

Dossier

Ist-Stand der Biomethannutzung

Kosten – Klimawirkungen – Verwertungswege

KWK aus Biogas, Biomethan und Erdgas im Vergleich

November 2014



Universität
Rostock  Traditio et Innovatio



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

 izes  gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme



Ein Projekt im Auftrag des



 **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 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 Biomasseforschungszentrum)

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.
- **m³_{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.

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.

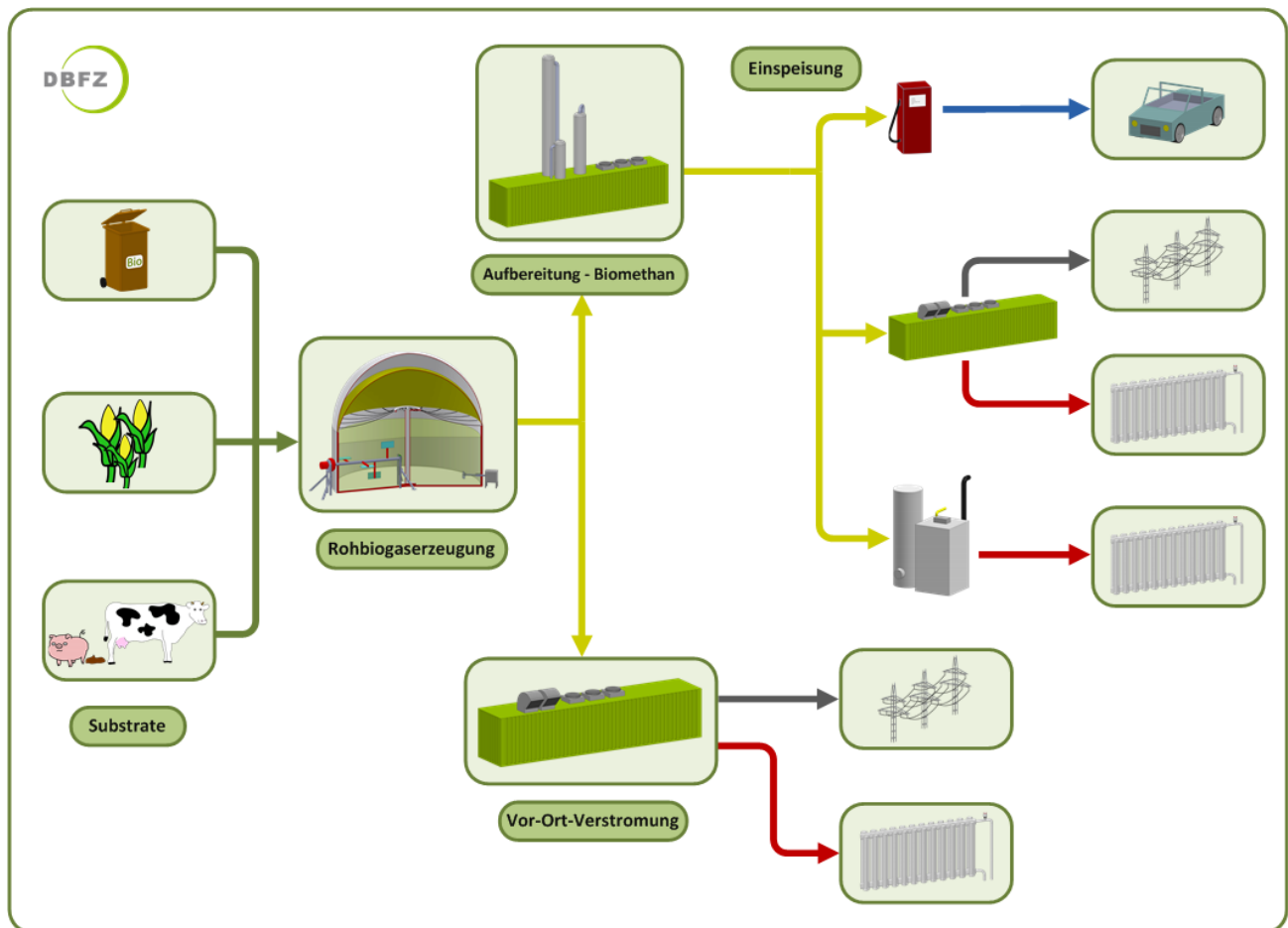
Biomethan im Diskurs

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_{H₂}² Biogas, die 2012 in Deutschland produziert wurden, wurden ca. 4,1 TWh_{H₂}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. m³ CH₄; 20 TWh_{el}; 1,2 Mio ha_{Nawaro,Aq.}

