

Zusammenfassung:

Positionspapier zum EEG-Referentenentwurf vom 30. Mai 2011 mit Schwerpunkt:

Regelungen zum Einsatz von Biomethan. *Stand 01.06.2011*

Erstellt durch die Arbeitsgruppe „Politischer Rahmen für Biomethan“ des Projekts „biogaspartner“ der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Die Nutzung von ins Erdgasnetz eingespeistem Biomethan stellt aufgrund der Möglichkeit zur flexiblen und bedarfsgerechten Stromerzeugung (Ausgleichsenergie) einen zentralen Baustein im Energiemix der Zukunft dar. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 sechs Mrd. Nm³ Erdgas durch Biogas zu ersetzen. Hierfür werden ca. 1.200 Biomethan-Einspeiseanlagen (mittlerer Größe) im Jahr 2020 erforderlich. Das EEG ist das maßgebliche Instrument zur Sicherstellung der angestrebten Marktentwicklung, wobei der aktuelle Zubau mit ca. 20 neuen Anlagen pro Jahr deutlich hinter der notwendigen Zubaurate von 100 Anlagen pro Jahr liegt. Der Novellierung des EEG 2012 fällt vor diesem Hintergrund eine besondere Bedeutung zu. Der Referenten-Entwurf vom 30. Mai enthält bezüglich der Biogaseinspeisung Regelungen, die die ohnehin schleppende Marktentwicklung ab 2012 weiter behindern würden. Diese sind vor allem:

- 1) **Einsatzstoffe: Die Begrenzung des Mais- und Getreidekornanteils im Substratmix löst nicht Probleme einseitiger Fruchtfolgen;** vielmehr würden der Flächendruck als auch die Biogaserzeugungskosten dadurch erhöht. Durch Entkopplung des Gülle- vom NawaRo-Bonus wurde den Fehlreizen des EEG 2009 im EEG 2012 -Referentenentwurf bereits ausreichend entgegengewirkt. Weitere Regelungen sollten im landwirtschaftlichen Fachrecht vorgenommen werden.
- 2) **Vergütungshöhe: Impulse für den erforderlichen Anlagen-Zubau sind nicht ausreichend;** die Erschließung des KWK-Potenzials im Leistungsbereich bis 5 MW kann nicht erreicht werden. Durch Begrenzung der Einsatzstoffe (s.o.) entstehen zusätzliche Kostensteigerungen.
- 3) **Markt- und Systemintegration: Mechanismen sind mit derzeitiger Parametrierung wirkungslos;** Biomethan-Anwendungen werden mit der Ausgestaltung der vorgesehenen Instrumente Grünstromprivileg, gleitende Marktprämie und Flexibilitätsprämie nicht näher an den Markt herangeführt.
- 4) **Bestandsschutz: Rückwirkende Änderungen beschädigen das Vertrauen der Investoren und Banken in das EEG;** die Finanzierung („Bankability“) von Projekten würde durch Aufhebung des Bestandsschutz-Grundsatzes massiv erschwert; Beispiele für diese Änderungen wären: 1. Schlechterstellung von Bestandsanlagen zur Biomethanerzeugung gegenüber neuen Erzeugungsanlagen hinsichtlich der erzielbaren EEG-Vergütung bei der Biomethan-Verstromung; 2. Rückwirkende Reduzierung des Gülle-Bonus um 50 Prozent.

Ausführungen zum Positionspapier zum EEG-Referentenentwurf vom 30. Mai 2011

Vorbemerkungen

Die Marktentwicklung Biomethan benötigt dringend Impulse, um den angestrebten und notwendigen Beitrag im Energiemix leisten zu können

Der Entwurf des EEG-Erfahrungsberichts vom 3. Mai 2011 stellt in Kapitel 3.3.2 eine allgemeine Einführung zur Marktentwicklung von Biomethan dar. Darin wird festgestellt, dass das Marktwachstum mit 50 Einspeiseanlagen im Dezember 2010 zwar bereits beachtlich ist, sich der weitere Zubau jedoch „nur zögerlich“ entwickelt. Diese Einschätzungen decken sich mit den Daten und Prognosen, die die dena im Rahmen des Projekts „biogaspartner“ regelmäßig erhebt (www.biogaspartner.de). Vor dem Hintergrund der Zielsetzung der Bundesregierung, im Jahr 2020 sechs Mrd. Nm³ Erdgas durch Biogas zu ersetzen (entspricht Zubaurate von ca. 100 Anlagen pro Jahr), ist dieser Ausbau bei weitem zu gering, weshalb einer verstärkten Förderung für die Biogaseinspeisung im Rahmen des EEG 2012 eine zentrale Bedeutung zufällt.

