

STELLUNGNAHME

vom 28. April 2016 zum

Referentenentwurf EEG 2016

Unter den Blickwinkeln Sektorkopplung, Biomethan, Kraft-Wärme-Kopplung, Power-to-Gas

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner
Dr. Volker Bartsch
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin

Tel.: +49 30 2408309-5
E-Mail: bartsch@dvgw.de

Systemisch denken, Sektoren koppeln, Technologieentwicklungen fördern

Der DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. unterstützt die Klimaziele der Bundesregierung und die dafür ebenfalls gesetzten Ziele zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Aus Sicht des DVGW können diese ehrgeizigen Ziele nur erreicht werden, wenn die Energieversorgung systemisch gedacht wird. Auch die wirtschaftliche, rechtliche und technische Optimierung ist daher über die einzelnen Wertschöpfungsstufen und Sektorengrenzen hinweg anzugehen. Die bereits vorliegenden Ansätze zur Sektorkopplung sollten daher im EEG 2016 Berücksichtigung finden.

Erdgas, erneuerbare Gase, Biomethan, Power-to-Gas und vor allem auch die damit verbundenen Infrastrukturen und Gasanwendungstechniken (Gasgewinnungs- und Gaserzeugungsanlagen, Leitungen, Speicher, Wärme- und Stromerzeuger, CNG...) stellen dafür beste Voraussetzungen bereit.

Viele wissenschaftliche Studien (siehe Abschnitt Literatur) weisen inzwischen nach, dass die Ziele der Energiewende ohne die Nutzung der Potenziale von erneuerbarem Gas und der Gasinfrastrukturen nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohen Kosten erreichbar sind. Das EEG 2016 sollte daher die wichtigen Schlüsseltechnologien (insbesondere Kraft-Wärmekopplung, Biomethaneinspeisung und Power-to-Gas) in ihrer Entwicklung fördern.

Auf Basis dieser Kostenoptimierung und dem volkswirtschaftlichen Nutzen für die weitere Umsetzung der Energiewende im Übergang zum strombasierten Energiesystem in Deutschland ist das Biogas eine sofort verfügbare Möglichkeit der Dekarbonisierung von Sektoren. Wie durch das Umweltbundesamt (UBA) und in vielen anderen Studien beschrieben, sind kohlenstoffbasierte erneuerbare Energieträger ein fester Bestandteil zukünftiger Energiesysteme. Dies bedeutet, dass Biogas als C-Quelle ein unverzichtbarer Bestandteil der Power-to-Gas oder Power-To-Liquids-Erzeugung sein wird. Ein Abbau von Biogasanlagen mit anschließendem Wiederaufbau bei Notwendigkeit wäre volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Vorschläge zum EEG 2016 insgesamt

1. Der DVGW setzt sich für ein einfach gehaltenes Ausschreibungsmodell für Biomethan/Biomasse in der EEG Novelle 2016 ein. Ergänzende Verordnungen sind gleichzeitig mit der Gesetzesnovelle zu verabschieden.
2. Der Ausbaukorridor für Biomasse sollte 100 MW netto betragen. Die vorliegende Neudefinition des Ausbaupfades für Biomasse stellt eine deutliche Verringerung des EEG 2014-Ausbauzieles für Biomasse dar. Das technische Effizienzsteigerungspotential von Faktor 2-4 dieser Anlagen würde ungenutzt bleiben.
3. Der DVGW setzt sich primär für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen in die Erdgasinfrastrukturen und die Nutzung dieser Gase in KWK(K)-Anlagen, effizienten Wärmeerzeugern und der Mobilität ein.
4. Der DVGW setzt sich für die Ausweitung des Begriffs „Letztverbraucher für die Eigenversorgung“ im Sinne des § 61 EEG ebenfalls auf die Mieter eines Wohnobjekts ein, in dem sich die Erzeugungsanlage befindet oder welches in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit dieser steht.
5. Kraft-Wärme-Kopplung, Biomethaneinspeisung und Power-to-Gas sind drei Schlüsseltechnologien zur Sektorkopplung.
6. 5.6. Die Herstellung von sog. „Speichergas“ sollte nicht nur von der EEG-Umlage befreit werden, wenn das Gas zur Rückverstromung verwendet wird, sondern auch dann, wenn es anderweitig, z.B. in der Mobilität, eingesetzt wird. Diese Maßnahme würde schnell zur CO₂-Emissionsminderung in den anderen Sektoren beitragen.

Vorschläge zu Biomasse / Biomethan im EEG 2016

Vorbemerkung:

21,5% des EE-Stroms werden aus Biomasse erzeugt (insbesondere 8.000 Biogasanlagen, ca. 1.500 Biomethan-BHKW, rund 700 Biomasseheizkraftwerke)

1. Bestandschutz gemäß § 100

Damit die Verwendung von Stilllegungsnachweisen in der Praxis greift sind folgende Klarstellungen notwendig:

- Für eine bessere Anwendung wird eine klare Definition des Begriffes der Stilllegung erforderlich: Eine EEG-Stilllegung liegt sowohl im Falle der endgültigen Außerbetriebnahme im Sinne des Immissionsschutzrechts vor, als auch bei einer Umstellung auf Erdgas. Eine Anlage gilt als endgültig stillgelegt, wenn sie im Anlagenregister i.S.v. § 6 als endgültig stillgelegt registriert worden ist; eine Stilllegung nach anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften ist nicht erforderlich.
- Bündelung und Aufteilung von Stilllegungsnachweisen zur Verbesserung der Nutzungsmöglichkeiten bei der Übertragung.
- Die Nutzung muss unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt des BHKW erfolgen können, also für bestehende, für von Erdgas auf Biogas umgestellte und für neu erstellte BHKW-Anlagen möglich sein. Damit eröffnet sich die Möglichkeit, höhere technische Wirkungsgrade bzw. effizientere Anlagen zu nutzen und zumindest die bestehenden Einspeisemengen durch eine hohe Anzahl von einsetzbaren BHKW zu erhalten.
- Mehrfache Nutzung ermöglichen: Falls eine umgestellte Anlage vorzeitig außer Betrieb geht, muss die weitere Nutzung dieser Stilllegungsnachweise erneut möglich sein.
- Laufzeiten definieren: Es ist festzulegen für welche Restlaufzeit (Jahre) die Übertragung erfolgt.
- Vergütungshöhe: Es ist festzulegen welche Vergütung übertragen wird. Dies ist insbesondere dann erforderlich, wenn eine Übertragung nicht in gleicher Höhe wie die Stilllegung erfolgt.

