

Gesetz zum Marktanschub der Einspeisung und Speicherung von Gas aus Erneuerbaren Energien (Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergesetz [EEGasG])

Ergänzung des bestehenden Förderrahmens für in das Netz eingespeistes Gas aus Erneuerbaren Energien (Biomethan, vorliegend vereinfachend als Biogas bezeichnet, sowie Wasserstoff/Methan aus überschüssigem Windstrom) um einen gesetzlich geregelten subsidiären „grauen“ Vermarktungspfad mit den Elementen Abnahmepflicht, Mindestvergütungssätze und garantierte Förderdauer

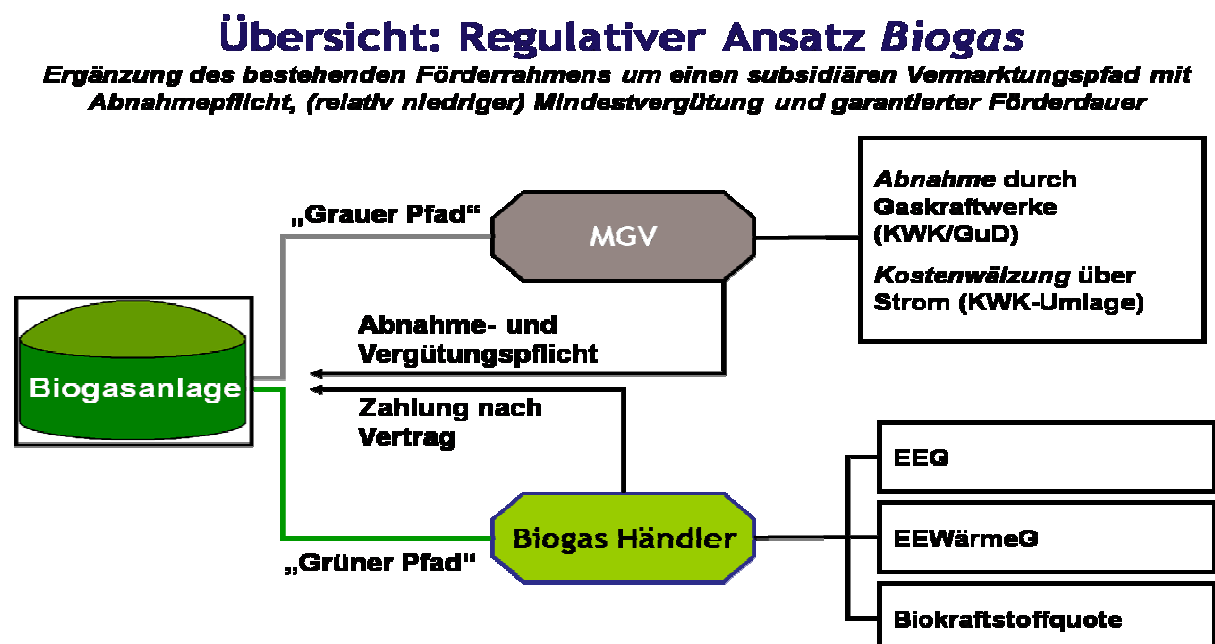
Problem 1: Einspeisung von **Biogas** in das Erdgasnetz kommt zu langsam in Schwung. Von den Zielen der GasNZV ist man sehr weit entfernt. Wesentliche Ursache dafür ist, dass die Biogas-Einspeiser das **Vermarktungsrisiko** allein tragen: Offenbar bietet der aktuelle Rechtsrahmen nicht die nötige Investitionssicherheit. Auch die **laufende EEG-Novelle** setzt hier keine ausreichenden Anreize und privilegiert allein größere Biogas-BHKW. So werden aber weder genug geeignete Standorte für Biogas-BHKW erschlossen, noch wird so die dringend benötigte Liquidität des Biogasmarktes gefördert, so dass die Erreichung der Ausbauziele weiter verfehlt werden dürften.

