Materialband: D

Biogasnutzung

Im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“, FKZ: 0327544

Jaqueline Daniel [1], Dr. Frank Scholwin [1], Regine Vogt [2]

Inhaltsverzeichnis

1 Motor-BHKW 2
1.1 Kenndaten für Biogas und Biomethan 2
1.2 Methanemissionen 2
1.3 Formaldehydemissionen 4
1.4 Empfehlungen und Forschungsbedarf 5
2 Wärmenutzungskonzepte 6
2.1 Direkte Wärmenutzung 6
2.2 Wärmespeicher 6
2.3 Nahwärmenetze 7
2.4 ORC-Prozess 8
2.5 KWK-Bonus EEG 9
3 Weitere Nutzungsmöglichkeiten 10
3.1 Hochtemperatur-BZ-BHKW 11
3.2 Mikrogasnetz 12
3.3 Aufbereitung auf Erdgasqualität 12
3.4 Technologie-Bonus nach EEG 16
4 Anhang 18
5 Literaturverzeichnis 19
6 Forschungspartner und Adressen 21

[1] Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig; Kontaktdaten s. Kapitel 6

[2] IFEU-Institut, Heidelberg; Kontaktdaten s. Kapitel 6

1 Motor-BHKW

1.1 Kenndaten für Biogas und Biomethan

Biogas wird überwiegend in Blockheizkraftwerken (BHKW) am Standort der Biogasanlage verstromt. Die mit dem BHKW installierte elektrische Leistung dient oft zur Größenangabe für eine Biogasanlage. Motor-BHKW für Biogas werden in den Leistungsklassen von etwa 15 bis 7.000 kW_{el} angeboten (ASUE 2005). Die kleineren Aggregate bis etwa 200 kW_{el} werden hinsichtlich der Schadstoffminderung entweder als Magerbetriebmotoren verkauft oder mit 3-Wege-Kat angeboten. Größere Aggregate werden ohne Schadstoffminderung angeboten, als Magerbetriebkonzept oder mit einem Oxidationskatalysator. In der Praxis sind die Biogas-BHKW in der Regel nicht mit einem Oxidationskatalysator ausgestattet. Erst ab etwa 2.000 kW_{el} werden BHKW standardmäßig mit Oxidationskatalysator angeboten. Demgegenüber gibt es für Erdgas-BHKW schon ab einer Leistungsklasse von 100 kW_{el} fast keine Modelle, die ohne einen Katalysator angeboten werden. Dieser Umstand wirkt sich in den Ökobilanzberechnungen dahingehend aus, dass sich die Nutzung von Biogas in einem BHKW von der von Biomethan unterscheidet, da durch den Oxidationskatalysator Methanemissionen deutlich vermindert werden (vgl. Materialband E).

In dieser Studie wurde der Einsatz von Biogas in BHKW unterschiedlicher Leistungsklassen untersucht. Die Kenndaten dieser BHKW sind in Tab. 1-1 aufgeführt. In den ökobilanziellen Modellberechnungen wurde von einem optimalen Auslastungsgrad von knapp 90% ausgegangen. In der Praxis liegen die Auslastungsgrade allerdings eher niedriger, insbesondere infolge eines unsteten Fermentationsprozesses und wenn erzeugtes Biogas nicht zwischengespeichert wird und damit BHKW eine unstetige Biogaszufuhr erfahren.

Tab. 1-1 Kenndaten Biogas-Motor-BHKW (IE Leipzig)

elektrische Leistung in kW	elektrischer Wirkungsgrad	thermischer Wirkungsgrad	Oxidations-katalysator
30	32%	52%	nein
100	32%	52%	nein
500	37,5%	43%	nein
1000	40%	43%	nein
2000	41%	43%	ja

Die für Biogas-BHKW aufgeführten Wirkungsgrade wurden analog auch für den Einsatz von Biomethan in einem Erdgas-BHKW angenommen. Entsprechend den Gegebenheiten der Praxis (s. o.) wurde angenommen, dass die Biogas-BHKW ohne, die Erdgas-BHKW aber mit Katalysator ausgestattet sind und Erdgas-BHKW gleicher Leistungsklasse mit Katalysator ähnliche Wirkungsgrade haben wie Biogas-BHKW ohne Katalysator (ASUE 2005).

1.2 Methanemissionen

Bei der motorischen Verbrennung des Biogases im BHKW entstehen u. a. durch unvollständige Verbrennung Kohlenwasserstoffe, bei denen es sich überwiegend um Methan handelt. Für die Höhe der Methanemissionen ist festzuhalten:

- Zündstrahlmotoren weisen im Mittel etwa doppelt so hohe Methanemissionen auf wie Gas-Ottomotoren (LfU Bayern 2006)
- bei niedrigem Methan- und hohem Kohlendioxidgehalt besteht im Teillastbetrieb die Gefahr, dass die Verbrennung zu kalt wird, was zu stark ansteigenden Kohlenwasserstoffemissionen führen kann (im Wesentlichen Formaldehyd, aber auch Methan) und wodurch zudem der motorische Wirkungsgrad sinkt[3] (Bay LfU 2004)

Für einen emissionsarmen Betrieb sollten die Motoren auf die Biogaszusammensetzung optimiert eingestellt werden (z.B. Ventilsteuerung). Ebenfalls sollte auf eine möglichst gleichmäßige Biogasproduktion geachtet werden bzw. über Speicher möglichst gleich bleibende Biogasqualitäten gewährleistet werden. Messungen in der Praxis zeigten insbesondere bei kleineren Motoren, dass diese nicht optimal eingestellt waren, dass Motoren aufgrund falscher Motordimensionierung überwiegend in Teillast betrieben wurden und wegen teils mangelnder Wartung und teilweisem Motorverschleiß höhere Emissionen auftraten. Im Extrem können diese um den Faktor 10 höher als üblich liegen. Insofern sollten Anlagenbetreiber Wartungsverträge mit Motorenherstellern oder Servicefachfirmen abschließen, die z.B. auch die optimierte Motoreinstellung und Erstellung von Messprotokollen beinhalten. Außerdem sollten vor der Motoranschaffung beim Hersteller Angaben über die Methanemissionen eingeholt werden (BayLfU 2004).

Über die Höhe der Methanemissionen aus Motor-BHKW gibt es unterschiedliche Angaben:

- In (BayLfU 2004) heißt es, dass Messwerte für Methanemissionen im Motorabgas bei neuen guten Motoren im Bereich von 1.000 mg/m³ liegen (jeweils bezogen auf trockene Abgase im Normzustand und bei 5 Vol-% O_2).
- In einer aktuellen österreichischen Studie (Woess-Galasch et al. 2007) wurden verschiedene Messstudien ausgewertet. Nach diesen liegen Methanemissionen aus BHKW zwischen 280 und 2.333 mg/Nm³. Dabei entsprechen 1.100 mg/Nm³ bei 5 Vol-% Sauerstoff einem Methanschlupf im Abgas von 1,79 % bezogen auf den Methaninput.
- In einer neueren Messstudie des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz (LfU Bayern 2006) an verschiedenen Motoren ergab sich, dass Gasmotor-BHKW im Mittel etwa 290 mg/Nm³ Kohlenwasserstoffe emittieren – für die angenommen wird, dass es sich überwiegend um Methan handelt – und Zündstrahlmotoren 560 mg/Nm³. Dies entspricht Methanverlusten bezogen auf den Methaninput von etwa 0,5 % für Gasmotoren und 0,9 % für Zündstrahlmotoren.
- In der Klimabilanz der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL 2007) werden Methanemissionen aus BHKW mit 10-40 g CO_2-Äq/kWh_{el} angesetzt, was umgerechnet etwa einem Methanschlupf von 0,25 - 1 % bezogen auf den Methaninput entspricht. In einer aktuellen Messstudie an der LfL (2008) wurden an Gas-BHKW darunter liegende Werte ermittelt, die umgerechnet einem Methanschlupf zwischen 0,12 % und 0,23 % bezogen auf den Methaninput entsprechen, dagegen für Zündstrahlmotoren umgerechnet höhere Verluste im Bereich von 1,4 % Methanschlupf.