³ entspricht 0,42 Mrd. m³ CH₄; 1,8 TWh_{el}; 0,11 Mio ha_{Nawaro,Aq.}

Biomethannutzung - Status

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

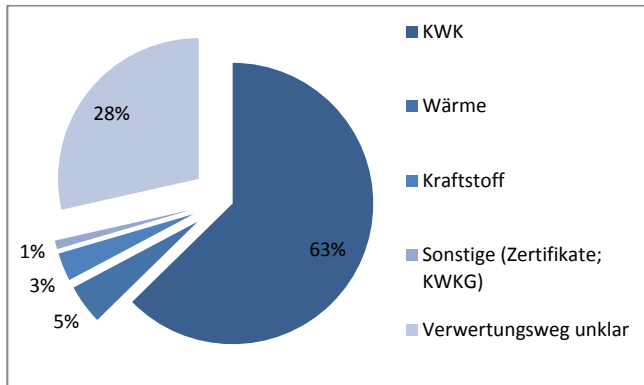


Abbildung 1: Biomethanverwendung in Deutschland⁴

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

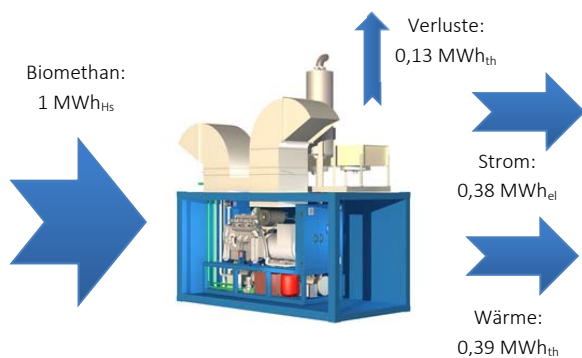


Abbildung 2: Energieumwandlung in einem Blockheizkraftwerk⁷

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 Energieeffizienz- und Ausbauziele: 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_{H2}; 0,32 Mrd. m³_{CH4}; 85.000 ha_{Nawaro,Äq.}

⁷ unter folgenden Annahmen: Umrechnung H₂/H_i = 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 Wärme⁸

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 Biomethanproduktionsanlage. Biomethan aus Energiepflanzen kostet frei Gasnetz⁹ in der Regel 7 bis 8 ct/kWh_{H₂} und ist damit im Allgemeinen um ca. 1 bis 3 ct/kWh_{H₂} teurer als Biomethan aus Abfall- und Reststoffen. Die Kosten der Biomethanproduktion aus tierischen Exkrementen und anderen Reststoffen (z.B. Landschaftspflegematerial, Straßenbegleitgrün) können höher liegen, als die für die Biomethanerzeugung 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).

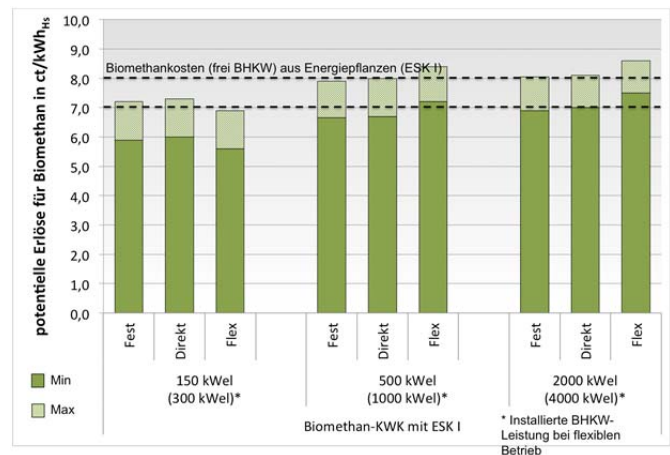


Abbildung 3: Kosten und Erlöse für Biomethan bei Verwertung in KWK im Vergleich¹¹

Im Kraftstoffbereich ist bei der Verwertung von Biomethan aus Energiepflanzen mit Erlösen von 4 bis 6 ct/kWh_{H₂} zu rechnen. Über das sogenannte Double-Counting¹² können für Biomethan aus Reststoffen bei dessen Verwertung als Kraftstoff Erlöse zwischen 5 und 8 ct/kWh_{H₂} 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_{H₂} angeboten und ist damit deutlich höherpreisiger 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 CO₂-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_{H₂} 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 m³/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/1/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 Rahmenbedingungen bedingten Kosten-/Erlössituation bevorzugt im Kraftstoff- und Wärmebereich eingesetzt.