Problem 2: Mit Zunahme der fluktuierenden Stromeinspeisung insb. aus Windenergieanlagen nimmt die **Bedarfsgerechtigkeit der Stromerzeugung** ab: **Netzausbau** und Zubau von **Speicherkapazitäten** (auch in Langzeitspeichern) wird in gigantischem Ausmaß erforderlich.

Lösungsansatz: Die **Nachfrage** nach **Biogas** und **Windgas** (H_2/CH_4) muss für einen begrenzten Zeitraum stimuliert werden: durch eine gesetzliche **Abnahmepflicht** mit Vergütungssätzen und zeitlicher Fördergarantie; Angebot und Nachfrage kommen so auf höheres Niveau (Biogas) oder werden erstmals angereizt (Windgas).

Erst nach Schaffung eines **liquiden Biogasmarktes** wird ein sinnvolles Nebeneinander von Einspeiseprojekten und BHKW-Projekten zur Verstromung des Biogases außerhalb von 1:1-Zuordnungen überhaupt erst ermöglicht. Nur so kann Nachfrage selbständig wachsen und eine allein vom „grünen Pfad“ getragene Entwicklung in Gang kommen.

Systemdarstellung:



1. Der Biogasmarkt bleibt hinter Potentialen und Ausbauzielen zurück

Das Nutzungspotential von Biogas in Deutschland ist erheblich. Im Jahr 2020 könnte Biomasse insg. technisch zwischen 11 bis zu 15 % des Primärenergieverbrauchs decken. Wegen begrenzter Flächenpotentiale und Nachhaltigkeitsanforderungen müssen die verfügbaren Ressourcen aber möglichst effizient eingesetzt werden. Biogas – insb. aufbereitetes und **eingespeistes Biogas** – wird dabei eine besonders wichtige Rolle spielen: Wird das Biogas in das **Gasnetz** eingespeist, kann dieses zu Wärmesenken unterschiedlichster Größe transportiert und dadurch besonders effizient verwendet werden. Dabei kann das Gasnetz als saisonaler Speicher genutzt werden: Denn die Entnahme des Gases muss nicht gleichzeitig mit der über das Jahr gleichmäßigen Einspeisung erfolgen, sondern etwa in der verbrauchstarken Winterzeit. Dabei kann Biogas vielfältigen Anwendungszwecken dienen, neben der Erzeugung von Strom und Wärme auch als Kraftstoff. Die GasNZV hat hier – in Übereinstimmung u.a. mit den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung – ambitionierte **Ausbauziele** festgelegt: Danach soll bis 2020 eine jährliche Biogaseinspeisung von 6 Mrd. Nm³ und bis 2030 von 10 Mrd. Nm³ erreicht werden.

Zudem steht mit dem **Gasnetz auch ein Speicher für bedarfsungerecht erzeugten, volatilen Wind- und Solarstrom bereits heute bereit**, wenn dieser zu einspeisefähigem Wasserstoff oder Methan umgewandelt wird. Die **Gaseinspeisung** hat deshalb eine **Schlüsselfunktion** für die **zukünftigen Energieversorgungsstrukturen** über den Gas- und Wärmesektor hinaus.