[3] Messungen in Abhängigkeit des Methangehaltes zeigen bei niedrigem Methangehalt von 40 Vol-% einen etwas über einen Prozentpunkt niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad als bei einem Methangehalt von 65 Vol-% (Jenbacher Präsentation).

- In bisherigen ökobilanziellen Untersuchungen wurde demgegenüber von deutlich niedrigeren Methanemissionen ausgegangen. So wurden z.B. in (DBU 2006) die Methanemissionen aus dem BHKW (Zündstrahlmotor) mit 0,6 g CH_4/kg Biogas berechnet, was bei einem Methangehalt von 60 Vol-% und einer Dichte von etwa 1,2 kg/m³ Methanemissionen in Höhe von rd. 0,017 % bezogen auf den Methaninput entspricht.

In der vorliegenden Studie wurde im Basisszenario ein Gasmotor-BHKW mit einem Methanschlupf von 0,5 % bezogen auf den Methaninput angesetzt. Varianten wie Zündstrahlmotor und Abgasreinigung durch Oxidationskatalysator wurden hinsichtlich ihrer Bedeutung über den gesamten Lebensweg ökobilanziell untersucht (vgl. Materialband E). Bei Einsatz eines Oxidationskatalysators wurden Abgaswerte analog Erdgas-BHKW angenommen. Danach ergeben sich Reingaswerte für Methan von 2,5 mg/Nm³ bzw. ein Methanschlupf von 0,004 % bezogen auf den Methaninput. Inwiefern diese Werte tatsächlich für Biogas-BHKW Gültigkeit haben, wäre in weiteren Forschungsvorhaben zu prüfen. Wird dagegen Biomethan in BHKW eingesetzt, sollten sich identische Emissionen ergeben wie bei Erdgaseinsatz.

1.3 Formaldehydemissionen

Bei der Verbrennung des Biogases im BHKW werden die in der TA Luft festgelegten Grenzwerte (60 mg/m³) hinsichtlich der Formaldehydemissionen teilweise überschritten. Gemessen wurden dabei teilweise Überschreitungen um den Faktor 2 des Grenzwertes (VDMA 2007)[4]. Nach Einschätzungen des TÜV Nord dürften etwa 80 % der Anlagen die Grenzwerte von Formaldehyd überschreiten, wobei die Überschreitung bei allen Leistungsklassen, auch bei nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen auftritt, wo eine Emissionsmessung nach TA Luft nach dem Ermessen der Behörde erfolgt[5].

Formaldehyd wird vom Bundesamt für Risikobewertung (BfR) als krebserregend eingestuft. Der Grenzwert von 60 mg/m³ gilt nur für Verbrennungskraftmaschinen ab 1 MW Feuerungswärmeleistung (FWL) (vgl. Emissionsanforderungen der TA Luft 2002, Punkt 5.4.1.4).

Zu berücksichtigen ist, dass die Entstehungsmechanismen von Formaldehyd bzw. die Einflussgrößen für die Entstehung von Formaldehyd zum gegenwärtigen Zeitpunkt unklar sind und diesbezüglich Forschungsbedarf besteht. Man geht davon aus, dass die Entstehung des Formaldehyds wie bei Kohlenmonoxid auf die unvollständige Verbrennung zurückgeführt werden kann und bei der Nachverbrennung teilweise wieder umgesetzt wird. Fraglich ist, inwiefern die Entstehung des Formaldehyds überhaupt über die Einstellung der Motoren beeinflusst werden kann.

Ein laufendes Forschungsvorhaben des VDMA mit der TU München widmet sich sowohl der Thematik der Messverfahren als auch der Fragestellung, wie die Entstehung von Formaldehyd beeinflusst werden kann[6]. Betrachtet werden im Forschungsvorhaben allerdings nur Gasmotoren. Der Abschluss des Vorhabens ist im September 2008 vorgesehen.

---

4 Messergebnisse sind nach Angaben des VDMA (Hr. Heseding) aus Feldmessungen zusammengestellt (örtl. Messinstitut und Genehmigungsbehörde).

5 Telefonische Mitteilung, TÜV Nord, Immissionsabteilung (Hr. Wulynski), August 2007

6 VDMA Stellungnahme (Zugriff 4.06.2008) unter:
http://www.vdma.org/wps/wcm/resources/file/ebff0349d4d11c2/VDMA_Position%20Formaldehyd.pdf,

Die Entstehung von Formaldehydemissionen tritt bei allen Verbrennungsmotoren auf und könnte z.B. durch den Einsatz eines Oxidationskatalysators reduziert werden. Bei Erdgasmotoren können ebenso Formaldehydemissionen entstehen, diese können aber durch den Einsatz von Oxidationskatalysatoren i.d.R. ohne vorherige Gasreinigung reduziert werden. Aufgrund der korrosiven Eigenschaften des Biogases (insbes. Schwefelgehalt) erfordert eine Nachbehandlung des Abgases durch Oxidationskatalysatoren eine Reinigung des Biogases vor Verbrennung, die im Vergleich zur derzeitigen Grobreinigung des Biogases (Trocknung, Entschwefelung durch Lufteinblasung oder Waschkolonnen u.a.) mit höheren Aufwendungen verbunden ist. Denkbar ist z.B. die Entschwefelung des Biogases mit Aktivkohlefilter[7] vorzunehmen, da dadurch eine deutliche H_2S-Reduktion unter 100 ppm bis zur Nachweisgrenze zu erwarten ist.

Darüber hinaus besteht das Problem, dass die derzeitigen Messverfahren keine reproduzierbaren Messergebnisse für Formaldehyd liefern und daher umstritten sind. Große Unsicherheiten bestehen seitens der Motorenhersteller bei den Messtechniken, da bei gleicher Motoreneinstellung unterschiedliche Messergebnisse auftreten. So ist bei den Messergebnissen teilweise eine Streuung von 30 bis 40 mg/m^3 absolut möglich (VDMA 2007).

Das Messverfahren nach TA Luft (DNPH VDI 3862 Blatt 2)[8] basiert auf einer Labormessung, die mehrere Tage benötigt und keine zeitnahen Messwerte liefert. Daher wird nach Messverfahren gesucht, die zeitnah vor Ort angewendet werden können. Gemäß der Fa. Deutz sind bisher keine entsprechenden Messverfahren für Formaldehyd im Abgas vorhanden.

1.4 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Sowohl Methan- als auch Formaldehydemissionen aus BHKW können durch den Einsatz von Oxidationskatalysatoren gemindert werden. Allerdings ist der Umfang der erreichbaren Minderung nicht bekannt und sollte in weiteren Forschungsprojekten geprüft werden.

Des Weiteren muss, um den Katalysator nicht zu beschädigen, das Biogas umfassender als bisher üblich entschwefelt werden. Die in diesem Zusammenhang insgesamt anfallenden Kosten für die Entschwefelung und den Einsatz eines Oxidationskatalysators sollten für verschiedene Anlagengrößen erhoben werden, um die sich daraus ergebende Kostenbelastung einschätzen zu können.

---

[7] Für die Entschwefelung von Biogas mit Aktivkohle sind nach Angaben der Fa. Foodcycle, die zwei NawaRo-Anlagen bereits mit einer derartigen Gasreinigung vor dem BHKW ausgestattet haben, schätzungsweise 115.000 € als Investitionskosten für Aktivkohlefilter für ein BHKW (ca. 500 m³/h Biogasstrom) inkl. H_2S-Messeinrichtung und Sauerstoffdosierung sowie Betriebskosten für den Austausch der Aktivkohle von ca. 18.000 €/a anzusetzen.

[8] Nach Aussagen des Hr. Wulynski (TÜV Nord) ist das DNPH-Verfahren auf eine spezifische Reaktion zurückzuführen (DNPH bildet mit Formaldehyd einen Farbstoff). Allerdings können durch Stickoxide Nebenreaktionen auftreten, was jedoch eher zu Minderbefunden führen dürfte und somit die Diskussion um erhöhte Messergebnisse nicht rechtfertigt.