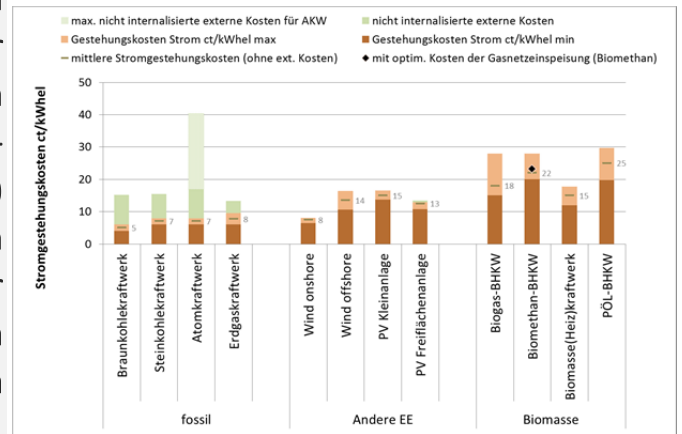


Abbildung 4: Stromgestehungskosten im Vergleich¹⁶

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 CO₂ kurzfristige Klimaschadenskosten in Höhe von 80 Euro/t CO₂ 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 begrenzte 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).

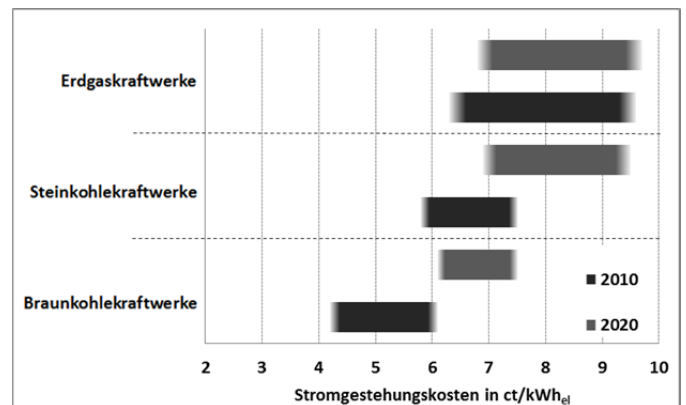


Abbildung 5: Durchschnittliche Stromgestehungskosten typischer neu errichteter fossiler Kraftwerke 2010 und 2020; Stromgestehungskosten umfassen Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten¹⁷

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 Datenquellen: 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 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.

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).

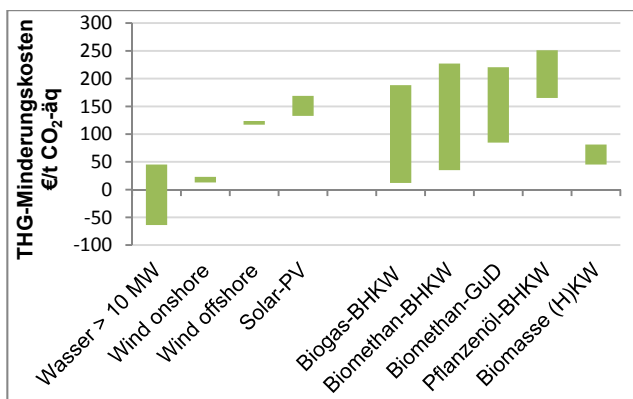


Abbildung 6: THG-Vermeidungskosten verschiedener Bioenergiepfade im Vergleich zu anderen EE¹⁸

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 Vergütungen¹⁹ - 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-Verstromung²¹

	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 Biomethaneinspeisung 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 m³/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 fälschlicherweise 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

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.

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.

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 Abwärmennutzung ist der Biomethan-KWK sowohl betriebswirtschaftlich 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_{H₂}; 1,2 Mrd. m³_{CH₄}; 320.000 ha_{Nawaro,Aq}; 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_{H₂}; 0,6 Mrd. m³_{CH₄}; 160.000 ha_{Nawaro,Aq}; 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 10,5³¹ 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.

