Dossier

Ist-Stand der Biomethannutzung

Kosten – Klimawirkungen – Verwertungswege

KWK aus Biogas, Biomethan und Erdgas im Vergleich

November 2014

Universität Rostock Traditio et Innovatio

DBFZ

ifeu

Institut für Biogas Kreislaufwirtschaft & Energie Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

VAFB Thüringen e.V.

Fraunhofer IWES

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Ein Projekt im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Ein Produkt des Projektes „Perspektiven der Biogas-einspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Dieses Dossier fasst wesentliche Erkenntnisse aus Experten-Fachgesprächen im oben benannten Vorhaben zusammen. Die Erkenntnisse basieren auf publizierten Fakten und Berechnungen als auch auf durch das Projektkonsortium gemeinsam getragenen Expertenmeinungen. Wissensstand ist Anfang 2014. Alle Aussagen sind auf den Zeitraum 2013 – 2020 bezogen. Es wird vorwiegend die Nutzung von Biomethan im heutigen Energiesystem analysiert. Auf die in der Literatur sehr gut beschriebene Produktionskette von Biomethan wird nicht detailliert eingegangen.

Autoren:

Frank Scholwin (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie)

Johan Grope (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Universität Rostock)

Andrea Schüch (Universität Rostock)

Jaqueline Daniel-Gromke (Deutsches Biomasseforschungs-zentrum)

Michael Beil (Fraunhofer IWES)

Uwe Holzhammer (Fraunhofer IWES)

Koordination:

Frank Scholwin & Johan Grope

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Henßstr. 9, 99423 Weimar

03643 - 7 40 23 64

info@biogasundenergie.de

www.biogasundenergie.de

Andrea Schüch

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

0381 - 498 3401

asw@uni-rostock.de

www.auf-aw.uni-rostock.de

Abkürzungen

Um sowohl eine einheitliche Verwendung von Bezugsgrößen sicherzustellen als auch sicherzustellen, dass die für den Leser üblichen Einheiten verwendet werden, werden alle Angaben zu Potenzialen und Energiemengen in verschiedenen Einheiten jeweils in einer Fußnote angegeben:

- **TWh_{Hs}** – Haupteinheit für die Beschreibung von Energiemengen bezogen auf Biogas oder Biomethan. Der Index Hs stellt den Bezug auf den Brennwert dar.
- **m^3_{CH4}** – Das der Energiemenge entsprechende Methan z.B. in Biogas oder in Biomethan.
- **$ha_{Nawaro,Äq}$** – Die der Energiemenge entsprechende Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe, wenn die Energiemenge vollständig aus nachwachsenden Rohstoffen produziert werden würde.
- **TWh_{el}** – Die aus der Energiemenge des Gases produzierbare Menge elektrischer Energie in einem modernen Blockheizkraftwerk.
- **Bemessungsleistung (BL)** – Eine Jahresdurchschnittsleistung als Leistungsäquivalent (elektrisch), welche sich aus der real im Jahr produzierten Strommenge dividiert durch die Stunden des Jahres (8.760 Stunden) ergibt. Sie entspricht einer theoretischen Leistung, als wäre die jährliche Strommenge unter ganzjährigem Volllastbetrieb, ohne Wartungsarbeiten, technischen Restriktionen und flexibler Betriebsweise erzeugt worden.
- **Installierte Leistung** – die tatsächlich installierte elektrische Anlagenleistung am Anlagenstandort. Sie entspricht im Grunde der Herstellerangabe zur installierten Leistung der gesamten Anlagen am Anlagenstandort. Dabei wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass diese Leistung aufgrund der Flexibilisierung des Anlagenbestandes in etwa beim Doppelten der heute installierten Leistung liegt.[1]

Einheiten und Bezüge

BHKW	Blockheizkraftwerk
BL	Bemessungsleistung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GuD	Gas und Dampf-Kombikraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
VOV	Vor-Ort-Verstromung

Die folgende Tabelle stellt die verschiedenen Einheiten gegenüber. Zusätzlich wird zum Vergleich die auch für die Biogasmenge gebräuchliche und auf den Heizwert bezogene Einheit TWh_{Hi}/a dargestellt.

Umrechnungstabelle für die in dieser Publikation genutzten Energieeinheiten

TWh_{Hi} Biogas →	1,0	0,9	10,8	41,3	2,5	21,9	8,8	MWh_{Hi} Biogas
TWh_{Hs}	1,1	1,0	12,0	45,7	2,8	24,2	9,7	MWh_{Hs}
Mrd. m^3_{CH4}	0,09	0,08	1,00	3,82	0,23	→ 2,02	0,81 →	Mio. m^3_{CH4}
1000 $ha_{Nawaro,Äq}$ ←	24 ←	22	262	1000	60	530	212	$ha_{Nawaro,Äq}$
Twh_{el}	0,40	0,36	4,33	16,53	1,00	8,76	3,50	Mwh_{el}
Bemessungsleistung in MW_{el}	46	41	495	1887	114	1000 ←	400 →	Bemessungsleistung in kW_{el}
Installierte Leistung in MW_{el}	114	103	1236	4718	285	2500	1000	Installierte Leistung in kW_{el}

Zur Erleichterung der Nutzung der Tabelle wurden mit den Pfeilen zwei Nutzungsbeispiele veranschaulicht. Auf der rechten und der linken Seite werden die Einheiten in verschiedenen Dimensionen dargestellt. Zeitbezug ist soweit erforderlich ein Jahr.
Beispiel links: Die Bereitstellung von 1,0 TWh Biogas (Brennwert) erfordert eine äquivalente Anbaufläche für Nawaro von 24.000 ha.
Beispiel rechts: 1.000 kW elektrische Bemessungsleistung erfordern eine jährliche Methanmenge von 2,02 Mio m³.

[1] Im Folgenden wird ausgehend von der Bemessungsleistung stets eine um den Faktor 2,5 höhere installierte Leistung ausgewiesen. Dies entspricht ungefähr einer Verdoppelung der installierten Anlagenleistung aktuell (da die Anlagen im Schnitt ca. 7.000 Vollbenutzungsstunden vorweisen) und ist als Größe für den bis 2020 geschätzten möglichen Flexibilisierungsgrad als Durchschnitt des gesamten Biogas- und Biomethananlagenbestands zu sehen. Für manche Anlagen wird eine niedrigere Flexibilisierung erwartet, da diese Aufgrund der Vor-Ort-Gegebenheiten z.T. keine Verdopplung der Leistung realisieren können. Andere wiederum (insbesondere Biomethan) weisen im Portfolio eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden auf. Daher scheint eine Verdoppelung der heute typischerweise installierten Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung als angemessen.

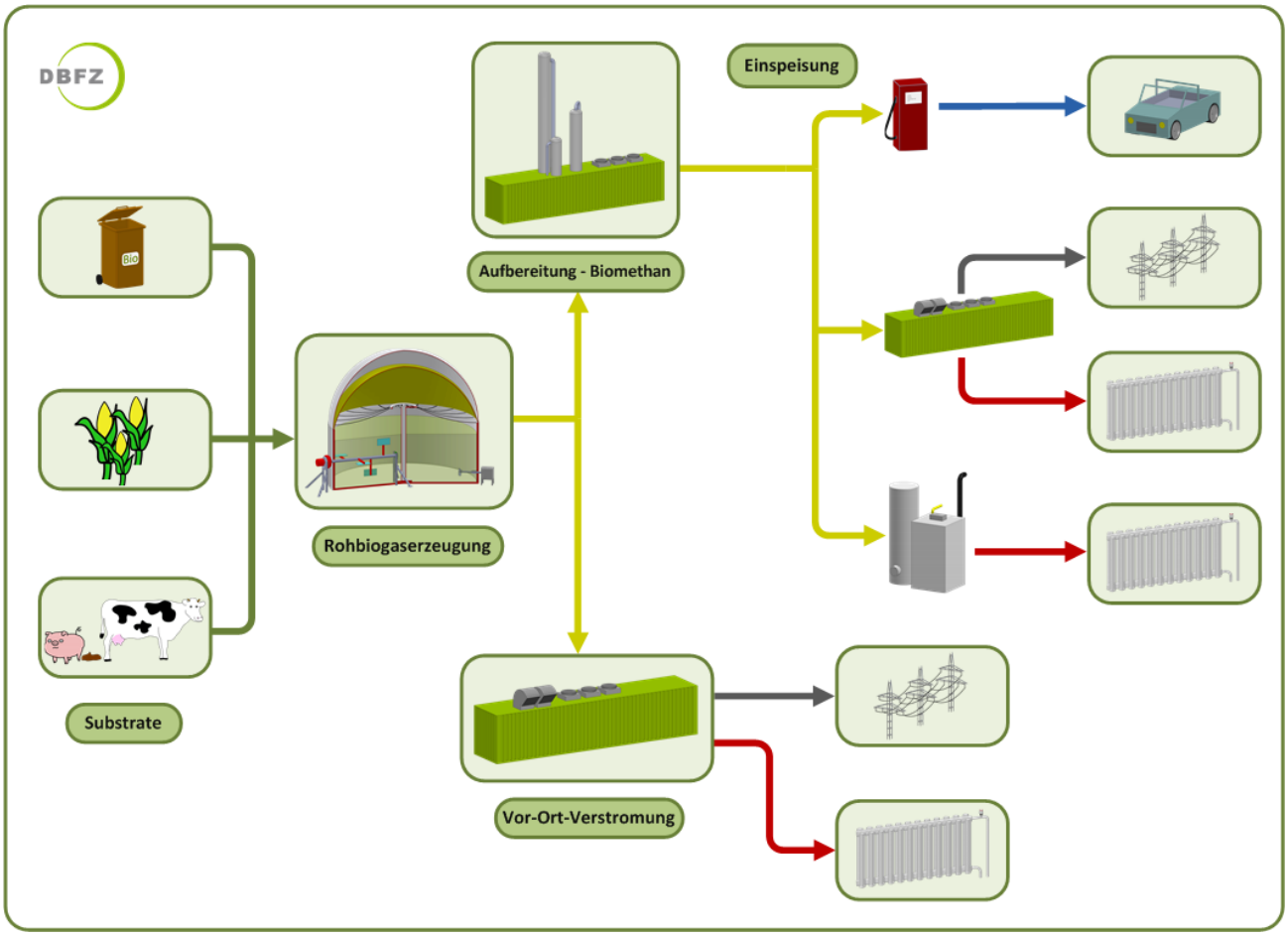
Biomethan im Diskurs

Wenn Biogas so aufbereitet wird, dass es in das Erdgasnetz eingespeist bzw. in allen Erdgasanwendungen eingesetzt werden kann, spricht man von Biomethan. Biomethan wird in Deutschland seit ca. 2006 produziert. Von den insgesamt ca. 45 TWh_{Hs}[2] Biogas, die 2012 in Deutschland produziert wurden, wurden ca. 4,1 TWh_{Hs}[3] zu Biomethan aufbereitet. Dies entspricht ca. 0,5 % des in Deutschland verwendeten Erdgases. Es bestehen Ausbaupotenziale, um bestehende Biogasanlagen für die Biomethanbereitstellung umzurüsten bzw. um neue Anlagen zu errichten.

Biomethan wird in Deutschland fast ausschließlich in das Erdgasnetz eingespeist. Die Nutzung erfolgt weitestgehend in hocheffizienten Blockheizkraftwerken (BHKW) für die Produktion von Strom und Wärme. Damit wird bei geringsten Verlusten Strom und Wärme aus fossilen Energieträgern substituiert. Biomethan-BHKW sind aufgrund der Speicherbarkeit des Biomethans im Erdgasnetz in der Lage, Systemdienstleistungen im Stromnetz zu erbringen und bedarfsgerecht Strom bereitzustellen.

Damit wird die Transformation des Energiesystems von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern unterstützt. Ein Teil des Biomethans wird als Kraftstoff vermarktet oder direkt durch Endkunden zur reinen Wärmebereitstellung verwendet. Unabhängig vom Verwertungspfad werden fossile Energieträger substituiert und Klimagasemissionen reduziert. Biomethananlagen sind in der Regel größer als klassische Biogasanlagen und werden sehr professionell betrieben. Die Akteure kommen dabei eher selten allein aus der Landwirtschaft. Da die Anlagen meist mit Investitionskosten von 10 Mio. € und mehr verbunden sind, sind Partnerschaften mit Investoren und Energieversorgern die Regel. Mehr als 80 % des Biomethans wird aus nachwachsenden Rohstoffen, darunter vorwiegend Mais, produziert. Für typische Biomethananlagen ist ein Flächenbedarf für die Substratversorgung von 1.200 ha als durchschnittlich anzusehen.

Die Biomethanproduktion und -nutzung wird insbesondere durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Gasnetzzugangsverordnung gefördert. Die mit der Biomethannutzung verbundenen hohen Förderbedarfe sind in der kritischen Diskussion. Vor diesem Hintergrund soll dieses Dossier dazu beitragen, für aktuelle Fragestellungen fundierte und begründete Grundlagen zu liefern.



[2] entspricht 4,62 Mrd. m^3_{CH4}; 20 TWh_{el}; 1,2 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$
[3] entspricht 0,42 Mrd. m^3_{CH4}; 1,8 TWh_{el}; 0,11 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$

Biomethannutzung - Status

Biomethan wird heute vielfältig genutzt: weit überwiegend zur Stromerzeugung in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), als Kraftstoff sowie zur Wärmebereitstellung.

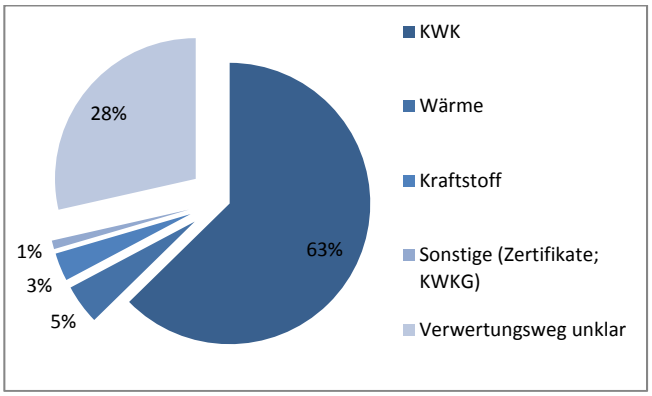


Abbildung 1: Biomethanverwendung in Deutschland[4]

Der größte Teil des Biomethans wird heute (Stand: Ende 2013) in KWK verwendet, wobei die Bemessungsleistung rund 280 MW_{el} beträgt.[5] Es werden BHKW mit hohen elektrischen Wirkungsgraden von häufig mehr als 40 % eingesetzt, überwiegend im Leistungsbereich von 150 bis 500 kW_{el}. Jährlich werden ca. 1,5 TWh_{el}[6] Strom und 1,6 TWh_{th} Wärme in Biomethan-KWK produziert.[4]

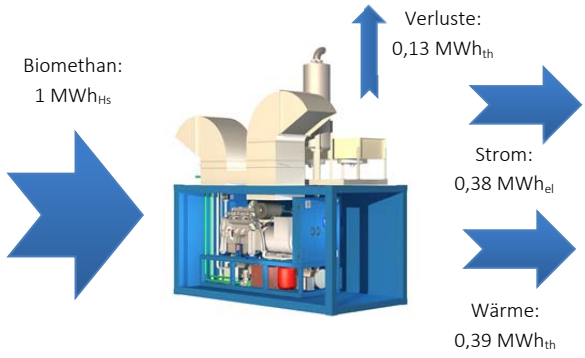


Abbildung 2: Energieumwandlung in einem Blockheizkraftwerk [7]

Biomethan im Kraftstoffsektor ist ein Nischenprodukt und wird zum überwiegenden Teil aus Reststoffen bereitgestellt. Die reine Wärmebereitstellung aus Biomethan hat mit derzeit 5% den kleinsten Anteil an den drei Verwertungswegen (Abbildung 1).

Der wesentliche Anteil des heute produzierten Biomethans wird sehr effizient zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung genutzt. Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung erfüllt beide Energiewendeziele: Energieeffizienz und Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die ökonomischen und umweltrelevanten Effekte der drei Nutzungswege KWK – Kraftstoff – Wärme unterscheiden sich sehr stark.

Der wichtigste umweltrelevante Effekt der Biomethannutzung ist die Einsparung klimarelevanter Treibhausgase (THG).

Die Treibhausgasemissionen von Biomethan werden von der verwendeten Biomasse (Abfälle/Reststoffe oder Energiepflanzen) und dem Aufwand zur Biogasbereitstellung und -aufbereitung bestimmt. Des Weiteren hängt der tatsächliche Klimaschutzbeitrag von Biomethan von der Frage ab, ob Kohlestrom, fossiler Kraftstoff oder lediglich Erdgas ersetzt wird. Entscheidend für die Evaluierung der THG-Einsparungen in den Biomethannutzungspfaden ist also die Wahl des Referenzpfades. Während in den letzten Jahren die Klimagasbilanz von Biomethan umfassend wissenschaftlich evaluiert wurde, fehlt eine analoge, unabhängige und valide Bewertung fossiler Referenzpfade. Abhängig von der fossilen Referenz fallen die THG-Einsparungen im Vergleich unterschiedlich aus (Tabelle 1).

Perspektivisch wird sich die mögliche THG-Einsparung vor allem durch die Transformation des Energiesystems verändern. In Abhängigkeit der Rolle von Biogas und Biomethan im Energiesystem muss die Referenztechnologie für die THG-Bilanz angepasst werden. Dies hat einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der anzunehmenden THG-Einsparung. In einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem wird wie für alle erneuerbaren Energien auch für Biomethan aus Energiepflanzen die THG-Einsparung abnehmen. Dagegen kann der Klimaschutzbeitrag durch technologische Effizienzsteigerungen bei der Produktion des Biomethans erhöht werden. Dies gilt vor allem für die Senkung des Eigenenergiebedarfes sowie für die Steigerung der biologisch bedingten Biogasausbeute. Mit weiter steigenden Anteilen erneuerbaren Stroms nimmt die Verwendungspriorität zur Stromerzeugung ab. Dies ist allerdings nicht direkt an den Anteil erneuerbarer Energien gekoppelt. Es wird davon ausgegangen, dass noch über einen langen Zeitraum fossile (Grenz-)Kraftwerke existieren werden, die substituiert werden müssen.

[4] Lt. DENA-Branchenbarometer 2/2013 mit Stand 11/2013, Vorhersagen für 2014 laut Akteurs-Umfrage, ohne ins Ausland verkauftes Biomethan und Zwischenspeicherung

[5] unter der Annahme, dass 80 % der produzierten Biomethanmengen in KWK genutzt wird (2013); Stromkennzahl 0,91, Jahresnutzungsgrad 32,9 %, (nach Absprache mit AGEE-Stat, 2013)

[6] entspricht 3,16 TWh_{Hs}; 0,32 Mrd. m^3_{CH4}; 85.000 $ha_{Nawaro,Äq.}$

[7] unter folgenden Annahmen: Umrechnung Hs/Hi = 1,107; η_{el} = 42%, η_{th} = 43 %, Bildquelle: Norddeutsche Energiesysteme GmbH

Damit wird die Verwendungspriorität in Bezug auf die Einsparung von THG-Emissionen wahrscheinlich weiterhin bei der KWK liegen.

Tabelle 1: Abschätzung der Treibhausgaseinsparungen durch die Nutzung von Biomethan in den Verwertungspfaden KWK, Kraftstoff und Wärme [8]

Verwertung	Rohstoff	THG-Einsparung
KWK	Abfall-/ Reststoff	60 - 90 %
	Energiepflanzen	50 - 70 %
Kraftstoff	Abfall-/ Reststoff	35 - 80 %
	Energiepflanzen	35 - 50 %
Wärme	Abfall-/ Reststoff	40 - 70 %
	Energiepflanzen	30 - 40 %

Die Nutzung von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen führt richtungssicher heute und auch in der nächsten Dekade zu den höchsten Klimagaseinsparungen.

Von der ökonomischen Seite betrachtet sind die Biomethanbereitstellungskosten abhängig von der eingesetzten Biomasse und der Größe der Biomethan-produktionsanlage. Biomethan aus Energiepflanzen kostet frei Gasnetz[9] in der Regel 7 bis 8 ct/kWh$_{Hs}$ und ist damit im Allgemeinen um ca. 1 bis 3 ct/kWh$_{Hs}$ teurer als Biomethan aus Abfall- und Reststoffen. Die Kosten der Biomethan-produktion aus tierischen Exkrementen und anderen Reststoffen (z.B. Landschaftspflegematerial, Straßenbegleit-grün) können höher liegen, als die für die Biomethan-erzeugung aus herkömmlichen Energiepflanzen (entsprechend der Einsatzstoffklasse I im EEG 2012). Die KWK-Stromerzeugung aus Biomethan wird über das zwischen dem 1.1.2012 und dem 31.7.2014 gültigem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit 6,0 bis 25,3 ct/kWh$_{el}$ vergütet. Die Vergütung für eine typische Biomethanverstromung betrug demnach ca. 22 ct/kWh$_{el}$.[10] Zusätzliche Erlöse erzielen Biomethan-BHKW durch den Verkauf der Wärme (i.d.R. zwischen 3 und 5 ct/kWh$_{th}$) und ggf. durch die Direktvermarktung des Stroms und die flexible Strombereitstellung (Flexibilitätsprämie im EEG).

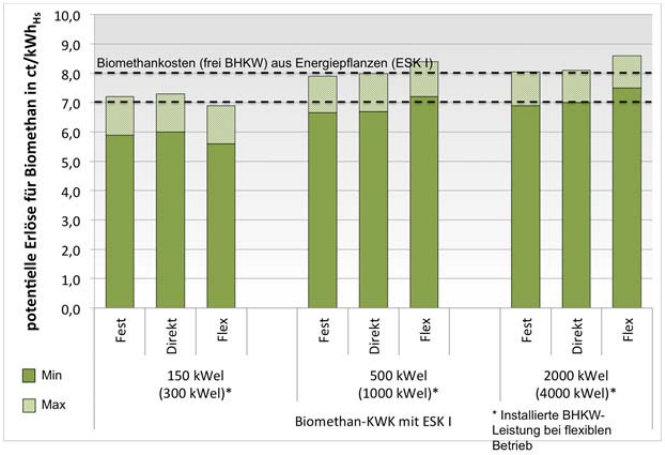


Abbildung 3: Kosten und Erlöse für Biomethan bei Verwertung in KWK im Vergleich[11]

Im Kraftstoffbereich ist bei der Verwertung von Biomethan aus Energiepflanzen mit Erlösen von 4 bis 6 ct/kWh$_{Hs}$ zu rechnen. Über das sogenannte Double-Counting[12] können für Biomethan aus Reststoffen bei dessen Verwertung als Kraftstoff Erlöse zwischen 5 und 8 ct/kWh$_{Hs}$ erzielt werden. Unter ökonomischen Gesichtspunkten ist es damit vergleichsweise attraktiv, Biomethan aus Reststoffen als Kraftstoff zu verwerten. Im Wärmebereich wird Biomethan als Beimischprodukt zu Erdgas zu durchschnittlich 13 ct/kWh$_{Hs}$ angeboten und ist damit deutlich höher-preisiger als reines Erdgas.[13] Der Absatz in diesem Segment hängt von der Bereitschaft der Kunden ab, den Aufpreis für das grüne Produkt zu zahlen. Um dies möglichst kostengünstig anbieten zu können, wird auch hier bevorzugt vergleichsweise günstiges Reststoffbiomethan angeboten.

[8] Typische fossile Referenzen sind für KWK der Marginalstrom (Kohle, Erdgas), für Kraftstoff der Komparator der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (83,8 g CO_2-Äq/MJ), für Wärme die Wärme aus Erdgas.

[9] Es entstehen zusätzliche Kosten für den Transport im Gasnetz, die Bilanzierung, den Handel und die Nachweisführung spezieller Gaseigenschaften. Diese sind stark abhängig vom Ausspeisepunkt und für die Verwertung in KWK im Mittel ca. bei 0,7 ct/kWh$_{Hs}$ und entsprechen damit den vermiedenen Netznutzungsentgelt, welches dem Transporteur von Biomethan erstattet wird.

[10] Die Höhe der EEG-Vergütung für Strom aus Biomethan hängt von der Größe des BHKW, den eingesetzten Substraten und der Größe der Biomethanproduktionsanlage ab. Ein in 2012 in Betrieb genommenes BHKW mit 500 kW$_{el}$ installierter Leistung und 5.000 Vbh (Bemessungsleistung: 285 kW$_{el}$), in dem Biomethan aus Einsatzstoffen der Klasse I und einer Biomethananlage < 700 m^3/h verstromt wird, erhält z.B. 22,13 ct/kWh$_{el}$.

[11] Basierend auf FNR (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung, http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf; Darstellung ausschließlich für Biomethan aus ESK I, da 97 % des in KWK eingesetzten Biomethans laut Auswertung des Biogasregisters der Dena aus Substraten der ESK I stammt; Fest = EEG-Festvergütung, Direkt = Direktvermarktung, Flex = flexibler Betrieb mit eine Zusatzkapazität von 100 % und Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie

[12] Biomethan kann bei dessen Verwertung als Kraftstoff von der Mineralölsteuer für Erdgas befreit werden oder zur Erfüllung der Biokraftstoffquote genutzt werden. Handelt es sich um Biomethan aus gewissen Abfall- und Reststoffen, kann dieses zweifach auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden (Double-Counting). Die Erlöse durch die Anrechnung auf die Biokraftstoffquote sind abhängig von den Marktpreisen der Quote und schwanken sehr.

[13] Ergebnis einer Auswertung von 15 Biomethanbeimischprodukten durch das DBFZ in 2012

Die EEG-Vergütung für Strom aus Biomethan ermöglichte bis zur EEG-Novelle 2014 unter günstigen Rahmenbedingungen, Biomethan im mittleren KWK-Leistungsbereich (Bemessungsleistung 300 bis 2000 kW_{el}) betriebswirtschaftlich einzusetzen. Biomethan aus Abfall- und Reststoffen wird aufgrund der durch gesetzliche Rahmen-bedingungen bedingten Kosten-/Erlössituation bevorzugt im Kraftstoff- und Wärmebereich eingesetzt.

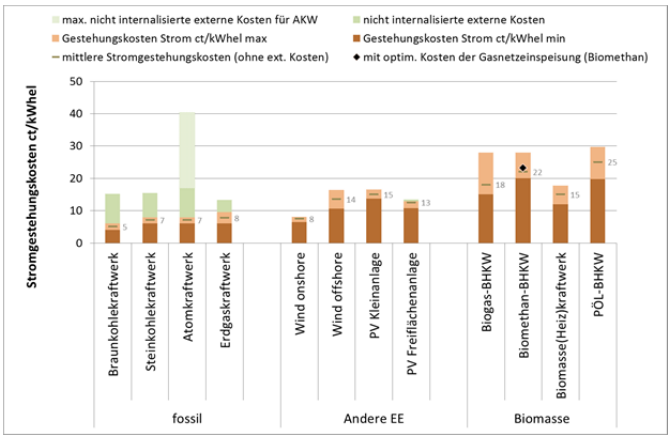


Abbildung 4: Stromgestehungskosten im Vergleich[16]

Der Ausbau erneuerbarer Energien zeigt volkswirtschaftlich betrachtet eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz, auch wenn die Nettoerzeugungskosten heute im Vergleich zu den fossilen Varianten meist noch höher sind.[14] Wenn es um die Darstellung der Kosten des EE-Ausbaus geht, ist der Kostenunterschied – also die Differenzkosten zwischen einem EE-Ausbauszenario und einer fossil-nuklearen Stromversorgung von Bedeutung.[15] Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei den fossilen Kraftwerken häufig die Investitionen in den Kraftwerkspark durch steuerlich finanzierte Investitionszuschüsse anteilig vom Steuerzahler getragen werden. Diese Subventionen sind in den Stromgestehungskosten nicht berücksichtigt. Zudem verursachen fossile Energieträger mit Blick auf die Umweltschäden sogenannte externe Kosten. Die externen Umweltkosten, die von der Gesellschaft zu tragen sind, fallen bei der heutigen Stromerzeugung insbesondere in Form von klimawandelbedingten Schäden und anderen Umweltbelastungen (u.a. Luft) an (FÖS 2013). Die Höhe der externen Kosten für die Umweltschäden wird in verschiedenen Studien untersucht, kann jedoch nicht eindeutig beziffert werden. Das Umweltbundesamt (UBA) nimmt für den Ausstoß von CO_2 kurzfristige Klimaschadenskosten in Höhe von 80 Euro/t CO_2 an (Umweltbundesamt, 2012).

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei den bislang noch nicht umfassend dargestellten zusätzlichen „Integrationskosten“, die durch die starke Fluktuation der Produktion des EE-Stroms entstehen. Diese Kosten beinhalten neben den Netzkosten insbesondere Kosten für Back-up-Kapazitäten, Speicher, Überproduktion und Lastausgleichskosten (FÖS 2013).

Perspektivisch kann die Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Vergleich zu den fossilen Energieträgern zunehmend kostengünstiger bereitgestellt werden. Für die energetische Nutzung von Biomasse sind im Vergleich zu anderen EE jedoch nur begrenzt Potenziale zur Kostensenkung gegeben. Allerdings liefert die energetische Nutzung von Biomethan als Teil der energetischen Biomassenutzung eine Reihe von Mehrwerten, die auf den folgenden Seiten weiter ausgeführt werden. Die Kosten der fossilen Strombereitstellung werden aufgrund der begrenzten Rohstoffverfügbarkeit dagegen stetig steigen (vgl. Abbildung 5).

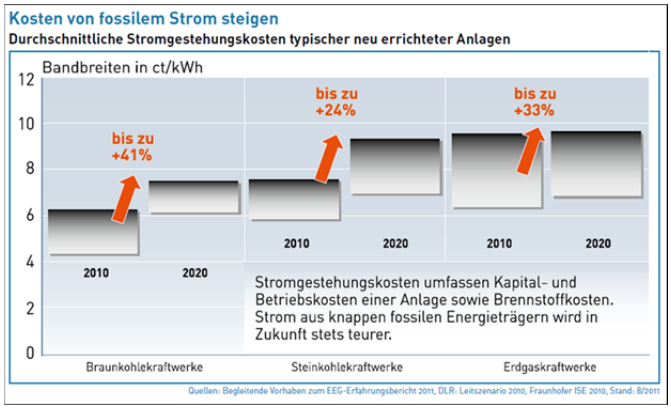


Abbildung 5: Durchschnittliche Stromgestehungskosten typischer neu errichteter fossiler Kraftwerke 2010 und 2020[17]

[14] In Deutschland wird der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Hilfe der EEG-Umlage finanziert, die von den Stromverbrauchern (mit Ausnahme der davon befreiten Verbraucher) zu zahlen ist. Diese ist in den letzten Jahren stetig gestiegen, wofür neben den reinen Erzeugungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien eine Reihe von Effekten verantwortlich sind, die hier nicht weiter erläutert werden können. Für die meisten der erneuerbaren Energien sind aber die Erzeugungskosten in den letzten Jahren deutlich gesunken.

[15] FÖS 2013, Was uns die Energiewende wirklich kostet?

[16] Quellen: AEE 2011, Kosten und Preise für Strom - Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich; ISE 2012, Studie –Stromgestehungskosten, Erneuerbare Energien, Mai 2012; DBFZ-Datenbasis aus EEG Erfahrungsbericht 2011, EEG Erfahrungsbericht 2013; Urban (Hrsg.) Gasnetze der Zukunft, 2010

[17] AEE 2011, Kosten und Preise für Strom - Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich

Auf den ersten Blick sind die Stromgestehungskosten aus Biomethan vergleichsweise hoch. Unter Berücksichtigung von externen Umweltkosten für Strom aus fossilen Brennstoffen und den Mehrwerten der dezentralen und flexiblen Strombereitstellung aus Biomethan, ist dies deutlich zu relativieren.

Die beiden Dimensionen Kosten und Klimaschutz lassen sich durch die THG-Vermeidungskosten zu einer Bewertungsgröße zusammenführen. Die mit der Biomethannutzung verbundenen THG-Vermeidungskosten liegen im oberen Mittelfeld der Bioenergieoptionen und oberhalb von Wind- und Solarenergie (siehe Abbildung 6).

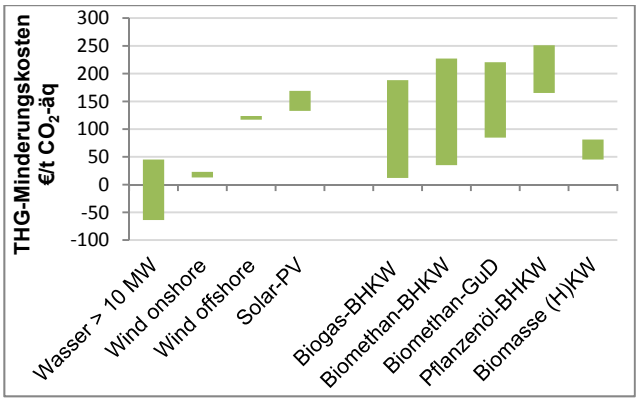


Abbildung 6: THG-Vermeidungskosten verschiedener Bioenergiepfade im Vergleich zu anderen EE [18]

Die Transformation des Energiesystems wird nicht allein auf der Basis von reinen Kostenerwägungen realisiert werden können. Eine Einordnung von Biomethan in die Optionen der Energiebereitstellung erfordert auch die Betrachtung von Beiträgen, die zu einem zusätzlichen Mehrwert für die Transformation des Energiesystems führen. Die flexible Energiebereitstellung aus Biogas/Biomethan liefert verschiedene Mehrwerte zur Transformation des Energiesystems, die zu großen Teilen durch alternative Energiebereitstellungsoptionen nicht geleistet werden können. Im Detail sind diese im ebenfalls im Rahmen dieses Vorhabens veröffentlichtem Dossier zum Thema „Beitrag von Biomethan im Energiesystem“ dargestellt.

[18] Quellen: Für THG-Vermeidungskosten aus Biogas, Biomethan, Pflanzenöl und feste Biomasse: Müller-Langer 2008, „Technische und ökonomische Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden“; Für die THG-Vermeidungskosten anderen EE-Optionen und fossiler Energien: GEMIS (Version 4.81), AEE 2011, „Kosten und Preise für Strom - Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich“ und ISE 2012, Studie –Stromgestehungskosten, Erneuerbare Energien, Mai 2012

Biogas – vor Ort nutzen oder aufbereiten & einspeisen?

