

Technologien und Potenziale der Biomassevergasung in Deutschland

Erneuerbares Gas ist in der Lage, die Sektoren Wärme, Strom und Mobilität miteinander zu koppeln. Der Energieträger ist damit ein wichtiger Baustein für das Gelingen der Energiewende. Neben der bereits etablierten Biogasproduktion aus fermentativ umgewandelter Biomasse kann erneuerbares Gas auch durch die sogenannte thermochemische Konversion (Vergasung) holzartiger Biomasse hergestellt werden. Mit einem nachhaltigen Potenzial an synthetisch erzeugtem Erdgas (SNG) von 9,7 Mrd. m³/a könnten damit aktuell etwa zehn Prozent der Erdgasnachfrage in Deutschland gedeckt werden. In Kombination mit Power-to-Gas-Verfahren lässt sich dieses Potenzial bei konstanter Biomasseverfügbarkeit bis 2050 sogar auf 17,4 Mrd. m³/a erhöhen. Der Artikel evaluiert vor diesem Hintergrund den Beitrag ligninreicher Biomasse zur Produktion von regenerativem Gas.

von: Christian Müller, Dr. Frank Graf (beide: DVGW-Forschungsstelle am Enger-Bunte-Institut), Florian Lehnert & Ronny Erler (beide: DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg)

Der vorliegende Fachbeitrag beruht auf den Ergebnissen des DVGW-Forschungsvorhabens „Technologien und Potentiale der Biomassevergasung und der Kopplung mit Power-to-Gas(P2G)-Verfahren zur Erzeugung von methanbasierten Energieträgern in Deutschland (greenSNG)“ (Förder-Nr.: G 201711). Im ersten Teil der Studie wurden dazu die Mengenpotenziale der in Deutschland verfügbaren Biomassen analysiert. Im zweiten Teil erfolgte eine verfahrenstechnische Bewertung von verschiedenen Technologien und Prozessketten. Dabei wurde auch die Kopplung mit Power-to-Gas-Verfahren berücksichtigt.

Neben feuchter und vergärbare Biomasse, die in Fermentern zu Biogas umgewandelt werden kann, können auch holzartige Reststoffe aus Gewer-

be und Industrie, kommunalen Abfällen sowie Hölzer und Stroh aus Land- und Forstwirtschaft zu SNG (Synthetic Natural Gas) und somit zu einem vollwertigen Erdgas-Substitut umgewandelt werden [1–4]. Hierbei werden die Einsatzstoffe in einem ersten Verfahrensschritt thermochemisch in einem Vergaser gespalten. Dazu stehen verschiedene Technologien zur Auswahl, welche sich in ihrer Betriebsweise teilweise stark unterscheiden: Neben Festbettvergasern sind im Bereich der Biomassevergasung vor allem Wirbelschichtverfahren (WS) verbreitet, welche als Einzelbett [5] oder als DFB-Vergaser (Dual Fluidized Bed) [6] ausgeführt sind. Außerdem können Flugstromvergasen (FS) genutzt werden, die aufgrund hoher Betriebstemperaturen ein teerarmes Synthesegas produzieren [7].

Das erzeugte Synthesegas, welches vorrangig aus CO, CO₂ und H₂ besteht, wird anschließend in mehreren Reinigungsschritten von unerwünschten Nebenprodukten (z. B. Teer) befreit. Anschließend wird es in einem Wassergas-Shift-Reaktor für die Methan-Synthese konditioniert und dabei überschüssiges CO₂ abgetrennt. In der Methanisierung wird das Synthesegas schließlich zu SNG umgewandelt und kann nach der Trocknung ins Erdgasnetz eingespeist werden. Der Methan-gasertrag hängt neben der Art der eingesetzten Biomasse maßgeblich vom energetischen Wirkungsgrad des Umwandlungsverfahrens ab.

Um das deutschlandweite SNG-Erzeugungspotenzial bewerten zu können, wurde eine repräsentative Referenzprozesskette definiert (Abb. 1). Diese ist an

