

STELLUNGNAHME

vom 5. Oktober 2016 zur

Verordnungsermächtigung zur Experimentierklausel im SINTEG-Programm

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

Ansprechpartner
Dr. Volker Bartsch
Robert-Koch-Platz 4
D-10115 Berlin
Tel.: +49 30 24083095
Fax: +49 228 9188-994
E-Mail: bartsch@dvgw.de

Grundsätzlich

Angesichts der äußerst kurzen für diese Stellungnahme zur Verfügung stehenden Zeit von nur einem Tag nehmen wir hier zunächst nur Stellung zu den wesentlichen Vorschlägen des Gesetzentwurfs.

Das im DVGW organisierte Gasfach begrüßt und unterstützt die in SINTEG geförderten Projekte und deren inhaltliche Ausrichtung. In zwei der fünf Projekte werden auch Gasinfrastrukturen und Gastechiken vertreten sein. Dies ist ein weiterer Beleg dafür, dass wie die Netzexperten schon heute postulieren, die Versorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien nur mit beiden Energieinfrastrukturen (Strom und Gas) gemeinsam möglich ist.

Leider wird durch die Verordnungsermächtigung diese neue sektorgekoppelte Betriebsweise unserer Energienetze nur in kleinen Teilen abgebildet. Insbesondere der Aspekt des Entlastungspotentials auch beim Ausbaubedarf der Stromnetze auf allen Spannungsebenen durch Power-to-Gas-Anlagen wird nicht berücksichtigt. Obwohl die Verringerung des Netzausbaubedarfes auf der Verteilnetzebene als Ziel (5) im Förderprogramm SINTEG fest verankert ist, findet sich in den konkret geplanten Ausnahmeregelungen und Ermächtigungen bislang kein Punkt, der diesem Ziel Rechnung trägt.

Generelle Anregungen des DVGW zu Power-to-Gas und Biomethan

Anrechenbarkeit

Strom- und Gasnetzbetreiber sollten Kosten für die Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen als umlagefähig in den Netzentgelten 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. Zudem sollte eine Wälzung der Investitionskosten für Power-to-Gas-Anlagen im Fall nachgewiesener Einsparungen des Stromnetzausbaus über mehrere Spannungsebenen hinweg auf anteilig auf die Spannungsebenen ermöglicht werden.

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.

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.

Konkret

Zu 1. (1) 3.

Es sollten auch bereits Situationen erfasst werden, in denen an den Strombörsen die Preise für Strom kleiner 30 €/MWh sind. Dies würde einen progressiven Einsatz zuschaltbarer Lasten bewirken. Daher wäre es möglich, die Wirkung der Anlagen frühzeitig kostendämpfend für das Gesamtsystem möglich zu machen. Um einen schrittweisen Anstieg zuschaltbarer Lasten zu erhalten, können maximale Anschlussleistungen zuschaltbarer Lasten im Rahmen von SINTEG definiert werden.

Zu 1. (2) und 2.

In der Rechtsverordnung sollten auch Regelungen getroffen werden, die es ermöglichen, die Kosten von Bau/Betrieb von PtG -Anlagen als Anrechenbare Kosten im Kontext der Anreizregulierung bzw. bei der Berechnung der Netzentgelte gleichwertig den Investitionen in

Stromnetze anzusetzen. PtG-Anlagen können nachgewiesenermaßen den Stromnetzausbaubedarf auf allen Spannungsebenen reduzieren und wirken somit als ein alternativer Stromnetzausbau [2].

Im Rahmen der Rechtsverordnung sollte es möglich gemacht werden, die starren Unbundlingvorschriften – auch was die Kommunikation der Partner angeht – zu lockern. Beispielsweise ist heute noch nicht eindeutig geklärt, wer zukünftig ein Sektorkopplungselement betreiben wird und welche Informationsregeln für die Kommunikation mit den Marktpartnern erforderlich sind.

Darüber hinaus sollte es auch den im Projekt vertretenen Unternehmen des regulierten Bereiches (Strom- und Gasnetzbetreiber) ermöglicht werden, weitergehende Aufgaben im Sinne einer Gesamt-Systemstabilität zu übernehmen.

Zu 2.

