderungen aus DVGW G 260 ergeben sich noch folgende Anforderungen an das Biogas aus DVGW G 262:

- max. 6 Vol.-% CO_2,
- max. 5 Vol.-% H_2,

ebenfalls aus Gründen der Betriebssicherheit der Gasverbrauchseinrichtungen. Dabei gelten die 6 % CO_2 für Versorgungsgebiete mit L-Gas. In Gebieten mit H-Gas ist im Allgemeinen ein CO_2-Anteil von etwa 2,5 % Maximum, da sonst das Gas kalorisch kein H-Gas mehr wäre.

Das Arbeitsblatt G 260 ist im April 2008 in überarbeiteter Fassung erschienen, und auch das Arbeitsblatt DVGW-G 262 befindet sich in der Überarbeitung in der Absicht, für weitere, ggf. im Biogas/Klärgas enthal-

tene Stoffe, sinnvolle Richtwerte einzuführen, so dass bei Einhaltung dieser Richtwerte eine Verwendung des Biogases durch Zumischung zum Erdgas ohne Schäden für nachgeschaltete gastechnische Anlagen und ohne Gesundheitsgefährdung für den Gasanwender möglich ist. Per Verordnung gelten jedoch bis zur Überarbeitung derselben für die Biogaseinspeisung die Fassungen von 2000 (G 260) bzw. 2004 (G 262) , da in der Verordnung der Stand von 2007 festgeschrieben worden ist. Gleiches gilt im Prinzip im vom Netzbetreiber einzuhaltenden DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechung", von dem inzwischen auch eine Neufassung als Entwurf erschienen ist. Gleich bleibt voraussichtlich der entscheidende Abschnitt 5.4.2, der der Abrechnungsgerechtigkeit beim Gasverbraucher dient:

„Grundsätzlich ist der Abrechnungsbrennwert für den einzelnen Kunden entsprechend seiner regionalen Lage zu ermitteln. Dabei ist anzustreben, dass der für ein Versorgungsgebiet oder für einen Abrechnungsbezirk zugrunde gelegte Abrechnungsbrennwert um nicht mehr als 2 % von dem mittleren Brennwert des dem Kunden während der Abrechnungszeitspanne gelieferten Gases abweicht."

Derzeit in der Diskussion im Bund-Länder-Ausschuss ist die Systemgrenze einer einspeisenden Biogasanlage: während einige Bundesländer gerne den Gasraum von Fermentern als eigentlichen Ort der „Energieerzeugung" bereits mit im Umfang des Energiewirtschaftsrechts sehen und damit auch alle nachgeordneten Anlagenteile, sehen andere Vertreter der Bundesländer die Grenze zwischen landwirtschaftlicher bzw. abwasserwirtschaftlicher Anlage und energierechtlicher Anlage erst später im Verfahrensverlauf. Die im April 2008 erschienene DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1 „Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze - Teil 1: Fermentativ erzeugte Gase; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme" nimmt als Systemgrenze jenen Punkt im Verfahrensablauf, von dem an eine in das Erdgasnetz einspeisende Anlage sich ggf. von einer anderen möglicherweise unterscheidet: Also ab Eingang der Gasaufbereitungsanlage.

Vor Beginn einer Einspeisung ist vorab zwischen den Vertragspartnern zu klären, ob das Biogas als Austausch- oder als Zusatzgas eingespeist werden soll. Das DVGW-Arbeitsblatt G 260 lässt beide Möglichkeiten zu:

- Austauschgase sind Gasgemische, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung und ggf. abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein

gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen. Sie werden anstelle des Grundgases eingesetzt.
- Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zur Ergänzung der Gasdarbietung oder zur Verwertung örtlich verfügbarer Gase zugesetzt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gemisches die Höhe des Zusatzes.

In beiden Fällen hat die Einspeisung in das Netz so zu erfolgen, dass die Anforderungen der Gasversorgung hinter dem Einspeise-/Mischpunkt hinsichtlich Gasverwendung und Abrechnung erfüllt werden:
- Dabei ist ein Austauschgas mit dem Grundgas kompatibel und kann zur Deckung des Grundbedarfs (= Verbrauch in milder Sommernacht) dienen;
- Die Zumischung von Zusatzgasen ist nicht unbegrenzt möglich, ohne dass die Anforderungen der Gasversorgung hinsichtlich der Gasbeschaffenheit verletzt werden. Es droht die Gefahr der Diskriminierung von Zweit- oder Dritteinspeisern.

Problemloser ist sicherlich eine vollständige Aufbereitung des Biogases und anschließend die Einspeisung als Austauschgas, auch wenn dieses häufig eine Konditionierung des Gases erfordern wird. Im Gegensatz zu Erdgas enthält fermentativ erzeugtes Biogas im Wesentlichen nur einen Kohlenwasserstoff, Methan. Vor allem in einigen Nordseegasen kommen weitere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan und Butan vor, in Anteilen von bis zu insgesamt 10 %, so dass diese Gase über einen Brennwert verfügen, denn Biogas auch bei aufwändigster Aufbereitung nicht ohne Konditionierung, also Mischung mit z. B. Propan, erreichen kann.

Neben den möglichen Kosten für eine solche Gaskonditionierung (die Brennwertanpassung fällt in den Geltungsbereich des DVGW-Arbeitsblattes G 685 und damit zu Lasten des Netzbetreibers) muss der Netzbetreiber bei einer Biogaseinspeisung folgende Aspekte berücksichtigen:
- Eine kontinuierliche Gaseinspeisung muss möglich sein → Einschränkungen durch minimalen Erdgasabsatz (saisonal bedingte Unterschiede);
- die Berücksichtigung der lokalen Gasnetzstruktur (Misch- und Pendelzonen?);

- die Durchmischung von Bioerdgas und Erdgas / Pfropfenbildung bei Pendelzonen;
- das Druckniveau;
- lokale Gasabnehmer (sensible Industriekunden?).

Im Falle der Notwendigkeit der Konditionierung mit Propan oder Propan/Luft verlangen weitere Aspekte Berücksichtigung:

- Zur Anpassung von Wobbeindex und Brennwert kann je nach lokaler Gasbeschaffenheit eine Propan- und/oder Luftzumischung erforderlich sein (CO_2-Abtrennung z. T. nicht ausreichend);
- Fragen bei der Propanzumischung:
  - Kondensation möglich?
  - Änderung der Methanzahl?
  - Keine Vergütung nach EEG:
    a) Wie ist die Propanzumischung messtechnisch zu bestimmen?
    b) separate Vermarktung dieses energetischen Anteils
- Die technischen Einschränkungen können in einigen Fällen dazu führen, dass eine Konditionierung mit Propan und damit eine Einspeisung als Austauschgas nicht möglich ist (Beispiel: unzureichend aufbereitetes Biogas (unter 95 % Methan) in Nordseegas H.

Bei der Planung einer Einspeisung gilt zudem, dass zukünftig viele der derzeitigen L-Gasnetze auf H-Gas-Beschaffenheit umgestellt werden. Eine Nachrüstbarkeit um eine Mischanlage sollte daher frühzeitig berücksichtigt werden.

Es gibt also eine Menge von einschränkenden Faktoren für eine erfolgreiche Beimischung von aufbereitetem Biogas zu Erdgas, und es gibt auch Beispiele für die technische Unmöglichkeit der Durchführung. Aber in den meisten Fällen lässt sich ein gangbarer Weg finden, und es gibt inzwischen etliche Beispiele dafür.

Seit Dezember 2006 sind in Deutschland die ersten 2 Anlagen mit Netzeinspeisung in Betrieb gegangen (Pliening/Bayern und Straelen/NRW).

Seitdem sind weitere Anlagen in Betrieb gegangen: Werlte, Godenstedt und Ronnenberg/Niedersachsen, Schwandorf und Graben/Bayern, Burgrieden und Mühlacker/Baden-Württemberg, Darmstadt-Wixhausen/Hessen und Könnern/Sachsen-Anhalt.

Damit speisen derzeit 11 Biogasanlagen in das Erdgasnetz ein.

Weitere 13 Anlagen sind derzeit in Bau oder Planung, häufig auf Initiative von Gasversorgungsunternehmen, und werden bis Ende 2009 ans Netz gehen. Das weitaus größte Projekt wird im Norden von Güstrow realisiert.

Hinzu kommen noch einige Biogasanlagen und –projekte, die über ein eigenes, mehrere Kilometer langes Biogasnetz Gasversorgungen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes betreiben. Beispiele dafür befinden sich in Braunschweig und Wittmund/Niedersachsen sowie in Horn-Bad Meinberg/Nordrhein-Westfalen.

Weitere Beispiele finden sich in mehreren Ländern Europas (Niederlande, Schweden, Schweiz), zum Teil mit mehrjährigen Erfahrungen.

Ein weiteres, methanreiches Gas, das sich zur Einspeisung in Erdgasnetze eignet, ist aufbereitetes Klärgas. Von 1956 bis 1996 ist das bereits in Deutschland geschehen (Mönchengladbach, Stuttgart), seit 2005 in der Schweiz. Gebräuchlicher ist allerdings die Nutzung des Gases zur Eigenbeheizung kommunaler Anlagen und für die Stromerzeugung.

Weniger zur Einspeisung geeignet ist Deponiegas aus sogenannten Müllkippen. Deponiegase sind, je nach Luftdurchsatz der Deponie und der Zusammensetzung des Deponiekörpers, zwar ebenfalls methanreiche Gase, die energetisch nutzbar sind. Es gab 6 Anlagen mit Netzeinspeisung in den Niederlanden, von denen derzeit noch 4 in das Gasnetz einspeisen.

Deponiegas kann, durch eingelagerte Abfälle wie Spraydosen oder auch durch Reaktionen im Deponiekörper, Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) enthalten. Diese können sich unter den Temperaturverhältnissen einer Gasflamme und der Anwesenheit katalytischer Mengen Kupfer zu hochgiftigen Dioxinen und Furanen reagieren. Deshalb gilt, mit Ausnahme von Deponien bekannten und ungefährlichen Inhalts:

Kein Deponiegas in das Gasnetz!

Nach der anfangs erwähnten Verbändestudie liegt das größte Potenzial nicht bei den fermentativ erzeugten Gasen, sondern in der thermischen Gaserzeugung aus Biomasse wie z. B. Holz. Das dabei entstehende Gas besteht, wie seinerzeit bei der Stadtgaserzeugung aus Kohle, in erster Linie aus Wasserstoff und dem giftigen Kohlenstoffmonoxid, sodass vor einer Einspeisung eine Methanisierungsstufe erforderlich ist. Eine experimentelle Anlage zur Holzvergasung wird in Güssing im österreichischen Burgenland betrieben, allerdings derzeit noch ohne Einspeisung in das Erdgasnetz. Die erste Anlage dieser Art in Deutschland ist in der Nähe von

Göppingen geplant.

Die Einspeisung von aus Biomasse erzeugten Gasen hat, nicht zuletzt aufgrund der durch stetig steigende Preise für fossile Brennstoffe gestiegenen Wirtschaftlichkeit, eine vielversprechende Zukunft. Dabei sind noch einige Probleme zu lösen, mit Detailverbesserungen im technischen Bereich, aber auch die Lösung ethischer Fragen (Nutzung von Anbauflächen zur Energieproduktion anstelle zur Produktion von Nahrungsmitteln) und sie stellt sicher auch kein „Allheilmittel" für unsere Energiebeschaffungsprobleme der Zukunft dar. Insgesamt kann die Einspeisung jedoch einen wertvollen Beitrag zu deren Lösung leisten mit dem großen Vorteil, dass sie eine vorhandene Infrastruktur in Form der bestehenden Erdgasnetze nutzt und eine relativ leicht beherrschbare Technik bietet.

Anschrift des Autors:
Uwe Klaas
Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)
Josef-Wirmer-Str. 1 – 3, 53123 Bonn
E-Mail: klaas@dvgw.de

Erdgassubstitute aus Biomasse – ökologischer Königsweg der Bioenergie oder eine Lösung unter vielen?

Dr. Guido Reinhardt, Julia Münch
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU)

I. Hintergrund und Fragestellung

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität zu so genanntem Biomethan gewinnt zunehmend an Bedeutung. Eine solche Aufbereitung bietet eine Alternative, wenn an einer Biogasanlage keine vollständige Wärmenutzung möglich ist, da durch eine Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz die regionale Beschränkung der Nutzung aufgehoben ist. Biomethan kann dann dort eingesetzt werden, wo ein effizienter Einsatz mit vollständiger Wärmenutzung möglich ist. Auch als Kraftstoff in Fahrzeugen mit Erdgasmotor kann Biomethan verwendet werden. Technisch und rechtlich stellt eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz inzwischen kein Problem mehr dar. Die Frage ist jedoch, ob eine Einspeisung aus ökologischer Sicht vorteilhaft ist, denn die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität erfordert einen zusätzlichen technischen und damit energetischen Aufwand, der möglicherweise höher liegt als der gewonnene Nutzen. In diesem Artikel wird daher untersucht, ob und unter welchen Bedingungen eine Aufbereitung ökologisch sinnvoll ist.

II. Allgemeine Vorgehensweise

Die Untersuchung der ökologischen Auswirkungen der Biogas- bzw. Biomethanproduktion und -nutzung erfolgt in Anlehnung an die Ökobilanznorm (ISO 14040/44). Der gesamte Lebensweg der Produktion und Nutzung von Biogas bzw. Biomethan wird von der Biomassebereitstellung über die Biogaserzeugung und Entsorgung der Reststoffe bis hin zu den

Schadstoffemissionen im Vergleich zu fossiler Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion und -nutzung betrachtet, je nachdem zu welcher Energiegewinnung Biogas eingesetzt wird.

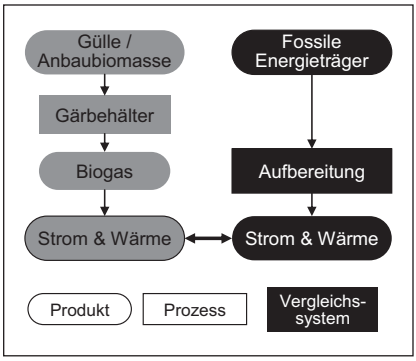


Abb. 1: Schema eines exemplarischen Lebenswegvergleichs von Biogas aus Gülle und Vergleichssystem

Abb. 1 zeigt beispielhaft einen vereinfachten schematischen Lebensweg für eine Biogaserzeugung aus Gülle bzw. Anbaubiomasse und die Nutzung in einem Blockheizkraftwerk (BHKW). Damit können Strom und Wärme aus fossilen Energieträgern ersetzt werden. Im Zuge der Sachbilanz werden bei einer Ökobilanz die Inputs und Outputs aus der Produktion und Nutzung eines Produkts erfasst. Alle Hilfs- und Betriebsstoffe gehen dabei als Inputgrößen, alle Emissionen und Nebenprodukte als Outputgrößen in die Bilanz ein. Nebenprodukte erhalten eine Gutschrift, da sie Äquivalenzprodukte, die den gleichen Nutzen haben, ersetzen. Beispielsweise fällt bei der Biogasproduktion ein Gärrest an, der als Düngemittel auf die Felder zurückgebracht wird und so mineralische Düngemittel substituiert. Nach Berücksichtigung aller In- und Outputs werden die Ergebnisse der Gesamtbilanz in der Wirkungsabschätzung bewertet. Dabei werden verschiedene Umweltwirkungskategorien betrachtet. Unter anderem zählen dazu Ressourcenbeanspruchung, Treibhauseffekt, Versauerung, Nährstoffeintrag und Fotosmog. Eine Betrachtung der Umweltauswirkungen eines Produkts über den gesamten Lebensweg ermöglicht somit dessen ökologische Bewertung. Darüber hinaus erlaubt es die Identifizierung von Schwachstellen und Optimierungspotenzialen.

