

BWK

DAS ENERGIE-FACHMAGAZIN

Sonderdruck aus BWK 5+6/2012

Perspektiven für Bio-Erdgas

Teil I: Bereitstellung aus nasser und trockener Biomasse

Teil II: Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoff

BIOMASSE | Bio-Erdgas (SNG) bietet für unterschiedlichste Biomassearten vielfältige Möglichkeiten einer verbesserten Handhabung und energetischen Nutzung im Strom-/Wärme- aber auch im Kraftstoffbereich. Im hier vorgestellten ersten Teil eines Doppel-Beitrages werden die techno-ökonomischen Perspektiven der SNG-Bereitstellung über Biogas und thermochemisch erzeugtes Rohgas unter Einbeziehung der damit verbundenen Emission an treibhausrelevanten Gasen beleuchtet. Im nachfolgenden zweiten Teil steht die Analyse der unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von Bio-Erdgas zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung im Vordergrund, im Vergleich zur Nutzung von Erdgas und zur direkten Nutzung von Biogas bzw. Rohgas.



Teil I: Bereitstellung aus nasser und trockener Biomasse

Perspektiven für Bio-Erdgas

Die Bioenergie nimmt aufgrund der bedeutenden Rohstoffpotenziale, der vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten und der damit einhergehenden Bedeutung für die Energiewirtschaft und den Klimaschutz eine besondere Rolle bei der Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung ein. Unter den Konversions- und Nutzungsmöglichkeiten wird derzeit dem Bio-Erdgas (SNG, Substitute Natural Gas) von Seiten der Forschung und Entwicklung erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt [1 bis 5].

Bio-Erdgas bietet vielfältige Möglichkeiten einer verbesserten Handhabung, unterschiedliche Optionen der Konversion bzw. Weiterverarbeitung und weist ein hohes Potenzial für eine effizientere Nutzung der Biomasse auf. Über die Aufbereitung des biochemisch gewonnenen Biogases bzw. des thermochemisch gewonnenen Rohgases auf Erdgasqualität und deren Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz wird eine effiziente Verteilung und energetische Nutzung erwartet. Darüber hinaus kann das Erd-

gasnetz inklusive der Erdgasspeicher als Puffer- und Langzeitspeicher genutzt werden.

Derzeit speisen mit über 70 Anlagen [6] nur etwa 1 % der rund 7 000 Biogasanlagen in Deutschland Biogas bzw. Biomethan ins Erdgasnetz ein [7]. Möchte man das in §31 der Gasnetzzugangsverordnung für 2020 formulierte Ziel einer Einspeisung von 6 Mrd. m³ (NTP) Biomethan erreichen [8], müssten hierfür bis 2020 noch 1 200 bis 1 800 mittelgroße (4 MW (th.)) bis große (6 MW (th.)) Bio-

Autoren

Dr. **Ludwig Leible**, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS).

ludwig.leible@kit.edu

Dipl.-Ing. **Stefan Kälber**, KIT, ITAS.

Dr. **Gunnar Kappler**, KIT, ITAS.

Dr. **Ludger Eltrop**, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

M. Sc. **Maria Stenull**, Universität Stuttgart, IER.

M. Sc. **Jens Lansche**, Universität Hohenheim, Institut für Agrartechnik (IAT).

Dipl.-Ing. **Norman Poboss**, Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK).

Dipl.-Ing (FH) **Bernd Stürmer**, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Stuttgart (ZSW).

Dipl.-Wirtschafts-Ing. (FH) **Tobias Kelm**, ZSW Stuttgart.

Dipl.-Ing. **Wolfgang Köppel**, Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW), Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI).

Danksagung

Die Autoren bedanken sich beim Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum (MLR) des Landes Baden-Württemberg für die Förderung des Vorhabens mit Mitteln der Landesstiftung Baden-Württemberg.

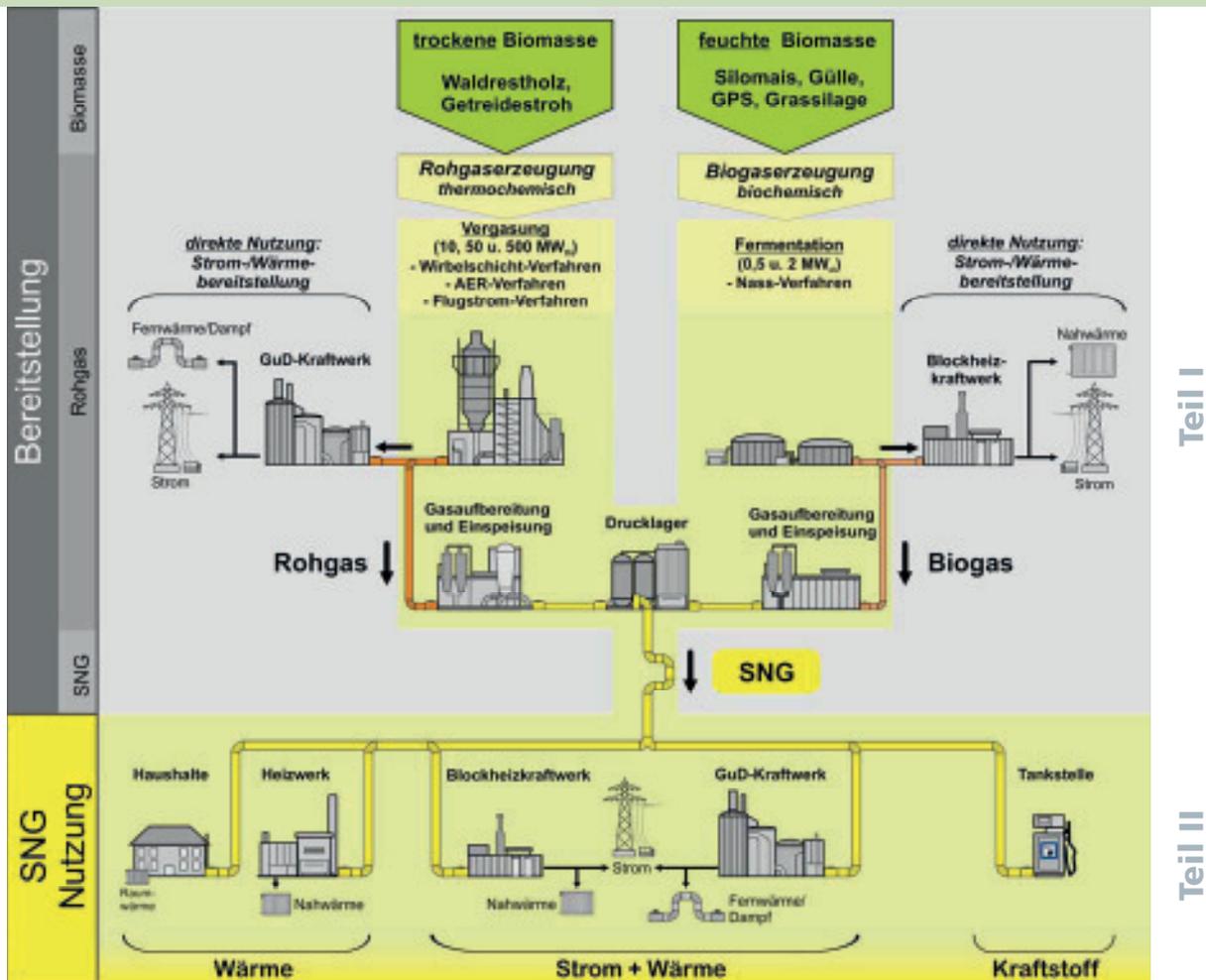


Bild 1

Überblick über die untersuchten Verfahrensketten zur Bereitstellung und Nutzung biogener Gase als Erdgas-Substitut (SNG).

gasanlagen bereitgestellt werden [9]. Für das Ziel von 10 Mrd. m³ (NTP) Biomethan im Jahr 2030 müsste eine weitere Steigerung erfolgen. Es ist folglich fraglich, ob alleine über Biogasanlagen dieses Ziel erreicht werden kann. Gerade mit Blick auf das große Potenzial an lignocellulosereichen biogenen Reststoffen in Deutschland von rund 40 Mio. t organischer Trockenmasse [10], das teilweise noch ungenutzt ist, liegt es nahe, auch die thermochemische Bereitstellung – über die Vergasung der Biomasse – in Betracht zu ziehen. Natürlich sind bei der abschließenden Bewertung, insbesondere im Hinblick auf Kosten und möglichen Beitrag zur Minderung der Treibhausgase, die direkten alternativen Nutzungsmöglichkeiten zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung zu berücksichtigen [11].

Vor diesem Hintergrund wurden in einer Kooperation des KIT (ITAS) mit den Universitäten Stuttgart (IER, IFK), Hohenheim (IAT), dem ZSW und DVGW umfangreiche systemanalytische Untersuchungen durchgeführt. Ziel dieser Arbeiten war es, das Potenzial und die Per-

spektiven der Erzeugung und energetischen Nutzung von Bio-Erdgas vergleichend zu analysieren und zu bewerten.

In Bild 1 ist skizziert, welche Biomassearten, Konversionsanlagen und -größen als auch Nutzungspfade für das erzeugte SNG betrachtet wurden, einschließlich der direkten energetischen Nutzung des erzeugten Biogases bzw. Rohgases. Hierbei wurde die gesamte Prozesskette anhand technischer Kenngrößen, der Kosten und der Treibhausgasemissionen analysiert und bewertet. Im hier vorgestellten ersten Teil des Doppel-Beitrages werden die technoökonomischen Perspektiven der SNG-Bereitstellung über Biogas und thermochemisch erzeugtes Rohgas untersucht.

Betrachtete Prozessketten der SNG-Bereitstellung

Die Analyse der Technologien und Pfade zur Erzeugung biogener Gase erfolgte von der Biomassebereitstellung bis zur Substitution fossiler Energieträger durch die energetische Nutzung des SNG. Die eingesetzten Biomasseträger, die Anlagenart und -größe der untersuchten Konversionstechnologien und die Form der Gasnutzung sind in Bild 1 veranschaulicht.

Wie Bild 1 verdeutlicht, wird bei den Bereitstellungsprozessen für biogene Gase grundsätzlich zwischen einer ther-

mo- und einer biochemischen Bereitstellung unterschieden. Nach entsprechender Gasaufbereitung erfolgt die Einspeisung des SNG in das Erdgasnetz und die daran anschließende Nutzung des SNG in Form von Wärme und Strom oder als Kraftstoff.

Zur Bereitstellung thermochemischer Gase wurden Waldrestholz (Fichte) und Getreidestroh als Biomasse eingesetzt. Um eine Vergleichbarkeit der Technologien zu ermöglichen, wurde bei allen Technologien (Wirbelschicht (WS)-Vergasung, AER-Verfahren und Flugstromvergasung) eine einheitliche Anlagenleistung von 50 MW (th.) angenommen. Darüber hinaus wurde bei der WS-Vergasung und beim AER-Verfahren noch eine kleinere Anlage mit einer Inputleistung von 10 MW (th.) betrachtet. Da sich die Flugstromvergasung eher für den Einsatz in größeren Anlagen eignet, wurde hier zusätzlich eine 500-MW (th.)-Anlage in den Vergleich mit einbezogen. Die ausgewählten Anlagengrößen orientieren sich am wirtschaftlichen Optimum der jeweiligen Technologie.