Die EEG - Umlage kann für die Power to Gas Anlagenbetreiber ein wesentlicher Kostentreiber sein. Aus diesem Grund sollte in den SINTEG - Projekten erprobt werden, welche Wirkung eine Befreiung von der EEG - Umlage auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hat. Derzeit wird bei der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens darüber diskutiert, inwieweit unterschiedliche Formen staatlich induzierter Abgaben (=SIP) wie z.B. eine zeitliche Dynamisierung oder eine Dynamisierung in Abhängigkeit vom Stromangebot auf den Markt haben. Um hierbei auch eine Wirkung der unterschiedlichen Befreiungsformen zu erproben, sollte in den verschiedenen Projekten neben einer vollständigen Befreiung von der EEG -Umlage auch eine Befreiung in Abhängigkeit vom EEG - Stromangebot erprobt werden.

Die vorgesehene Absenkung der EEG-Umlage sollte daher für Sektorkopplungselemente wie PtG-Anlagen die Möglichkeit beinhalten, auf Null abgesenkt zu werden. In einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierten Zukunft, wie sie in SINTEG vorausgedacht wird, hat die EEG-Umlage in dieser Form keine Zukunft mehr. Daher sollte in der Experimentierklausel eine vollständige EEG-Umlagebefreiung für PtG-Anlagen möglich sein. Ersatzweise könnte auch eine Umlagebefreiung basierend auf einem noch festzulegenden Benutzungsstundenansatz, gekoppelt mit der Nennleistung der jeweiligen PtG-Anlage überlegt werden. Damit wäre es möglich definierte kWh-Pakete (Mengenkontingente)umlagefrei zu gestalten.

Weiterhin kann die intelligente Steuerungstechnik, die gerade im Netz zur Einbindung der Power-to-Gas - Technik erforderlich ist, deutlich mehr OPEX verursachen. Da diese im derzeitigen Regulierungsrahmen keine Verzinsung erfahren, besteht beim Netzbetreiber, der die Power to Gas Anlage anschließt, eine Zurückhaltung, diese Technik einzusetzen. Aus diesem Grund sollte in den SINTEG - Projekten erprobt werden, ob eine OPEX-Pauschale für den anschließenden Netzbetreiber einen Anreiz zur Nutzung möglichst günstiger Anschluss- und Ausbaukonzepte zu minimalen Kapitalkosten mit intelligenter Steuerungstechnik hat.

zu 2. B) bb):

Die Notwendigkeit der räumlichen Begrenzung der EE-Anlage und der beziehenden Anlage auf eine maximale Entfernung von 4000 m und die Voraussetzung, dass es sich um dasselbe Verteilnetz handeln muss, schränkt die alternative Erlösmöglichkeit von EE-Anlagenbetreibern und von Betreibern beziehender Anlagen zu sehr ein.

Die Einschränkung, dass die erzeugende und die beziehende Anlage an dasselbe Verteilnetz angeschlossen sein müssen, ist in vielen Fällen für einen netzdienlichen Anlagenbetrieb ausreichend. Das gilt auch für den Bezug von Eigenstrom. Zudem sollten Netzbetreiber in Form einer „Netzampel“ den beziehenden Anlagen signalisieren dürfen, zu welcher Zeit welche Leistung zur Stabilisierung des Netzes abgerufen werden sollte.

Begründungen

Zu Power-to-Gas und Infrastrukturansätzen (Sektorenkopplung)

Bau und Betrieb von Energieinfrastrukturen stellen einen nicht zu vernachlässigenden Kostenfaktor dar. Eine intelligente Kopplung und Nutzung der Energieinfrastrukturen führt zu einer Optimierung des Ausbaubedarfes insbesondere auch auf kommunaler Ebene. Das gilt für alle Infrastrukturen. Daher sollte der Blick von den Infrastrukturen her wesentlicher Bestandteil einer Experimentierklausel sein.

Wissenschaftler aus dem Strom- und Gasfach sind sich weitgehend einig, dass unser Energiesystem der Zukunft aus Strom- und Gasinfrastrukturen bestehen muss. Zu diesem Ergebnis kommt eine Meta-Studie über 60 Einzelstudien das Gas- und Stromfaches [1]. Von diesem in technischen Aspekten begründeten Ansatz ausgehend sollte die Experimentierklausel robuste Strategien beinhalten.