Im Folgenden wird zuerst eine generelle ökologische Bewertung von Biogas als Bioenergieträger vorgenommen und darauf aufbauend verschiedene Aufbereitungsverfahren und Nutzungsalternativen von Biomethan

im Speziellen präsentiert. Im Kapitel III erfolgt die technische Beschreibung der betrachteten Lebenswege, anschließend werden die Ergebnisse erläutert (Kap. IV), ein Vergleich zu anderen Bioenergieträgern präsentiert (Kap. V) und abschließend alle Ergebnisse diskutiert (Kap. VI).

III. Betrachtete Lebenswege

Biogas kann auf unterschiedliche Weise aus verschiedenen Substraten gewonnen werden – so insbesondere aus Anbaubiomasse wie Mais, Gras oder Ganzpflanzengetreide sowie aus Gülle oder Bioabfällen. Darüber hinaus gibt es entlang des Lebensweges Unterschiede in der Lagerung, Verteilung und Einarbeitung des anfallenden Gärrests und verschiedene Möglichkeiten der Nutzung des Biogases. Als Standardfall ist hier der Einsatz von Biogas in einem BHKW von 500 kW elektrischer Leistung definiert. Dabei werden der Strombedarf der Biogasanlage durch Strom aus dem Netz und der Wärmeeigenbedarf aus der Abwärme des BHKW gedeckt. Für die überschüssige Wärme ist eine 20 %ige Nutzung angesetzt. Der Gärrest wird im Standardfall offen gelagert, mit einem Breitverteiler ausgebracht und nach einem Tag eingearbeitet. Als Substrate werden Maissilage bzw. Rindergülle betrachtet.

Biogas wird meist dezentral produziert und kann nur vor Ort eingesetzt werden. In der Praxis hat dies oft zur Folge, dass bei einer Verwendung in einem BHKW nur ein geringer Teil der Wärme genutzt wird, da sich keine Abnehmer für die Wärme finden. Um diese regionale Beschränkung zu umgehen, kann Biogas zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Damit ist es möglich, Biomethan an beliebiger Stelle zu nutzen. Um eine Einspeisung in das Erdgasnetz zu ermöglichen, muss das Biomethan allerdings bestimmte Qualitätsanforderungen erfüllen. Im Folgenden wird beschrieben, wie Biogas zu Biomethan aufbereitet und auf welche Weise das Biomethan genutzt werden kann. Die dargestellten Optionen werden nachfolgend ökologisch bewertet.

1. Aufbereitung zu Biomethan

Für die Aufbereitung stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Aufbereitung heißt, dass das Biogas behandelt werden muss, indem Kohlendi-

oxid und andere unerwünschte Begleitstoffe entfernt werden. Um dies zu erreichen, gibt es drei markterprobte Verfahren der Aufbereitung, die sich hinsichtlich ihrer Aufwendungen unterscheiden: Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche und Aminwäsche. Abb. 2 führt diese Möglichkeiten der Biogasproduktion und -aufbereitung auf.

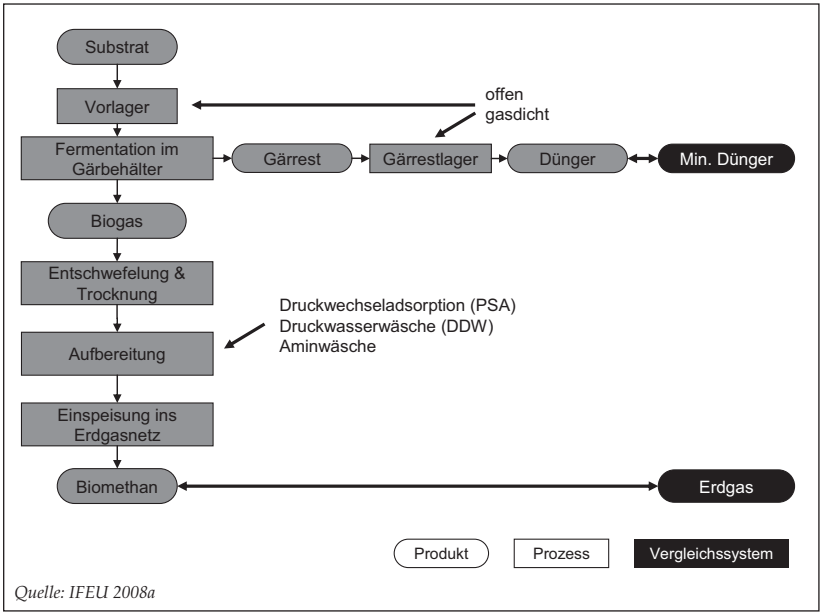


Abb. 2: Schematischer Lebenswegvergleich der Biogaserzeugung und Aufbereitung auf Erdgasqualität und Erdgassubstitution als Vergleichssystem

Die ökologischen Auswirkungen der einzelnen Aufbereitungsverfahren werden für eine Anlagengröße von 500 kWel bewertet, wobei auch hier im Standardfall ein offenes Gärrestlager angesetzt wird, da dies bei in Betrieb befindlichen Anlagen meist gegeben ist. In Variation dazu wird bei den Verfahren der Druckwasseradsorption und der Aminwäsche der Stand der Technik abgebildet, der eine gasdichte Abdeckung von Vorlager und Gärrestlager inklusive Restgasnutzung sowie eine optimierte Aufbereitung umfasst. Der Energieeigenbedarf der Biogasanlage muss in diesem Fall auf andere Art gedeckt werden als bei der reinen Biogasproduktion, da das Biogas vollständig der Aufbereitung zugeführt wird. Die Prozessenergie

für die Aufbereitungsverfahren kann auf unterschiedliche Art bereitgestellt werden: Im EEG (2008) wird für die gesamte Prozesswärme eine regenerative Bereitstellung gefordert. Um den Unterschied zu einer fossilen Bereitstellung der Anlagenenergie zu zeigen, wird im Standardfall der Energiebedarf aus dem deutschen Strommix und einem Erdgas-Heizwerk, in der Variante „regenerative Energie" aus dem deutschen Strommix und einem Holz-Heizwerk gedeckt. Das Biomethan wird in einem BHKW mit 500 kWel und 100 %iger Wärmenutzung eingesetzt. Als Substrat dient Maissilage.

„Best-Practice"-Fall

Zusätzlich zu den Varianten der Verfahren wird hier noch ein „Best-Practice"-Fall aufgeführt, dem eine optimale Produktion von Biogas und eine besonders emissionsarme Aufbereitung zugrunde liegen. Die Variante soll zeigen, was im Maximalfall an Treibhausgaseinsparungen möglich ist. „Best Practice" beinhaltet die in Tab. 1 aufgeführten Optimierungen und darüber hinaus ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager mit Restgasnutzung, geringere Methanemissionen bei der Aufbereitung (Stand der Technik) und den Einsatz regenerativer Prozesswärme.

Tab. 1: Werte zum Standard- und „Best-Practice"-Fall (Substrat: Maissilage)

	Verluste durch Silierung	Gasertrag pro t Frischsubstanz	Düngegutschrift Stickstoff im Gärrest	N_2O-Verluste bei Ausbringung	Methanemissionen
Standard	10 %	185 m^3	10 % NH_4-N	1 %	1 % aus Anlage, BHKW mit Oxikat
Best Practice	5 %	200 m^3	20 % NH_4-N	0,25 % (nach Untersuchungen in Dtld. und nach Einsatz von Nitrifikationshemmern)	0,5 % aus Anlage, BHKW mit Oxidationskatalysator

Quelle: IFEU 2008a

2. Nutzungsmöglichkeiten für Biomethan

Wie bereits erwähnt, liegt der Vorteil einer Aufbereitung von Biogas zu Biomethan darin, dass das Biomethan durch eine Einspeisung ins Erdgasnetz unabhängig vom Produktionsort eingesetzt werden kann. Daher ist eine vollständige Nutzung der anfallenden Wärme oft einfacher als bei Biogas-BHKWs. Das Biomethan wird hier im Standardfall in einem BHKW von 500 kWel Leistung eingesetzt, mit einer 100 %igen Wärmenutzung und einem Oxidationskatalysator, der für geringere Methan- und Kohlenwasserstoffrestemissionen sorgt. Die 100 %ige Wärmenutzung ist dabei als maximal erreichbarer Wert einzustufen; in der Praxis sind eher niedrigere Wärmenutzungsgrade gegeben. Das erzeugte Biomethan kann auch anders genutzt werden, beispielsweise in anderen Anlagengrößen. In diesem Artikel wird der Ersatz von Strom und Wärme in BHKWs von 100 kWel und 1 MWel mit jeweils 100 %iger Wärmenutzung betrachtet. Neben dem Einsatz in BHKWs wird auch ein Einsatz in einem Gas-und-Dampf- (GuD)-Kombikraftwerk untersucht, das sich durch höhere Wirkungsgrade auszeichnet als ein konventionelles BHKW. In diesen Fällen wird jeweils eine konventionelle Energiebereitstellung auf der Basis des so genannten Marginalansatzes vorgenommen (siehe IFEU 2008a). Darüber hinaus kann mit Biomethan aber auch direkt Erdgas ersetzt werden.

Ein weiteres Nutzungsfeld für Biomethan stellt der Verkehrssektor dar. Wie Erdgas kann das Biomethan in bi- oder monovalenten Fahrzeugen eingesetzt werden. Erstere können sowohl mit Benzin als auch mit Erdgas bzw. Biomethan betankt werden, was dazu führt, dass der Motor an keinen der beiden Kraftstoffe optimal angepasst ist und infolge von zwei erforderlichen Tanks zu einem höheren Fahrzeuggewicht führt. Die monovalenten Fahrzeuge dagegen sind auf reinen Erdgasbetrieb ausgelegt und haben lediglich einen kleinen Nottank für Benzin. Monovalente Fahrzeuge können Benzin energieäquivalent ersetzen, während bei bivalenten Fahrzeugen durch die schlechte Motoranpassung Wirkungsgradverluste von 10 – 20 % gegeben sind (IFEU 2008a). Bei einer Verwendung von Biomethan in bivalenten Fahrzeugen ersetzt dieses in aller Regel Ottokraftstoff. Bei monovalenten Fahrzeugen hängt es dagegen von dem Szenario ab, das der Ökobilanz zugrunde liegt, ob Ottokraftstoff oder Erdgas ersetzt wird.

IV. Ergebnisse

1. Biogas – ökologisch vorteilhaft?

Wie bereits erwähnt gibt es eine Fülle an Parametern, die bei der Biogasproduktion variiert werden können. Beispielhaft wird in Abb. 3 ein Vergleich zwischen Biogas aus Maissilage und Biogas aus Gülle für den Standardfall dargestellt. Wie die Abbildung zeigt, können sowohl mit Biogas aus Maissilage als auch mit Biogas aus Rindergülle im Standardfall fossile Ressourcen geschont und Treibhausgase reduziert werden.

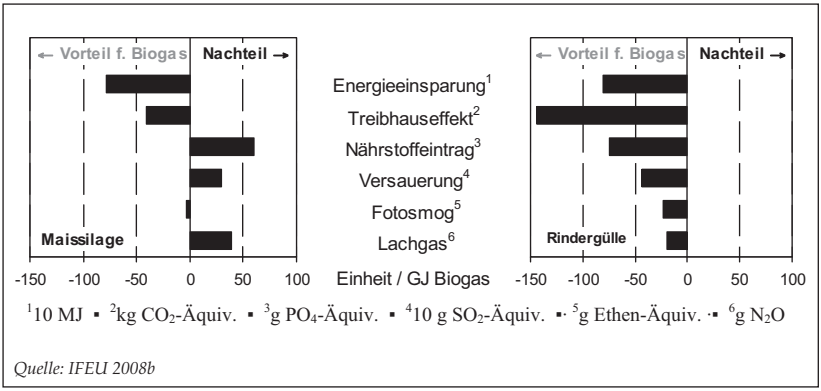
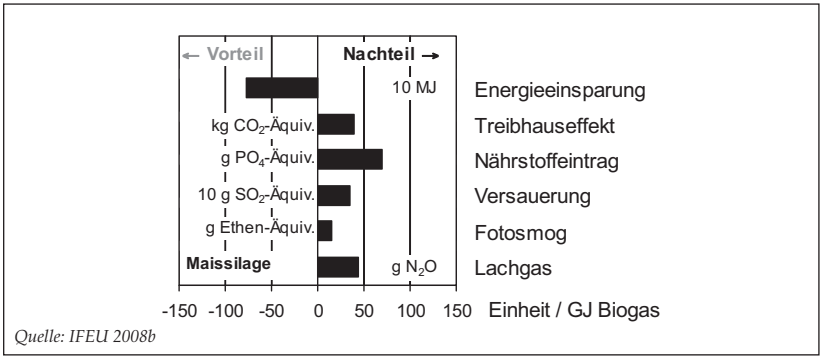


Abb. 3: Bilanzergebnisse für die Biogas-Lebenswegvergleiche aus Mais bzw. Gülle (Standard) für verschiedene Umweltwirkungen

Dabei weist Gülle wesentlich größere Vorteile als Maissilage auf, vor allem im Klimaschutz. Differenzierter müssen die anderen Umweltwirkungen betrachtet werden: hier trägt Biogas aus Gülle zur Reduzierung von Versauerung, Nährstoffeintrag und Lachgasemissionen bei, während Biogas aus Maissilage diese Umweltwirkungen noch verstärkt. Bei der Beurteilung von Biogas ist also für eine Bewertung ausschlaggebend, welche Substrate zur Erzeugung verwendet werden. Eine objektive ökologische Bewertung von Biogas aus Anbaubiomasse ist somit nicht möglich. Haben Ressourcenschonung und Klimaschutz oberste Priorität, so kann aufgrund dieser subjektiven Werthaltung Biogas aus Anbaubiomasse gefördert werden, steht dagegen eine Reduzierung von Versauerung und

Nährstoffeintrag im Vordergrund, so sollte auf eine Förderung von Biogas aus Anbaubiomasse verzichtet werden. Biogas aus Rindergülle ist dagegen – unter den genannten Randbedingungen – uneingeschränkt zu befürworten.