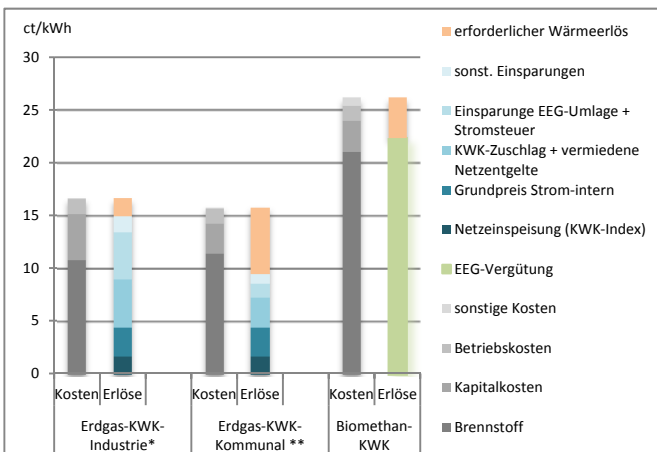


Abbildung 7: Kosten und Erlöse (nach dem EEG 2012) der Erdgas- und Biomethan-KWK am Beispiel eines 500 kW_{el}-BHKW, 5.500 Volllaststunden und einem Strombedarf im versorgten Objekt von 60 % des produzierten Stroms³³

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.

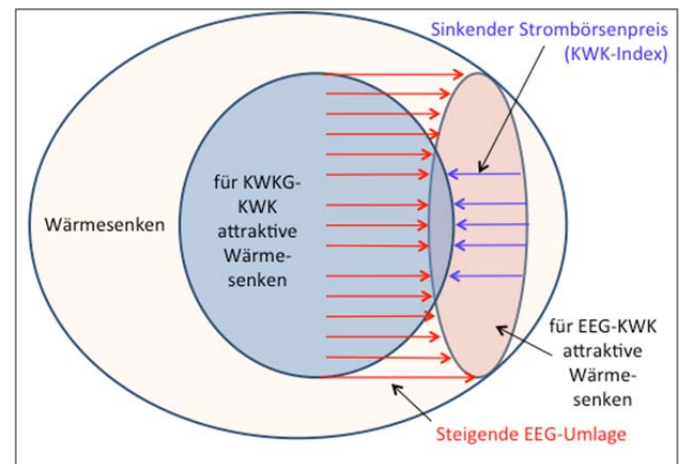


Abbildung 8: Auswirkungen der steigenden EEG-Umlage und der sinkenden Strombörsenpreise auf die Attraktivität von Wärmesenken für Erdgas- und Biomethan-KWK; die Schnittmenge der für EEG- und Erdgas-KWK attraktiven Wärmesenken steigt mit sinkenden Strombörsenpreisen und zunehmender EEG Umlage

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 KWK 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 Contractor³⁵ 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 Stromproduktion 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	- Aufhebung der sektoralen Aufteilung der Förderung von Erdgas- und Biomethan-KWK und damit Verschärfung der Konkurrenz an <u>jedem</u> Standort verursacht durch die Übernahme der gleichen Förderstrukturen für Erdgas und Biomethan
- Aufnahme der Instrumente für eine systemorientierte Strombereitstellung aus KWK (wie im EEG) in das KWK-Gesetz	- Schwächung des Biomethanmarktes bei Schlechterstellung gegenüber Erdgas als Brennstoff in KWK-Anlagen
- Stärkung des Biomethan-KWK-Marktes bei Besserstellung im Vergleich zu Erdgas durch z.B. ausreichend hohen Brennstoffbonus für Biomethan	- in Abhängigkeit der Förderhöhe wird stets ein Brennstoff bevorzugt (je nach Entwicklung der Brennstoffpreise) – eine Lenkungswirkung ist dadurch kaum möglich
- Reduzierung der EEG-Umlage	- Erhöhung der KWK-Umlage
- Reduzierung potentieller Mitnahmeeffekte bei der Umstellung von Erdgas-BHKW auf Biomethanbetrieb	- keine volkswirtschaftlichen Einsparungen (Kostenverschiebung aus dem EEG- in die KWK-Umlage)

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.

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.

