

EEG-Gesetzentwurf verfehlt eigene Ziele, ist ein bürokratisches Ungetüm, verhindert Markt und gefährdet die Biogas-Branche

Stellungnahme zum Referentenentwurf des EEG 2012

Vorbemerkung

Der Biogasrat e.V. hat den in der Bundesregierung nicht abgestimmten Referentenentwurf des EEG 2012 in sehr kurzer Zeit einer kritischen Prüfung unterzogen. Die Tatsache, dass zwischen Veröffentlichung des EEG-Erfahrungsberichts und des Referentenentwurfes gerade eine Woche liegen, die Frist zur Stellungnahme zwei Arbeitstage beträgt, auf eine mündliche Verbändeanhörung verzichtet wird und das Gesetz insgesamt innerhalb eines guten Monats im Bundeskabinett, Bundestag und Bundesrat verabschiedet werden soll, empfindet der Biogasrat e.V. als Zumutung. Trotzdem geben wir diese Stellungnahme fristgerecht ab.

Maßstab für die Bewertung ist die vom Biogasrat e.V. in Zusammenarbeit mit der Energieforschung Ruhr, hier der Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Uni Duisburg/Essen, und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum erarbeitete Studie „**Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Bioerdgas unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit**“, die dieser Stellungnahme als Anlage beigefügt ist (Anlage 1).

1. Die wichtigsten Anregungen und Kritikpunkte

Der Biogasrat nimmt ausschließlich aus Sicht der Erzeugung von Strom- und Wärme aus Biogas/Biomethan zu dem Gesetzentwurf Stellung.

Die wichtigsten Anregungen und Kritikpunkte sind:

1.1. Ein Aufwuchs effizienter Anlagen zur Biogasdirektverstromung und zur dezentralen Verstromung von Biomethan ist gefährdet. Die Ziele der Bundesregierung werden so nicht erreicht.

Die Skalierung der Leistungsklassen orientierten Vergütungssätze (Grundvergütung) orientiert sich weder an den tatsächlichen Kostenstrukturen noch an Effizienz der Stromerzeugung. In Kombination mit der einsatzstoffabhängigen Vergütung sind sie in keinem Anwendungsfall auskömmlich. Sie liegen über alle Leistungsklassen ca. 2 ct/kWh unter dem tatsächlichen Bedarf. Dieser liegt gegenwärtig durchschnittlich für effiziente Anlagen bei 23 ct/kWh bzw. 21 ct/kWh bei Anlagen über 1.200 KW. Zudem werden die ab-

sehbarer Kostensteigerungen (insbesondere der Substratseite) nicht abgedeckt.

Zu hohe Vorgaben der Wärmenutzung (Vor-Ort-Verstromung 60%, dezentral 100 %) beschränken die Errichtung von Neuanlagen darüber hinaus auf wenige optimale Wärmesenken und gefährden dadurch die Verstromungsziele. Gegenüber dem Erfahrungsbericht hat sich durch die Präzisierung des anrechenbaren Eigenstrombedarfs nichts grundsätzlich geändert, weil immer von der Nettoerzeugung ausgegangen werden musste. Die Relativierung durch das BMU (60% externe Wärmenutzung bezogen auf die Bruttoerzeugung, davon 25% Abzug für interne Prozessenergie) bedeutet immer noch eine externe Nutzungspflicht für Wärme von netto 45%. Eine Verpflichtung zur externen Wärmenutzung ist sehr wohl sinnvoll. Sie sollte jedoch bei der Direktverstromung mindestens 30% und der dezentralen Verstromung von Biomethan 70 % der Nettoerzeugung betragen, wobei der Eigenverbrauch entsprechend dem Vorschlag des BMU auf 25% der Bruttoerzeugung gedeckelt werden sollte. Besonders effiziente Wärmenutzung über 70 % sollte zusätzlich (KWK-Effizienzbonus) vergütet werden.

Die pauschale 25 % Regel zur Abdeckung des Prozessenergiebedarfs sollte auch durch Einzelnachweise abgelöst werden können, wenn z.B. die Wärme aus externen erneuerbaren Quellen genutzt wird.

Das Wärmenutzungsgebot birgt auch Risiken für Betreiber, denen die Wärmekunden abhanden kommen und die aus diesem Grund keinen Anspruch mehr auf EEG-Vergütung haben. Zwar sieht der Gesetzentwurf in § 27 a, Abs. 6 eine Regelung (z.B. für den Fall der Insolvenz des Wärmekunden) vor, nach der 80% der Vergütung weitergezahlt werden, aber nur, wenn das Wärmekonzept mindestens 5 Jahre funktioniert hat. In den ersten 5 Jahren trägt der Betreiber das vollständige Risiko. Auf dieser Grundlage wird es künftig keine Fremdfinanzierungen geben. Deswegen sollte die Wärme-Ausfallregelung von Anfang an gelten. Jeder Betreiber wird das Interesse haben, so schnell wie möglich ein alternatives Wärmekonzept zu entwickeln, um wieder in den Genuss der Vollvergütung zu kommen. Mit der anteiligen Vergütung von 80 Prozent kann gerade der Kapitaldienst bedient und der Betrieb aufrecht erhalten werden. Reinvestitionen oder Unternehmerlohn sind nicht mehr abgedeckt.

Vergleich der Vergütung EEG 2009, Modell Biogasrat, EEG 2012 –Referentenentwurf BMU

Vergütungsart	Bis 150 kW Verstromung			Bis 500 kW Verstromung			Bis 1200 kW Verstromung			Bis 5 MW Verstromung			Bis 7/20 MW Verstromung		
	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012
Grundvergütung 0	11,32	-	14,30	9,63	-	12,90	8,79	-	11,79	8,19	-	11,19	7,73	-	7,29
NawaRo Bonus 1	6,79	-	-	6,79	-	-	3,88	-	-	3,88	-	-	-	-	-
Einsatzstoff Bonus Klasse I (Mais)	-	-	6,00	-	-	6,00	-	-	6,00	-	-	6,00	-	-	-
Einsatzstoff Bonus Klasse II (Gülle)	-	-	8,00	-	-	8,00	-	-	8,00	-	-	8,00	-	-	-
Güllebonus 2	3,88	-	-	1,90	-	-	0,97	-	-	0,97	-	-	-	-	-
Güllebonus nach Vorschlag Biogasrat3	-	4,00	-	-	4,00	-	-	4,00	-	-	4,00	-	-	4,00	-
Luftreinhaltungs Bonus	0,97	-	-	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KWK Bonus4	1,75	-	-	1,75	-	-	1,75	-	-	1,75	-	-	1,75	-	-
Effizienz Bonus5	-	1,40	-	-	1,40	-	-	1,40	-	-	1,40	-	-	1,40	-
Marktprämie6	-	15,30	-	-	15,30	-	-	13,30	-	-	13,30	-	-	13,30	-
Vk-Preis Strom7	-	6,60	-	-	6,60	-	-	6,60	-	-	6,60	-	-	6,60	-
Aufbereitungsbonus8	-	-	1 - 2	-	-	1 - 2	-	-	1 - 2	-	-	1 - 2	-	-	1 - 2
Technologiebonus9	0,97 - 1,94	-	-	0,97 - 1,94	-	-	0,97 - 1,94	-	-	0,97 - 1,94	-	-	0,97 - 1,94	-	-
Gesamt mit Boni10	25,68 26,65	21,90 23,30	~ 21,30 24,30	22,01 22,98	21,90 23,30	~ 19,90 22,90	16,38 17,33	19,90 21,30	18,79 21,79	15,76 16,73	19,90 21,30	~ 18,19 21,19	10,45 - 11,42	19,90 21,30	~ 7,29 9,29
Vergütungsart	Bis 150 kW Verstromung			Bis 500 kW Verstromung			Bis 1200 kW Verstromung			Bis 5 MW Verstromung			Bis 7/20 MW Verstromung		
	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012	EEG 2009	Biogasrat	EEG 2012
Bioabfälle	-	s.o.	16	-	s.o.	16	-	s.o.	14	-	s.o.	14	-	s.o.	14
Aufbereitungsbonus8	-	s.o.	2	-	s.o.	2	-	s.o.	2	-	s.o.	2	-	s.o.	2
Gesamt10	-	s.o.	~ 16 - 18	-	s.o.	~ 16 - 18	-	s.o.	~ 14 - 16	-	s.o.	~ 14 - 15	-	s.o.	~ 14 - 15

- Alle Angaben in Eurocent

- Der "Landschaftspflege Bonus" nach EEG 2009 in Höhe von 2 Cent ist in der Tabelle nicht enthalten (Zu finden im EEG 2009 - Bonussystem "NawaRo").

0 Inbetriebnahmejahr 2012

1 60%-70% NaWaRo-Pflanzen (Mais, GPS)

2 <30% Gülleinsatz

3 Der Güllebonus wird bei min. 80% Gülleumsetzung am Energieinput der Anlage mit min. 30% Wärmenutzung auf den Energiegehalt der Gülle gewährt. Der Energiegehalt wird auf 50kWh/t pro t / Gülle festgelegt.

4 60% Wärmenutzung von 2,91 Cent (Degression 2012).

5 Nutzung min 70% der Abwärme AUSSERHALB der Anlage (Studie Biogasrat)

6 Neue Grundvergütung - Inputstoffunabhängig für Verstromungsanlagen

7 Schätzpreis (Preis schwankt)

8 Aufbereitungsbonus bis 700m³ 2 Cent pro kWh, bis 1400 m³ 1 Cent pro kWh, entscheidend ist die eingespeiste Menge Biogas, nicht die produzierte Menge.

9 Wird für innovative Anlagentechnik mit 2 Cent pro kWh vergütet. Für Gasaufbereitung bis 350 Nm³ / h werden 2 Cent pro kWh und bis 700Nm³ /h 1 Cent pro kWh gezahlt.