Die Kraft-Wärme-Kopplung aus Biogas ist v.a. dann sinnvoll, wenn die bei der Stromproduktion anfallende Abwärme sinnvoll genutzt wird und fossile Energieträger zur Wärmeversorgung ersetzt werden. Die Biogasproduktion erfolgt aber in der Regel im ländlichen Raum in exponierter Lage, wo die vollständige Wärmeabnahme die Ausnahme darstellt. Durch die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz, kann dies hingegen an Standorten mit einem hohem Wärmebedarf gezielt in BHKW-Anlagen verwendet werden. Eine vollständige Nutzung der gleichzeitig produzierten Wärme ist zum Erhalt der EEG-Vergütung für Strom aus Biomethan verpflichtend und betriebswirtschaftlich notwendig.

Tabelle 2: Charakteristik von typischen Biogas-VOV-Anlagen und Biomethananlagen im Vergleich

	Biogas-VOV-Anlagen	Biomethananlagen
Gas-verwendung	zur Strom- und Wärmeerzeugung am Ort der Erzeugung	als Kraftstoff oder zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung in beliebiger Menge an beliebigem Ort und Zeit
Wärme-nutzung	seit EEG 2012 mind. 35 % **,***	EEG-Vergütung nur für KWK-Strom, d.h. 100 %
typische Anlagen-größe*	Bemessungsleistung 400 kW_{el} (Äquivalent: 200 m^3 Biogas/h)	Bemessungsleistungs-äquivalent: 2.300 kW_{el} (700 m^3 Biomethan/h) [1]
Substrat-einsatz****	- 49% NawaRo - 43% Exkremente - 7% Bioabfälle - 1% ind. Reststoffe	- 86% NawaRo - 6% Exkremente - 6% Bioabfälle - 2% ind. Reststoffe
Biomasse-menge	z.B. 7.000 t/a Mais + 5.500 t/a Exkremente	z.B. 52.000 t/a Mais und Roggen-Ganzpflanzen + 5.500 t/a Exkremente
Substrat-anbaufläche	z.B. 150 ha	z.B. 1.200 ha
beteiligte Akteure	i.d.R. Landwirte	Landwirte übernehmen i.d.R. die Biomasse- bzw. Biogasproduktion. Den Rest übernehmen EVU etc., die über das entspr. Know-How verfügen.

* bezieht sich auf die Biomethanproduktionsanlage, BHKW-Größe kann beliebig sein (betriebswirtschaftliches Optimum für Biomethan-BHKWs ca. zwischen 500 und 1000 kW_{el} BL)

** nach Abzug des Eigenwärmebedarfs

*** mit Ausnahme der VOV-Anlagen, die den Strom direkt vermarkten, dann ist die Wärmenutzungsverpflichtung aufgehoben (bei Biomethan gilt Wärmenutzungsverpflichtung auch bei Direktvermarktung)

**** Durchschnittswerte für den gesamten Anlagenbestand in 2012 bezogen auf die eingesetzten Massen

Die Biogasaufbereitung und Durchleitung durch das Erdgasnetz verursacht gegenüber der Vor-Ort-Verstromung (VOV) aber einen deutlichen Mehraufwand.

Betriebswirtschaftlich ist die Entscheidung zwischen den beiden Optionen der Biogasnutzung u.a. von den für die absetzbare Wärme erzielbaren Erlösen abhängig. Bei einer Biomethan-Verstromung müssen dabei Mehrerlöse von ca. 1 bis 3 ct. je erzeugte kWh Strom erreicht werden, um die höheren Kosten der Biogasaufbereitung und -einspeisung auszugleichen und - trotz kostenseitiger Entlastungen und zusätzlicher Vergütungen[19] - einen betriebswirtschaftlichen Vorteil gegenüber der VOV zu erzielen. [20]

Gesamtwirtschaftlich müssen die Kosten für die Biogasaufbereitung, -einspeisung und -speicherung berücksichtigt werden, die zu einem großen Teil aufgrund von Vergünstigungen in der Gasnetzzugangsverordnung über die Gasnetzentgelte umgelegt werden. Mit Rücksicht darauf betragen die Mehrkosten für die Bereitstellung von Biomethan bzw. für die Stromerzeugung aus Biomethan im Vergleich zur Biogas-VOV ca. 3,5 bis 6,3 ct/kWh_{el} bzw. ca. 1,4 bis gut 2,5 ct/kWh_{Hs} (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Durchschnittliche Mehrkosten der Stromerzeugung aus Biomethan gegenüber der Biogas-Vor-Ort-Verstromung[21]

	in ct/kWh Hs	in ct/kWh_{el}
Biogasaufbereitung	1,0 bis 1,5	2,5 bis 3,8
Biogaseinspeisung	ca. 1,0 [22]	2,5
Transport, Bilanzierung, Speicherung	0,6 bis 0,8	1,5 bis 2,0
zusätzl. Wärmeerlöse im Vergleich zur VOV	-1,2 bis -0,8	-3,0 bis -2,0
Summe der Mehrkosten	**1,4 bis 2,5**	**3,5 bis 6,3**

Perspektivisch werden die Mehrkosten für die Biogasaufbereitung und -einspeisung durch technologische Weiterentwicklungen nur in gewissem Umfang reduziert werden können. Insbesondere liegen die Potenziale in der Steigerung der Verfügbarkeit, der Methanausbeute und des Methangehaltes im Produktgas. Bei der Biomethan-einspeisung in das Erdgasnetz sind noch erhebliche

[19] Finanzielle Unterstützung erhält die Biogasaufbereitung und -einspeisung u.a. durch eine Entlastung bei den Netzeinspeisekosten (GasNZV: Wälzung auf die Gasnetzentgelte) und dem Gasaufbereitungsbonus im EEG.

[20] Dies wird i.d.R. durch den höheren Wärmenutzungsgrad bei der Biomethanverstromung im Vergleich zur VOV erreicht und ggf. durch höhere spezifische Wärmeerlöse.

[21] Für die Verstromung von Biomethan aus einer typischen Biomethanlage (700 m^3/h Biomethan)

[22] Dieser Wert entspricht den Einspeisekosten einer technisch ausreichenden und wirtschaftlich optimierten Einspeiselösungen nach der Studie „Gasnetze der Zukunft“. Aus dem Verhältnis der gesamten Biogaswälzungskosten und den eingespeisten Biomethanmengen entsprechend des Biogasmonitoringberichts 2012 der Bundesnetzagentur ergibt sich ein deutlich höherer Wert von gut 2 ct/kWh_{Hs} bzw. 5 ct/kWh_{el}. Möglicherweise sind in diesem Wert aber Kosten enthalten, die fälschlicher Weise der Biogaseinspeisung zugeschrieben werden (z.B. die gesamten Kosten für das beigemischte Flüssiggas ohne Gegenrechnung des sich aus dem Energieinhalt ergebenden monetären Wertes).

Kostenreduktionen mangels heute nicht gegebenen Kosteneffizienz-Anreizen möglich. Hier sind die realen Kosten heute im Durchschnitt viermal höher als die für eine kosteneffizient errichtete und betriebene Einspeisung.

Die erheblichen Mehrkosten für die Einspeisung von Biogas können teilweise durch höhere vermiedene Treibhausgas-Emissionen gerechtfertigt werden.

Darüber hinaus ist die Biogaseinspeisung, -durchleitung und -nutzung in Biomethan-BHKW mit weiteren Mehrwerten im Vergleich zur Biogas-VOV verbunden:

- Eine Steigerung des Nutzungsgrades im Vergleich zur VOV wird durch vollständige Wärmenutzung erreicht.
- Die Bereitstellung erneuerbarer Wärme an quasi jedem Ort ist möglich; insbesondere in Ballungszentren mit sehr wenigen alternativen EE-Optionen, wie z.B. Solar (zu wenig Dachfläche bezogen auf den Wärmebedarf des Ballungszentrums), Holzfeuerung (Anforderung an Feinstaub) oder Geothermie (besondere geologische Verhältnisse notwendig).
- Eine Wärmesubstitution mit hoher Qualität wird erreicht.[23]
- Neben der Verwertung am Ort des Wärmebedarfs geht i.d.R. die Verwertung nahe des Strombedarfs (im urbanen Raum) mit einer Entlastung der Stromübertragungsnetze einher.
- Die bereits heute verfügbare und ausbaufähige erneuerbare Option der bedarfsgerechten Strombereitstellung liegt weit oberhalb eines Tageslastgangs.
- Die Kosten für die Flexibilisierung im Vergleich zur Flexibilisierung der VOV von Biogas sind, insbesondere oberhalb eines Tageslastgangs geringer. (vgl. Ausführungen im Dossier „Beitrag von Biomethan im Energiesystem“)
- Bei gleicher produzierter Strommenge (im Vergleich zur Biogas-VOV) wird eine höhere gesicherte Leistung bereitgestellt.[24]

Die Biogasaufbereitung, -einspeisung, -speicherung und -netzdurchleitung ist mit Mehrkosten im Vergleich zur Biogas-VOV verbunden. Dem gegenüber stehen positive Effekte für eine sichere und energieeffiziente Energieversorgung, die diese Kosten rechtfertigen können.

Aus Sicht der **vermiedenen Treibhausgas-Emissionen** sind Biogaseinspeisung und Biomethannutzung in der KWK immer dann zu bevorzugen, wenn an der Biogasanlage weniger als ca. 50% [25] der zur Verfügung stehenden, nicht für den Biogasanlagenbetrieb erforderlichen Wärme zur Substitution fossiler Energieträger genutzt wird. Die Ergebnisse verschiedener Studien zeigen, dass die höheren THG-Einsparungen bei der Verwertung von Biomethan in KWK möglich sind, wobei das Ergebnis stark von der Effizienz der Biomethanerzeugung und den gewählten Referenzsystemen abhängt. Wenn das Biomethan als Kraftstoff oder zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird, ist der Klimaschutzbeitrag geringer, selbst wenn keine Wärmenutzung bei der VOV gegeben ist. In diesen Fällen rechtfertigt sich die Aufbereitung zu Biomethan aus anderen Gründen. So erzielt Biomethan als Kraftstoff einen höheren Klimaschutzbeitrag als Biodiesel und Bioethanol. Für den Wärmesektor findet sich keine Entsprechung, der Einsatz dort wäre ggf. als Element in einem Gebäude-Sanierungsfahrplan sinnvoll. Ansonsten ist im konkreten Fall ferner die Wertigkeit der Art der externen Wärmenutzungen zu beachten. Mit dem Einsatz von Biomethan werden häufig höherwertige Wärmenutzungen gedeckt.[15]

Die Biogasaufbereitung und -einspeisung zu Biomethan mit KWK-Nutzung ist aus Klimaschutzsicht gegenüber der Vor-Ort-Verstromung vorteilhaft, wenn an der Biogasanlage weniger als ca. 50 % der überschüssigen Wärme zur Substitution fossiler Energieträger genutzt werden können.

[23] Da Biomethan-BHKW darauf angewiesen sind, hohe Wärmeerlöse zu erzielen, kann davon ausgegangen werden, dass in nahezu jedem Anwendungsfall eine alternative (i.d.R. fossile) Wärmebereitstellung ersetzt wird.

[24] Da Biomethan-KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden, weisen diese i.d.R. deutlich niedrigere Vollbenutzungsstunden (Vbh) als die VOV von Biogas auf. Häufig bedeutet dies, dass Biomethan-BHKW in den Wintermonaten zwar auch auf Volllast aber in den Übergangs- und Sommermonaten nur wenige Stunden am Tag oder z.T. auf Teillast laufen. Dem wird in der Berechnung der Flexibilitätsprämie mit den unterschiedlichen Korrekturfaktoren (Biomethan 1,6 und VOV 1,1) Rechnung getragen. Um die gleiche Flexibilität in den Wintermonaten wie die VOV bereitstellen zu können, muss daher ein Biomethan-BHKW bei gleicher produzierter Strommenge deutlich mehr zusätzliche Leistung vorhalten, als eine Biogas-VOV-Anlage. Beispiel: Bei 4 Mio kWh_{el} produzierter Jahresstrommenge, nutzt eine VOV 500 kW_{el} installierter BHKW-Leistung (bei 8.000 Vbh). Für die gleiche Strommenge sind 800 kW_{el} installierter BHKW-Leistung bei der Verstromung von Biomethan notwendig. Für eine Flexibilisierung um 100 % (z.B. 12 h Volllast und 12 h Stillstand, auch in den Wintermonaten!), werden entsprechend 500 bzw. 800 kW_{el} zusätzliche Leistung benötigt, die als gesicherte Leistung dem System zur Verfügung stehen.

[25] Dies belegen Studien (u.a. Vogt et al. 2011, Majer et al. 2011), in denen die THG-Emissionen von Biogas-VOV-Anlagen bei unterschiedlichen externen Wärmenutzungsgraden im Vergleich zur Biogaseinspeisung modellhaft untersucht wurden. Vergleiche Ausführungen auf der folgenden Seite

Die **Akzeptanz** von Biomethananlagen ist in der Bevölkerung nicht immer vorhanden. Biomethananlagen sind häufig größer und damit wahrnehmbarer als Biogasanlagen zur reinen VOV. Zudem sind sie mit mehr Transporten zur und von der Biogasproduktionsanlage verbunden und binden deutlich mehr der umgebenden Flächen für den Biomasseanbau. Größere Anlagen sind jedoch meist auch mit höheren Wirkungsgraden und einer besseren Betriebsführung sowie deutlichen Kosteneffizienzvorteilen und damit einer besseren Nutzungseffizienz der Biomasse verbunden.

Biomethananlagen stellen im Grunde genommen die nächste Veredelungsstufe von Energiepflanzen dar und führen wie bei anderen landwirtschaftlichen Grundprodukten (Milch, Weizen, Braugerste, Fleisch usw.) zu einer lokalen Konzentrationswirkung. Mit Blick auf die Stoffströme und Logistik im Umfeld von Molkereien, Getreidemühlen, Brauereien oder Schlachthöfen entfalten Biomethananlagen eine vergleichsweise geringe Konzentrationswirkung in Bezug auf Verkehr (vom Acker zur Anlage), Emissionen und Kosten. Einziger wesentlicher Unterschied ist, dass Gärreste als Dünger wieder von der Anlage zurück auf die Agrarfläche gebracht werden und somit einen Beitrag zur Schließung des Nährstoffkreislaufs leisten. Dies ist im Sinne der Kreislaufschließung als Vorteil zu werten, insofern in der jeweiligen Region keine Konkurrenz zu Viehbetrieben besteht, die Flächen zur Wirtschaftsdüngerausbringung benötigen. Werden solche regionalen Gegebenheiten beachtet, gibt es keine objektiven Gründe, die gegen Biomethananlagen im Vergleich zu den alternativen konzentrierten Verarbeitungsbetrieben sprechen. Auch die Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen ist nicht per se durch eine maximale Anlagengröße beschränkt. Diese ergibt sich eher aus betriebswirtschaftlichen Abwägungen und den begrenzten Möglichkeiten, große Biomassemengen vertraglich für einen Standort zu binden.

Die Akzeptanz für Biomethananlagen ist aufgrund ihrer Größe im Vergleich zu VOV-Biogasanlagen häufig geringer. Im sachlichen Vergleich lassen sich aber pauschal keine Nachteile für die Biomassebereitstellung für Biomethananlagen ableiten.

Ende 2012 waren bereits etwa 7.500 VOV-Anlagen im Anlagenbestand.[26] Bei vielen dieser Anlagen wird nur ein Teil der überschüssigen Wärme genutzt. Daher können mit einer **Umrüstung des Bestands zu Biomethananlagen** betriebswirtschaftliche, gesamtwirtschaftliche und gesellschaftliche (Klimaschutz) Vorteile erreicht werden.

Betriebswirtschaftlich ist eine kostenneutrale Umrüstung von VOV-Anlagen unter günstigen Rahmenbedingungen bereits ab einer Bemessungsleistung von 400 kW_{el} und einer Wärmenutzung vor Ort von weniger als 50 % möglich.[27] Daraus kann mit Rücksicht auf die Bestandsstruktur von Biogas-VOV-Anlagen ein maximales Potenzial zur kostendeckenden Umrüstung unter den bestehenden Förderbedingungen von rund 600 MW_{el}[28] BL abgeleitet werden.[29] Bei einer **gesamtwirtschaftlichen** Bewertung des Umrüstungspotenzials von Biogas-VOV-Anlagen zu Biomethananlagen müssen auch die höheren Kosten für die Biogasaufbereitung und insbesondere für die Einspeisung in das Gasnetz berücksichtigt werden, die absolut kaum mit einer Verringerung der Anlagengröße fallen. Folglich sind die Kosten der Biomethanbereitstellung aus vergleichsweise kleinen Biomethanproduktionsanlagen überproportional hoch. Mit Rücksicht hierauf (Mindestanlagengröße ca. 800 kW_{el} BL) und auf den Klimaschutzbeitrag (weniger als 50 % Wärmenutzung vor Ort), ergibt sich ein maximales **Potenzial** zur Umrüstung von VOV-Anlagen von knapp 300 MW_{el}[30] BL, also ca. 10 % der installierten Anlagenleistung.

Die VOV von Biogas mit hoher Abwärmenutzung ist der Biomethan-KWK sowohl betriebs-wirtschaftlich als auch aus Klimaschutzsicht überlegen. Bestandsbiogasanlagen mit mehr als 800 kW_{el} BL sollten mit Blick auf den Klimaschutz auf eine Biomethaneinspeisung umgerüstet werden, wenn trotz Fördermaßnahmen keine sinnvolle Wärmenutzung von ca. 50 % der erzeugten Wärme vor Ort realisierbar ist.

[26] nach DBFZ 2013: Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht

[27] 50 % sind ein Mittelwert. Kalkulationen unter verschiedensten Bedingungen zeigen dabei eine Bandbreite von 20 bis 80 % auf.

[28] Entspricht 11,9 TWh_{Hs}; 1,2 Mrd. m^3_{CH4}; 320.000 $ha_{Nawaro,Äq.}$; 5,3 TWh_{el}

[29] Nach der Hochrechnung der Ergebnisse einer Betreiberumfrage des DBFZ im Rahmen des EEG-Monitoring 2013 nutzen Biogasanlagen mit mehr als 500 kW_{el} real installierter Leistung mit einer real installierten Gesamtleistung von ca. 620 MW_{el} weniger als 50 % der überschüssigen Wärme vor Ort.

[30] Entspricht 6 TWh_{Hs}; 0,6 Mrd. m^3_{CH4}; 160.000 $ha_{Nawaro,Äq.}$; 2,6 TWh_{el}. Da diese Zahlen aus Umfragewerten abgeleitet sind, die jegliche Wärmenutzung im Sinne der Positivliste des EEG beinhalten, ist davon auszugehen, dass das Potenzial höher ist, wenn nur die reale Substitution fossiler Energieträger berücksichtigt werden würde. Ferner könnten einige weitere VOV-Anlagen mit einer Aufbereitungsanlage zusammengefasst werden, wenn sie untereinander einen Abstand von nicht viel mehr als ca. 2 km aufweisen.

Biomethan-KWK nach EEG und Erdgas-KWK nach KWK-Gesetz – Synergie oder Konkurrenz?

Die hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung wird sowohl über das KWK-Gesetz (Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung) als auch über das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) gefördert. Das EEG fördert die KWK-Stromerzeugung aus Biomasse und hat von 2006 bis 2010 einen Zubau von 3,3 auf 10,5 [31] TWh_{el} biogenen KWK-Stroms erreicht. Die fossile - vornehmlich mit Erdgas betriebene – KWK stieg im gleichen Zeitraum von 83 auf 93,1 TWh_{el}.[32] Jeder BHKW-Standort kann aus technischer Sicht sowohl mit Erdgas als auch mit Biomethan versorgt werden. Beide Energieträger werden nach sehr unterschiedlichen Mechanismen gefördert und stehen z.T. in direkter Konkurrenz zueinander. Sowohl die Erdgas- als auch Biomethan-KWK refinanzieren sich über Strom- und Wärmeerlöse.

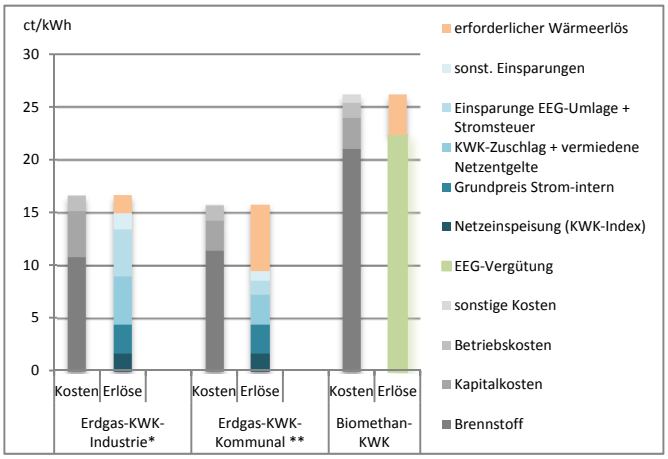


Abbildung 7: Kosten und Erlöse (nach dem EEG 2012) der Erdgas- und Biomethan-KWK am Beispiel eines 500 kW_{el}-BHKW, 5.500 Volllaststunden und einem Strombedarf im versorgten Objekt von 60 % des produzierten Stroms[33]

Ein Vergleich der Besteuerung unterschiedlicher Energieträger verdeutlicht den vergleichsweise geringen ökonomischen Anreiz für Energieeffizienzmaßnahmen (z.B. KWK zu nutzen) im Wärmebereich. So werden Brennstoffe, welche zur Wärmeerzeugung genutzt werden, im Vergleich zur elektrischen Energie und zu Kraftstoffen gering besteuert. Folglich bleiben die Wärmeerlöse auf einem niedrigen Niveau, wodurch Investitionen in Effizienzmaßnahmen, wie beispielsweise KWK, primär über die Stromerlöse finanziert werden müssen.

Während bei der Biomethan-KWK die Stromerlöse für den in das Stromnetz eingespeisten und nach dem EEG vergüteten Strom weitestgehend fest sind (mit Ausnahme potentieller Mehr- und Mindererlöse bei der Direktvermarktung), ist die wirtschaftliche Attraktivität der fossilen KWK vor allem vom Stromeigenbedarf und den damit vermiedenen Umlagen (EEG, KWK-Gesetz, Konzessionsabgabe) und Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) abhängig. Die Einnahmen für den erzeugten Strom sind in diesen Anlagen zu einem großen Anteil also nicht fest und abhängig von den Entwicklungen des Börsenstrompreises und der EEG-Umlage.

Die steigende EEG-Umlage (2014: 6,24 ct/kWh) und die sinkenden Börsenstrompreise begünstigen zunehmend die KWK mit hohem Eigenstrombedarf.[34] Im industriellen und gewerblichen Bereich ist daher die nach dem KWK-Gesetz geförderte fossile KWK gegenüber der biogenen KWK bereits heute sehr deutlich im Vorteil. Dabei ist zu bemerken, dass gerade diese Regelung - begünstigt durch die gestiegene EEG-Umlage - zu einem verstärkten Ausbau der fossilen KWK in 2012 geführt hat. Das EEG fördert damit indirekt die fossile Kraft-Wärme-Kopplung.

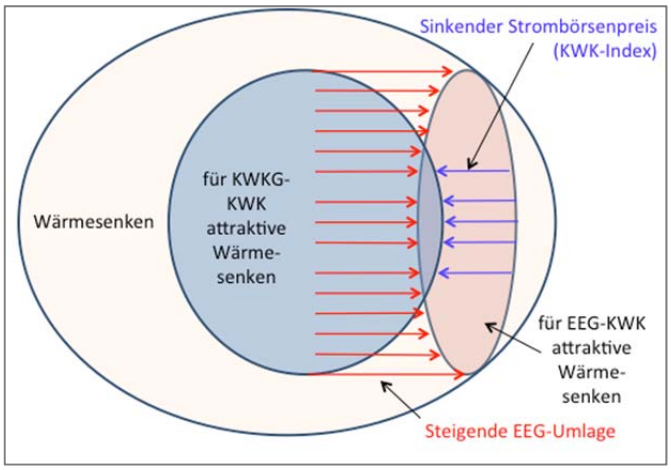


Abbildung 8: Auswirkungen der steigenden EEG-Umlage und der sinkenden Strombörsenpreise auf die Attraktivität von Wärmesenken für Erdgas- und Biomethan-KWK; die Schnittmenge der für EEG- und Erdgas-KWK attraktiven Wärmesenken steigt mit sinkenden Strombörsenpreisen und zunehmender EEG Umlage

[31] Nach Öko-Institut 2010: „Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung Berichtszeitraum 2009

[32] Nach Prognos 2013: „Endbericht - Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem“

[33] Die Darstellung basiert auf den vom DBFZ und dem Fraunhofer IWES durchgeführten Modellrechnungen im durch das BMU geförderten Forschungsvorhaben BIOMON. Der Modellfall „Erdgas-KWK-Industrie“ stellt den Fall dar, dass der eigens genutzte Strom von der EEG-Umlage befreit ist und die Abschreibungsdauer 5 Jahre beträgt. Im Modellfall „Erdgas-KWK-Kommunal“ ist der eigens genutzte Strom aufgrund des Contractingmodells hingegen nicht von der EEG-Umlage befreit und der Abschreibungszeitraum beträgt 10 Jahre.

[34] mit Ausnahme stromintensiver und deswegen bereits von der EEG-Umlage befreiter Industriebetriebe

Die Refinanzierung von Biomethan-KWK Anlagen wird aufgrund der langfristig angelegten Förderstruktur des EEG verstärkt an Standorten mit hohen Anforderungen an langfristig planbaren Wärmepreisen umgesetzt. Müssen sehr niedrige Amortisationszeiten für die Investitionen (in BHKW usw.) realisiert werden, ist tendenziell das KWKG und somit Erdgas für viele Standorte die richtige Wahl.

Unabhängig vom Energieträger bedarf die Kraft-Wärme-Kopplung erheblicher Förderung, um relevante Primärenergieeinsparungen zu erreichen. Steigende Umlagen (EEG) fördern aufgrund vielfacher Befreiungsmöglichkeiten die fossile KWK-Eigenstromerzeugung stärker als das KWK-Gesetz selbst.

Unter den heute gültigen Rahmenbedingungen ist die Biomethan-KWK die bevorzugte Variante für eine gekoppelte Wärmebereitstellung in kommunalen Einrichtungen und im Wohnbereich. Hier ist der Strombedarf im mit Wärme versorgten Objekt i.d.R. gering. Da außerdem die KWK-Anlage im kommunalen Bereich häufig nicht vom Eigentümer des versorgten Objektes, sondern einem Contractor[35] betrieben wird, ist eine Befreiung von der EEG-Umlage für den selbst verbrauchten Strom nicht möglich. Biomethan-KWK garantiert darüber hinaus aufgrund der langjährigen festgeschriebenen EEG-Vergütung und geringer Preisschwankungen beim Biomethanpreis langfristig kalkulierbare und stabile Wärmepreise. Dies ist neben der Möglichkeit des flexiblen Betriebs der KWK-Anlage und den damit verbundenen Möglichkeiten, Zusatzerlöse zu generieren (Flex-Prämie im EEG und Stromerlöse), ein weiteres Argument für eine bevorzugte Wärmeversorgung mit Biomethan-KWK in kommunalen Objekten und Wohngebäuden.

Anders als das EEG sieht das KWK-Gesetz derzeit keinerlei Anreize für eine flexible, strompreisorientierte Stromerzeugung in fossilen KWK-Anlagen vor. Die Eigenstromerzeugung erfolgt unabhängig von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt und führt damit zu Ineffizienzen im Energiesystem .

Fehlende Anreize zur flexiblen und am Markt orientierten Strom-produktion im KWK-Gesetz führen zu Ineffizienzen im Strommarkt.

Nach wie vor sind neben der sehr unterschiedlichen Förderung von Erdgas- und Biomethan-KWK die aktuellen und zukünftig zu erwartenden Energieträgerpreise ausschlaggebend für die Entscheidung für eine der beiden Varianten. Dabei werden für Erdgas Preissteigerungen erwartet, die bei jährlich rund 2-4 % liegen.

Grundsätzlich ließe sich die Förderstruktur für KWK mit vergleichbaren Fördertatbeständen vereinfachen.

Dazu ist ein naheliegender Gedanke die Aufnahme der Biomethan-KWK-Förderung in das KWK-Gesetz. Aufgrund der unterschiedlichen Bereitstellungskosten (Biomethan 2- bis 3-fach im Vergleich zu Erdgas), wäre dies aber nur mit einer gesonderten Förderung (beispielsweise mit Hilfe eines Brennstoffbonus im EEG) von Biomethan denkbar. Die Konkurrenzsituation zwischen Erdgas- und Biomethan-KWK würde damit aber verschärft werden, da die Vorzüglichkeit eines Brennstoffes in Abhängigkeit der spezifischen Rahmenbedingungen des einzelnen KWK-Standorts aufgehoben werden würde. Eine Integration von Biomethan in das KWK-Gesetz in Form einer Erhöhung des Zuschlages pro produzierter kWh_{el} würde eine Lenkungswirkung der in KWK genutzten Biomethanmengen sehr schwierig machen. In den Extremfällen geht diese gegen Null oder führt zu extremen Steigerungen der Nachfrage mit entsprechendem Zubau von Biomethanproduktionsanlagen. Die Vorzüglichkeit von Biomethan wäre dann noch stärker vom Erdgaspreis und den Biomassepreisen abhängig. Die Instrumente sollten deshalb so zusammengeführt werden, dass sie diesem Sachverhalt gerecht werden.

Eine Zusammenführung der Förderung biogener und fossiler KWK ist nur dann empfehlenswert, wenn Instrumente eingeführt werden, die einer damit einhergehenden Verschärfung der Konkurrenzsituation zwischen den Brennstoffen gerecht werden.

[35] Dienstleister zur effizienten Wärmeversorgung

Tabelle 4: Vor- und Nachteile einer Verschiebung der Biomethan-KWK-Förderung in das KWK-Gesetz

Vorteile	Nachteile
- Vereinfachung der KWK-Förderung - Aufnahme der Instrumente für eine systemorientierte Strombereitstellung aus KWK (wie im EEG) in das KWK-Gesetz - Stärkung des Biomethan-KWK-Marktes bei Besserstellung im Vergleich zu Erdgas durch z.B. ausreichend hohen Brennstoffbonus für Biomethan - Reduzierung der EEG-Umlage - Reduzierung potentieller Mitnahmeeffekte bei der Umstellung von Erdgas-BHKW auf Biomethanbetrieb	- Aufhebung der sektoralen Aufteilung der Förderung von Erdgas- und Biomethan-KWK und damit Verschärfung der Konkurrenz an jedem Standort verursacht durch die Übernahme der gleichen Förderstrukturen für Erdgas und Biomethan - Schwächung des Biomethanmarktes bei Schlechterstellung gegenüber Erdgas als Brennstoff in KWK-Anlagen - in Abhängigkeit der Förderhöhe wird stets ein Brennstoff bevorzugt (je nach Entwicklung der Brennstoffpreise) – eine Lenkungswirkung ist dadurch kaum möglich - Erhöhung der KWK-Umlage - keine volkswirtschaftlichen Einsparungen (Kostenverschiebung aus dem EEG- in die KWK-Umlage)

Die KWK-Förderung nach dem KWK-Gesetz ist zeitlich auf 30.000 Betriebsstunden begrenzt. Aus diesem Grund werden zunehmend KWK-Anlagen, für die die Förderung nach dem KWK-Gesetz ausgelaufen ist, auf Biomethanbetrieb nach dem EEG umgestellt. Die Erdgas-KWK-Anlage wurde durch das KWK-Gesetz so gefördert, dass die Investition in die Anlage innerhalb der Förderdauer kompensiert wird. Eine Förderung von Strom aus Biomethan-BHKW könnte daher dahingehend angepasst werden, dass bei einem vorherigen Betrieb mit Erdgas die Vergütung um den Anteil der Investitionen in das BHKW reduziert wird. Dieser Anteil ist aber gering. Ansonsten ist einheitliche Expertenmeinung, dass die Umstellung eines Erdgas-BHKW auf Biomethanbetrieb zwei wesentliche Vorteile hat: Erstens wird die Anlage in den Geltungsbereich der Flexibilisierung überführt und kann ab diesem Zeitpunkt einen Beitrag zur Transformation des Energiesystems leisten. Zweitens wird durch die Umstellung die Abschaltung einer hocheffizienten Stromerzeugungsanlage häufig vermieden.

Die Umstellung von KWK-Bestands-Anlagen auf den Biomethanbetrieb nach EEG führt zu geringen Mitnahmeeffekten, die reduziert werden können. Grundsätzlich hat die Umstellung aber deutliche positive Wirkungen hinsichtlich der Erfüllung der KWK- und Hocheffizienzziele der Bundesregierung.

Dossier

Potenziale der Biogasgewinnung und -nutzung

November 2014

Universität Rostock Traditio et Innovatio

DBFZ

ifeu

Institut für Biogas Kreislaufwirtschaft & Energie Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

VAFB Thüringen e.V.

Fraunhofer IWES

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Ein Projekt im Auftrag des:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Ein Produkt des Projektes „Perspektiven der Biogas-einspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Dieses Dossier fasst wesentliche Erkenntnisse aus Experten-Fachgesprächen im oben benannten Vorhaben zusammen. Die Erkenntnisse basieren auf publizierten Fakten und Berechnungen, als auch auf durch das Projektkonsortium gemeinsam getragene Experten-meinungen. Wissensstand ist Anfang 2014. Alle Aussagen sind auf den Zeitraum 2013 – 2020 bezogen. Es wird vorwiegend die Nutzung von Biomethan im heutigen Energiesystem analysiert. Auf die in vielerlei Literatur sehr gut beschriebene Produktionskette von Biomethan wird nicht detailliert eingegangen.