2. Ausschreibungsdesign

- Das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen (§ 28 Abs. 4 im Referentenentwurf) soll 100 MWel netto p.a. betragen, um die Systemleistung der Biomasseanlagen zu erhalten und einen moderaten jährlicher Zubau zu ermöglichen. Ohne diese Maßnahme wird die Stromerzeugung aus Biomasse drastisch abnehmen und bis 2034 auslaufen. Im Neubau werden damit weitere Optimierungen von Biogasanlagen angereizt. Die im vorangegangenen Kalenderjahr installierte Biomasseleistung, die gemäß § 22 Abs. 2 von einer wettbewerblichen Ermittlung der Zahlungen ausgenommen sind, wird hier nicht abgezogen. Die Ausschreibung soll sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen angewendet werden. Bei den Bestandsanlagen ist eine Verlängerung des Förderzeitraumes festzulegen. Eine Deckelung der Gebote von Bestandsanlagen ist vorzusehen, die nicht höher liegen dürfen als die spezifische durchschnittliche EEG-Vergütung (anzulegender Wert) der letzten 5 Jahren vor der Ausschreibung. Zur Diversifikation der Brennstoffe sollte zwischen einerseits fester und andererseits flüssiger/gasförmiger Biomasse unterschieden werden.

- Die erste Ausschreibung soll verbindlich zum 01.07.2017 erfolgen. Es sollen zwei Ausschreibungen pro Jahr erfolgen, das schafft eine Planungs- und Investitionssicherheit. Eine Verordnungsermächtigung wird abgelehnt.
- Die Gebotshöchstgrenze soll über den Fördersätzen des EEG 2014 liegen, da diese nicht auskömmlich erscheint. Praktisch ist der Anlagenzubau damit zum Erliegen gekommen.

Im Ergebnis soll mit diesen Forderungen erreicht werden, dass durch ein wettbewerblich orientiertes Ausschreibungsverfahren die technisch-wirtschaftlichen Optimierungspotenziale sowohl bei Bestands- als auch bei Neuanlagen zügig nutzbar gemacht werden. Zudem wird eine Möglichkeit geschaffen, die Ergebnisse aus tlw. öffentlich geförderten Forschungsprojekten in die betriebliche Praxis umzusetzen. Insgesamt sollen erneuerbare Strommengen und THG-Einsparungen gesichert und die Kosten des Fördersystems strukturell gesenkt werden.

Dieser Stellungnahme ist eine DVGW-Kurzstudie „**Technisch-wirtschaftliches Optimierungspotenzial von Biogas-Einspeiseanlagen**“ beigefügt (Seiten 9-11).

Vorschläge zu Power-to-Gas-Anlagen im Ordnungsrahmen

1. Anrechenbarkeit

Strom- und Gasnetzbetreiber sollten Kosten für die Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen als umlagefähig anerkannt bekommen, wenn damit höhere Kosten für den Ausbau oder Neubau von Stromnetzen vermieden werden können und es im konkreten Einzelfall darstellbar ist, dass dadurch die Kosten vergleichbar mit denen eines herkömmlichen Stromnetzausbaus sind. [6],[7],[8].

2. Umlagefreiheit

Da Power-to-Gas-Anlagen Stromwandler und Systemdienstleister sind, sollten sie weitestgehend und vor allem in der Phase der Technologieentwicklung bzw. Markteinführung von Gebühren oder Steuern, die im Zusammenhang mit Erzeugung, Transport oder Verbrauch von Energie stehen, ausgenommen werden (Wegfall der Letztverbraucherabgabe).

3. Definition einer neuen Marktrolle für Power-to-Gas

Da Power-to-Gas unterschiedliche Markttrollen (Funktionen) des bestehenden Ordnungsrahmens in einer technischen Anlage vereint, wird es notwendig sein, den Ordnungsrahmen für Power-to-Gas neu zu denken.

Im Einzelnen

Zu § 2 (4) Die Kosten zur Integration erneuerbaren Stroms im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung auch vor dem Hintergrund notwendigen Stromnetzausbaubedarfes, notwendiger Speicherlösungen, der Verbesserung der Systemdienlichkeit und der Erhöhung der Flexibilitäten zu bewerten. Dieser richtige und gute Grundsatz des EEG sollte noch konsequenter verfolgt werden. [2], [6].

Zu § 3 (41) – Speichergas –

Die gewählte Definition von „Speichergas“ benachteiligt die Verwendung von Wasserstoff/synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Prozessen, das nicht rückverstromt wird. Speichergas sollten aber alle Gase sein, die aus erneuerbaren Energien – unabhängig von ihrer späteren Verwendung – erzeugt werden. Daher ist der Begriff insofern anzupassen, dass zumindest die Wörter „zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien“ zu streichen sind. In Gas umgewandelte „erneuerbare“ elektrische Energie ist wie diese ebenfalls eine rein erneuerbare Energie. Wozu diese letztendlich eingesetzt wird (Strom, Wärme, Mobilität, Industrie,...) ist unerheblich. [2].