Auf Basis des EEG-Erfahrungsberichts ist am 30. Mai 2011 der EEG-Referentenentwurf veröffentlicht worden. Im Sinne einer fokussierten Diskussion und im Licht des vorgegebenen parlamentarischen Zeitplans konzentriert sich das vorliegende Dokument auf den drängendsten Anpassungsbedarf im EEG-Referentenentwurf vom 30.05.2011 in Bezug auf die Nutzung von ins Erdgasnetz eingespeistem Biomethan zur Stromerzeugung. Die nachfolgenden Darstellungen werden von den in der AG Politik der Biogaspartnerschaft vertretenen Akteuren getragen.

Zu 1) Einsatzstoffe

Die Begrenzung des Mais- und Getreidekornanteils im Substratmix ist eine Stellvertreterdiskussion: Das EEG kann landwirtschaftliches Fachrecht nicht ersetzen

Der Entwurf des Erfahrungsberichts enthält an verschiedenen Stellen pauschalisierend-kritische Formulierungen gegenüber der Biogaserzeugung. So wird beispielsweise als Grund für Mais-Monokulturen die EEG-Förderung für Energiemais genannt. Dabei werden andere Einflussfaktoren außer Acht gelassen und die EEG-Förderung einseitig als Ursache für Missstände etwa in der Einhaltung der Fruchtfolge angeführt.

Die im Erfahrungsbericht dargestellte Zunahme des Maisanbaus beschränkt sich v.a. auf einzelne, viehreiche Regionen, in denen aus Gründen der Futtermittelbereitstellung traditionell bereits ein hoher Maisanteil vorliegt. Beispielhaft sei hier ein Landkreis mit einem der höchsten Maisanteile in Deutschland angeführt, der niedersächsische Landkreis Cloppenburg. In diesem Landkreis wird auf 57,3 Prozent der Ackerfläche Mais angebaut. Eine genauere Betrachtung zeigt, dass nur 13,7 Prozent der Ackerfläche auf „Biogasm Mais“ entfallen, während rund 43,6 Prozent der Ackerfläche der Futtermittelproduktion auf Basis von Mais dienen. Die im EEG 2009 verankerte Kopplung des Gülle-Bonus an den NawaRo-Bonus hat in Regionen wie dieser zu einer weiteren Konzentration geführt, da über den Gülle-Bonus verstärkt auch der Energiepflanzenanbau in den Regionen mit hohem Gülleaufkommen angereizt wurde. Dieser Fehlentwicklung wird bereits durch die im EEG-Referentenentwurf vorgeschlagene anteilige Vergütung entsprechend der tatsächlichen Energieausbeu-

te der Einsatzstoffe (und damit Entkopplung von Gülle- und NawaRo-Bonus) ursächlich entgegengewirkt. Vor diesem Hintergrund ist es fachlich nicht begründbar und in der Sache nicht zielführend, den durch einen Fehlanreiz vereinzelt lokal bis regional aufgetretenen Effekten („Vermaisung“) durch eine neue, pauschalisierte und bundesweit wirkende Maßnahme zu begegnen. So stellt Mais in vielen Regionen Deutschlands eine Bereicherung der Fruchtfolge dar: Auf nur ca. 20 Prozent der Ackerfläche in Deutschland wird Mais angebaut, für den Energiemais beträgt dieser Anteil nur 5 Prozent.