Die tatsächlichen Zuwachsraten der Biogaseinspeisung liegen weit hinter den Ausbauzielen. Ursache dafür und entscheidendes Defizit des bisherigen Rechtsrahmens ist, dass die Biogas-Einspeiser das **Vermarktungsrisiko** selbst tragen. Insbesondere wird das geltende Recht dem Umstand nicht gerecht, dass an der Biogas-Wertschöpfungskette vom Landwirt bis zur Gasverwendung u.a. im BHKW eine Vielzahl von Akteuren beteiligt sind, die jetzige Förderung jedoch bislang allein am Ende der Kette ansetzt. Daraus ergeben sich mehrere Probleme: Insbesondere müssen sich Einspeiser von Biogas und Abnehmer etwa BHKW – Betreiber selbst finden. Hier ist im Markt zu beobachten, dass in zu wenigen Fällen langfristige Lieferverträge abgeschlossen werden bzw. die Vertragskonditionen zu unsicher sind. Dies bewirkt, dass die Einspeiser ihre Erlöse über die notwendige Refinanzierungszeit nicht sicher absehen können. In der Folge gestaltet sich die Beschaffung von Krediten ohne langfristige Abnahmeverträge als schwierig, was häufig zur Vor-Ort-Verstromung nach dem EEG führt. Zudem erschweren die unterschiedlich langen Projektierungszeiten von Biogasanlagen und BHKW den Zubau von Biogasanlagen. Denn BHKW-Betreiber scheuen frühzeitige Vertragsbindungen, weil sie regelmäßig eine kurzfristigere Wärmeversorgung benötigen. Schließlich führt das Fehlen eines liquiden Biogasmarktes zu Unsicherheiten auf beiden Seiten. BHKW-Betreiber fürchten das Risiko, bei Ausfall der Einspeiseanlage ohne Biogas die Wärmeversorgung nicht aufrecht erhalten zu können oder Erdgas einsetzen zu müssen, was zum dauernden Verlust der EEG-Vergütungsfähigkeit führt.

2. Gezielte Anschubförderung nötig

Deshalb benötigt der **Biogasmarkt** gezielte Maßnahmen für die Schaffung von mehr Liquidität und zugleich von sicheren Erlöse für die Dauer der Refinanzierung der Biogasanlage: Für eine Übergangszeit sollte potentiellen Einspeisern durch eine **zeitlich garantierte** gesetzliche **Abnahme- und Vergütungspflicht** eine gesicherte Planungsgrundlage für ihre Investi-

tionen geboten und damit der Übergang in den entstehenden Markt vorbereitet werden. Der Wechsel von dem neuen („grauen“) **Nutzungspfad** in den „grünen“ **Pfad** des bestehenden Förderrahmens soll dabei möglich bleiben, ja sogar attraktiv gemacht werden: Für die vorgeschlagene Anschubförderung soll und darf der bestehende Förderrahmen nicht abgeschafft werden. Die neue Regelung ergänzt diesen vielmehr, bis ein liquider Markt entsteht und die Verwendungen in den grünen Nutzungspfaden Strom/KWK (EEG), Wärme (EEWärmeG) und Kraftstoff (Biokraftstoffquotengesetz) tatsächlich funktionieren.

Das vorgeschlagene **EEGasG** regelt im Wesentlichen die Abnahme des Bio- und Windgases, die weitere Verwendung des eingespeisten Gases zur umweltfreundlichen Stromerzeugung sowie die Wälzung der Differenzkosten zwischen Einspeisevergütung und Veräußerungserlös auf alle Stromkunden. Eine zentrale Rolle spielen dabei die zukünftig bundesweit zwei **Marktgebietsverantwortlichen** (MGV), der schon heute für die Mengensteuerung der Gas-Marktgebiete Gasmengen beschaffen. Sie trifft die Pflicht zur **Abnahme und Vergütung** des eingespeisten Gases sowie zur weiteren Abwicklung des Belastungsausgleichs.

Der Vorschlag sieht **Vergütungsklassen** vor, die sich in ihrer Struktur am EEG orientieren, also an der Größe der Aufbereitungsanlage sowie den eingesetzten Substraten. Die Regelungen sind jedoch wesentlich weniger detailreich und die Vergütungen vergleichsweise deutlich niedriger. Die **Mindestvergütungen** sind so kalkuliert, dass damit lediglich die Investition in die Anlage ermöglicht wird („schwarze Null“) – der Anreiz zur Eigenvermarktung über den „grünen Pfad“ z.B. über das EEG bleibt so bestehen. Die Vergütung ist in Bezug auf das Inbetriebnahmejahr degressiv ausgestaltet, sinkt also für Neuanlagen von Jahr zu Jahr. Über die Förderdauer, 15 Jahren zuzüglich dem Inbetriebnahmejahr, besteht eine Bindung an den Endverbraucherpreisen für Erdgas (Entwicklung dieses Preises wird zu 25 % in der Vergütungshöhe nachvollzogen). Wie bisher sollen die vermiedenen Netzentgelte nach § 20a GasNZV von 0,7 ct/kWh vom Netzbetreiber gezahlt werden. Die vorgeschlagenen Vergütungssätze berücksichtigen diese Zahlungen.