Mit Blick auf die Biogasbereitstellung wurden zwei für Deutschland typische Anlagengrößen von 0,5 und 2 MW (el.) betrachtet, die neben Gülle auch Silomais, Getreideganzpflanzensilage (GPS) und Grassilage einsetzen.

Für die Analyse der Prozessketten zur Erzeugung von SNG in den ausgewähl-

Biogasanlagen (MW _{el})	Substrat		Rinder-Gülle ¹⁾	Silomais	W-Weizen-GPS	Grassilage
	0,5	TM-Gehalt (frei Anlage)	% FM	7,5	33	35
Heizwert (H _i)		MWh/t TM	3,51	4,66	4,77	4,63
Biomassekosten frei Anlage		€/t TM		129,5	138,9	143,5
THG-Emission		kg CO ₂ -Äq./t TM		193,9	222,8	323,5
2,0	Biomassekosten frei Anlage	€/t TM		132,2		
	THG-Emission	kg CO ₂ -Äq./t TM		202,7		
Vergasungsanlagen (MW _{th})	Substrat		Waldrestholz	Getreidestroh Ballen	Pellets	
	TM-Gehalt (frei Anlage)	% FM	65	86	86	
10	Heizwert (H _i)	MWh/t TM	4,98	4,73	4,73	
	Biomassekosten frei Anlage	€/t TM	92,3		122,7	
	THG-Emission	kg CO ₂ -Äq./t TM	40,1		183,9	
	Biomassekosten frei Anlage	€/t TM	102,0	98,1	129,8	
50	THG-Emission	kg CO ₂ -Äq./t TM	38,7	77,3	170,1	
	Biomassekosten frei Anlage	€/t TM	113,7	119,2		
500	THG-Emission	kg CO ₂ -Äq./t TM	45,8	88,3		

Tabelle 1

Spezifikation, Kosten und Treibhausgasemissionen der Biomassebereitstellung.

1) Für die innerbetriebliche Bereitstellung der Rindergülle fallen keine zusätzlichen Kosten und THG-Emissionen an.

ten Biogas- und Vergasungsanlagen wurden unterschiedliche Biomassearten berücksichtigt. Wie **Tabelle 1** zeigt, besteht hierbei der wesentliche Unterschied in den Trockenmassegehalten. So kommen prozessbedingt bei Biogasanlagen besonders wasserhaltige Substrate mit einem geringen TM-Gehalt zum Einsatz, bei den Vergasungsanlagen hingegen Biomassearten mit deutlich höheren TM-Gehalten.

Der Bereitstellungsprozess für die betrachtete Biomasse umfasst Anbau, Ernte, Transport sowie Lagerung. Dabei wird die Biomasse in Hinblick auf eine möglichst effiziente und kostengünstige Bereitstellung in unterschiedlicher Form konditioniert. Die eher etwas unkonventionelle Bereitstellung von Strohpellets hat verfahrenstechnische Gründe und bezieht sich ausschließlich auf das AER-Vergasungsverfahren.

Wie Tabelle 1 zu entnehmen ist, liegen die Bereitstellungskosten frei Biogasanlage (0,5 MW (el.)) je nach Substrat in einer Spanne von rund 130 bis 144 €/t TM. Eine Gegenüberstellung aller Biogassubstrate zeigt, dass Silomais am kosteneffizientesten bereitgestellt werden kann. Dies ist in erster Linie auf die im Vergleich zu den anderen Biogassubstraten deutlich höheren Erträge zurückzuführen. Aus selbigem Grund zeigt

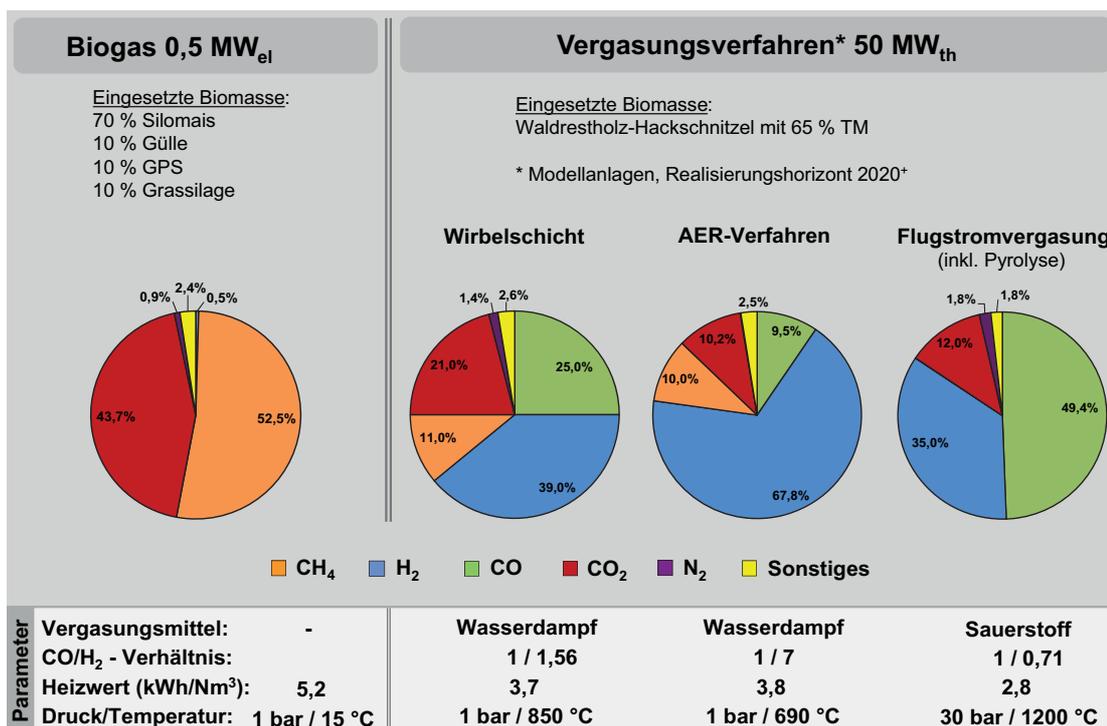


Bild 2

Biogas- und Rohgaszusammensetzung und Parameter zu den Verfahren.

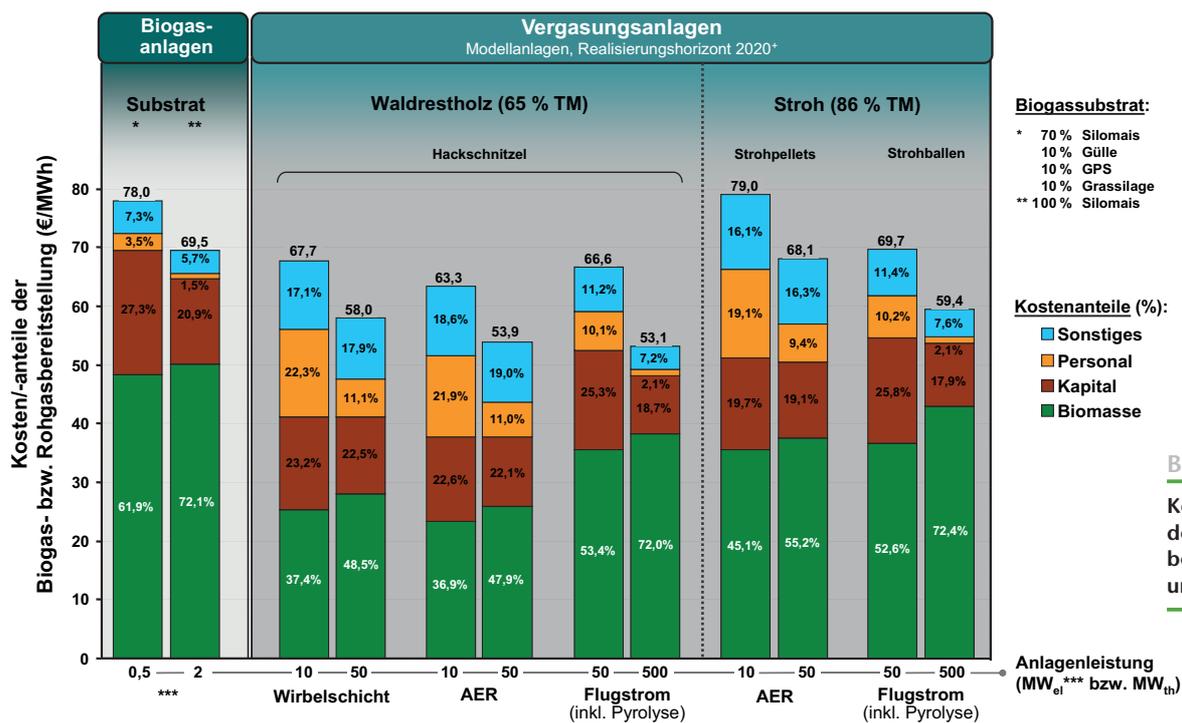


Bild 3

Kosten und Kostenanteile der Biogas- und Rohgasbereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen.

die Bereitstellung von Silomais auch deutliche Vorteile in Hinblick auf die spezifischen THG-Emissionen. Bei der ausschließlich mit Silomais versorgten großen Biogasanlage (2,0 MW (el.)) sind die Biomassekosten trotz des ansteigenden Transportaufwands im Vergleich zur kleineren Anlage nur geringfügig höher.

Die Kosten für die Bereitstellung von Waldrestholz frei Vergasungsanlage reichen je nach Anlagenleistung von rund 92 bis 114 €/t TM. Mit zunehmender Anlagenleistung steigen sowohl die Bereitstellungskosten als auch die spezifischen THG-Emissionen tendenziell an, da zur Biomasseversorgung der Großanlage (500 MW (th.)) deutlich größere Transportstrecken (ca. 80 km) zurückgelegt werden müssen. Bedingt durch die im Vergleich zu Waldrestholz geringere Dichte wird die Bereitstellung von Strohballe mit zunehmender Transportentfernung deutlich ungünstiger.

Bei Kosten von bis zu 130 €/t TM zeigen sich sehr deutlich die Auswirkungen des Aufwandes für die Pelletierung des Stroh. So stellt der Einsatz von Strohpellets sowohl hinsichtlich der Bereitstellungskosten als auch der mit der Bereitstellung verbundenen THG-Emissionen die im Vergleich ungünstigste Variante dar. Welchen Einfluss die Bereitstellungskosten auf die Gesamtkosten der Biogas- und Rohgaserzeugung haben, wird nachfolgend veranschaulicht.

Die Zusammensetzung von Biogas als auch von Rohgas aus der Vergasung kann sich aufgrund des eingesetzten Substrats, insbesondere aber in Abhän-

gigkeit der spezifischen Bedingungen bei der Vergasung (Vergasungsmittel, Druck, Temperatur) deutlich unterscheiden.