Autoren:

Frank Scholwin (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie)

Johan Grope (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Universität Rostock)

Andrea Schüch (Universität Rostock)

Jaqueline Daniel-Gromke, Marcus Trommler, André Brosowski (Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH)

Koordination:

Frank Scholwin, Johan Grope

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Henßstr. 9, 99423 Weimar

03643 - 7 40 23 64

info@biogasundenergie.de

www.biogasundenergie.de

Andrea Schüch

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

0381 - 498 3401

asw@uni-rostock.de

www.auf-aw.uni-rostock.de

Abkürzungen

Um sowohl eine einheitliche Verwendung von Bezugsgrößen sicherzustellen als auch sicherzustellen, dass die für den Leser üblichen Einheiten verwendet werden, werden alle Angaben zu Potenzialen und Energiemengen in verschiedenen Einheiten jeweils in einer Fußnote angegeben:

- **TWh_{Hs}** – Haupteinheit für die Beschreibung von Energiemengen bezogen auf Biogas oder Biomethan. Der Index Hs stellt den Bezug auf den Brennwert dar.
- **m^3_{CH4}** – Das der Energiemenge entsprechende Methan z.B. in Biogas oder in Biomethan.
- **$ha_{Nawaro,Äq}$** – Die der Energiemenge entsprechende Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe, wenn die Energiemenge vollständig aus nachwachsenden Rohstoffen produziert werden würde.
- **TWh_{el}** – Die aus der Energiemenge des Gases produzierbare Menge elektrischer Energie in einem modernen Blockheizkraftwerk.
- **Bemessungsleistung (BL)** – Eine Jahresdurchschnittsleistung als Leistungsäquivalent (elektrisch), welche sich aus der real im Jahr produzierten Strommenge dividiert durch die Stunden des Jahres (8.760 Stunden) ergibt. Sie entspricht einer theoretischen Leistung, als wäre die jährliche Strommenge unter ganzjährigem Volllastbetrieb, ohne Wartungsarbeiten, technischen Restriktionen und flexibler Betriebsweise erzeugt worden.
- **Installierte Leistung** – die tatsächlich installierte elektrische Anlagenleistung am Anlagenstandort. Sie entspricht im Grunde der Herstellerangabe zur installierten Leistung der gesamten Anlagen am Anlagenstandort. Dabei wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass diese Leistung aufgrund der Flexibilisierung des Anlagenbestandes in etwa beim Doppelten der heute installierten Leistung liegt.[1]

Einheiten und Bezüge

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
BL	Bemessungsleistung
FM	Frischmasse
PJ	Petajoule (entspricht 0,278 TWh)

Die folgende Tabelle stellt die verschiedenen Einheiten gegenüber. Zusätzlich wird zum Vergleich die auch für die Biogasmenge gebräuchliche und auf den Heizwert bezogene Einheit TWh_{Hi}/a dargestellt.

Umrechnungstabelle für die in dieser Publikation genutzten Energieeinheiten

TWh_{Hi} Biogas →	1,0	0,9	10,8	41,3	2,5	21,9	8,8	MWh_{Hi} Biogas
TWh_{Hs}	1,1	1,0	12,0	45,7	2,8	24,2	9,7	MWh_{Hs}
Mrd. m^3_{CH4}	0,09	0,08	1,00	3,82	0,23	→ 2,02	→ 0,81	Mio. m^3_{CH4}
1000 $ha_{Nawaro,Äq}$ ←	24	22	262	1000	60	530	212	$ha_{Nawaro,Äq}$
Twh_{el}	0,40	0,36	4,33	16,53	1,00	8,76	3,50	Mwh_{el}
Bemessungsleistung in MW_{el}	46	41	495	1887	114	1000 ←	400	Bemessungsleistung in kW_{el}
Installierte Leistung in MW_{el}	114	103	1236	4718	285	2500	1000	Installierte Leistung in kW_{el}

Zur Erleichterung der Nutzung der Tabelle wurden mit den Pfeilen zwei Nutzungsbeispiele veranschaulicht. Auf der rechten und der linken Seite werden die Einheiten in verschiedenen Dimensionen dargestellt. Zeitbezug ist soweit erforderlich ein Jahr.
Beispiel links: Die Bereitstellung von 1,0 TWh Biogas (Brennwert) erfordert eine äquivalente Anbaufläche für Nawaro von 24.000 ha.
Beispiel rechts: 1.000 kW elektrische Bemessungsleistung erfordern eine jährliche Methanmenge von 2,02 Mio m³.

[1] Im Folgenden wird ausgehend von der Bemessungsleistung stets eine um den Faktor 2,5 höhere installierte Leistung ausgewiesen. Dies entspricht ungefähr einer Verdoppelung der installierten Anlagenleistung aktuell (da die Anlagen im Schnitt ca. 7.000 Vollbenutzungsstunden vorweisen) und ist als Größe für den bis 2020 geschätzten möglichen Flexibilisierungsgrad als Durchschnitt des gesamten Biogas- und Biomethananlagenbestands zu sehen. Für manche Anlagen wird eine niedrigere Flexibilisierung erwartet, da diese Aufgrund der Vor-Ort-Gegebenheiten z.T. keine Verdopplung der Leistung realisieren können. Andere wiederum (insbesondere Biomethan) weisen im Portfolio eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden auf. Daher scheint eine Verdoppelung der heute typischerweise installierten Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung als angemessen.

Präambel - Potenzialbegriffe

Bei der Bewertung von Biomassepotenzialen sind verschiedene Potenzialbegriffe bzw. -definitionen voneinander zu unterscheiden (Abbildung 1).

Das am häufigsten in der Wissenschaft und als Grundlage politischer Entscheidungsprozesse genutzte Potenzial ist das technische Potenzial. Abzüglich vom theoretischen Potenzial werden hierbei eine Reihe von begrenzenden Faktoren berücksichtigt. Zu diesen Faktoren gehören beispielsweise:

- Nutzungskonkurrenzen (z.B. Deckung des Nahrungs-/Futtermittelbedarfs, stoffliche Nutzungen)
- Einhaltung ökologischer Restriktionen (z.B. Erhaltung Humusbilanz, Biodiversität, Naturschutzflächen usw.)
- technische Einschränkungen und Verluste bei der Energieumwandlung oder Rohstoffumwandlung
- zeitliches und räumliches Ungleichgewicht zwischen Energie- bzw. Rohstoffangebot und -bedarf [2]

Eine darüber hinausgehende Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung gegenüber einem Referenzsystem (z.B. fossile Energie) erlaubt eine weitere Einschränkung und definiert das wirtschaftliche Potenzial. Da sich aber die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. Kostenentwicklungen von Umwandlungstechnologien, Preisentwicklungen von Energieträgern und Rohstoffen, politische Rahmenbedingungen) stetig wandeln, ist eine dauerhaft gültige Berechnung des ökonomischen Potenzials kaum möglich und i.d.R. stark umstritten. Eine weitere Einschränkung ist durch die Definition des erschließbaren Potenzials möglich. Hierbei wird der tatsächlich mögliche Beitrag zum erneuerbaren Energiesystem definiert. Hemmende Faktoren sind z.B. weitere rechtliche und administrative Hemmnisse, die den Bau einer Konversionsanlage betreffen.[3]

Dem technischen, wirtschaftlichen und erschließbaren Potenzial übergeordnet ist das nachhaltige Potenzial, in welchem insbesondere naturschutzfachliche, landschaftsästhetische und ressourcenschutzspezifische Aspekte zusammengefasst sind. Diesen umfangreichen Zielansprüchen konsequent folgend, ist das nachhaltige Potenzial deckungsgleich mit dem technischen Potenzial.

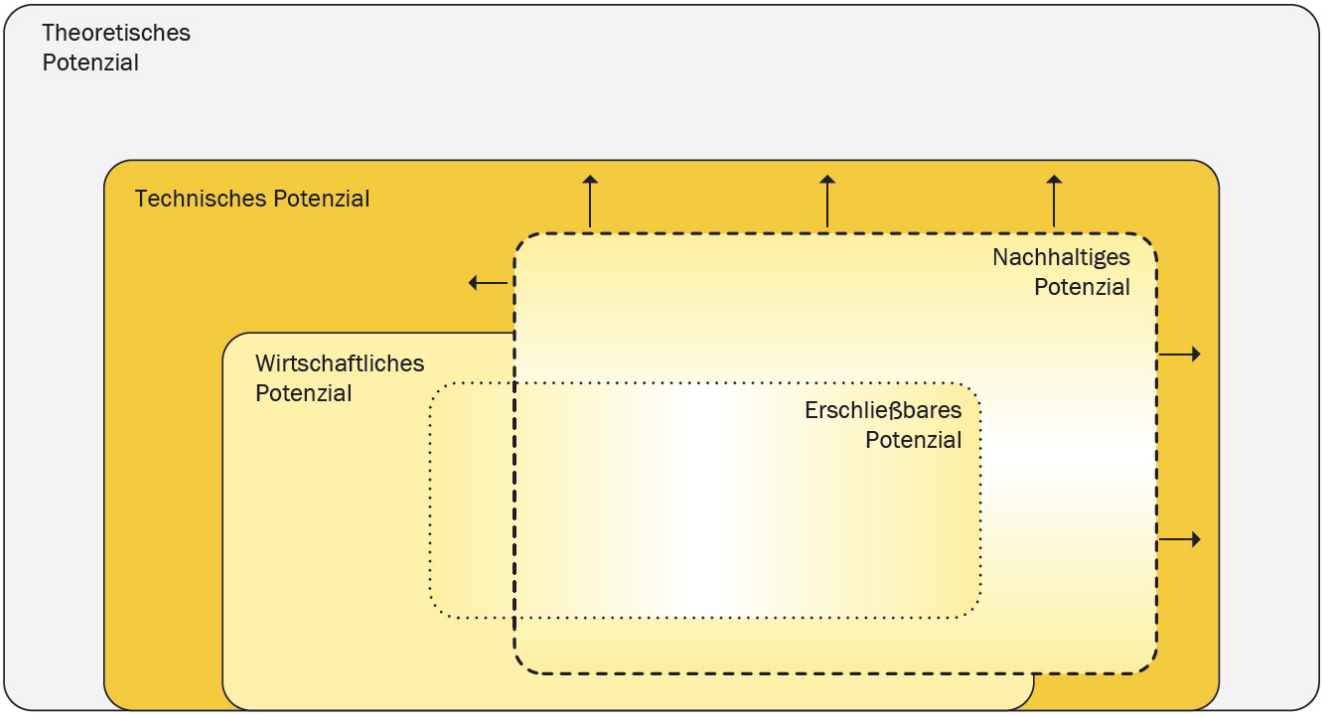


Abbildung 1: Definition der Potenzialbegriffe (Thrän & Pfeiffer 2013)[1]

[2] Dreier 2000: Ganzheitliche Analyse und Potenziale biogener Kraftstoffe

[3] Kaltschmitt 2002: Biomasse als erneuerbarer Energieträger

Potenziale für die Biogas- und Biomethanerzeugung

Im Folgenden werden die **Potenziale der Biogas- und Biomethanbereitstellung aus Reststoffen und Abfällen** näher ausgeführt. Die Potenziale aus Energiepflanzen werden im Dossier „Biogas aus Energiepflanzen“ ausführlich dargestellt.

Relevante noch erschließbare Potenziale an Reststoffen und Abfällen, die für die Biogasproduktion eingesetzt werden können, sind:

- Tierische Exkremente
- Getrennt erfasste kommunale Bio- und Grünabfälle
- Organischer Anteil im Restabfall
- Abwässer
- Klärschlämme
- Landschaftspflegematerial
- pflanzliche Nebenprodukte aus der Landwirtschaft (insbesondere Stroh)

Künftig ist ein überwiegender Einsatz von Abfall- und Reststoffen zur Stromerzeugung aus Biomasse vorgesehen. Ab dem Jahr 2015 wird die flächendeckende getrennte Erfassung kommunaler Bioabfälle verpflichtend. Im Bereich der kommunalen Bioabfälle wird gegenüber dem derzeitigen Stand ein Zuwachs der Sammelmenge und somit des Biogaspotenzials erwartet. Bei einer flächendeckenden Erfassung stünden zusätzlich bis zu 2 Mio. t/a vergärbare kommunale Bioabfälle zur Verfügung[4].

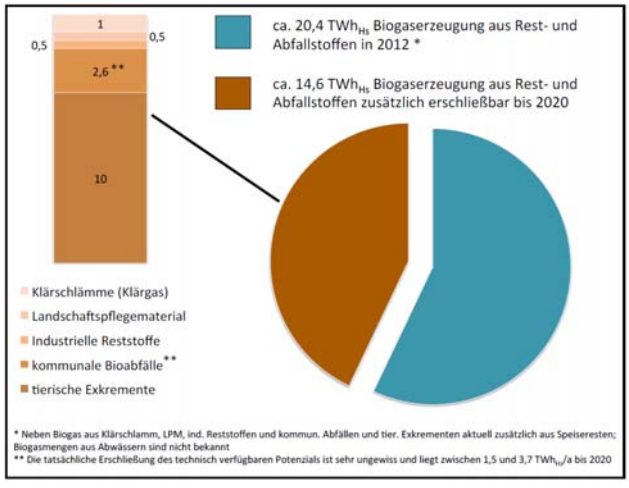


Abbildung 2: Biogaserzeugung aus Rest- und Abfallstoffen mit Stand Ende 2012 und nach Einschätzung der Experten zusätzlich erschließbares potenzial bis 2020

Es werden heute ca. 20,4 TWh$_{Hs}$/a Biogas aus landwirtschaftlichen, kommunalen und industriellen Reststoffen und Abfällen produziert (siehe Tabelle 1). Das noch erschließbare zusätzliche Potenzial zur Erzeugung von Biogas aus Reststoffen und Abfällen bis 2020 beträgt nach Schätzung der Experten basierend auf Potenzialstudien und den Betreiberbefragungen des DBFZ 13,5 bis 15,7 TWh$_{Hs}$/a.

Damit ist bis 2020 nicht einmal eine Verdoppelung der Biogaserzeugung aus Reststoffen und Abfällen im Vergleich zum Status Quo potenzialseitig möglich. Das heute nicht konkret bekannte Potenzial an Biogas aus der anaeroben Abwasserreinigung und der Vergärung von Stroh bleibt dabei unberücksichtigt. Das Potenzial aus der Abwasserreinigung kann zwar lokal von relevanter Bedeutung sein, trägt aber nur in sehr begrenztem Maße zum Gesamtpotenzial der Biogaserzeugung aus Reststoffen und Abfällen bei. Nach Meinung der Experten kann das theoretisch zwar große Potenzial der Biogaserzeugung aus Stroh bis 2020 aufgrund technischer Herausforderungen nur in ersten Pilotvorhaben genutzt werden und wird daher mengenmäßig bis 2020 ebenfalls kaum eine Rolle spielen.

Tabelle 1: Bereits genutzte und zusätzlich erschließbare Potenziale für die Biogasproduktion aus Rest- und Abfallstoffen zum Stand Ende 2012

Stoffstrom	Bereits zur Biogasproduktion genutzt (TWh$_{Hs}$/a)	Bis 2020 zusätzlich erschließbar (TWh$_{Hs}$/a)
Tierische Exkremente	ca. 10,5[5]	10
kommunale Bioabfälle	ca. 2,2[6]	1,5 -3,7[7]
Speisereste	ca. 1,0	0
Industrielle Reststoffe	ca. 0,4	0,5
Landschafts-pflegematerial	ca.0,6[8]	0,5[9]
Abwässer	nicht bekannt	nicht bekannt
Klärschlämme (Klärgas)	ca. 5,7[10]	max. 1

[4] Fricke, K.; Heußner, C.; Hüttner, A.; Turk, T.; Bauer, W.; Bidlingmaier, W. (2013): Vergärung von Bio- und Grünabfällen, Teil 1: Ausbaupotenzial bei der Vergärung von Bio- und Grünabfällen, In: Müll und Abfall 12/2013, S. 628-635.

[5] Auf der Basis der Substratverteilung in Biogasanlagen (DBFZ-Betreiberbefragung 2013): etwa 13.8% des Gesamtinputs (energiebezogen) in Biogasanlagen sind auf tierische Exkremente zurückzuführen; dies entspricht ca. 50 Mio. t tierischer Exkremente, die in Biogasanlagen bereits energetisch genutzt werden. Bei Annahme von rd. 200-250 Mio t/a Gülle und Festmist in Deutschland werden ca. 20-24 % in Biogasanlagen verwertet.

[6] Abschätzung auf der Basis der Substratverteilung in Biogasanlagen für das Jahr 2012 (DBFZ –Betreiberbefragung 2013): 4,2 % des Gesamtinputs (energiebezogen) für Kategorie „Bioabfälle“ entspricht rund 3,2 TWh$_{Hs}$; bzgl. der Verteilung Bioabfall /Speisereste wird Verhältnis von 70/30 energetisch unterstellt.

[7] Unter Annahme, dass 2 – 5 Mio t Bioabfall (FM) pro Jahr zusätzlich in die Vergärung gebracht werden, ergeben sich 1,5 bis 3,7 TWh$_{Hs}$ (Methanertrag 74 m^3/t Frischmasse).

[8] Entsprechend der Anlagenbetreiber-Befragung des DBFZ von 2012

[9] Technisches Potenzial (inkl. bereits genutzter Mengen): 1,7 TWh$_{Hs}$. Bei bereits 0,6 TWh$_{Hs}$ in der Nutzung verbleiben gut 1 TWh$_{Hs}$. Schätzungsweise die Hälfte kann noch erschlossen werden. Quelle: FNR (2014). Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung.

Organische Reststoffe und Abfälle werden heute vielfältig genutzt. Es werden bereits knapp 15 TWh_{HS}/a Biogas daraus produziert. Eine Verdoppelung der Biogaserzeugung aus Reststoffen und Abfällen bis 2020 wird als maximal möglich angesehen.

Die Erschließung der hier dargestellten Potenziale zur Biogaserzeugung aus Abfällen und Reststoffen ist unter den heutigen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen (Stand Anfang 2014) oder auch bei einer nur moderaten Stärkung der Anreize nur teilweise möglich. Es wird davon ausgegangen, dass ohne zusätzliche Vorgaben oder Anreize nur geringe Mengen tierischer Exkremente, Bio- und Grünabfälle sowie in begrenztem Umfang weitere Landschaftspflegematerialien zusätzlich zur Biogasproduktion eingesetzt werden.

Das nach Schätzung der Autoren maximal zusätzlich erschließbare Potenzial von bis zu 14,7 TWh_{Hs}/a kann bei ausreichenden Vorgaben und Anreizen durch die zusätzliche Einbringung von Exkrementen in bestehende und neue Biogasanlagen, die Umstellung von Kompostierungsanlagen zu Vergärungsanlagen, die Ausweitung der getrennten häuslichen Erfassung von Bioabfällen gemäß Kreislaufwirtschaftsgesetz sowie durch Erfahrungstransfer in der Landschaftspflege und Einsatz des Materials vorwiegend in Bestandsanlagen erreicht werden.

Für die Nutzung des noch erschließbaren Potenzials an Reststoffen und Abfällen zu Biogaserzeugung müssen die Vorgaben und Anreize im Vergleich zum Status Quo verbessert werden. Bei gleichbleibenden oder moderat verstärkten Anreizen wird davon ausgegangen, dass nur ein kleiner Teil der verfügbaren Reststoffe und Abfälle zusätzlich zur Biogasproduktion eingesetzt wird.

Die Nachfrage nach Biogas aus Reststoffen und Abfällen konstituiert sich gegenwärtig hauptsächlich aus der Kraft-Wärme-Kopplung nach dem EEG, dem Kraftstoffbereich auf der Basis der doppelten Anrechnung auf die Biokraftstoffquote oder als Prämiumprodukt zur Wärmebereitstellung. Heute wird nur ein Anteil von rund 3,5 % des Biogases aus Reststoffen und Abfällen zu Biomethan aufbereitet. Bei unveränderten Rahmenbedingungen (Stand Anfang 2014) ist davon auszugehen, dass dieser Anteil zukünftig auch nicht steigen wird.

Biogas aus Reststoffen und Abfällen trägt heute mit ca. 0,5 TWh_{Hs}/a zur Biomethanbereitstellung bei. Bis 2020 wird erwartet, dass dieser Beitrag für Biomethan bei gleichbleibenden Rahmen-bedingungen – nur sehr moderat ansteigen wird.

[10] Klärgaserzeugung in 2012 - insb. zur Eigenversorgung - nach Destatis 2014: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/AbgabeKlaergas.html

Biogaspotenzial für das Energiesystem 2020

Das Ziel der Erschließung der Potenziale aus Reststoffen und Abfällen zur Biogaserzeugung ist breiter Konsens. Daher ist zu erwarten, dass ausreichende Vorgaben und Anreize geschaffen werden, damit das für Reststoffe und Abfälle ausgewiesene Potenzial zur Biogasproduktion bis 2020 zusätzlich zur heutigen Biogasproduktion erschlossen werden kann. Die Ausweitung der Biogaserzeugung aus Energiepflanzen wird in der Öffentlichkeit hingegen deutlich kritischer gesehen. Da die Erschließung des zur Verfügung stehenden Potenzials der Biogaserzeugung aus Energiepflanzen ebenfalls stark vom regulatorischen Rahmen und der Förderung abhängt, scheint es heute ungewiss, in welchem Maße das nach Meinung der Autoren erschließbare Potenzial tatsächlich genutzt werden kann. Unabhängig von den künftigen Rahmenbedingungen schätzen die Autoren den potenziellen Beitrag von Biogas aus Energiepflanzen wie folgt ein (ausführliche Erläuterungen im Dossier „Biogas aus Energiepflanzen“): Während heute (Stand 2012) bereits ca. 1,2 Mio. ha für die Biogasproduktion genutzt werden, könnten zusätzlich 0,1 bis zu 1 Mio. ha bis 2020 für den Anbau von Energiepflanzenanbau für die Biogaserzeugung in Anspruch genommen werden (Vergleiche Dossier „Biogas aus Energiepflanzen“). Dieser Ausbau sollte regional in Landkreisen ohne ausgeprägte Flächenkonkurrenz und existente Naturschutzprobleme stattfinden.

Tabelle 2: Nach Schätzung der Autoren potenzielle Biogasmengen in 2020 (inkl. Biogaserzeugung heute)

Biomasseherkunft	Potenziale zur Biogaserzeugung[11] in 2020 in TWh_{Hs}/a
Energiepflanzen	59,6 bis 100,8[12]
Tierische Exkremente	20,5
Kommunale Reststoffe	3,7 - 5,9
Speisereste	1,0
Industrielle Reststoffe	0,9
Landschaftspflegematerial	1,1
Klärschlämme (Klärgas)	6,7
Gesamt	**ca. 93,5 bis 136,9**

[11] heute bereits genutzt und zusätzlich erschließbar nach Abschätzung der Experten im Vorhaben

[12] Ohne die Berücksichtigung von spez. Ertragssteigerungen auf den bis 2020 zusätzlich verfügbaren Flächen, durch die das Potenzial aus Energiepflanzen um zusätzlich 8 % bis 2020 anwachsen könnte.

Die nach Meinung der Autoren resultierenden Energiepotenziale aus erschließbaren Reststoffen und Abfällen zur Biogaserzeugung sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Ausgehend von den Rahmenbedingungen von Anfang 2014 und in Abhängigkeit davon, in welchem Umfang der Energiepflanzenanbau für die Biogasproduktion ausgebaut wird, ist für 2020 in Deutschland eine Biogasproduktion von rund 94 bis 137 TWh_{HS}/a möglich.

Ausgehend von der vollständigen Ausschöpfung des o.g. Potenzials könnte die Biogasproduktion in Deutschland von 75 TWh_{Hs} Ende 2012 um mindestens den Faktor 1,25 bis zum Faktor 1,8 bis 2020 zunehmen. Eine genaue Betrachtung der unterschiedlichen Potenziale verdeutlicht, dass ein relevanter Zubau ausschließlich auf der Basis von Energiepflanzen möglich ist und der Zusatzbeitrag der Erschließung von Abfällen und Reststoffen absolut und relativ zum energiepflanzenbasierten Beitrag vergleichsweise gering ist.

Eine wesentliche Zunahme der Energiebereitstellung aus Biogas kann nur auf der Basis von Energiepflanzen erreicht werden. Auch die zusätzliche Erschließung bisher ungenutzter Restoffe und Abfälle kann nur in einem geringen Umfang dazu beitragen. Damit hängt der Ausbau der Biogaserzeugung und Nutzung im Wesentlichen von der zukünftigen Förderung der Nutzung von Energiepflanzen für die Biogaserzeugung ab. Die ehemals in der Gasnetzzugangsverordnung genannten Ziele für den Ersatz von Erdgas durch Biogas scheinen durch den Ausbau der Biomethanerzeugung nicht erreichbar zu sein.

Dossier

Biogas aus Energiepflanzen

Potenziale und Flächen, Anbauprioritäten und Kosten, Natur und Landschaft

November 2014

Ein Projekt im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Universität Rostock Traditio et Innovatio

DBFZ

ifeu

Institut für Biogas Kreislaufwirtschaft & Energie Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

VAFB Thüringen e.V.

Fraunhofer IWES

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Ein Produkt des Projektes „Perspektiven der Biogaseinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Dieses Dossier fasst wesentliche Erkenntnisse aus Experten-Fachgesprächen im oben benannten Vorhaben zusammen. Die Erkenntnisse basieren auf publizierten Fakten und Berechnungen als auch auf durch das Projektkonsortium gemeinsam getragenen Expertenmeinungen. Wissensstand ist Anfang 2014. Alle Aussagen sind auf den Zeitraum 2013 – 2020 bezogen. Es wird vorwiegend die Nutzung von Biomethan im heutigen Energiesystem analysiert. Auf die in vielerlei Literatur sehr gut beschriebene Produktionskette von Biomethan wird nicht detailliert eingegangen.

Autoren:

Frank Scholwin, Johan Grope (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie)

Andrea Schüch (Universität Rostock)

Katja Gödeke, Gerd Reinhold, Armin Vetter (Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft)

Guido Reinhardt, Regine Vogt, Maria Müller-Lindenlauf (IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg)

Koordination:

Frank Scholwin, Johan Grope

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Henßstr. 9, 99423 Weimar

03643 - 7 40 23 64

info@biogasundenergie.de

www.biogasundenergie.de

Andrea Schüch

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

0381 - 498 3401

asw@uni-rostock.de

www.auf-aw.uni-rostock.de

Abkürzungen

Um sowohl eine einheitliche Verwendung von Bezugsgrößen sicherzustellen als auch sicherzustellen, dass die für den Leser üblichen Einheiten verwendet werden, werden alle Angaben zu Potenzialen und Energiemengen in verschiedenen Einheiten jeweils in einer Fußnote angegeben:

- **TWh_{Hs}** – Haupteinheit für die Beschreibung von Energiemengen bezogen auf Biogas oder Biomethan. Der Index Hs stellt den Bezug auf den Brennwert dar.
- **m^3_{CH4}** – Das der Energiemenge entsprechende Methan z.B. in Biogas oder in Biomethan.
- **$ha_{Nawaro,Äq}$** – Die der Energiemenge entsprechende Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe, wenn die Energiemenge vollständig aus nachwachsenden Rohstoffen produziert werden würde.
- **TWh_{el}** – Die aus der Energiemenge des Gases produzierbare Menge elektrischer Energie in einem modernen Blockheizkraftwerk.
- **Bemessungsleistung** – Eine Jahresdurchschnittsleistung als Leistungsäquivalent (elektrisch), welche sich aus der real im Jahr produzierten Strommenge dividiert durch die Stunden des Jahres (8.760 Stunden) ergibt. Sie entspricht einer theoretischen Leistung, als wäre die jährliche Strommenge unter ganzjährigem Volllastbetrieb, ohne Wartungsarbeiten, technischen Restriktionen und flexibler Betriebsweise erzeugt worden.
- **Installierte Leistung** – die tatsächlich installierte elektrische Anlagenleistung am Anlagenstandort. Sie entspricht im Grunde der Herstellerangabe zur installierten Leistung der gesamten Anlagen am Anlagenstandort. Dabei wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass diese Leistung aufgrund der Flexibilisierung des Anlagenbestandes in etwa beim Doppelten der heute installierten Leistung liegt.[1]

Einheiten und Bezüge

AF	Agrarfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GV	Großvieheinheit
ILUC	indirect land use change / indirekte Landnutzungsänderung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LN	Landwirtschaftliche Nutzfläche
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
THG	Treibhausgas
VOV	Vor-Ort-Verstromung
WD	Wirtschaftsdünger

Die folgende Tabelle stellt die verschiedenen Einheiten gegenüber. Zusätzlich wird zum Vergleich die auch für die Biogasmenge gebräuchliche und auf den Heizwert bezogene Einheit TWh_{Hi}/a dargestellt.

Umrechnungstabelle für die in dieser Publikation genutzten Energieeinheiten

TWh_{Hi} Biogas →	1,0	0,9	10,8	41,3	2,5	21,9	8,8	MWh_{Hi} Biogas
TWh_{Hs}	1,1	1,0	12,0	45,7	2,8	24,2	9,7	MWh_{Hs}
Mrd. m^3_{CH4}	0,09	0,08	1,00	3,82	0,23	→ 2,02	0,81 →	Mio. m^3_{CH4}
1000 $ha_{Nawaro,Äq}$ ←	24 ←	22	262	1000	60	530	212	$ha_{Nawaro,Äq}$
Twh_{el}	0,40	0,36	4,33	16,53	1,00	8,76	3,50	Mwh_{el}
Bemessungsleistung in MW_{el}	46	41	495	1887	114	1000 ←	400	Bemessungsleistung in kW_{el}
Installierte Leistung in MW_{el}	114	103	1236	4718	285	2500	1000	Installierte Leistung in kW_{el}

Zur Erleichterung der Nutzung der Tabelle wurden mit den Pfeilen zwei Nutzungsbeispiele veranschaulicht. Auf der rechten und der linken Seite werden die Einheiten in verschiedenen Dimensionen dargestellt. Zeitbezug ist soweit erforderlich ein Jahr.
Beispiel links: Die Bereitstellung von 1,0 TWh Biogas (Brennwert) erfordert eine äquivalente Anbaufläche für Nawaro von 24.000 ha.
Beispiel rechts: 1.000 kW elektrische Bemessungsleistung erfordern eine jährliche Methanmenge von 2,02 Mio m³.

[1] Im Folgenden wird ausgehend von der Bemessungsleistung stets eine um den Faktor 2,5 höhere installierte Leistung ausgewiesen. Dies entspricht ungefähr einer Verdoppelung der installierten Anlagenleistung aktuell (da die Anlagen im Schnitt ca. 7.000 Vollbenutzungsstunden vorweisen) und ist als Größe für den bis 2020 geschätzten möglichen Flexibilisierungsgrad als Durchschnitt des gesamten Biogas- und Biomethananlagenbestands zu sehen. Für manche Anlagen wird eine niedrigere Flexibilisierung erwartet, da diese Aufgrund der Vor-Ort-Gegebenheiten z.T. keine Verdopplung der Leistung realisieren können. Andere wiederum (insbesondere Biomethan) weisen im Portfolio eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden auf. Daher scheint eine Verdoppelung der heute typischerweise installierten Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung als angemessen.

Biomethan im Diskurs

Wenn Biogas so aufbereitet wird, dass es in das Erdgasnetz eingespeist bzw. in allen Erdgasanwendungen eingesetzt werden kann, spricht man von Biomethan. Biomethan wird in Deutschland seit 2006 produziert. Von den insgesamt rund 45 TWh_{Hs}[2] Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen, Reststoffen und Abfällen, die 2012 in Deutschland produziert wurden, sind etwa 4,1 TWh_{Hs}[3] zu Biomethan aufbereitet worden. Dies entspricht heute 0,5 % des in Deutschland verwendeten Erdgases.

Für die Biogas- und Biomethanbereitstellung werden heute, bezogen auf die bereitgestellte Energie, vorwiegend nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass mehr als 75 % der Biogasproduktion und mehr als 80 % der Biomethanproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen resultiert, davon wiederum mehr als 75 % aus Maissilage.

Es existiert zwar kaum eine Anlage, die keine Substratmischung einsetzt, es wird aber deutlich, dass die Pflanze Mais, aufgrund der Flächen- und Kosteneffizienz, gut für die Biogasproduktion geeignet ist. In einigen Regionen Deutschlands führt dies inzwischen in Verbindung mit überdurchschnittlich hohen Viehdichten zu Herausforderungen bzgl. der Einhaltung einer umweltverträglichen Landwirtschaft.

Die Biomethan-Anlagengröße erfordert gegenüber den oft kleineren Vor-Ort-Verstromungsanlagen erhebliche Flächen zur Bereitstellung der Substrate. Für typische Biomethananlagen ist von einem Flächenbedarf für die Substratversorgung von 1.200 ha auszugehen. Insbesondere die starke Zunahme von neuen Anlagen in den letzten Jahren hat zu einer deutlichen Flächenausweitung des Anbaus nachwachsender Rohstoffe für die Biogasproduktion geführt, so dass heute mehr als 1,1 Mio ha[4] Agrarfläche verwendet werden. Dies führt in einzelnen Regionen sowohl in der öffentlichen Wahrnehmung als auch im Kontext der Natur- und Umweltschutzziele zu Konflikten.

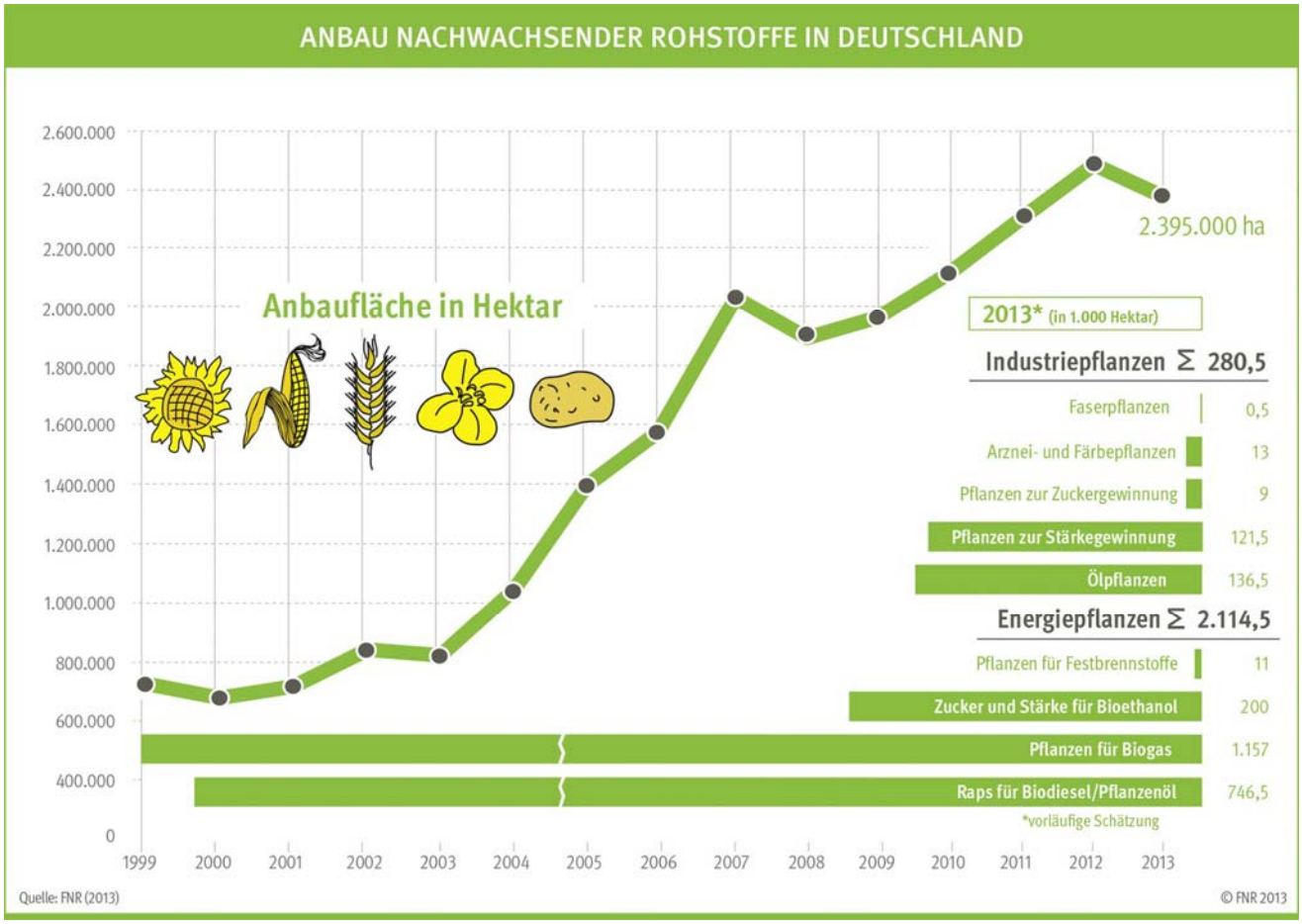


Abbildung 1: Entwicklung der Anbauflächen für nachwachsende Rohstoffe in Deutschland, FNR 2013

[2] entspricht 4,62 Mrd. m^3_{CH4}; 20 TWh_{el}; 1,2 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$

[3] entspricht 0,42 Mrd. m^3_{CH4}; 1,8 TWh_{el}; 0,11 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$

[4] entspricht 50,3 TWh_{Hs}, 4,2 Mrd. m^3_{CH4}; 18,2 TWh_{el}

Potenziale für Biogas aus Energiepflanzen

Energiepflanzen sind die wesentliche Grundlage für die Biogasproduktion in Deutschland. Ein weiterer relevanter Ausbau der Biogasproduktion ist fast ausschließlich nur mit Energiepflanzen möglich.