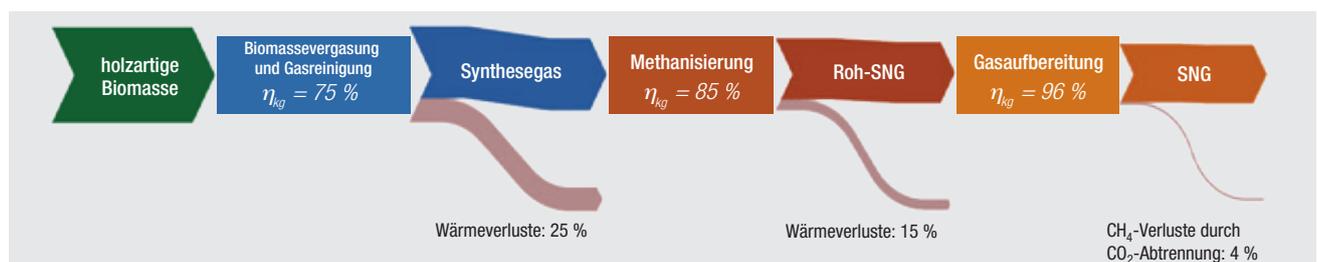


Abb. 1: Vereinfachtes Schaubild der Prozessstufen zur Erzeugung von SNG, nach [8] (Referenzprozesskette 1)



Abb. 2: Einteilung der Biomassen zur Erzeugung von SNG nach den Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune sowie Land- und Forstwirtschaft

die in Schweden errichtete GoBiGas-Anlage angelehnt [6]. Für die Bewertung der Prozesseffizienz wird üblicherweise der Kaltgaswirkungsgrad verwendet, der wie folgt definiert ist:

$$\eta_{kg,gesamt,H_i} = \frac{\text{heizwertbezogener Energieinhalt des produzierten SNG}}{\text{heizwertbezogener Energieinhalt der Biomasse (+ Strombedarf für P2G-Kopplung)}}$$

Er kann dabei als Produkt aus den Kaltgaswirkungsgraden der Teilverfahren η_{kg} beschrieben werden. Der energetische Gesamtwirkungsgrad des Referenzverfahrens beträgt 61,2 Prozent, bezogen auf den Heizwert H_i des SNG. Werden höhere Anlagenwirkungsgrade erzielt, so erhöht sich das SNG-Gesamtpotenzial entsprechend.

Die Kopplung mit Power-to-Gas-Verfahren bietet durch die Einbindung von elektrischer Energie aus erneuer-

baren Energiequellen (EE-Strom) in Form von Wasserstoff die Möglichkeit, die SNG-Ausbeute signifikant zu steigern. Außerdem kann dadurch biogener Kohlenstoff nahezu vollständig genutzt werden. Mit der alkalischen (AEL) und der PEM-Elektrolyse stehen schon heute ausgereifte Technologien zur Wasserstoffproduktion zur Verfügung [9]. AEL sind aus Kostengründen stärker in der Anwendung verbreitet; PEM-Elektrolyseure wiederum besitzen den Vorteil, stromnetzdienlich betrieben werden zu können, da sie schnelle Lastwechsel und somit einen flexiblen Strombezug ermöglichen. So können Stromnetze zu Zeiten eines Überangebots an EE-Strom entlasten werden, was wiederum die Abschaltung von EE-Stromerzeugern verhindert. Gerade in Kombination mit Hochtemperaturprozessen wie der Vergasung oder der Methanisierung ist die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) eine vielversprechende Tech-

nologie, die jedoch noch nicht großtechnisch verfügbar ist. Durch die Nutzung von Abwärme kann sie mit Dampf gespeist werden, wodurch der Eigenstrombedarf der Elektrolyse deutlich gesenkt wird [10].

Potenzial der Vergasung von holzartiger Biomasse in Deutschland

Für die Abschätzung des Potenzials von SNG aus biogenen Festbrennstoffen wurden ausschließlich nachhaltige Bioenergieträger betrachtet [11], welche sich aufgrund ihres hohen Lignin-Anteils nicht für eine fermentative Umwandlung in Biogasanlagen eignen [12].

Mit Ausnahme von Energiepflanzen, die angebaut werden müssen, sind alle betrachteten Einsatzstoffe der SNG-Erzeugung Nebenprodukte bzw. Rückstände und somit Koppelprodukte ▶

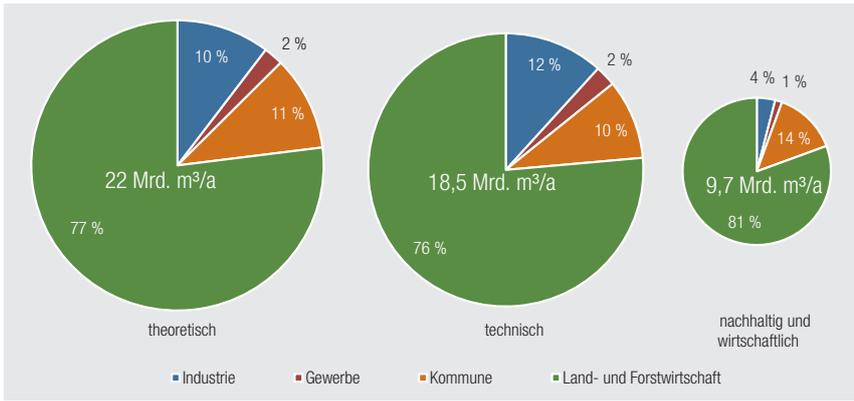


Abb. 3: Verteilung des SNG-Potenzials über die Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune sowie Land- und Forstwirtschaft