In Bild 2 ist beispielhaft neben der Biogaszusammensetzung bei einem Substrat-Mix, bestehend aus 70 % Silomais, 10 % Gülle, 10 % GPS und 10 % Grassilage, die Rohgaszusammensetzung aus der Vergasung von Waldrestholz (Fichte) differenziert nach den drei untersuchten Vergasungsverfahren dargestellt. Alle Angaben hinsichtlich der Gaszusammensetzung beziehen sich jeweils auf das trockene Gas. Als „wertvolle“ Bestandteile im Biogas bzw. Rohgas sind in erster Linie Methan (CH₄), Wasserstoff (H₂) und Kohlenstoffmonoxid (CO) aufgeführt und in den Vergleich einbezogen. In diesem Zusammenhang dürfen aber keinesfalls all jene Gasbestandteile und -spezifika vergessen werden, die bei der anschließenden Gasreinigung und -konditionierung beseitigt werden müssen (z.B. Wasser, Staub, Teer) bzw. von Nutzen sein können – wie zum Beispiel das vorliegende Druck- und Temperaturniveau des Rohgases.

Aufgrund seines hohen Methangehalts weist das Biogas mit 5,2 kWh/m³ (NTP) den höchsten Heizwert (H₁) auf, was für die spätere Aufarbeitung zu SNG von Vorteil ist. Die Rohgaszusammensetzung bei den verschiedenen Vergasungsverfahren unterscheidet sich sehr deutlich. Während beispielsweise beim AER-Verfahren ein Wasserstoffgehalt von rund 68 Vol.-% erzielt werden kann, sind dies beim Flugstromvergaser nur rund 35 %, wohingegen der Kohlen-

stoffmonoxidgehalt hier bei knapp 50 % liegt. Der Grund hierfür liegt darin, dass der Flugstromvergaser aufgrund seines hohen Temperaturniveaus von rund 1 200 °C – insbesondere zur Vermeidung der Teerbildung – in stärkerem Maße auf eine teilweise Verbrennung der eingesetzten Biomasse angewiesen ist, als die beiden anderen Vergasungsvarianten.

In Bild 3 sind für die beiden betrachteten Biogasanlagen und für die drei verschiedenen Vergasungskonzepte die Kosten der Gasbereitstellung (Biogas und Rohgas) dargestellt. Bei der Vergasung wird neben Waldrestholz-Hackschnitzel mit 65 % TM auch Getreidestroh mit 86 % TM in Form von Strohballe oder Strohpellets eingesetzt. Bei allen Verfahren wird ein „energieautarker“ Betrieb der Anlage unterstellt, das heißt, der nötige Wärme- und Strombedarf wird intern abgedeckt. Bei den mit „Wirbelschicht“ und „AER-Verfahren“ bezeichneten Vergasungsverfahren handelt es sich um gekoppelte Wirbelschichtverfahren, die Wasserdampf als Vergasungsmittel einsetzen; beim Flugstromvergaser kommt dagegen technischer Sauerstoff zum Einsatz. Zur „Vorkonditionierung“ der Biomasse ist beim Flugstromvergaser eine Schnellpyrolyse integriert. Vor der eigentlichen Vergasung wird hierbei zunächst eine Pyrolyseöl/-koks-Suspension (auch „Bio-syncrude“ genannt) produziert. Diese lässt sich anschließend sehr gut in den Flugstrom-Druckvergaser (unterstellter Arbeitsdruck von 30 bar) einspeisen.

Wie aus Bild 3 ersichtlich ist, tragen

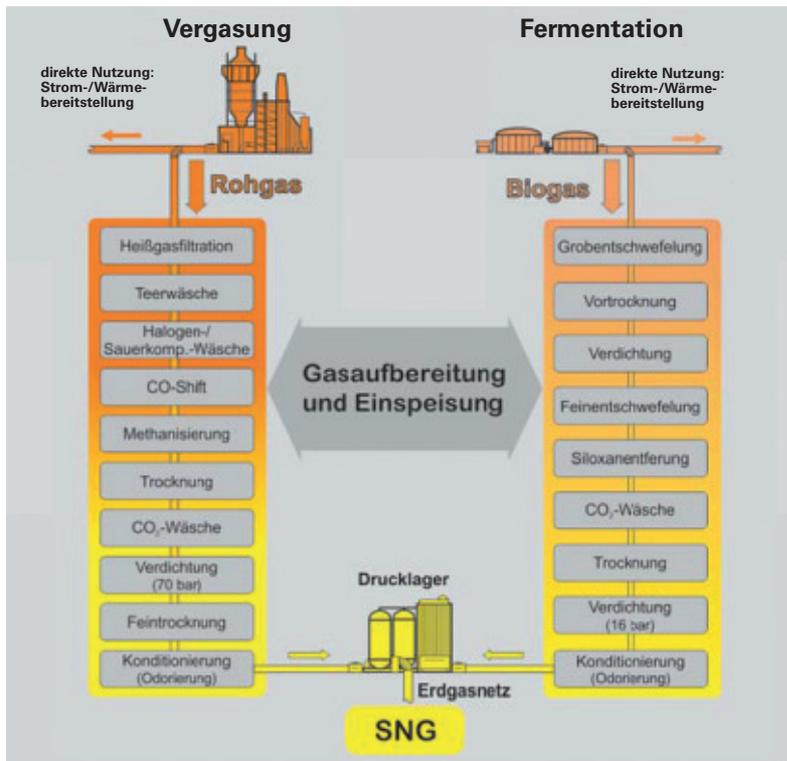


Bild 4

Verfahrensschritte zur Aufarbeitung von Biogas und Rohgas zu SNG.

die Kosten der Biomassebereitstellung frei Anlage bei den Biogasanlagen 62 bis 72 % und bei den Vergasungsverfahren zwischen 37 % und 73 % zu den gesamten Gestehungskosten des Biogases bzw. Rohgases bei. Der zweitgrößte Kosten-

block sind die Kapitalkosten, die in einem Bereich von 19 bis 27 % liegen. Bei den Personalkosten schneiden die Biogasanlagen mit einem Kostenanteil von nur 1,4 bis 3,5 % sehr günstig ab; bei den Vergasungsverfahren tragen diese dage-

gen deutlich stärker zu den Gesamtkosten bei.

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass mit steigenden Anlagen-Größen insbesondere bei den Vergasungsverfahren – trotz steigender Erfassungsradien und damit längerer Transportstrecken für die benötigte Biomasse – deutliche Kostenvorteile erschlossen werden können. So können beispielsweise beim Flugstromvergaser beim Schritt von der 50-MW (th.)- auf die 500-MW (th.)-Anlage die Gestehungskosten für das Rohgas von rund 67 € auf 53 €/MWh gesenkt werden (Bild 3). In ähnlicher Weise demonstrieren dies das Wirbelschichtverfahren und AER-Verfahren beim Schritt von einer 10-MW (th.)- hin zu einer 50-MW (th.)-Anlage.

Bei Biogasanlagen sind der Nutzung solcher Kostenvorteile deutlich engere Grenzen gesetzt. Dies begründet sich vor allem daraus, dass als Substrat in erster Linie feuchte Biomasse (oder auch Gülle) eingesetzt und somit angeliefert werden muss. Anschließend muss der Gärrückstand wieder abtransportiert und auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht werden. Beide Transportvorgänge sind mit hohen Kosten verbunden, da es sich jeweils um ein sehr „wasserreiches“ Transportgut handelt.

Aufarbeitung zu SNG

Die wesentlichen Verfahrensschritte zur Aufarbeitung von Rohgas aus der Vergasung und von Biogas sind in **Bild 4** dargestellt, inklusive Verdichtung auf Einspeisedruck und Konditionierung. Beim Rohgas aus der Vergasung sind im Einzelnen folgende Schritte notwendig: Heißgasfiltration, Teerwäsche, Sauerkomponenten-Wäsche, CO-Shift, Methanisierung, Trocknung, CO₂-Wäsche, Verdichtung auf Einspeisedruck, Feintrocknung und Konditionierung.

Das den Vergaser verlassende Rohgas wird zunächst mit einer Heißgasfiltration, die üblicherweise aus einem Zyklonabscheider und einem Kerzenfilter besteht, von Partikeln gereinigt, die sonst den reibungslosen Betrieb der nach-

Projektinfo

Projekttitel

Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg

Mitwirkende Institutionen/Personen

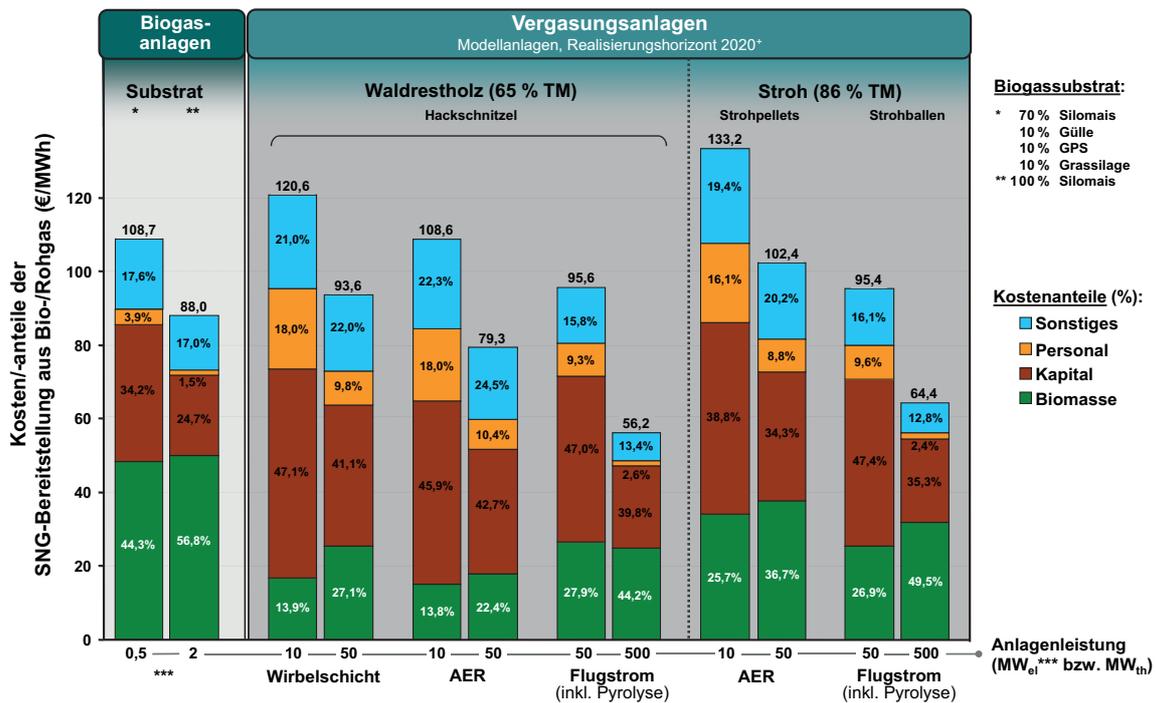
- Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), **L. Eltrop, M. Stenull**
- Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), **L. Leible, S. Kälber, G. Kappler**
- Universität Stuttgart: Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), **N. Poboss, M. Zieba**
- Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW), Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI), **W. Köppel**
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart (ZSW), **B. Stürmer, T. Kelm**
- Universität Hohenheim, Institut für Agrartechnik (IAT), **J. Lansche, J. Müller**

Laufzeit

2008 bis 2012

Finanzierung

Gefördert durch das Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum mit Mitteln der Landesstiftung Baden-Württemberg



geschalteten Prozessschritte gefährden würden. Danach müssen die Teerkomponenten in einer mit Rapsöl oder RME betriebenen Teerwäsche entfernt werden, um Ablagerungen durch Kondensation der Teerkomponenten zu vermeiden.