In Abb. 4 ist eine Variation des Standardfalls mit dem Substrat Maissilage abgebildet: Die Methanemissionen aus dem offenen Gärrestlager sind hier mit 15 % anstelle von 2,5 % angesetzt. Dadurch kippt die Treibhausgasbilanz ins Negative. Wird Biogas unter diesen Umständen produziert, so ist seine Verwendung unter dem Strich sogar klimaschädigend.



Quelle: IFEU 2008b

Abb. 4: Bilanzergebnisse für den Biogas-Lebenswegvergleich aus Mais mit hohen CH_4-Emissionen aus Gärrestlagern für verschiedene Umweltwirkungen

Fazit: Es gibt eine Fülle an Variationen, die sich bei der Biogaserzeugung und -nutzung untersuchen lassen. Je nach Ausgestaltung der Produktion und Nutzung kann die Bilanz für Biogas positiv oder negativ sein. Ausschlaggebend sind sowohl Rohstoff als auch die Anlagentechnologie sowie die Nutzung.

2. Aufbereitung des Biomethans und „Best-Practice"-Fall

Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan ist nötig, um qualitative Mindestanforderungen für eine Einspeisung in das Erdgasnetz zu erfüllen. Wie sich der zusätzliche Energieaufwand auf die Ökobilanzen auswirkt, wird in diesem Abschnitt anhand der Umweltwirkungen Treibhauseffekt und Versauerung dargestellt. In Abb. 5 und Abb. 6 sind die

Ergebnisse der betrachteten Szenarien beispielhaft für die Wirkungskategorien Treibhauseffekt und Versauerung dargestellt.

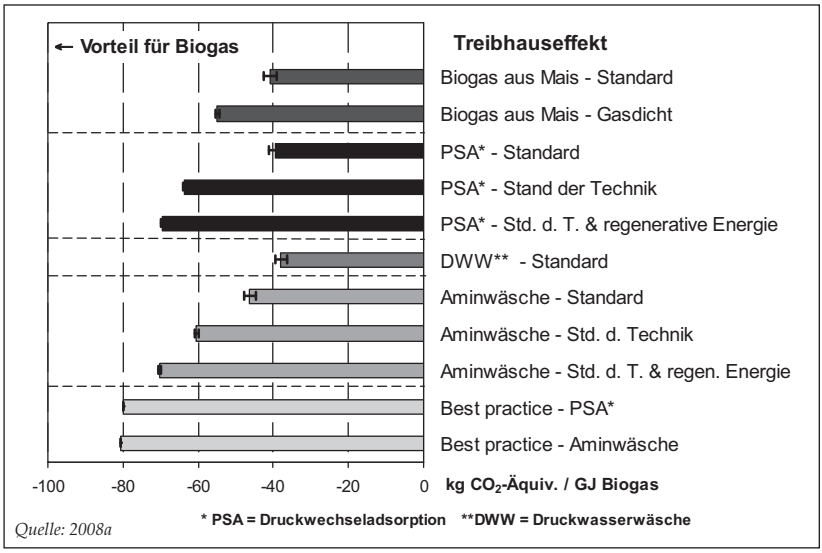


Abb. 5: Ergebnisse der Treibhausgasbilanzen für eine Direktnutzung von Biogas (obere 2 Balken) sowie den im Text aufgeführten Aufbereitungsoptionen von Biogas zu Biomethan; Std. d. T. = Stand der Technik

Treibhauseffekt

Biomethan und Biogas: Die Treibhausgasbilanz fällt bei den Aufbereitungsverfahren zu Biomethan durch Druckwechseladsorption oder Druckwasserwäsche etwas ungünstiger aus als bei direktem Einsatz von Biogas im BHKW, bei dem Verfahren der Aminwäsche dagegen etwas günstiger.

Standard & Stand der Technik: Biomethan aus einer Produktion mit gasdichter Abdeckung des Gärrestlagers und einer Nachverbrennung von Gasen bei der Aufbereitung spart bei allen Aufbereitungsverfahren deutlich mehr Treibhausgase ein („Stand der Technik") als der direkte Einsatz von Biogas aus einer Produktion mit gasdichter Abdeckung des Gärrestlagers.

Vergleich der Aufbereitungsverfahren: Bei dem Vergleich der Aufbereitungsverfahren untereinander spart die Aminwäsche aufgrund gerin-

geren Methanschlupfs gegenüber den anderen Verfahren am meisten Treibhausgase ein.

Regenerative Prozesswärme: Wird die Prozesswärme für die Biogasproduktion und die Aufbereitung durch ein Holzheizkraftwerk bereitgestellt, so verbessert das die Treibhausgasbilanz um weitere 9 % gegenüber dem „Stand der Technik"-Szenario.

„Best-Practice-Fall": Werden die Randbedingungen für die Biogasproduktion und die Aufbereitung zu Biomethan optimal gestaltet, schlägt sich das in der Treibhausgasbilanz äußerst vorteilhaft nieder.

Versauerung

Wie bereits Abb. 3 gezeigt hat, ergeben sich für Biogas aus Maissilage für bestimmte Umweltwirkungen wie beispielsweise Nährstoffeintrag und Versauerung ökologische Nachteile. In Abb. 6 werden die Ergebnisse der Verfahrensvariationen bei der Aufbereitung für die Versauerung präsen-

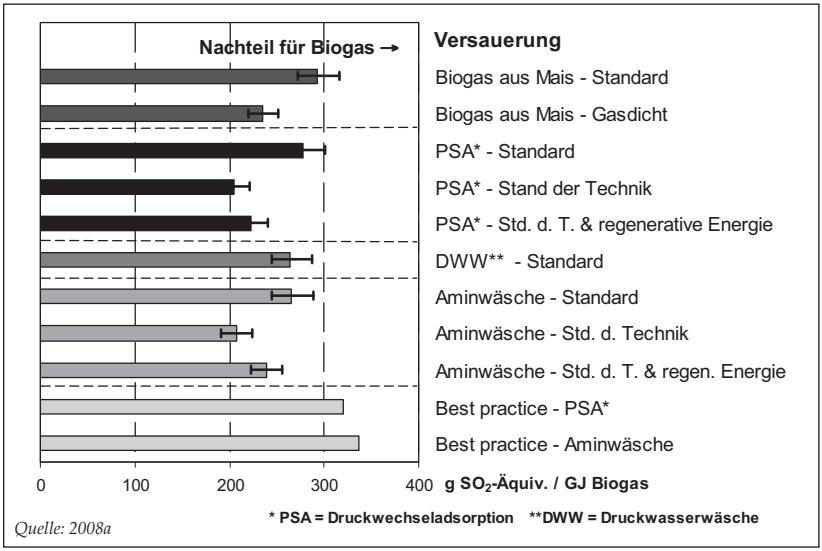


Abb. 6: Bilanzergebnisse für die Wirkungskategorie „Versauerung" für eine Direktnutzung von Biogas (obere 2 Balken) sowie den im Text aufgeführten Aufbereitungsoptionen von Biogas zu Biomethan; Std. d. T. = Stand der Technik

tiert. Es zeigt sich: Biomethan trägt über alle betrachteten Szenarien hinweg etwas weniger stark zur Versauerung bei als der direkte Einsatz von Biogas im Standardfall. Die verschiedenen Aufbereitungsverfahren schneiden in etwa gleich ab. Verbesserungen, die eine Reduzierung von Ammoniakemissionen zur Folge haben, wie beispielsweise eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers, wirken sich günstig auf die Versauerung aus, sind aber unabhängig von der Art der Aufbereitung.

Fazit: Insgesamt zeigt sich, dass eine Optimierung in der Reduzierung von Treibhausgasen nicht automatisch eine Optimierung in anderen Umweltwirkungen bedeutet.

3. Nutzung des eingespeisten Biomethans

In Abb. 7 sind die Ergebnisse der Klimagasbilanzen für verschiedene Einsatzmöglichkeiten von Biomethan dargestellt: die direkte Erdgas-Substitution sowie die Biomethan-Nutzung als Kraftstoff, die Verwendung in BHKWs verschiedener Größen sowie in Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken (GuD-KW).

Erdgassubstitution: Die direkte Erdgassubstitution kann sogar zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen führen, wenn Biogas nicht nach dem Stand der Technik erzeugt (offenes Gärrestlager) und die Aufbereitung auf Erdgasqualität nicht optimiert wird. Dies liegt daran, dass die Nutzung von Erdgas gegenüber anderen fossilen Energieträgern nur geringe Treibhausgase verursacht.

Biomethan in BHKWs oder GuD-KW: Wird Biomethan in hocheffizienten Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken verwendet oder in BHKWs eingesetzt und die Wärme zu 100 % genutzt, können fossile Ressourcen geschont und Treibhausgase reduziert werden, wobei in der Regel gilt: je höher der elektrische Wirkungsgrad des BHKWs bzw. Kraftwerks, desto höher die Einsparung. Allerdings fallen diese Ergebnisse nicht wesentlich günstiger aus als ein direkter Einsatz von Biogas in einem BHKW vor Ort mit 20 %iger Wärmenutzung.

Biomethan als Kraftstoff: Die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff und der damit verbundene Ersatz von Benzin spart zwar ebenfalls fossile Energie und Treibhausgase ein, allerdings ist der direkte Einsatz von Biogas oder der Einsatz von Biomethan in einem BHKW wesentlich effektiver. Bei der Versauerung und dem Nährstoffeintrag dagegen hat die Nutzung als

Kraftstoff geringere Nachteile. Zwei Szenarien sind hier unterschieden: Wird Biomethan in monovalenten Fahrzeugen eingesetzt, so ergeben sich mehr Vorteile als bei einer bivalenten Nutzung – allerdings nur, wenn Ottokraftstoff und nicht Erdgas substituiert wird.

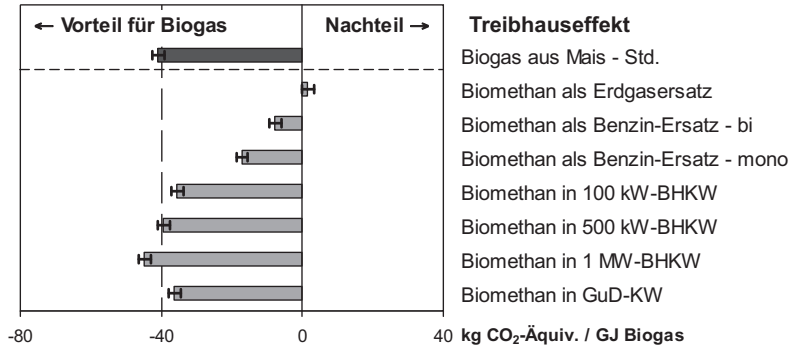
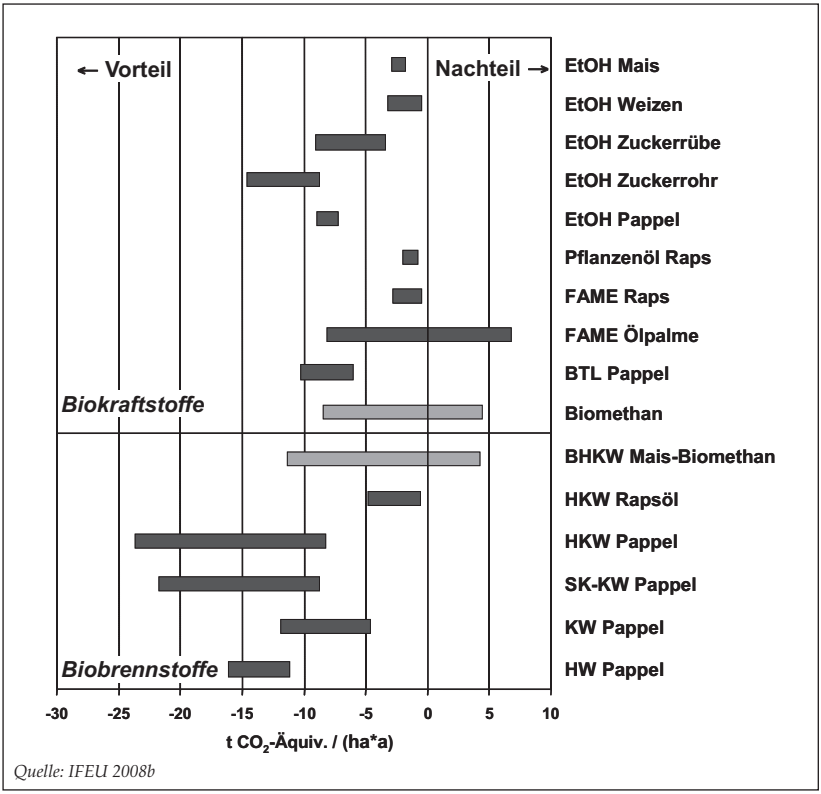


Abb. 7: Ergebnisse der Treibhausgasbilanzen für verschiedene Nutzungsoptionen von Biomethan; bi = bivalente Motoren, mono = monovalente Motoren

V. Vergleich zu anderen Bioenergieträgern

Vorstehend wurde gezeigt, dass es eine Fülle an Variationen bei der Biomethanproduktion, -aufbereitung und -nutzung gibt, die zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen können. In Abb. 8 sind die Bandbreiten der beiden Nutzungsoptionen von Biomethan (stationär und mobil) im Vergleich zu ausgewählten anderen Bioenergieträgern dargestellt. Im Einzelnen sind das im Verkehrsbereich Bioethanol und Biodiesel (FAME) aus verschiedenen Pflanzenrohstoffen sowie Biomass-to-liquids (BTL) und im stationären Bereich Kurzumtriebsholz aus Pappel bzw. Rapsöl in Heizwerk (HW), Heizkraftwerk (HKW) bzw. Kraftwerk (KW). Als fossiles Vergleichssystem dient jeweils eine konventionelle Energiebereitstellung (SK = Steinkohle).



Quelle: IFEU 2008b

Abb. 8: Bandbreiten der Ergebnisse der Treibhausgasbilanzen verschiedener Biokraftstoffe und Biobrennstoffe im Vergleich

Es zeigt sich, dass mit Biomethan als Kraftstoff im günstigsten Fall durchaus Treibhausgasminderungen in Höhe von Ethanol aus Zuckerrübe oder BTL aus Pappel erzielt werden können, dass aber im ungünstigsten Fall die Treibhausgasbilanz sogar negativ ausfallen kann, wie z. B. auch bei Palmöl. Dieses negative Bilanzergebnis kann auch bei einem stationären Einsatz auftreten. Im günstigsten Fall können hier allerdings relativ hohe Treibhausgasminderungen erreicht werden, die beispielsweise die Einsparungen durch Rapsöl deutlich übertreffen. Gegenüber Festbrennstoffen wie Kurzumtriebsholz oder Energiegetreide, das ähnlich gute Ergebnisse zeigt, weist Biomethan nur unter eng begrenzten Randbedin-

gungen vergleichbare Klimagaseinsparungen auf. Dabei ist zu beachten, dass dem stationären Einsatz von Biomethan hier bereits eine 100 %ige Wärmenutzung zugrunde gelegt wurde. Insgesamt ist festzustellen: Biomethan hat durchaus ein gewisses ökologisches Potenzial, sein absolutes Abschneiden gegenüber anderen Bioenergiepfaden ist aber stark abhängig von der Art seiner Erzeugung und Nutzung und den vorhandenen Alternativen an Bioenergieträgern.