konventioneller Holznutzungspfade. Das heißt, dass ihr Aufkommen abhängig von industriellen Produktionskapazitäten, Erntemengen land- und forstwirtschaftlicher Erzeugnisse oder kommunalen Pflegemaßnahmen ist. Beachtet werden muss, dass aufgrund von etablierten Absatzmärkten nicht alle holzartigen Biomassen als Einsatzstoff für SNG-Anlagen zur Verfügung stehen: Eine stoffliche Nutzung in der Holz- und Zellstoffindustrie oder eine unternehmensinterne energetische Verwertung verhindert häufig die Nutzung von holzartigen Reststoffen in SNG-Anlagen [13]. In dieser Studie wurden bei der Ermittlung der Biomassenmengen, die für die SNG-Erzeugung zur Verfügung stehen, keine etablierten, konkurrierenden Nutzungen berücksichtigt. Um eine Aussage zu den sektorspezifischen SNG-Potenzialen treffen zu

können, wurde eine Zuordnung der verschiedenen Biomassen in die Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune und Land- und Forstwirtschaft getroffen (Abb. 2).

Das theoretische SNG-Potenzial beträgt etwa 22 Mrd. m³ i. N./a (Abb. 3). Aufgrund von Bergungs-, Lager- und Transportverlusten verringert sich dieses Potenzial auf 18,5 Mrd. m³ i. N./a. Durch bereits vorhandene Nutzungspfade sowie durch Restriktionen aufgrund des Naturschutzes wird das wirtschaftliche und nachhaltige Potential weiter auf 9,7 Mrd. m³ i. N./a reduziert. Waldreiche Gebiete wie der Harz, das Sauerland und der Schwarzwald weisen dabei besonders hohe Potenziale auf. Die Regionen Nordseeküste und Alpenvorland hingegen sind durch ein niedriges SNG-Potenzial gekennzeichnet (Abb. 4). Der



Abb. 4: Verteilung des theoretischen SNG-Potenzials in Deutschland

Größteil des theoretischen Potenzials liegt mit 77 Prozent bei den land- und forstwirtschaftlichen Biomassen; im nachhaltigen und wirtschaftlichen Potential beträgt dieser Anteil sogar 81 Prozent.

Im Vergleich zur thermochemischen SNG-Produktion beläuft sich das be-

Tabelle 1: Beschreibung der untersuchten Prozessketten mit (optionaler) Power-to-Gas-Einkopplung (DFB: Dual Fluidized Bed, FS: Flugstrom, WS: Wirbelschicht, auto.: autotherm, allo.: allotherm, PEM: Proton Exchange Membrane Elektrolyse, AEL: Alkalische Elektrolyse, HTEL: Hochtemperaturelektrolyse

Nr.	Biomasse	SNG-Output	Vergasungstechnologie	Methanisierung	Elektrolyse	TRL
1	Holz	> 100 MW	Biomassetrocknung DFB-Vergaser [6]	4 adiabate Festbettreaktoren	PEM (opt.)	8
2	Stroh	> 100 MW	Dezentrale Pyrolyse, FS-Vergaser (auto.), Luftzerlegung [7]	4 adiabate Festbettreaktoren		6
3	Holz	20–100 MW	Biomassetrocknung Einbett-WS-Vergaser	4 adiabate Festbettreaktoren	AEL PEM (opt.)	8
4	Holz	20–100 MW	Biomassetrocknung Einbett-WS-Vergaser [10]	2 gekühlte Reaktoren	HTEL	5
5	Holz	5–20 MW	Kombinierte Trocknung, Pyrolyse und FS-Vergasung (allo.) [14]	2 gekühlte Reaktoren		7

Quelle: EBI/DBI

rechnet wirtschaftliche Potenzial für die fermentative Methanherzeugung auf rund 10,3 Mrd. m³/a. Das Potenzial für die thermochemische Erzeugung könnte also den Anteil der grünen Gase im Erdgasnetz fast verdoppeln. Demnach ist es möglich, in Kombination von fermentativer und synthetischer Methanherzeugung rund 20 Prozent des aktuellen Erdgasverbrauchs in Deutschland bereitzustellen. Wird das überschüssige CO₂, welches ansonsten aus dem Synthesegas (oder dem Biogas) abgetrennt wird, durch die Zugabe von Wasserstoff aus Power-to-Gas-Verfahren vollständig methanisiert, kann die SNG-Kapazität theoretisch verdoppelt werden.