2 Wärmenutzungskonzepte

Von der in BHKW erzeugten Wärme (im Mittel etwa 45 % der Primärenergie; Rest: 35 % Strom, 20 % Verluste) sind etwa 50 % extern nutzbar, während etwa 35 % als Prozesswärme benötigt werden und 15 % verloren gehen[9]. Die tatsächliche Nutzung der Überschusswärme in der Praxis wird auf etwa 30 % geschätzt, allerdings sind hierzu keine genaueren Daten verfügbar. Nach einer Befragung im Rahmen des EEG Monitoring (IE 2006) steht etwa 12 % der Betreiber von Neuanlagen (seit 1.1.2004) der KWK-Bonus für die Nutzung der Abwärme zu. In (EEG Monitoring 2008) heißt es, dass die Einführung des KWK-Bonus im EEG zu einer erheblichen Zunahme der Abwärmenutzung geführt hat. Sehr häufig werden Stall- und Sozialgebäude beheizt oder die Abwärme für Trocknungsprozesse z.B. von Getreide oder Holzhackschnitzeln verwendet. An der Nutzung über Nahwärmenetze besteht zwar großes Interesse, dies ist aber bisher nur vereinzelt gegeben. Ähnliches gilt für die Verstromung der Abwärme im ORC-Prozess oder die Wärmenutzung zur Kälteproduktion.

Wärmenutzungskonzepte sollten idealer Weise bereits in der Planungsphase von Biogasanlagen erstellt werden. Verschiedene Wärmenutzungsmöglichkeiten sowie deren Förderung im Rahmen des aktuellen EEG (2004) sowie vorgesehene Änderungen nach dem EEG Entwurf (2008) sind nachfolgend beschrieben.

2.1 Direkte Wärmenutzung

Eine direkte Wärmenutzung ist dann möglich, wenn in unmittelbarer Umgebung der Biogasanlage entsprechende Wärmeabnehmer gegeben sind. Dies können beispielsweise benachbarte Gebäude sein, Stallungen oder gewerbliche (z. B. Gewächshäuser) bzw. industrielle Abnehmer. Ideal sind ganzjährige Abnehmer, die allerdings kaum gegeben sind. Auch besteht der größte Bedarf in der Regel im Winter, wenn auch die Biogasanlage selbst den höchsten Wärmeeigenbedarf aufweist.

In den ökobilanziellen Betrachtungen wurden mit 0 %, 20 % und 80 % verschiedene Nutzungsgrade der Überschusswärme untersucht (vgl. Materialband E).

2.2 Wärmespeicher

Über Wärmespeicher kann die Wärmenutzung zeitlich durch einen Langzeit-Wärmespeicher vor Ort an den Bedarf angepasst werden oder die Wärme kann über einen mobilen Wärmespeicher an Stellen in der weiteren Umgebung von Biogasanlagen genutzt werden.

Zur Speicherung stehen verschiedene stationäre oder mobile Speichertypen zur Verfügung (Rumler 2006). Thermochemische Speicher[10] lassen eine nahezu verlustfreie Speicherung zu, so dass sie insbesondere als Langzeit-Wärmespeicher bedeutend werden können. Allerdings weisen sie hohe Investitionskosten auf, so dass sie nur bei Lade- und Entladezyklen von über 100 pro Jahr rentabel betrieben werden können. Für den mobilen Einsatz sind Latentwärmespeicher[11] geeignet. Diese lassen sich bei einem hohen Wärmebedarf (2.500 MWh/a) und einer Entfernung zur Abwärmequelle von 20 - 30 km wirtschaftlich betrei-

[9] Broschüre des Fachverband Biogas: „Multitalent Biogas“. http://www.multitalent-biogas.de

[10] Speicherung der Wärme in endo- und exothermen chemischen Reaktionen

[11] Speicherung der Wärme durch Änderung des Aggregatzustandes des Speichermediums

ben. Beide Speichertypen sind allerdings in der Praxis noch kaum verbreitet, bei den im Einsatz befindlichen Wärmespeichern handelt es sich meist um sensible Speicher[12].

Empfehlungen

Die Wärmespeichermöglichkeiten weisen ein großes Potenzial zur Wärmenutzung auf. Um innovative Speichertypen zur Marktreife zu bringen sollten weitere Pilotprojekte und Forschungsvorhaben gefördert werden.

2.3 Nahwärmenetze

Durch Nahwärmenetze können kleine Orte oder Ortsteile mit Warmwasser versorgt werden. In Deutschland sind einige wenige Nahwärmenetze realisiert. So im Bioenergiedorf Jühnde[13], dessen Beispiel weitere Orte folgen wollen. Bis 2010 könnte in Deutschland ca. 15 % der Nutzwärme über Nahwärmenetze gedeckt werden. Nahwärmenetze sind insbesondere dann rentabel, wenn eine dichtere Bebauung gegeben ist bzw. erfordert der wirtschaftliche Betrieb eines Nahwärmenetzes eine Wärmedichte[14] von mindestens 15 – 25 MW/km² bzw. sollte die Leistungsbelegung (bestimmt durch die Wärmedichte im Versorgungsgebiet und die Netzlänge) größer als 1 kW/m sein. Mit einer KWK Förderung nach dem EEG liegen die kritischen Werte der Wirtschaftlichkeit etwas niedriger (Rumler 2006).

Der Transport im Nahwärmenetz (i.d.R. Heißwasserleitung) ist mit Leitungsverlusten verbunden. Diese liegen im Mittel zwischen 5 – 10 %, im Extremfall über 20 %. In den in (Rumler 2006) untersuchten Rohren lagen Verluste zwischen 17 und 25 W/m, bei einer mittleren Heizwassertemperatur von 70 - 80°C und einer Bodentemperatur von 3°C. Für die Umrechnung in Prozentwerte hängen die Leitungsverluste des Weiteren von der transportierten thermischen Leistung und der Netzlänge ab. Tab. 2-1 zeigt die aus den o. g. Verlusten berechneten prozentualen Verlustwerte für verschiedene Leistungen und Netzlängen.

Tab. 2-1 Rechnerische prozentuale Leitungsverluste in Abhängigkeit von transportierter Leistung und Netzlänge (nach Rumler 2006)

	1 km	**3 km**	**5 km**	**10 km**
200 kW_{th}	10 %	30 %	45 %	80 %
300 kW_{th}	5 %	10 %	20 %	35 %
1800 kW_{th}	1 %	4 %	5 %	10 %

Daraus ergibt sich, dass eine bezüglich der Verluste sinnvolle Netzlänge sehr stark von der Leistung abhängt, die transportiert werden soll. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit sind Netzverluste über 20 % nicht tolerierbar. Im EEG Entwurf (2008) ist die Anerkennung der Wärmeeinspeisung in ein Nahwärmenetz an die Bedingungen: mindestens 400 m Netzlänge und Verluste unterhalb 25 % geknüpft.

Unabhängig von den möglichen Leitungsverlusten ist bei Nahwärmenetzen der Strombedarf für Pumpen ggf. problematisch. Dieser kann besonders im Sommer durch dann weniger Ab-

[12] Speicherung der Wärme durch Erhöhung der Temperatur des Speichermaterials.

[13] http://www.bioenergiedorf.de/con/cms/front_content.php?idcat=13

[14] Wärmedichte ist eine Funktion der Besiedlungsdichte und des Wärmebedarfs der betroffenen Gebäude.

nehmer hoch werden (pro MJ Nutzwärme). Üblicherweise haben Nahwärmenetze einen ganzjährigen Schwerpunktabnehmer. Unter der Annahme, dass dieser im Sommer gezielt versorgt wird, kann von einem Pumpenstrombedarf von im Jahresmittel 2 % der Nutzwärme ausgegangen werden[15].

Für einen technisch, wirtschaftlich und ökologisch optimalen Betrieb von Nahwärmenetzen sind viele Randbedingungen zu beachten, die in die Planung und Konzeption von Nahwärmenetzen einfließen müssen. Eine Anleitungshilfe zur Planung bietet ein „Leitfaden Nahwärme“ des Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik. Des Weiteren liegt mit (Schulz et al. 2007) ein Leitfaden speziell für die Verwertung von Überschusswärme aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen vor.