VI. Diskussion und Ausblick

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität bedingt zunächst einen zusätzlichen Energiebedarf sowie weitere Methanemissionen, womit auch eine Erhöhung an Treibhausgasemissionen verbunden ist. Aus Umweltschutzgründen macht eine Aufbereitung nur dann Sinn, wenn diese Mehremissionen mindestens kompensiert werden. Dazu müssen bestimmte Mindestanforderungen erfüllt werden, wie beispielsweise der Einsatz energiesparender Verfahren, eine Minimierung von Methanemissionen bei der Aufbereitung sowie eine Senkung von Ammoniakemissionen bei der Biogasproduktion. Zudem ist eine Energiebereitstellung aus regenerativen Quellen zur Deckung des Prozessenergiebedarfs der Aufbereitung sinnvoll, wie bereits im EEG (2008) vorgeschrieben. Eine Förderung von Biomethan ist vor allem dann günstig, wenn es in BHKWs eingesetzt wird und auch tatsächlich 100 % der Wärme genutzt werden. Zudem muss die Aufbereitung entsprechend den Vorgaben des EEG (2008) erfolgen und die vorangehende Biogaserzeugung dem Stand der Technik entsprechen (v. a. gasdichte Gärrestlager mit Restgasnutzung). Bei einem Einsatz des Biomethans als Kraftstoff werden demgegenüber wesentlich geringere Treibhausgaseinsparungen erreicht. Lediglich hinsichtlich Versauerung und Nährstoffeintrag kann sich die Nutzung als Kraftstoff etwas günstiger darstellen. Wird Biomethan unter Berücksichtigung aller Optimierungspotenziale produziert und genutzt, so bietet es ein durchaus beachtliches ökologisches Potenzial.

Fraglich ist allerdings, ob es möglich ist, einen ausreichenden, nachhaltigen Substratnachschub zu gewährleisten. Wirtschaftlich ist eine Aufbereitung nur in größeren Anlagen lohnenswert. Da Gülle meist dezentral anfällt und sich zudem bei der Erschließung hohe Transportkosten ergeben, werden als Substrate für Anlagen mit Biogas-Aufbereitung heute - wie

auch vermutlich zukünftig - vornehmlich Energiepflanzen eingesetzt. Deren nachhaltiger Anbau kann bislang nicht garantiert werden; vor allem bei einem Einsatz von Mais können sich Konflikte mit anderen Umweltschutzzielen ergeben. Dazu gehören diverse Naturschutzziele, Erosion, negative Auswirkungen durch den Umbruch von Grünlandflächen oder auch ein erhöhter Eintrag von versauernden und eutrophierenden Stoffen in Ökosysteme (über die gesamte Ökobilanz hinweg betrachtet). Diese Aspekte sollten bei einer zukünftig verstärkten Förderung von Biomethan noch stärker als bisher bedacht und entsprechend berücksichtigt werden.

Im Vergleich zu den Alternativen einer Bioenergienutzung zeigt sich, dass Biomethan bei stationärer Anwendung nur unter bestmöglicher Ausgestaltung des gesamten Biomethanpfades an die Ergebnisse von festen Biobrennstoffen wie Kurzumtriebsholz oder Energiegetreide herankommt. Insofern sollte sichergestellt werden, dass zukünftig – zumindest aus ökologischer Sicht – nur solche Biomethanpfade gefördert werden, deren Randbedingungen eindeutig zu ökologischen Entlastungen führen. Demgegenüber zeigt ein Biomethaneinsatz im Verkehrsbereich derzeit keine genuinen ökologischen Vorteile. Solange hier keine entsprechenden Rahmenbedingungen vorliegen, sollte auf einen weiteren Ausbau – u. a. auch zugunsten anderer möglicher Bioenergiepfade – verzichtet werden. Dies gilt im Wesentlichen auch für solche Biomethanpfade, bei denen lediglich Erdgas – und nicht Kohle oder Heizöl - substituiert wird.

Das bedeutet zusammengefasst, dass aus heutiger Sicht ein weiterer Biomethanausbau aus ökologischer Sicht nur unter bestimmten Randbedingungen vertretbar ist, und somit nicht mit Übereifer und unter allen Umständen, sondern nur behutsam und mit größter Sorgfalt vorangetrieben werden sollte – flankiert mit Maßnahmen, welche die ökologische Vorzüglichkeit garantieren.

VII. Literatur

EEG 2008: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung (Drucksachen 16/8148, 16/8393): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Deutscher Bundestag 16. Wahlperiode, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Drucksache 16/9477 v. 5.06.2008

IFEU 2008a: Gärtner S., Münch J., Reinhardt G., Vogt R.: Materialband E – Ökobilanzen. Im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“, Heidelberg, Berlin, Darmstadt, Leipzig 2008

IFEU 2008b: IFEU-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg: Eigene Berechnungen

ISO 14040/44: DIN EN ISO 14040 & 14044. Deutsches Institut für Normung e.V., Beuth Verlag, Berlin, 2006

Anschrift der Autoren:
Dr. Guido Reinhardt, Julia Münch
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU)
Wilckenstr. 3, 69120 Heidelberg
E-Mail: guido.reinhardt@ifeu.de

Nährstoffkreislauf und Erdgassubstitute aus Biomasse – landwirtschaftliche Aspekte

Dr. Armin Vetter
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)

Die Aufgabe der Landwirtschaft ist es Biomasse zu erzeugen. Ob diese Biomasse als Nahrungsmittel, Futtermittel oder für die Energieerzeugung Verwendung findet, hängt vom Preis und von den agrarpolitischen Rahmenbedingungen ab. Die prinzipiellen Möglichkeiten der Biomassenutzung sind an einer Fruchtart, in diesem Fall des Getreides, in Abbildung 1 dargestellt.

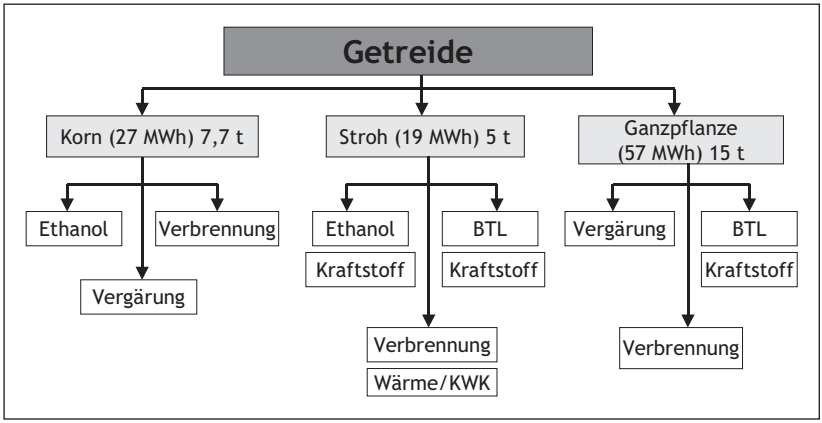


Abb. 1: Verwertungslinien von Getreideaufwüchsen

Es ist erkennbar, dass Getreidekorn sowohl zur Ethanolproduktion, zur Verbrennung als auch zur Vergärung eingesetzt werden kann. Verschiedene Nutzungsmöglichkeiten ergeben sich auch für Stroh und Ganzpflanzengetreide. Damit werden an den Rohstoff, z. B. das Getreidekorn von

Seiten der Verwendung her grundsätzlich verschiedene Anforderungen gestellt. Die Kombinationsmöglichkeiten zwischen Rohstoff und Verwertung sind bei einer Einbeziehung von verschiedenen Fruchtarten und Sorten dementsprechend groß. Der Landwirt hat zusätzlich die Einbindung der Fruchtarten in sein betriebliches System zu beachten (Abb. 2).

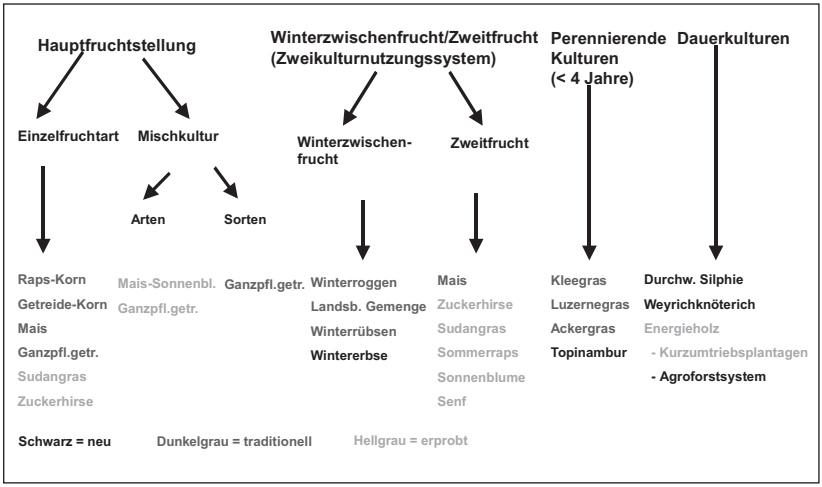


Abb. 2: Stellung von Energiepflanzen im Anbausystem

Die Fruchtart sowie das Anbausystem in Kombination mit der Verwendung, hat wesentlichen Einfluss auf die Mineralstoff- und Kohlenstoffbilanz. Entscheidend für die Verwertung und auch für die Entnahme von Biomasse aus einer Fruchtfolge ist die Humusbilanz = Kohlenstoffbilanz. Unter Humusbilanz versteht man grundsätzlich die Gegenüberstellung der Humusnutzung durch die Pflanzen und den Humusabbau im Boden mit der Humuszufuhr aus Wurzelresten, Nebenprodukten der Landwirtschaft (z. B. Stroh) und organischen Düngern (Abb. 3).

Für die Berechnung gibt es unterschiedliche Methoden, aufgeführt sind im Folgenden die Methode der VDLUFA, die auch für Cross Compliance-Berechnungen zur Anwendung kommt und die Methode der Universität Halle – REPRO (Abb. 4). Nach diesen Methoden wurden für verschiedene Landkreise in der Bundesrepublik Deutschland mit unterschiedlichem Tierbesatz Humusbilanzen berechnet. Der aus der Fruchtfolge entnehmbare Kohlenstoff wird in Tonnen/Stroh bzw. Prozent des Strohaufkom-

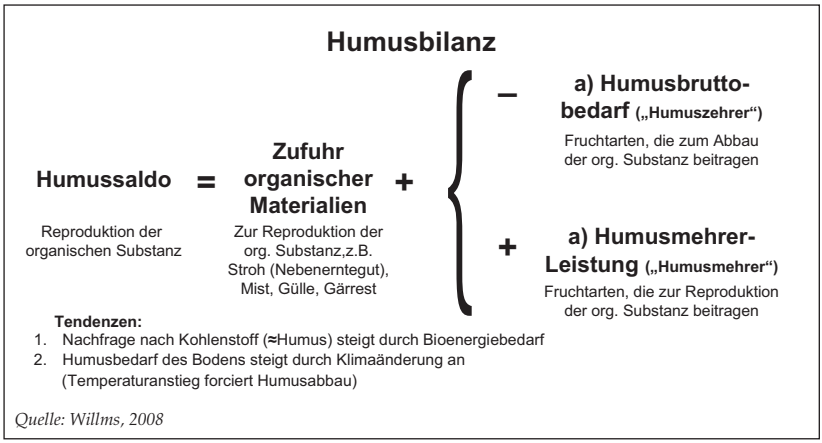


Abb. 3: Methodik zur Berechnung der Humusbilanz

mens/ha angegeben. Als Ergebnis dieser Berechnung nach den verschiedenen Methoden kann man 25 bis 70 % des Strohs aus dem Kreislauf entnehmen (Abb. 5). Nimmt man nur den untersten Wert, so kommt man auf eine in Deutschland zur Verfügung stehende Strohmenge von ca. 12 Mio. t.

	VDLUFA	REPRO
Boden	nein	Bodenart
Klima	nein	Jahresniederschlag
Fruchtarten	ja	ja
Korn zu Strohverhältnis	ja	ja
Pflanzenresiduen	ja	ja

Abb. 4: Vergleich von Verfahren zur Erstellung der Humusbilanz

Der Energiepflanzenanbau konzentriert sich in Deutschland und Mitteleuropa auf verhältnismäßig wenige Arten und Verwendungszwecke. Diese sind zum einen Raps für die Rapsölmethylesterherstellung, Stärke aus Getreide für die Ethanolherstellung und Mais für die Herstellung von Biogas. Um dieses Artenspektrum zu erweitern, hat die FNR das Verbundvorhaben „EVA“ bewilligt, an dem Partner aus insgesamt 10 Bundesländern beteiligt sind (Abb. 6).