Vor den katalytischen Prozessstufen werden die Sauerstoffkomponenten wie beispielsweise das Katalysatorgift H₂S in der Sauerstoffkomponentenwäsche entfernt. Als Sorptionsmittel wurde NaOH-Lauge ausgewählt. Die sichere Abscheidung von Schwefelkomponenten ist wichtig, da diese für Katalysatoren in den nachfolgenden katalytischen Reaktionen als Gift gelten. Die anschließende Trocknung erfolgt nach dem Stand der Technik durch Kondensationstrockner, bei denen die Trocknungsqualität über die Abkühlung des Gases eingestellt wird. Die CO₂-Abtrennung erfolgt mit physikalischen oder chemischen Wäschen. Chemische Wäschen weisen gegenüber physikalischen Wäschen diverse Vorteile auf. Einerseits ist der Methanschlupf bei chemischen Wäschen deutlich geringer, andererseits muss bei der Regeneration die Waschflüssigkeit nicht mit Luft gestrippt werden. Die benötigte Wärme kann als Abwärme aus zum Beispiel dem Methanisierungsprozess generiert werden.

Nach der CO₂-Abtrennung wird das SNG auf Einspeisedruck verdichtet. Um den Einspeiseanforderungen in das Erdgasnetz zu genügen, wird das SNG in einer zweiten Feintrocknungsstufe ge-

trocknet. Die Einspeisung erfolgt analog der Biogaseinspeisung entsprechend dem DVGW-Regelwerk nach dem Stand der Technik.

Die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz wird in Deutschland seit mehr als sechs Jahren betrieben. Vor der Einspeisung in das Erdgasnetz müssen Kohlenstoffdioxid, Schwefelwasserstoff und Wasserdampf größtenteils aus dem Rohbiogas entfernt werden. Die hierfür notwendige Prozesskette gliedert sich für eine Einspeiseanlage üblicherweise in die wesentlichen Teilschritte (Bild 4): Entschwefelung (Grobentschwefelung auf rund 50 bis 300 ppm H₂S und optional Feinentschwefelung auf unter 3 ppm H₂S), Vortrocknung, CO₂-Entfernung (bei erfolgter Feinentschwefelung), kombinierte CO₂-H₂S-Abtrennung (bei nicht erfolgter Feinentschwefelung) und Nach Trocknung.

Kosten und Treibhausgasemissionen bei der SNG-Bereitstellung

Wie bereits beschrieben, ist die Aufarbeitung von Biogas bzw. Rohgas zu SNG ein sehr aufwändiger Prozess, was zu einem sehr hohen Kosten, insbesondere aber auch zu einem zusätzlichen Prozessenergiebedarf führt. Der zusätzliche Bedarf an Strom und Wärme für die Prozessführung wird in der Regel über die interne Nutzung von Biogas bzw. Rohgas bereitgestellt, was zu einer

Bild 5

Kosten und Kostenanteile der SNG-Bereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen.

Minderung des SNG-Ertrags führt. Auf der anderen Seite können bei den Vergasungsverfahren überschüssige Wärmeströme genutzt werden, die über eingesparte Biomasse zur Kostenreduktion beitragen können. Je nach Vergasungsverfahren, Anlagengröße und Biomasse kann der Effekt dieser Wärmegutschriften im Bereich von 15 bis 25 €/MWh (H_i) liegen, bezogen auf den verbleibenden SNG-Ertrag. Zu gewissen Anteilen könnte diese Wärmegutschrift bereits der Rohgasbereitstellung zugeschrieben werden und würde dort (vgl. Bild 3) die Rohgaskosten entsprechend senken. Letztendlich würde dies insgesamt aber die Kosten der SNG-Bereitstellung nicht verändern.

Aufgrund des geschilderten Zusammenhangs resultieren bei den betrachteten Biogasanlagen SNG-Kosten frei Erdgasleitung von 109 bzw. 88 €/MWh (H_i) (Bild 5). Wegen der deutlich größeren Unterschiede hinsichtlich Verfahrenstechnik und Anlagengröße (10 bis 500 MW (th.)) liegen die SNG-Bereitstellungskosten bei den Vergasungsanlagen im Bereich von 56 bis 133 €/MWh (H_i). Mit den 50-MW (th.)-Vergasungsanlagen können mit Waldrestholz SNG-Kos-

Tabelle 2

Kosten, Nutzungsgrade und THG-Emissionen bei der Bereitstellung von SNG über Biogas- und Vergasungsverfahren.

	Einheit	Biogasanlagen	Vergasungsanlagen ¹⁾
Biogas- bzw. Rohgaskosten, frei Anlage	€/MWh _{Hi}	70 bis 78	53 bis 79
SNG-Kosten, frei Erdgasleitung	€/MWh _{Hi}	88 bis 109	56 bis 133
Nutzungsgrad der Biogas- bzw. Rohgasbereitstellung ²⁾	%	66 bis 69	57 bis 79
Nutzungsgrad der SNG-Bereitstellung ²⁾	%	49 bis 52	44 bis 58
THG-Emission pro MWh _{SNG} , frei Erdgasleitung	kg CO ₂ -Äq./MWh _{Hi}	53 bis 58	13 bis 85

1) Modellanlagen, Realisierungshorizont 2020*

2) In % der thermischen Anlagenleistung bzw. der zugeführten Bioenergie (H_i)

ten frei Erdgasnetz von rund 80 bis 95 €/MWh (H_i) realisiert werden. Mit der 500-MW (th.)-Flugstromvergasungsanlage sind sogar SNG-Kosten von unter 60 €/MWh (H_i) möglich.

Werden die Kostenanteile der SNG-Bereitstellung betrachtet (Bild 5), dann sind zwar bei den Biogasanlagen die Biomassekosten mit 44 % bzw. 57 % immer noch bestimmend, aber keinesfalls mehr so ausgeprägt wie bei der Biogasbereitstellung (Bild 3). Bei den Vergasungsverfahren werden dagegen die SNG-Kosten vor allem durch die Kapitalkosten geprägt. Sie tragen beispielsweise bei den 50-MW (th.)-Anlagen mit Waldrestholz 41 bis 47 % zu den Gesamtkosten bei. Beim Schritt zur 500-MW (th.)-Anlage sind dagegen die Biomassekosten wieder mit 44 % bzw. 50 % die bestimmende Kostengröße.

In **Tabelle 2** sind die wesentlichen Kennwerte zur Bereitstellung von SNG über Biogas- und Vergasungsanlagen zusammengefasst. Aufgrund ihrer energie-

autarken Fahrweise lassen sich bei den Biogas- und Vergasungsanlagen Nutzungsgrade bei der SNG-Bereitstellung von 49 bis 52 % bzw. von 44 bis 58 % erzielen. Durch Fremdbezug der benötigten Prozessenergie könnten diese Nutzungsgrade deutlich erhöht werden, was jedoch auch mit einer Erhöhung der Treibhausgasemissionen einherginge. Mit der bisher gewählten Auslegung der Biogas- und Vergasungsanlagen liegen diese bei 53 bis 58 kg CO₂-Äq. pro MWh (SNG) bzw. bei 13 bis 85 kg. Wird auf die Verwendung der energieaufwändig bereitzustellenden Strohpellets verzichtet, dann reduziert sich bei den Vergasungsanlagen die zuvor genannte Spanne auf 13 bis 27 kg CO₂-Äq. pro MWh (SNG).

Schlussfolgerungen und Ausblick

Beim direkten Vergleich mit Erdgas zeigt sich deutlich, dass SNG ökonomisch noch nicht konkurrieren kann. So lag beispielsweise in Deutschland der

durchschnittliche Grenzübergangspreis für Erdgas (vor Steuern) im Jahr 2011 bei 26,0 €/MWh (H_i) [12]. Wie bereits dargestellt, kann SNG dagegen im günstigsten Falle zu Kosten von 56 €/MWh (H_i) frei Erdgasleitung bereitgestellt werden. Demgegenüber ist Erdgas über die Bereitstellungskette und brennstoffseitig mit THG-Emissionen von rund 230 kg CO₂-Äq. pro MWh (H_i) verbunden [13; 14]. Bei SNG müssen dagegen über die Bereitstellungskette nur 13 bis 85 kg CO₂-Äq. pro MWh (H_i) in Rechnung gestellt werden.

In Teil II des Beitrags werden die unterschiedlichen Möglichkeiten der Nutzung von SNG zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung analysiert und mit der Nutzung von Erdgas bzw. mit der direkten Nutzung von Biogas bzw. Rohgas verglichen.

Die spezifischen Vor- aber auch Nachteile der SNG-Bereitstellung und Nutzung kommen hierbei deutlicher zum Vorschein.

Literatur

- [1] Heffels, T.; McKenna, R.; Fichtner, W.: Biomethaneinspeisung in Deutschland. Zur Rolle der Vergasung bei der Erreichung nationaler Ziele. *BWK* 63 (2011), Nr. 10, S. 20–26.
- [2] Vetter, A.; Arnold, K.: Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. *Wuppertal Papers*, 2010, Nr. 182, 73 S.
- [3] Girod, K.; Unger, C.: Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs- und Aufbereitungsverfahren. Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“, 2009, Band 3, 65 S.
- [4] Müller-Langer, F.; Rönisch, S.; Weithäuser, M.; Oehmichen, K.; Scholwin, F.; Höra, S.; Scheffelwitz, M.; Seifert, M.: Ökonomische und ökologische Bewertung von Erdgassubstituten aus nachwachsenden Rohstoffen. Deutsches BiomasseForschungszentrum, Leipzig, 2009, 116 S.
- [5] Vitasari, C.; Jurascik, M.; Ptasinski, K.: Exergy analysis of biomass-to-synthetic natural gas (SNG) process via indirect gasification of various biomass feedstock. *Energy* 36 (2011), pp. 3825–3837.
- [6] Biogaspartner: Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV). Online: www.biogaspartner.de/index.php?id=10141, Zugang: 15.3.2012.
- [7] Fachverband Biogas 2012: Biogas Branchenzahlen 2011. Online: [http://biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/11-11-15_Biogas%20Branchenzahlen%202011.pdf](http://biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/11-11-15_Biogas%20Branchenzahlen%202011.pdf), Zugang: 15.3.2012.
- [8] GasNZV: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungnetzen (Gasnetz Zugangsverordnung – GasNZV), vom 3.9.2010. *BGBI. I*, S. 1261–1283.
- [9] Biogaspartner: Über das Projekt „Biogaspartnerschaft“. Online: www.biogaspartner.de/index.php?id=10105&L=znamtvpogyioxlgr; Zugang: 15.3.2012.
- [10] Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.: Systemanalyse zur Gaserzeugung aus Biomasse. Untersuchung ausgewählter Aspekte: Biomasseaufkommen und -bereitstellung; Biomasseeinspeisung in einen Druckvergaser; Verfahrensvergleich der FT- und Methanolproduktion. *KIT Scientific Reports* 7580 (2011), 65 S. Online: www.its.fzk.de/deu/lit/2011/leua11a.pdf, Zugang: 15.3.2012.
- [11] Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.: Energiebereitstellung aus Stroh und Waldrestholz. *BWK* 60 (2008), Nr. 5, S. 56–62.
- [12] BAFA 2012: Aufkommen und Export von Erdgas. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Online: www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egamon.pdf, Zugang: 16.3.2012.
- [13] UBA: Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte (Stoffliste 2008–2012 nach Anhang I ZuV 2012). Online: www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Zuteilung_2008-2012/ZuV2012_Anhang01_Stoffliste.pdf?__blob=publicationFile, Zugang: 16.3.2012.
- [14] Fritsche, R.; Rausch, L.: Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme. *UBA-Forschungsbericht* 360 16 008 (2008), 28 S.