10 Werte schwankend je nach gewährten Bonis.

1.2. Die einsatzstoffabhängige Vergütung ist nicht sachgerecht, äußerst kompliziert, führt zu neuen Fehlallokationen und gefährdet die Nutzung biogener Reststoffe

Eine Vereinfachung des Vergütungssystems ist im Referentenentwurf nicht gelungen, im Gegenteil: Die Einführung von vier Rohstoffgüteklassen mit Vergütung nach Referenzwerten für den Energieinhalt jedes einzelnen Einsatzstoffes in Verbindung mit anderen preialen Steuerungsinstrumenten (Flexibilitätsprämie u.a.) ist hinsichtlich des damit verbundenen bürokratischen Aufwandes für Erzeuger und Netzbetreiber nicht zu überbieten. Die Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips und die Öffnung zur vollständigen Kofermentation werden ausdrücklich begrüßt. Ein vernünftiges Einsatzstoffmanagement unter den Gesichtspunkten von Verfügbarkeit und Preisen wird jedoch durch das komplexe Vergütungssystem sehr erschwert.

Die Vergütung für die Rohstoffe auf Grundlage von Referenzwerten des Energieinhalts, besonders der Vergütungsklasse II, erschwert die praktische Abrechnung zusätzlich. Eine Pauschalvergütung nach Masse würde das Vergütungssystem deutlich vereinfachen.

Die Tatsache, dass biogene Reststoffe, die nicht als Bioabfall eingruppiert werden, lediglich mit der Grundvergütung auskommen müssen, verhindert, dass vorrangig Biogas aus diesen Rohstoffen verstromt wird. Die Beschaffung von Reststoffen erfolgt zudem entgeltlich, so dass auch hier Transportkosten anfallen und die Reststoffe sowohl vor- als auch nachbehandelt werden müssen. Hinzu kommt das höhere Beschaffungsrisiko einzelner Reststoffe, das bei der vorgeschlagenen Vergütung nicht angemessen berücksichtigt wird.

Der relative Kostenvorteil von NawaRo (Rohstoffgüteklasse I) wird ausgebaut.

Die Zusammensetzung der Rohstoffgüteklasse II kann zu neuen Fehlentwicklungen führen. Abgesehen davon, dass Gülle einer eigenständigen Behandlung bedarf, kann die höhere Vergütung für Wiesenschnitt oder Zwischenfrüchten (auch bodendeckende Winterfrüchte) zu einer ökologisch unerwünschten ständigen Wiesenmahd oder zu einer Förderung der Bodenerosion durch vorzeitiges Ernten der Winter-Zwischenfrüchte führen.

Dazu kommt, dass alternative Einsatzstoffe, wie Sorghum, Miscanthus, Feldgras, Weidegras etc., in Einsatzstoffvergütungskategorie I eingeordnet und mit nur 6 ct/kWh vergütet werden. Diese Stoffe gehören in die Einsatzstoffvergütungskategorie II.

Durch die unterschiedlichen Rohstoffklassen ist auch eine Biodiversität nicht gegeben. Durch die Vorgabe von Energiewerten für die einzelnen Rohstoffe werden Effizienzsteigerungen durch Forschung und Entwicklung komplett ausgebremst. Zur Zeit werden in bestehenden Anlagen folgende Effizienzen vorgenommen:

- Aufschließung von Inputmaterial,
- Einsatz von Spurenelementen,
- Einsatz von Enzymen. Dieser Einsatz reduziert schon heute den Input um ca. 15 % und könnte in Neuanlagen nicht eingesetzt werden.

Die Vergütung von Stromerzeugung aus Gülle sollte ausschließlich für Anlagen gelten, bei denen mindestens 80 % Gülle eingesetzt wird. Um das wirtschaftlich möglich zu machen, sollte die Vergütung im Ergebnis bei 26 ct/kWh liegen. So wird der Energieinhalt der Gülle hinreichend abgebildet. Nur durch eine solche Regelung ist die gewünschte Abkopplung der Güllevergärung von anderen Einsatzstoffen vollständig sichergestellt.

Die Begrenzung des Einsatzes von Körnermais und Maissilage auf maximal 60 % des Substratmixes soll Maismonokulturen entgegenwirken und den Wettbewerb um Futtermittel und Pachtpreise zugunsten der Veredelungswirtschaft einschränken. Abgesehen davon, dass eine solche Regelung auch Einfluss auf die Betriebskostenstruktur von Biogasanlagen hat, die der Gesetzentwurf nicht berücksichtigt, wirkt eine solche Regelung nicht nur in den 15 Landkreisen mit überdurchschnittlichem Maisbesatz, sondern bundesweit, also auch da, wo Maisanbau eher die Ausnahme ist und als Auflockerung der Fruchtfolge hoch erwünscht ist. In Veredelungsgebieten würde kaum weniger Mais angebaut, weil dieser als Futtermittel immer noch attraktive Preise erzielen kann. Ein Substratmix aus 60 % Mais und 40 % Gülle (gemäß Gesetzentwurf) in Anlagen ohne Wärmekonzept könnte die seit 2009 beobachteten Fehlentwicklungen regional fortführen.

Jegliche Beschränkung des Substratmixes verletzt auch den Bestandsschutz für bestehende Biomethan-Einspeiseanlagen: bestehende Anlagen sind technisch und vertraglich auf ihre derzeitige Substratversorgung ausgerichtet. Um jedoch auch zukünftig Absatz für ihr Biomethan zu finden, sind sie

auch auf Absatz in zukünftig zu errichtende Verstromungsanlagen angewiesen.

Die Alternative ist eine einsatzstoffunabhängige Vergütung.

Es gibt keine vernünftigen Gründe, die Vergütung nach Einsatzstoffen zu differenzieren. Bei einem wachsenden Markt für Biomasse in der Gas- und Stromerzeugung sollte der Rohstoffpreis die Reihenfolge der Nutzung und Ausschöpfung der verschiedenen Rohstoffpotenziale bestimmen. Eine einsatzstoffunabhängige Vergütung würde das sicherstellen. Diese schlägt der Biogasrat vor.

Biogene Reststoffe, die mit kleinerem oder größerem logistischen oder aufbereitungstechnischen Aufwand zur Verfügung stehen, würden - solange verfügbar - zuerst genutzt werden. Als nächstes würden Einsatzstoffe, die mit vertretbarem Aufwand – in der Regel in Eigenarbeit – nebenbei gewonnen werden können, zum Zuge kommen. Das gilt für fast alle Stoffe der Rohstoffgüteklasse II des Gesetzentwurfes.

Und schließlich würden die preisvolatilen nachwachsenden Rohstoffe der Rohstoffvergütungsklasse I genutzt. Die Optimierung seines Substratmixes nimmt der Erzeuger unter kaufmännischen Gesichtspunkten vor, ohne dass eine vorgegebene, differenzierte Vergütungsstruktur ihm dabei die Hand führt. Die einsatzstoffunabhängige Vergütung deckt die durchschnittlichen Kosten eines referenziellen Substratmixes ab.

1.3. Die Differenzierung der Vergütung nach Leistungsklassen orientiert sich nicht an Betriebskosten, Energieeffizienz, Treibhausgasvermeidungskosten und Erzeugungsziele für Strom aus Biogas.

Die im EEG-Gesetzentwurf vorgeschlagene leistungsklassenbezogene degressive Vergütungsstruktur (Grundvergütung) orientiert sich nicht an tatsächlichen Betriebskosten, an Unterschieden in der Energieeffizienz, an unterschiedlichen Treibhausgasvermeidungskosten und schon gar nicht an den politisch vorgegebenen Erzeugungsziele.

Die Vergütungssätze sind in keinem Segment geeignet, Neuanlagen zu initiieren. 150 kW-Anlagen höher zu vergüten, weil sie aufgrund ihrer schlechten Kostenstruktur mit effizienten 500 kW-Anlagen nicht mithalten können, verhindert Kosten- und Klimateffizienz.

Anlagen über 500 kW bis 5 MW in einen Degressionsschritt der Vergütungssystematik zusammenzufassen unterstreicht, dass die privilegierte 500 kW-Anlage das Leitformat der Biogaserzeugung sein soll. Auch das wird der tatsächlichen Kostenstruktur der Anlagen nicht gerecht.

Es wird weiterhin übersehen, dass gerade größere Verstromungsanlagen (typischerweise größer 1,5 MW) wegen der Anbindung an träge Wärmesenken hervorragend zur Bereitstellung von Regelenergie und damit zur System- und Netzintegration beitragen können. Dieser Beitrag ist unverzichtbar für die Umstellung eines höheren Anteils von EE (Ausgleich der schwankenden Einspeisung Wind / PV). Diese Anlagen müssen deutlich besser gefördert werden (Anrechnung vermiedener negativer externer Effekte).

Der Biogasrat hat seine Vergütungsstruktur aus einer gutgeführten technisch optimierten 350 kW-Benchmark-Anlage abgeleitet und festgestellt, dass im Leistungssegment zwischen 350 kW und 1200 kW keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich Kosten- und Energieeffizienz ausgemacht werden können. Sie gehören in eine Vergütungsgruppe. Das läge im Übrigen auch im Interesse landwirtschaftlicher Betreiber, die unternehmerisch immer weniger in ihrem baurechtlichen 500 kW-Privileg eingesperrt sein sollen, sondern in Gewerbe- oder Sondergebieten möglichst nahe an Wärmesenken allein oder in Kooperationen mit anderen Landwirten oder Dritten leistungsstärkere Anlagen betreiben wollen.

Erst über 1200 kW ist ein kräftiger Degressionsschritt angebracht. Der Biogasrat schlägt hier in seiner Systematik -2 ct/kWh vor.