Eine Begrenzung des Maisanteils im Substratmix setzt daher an der falschen Stelle an. Das eigentliche Problem, die Nichteinhaltung der Fruchtfolge im Rahmen eines modernen und naturverträglichen Ackerbaus, kann so nicht gelöst werden. Die formulierte Restriktion ist daher weder fachlich sinnvoll noch zielführend. Die Regelung würde zwangsläufig zu einem höheren Flächenverbrauch und zu höheren Gestehungskosten für die Biogasproduktion führen. Berechnungen aus dem Projektpartnerkreis gehen davon aus, dass beispielsweise eine Begrenzung des Maisanteils im Substratmix auf 60 Prozent bezogen auf die Energieausbeute (Vorschlag des EEG-Referentenentwurfs vom 17.05.2011) die Stromgestehungskosten aus Biogas durch die höheren Aufwände zur Rohstoffbereitstellung um ca. 2 €cent/kWh_{el} steigen lassen würden. In diesem Wert sind anlagenseitig notwendige Anpassungen, die beispielsweise durch den höheren Biomassedurchsatz entstehen, noch nicht berücksichtigt und würden zu weiteren Kostensteigerungen der Biomethanproduktion führen.

Im Kern ist die Frage zu stellen, ob das EEG als Ersatz für ein bezüglich der Ausgestaltung und des Vollzuges noch zu optimierendes Fachrecht genutzt werden sollte. Regelungen zur Begrenzung einseitiger Fruchtfolgen (Kulturartenverhältnis) als auch Begrenzungen der betrieblichen Anbauflächen für einzelne Früchte sollten prinzipiell im Rahmen der „Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP)“ geregelt werden, unter Berücksichtigung von Kontrollmöglichkeiten und -aufwand. Nicht zuletzt lässt sich die Frage einseitiger Fruchtfolgen, wie oben anhand des Landkreises Cloppenburg dargestellt, nicht durch Regelungen für den Energiepflanzenanbau lösen.

Als Fazit aus diesen Überlegungen kann über das EEG keine Lösung für ursächlich mitverantwortliche Rahmenbedingungen außerhalb des EEG gefunden werden. Durch die im Referentenentwurf vorgesehene Entkopplung des Gülle- vom NawaRo-Bonus wurden die innerhalb des EEG zu regelnden Aspekte sinnvoll und gegenüber den durch das EEG 2009 ausgelösten Fehlentwicklungen korrigiert. Darüber hinausgehende Anpassungen sollten im entsprechenden Fachrecht vollzogen werden.

Zu 2) Vergütungshöhe

Impulse für den Zubau von Biogas-Einspeiseanlagen nicht ausreichend

Zur Einschätzung der Wirkung der Regelungen des EEG-Referentenentwurfs auf die Marktentwicklung von Biomethan ist die erreichbare Vergütungshöhe für die Stromproduktion aus Biomethan die zentrale Kenngröße. Die Abbildung auf Seite 4 stellt die Vergütung von EEG-Strom aus Biomethan (EEG 2009 und Referentenentwurf 2012) und die Stromgestehungskosten auf Basis aktueller Marktdaten einander gegenüber. Folgendes kann festgestellt werden:

Der Vergleich der Vergütungshöhe des EEG 2009 (orange Linie) und der Vergütungshöhe des EEG-Referentenentwurfs (grüne Linie) zeigt, dass die Nutzung von Biomethan in größeren Blockheizkraftwerken (BHKW) mit den Vorschlägen des EEG-Referentenentwurfs 2012 verbessert wird. Die Erhöhung der Vergütung

im größeren Leistungsbereich bis 5 MW folgt generell einer Empfehlung, die im Rahmen der Studie „Biome-
than im KWK- und Wärmemarkt“ von der Biogaspartnerschaft bereits 2010 ausgesprochen wurde und den
Biomethan-Einsatz insbesondere auch in industriellen Anwendungen befördern soll.

Die Gegenüberstellung der Vergütungshöhe des EEG-Referentenentwurfs mit den Stromgestehungskosten
auf Basis aktueller Marktdaten (hellblaues Band) offenbart jedoch, dass sich die Parametrierung der an Lei-
stungsklassen orientierten Vergütungssätze (Grundvergütung) weder an den tatsächlichen Kostenstrukturen
noch an der Effizienz der Stromerzeugung orientiert. In Kombination mit der einsatzstoffabhängigen Vergü-
tung sind sie in keinem betrachteten Anwendungsfall auskömmlich. Die Vergütungssätze liegen über alle
Leistungsklassen um bis zu 2 ct/kWh unter dem tatsächlichen Bedarf.