Teil II: Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoff

Perspektiven für Bio-Erdgas

BIOMASSE | Bio-Erdgas (SNG) bietet für unterschiedlichste Biomassearten vielfältige Möglichkeiten einer verbesserten Handhabung und energetischen Nutzung im Strom-/Wärme- aber auch im Kraftstoffbereich. Im ersten Teil des BWK-Doppelbeitrags wurden die techno-ökonomischen Perspektiven der Bereitstellung über Biogas und thermochemisch erzeugtes Rohgas beleuchtet. Im vorliegenden zweiten Teil werden darauf aufbauend die unterschiedlichen Möglichkeiten der Nutzung von Bio-Erdgas zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung analysiert und in Vergleich zur Nutzung von fossilem Erdgas und zur direkten Nutzung von Biogas bzw. Rohgas gesetzt.

Dem Energieträger Erdgas kommt eine Schlüsselposition im Energiesystem Deutschlands zu. Mit einem Anteil von rund 20 % am Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 ist es nach Mineralöl der zweitbedeutendste Energieträger. Bisher wird Erdgas vorrangig im Wärmesektor eingesetzt und gewinnt dort weiter an Bedeutung. So basieren beispielsweise schon in rund der Hälfte des gegenwärtigen Wohnungsbestandes die Raumheizung und Warmwasserbereitung auf der Nutzung von Erdgas [1].

Autoren

Dr. **Gunnar Kappler**, Jahrgang 1970, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens in Esslingen und der Umweltwissenschaften in Jena. Seit 2003 Mitarbeiter am Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS).

 gunnar.kappler@kit.edu

Dipl.-Ing. **Oliver Hurtig**, Jahrgang 1983, Studium des Maschinenbaus in Aachen,

Karlsruhe und Metz (Frankreich). Seit 2009 Mitarbeiter am KIT, ITAS.

Dipl.-Ing. **Stefan Kälber**, Jahrgang 1967, Studium des Chemieingenieurwesens in Karlsruhe und des Wirtschaftsingenieurwesens in Pforzheim. Seit 2001 Mitarbeiter am KIT, ITAS.

Dr. **Ludwig Leible**, Jahrgang 1955, Studium der Agrarwissenschaften in Gießen

und Stuttgart-Hohenheim. Seit 1988 Mitarbeiter am KIT, ITAS.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich beim Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum (MLR) des Landes Baden-Württemberg für die Förderung des Vorhabens mit Mitteln der Landesstiftung Baden-Württemberg.

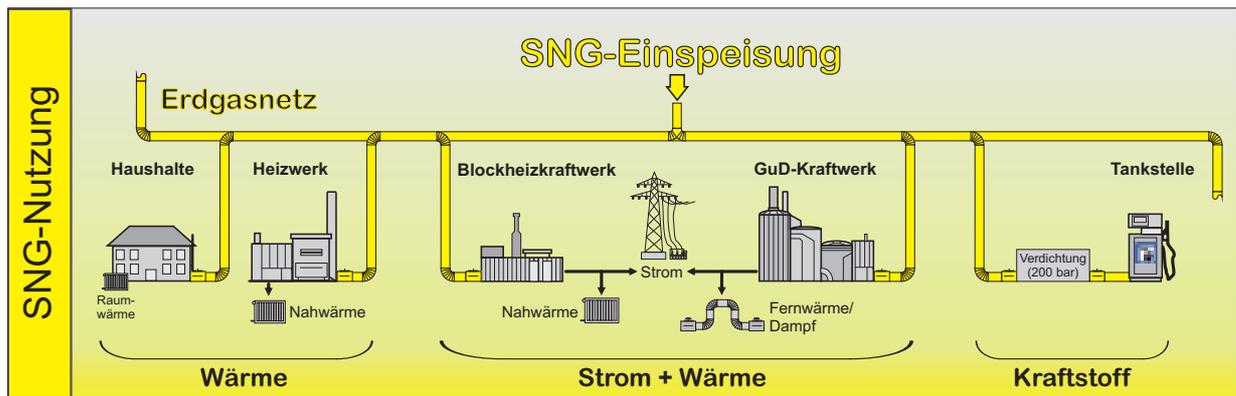


Bild 1

Analyisierte Nutzungspfade für SNG.

Allerdings ist Deutschland in hohem Maße vom Import – die Quote lag 2011 bei rund 89 % – dieses Energieträgers abhängig [1]. Zwar kann unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen von einer gesicherten Erdgasversorgung ausgegangen werden, doch wird angenommen, dass die Abhängigkeit von Nicht-EU-Ländern weiter zunehmen wird [2].

Die heute vielfach etablierten und bewährten Erdgasanwendungen stellen sich sowohl in technologischer Sicht als auch unter umwelt- bzw. klimarelevanten Aspekten gegenüber anderen fossilen Energieträgern bzw. Energieerzeugungstechniken als vorteilhafter heraus. Durch die Möglichkeit der Beimischung von Bio-Erdgas in die bestehende Erdgas-Infrastruktur kann die Energienutzung noch deutlich klimaschonender gestaltet werden [3].

Von besonderem Vorteil ist hierbei der in Deutschland nahezu flächendeckende Ausbau des Erdgasnetzes mit einer Länge von rund 450 000 km [4]. Es bietet die Möglichkeit, die dezentrale Bio-Erdgaserzeugung in das Energieversorgungssystem einzubinden und das Bio-Erdgas effizient und gezielt an den Ort des Bedarfs zu transportieren. Aber auch mit Blick auf die derzeit in Entwicklung befindlichen Power-to-Gas (PtG)-Konzepte

zeigt sich, dass sich das Erdgasnetz in seiner Funktion als Speicher- und Transportmedium als idealer Pool für erneuerbare Energien herausbilden könnte.

So stehen unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen – insbesondere der Gasnetzzugangsverordnung – dem Bio-Erdgas durch Einspeisung ins Erdgasnetz prinzipiell alle Verteil-, Vertriebs- bzw. Verwendungspfade offen, die auch für das fossile Erdgas bekannt sind. Das heißt, Bio-Erdgas als Substitut für fossiles Erdgas kann in allen Sektoren von klein- und großskaligen Energieanwendungen eingesetzt werden – von der Wärmeerzeugung in Haushalten, über die Verstromung in Großkraftwerken, bis hin zum Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen [3].

Bereits heute werden von einzelnen Gaslieferanten den Endverbrauchern Erdgasprodukte mit einer Beimischung von Bio-Erdgas zwischen 5 und 20 % angeboten, teilweise auch reines Bio-Erdgas. Hierbei wird gezielt die erhöhte Zahlungsbereitschaft der Kunden für das „umweltfreundliche Produkt“ bedient [3].

In diesem Artikel wird, aufbauend auf den im ersten Teil [5] abgeleiteten Gesteungskosten, die Bio-Erdgas- bzw. SNG-Nutzung anhand ausgewählter Tech-

nologien (Bild 1) analysiert. Im Mittelpunkt stehen dabei neben den Kosten insbesondere auch die THG-Emissionen, unter Annahme des Einsatzes von 100 % Bio-Erdgas. Zur besseren Einordnung bzw. Beurteilung wird die SNG-Nutzung in den ausgewählten Technologien nicht nur untereinander verglichen, sondern auch mit der jeweiligen fossilen Erdgas-Referenztechnologie.

Auch die direkte Gasnutzung wird techno-ökonomisch betrachtet, das heißt die Verwendung von Rohgas (Vergasung) und Biogas (Fermentation) zur Erzeugung von Strom, ohne vorherige Einspeisung ins Erdgasnetz.

Technologien zur SNG- und Erdgasnutzung

Einen differenzierten Überblick über die betrachteten Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung aus SNG sowie zur Nutzung von SNG als Kraftstoff gibt Tabelle 1, ausgehend von ihren wesentlichen Kenndaten. Bei ihrer Auswahl wurde angestrebt, ein möglichst breites

Nutzenergie/Technologien		Anlagengröße (Nennwärmeleistung bzw. elektrische Leistung)	Volllast [h/a]	Jahresnutzungsgrad Wärme bzw. Strom [%]
Wärme	Zentralheizung im Einfamilienhaus	15 kW	1 625	97
	Heizwerk mit Nahwärmenetz	500 kW	4 000	92
Strom	Blockheizkraftwerk (BHKW)	2 MW (el.)	6 000	40
	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)	400 MW (el.)	7 500	60
Nutzenergie/Technologie		Pkw-Leistung	Lebensdauer Pkw	Jahresfahrleistung
Kraftstoff	Erdgas-/SNG-Fahrzeug Allzweckfahrzeug (Opel Zafira), angenommener Verbrauch: 5,84 kg/100 km	110 kW	12 a	18 000 km

Tabelle 1

Kenndaten zu den Technologien der SNG- und Erdgasnutzung.

		Einheit	SNG	Erdgas
SNG-Kosten ¹⁾	frei Erdgasleitung	€/MW (H _i)	90	–
	frei Tankstelle ²⁾		92,5	
Preisannahmen für Erdgas (vor Steuern, netto)	Zentralheizung (15 kW)		–	65
	Heizwerk (500 kW) und BHKW (2 MW (el.))			52
	GuD (400 MW (el.))			32
THG-Emissionen pro MWh	frei Erdgasleitung		kg CO ₂ -Äq./ MWh (H _i)	37
	frei Tankstelle ²⁾		52	245

¹⁾ Als Durchschnitt aus der Bereitstellung über die 2-MW (el.)-Biogasanlage und dem Mittelwert der drei untersuchten Vergasungsverfahren (50 MW (th.))

²⁾ Inkl. Kompression auf 200 bar an der Tankstelle

Tabelle 2

Kosten bzw. Preisannahmen und THG-Emissionen bei der Bereitstellung von SNG und Erdgas.