Empfehlungen

Nahwärmenetze haben viele Vorteile und sollten grundsätzlich so weit wie möglich realisiert werden. Entsprechend sollten Möglichkeiten für Nahwärmenetze generell in der Planungsphase von Biogasanlagen untersucht werden und ganz besonders in den Gebieten, in denen der Betreiber eines Biogas-BHKW direkten Anschluss an eine Wohnsiedlung hat. Allgemein ließen sich Nahwärmenetze befördern, wenn diese bereits in der Regionalplanung berücksichtigt werden.

2.4 ORC-Prozess

Der ORC-Prozess (Organic-Rankine-Cycle) ist ein thermodynamischer Kreisprozess bei dem einem Primärmedium hoher Temperatur (Abgas) über den Verdampfer Energie entzogen und an ein organisches Arbeitsmedium mit niedriger Siedetemperatur (z.B. Silikonöle) übergeben wird, das sich in einem Sekundärkreislauf befindet. Das verdampfte Arbeitsmedium wird zum Antrieb von Turbinenaggregaten genutzt. Danach kondensiert der Dampf und geht in flüssiger Form in den Kreislauf zurück. ORC-Anlagen wandeln thermische Energie in elektrischen Strom bei Temperaturen und Drücken weit unter den in herkömmlichen Wasserdampfkraftwerken üblichen Werten.

Der Einsatz von ORC-Anlagen für die Nutzung der bei der Verstromung des Biogases im BHKW anfallenden Abwärme befindet sich noch im Pilotstadium. Bisher ist eine Biogasanlage in Deutschland mit ORC-Technik realisiert[16]. Nach Kenntnissen des IE Leipzig liegt die Wirtschaftlichkeitsgrenze für den ORC-Prozess bei 500 kW_{el}. Auf dem Markt werden zwei verschiedene Konzepte angeboten:

- WSK-Konzept: nutzt nur die Wärme aus dem Abgas (400 - 500°C)
- Schmack-Konzept: nutzt die Wärme aus dem Abgas (wie oben) und aus dem Kühlwasser (95°C)

Beim WSK-Konzept steht die Kühlwasserwärme vollständig für den Wärmeeigenbedarf der Biogasanlage zur Verfügung. Beim Schmack-Konzept muss der Bedarf zur Fermenterheizung (ca. 150 kW_{th} bei einem 700 kW_{el}-BHKW) vorher abgezogen werden, da die nach dem ORC-Prozess anfallende Wärme (40 - 45°C) nicht für eine entsprechende Nutzung geeignet

[15] Persönliche Mitteilung Uwe Fritsche, Öko-Institut Darmstadt e.V.

[16] Biogasanlage Biburg in Bayern; Schmack-Konzept; der Bedarf zur Fermenterheizung wird vor dem ORC-Prozess abgezogen

ist und die Anlage ansonsten auf Fremdenergie angewiesen wäre. Das WSK-Konzept erzielt durch die höhere Temperaturdifferenz einen höheren Nettonutzungsgrad (kW_{el} pro kW_{th}), das Schmack-Konzept durch die Nutzung der Gesamtabwärme (mit Vorlauftemperatur 100°C) eine nur unwesentlich höhere absolute Stromausbeute bzw. elektrische Nettoleistung (vgl. Tab. 2-2).

Tab. 2-2 Kenndaten ORC-Prozesse

ORC-Prozess		Schmack	WSK
Klemmleistung	kW_{th}	70	65
Stromeigenbedarf	kW_{th}	15	12
elektrische Nettoleistung	kW_{th}	56	53
Abgaswärme	kW_{th}	700	300
Kühlwasser	kW_{th}		0
Nettonutzungsgrad	kW_{el} / kW_{th}	0,08	0,177

In der ökobilanziellen Betrachtung wurde das WSK-Konzept betrachtet, einmal ohne jegliche weitere Wärmenutzung der nach Abzug des Eigenbedarfs verbleibenden Kühlwasserwärme und mit 20 %iger Nutzung dieser. Durch die vergleichsweise geringe Stromausbeute wird durch den ORC-Prozess ein etwas höherer Beitrag zum Klimaschutz erreicht als bei einem BHKW ohne externe Nutzungsmöglichkeit der Überschusswärme (vgl. Materialband E).

In Bezug auf die Vergütung des erzeugten Stromes dieser kombinierten Biogasanlagen mit ORC-Technik nach aktuellem EEG (2004) besteht sowohl bei den Energieversorgern als auch bei den Biogasbetreibern noch Unklarheit. So ist strittig, ob der Technologie-Bonus lediglich für den durch die ORC-Anlage erzeugten Strom gewährt wird oder für den gesamten erzeugten Strom der Biogasanlage einschließlich des ORC-Prozesses.

Empfehlung

Bei wärmesenkenfernen Biogasanlagen, für die kein günstigerer Standort in einer Standortprüfung gefunden werden konnte, ist die ORC-Nutzung förderwürdig, allerdings sollte keine Anerkennung als KWK-Wärme erfolgen.

2.5 KWK-Bonus EEG

Vergütung nach EEG (2004)

Nach geltendem EEG (2004) wird der Bonus für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gemäß § 8 Abs. 3 EEG nur für Neuanlagen (ab 1.1.2004) gewährt. Über den prozentualen Anteil der Nutzwärme an der gesamten Wärmeerzeugung wird die Vergütung pro kWh_{el} errechnet (2 ct/kWh_{el} bis zu einer Leistung von 20 MW_{el}). Ein Anspruch auf den KWK-Bonus besteht jedoch nur für Wärme, die außerhalb der Biogasanlage genutzt wird (Nachweis Wärmezähler). Die Vergütung der Abwärmenutzung erfolgt über den KWK-Strom, der wie folgt ermittelt wird:

$$\text{KWK-Strom } (kWh_{th}) = \frac{produziert\ erStrom\left(kWh_{el}\right) \cdot verfügbare\ Wärme\left(kWh_{th}\right)}{produziert\ eWärme\left(kWh_{th}\right)}$$

Die Einführung des KWK-Bonus hat dazu geführt, dass Biogasanlagenbetreiber verstärkt nach Wärmenutzungsmöglichkeiten suchen bzw. bereits bei der Planung neue Wärmesenken mitplanen und errichten. Teilweise erhalten diese neu errichteten Wärmeabnehmer die Abwärme allerdings kostenfrei und können nur aus diesem Grund wirtschaftlich betrieben werden. Daher ist nicht in jedem Fall der Wärmenutzung davon auszugehen, dass die zusätzliche Wärmenutzung zur Substitution von fossilen Energieträgern führt (IE 2006).

Des Weiteren traten in der Praxis auch Fehlentwicklungen durch missbräuchliche Anwendungen auf, in denen der KWK-Bonus beansprucht wird, aber die Wärme letztendlich gar nicht genutzt wird (z.B. Wärmespeicher für Holztrocknung, ohne dass Holz zur Trocknung ansteht). Umgekehrt besteht auch bei Betreibern von Anlagen, die vor dem 1.1.04 in Betrieb genommen wurden Unverständnis darüber, dass eine KWK-Vergütung aufgrund des Status der Anlage nicht möglich ist.

Vergütung nach EEG Entwurf (2008)

Nach der EEG Entwurfsfassung können künftig auch bestehende Anlagen die Vergütung des KWK-Bonus erhalten, allerdings nur dann, wenn Strom nach dem 31.12.08 erstmals in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird (§ 66 Abs. 4 Nr. 3).

Um künftig oben beschriebene Fehlentwicklungen zu vermeiden, ist in der Entwurfsfassung eine Positiv-/Negativ-Liste für die Anerkennung des KWK-Bonus enthalten. Darüber hinaus kann der KWK-Bonus auch in Anspruch genommen werden, wenn nachgewiesen werden kann, dass durch die Wärmenutzung fossile Energieträger ersetzt werden. Der Nachweis, dass die Anspruchsvoraussetzungen gegeben sind, ist durch ein Umweltgutachten zu erbringen, wenn der KWK-Bonus geltend gemacht wird.