Zu § 4 (4.)

Der Ausbaupfad für Biomasseanlagen sollte ein Volumen von 100 MW netto beinhalten. (Ausschreibungsvolumen = Zubau von 100MW (netto) abzüglich der über Festvergütung in Betrieb genommenen Anlagen des Vorjahres).

Im EEG 2014 war der Ausbaupfad noch als „eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse um bis zu 100 Megawatt pro Jahr (brutto)“ festgelegt. Die nun vorliegende neue Definition „einen Brutto-Zubau von Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Megawatt pro Jahr“ bedeutet aus technisch-wissenschaftlicher Sicht eine Veränderung /Verringerung des noch im EEG 2014 avisierten Ausbaupfades. [1], [5], [Kurzstudie]

Zu § 15

§ 15 Abs. 1 sollte so umgestaltet werden, dass die Vergütung „abgeschalteter“ EEG-Strommengen sukzessiv ausläuft und durch ein Modell ersetzt wird, das statt einer Abschaltung eine Nutzung dieser Strommengen in zuschaltbaren Lasten und insbesondere in sektorkoppelnden Elementen (Power-to-X-Anlagen) verlangt. So können Anreize für die Betreiber geschaffen werden, alternative Verwertungsmöglichkeiten für diesen Strom zu finden. [4], [8].

Zu § 27 (a)

EE-Anlagenbetreiber, die an Ausschreibungsverfahren teilnehmen, werden nach §27a darin gehindert, alternativ zur Einspeisung ins Netz Strom für Power-to-Gas-Anlagen einzusetzen. Besonders mit dieser Novellierung werden die Grundlagen für die notwendige Sektorkopplung auf lange Sicht erschwert. Daher ist der neu eingefügte § 27a „Zahlungsanspruch und Eigenversorgung“ so zu modifizieren, dass eine Sektorkopplung beispielsweise über Power-to-Gas möglich wird.

Zu § 61

Unter „Letztverbraucher für die Eigenversorgung“ sollten auch Mieter/Strombezieher eines Wohnobjektes fallen, in dem sich eine Erzeugungsanlage befindet, bzw. wenn diese Anlage im räumlichen Zusammenhang mit dem Wohnobjekt steht.

Zu § 61 a

§ 61a „Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage“ ist anzupassen. Um den Vorteil von Power-to-Gas umfassend nutzen zu können, darf die Befreiung von der EEG-Umlage nicht darauf beschränkt werden, dass das eingespeiste Gas zwingend wieder zur Rückverstromung verwendet werden muss. Es gibt vielfältige Einsatzmöglichkeiten dieses „grünen“ Gases, die durch die Verpflichtung der Rückverstromung unnötig beschränkt werden und die grünen Ziele des Gesetzgebers konterkarieren. Daher ist in Absatz 2 die Beschränkung der Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage auf Zwecke der Stromerzeugung zu streichen und vielmehr auf die Frage zur Schaffung von Flexibilitäten zu prüfen. [6], [7], [8].

Zu § 88 – Verordnungsermächtigung

Der DVGW begrüßt, zukünftig auch die Förderhöhe von Strom aus neuen Biomasse- / und Biogasanlagen auszuschreiben. Die im Referentenentwurf angelegte Ausschreibung für Biomasse sollte jedoch unmittelbar bereits im EEG angelegt werden. Alternativ könnte eine **gleichzeitige** Umsetzung der enthaltenen Verordnungsermächtigung des § 88 EEG-REfE für Planungssicherheit und Kontinuität sorgen.

Eckpunkte für eine erfolgreiche Ausschreibung sind aus Sicht des DVGW

- a. Verbindliche und zeitnahe Regelungen für die Ausschreibung von Neu- und Bestandsanlagen. An der Ausschreibung sollen sich Bestands- und Neuanlagen beteiligen können. Dabei soll in der Ausschreibung nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen unterschieden werden. Es soll weder eine separate Ausschreibung für Bestandsanlagen geben, die sicherstellt, dass Bestandsanlagen weiterbetrieben werden können, noch sollen Neuanlagen entstehen, wenn der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen günstiger wäre. Dies dient der Maximierung der Kosteneffizienz.
- b. Es ist ein Ausschreibungsvolumen vorzusehen, das den Anlagenbestand und damit die Systemleistung von Biomasse erhält und einen moderaten Zubau im Rahmen der Nachhaltigkeit ermöglicht.
- c. Kostensenkung durch Wettbewerb ermöglichen
- d. Energieeffizienzpotentiale heben
- e. Möglichst einfach und praktikabel halten

Zu §100 EEG 2014 Vertrauensschutz für Biogaseinspeiseanlagen -

(siehe auch: ausführliche Anmerkungen auf Seite 2)

In der aktuellen Fassung EEG 2016 greifen diese Regelungen für Stilllegungsnachweise nach § 100 EEG 2014 in der Praxis nicht, da die Übertragung auf Erdgas-BHKW stark eingeschränkt ist.

Mit der Einführung eines Bestands- und Vertrauensschutzes für Biogaseinspeiseanlagen im Rahmen der Übergangsbestimmungen nach § 100 EEG 2014 verfolgte der Gesetzgeber die Absicht, der räumlichen und gesellschaftlichen Trennung von Biogaseinspeiseanlage und Biomethan-BHKW Rechnung zu tragen. Denn durch die vorzeitige und außerplanmäßige Stilllegung von Biomethan-BHKW besteht die Gefahr für Biogaseinspeiseanlagen, dass deren Absatz schon nach wenigen Jahren alternativlos einbricht. Es wurden sogenannte Stilllegungsnachweise eingeführt, die zu einer Vergütung zur Stromerzeugung aus Biomethan nach altem EEG in einem Erdgas-BHKW berechtigen, sofern ein Biomethan-BHKW nachweislich vorzeitig stillgelegt wurde.