Tabelle 27: Jährliche Verbrauchs- und Betriebskosten je Biogasanlage (Biogasspeicherung)

Anlagentyp	As	Bs	Cs	Ds	Es
Substratbereitstellungskosten	151.329 €	465.628 €	931.256 €	3.690.954 €	7.381.908 €
Eigenstromverbrauch Biogasanlage in €	15.634 €	44.669 €	82.465 €	299.607 €	599.213 €
Eigenstromverbrauch Verstromung in €	4.911 €	14.400 €	26.585 €	101.541 €	203.082 €
Gär- und Betriebshilfsstoffe	32.593 €	50.144 €	75.216 €	125.359 €	175.503 €
Wartungskosten	26.317 €	65.816 €	122.880 €	447.489 €	864.663 €
Personalkosten	37.733 €	87.752 €	131.627 €	197.441 €	351.006 €
Biologische Betreuung	1.368 €	2.963 €	2.963 €	2.963 €	2.963 €
Verwaltung	14.298 €	36.327 €	69.418 €	244.258 €	473.358 €
Versicherung	7.149 €	18.164 €	34.709 €	122.129 €	236.679 €

Tabelle 31: Kenngrößen und erforderliche Prämienhöhe für unterschiedliche Vor-Ort-Biogasanlagen

Annualisierte Kosten	190 kW	350 kW	600 kW	1.200 kW	5.000 kW
Wärmenutzungsgrad	30%	30%	30%	30%	30%
Durchschnittlicher anlegbarer Wärmepreis	4.6 ct/kWh	4.0 ct/kWh	3.4 ct/kWh	3.4 ct/kWh	2.8 ct/kWh
Kosten bezogen auf Stromproduk- tion (vgl. Abbildung 4)	26.1 ct/kWh	23.3 ct/kWh	22.4 ct/kWh	21.0 ct/kWh	17.8 ct/kWh
Stromproduktion [kWh]	1.539.000	2.835.000	4.860.000	9.720.000	40.500.000
Wärmeproduktion [kWh]	1.903.500	3.506.447	5.732.308	11.464.615	43.463.415
Genutzte Wärme [kWh]	571.050	1.051.934	1.719.692	3.439.385	13.039.024
Restkosten Strom [€]	375.380	617.952	1.027.498	1.926.867	6.823.870
Erforderlicher Gesamterlös Stromvermarktung	24.5 ct/kWh	21.9 ct/kWh	21.2 ct/kWh	19.9 ct/kWh	16.9 ct/kWh
Durchschnittlicher Marktpreis ¹	6.6 ct/kWh	6.6 ct/kWh	6.6 ct/kWh	6.6 ct/kWh	6.6 ct/kWh
Erforderliche Gesamt- Marktpremie	17.9 ct/kWh	15.3 ct/kWh	14.6 ct/kWh	13.3 ct/kWh	10.4 ct/kWh

¹ Die unterschiedlichen zugrunde gelegten durchschnittlichen Marktpreise von 6,6 ct/kWh für Vor-Ort-Biogasanlagen und 6,8 ct/kWh für die dezentralen BHKW mit Biomethannutzung resultieren aus den unterschiedlichen Volllaststunden der Anlagen. Die unterstellten 8.100 Volllaststunden der Vor-Ort-Biogasanlagen implizieren eine fast vollständige Vergütung des erzeugten Stroms zu Base-Preisen. Dezentrale BHKW hingegen, die das Biogas aus dem Erdgasnetz beziehen, werden aufgrund der verstärkten wärmegeführten Fahrweise weniger Volllaststunden aufweisen. Dies ermöglicht jedoch auf der anderen Seite eine gezieltere Vermarktung der produzierten Elektrizität zu (teureren) Peak-Stunden, was zu Erlösen führt, die um durchschnittlich 0,2 ct/kWh höher liegen.

In diesem Zusammenhang soll darauf hingewiesen werden, dass nur Verstromungsanlagen EEG-Vergütung beziehen können, die nicht am THG-Handelssystem teilnehmen. Die Grenze liegt bei 20 MW thermische Leistung, also etwa 7 MW elektrische Leistung.

Einspeisemarkt neu ausrichten

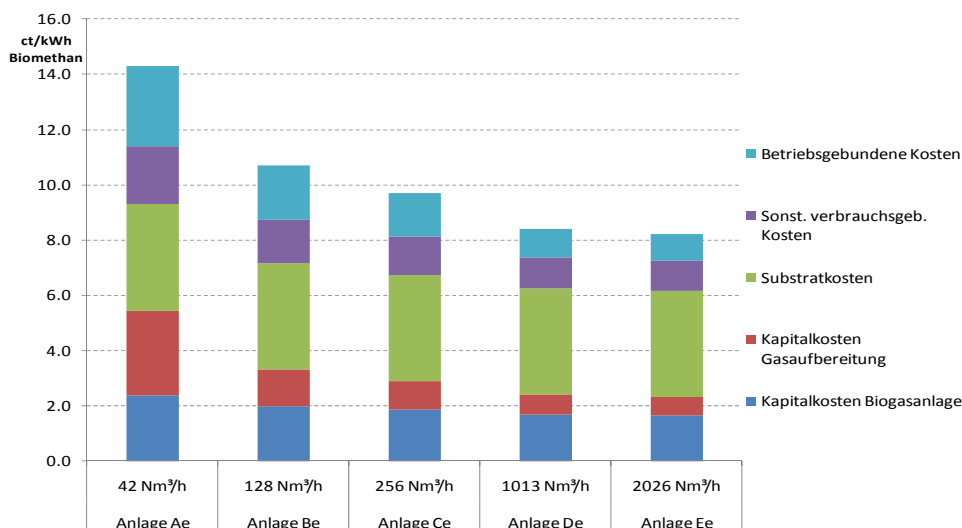
Der Biogasrat hält die Behandlung von Biogasaufbereitungs- und Biogaseinspeiseanlagen im Referentenentwurf zum EEG 2012 für völlig unzureichend. Ob es dabei eines leistungs-klassenabhängigen Gas-aufbereitungsbonus von 2,0 ct/kWh bis zu 700 Nm³ aufbereiteten Biogases pro Stunde bzw. 1 ct/kWh bis 1499 Nm³ aufbereiteten Biogases pro Stunde überhaupt bedarf, hängt davon ab, ob für besonders hohe Wärmenutzung von 70 % (netto) und mehr ein KWK-Effizienzbonus eingeführt wird.

Die Veränderung der Vergütung der Verstromung von Biomethan aus Anlagen größer 700 resp. 1400 Nm³/h bedeutet die Fortführung der volkswirtschaftlich fragwürdigen besonderer Förderung kleinerer Anlagen. Sie verzerrt den Wettbewerb zu Lasten größerer Anlagen (in dem Fall gegenüber allen Anlagen zwischen 350 und 1400 Nm³/h). Damit würde die Entwicklung eines funktionierenden Marktes für Biomethan eher gefährdet. Deswegen sollte der Einspeisemarkt über alle Wertschöpfungsstufen mit dem vorgeschlagenen KWK-Effizienzbonus diskriminierungsfrei und gleich gefördert werden.

Da KWK-Verstromungsanlagen, die Biomethan aus dem Erdgasnetz beziehen, diese Nutzung mindestens erfüllen müssen, würde der Wirtschaftskreis Einspeisung mit nachfolgender Stromerzeugung insgesamt in Höhe des Effizienzbonus besser ausgestaltet. Wie sich die Vergütung verteilt, handeln die Marktteilnehmer unter sich aus.

Wichtig ist, dass auch KWK-Anlagen bis zum 7 MWe (20 MWth), die Biomethan aus dem Erdgasnetz beziehen, künftig EEG-Strom ohne effizienzverhindernde Einschränkungen bei der Höhe der Vergütung erzeugen können. Jedenfalls gibt es auch bei der Biomethan-Aufbereitung erhebliche Kostendegressionen, die bei der Ausgestaltung eines Aufbereitungsbonus Berücksichtigung finden sollten.

Abbildung 1: Gestehungskosten in ct/kWh Biomethan (Methanaufbereitung)



Besser wäre aus Sicht des Biogasrat e.V. allerdings, die Kosteneffizienz aller Wertschöpfungsstufen insgesamt bei der Festlegung einer Gesamtvergütung im Auge zu haben.

Tabelle 1: Kenngrößen der Nutzung von Biomethan in dezentralen BHKW

Parameter	BHKW	BHKW	BHKW	BHKW
	190 kW	350 kW	500 kW	600 kW
Kapitalkosten BHKW	27.846 €	43.421 €	52.860 €	61.355 €
Brennstoffkosten	315.416 €	581.030 €	808.759 €	970.511 €
Sonstige verbrauchsgebundene Kosten	4.911 €	9.046 €	12.923 €	14.400 €
Betriebsgebundene Kosten	21.142 €	30.362 €	44.175 €	52.581 €
Summe	369.315 €	663.859 €	918.718 €	1.098.848 €
Durchschnittlicher anlegbarer Wärmepreis	4,6 ct/kWh	4,0 ct/kWh	3,6 ct/kWh	3,4 ct/kWh
Wert Wärme	54.725 €	88.208 €	109.966 €	123.711 €
Restkosten Strom	314.590 €	575.650 €	808.753 €	975.137 €
Erforderlicher Gesamterlös Stromvermarktung	23,8 ct/kWh	23,6 ct/kWh	23,2 ct/kWh	23,3 ct/kWh
Durchschnittlicher Marktpreis ²	6,8 ct/kWh	6,8 ct/kWh	6,8 ct/kWh	6,8 ct/kWh
Erforderliche Gesamt-Marktprämie	16,9 ct/kWh	16,8 ct/kWh	16,4 ct/kWh	16,5 ct/kWh
Mittlere Gesamt-Marktprämie		16,7 ct/kWh		

² Die unterschiedlichen zugrunde gelegten durchschnittlichen Marktpreise von 6,6 ct/kWh für Vor-Ort-Biogasanlagen und 6,8 ct/kWh für die dezentralen BHKW mit Biomethannutzung resultieren aus den unterschiedlichen Volllaststunden der Anlagen. Die unterstellten 8.100 Volllaststunden der Vor-Ort-Biogasanlagen implizieren eine fast vollständige Vergütung des erzeugten Stroms zu Base-Preisen. Dezentrale BHKW hingegen, die das Biogas aus dem Erdgasnetz beziehen, werden aufgrund der verstärkten wärmegeführten Fahrweise weniger Volllaststunden aufweisen. Dies ermöglicht jedoch auf der anderen Seite eine gezieltere Vermarktung der produzierten Elektrizität zu (teureren) Peak-Stunden, was zu Erlösen führt, die um durchschnittlich 0,2 ct/kWh höher liegen.