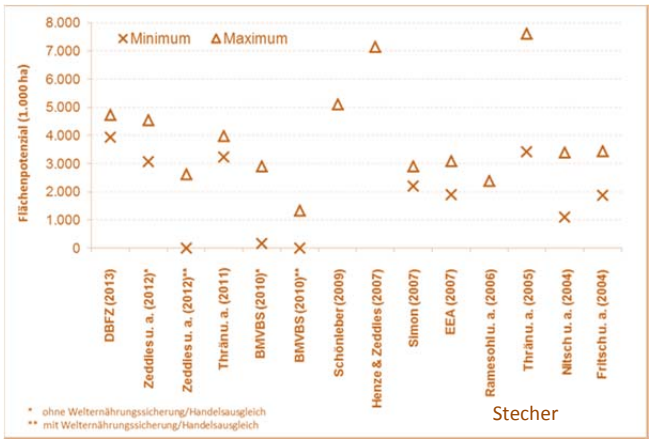


Abbildung 2: Flächenpotenziale in Deutschland 2020 – Literaturvergleich, Quelle: Stecher, K. (2013) DBFZ

Die für 2020 verfügbaren Agrarflächen für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen werden in einer Reihe von Studien sehr unterschiedlich abgeschätzt (Abbildung 2).

Für jede Potenzialabschätzung ist ein Modell des Flächenbedarfes und der politisch gesetzten Rahmenbedingungen erforderlich. Aufgrund sehr unterschiedlicher Annahmen sowohl für das Modell (z.B. genutzte Datenbasis, Methodik, Betrachtungszeitraum, Sichtweise des Erstellers, Szenarientreiber, Nachhaltigkeitsfaktoren), als auch die zukünftig gesetzten Rahmenbedingungen (Bevölkerungsentwicklung und Ernährungsgewohnheiten, Nachhaltigkeitsanforderungen, Nutzungswegvorgaben u.a.) sowie Ziele (z.B. Energie- statt Flächenpotenziale) kommen die verfügbaren Studien zu äußerst unterschiedlichen Ergebnissen.

Die Mehrzahl der in Abbildung 1 analysierten Studien lassen erwarten, dass 2020 ca. 2,5 - 4 Mio. ha landwirtschaftlicher Nutzfläche für die Produktion nachwachsender Rohstoffe verfügbar sein werden. 2013 werden bereits auf ca. 2,4 Mio. ha nachwachsende Rohstoffe angebaut, davon etwa 1,2 Mio. ha für die Biogasproduktion (FNR, 2013). Eine mäßige Ausweitung der Biogasproduktion ist auf dieser Basis denkbar. Dies setzt allerdings eine nachhaltige Produktionssteigerung bisher extensiv genutzter Flächen sowie eine umweltverträgliche Inanspruchnahme bisher nicht für die landwirtschaftliche Produktion verwendeter Flächen voraus.

Berücksichtigt werden muss, dass Energiepflanzen für die Biogasproduktion nur einen Teil der Flächen für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen belegen. In Abhängigkeit der Nachfrage und gezielten Lenkung ist heute nicht prognostizierbar, wie hoch das Potenzial für die Biogasproduktion in der Zukunft sein wird. Eine Reduktion der Biokraftstoffziele scheint beispielsweise nur geringe relevante Auswirkungen auf verfügbare Potenziale zu haben, da z.B. Raps im Rahmen einer sinnvollen Fruchtfolgegestaltung in etwa bei dem heutigen Anbauumfang beibehalten werden wird. Demgegenüber wirken die Agrarpreise direkt auf die zu wählenden Nutzungspfade. Langfristig wird erwartet, dass die stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe eine deutlich größere Rolle bei der Potenzialerschließung spielen wird als heute; bis 2020 aber nur in sehr geringem Maße (0,28 Mio. ha; FNR 2013).

Ein Ausbaupotenzial für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen insgesamt ist mit 0,1 bis 1,5 Mio ha[5] bis 2020 gegeben, aber begrenzt. Demnach ist bestenfalls ein mäßiger Ausbau der Energiepflanzenproduktion zur Biogaserzeugung möglich. Der Ausbau darf der Erreichung von Natur- und Umweltschutzzielen jedoch nicht entgegenstehen.

Unabhängig von der Flächenverfügbarkeit hat die Effizienz der Flächennutzung eine erhebliche Auswirkung auf die zu erwartenden Energiepotenziale aus nachwachsenden Rohstoffen.

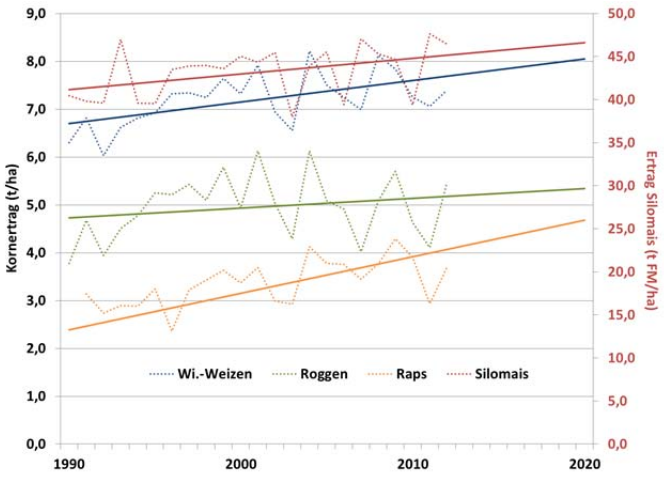


Abbildung 2: Ertragsentwicklung ausgewählter landwirtschaftlicher Kulturen von 1990 bis einschl. 2020 als Trend[6]

Für konventionelle Ackerkulturen, aber insbesondere für Energiepflanzen, werden durch züchterische Maßnahmen Ertragssteigerungen von ca. 1% pro Jahr im Durchschnitt

[5] entspricht 4,6-68,6 TWh_{Hs}, 0,4-5,7 Mrd. m^3_{CH4}; 1,65-24,8 TWh_{el}
[6] DESTATIS 2013, C. Weiser, TLL

erwartet[7]. Dadurch können theoretisch Flächen von der Nahrungsmittelproduktion für die Bereitstellung nachwachsender Rohstoffe verfügbar gemacht werden (Abbildung 2).

Durch Züchtung und Anbauoptimierung ist bei noch nicht züchterisch bearbeiteten Energiepflanzen ein deutlich höherer Ertragszuwachs pro Flächeneinheit zu erwarten.

Die Flächennutzung kann bezogen auf verschiedene Endenergieträger (Strom, Wärme, Kraftstoff) und verschiedene Technologien (Bioenergie vs. Windkraft vs. Solarenergie) bewertet werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass äußerst unterschiedliche Qualitäten der Energie bereitgestellt werden. Darüber hinaus sind damit sehr verschiedene Kombinationswirkungen mit flächenbezogenen Effekten verbunden (z.B. parallele Futtermittelbereitstellung bei der Rapsölproduktion; Futter- oder Biogasproduktion aus der Schlempe der Ethanolherstellung, gleichzeitige Nutzbarkeit der Agrarfläche bei Windenergiegewinnung etc.). Aus diesen Gründen ist kein direkter Vergleich der Nutzungseffizienz möglich. Ein Vorrang einer Flächennutzung für Endenergieträger oder Technologien lässt sich nicht ableiten.

Ertragszuwächse bei der landwirtschaftlichen Produktion können bis 2020 zu einer möglichen Ausweitung der Bereitstellung nachwachsender Rohstoffe führen.

[7] FAO 2012 (World Agriculture towards 2030/2050. The 2012 Revision: 1,3 % weltweit und 0,8 % für Industrieländer bis 2030

Anbauprioritäten und Bereitstellungskosten

Die Entscheidung, welche Kulturen auf der Agrarfläche produziert werden, ist für den Landwirt, unter Beachtung der guten fachlichen Praxis und der rechtlichen Rahmenbedingungen, oft ökonomischer Natur. Damit steht jegliche Bereitstellung von nachwachsenden Rohstoffen für Biogasanlagen sowohl aus Sicht der Flächenbelegung als auch aus Sicht der Nutzungspfade in Konkurrenz mit Alternativen im Bereich Futtermittel-, Nahrungsmittel-, Energiebereitstellung oder der stofflichen Nutzung. Geringe Konkurrenzen sind nur bei Folgeaufwüchsen von bewirtschaftetem Grünland und Zwischenfrüchten auf Acker- sowie derzeit nicht bewirtschafteten Flächen festzustellen.

Ob ein nachwachsender Rohstoff zur Biogasproduktion bereitgestellt wird oder nicht, wird wesentlich durch die ökonomisch definierten Alternativen bestimmt. Die Erlöse je Flächeneinheit sind abhängig von den gesetzten Anreizen und auf dieser Basis konkurrieren alle Flächennutzungen miteinander. Wesentliche Faktoren sind die Agrarmarktpreise, Förderungen z.B. zur Bereitstellung von Energieträgern oder zur Sicherung von bestimmten Naturschutzzielen sowie regulatorische Bewirtschaftungsauflagen.

Im Vergleich zum Mais als Hauptkultur für die Biogasproduktion sind – in Abhängigkeit von den lokalen Anbaubedingungen – in der Regel alle alternativen Anbaukulturen sowohl von einem Mehrbedarf an Anbaufläche als auch von höheren Bereitstellungskosten je Einheit Biogas gekennzeichnet. In diesem Kontext hat auch der „Maisdeckel“ im EEG regional zu einem höheren Flächenbedarf und höheren Biogasproduktionskosten geführt als dies betriebswirtschaftlich und volkswirtschaftlich erforderlich wäre.

Die Agrarpreisentwicklungen werden durch den internationalen Markt aber auch politisch gesetzte Rahmenbedingungen beeinflusst. Allerdings sind zukünftig durch Wegfall preisstützender Regelungen und Öffnung des Marktes stärkere Preisschwankungen zu erwarten. Diese Schwankungen können sich auf die Bereitstellungskosten von Biogas und Biomethan direkt auswirken, allerdings nur wenn keine langfristigen Verträge für die Substratlieferung fixiert sind.

Die Biomassebereitstellungskosten schwanken mit den Agrarpreisen, ohne dass eine klare Tendenz für die Zukunft absehbar ist. Mais wird auch zukünftig die bedeutendste Anbaukultur für Biogasanlagen sein.

Flächen- und Nutzungskonkurrenzen treten verstärkt in Regionen auf, in denen die Fläche an sich schon sehr begrenzt ist und die Nutzung z.B. an den vorhandenen Tierbestand gebunden ist, wie in Veredelungs- und Milchviehregionen. Hier bestehen kaum alternative Nutzungsmöglichkeiten für Fläche und pflanzliches Produkt, da die Grundfutterversorgung abgesichert werden muss. In Marktfruchtregionen, mit keinem bzw. wenig Tierbesatz, bestehen diese Konkurrenzen nicht. Hier wird sogar ein Teil der erzeugten pflanzlichen Agrarrohstoffe – in der Regel Getreide - in andere EU-Staaten bzw. Drittländer exportiert. In diesen Regionen steuert aufgrund fehlender Tierhaltung der Marktpreis direkt den Anbau.

Tabelle 1: Selbstversorgungsgrad ausgewählter landwirtschaftlicher Erzeugnisse in D (2010/2011) in % (BLE, BMELV; 2013)

Erzeugnisse	Selbstversorgungsgrad in %
Weizen	118
Zucker	122
Kartoffeln	138
Hülsenfrüchte	74
Gemüse	35
Obst	18
Rindfleisch	112
Schweinefleisch	115
Frischmilcherzeugnisse	123
pflanzliche Öle u. Fette	35
Eier u. Eiererzeugnisse	68

Anhand des Selbstversorgungsgrades Deutschlands mit Agrarprodukten (Tab. 1) lässt sich ableiten, welche Kulturen mit Alternativen, z.B. Energiepflanzen, ersetzt werden könnten; nämlich Weizen, Zuckerrüben, Kartoffeln. Es ist jedoch zu bedenken, dass die landwirtschaftliche Erzeugung stets in globalen Zusammenhängen zu sehen ist. Eine Reduktion des Getreide-, Zucker- und Kartoffelexportes wirkt sich auf die Produktion in anderen Regionen der Welt aus, da von einer konstanten Nachfrage nach diesen Produkten ausgegangen werden muss. Man spricht in diesem Fall von indirekten Landnutzungsänderungen, die

mit negativen sozialen oder ökologischen Folgewirkungen verbunden sein können (siehe auch S. 9).

Tabelle 2: Anbauflächenanteile ausgewählter Fruchtarten in Deutschland nach Bundesländern 2010[8]

2010	Wi.-Weizen	Zuckerrüben	Kartoffeln	Silomais
BL	Anbauflächenumfang in % der AF			
BB	**15,09**	0,69	0,86	14,91
BW	**27,73**	1,87	0,64	12,83
BY	**25,02**	2,86	2,09	18,16
HE	**34,39**	2,97	0,89	7,66
MV	**32,18**	2,27	1,28	12,40
NI	22,72	5,17	5,95	**22,92**
NW	**26,62**	5,04	2,92	14,98
RP	28,68	4,47	1,88	7,17
SH	29,58	1,08	0,78	**25,24**
SL	26,05	0,00	0,39	9,86
SN	27,25	1,75	0,97	9,61
ST	**34,40**	**4,55**	1,26	9,86
TH	**37,22**	1,31	0,34	8,01

Tabelle 3: Struktur der Viehhaltung in Deutschland nach Bundesländern 2010[8]

	GV*	Tierhaltungsbetriebe	Tierbesatz
	in Mio.	in 1.000 Stück	GV/100 ha
BB	0,56	3,97	42
BW	1,05	**28,17**	**72**
BY	**2,97**	**75,98**	**93**
HE	0,47	13,47	59
MV	0,54	3,08	41
NI	**2,89**	**32,74**	**119**
NW	**1,77**	27,72	131
RP	0,34	8,06	46
SH	1,07	11,58	107
SL	0,05	1,03	57
SN	0,49	4,74	54
ST	0,41	2,44	36
TH	0,36	2,77	46

*(GV = Großvieheinheit ≙ 500 kg Lebendgewicht)

Dabei muss auch hier die regionale Vorzüglichkeit des Anbaus und der Erzeugung der verschiedenen Produkte beachtet werden (Tabellen 2 und 3). Wie gut zu erkennen ist, sind es lediglich 2 bis 3 Flächenbundesländer von 13, in denen der Anbauflächenanteil von Silomais höher ist als von anderen Kulturen. Pauschale Grenzen über ganz Deutschland sind daher nicht zielführend.

Alternative Energiepflanzen und Agrarmaßnahmen, die das Erscheinungsbild des Energiepflanzenanbaus verändern (z.B. Farbe-ins-Feld-Projekt) werden zunehmend eingesetzt. Dies wird subjektiv wahrgenommen und führt insbesondere lokal zu einer höheren Akzeptanz bzw. einem verbesserten Image der Biogasproduktion. Zusätzlich werden durch den Energiepflanzenanbau positive Effekte für die Erweiterung der Fruchtfolgen erreicht. In der Regel ist der Anbau alternativer Energiepflanzen aber mit spezifischen Mehrkosten und meist auch mit einem Mehr an Flächenbedarf verbunden.

Ein Ausbau der Nutzung von Energiepflanzen für die Biogasproduktion sollte von einem verstärkten Einsatz alternativer Energiepflanzen begleitet sein. Dieser Einsatz ist allerdings kurz- und mittelfristig mit Mehrkosten und Mehrflächenbedarf verbunden.

[8] (unterstrichen sind die jeweils kleinsten Anteile, fett sind die jeweils höchsten Anteile) (Statistisches Bundesamt 2013)

Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus auf Natur und Landschaft

Der Energiepflanzenanbau erfolgt in der Regel auf Agrarflächen und unterscheidet sich nicht systemimmanent vom Anbau anderer landwirtschaftlicher Kulturen für Nahrungs- und Futtermittel. Die Nutzung von Dauergrünland zur Biomassebereitstellung ist von untergeordneter Bedeutung. Abhängig von regionalen Anbauschwerpunkten können Energiepflanzen, wie jede andere landwirtschaftliche Kulturart, eine positive oder negative Umweltwirkung haben (z.B. bzgl. Fruchtfolge oder Humushaushalt).

Der Anbau von landwirtschaftlichen Kulturen, also auch Mais, richtet sich nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis (GfP) sowie den umfangreichen Regelungen des landwirtschaftlichen Fachrechts. Hierbei sind für den Maisanbau, aufgrund der speziellen Pflanzeneigenschaften und -ansprüche, vor allem die Regelungen zur Fruchtfolgegestaltung (ersatzweise der Humusbilanzierung), der Nährstoffbilanzierung (Stickstoff, Phosphor) und des Erosionsschutzes zu beachten. Die Fruchtfolgegestaltung ist deshalb zu beachten, weil Mais sehr gut selbstverträglich ist und mittel- bis langfristig ohne nennenswerte Ertragsdepression in Selbstfolge angebaut werden kann, die Nährstoffbilanzierung deshalb, weil Mais sehr gut (organische) Dünger verträgt und verwerten kann und der Erosionsschutz deshalb, weil Mais eine Reihenkultur ist, d.h. die Körner in Einzelkornablage in weiteren Reihen als bei anderen Kulturen (wie Weizen, Gerste, Raps) üblich, gesät wird, um eine üppige Einzelpflanzenentwicklung zu gewährleisten. Da der Mais eine langsame Jugendentwicklung aufweist, kommt es nach der Aussaat erst sechs bis acht Wochen später zum Reihenschluss. Daher besteht bei Mais, genauso wie bei Zuckerrüben, standortabhängig (Zusammenwirken von Hangneigung, Hanglänge, Niederschlagsmenge, Bewirtschaftungsart) eine potenzielle (Wasser-)Erosionsgefährdung, d.h. Abtrag von Boden (in t/Jahr) durch vor allem (Stark-)Niederschlag in angrenzende Ökosysteme. Die so gefährdeten Feldblöcke sind jedoch seit der letzten Förderperiode bereits in zwei Gefährdungsklassen erfasst und hier muss der Landwirt eine jeweils geeignete Bewirtschaftung nachweisen (Pflügen quer zum Hang, Untersaaten, Zwischenfrüchte…).

Der Energiepflanzenanbau ist im Vergleich zum Anbau von Pflanzen für andere Nutzungsrichtungen, hinsichtlich der Wirkung auf Natur und Landschaft neutral zu bewerten.

Regelungen ausschließlich zum Energiepflanzenanbau sind nicht geeignet regional bestehende (Umweltverträglichkeits-)Probleme der landwirtschaftlichen Produktion zu lösen.

Der Energiepflanzenanbau für die Biogasproduktion ist nur als kritisch aus Umwelt- und Naturschutzsicht zu bewerten, wenn damit vorrangig in Veredelungsregionen eine erhebliche Nutzungsintensivierung und entgegen der guten fachlichen Praxis, der Verlust von umweltverträglicher Bewirtschaftung einhergeht.

Einzelne Verstöße gegen Umwelt- und Naturschutzziele in der Landwirtschaft sind bekannt. Dazu gehören Verstöße gegen Cross-Compliance-Regelungen, wie z.B. zu hohe Nährstoffsalden, und betreffen alle Bereiche der Landwirtschaft und nicht nur die Bioenergie – allerdings in zum Teil deutlich standörtlich unterschiedlichem Maße. Beispielsweise ist der in einigen Regionen festgestellte überproportionale Maisanbau sowohl auf den Ausbau der bereits seit langem zu stark konzentrierten Viehhaltung zurückzuführen. Jeglicher Anreiz zur Ausweitung der Biogaserzeugung in diesen Regionen steht somit dem Natur- und Umweltschutz entgegen. Andererseits sind zusätzliche Energiepflanzenkulturen beispielswiese in Getreideanbauregionen positiv hinsichtlich der Fruchtfolgen und damit des Natur- und Umweltschutzes zu beurteilen. Die Höhe des Konfliktpotenzials ist folglich insbesondere regional sehr unterschiedlich. Stärkere Konsequenzen aus Kontrollen und eine konsequente Umsetzung bestehender Schutzregelungen könnten die heute bekannten Konflikte ohne zusätzliche Rahmenbedingungen deutlich reduzieren.

- Biogas-/-methananlagen wirken in der Agrarstruktur ähnlich positiv wie die Tierhaltung (→ Nährstoffkreislauf)
- Tierhaltung und Biogas-/-methananlagen können sich gut ergänzen, greifen aber auf gleiche Ressourcen zu (Maisanbau- und Düngungsfläche)
- Kontroversen im Zusammenhang mit der Energiepflanzennutzung in Biogasanlagen sind oft Folgen:
  - fehlerhafter Agrarstrukturplanung (hohe Tierkonzentrationen mit Wirkung auf Pachtpreise und Maisanbau, Biogasanlagen-Besatz, …)
  - falscher Anreize ausgelöst durch pauschale, flächendeckend gleiche Förderungsbedingungen (EEG)
  - zu großer oder zu vieler Biogasanlagen in Regionen mit bereits hohem Tierbesatz

Der Energiepflanzenanbau und der konventionelle Pflanzenbau sind aus Natur- und Umweltschutzaspekten gleichrangig zu bewerten. Von großer Bedeutung ist daher die Einhaltung und Kontrolle bestehender Regelungen zu Natur- und Umweltschutz in beiden Sektoren.

Die zu erwartenden Züchtungserfolge im Energiepflanzenanbau lassen generell keine direkte Alternativnutzung von Anbauflächen für Zwecke des Natur- und Umweltschutzes erwarten, da Agrarprodukte weltweit nachgefragt werden. Energiepflanzen können hier jedoch zur Erweiterung von Fruchtfolgen auch bzw. gerade in der Nahrungs- und Futtermittelproduktion positiv beitragen.

Damit wird die sehr enge Verzahnung aller landwirtschaftlichen Produktionsrichtungen deutlich. Die Erzeugung der verschiedenen Produkte findet auf der gleichen Fläche im besten Fall im ausgewogenen Fruchtfolgesystem statt. Dies verdeutlicht aber auch, dass einseitig höhere Anforderungen des Natur- und Umweltschutzes nur an den Energiepflanzenanbau wenig sinnvoll sind.

Der Energiepflanzenanbau gilt heute als Vorreiter hinsichtlich der Entwicklung von Natur- und Umweltschutzanforderungen, die sogar im Rahmen von nationalen Nachhaltigkeitsverordnungen umgesetzt werden. Da diese Verordnungen jedoch vorrangig dazu geschaffen wurden indirekte Landnutzungsänderungen in Nicht-EU-Staaten zu verhindern, liegen die Anforderungen im Bereich der Cross-Compliance-Anforderungen in EU-Mitgliedsstaaten.

Der Energiepflanzenanbau kann positive Umwelt- und Naturschutzwirkungen im Kontext der gesamten Agrarflächennutzung entfalten. Umwelt- und naturschutzseitige Anforderungen sollten für die gesamte Landwirtschaft einschließlich Energiepflanzenanbau gelten.

Perspektiven für den Energiepflanzenanbau

Aus rein landwirtschaftlicher Sicht gibt es gute Argumente für die Beibehaltung der Energiepflanzenbereitstellung:

- Optimierung des Betriebsmanagementes im Ackerbau (u.a. Fruchtfolge, Arbeitsspitzenmanagement, Sicherstellung von Nährstoffkreisläufen, Vereinheitlichung der Düngerqualität)
- Diversifizierung der Einkommensquellen zur Risikoverringerung und Einkommensstabilisierung
- Steigerung der effizienten Gülleverwertung einschließlich der Erhöhung des pflanzen-

Der Energiepflanzenanbau ist heute ein fester Bestandteil der Landwirtschaft und sollte dies sowohl aus betriebs- und volkswirtschaftlicher als auch aus anbautechnischer Sicht weiterhin bleiben.

Für die Landwirtschaft spielt es zunächst keine Rolle, in welchen Anwendungspfaden (Strom, Wärme, Kraftstoff) das Biogas verwendet wird. Auch ist es nicht relevant, ob eine Aufbereitung des Gases auf Erdgasqualität erfolgt oder nicht. Allein die Frage der Art der Energiepflanzen ist von regionaler Bedeutung zur Einhaltung z.B. von Fruchtfolgen und kann sich darauf auswirken, welcher Rohstoff für unterschiedliche Bioenergiepfade (z.B. Biogas, Bioethanol, Biodiesel) produziert wird. Die Stellung des Landwirtes in der Wertschöpfungskette als Substratzulieferer, Dienstleister für den Anlagenbetrieb oder Investor und Betreiber ist hier von Relevanz. Gerade bei großen Anlagen wie z.B. Biomethananlagen ist die Landwirtschaft häufig Substratzulieferer und Gärrestverwerter. Damit wäre dies z.B. mit Getreidemühlen oder Zuckerfabriken vergleichbar. Allerdings können die Biogassubstrate, wie auch die Gärreste, nur regional bereitgestellt und verwertet werden, da hier die Transportwürdigkeit der Produkte, durch begrenzte Lagerfähigkeit bzw. ihren hohen Wasseranteil, nicht gegeben ist. Es ist allerdings Konsens, dass gerade Großanlagen eine besonders hohe Prozesseffizienz aufweisen und damit auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive erhebliche Kosteneffizienzpotenziale.

Daher sollte ein Vorrang der Beteiligung landwirtschaftlicher Akteure an der Wertschöpfungskette im Sinne einer volkswirtschaftlichen Systemoptimierung abgewogen werden.

Aus landwirtschaftlicher Sicht ergeben sich keine Prioritäten für die Nutzungswege von Energiepflanzen (Biogas, Bioethanol,…). Die politische Rahmensetzung sollte allein auf den volkswirtschaftlichsten Nutzen von Energiepflanzen sowie die Sicherung einer umweltverträglichen Wirtschaftsweise eine Lenkungswirkung ausüben.

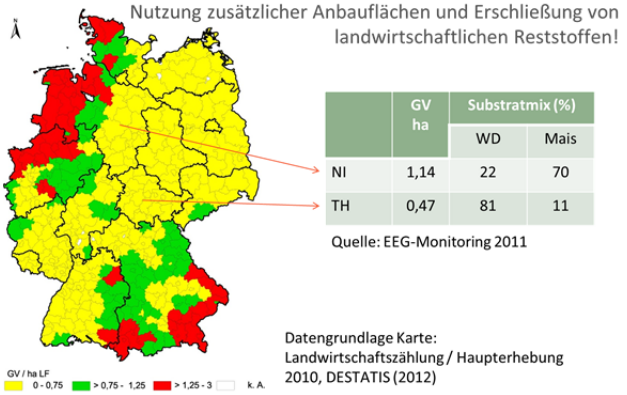
Im Zuge einer landwirtschaftlichen Produktion von Bioenergieträgern nimmt der Druck auf die verfügbare Landwirtschaftliche Nutzfläche (LN) zu. Aufgrund der dadurch ausgelösten Verdrängungseffekte auf globaler Ebene ist die Energiebereitstellung aus nachwachsenden Rohstoffen zunehmend in die Kritik geraten. Mit dem Ziel der Versachlichung der Diskussion hinsichtlich der Auswirkungen auf den Klimaschutz dieser Verdrängungseffekte, wurden Modelle zur Bewertung der indirekten Landnutzungsänderungen (ILUC = indirect land use change) entwickelt. Die gegenwärtig genutzten Modelle sind makroökonomische (höchst komplexe Gleichgewichtsmodelle) oder deterministische (sehr vereinfachte grobe Festlegungen). Für beide Ansätze ist jedoch festzuhalten, dass die Berechnungsergebnisse (ILUC-Faktoren) wissenschaftlich nicht belastbar sind. Zudem ist die Berechnung und Zuweisung von ILUC-Effekten auf einzelbetrieblicher Ebene bzw. für eine spezielle Energiepflanzenart äußerst problematisch. Vor diesem Hintergrund ist eine unmittelbare Anwendung von ILUC-Faktoren nicht angemessen.

Für diverse Bioenergieträger gibt es bereits (politisch) abgestimmte ILUC-Faktoren, für Biogas/Biomethan bislang jedoch noch nicht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dieser Faktor – wie auch die bestehenden ILUC-Faktoren – durchaus signifikant für die Gesamtbewertung des Biomethannutzungspfades wäre.

Indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC) sind auch für die Bewertung des Energiepflanzenanbaus zur Biogasproduktion relevant. Für konkrete Anlagen oder Biomassen liefern ILUC-Faktoren heute aber noch keine belastbaren Aussagen.

Notwendigkeit und Möglichkeiten der regionalen Steuerung

Durch die ökologisch außerordentlich sinnvolle Kombination der Vergärung von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen werden die vorhandenen Güllepotenziale erschlossen. In einigen Regionen in Deutschland existiert eine äußerst hohe und allgemein auch als kritisch angesehene Konzentration der Viehhaltung mit entsprechender Futterbereitstellung (z.B. aus Silo- und Körnermais). Diese Viehhaltung führt zu erheblichen Überschüssen an Nährstoffen, die in den Regionen für die Düngung nicht erforderlich sind. Durch den sinnvollen Anreiz zur Kombination der Nutzung von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen im EEG 2009 wurden allerdings auch dort zusätzlich Anreize für einen Anlagenzubau, und damit auch einen weiteren Maisanbau, gesetzt sowie den Nährstoffüberschüssen nicht entgegengewirkt. Als Paradoxon ist aber auch zu beachten, dass ein hoher Tierbesatz nicht zwangsläufig zu einem hohen Gülleeinsatz in Biogasanlagen führt (Abbildung 3).



	GV ha	Substratmix (%)	
		WD	Mais
NI	1,14	22	70
TH	0,47	81	11

Quelle: EEG-Monitoring 2011

Abbildung 3: Agrarstrukturbedingter Viehbesatz (GV/ha LF) und Biogaseinsatzstoff (Substrat)-Mix verschiedener Regionen in Deutschland¸WD: Wirtschaftsdünger

Diese und auch andere Effekte (z.B. hohe regionale Konzentration von Biogasanlagen; Förderung der Gärresttrocknung in Regionen mit hoher Biogasanlagendichte ohne Wärmeabnehmer zur Sicherung der Existenzfähigkeit der Anlagen bzw. zur Unterstützung der Nährstoffexporte aus der Region) sind historisch durch politische Lenkung als auch agrarstrukturelle Entwicklungen gewachsen, können aber ursächlich nicht auf die Förderung der Energiepflanzennutzung zur Biogasproduktion zurückgeführt werden. Trotzdem ist gerade im Kontext der stark zunehmenden Biogasproduktion in den letzten Jahren der Energiepflanzenanbau in den Fokus der Kritik geraten. Diese Effekte sind regional in Deutschland außerordentlich unterschiedlich (Abbildung 4).

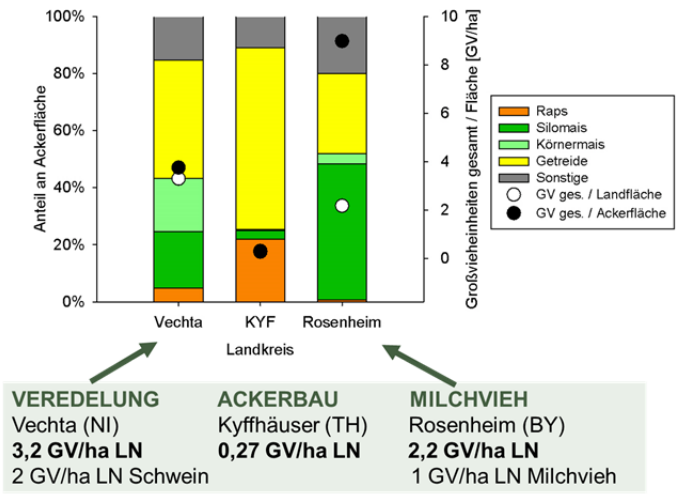


Abbildung 4: Agrarstrukturbedingte Fruchtfolgen verschiedener Anbauregionen in Deutschland (TLL 2013)

Konflikte im Zusammenhang mit einer sehr hohen Konzentration der Energiepflanzenbereitstellung existieren regional, aber nicht flächendeckend. Ihre Wurzeln sind historisch in der Konzentration gleicher Betriebsausrichtungen in wenigen Regionen, die nicht auf einer relativen Vorzüglichkeit des Standortes beruhen, hervorgegangen. Die Anreize zur Energiepflanzenproduktion haben diese Entwicklung verstärkt bzw. beschleunigt.