Die Kopplung der SNG-Erzeugung aus Biomasse mit Power-to-Gas-Verfahren kann somit eine wichtige Rolle für die effiziente Nutzung von heimischer Bioenergie spielen. Da das Potenzial von synthetischem Methan derzeit wenig bis gar nicht erschlossen ist, besteht großes Handlungspotenzial zur Integration grüner Gase ins Erdgasnetz.

Prozessketten für die SNG-Produktion

Auf Grundlage eines Technologiescreenings wurden Prozessketten für ein breites Leistungsspektrum von 1 bis 1.000 MW (auf den Heizwert bezogener SNG-

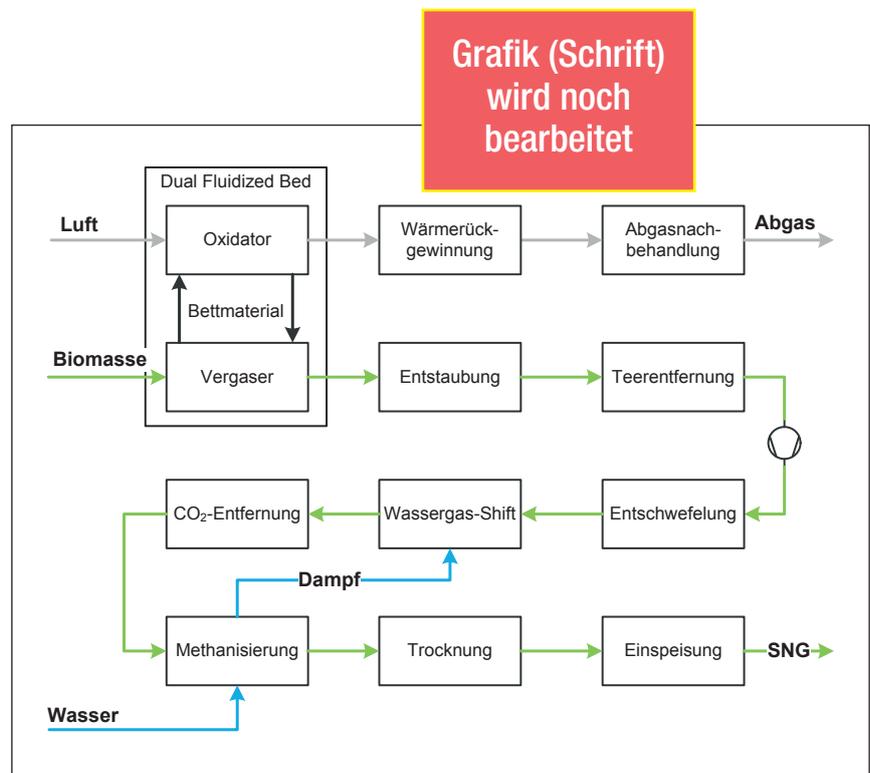


Abb. 5: Verfahrensschema der Referenzprozesskette 1

Output) definiert (Tab. 1). Diese Prozessketten basieren auf verschiedenen Teilverfahren, welche in Abhängigkeit der jeweiligen Anlagengröße einen möglichst effizienten und wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen sollen. Einige sind mit einem Technologiereifegrad (TRL) von 8 bereits kommerziell verfügbar, andere könnten in naher Zukunft realisiert werden (TRL 5–7). Die Prozesskette 1, welche als Basis für die Bestimmung der SNG-Potenziale diente, ist als Verfahrensschema in **Abbildung 5** dargestellt.

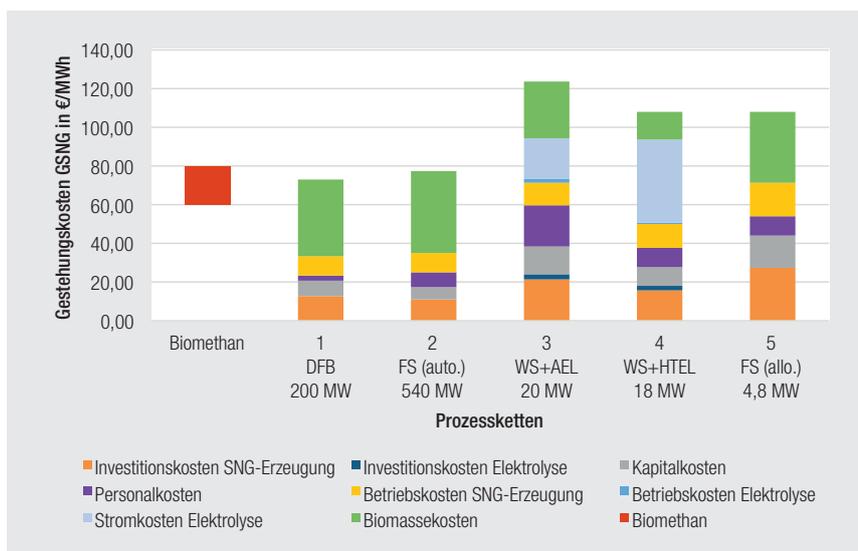
Hauptmerkmal der Prozessketten sind die jeweiligen Vergasungsverfahren.