Die Anforderung, dass der Nachweis der Biomethaneigenschaft mit einem Massebilanzsystem geführt werden muss, wird grundsätzlich abgelehnt. Der zusätzliche organisatorische Aufwand für die Nachweisführung wirkt faktisch als Marktausschluss.

1.4. **Markt- und Systemintegration mit den BMU-Vorschlägen zum Scheitern verurteilt. Alternative: Verbindliche Marktprämie.**

Der EEG-Entwurf sieht ein Nebeneinander von

- fester EEG-Vergütung
- Option zur Marktprämie
- Nutzung des Grünstromprivilegs
- sonstigen Formen der Direktvermarktung vor.

Zwischen allen Optionen soll monatlich jeweils zum Ersten des Monats gewechselt werden können.

Das Ziel des Gesetzentwurfes, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stärker bedarfsgerecht auszugestalten und in den Strommarkt und das Stromerzeugungssystem insgesamt besser zu integrieren, wird ausdrücklich begrüßt. Die vorgeschlagenen Instrumente jedoch sind entweder durch die tatsächliche Entwicklung überholt (Grünstromprivileg) oder schaffen allenfalls ein „Marktgefühl“ ohne spürbare Außenwirkung (optionale Marktprämie).

Das Grünstromprivileg, nach dem ein Stromversorger, der mindestens 50 % EEG-Strom in seinem Portfolio hat (davon laut Gesetzentwurf demnächst 25 % fluktuierende erneuerbare Energien), insgesamt von der EEG-Umlage befreit wird, führt schon jetzt zu spürbaren Belastungen, weil sich die EEG-Umlage auf immer weniger Marktteilnehmer verteilt. Bei einem Einspeiseziel von 35 % bis zum Jahr 2020 wird die Diskrepanz unerträglich. Wenn schon Grünstromprivileg, dann mit ansteigendem Anteil an EEG-Strom, ab 2013 mindestens 70 %.

Die Marktprämie nach Vorschlag des BMU lässt als Alternative zur festen EEG-Vergütung nach Abzug der festen Vergleichskosten den Marktpreis mit der Entwicklung an der EEX atmen. Wer diese Option wählt, hat die Chance, mehr zu verdienen, als im festen Vergütungssystem. Sollte er allerdings weniger verdienen, werden die Mindereinnahmen im Nachhinein weitgehend ausgeglichen. Dieses Modell erschließt dem Erzeuger die Chancen des

Marktes und sichert ihn zugleich gegen dessen Risiken ab. Marktteilnahme mit Vollkaskoversicherung. Dadurch wird das System zumindest am Anfang, wahrscheinlich aber dauerhaft insgesamt teuer als das bisherige Festvergütungssystem.

Der Biogasrat hat auf der Grundlage einer gemeinsamen Studie mit dem DBFZ und dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg/Essen EWL ein anderes verbindliches Marktprämienmodell vorgeschlagen: Danach muss jeder Erzeuger seinen Strom am Markt verkaufen. Lediglich die Mehrkosten der Stromerzeugung durch Biogas/Biomethan gegenüber der konventionellen Stromerzeugung werden ihm über die EEG-Umlage durch Zahlung einer festen einsatzstoffunabhängigen Marktprämie vergütet. Dadurch ist sichergestellt, dass alle Erzeuger bemüht sein werden, ihren Strom bedarfsgerecht einzuspeisen.

Direktvermarktung weiterentwickeln

Der Biogasrat hat Verständnis für Befürchtungen, dass nicht jeder Erzeuger den Anforderungen der Marktintegration auf Anhieb gewachsen ist. Deswegen könnte ein gleitender Übergang mit festem zeitlichen Ziel geschaffen werden. Nach einer Übergangszeit von 18 Monaten muss jeder, der Vergütungen nach EEG für die Verstromung von Biogas beziehen will, seinen Strom am Markt verkaufen. Innerhalb dieser Frist kann jeder wählen, ob und wie lange er im Festvergütungssystem bleiben will. Dadurch wird es allen Erzeugern erleichtert, sich am Markt zu organisieren. Das Festvergütungssystem und das Marktprämienmodell sollten hinsichtlich Struktur und Vergütungssätze kompatibel sein.

Der Biogasrat empfiehlt auf Grundlage seiner Studie:

- Grundvergütung 15,3 ct/kWh (einschließlich 1,3 ct/kWh externe Wärmenutzung, mindestens 30 % netto), Abschlag -2 ct/kWh ab 1201 KW;
- KWK-Effizienzbonus 1,4 ct/kWh bei mehr als 70 % externer Wärmenutzung netto;
- durchschnittliche Rohstoffvergütung (aus allen Rohstoffklassen) 6,7 ct/kWh;
- Güllevergütung 10 ct/kWh bezogen auf den Energieinhalt mit mindestens 80% Gülleeinsatz (Rohstoffgüteklasse I + 4 ct/kWh Güllebonus).

Damit würden erhalten:

- Vor-Ort-Verstromung: KWK bis 1200 KW: 22 ct/kWh, KWK ab 1201 KW: 20 ct/kWh

- Dezentrale Biomethanverstromung: KWK bis 1200 KW: 23,4 ct/kWh, KWK ab 1201 KW: 21,4 ct/kWh.
- Gülleanlagen: 26,3 ct/kWh.

Dieser Vorschlag vereinfacht die Struktur des Vergütungsmodells des BMU in Richtung Marktprämienmodell und ist hinsichtlich der Höhe der Vergütung ebenfalls eine Verknüpfung von BMU- und Biogasrat-Vorschlag. Ein gleitender Umstieg von der Festvergütung zur verbindlichen Marktprämie wäre für jeden Erzeuger bruchlos möglich.

Die Marktprämienmodelle im Vergleich (Auszug)

Die beiden Marktprämienmodelle unterscheiden sich in ihrer Ausgestaltung erheblich. Der Vorschlag von EWL und Biogasrat sieht eine feste Marktprämie vor, bei der für Biogasanlagen nur ein zusätzlicher Bonus bei erhöhter Wärmenutzung (mehr als 70%) gewährt wird und andererseits ein Abschlag bei großen Anlagen zur Vor-Ort-Verstromung (über 2 MW_{e1}) (daher: „Einfache Marktprämie“).

Beim Vorschlag von ISI umfasst die Marktprämie hingegen drei Komponenten (bzw. zwei in der letzten Fassung von 2011), von denen zumindest eine monatlich nachträglich aus den tatsächlichen Spotpreisen berechnet werden muss. Diese so genannte gleitende Marktprämie ist zudem wie die bisherigen EEG-Vergütungssätze technologie- und ggf. größenabhängig. Ziel ist es hierbei, den Anlagenbetreibern, die bislang durch das EEG vorgegebenen Vergütungen, auch bei Anwendung der Marktprämie zu garantieren (daher „Erlösstabilisierende Marktprämie“). Bei flexibler, bedarfsgerechter Fahrweise ist dann sogar ein über die bisherige Vergütung hinausgehender Erlös möglich.

Inwiefern eine Erlösstabilisierung für die Betreiber von Biogas- und anderen Biomasseanlagen überhaupt zu einer Risikoreduktion führt, wird im nächsten Abschnitt diskutiert. Im Hinblick auf die Komplexität des Marktprämienmodells ist hier noch darauf hinzuweisen, dass ISI davon ausgeht, dass der Anlagenbetreiber eine *Wahlmöglichkeit* zwischen der *erlösstabilisierenden Marktprämie* und der festen EEG-Vergütung hat. Im Gespräch ist inzwischen eine monatliche Wechselmöglichkeit analog zur bereits bestehenden Wahlmöglichkeit bei der Direktvermarktung. Dies verkompliziert allerdings die Abwicklung des Modells weiter. Außerdem erhöht es tendenziell die Kosten, denn der Umstieg in die Marktprämie wird nur erfolgen, wenn die erzielbaren Erlöse höher sind als bei der festen Vergütung. Demgegenüber sieht das *einfache Marktprämienmodell* zunächst einmal keine Wahlmöglichkeit für Neuanlagen vor. Für bestehende Anlagen ist ein Bestandschutz vorgesehen mit der Option auf einmaligen Wechsel in das Marktprämienmodell, entsprechend dem Vorgehen bei der Einführung eines Marktprämienmodells in Spanien.

Anlage 2: Professor Christoph Weber: Kurzbericht „Marktprämienmodelle im Vergleich“, Mai 2011

1.5. Landwirtschaftliches Fachrecht nicht durch Energievergütung korrigieren - Nachhaltigkeitsregeln müssen für die europäische Landwirtschaft insgesamt gelten.

Unnötigerweise verstärkt der Erfahrungsbericht des BMU - wider besseren Wissens - viele gängigen Vorurteile gegen die Biogaserzeugung: Zum Beispiel wird für Mais-Monokulturen ausschließlich der Energiemais als ursächlich ausgemacht. Probleme fehlerhafter landwirtschaftlicher Praxis beim Einhalten von Fruchtfolgen, beim Einsatz von Dünger und die damit zusammenhängenden Grundwasserprobleme werden einseitig dem Energiemais zugeschoben. Daraus werden dann restriktive Vorgaben für die Nutzung von Mais als Energiepflanze hergeleitet, z.B. die Begrenzung des Maisanteils im Substratmix auf 60 % oder besondere Nachhaltigkeitsanforderungen. Dabei bestehen die meisten Probleme nur in Regionen mit besonders dichter Tierhaltung. In anderen Regionen ist Mais eher selten.