Empfehlungen

Die im EEG Entwurf (2008) vorgesehenen Änderungen werden von der Projektgemeinschaft befürwortet, insbesondere die Kopplung der Gewähr des KWK-Bonus an eine auch im Sinne des Klimaschutzes effiziente Wärmenutzung ist eine wichtige Weichenstellung. Für die Förderung von Nahwärmenetzen wird empfohlen, die Anforderungen hinsichtlich Leitungsverlusten in Verbindung mit der Netzlänge weiter zu präzisieren (vgl. Kap. 2.3).

3 Weitere Nutzungsmöglichkeiten

Neben der Nutzung des Biogases in Motor-BHKW gibt es weitere Nutzungsmöglichkeiten. Mehrheitlich handelt es sich dabei um innovative Verfahren, die sich teils noch in der Pilotphase befinden. Hierzu zählen der Einsatz in einem stationären Hochtemperatur-Brennstoffzellen-BHKW, in einem Stirlingmotor, einer Mikrogasturbine oder der Einsatz zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, aber auch die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (Biomethan). Alle diese Verfahren finden sich bereits ausführlich in (FNR 2005) beschrieben. Nachfolgend wird auf aktuelle Entwicklungen hinsichtlich einiger der genannten Verfahren eingegangen, sowie auf Verfahren, die im Rahmen der ökobilanziellen Untersuchung analysiert wurden.

3.1 Hochtemperatur-BZ-BHKW

Durch Brennstoffzellen kann chemische Energie direkt - entsprechend ohne Umwandlung in Wärme oder Bewegungsenergie - in nutzbare, elektrische Energie umgewandelt werden. Mit Brennstoffzellensystemen können daher höhere elektrische Wirkungsgrade und hohe Gesamtwirkungsgrade erreicht werden. Die verschiedenen Brennstoffzellentypen (Nieder-, Mittel-, Hochtemperatur-Brennstoffzellen)[17] stellen unterschiedliche Anforderungen an das Brenngas. Letztendlich brauchen alle Typen (bis auf die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle, DMFC) Wasserstoff.

Sollen andere kohlenstoffhaltige Brenngase wie Methan eingesetzt werden, müssen sie zu Wasserstoff reformiert und/oder konvertiert werden. Niedertemperatur-BZ benötigen dafür einen externen beheizten Reformer/Konverter, während bei Hochtemperatur-BZ – der MCFC (Molten Carbon Fuel Cell oder Schmelzkarbonat-BZ) und der SOFC (Solid Oxid Fuel Cell oder Festoxid-BZ) – diese Prozesse intern durch die im Zellenstapel anfallende Reaktionswärme erfolgen können. Die MCFC hat dabei für den Einsatz von Biogas den weiteren Vorteil, dass sie nicht nur gegen CO und CO_2 unempfindlich ist, sondern CO_2 an der Kathode benötigt und das Angebot von CO_2 an der Kathode sich sogar vorteilhaft auf den Wirkungsgrad auswirkt. Eine CO_2-Abtrennung kann entfallen, das Biogas muss lediglich von Halogenen und Siloxanen gereinigt werden.

Die MCFC ist kommerziell am weitesten verbreitet. Der Einsatz von Biogas oder Klärgas in der MCFC wurde in verschiedenen Forschungsvorhaben getestet: Z.B. in einem Projekt des Wupperverbandes mit Fraunhofer UMSICHT oder durch das Abwasserwerk der Stadt Ahlen/Westfalen (ISA/IFEU/BTE 2004). Ebenfalls wurde der Einsatz von Biogas in einem von E.ON Energie AG und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. finanzierten Projekt der Schmack Biogas AG untersucht (FNR 2005). Die weltweit erste MCFC für den Einsatz von Biogas in großtechnischem Maßstab wurde im Oktober 2006 auf der Biogasanlage Leonberg in Betrieb genommen[18].

Die Daten der MCFC der Anlage Leonberg dienten als Grundlage zur ökobilanziellen Untersuchung des Einsatzes von Biogas in einem Hochtemperatur-BZ-BHKW (vgl. Materialband E). Dabei handelt es sich um zwei Module mit je einer elektrischen Leistung von 250 kW und einer thermischen Leistung von 180 kW. Der elektrische Wirkungsgrad beläuft sich auf 47 %, bei einem Eigenbedarfsanteil von ca. 1 – 2 %, der thermische Wirkungsgrad beträgt 23 % (bei Betriebstemperatur von 400°C). Das Biogas wird vorab über Aktivkohle entschwefelt, gekühlt (auf 4°C) und entfeuchtet. Die Abwärmenutzung erfolgt über Wärmetauscher (140°C) in einem Trockner.

Empfehlung

Aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades und der besonderen Eignung der MCFC für den Einsatz von Biogas, wird die weitere Förderung zur Praxiserprobung dieses Verfahrens empfohlen.

---

[17] Ausführliche Beschreibungen zu Brennstoffzellentypen finden sich in (FNR 2005) und (ISA/IFEU/BTE 2004)

[18] Daneben gibt es Vorhaben mit anderen Brennstoffzellentypen, so wird z.B. die Klärgasverstromung mittels PAFC-Technologie (Mitteltemperatur-BZ) seit Mai 2000 im Klärwerk Köln-Rodenkirchen erprobt. Allerdings ist u. a. aus Kostengründen die Weiterentwicklung der PAFC von der Herstellerfirma mittlerweile eingestellt worden (UNI Stuttgart o.J.).

3.2 Mikrogasnetz

Wenn Biogas nicht vor Ort an der Biogasanlage selbst vollständig genutzt werden kann, jedoch in einiger Entfernung Wärmeabnehmer vorhanden sind, bietet sich die Einspeisung des Biogases in ein Mikrogasnetz an. Dadurch wird ein hoher Gesamtwirkungsgrad erreicht, es ist keine weitere Aufbereitung des Biogases nötig und die Leitungsverluste werden als gering erachtet.

Ein Beispiel dafür ist das Mitte letzten Jahres fertig gestellte Biogas-Netz Braunschweig. Für die vom Abwasserverband Braunschweig geplante Biogasanlage in Hillersee (Trockenfermentation der Größenordnung 1,99 MW_{el}) gibt es vor Ort keine ausreichenden Wärmeabnehmer. Dies verhält sich im 20 km entfernten Ölper anders. Dort betreibt der Energieversorger BS-Energy bereits ein vollautomatisches Biogas-Heizkraftwerk. Die erzeugte Abwärme geht an die Großabnehmer Physikalische Bundesanstalt (PTB) und Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL). Durch den Bau des Mikrogasnetzes kann das in Hillersee erzeugte Biogas in Ölper vollständig genutzt werden. Der Strombedarf für die Verdichtung und Trocknerstation beträgt 80 kW_{el}, für die Deckung des Energieeigenbedarfs der Biogasanlage Hillersee ist eine Teilstromnutzung des Biogases in einem 500 kW_{el} BHKW vorgesehen.

Ein weiteres Mikrogasnetz in kleinerem Umfang ist auf der Biogasanlage des Biogaskontor Köberle realisiert: Über eine 1,3 km lange Gasleitung wird eine Schule über ein dortiges 180 kW_{el} BHKW versorgt. Auch hier erfolgt die Deckung des Energieeigenbedarfs der Biogasanlage über eine Teilstromnutzung des Biogases in einem 100 kW_{el} BHKW.

Mikrogasnetze wurden bisher nicht über das EEG gefördert und auch im EEG Entwurf (2008) ist keine entsprechende Förderung vorgesehen. Dies liegt u. a. daran, dass die finanzielle Belastung sich aus den Investitionskosten ergibt, für den Betrieb des Netzes fallen nur geringe weitere Kosten an. Zur Förderung von Mikrogasnetzen ist dafür eine Beihilfe nach dem Marktanreizprogramm (MAP) erhältlich. Nach der aktualisierten Richtlinie (MAP 2007) werden Mikrogasnetze mit bis zu 30 % der Investitionskosten gefördert.

Empfehlung

Bei der Planung von Biogasanlagen sollte unbedingt die Möglichkeit einer vollständigen Nutzung des Biogases über die Suche nach Wärmeabnehmern in der weiteren Umgebung geprüft werden.