Da die Vergasungsreaktionen in Summe endotherm sind, muss dem Prozess Wärme zugeführt werden. Diese kann über Teilverbrennung des Brennstoffes direkt im Vergasungsraum (autotherm) oder über Wärmezufuhr von außen (allotherm) bereitgestellt werden. Allotherme Verfahren (Prozessketten 1 und 5) ermöglichen es, Luft als Oxidationsmittel zu nutzen. Da Vergasung und Verbrennung räumlich getrennt ablaufen, wird kein Luftstickstoff ins Synthesegas eingetragen, welcher ansonsten mit erheblichem Aufwand wieder abgetrennt werden müsste. Bei autothermen Verfahren ist somit ent-

Tabelle 2: Technische und ökonomische Kenndaten der betrachteten Prozessketten (DFB: Dual Fluidized Bed, FS: Flugstrom, WS: Wirbelschicht, auto.: autotherm, allo.: allotherm, PEM: Proton Exchange Membrane Elektrolyse, AEL: Alkalische Elektrolyse, HTEL: Hochtemperaturelektrolyse)

Prozesskette	Einheit	1	2	3	4	5
		DFB	FS (auto.)	WS+AEL	WS+HTEL (2030)	FS (allo.)
P_{SNG, H_2} in MW		200	540	20	18	4,8
Wirkungsgrad (H_2) in Prozent	%	61,2	52,0	59,3	75,9	60,9
Wirkungsgrad (H_2^1) in Prozent	%	63,2	53,9	62,5	81,8	63,2
Kohlenstoffausnutzung in Prozent	%	33	29	45	98	36
Anfangsinvestition	Mio. Euro	412	940	77	52	21
SNG-Gestehungskosten (bezogen auf den Heizwert H_2 des SNG)	Euro/MWh	72,9	77,4	124	108	108

¹ H_2 : Brennwert des produzierten SNG



Quelle: EBF/DBI

Abb. 6: SNG-Gestehungskosten (bezogen auf den Heizwert) der Prozessketten bei typischen Anlagengrößen und Biomethan als Benchmark (DFB: Dual Fluidized Bed, FS: Flugstrom, WS: Wirbelschicht, auto.: autotherm, allo.: allotherm, PEM: Proton Exchange Membrane Elektrolyse, AEL: Alkalische Elektrolyse, HTEL: Hochtemperaturelektrolyse)

weder eine Luftzerlegung (Prozesskette 2) oder eine stationäre Elektrolyse (Prozessketten 3 und 4) für die Sauerstoffbereitstellung erforderlich. Der Umfang der Synthesegasreinigung wird maßgeblich vom Vergasertyp beeinflusst. Es stehen eine Vielzahl an möglichen Verfahren zur Auswahl, um Partikel, Teere und Katalysatorgifte wie H_2S abzutrennen. Die katalytische Methanisierung erfolgt entweder in einer Kaskade aus adiabaten Festbettreaktoren mit Zwischenkühlung oder in zwei

direkt gekühlten Reaktorstufen. Dabei wird jeweils SNG in H-Gas-Qualität produziert. Manche Prozessketten können optional um eine Elektrolyse erweitert werden (Prozessketten 1 und 3), um die Methanausbeute und somit die Kohlenstoffausnutzung zu erhöhen.

Die Ergebnisse aus den Modellrechnungen der verschiedenen Prozessketten für typische SNG-Anlagenkapazitäten $P_{SNG,Hi}$ sind in Tabelle 2 aufgetragen. Die heizwertbezogenen Gesamt-

wirkungsgrade variieren dabei zwischen 52 bis 76 Prozent, bei einer Ausnutzung des biogenen Kohlenstoffs von 29 bis 98 Prozent. Bei der Kopplung mit einer HTEL (Prozesskette 4) kann der Kohlenstoff fast vollständig genutzt und sehr effizient umgewandelt werden, da aufgrund der geeigneten Temperaturniveaus eine umfangreiche Wärmeintegration möglich ist.