Der Biogasrat drängt seit langem darauf, dass ähnliche Nachhaltigkeitsregeln, wie sie für Biokraftstoffe gelten, auch für die Erzeugung und Nutzung von Biomasse überhaupt gelten müssen. Für Biogas als Kraftstoff gelten sie bereits heute schon. Diese Forderung greift der Referentenentwurf zum EEG 2012 auf.

Darüber hinaus fordert der Biogasrat, dass für die Produktion und Nutzung von Feldfrüchten insgesamt ein gemeinsames Nachhaltigkeitsregime geschaffen werden muss, das weiter geht, als die weichen Cross-Compliance-Regeln der EU. Das muss sich auf die Einhaltung von Fruchtfolgen, die Aufnahme des natürlichen Düngers aus Gärresten in das Düngeregime bis hin zur tendenziellen Verdrängung von Kunstdünger, Maßnahmen zum Schutz der Biodiversität und auf den Grundwasserschutz beziehen. Diese Anforderungen lassen sich bei der Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU (Greening), im landwirtschaftlichen Fachrecht und im Genehmigungsrecht regeln.

Der Biogasrat fordert, dass alle Biogasanlagen nach Bundesimmissionschutzgesetz genehmigt und überwacht werden, einschließlich der Anpassungspflicht an den Stand der Technik. Hier liegt auch ein Feld für regionale Vereinbarungen zwischen Landesregierungen, Landwirtschaft, Gewässer- und Naturschutz (Vertrags-Gewässer- und Naturschutz), wie sie an manchen Orten bereits praktiziert werden.

Neben der Ökobilanz muss die Treibhausgasbilanz bei der Biogaserzeugung und Nutzung im Mittelpunkt stehen. Technisch optimierte Biogasanlagen mit regenerativer Prozessenergie und einem guten Wärmekonzept sind hinsichtlich der Treibhausgasreduzierung den meisten Alternativen gegenüber unschlagbar.

1.6. Vertrauensschutz ist wichtig für Investitionssicherheit- Güllebonus nicht rückwirkend halbieren.

Schon in der Vergangenheit haben politische Entscheidungen, die tatsächlich und vermeintlich in sicher geglaubte Rechtsstände eingegriffen haben, zu erheblicher Verunsicherung bei Investoren beigetragen. Dies gilt z.B. für die nachträgliche Einschränkung des Anlagenbegriffs im EEG, die erst durch die Regierungskoalition korrigiert wurde.

Vor diesem Hintergrund ist die beabsichtigte Halbierung des Güllebonus für Anlagen, die vor Geltung des EEG 2009 in Betrieb gegangen sind zwar rechtlich möglich, aber politisch schädlich und wird vom Biogasrat e.V. abgelehnt.

2. Im Einzelnen

2.1. Zweck des Gesetzes (§ 1)

Der Referentenentwurf nennt als Ziel, bis zum Jahr 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf 35 % und bis zum Jahr 2050 schrittweise auf 80 % zu erhöhen. Gleichzeitig soll sektorenübergreifend der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 18 % steigen. Dies bedeutet eine Verdopplung innerhalb von 10 Jahren.

Der Biogasrat hält diese Ziele nur für erreichbar, wenn möglichst stetige, leicht regel- und speichbare erneuerbare Energien besonders gefördert werden, hinsichtlich ihrer Stetigkeit optimierbare volatile erneuerbare Energien z.B. durch Repowering optimiert werden und stattdessen der Zubau nicht optimierbarer stark volatiler erneuerbarer Energien mit geringer Verfügbarkeit stark begrenzt wird.

Für Biogas- und Biomethan bedeutet das, den Schwerpunkt auf effiziente Direktverstromungsanlagen mit gekoppelter Wärmeerzeugung zu setzen und zugleich den Biomethan-Einspeisemarkt entsprechend den Zielen der Bun-

desregulierung zu aktivieren. Dies gewährleistet der vorliegende Gesetzentwurf bislang noch nicht.

2.2. Begriffsbestimmungen (§ 3)

§ 3 Nr. 1 Begriff "Anlage"

Der Anlagenbegriff im EEG ist der Anknüpfungspunkt für vielfältige rechtliche Verpflichtungen (Vergütung, Übergangregelungen, Genehmigungsrecht). Gegenüber dem EEG 2004 wurde im EEG 2009 der Anlagenbegriff verändert und im Gesetzestext sowie der Begründung widersprüchlich ausgestaltet. Dies hat zu zahlreichen rechtlichen Auseinandersetzungen und zu Unsicherheiten insbesondere auch bei Finanzinstituten geführt, die solche Anlagen finanzieren sollen. Besonders die EEG-Clearingstelle legt den Anlagenbegriff eher eng aus und trägt der dynamischen Entwicklung möglicher Anlagenkonfigurationen nur ungenügend Rechnung. Der Referentenentwurf des EEG 2012 sieht keine Präzisierung bzw. Klarstellung vor.

Der Biogasrat e.V. hält eine Klarstellung jedoch für dringend erforderlich. Dabei sollte die Anlage im Sinne des Gesetzes weiterhin die vergütungsberechtigende Anlage, also die KWK-Anlage, sein. Der Biogasrat ist bereit, an einer solchen Klarstellung konstruktiv mitzuwirken.

§ 3 Nr. 5 Begriff "Inbetriebnahme"

Die Absicht, den Begriff „Inbetriebnahme“ in zeitlicher und rechtlicher Hinsicht klarer zu fassen, wird begrüßt. Leider sind viele Unsicherheiten für die in Rede stehenden EEG-Anlagen nicht ausgeräumt. Der Biogasrat regt dringend eine abschließende Klarstellung an.

§ 3 Leistung einer Biogasaufbereitungsanlage

Die Gesamtjahreskapazität der Biogasaufbereitungsanlagen muss aus Sicht des Biogasrat klar definiert werden. Im EEG 2009 kam es diesbezüglich zu großen Unsicherheiten. Eine eindeutige Definition hierzu würde von Beginn an Klarheit schaffen.

2.3. Technische Vorgaben (§ 6)

§ 6 Abs. 1: Technische Einrichtung zur ferngesteuerten Lastreduzierung

Die Regelung wird ausdrücklich begrüßt. Allerdings wird vorgeschlagen, die Bagatellgrenze auf 150 KW aus technischen Gründen anzuheben.

§ 6 Abs. 4 Methanschlupf-Vermeidung

Die Vorgabe, Gärrestlager technisch gasdicht abzudecken, wird uneingeschränkt unterstützt. Allerdings sollte hier die Richtlinie VDI 3475 als abschließendes Regelwerk zugrunde gelegt werden. Diese sollte auch für externe Gärrestspeicher gelten.

Die Vorgabe, zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen vorzuhalten, um bei Stillstand des Hauptverbrauchers Methanaustritte zu vermeiden, wird begrüßt. Für Anlagen, die dem Einspeisemanagement unterliegen, wird die Vorgabe einer Hochtemperaturfackel nach TA Luft empfohlen.

Der Biogasrat e.V. weist darauf hin, dass künftig die Genehmigung und Kontrolle von Biogasanlagen und nachgeschalteten KWK-Anlagen grundsätzlich nach BImSchG (Stand der Technik) erfolgen sollten.

2.4. Abnahme, Übertragung und Verteilung (§ 8),Einspeisemanagement (§ 11)

Hier (auch in Verbindung mit § 8) ist die Gleichstellung von KWK-Stromerzeugung mit der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Zuge des Einspeisemanagements problematisch. Dies gilt insbesondere für Strom aus erneuerbaren Energien, der in Vor-Ort-Verstromungsanlagen hergestellt wird. Die meisten Biogas-KWK verfügen nicht über Gasspeicher für längere Betriebsstillstände. Für sie ist es auch wirtschaftlich unzumutbar, solche Speicher zu finanzieren. Im Normalfall führt ein längerer Stillstand über mehrere Stunden zur Vernichtung des Biogases über die Notfackel. Dieser erhebliche wirtschaftliche Nachteil wird auch nicht nach der Härtefallregelung ausgeglichen.

Auch Gründe des Klimaschutzes und der Ökologie sprechen gegen eine solche Regelung. Im Zweifelsfall sollten vorrangig fossil befeuerte KWK-Anlagen abgeschaltet werden. Eine entsprechende Reihenfolge ist durch den Netzbetreiber verbindlich festzulegen.

Eine sinnvolle Reihenfolge wäre:

1. fossiles Kondensationskraftwerk
2. Biogasverstromung ohne Wärmenutzung
3. Biomasseverstromung (fest) ohne Wärmenutzung
4. fossile KWK
5. Biomasse (fest)-KWK mit Wärmenutzung
6. Biogas-KWK mit Wärmenutzung

Die Abschaltung muss die Speicherkapazität der Biogasanlagen berücksichtigen. Die Vergütung für das Abschalten muss die Kostenfolgen für den Betreiber angemessen berücksichtigen (z.B. Totalverlust des bei Stillstand der KWK erzeugten Gases wegen Abfackelns).

2.5. Vergütung bei fehlerhafter Meldung (§17)

Durch die Vielzahl der Vermarktungsmöglichkeiten und der Rohstoffeinsätze wird die marktgerechte Verwendung von Rohstoffen und Energie aus Biogas gefördert. Das begrüßen wir ausdrücklich!

Die Vielzahl von notwendigen Anmeldungen, Gutachten, Zertifizierungen u.a. kann bei einem Betreiber zu unbeabsichtigten, kurzfristigen Verstößen führen. Wir plädieren eindringlich dafür, bei allen Verstößen eine Reduktion der Vergütung auf den Marktpreis vorzunehmen. Dieses sollte nur für die Dauer des Verstoßes gelten. Die Banken werden ansonsten zukünftig dem Betreiber sowohl den Roh- als auch den Tarifwechsel verbieten.