Leistungsspektrum abzudecken. Daher wurden sowohl Technologien zur alleinigen Wärme- oder Stromerzeugung als auch aus dem Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigt. Alle ausgewählten Technologien sind technisch ausgereift und in entsprechend großen Stückzahlen bereits am Markt demonstriert. Deren Betriebsbedingungen orientieren sich nicht am technisch Erreichbaren, sondern vielmehr am praktischen Einsatz.

Als Technologie für die dezentrale Wärmebereitstellung wurde eine Zentralheizung in einem Einfamilienhaus mit einer Nennwärmeleistung von 15 kW ausgewählt. Diese Anlagengröße orientiert sich am derzeitigen Bestand; es wird so von einer möglichen Erdgas-Substitution in bereits bestehenden Heizungsanlagen ausgegangen. Moderne Heizungsanlagen für Neubauten kommen aufgrund von verbesserten Dämmeigenschaften der Gebäude in der Regel mit niedrigeren Anlagenleistungen aus.

Das 500-kW-Heizwerk versorgt im Modellansatz mit seinem Wärmenetz (rund 500 m Gesamtlänge) etwa 15 bis 20 typische Ein- oder Zweifamilienhäuser und einen kleineren Gewerbebetrieb. Aufgrund von Praxiserfahrungen ist bei solchen Nahwärmenetzen von relativ hohen Wärmeverteilungsverlusten auszugehen. Die hier ausgewählte Anlagenleistung liegt im Vergleich zur derzeitigen Praxis eher an der unteren Leistungsgrenze.

Als typische Modellanlage für die Kraft-Wärme-Kopplung wurde ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 2 MW ausgewählt. Dieses versorgt im Modellansatz einen kleineren Industriebetrieb mit Strom und Wärme. Seit einigen Jahren ist die Stromerzeugung durch Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) durch günstige Gasbezugspreise (Großabnehmerpreise), bei gleichzeitig geringerem Investitionsbedarf als für Kohlekraftwer-

ke, wirtschaftlich attraktiv. Der deutlich geringere Flächenbedarf, die größere Flexibilität bei der Standortwahl und die spezifisch geringeren CO₂-Emissionen sprechen für GuD-Kraftwerke. Deshalb wurde hier ein 400-MW (el.)-GuD-Kraftwerk mit betrachtet. Neben dem Hauptprodukt Strom, kann Wärme ausgekoppelt werden. Wegen der jahreszeitlichen Schwankungen der Wärmenachfrage und dem meist fehlenden optimal zugeschnittenen Fernwärmenetz lässt sich jedoch in der Regel nur ein kleiner Teil der Wärme verkaufen.

Für den Einsatz von SNG und Erdgas als Kraftstoff wurde der Opel Zafira mit einer Leistung von 110 kW ausgewählt. Dieser Kompaktvan zählt zu den am häufigsten zugelassenen Erdgasfahrzeugen in Deutschland und repräsentiert so die Erdgasfahrzeuge recht gut. Im Gegensatz zu dem vom Hersteller angegebenen Normverbrauch wurde der gemittelte Verbrauch aus zahlreichen Realfahrten zugrunde gelegt. Zur besseren Einordnung wurde die Erdgas- bzw. SNG-Variante gegenübergestellt, die sowohl mit fossilem Diesel als auch mit biogenem Fischer-Tropsch-Diesel betrieben werden kann.

Bereitstellung von Wärme und Strom aus SNG und Erdgas

Die Kosten und Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von SNG wurden bereits im ersten Teil des Doppel-Beitrages [5] dargestellt und ausführlich diskutiert. So resultieren bei den beiden betrachteten Biogasanlagen SNG-Kosten frei Erdgasleitung von rund 88 bzw. 109 €/MWh (H_i). Bei den Vergasungsanlagen liegen die SNG-Bereitstellungskosten wegen der deutlich größeren Unterschiede hinsichtlich Verfahrenstechnik und Anlagengröße (von 10 bis 500 MW (th.)) in einer vergleichsweise großen Spanne von 56 bis 133 €/MWh (H_i). Die

THG-Emissionen liegen bei den ausgewählten Biogas- und Vergasungsanlagen bei rund 53 bis 58 kg bzw. bei 13 bis 85 kg CO₂-Äq. pro MWh (H_i). Auf Grundlage dieser Ergebnisse wurden für den nachfolgenden Vergleich mit fossilem Erdgas mittlere SNG-Kosten frei Erdgasleitung in Höhe von 90 €/MWh (H_i) angenommen, bei den THG-Emissionen wurde ein Wert von 37 kg CO₂-Äq./MWh (H_i) SNG unterstellt (**Tabelle 2**). Da der Kraftstoff an der Tankstelle noch auf 200 bar verdichtet wird, sind die Werte bei dieser Variante etwas höher.

Zur Orientierung sind in der Tabelle die Preisannahmen (vor Steuern) und THG-Emissionen für Erdgas mit aufgeführt. Die Preise staffeln sich nach der abgenommenen Erdgasmenge und sind bei den größeren Anlagen deutlich günstiger. Beim direkten Vergleich von SNG mit Erdgas zeigt sich, dass die Bereitstellung von SNG derzeit noch nicht wettbewerbsfähig ist; jedoch zeigen sich deutliche Vorteile von SNG mit Blick auf die THG-Emissionen.

Nutzt man SNG und Erdgas mit den im vorherigen Kapitel beschriebenen Technologien zur Erzeugung von Wärme und Strom, so ergeben sich die in **Tabelle 3** dargestellten Wärme- und Stromgestehungskosten. Bei den kleineren Anlagen im Wärmebereich sind die Kosten für die SNG-Nutzung gegenüber Erdgas rund 25 bis 50 % höher. Wegen der sehr viel günstigeren Erdgaspreise bei den größeren Anlagen im Stromsektor resultieren hier rund 2,5-fach höhere Stromgestehungskosten. Hier zeigt sich deutlich, dass die Erzeugung von Wärme und Strom aus SNG derzeit nicht mit der Erdgasnutzung konkurrieren kann.

Auf der anderen Seite können durch die Nutzung von SNG die THG-Emissionen gegenüber dem Einsatz von Erdgas deutlich reduziert werden. Alle betrachteten Technologien können hierzu einen positiven Beitrag leisten. Im Wärmesektor liegt dieser Beitrag bei rund 200 kg

Energieträger		Wärme				Strom (+ Wärme)			
		Zentralheizung im Einfamilienhaus (15 kW)		Heizwerk mit Nahwärmenetz (500 kW)		Blockheizkraftwerk (BHKW) (2 MW (el.))		Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) (400 MW (el.))	
SNG-Kosten bzw. Erdgaspreis	€/MWh (H _i)	90	65	90	52	90	52	90	32
Gestehungskosten	€/MWh (W)	131	106	126	85				
	€/MWh (el.)					215	120	160	64
THG-Minderung	kg CO ₂ -Äq./MWh (W)	200		210					
	kg CO ₂ -Äq./MWh (el.)					480		320	
THG-Minderungskosten	€/t CO ₂ -Äq.	130		197		197		300	

Tabelle 3

Bereitstellung von Wärme und Strom aus SNG und Erdgas: Gestehungskosten, THG-Minderung und THG-Minderungskosten.

CO₂-Äq. pro MWh (W), im Strombereich lassen sich rund 320 bis 480 kg pro MWh (el.) einsparen. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass im KWK-Bereich bezüglich der ausgekoppelten Wärmemengen noch kein Ansatz für die vermiedenen THG-Emissionen getroffen wurde.

Betrachtet man die mit der THG-Minderung verbundenen Kosten (Tabelle 3), dann ergibt sich ein differenzierteres Bild. Die Kosten der THG-Minderung ergeben sich hierbei aus den Mehrkosten und der erzielten THG-Minderung im Vergleich zur fossilen Referenz Erdgas. Die Minderungskosten bei den kleinen Anlagen im Wärmesektor, beispielsweise der Zentralheizung für ein Einfamilienhaus, lassen sich mit rund 130 €/t CO₂-Äq. noch als vergleichsweise günstig einstufen. Demgegenüber sind das Heizwerk und die Stromerzeugung aus SNG deutlich teurer: Die THG-Minderungskosten liegen hier bei rund 200 bis 300 € pro t CO₂-Äq. Zur vergleichenden Bewertung dieser THG-Minderungskosten können THG-Minderungskosten aus Studien mit THG-Minderungsszenarien bei der Verfolgung der Minderungsziele der Bundesregierung herangezogen werden [6]. Diese zeigen, dass THG-Minderungskosten zwischen 50 und 100 € pro t CO₂-Äq. angesichts teurerer Alternativen durchaus zu akzeptieren sind.

nativen durchaus zu akzeptieren sind.

Direkte Gasnutzung zur Stromerzeugung

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, schneidet die Nutzung von SNG zur Stromproduktion, gemessen an der Stromproduktion über Erdgas, nicht besonders günstig ab. Dies drängt natürlich die Frage auf, ob hier die direkte Nutzung des Biogases beziehungsweise des Rohgases aus der Vergasung zur Stromerzeugung nicht zielführender ist. Mit Blick auf die Strom-Gestehungskosten, die damit einhergehenden Treibhausgasemissionen und die erzielbaren THG-Minderungskosten sind in **Tabelle 4** einige Ergebnisse aus den durchgeführten Untersuchungen zusammengestellt. Hierbei ist die Stromerzeugung nach den drei Brennstoffgruppen Biogas bzw. Rohgas, Bio-Erdgas (SNG) und Erdgas unterschieden. Bezüglich der Biogaskosten ist zu erwähnen, dass die anteiligen Kosten für ein BHKW noch nicht enthalten sind; weitere Hintergründe der Analyse finden sich ansonsten bei Leible et al. [5]. Bei den Rohgaskosten beim 50 MW-Vergaser ist jeweils der Durchschnittswert über die drei untersuchten Vergasungsverfahren dargestellt, ausgehend von Waldrestholz als Brennstoff.

Die resultierenden Strom-Gestehungskosten sind in Tabelle 4 jeweils inklusive und ohne Wärmegutschrift dargestellt, wobei bei den kleineren BHKW (0,5 bzw. 2 MW (el.)) von 30 €/MWh Wärme, beim größeren von 15 € und beim GuD von 10 €/MWh Wärme ausgegangen wurde. Der unterstellte Nutzungsgrad („vergütet“) der netto-produzierten

Wärme bei den Biogasanlagen von 50 % und von 90 % bei den 50-MW-Vergasern bzw. SNG- und Erdgas-BHKW dürfte in vielen Fällen zu optimistisch sein. Beim 400-MW (el.)-SNG- bzw. -Erdgas-GuD wurde keine Wärmenutzung unterstellt. Wie die Ergebnisse zeigen, kann die gekoppelte Wärmenutzung zwar zur Senkung der Stromgestehungskosten beitragen, dies trifft aber auch für die Stromerzeugung über Erdgas zu. Mit und ohne Berücksichtigung der Wärmegutschrift sind die Strom-Gestehungskosten über SNG rund 30 bis 40 % höher, verglichen mit der direkten Verstromung von Biogas bzw. Rohgas. Auch bei ausschließlicher Betrachtung der SNG-Bereitstellung über Großanlagen – ausgehend von einem 500-MW-Flugstromvergaser – liegen die SNG-Kosten zwar bei rund 65 €/MWh (H_i) [5], sind aber immer noch doppelt so hoch wie der den Analysen zugrunde gelegte Erdgasbezugspreis des 400-MW (el.)-GuD von 32 €/MWh (H_i). Die daraus resultierenden Strom-Gestehungskosten von 119 €/MWh sind folglich ebenfalls rund doppelt so hoch, im Vergleich zum Erdgas-GuD. Die THG-Minderungskosten liegen bei rund 170 €/t CO₂-Äq. Generell muss mit Blick auf die THG-Minderungskosten von Verstromungsanlagen ≥ 2 MW (el.) festgestellt werden, dass auch hier die direkte Nutzung von Biogas und Rohgas mit 75 bis 130 €/t CO₂-Äq. günstiger abschneidet als die SNG-Nutzung (Tabelle 4).