3.3 Aufbereitung auf Erdgasqualität

Aufbereitungsverfahren

Um Biogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, besteht die Notwendigkeit der Reinigung bzw. Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (vgl. Anhang). Um die geforderten Kennwerte zu erreichen, muss das Biogas getrocknet und von Schwefelwasserstoff befreit werden. Des Weiteren ist das Kohlendioxid abzutrennen. Mögliche Verfahren zur CO_2-Abtrennung bzw. Methananreicherung sind:

- Druckwäsche (Druckwasserwäsche (DWW) und Seloxol-Verfahren)
- Druckwechseladsorption (DWA) bzw. Pressure Swing Adsorption (PSA)

- Chemische Waschverfahren (z.B. Aminwäsche, verwendet werden zumeist Monoethanolamin (MEA) und Diethanolamin (DEA))
- Membranverfahren
- Kryogene Trennung

Diese Verfahren finden sich ausführlich in verschiedenen Studien beschrieben, z.B. in (ISA/IFEU/BTE 2004), (FNR 2006) und (Fraunhofer UMSICHT 2008). In Tab. 3-1 sind die wichtigsten Kenndaten der in Deutschland bereits in mehr oder weniger großem Umfang eingesetzten Aufbereitungsverfahren zusammengestellt.

Tab. 3-1 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität in Deutschland

	PSA	DWW	Aminwäsche	Seloxolwäsche
Betriebsdruck	6-8 bar	10-12 bar	0-1 bar	6-8 bar
H_2S-Entfernung erforderlich	ja	ja	ja	ja
Regenerierbarkeit	ohne Wärme	Wärme nötig	viel Wärme nötig	Wärme nötig
Strombedarf [kWh/m³ Rohgas]	0,24-0,29	0,24-0,4	0,06-0,14	0,511
Wärmebedarf [kWh/m³ Rohgas]		0,1	0,3-0,7	0,07
Methanschlupf ohne weitere Maßnahmen	3-8%	1-6%	<0,1%	9-18%

Die wesentlichen Unterschiede zwischen den Verfahren liegen in ihrem Energiebedarf und ihrem Betriebsdruck. Durch letzteren wird der so genannte **Methanschlupf** beeinflusst: die Menge an Methan, die ohne weiterführende Minderungsmaßnahmen, in die Atmosphäre entweicht. In der Schweiz, in der bereits seit längerer Zeit Aufbereitungsanlagen betrieben werden (sieben zum Stand 2007), wird befürchtet, dass der Methanschlupf entgegen der Zusicherungen der Hersteller teilweise über 10 % liegt. Dort wurde deswegen eine Messkampagne beauftragt, deren Ergebnisse im Laufe des Jahres 2008 zu erwarten sind (Baum 2007).

Aus Klimaschutzsicht ist es wichtig, dass die Methanverluste möglichst gering sind. Insofern sind auch im EEG Entwurf (2008) maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von 0,5 % für die Gewährung des Technologie-Bonus vorgegeben. Verfahren wie die drucklose Aminwäsche erreichen diese Anforderung ohne weitere Maßnahmen, bei den Druckverfahren muss die Abluft aus der CO_2-Abtrennung nachbehandelt werden. Hierzu kommen eine thermische oder eine katalytische Nachbehandlung in Frage. Thermisch könnte das Schwachgas auch über ein BHKW mitgenutzt werden, wodurch das Methan nicht nur zu CO_2 oxidiert wird, sondern auch energetisch genutzt würde.

Neben dem Methanschlupf enthält der EEG Entwurf (2008) auch Vorgaben für den **Energiebedarf**. Der Strombedarf ist auf maximal 0,5 kWh/Nm³ Rohgas begrenzt und die gesamte Prozesswärme – die der Aufbereitung und der Biogaserzeugung – muss regenerativ bereitgestellt werden. Damit sollen die Aufwendungen der Aufbereitung und die daraus resultierenden Klimabelastungen möglichst gering gehalten werden. Die in Tab. 3-1 aufgeführten Aufbereitungsverfahren können weitgehend die Anforderung an den Strombedarf erfüllen. Dies gilt auch, wenn zudem der Strombedarf für die weitere Verdichtung des erzeugten Biomethans auf einen typischen Einspeisedruck von 16 bar berücksichtigt wird. Dieser weitere Strombedarf ist trotz unterschiedlichem Ausgangsdruckniveau der verschiedenen Verfahren

gegenüber dem Strombedarf der Aufbereitung gering und liegt etwa zwischen 0,03 und 0,07 kWh/Nm³ Inputgas.

Der Energiebedarf der Verfahren unterscheidet sich ebenfalls zwischen der drucklosen Aminwäsche und den Druckverfahren. Bei der Aminwäsche liegt der Wärmebedarf höher, der umgekehrt niedrigere Strombedarf wird dadurch aus Klimaschutzsicht relativiert. Die regenerative Bereitstellung der Prozesswärme kann bei einigen Verfahren teilweise über die Abwärme der Aufbereitung zumindest anteilig gedeckt werden. Ansonsten kommt die Nutzung eines Teilstroms des Biogases in Frage oder der Einsatz von z.B. einem Holzheizwerk. Aus Klimaschutzsicht ist die Abwärmenutzung zu bevorzugen. Des Weiteren ist die Wärmeerzeugung über ein Holzheizwerk gegenüber einer Biogasnutzung vorteilhaft, da die Bereitstellung von Holz gegenüber der Biogaserzeugung mit geringeren Treibhausgasemissionen verbunden ist.

In Deutschland sind mittlerweile an die acht Aufbereitungsanlagen in Betrieb (vgl. Tab. 3-2), zahlreiche weitere Projekte sind geplant. Nach den Zielen im Kabinettsbeschluss vom 5.12.2007 zum Integrierten Energie- und Klimaprogramm[19] zur Einspeiseregelung für Biogas in Erdgasnetze soll bis zum Jahr 2020 ein Biogaspotenzial erschlossen werden, das 6% des derzeitigen Erdgasverbrauchs in Deutschland entspricht[20]. Dabei soll dezentral erzeugtes Biogas verstärkt effizient und zielgerichtet in der Kraft-Wärme-Kopplung und als Kraftstoff eingesetzt werden. Zur Umsetzung dieses Ziels wird Biogas mit einem Energiegehalt von etwa 220 PJ (rd. 60 TWh) benötigt. Dies entspricht einer Flächeninanspruchnahme von etwa 1,4 Mio. ha[21]. Nach Schätzungen der Deutschen Energie-Agentur (DENA)[22] müssten für dieses Biogaspotenzial 1.200 bis 1.800 Aufbereitungsanlagen gebaut werden, was einen jährlichen Zubau von 120 Anlagen bedeuten würde und ein gesamtes Investitionsvolumen von 10-12 Mrd. €.

[19] „Meseberg-Prozess"; Maßnahmenprogramm zur Umsetzung der EU-Rats-Ziele http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/print/40550.php

[20] Im Jahr 2006 wurden in Deutschland 1.016 TWh Erdgas (rd. 3.660 PJ) verbraucht (DIW Wochenbericht Nr. 8/2007; 74. Jahrgang / 21. Februar 2007)

[21] Schätzung basierend auf Silomais, ausgehend von einem Methanertrag von 100 m³/t Frischmasse und einem Maisertrag gemäß langjährigem Mittel 1999-2005 von 43,6 t/ha

[22] Vortrag Herr Kohler, parlamentarischer Abend im Rahmen der dena-biogaspartnerschaft am 5.5.08 in Berlin, Hotel Meliá

Tab. 3-2 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität in Deutschland