2.6. Absenkung von Vergütungen und Boni (§ 20)

Bei der Biogaserzeugung und –nutzung sind in den nächsten Jahren noch große Effizienzreserven zu heben. Gleichzeitig werden die Weltenergiepreise und die Weltrohstoffpreise steigen. Hieraus werden sich Spielräume zur Kostensenkung und damit auch zur Absenkung der EEG-Vergütung ergeben. Diese Reserven sind nur zu heben, wenn die Anlagen am Markt arbeiten. Zugleich bilden höhere Strompreise auch Stromknappheit ab, sinkende Strompreise dagegen Stromüberschuss. Deswegen sollte nicht ein genereller Degressionspfad für die EEG-Vergütung vorgegeben werden, sondern über ein jährliches Monitoring die Höhe der Vergütung für Neuanlagen neu eingestellt werden. Dazu eignet sich die Marktprämie, die der Biogasrat e.V. vorgeschlagen hat, besonders gut, weil über eine Stellschraube die Kosten-, Preis- und Bedarfsentwicklung umgesetzt werden kann.

Ein fest vorgegebener Degressionspfad für Neuanlagen bei der Grundvergütung ist im vorgeschlagenen Vergütungssystem des EEG 2012 unrealistisch, weil weder die Rohstoffpreisentwicklung, die Marktlage noch die allgemeine Inflation insgesamt berücksichtigt werden. Im dem vom Biogasrat vorgeschlagenen Vergütungssystem mit einer festen Marktprämie ist dagegen ein Degressionskorridor von jährlich – 1,5 % verantwortbar, wenn die Feinsteuerung auf Grundlage eines jährlichen Monitorings erfolgt.

2.7. Biomasse: Vergütungsstruktur (§ 27, 27 a, 27b)

Zur Änderung der Vergütungsstruktur wurde schon unter Punkt 1 grundsätzlich Stellung genommen. Der Vorschlag im Referentenentwurf zum EEG 2012 nutzt die Möglichkeiten einer marktorientierten Gesamtsicht der einzelnen Kostengruppen nicht, sondern versteigt sich einerseits in eine nicht an Effizienzkriterien orientierte leistungsbezogene Grundvergütung und eine nicht handhabbare, Fehlallokationen geradezu provozierende, rohstoffabhängige Einsatzstoffvergütung.

Darüber hinaus sind in dem vorgeschlagenen Vergütungssystem die meisten Vergütungssätze nicht oder derzeit nicht auskömmlich. Der rasante Zubau von Biogasanlagen zwischen 300 und 500 kW in den vergangenen Jahren ist nicht in erster Linie den bisherigen Vergütungssätzen geschuldet, sondern den seinerzeit niedrigen Rohstoffpreisen. Allerdings waren im Bereich der Anlagen um 150 kW die Überförderung in Verbindung von Gülle- und NawaRo-Bonus die Treiber des Zubaus und haben die EEG-Umlage stark belastet.

Derzeit steigen die Rohstoffpreise schnell an und gleichzeitig soll die Rohstoffvergütung abgesenkt werden. Das ist sehr widersprüchlich. Deswegen hat der Biogasrat ein Vergütungssystem vorgeschlagen, das alle Fixkosten und alle variablen einschließlich einsatzstoffbezogenen Kosten zusammenfasst. Maßstab ist eine 350 kW-Anlage, die technisch optimiert ist, regenerative Prozessenergie und einen durchschnittlichen NawaRo-orientierten Substratmix nutzt. Alle Untersuchungen haben gezeigt, dass eine differenzierte Berücksichtigung von Rohstoffkosten mit Ausnahme von Gülle in Vergütungssätzen nicht erforderlich ist. Die daraus ermittelte Grundvergütung, die alle Mehrkosten gegenüber der konventionellen Stromerzeugung abbildet, wird als Marktprämie mit nur geringen Differenzierungen gezahlt. Sie beträgt 15,3 ct/kWh.

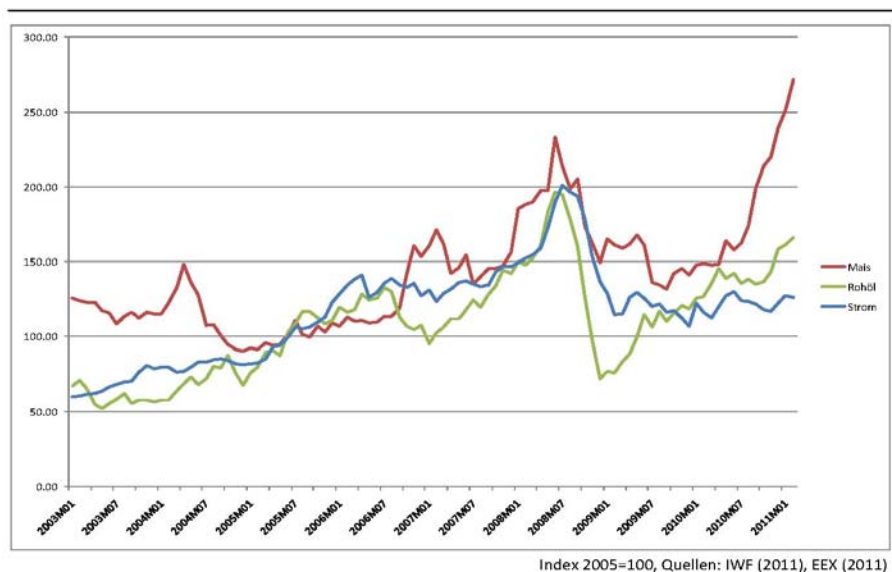
Die Differenzierungen beziehen sich auf

- Gülle (bei 80 % Einsatz Güllebonus + 4 ct/kWh)
- deutliche Degressionseffekte bei größeren Anlagen (> 1200 KW – 2 ct/kWh)
- besonders effiziente KWK-Anlagen (externe Wärmenutzung netto >70 % + 1,7 ct/kWh).

Die übrige erforderliche Kostendeckung einschließlich Gewinn wird durch Verkauf des Stroms am Markt erzielt. Der Biogasrat geht davon aus, dass in den nächsten 20 Jahren der Strompreis schneller steigt als die Inflationsrate. Im Durchschnitt der nächsten 20 Jahre kann ein mittlerer EEX-Preis von 6,6 ct/kWh erzielt werden. Der liegt am Anfang niedriger, am Ende der Laufzeit deutlich höher.

Dieses Vergütungsmodell löst auch das Problem der volatilen Rohstoffkosten, weil die Weltenergiepreise und die Weltrohstoffpreise sich nahezu parallel entwickeln. Der Marktpreis für Strom ist zugleich der Puffer für den Marktpreis der Rohstoffe.

Marktprämienmodelle im Vergleich



Die Einführung einer Mindestnutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme unterstützt der Biogasrat e.V. ausdrücklich. Bis auf Ausnahmen (besonders hohe Wärmenutzung) kann der KWK-Bonus damit in die Grundvergütung eingearbeitet werden. Wie allerdings dargestellt, sollte die Vorgabe 30 % (netto) nicht überschreiten, um die Möglichkeiten der Vor-Ort-Verstromung nicht zu sehr einzuschränken und um die Teilnahme an der flexiblen Einspeisung nicht zu verhindern. Für besonders effiziente KWK (Wärmenutzung netto >70 %) sollte ein KWK-

Effizienzbonus gezahlt werden. Die pauschalierende Anerkennung von 25 % der erzeugten Wärme (brutto) als Prozessenergie im eigenen System ist sachgerecht.

Formulierungsvorschlag für § 27 Abs. 3

(3) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 besteht in der dort genannten Höhe nur, wenn bei Vergütungsbeginn über ein Gutachten eine externe Wärmenutzung von mindestens 30 Prozent als normierter Jahresmittelwert nach Maßgabe der Anlage 2 nachgewiesen wird. Die Wärmenutzung in der Biogasanlage (z.B. zur Beheizung des Fermenters) wird hierbei nicht angerechnet.

Die Vergütung nach Absatz 1 erhöht sich bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 1,5 Cent pro Kilowattstunde (Effizienzbonus), wenn für den beanspruchten Vergütungszeitraum über ein jährlich zu erstellendes Gutachten eine Gesamteffizienz der Energienutzung mittels BHKW von mindestens 70 % (Verhältnis der Summe aus erzeugtem Strom und genutzter Wärme nach Maßgabe der Anlage 2 zu im Biogas enthaltener Energie in kWh Hi) als Jahresmittel nachgewiesen wird. Die Wärmenutzung in der Biogasanlage (z.B. zur Beheizung des Fermenters) wird hierbei nicht angerechnet.

Der Anspruch auf den Effizienzbonus nach § 27b Absatz 3 besteht auch für Strom, der in Anlagen mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 5 Megawatt erzeugt wird, soweit das Gas nach § 27b Absatz 1 eingespeist und vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde und nachgewiesen wird, dass folgende Voraussetzungen eingehalten wurden:

- a) Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens 0,2 Prozent,
 - b) ein Stromverbrauch für die Aufbereitung von höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas,
 - c) Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Deponie-, Klär- oder Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- (inkl. der Nutzung des Schwachgases aus der Aufbereitung) oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und
 - d) die mittlere Jahreseinspeiseleistung der Gasaufbereitungsanlage höchstens 15.400 kWh HS/h beträgt (15.400 kWh HS entsprechen rd. 1400 m³ BioErdgas).
- Für Gasaufbereitungsanlagen gilt § 19 Absatz 1 entsprechend.

2.8. Bioabfälle

Um Wettbewerbsverzerrungen zwischen Bestandsanlagen, die Bioabfälle vergären und Neuanlagen zu vermeiden, sollten die Altanlagen, die nachweislich dem Stand der Technik entsprechen, in das neue Vergütungssystem übernommen werden.

2.9. Direktvermarktung (§ 33 a - h)

Zu der Systematik der Direktvermarktung wurde unter 1.3. bereits grundsätzlich Stellung genommen.

Der Biogasrat e.V. schlägt vor, dass jeder Erzeuger von Strom aus Biogas/Biomethan aus der EEG-Umlage eine Marktprämie erhält, die die Mehrkosten gegenüber der konventionellen Stromerzeugung abdeckt. Die übrige Vergütung erzielt er am Markt (EEX). In diesem System ist eine Flexibilitätsprämie überflüssig, weil jeder durch bedarfsgerechtes Einspeisen seine Gesamtvergütung optimieren wird. Eines zusätzlichen Anreizes bedarf es nicht.