Als Fazit der Analyse ist davon auszugehen, dass die spezifischen Vorteile der SNG-Bereitstellung und -Verstromung erst dann zum Tragen kommen, wenn ein hoher Gesamtnutzungsgrad des SNG in der gekoppelten Strom-/Wär-

	Anlagenart Anlagengröße		Biogasanlagen		Vergaser ¹⁾	
			0,5 MW (el.)	2 MW (el.)	50 MW (th.)	500 MW (th.)
Biogas bzw. Rohgas	Verstromung über:		BHKW	BHKW	BHKW	GuD
	Anlagengröße	MW (el.)	0,5	2	14	165
	Biogas-, Rohgaskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh (H _p)	72	61	59	53
	Strom-Gestehungskosten, inkl. Wärmegutschrift	€/MWh (el.)	177	145	148	107
	Strom-Gestehungskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh (el.)	214	178	166	108
	THG-Emission, ohne Wärmegutschrift	kg CO ₂ -Äq./MWh (el.)	194	183	29	29
	THG-Minderungskosten, vgl. mit Erdgas	€/t CO ₂ -Äq.	227	130	75	123
Bio-Erdgas (SNG)	Verstromung über:		BHKW	GuD		
	Anlagengröße	MW (el.)	2	400		
	SNG-Kosten ²⁾	€/MWh (H _p)	90	90		
	Strom-Gestehungskosten, inkl. Wärmegutschrift	€/MWh (el.)	215	k.A.		
	Strom-Gestehungskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh (el.)	249	160		
	THG-Emission, ohne Wärmegutschrift	kg CO ₂ -Äq./MWh (el.)	93	62		
	THG-Minderungskosten, vgl. mit Erdgas	€/t CO ₂ -Äq.	197	300		
Erdgas	Verstromung über:		BHKW	GuD		
	Anlagengröße	MW (el.)	2	400		
	Erdgas-Kosten, netto	€/MWh (H _p)	52	32		
	Strom-Gestehungskosten, inkl. Wärmegutschrift	€/MWh (el.)	120	k.A.		
	Strom-Gestehungskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh (el.)	154	63		
	THG-Emission, ohne Wärmegutschrift	kg CO ₂ -Äq./MWh (el.)	575	383		

Tabelle 4

Stromerzeugung: Vergleich der direkten Gas-, SNG- und Erdgasnutzung.

¹⁾ Waldrestholz; alle aufgeführten Werte beim 50-MW (th.)-Vergaser sind Mittelwerte aus den drei untersuchten Wirbelschicht-, AER- und Flugstromvergassern
²⁾ Als Durchschnitt aus der Bereitstellung über die 2-MW (el.)-Biogasanlage und dem Mittelwert der drei untersuchten Vergasungsverfahren (50 MW (th.))

meproduktion erreicht werden kann und sich dieser deutlich von der direkten energetischen Biogas- bzw. Rohgasnutzung abhebt. Vor diesem Hintergrund sollte verstärkt bei den bestehenden größeren Biogasanlagen (≥1 MW (el.)) geprüft werden, ob das realisierte Wärmenutzungskonzept ökonomisch tragfähig ist und eventuell die SNG-Erzeugung und -Nutzung unter den spezifischen Rahmenbedingungen vor Ort zur Verbesserung der Ökonomie und Treibhausgasbilanz beitragen können.

Nutzung von SNG als Kraftstoff

Der Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen beträgt in Deutschland rund 20 %, weshalb eine Betrachtung von SNG im Verkehrssektor ebenfalls interessant erscheint [7]. SNG kann problemlos in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden, die eine umweltfreundliche Alternative zu Benzin und Diesel darstellen, ohne Kompromisse bei Reichweite und Komfort. Trotz dieser Vorzüge führen Erdgasfahrzeuge in der Diskussion um umweltverträgliche Mobilität im Vergleich zu den intensiv beforschten Hybrid- und Elektroautos aktuell ein Schattendasein. Dies, obwohl

sie seit vielen Jahren in Serie produziert werden und in einigen Ländern inzwischen bis zu 50 % der Pkw-Flotte ausmachen [8]. Zur Einordnung: In Deutschland belief sich der Anteil an Erdgasautos im Januar 2011 mit rund 68 500 Pkw lediglich auf rund 0,2 % des gesamten Fahrzeugbestandes [9]. Seit dem Jahr 2009 sind die Zulassungen von Erdgasautos tendenziell zurückgegangen und machen gegenwärtig nur noch etwa 0,2 % der gesamten Pkw-Zulassungen aus. Der insgesamt geringe Bestand an Erdgasautos, trotz vorhandener Serienreife und deutlich niedrigerer Kraftstoffkosten, erklärt sich unter anderem auch durch die geringe Anzahl von rund 900 Erdgastankstellen in Deutschland im Jahr 2011, im Gegensatz zu knapp 14 400 konventionellen Tankstellen. Das vorhandene Tankstellennetz ist bei heutigen Reichweiten jedoch ausreichend, und im Falle einer forcierten Marktdurchdringung von Erdgasfahrzeugen erscheint ein weiterer Ausbau des Netzes technisch einfach und zu vertretbaren Kosten realisierbar.

Anhand des exemplarisch ausgewählten Allzweck-Fahrzeugs Opel Zafira wird nachfolgend die Nutzung von SNG als Kraftstoff genauer dargestellt. Dabei

wird dem SNG neben Erdgas auch Diesel und Fischer-Tropsch (FT)-Diesel gegenübergestellt und anhand der Kosten, THG-Emissionen und THG-Minderungskosten diskutiert. FT-Diesel kann ebenfalls aus Biomasse hergestellt und ohne technische Änderungen in konventionellen Dieselfahrzeugen eingesetzt werden [6]. In **Bild 2** sind die jährlichen Kosten der Pkw betrieben mit SNG, Erdgas, FT-Diesel und Diesel im Total-Cost-of-Ownership (TCO)-Ansatz vergleichend gegenübergestellt. Die zugrunde gelegten Kraftstoffkosten sind jeweils Tankstellenpreise ohne Berücksichtigung von Mehrwert- und Kraftstoffsteuer. Um die Kosten vergleichbar zu machen, wurde für SNG zusätzlich zu den Kosten aus Tabelle 2 noch eine Tankstellen-Marge von 2,5 €/MWh [10] hinzu addiert.

Bei einer Betrachtung ohne Steuern sind die TCO biogener Kraftstoffe um etwa 10 bis 15 % höher als die des jeweiligen fossilen Kraftstoffs. Im Vergleich der biogenen Kraftstoffe untereinander sind die TCO fast gleich hoch. Zudem wird ersichtlich, dass bei Erlass der Kraftstoffsteuern auf biogene Kraftstoffe diese ökonomisch mit Diesel (inkl. Kraftstoffsteuer, exkl. MwSt.) konkurrieren können, jedoch nicht mit Erdgas.

Kosten Opel Zafira (Jahresfahrleistung 18 000 km)

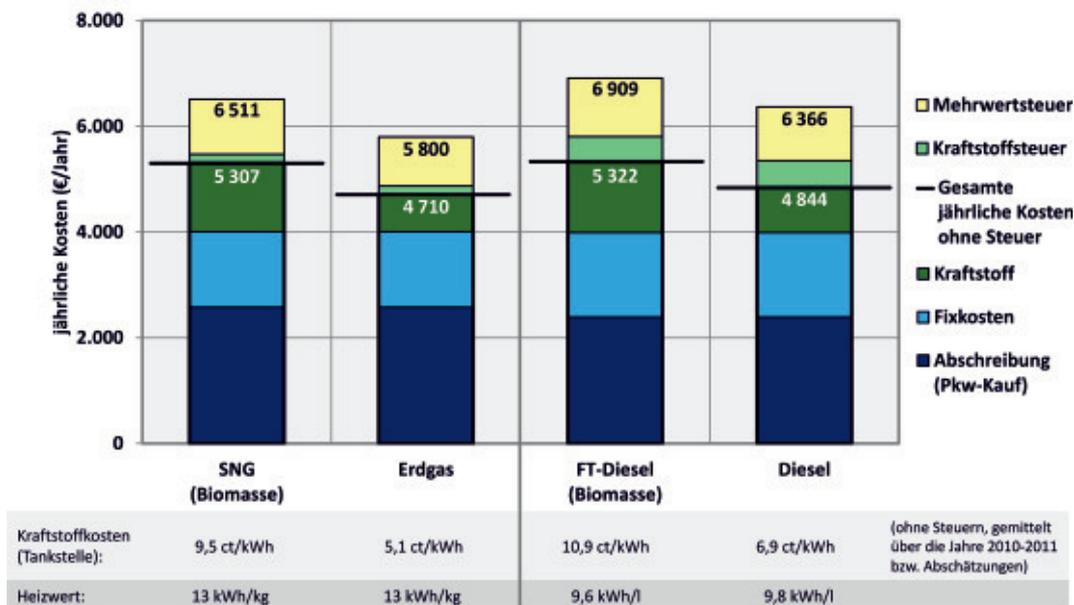


Bild 2

Jährliche Kosten (TCO, Total Cost of Ownership) für ein SNG-Fahrzeug – im Vergleich zum Erdgas-, FT-Diesel- und Dieselfahrzeug [5; 6; 11 bis 13].

In **Tabelle 5** sind auch die THG-Emissionen aufgeführt, bezogen auf den gefahrenen Kilometer. Die Pkw-Produktion ist bei ausschließlicher Nutzung fossiler Kraftstoffe für rund 10 % der gesamten THG-Emissionen verantwortlich, bei Betrachtung der biogenen Kraftstoffe hingegen machen diese Emissionen bis zu 50 % der gesamten Emissionen aus. Legt man für SNG die im ersten Teil des Doppelbeitrags [5] dargelegten Herstellungsverfahren und die damit verbundenen THG-Emissionen zugrunde und vergleicht diese mit einer energieautarken Produktion von biogenem FT-Diesel sowie mit der konventionellen Erdgas- bzw. Dieselproduktion, erhält man die unter „Kraftstoffherstellung und -transport, Betankung“ zusammengefassten THG-Emissionen. Es fällt auf, dass die THG-Emissionen der SNG-Bereitstellung als Kraftstoff höher liegen als die von FT-Diesel. Zum einen liegt dies an den zusätzlichen THG-Emissionen, die mit der SNG-Kompression auf 200 bar an der Tankstelle verbunden sind (Tabelle 2). Würde zum anderen auf die Bereitstellung von SNG über Biogas verzichtet, dann würden sich die THG-Emissionen pro MWh (H₂) von 37 auf 16 kg CO₂-Äq. vermindern.