Zur Lösung der Konflikte scheinen nur grundsätzliche agrarstrukturelle Maßnahmen geeignet zu sein. Allein eine auf die Region bezogene Obergrenze für den Ausbau des Energiepflanzenanbaus für Biogasanlagen könnte ggf. die weitere Verschärfung der Konflikte zumindest geringfügig mindern. Die aus dem Bestand an Biogasanlagen sowie Tierhaltungsbetrieben bereits vorhandenen Problemstellungen können z.B. durch Maßnahmen wie die Nichtzulassung des Ausbaus von Tier- und Biogasanlagenbestand oder die Nichtzulassung der Gärresttrocknung eingefroren werden. Ein Rückbau bereits getätigter Investitionen, der den Flächendruck vermindern würde, scheint unrealistisch. Allerdings führen steigende Agrarpreise zur sinkenden Rentabilität der Biogasanlagen und damit bis zur Anlagenschließung und Flächenfreisetzung. Ein Zubau von energiepflanzenbasierten Biogasanlagen sollte daher in Regionen mit geringem Viehbesatz und geringer Biogasanlagendichte gelenkt werden.

Für eine regionale Ausbaubegrenzung des Energiepflanzenanbaus und eine regionale Lenkung des Zubaus ist es Konsens, dass keine allgemeingültigen Kriterien festgelegt

werden können, die der sehr lokal verankerten Problematik gerecht werden. Die Anreizinstrumente für den Ausbau der Biogasproduktion auf Energiepflanzenbasis (z.B. EEG, Biokraftstoffanreizsystem) sind dafür ungeeignet. Über das Planungsrecht kann den Natur- und Umweltschutzaspekten am besten Rechnung getragen werden.

In Hinblick auf die Begrenzung einer zu hohen Konzentration des Energiepflanzenanbaus ist es positiv zu sehen, dass sich regionale Märkte für Biogas-Energiepflanzen herausbilden, da z.B. Silagen nur regional vermarktbar sind. Somit können bei verstärkter Substratnachfrage erhöhte Preise zu einer Begrenzung eines weiteren Zubaus führen. Auf dieser Basis ist zu erwarten, dass eine Selbstregulation der Anlagendichte zum Tragen kommt solange keine spezifischen Anreize wie z.B. der Güllebonus dem entgegenwirken und die Bezahlbarkeit hoher Substratpreise bewirken.

Regional scheint eine gemeinsame Begrenzung des Zubaus sowohl der Biogasanlagen als auch der Tierproduktion sinnvoll zu sein. Eine Steuerung scheint nicht über das Förderrecht der Bioenergiebereitstellung realisierbar zu sein, sondern am ehesten über die Lenkung der Agrarstruktur, z.B. über das Planungsrecht.

Dossier

Beitrag von Biomethan im Energiesystem

November 2014

Universität Rostock Traditio et Innovatio

DBFZ

ifeu

Institut für Biogas Kreislaufwirtschaft & Energie Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

VAFB Thüringen e.V.

Fraunhofer IWES

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Ein Projekt im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Ein Produkt des Projektes „Perspektiven der Biogas-einspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Dieses Dossier fasst wesentliche Erkenntnisse aus Experten-Fachgesprächen im oben benannten Vorhaben zusammen. Die Erkenntnisse basieren auf publizierten Fakten und Berechnungen als auch auf durch das Projektkonsortium gemeinsam getragenen Experten-meinungen. Wissensstand ist Anfang 2014. Alle Aussagen sind auf den Zeitraum 2013 – 2020 bezogen. Es wird vorwiegend die Nutzung von Biomethan im heutigen Energiesystem analysiert. Auf die in vielerlei Literatur sehr gut beschriebene Produktionskette von Biomethan wird nicht detailliert eingegangen.

Autoren:

Frank Scholwin (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie)

Uwe Holzhammer (Fraunhofer IWES)

Johan Grope (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Universität Rostock)

Andrea Schüch (Universität Rostock)

Koordination:

Frank Scholwin, Johan Grope

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Henßstr. 9, 99423 Weimar

03643 - 7 40 23 64

info@biogasundenergie.de

www.biogasundenergie.de

Andrea Schüch

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

0381 - 498 3401

asw@uni-rostock.de

www.auf-aw.uni-rostock.de

Abkürzungen

Um sowohl eine einheitliche Verwendung von Bezugsgrößen sicherzustellen als auch sicherzustellen, dass die für den Leser üblichen Einheiten verwendet werden, werden alle Angaben zu Potenzialen und Energiemengen in verschiedenen Einheiten jeweils in einer Fußnote angegeben:

- **TWh_{Hs}** – Haupteinheit für die Beschreibung von Energiemengen bezogen auf Biogas oder Biomethan. Der Index Hs stellt den Bezug auf den Brennwert dar.
- **m^3_{CH4}** – Das der Energiemenge entsprechende Methan z.B. in Biogas oder in Biomethan.
- **$ha_{Nawaro,Äq}$** – Die der Energiemenge entsprechende Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe, wenn die Energiemenge vollständig aus nachwachsenden Rohstoffen produziert werden würde.
- **TWh_{el}** – Die aus der Energiemenge des Gases produzierbare Menge elektrischer Energie in einem modernen Blockheizkraftwerk.
- **Bemessungsleistung (BL)** – Eine Jahresdurchschnittsleistung als Leistungsäquivalent (elektrisch), welche sich aus der real im Jahr produzierten Strommenge dividiert durch die Stunden des Jahres (8.760 Stunden) ergibt. Sie entspricht einer theoretischen Leistung, als wäre die jährliche Strommenge unter ganzjährigem Volllastbetrieb, ohne Wartungsarbeiten, technischen Restriktionen und flexibler Betriebsweise erzeugt worden.
- **Installierte Leistung** – die tatsächlich installierte elektrische Anlagenleistung am Anlagenstandort. Sie entspricht im Grunde der Herstellerangabe zur installierten Leistung der gesamten Anlagen am Anlagenstandort. Dabei wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass diese Leistung aufgrund der Flexibilisierung des Anlagenbestandes in etwa beim Doppelten der heute installierten Leistung liegt.[1]

Einheiten und Bezüge

BHKW	Blockheizkraftwerk
BL	Bemessungsleistung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
GuD-Kraftwerk	Gas und Dampf-Kombikraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MRU	Must-Run-Units
PV	Photovoltaik
RL	Regelleistung
SDL	Systemdienstleistungen
THG	Treibhausgas
VOV	Vor-Ort-Verstromung

Die folgende Tabelle stellt die verschiedenen Einheiten gegenüber. Zusätzlich wird zum Vergleich die auch für die Biogasmenge gebräuchliche und auf den Heizwert bezogene Einheit TWh_{Hi}/a dargestellt.

Umrechnungstabelle für die in dieser Publikation genutzten Energieeinheiten

TWh_{Hi} Biogas →	1,0	0,9	10,8	41,3	2,5	21,9	8,8	MWh_{Hi} Biogas
TWh_{Hs}	1,1	1,0	12,0	45,7	2,8	24,2	9,7	MWh_{Hs}
Mrd. m^3_{CH4}	0,09	0,08	1,00	3,82	0,23	→ 2,02	→ 0,81	Mio. m^3_{CH4}
1000 $ha_{Nawaro,Äq}$ ←	24 ←	22	262	1000	60	530	212	$ha_{Nawaro,Äq}$
Twh_{el}	0,40	0,36	4,33	16,53	1,00	8,76	3,50	Mwh_{el}
Bemessungsleistung in MW_{el}	46	41	495	1887	114	1000 ←	400	Bemessungsleistung in kW_{el}
Installierte Leistung in MW_{el}	114	103	1236	4718	285	2500	1000	Installierte Leistung in kW_{el}

Zur Erleichterung der Nutzung der Tabelle wurden mit den Pfeilen zwei Nutzungsbeispiele veranschaulicht. Auf der rechten und der linken Seite werden die Einheiten in verschiedenen Dimensionen dargestellt. Zeitbezug ist soweit erforderlich ein Jahr.
Beispiel links: Die Bereitstellung von 1,0 TWh Biogas (Brennwert) erfordert eine äquivalente Anbaufläche für Nawaro von 24.000 ha.
Beispiel rechts: 1.000 kW elektrische Bemessungsleistung erfordern eine jährliche Methanmenge von 2,02 Mio m^3.

[1] Im Folgenden wird ausgehend von der Bemessungsleistung stets eine um den Faktor 2,5 höhere installierte Leistung ausgewiesen. Dies entspricht ungefähr einer Verdoppelung der installierten Anlagenleistung aktuell (da die Anlagen im Schnitt ca. 7.000 Vollbenutzungsstunden vorweisen) und ist als Größe für den bis 2020 geschätzten möglichen Flexibilisierungsgrad als Durchschnitt des gesamten Biogas- und Biomethananlagenbestands zu sehen. Für manche Anlagen wird eine niedrigere Flexibilisierung erwartet, da diese Aufgrund der Vor-Ort-Gegebenheiten z.T. keine Verdopplung der Leistung realisieren können. Andere wiederum (insbesondere Biomethan) weisen im Portfolio eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden auf. Daher scheint eine Verdoppelung der heute typischerweise installierten Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung als angemessen.

Biomethan im Diskurs

Wenn Biogas so aufbereitet wird, dass es in das Erdgasnetz eingespeist bzw. in allen Erdgasanwendungen eingesetzt werden kann, spricht man von Biomethan. Biomethan wird in Deutschland seit ca. 2006 produziert. Von den insgesamt ca. 45 TWh_{Hs}[2] Biogas, die 2012 in Deutschland produziert wurden, wurden ca. 4,1 TWh_{Hs}[3] zu Biomethan aufbereitet. Dies entspricht ca. 0,5 % des in Deutschland verwendeten Erdgases.

Biomethan wird in Deutschland fast ausschließlich in das Erdgasnetz eingespeist. Die Nutzung erfolgt weitestgehend in hocheffizienten Blockheizkraftwerken (BHKW) für die Produktion von Strom und Wärme. Biomethan-BHKW sind aufgrund der Speicherbarkeit des Biomethans im Erdgasnetz in der Lage, mit hoher Flexibilität bedarfsorientiert Strom bereitzustellen und somit auf Strombedarfsschwankungen zu reagieren. Darüber hinaus können mittels Biomethan Systemdienstleistungen für den sicheren Stromtransport erbracht werden. Damit wird die Transformation des Energiesystems von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern unterstützt. Biomethan-BHKW weisen mehrere Eigenschaften auf, die Vorteile im Energiesystem gegenüber BHKW, die in direkter örtlicher Nähe zu Biogasanlagen betrieben werden, bieten.

Aber auch gegenüber mit Erdgas betriebenen BHKW bieten biomethanbetriebene BHKW Mehrwerte. Mit Biomethan-BHKW kann zentral in eng bebauten städtischen oder industriellen Gebieten bedarfsorientiert Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Durch Biomethan-KWK können somit sogar gegenüber den sehr effizienten fossilen Erdgas-KWK-Anlagen weitere CO_2-Einsparungen erzielt werden. Darüber hinaus werden flexible Stromerzeugungskapazitäten bereitgestellt, welche für den Umbau des Energiesystems mit zunehmend fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen dringend erforderlich sind. Diese gesicherten, flexiblen Leistungen können von fluktuierenden erneuerbaren Quellen nur mit vergleichsweise großem Aufwand (z.B. Speichertechnologien) und mit dementsprechenden hohen Kosten erbracht werden.

Die Biomethanproduktion und –nutzung wird insbesondere durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die Gasnetzzugangsverordnung gefördert und unterstützt. Die mit der Biomethannutzung verbundenen Förderbedarfe sind in der kritischen Diskussion. Dieses Dossier soll die besondere Rolle der Biomethan-Kraft-Wärme-Kopplung für den Umbau des Energiesystems hervorheben.

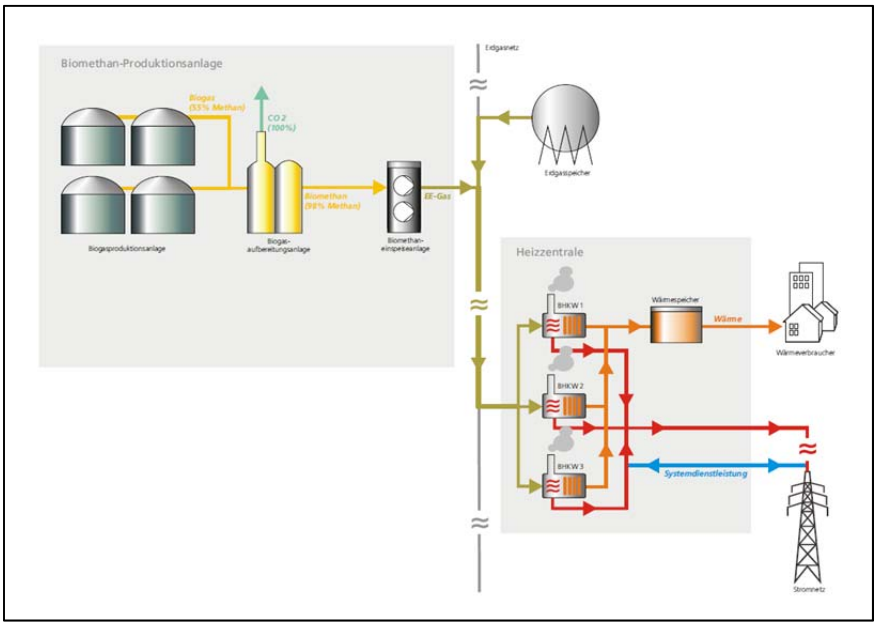


Abbildung 1: Wertschöpfungskette der Biomethanerzeugung sowie dessen Verwertung in flexibel betriebenen BHKW-Anlagen (IWES 2014)

[2] entspricht 4,62 Mrd. m^3_{CH4}; 20 TWh_{el}; 1,2 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$
[3] entspricht 0,42 Mrd. m^3_{CH4}; 1,8 TWh_{el}; 0,11 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$

Mehrwerte von Biogas und Biomethan im Energiesystem

Das **Energiesystem** insgesamt und allem voran das Stromversorgungssystem unterliegt insbesondere durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) starken Veränderungen. Vor dem Hintergrund der wachsenden Einspeisung schwankender erneuerbarer Energiemengen aus Wind- und Solarenergie steigt zukünftig die Nachfrage an bedarfsorientiert und somit flexibel einsetzbarer Erzeugungskapazität kontinuierlich. Dadurch verändern sich die Anforderungen an die steuerbaren Erzeugungskapazitäten, unabhängig ob fossil oder erneuerbar.

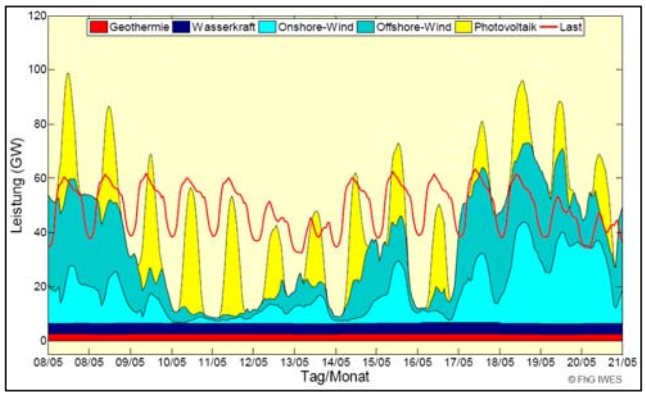


Abbildung 2: Exemplarische Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien und Last für zwei Wochen in 2050,[4]

So muss der restliche Kraftwerkspark eine hohe Flexibilität aufweisen, um auf die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) ausreichend reagieren zu können. Um die Flexibilität einer Erzeugungseinheit hinreichend zu beschreiben, gilt es zum einen das Verhältnis zwischen installierter Leistung und jährlicher Strommenge zu benennen. Zum anderen muss gezeigt werden, mit welcher Bedarfsberücksichtigung auf Tagesschwankungen, oder auch auf Wochenschwankungen, oder sogar darüber hinaus eingegangen werden kann. Ebenso spielen die technischen Kenndaten zur Reaktionsfähigkeit wie z.B. die notwendige Mindestbetriebszeit bzw. Mindeststillstandzeit oder der Leistungsgradient eine wichtige Rolle zur Beschreibung der Flexibilität. Biomethan betriebene BHKW-Anlagen weisen in der Gesamtflexibilität, bedingt durch die Möglichkeit, das Gasnetz zu nutzen und der sehr guten technischen Eigenschaften von BHKW, eine sehr hohe Flexibilität auf. Ebenso wird sich der Kraftwerkspark verändern, welcher zukünftig die Systemdienstleistungen (SDL) für eine Stromversorgung mit gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit übernimmt. Dabei ist noch unklar, ob durch Biomethan betriebene KWK-Anlagen kurzfristig so ausgelegt werden sollten, dass sie verstärkt die Nachfrage an bedarfsorientierter Strombereitstellung bedienen - also mit hoher Flexibilität und zusätzlicher Kapazität auf Strombedarfsschwankungen reagieren, oder ob sie primär mit hoher Flexibilität ohne weiterer Kapazität z.B. auf Netzfrequenzschwankungen reagieren können sollten, oder beides (bedarfsorientierte Strombereitstellung und SDL-Markt) gleichermaßen.

Der Aufbau wie auch der Umbau von Stromerzeugungskapazitäten, die flexibel Strom produzieren können, benötigen eine gewisse Entwicklungszeit und können deshalb nur langsam erfolgen. Aus diesem Grund sollten neue Kapazitäten bereits heute so ausgerüstet werden, dass sie die zukünftig veränderten Anforderungen des Energiesystems erfüllen können. In diesem Kontext gilt es zu beachten, dass alle Aufgaben, die durch die EE selbst übernommen werden können, nicht durch Neuinvestitionen und Retrofitmaßnahmen in fossile Erzeugungskapazitäten erfolgen müssen.

Das Stromversorgungssystem befindet sich in der kontinuierlichen Transformation. Sowohl die Nachfrage an bedarfsorientierter, flexibler Strombereitstellung steigt, als auch die Relevanz, Systemdienstleistungen durch EE zu übernehmen. Sofern die neuen Stromerzeugungskapazitäten bereits heute die zu erwartenden Marktanforderungen berücksichtigen, kann auch zukünftig eine hohe Versorgungssicherheit sichergestellt werden.

Insbesondere die **Kraft-Wärme-Kopplung** bietet aufgrund der technischen Fähigkeit, auf Änderungen des Strombedarfs mit hoher Reaktionsfähigkeit zu reagieren sehr gute Voraussetzungen, zu einer flexiblen und gleichzeitig effizienten Strombereitstellung beizutragen. Dies gilt gleichermaßen für Neuanlagen als auch für Bestandsanlagen sowie für mit Erdgas und auch mit Biomethan betriebene KWK-Anlagen. Wärmelieferverpflichtungen von KWK-Anlagen werden oft als vermeintliches Handicap gesehen, da sie einer Flexibilisierung der Stromerzeugung entgegenstehen. Dahinter steht die Überzeugung, dass KWK-Anlagen höchstens auf Teillast gedrosselt werden können.

Dies gilt aber nur für große thermische Kraftwerke mit Wärmeauskopplung. Flexible Biogas- und Biomethan-BHKW demonstrieren, dass der vermeintliche Widerspruch durch Dezentralität und ausreichende Wärmespeicherkapazitäten

[4] Fraunhofer IWES et. al 2012, BMU-Leitstudie 2011

oder intelligentes Wärmenutzungsmanagement aufgelöst werden kann.[5]

Die Flexibilisierung der Grundlaststromproduktion von Biogas hin zu einer steuerbaren Erzeugungskapazität wird häufig mit Gasturbinen zur Spitzenlastabdeckung verglichen. Dieser Vergleich ist oft unvollständig, da dabei folgende Aspekte unbeachtet bleiben:

- Gleichzeitige Bereitstellung erneuerbarer Wärme im Biogas- bzw. Biomethan-BHKW
- Flexibilisierung der Grundlaststrommengen und deren Auswirkungen auf den restlichen Kraftwerkspark:
- Erhöhung der Volllaststunden von Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GuD-Kraftwerke) und Erzeugern, die KWK-Wärme bereitstellen[6]
- Gleichzeitige Reduzierung der Notwendigkeit Strom zu speichern und der damit einhergehenden Verluste[7]
- Reduzierung der notwendigen Start und Stopp-Anzahl des konventionellen Kraftwerksparks (und damit verbundene Anfahr- und Abschaltverluste)
- Es wird eine Reduzierung der auf EE basierenden Must-Run-Anteile im System - d.h. Biogas- oder Biomethan-BHKW in Grundlastbetrieb, unabhängig vom Strombedarf, erreicht.[8]

Flexibilität und KWK sind kein Widerspruch, sondern stellen eine sinnvolle Symbiose zur Erreichung der Energiewendeziele dar. Im Gegensatz zu mit Erdgas betriebenen Gasturbinenkraftwerken liefern Biogas- und Biomethan-KWK zusätzlich dezentral regenerative Wärme.

Die erforderlichen **Systemdienstleistungen** für eine gesicherte Energieversorgung können aus technischer Sicht i.d.R. von Stromerzeugungskapazitäten, die mittels Biomethan und Biogas betrieben werden, bereitgestellt werden. Dies bewirkt neben dem direkten Vorteil der Bereitstellung von SDL weitere positive Effekte:

- Durch die Flexibilisierung der Biogas- und Biomethan-Stromerzeugungskapazitäten wird die Kapazität, die für SDL genutzt werden kann, insgesamt erhöht.
- Die Übernahme von SDL durch Stromerzeugungskapazitäten mittels Biogas und Biomethan können konventionelle Kraftwerke bei der Bereitstellung von SDL entlasten und darüber indirekt das Energiesystem flexibilisieren. Grund hierfür ist die Reduktion von fossilen Must-Run-Units (MRU)[9], die sich durch die Bereitstellung von SDL begründen.
- Dies steigert den Wettbewerb auf dem SDL-Markt.
- Aufgrund der Dezentralität von EE-Anlagen, werden SDL besser verteilt bereitgestellt. Dies wirkt sich insbesondere positiv auf
  - den Nutzen der Schwarzstartfähigkeit[10]
  - die Blindleistungsbereitstellung[11]
  - das Bedienen des Redispatchbedarfs[12] durch ein (mögliches zukünftiges) Mitwirken der Biogas- und Biomethanerzeugungskapazitäten (insbesondere zwischen Nord und Süd) aus.
- Die Aufgaben der konventionellen Kraftwerke können sukzessive übernommen werden, wodurch das Stromsystem rechtzeitig und zunehmend auf sehr hohe EE-Anteile vorbereitet wird.
- Es ist ein kontinuierliches Sammeln von Erfahrungen zu erwarten, welche die Innovationskraft der mittelständischen Unternehmen anspricht.

In den nächsten Jahren gilt es zu klären und auch darauf hinzuwirken, dass eine immer größere Zahl von Systemdienstleistungen verstärkt von dezentralen EE-Anlagen übernommen werden kann. Offen sind noch zum Teil technische aber auch regulatorische Fragen[13].

[5] Dies zeigen aktuelle Praxisberichte von Anlagenbetreibern, aber auch Energieversorgern. Eigene Berechnungen stützen diese Einschätzung. (Fraunhofer IWES)

[6] Wenn ein Vorrang der KWK-Stromerzeugung unterstellt wird (wie im Moment durch das KWK-G). Aufgrund der geringeren Anzahl der konventionellen Kraftwerke.

[7] Vergleich zur Grundlaststromproduktion mittels Biogas und Biomethan

[8] Die hieraus resultierenden Vorteile werden auf Seite 5 aufgeführt.

[9] MRU = Must-Run-Units: Kraftwerke, welche dauerhaft in Betrieb sein müssen (Voll- oder Teillast), um gesicherte Leistung und gewisse Systemdienstleistungen bereitstellen zu können, z.B. negative Regelleistung.

[10] Fähigkeit zum regionalen Netzaufbau im Störungsfall (BlackOut)

[11] Dient der regionalen Spannungshaltung um damit eine hohe Übertragungssicherheit und –fähigkeit der Stromnetze zu gewährleisten.

[12] Bereitstellen von flexiblen Erzeugungsleistungen, die aufgrund von Netzengpassmanagement benötigt werden, insbesondere zwischen Nord (Erzeugungsleistung runter fahren) und Süd (Erzeugungsleistung hoch fahren) - Verbindungen notwendig

[13] Z.B.: In wie weit kann Blindleistungsbedarf der Übertragungsnetz-Ebene über die Verteilnetz-Ebene bereitgestellt werden? Wie lassen sich Redispatch-Aufgaben effizient durch EE-Anlagen in der Verteilnetz-Ebene organisieren? wie werden die Anforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung (RL) weiterentwickelt? U.a.

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) durch mit Biomethan und Biogas betriebene Stromerzeugungsanlagen ist effizient möglich und sollte weiter vorangetrieben werden. Die Bereitstellung von SDL aus Erneuerbaren Energien führt u.a. durch eine Reduzierung der Must-Run-Units zu einer Flexibilisierung des konventionellen Erzeugungssystems zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien.

Die **Versorgungssicherheit** stellt neben der Wirtschaftlichkeit und dem Umweltschutz eine der drei energiepolitischen Grundsätze im Hinblick auf die Transformation des Energiesystems dar. Ein wesentlicher Mehrwert der flexiblen Energiebereitstellung aus Biogas und Biomethan für das Energiesystem ist unter diesem Aspekt die damit einhergehende gesicherte Anlagenleistung. Für 2020 wird erwartet, dass eine Spitzenlastkapazität von ca. 80 GW_{el} und eine gesicherte Kapazität von knapp 90 GW_{el} vorgehalten werden muss, um die Versorgungssicherheit im Stromsystem sicherzustellen.[14]

Die gesicherte Anlagenleistung und deren Verfügbarkeit sind bei Biogas wesentlich höher als bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windkraft. Mit Biogas betriebene Stromerzeugungsanlagen bieten eine gesicherte Leistung bezogen auf die installierte Leistung von ca. 88 %[15] im Vergleich zu 4-8 % bei der Windkraft und 0,5 % bei der Photovoltaik.[14] Die Stromerzeugungskapazitäten, die mittels Biomethan als im Jahresverlauf als gesichert geltend bereitgestellt werden, liegen in Abhängigkeit der Wärmeversorgungsprofile niedriger als bei Biogas, aber mit schätzungsweise 65 %[16] der installierten Leistung immer noch vergleichsweise hoch. Damit können Biogas und Biomethan relevante erneuerbare Anteile an der gesicherten Kapazität leisten.

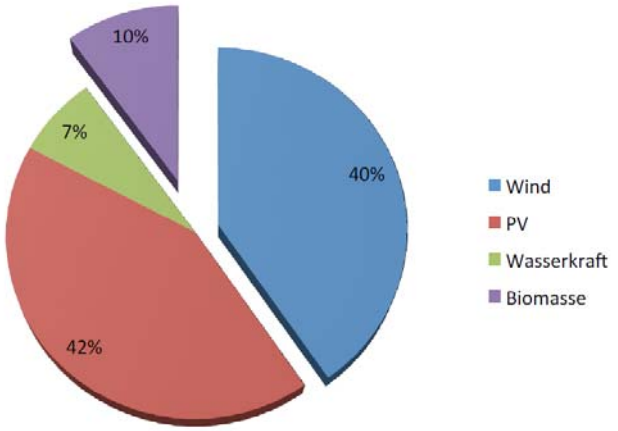


Abbildung 3: Aufteilung der installierten Leistung zwischen den EE (Stand 2012)

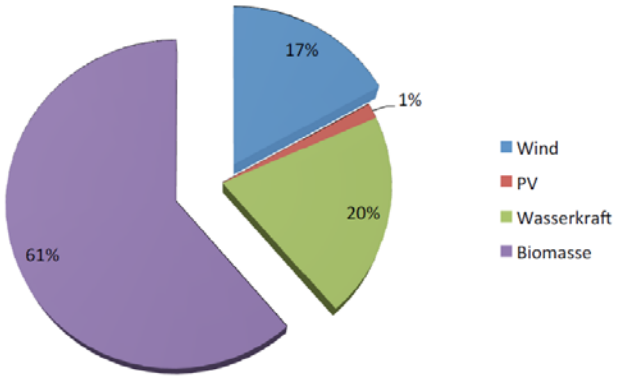


Abbildung 4: Aufteilung der gesicherten Leistung unter den EE (Stand 2012) [18]

Durch eine Flexibilisierung der Anlagen und die damit verbundene Leistungserhöhung steigt der Anteil an der Bereitstellung gesicherter Leistung zusätzlich. Dabei liegt das Potenzial bei Biomethan-KWK-Anlagen im Vergleich zu Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung (VOV) des Biogases ca. 50 % höher[17], da die Strommengen in Biomethan-BHKW im Vergleich zur VOV von Biogas mit höheren installierten Leistungen produziert werden. Der durch Biomethan und Biogas bereitgestellte Anteil an gesicherter Leistung muss nicht mehr von fossilen Kraftwerken geleistet werden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die erneuerbare Stromerzeugung mittels Biogas- und Biomethan-KWK durch folgende Punkte zur Transformation des Energiesystems unter den Aspekten Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, und somit zur erfolgreichen Integration der fEE und dessen kontinuierlichen Ausbaus, beitragen kann:

- KWK-Anlagen liefern eine hohe gesicherte Leistung pro erzeugte Stromeinheit.

[14] Fraunhofer IWES et. al.: BMU-Leitstudie 2011, AEE Metastudie Studienvergleich: Bedarf an steuerbaren Kapazitäten im Stromsystem, gesicherte Leistung Bioenergieanlagen, Dez 2013

[15] AEE Metastudie: Studienvergleich: Bedarf an steuerbaren Kapazitäten im Stromsystem, gesicherte Leistung Bioenergieanlagen, Dez 2013

[16] ÜNB Leistungsbilanz Bioenergieanlagen 2013, AEE Metastudie 2013

[17] Bezogen auf die produzierten kWh, wenn unterstellt wird, dass Strom aus Biogas i.d.R. mit 7880 VLH und aus Biomethan mit 5500 VLH erzeugt wird.

- Die bedarfsorientierte Stromproduktion aus KWK ermöglicht eine effiziente Bereitstellung insbesondere von positiver aber auch von negativer Regelleistung und anderen SDL, die auch in Zukunft nicht durch andere EE ohne relevante Verluste bereitgestellt werden können.
- Sie reduziert die aktuell notwendigen bzw. bestehenden MRU (sowohl im fossilen Kraftwerkspark durch Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung als auch in Grundlast betriebenen Biogas- und Biomethan-BHKW).
- Dadurch wird der EE-Anteil an der Stromerzeugung, der direkt nutzbar ist, erhöht.
- Weniger EE-Strommengen sind zu speichern.
- Damit verbundene Speicherverluste und Kosten werden vermieden.
- Bei sehr hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien können auch Überschüsse vermieden werden. [18]
- Dies wirkt negativen Strombörsenpreisen entgegen.
- Neben täglichen und wöchentlichen können selbst saisonale Schwankungen der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch die nahezu verlustfreie Speicherung von Biomethan im Erdgasnetz effizient und kostengünstig im Vergleich zu einer unflexiblen Betriebsweise ausgeglichen werden.
- Die dezentrale bedarfsgerechte Strombereitstellung kann die Stromverteilnetze besser auslasten und reduziert dadurch den Netzausbaubedarf bei gleicher transportierter Strommenge.
- Die dezentrale KWK erhöht die (regionale) Versorgungssicherheit aufgrund dezentraler Energieerzeugung und einer höheren Anzahl von Einzelanlagen.

Neben den direkten Beiträgen zur Transformation des Energiesystems, bringt die Stromerzeugung aus Biogas- und Biomethan-KWK weitere positive Effekte:

- Sie steigert bzw. sichert die zukünftige Nutzung der vorhandenen Infrastruktur (Gasnetze).
- Der Ausbau dezentraler Biomethan-KWK ermöglicht den Wissensauf- und -ausbau zum Export der Technologien der gesamten Prozesskette.
- Sie zeichnet sich durch eine verhältnismäßig schnelle Umsetzbarkeit und kurze Innovationszyklen (ca. 10 Jahre) der Erzeugungstechnik aus und weist dadurch hohe Flexibilität bei notwendigen Anpassungen auf.

Die beschriebenen Vorteile bietet genauso die fossile Erdgas-KWK. Gegenüber dieser weist Biogas und Biomethan allerdings weitere Vorteile auf:

- Bei der Verwertung von Biogas oder Biomethan werden im Vergleich zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung zusätzliche Treibhausgasemissionen reduziert.
- Die flexible Stromproduktion (durch Anreize im EEG 2012) ermöglicht die Versorgung von Wärmesenken mit Biomethan-KWK-Wärme, die in der Vergangenheit nicht wirtschaftlich (mit KWK-Wärme, auch nicht Erdgas-KWK) zu versorgen waren.
- Biogas- bzw. Biomethan-KWK führt zu einer hohen Gesamteffizienz durch den gleichzeitigen Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien. Diese Strom- und Wärmemengen müssen nicht mehr durch andere EE bereitgestellt werden, um die Ziele zu erreichen.
- Flexible Biogasanlagen im ländlichen Raum ermöglichen eine höhere Auslastung der Stromverteilnetze.
- Biomethan kann saisonale Strom- und Wärmebedarfsschwankungen mit erneuerbarer Energie ausgleichen.
- Die Stromproduktion aus Biomethan kann bei dessen Direktvermarktung aufgrund der aktuellen Gesetzeslage deutlich sensitiver auf Preisschwankungen und SDL-Bedarf im Vergleich zur Stromproduktion aus Erdgas reagieren.[19]

Die Konzeption von Biogas- und Biomethan-KWK-Kapazitäten und die damit verbundenen Hydraulikkonzepte zur Wärmeversorgung erfolgt langfristig (20 bis 35 Jahre). Nur durch eine bereits heute realisierte und eine in das Wärmeversorgungskonzept optimal integrierte Flexibilisierung der Erzeugungsleistung, sowohl im Neubau als auch im Umbau der Versorgung von Wärmesenken, wird eine rechtzeitige Bereitstellung der notwendigen flexiblen Kapazitäten erreicht.

Gleichzeitig kann durch den Zubau von Biogas und Biomethan-KWK verstärkt erneuerbare Wärme bereitgestellt werden – damit leistet die Biogas- und Biomethan-KWK zusätzlich einen Beitrag zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele.