Unter der Annahme einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahren bei 8.000 Volllaststunden pro Jahr, einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 Prozent und Biomassekosten von 80 Euro/t (Holz, 35 Prozent Feuchte) bzw. 85 Euro/t (Stroh, 15 Prozent Feuchte) wurden die SNG-Gestehungskosten berechnet (Abb. 6). Diese liegen zwischen 73 und 124 Euro/MWh. Großanlagen weisen niedrige spezifische SNG-Kosten auf, sind in der Regel jedoch mit einer größeren Anfangsinvestition verknüpft und erfordern aufgrund des hohen Biomassebedarfs ein umfangreiches Logistikkonzept. Außerdem wird deutlich, dass die Biomassekosten einen Großteil der Gesamtkosten ausmachen. Personal- und Betriebskosten schlagen je nach Technologie unterschiedlich stark zu Buche.

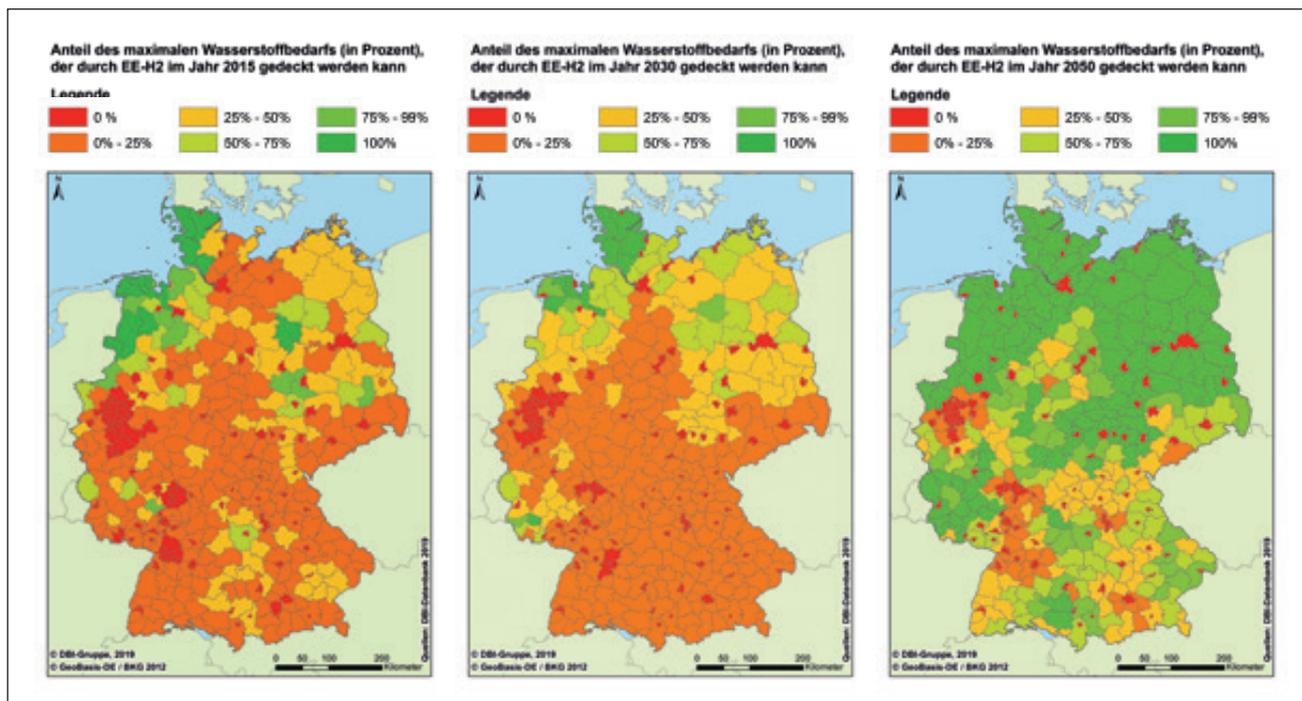


Abb. 7: Anteil des maximalen Wasserstoffbedarfs, der durch EE- H_2 gedeckt werden kann (in Prozent)

Quelle: EBF/DBI

Tabelle 3: SNG-Potenzial mit und ohne Power-to-Gas-Kopplung auf Basis lokaler Wasserstoffbereitstellung aus Überschussstrom auf Landkreisebene sowie das SNG-Gesamtpotenzial