Schließlich wird auch eine Vergütung für eingespeistes **Windgas** vorgesehen, der die Errichtung und den Betrieb eines Elektrolyseurs zur Umwandlung von (Wind-)Strom in Wasserstoff ermöglicht. Dies vermeidet Netzausbaumaßnahmen, die ansonsten den notwendigen schnellen Ausbau der Windenergie an Land und auf See entgegenstehen könnten, und stellt den Einstieg in eine marktintegrierte Förderung der Nutzung des bestehenden Gasnetzes zur Speicherung von bedarfsungerecht eingespeistem Strom aus Erneuerbaren Energien dar – einem mutmaßlich wesentlichen Bestandteil des zukünftigen Energieversorgungssystems.

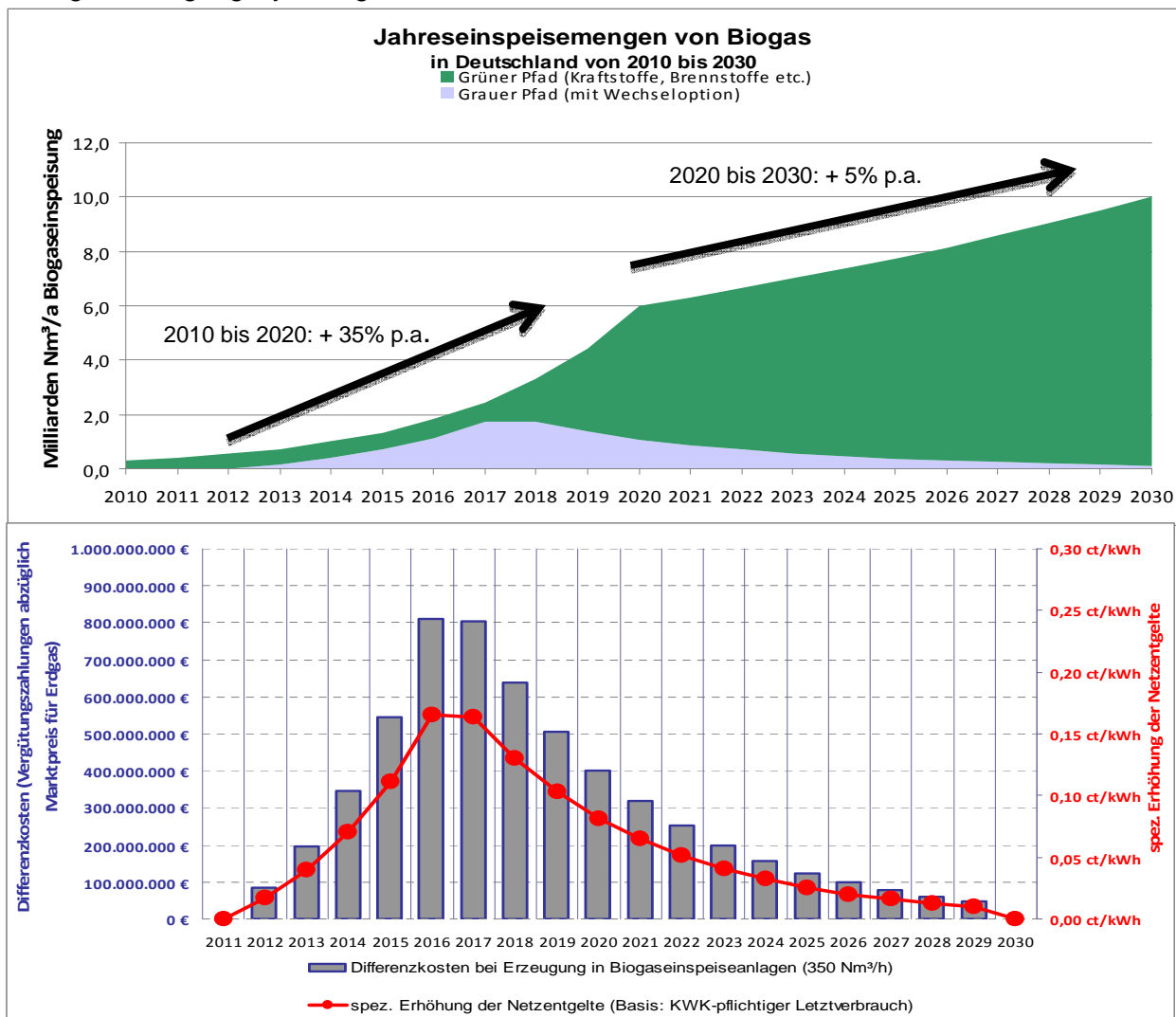
3. Marktverträgliche Umlage verbleibender Kosten