Bestandsschutz gewährleisten:

- Bündelung und Aufteilung von Stilllegungsnachweisen, um möglichst passgenaue Übertragung auf „neue“ Erdgas-BHKW zu ermöglichen
- Mehrfache Nutzung von Stilllegungsnachweisen ermöglichen, falls umgestellte Anlage ebenfalls vorzeitig außer Betrieb geht.

Begründungen

Zur Forderung eines Ausschreibungsmodells

Die Einführung eines Ausschreibungsmodells für Biomasse ist geeignet, technologische Weiterentwicklungen in diesem Feld zu unterstützen. Besonderes Augenmerk sollte dabei auch die Hebung systemischer Kosteneffizienzen durch Sektorkopplungen (Vorteile für Wärme, Mobilität, Industrie,...) und Flexibilisierungen (Residuallastbereitstellung) bekommen.

Insgesamt ist durch Repowering der Anlagen (technologischer und die Kopplung mit der biologischen Methanisierung) ein Effizienzgewinn von Faktor 2-3 möglich [4], [5] **[Kurzstudie]**. Das Heben dieses technologischen Weiterentwicklungspotenzials kann durch ein Ausschreibungsmodell angereizt werden.

Zur Nachhaltig erzeugbaren Biomethanmenge

Rund 11 Milliarden Kubikmeter Biogas in Erdgasqualität (Biomethan) sind unter der Berücksichtigung der Anforderungen an den vorsorgenden Gewässerschutz, Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen sowie der Energieeffizienz nachhaltig erzeugbar. [1] Diese Menge könnte durch eine gezielte Einspeisung ins Gasnetz im Wärmemarkt, in der Kraft-Wärme-Kopplung und als Treibstoff einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten. Durch die bereits heute mögliche technische Optimierung der Biogasanlagen lässt sich deren Effizienz weiter deutlich steigern. Neue Aufbereitungsverfahren erlauben den Einsatz von Pflanzen, die nicht in Konkurrenz zu Nahrungsmitteln stehen und die Biodiversität nicht beeinträchtigen.

Erneuerbare Gase können schnell und sehr sinnvoll durch eine gezielte Einspeisung ins Gasnetz im häuslichen Wärmemarkt (insbesondere urbanen Wohngebäuden) einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten. Wichtig sind dabei die optimale Nutzung von Strom und Wärme. Voraussetzung ist die Verwendung in der KWK in urbanen Wohnungs- und Gewerbebauten, weil die KWK zur Bereitstellung von Residualstromerzeugung in Ballungsräumen oder Regionen mit geringer volatiler EE-Stromerzeugung besonders vorteilhaft ist. Hierdurch kann auch in Gebäuden, die nicht durch Wärmedämmung zu sanieren sind, eine Klimaneutralität erreicht werden.

Zum Einsatz von KWK

Durch den Ausbau von stromoptimierter KWK im Gebäudebereich und Gewerbe können flexible und kostengünstige Erzeugungskapazitäten geschaffen werden, die in der Lage sind, verbleibende Residuallasten der regenerativen Stromerzeugung auszugleichen. Die KWK in stromoptimierter Fahrweise kann einen wesentlichen Beitrag zur Füllung der Deckungslücken der fluktuierenden EE-Einspeisung leisten. Durch Klein-KWK-Systeme im Wohngebäudesektor kann im Jahr 2050 allein der Anteil an der zu sichernden Residualstromerzeugung (Arbeit) zu 43 % gedeckt werden. Weitere 36 % können durch Groß-KWK-Systeme gedeckt werden. [3] Besonders vorteilhaft ist KWK zur Bereitstellung von Residualstromerzeugung in Ballungsräumen oder Regionen mit geringer volatiler EE-Stromerzeugung. Mit hohem KWK-Anteil und einer geeigneten regionalen Verteilung können neue Kraftwerke vermieden sowie der Stromnetzausbau reduziert werden.

Mit der Einspeisung von Biomethan steht ein klimaneutrales regeneratives Gas bereit, das in der Lage ist, Stunden- und Jahreslastgänge auszugleichen. Darüber hinaus lassen sich durch kombinierte sektorübergreifende Strategien (Teildämmung, Heizungserneuerung, KWK im Wohnungssektor, regenerative Gase, Erdgas,...) allein rund 600 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 2050 im Wohngebäudesektor einsparen. Die Kosten zur Erreichung dieses Potenzials fallen kumuliert bis 2050 um rund 72 Mrd. Euro niedriger aus, als mit den im Energiekonzept der Bundesregierung für den Wohngebäudesektor vorgesehenen Maßnahmen [2].

Zu Power-to-Gas

Power to Gas ist „das“ Kopplungselement der Sektorenkopplung, das vielfältige Optionen erfüllen kann.

Ohne Stromspeicher wird es keine Energiewende im Strom geben können. Die Stromspeicher müssen in der Lage sein, auch saisonale Verschiebungen bewältigen zu können. Die einzig bekannte Technologie dafür ist Power-to-Gas. Die Ergebnisse aus den aktuellen Power-to-Gas Demonstrationsanlagen zeigen klar, dass diese Technologie bereit ist, die ihr zugeordneten

Aufgaben (bspw. als Langzeitspeicher) zu erfüllen. Sie erfüllt aber mehr als nur die Stromspeicherfunktion, sondern bietet auch die Möglichkeit des Energietransportes und die Verwertung erneuerbaren Stroms bedarfsgerecht in den Segmenten Wärme, Mobilität, Industrie. Jetzt muss der Fokus zunehmend auf die Entwicklung geeigneter Geschäftsmodelle und eines geeigneten ordnungsrechtlichen Rahmens gelegt werden.