SNG-Potential in Mrd. m ³ i. N.	Basisjahr		
	2015	2030	2050
Nachhaltig und wirtschaftliches SNG-Potenzial (ohne Power-to-Gas)	9,7	9,7	9,7
Durch Power-to-Gas zusätzlich erzeugbare Methanmenge	2,6	2,4	7,7
SNG-Gesamtpotenzial	12,3	12,1	17,4

Quelle: EB/DBI

Für Prozesskette 4 wurden prognostizierte Investitionskosten der HTEL für das Jahr 2030 von 500 Euro/kW sowie der börsengehandelte Strompreis im Jahr 2017 mit reduzierten Abgaben von 44,5 Euro/MWh zugrunde gelegt [15]. Die Investitionskosten der AEL in Prozesskette 3 wurden zu 920 Euro/kW angesetzt [9]. Wird Strom zur SNG-Produktion genutzt, spielt auch dessen Preis eine entscheidende Rolle für die SNG-Gestehungskosten. Für die rein Biomasse-basierte SNG-Erzeugung

könnte jedoch schon heute unterhalb des aktuellen Biomethanpreises produziert werden.

Kopplung von Vergasung und Power-to-Gas-Verfahren

Basierend auf dem theoretischen SNG-Potenzial aus Biomasse könnten durch die Kopplung mit Power-to-Gas-Verfahren zusätzlich bis zu 25,3 Mrd. m³/a Methan (CH₄) erzeugt werden. Hierfür werden jedoch 380 TWh/a¹ an elektri-

scher Energie aus EE-Quellen benötigt, was dem 1,7-fachen der deutschlandweiten Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Jahr 2017 (218 TWh) entspricht [17]. Deshalb wurden die realistischen SNG-Erzeugungspotenziale aus EE-Überschussstrom ermittelt, welche darauf basieren, dass die Jahresproduktion von EE-Strom die Nachfrage innerhalb eines Landkreises übertrifft. Es erfolgte somit eine Berechnung der in den Basisjahren zur Verfügung stehenden Wasserstoffmengen, welche in zusätzliches SNG umgewandelt werden können, sofern genügend Biomasse zur Verfügung steht. Das Biomassepotenzial wurde über die Jahre als konstant angenommen (Abb. 7). Hierzu wurde der Anteil des maximalen Wasserstoffbedarfs, welcher aus lokalem Stromüberschuss gedeckt werden kann, prozentual berechnet. Vorausgesetzt wurde, dass das lokale Bio-

¹ mit Wirkungsgrad Power-to-Gas: 80 Prozent nach [16] und Heizwert H₂: 10,8 MJ/m³ = 3 kWh/m³

eitep 1/2

massepotenzial für die SNG-Produktion (ohne Power-to-Gas) voll ausgeschöpft wurde. Die akkumulierten Potenziale der Wasserstoffbedarfsrechnung für ganz Deutschland sind in **Tabelle 3** aufgeführt. Durch die Beimischung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (EE-H₂) besteht demnach aktuell (Basisjahr 2015) ein zusätzliches Potenzial von 2,6 Mrd. m³.

Als Vorzugsregionen ergeben sich primär die nord- und mitteldeutschen Gebiete und ab 2050 der südwestliche Teil Deutschlands (Schwäbische Alb). Begründet durch die hohen EE-Erzeugungsmengen, kann hier 100 Prozent des Bedarfs bereitgestellt werden.

Ausblick

Mit einem SNG-Potenzial von 9,7 Mrd. m³/a könnten bereits heute 10 Prozent der Erdgasnachfrage gedeckt werden. Dies entspricht in etwa dem Potenzial fermentativ umgewandelter Biomasse von 10,3 Mrd. m³/a. Durch Kombination mit Power-to-Gas-Verfahren kann die Methanausbeute der Biomassevergasung erheblich gesteigert werden. Legt man die prognostizierten Stromüberschüsse zugrunde, könnten im Jahr 2050 weitere 7,7 Mrd. m³/a produziert werden. Aus Sicht der Elektrollyse-technologien sind deutliche Kostenreduktionen zu erwarten – somit könnten insbesondere Anlagen, welche auf der effizienten Kopplung von Vergasung und HTEL basieren, zu einer wirtschaftlichen und ressourcenschonenden SNG-Produktion in Deutschland führen. Bereits heute lässt sich durch Biomassevergasung regeneratives Erdgas-Substitut zu Kosten produzieren, die unterhalb des aktuellen Biomethanpreises liegen.