Die von den MGV ausgekehrten Vergütungen werden im Rahmen eines **Ausgleichsmechanismus** erlost. Der Vorschlag sieht eine Abnahmepflicht für das eingespeiste Gas aus Erneuerbaren Energien für die Betreiber von Gaskraftwerken sowie von KWK-Anlagen ab einer installierten elektrischen Leistung von 20 MW vor. Dabei werden in diesen Anlagen gute Wirkungsgrade und also eine gute Ausnutzung des wertvollen Energieträgers Biogas erzielt. Die Kraftwerksbetreiber erhalten das Gas zu einem Marktpreis (Börsenpreis für Bandprodukt). Diese Art der Wälzung ist nicht mit Auswirkungen auf die Zuteilung oder den mit **CO₂-Zertifikaten** verbunden. Denn die zur Abnahme verpflichteten Gaskraftwerksbetreiber müssen die ihnen zugeteilten Zertifikate entwerten, weil sie das Gas zu Marktpreis erworben haben: Das Biogas gilt mit der Lieferung an sie als Erdgas.

Durch diese **effiziente Verstromung** des Biogases in **KWK-** und **GuD-Anlagen** kann eine erhebliche Strommenge zusätzlich **CO₂-neutral** erzeugt werden, die etwa der Erzeugung von 1.000 MW Kraftwerksleistung in Grundlastkraftwerk entspricht. Die Differenzkosten stellen die MGV den vier Betreibern der Übertragungsnetze (ÜNB) in Rechnung, die diese Aufwendungen als Zuschlag zum Netzentgelt mit der KWK-Umlage gleichmäßig allen Stromnetzkunden in Rechnung stellen.

Dabei ist davon auszugehen, dass die Differenzkosten zwischen den zu zahlenden Biogas-Vergütungen und den Erlösen für den energetischen Wert des Gases mit volkswirtschaftlich nicht höher lägen als die Kosten, die sich bei einer Nutzung des „grünen Pfades“ über das EEG ebenso ergeben würde und also in den Ausbauzielen der GasNZV bereits angelegt sind. Im Gegenteil: Insgesamt dürfte der **volkswirtschaftliche Aufwand** sogar unter den Kosten im „grünen Pfad“ liegen. Der Vorschlag hat also eine die EEG-Umlage dämpfende Wirkung.

Die Förderreglung für die Biogaseinspeisung soll auf die **fünf Inbetriebnahmejahre** 2012 bis 2016 beschränkt bleiben. Damit ein wird – mit gut vertretbarem volkswirtschaftlichem Aufwand – ein Marktanschub für den Bereich der Erzeugung, Einspeisung und Speicherung von Biogas erreicht, der auch der langfristigen Bedeutung dieses Energieträgers im zukünftigen Energieversorgungssystem gerecht wird.



(Ansprechpartner: RA Dr. Martin Altrock, Becker Büttner Held, www.bbh-online.de)