Menge ergibt sich bei einem Humussaldo von 0 kg Humus C/ha abzüglich einer Reserve von 15 %												
Landkreis	VDLUFA untere[1] Werte = Cross Compliance				VDLUFA obere[2] Werte				Repro (vorläufige Werte)			
	ÜSSM in t 86 % TS	ÜSSM in % der gesamten anfallenden Strohmengen	10 % mehr Anbau von Silomais für Biogas*		ÜSSM in t 86 % TS	ÜSSM in % der gesamten anfallenden Stohmenge	10 % mehr Anbau von Silomais für Biogas*		ÜSSM in t 86 % TS	ÜSSM in % der gesamten anfallenden Strohmenge	10 % mehr Anbau von Silomais für Biogas*	
			ÜSSM in t 86 % TS	ÜSSM in % der gesamten anfallenden Strohmenge			ÜSSM in t 86 %	ÜSSM in % der gesamten anfallenden Strohmenge			ÜSSM in t 86 %	ÜSSM in % der gesamten anfallenden Strohmenge
Vechta 3,3 GV/LF	105922	43,7	98571	40,7	105922	43,7	98571	40,7	107636	44,4	104164	43,0
Diepholz 1,25 GV/LF	266302	70,2	258250	68,1	155460	41,0	145315	38,3	75387	19,9	64618	17,0
Gotha 0,52 GV/LV	105868	60,7	105223	60,3	65845	37,8	64229	36,8	46985	26,9	37756	21,6

Berechnung nach VDLUFA unter Ansatz eines Reproduktionspotenzials für Stroh von 100 kg Humus-C pro t Substrat, bei Berechnung nach Repro von 75 kg Humus-C pro t Substrat

1) untere Werte: Vorzugsweise fur Böden in gutem Kulturzustand mit optimaler mineralischer N-Düngung

2) obere Werte: für bereits längere Zeit mit Humus unterversorgte Böden

* Fläche fur Winterweizen und Körnermais entsprechend reduziert

Abb. 5: Überschussstrohmenge (ÜSSM) in 2 Landkreisen in Niedersachsen und im Landkreis Gotha

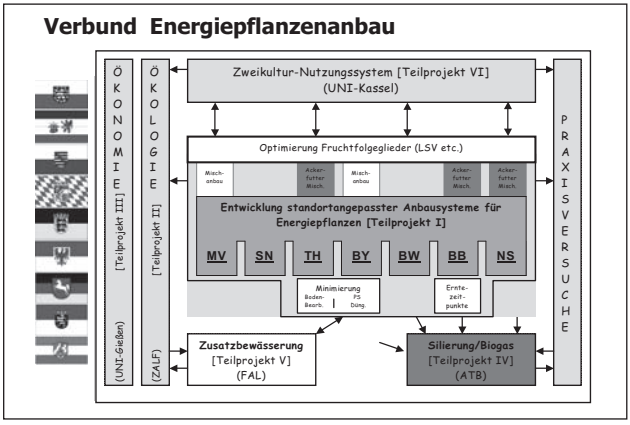
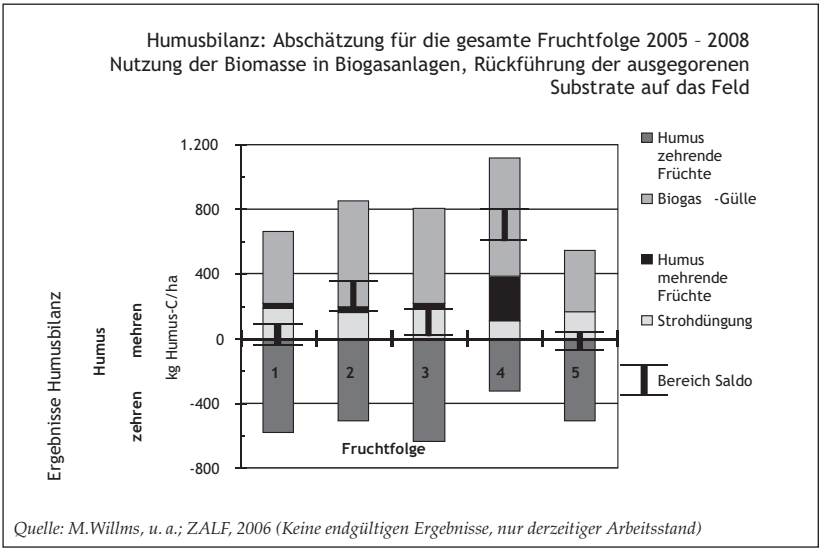


Abb. 6: Struktur des EVA-Projektes

Die in diesem Verbundvorhaben getesteten Fruchtfolgen sind in Abbildung 7 dargestellt. Die Darstellung dient lediglich der Erläuterung der in den Abbildungen 8 und 9 aufgeführten Humusbilanzen für diese Fruchtfolgen.

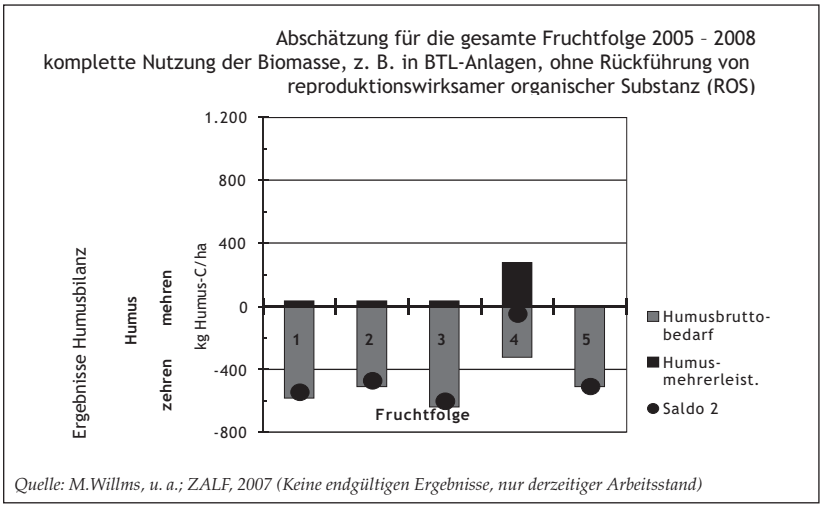
Prüfglied	1	2	3	4	5
2005	Sommergerste (GPS)/ Ölrettich (SZF)	Sudangras/ WZF Futterroggen	Mais/WZF Futterroggen	SG + US Luzerne o. Kleegras	Hafersorten-mischung (GPS)
2006	Mais (HF)	Mais (ZF)	Sudangras (ZF)	Luzerne o. Kleegras	Wintertritcale (GPS)
2007	Wintertriticale (GPS)/SZF Zuckerhirse	Wintertriticale (Korn)	Wintertriticale (GPS)/einj. Weidelgras	Luzerne o. Kleegras	Winterraps (Korn)
2008	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen

Abb. 7: Bundeseinheitlich angebaute EVA-Fruchtfolgen



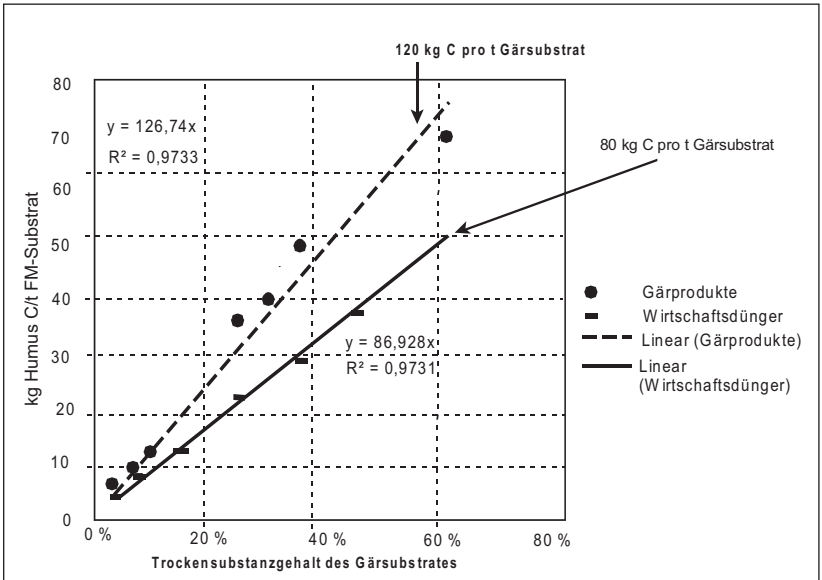
Quelle: M.Willms, u. a.; ZALF, 2006 (Keine endgültigen Ergebnisse, nur derzeitiger Arbeitsstand)

Abb. 8: Abschätzung der Humusbilanz mit Rückführung der Substrate



Quelle: M.Willms, u. a.; ZALF, 2007 (Keine endgültigen Ergebnisse, nur derzeitiger Arbeitsstand)

Abb. 9: Humusbilanz ohne Rückführung von ROS



Quelle: Reinhold

Abb. 10: Beziehungen zwischen Humuskomponenten im Biogasprozess

Führt man die Gärrückstände zurück, d. h. die Biomasse wird in Biogasanlagen verwendet, so ist die Humusbilanz grundsätzlich in allen Fruchtfolgen positiv. Des Weiteren müssen die unterschiedlichen Humusreproduktionsfaktoren, z. B. von Gärresten aus NAWARO-Biogasanlagen und von Wirtschaftsdüngern beachtet werden. Wirtschaftsdünger haben eine geringere Reproduktionsrate als Gärreste. Das hängt damit zusammen, dass der leicht abbaubare Kohlenstoff in der Biogasanlage bereits verwertet wurde und damit fast nur noch schwer abbaubarer Kohlenstoff (Lignin) zur Humusreproduktion Verwendung findet (Abb. 10).

Würde man im Gegensatz dazu die komplette Biomasse aus den Fruchtfolgen in einer Vergasungs- oder Verbrennungsanlage verwerten, so wäre die Humusbilanz negativ. Das heißt, bei der Nutzung von Biomasse in Vergasungsprozessen, bei der kein Kohlenstoff als Rückstand übrig bleibt, ist verstärkt auf die Humusbilanz zu achten bzw. es sind zusätzliche Kohlenstoffquellen zu erschließen. Zusammengefasst ergeben sich für den Kohlenstoffabbau in der Konversionsanlage die in Abbildung 11 aufgeführten Werte.

Kohlenstoffabbau Gülle in Biogasanlage	33 %
Kohlenstoffabbau NAWARO in Biogasanlage	66 %
„Kohlenstoffabbau“ bei Verbrennung	100 %
„Kohlenstoffabbau“ bei Vergasung (BTL)	100 %
Fazit: Aus Sicht der Humusreproduktion ist Biogas eindeutig zu bevorzugen	

Abb. 11: Kohlenstoffabbau bei verschiedenen Verwertungslinien

Neben dem Kohlenstoffkreislauf ist zukünftig auch den Nährstoffkreisläufen verstärkte Aufmerksamkeit zu schenken. Es sind für die Hauptnährstoffe Stickstoff, Kalium, Phosphor und Magnesium möglichst geschlossene Kreisläufe anzustreben. Dies betrifft in besonderem Maße Stickstoff und Phosphor. Unterschiedliche Veröffentlichungen gehen davon aus, dass die Weltvorräte für die Düngung mit cadmiumarmem Phosphor maximal noch für 40 bis 60 Jahre reichen. Das heißt Phosphor ist möglichst komplett im Kreislauf zu fahren. Des Weiteren gilt es alternative Phosphorquellen (Tiermehl, Klärschlamm, etc.) zu erschließen. Die weltweite Nachfrage an Nahrungsmitteln hat zu einem Anstieg der Agrarpreise geführt. Dies hat eine drastische Erhöhung der Düngerpreise zur Folge. So stieg der Preis

für Phosphor von 90 Cent/kg auf ca. 4 €/kg. Auch bei Kalium war eine Verdoppelung des Preises zu verzeichnen. Bei Stickstoff stieg der Preis von 50 Cent/kg auf ca. 1,30 €/kg. Das heißt, der Index der Betriebsmittelpreise ist auf knapp 250 % bei Düngemitteln in Bezug auf das Jahr 2000 gestiegen (Abb. 12).

	Index der Betriebsmittelpreise (2000 ≺ 100)		
	2006	2007	2008[1)]
landw. Verbrauch	112,1	121,7	
dar. Saat-/Pflanzgut	104,8	118,2	144,9
Düngemittel	133,4	146,2	**247,4***
Treib-/Schmierstoffe	141,7	143,7	170,7
Futtermittel	99,7	123,5	158,8

1) Statistisches Bundesamt April 2008

	Preise je kg Element (€/kg)		
	2005/2006	Sommer 2008	
N	0,50	1,30*	
P	0,90	≈ 4,00*	steigende Tendenz
K	0,40	0,90*	steigende Tendenz
Mg	0,30	(0,40)*	steigende Tendenz

Abb. 12: Entwicklung der Betriebsmittelpreise in der Landwirtschaft

Bei der Verbrennung oder der Vergasung können über die Aschen ein Großteil der Nährstoffe, aber auch Schadstoffe in den Kreislauf zurückgeführt werden. Entscheidend ist, welcher Prozentsatz der in den Rohstoffen enthaltenen Mineralstoffe als Nährstoffe in die Aschen eingebunden werden und zu welchem Prozentsatz die eingebundenen Mineralstoffe als Nährstoffe pflanzenverfügbar sind. Für die Verbrennung sind die Kreisläufe zum Teil bekannt. So konnten am Strohheizwerk Schkölen umfangreiche Untersuchungen durchgeführt werden. Stickstoff wurde in den Aschen zu einem sehr geringen Prozentsatz eingebunden. Bei Phosphor erfolgte eine 100 %ige und bei Kalium zu ca. 50 – 60 %ige Einbindung (Abb. 13). Für die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in Vergasungsanlagen liegen derartige Untersuchungsergebnisse nicht vor.

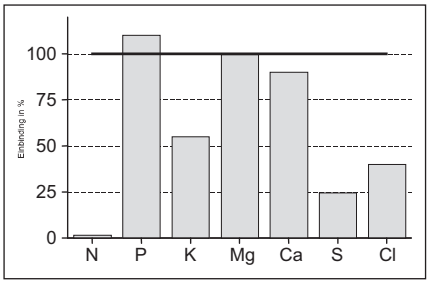


Abb. 13: Einbindung der Makroelemente in die Aschen (Strohheizwerk Schkölen, Halmgut n =26)

Entscheidend ist jedoch, wie die in den Aschen eingebundenen Nährstoffe pflanzenverfügbar sind. So ist bekannt, dass bei verglasten Aschen bzw. bei starker Verschlackung die Nährstoffverfügbarkeit massiv zurückgeht.

Ein langjähriger Versuch mit Strohasche am Standort Dornburg zur P- und K-Wirksamkeit der Ascheinhaltsstoffe hat gezeigt, dass die im Strohheizwerk Schkölen anfallende Asche (ohne Verschlackung) ein Mineraldüngeräquivalent von ca. 1 aufwies, d. h. die Phosphor- und Kaliumwirkung aus den Aschen war genauso hoch wie die Phosphor- und Kaliumwirkung einer Mineraldüngung (Abb. 14).

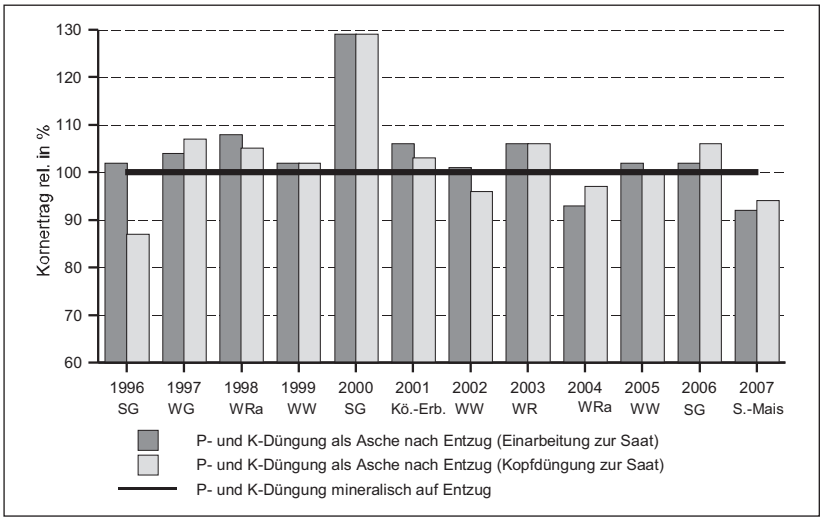


Abb. 14: Mehrjähriger Düngungsversuch mit Strohaschen am Standort Dornburg

Prinzipiell kann in Vergasungsanlagen auch Feuchtbiomasse (Silage) zum Einsatz kommen. Damit wäre die Nutzug sehr vieler landwirtschaftlicher Fruchtarten möglich (siehe Abbildung 2). Allerdings enthält die „grüne Biomasse" in der Regel höhere Mineralstoffgehalte als trockene Biomasse. Zudem muss für die Verwertung der Trockensubstanzgehalt der Silage von 30 bis 35 % auf mehr als 75 % erhöht werden. Des Weiteren stören die Mineralstoffe z. T. bei der Konversion (Kalium, Natrium, Chlor). Um die in der „grünen Biomasse" enthaltenen Pflanzennährstoffe zurück zu gewinnen wurde im Projekt BioLog der FNR das Abpressen von Silagen nach dem Prinzip der Universität Kassel (Witzenhausen) mit anschließender Trocknung und Pellettierung erprobt. Gleichzeitig sollen die bei der Abpressung gewonnenen Pflanzensäfte in einer Biogasanlage energetisch verwertet werden (Abb. 15). Die Mineralstoffe sind dabei als Pflanzennährstoffe im Gärrückstand zu bewerten und die organischen Inhaltsstoffe (Cellulose, Eiweiß, etc.) in ihrer Wirkung auf die Biogasausbeute.