Der Einsatz von Power-to-Gas in der Niederspannungsebene führt bei netzdienlichem Einsatz zu einer signifikanten Reduzierung des Ausbaubedarfs auch in der Mittelspannungs- und Hochspannungs-Ebene.

In einer Vollkostenbetrachtung unter Berücksichtigung von Markterlösen und Einsparungen im HS- und MS-Netz ist der Einsatz von Power-to-Gas im Niederspannungsnetz wirtschaftlicher als der konventionelle Netzausbau. Für typische ländliche Niederspannungsnetze mit einer geringen Hausanschlussdichte und einem starken Zubau von Photovoltaik-Anlagen können durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen die Netzausbaukosten (Strom) bis 2050 um bis zu 60 Prozent verringert werden.

Mit jedem Schritt zur Kopplung des Gasnetzes mit einem „Erneuerbaren Energien – Stromnetz“ sinkt auch deutlich die CO₂ Emission des Gesamtsystems. Der Einsatz von Power-to-Gas im Stromverteilungsnetz generiert in verschiedenen Anwendungsfällen einen systemischen Zusatznutzen.

Power-to-Gas-Anlagen können Netzausbau gezielt zeitlich verschieben und somit Ineffizienzen durch bedarfsgetriebene Einzelmaßnahmen vermeiden. Bei prognosefehler-bedingter Überspeisung des Bilanzkreises eines Direktvermarktes ist ggf. eine Abschaltung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) erforderlich. Der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen im Bilanzkreismanagement kann zu einer deutlichen Reduktion dieser Fahrplanabweichungen führen und somit insbesondere im Bilanzkreis überschüssigen Strom nutzbar machen.

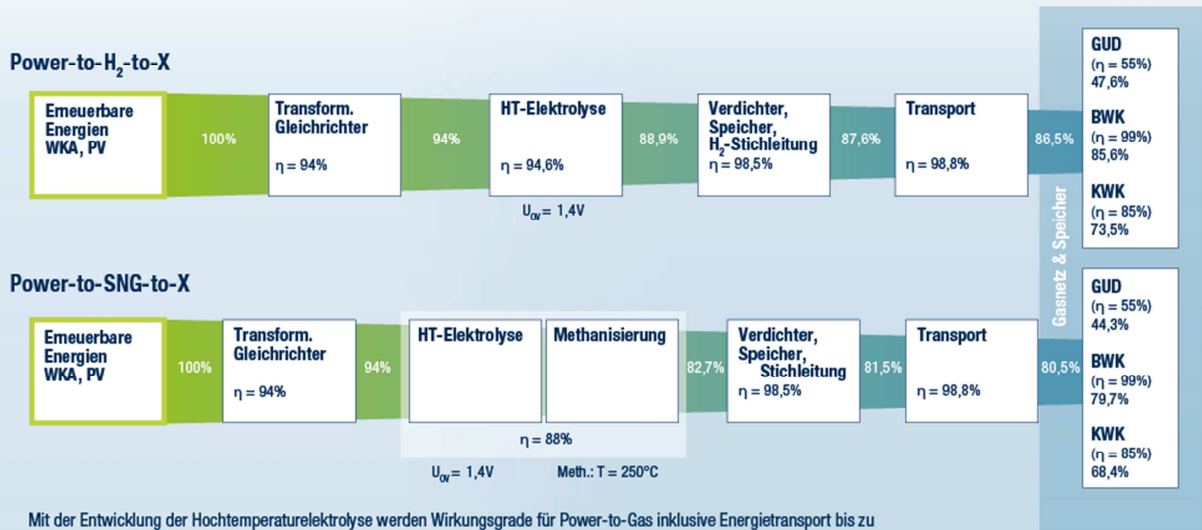
Warum Power-to-Gas schon heute?

Power-to-Gas ist aus Sicht der technisch-wissenschaftlichen Vereine VDE und DVGW eine Grundvoraussetzung zur Erreichung der Ziele des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und auch des Anteils erneuerbarer Energien an der Energieversorgung insgesamt. Die systemischen Vorteile des Einsatzes von Power-to-Gas führen zu Kostendämpfungen in den zu erschließenden Sektoren und schafft auch die notwendigen Flexibilitäten. Diese fallen umso höher aus, je früher die Technologie eingesetzt wird.

Für typische ländliche Niederspannungsnetze mit einer geringen Hausanschlussdichte und einem starken Zubau von Photovoltaik-Anlagen können durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen die Netzausbaukosten (Strom) bis 2050 um bis zu 60 Prozent verringert werden. Voraussetzung hierfür ist der netzgeführte Einsatz der Kopplungselemente, bei dem das Smart-grid-System abhängig von den lokalen Einspeise- und Lastsituationen den zulässigen Leistungsbereich der Power-to-Gas-Anlage dynamisch vorgibt. Dass dies auch in der Praxis funktioniert, zeigen erste Demonstrationsprojekte bereits.

Abbildungen

Abschätzung zukünftig möglicher Wirkungsgradketten für Power-to-Gas

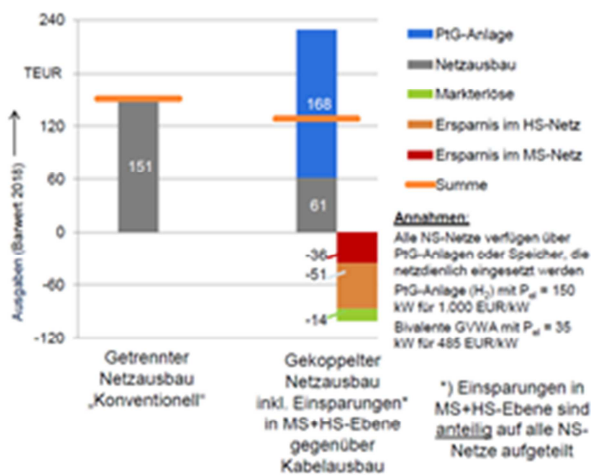


Mit der Entwicklung der Hochtemperaturelektrolyse werden Wirkungsgrade für Power-to-Gas inklusive Energietransport bis zu 86,5% zukünftig realisierbar sein. Über die anschließende Erzeugung von Strom und Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen nutzt man etwa 70% der eingesetzten Energie.