[18] Ab einem Anteil erneuerbarer Energien von ca. 60 % können erste Effekte zur Reduzierung von relevanten Stromüberschüssen (im Vergleich zur bedarfsunabhängigen Produktion) erzielt werden. Dies ist allerdings stark abhängig vom Lastmanagement, der Höhe der MRU, dem Netzausbau, der EE-Strommengen usw., Quelle: Fraunhofer IWES, Beitrag: Rostocker Bioenergieforum 2013

[19] Die Direktvermarktung im EEG reizt eine an den Strombörsenpreisen und damit dem Bedarf im System ausgerichtete Stromproduktion in Biogas- und Biomethan-BHKW an. Durch die gesetzlichen Regelungen zum Eigenverbrauch wird hingegen eine am Eigenverbrauch und nicht am Bedarf im System ausgerichtete Stromproduktion angereizt. Dies resultiert zum einen aus der Nivellierung der Stromvergütung nach dem KWK-Gesetz über drei Monate hinweg (Dreimonatsmittel an der Strombörse) und zum anderen aus der Attraktivität der Eigenstromversorgung durch die Befreiung von der EEG-Umlage (z.B. Einsparung der EEG-Umlage), wodurch ein am Strombedarf im versorgten Objekt und nicht im System orientierte BHKW-Fahrweise unterstützt wird.

Biogas und Biomethan bieten gegenüber den fluktuierenden erneuerbaren sowie den fossilen Strombereitstellungsoptionen relevante Vorteile in einem transformierten Stromsystem. Sie liefern einen im Vergleich zu anderen EE sehr hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit und können fossile Stromerzeugungskapazitäten substituieren. Gleichzeitig tragen sie zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele bei. Die Flexibilisierung der Biogas- und Biomethan-KWK zur Strom- und Wärmeproduktion sollte bereits bei der Neuerrichtung und beim Umbau des Anlagenbestandes angereizt werden.

Der Biogas- und Biomethan-BHKW-Bestand ist flexibilisierbar. Eine Erhöhung der installierten Leistung im Durchschnitt um den Faktor 1,5 bis 3 des gesamten Anlagenbestandes bis 2020 wird von Experten bei entsprechenden Anreizen aus dem Markt und den dafür optimierten rechtlichen Rahmenbedingungen für realisierbar gehalten. Damit wäre allein der zu Ende 2013 vorhandene Anlagenbestand (real installierte Leistung ca. 3,3 GW_{el}) in der Lage, 5 bis 10 GW_{el} flexibel betreibbare Strombereitstellungsleistung anzubieten. Dies entspricht bis zu knapp 15 % der benötigten gesicherten Leistung im Jahr 2020[20]. Zum Vergleich: Die ausgeschriebene Regelleistung lag bei ca. +/- 2 GW_{el} Sekundär-Regelleistung und ca. 2,5 GW_{el} Minutenreserve im Mai 2013. Im 3. Quartal 2014 wurde der Bedarf für negative MRL um knapp 593 MW_{el} durch die ÜNB reduziert. Aktuell denken verschiedene BHKW-Hersteller darüber nach, die KWK-Anlagen so zu ertüchtigen, um auch Primärregelleistung bereitstellen zu können. Bei einem weiteren Ausbau der Biogasnutzung ist zu erwarten, dass dieser potenzielle Beitrag zur bedarfsgerechten Strombereitstellung und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen noch weiter gesteigert werden kann. Erzeugungskapazitäten, die feste Biomasse einsetzen (Heizkraftwerke) oder auch Erdgas-KWK-Anlagen, können das Potenzial an flexiblen Stromkapazitäten weiter erhöhen.

Die Kraft-Wärme-Kopplung mit Biogas und Biomethan kann bis 2020 in die Lage versetzt werden, bis zu 10 GW_{el} flexible Stromerzeugungskapazität anzubieten. Dies entspricht in etwa 15 % des Gesamtbedarfes und könnte dann den weit überwiegenden Teil des heutigen Regeleistungsbedarfs decken.

[20] Leitstudie 2011: notwendige verbleibende gesicherte Leistung durch thermische Kraftwerke 68,1 GW_{el} für 2020

Beitrag zum Klimaschutz durch die Flexibilisierung

Der **Klimaschutzwirkung der Flexibilisierung** von Biogasanlagen ist sehr davon abhängig, welche Kraftwerksart substituiert wird. Entsprechend der Merit-Order[21] steht Strom aus Biogas und Biomethan in Konkurrenz mit allen anderen Kraftwerkskapazitäten und zwar unabhängig von den festgestellten Vorteilen der Biogas- und Biomethan-KWK in einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem. Bei dem heutigen Strommarktdesign und der aktuellen Förderstruktur der flexiblen Stromproduktion aus Biogas und Biomethan führen diese flexiblen Erzeugungskapazitäten zur Verdrängung der am Ende der Merit-Order-Liste befindlichen Erzeugungsanlagen (siehe Abbildung 5). Welche Kraftwerkskapazitäten dies zukünftig sein werden, ist nicht abschließend bewertbar, da beispielsweise die schwankenden CO_2-Zertifikatspreise einen großen Einfluss ausüben[22]. Zusätzlich beeinflusst der Umfang von unflexiblen Kraftwerken (MRU), unabhängig ob diese Unflexibilität technisch, ökonomisch oder auch regulatorisch begründet wird, sowie der Austausch von Strommengen mit dem benachbarten Ausland das Ergebnis. In jedem Fall führt die Flexibilisierung zu einer Erhöhung der Betriebsstunden der restlichen, sich in Betrieb befindlichen fossilen Kraftwerke.

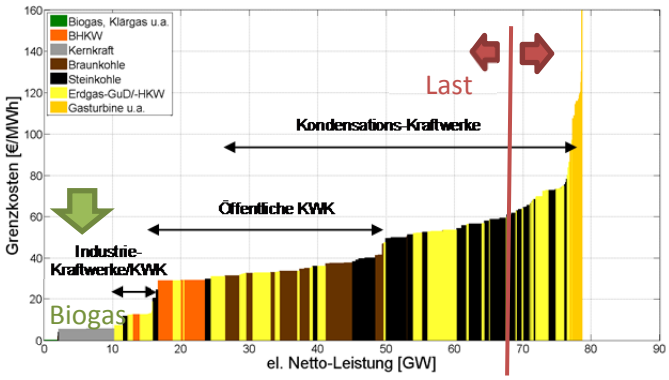


Abbildung 5: Merit-Order-Effekt, Kraftwerkseinsatz-Reihenfolge der unterschiedlichen Kraftwerkstypen, IWES 2014

Es können somit Situationen auftreten, in welchen die hocheffiziente Biogas- und Biomethan-KWK mit gekoppelter Bereitstellung von erneuerbarer Wärme vergleichsweise teure aber moderne fossile Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt drängen. Aufgrund dessen gilt es darauf zu achten, dass diese teuren fossilen Kraftwerkskapazitäten nur dann zugebaut werden, wenn deren Kapazitäten trotz flexibler Stromproduktion zwingend notwendig sind. Wenn es zu einem Neubau von effizienten Kraftwerkskapazitäten kommt, sollte tendenziell das ineffiziente ältere Kraftwerk mit geringen Grenzkosten aus der Erzeugung genommen werden.

Die flexiblen Strommengen aus Biogas und Biomethan führen zu einer Reduzierung der Notwendigkeit, in neue konventionelle Kraftwerke zu investieren. Der restliche konventionelle Kraftwerkspark wird dann mit höheren Volllaststunden betrieben.

Unter den Anfang 2014 gültigen Rahmenbedingungen reduziert die Flexibilisierung von Strom aus Biogas zwar die Anzahl der betriebenen Gaskraftwerke und deren Strommengen. Es steigen aber gleichzeitig die Strommengen aus fossilen Anlagen, die eine Wärmenutzung realisieren können (insbesondere Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke)[23]. Im Ergebnis führt dies zu leicht abgesenkten bis hin zu nahezu gleichbleibenden Treibhausgas-Emissionen des fossilen Kraftwerkparks. Aktuell stellen vorwiegend Kohlekraftwerke große Teile der positiven Regelleistung bereit, so dass durch die zukünftige Bereitstellung von positiver Regelleistung durch Biogas und Biomethan der Klimaschutzbeitrag spezifisch hoch wäre, insbesondere wenn es gelingt, die kohlebasierenden MRU zu reduzieren. Hier sieht das Konsortium großes Potenzial für die flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan.

Die Flexibilisierung von Biogas- und Biomethan-BHKW führt zur Minderung von Treibhausgasemissionen. In welcher Höhe dies gelingt, ist auch vom Umfang der Übernahme einzelner Systemdienstleistungen abhängig. Diese Minderung kann, bezogen auf die Kilowattstunde Energie, hoch sein.

[21] Einsatzreihenfolge = Merit-Order

[22] Hohe Zertifikatepreise führen zu einem Anstieg der Stromproduktionkosten aus Kohle, wodurch sich die Reihenfolge in der Merit-Order zwischen Kohle und Gaskraftwerken verändert.

[23] Ergebnis aktueller Analysen und Modellrechnungen des Fraunhofer IWES; Die Bewertung des flexiblen Einsatzes des Biogas auf der Zeitschiene (heute – bis 2020 – danach) muss noch intensiver erforscht werden, um diese Ergebnisse zu belegen. Variable CO_2-Preisannahmen können wesentliche Unterschiede in der Bewertung ausmachen.

Kosten und Rahmensetzung für die Flexibilisierung

Die **Mehrkosten der Flexibilisierung** von Biogasanlagen werden im Wesentlichen durch eine Erhöhung der installierten BHKW-Leistung, Vergrößerung von Wärme- und Gasspeichern sowie die Technik zur Steuerung der Anlagen bestimmt. Damit sind die Kosten stark vom Grad der Flexibilisierung abhängig. Mit dem Grad der Flexibilisierung steigen die spezifischen Kosten für die Flexibilisierung degressiv an (Abbildung 6). Biomethan betriebene KWK-Anlagen müssen in erster Linie die Erzeugungskapazität erhöhen, um flexibel Strom bereitstellen zu können. Abhängig von den Vor-Ort-Gegebenheiten muss auch in Wärmespeicherkapazitäten investiert werden. Die Biomethan-Speicherkapazitäten müssen nicht neu errichtet werden, da hierfür das Gasnetz und die daran angeschlossenen Erdgas-Speicher zur Verfügung stehen. Kosten resultieren dabei aus den Gebühren für zu buchende Speicherkapazitäten, der Strukturierung und der Ausgleichsenergie. Diese Kosten sind stark abhängig von der Betriebsweise und des Pools des Gaslieferanten. Aktuell sehen die Regelungen für den Transport für Biomethan im Erdgasnetz Vereinfachungen vor. Aufgrund dessen wird nachfolgend auf die Zusatzkosten für die Flexibilisierung der BHKW-Leistung eingegangen.

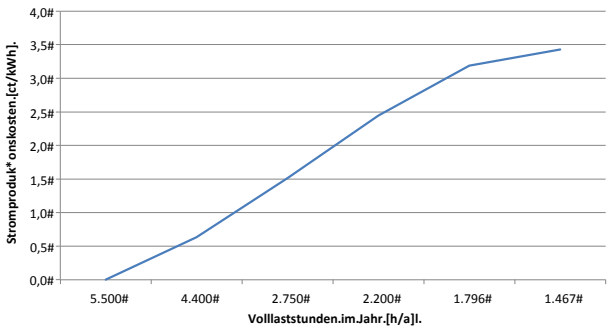


Abbildung 6: Mehrkosten für die flexible Strombereitstellung aus einem Biomethan-BHKW mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung in Abhängigkeit der Volllaststunden [24]

Eine Deckung der Kosten für die Flexibilisierung der Strombereitstellung aus Biogas oder Biomethan ausschließlich über die dadurch potenziellen höheren Erlöse am Strommarkt - sei es durch Ausnutzung der Preisunterschiede aufgrund Schwankungen des Angebots und der Nachfrage oder der Bereitstellung von SDL - ist heute und absehbar nicht gegeben. Der Preisverfall an der, auf Grenzkosten basierenden Strombörse, zeigt dies sehr deutlich und macht Umrüstungen, oder sogar Neuinvestitionen schwierig. Die Preisspreads zwischen niedrigen und hohen Strompreisen wachsen zwar immer mehr (insbesondere durch negative Preise) an, das Volumen (bzw. die Anzahl der hohen Preisspreads) führt allerdings noch nicht zu relevanten Investitionsanreizen. Dies gilt sowohl für fossile als auch für erneuerbare Lösungen. Wird die reine Lehre der Preisbildung durch Angebot und Nachfrage angewendet, so zeigen die Preise heute keinen erhöhten Bedarf an Flexibilität im System. Es besteht dennoch die Gefahr, dass die Erzeugungskapazitäten, die in der Lage sein müssten, auf starke Schwankungen der Strombereitstellung aus flexiblen erneuerbaren Energiequellen (v.a. Wind und Sonne) einzugehen, sich nicht im ausreichenden Umfang entwickeln. Dadurch könnte in Zukunft die Versorgungssicherheit gefährdet werden. Die Unsicherheiten bei den zukünftig mobilisierbaren Erlösen sind sehr groß, da für Investitionsentscheidungen in Kraftwerke über die gesamte Betriebszeit von 20 bis 35 Jahren geplant werden muss. Dabei spielen die erzielbaren Erlöse, welche sich aktuell nicht vorhersehen lassen, die wesentliche Rolle.

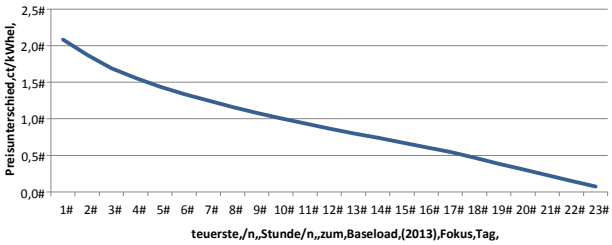


Abbildung 7: Theoretisches Erlössteigerungspotenzial bezogen auf den einzelnen Tag (2013) ohne Berücksichtigung eines Prognosefehlers[24]

Erste Abschätzungen zeigen, dass sich die Flexibilisierungskosten für Biogas und Biomethan-KWK-Anlagen nicht wesentlich von fossilen Kraftwerken unterscheiden. Dies wird, trotz der kleineren Modulleistung im Vergleich zu fossilen Kraftwerken, durch die mit der Erhöhung der Erzeugungsleistung verbundene Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades und der damit einhergehenden Einsparung von hochpreisigen Brennstoffen wie Biogas oder Biomethan erreicht. Für die Flexibilisierung von Biogas-VOV und Biomethan im Vergleich gilt, dass die reinen Kosten der Flexibilisierung bei Biomethan geringer als bei der Biogas-VOV sind. Die Differenz ist insbesondere mit den höheren Kosten der Biogasspeicherung vor Ort begründet und nimmt mit dem Grad der Flexibilisierung bzw. dem Speicherbedarf stark zu.

[24] Berechnungen des Fraunhofer IWES (2013); ausgehend von 5.500 Vollbenutzungsstunden steigt die Flexibilität mit einer Reduzierung der Vollbenutzungsstunden

Die Flexibilisierungskosten von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen unterscheiden sich nicht grundsätzlich von denen fossiler Kraftwerke. Die Flexibilisierung von Biomethan-KWK ist im Vergleich zur Flexibilisierung der Vor-Ort-Verstromung von Biogas günstiger, insbesondere bei hohen Flexibilisierungsanforderungen, z.B. über den Tageslastgang hinaus.

Es wurde festgestellt, dass der Markt heute die Zusatzkosten der strategisch bedeutsamen Flexibilisierung der Strombereitstellung aus Biogas und Biomethan nicht finanziert. Dies erfahren fossile Kraftwerkskapazitäten ebenso wie erneuerbare. Aufgrund dessen wurde 2012 die Flexibilitätsprämie für Biogas und Biomethan KWK-Anlagen eingeführt. Nach den Erfahrungen der letzten Jahre zeigt sich, dass betriebswirtschaftlich die Flexibilitätsprämie im EEG angemessen ausgestaltet ist, um Flexibilität bei Neuanlagen zu schaffen. Die zwar geringen aber relevanten Zusatzerträge über den Strommarkt sind dennoch notwendig, um die Anlage nach den Marktpreisen auszurichten und dadurch für den wirtschaftlichen Anlagebetrieb relevante Erlöse zu erzielen. Die Flexibilisierungskosten für Bestandsanlagen werden ca. 0-20 %[25] höher geschätzt als aktuell die Flexibilitätsprämie im EEG 2012 kompensiert. Die Anreize reichen deshalb z.T. nicht aus, um zukünftig eine nahezu vollständige Durchdringung bei Bestandanlagen zu erreichen[26]. Außerdem bestehen weitere Hürden, die mit verschiedenen Maßnahmen ausgeräumt werden müssten:

- Schaffung von Rechts- und Planungssicherheit (Anlagenbegriff). Auch das BGH Urteil bringt für viele Standorte keine relevante Verbesserung.
- Einheitliche Anwendung des Genehmigungsrechts.
- Klare Aufzeigung der Perspektive, dass die Flexibilität im Energiesystem gebraucht und flexible Strommengen aus Biogas/Biomethan als Teil der Lösung angesehen werden.
- Schaffung von zusätzlichen Möglichkeiten, Systemdienstleistungen anzubieten (z.B. Anpassung von Ausschreibungszeiträumen).
- Aufrechterhaltung von Förderprogrammen für Wärmespeicher und Wärmenetze.
- Begrenzung der Privilegien der Eigenstromversorgung, da diese Konzepte mit kleineren BHKW-Anlagen eine ineffiziente Konkurrenz an den Wärmesenken zu Nahwärmekonzepten mit flexibler bedarfsorientierter Stromproduktion darstellt.
- Ermöglichung der Nutzbarkeit von Gasen verschiedener erneuerbarer Herkunft (z.B. Nawaro-Gas und Klärgas).
- Mobilisierung von Innovationspotenzial und Unterstützung von Forschungsvorhaben.
- (Wissens-)Transfer positiver Erfahrungen.
- Gleichbehandlung bzgl. der Energiesteuer von flexibel betriebenen und in Grundlast betriebenen Anlagen (2 MW_{el} Grenze im Energiesteuergesetz).

Darüber hinaus ist eine spezielle finanzielle Förderung der Systemdienstleistungs-Bereitstellung nicht notwendig, wenn folgende Punkte umgesetzt würden:

- Rahmenbedingungen (inkl. monetärer Unterstützung, z.B. Flexibilitätsprämie), die eine Flexibilisierung von Biogas- und Biomethan-KWK ermöglichen.[27]
- Anpassung der Zugangsvoraussetzungen und der technischen Anforderungen.
- Anpassung der Ausschreibungszeiträume (im RL-Markt).
- Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens, um bestehende Rechtsunsicherheiten abzubauen (Anlagenbegriff, Eigenstromnutzung usw.).

Die Flexibilitätsprämie ist angemessen zur Kompensation der Mehrkosten für die Schaffung von Zusatzkapazitäten von neuen Biogas- und Biomethan-BHKW. Die Umrüstungskosten für Bestandsanlagen werden ca. 0-20 % höher geschätzt als für Neuanlagen. Insbesondere der Abbau von Hürden, aber auch ein klares Bekenntnis für die Flexibilisierung führt zu einer höheren Durchdringung der Flexibilisierung von Bestandsanlagen.

[25] Große Spannbreite, da die Biogasanlagen sehr individuelle Konzepte aufweisen.
[26] Rechtsklarheit zum Anlagenbegriff unterstellt.
[27] Für gewisse SDL, insbesondere positive RL, ist das Vorhalten freier und flexibel einsetzbarer Verstromungskapazitäten essentiell.

Dossier

Leitbild und Ausbaukorridor für die Biogas- und Biomethanproduktion

November 2014

Ein Projekt im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Universität Rostock Traditio et Innovatio

DBFZ

ifeu

Institut für Biogas Kreislaufwirtschaft & Energie Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

VAFB Thüringen e.V.

Fraunhofer IWES

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Ein Produkt des Projektes „Perspektiven der Biogas-einspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Dieses Dossier fasst wesentliche Erkenntnisse aus Experten-Fachgesprächen im oben benannten Vorhaben zusammen. Die Erkenntnisse basieren auf publizierten Fakten und Berechnungen als auch auf durch das Projektkonsortium gemeinsam getragenen Experten-meinungen. Wissensstand ist Anfang 2014. Alle Aussagen sind auf den Zeitraum 2013 – 2020 bezogen. Es wird vorwiegend die Nutzung von Biomethan im heutigen Energiesystem analysiert. Auf die in vielerlei Literatur sehr gut beschriebene Produktionskette von Biomethan wird nicht detailliert eingegangen.

Autoren:

Frank Scholwin (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie)

Johan Grope (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Universität Rostock)

Andrea Schüch (Universität Rostock)

Jaqueline Daniel-Gromke (Deutsches Biomasseforschungs-zentrum gGmbH)

Marcus Trommler (Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH)

Bernhard Wern (IZES GmbH)

Frank Baur (IZES gGmbH)

Uwe Holzhammer (Fraunhofer IWES)

Koordination:

Frank Scholwin, Johan Grope

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Henßstr. 9, 99423 Weimar

03643 - 7 40 23 64

info@biogasundenergie.de

www.biogasundenergie.de

Andrea Schüch

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

0381 - 498 3401

asw@uni-rostock.de

www.auf-aw.uni-rostock.de

Abkürzungen

Um sowohl eine einheitliche Verwendung von Bezugsgrößen sicherzustellen als auch sicherzustellen, dass die für den Leser üblichen Einheiten verwendet werden, werden alle Angaben zu Potenzialen und Energiemengen in verschiedenen Einheiten jeweils in einer Fußnote angegeben:

- TWh_{Hs} – Haupteinheit für die Beschreibung von Energiemengen bezogen auf Biogas oder Biomethan. Der Index Hs stellt den Bezug auf den Brennwert dar.
- m^3_{CH4} – Das der Energiemenge entsprechende Methan z.B. in Biogas oder in Biomethan.
- $ha_{Nawaro,Äq}$ – Die der Energiemenge entsprechende Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe, wenn die Energiemenge vollständig aus nachwachsenden Rohstoffen produziert werden würde.
- TWh_{el} – Die aus der Energiemenge des Gases produzierbare Menge elektrischer Energie in einem modernen Blockheizkraftwerk.
- **Bemessungsleistung (BL)** – Eine Jahresdurchschnittsleistung als Leistungsäquivalent (elektrisch), welche sich aus der real im Jahr produzierten Strommenge dividiert durch die Stunden des Jahres (8.760 Stunden) ergibt. Sie entspricht einer theoretischen Leistung, als wäre die jährliche Strommenge unter ganzjährigem Volllastbetrieb, ohne Wartungsarbeiten, technischen Restriktionen und flexibler Betriebsweise erzeugt worden.
- **Installierte Leistung** – die tatsächlich installierte elektrische Anlagenleistung am Anlagenstandort. Sie entspricht im Grunde der Herstellerangabe zur installierten Leistung der gesamten Anlagen am Anlagenstandort. Dabei wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass diese Leistung aufgrund der Flexibilisierung des Anlagenbestandes in etwa beim Doppelten der heute installierten Leistung liegt.[1]

Einheiten und Bezüge

ABF	Abfälle aus Industrie und Kommunen
BHKW	Blockheizkraftwerk
BL	Bemessungsleistung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EP	Substrate aus aus Energiepflanzen
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
GE	Substrate aus Gülle und anderen Exkrementen
KG	Klärgas
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
SDL	Systemdinstleistungen
THG	Treibhausgas
VOV	Vor-Ort-Verstromung

Die folgende Tabelle stellt die verschiedenen Einheiten gegenüber. Zusätzlich wird zum Vergleich die auch für die Biogasmenge gebräuchliche und auf den Heizwert bezogene Einheit TWh_{Hi}/a dargestellt.

Umrechnungstabelle für die in dieser Publikation genutzten Energieeinheiten

TWh_{Hi} Biogas	→ 1,0	0,9	10,8	41,3	2,5	21,9	8,8	MWh_{Hi} Biogas
TWh_{Hs}	1,1	1,0	12,0	45,7	2,8	24,2	9,7	MWh_{Hs}
Mrd. m^3_{CH4}	0,09	0,08	1,00	3,82	0,23	→ 2,02	0,81 →	Mio. m^3_{CH4}
1000 $ha_{Nawaro,Äq}$	← 24 ←	22	262	1000	60	530	212	$ha_{Nawaro,Äq}$
Twh_{el}	0,40	0,36	4,33	16,53	1,00	8,76	3,50	Mwh_{el}
Bemessungsleistung in MW_{el}	46	41	495	1887	114	1000 ←	400	Bemessungsleistung in kW_{el}
Installierte Leistung in MW_{el}	114	103	1236	4718	285	2500	1000	Installierte Leistung in kW_{el}

Zur Erleichterung der Nutzung der Tabelle wurden mit den Pfeilen zwei Nutzungsbeispiele veranschaulicht. Auf der rechten und der linken Seite werden die Einheiten in verschiedenen Dimensionen dargestellt. Zeitbezug ist soweit erforderlich ein Jahr.
Beispiel links: Die Bereitstellung von 1,0 TWh Biogas (Brennwert) erfordert eine äquivalente Anbaufläche für Nawaro von 24.000 ha.
Beispiel rechts: 1.000 kW elektrische Bemessungsleistung erfordern eine jährliche Methanmenge von 2,02 Mio m³.

[1] Im Folgenden wird ausgehend von der Bemessungsleistung stets eine um den Faktor 2,5 höhere installierte Leistung ausgewiesen. Dies entspricht ungefähr einer Verdoppelung der installierten Anlagenleistung aktuell (da die Anlagen im Schnitt ca. 7.000 Vollbenutzungsstunden vorweisen) und ist als Größe für den bis 2020 geschätzten möglichen Flexibilisierungsgrad als Durchschnitt des gesamten Biogas- und Biomethananlagenbestands zu sehen. Für manche Anlagen wird eine niedrigere Flexibilisierung erwartet, da diese Aufgrund der Vor-Ort-Gegebenheiten z.T. keine Verdopplung der Leistung realisieren können. Andere wiederum (insbesondere Biomethan) weisen im Portfolio eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden auf. Daher scheint eine Verdoppelung der heute typischerweise installierten Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung als angemessen.

Leitbild einer zukünftigen Biogas- / Biomethannutzung

Biogas und Biomethan (auf Erdgasbeschaffenheit aufbereitetes Biogas) tragen zunehmend zur Bereitstellung erneuerbarer Energie (EE) bei. Im Vergleich zu fossilen Energieträgern ermöglichen sie die Bereitstellung von Endenergie mit deutlich geringeren Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Zusätzlich sind Strombereitstellungsanlagen auf der Basis von Biogas und Biomethan in der Lage, auf den Strombedarf in Abhängigkeit der Stromproduktion aus fluktuierenden EE zu reagieren und mit Systemdienstleistungen zur Versorgungssicherheit beizutragen. Dabei ist die Nutzung von Energiepflanzen für die Biogasproduktion umstritten. Insbesondere steht der Maisanbau im Mittelpunkt der Diskussion sowie die mit der Biogaserzeugung aus Anbaubiomasse verbundenen Kosten für die EEG-Umlage. Aus dieser Diskussion heraus wird vielerseits die Forderung gestellt, den Ausbau bzw. den Zubau weiterer Stromerzeugungsanlagen, die Biogas oder Biomethan einsetzen, zu beenden bzw. stark zu reduzieren.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich Leitplanken für die weitere Entwicklung der Biogas- und Biomethannutzung bis 2020. Diese werden in folgenden Leitsätzen zusammengefasst:

Biogas und Biomethan können sehr effizient zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden. Aus Sicht des Minderungspotenzials an Treibhausgasemissionen sollten Biogas und Biomethan **möglichst in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** verwendet werden. Somit wird sichergestellt, dass mit der eingesetzten Biomasse die höchst mögliche THG-Minderung erzielt wird und die Biomasse mit sehr hohen Gesamtwirkungsgraden genutzt wird (z.T. > 90 % bezogen auf den Brennwert).

Die **Nutzung von Biomethan als Kraftstoff** hat nach der Nutzungsoption im KWK-Bereich zweite Priorität, wenngleich das Nutzungspotential aktuell durch die geringe Anzahl von Erdgasfahrzeugen begrenzt ist. Das zukünftige Potenzial, Biomethan im Kraftstoffsektor einzusetzen, ist somit stark von der Entwicklung der Erdgasfahrzeugflotte abhängig.

Biomethan kann auch direkt zur Wärmeversorgung ohne gleichzeitige Stromproduktion genutzt werden. Dies stellt aber heute und auch mittelfristig den Nutzungspfad mit der geringsten THG-Minderung dar.

Die Verstromung von Biogas am Ort der Erzeugung kann kostengünstiger realisiert werden, als die Stromerzeugung aus Biomethan, für die der Aufwand der Aufbereitung, Netzeinspeisung und des Gastransports zusätzlich erforderlich ist. Der Vorteil von **Biomethan im Vergleich zur Vor-Ort-Verstromung (VOV) von Biogas** ist aus THG-Minderungssicht dann gegeben, wenn die Abwärme bei der Stromerzeugung der VOV nicht ausreichend (mind. 50 %) genutzt werden kann.[2] Die durch Biomethan-BHKW-Anlagen produzierte Wärme wird aktuell stets vollständig genutzt. Die Biomethan-KWK-Wärme trägt zur Substitution fossiler Energieträger, die i.d.R. zur Wärmeversorgung genutzt werden, bei. Die durch VOV-Anlagen produzierte und von Wärmesenken genutzten Wärmemengen tragen nicht in jedem Fall vollständig zur Verdrängung fossiler Energie bei. So entstanden in den letzten Jahren aufgrund der „Biogaswärme“ neue Wärmesenken, die oft mit fossiler Energie ökonomisch nicht betrieben werden könnten. Dieser Vorteil der Biomethan-KWK-Anlagen gegenüber VOV-Anlagen ist aber stark von den lokalen Randbedingungen abhängig. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan liefert darüber hinaus die Flexibilität, das aufbereitete Biogas auch dem Kraftstoffsektor zuzuführen.

Die **Biogasanlagenhersteller** von VOV- und Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland haben eine **weltweit führende Rolle in den letzten Jahren aufgebaut** und exportieren zunehmend ihre Erfahrungen ins Ausland. Dieses über lange Zeit aufgebaute Wissen und die Innovationskraft sollten weiter genutzt werden. Die Branche ist die Grundlage für eine effiziente Nutzung organischer Reststoffe, tierischer Exkremente, aber auch Energiepflanzen weltweit.

Die Biogasproduktion und -nutzung selbst weist sehr positive und nachhaltige, größtenteils regionale Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte auf. Hier spielen der effiziente Betrieb der Anlage, die Biomassebereitstellung, der Service (BHKW, Biogasproduktionsanlage), die biologische aber auch kaufmännische Betreuung eine wichtige Rolle.

In den Jahren 2005, 2006 und 2009 bis 2011 gab es einen Zubau von jährlich mehr als 500 bis zu 1.000 VOV-Biogasanlagen. Seit Anfang 2012 setzte ein Konsolidierungsprozess auf ein Niveau von rund 300 Anlagen/a ein. Bis heute sind außerdem ca. 150 Biomethanproduktionsanlagen in Betrieb genommen worden. Es gab ab 2009 einen stetigen Zubau von ca. 30 Anlagen pro Jahr. Die zukünftige Entwicklung sollte so gestaltet werden, dass die innovativsten und effizientesten Unternehmen gestärkt hervorgehen können. Ein vollständiger Stopp des nationalen Zubaus von VOV-Biogasanlagen und Biomethanproduktionsanlagen birgt die große Gefahr, dass über Jahre aufgebautes Wissen verloren geht und Know-How ins Ausland abwandert. Es ist nicht zu erwarten, dass sich die Erschließung von Auslandsmärkten durch Unternehmen realisieren lassen, die abgesehen vom gelegentlichen Repowering keinen nationalen Markt als Basis zur Verfügung haben.

[2] Weitere Ausführungen hierzu im Dossier „Ist-Stand der Biomethannutzung“

Aufgrund dessen wird empfohlen, einen Ausbaukorridor festzulegen, der alle relevanten Aspekte ausreichend berücksichtigt:

a) Bedenken bezüglich des Anbaues von Energiepflanzen
b) Kosten für die Energiewende bzw. der EEG-Umlage
c) Nachhaltige Konsolidierung des Wissensvorsprunges der Herstellerbranche
d) Beitrag zur Transformation des Energiesystems

Der Anbau **von Energiepflanzen**, wie auch der Pflanzenanbau insgesamt erfolgt unter Wahrung von Natur- und Umweltschutzanforderungen. Dabei ist die Schutz- und Erholungsfunktion des Naturraumes berücksichtigt (z.B. Biodiversitätsziele, Klimaschutz und Wasserschutz), wenn unterstellt wird, dass die grundlegenden Anforderungen durch Cross Compliance ausreichen.

Legt man als Zielstellung die kalkulatorische nationale Selbstversorgung mit Agrarprodukten zugrunde, ist eine zusätzliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen zur Biogas- und Biomethanproduktion nachhaltig möglich. Der weitere **Ausbau** der Biogasproduktion in Deutschland sollte allerdings **räumlich differenziert** erfolgen, da ein weiterer Zubau unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten (Monokultur, Fruchtfolge, Grundwasserschutz, Erosion, Humusverlust, usw.) in einigen Regionen nicht mehr sinnvoll erscheint.[3] Geeignete Instrumente sind zu entwickeln, um den Anlagenzubau regional zu steuern. Derartige Instrumente könnten in der Regionalplanung verankert werden. Dabei sollten einheitliche Nachhaltigkeitskriterien angestrebt werden, die zwingend gleichermaßen für den Energiepflanzenanbau und konventionelle Anbaukulturen gelten.

Sowohl Neubau, Ausbau als auch Umbau des Anlagenbestandes muss sich an den **Anforderungen des sehr dynamisch entwickelnden Strommarktes** orientieren. Insbesondere die Bereitstellung von flexiblen Stromerzeugungskapazitäten zur Reaktion auf schnelle Erzeugungsänderung durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) hat für den Ausbau der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan große Bedeutung. Der besondere Wert von Strom aus Biogas und Biomethan im Energiesystem liegt in der bedarfsorientierten Bereitstellung des Stroms. Ein Ausbau von Stromerzeugungsanlagen, die in Grundlast den Strom bereitstellen und zunehmend als störende Must-Run-Units fungieren, sollte nicht forciert werden. Darüber hinaus können mit Biogas und Biomethan betriebenen BHKW Systemdienstleistungen bereitgestellt werden, insbesondere auch in Phasen während andere fEE dazu nicht in der Lage sind (d.h. wenn kein Wind weht und keine Sonne scheint).

Die Erlöse lastabhängiger Strombereitstellung am Markt und für Systemdienstleistungen (SDL) können heute nur zu einem gewissen Anteil zur Kompensation der zusätzlichen Investitionen und Betriebskosten für die Flexibilisierung der Anlagen beitragen. Bis 2020 wird maximal eine leichte Steigerung der Erlöspotenziale für die Anlagen erwartet, da eine weitere Optimierung der Anlagentechnik und der erlösoptimierten Betriebsweise vorgenommen wird.