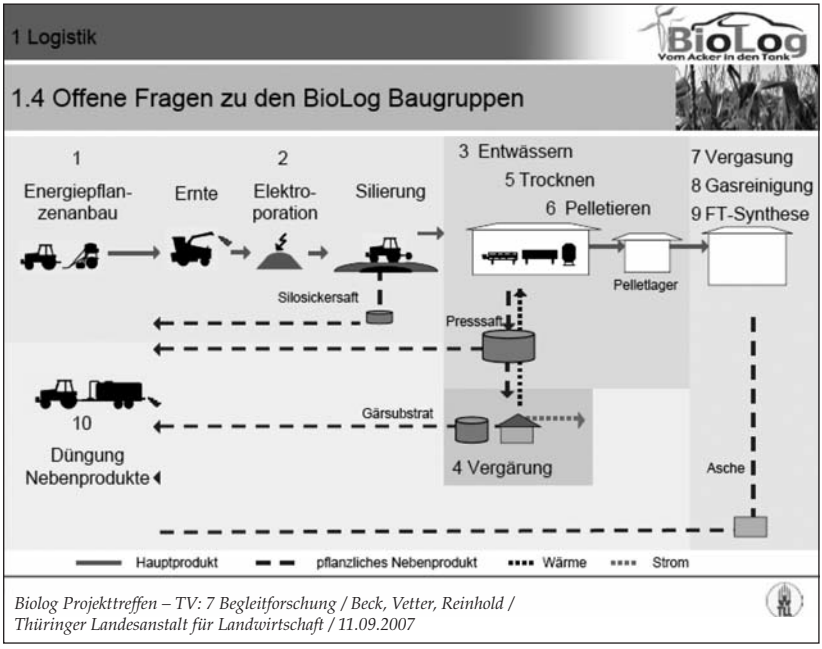


Abb. 15: Abpressen von Silagen

Überraschenderweise waren bei den verschiedenen Silagen, z. B. Grassilagen und Maissilagen sehr unterschiedliche Abpressgrade in Bezug auf die Pflanzennährstoffe zu verzeichnen. Maximal fanden sich 25 % der Nährstoffe im Mais und 3 bis 5 % der Nährstoffe bei Grassilagen in den Presssäften wieder (Abb. 16).

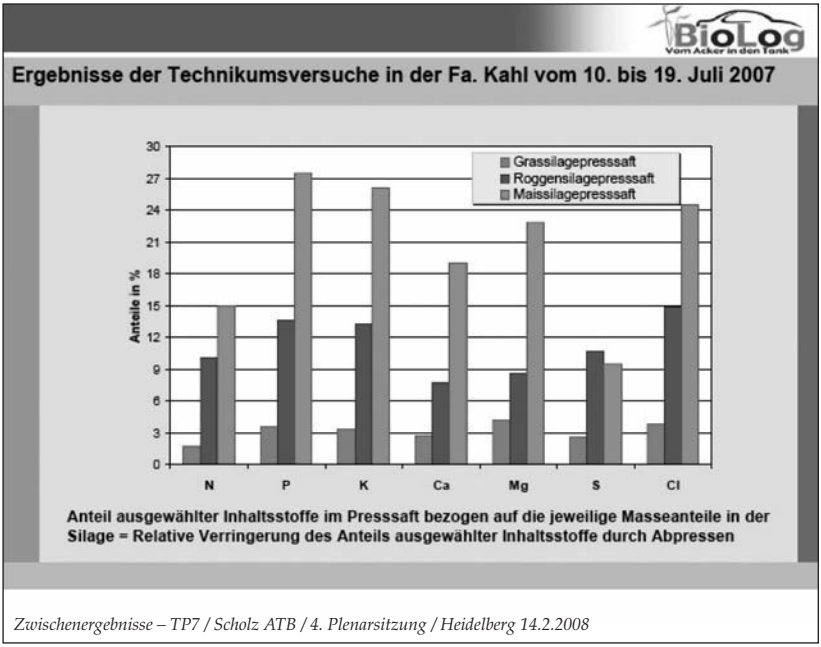


Abb. 16: Abpressgrade unterschiedlicher Silagen

Dementsprechend ist natürlich die Nährstoffbilanz dieser Säfte in Bezug auf die Düngung kritisch zu betrachten. Die abgepresste Biomasse soll als Pellet anschließend in die Vergasungsanlage gehen. Ein Großteil der Pflanzennährstoffe ist in dieser Biomasse noch enthalten, sodass die Eingangs erwähnten Ausführungen in Bezug auf die Einbindung in die Aschen und die Pflanzenverfügbarkeit ebenfalls zutreffen.

Im Gegensatz zur thermischen Vergasung findet man die Pflanzennährstoffe bei der Biogaserzeugung fast zu 100 % in den anschließenden Gärrückständen wieder (Abb. 17).

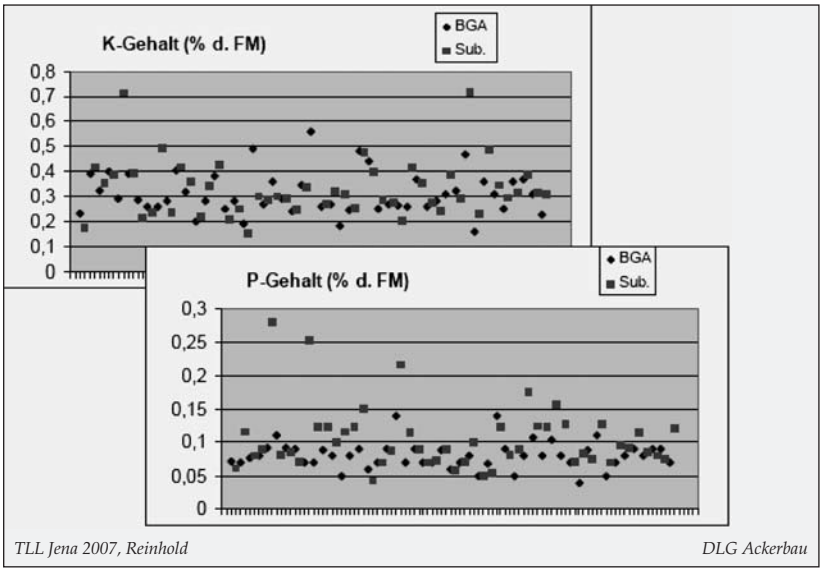


Abb. 17: P- und K-Gehalte in den Gärrückständen

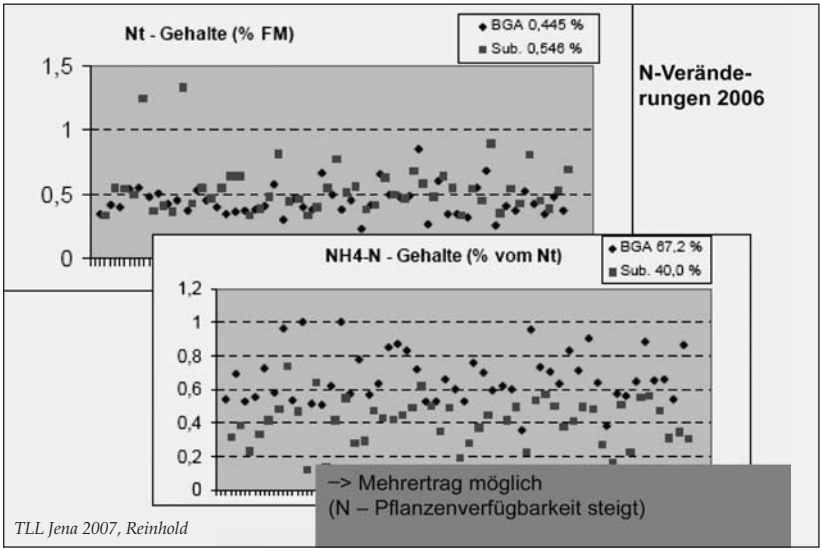
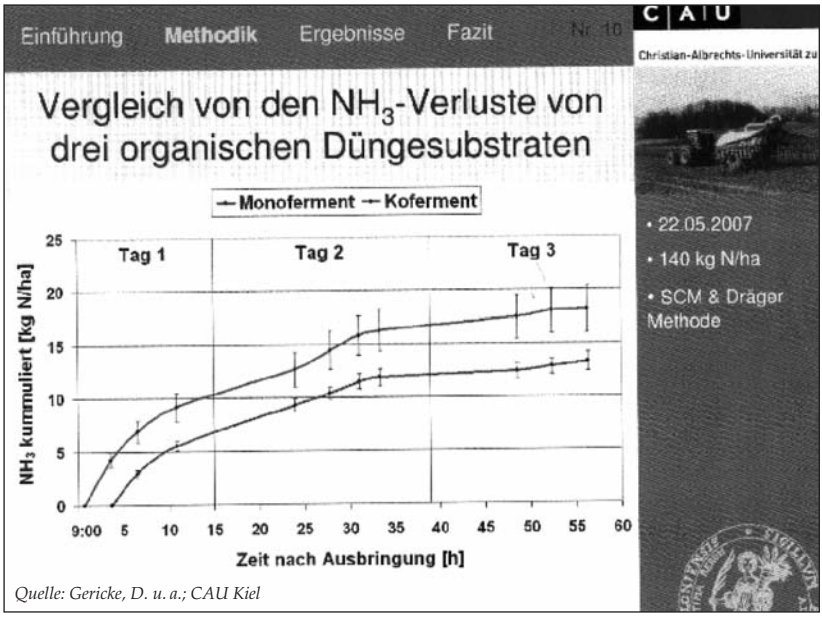


Abb. 18: Gesamtstickstoff- und Ammoniakgehalte in den Gärrückständen

Allerdings ist hierbei zu beachten, dass Phosphor, Kalium und Stickstoff sich zwar in den Gärrückständen zu 100 % wiederfinden, aber vor allen Dingen bei Stickstoff eine Verschiebung zu Gunsten des NH_4-Gehaltes erfolgt, d. h. der Stickstoff ist besser pflanzenverfügbar, kann aber auch in Form von Ammoniak leichter in die Atmosphäre entweichen (Abb. 18). Die Ammoniakverluste treten unmittelbar nach der Ausbringung der Gärreste auf. Für unterschiedliche Gärsubstrate sind sie in Abbildung 19 dargestellt.



Quelle: Gericke, D. u. a.; CAU Kiel

Abb. 19: Vergleich von NH_3-Verlusten

Diese Verluste, aber auch die Verluste in Form von Lachgas sind erheblich abhängig von der Ausbringtechnik, wie WULF et. al. bereits 2002 untersucht und beschrieben haben. Die geringsten Verluste werden bei einer Einarbeitung der Gärrestsubstrate auf dem Acker bzw. einer Ausbringung mit Schleppschlauch erreicht (Abb. 20). Die Injektion in den Boden ist vor dem Hintergrund der Lachgasemissionen kritisch zu hinterfragen.

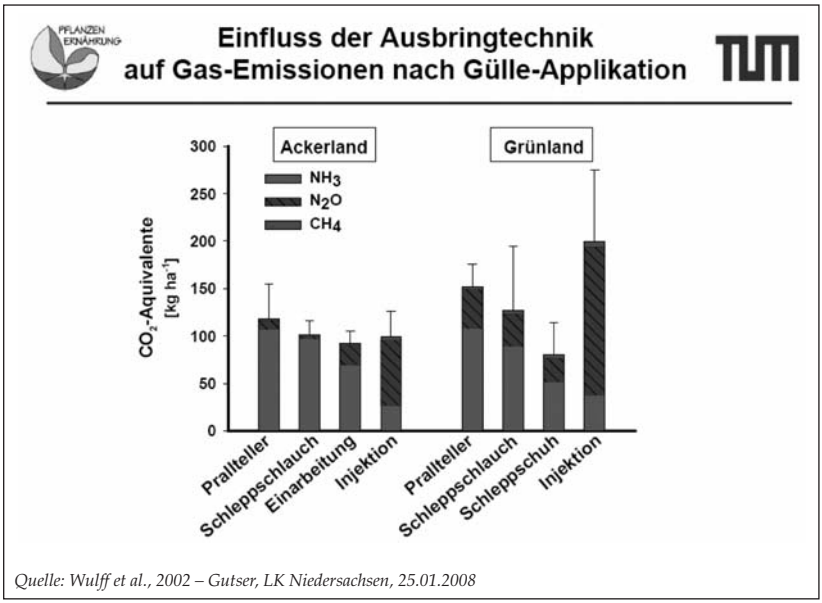


Abb. 20: Einfluss der Ausbringtechnik auf die Gasemissionen nach Gülle-Applikation

Zusammenfassend lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Die energetische Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen hat das höchste Ertragspotenzial je Flächeneinheit, diese Aussage beruht auf einer ausgeglichene Humusbilanz bei Rückführung der Gärrückstände.

Die Nährstoffbilanz ist bei Phosphor, Kalium und Magnesium weitestgehend ausgeglichen. Allerdings müssen die Verluste an Stickstoff in Form von Ammoniak bei der Ausbringung minimiert werden. Bei der Vergasung und Verbrennung erfolgt eine 100 %ige Nutzung des Kohlenstoffs, sodass nur ein Teil der aufgewachsenen Biomasse für diese Verwendung genutzt werden kann. Bei dem derzeitigen Anbauspektrum und Tierbesatz in Deutschland sind dies überschlägig 25 bis 40 % des Strohs. Dies entspricht mehr als 12 Mio. t „Strohäquivalente". In Bezug auf die Nährstoffe ist die Einbindung in die Aschen sowohl quantitativ als auch qualitativ zu berücksichtigen. Bei Stickstoff erfolgt keine, bei Kalium eine 50 bis 60 %ige und bei Phosphor eine 100 %ige Einbindung (Verbrennung). Bei nicht

verschlackter bzw. verglaster Asche sind die Nährstoffe fast zu 100 % pflanzenverfügbar. Diese Aussagen gelten für die Verbrennung mittels dänischer Strohverbrennungstechnik. Für Asche aus Vergasungsprozessen liegen keine belastbaren Untersuchungen vor, sodass hier Forschungsbedarf besteht.