© Mit Gas-Innovationen in die Zukunft DVGW 2014

Quelle: www.dvgw-innovation.de

Kostenvergleich ist positiv für Power to Gas



Folgender Mehrwert der PtG-Anlage kann aufgrund fehlender Marktdesigns aktuell nicht monetär bewertet werden:

- Erhöhte Flexibilisierung durch Lastmanagement.
- Energiespeicherung.
- Übertragung des überschüssigen EE-Stroms in andere Sektoren (u.a. Mobilität, Industrie)



Netzdienlicher Anlageneinsatz verringert die maximal rückgespeiste Leistung
 ➔ Reduzierter Ausbaubedarf auch in überlagerten Netzebenen
 ➔ Gekoppelte Ausbauvariante „Netzdienlich“ erreicht Kostenniveau des konventionellen Ausbaus



Quelle [7]

DVGW-Kurzstudie:

Technisch-wirtschaftliches Optimierungspotenzial von Biogas-Einspeiseanlagen

Stand: 27.04.2016

Zusammenfassung

Die Fördersätze für Strom aus Biomethan-KWK-Anlagen wurden mit dem EEG 2014 deutlich gesenkt mit der Folge, dass der Neubau von Biogas-Einspeiseanlagen praktisch zum Erliegen kam.

Diesen Sachverhalt hat der DVGW zum Anlass genommen, in einer derzeit laufenden Kurzstudie die Situation und Optimierungspotenziale der Biogas-Einspeiseanlagen zu untersuchen. Über den aktuellen Stand der Analysen wird folgend berichtet.

Wenn die festgestellten Optimierungspotenziale genutzt werden, kann im Ergebnis folgendes nachhaltig bewirkt werden:

- Die Kosten zur Herstellung von Biomethan könnten um bis zu 20% gesenkt werden.
- Die Fördersätze in Bezug zum EEG 2012 könnten sich im Mittel um 10% reduzieren.

Diese Kurzstudie wurde vom Projektkreis G-PK 0-1-8 „Optimierung von Biogaseinspeiseanlagen“ des G-GTK 0-1 „Biogas“ erarbeitet.

Senkung der Herstellungskosten von Biomethan

Innerhalb der Kurzstudie wurden Bestandsanlagen mit bereits optimierten Anlagen (best practise) und mit optimalen Neubauanlagen verglichen. Bei den Neubauanlagen wurden für die Berechnung nur bereits heute schon nutzbare Optimierungspotenziale angesetzt.

Eine optimierte Neubauanlage ist im Vergleich zu einer durchschnittlichen Bestandsanlage in mehreren Punkten effizienter: durch Optimierungen im Anbau und der Logistik sinken die Substratkosten frei Anlage um 10%. Die Silierverluste werden um 90% reduziert, die Gäreffizienz steigt um 20% und die Fackelverluste werden auf 0% der Rohgasmenge gesenkt. In Folge sinken die spezifischen Substratkosten von 5 auf 3 ct/kWh_{hs}. Unter der Annahme, dass die übrigen Betriebskosten stabil bleiben, sinken die Biomethan-Produktionskosten bis zum Flansch eines 500kW-BHKWs um knapp 20% von 9,4 auf 7,6 ct/kWh_{hs} [Abbildung 1].

Gleichzeitig kann eine größere Vielfalt an Substraten eingesetzt werden; kein Substrat macht mehr als die Hälfte der Gesamtmenge aus: der hier angenommene Substratmix besteht aus 50% Mais, 30% Szarvasi-Gras und 20% herkömmlichem Gras. Dennoch sinkt der Flächenbedarf einer optimierten Neubauanlage um ca. 60%; die Erzeugung von 1 GWh Strom erfordert künftig an einem gut geeigneten Standort nur noch 46 statt bisher 76 ha landwirtschaftlicher Fläche.

Durch eine Anpassung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) können mittel- bis langfristig die Kosten weiter gesenkt werden. Durch einen Betrieb aus einer Hand, d.h. Biogasanlage (BGA), Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) und Biogaseinspeiseanlage (BGEA) werden vom gleichen Betreiber geführt, können die Kosten z.B. durch Synergieeffekte weiter gesenkt werden.