Neben der bereits etablierten Biogasproduktion aus fermentativ umgewandelter Biomasse ist die thermochemische Konversion holzartiger Reststoffe nicht nur technisch, sondern bei passenden politischen Rahmenbedingungen auch ökonomisch sinnvoll. Würde CNG aus regenerativen Quellen beispielsweise bei der Berechnung des

Flottenverbrauchs berücksichtigt, so könnte die Biomassevergasung wirtschaftlich betrieben werden und zur Defossilierung der deutschen Energieversorgung beitragen. Um die Technologie am Markt zu etablieren, empfiehlt es sich, zeitnah entsprechende Demonstrationsanlagen an geeigneten Standorten zu errichten.

Danksagung

Die Autoren danken dem DVGW für die finanzielle Förderung zur Durchführung der Studie. Der Abschlussbericht des Projektes ist unter dem Förderkennzeichen G 201711 auf der Webseite des DVGW für Mitgliedsunternehmen verfügbar. ■

Literatur

- [1] Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren, 3. Aufl., Heidelberg 2016.
- [2] Schildhauer, T. J., Biollaz, S. M.: Synthetic natural gas from coal, dry biomass, and power-to-gas applications, Hoboken 2016.
- [3] Köppel, W., Bajohr, S., Graf, F., Reimert, R.: SNG aus Biomasse – Verfahrenstechnische Grundlagen und Herausforderungen, in: GWF Gas Erdgas 148 (2007).
- [4] Graf, F., Bajohr, S.: Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse, in: DVGW energie I wasser-praxis, Ausgabe 4/2009, S. 10–16.
- [5] Schmid, M., Beirrow, M., Schweitzer, D., Waizmann, G., Spörl, R., Scheffknecht, G.: Product gas composition for steam-oxygen fluidized bed gasification of dried sewage sludge, straw pellets and wood pellets and the influence of limestone as bed material, in: Biomass and Bioenergy 117 (2018) 71–77.
- [6] Thunman, H., Seemann, M., Berdugo Vilches, T., Maric, J., Pallares, D., Ström, H., Berndes, G., Knutsson, P., Larsson, A., Breitholtz, C., Santos, O.: Advanced biofuel production via gasification – lessons learned from 200 man-years of research activity with Chalmers' research gasifier and the GoBiGas demonstration plant, Energy Sci Eng 6 (2018) 6–34.
- [7] Eberhard, M., Santo, U., Böning, D., Schmid, H., Michelfelder, B., Zimmerlin, B., Günther, A., Weigand, P., Müller-Hagedorn, M., Stapf, D., Kolb, T.: Der bioliq®-Flugstromvergaser – ein Baustein der Energiewende, in: Chemie Ingenieur Technik 90 (2018), S. 85–98.
- [8] Billing, E.: Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse, 2016.
- [9] Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., Kiemel, S., Miede, R., Wahren, S., Zimmermann, F.: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Studie IndWEDe, 2018.
- [10] Anghilante, R., Müller, C., Schmid, M., Colomar, D., Ortloff, F., Spörl, R., Brisse, A., Graf, F.: Innovative power-to-gas plant concepts for upgrading of gasification bio-syngas through steam electrolysis and catalytic methanation, in: Energy Conversion and Management 183 (2019) 462–473.
- [11] Linke, G., Gröschl, F.: Gas-Strategie für Deutschland, 2017.
- [12] Stucki, S., Waser, A.: Holz – ein wandlungsfähiger Energieträger, online unter www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/energie/wsl_wandlungsfaeihiger_energetraeger/index_DE, abgerufen am 28. März 2018.

- [13] Eltrop, L.: Leitfaden feste Biobrennstoffe: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich, 4. Auflage, Gülzow-Prüzen 2014.
- [14] Held, J., Olofsson, J.: LignoSys: System study of small scale thermochemical conversion of lignocellulosic feedstock to biomethane.
- [15] Ahnis, E., Wehling, A., Köppel, W., Sterner, M., Lucke, N.: Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengestützten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens: „SMARAGD“, 2018.
- [16] Deutsche Energie-Agentur: Systemlösung Power to Gas.: Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife, 2015.
- [17] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen, online unter www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen, abgerufen am 25. April 2018.

Die Autoren

Christian Müller ist Projektingenieur in der Gruppe „Verfahrenstechnik“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) in Karlsruhe.

Dr. Frank Graf leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) in Karlsruhe.

Florian Lehnert ist Projektbearbeiter bei der DBI Gas - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg.

Ronny Erler ist Fachgebietsleiter (FG Energieversorgungssysteme) bei der DBI Gas - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg.

Kontakt:

Christian Müller
 DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)
 Engler-Bunte-Ring 1
 76131 Karlsruhe
 Tel.: 0721 608-41271
 E-Mail: mueller@dvgw-ebi.de
 Internet: www.dvgw-ebi.de