Anschrift des Autors:
Dr. Armin Vetter
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Apoldaer Str. 4, 07778 Dornburg
E-Mail: a.vetter@dornburg.tll.de

Kritische Bewertung von Erdgassubstituten aus Biomasse – Thesen zur Diskussion

Prof. Dr. Frank Behrendt, Till Belusa
Technische Universität Berlin

1. Kurzfassung

Durch die anspruchsvollen Klimaschutzziele der Bundesregierung wird ein verantwortungsvoller Umgang mit dem Biomassepotenzial immer dringlicher. Nutzungskonkurrenzen innerhalb und auch außerhalb des Sektors der Erneuerbaren Energien sind in nächster Zeit zu klären. Dabei muss die Effizienz der unterschiedlichen Nutzungspfade eine entscheidende Rolle spielen. Zunächst ist eine Bewertungsmethode der unterschiedlichen Nutzungspfade von Biogas Gegenstand dieser Arbeit. Im Anschluss erfolgt die Vorstellung eines ganzheitlichen Bewertungsmodells der ökonomischen und ökologischen Effizienz von Biogasaufbereitungsverfahren.

2. Ziele und Maßnahmen

Zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Erhöhung des Beitrags der Erneuerbaren Energieträger zur Versorgung der Bundesrepublik mit Strom, Wärme und Kraftstoff hat die Bundesregierung in Meseberg das „Integrierte Klima- und Energieprogramm“ mit insgesamt 29 Einzelmaßnahmen beschlossen.

Etliche Maßnahmen stärken die Förderung der Erzeugung von Biogas, der Aufbereitung auf Erdgasqualität und der Einspeisung in das Erdgasnetz. Am 12.04.2008 trat die „Verordnung zur Förderung der Biogaseinspeisung“ in Kraft. Durch diese Verordnung wurde das Umfeld für eine vorrangige und kosteneffiziente Einspeisung von Bioerdgas in das Erdgasnetz geschaffen. Sie enthält Änderungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), der Anreizregulie-

rung (ARegV) sowie der Stromnetzentgeltverordnung (StromNZV). Die im § 41a der Gasnetzzugangsverordnung enthaltene Zieldefinition sieht eine jährliche Einspeisung von 6 Mrd. m^3 (60 Mrd. kWh) Erdgas bis zum Jahr 2020 und von 10 Mrd. m^3 (100 Mrd. kWh) Erdgas bis zum Jahr 2030 vor.

3. Potenzial

Grundsätzlich werden die vielen verfügbaren Biomassesubstrate in zwei große Gruppen eingeteilt.

Die Gruppe der Energiepflanzen, die zu den nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro) gehören, werden direkt für eine spätere energetische Nutzung angebaut. Das Potenzial wird hier von dem für den Anbau verfügbaren Flächenangebot und den Ernteerträgen bestimmt. Nutzungskonkurrenzen zwischen der Nahrungsmittelproduktion (Teller-Tank-Diskussion), dem Naturschutz und auch unter den verschiedenen Nutzungspfaden der Erneuerbaren Energien müssen geklärt werden. Das Energieträgerpotenzial dieser Kategorie wird nach der Umwandlung zu Biogas auf 24,0 Mrd. kWh/a abgeschätzt.[1]

Die Gruppe der Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle umfasst die schon vorhandenen Stoffströme der Land- und Forstwirtschaft, der Industrie, des Gewerbes und der Abfallwirtschaft, die einer energetischen Verwertung zugeführt werden. Beispiele sind hier Ernterückstände, organische Siedlungsabfälle oder Melasse aus der Zuckerproduktion. Insgesamt ergibt sich für diese Gruppe ein Biogaseinspeisepotenzial von 48,2 Mrd. kWh/a.[1]

Das Gesamtpotenzial für die Biogaseinspeisung beläuft sich demnach auf 72,4 Mrd. kWh/a, wobei aber berücksichtigt werden muss, das erhebliche Nutzungskonkurrenzen gegenüber anderen Nutzungspfaden, wie zum Beispiel der Verbrennung bestehen, so dass nur ein Teil dieses Potenzials für die Biogaseinspeisung erschlossen werden kann.

Priorität bei der Erschließung des verfügbaren Biomassepotenzials muss eine ökonomisch und ökologisch effiziente Nutzung der Substrate haben, so dass eine umfassende Untersuchung und Bewertung der gesamten Prozessketten der konkurrierenden Nutzungspfade unter Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitskriterien dringend erforderlich ist.

4. Marktsituation

Im April 2008 befinden sich in Deutschland 11 Anlagen zur Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz in Betrieb. Alle diesen Anlagen erzeugen das Biogas durch Fermentation der Substrate. Die gesamte Rohgaskapazität dieser Anlagen beläuft sich auf 40.000 Nm^3/h. Das entspricht einer maximalen Biogasproduktion von 350,4 Mio. Nm^3 oder ca. 175 Mrd. kWh im Jahr.

Das entspricht ca. 5 % der Biogasanlagenkapazität in Deutschland oder knapp 3 % des im § 41a der GasNZV festgeschriebenen Ausbauziels bis 2020. Die äquivalente elektrische Leistung beläuft sich auf ca. 80 MW.

Das gängigste Verfahren ist momentan noch die Druckwechseladsorption (PSA), wobei die Druckwasserwäsche (DWW) aber Marktanteile gewinnt. Ebenfalls in Betrieb befinden sich zwei physikalische Absorber, die mit organischen Lösungsmitteln arbeiten. In Bau und Planung befinden sich knapp 20 weitere Anlagen, darunter zwei Aminwäscher.[2]

Da die Biogaseinspeisung in den kommenden Jahren einen rasant wachsenden Markt darstellt und somit für immer mehr Unternehmen von Interesse ist, steigt die Zahl der Marktteilnehmer und somit auch das Angebot an verschiedenen Aufbereitungsverfahren und Kombinationsmöglichkeiten. Viele Verfahren sind noch nicht ausreichend erprobt oder befinden sich gerade an der Schwelle zur Marktreife, so dass eine umfassende Bewertung der Verfahren aus Effizienzgesichtspunkten dringend von nöten ist.

5. Nutzungspfade Biogas/ Standortanalyse

Neben den oben schon angesprochenen allgemeinen Nutzungskonkurrenzen von Biomasse sind auch innerhalb der Verwendung als Biogas verschiedene Nutzungspfade möglich. Um unter den spezifischen Rahmenbedingungen einer zu planenden Anlage den ökonomisch und ökologisch nachhaltigsten Nutzungspfad identifizieren zu können, ist eine umfassende Standortanalyse durchzuführen.

Die Vor- und Nachteile eines Nutzungspfades variieren von Standort zu Standort, so dass keine allgemein gültige Aussage getroffen werden kann, welcher Nutzungspfad zu favorisieren ist.

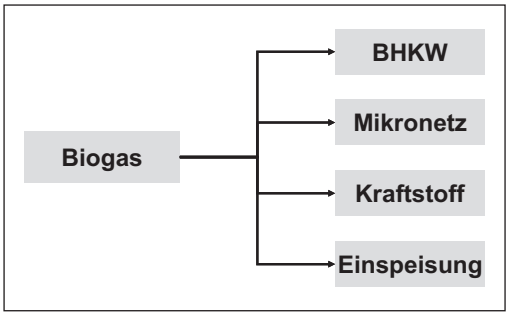


Abb. 1: Nutzungspfade von Biogas

Um zu einer belastbaren Aussage zu gelangen, ist es also erforderlich, die in der folgenden Tabelle aufgeführten Standortkriterien zu analysieren. Einerseits ist die Substratversorgung unter den Gesichtspunkten der langfristigen Verfügbarkeit und der Transporteffizienz zu beurteilen, andererseits sind die Absatzmöglichkeiten der erzeugten Produkte wie Strom, Wärme, Autogas oder Bioerdgas zu bewerten. Beide Punkte fließen dann neben den Investitions- und Betriebskosten in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ein.

Für den privaten Entscheider wird die Wirtschaftlichkeit des Projekts ausschlaggebend sein und nicht die energetische Effizienz. Es liegt also in den Händen des Gesetzgebers zur Steigerung der Energieeffizienz die Fördermittel an diesem Kriterium auszurichten.

Tab. 1: Kriterien für die Standortanalyse

Kriterien für die Standortanalyse
Biomassepotenzial in der Region
Langfristig verfügbare Substratmenge
Transportwege
Kosten Strom- und Gasnetzanbindung/Einspeisebedingungen
Bestimmung der Lastprofile erschließbarer Wärmesenken
Nachfrage Autogas in der Region/Konkurrenz
Gasanalyse mit Originalsubstraten (Labor), Bestimmung der Komplexität der Gasreinigung
Vergleich der erforderlichen Investitionen/Betriebskosten
Vergütung/Förderungsbedingungen
Erstellen einer Energiebilanz des jeweiligen Nutzungspfades

Nach erfolgter Auswertung der oben genannten Kriterien, ist es möglich den für den Standort besten Nutzungspfad zu bestimmen. Wenn beispielsweise vor Ort ganzjährig Wärmesenken verfügbar sind, also eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl (bei gleichzeitiger Wärmenutzung) mit einem BHKW realisierbar ist, wird eine Einspeisung nicht in Frage kommen. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die entscheidenden Kriterien der unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten.

Tab. 2: Effizienzkriterien der Nutzungspfade

Effizienzkriterien Nutzungspfade	
BHKW	hohe Vollbenutzungsstundenzahl, ganzjährig verfügbare Wärmesenke
Mikronetz	Leitungslänge, erforderliche Anpassungen der Infrastruktur (Wobbeindex), Absatzschwankungen
Kraftstoff	Komplexität der Aufbereitung, Verhältnis Produktion/Absatz, erforderlicher Speicher
Einspeisung	Komplexität der Aufbereitung, erforderliche Leitungslänge, Einspeisebedingungen

6. Prozesskette der Biogaseinspeisung

Wenn die Standortanalyse ergibt, dass keine ausreichende Wärmesenke vor Ort verfügbar ist, die Gasreinigung nicht zu aufwendig ist und die Netzanschluss- und Einspeisebedingungen günstig sind, ist die Biogaseinspeisung das Verfahren der Wahl.

Um unter den vielen verschiedenen Aufbereitungsverfahren das anlagenspezifisch effizienteste bestimmen zu können, ist eine weitere Analyse erforderlich.

Wesentlich bestimmt wird die Aufbereitung durch den vorherigen Schritt (Biogaserzeugung) und den folgenden Schritt (Einspeisung) in der Prozesskette. Der durchschnittliche Biogasertrag, der Methangehalt sowie die Störstoffkonzentration des erzeugten Biogases sind von der Wahl des eingesetzten Substrates abhängig. Der zu reinigende Massenstrom wird durch die Dimensionierung der Anlage sowie der Faulraumbelastung des Fermenters festgelegt.

Die Anforderungen an die Qualität des einzuspeisenden Bioerdgases

wird durch das DVGW Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ geregelt. Durch die fünf verschiedenen Gasbeschaffenheiten in Deutschland (3 H-Gasnetze und 2 L-Gasnetze) und der damit verbundenen Unterschiede bei den Brennwerten (zwischen 9,8 kWh/m^3 und 12,5 kWh/m^3) und den Wobbeindizes (zwischen 12,2 kWh/m^3 und 15,4 kWh/m^3) ist eine genaue Betrachtung der regionalen Gasbeschaffenheit unumgänglich. Des Weiteren ist die Möglichkeit einer Einspeisung als Austauschgas oder Zusatzgas zu untersuchen. Eine wichtige Rolle bei der Auswahl des richtigen Verfahrens spielt auch die Druckstufe des Netzes. So kann beispielsweise ein hoher Arbeitsdruck eines Aufbereitungsverfahrens ein Vorteil sein, wenn man in eine entsprechende Druckstufe einspeisen will. Der Tabelle 3 sind die wichtigsten Parameter der Biogasproduktion und der lokalen Einspeisebedingungen zu entnehmen.

Tab. 3: Parameter der Biogasproduktion und der Einspeisung

Biogas	Gasnetz
Substratwahl	DVGW G 260
Substratkombination	H-Gas; L-Gas
Faulraumbelastung	Druckstufe
Methankonzentration	Austauschgas/Zusatzgas
Rohgasstrom	Konditionierung/ Odorierung
Störstoffkonzentrationen (H_2S, H_2O, NH_3, CO_2, etc.)	Durchsatz/ Wobbeindex

Nach der Analyse der Biogasproduktion und der Gaseinspeisebedingungen sind der Input und der erforderliche Output der Gasaufbereitung bekannt und somit die entscheidende Voraussetzung für die Auswahl eines effizienten Verfahrens erfüllt.

7. Auswahl des Aufbereitungsverfahrens

Da die Auswahl an verschiedenen Aufbereitungsverfahren und an Kombinationsmöglichkeiten einzelner Prozessschritte sehr groß ist und viele der zur Wahl stehenden Verfahren in der Praxis noch unzureichend erprobt sind, ist es sinnvoll, die erforderlichen Prozessschritte der Aufbereitung in

einzelne Module zu zerlegen und eine umfassende ökonomische und ökologische Bewertung durchzuführen.

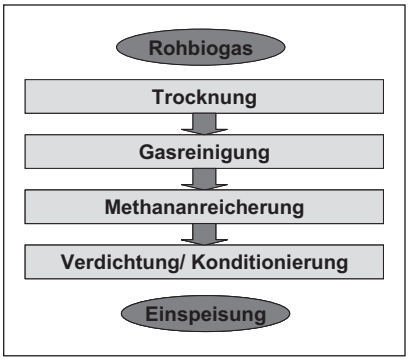


Abb. 2: Module der Aufbereitung

Die Aufbereitung wird in die vier Module Trocknung, Gasreinigung, Methananreicherung und Verdichtung/Konditionierung des Biogases unterteilt. Die Reihenfolge der Module kann je nach gewähltem Prozess variieren, ebenso können bestimmte Verfahren mehrere Module abdecken. Um die einzelnen Verfahren vergleichen zu können, muss aber auch der Nutzen (z. B. Trocknung des Biogases) gleich sein, deshalb ist die getrennte Bewertung der Module erforderlich, auch wenn ein Verfahren in der Lage ist mehrere Prozessschritte abzudecken.

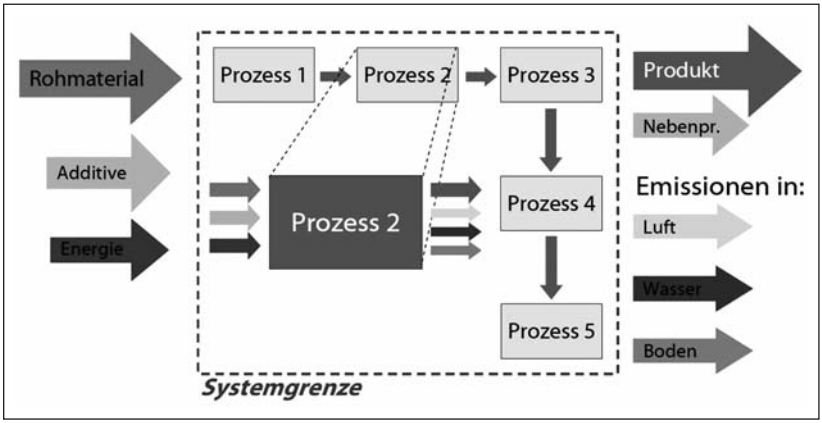


Abb. 3: Methodik einer Ökobilanz[3]

Zunächst sind die relevanten Kriterien für eine Bewertung der Verfahren festzulegen. Ziel ist es sämtliche Energie-, Stoff- und Geldströme (Investition und Betriebskosten) in den einzelnen Modulen zu erfassen und so die Umweltrelevanz und die Kosten eines Kubikmeters Rohbiogases, der dieses Modul durchläuft, veranschaulichen zu können. Hilfreich wäre dabei, die Verfahren unter den gleichen Voraussetzungen, also identischer Biogaszusammensetzung und identischen Einspeisebedingungen zu bewerten, um die Stärken und Schwächen der einzelnen Verfahren identifizieren zu können. Die Ergebnisse der Ökobilanzierung (Methodik siehe Abb. 3) fließen in die Berechnung der „life-cycle-costs" ein.