Während heute und auch in Zukunft im Wesentlichen Regelleistung in einem begrenzten Volumen nachgefragt wird, ist mit einer nennenswerten Steigerung der Nachfrage an bedarfsorientierter, flexibel nutzbarer Erzeugungskapazität insbesondere dann zu rechnen, wenn der fEE-Anteil weiter steigt und die Stromproduktion mittels Kernenergie eingestellt wird.

Bereits heute kommt der flexiblen Strombereitstellung aus Biogas und Biomethan allerdings eine besondere Rolle zu, da diese neben Wasserkraft und Geothermie, welche nur vergleichsweise geringe Potenziale vorweisen, die einzige Option der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien ist, welche zukünftig effizient und erneuerbar positive Regelleistung bereitstellen kann. Darüber hinaus scheint nach den Einschätzungen des Fraunhofer IWES die flexible Strombereitstellung aus Biogas und Biomethan zur Reduzierung von (mit fossilen Brennstoffen betriebenen) Must-Run-Units beizutragen. Dies trägt indirekt zu einer Flexibilisierung des Stromerzeugungssystems und somit zu einer Integration der fEE bei.

[3] Die negativen Effekte des Pflanzenanbaus gelten allerdings grundsätzlich für jegliche Form des Agrarpflanzenanbaus, sei es zur energetischen Nutzung, als Nahrungs- oder als Futtermittel.

Ausbaukorridor für Biogas / Biomethan

Vor dem Hintergrund der im vorhergehenden Abschnitt definierten Leitplanken für die zukünftige Entwicklung und der technischen Potenziale der Biogasproduktion in Deutschland wird von den am Vorhaben beteiligten Experten eingeschätzt, dass **ein weiterer Ausbau und Umbau der Biogas- und Biomethanproduktion in Deutschland sinnvoll und machbar ist**.

Im Folgenden wird von einem Entwicklungskorridor ausgegangen, in dem das **technische Potenzial**[4] der **für eine Biogasproduktion** verfügbaren Reststoffe und Abfälle in großem Umfang erschlossen wird. Hinsichtlich des Einsatzes von Energiepflanzen wird unterstellt, dass weiterhin eine Zunahme des Anbaus für die Biogasproduktion erfolgt. Ausgehend von den technischen und nachhaltigen Potenzialen könnten bis 2020 0,5 bis 1 Mio ha mehr Agrarfläche für die Substratversorgung von Biogasanlagen erschlossen werden.[5] Damit ergeben sich folgende Ergebnisse:

Tabelle 1: Realistisch über die bisher in der Nutzung befindlichen zusätzlich nachhaltig erschließbaren Biogaspotenziale 2020

Biomasseherkunft	Potenzial 2020 (Min-Max)[6]
Industrielle Reststoffe	0,5 TWh_{Hs}/a
Landschaftspflegematerial	0,5 TWh_{Hs}/a[7]
Kommunale Abfälle	1,5 - 3,7 TWh_{Hs}/a
Klärschlamm (Klärgas), Deponiegas zusätzlich[8]	1 TWh_{Hs}/a
Tierische Exkremente	10 TWh_{Hs}/a
Energiepflanzen	22,9 - 45,8 TWh_{Hs}/a[9]
Gesamt	36,4 – 61,5 TWh_{Hs}/a (3,0-5,1 Mrd. m^3_{CH4}; 13,2-22,2 TWh_{el}; BL: 1,5-2,5 GW_{el}; 0,8-1,3 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)

Ausgehend von den oben dargestellten Ausbaupotenzialen stellt sich die Frage, in welcher Form das potenziell produzierbare Biogas einer **Anwendung** zugeführt werden wird. Bei der Einschätzung wird von folgenden Voraussetzungen ausgegangen:

- Es werden unverändert die gesetzlichen Rahmenbedingungen mit Stand Anfang 2014 angenommen (d.h. insbesondere die Vergütung nach dem EEG vor dessen Novellierung in 2014).
- Das im Projekt identifizierte Potenzial an VOV-Anlagen zur Umstellung auf die Biomethannutzung wird teilweise[10] erschlossen (4,7 TWh_{Hs}/a).[11] Der Umbau des Anlagenbestandes findet dabei neben Einzelanlagen im Abfall- und Klärgasbereich bei der Nutzung von Energiepflanzen zur Strom- bzw. Gasproduktion statt.
- Dabei ist zu berücksichtigen, dass sowohl im Abfall- als auch im Klärgasbereich vorwiegend Neuanlagen entstehen werden und Erweiterungen eher begrenzt zu erwarten sind. Im Klärgasbereich wird der Fokus dabei auf jeden Fall vollständig bei der VOV liegen, da die großen Kläranlagen bereits Klärgasproduktion betreiben.
- Für tierische Exkremente wird erwartet, dass die zusätzlichen Potenziale weitgehend (zu ca. 70 %) durch neue VOV-Anlagen erschlossen werden.
- Der Zubau zusätzlicher Biogasproduktionsleistung aus nachwachsenden Rohstoffen wird so erwartet, dass ca. ein Drittel des Zubaus durch Anlagenerweiterung (davon zwei Drittel VOV und ein Drittel Umstellung auf Biomethanproduktion und Gasnetzeinspeisung), ca. ein Drittel des Zubaus durch VOV-Neuanlagen und ca. ein Drittel des Zubaus durch Biomethan-Neuanlagen erfolgt.

Die Experten sind sich einig, dass im Fall von etwa gleichbleibenden Vergütungen allein aufgrund der steigenden Komplexität der Erschließung neuer Standorte und der hohen Substratpreise am Markt ein Ausbau von insgesamt rund 300 $MW_{el,BL}$ Stromerzeugungskapazität jährlich bei gleichbleibenden Volllastbenutzungsstunden zu erwarten wäre. Aus gleichen Gründen und verstärkt durch die Novellierung und Degression der Vergütungen im EEG 2012 ist davon auszugehen, dass sich der absolute Ausbau zwischen 2013 und 2020 weiter verlangsamen, eine Marke von 100 $MW_{el,BL}$ pro Jahr jedoch kaum unterschreiten würde. Diese Erwartungen liegen innerhalb des betrachteten Ausbaukorridors.

Es ist zu erwarten, dass Biomethanproduktionsanlagen besonders stark von der Novellierung und Degression betroffen wären, insbesondere durch die als gering

[4] Eine Abgrenzung der verschiedenen Potenzialbegriffe erfolgte im Dossier IVa: „Potenziale der Biomethangewinnung und -nutzung".

[5] Ausgehend von einem maximalen Ausbau des Energiepflanzenanbaus auf 1,5 Mio. ha (siehe Dossier Biogas aus Energiepflanzen") und ohne Rücksicht auf die Zubaubegrenzung nach dem EEG 2014

[6] Die Min-Max Bandbreite wird nur für Energiepflanzen und kommunale Abfälle angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Reststoffe aufgrund der unstrittig positiven Umweltwirkungen und des Bedarfes an erneuerbaren Energieträgern in weitestgehend erschlossen werden.

[7] Technisches Potenzial (inkl. bereits genutzter Mengen): 1,7 TWh_{Hs}. Bei bereits 0,6 TWh_{Hs} in der Nutzung verbleiben gut 1 TWh_{Hs}. Schätzungsweise die Hälfte kann noch erschlossen werden. Quelle: FNR (2014). Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung.

[8] Deponiegas wird hier im Weiteren nicht mehr erwähnt, da die Deponiegasmengen in Deutschland aufgrund des Stopps der Verbringung organischer Abfälle auf Deponien zukünftig erheblich zurück gehen werden.

[9] Ohne die Berücksichtigung von spez. Ertragssteigerungen auf den bis 2020 zusätzlich verfügbaren Flächen, durch die das Potenzial aus Energiepflanzen um zusätzlich 8 % bis 2020 anwachsen könnte.

[10] Das unter aktuellen Rahmenbedingungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvolle Potenzial liegt bei einer Bemessungsleistung von rund 600 MW_{el}. (Vgl. Dossier „Ist-Stand der Biomethannutzung"). Wenn man nur die aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll umrüstbaren Anlagen berücksichtigt, sind es nur ca. 300 MW_{el}. Realistisch scheint, dass davon ca. 250 MW_{el} umgestellt werden könnten.

[11] Dies schließt den Zubau von Biomethankapazitäten durch Anlagenerweiterungen von VOV mit gleichzeitiger Umrüstung zu Aufbereitungsanlagen noch nicht ein.

erwarteten Kostensenkungspotenziale. Dies werden auch die zu erwartenden Effizienzsteigerung der Technologie der Biogasaufbereitung und –einspeisung nicht kompensieren können. Die stärkere Abhängigkeit von Agrarmarktentwicklungen gilt als die wichtigste Einflussgröße und kann die möglichen Kostensenkungen schnell kompensieren.

Tabelle 2: Entwicklung der Biogasnutzung bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014 - Zunahme nach Sektoren 2013-2020

Nutzungsform	Biogasnutzung 2013 bis 2020 (Min-Max)[12]
Biogas aus Erweiterung Anlagenbestand Vor-Ort-Verstromung	ABF: 0,2 - 0,4 TWh_{Hs}/a KG: 0,1 TWh_{Hs}/a GE: 2,3 TWh_{Hs}/a EP: 4,9 – 9,9 TWh_{Hs}/a **Summe: 7,6 – 12,7 TWh_{Hs}/a** **(0,6-1,1 Mrd. m^3_{CH4}; 2,8-4,6 TWh_{el}; BL: 0,3-0,5 GW_{el}; 0,17-0,28 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**
Biogas aus Neuanlagen Vor-Ort-Verstromung	ABF: 1,5 - 2,8 TWh_{Hs}/a KG: 0,9 TWh_{Hs}/a GE: 7 TWh_{Hs}/a EP: 8 - 16 TWh_{Hs}/a **Summe: 17,4 – 26,7 TWh_{Hs}/a** **(1,5-2,2 Mrd. m^3_{CH4}; 6,3-9,7 TWh_{el}; BL: 0,7-1,1 GW_{el}; 0,38-0,58 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**
Biomethan aus Umbau Anlagenbestand – Biogasaufbereitung und Einspeisung (ohne zusätzliche Potenzialerschließung bzw. Anlagenerweiterung)	ABF: 0,3TWh_{Hs}/a KG: 0,3 TWh_{Hs}/a GE: 0,1 TWh_{Hs}/a EP: 4 TWh_{Hs}/a **Summe: 4,7 TWh_{Hs}/a** **(0,4 Mrd. m^3_{CH4}; 1,7 TWh_{el}; BL: 0,19 GW_{el}; 0,1 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**
Biomethan aus Erweiterung Anlagenbestand – Biogasaufbereitung und Einspeisung (nur zusätzliche Potenzialerschließung)	ABF: 0,2 - 0,4 TWh_{Hs}/a KG: 0 TWh_{Hs}/a GE: 0,2 TWh_{Hs}/a EP: 2,5 – 5,0 TWh_{Hs}/a **Summe: 2,9 – 5,7 TWh_{Hs}/a** **(0,2-0,5 Mrd. m^3_{CH4}; 1,1-2,1 TWh_{el}; BL: 0,1-0,2 GW_{el}; 0,06-0,13 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**
Biomethan aus Neuanlagen – Biogasaufbereitung und Einspeisung	ABF: 0,6 - 1,1 TWh_{Hs}/a KG: 0 TWh_{Hs}/a GE: 0,5 TWh_{Hs}/a EP: 7,4 - 14,9 TWh_{Hs}/a **Summe: 8,5 - 16,5 TWh_{Hs}/a** **(0,7-1,4 Mrd. m^3_{CH4}; 3,1-6,0 TWh_{el}; BL: 0,4-0,7 GW_{el}; 0,19-0,36 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**

ABF: aus Abfällen aus Industrie und Kommunen; KG: aus Klärgas; GE: aus Gülle und anderen Exkrementen; EP: aus Energiepflanzen

Das zu Biomethan aufbereitete Biogas kann sehr unterschiedlich genutzt werden. Unter der Annahme, dass die Rahmensetzung mit Stand Anfang 2014 in etwa unverändert bleibt, ist davon auszugehen, dass sich die Biomethannutzung unter folgenden Prämissen weiterentwickelt:

- Aufgrund der klaren Priorisierung der Kraft-Wärme-Kopplung wird unterstellt, dass auch zukünftig wesentliche Mengen des Nawaro- und Gülle-Biomethans (90 %) in den KWK-Sektor geleitet werden (je 5 % in Kraftstoff- und Wärmepfad).
- Es ist zu erwarten, dass die Biomethanpotenziale aus dem Reststoffsektor vor dem Hintergrund der europäischen Biokraftstoffpolitik zu wesentlichen Teilen als Kraftstoff genutzt werden (80 % Reststoff-Biomethan, 20 % in den Wärmesektor).
- Ein wesentlicher Teil des Biomethans aus Klärgas (80 %) wird wahrscheinlich weiterhin in den Wärmemarkt fließen (20 % in den Kraftstoffsektor)[13].

Die daraus resultierenden Erwartungen für 2020 werden in nachstehender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 3: Nutzungspfade des zusätzlich zum heute verfügbaren Biomethan produzierten Biomethans in 2020 - bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014

Nutzungspfad	Potenzial 2020 (Min-Max)[14]
Kraft-Wärme-Kopplung	ABF: 0 TWh_{Hs}/a KG: 0 TWh_{Hs}/a GE: 0,7 TWh_{Hs}/a EP: 12,7 – 21,8 TWh_{Hs}/a **Summe: 13,4 – 22,5 TWh_{Hs}/a** **(1,1-1,9 Mrd. m^3_{CH4}; 4,9-8,1 TWh_{el}; BL: 0,6-0,9 GW_{el}; 0,29-0,49 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**
Kraftstoff	ABF: 0,9-1,4 TWh_{Hs}/a KG: 0 TWh_{Hs}/a GE: 0,05 TWh_{Hs}/a EP: 0,6 – 1,1 TWh_{Hs}/a **Summe: 1,55 – 2,55 TWh_{Hs}/a** **(0,1-0,2 Mrd. m^3_{CH4}; 0,03-0,06 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**
Wärme-bereitstellung	ABF: 0,2-0,4 TWh_{Hs}/a KG: 0,3 TWh_{Hs}/a GE: 0,05 TWh_{Hs}/a EP: 0,6 – 1,1 TWh_{Hs}/a **Summe: 1,15 – 1,85 TWh_{Hs}/a** **(0,1- 0,2 Mrd. m^3_{CH4}; 0,04-0,05 Mio $_{haNawaro,Äq.}$)**

Summiert mit den bis 2012 bereits in Nutzung befindlichen Biogas- und Biomethanmengen ergibt sich aus dieser Projektion das in folgender Tabelle und in Abbildung 1 zusammengefasste Bild.

[12] Die Min-Max Bandbreite wird nur für Energiepflanzen angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Reststoffe aufgrund der unstrittig positiven Umweltwirkungen und des Bedarfes an erneuerbaren Energieträgern in jedem Falle weitestgehend erschlossen werden.

[13] Dies könnte sich ändern, falls Klärgas zur Erfüllung der Biokraftstoffquote anerkannt werden würde, was bislang nicht der Fall ist.

[14] Die Min-Max Bandbreite wird nur für Energiepflanzen angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Reststoffe aufgrund der unstrittig positiven Umweltwirkungen und des Bedarfes an erneuerbaren Energieträgern in jedem Falle weitestgehend erschlossen werden.

Tabelle 4: Nutzungspfade von Biogas und Biomethan 2020 – Summe aus heute bereits erschlossenen und bis 2020 noch zu erschließenden Potenzialen bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014

Nutzungspfad	Ist 2012 in TWh_{Hs}/a[15]	Min 2020 in TWh_{Hs}/a	Max 2020 in TWh_{Hs}/a
Biogas-Vor-Ort-Verstromung	75,3[16] (6,3 Mrd. m^3_{CH4}; 27,2 TWh_{el}; BL: 3,1 GW_{el}; 1,65 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)	95,6 (8,0 Mrd. m^3_{CH4}; 34,5 TWh_{el}; BL: 4,0 GW_{el}; 2,09 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)	110,0 (9,2 Mrd. m^3_{CH4}; 39,8 TWh_{el}; BL: 4,5 GW_{el}; 2,40 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)
Biomethan-Kraft-Wärme-Kopplung	4,0 (0,3 Mrd. m^3_{CH4}; 1,5 TWh_{el}; BL: 0,2 GW_{el}; 0,09 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)[17]	17,4 (1,5 Mrd. m^3_{CH4}; 6,3 TWh_{el}; BL: 0,72 GW_{el}; 0,38 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)	26,5 (2,2 Mrd. m^3_{CH4}; 9,6 TWh_{el}; BL: 1,1 GW_{el}; 0,58 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)
Biomethan-Kraftstoff	0,4 (0,03 Mrd. m^3_{CH4}; 0,01 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)	1,95 (0,16 Mrd. m^3_{CH4}; 0,04 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)	2,95 (0,25 Mrd. m^3_{CH4}; 0,06 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)
Biomethan-Wärmebereitstellung	0,4 (0,03 Mrd. m^3_{CH4}; 0,01 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)	1,55 (0,13 Mrd. m^3_{CH4}; 0,03 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)	2,25 (0,19 Mrd. m^3_{CH4}; 0,05 Mio $ha_{Nawaro,Äq.}$)

Es werden bereits ca. 80 TWh_{Hs}/a Biogas in Deutschland genutzt. Davon wird ca. 5 % als Biomethan bereitgestellt. Eine Steigerung der Biogas-Vor-Ort-Verstromung um weitere 20-35 TWh_{Hs}/a bis 2020 scheint realistisch erreichbar. Die Biomethannutzung kann von knapp 5 TWh_{Hs}/a 2012 auf 20-32 TWh_{Hs}/a bis 2020 zunehmen. Bei unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zu Beginn des Jahres 2014 ist zu erwarten, dass vom Biomethan ca. 80 % in der KWK, ca. 10 % im Kraftstoffsektor und ca. 10 % zur reinen Wärmebereitstellung verwendet werden.

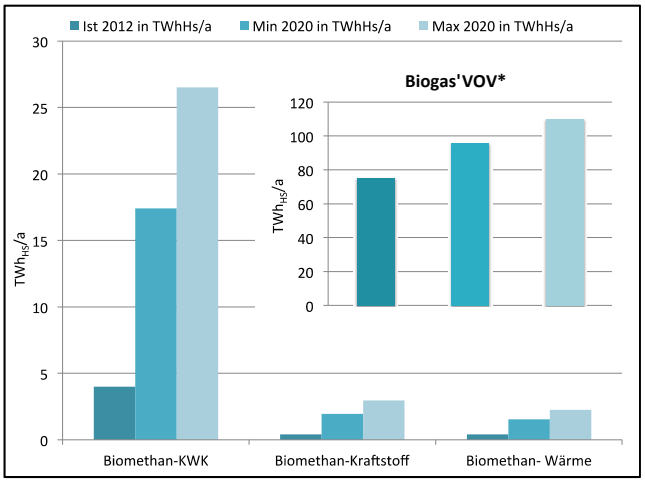


Abbildung 1: Nutzungspfade von Biogas und Biomethan 2020 – Summe aus heute bereits erschlossenen und bis 2020 noch zu erschließenden Potenzialen bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014

Die in Tabelle 3 dargestellte mögliche Entwicklung bei in etwa unveränderten Rahmenbedingungen entspricht nahezu der im Leitbild (erster Abschnitt in diesem Dokument) empfohlenen zukünftigen Biomethannutzung. Um eine ökologisch und volkswirtschaftlich geringfügig verbesserte Nutzung zu erreichen, müssten folgende Änderungen in der Biomethannutzung bis 2020 erreicht werden:

- Biomethan aus Gülle und nachwachsenden Rohstoffen sollte aufgrund der mit der Bereitstellung verbundenen THG-Emissionen unbedingt in der Nutzungskette mit der höchsten Wertigkeit aus Klimaschutzsicht, der KWK (kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung), Verwendung finden. Daher sollte die Nutzung derartigen Biomethans zur reinen Wärmeerzeugung auch zukünftig nicht gezielt gefördert werden, sofern die Rahmenbedingungen eines novellierten EEG auch zukünftig ausreichende Anreize zur Nutzung dieses Biomethans in der KWK zulassen.
- Auch Biomethan aus Abfallstoffen oder Klärschlamm sollte, wenn es denn in das Erdgasnetz eingespeist wird, zur gleichzeitigen Wärme- und Stromproduktion genutzt werden. Eine reine Wärmeerzeugung ist auch für dieses Gas mindestens bis 2020 aus Sicht der Minderung von THG nicht anzustreben.
- Biomethan wird seine Berechtigung auch im Kraftstoffmarkt haben. Dies ist tolerabel, da Biomethan bisher die aus Klimaschutzsicht beste erneuerbare Alternative zu den fossilen Kraftstoffen darstellt. Dabei ist es unerheblich, welche Herkunft das Biomethan aufweist: Aktuell wird politisch motiviert die Verwendung von Biomethan aus Reststoffen als Kraftstoff durch das Double-Counting über die Biokraftstoffquote doppelt gefördert. Über 2020 hinaus ist zu erwarten, dass der Kraftstoffpfad

[15] Lt. BNetzA (2013) wurden von den bestehenden Anlagen 2012 4,8 TWh_{Hs} Biomethan eingespeist. Es wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbestand mit dieser Einspeiseleistung im Mittel weiterbetrieben wird. Ausgehend von den Daten des Biogasbarometers der DENA (1/2013; abgeleitet aus dem Verhältnis der Biomethanmengen, deren Nutzung bekannt ist) ist davon auszugehen, dass etwa 83 % in der KWK genutzt werden, etwa 10 % als Kraftstoff und 7 % im Wärmemarkt. Die vergleichsweise geringen Biomethanmengen, die ins Ausland exportiert und in Erdgasspeicher eingespeichert sind wurden hier vernachlässigt.

[16] Biogas und Klärgas; Datenbasis: AgEE STat, Erneuerbare Energien in Zahlen; Umrechnungsfaktor Energiemenge Brennwertbezogen – Strommenge: 0,329; abzüglich KWK-Biomethanmenge von 4 TWh_{Hs}

[17] Lt. AgEE Stat für 2012

für Biomethan aus Klimaschutzsicht relativ zu den anderen Pfaden an Vorzüglichkeit voraussichtlich zunimmt.[18]. Daher sollte dieser Markt und auch die Akzeptanz von Biomethan als Kraftstoff mit einem weiteren Ausbau weiterentwickelt werden.

- Die Verwendung von Biomethan zur reinen Wärmebereitstellung wird für Kunden mit einem besonderen ökologischen Bewusstsein und einer ausreichenden Zahlungsbereitschaft für den Aufpreis von Biomethan im Vergleich zu Erdgas auch zukünftig eine Rolle spielen. Darüber kann der Einsatz an (innerstädtischen) Orten oder Objekten mit hohem historischen Wert, die keine erneuerbare Alternative für die Wärmebereitstellung zulassen, durchaus sinnvoll sein. Daher ist davon auszugehen, dass Biomethan aus Klärschlämmen und / oder Abfallstoffen hier einen – wenn auch mengenmäßig untergeordneten - Absatzweg finden kann.

Hinsichtlich des Nutzungstrends der Bestandsanlagen ist festzuhalten, dass der Hauptfokus, die Nutzung in KWK, mit dem, im Rahmen des hier dokumentierten Projektes, entwickelten Leitbild harmoniert. Daher ist keine wesentliche Umsteuerung der Verwendung des Biomethans erforderlich. Allein die geringe Biomethanmenge zur reinen Wärmebereitstellung sollte reduziert und in den KWK-Markt umgelenkt werden. Ein Eingriff in den Anlagenbestand scheint vor diesem Hintergrund nicht erforderlich. Aus THG-Minderungs-Sicht sollte eine Anreizsetzung für die Biomethanverwendung zur reinen Wärmebereitstellung nicht aktiv generiert werden, wenngleich dem umweltbewussten Kunden diese Option nicht gänzlich verwehrt werden kann und sollte.

Aus THG-Minderungs-Sicht sollte zukünftig eine deutlichere Lenkung der Biomethannutzung in die KWK erfolgen. Generelle Anreize für die Biomethannutzung zur reinen Wärmebereitstellung sind zu vermeiden. Nur in Fällen, in denen keine anderen Optionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien oder Effizienzmaßnahmen umsetzbar sind, kann die Wärmebereitstellung aus Biomethan sinnvoll zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen.

[18] Dies resultiert aus der Tatsache, dass die THG-Einsparungen insbesondere im Stromsegment aufgrund des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien und der damit einhergehenden Verringerung der spezifischen THG-Emissionen im Strommix abnehmen.

Realisierung des Ausbaukorridors

Der abgeleitete und vorgestellte Ausbaukorridor stellt im Vergleich zum Ausbau der Biogas- und Biomethan-produktion der letzten Jahre eine massive Reduktion des Zubaus an Neuanlagen dar. Damit ist mit einem erheblichen weiteren **Umbau und Konsolidierung der Branche** zu rechnen (Vielzahl von Insolvenzen und Mitarbeiterfreisetzungen). Beispielsweise wären – bei Realisierung des Korridors – im Mittel über die nächsten acht Jahre jährlich ca. 140 $MW_{el,BL}$ Zubau an neuen Vor-Ort-Verstromungsanlagen und ca. 90 $MW_{el,BL}$ an Zubau der Biomethanbereitstellung für die Nutzung in der KWK (inkl. der Umrüstung von VOV-Anlagen) zu erwarten. Dies entspricht gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 einem Einbruch um mehr als 60 % bei Vor-Ort-Verstromungsanlagen und der jährliche Anlagenzubau der Biomethanbereitstellung im Vergleich zu den Jahren 2011 und 2012 würde in etwa konstant bleiben (einschließlich auf Biogaseinspeisung umgestellter VOV-Anlagen).

Die Realisierung des erarbeiteten Ausbaukorridors erfordert einen jährlichen Zubau von ca. 140 $MW_{el,BL}$[19] an neuen Vor-Ort-Verstromungsanlagen und ca. 90 $MW_{el,BL}$[20] an Zubau der Biomethanbereitstellung für die Kraft-Wärme-Kopplung.

Die **Begrenzung des Wachstums** kann durch die Vorgabe knapp bemessener Vergütungssätze für Strom aus Biogas und Biomethan erreicht werden. Dabei ist es allerdings sehr schwer, die Vergütungen treffsicher auf einen gewünschten Ausbau auszurichten. In die Betrachtung gilt es, neben Neuanlagen auch erweiterte Bestandsanlagen einzuschließen. Für den Fall einer Begrenzung des Zubaus (beispielsweise durch eine Deckelung der geförderten Strommenge bzw. Anlagenleistung) ist es wichtig, zu beachten, dass bei der Definition der Begrenzung eine Unterscheidung zwischen Umrüstung (insbesondere Flexibilisierung) und Neubau sowie installierter Leistung und Bemessungsleistung erfolgt.

Der **Einsatz von Energiepflanzen** ist für diesen skizzierten Ausbau unabdingbar. Er muss unter Berücksichtigung der Natur- und Umweltschutzziele erfolgen. Deshalb sollte eine regionale Steuerung des Zubaus etabliert werden. Der Einsatz von Anbaukulturen, die aus Naturschutzsicht positive Wirkungen zeigen, sollte verstärkt ermöglicht werden. Trotzdem ist zu erwarten, dass Mais aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen weiterhin mit ca. 70 - 80 % energetischem Anteil an den Energiepflanzen die dominierende Kultur für Biogasanlagen bleiben wird. Eine Begrenzung des Anteils von Mais an den Substraten für eine Biogasanlage führt nicht zu positiven Effekten hinsichtlich der THG-Minderung und der Biodiversität. Diesbezüglich kann eine Begrenzung des auf die regionale Anbaufläche bezogenen Maisanteils positiv wirken.

Der Einsatz von Energiepflanzen ist für den skizzierten Ausbau unabdingbar. Mais wird dabei weiterhin die dominierende Anbaukultur bleiben. Eine Begrenzung des Maisanteils führt nicht zu einer THG-Minderung.

Der spezifische **Förderbedarf** wird vor dem Hintergrund technologischer Effizienzsteigerungspotenziale einerseits und steigender technischer Anforderungen sowie nicht zu erwartender Kostenreduktionspotenziale bei der Energiepflanzenbereitstellung bis 2020 andererseits nur geringfügig sinken können. Eine Reduktion des spezifischen Förderbedarfes für die Bereitstellung von Strom aus Biogas/Biomethan von unter 10 % sowohl für Neuanlagen als auch für Anlagenerweiterungen scheint realistisch. Ein für die EEG-Umlage kostenneutraler Ausbau der Biogasnutzung ist bei aktueller Berechnungssystematik nicht zu erwarten. Eine Reduktion der EEG-Umlagekosten ist nur durch eine Reduktion der Förderung von Strom aus Bestandsanlagen realisierbar. Hierbei gilt es allerdings unbedingt den Bestandsschutz der Anlagen zu wahren.

Ein Ausbau der Biogas- und Biomethannutzung ist nur möglich, wenn die spezifische Förderung schätzungsweise nicht stärker als 10 % im Vergleich zur Situation Anfang 2014 abgesenkt wird.

Von größter Bedeutung ist aber die **Effizienzsteigerung zur Ausnutzung des Energiegehaltes im Biogas / Biomethan**. Strom aus VOV-Anlagen sollte daher sowohl bei Neuanlagen als auch bei Anlagenerweiterungen nur dann gefördert werden, wenn sichergestellt wird, dass große Teile der anfallenden Wärme sinnvoll, d.h. zur Substitution fossiler Energieträger, genutzt wird. Dies muss die Optionen von Rohbiogasleitungen und den Ausbau von Nahwärmenetzen einschließen. Mit dieser Forderung

[19] entspricht 3,6 TWh_{Hs}/a; 0,3 Mrd. m^3CH_4; 1,3 TWh_{el}; 0,08 Mio. $ha_{Nawaro,Äq.}$
[20] entspricht 2,4 TWh_{Hs}/a; 0,2 Mrd. m^3CH_4; 0,9 TWh_{el}; 0,05 Mio. $ha_{Nawaro,Äq.}$

verbundene Risiken für die Anlagenfinanzierung, aufgrund der zusätzlichen Gefahr des Wegfalls des Wärmeabnehmers, müssen aber berücksichtigt werden. Ein rein wärmegeführter Anlagenbetrieb, wie er für Biomethan-BHKW beansprucht wird, kann für viele VOV-Anlagen nicht ohne deutliche Mehrkosten umgesetzt werden. Die Wärmeerlöse müssen dabei einen relevanten Beitrag zur Finanzierung der Biogasproduktion leisten. Zielführend wäre z.B. ein höherer Wert der EE-Wärme gegenüber der fossilen Wärmemengen. So könnten die Kosten für die Stromproduktion gesenkt und die zusätzliche Bereitstellung von EE-Wärme bei der Biogasverstromung einen Wert erhalten.

Die wesentliche zukünftige Existenzberechtigung von Biogas- und Biomethananlagen - mit dem Bedarf vergleichsweise hoher spezifischer Vergütungen für die Strombereitstellung - besteht in ihrem Beitrag zur gesicherten Stromversorgung durch die steuerbare Stromerzeugung zur Residuallastversorgung und der Bereitstellung von SDL. Um dies sicherzustellen muss die **Flexibilisierung** von Neu- und Bestandsanlagen vorangetrieben werden. Die Anlagen müssen somit aus dem heute üblichen möglichst gleichmäßigen Betrieb in eine flexible Betriebsweise wechseln. Bis 2020 wird erwartet, dass die flexiblen Strommengen im Stromsystem vornehmlich einen Beitrag zur Vermeidung bzw. Reduzierung von sehr niedrigen bis hin zu negativen Preisen leisten sowie Systemdienstleistungen (vor allem Regelenergie) bereitstellen. Dazu sind BHKW auf Biogas- und Biomethan-Basis mit einer im Vergleich zur Bemessungsleistung deutlich höheren installierten Leistung zu etablieren. Für den Anlagenbestand sollten daher mit Kapazitätserweiterungen auch Steigerungen der Flexibilität des Betriebes einhergehen. Die Kosten für die Zusatzkapazität lassen sich heute noch nicht durch die Erlöse aus Systemdienstleistungen decken und liegen für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen höher als für Neuanlagen.

Hinsichtlich der im Markt erforderlichen **Leistungsgröße für die Flexibilisierung** wird der Markt bis 2020 mit ca. 20 GW_{el} Leistung fossiler Must-Run-Units bedient, die z.T. substituiert werden könnten. Ausgehend von dem Ausbaukorridor sollte vor diesem Hintergrund die Möglichkeit geschaffen werden, eine im Vergleich zur klassischen Auslegung 1,5- bis 3-fache Kapazität von Biogas- und Biomethan-BHKW zu schaffen. Damit könnten aus den Neuanlagen zwischen 2013 und 2020 1,0 bis 3,1 GW_{el} Leistung fossiler Must-Run-Units substituiert werden. Aus der entsprechenden Erweiterung der Kapazität des Anlagenbestandes könnten weitere 5 bis 10 GW_{el} Leistung ersetzt werden.

Die Flexibilisierung ist neben der Steigerung der Abwärmenutzung zur Substitution fossiler Energieträger die wichtigste Aufgabe bei der Optimierung von bestehenden Anlagen und beim Ausbau der Biogas- und Biomethan-basierten Kraft-Wärme-Kopplung.

Ein Projekt im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

„Alternativen der Biomethanförderung zur Nutzung in der Kraft-Wärme-Kopplung außerhalb des EEG“

Diskussionspapier zum Stand Januar 2014

Dr. Martin Pehnt (Ifeu)
Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin (IBKE)
Johan Grope (IBKE, Universität Rostock)

Einleitung

Die folgenden Inhalte sind im Rahmen des vom BMWi (ursprünglich vom BMU) beauftragten Forschungsvorhabens „Perspektiven der Biogaseinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ erarbeitet worden. Das Vorhaben dient der Evaluierung und Weiterentwicklung des Förderrahmens der Biomethanerzeugung und -nutzung in Deutschland. Ausgehend von einer Analyse des Status Quo der Biomethanerzeugung und -nutzung werden im Vorhaben die wichtigen Fragestellungen hinsichtlich der Technik, der Kosten, den Umweltwirkungen und dem Beitrag zur Transformation des Energiesystems von Biomethan diskutiert. Ziel ist es, eine sinnvolle Weiterentwicklung der Förderung von Biomethan in Deutschland abzuleiten. Hierzu wurden bis Ende 2013 sechs Fachgespräche durchgeführt, die nach Vorbereitung durch ausgewählte Partner aus dem Projektkonsortium dazu dienten, die relevanten Fragestellungen für das jeweilige Thema des Fachgespräches im Konsortium und mit dem BMU als Auftraggeber zu diskutieren. In den Fachgesprächen I bis IV wurden der Status Quo der Biomethanerzeugung und -nutzung sowie dessen Rolle für die Transformation des Energiesystems analysiert. Darauf aufbauend wurde im Fachgespräch V ein Leitbild und ein Ausbaukorridor für die Fortsetzung der Biomethanerzeugung und -nutzung entwickelt. Im Fachgespräch VI wurden die Möglichkeiten zur Anpassung des bestehenden Förderrahmens mit dem Fokus auf die Förderung der Strombereitstellung aus Biomethan diskutiert. Dies beinhaltete sowohl die Anpassung bestehender Förderinstrumente (insbesondere das EEG) als auch die Diskussion alternativer Förderinstrumente. Die Vorschläge von Förderinstrumenten, welche eine Alternative zum EEG darstellen, sind im Folgenden erläutert und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile einer Bewertung unterzogen. Dabei wird darauf hingewiesen, dass eine umfassende vergleichende Instrumenten-Studie nicht vorliegt. Die folgenden Aussagen haben daher sondierenden Charakter und müssen an verschiedenen Stellen noch vertieft untersucht werden.