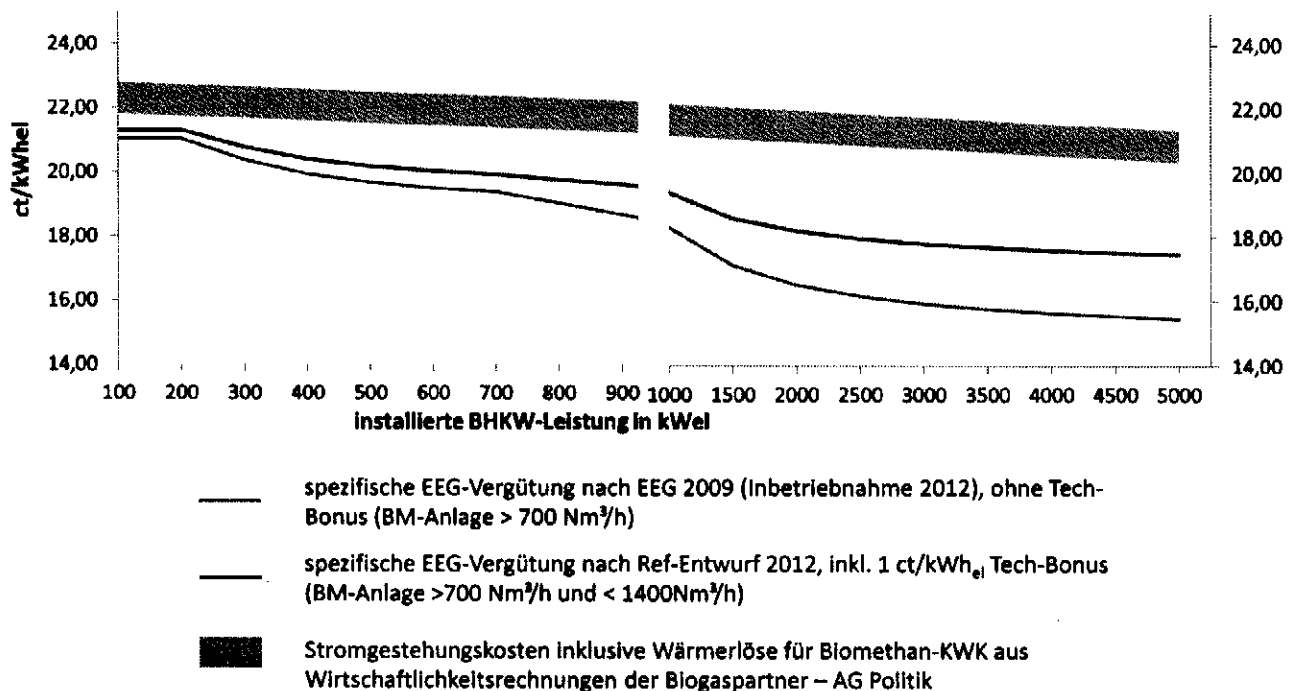


Abbildung: Gegenüberstellung der Vergütung von EEG-Strom aus Biomethan (EEG 2009 und Referentenentwurf 2012) und Stromgestehungskosten (Marktdaten)

Annahmen: 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr; Kapazität der Biomethananlage > 700 Nm³/h und < 1.400 Nm³/h; Ausschließlicher Einsatz von Substraten der Rohstoffklasse I (gem. Ref. Entwurf 2012); Wärmeerlöse: 4,6 €ct/kWh_{th} (200 kW_{el}) bis 2,8 €ct/kWh_{th} (5.000 kW_{el}); Wärmenutzungsgrad: 100%; **Quelle:** EEG-Referentenentwurf 2012 (30.05.2011); EEG 2009; Marktdaten biogaspartner AG Politik 2011

Im Ergebnis der durchgeführten Betrachtungen ist durch die im Referentenentwurf vorgeschlagene Vergütungshöhe für die Stromerzeugung aus Biomethan nicht der notwendige Impuls für die Marktentwicklung zu erwarten. Eine auch nur annähernde Potenzialerschließung im Sinne der Biomethan-Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2020 rückt damit in weite Ferne, und damit die Chance, einen wichtigen Baustein des zukünftigen Energiesystems gemäß der vorhandenen Möglichkeiten der Bioenergie zu entwickeln.