Tab 4: Bewertungskriterien für die Module

Bewertungskriterien für die Module
Energieverbrauch (Strom, Wärme)
Ressourcenverbrauch (Wasser, Chemikalien, etc.)
Verfügbarkeit
Standzeiten
Einsatzbereich (Störstoffkonzentrationen, Massenstrom)
Regelbarkeit
Reinigungsleistung in Abhängigkeit vom Massenstrom
Life-cycle-costs

Nach der Bewertung der Verfahren sind neben den Kosten und der Umweltrelevanz pro Nm^3 aufbereitetem Biogas auch Aussagen darüber zu treffen, welches Verfahren bei welchen Störstoffkonzentrationen und Massenströmen effizient arbeitet. Ebenso ist die Druckstufe des Netzes, in das eingespeist werden soll, bei der Bewertung zu berücksichtigt. Wenn diese Parameter der einzelnen Module, bzw. Verfahren bekannt sind, verfügt man über ein ausgezeichnetes Planungstool für künftige Anlagen und ermöglicht so eine effiziente Zusammenstellung des Gesamtprozesses.

Anhand der erhobenen Daten wäre es möglich, die Förderkonditionen zukünftig an die Effizienz der Verfahren zu binden und so Druck auf die Hersteller auszuüben, die Effizienz weiter zu verbessern. In Anlehnung an den japanischen Top-Runner-Ansatz, wäre es beispielsweise möglich die besten drei Verfahren als heutigen Stand der Technik festzuschreiben und

die anderen Hersteller dazu zu verpflichten, diesen Benchmark auch in einem festgelegten Zeitraum erreichen zu müssen. Ansonsten droht der Verlust der Förderungswürdigkeit oder sogar der Marktausschluss.

Als Fernziel wäre auf diesem Weg ein modularer, anlagenspezifischer Aufbau („Lego-Prinzip“) der Anlagentechnik denkbar, um weitere Effizienzsteigerungen zu erreichen.

8. Literatur

[1] Wuppertal Institut, IE Leipzig, FHG Umsicht, GWI, Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse
[2] ISET, Biogasaufbereitung zu Biomethan, 6. Hanauer Dialog
[3] Sebastian Rüter, Johann Heinrich von Thünen Institut, Ökobilanzierung und nachhaltiges Bauen

Anschrift der Autoren:
Prof. Dr. Frank Behrendt, Till Belusa
Technische Universität Berlin
Marchstr. 18, 10587 Berlin
E-Mail: Frank.Behrendt@tu-berlin.de

Zusammenfassung

Dr.-Ing. Thorsten Gottschau, Dr. Steffen Daebeler
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Die in diesem Band enthaltenen Vorträge, durchweg auf hohem Niveau, die an 26./27. August 2008 anlässlich des Fachgesprächs „Erdgassubstitute aus Biomasse – eine Bestandsaufnahme" gehalten wurden sowie die anschließende Diskussion im Expertenkreis haben eine fundierte Standortbestimmung zu Erdgassubstituten aus Biomasse ermöglicht.

Die Vorträge und die Diskussion lassen sich nach Auffassung der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) folgendermaßen zusammenfassen:

1. Ein Markt für Erdgassubstitute aus Biomasse ist grundsätzlich gegeben. Der zu erwartende Rückgang der heimischen Erdgasförderung, diese machte heute immerhin 15 % des deutschen Erdgasverbrauchs aus, bietet Raum für entsprechenden Substitute. Die Wirtschaftlichkeit ist noch Gegenstand der aktuellen Diskussion.
2. Die Nutzung im Kraftverkehr, die zukünftige nachhaltige Gestaltung der individuellen Mobilität ist ein wesentliches Ziel der Bundesregierung, ist zwar technisch interessant, die erdgasgetriebene Fahrzeugflotte aber weiterhin recht klein. Zudem wird aktuell durch die deutschen Automobilhersteller der Elektroantrieb stark forciert. Ob die Nutzung von Erdgassubstituten aus Biomasse als Kraftstoffe zukünftig eine bedeutende Rolle spielen wird, muss als offen bezeichnet werden.
3. In keinem anderen Land der EU sind so gute rechtliche Voraussetzungen vorhanden, Erdgassubstitute aus Biomasse in die vorhandenen Erdgasnetze einzuspeisen. Umfassende technische und juristische Regelwerke regeln im Detail den Zugang, so dass Interessenten ihre Produktion und Einspeisung zielgerichtet betreiben können.
4. Der Blick auf Deutschlands Nachbarn zeigt deutlich, dass es keine Universallösungen für jedes Land der EU gibt. Lösungen, die in den Niederlanden, Österreich oder Schweden vorteilhaft sind, müssen

aufgrund der unterschiedlichen Infrastruktur nicht für Deutschland vorteilhaft sein. Doch geben die Entwicklungen und vor allem die praktischen Erfahrungen im Betrieb, beim tatsächlichen Einsatz von Erdgassubstituten aus Biomasse ist Deutschland in Europa keinesfalls führend, in der Nachbarländern wichtige Hinweise für angepasste Lösungen, die dem deutschen Markt gerecht werden können.

5. Die Analyse der Produktionstechnologien für Erdgassubstitute aus Biomasse zeigt deutliche Unterschiede:
   - Die Einspeisung von Biogas (hier: methanreiches Gas aus der anaeroben Vergärung von landwirtschaftlicher Biomasse) ist heute technisch möglich. Der notwendige Grad der Aufbereitung sowie die zu erreichende Erdgasqualitäte (Erdgas L oder H) beeinflusst wesentlich die Wirtschaftlichkeit dieser Route.
   - Die Erzeugung von synthetischem Erdgas über die thermochemische Vergasung von Biomasse mit anschließender Methaniseriung des so erzeugten Synthesegases steht vor den gleichen Problemen wie alle Routen, die über die thermochemische Vergasung arbeiten. Die sichere und zuverlässige Vergasung von Biomasse ist, im Gegensatz zur anaeroben Vergärung, nicht Stand der Technik. Problem der Vergasung, wie die Einbringung fester Bioenergieträger in Druckräume oder der hohe Aschegehalt halmgutartiger Biomassen stellen weiterhin Herausforderungen für die thermochemische Vergasung da.
6. Erdgassubstitute aus Biomasse sind keineswegs der stellenweise propagierte „Königsweg der Biomasse“. Wie alle Konversionsrouten der energetischen Nutzung von Biomasse gilt es auch hier, die jeweiligen Lösungen ökologisch und ökonomische zu analysieren. Erste Arbeiten zeichnen hier ein durchaus differenziertes Bild. Bei entsprechenden technischen Konstellationen kann die Nutzung von Erdgassubstituten aus Biomasse ökologische durchaus nachteilig sein.

Es zeigt sich auch, dass die gegenwärtige Praxis zukünftig wichtiger werdende Kriterien wie die problematische Phosphorversorgung noch nicht in geeigneter Weise abbilden.

Das Fachgespräch „Erdgassubstitute aus Biomasse – eine Bestandsaufnahme“ konnte das für das Fachgespräch vorgesehene Ziel, den Entwicklungsstand zu Erdgassubstituten aus Biomasse für Deutschland im Kontext

der europäischen Entwicklung zu bestimmten, damit in angemessener Weise gerecht werden.

Im Zuge von Fördermaßnahmen aus dem Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) stellen Erdgassubstitute aus Biomasse bislang weder einen besonderen Fördertatbestand noch einen eigenständigen Schwerpunkt dar:

- Im Bereich Biogas wurden und werden eine Reihe von Vorhaben zur Gasaufbereitung und zur Einspeisung ins Erdgasnetz im Rahmen von Zuwendungen finanziell gefördert. Damit wird ein dynamischer Bereich, welcher auch im Fachgespräch als aussichtsreich bereits aus dem Förderprogramm unterstützt.
- Die thermochemische Route zu Erdgassubstituten aus Biomasse ist bislang nicht Gegenstand der Projektförderung über die FNR. Das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe des BMELV lässt aber grundsätzlich Projekte dieser Thematik zu.

Im Ergebnis des Fachgespräches ist festzuhalten, dass es umfangreicher neuer Initiativen zur Förderung von Projekten im Bereich Erdgassubstitute aus Biomasse nicht bedarf. Das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe des BMELV bietet ein ausreichendes Instrumentarium. Ob dieses in ausreichender Weise zum Einsatz gebracht werden kann, hängt ursächlich von der Initiative der Marktpartner ab.

Aus Sicht des hier vorliegenden Fachgespräches lassen sich heute Gebiete identifizieren, in denen Fördermaßnahmen die Entwicklung von Lösungen und damit den Marktzugang verbessern könnten:

1. Optimierung der Systemintegration insbesondere landwirtschaftlicher Biogasanlagen in das Erdgasnetz. Besonders das Last- und Netzmanagement bzw. die Einbeziehung von Biogasanlagen ist zu verbessern. Da sich mittelfristig ein Auslaufen der Nutzung von Erdgas L abzeichnet, sind ökologisch (Stichwort: Propanzusatz zu Biogas) und ökonomische optimierte Lösungen zur Aufbereitung auf die Qualität Erdgas H zu finden.
2. Die Bewertungsmaßstäbe für Erdgassubstitute aus Biomasse im Besonderen und für die Bioenergie im Allgemeinen müssen fortgeschrieben werden. Wird der Entzug von Stickstoff noch über die nachfolgende Nutzung von Stickstoffdüngern abgebildet, so gilt dies nicht für Phosphor, Kalium und andere für Land- und Forstwirt-

schaft relevante Nährstoffe. Die Wirkung von Fruchtfolgen muss zukünftig ebenfalls besser abgebildet werden.

Im Übrigen ist die Bewertung von Erdgassubstituten aus Biomasse orientiert an der Fortschreibung des Standes der Technik ebenfalls laufend zu aktualisieren. Die Methodik muss dabei ebenfalls kritisch betrachtet werden.

Darüber hinaus besteht weiterhin Handlungsbedarf bei der Entwicklung und Ertüchtigung von thermochemischen Vergasungsverfahren für Biomasse. Dabei gilt es zu beachten, dass es für den Vergasungsprozess an sich nicht von überragender Bedeutung ist, ob das aus Biomasse erzeugte Synthesegas zu Methanol, synthetischen Biokraftstoffen oder eben Methan umgewandelt wird. Selbstverständlich beeinflusst die Art und Weise des Downstreamprocessing die davor liegenden Verfahrensschritte, die Lösung des wesentlichen Problems, der Vergasung von Biomasse, kann aber unabhängig von der anschließenden Synthesegaskonversion erfolgen. Bereits laufenden Aktivitäten im Bereich Biomass-to-Liquid(BtL)-Kraftstoffe tragen, beispielhaft zeigt dies die Vergasungsanlage in Güssing/Österreich, damit zur Lösung der Problematik bei. Vermehrter oder spezifischer Handlungsbedarf ist für dieses Gebiet nicht festzustellen.

Als zuständiger Projektträger des BMELV für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe ist die FNR für fundierte und aussichtsreiche Vorschläge für Projekte, die von den Marktpartnern getragen werden, immer offen.

Als Fazit kann festgestellt werden, dass Erdgassubstitute aus Biomasse eine Lösung für die nachhaltige Gestaltung der zukünftigen Energieversorgung darstellen, eine universelle Nutzungsroute, die alle an die Bioenergie gestellten Anforderungen gleichermaßen optimal löst, ist aber auch hier nicht zu erkennen. Es gilt daher, unter Nutzung der Erfahrungen, die in Ländern wie den Niederlanden, Österreich oder Schweden gemacht wurden, die Produktion und Nutzung von Erdgassubstituten behutsam weiter zu entwickeln und auf die deutschen Verhältnisse anzupassen. Der Kompatibilität der jeweils angestrebten Lösungen mit dem vorhandenen Erdgasnetz kommt dabei eine herausragende Bedeutung zu. Wo dies möglich ist, kann die durch die Marktpartner zu tragende Entwicklung durch einzelfallbezogene Maßnahmen aus dem Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt werden.

Zum Schluss sei allen Referenten und Teilnehmer für die wertvolle, konstruktive und intensive Mitarbeit am Fachgespräch herzlich gedankt.

Anschrift der Autoren:
Dr. Steffen Daebeler (Abteilungsleiter Projektmanagement)
Dr.-Ing. Thorsten Gottschau
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
Hofplatz 1, 18276 Gülzow
E-Mail: t.gottschau@fnr.de

Teilnehmerliste

Institution	Name
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	Frau Anja Bischof
Clausthaler Umwelttechnik-Institut GmbH (CUTEC)	Herr Dr.-Ing. Bernd Benker
DeutschesBiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)	Frau Franziska Müller-Langer Herr Marco Weithäuser
DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)	Herr Uwe Klaas
E.ON Ruhrgas AG	Herr Dr.-Ing. Alexander Vogel
Energy Research Centre of the Netherlands	Herr Bram van der Drift
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)	Herr Dr.-Ing. Andreas Schütte Herr Dr. Steffen Daebeler Herr Dr.-Ing. Thorsten Gottschau Herr Dr.-Ing. Andrej Stanev Frau Dr. Petra Schüsseler Herr Birger Kerckow Frau Karen Görner Herr Ronny Winkelmann Herr Mark Paterson
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)	Herr Dr. rer. nat. Christoph Unger
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU)	Herr Dr. Guido Reinhardt
Lund University – Faculty of Engineering (LTH)	Frau Prof. Mehri Sanati Herr Dr. Mostafa Faghihi
Lurgi Aktiengesellschaft	Herr Stefan Walter
Technische Universität Berlin	Herr Prof. Dr. Frank Behrendt
Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften	Herr DI Dr. Michael Harasek
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)	Herr Dr. Armin Vetter
Verband der Automobilindustrie (VDA)	Herr Dr. Jakob Seiler

Herausgeber

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
Hofplatz 1 • 18276 Gülzow
Tel. : 0 38 43 / 69 30 - 0
Fax : 0 38 43 / 69 30 - 1 02
E-Mail: info@fnr.de
Internet: www.fnr.de

Gefördert durch das Bundesministerium für
Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Gedruckt auf Papier aus Durchforstungsholz
mit Farben auf Leinölbasis