In einem starren Vergütungssystem, in dem bedarfsgerechte Einspeisung nicht durch Marktpreise angeregt wird, sind zusätzliche Anreize allerdings notwendig.

Das bisherige System der Grünstromvermarktung als direktes Handelsgeschäft kann neben dem Marktprämienmodell Bestand haben. Die Zeiträume zwischen Opt In und Opt Out sollten allerdings nicht unter drei Monaten liegen. Das Grünstromprivileg ist in einem verbindlichen Marktprämienmodell überflüssig.

Sollte der Gesetzgeber wider Erwarten am Modell einer optionalen Marktprämie festhalten, dann sollte der Wechsel zwischen Festvergütung und Marktprämie nur einmal im Quartal möglich sein.

2.10. Übertragung der Fachaufsicht über die Bundesnetzagentur auf das BMU (§ 63)

Die Übertragung der Fachaufsicht über die Bundesnetzagentur auf das BMU lehnt der Biogasrat e.V. ab. Die Versuchung, die Bundesnetzagentur als unabhängige Regulierungsbehörde zugleich für operative Aufgaben des Staates direkt oder indirekt einzuspannen, ist politisch verständlich, aber rechtsstaatlich nicht nachvollziehbar. Der Wächter über den diskriminierungsfreien Marktplatz Netz und die Angemessenheit von Netzentgelten sollte weder Planungsträger für Energienetze sein noch direkt in das Netzmanagement politisch eingreifen. Beides ist unmittelbare Verantwortung der Bundesregierung.

2.11. Verordnungsermächtigungen (§ 64)

Der Referentenentwurf sieht eine Vielzahl an Verordnungsermächtigungen für die Bundesregierung ohne Beteiligung des Bundesrates und auch des Bundestages vor. Aus Gründen der Transparenz und Planungssicherheit, aber auch aus grundsätzlichen demokratiepolitischen Erwägungen lehnt der Biogasrat diese Vorgehensweise

ab. Der größte Teil der erforderlichen Regelungen gehört entweder direkt in das EEG und in andere Gesetze oder aber in Verordnungen, die von Bundestag und Bundesrat zu beschließen sind. Die Vorgabe von parlamentarischen Behandlungsfristen allerdings wird begrüßt.

2.12. Erfahrungsbericht (§ 65)

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass die Bundesregierung alle vier Jahre einen EEG-Erfahrungsbericht abgibt. Der Biogasrat schlägt vor, dass künftig das EEG grundsätzlich alle vier Jahre überprüft und ggf. novelliert wird. Der Erfahrungsbericht, der hierfür die Grundlage bildet, sollte grundsätzlich ein Jahr vor der Einbringung der EEG-Novelle vorgelegt werden.

2.13. Monitoringbericht (§ 65 a)

Der Gesetzentwurf sieht einen zweijährigen Monitoringbericht vor. Der Biogasrat schlägt vor, dass die Bundesregierung einen jährlichen Monitoringbericht spätestens zum 01.07. des Jahres vorlegt, der über die Entwicklung der erneuerbaren Energien, die Zielerfüllung beim Aufwuchs erneuerbarer Energien, und die Kosten- und Strompreisentwicklung berichtet. Für den Bereich Stromerzeugung aus Biogas bedeutet dies, dass der Monitoringbericht auch Grundlage für die Festlegung des konkreten Degressionsschrittes bei der EEG-Vergütung für das darauffolgende Jahr ist.

2.14. Übergangsbestimmungen (§ 66)

In die Übergangsbestimmungen sollten folgende Regelungen aufgenommen werden:

- Anlagenbetreiber, denen zum Zeitpunkt der Entscheidung des Bundeskabinetts über die Einbringung des Gesetzentwurfs zum EEG 2012 eine rechtskräftige Genehmigung für eine Neuanlage vorliegt, die Strom nach dem EEG erzeugen soll und die spätestens zum 30.06.2012 in Betrieb geht, können zwischen dem EEG 2009 oder EEG 2012 wählen.
- Sollte das EEG für alle oder bestimmte erneuerbare Energien ein Vergütungsmodell mit einer verbindlichen Marktprämie vorsehen, kann jeder Berechtigte bis zum 30.06.2014 wählen, ob er im System der Festvergütung bleibt oder vorher die Marktprämie in Anspruch nehmen will. Dieses Wahlrecht hat er für jede Anlage, die nach dem 01.01.2013 in Betrieb gegangen ist, einmal.

3. Anlage 1: Gasaufbereitungsbonus

Der Gasaufbereitungsbonus sollte leistungsklassenunabhängig gezahlt werden, um Wettbewerbsverzerrung auch gegenüber Bestandanlagen zu vermeiden.

Zielführender wäre der vom Biogasrat e.V. vorgeschlagene KWK-Effizienzbonus, der an der externen Wärmenutzung dezentraler KWK, die Biomethan aus dem Erdgasnetz beziehen, anknüpft, aber letztlich allen Wertschöpfungsstufen im Einspeisemarkt zugute kommt.

4. Anlage 2: KWK

In die Positivliste sollten folgende Anwendungen aufgenommen werden:

- die Abwärmenutzung aus Biomasseanlagen zur Verstromung, insbesondere in Organic-Rankine- und kalina-cycle-Prozessen (ORC),
- die Trocknung von Gärresten aus Biogasanlagen mit dem Ziel der Herstellung von Wirtschaftsdünger (vor Ort und im Lohnbetrieb),
- die Bereitstellung von Prozessenergie für die Biogasaufbereitung.

Berlin, 23. Mai 2011

Reinhard Schultz
Geschäftsführer

Anlagen

1) Studie des Biogasrat: „Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Bioerdgas unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit“

2) Kurzbericht: Marktprämienmodelle im Vergleich

EEG 2012 Ergänzende Stellungnahme

Ermittlung des Energieertrags auf Grundlage der Energiestandardwerte in Vergütungsklasse II

Die vorgesehene Vergütungsstruktur des Referentenentwurfs ist im Wesentlichen bezogen auf die Art, die Menge und die Zusammensetzung der eingesetzten Inputstoffe der Anlagen. Während das EEG 2009 Boni für den Einsatz von NawaRo sowie einen Mindestanteil von Gülle im Substratmix vorsah, werden im Entwurf des EEG 2012 Rohstoffvergütungsklassen eingeführt. Diese ermöglichen grundsätzlich den Einsatz verschiedener Substrate, die jedoch je nach ihrer Art sowie ihrer max. Einsatzmenge (Mais, Körnergetreide) weiteren Regelungen bzw. Klassifizierungen unterliegen. Das Vergütungssystem in Abhängigkeit der Einsatzstoffe ist demnach deutlich komplexer als die bisherige Vorgehensweise des EEG 2009. Es wird deswegen von Biogasrat e.V. in dieser Form abgelehnt. Dies soweit als Vorbemerkung.

Sollte die Regierungskoalition die im Referentenentwurf vorgeschlagenen Regelungen aufrecht erhalten, bedarf es notweniger Nachweise, die bislang im Gesetz nicht vorgesehen sind. Um eine ordnungsgemäße und geregelte Inanspruchnahme des NawaRo- und des Güllebonus in Anspruch zu nehmen, werden nach dem EEG 2009 Umweltgutachter mit der Prüfung und Bilanzierung der Inputmaterialien sowie mit der Erstellung entsprechender jährlicher Bescheinigungen beauftragt. Auf der Grundlage dieser durch unabhängige Dritte erstellten objektiven Zertifikate entscheiden die Netzbetreiber über die Auszahlung der Boni. Diese unabhängige Prüfebene ist im Referentenentwurf zum EEG 2012 nicht enthalten. Faktisch wird die Pflicht der Prüfung der beantragten Vergütung sowie der entsprechenden Boni für die unterschiedlichen Einsatzstoffklassen auf die Netzbetreiber verlagert. Die Einhaltung der rechtlich vorgegebenen Kriterien zur Vergütung ist aus unserer Sicht allein aufgrund der Vielzahl der jährlichen Anträge nicht, oder nur mit hohem personellen und organisatorischen Mehraufwendungen seitens der Netzbetreiber, zu gewährleisten. Darüber hinaus ist weder ein abgestimmtes Dokumentationswesen der Einsatzstoffe noch ein einheitliches Prüfschema der Netzbetreiber zu erwarten. Das vorgesehene System führt daher zu einer Aushöhlung der eigentlichen Regelungsabsicht. Dies vor dem Hintergrund, dass die mit dem EEG 2009 eingeführten Prüfsysteme mittels Umweltgutachter insbesondere die Einsatzstoffbilanzierung vollständig von neutralen Dritte erbracht werden. Die Bearbeitung der Aufgaben durch die Umweltgutachter hat sich fachlich etabliert und ermöglicht eine unabhängige und einheitliche Beurteilung der Vergütungsansprüche der einzelnen Anlagen. Aus diesem vorhandenen etablierten System verabschiedet sich der Referentenentwurf. Neben den fachlichen und ablauftechnischen Nachteilen die der Entwurf an dieser Stelle mit sich bringt, geht aus unserer Sicht damit ein Instrument zur Akzeptanz- und Vertrauensbildung gegenüber der Öffentlichkeit verloren.

EEG 2012

Wichtige Aspekte der Biogaseinspeisung

Das Standort und Zeitpunkt der Errichtung von Biogaseinspeiseanlagen und dezentralen KWK-Anlagen naturgemäß auseinanderfallen und natürlich auch im Hinblick auf die jeweilige Leistungsklasse nichts miteinander zu tun haben, müssen die Aspekte in EEG 2012 angemessen berücksichtigt werden.

Wir erachten es als notwendig, dass der Gesetzgeber folgendes berücksichtigt: Im Gegensatz zu Verstromungsanlagen sind bestehende Biogaseinspeiseanlagen darauf angewiesen, dass über die Betriebszeit hinweg neu versorgte BHKW mindestens die Einspeisekonditionen erhalten, die zur Bauzeit der Einspeiseanlage galten.