Instrumentelle Alternativen einer Förderung und Steuerung von Biomethan

Bei der Bewertung von Instrumentenoptionen, die Alternativen zum EEG darstellen können, ist zu berücksichtigen, dass sich für die KWKG-vergütete KWK durch eine eventuelle Änderung der Eigennutzungsregelungen (z.B. hinsichtlich der Befreiung von der EEG-Umlage und der Stromsteuer) starke Änderungen in der Wirtschaftlichkeit gegenüber der heutigen Situation ergeben könnten.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob die beiden Elemente **Brennstoffbereitstellung** und **Brennstoffnutzung** heute in einer zu komplizierten Weise miteinander verflochten sind. Diese Verflechtung ist in den Fällen entscheidend, wenn bedingt durch Effekte auf der Outputseite die Nachfrage nach Biomethansegmenten stark betroffen wäre. Beispielsweise würde eine Ausweitung des EEWärmeG bei gleichzeitiger Zulassung von Biomethan als Erfüllungsoption die Nachfrage nach Biomethan vermutlich stark und über die Grenzen des nachhaltigen Potenzialkorridors hinaus ausweiten, ohne eine möglichst effiziente Nutzung dieses Gases in der KWK einzufordern. Aus diesem Grund und aufgrund des geringsten THG-Minderungspotentials in diesem Nutzungspfad ist auch der diesbezügliche BDEW-Vorschlag einer uneingeschränkten[1] Öffnung des EEWärmeG für Biomethannutzung in Brennwertkesseln ausdrücklich abzulehnen (hierzu ausführlich Pehnt et al. 2007).

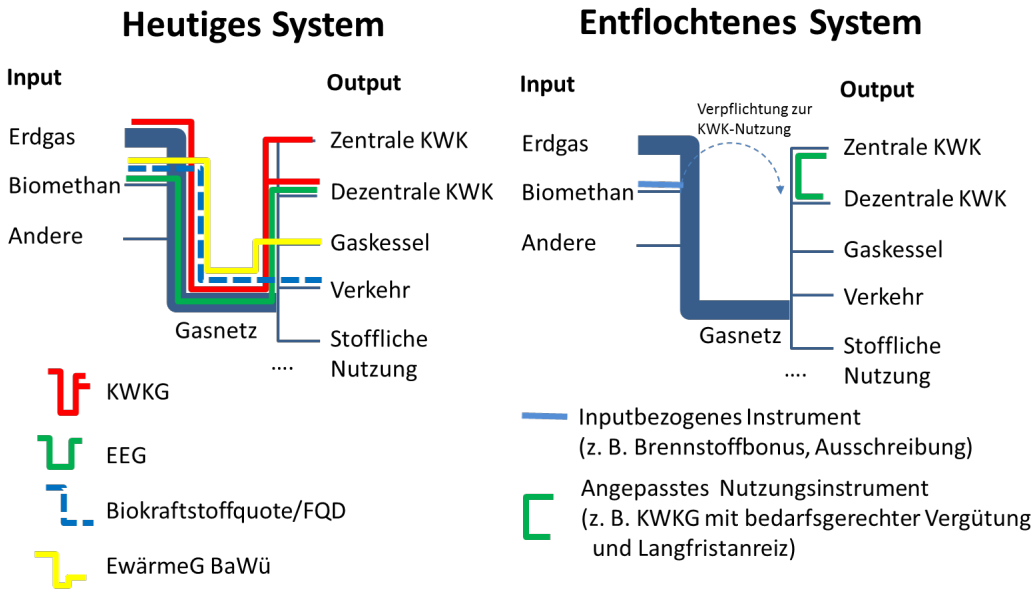


Abbildung 1: Biomethan: Systematik der Förderinstrumente (Quelle: Darstellung IFEU)

Eine instrumentelle Entflechtung muss aber nicht zwangsläufig zu einer Entkopplung von Input und Output führen. Denkbar sind auch Instrumente zum Anreiz einer Einspeiseförderung (z. B. Brennstoffbonus oder Biomethan-Ausschreibung), separate Instrumente zur Förderung der effizienten Nutzung (KWKG) und eine verpflichtende Kopplung zwischen den beiden separaten Instrumenten.

[1] Vorstellbar wäre eine Ausnahme zur Anerkennung der Option Wärme aus Biomethan ohne KWK in Fällen, in denen keine alternativen Optionen zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme bzw. Maßnahmen zur Energieeinsparung im erforderlichen Umfang möglich sind (z.B. denkmalgeschützte Altbauten in eng besiedelten Bereichen).

Im Folgenden werden die Vorschläge alternativer Förderinstrumente zum EEG diskutiert, wobei zunächst die Fortsetzung der Förderung der Strombereitstellung aus Biomethan mit Hilfe des EEG als erste Variante diskutiert wird. Auf die Diskussion einzelner Vorschläge für eine Weiterentwicklung des EEG wird an dieser Stelle allerdings verzichtet. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die verschiedenen Förderinstrumente für die Strombereitstellung aus Biomethan. Prämisse bei dieser Betrachtung ist, dass die Nutzung von Biomethan in der KWK aus Sicht der Senkung der Treibhausgasemissionen auf absehbare Zeit die sinnvollste Nutzungsoption darstellt. Auf Instrumente, die ausschließlich die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff oder zur Wärmebereitstellung fokussieren, wird hier nicht eingegangen.

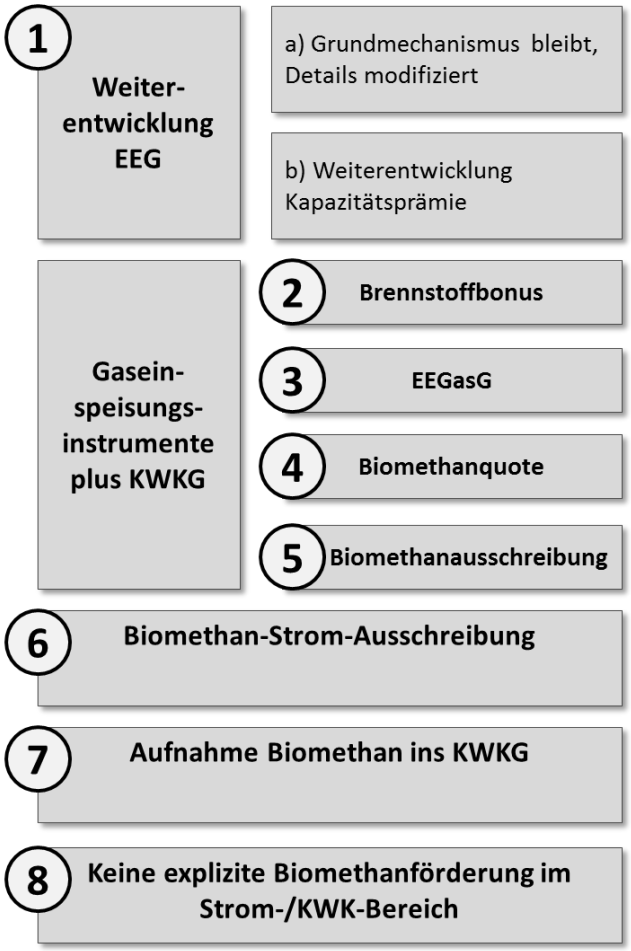


Abbildung 2: Ansätze zur Zukunft der Biomethanförderung (Quelle: Darstellung IFEU)

Variante 1: **Weiterführung der Biomethan-Förderung im EEG** nach dem jetzigen Mechanismus mit Veränderungen im Detail und ggf. Weiterentwicklung der Kapazitätsprämie.

Im Folgenden sind die übergeordneten Vor- und Nachteile der Weiterentwicklung des EEG als instrumentelle Alternative zur Steuerung und Förderung der Biomethanerzeugung und -verwertung aufgelistet:

Vorteile:

- einfache Lösung
- Förderkontinuität, geringer Novellierungsaufwand insbesondere angesichts eines begrenzten Ausbaupfades (s.o.)
- hohe Verlässlichkeit für die Anlagenfinanzierung bereits in der Planungsphase (betrifft bei Biomethan i. w. die BHKW, nicht die Biomethanproduktion)
- nachgewiesene Wirksamkeit als Anreizinstrument für die Erreichung quantitativer Ausbauziele der EE

Nachteile:

- keine verbesserte Verzahnung zwischen EEG/KWKG
- steigende Differenzkosten im EEG durch Gasaufbereitungsbonus
- schwächere Steuerungsmöglichkeiten für Qualität und Quantität der eingesetzten Rohstoffe
- nur begrenzt Steuerung der Entwicklung des Biomethanmarktes möglich, da direkter Empfänger der Vergütung der BHKW-Betreiber ist und nicht der Biomethanprozent – beim Biomethanproduzenten bleiben die meisten Risiken.

Variante 2: Brennstoffbonus für Biomethan im EEG, aber Stromvergütung im weiterentwickelten KWKG. Gewährung eines Brennstoffbonus in Höhe der Differenzkosten Erdgas/Biomethan für die Einspeisung von Biomethan.

Ein solcher Brennstoffbonus kann in zwei Untervarianten gestaltet sein:

- Vergütung des Biomethans zum Zeitpunkt des Einspeisens in das Gasnetz. Der Gas(grund)versorger zahlt die Vergütung und vermarktet das Gas. Die Differenzkosten kann der Gasnetzbetreiber an den Strom-Übertragungsnetzbetreiber weiterreichen (analog EEG-Wälzung Verteilnetzbetreiber → Übertragungsnetzbetreiber). Die Differenzkosten werden von den Stromkunden bezahlt. Dafür werden Bedingungen an die Gasnutzung formuliert (Nutzung in KWK oder hocheffizientem GuD). In dieser Form wäre der Brennstoffbonus sehr ähnlich zum EEGasG (Unterschied: Integration in das EEG) und wird daher unter Variante 3 behandelt.
- Vergütung des Biomethans in Verbindung mit der Verstromung in einer KWK-Anlage. Ein KWK-Anlagenbetreiber kauft ein Biomethan-Produkt; Grundlage ist die abgerechnete Biomethan-Menge am Ende des Jahres. Der Biomethanproduzent speist Biomethan in Höhe der insgesamt mit KWKG-Anlagenbetreibern (ggf. auch hocheffiziente GuD) abgeschlossenen Abnahmeverträge ein, erhält dafür vom Gas(grund)versorger entweder eine feste Biomethanvergütung oder eine Prämie zusätzlich zu einem „üblichen Erdgaspreis“, die als gleitende oder als fixe Prämie ausgestaltet werden kann. Die Einspeiseprämie ist nicht an eine konkrete KWK-Anlage gekoppelt, sondern wird für einen definierten Zeitraum gezahlt. Der Gas(grund)versorger wälzt die Kosten (siehe 1. Untervariante).

Sinnvoll ist eine solche Umstellung vor allem dann, wenn zugleich das KWKG in Richtung bedarfsgerechte Einspeisung weiterentwickelt wird, beispielsweise durch Umstellung der heute häufig üblichen Vergütungskomponente „Üblicher Preis“ durch eine bedarfsgerechte, bspw. EPEX- oder

residuallastabhängige Vergütung. Bei der Ausgestaltung sollten durch diese bedarfsgerechte Vergütungskomponente insgesamt auch Objekte mit geringem Eigenstrombedarf bessergestellt werden.

Vorteile:

- Sicherheit für den Biomethan-Anlagenbetreiber unabhängig von der tatsächlichen Abnahme im Rahmen von Lieferverträgen → deutliche Reduktion des Risikos
- Weiterführung der Erhöhung des biogenen Anteils der Gas-KWK; zugleich Nutzung des gesamten KWK-Anlagenparks für die Flexibilisierung
- Abschaffung künstlicher Asymettrien zwischen KWKG und EEG
- Grundsätzlich ließe sich so auch besser eine Biomethan-Verstromung in kleinen KWK-Anlagen realisieren.
- Aktivierung einer gezielten Biomethannachfrage
- Nutzung der bereits im KWKG angelegten Flexibilisierungselemente (Vergütung mit Volllaststundengrenze)[2]; allerdings neue Flexibilisierungselemente wünschenswert

Nachteile:

- Integration einer neuen Akteursgruppe (Gas(grund)versorger) in das EEG → administrativer Aufwand und Transaktionskosten
- Es könnte ein Lobbydruck entstehen, dass keine Verpflichtung der KWK-Nutzung des Gases erfolgt.
- Mengensteuerung nur über Mengendeckel möglich

Variante 3: EEGasG plus weiterentwickeltes KWKG. Der Fachverband Biogas hat einen Vorschlag erarbeitet, der eine EEG-analoge Einspeisevergütung und Abnahmeverpflichtung für grünes Gas inkl. Biomethan vorsieht (Vollprecht 2012). Der Gasnetzbetreiber hat gemäß dieses Vorschlags das Wahlrecht, ob er es eigenverantwortlich (an Gas-KWK und GuD-Betreiber) vermarktet oder von einem Marktverantwortlichen garantiert abgenommen bekommt zum Marktpreis von Erdgas. Vorgeschlagen wurde eine Biogas/Methan-Vergütungshöhe zwischen 6,8 und 8 ct/kWh$_{Hs}$. Die Vergütung sollte nicht so attraktiv bemessen werden, dass Biomethan nicht mehr an Bestandsanlagen verkauft wird (Biomethan-Vergütung nur als ein „Sicherheitsnetz“). Die Differenzkosten wären über eine EEGasG-Umlage auf den Stromkunden zu wälzen. (Vollprecht 2012)

Damit ist der Vorschlag sehr ähnlich wie der Brennstoffbonus, setzt aber auf einem separaten Umlageinstrument auf.

[2] Durch die Möglichkeit der Direktvermarktung anstelle der Vergütung nach KWK-Index gibt es außerdem bereits einen Anreiz zur bedarfsgerechten (d.h. an den Strombörsenpreisen orientierten) Stromerzeugung. Die Gründe, dass keine bedarfsgerechte Stromerzeugung mittels Erdgas-KWK erfolgt, sind:

1. Eigenstromsubstitution ist attraktiver als Netzeinspeisung (dadurch am Strombedarf beim versorgten Objekt orientierte Stromproduktion und nicht am Bedarf am Markt)
2. Es gibt keine Vergütung von zusätzlichen Kapazitäten entsprechend Flex-Prämie. Allein die Zusatzerlöse reichen aber nicht aus, um zusätzliche Investitionen zu finanzieren

Vorteile:

- transparenter Mechanismus, der perspektivisch für andere biogene / erneuerbare Gase geöffnet werden kann
- Kombination mit KWKG wäre einfach realisierbar
- Sicherheit für den Biomethan-Anlagenbetreiber unabhängig von der tatsächlichen Abnahme im Rahmen von Lieferverträgen → deutliche Reduktion des Risikos

Nachteile:

- Einführung eines völlig neuen Vergütungssystems politisch derzeit nicht opportun
- Aufwand des neuen Vergütungsmechanismus für die vergleichsweise geringen Mengen zu groß (auch dann, wenn andere „grüne Gase" inkludiert wären)

Variante 4: Biomethanquote plus verpflichtender Vermarktung in KWK (siehe auch DENA 2012)**.** Analog Variante 3 allerdings mit Quotenverpflichtung statt einer Ausschreibung. Gasversorger müssen eine pauschale Quote für den Anteil von Biomethan im Erdgasnetz einhalten (siehe Biokraftstoffquote). Es könnte auch eine Verpflichtung zur Nutzung dieses Gases in KWK auferlegt werden.

Vorteile:

- Der Ausbaukorridor wird mit größter Wahrscheinlichkeit eingehalten.
- Gesicherter Mindestausbau und Nachfrage.
- Qualitäts- und Umweltsteuerung wäre im Prinzip möglich (siehe Biokraftstoffquote nach THG-Minderung angerechnet); räumliche Steuerung wäre prinzipiell integrierbar.

Nachteile: (siehe hierzu auch DENA 2012)

- Keine Reduktion der Investitionsunsicherheit beim Biomethan-Betreiber (Biomethanverkäufer muss nach wie vor Abnehmer suchen) → Risiko-Aufschläge?
- KWK-Verpflichtung muss ggf. Gasversorger realisieren, da er sonst die Quote ggf. nicht erreicht und dann wahrscheinlich eine Pönale zu zahlen hat.
- Wenn keine KWK-Pflicht: Lenkungswirkung hängt ab von Maßnahmen auf der Outputseite, z. B. Verstärkung des KWKG. Kein unmittelbarer kausaler Bezug zwischen Biomethan und Nutzungsoption.
- Marktkonzentration (allerdings gibt es ohnehin ein Optimum der Anlagengröße in der Größenordnung 1.000 Nm^3/h).

Variante 5 und 6: Ausschreibung (Hier zunächst generell; Biomethan- oder Strommengen – detailliert betrachtet in den Unterabschnitten zu den Varianten 5 und 6). Es werden definierte Energiemengen ausgeschrieben und die Gewinner der Ausschreibung realisieren die Anlagen.

Generell zu Ausschreibungssystemen sind folgende Anmerkungen, Vor- und Nachteile festzuhalten:

In der Theorie ist dieses Instrument recht gut geeignet, zumal man einen räumlichen Bewertungsfaktor (z. B. Nachweis des Nährstoffmanagements) und eine Steuerung der gewünschten Rohstoffanteile (über Ausschreibungskriterien bzw. Teilquoten) einbauen könnte. In der Praxis ist allerdings ein kluges Ausschreibungsverfahren erforderlich. Insbesondere die Höhe der Pönale im Fall der Nichterfüllung und die Qualitätskriterien sind zu entwickeln.

Vielfach wird Kritik an Ausschreibungssystemen dahingehend geäußert, dass auf Grund des Kostendrucks die Anlagen nicht realisiert werden. Dies müsste durch eine angemessene Pönale sichergestellt werden. Eine Nichtrealisierung von Anlagen könnte allerdings durch Ausschreibungen im Folgejahr korrigiert werden, so dass man insgesamt im ohnehin begrenzten Ausbaukorridor verbleibt.

Um eine Sicherheit für die Anlagenbetreiber zu gewährleisten, könnte ein System ähnlich wie im niederländischen SDE+-System erfolgen. Es erfolgt eine Ausschreibung, bei der die günstigsten Anbieter (unter Berücksichtigung der Qualitätskriterien) zum Zuge kommen, die dann einen Liefervertrag für eine gewisse Lieferdauer zugesichert bekommen. Die Laufzeit der aus der Ausschreibung hervorgehenden Lieferverträge sollte so gestaltet sein, dass die heutige Unsicherheit der Biomethananbieter über den Vermarktungsweg deutlich verringert wird.

Veränderungen bei den Agrarpreisen können insofern berücksichtigt werden, als diese Eingang in die Gebote der jeweiligen Jahre finden.

Details der Ausschreibung (bspw. Pay-as-bid; Pay-as-cleared; Stufengebote etc.; räuml. Auflösung der Ausschreibung; etc.) wären zu definieren. Dabei gelten eine Reihe von Vor- und Nachteilen generell für Ausschreibungen vs. Fixvergütungen und sind somit sowohl für Variante 5 als auch 6 anzuwenden:

Vorteile:

- Kein separater Mengen- oder Kostendeckel erforderlich; wird mit Auktionierung vorgegeben – die Definition der Deckelung muss jedoch entsprechend erfolgen, sofern gewünscht, und nur für die einzelnen Ausschreibungszeitpunkte aufgegliedert werden; dabei ist aber eine spontane Nachsteuerung zum nächsten Ausschreibungstermin sehr leicht möglich (z.B. bei ausschließlich sehr teuren Geboten).
- Wettbewerbsdruck und transparente Preisbildung (abhängig von Zahl der Anbieter) führt zu Suche nach kostengünstigen und innovativen Lösungen (je nach Bewertungssystem).
- Erwartete hohe Kosteneffizienz – diese Effizienz wird aber ggf. nicht erreicht, da die Biogas- / Biomethanproduktionskosten bzw. die Produktionskosten von Strom aus Biogas im Vergleich zum heutigen System kaum Optimierungspotenziale aufweisen. Mit einer restriktiven Handhabung der Definition administrativer Förderhöhen ist zu erwarten, dass die Gesamtkosten (bei gleicher produzierter Energiemenge) zum nahezu gleichen Ergebnis führen werden; ein Unterschied in der spezifischen mittleren Vergütung (z.B. pro kWh) von mehr als 1 ct/kWh$_{el}$ bzw. ca. 0,5 ct/kWh$_{Hs}$ ist äußerst unwahrscheinlich.
- Keine Anlagenrealisierungshochs und -tiefs durch Novellierungszeitpunkte und Endjahresdegressionstermine der Rahmenbedingungen
- Präzise Erreichung der Ausbauziele, sofern Anlagen in angebotener Höhe realisiert werden
- Verpflichtung der beauftragten Akteure erzeugt hohes Aktivitätsniveau
- Pönalen sichern Zielerreichung
- Räumliche und Mengensteuerung gut möglich

- Ökologische Zusatzanforderungen können eingebaut werden
- Sammlung von Erfahrung bezgl. Ausschreibungen für Weiterentwicklung des EEG

Nachteile:

- Wettbewerbliches Ausschreibungselement führt zu deutlich höherem Risiko für einzelne Anbieter als in Garantiemodellen
- Geplante Projekte sind wahrscheinlich weniger solide finanzierbar und weniger tragfähig (da die Kalkulation an der absoluten wirtschaftlichen Untergrenze erfolgt) als bei einer Festvergütung mit verlässlichen Rahmenbedingungen und kalkulierbaren Risiken
- Kleine Anbieter werden ggf. benachteiligt, Marktkonzentration
- Notwendige Vorleistungen vor Abgabe eines Angebots sind erheblich größer (Baugrundstück, Genehmigung des Anlagenstandorts, vertragliche Sicherung der Substratmengen, …)
- Gefahr der Nichtrealisierung von Projekten bei steigenden Substratpreisen (gilt allerdings auch für EEG) bzw. Projektgenehmigungsschwierigkeiten. Dies führt zu einer geringeren Realisierungs- und Potenzialausschöpfungswahrscheinlichkeit als bei einem Festvergütungssystem. Allerdings sind Biomethananbieter bereits heute frei im Markt tätig. Daher ist die Kenntnis über die Projektrealisierungskosten hoch.
- Vorlaufzeiten sind sehr hoch, d.h. müssen berücksichtigt werden. Heute können eigentlich nur Gebote für Gas bzw. Strom in zwei bis drei Jahren (Vorlaufzeiten erforderlich oberhalb der Projektrealisierungszeiträume) erfolgen, die Gefahr der Nichtrealisierung steigt dadurch erheblich und eine Evaluation ist erst nach ca. fünf Jahren möglich.
- Zusätzlicher behördlicher Zusatzaufwand für die Realisierung und Verwaltung der Ausschreibungsrunden

Auswirkungen auf VOV-Bestandsanlagen:

Eine Einbeziehung von VOV-Bestandsanlagen scheint äußerst schwierig zu sein, daher wird angenommen, dass es keine Auswirkungen gibt. Gründe:

- Aufgrund des Bestandsschutzes müssten Umrüstungsanlagen als Neuanlagen gelten oder nur Erweiterungen in neue Regelungen einbezogen werden
- Die Umrüstung von VOV-Bestandsanlagen wird wahrscheinlich deutlich kostengünstiger sein als die Errichtung neuer Biomethananlagen – damit ergibt sich ein systematischer Bietervorteil (der aber ggf. eine günstige Wirkung auf die Modernisierung der Bestandsanlagen haben könnte)
- Eine derartige Trennung dieses Systemwechsels ggf. für den „Altanlagenteil“ und den „Neuanlagenteil“ bedeutet eine deutliche Komplizierung (für Anlagenbetreiber, Energieversorger und Behörden) und ggf. Möglichkeiten für Fehlsteuerungen sind vorprogrammiert– dies zeigt die Vergangenheit
- Die technisch/energetisch sinnvolle und weitgehend auch notwendige Optimierung von VOV-Bestandsanlagen wird damit deutlich komplizierter und ein Trend zum „Festhalten“ an der gesicherten Rechtslage ist zu erwarten– mit allen bisher bekannten negativen Wirkungen.

Explizit zu Variante 5: Biomethanausschreibung (bezogen auf Gaseinspeisung), verpflichtende Nutzung des Biomethans in KWK (oder hocheffizienten GuD-Kraftwerken). Es werden vom Staat bestimmte Biomethanmengen orientiert am gewünschten Ausbaukorridor (ggf. nur aus Neuanlagen) ausgeschrieben, die der Gasnetzbetreiber aufnehmen muss und die an KWK-Anlagen (oder hocheffizienten Gas-GuD) zu vermarkten sind. Die Differenzkosten des Gases könnten weiterhin über das EEG oder aber über die KWK-Umlage abgedeckt werden.

Für diese Option spricht spezifisch (neben den für Variante 4 insgesamt geltenden Vorteilen):

- Weniger Unsicherheit für Biomethananbieter als im heutigen System
- langfristige Absatzsicherung für das Biomethan

Gegen diese Option spricht spezifisch (neben den für Variante 4 insgesamt geltenden Nachteilen):

- Biomethanabsatz von Bestandsanlagen ist einzubeziehen, was ggf. wg. Mischung von Bestandsschutz in den EEG bis 2012 und der Neuregelung schwierig ist

Explizit zu Variante 6: Biomethanausschreibung (bezogen auf Strom aus KWK-Anlage oder Bemessungsleistung).

Eine auf den produzierten Strom bzw. die elektrische Bemessungsleistung bezogene Ausschreibung weist im Vergleich zu einer wie im aktuellen EEG verankerten administrativ vorgegebenen Förderhöhe nahezu die gleichen Vor- und Nachteile wie die Biomethanmengenausschreibung auf.

Für diese Option spricht spezifisch (neben den für Variante 4 insgesamt geltenden Vorteilen):

- Anbieter haben geringes Risiko, da sie in der Regel nur die Realisierer eines BHKW sein werden, das alternativ auch mit Erdgas betrieben werden könnte
- Realisierungsgeschwindigkeit von BHKW ist hoch, so dass die Ausschreibungszeiträume kürzer sein könnten als bei der Biomethanausschreibung

Gegen diese Option spricht spezifisch (neben den für Variante 4 insgesamt geltenden Nachteilen):

- Für den einzelnen Biomethan-Produzenten ergibt sich kein Vorteil gegenüber dem Status Quo. Ein Wechsel wird auch zukünftig leicht möglich sein (wenn er nicht explizit unterbunden wird), so dass der Biomethanabsatz für die langfristig orientierten Biomethananlagen nicht als gesichert angesehen werden kann; allerdings können langfristige Verpflichtungen als Vorraussetzungen für die Bieterteilnahme festgeschrieben werden.
- Realisierungsrisiko ist sehr groß, falls im Zeitraum des Bieterverfahrens Gaspreisverschiebungen stattfinden, die eine Erdgas-KWK attraktiver machen – der Wechsel ist dann sehr leicht möglich.

Variante 7: Komplettförderung von Biomethan im KWKG. Die Förderung könnte in das KWKG verlagert werden. Hierzu müsste die KWK-Vergütung um einen Brennstoffbonus angehoben werden.

Zugleich sollte das KWKG in Richtung bedarfsgerechte Einspeisung weiterentwickelt werden, beispielsweise durch Einführung einer Kapazitätsprämie analog der Flexibilisierungsprämie oder durch

zwangsweise Umstellung der heute häufig üblichen Vergütungskomponente „Üblicher Preis“ durch eine bedarfsgerechte, bspw. EPEX- oder residuallastabhängige Vergütung.

Vorteile:

- Einfache, transparente Lösung
- Reduktion der EEG-Umlage (die stärker in der politischen Diskussion ist)
- Reduktion von Mitnahmeeffekten bei der Umstellung von KWKG auf Biomethan-EEG.

Nachteile:

- Verschärfung der Konkurrenz Erdgas/Biomethan an jedem Standort: Die Austarierung des Brennstoffbonus kann zu abrupten Änderungen der Nachfrage nach Biomethan führen und damit im Extremfall auch zu entsprechendem Zubau von Biomethanproduktionsanlagen.[3]
- Starke Abhängigkeit vom Erdgaspreis, dadurch stark schwankende Anreize.
- Erhöhung der KWK-Umlage
- Förderung im KWKG ist zeitlich stärker begrenzt (30.000 Volllaststunden); dies reicht nicht für eine Refinanzierung von Biomethan-Anlagen. Der Brennstoffbonus könnte daher länger gewährt werden (z. B. Brennstoffbonus für 10 Jahre).

Variante 8: Keine explizite Biomethanförderung in KWK, weder im EEG, noch im KWKG. EEG fördert nur noch Vor-Ort-Verstromung; keine Biomethan-Förderung mehr. Im Ergebnis werden andere Sektoren (z.B. ungekoppelte Wärmeerzeugung oder Kraftstoff), je nach Ausgestaltung der dortigen Bedingungen, Biomethan nachfragen. Ob es zu einer starken Kannibalisierung von Biomassepotenzialen zu Ungunsten von VOV-Anlagen und für Biomethan in anderen Sektoren kommt, hängt von den EEG-Vergütungen der verbleibenden Biogas- u. Biomethan-BHKW ab sowie von den Anreizen, Biomethan in anderen Sektoren zu verwerten. Abgesehen von Reststoff-Biomethan für den Kraftstoffsektor sind diese Anreize bisher gering.

Für den Wärmebereich ist dies sehr kritisch zu sehen, insbesondere, wenn Biomethan als günstige Nutzungspflichterfüllung zugelassen und damit ein großer Nachfragedruck entstehen würde. Der Einsatz im Verkehrssektor ist dahingegen insbesondere perspektivisch aus systemtechnischer und ökologischer Perspektive nicht ausgeschlossen.

Vorteil:

- Einfach
- Sofern Anreize, Biomethan in anderen Sktoren als in KWK zu verwerten, begrenzt bleiben, wird eine Biogaserzeugung an Standorten ohne Möglichkeiten der Wärmenutzung vor Ort vermieden.
- Keine zusätzlichen Förderkosten für Strom aus Biomethan

[3] Dabei wäre eine denkbare Variante, den Brennstoffbonus für Biomethan so auskömmlich zu gestalten, dass der Einsatz von Biomethan in KWK stets die wirtschaftlich bessere Variante (im Vergleich zu Erdgas) darstellt. Gleichzeitig müsste ein Mengendeckel für den Brennstoffbonus festgelegt werden, um den Biomethanausbau zu beschränken. Dabei muss beachtet werden, dass es weitere Gründe gibt, die für einen Einsatz von Biomethan sprechen können (z. B. Absenkung des Primärenergiefaktors (fP) und damit Erreichung einer besseren Effizienzhaus-Stufe in der KfW-Förderung).

Nachteil:

- KWK-Potenziale werden nicht erschlossen
- Die Biogaserzeugung ist nicht mehr überall möglich (nur noch dort wo ein ausreichender Wärmebedarf besteht), auch wenn Substrate nachhaltig erschlossen werden können.
- Starke Beeinträchtigung des Biomethanmarktes
- Erfordert zeitgleiche Änderungen anderer Anreize, um überhaupt einen Biomethanmarkt zu erhalten und die bestehenden Biomethananlagen am Leben zu erhalten; alternativ wären Kompensationsmöglichkeiten für die Bestandsanlagen zu erwägen.

Fazit: Ein neues Förderinstrument ist – auch vor dem Hintergrund eines begrenzten Ausbaukorridors – nur dann zu befürworten, wenn sich signifikante Vorteile ergeben. Größere Vorteile ergeben sich für den strategisch sinnvollen Ausbau von Biomethan dann, wenn für Biomethan-Produzenten eine längerfristige Perspektive geboten wird und zudem Möglichkeiten der Mengen- und räumlichen Steuerung geschaffen werden. Dies könnte ein entsprechend ausgestaltetes Ausschreibungssystem für Biomethan (in Verbindung mit der Vermarktung an KWK- oder GuD-Anlagen) erreichen. In jedem Fall sollte das Fördersystem auf die Produktion und Einspeisung des Biomethans abzielen und nicht allein auf die Einspeisung von Strom aus Biomethan. Die Bindung der Stromerzeugung an die Biomethanproduktion und -vergütung sollte dabei obligatorisch sein und bietet auch die Möglichkeit die Kosten auf alle Stromkunden umzulegen. Ein derartiges Fördersystem braucht aber etwas Entwicklungszeit und im besten Fall einen Übergangszeitraum, in dem zwei Fördersysteme parallel gelten, um das neue Fördersystem einführen (und testen) zu können.

Dabei ist zu beachten, dass einer Steigerung der Kosteneffizienz enge Grenzen auferlegt sind. Wir erwarten daher nur relativ geringe Absenkungen einer Vergütung durch Einführung einer Auktionierung.

Inkrementelle Änderungen des EEG sind ebenfalls möglich, einfacher realisierbar, zielgenauer, da sie auf Praxiserfahrungen im funktionierenden System aufbauen. Zusätzlich sind sie mit weniger Risiken für neuerliche Fehlsteuerungen behaftet.

Literatur

Pehnt, M., M. Nast, M. Ragwitz, V. Bürger, S. Klinski (2007) Erfüllung der EE-Nutzungspflicht durch flüssige und gasförmige Biomasse. Positionspapier, Heidelberg, Stuttgart, Karlsruhe, Freiburg, Berlin

Vollprecht, J. (2012): Erneuerbares Gas im Erdgasnetz – Mögliche Ausgestaltung eines Gesetzes zur Einspeisung und Speicherung von Gas aus Erneuerbaren Energien (Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergesetz/ EEGasG). BBH 2012