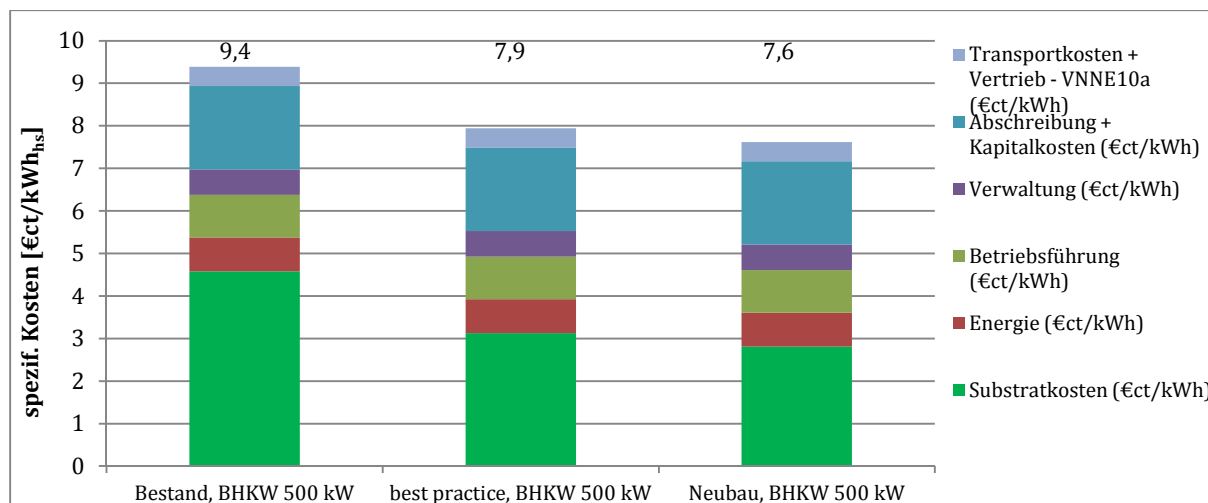


Abb. 1: Biomethan-Produktionskosten bis zum Flansch eines 500kW-BHKW, exklusive der Kosten der Einspeiseanlage (BGEA)

Senkung der Fördersätze

Die Abbildung 2 zeigt die Kosten- und Erlösstruktur bei der Verstromung von Biomethan in einem BHKW bis 500 kW_{el}. Mit Biomethan aus der Bestandsanlage betragen die Kosten inkl. BHKW-Betrieb 28 ct/kWh_{el}. Nach Abzug der Wärmeerlöse in Höhe von 4,3 ct bezogen auf eine kWh_{el} ergibt sich eine kostendeckende Stromvergütung in Höhe von 23,7 ct/kWh_{el}. Wenn das Biomethan hingegen in einer Best practice-Anlage produziert wird, so reicht eine Stromvergütung in Höhe von 19,6 ct. Bei einer optimalen Neubauanlage würden 18,6 ct/kWh_{el} die Kosten decken.

Da unter dem EEG 2012 sowohl Biogasanlagen als auch Biomethan-BHKWs in Betrieb genommen wurden, werden dessen Fördersätze als auskömmlich angesehen. Der Vergleich der Fördersätze mit den Produktionskosten zeigt jedoch, dass bei durchschnittlichen Bestandsanlagen die Erlöse nicht kostendeckend sind und 10-20% höher liegen müssten. Nur bei Best practice-Anlagen liegen die Produktionskosten an oder unter den Erlösen nach EEG 2012, so dass ein kostendeckender Betrieb möglich ist.

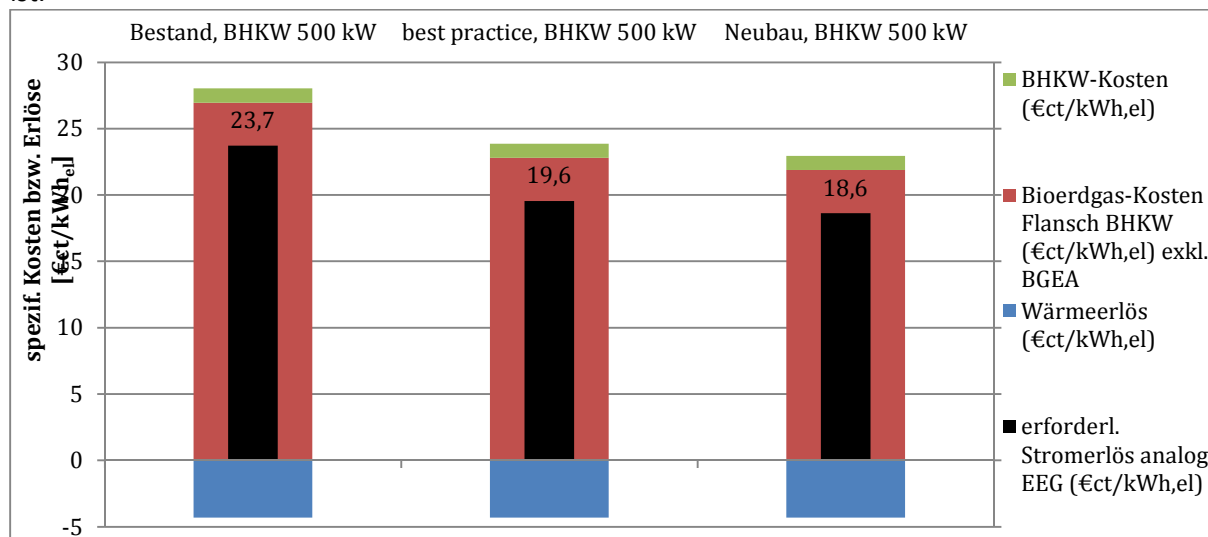


Abb. 2: Kosten- und Erlösstruktur von Biomethan-BHKWs mit 500 kW_{el}

Abbildung 3 zeigt kostendeckende Fördersätze für Strom aus Biomethan aus einer optimierten Neubauanlage, gestaffelt nach der elektrischen Leistung des verstromenden BHKWs. Im Vergleich zu den Fördersätzen nach EEG 2012 (Biomethan aus Nawaro EVK1) können künftige Fördersätze um 3,4 auf 21,9 ct/kWh_{el} (100 kW) bzw. um 2,7 auf 18,6 ct/kWh_{el} (500 kW) sinken. Für große BHKWs von 500 bis 2.000 kW hingegen waren in der Vergangenheit die Fördersätze schon vergleichsweise niedrig, so dass hier nur noch eine Reduktion von 0,9 auf 17,1 ct angeraten ist. Im Mittel dieser drei Größenklassen können die Fördersätze im Vergleich zum EEG 2012 um 10% sinken.