Hintergrund ist, dass in aller Regel bei der Inbetriebnahme der Biogaseinspeiseanlage bei weitem nicht die gesamte Gasmenge bereits fest an existierende BHKW vertraglich gebunden ist.

Offensichtlich geht der Gesetzgeber auch davon aus, dass eine 1:1 Beziehung zwischen Biogaseinspeiseanlage und verstromendem BHKW besteht, was jedoch nicht der Fall ist. Im Detail wird dies im Folgenden deutlich gemacht.

1) Trennung der Vergütung von Vor-Ort-Verstromung von Biogas und dezentraler Verstromung von eingespeistem Bio-Erdgas. Hierbei müssen die unten aufgezählten Regelungen getroffen werden:

„Bestandsschutz“ und „zeitliche Degression“: die Vergütung des Stromes bei Nutzung von Bio-Erdgas ist nach Wahl des Betreibers der Verstromungsanlage nach den Eigenschaften (Inbetriebnahmejahr) der Biogaserzeugungssanlage zu bemessen, oder nach den zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Verstromungsanlage geltenden Regelungen.

Begründung:

Im Bereich Biogas ist die Systematik des EEG bislang ausschließlich an einer Vor-Ort-Verstromung orientiert. Das EEG legt Vergütungssätze fest, die dem Stand der Technik im Jahr der Inbetriebnahme einer Biogasanlage und der verwendeten Technologie (Technologiebonus) entsprechen. Ein Fortschritt in der Biogastechnologie und damit verbundene Kostensenkungen werden unter anderem durch die Degressionen in der Vergütung bei späterer Inbetriebnahme abgebildet. Bei der Vor-Ort-Verstromung ist dieses Prinzip unproblematisch, da sowohl die Biogaserzeugung (Fermenter), als auch die Biogasverwertung (i. d. R. BHKW) in der Regel im selben Jahr in Betrieb gehen und somit einen einheitlichen Stand der Technik aufweisen.

Der Erzeuger, der seine Biogasanlage später baut und in Betrieb nimmt, kann beim Bau vom technischen Fortschritt profitieren und niedrigere Gestehungskosten bei der Stromproduktion erzielen. Kurz gesagt: Die Anlage, die 2015 in Betrieb geht, kann den

Strom (möglicherweise) preiswerter produzieren, als diejenige, die 2010 in Betrieb gegangen ist und deshalb ist ein Absinken der Vergütung bei späterer Inbetriebnahme eventuell sachgerecht.

Bei der dezentralen Verstromung von eingespeistem Biomethan ist dies jedoch nicht der Fall. So kann beispielsweise ein im Jahr 2015 in Betrieb genommenes BHKW Biomethan aus einer im Jahr 2010 in Betrieb genommenen Biogasanlage beziehen und verstromen. Orientiert sich der Vergütungssatz für diesen erzeugten Strom ausschließlich am Inbetriebnahmejahr 2015 des BHKW, so wird der Vergütungssatz tendenziell zu gering sein. Denn die Biogasanlage aus dem Jahr 2010, die das Biomethan einspeist, kann nicht den technischen Stand von 2015 aufweisen und produziert tendenziell teurer als neue Anlagen. Deshalb können später in Betrieb gegangene Verwertungsanlagen, wie BHKW, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten kein Gas von früher in Betrieb gegangenen Biogasanlagen beziehen. Damit werden diese Biomethan einspeisenden Altanlagen sukzessive aus dem Markt gedrängt und das Ziel des EEG, über die Anlagenlebensdauer (in der Regel 20 Jahre) einen wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen zu realisieren, wird nicht erreicht. Schlimmer noch: potenzielle Anlagenbetreiber werden sich dieses Umstandes zunehmend bewusst und werden deshalb keine Investitionen tätigen, da diese perspektivisch entwertet werden.

Bei einer räumlichen Aufteilung von Biogasherstellung sowie –einspeisung auf der einen Seite und Biogasverstromung auf der anderen Seite, wird der Hauptteil der Stromgestehungskosten durch die Biogasherstellung bestimmt. Der technische Fortschritt bei BHKW in der Leistungsklasse über 150 kW ist sehr gering. Es sind nur marginale Fortschritte im Wirkungsgrad zu erreichen.

Ebenso würde eine Änderung der Vergütungsregeln für zukünftige Anlagen die bestehenden Verstromungsanlagen nicht betreffen, sehr wohl aber bestehende Bio-Erdgas Einspeiseanlagen. Diese wurden gebaut und auch die entsprechenden Handelsverträge wurden geschlossen im Vertrauen darauf, die jeweiligen Vergütungsregeln des Inbetriebnahmejahres für die Verstromung anwenden zu können. Eine (in diesem Falle vom Effekt her rückwirkende) Änderung der Vergütungsregeln für zukünftig in Betrieb genommene BHKW würde den im Vertrauen auf den Bestandsschutz des EEG geplanten Absatzmarkt für diese Einspeiseanlagen zerstören. Deshalb muss die Möglichkeit bestehen, die Vergütung der Verstromung an die Eigenschaften der Biogaserzeugungsanlage und die zum Zeitpunkt ihrer Errichtung geltenden Regelungen zu binden. Nur so ist gesichert, dass der Bestandsschutz auch bei zukünftigen Änderungen der gesetzlichen Bedingungen gewährleistet ist.

2) Einsatzstoffabhängige Vergütung:

Jegliche Beschränkung des Substratmixes verletzt auch den Bestandsschutz für bestehende Biomethan-Einspeiseanlagen: bestehende Anlagen sind technisch und vertrag-

lich auf ihre derzeitigen Substratversorgung ausgerichtet. Um jedoch auch zukünftig Absatz für ihr Biomethan zu finden, sind sie auch auf Absatz in zukünftig zu errichtende Verstromungsanlagen angewiesen.

3) Differenzierung der Vergütung nach Leistungsklassen

Es wird weiterhin übersehen, dass gerade größere Verstromungsanlagen (typischerweise größer 1,5 MW) wegen der Anbindung an träge Wärmesenken hervorragend zur Bereitstellung von Regelenergie und damit zur System- und Netzintegration beitragen können. Dieser Beitrag ist unverzichtbar für die Umstellung eines höheren Anteils von EE (Ausgleich der schwankenden Einspeisung Wind / PV). Diese Anlagen müssen deutlich besser gefördert werden (Anrechnung vermiedener negativer externer Effekte).

EEG 2012 Ergänzende Stellungnahme

Ermittlung des Energieertrags auf Grundlage der Energiestandardwerte in Vergütungsklasse II

Die vorgesehene Vergütungsstruktur des Referentenentwurfs ist im Wesentlichen bezogen auf die Art, die Menge und die Zusammensetzung der eingesetzten Inputstoffe der Anlagen. Während das EEG 2009 Boni für den Einsatz von NawaRo sowie einen Mindestanteil von Gülle im Substratmix vorsah, werden im Entwurf des EEG 2012 Rohstoffvergütungsklassen eingeführt. Diese ermöglichen grundsätzlich den Einsatz verschiedener Substrate, die jedoch je nach Ihrer Art sowie ihrer max. Einsatzmenge (Mais, Körnergetreide) weiteren Regelungen bzw. Klassifizierungen unterliegen. Das Vergütungssystem in Abhängigkeit der Einsatzstoffe ist demnach deutlich komplexer als die bisherige Vorgehensweise des EEG 2009. Es wird deswegen von Biogasrat e.V. in dieser Form abgelehnt. Dies soweit als Vorbemerkung.

Sollte die Regierungskoalition die im Referentenentwurf vorgeschlagenen Regelungen aufrecht erhalten, bedarf es notwendiger Nachweise, die bislang im Gesetz nicht vorgesehen sind. Um eine ordnungsgemäße und geregelte Inanspruchnahme des NawaRo- und des Güllebonus in Anspruch zu nehmen, werden nach dem EEG 2009 Umweltgutachter mit der Prüfung und Bilanzierung der Inputmaterialien sowie mit der Erstellung entsprechender jährlicher Bescheinigungen beauftragt. Auf der Grundlage dieser durch unabhängige Dritte erstellten objektiven Zertifikate entscheiden die Netzbetreiber über die Auszahlung der Boni. Diese unabhängige Prüfebene ist im Referentenentwurf zum EEG 2012 nicht enthalten. Faktisch wird die Pflicht der Prüfung der beantragten Vergütung sowie der entsprechenden Boni für die unterschiedlichen Einsatzstoffklassen auf die Netzbetreiber verlagert. Die Einhaltung der rechtlich vorgegebenen Kriterien zur Vergütung ist aus unserer Sicht allein aufgrund der Vielzahl der jährlichen Anträge nicht, oder nur mit hohem personellen und organisatorischen Mehraufwendungen seitens der Netzbetreiber, zu gewährleisten. Darüber hinaus ist weder ein abgestimmtes Dokumentationswesen der Einsatzstoffe noch ein einheitliches Prüfschema der Netzbetreiber zu erwarten. Das vorgesehene System führt daher zu einer Aushöhlung der eigentlichen Regelungsabsicht. Dies vor dem Hintergrund, dass die mit dem EEG 2009 eingeführten Prüfsysteme mittels Umweltgutachter insbesondere die Einsatzstoffbilanzierung vollständig von neutralen Dritte erbracht werden. Die Bearbeitung der Aufgaben durch die Umweltgutachter hat sich fachlich etabliert und ermöglicht eine unabhängige und einheitliche Beurteilung der Vergütungsansprüche der einzelnen Anlagen. Aus diesem vorhandenen etablierten System verabschiedet sich der Referentenentwurf. Neben den fachlichen und ablauftechnischen Nachteilen die der Entwurf an dieser Stelle mit sich bringt, geht aus unserer Sicht damit ein Instrument zur Akzeptanz- und Vertrauensbildung gegenüber der Öffentlichkeit verloren.