Zu 3) Markt- und Systemintegration

Mit den vorgeschlagenen Maßnahmen und Parametrierung können Biomethan-Anwendungen nur bedingt in den Markt und das Energiesystem integriert werden.

Der EEG-Referentenentwurf verfolgt das Ziel, u.a. Biogasanlagen an den Markt heran zu führen und sie in das Energiesystem bestmöglich zu integrieren. Mit den aufgeführten Maßnahmen kann eine Markt- und Systemintegration von Biomethan-Anwendungen jedoch nur bedingt erreicht werden.

Die vorgeschlagene gleitende Marktprämie wird Biomethananlagenbetreiber nicht dazu anreizen, in die Direktvermarktung zu wechseln. Die vorgesehene Managementprämie ist zu niedrig, um einen ausreichenden Anreiz darzustellen. Dies ist vor allem in dem nicht berücksichtigten Risikoaufschlag sowie Handelsanbindungskosten begründet, die für Biomethananlagen beim Systemwechsel anfallen würden. Es ist nicht akzeptabel, einen Anreiz für die Nutzung der Marktprämie zu setzen, indem an anderer Stelle auf Effizienzanforderungen bezüglich der Wärmenutzungspflicht verzichtet wird.

Auch das Grünstromprivileg bietet in der Ausgestaltung des EEG-Referentenentwurfs keinerlei Anreiz zur Nutzung. Mit Begrenzung auf 2 ct/kWh in Verbindung mit der Anforderung, 30 % der Strommenge aus fluktuierenden EE-Anlagen zu liefern (bei gleichzeitiger Aberkennung der vermiedenen Netzentgelte), wäre das Direktvermarktungsmodell für Energiehändler/-versorger nicht mehr wirtschaftlich anwendbar.

Durch die Anforderung einer 100%igen Wärmenutzung benötigen Biomethan-Anwendungen zwingend Optionen zur Wärmespeicherung, um bedarfsorientiert Strom zu erzeugen. Die Flexibilitätsprämie zur bedarfsgerechten Stromerzeugung stellt in ihrer jetzigen Ausgestaltung mit einer Kapazitätskomponente in Höhe von 130 €/kW keinen ausreichenden Anreiz dar, um Mehrinvestitionen in Wärmespeicher und Generatorenkapazität zu decken. In Verbindung mit dem erforderlichen Wechsel in die gleitende Marktprämie ist damit kein Anreiz zur bedarfsgerechten Stromerzeugung durch Biomethananlagen zu erwarten.

Als Fazit aus diesen Überlegungen sollten die angedachten Mechanismen bezüglich ihrer Struktur & Parametrierung auf den Anwendungsfall Biomethan angepasst werden, oder die Aufnahme alternativer Instrumente in Betracht gezogen werden.

Zu 4) Bestandsschutz

Der Grundsatz des Bestandsschutzes muss erhalten bleiben, um das Vertrauen in das EEG zu wahren und die Investitionsbereitschaft sicherzustellen.

Der Bestandsschutz für auf Basis des EEG betriebene Biogasanlagen ist ein wesentlicher Eckpfeiler der Erfolgsgeschichte des EEG. Er führt zu Marktvertrauen durch Investitionssicherheit, sowohl auf Seiten der Betreiber als auch der Finanzierer von Projektvorhaben.

Der EEG-Referentenentwurf vom 30.05.2011 enthält bezüglich des Bestandsschutzes kritisch zu beurteilende Regelungen im Kontext Biogas/Biomethan. Nachfolgend werden zwei davon näher ausgeführt:

1. Schlechterstellung von Bestandsanlagen zur Biomethanerzeugung gegenüber neuen Biomethan-Erzeugungsanlagen hinsichtlich der erzielbaren EEG-Vergütung bei der Biomethan-Verstromung

Im Bereich Biogas ist die nachfolgend kurz erläuterte 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 berücksichtigt. Bei der Vor-Ort-Verstromung ist dieses Prinzip sinnvoll, da sowohl die Biogaserzeugung (Fermenter) als auch die Biogasverwertung (BHKW) in der Regel im selben Jahr in Betrieb gehen und somit einen einheitlichen Stand der Technik aufweisen.