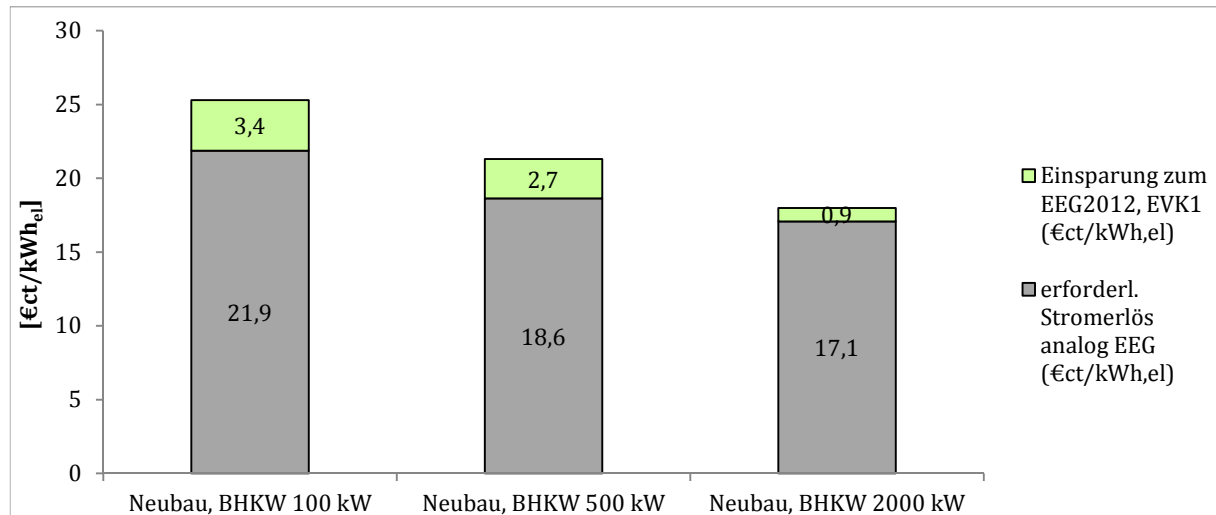


Abb. 3: Kostendeckende Stromfördersätze und Einsparungen zum EEG 2012

Der **DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. – Technisch-wissenschaftlicher Verein** – fördert das Gas- und Wasserfach mit den Schwerpunkten Sicherheit, Hygiene und Umweltschutz. Mit seinen über 13.700 Mitgliedern erarbeitet der DVGW die allgemein anerkannten Regeln der Technik für Gas und Wasser. Der Verein initiiert und fördert Forschungsvorhaben und schult zum gesamten Themenspektrum des Gas- und Wasserfaches. Darüber hinaus unterhält er ein Prüf- und Zertifizierungswesen für Produkte, Personen sowie Unternehmen. Die technischen Regeln des DVGW bilden das Fundament für die technische Selbstverwaltung und Eigenverantwortung der Gas- und Wasserwirtschaft in Deutschland. Sie sind der Garant für eine sichere Gas- und Wasserversorgung auf international höchstem Standard. Der gemeinnützige Verein wurde 1859 in Frankfurt am Main gegründet. Der DVGW ist wirtschaftlich unabhängig und politisch neutral.

Grundlage der Anmerkungen des DVGW sind die im Zusammenhang betrachteten Ergebnisse von insgesamt mehr als 30 Forschungsvorhaben. [www.dvgw-innovation.de] und Kurzstudien. Insbesondere die Ergebnisse von Studien folgender Forschungsnehmer sind für die hier dargestellten Themenkomplexe von Bedeutung:

- Forschungszentrum Jülich, Institut für Systemforschung und technologische Entwicklung
- Fraunhofer IWES, Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
- Fraunhofer UMSICHT, Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
- Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
- TZW – DVGW Technologiezentrum Wasser
- DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
- GWI Gas- und Wärmeinstitut Essen e.V.
- RWTH-Aachen, E.on Energy Research Center, Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate
- DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Literatur:

- [1] Erler u.a. ; Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas); Hrsg. DVGW; www.dvgw-innovation.de; 2013
- [2] Dr. Hartmut Krause, Wolfgang Köppel; Markus Fischer, Prof. Hake u.a.; Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgelassenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern – Einfluss moderner Gasttechnologien für zukünftige Strukturen der Energieversorgung hinsichtlich Effizienz und Umwelt; Hrsg. DVGW; www.dvgw-innovation.de; 2012
- [3] Prof. Krause u.a.; Untersuchung des Beitrags der dezentralen Kraftwärmekopplung zur Deckung der Residuallast aus erneuerbaren Stromerzeugern und Stromverbrauch; in Erstellung; Hrsg. DVGW e.V.
- [4] Graf et al.; Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten Teilprojekt Methanisierung; Hrsg. DVGW e.V.; November 2014; www.dvgw-innovation.de
- [5] B2G – Innovative Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen aus Biomasse; Hrsg.: DVGW-Forschungsstelle, Engler-Bunte-Ring 1, 76131 Karlsruhe; www.b-2-g.de/download/B2G_Schlussbericht.pdf; Mai 2014
- [6] Zdrallek u.a., Meta-Analyse „Energiesystem der Zukunft“ – Wesentliche Erkenntnisse und gemeinsame Bewertung, Hrsg. DVGW e.V.; voraussichtlich November 2015
- [7] Moser, Zdrallek, Krause, Graf; Nutzen der Power-to-Gas Technologie zur Entlastung der 110kV-Netze, Hrsg. DVGW e.V.; www.dvgw-innovation.de, März 2015
- [8] Prof. Dr. Moser u.a.; Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie; Hrsg. DVGW e.V.; www.dvgw-innovation.de; März 2014