Anzumerken ist ferner, dass die Emissionen bei fossilem Erdgas deutlich niedriger sind als die bei fossilem Diesel. In allen Fällen ermöglichen biogene Kraftstoffe deutliche THG-Einsparungen gegenüber fossilen Kraftstoffen. Die in

der Tabelle angegebenen THG-Emissionen während der Nutzungsphase biogener Kraftstoffe sind nicht null, da andere Treibhausgase wie Methan und Stickoxide zu berücksichtigen sind. Letztlich werden mit beiden hier betrachteten biogenen Kraftstoffen die von der EU angestrebten Ziele von 95 g CO₂/km für 2020 [14] deutlich unterschritten.

Die in Tabelle 5 gegenüber Erdgas dargestellten THG-Minderungskosten sind für beide biogene Kraftstoffe mit über 200 €/t CO₂-Äq. recht hoch. Gegenüber Diesel werden allerdings Minderungskosten in einer Größenordnung von 130 bis 140 €/t CO₂-Äq. erreicht. Ein interessanter Sachverhalt ist, dass mit Erdgas gegenüber Diesel zwar geringere THG-Einsparungen erreicht werden können als mit biogenen Kraftstoffen, dafür aber die THG-Minderungskosten negativ sind, das heißt, THG-Einsparungen bei gleichzeitigen Kosteneinsparungen erreicht werden können.

Mit der Zielstellung, den Marktanteil von Erdgasfahrzeugen zu steigern, haben sich einzelne Fahrzeughersteller und Teile der Energiewirtschaft zur „Initiative Erdgasmobilität“ zusammengeschlossen. So haben diese auf der letzten Internationalen Automobil-Ausstellung (IAA) erklärt, nicht nur das Angebot an Erdgasfahrzeugen und Erdgastankstellen auszuweiten, sondern auch den Anteil an beigemischttem Bio-Erdgas im Kraftstoff Erdgas auf mindestens 20 % bis zum Jahr 2015 zu steigern. Hierzu be-

darf es aus Sicht des Bündnisses zunächst jedoch einer Verbesserung energiepolitischer Rahmenbedingungen [16].

Schlussfolgerungen und Ausblick

Wie die detaillierten Untersuchungen zur SNG-Bereitstellung über Biogas und thermochemisch gewonnenes Rohgas gezeigt haben, ist Bio-Erdgas (SNG) deutlich teurer als fossiles Erdgas [5]. Auf der anderen Seite ist die Bereitstellung von Erdgas im Vergleich zu SNG mit rund 4-fach bzw. 14-fach höheren THG-Emissionen verbunden, je nachdem, ob man von Biogas aus Silomais oder von Rohgas aus Waldrestholz ausgeht.

Verständlicherweise ist der angeführte Preis- bzw. Kostenunterschied am geringsten, wenn man als Vergleichsbasis den Erdgasbezugspreis des Klein-Privatverbrauchers zugrunde legt, der Erdgas in erster Linie zur Wärmeproduktion verwendet. Dagegen sind die SNG-Bezugskosten eines 400-MW (el.)-GuD mindestens um den Faktor zwei bis drei höher, im Vergleich zu seinen sehr günstigen Erdgas-Bezugspreisen als Großverbraucher.

Folglich ist die SNG-Nutzung beim Kleinverbraucher zur Wärmeproduktion wirtschaftlich am ehesten zu realisieren. Gesetzliche Regelungen, die den Endverbraucher bei Umbau- und Neubaumaßnahmen dazu anhalten, zunehmend erneuerbare Wärme zu nutzen, verstärken diese Priorität. Dem Einsatz

Fahrzeug: Opel Zafira, 110 kW		Einheit	SNG ¹⁾	Erdgas ¹⁾	FT-Diesel ²⁾	Diesel ³⁾
THG-Emissionen	bezogen auf das Jahr	kg CO ₂ -Äq./Jahr	1 199	3 802	844	4 579
	Pkw-Herstellung, -Wartung und -Entsorgung		454	454	454	454
	Kraftstoffherstellung und -transport, Betankung		711	738	339	695
	Nutzungsphase (ohne biogenes CO ₂)		34	2 610	51	3 430
	bezogen auf den gefahrenen Kilometer (18 000 km/a)	g CO ₂ -Äq./km	67	211	34	254
Kosten (ohne Steuern)	bezogen auf das Jahr	€/Jahr	5 307	4 710	5 322	4 844
	bezogen auf den gefahrenen Kilometer	€/Ct/km	29,5	26,2	29,6	26,9
	davon Kraftstoff	%	24	15	25	18
THG-Minderungskosten	gegenüber Erdgas	€/t CO ₂ -Äq.	229	–	207	Keine THG-Minderung
	gegenüber Diesel		137	(-173)	128	–

¹⁾ basierend auf Tabelle 2 und ecoinvent [15]

²⁾ basierend auf [6] und ecoinvent, angenommener Verbrauch 7,1 l/100 km

³⁾ basierend auf ecoinvent, angenommener Verbrauch 7,1 l/100 km

Tabelle 5

THG-Emissionen und THG-Minderungskosten für ein SNG-Fahrzeug – im Vergleich zum Erdgas-, FT-Diesel- und Dieselfahrzeug.

von Mikro-KWK-Anlagen dürfte hier mittelfristig aus betriebswirtschaftlichen Gründen nur eine geringe Bedeutung zukommen, aufgrund der höheren spezifischen Investitionen und der zu geringen realisierbaren Volllaststunden. Darüber hinaus ist aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Förderung nach EEG in Frage zu stellen.

Die vergleichenden Untersuchungen zeigten ferner, dass der Einsatz von Bio-Erdgas im Pkw-Bereich eine interessante Möglichkeit darstellt, die THG-Emissio-

nen im Verkehrsbereich zu mindern. Während zur Strom- bzw. Wärmebereitstellung auch andere umweltfreundliche Alternativen existieren, ist SNG eine der wenigen Möglichkeiten, kurzfristig und zu vertretbaren Kosten deutliche THG-Einsparungen im Verkehrssektor zu erreichen. Im Gegensatz zu FT-Diesel ist SNG zudem einer der wenigen Biokraftstoffe der zweiten Generation, der bereits in nennenswerten Mengen vorhanden ist.

Die weltweit gesehenen positiven Per-

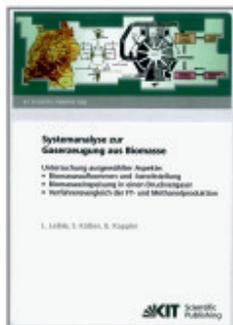
spektiven für die Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen dürften in den nächsten Jahren deutlich zur Stabilisierung der Erdgaspreise beitragen. Folglich sind es auch mittelfristig nicht die Erdgaspreissignale, die die Verwendung von Bio-Erdgas befördern, sondern vielmehr dessen Beitrag zur Entlastung des Treibhausklimas.

Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2012: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011. Berlin.
- [2] Schüwer, D.; Arnold, K.; Dienst, C.; Lechtenböhmer, S.; Merten, F.; Fischeck, M.; Supersberger, N.; Zeiss, C.: Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter. Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt und Energie, 2010.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena): Biomethan im KWK- und Wärmemarkt, Berlin, 2010.
- [4] Verbraucherinformation Erdgas: Erdgasnetz der Zukunft; Pressemeldung vom 4.1.2012. Berlin.
- [5] Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.; Eltrop, L.; Stenull, M.; Lansche, J.; Poboss, N.; Stürmer, B.; Kelm, T.; Köppl, W.: Perspektiven für Bio-Erdgas, Teil I: Bereitstellung aus nasser und trockener Biomasse. BWK 64 (2012), Nr. 5, S. 44–50.
- [6] Leible, L., Kälber, S.; Kappler, G.: Energiebereitstellung aus Stroh und Waldrestholz. BWK 60 (2008), Nr. 5; S. 56–62.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiedaten – Zahlen und Fakten, 2012. Online: www.bmw.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html (Zugang: 23.4.2012).
- [8] International Association for Natural Gas Vehicles (IANGV): Natural Gas Vehicle Statistics, 2011. Online: www.iangv.org/tools-resources/statistics.html (Zugang: 23.4.2012).
- [9] Kraftfahrt-Bundesamt (KBA): Neuzulassungen: Emissionen, Kraftstoffe – Zeitreihe 2005 bis 2011; 2012.
- [10] Energie Informationsdienst (EID): Brutto-Tankstellenmargen im Januar bescheiden, 2012. Statistik vom 27.2.2012.
- [11] Auto, Motor & Sport: Opel Zafira: Gas-Varianten günstiger als Diesel, 2010.
- [12] Opel: Opel Zafira – Preise, Ausstattungen & technische Daten, 2011.
- [13] Spritmonitor.de: Verlauf der Kraftstoffpreise, 2010. Online: www.spritmonitor.de/de/verlauf_der_kraftstoffpreise.html?timerange=0 (Zugang: 23.4.2012).
- [14] VO 443/2009/EG (Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen).
- [15] Hischier, R.; Weidema, B.; Althaus, H.J.; Bauer, C.; Doka, G.; Dones, R., et al.: Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods. Ecoinvent report No. 3, v2.2, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, 2010.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena): Wirtschaft ergreift Initiative für Erdgasmobilität. Pressemittteilung vom 14.9.2011. Online: www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/wirtschaft-ergreift-initiative-fuer-erdgasmobilitaet.html (Zugang: 23.4.2012).

Biogenic natural gas as a substitute for fossil natural gas (SNG) offers various opportunities for different types of biomass, e.g. forest residues and maize silage, for a more efficient handling and energy use in the power, heat and fuel sectors. The first part of this publication deals with techno-economic aspects of the SNG production based on biogas and thermo-chemically produced raw gas. Based on these results, the second part analyzes different utilizations of biogenic SNG for heat, power and fuel production and compares these utilizations with fossil natural gas and the direct use of biogas or thermo-chemically produced raw gas.

Ausgewählte ITAS-Studien zum Thema Bioenergie



2011

Systemanalyse zur Gaserzeugung aus Biomasse.
Untersuchung ausgewählter Aspekte.

<http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2011/leua11a.pdf>



2010

Treibhausgasbilanz nachwachsender Rohstoffe
– eine wissenschaftliche Kurzdarstellung.

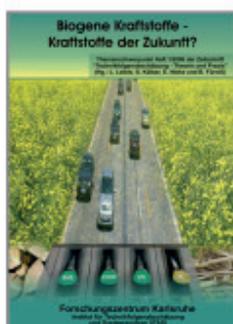
<http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2010/buaa10a.pdf>



2007

Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz.
Eine systemanalytische Untersuchung.

<http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2007/leua07a.pdf>



2006

Biogene Kraftstoffe - Kraftstoffe der Zukunft?

<http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2006/leua06c.pdf>