Bei der Verstromung von eingespeistem Biomethan in dezentralen BHKWs stellt sich dieser Zusammenhang jedoch grundsätzlich anders dar. 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 Inbetriebnahmehjahr 2015 des BHKW (wie im EEG-2009 und EEG-Referentenentwurf vorgesehen), so wird der Vergütungssatz tendenziell zu gering sein, da die Biogasanlage aus dem Jahr 2010, die das Biomethan einspeist, nicht den technischen Stand von 2015 aufweist und in Folge teurer produziert als neue Anlagen. Für später in Betrieb gegangene Verwertungsanlagen, wie BHKW, wird es dadurch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten unattraktiv, Gas von früher in Betrieb gegangenen Biomethan-Erzeugungsanlagen zu beziehen. Damit entsteht für diese Biomethan-Erzeugungsanlagen (Altanlagen) ein Wettbewerbsnachteil gegenüber Neuanlagen, und das Ziel des EEG, über die Anlagenlebensdauer (in der Regel 20 Jahre) einen wirtschaftlichen Betrieb zu realisieren, wird nicht erreicht. Bei dieser Überlegung ist zu berücksichtigen, dass bei einer räumlichen Aufteilung von Biogasherstellung sowie -einspeisung auf der einen Seite und Biogasverstromung auf der anderen Seite, der Hauptteil der Stromgestehungskosten durch die Biogasherstellung bestimmt wird. Der technische Fortschritt auf Seite der Biogasverstromung (BHKW) ist sehr gering.

Es wäre daher sinnvoll, die Vergütung der Verstromung an die Eigenschaften der Biogaserzeugungsanlage und die zum Zeitpunkt ihrer Errichtung geltenden Regelungen zu binden. So kann sichergestellt werden, dass der Bestandsschutz auch bei zukünftigen Änderungen der gesetzlichen Bedingungen gewährleistet ist. Als mögliche Lösung würde sich anbieten, die Vergütung des Stromes bei Nutzung von Biomethan nach Wahl des Betreibers der Verstromungsanlage entweder (a) nach den Eigenschaften (Inbetriebnahmehjahr) der Biogaserzeugungsanlage zu bemessen, oder (b) nach den zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Verstromungsanlage geltenden Regelungen.

2. Rückwirkende Reduzierung des Gülle-Bonus um 50 Prozent

Aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutzes wird dringend davon abgeraten, die im EEG-Referentenentwurf vorgesehene rückwirkende Kürzung des Güllebonus um 50 Prozent für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 umzusetzen. Die vorgesehene Kürzung erscheint fachlich nicht gerechtfertigt, da zahlreiche Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 08. Juni 2008 auf Grundlage des Güllebonus des EEG 2009 erhebliche Zusatzinvestitionen getätigt haben, um den Einsatz von Gülle in ihren bestehenden Anlagen als auch weitere Effizienzsteigerungen zu ermöglichen. Maßgabe dieser Investitionen war die gesetzlich garantierte Vergütung auf Basis des Gülle-Bonus.

Es wäre dem Vertrauen in das EEG abträglich, wenn in diesem Fall erneut, wie zuvor schon im Falle des Anlagenbegriffs (§ 3 Nr. 1, § 19 EEG 2009), der Grundsatz des Bestandsschutzes beeinträchtigt würde. Wie im Koalitionsvertrag der Bundesregierung bekräftigt, sollte daher an dem Grundprinzip des Bestandsschutzes auch im Rahmen der EEG-Novelle 2012 unbedingt festgehalten werden.

Weitere Punkte

Bereitstellung von Prozesswärme für die Gasaufbereitung sollte für alle Größen von Gasaufbereitungsanlagen als Wärmenutzung im Rahmen der Positivliste zugelassen werden

Die im Referentenentwurf vom 30.05.2011 vorgesehene Einschränkung auf Gasaufbereitungsanlagen mit einer Nennleistung größer 350 Normkubikmeter aufbereitetes Biogas pro Stunde ist fachlich nicht begründbar.