Betreiber/Bauherr	Standort	Biomethan	Verfahren	Lieferant	Inbetrieb
Volkflen GbR	Jameln (NI)	70 m³/h	Seloxol-Wäsche	Haase	Juni 2006
	Wotersen	12 m³/h	Prototyp DEA-Wäsche	DGE	n.b.
	Schwandorf	100 m³/h	Prototyp MEA-Wäsche	Carbotech	n.b.
MT Energy	Rockstedt	150 m³/h	Prototyp DEA-Wäsche	MT-Energy (Lizenznehmer)	n.b.
EWE	Werlte (NI)	340 m³/h	PSA	Carbotech	Planung
Schmack Biogas AG, RES GmbH	Pliening (BY)	485 m³/h	PSA	Carbotech	(Dez 06) Mai 07
E.ON, edisnatur	Ketzin (BRB)	200 m³/h	n.b.		(Dez 07)
HEAG Südhessische Energie AG [1)]	Darmstadt Wixhausen (HE)	300 m³/h	n.b.		(Dez 07)
STAWAG Stadtwerke Aachen (Betreiber BGA)	Straelen, Kerpen (NRW)	500 m³/h	PSA	CarboTech	Dez 06
agri.capital GmbH	Könnern (ST)	650 m³/h	DWW	Malmberg Water AB, Schweden	Dez 07
	Ronnenberg	650 m³/h	Seloxol-Wäsche	Haase	März 08
E.ON Bayern, Schmack Biogas AG	Schwandorf (BY)		PSA	Carbotech	Feb 08
Emschergenossenschaft	Kläranlage Bottrop (NRW)		PSA	Carbotech	im Bau

1) bis zu 5 Anlagen geplant

Einspeisung ins Erdgasnetz

Die Einspeisung ins Erdgasnetz ist neu mit der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV 2008) geregelt. Diese enthält einige Klarstellungen und Vereinfachungen für die Biomethaneinspeisung. Danach sind Netzbetreiber verpflichtet, Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren (§ 41d), soweit diese Gase den Einspeiseanforderungen entsprechen (Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (Stand 2007) § 41f). Wie der EEG Entwurf (2008) enthält auch die Gasnetzzugangsverordnung Anforderungen an maximale Methanemissionen bei der Aufbereitung des Biogases. Allerdings müssen maximale Methanemissionen von 0,5 % erst drei Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung eingehalten werden, bis dahin dürfen als Übergangsregelung die maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre den Wert von 1 % nicht übersteigen (§ 41f).

Mit den mittlerweile in Deutschland in Betrieb befindlichen Aufbereitungsanlagen, die Biomethan ins Erdgasnetz einspeisen, sind auch einige bisherige technische Probleme in der praktische Umsetzung annähernd gelöst worden. Problematisch waren z.B. unterschiedliche Qualitätsanforderungen der Netzbetreiber bzgl. Brennwert und Wobbeindex, die teilweise eine LPG-Zumischung erfordern, da diese Zumischung nur begrenzt zulässig ist und zur Brennwertermittlung geeichte Messgeräte nur begrenzt verfügbar sind. Mittlerweile liegt ein Merkblatt der Physikalisch-technischen Bundesanstalt zu geeigneten Messgeräten vor. Die eichrechtliche Zulassung kleiner Geräte erfordert ein zeit- und kostenaufwendiges Verfahren, bei weiterem Ausbau der Biomethaneinspeisung (s. o.) wäre dies ggf. für entsprechende Hersteller rentabel.

Nutzung Biomethan als Kraftstoff

Biomethan kann wie Erdgas auch in CNG[23]-Fahrzeugen eingesetzt werden. Dazu muss dass Biomethan weiter auf einen Tankstellendruck von 250 bar komprimiert werden. Der Strombedarf hierzu wurde auf 0,0055 kWh/MJ Biomethan abgeschätzt. Im Vergleich zu anderen derzeit eingesetzten Biokraftstoffen ist Biomethan aus Klimaschutzsicht konkurrenzfähig, wenn die Biogaserzeugung und Aufbereitung nach dem Stand der Technik erfolgt (vgl. Materialband E) und zudem das Biomethan in so genannten monovalenten Fahrzeugen eingesetzt wird (Fahrzeuge, die mit Erdgas betrieben werden und nur einen kleinen Benzinnottank haben). Nur dann sind erdgas- bzw. biomethanbetriebene Fahrzeuge gegenüber einem Benzinfahrzeug energetisch gleichwertig. Dagegen ist der Betrieb von bivalenten Fahrzeugen ineffizienter als der Betrieb von ähnlich gebauten Fahrzeugen im reinen Benzinbetrieb. Der energetische Mehrverbrauch der bivalenten Fahrzeuge entsteht einerseits durch das höhere Gewicht, da zwei Tanks eingebaut sind (Erdgas und Benzin) und andererseits aus der nicht optimierten Auslegung des Motors, wenn er sowohl mit Benzin als auch mit Erdgas betrieben wird. Das Mehrgewicht verursacht ca. 6 % bis 10 % Energieverluste, die nicht optimale Motorauslegung kann mit einem weiteren Betrag von ca. 4 % bis 10 % eingeschätzt werden (ÖKV 2007). Zum Stand 13.03.07 waren etwa gleichviel monovalente wie bivalente CNG-Fahrzeuge in Deutschland zugelassen, bei den Neuzulassungen überwiegen jedoch inzwischen die monovalenten Fahrzeuge deutlich.

3.4 Technologie-Bonus nach EEG

Vergütung nach EEG (2004)

Nach geltendem EEG (§ 8 Abs. 4) wird der Technologie-Bonus für bestimmte Verfahren gewährt, insofern diese auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Im Einzelnen genannt sind folgende Verfahren: thermochemische Vergasung, Trockenfermentation, zur Stromerzeugung eingesetztes auf Erdgasqualität aufbereitetes Gas, Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren.

Vergütung nach EEG Entwurf (2008)

In der Entwurfsfassung ist die Gewährung des Technologie-Bonus nicht mehr generell an den KWK-Bonus gekoppelt. Dies gilt nur noch für die Stromerzeugung mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren, wenn diese nicht einen elektrischen Wirkungsgrad von mindestens 45 % erreichen.

Des Weiteren ist in der Entwurfsfassung die Förderung der Trockenfermentation über den Technologie-Bonus ersatzlos gestrichen. Neu aufgenommen wurden Mindestanforderungen für auf Erdgasqualität aufbereitetes und eingespeistes Gas.

[23] compressed natural gas

Empfehlungen

Die Streichung des Technologie-Bonus für die Trockenfermentation wird befürwortet, da es in der Praxis zu missbräuchlichen Anwendungen und zum Teil zur Verhinderung eines Gülleeinsatzes kam (vgl. Materialband B und C).

Auch werden die Mindestanforderungen an die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität (Biomethan) aus Klimaschutzsicht als wichtige Fördervoraussetzung gesehen. Noch bedeutender wäre allerdings die Kopplung des Technologie-Bonus für diesen Fall an den KWK-Bonus. Unter der Voraussetzung, dass Biogas in Anlagen nach dem Stand der Technik erzeugt wird, würde die reine Substitution von Erdgas im stationären oder von Ottokraftstoff im mobilen Bereich durch Biomethan zu geringeren Treibhausgaseinsparungen führen als die direkte Verstromung des Biogases ohne weitere Wärmenutzung auf der Biogasanlage (vgl. Materialband E).

4 Anhang

Tab. 4-1 Biogaszusammensetzung gegenüber Anforderung an die Gasqualität verschiedener Verwertungsverfahren

Parameter	Einheit	Biogas	Gas-BHKW	Erdgasnetz		MCFC
				Gruppe L	Gruppe H	
Wobbeindex	kWh/m³	6,93		10,5-13 [a)]	12,8-15,7 [a)]	
Dichte	kg/m_N³	1,2		0,55-0,75 [b)]		
Brennwert	kWh/m_N³	6,6		8,4-13,1		
Heizwert	kWh/m_N³	6,0	> 4 [c)]			
Inhaltsstoffe						
Methan	Vol.-%	60	> 40	> 90	> 96	- [d)]
CO_2	Vol.-%	35		< 6		- [d)]
Dampf	Vol.-%	3,1		techn. frei		
O_2	Vol.-%	0,3		< 0,5 [e)]		< 4
N_2	Vol.-%	1,0				- [d)]
H_2	Vol.-%	<1		<2		
Cl	ppm	<0,1				0,1
F	ppm	<0,1				0,01
Summe Cl, F	mg/m³ CH_4	0,33	<100			
H_2S	mg/m³	500	250	< 5		< 15,2
S	mg/m³	471 [f)]		< 30		< 0,14
S	mg/m³ CH_4	784	<2.200			
Mercaptan-S	mg/m³			< 6		
NH_3 [g)]	mg/m³	0,7				- [d)]
KW	mg/m³	<1-5				
Siloxane [g)]	mg/m³	<0,1	< 18,1 [h)]			< 1,2
Si	mg/m³ CH_4	*0,11* [h)]	< 20	wie BHKW		
Staub	g/m_N³			techn. frei		1
Öl	mg/m³	-				
Glykol/Methanol						

a) Nennwert: L-Netz 12,4; H-Netz 15; Der Wobbeindex muss dem Erdgasnetztyp entsprechen, in das eingespeist wird.
b) relative Dichte
c) ± 10 % Toleranz
d) Konzentrationen wie im Biogas üblich stellen keine Gefährdung dar
e) Nach G 260 Anforderung in feuchten Verteilungsnetzen, da Erdgasnetz eher trocken: 3 Vol.-%
f) berechnet aus H_2S
g) Biogas weist sehr geringe Belastung mit BTX (Benzol, Toluol, Xylol), Siloxanen, Ammoniak und organischen Schwefelverbindungen auf, diese werden bei Auslegung der Gasreinigungsverfahren vernachlässigt.
h) berechnet mit mittlerem abgeschätzten Si-Gehalt in Siloxanen von rd. 66 %