Die Gasinfrastruktur ist der ideale Partner der erneuerbaren Energien (nicht nur) im Stromsektor. Sie bietet das, was die anderen nicht oder nur in deutlich geringerem Maße haben:

- Schaffung von Flexibilitäten
- Entlastungspotential der Stromnetze aller Spannungsebenen (Nieder-, Mittel, Hoch- und Höchstspannung)
- Entlastungspotential auch beim Ausbaubedarf der Stromnetze auf allen Spannungsebenen
- Speicherfunktion

Der Einsatz von Power-to-Gas in der NS-Ebene 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 NS-Netz 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. [2]

Durch die Kopplung der Strom- mit der Gasinfrastruktur kann Klimaschutz daher deutlich schneller erreicht werden. Sektorenkopplung bedeutet, Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsinfrastrukturen physisch zu koppeln und so erneuerbare Energien systemdienlich, gesamtökologisch und makroökonomisch wirksam in allen Sektoren nutzbar zu machen. So wird Sektorenkopplung zu einem integrierten Dekarbonisierungsprojekt. Eine einzige Energieinfrastruktur alleine wird dazu nicht ausreichen.

Zu erneuerbaren Gasen

Die Zeiten sind längst vorbei, in denen man von (Erd)gas als einem rein fossilen Energieträger sprechen konnte. Bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz (Biomethan / Bio-Erdgas) ist Deutschland inzwischen weltweit führend. 140 Anlagen speisen mittlerweile Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, im Jahr 2006 waren es erst zwei.

Derzeit werden in Deutschland etwa 11,8 Milliarden Nm³ Rohbiogas im Jahr erzeugt. Dieses Rohbiogas weist einen Brennwert von ca. 5,8 kWh/Nm³ auf. Ein Großteil dieses erzeugten Rohbiogases wird derzeit vor Ort verstromt. Mit der Einspeisung in das Gasnetz könnten zusätzliche Umwelt- und Effizienzvorteile durch die dann mögliche Adressierung weiterer Energiesektoren (Mobilität, Wärme, etc.) erzielt werden.

Um Biogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, muss es zu Biomethan aufbereitet werden. Es weist dann mit ca. 10,6 kWh/Nm³ einen annähernd doppelt so hohen Energieinhalt auf und entspricht Erdgasqualität.

Rund 11 Milliarden Kubikmeter Biogas in Erdgasqualität (Bio-Erdgas) sind in 2030 unter der Berücksichtigung der Anforderungen an den vorsorgenden Gewässerschutz sowie hohen Umweltstandards nachhaltig erzeugbar. [5]

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. Insgesamt ist durch Repowering der Anlagen und die Kopplung mit der biologischen Methanisierung ein Effizienzgewinn von Faktor 2-3 möglich.

Bis 2030 könnten so allein gut 15% des in Deutschland verbrauchten Erdgases durch Biogas ersetzt werden, und damit die klimapolitischen Zielstellungen erreicht werden. Aus technischer, gas- und wasserwirtschaftlicher Sicht sollten die ursprünglichen Biogas-Einspeiseziele daher beibehalten werden. [3].

Auch die Produktion und Einspeisung von Wasserstoff oder Methan aus erneuerbarem Strom (Power-to-Gas) hat im vergangenen Jahr einen deutlichen Sprung erlebt.

2013 wurden die ersten Power-to-Gas-Anlagen an das Gasnetz angeschlossen. Mittlerweile befinden sich bundesweit insgesamt 18 Anlagen im Betrieb oder im Bau, weitere sechs Projekte sind konkret in Planung oder haben Förderzusagen für die Realisierung erhalten. Auch auf europäischer Ebene gewinnt das Thema immer mehr an Dynamik. Weitere Demonstrationsanlagen treten hinzu.

Es wurden bereits deutliche Effizienzsteigerungen und auch Größenreduktionen der Anlagen erzielt. Es ist somit festzustellen, dass Power-to-Gas die Phase der Technologiedemonstration bereits weitgehend abgeschlossen hat. Eine deutlich stärkere Verankerung in der Experimentierklausel ist daher geboten.

Literaturhinweise

[1] Zdrallek u.a., Meta-Analyse „Energiesystem der Zukunft“ – Wesentliche Erkenntnisse und gemeinsame Bewertung, Hrsg. DVGW e.V.; November 2015

[2] Moser, Zdrallek, Krause, Graf; Nutzen der power-to-gas Technologie zur Entlastung der 110kVNetze, Hrsg. DVGW e.V.; www.dvgw-innovation.de, März 2015

[3] Erler u.a. ; Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas); Hrsg. DVGW; www.dvgw-innovation.de; 2013

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.