Mobilisierung alternativer Einsatzstoffe über Anreize fördern anstelle von Verboten

Aus Gründen des Naturschutzes und Förderung der Biodiversität ist die durch das EEG 2012 verfolgte Zielsetzung, alternative Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung zu befördern, ausdrücklich zu begrüßen. Dies sollte auch entsprechend angereizt werden. Der EEG-Referentenentwurf sieht eine ordnungsrechtliche Vorgabe der maximalen Nutzung der Einsatzstoffe Mais und Getreide vor (siehe Punkt 2). Diese Vorgabe wird jedoch nur bedingt zur Mobilisierung ökologisch sinnvoller neuer Energiepflanzen beitragen. Ein Vorschlag wäre, für die Geltungsdauer des EEG 2012 vielversprechende Stoffe, wie etwa Hirse oder Zuckerrübe, in die Rohstoffkategorie II aufzunehmen. Damit kann dem Mehraufwand auf Betreiberseite Rechnung getragen werden und innovative Substratkonzepte befördert werden. Im Rahmen der vierjährigen EEG-Überprüfung sollte die Wirkung der Anreizung überprüft werden und entsprechend der Etablierung alternativer Substratkonzepte eine Anpassung der Förderung erfolgen.

Ausschließlichkeitsprinzip beim Rohstoffeinsatz aufheben, Trennung zwischen Abfall(behandlungs)anlagen und landwirtschaftlichen Biogasanlagen beibehalten

Der Vorschlag, dass künftig Einsatzstoffe aus unterschiedlichen Vergütungsklassen (Grundvergütung und zwei Rohstoffklassen) gemeinsam zur Biogaserzeugung eingesetzt werden können, ist prinzipiell zu begrüßen, da er auf Betreiberseite die Flexibilität erhöht.

Im Zusammenhang mit dieser Regelung ergeben sich jedoch verschiedene Fragestellungen, wie beispielsweise die gegebenenfalls fehlende Qualifikation des (NawaRo-)Anlagenbetreibers oder die fehlende Genehmigung der NawaRo-Anlage zum gleichzeitigen Einsatz von Abfällen. Auswirkungen entstehen zudem für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Abfall-Bestandsanlagen, da ihnen „Mischanlagen“ nach dem neuen EEG die Rohstoffbasis durch eine höhere Zahlungsbereitschaft streitig machen können.

Ein weiterer Aspekt ist der Einsatz von tierischen Abfallprodukten in NawaRo-Anlagen. Hier besteht die Gefahr, dass die lokale Akzeptanz von Biogasanlagen Schaden nimmt. Hier sei auf Erfahrungswerte und Diskussionen anlässlich der Einführung des Ausschließlichkeitsprinzips im Jahr 2004 verwiesen. Auf Basis der Erfahrungswerte aus dieser Diskussion wird vorgeschlagen, weiterhin eine Trennung zwischen Abfallbehandlungsanlagen und landwirtschaftlichen Biogasanlagen vorzunehmen (vgl. Kreislaufwirtschaftsgesetz). Als Voraus-

setzung für die Aufhebung des Ausschließlichkeitsgrundsatzes sollte daher formuliert werden, dass Abfälle aus der Fleisch/Fischverarbeitung (BioAbfallVO) nicht unter die Regelungen fallen. Alternativ könnte die Rohstoffbasis auch auf Rest- und Abfallstoffe pflanzlichen Ursprungs und aus der Tierhaltung begrenzt werden. Ein Vorschlag in diesem Zusammenhang wäre, dass Stoffe, die tierische Bestandteile enthalten können, nach EEG 2012 nicht in Anlagen eingesetzt werden dürfen, die Vergütungen der Rohstoffklassen I und II erhalten. Umgekehrt können Abfallanlagen mit Grundvergütung Stoffe aus den Rohstoffklassen I und II einsetzen, erhalten hierfür jedoch nur die Grundvergütung.

Disclaimer

Dieses Dokument wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe „Politischer Rahmen für Biomethan“ des dena-Projekts biogaspartner (www.biogaspartner.de) erstellt. Die vorstehenden Darstellungen werden von den Teilnehmern der AG Politik gemeinsam getragen.