Quellen:
Mittlere Biogaszusammensetzung nach IE Leipzig
Mindesteigenschaften Gasmotoren: Angaben der Fa. Deutz MWM (z.B. in [PACER 1996]) mit Ausnahme H_2S (Deutz: nur < 2.280 mg/m_N³); nach [ATV 1997] sind die gesetzten 250 mg/m_N³ der wirtschaftliche Grenzwert für H_2S.
Anforderungen an Gasqualität zur Einspeisung in Erdgasnetz gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 (Gasbeschaffenheit für Einspeisung in das öffentliche Gasnetz, Januar 2000)
Anforderungen Gasqualität vor MCFC: nach DWA-Merkblattentwurf „Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“

5 Literaturverzeichnis

(ASUE 2005) BHKW-Kenndaten 2005 – Module, Anbieter, Kosten. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE)

(Baum 2007) Dr. Sebastian Baum (Hochschule Wädenswil, Umweltbiotechnologie, Schweiz): Methanverluste bei der Biogasaufbereitung. In: gwa 9/2007, S. 689-696

(BayLfU 2004) Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.): Biogashandbuch Bayern – Materialienband. Augsburg, Stand 2007/2008. http://www.lfu.bayern.de/abfall/fachinformationen/biogashandbuch/index.htm

(DBU 2006) Kurt Möller, Günter Leithold, Jens Michel (IE), Sylvia Schnell, Walter Stinner und Achim Weiske (IE) (Hrsg.): Auswirkungen der Fermentation biogener Rückstände in Biogasanlagen auf Flächenproduktivität und Umweltverträglichkeit im ökologischen Landbau. DBU – AZ 15074, April 2006

(EEG Entwurf 2008) Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Deutscher Bundestag 16. Wahlperiode, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Drucksache 16/8148 v. 18.02.2008 (elektronische Vorab-Fassung)

(EEG 2004) Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550)

(EEG Monitoring 2008) Scholwin, F., Thrän, D., Daniel, J., Schreiber, K., Witt, J., Schumacher, B., Jahraus, B., Klinski, S., Vetter, A., Beck, J., Scheftelowitz, M.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Verbundvorhaben des Instituts für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH et al. im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008

(FNR 2006) Institut für Energetik und Umwelt (IE) Leipzig, Prof. Dr. Stefan Klinski, DBI Gas- und Umwelttechnik: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Gefördert vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (FKZ 22021103). Herausgegeben von der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR), 2. Auflage, Leipzig, 2006

(FNR 2005) Institut für Energetik und Umwelt (IE) Leipzig, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (BfL), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Gefördert vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (FKZ 22027200). Herausgegeben von der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Gülzow, 2005

(Fraunhofer UMSICHT 2008) Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (FKZ 01LS05039), 2008

(GasNZV 2008) Gasnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. April 2008 (BGBl. I S. 693)

(IE 2006) Institut für Energetik und Umwelt gGmbH et al.: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG) auf die Stromerzeugung aus Biomasse. Im Auftrag des BMU, 3. Zwischenbericht, 2006

(ISA/IFEU/BTE 2004) Institut für Siedlungswasserwirtschaft der RWTH Aachen (ISA), Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU) Heidelberg, Beratungsteam Energie- und Verfahrenstechnik (bte): „Ökobilanzielle Bewertung neuartiger Energieversorgungssysteme für Kläranlagen unter besonderer Berücksichtigung der Wasserstofftechnologie - Arbeitspaket 1: Darstellung und Optimierung von Klärgasverwertungspfaden“. im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. Dezember 2004

(LfL 2008) Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Fachbeiträge aus dem Institut für Tier und Technik: Effizienzsteigerung, Emissionsminderung und CO_2-Einsparung durch optimierte Motoreinstellung bei Biogas-Blockheizkraftwerken zur dezentralen Stromerzeugung. http://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/12800/

(LfL 2007) Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hrsg.): Klimabilanz von Biogasstrom. LfL-Information, August 2007
http://www.lfl.bayern.de/publikationen/daten/informationen/p_27453.pdf

(LfU Bayern 2006) Emissions- und Leistungsverhalten von Biogas-Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit von der Motorwartung. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben (LfU-Projekt Nr. 1325). Bayerisches Landesamt für Umwelt 2006

(MAP 2007) Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 5. Dezember 2007 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

(ÖVK 2007) Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik (ÖVK): Ökologisch Bewertung alternativer Kraftstoffe und Aktualisierung der Studie 2006: Sind erdgasbetriebene Fahrzeuge umweltfreundlicher als benzin- bzw. dieselbetriebene Fahrzeuge. Oktober 2007

(Rumler 2006) Rumler, Nele: Abwärmenutzungsmöglichkeiten bei dem Einsatz von Biogas in KWK-Anlagen. unveröffentlichte Studienarbeit an der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (FH), Fachbereich Maschinen und Energietechnik WEG 02, Wirtschaftsingenieurwesen Energietechnik. Unter Betreuung des Institut für Energetik und Umwelt (IE) Leipzig

(Schulz et al. 2007) Leitfaden Verwertung von Wärmeüberschüssen bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen; Projekt des Bremer Energieinstitutes gefördert durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; www.fnr.de

(UNI Stuttgart o.J.) Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft und Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart: „Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen - Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg“. Im Rahmen des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS), FKZ BWI 22006, gefördert durch das Land Baden-Württemberg

(Woess-Gallasch et al. 2007) Woess-Gallasch, S., Enzinger, P., Jungmeier, G., Padinger, R.: Treibhausgasemissionen aus Biogasanlagen. Institut für Energieforschung. Im Auftrag des Landesenergievereines Steiermark, Graz, Juni 2007

6 Forschungspartner und Adressen

Projektleitung

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Kontakt: Dr. Guido Reinhardt
guido.reinhardt@ifeu.de
www.ifeu.de

Projektpartner

IE - Institut für Energetik und Umwelt gemeinnützige GmbH Leipzig
Kontakt: Dr. Frank Scholwin
frank.scholwin@ie-leipzig.de
www.ie-leipzig.de

Prof. Dr. Stefan Klinski
Fachhochschule für Wirtschaft Berlin
stefan.klinski@t-online.de
www.fhw-berlin.de

Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V., Büro Darmstadt
Kontakt: Dr. Bettina Brohmann
b.brohmann@oeko.de
www.oeko.de

Technische Universität Berlin, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung
Kontakt: Prof. Dr. Johann Köppel
koeppel@ile.tu-berlin.de
www.tu-berlin.de

Im Unterauftrag

Peters Umweltplanung, Berlin
Kontakt: Dr. Wolfgang Peters
peters@peters-umweltplanung.de
www.peters-umweltplanung.de

Fachliche Begleitung

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Referat KI III 2
Kontakt: Dr. Bernhard Dreher
bernhard.dreher@bmu.bund.de
www.bmu.bund.de

Administrative Begleitung

Projektträger Jülich (PtJ) EEN
Kontakt: Gernot van Gyseghem
ptj-een@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/ptj