

Ein Projekt im Auftrag des



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

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

## Diskussionspapier zum Stand Januar 2014

Dr. Martin Pehnt (Ifeu)

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin (IBKE)

Johan Grope (IBKE, Universität Rostock)

### Einleitung

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

## Instrumentelle Alternativen einer Förderung und Steuerung von Biomethan

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

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

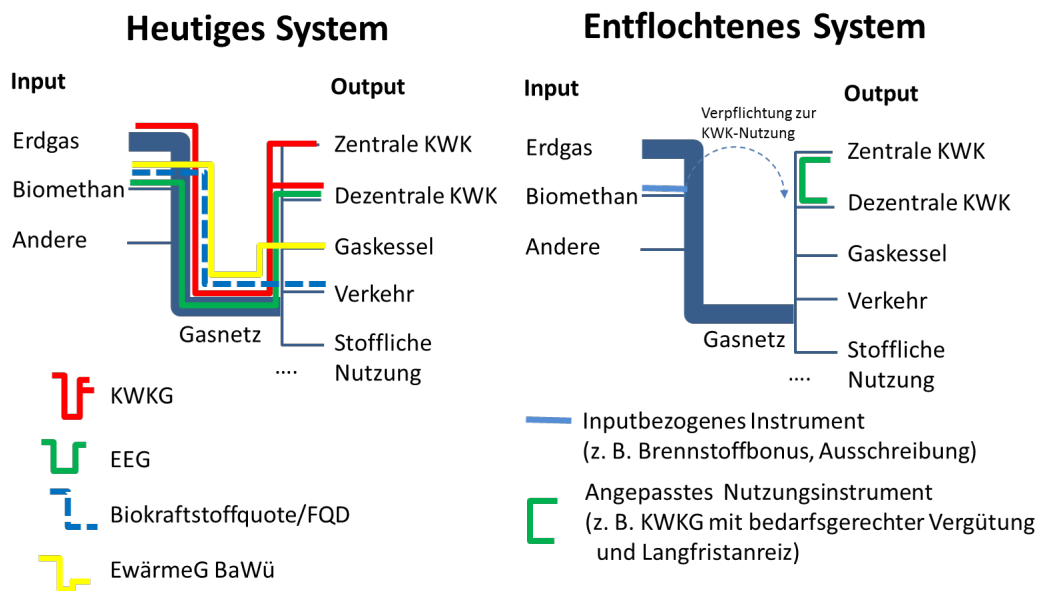


Abbildung 1: Biomethan: Systematik der Förderinstrumente (Quelle: Darstellung IFEU)

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

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

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

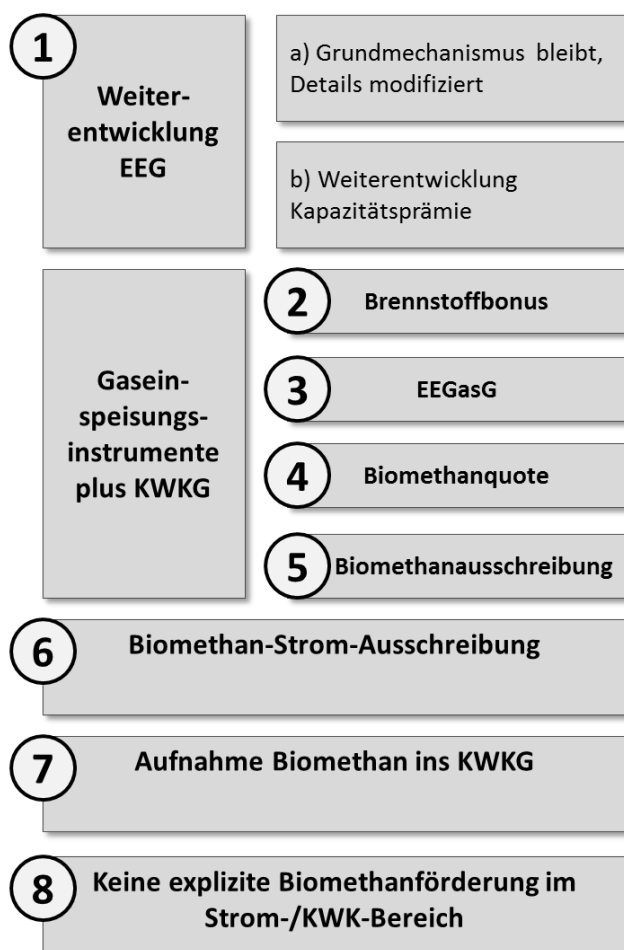


Abbildung 2: Ansätze zur Zukunft der Biomethanförderung (Quelle: Darstellung IFEU)

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

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

*Vorteile:*

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

*Nachteile:*

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

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

Ein solcher Brennstoffbonus kann in zwei Untervarianten gestaltet sein:

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

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

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

*Vorteile:*

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

*Nachteile:*

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

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

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

---

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

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

*Vorteile:*

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

*Nachteile:*

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

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

*Vorteile:*

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

*Nachteile: (siehe hierzu auch DENA 2012)*

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

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

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

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

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

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

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

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

*Vorteile:*

- Kein separater Mengen- oder Kostendeckel erforderlich; wird mit Auktionierung vorgegeben – die Definition der Deckelung muss jedoch entsprechend erfolgen, sofern gewünscht, und nur für die einzelnen Ausschreibungszeitpunkte aufgegliedert werden; dabei ist aber eine spontane Nachsteuerung zum nächsten Ausschreibungstermin sehr leicht möglich (z.B. bei ausschließlich sehr teuren Geboten).
- Wettbewerbsdruck und transparente Preisbildung (abhängig von Zahl der Anbieter) führt zu Suche nach kostengünstigen und innovativen Lösungen (je nach Bewertungssystem).
- Erwartete hohe Kosteneffizienz – diese Effizienz wird aber ggf. nicht erreicht, da die Biogas- / Biomethanproduktionskosten bzw. die Produktionskosten von Strom aus Biogas im Vergleich zum heutigen System kaum Optimierungspotenziale aufweisen. Mit einer restriktiven Handhabung der Definition administrativer Förderhöhen ist zu erwarten, dass die Gesamtkosten (bei gleicher produzierter Energiemenge) zum nahezu gleichen Ergebnis führen werden; ein Unterschied in der spezifischen mittleren Vergütung (z.B. pro kWh) von mehr als 1 ct/kWh<sub>el</sub> bzw. ca. 0,5 ct/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> ist äußerst unwahrscheinlich.
- Keine Anlagenrealisierungshochs und -tiefs durch Novellierungszeitpunkte und Endjahresdegressionstermine der Rahmenbedingungen
- Präzise Erreichung der Ausbauziele, sofern Anlagen in angebotener Höhe realisiert werden
- Verpflichtung der beauftragten Akteure erzeugt hohes Aktivitätsniveau
- Pönalen sichern Zielerreichung
- Räumliche und Mengensteuerung gut möglich

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

*Nachteile:*

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

*Auswirkungen auf VOV-Bestandsanlagen:*

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

*Vorteile:*

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

*Nachteile:*

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

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

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

*Vorteil:*

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

---

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

*Nachteil:*

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

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

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

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

## Literatur

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

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