Strategieplattform Power to Gas

dena Deutsche Energie-Agentur

Stellungnahme.

Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs Netzentwicklungsplan Gas 2013 (NEP Gas 2013).

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65 – 651
Fax: +49 (0)30 72 61 65 – 699
E-Mail: agricola@dena.de

Berlin, 21.06.2013

1 Hintergrund

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) leitet seit dem Jahr 2011 die Strategieplattform Power to Gas, in der die dena und aktuell 31 Institutionen aus Energiewirtschaft, Anlagenbau, Forschung und Entwicklung sowie Verbänden das Ziel verfolgen, die innovative Systemlösung Power to Gas wirtschaftlich und großtechnisch verfügbar zu machen. Hierzu findet in regelmäßigen Arbeitsberatungen ein intensiver Informationsaustausch und Diskussionsprozess statt, in dessen Ergebnis beispielsweise Hintergrund- und Positionspapiere erarbeitet werden. Im vergangenen Jahr hat die Strategieplattform Eckpunkte für eine Roadmap Power to Gas vorgelegt. Im Frühjahr 2013 wurde ein gemeinsames Positionspapier entwickelt, in dem sich die Partner der Strategieplattform für die Markteinführung der Systemlösung Power to Gas positionieren und als Zielmarke die Installation von 1.000 MW Anlagenleistung bis zum Jahr 2022 setzen. Die Partner der Strategieplattfom Power to Gas setzen sich intensiv für die Verfolgung eines systemischen Ansatzes im Hinblick auf die Nutzbarmachung von Power to Gas ein, d.h. im Fokus steht die gleichberechtigte Verfolgung der verschiedenen Nutzungspfade für erneuerbaren Wasserstoff/Methan. Hierzu wurde am 18.06.2013 ein Eckpunktepapier veröffentlicht.

In diesem Kontext nehmen wir Stellung zu dem vorgelegten Entwurf der Fernleitungsnetzbetreiber zu einem Netzentwicklungsplan Gas 2013 (NEP Gas 2013) vom 02.04.2013.

2 Power to Gas (Kapitel 7.1 Netzentwicklungsplan)

Wir begrüßen die Berücksichtigung der Systemlösung Power to Gas bei der Netzentwicklungsplanung Gas. Aus Sicht der dena-Strategieplattform Power to Gas kann die Systemlösung Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung beitragen. Hierbei kommen insbesondere die verschiedenen Nutzungspfade von Wasserstoff und Methan zum Tragen, beispielsweise in der Mobilität, in der Industrie, bei der Wärmeversorgung oder bei der Stromspeicherung (Rückverstromung). Aus Sicht aller Partnerinstitutionen der Strategieplattform sind alle Erzeugungspfade (Wasserstoff und Methan) sowie alle Nutzungspfade gleichberechtigt zu verfolgen.

2.1 Gleichberechtigte Berücksichtigung der Einspeisung von Wasserstoff und Methan

Die im Entwurf zum NEP Gas2013 aufgeführte Argumentation, dass bereits geringe Konzentrationen an beigemischtem Wasserstoff zu lokalen Extremwerten der Wasserstoffkonzentration führen können, ist durch wissenschaftliche Untersuchungen und Modellierungen weiter zu analysieren, um genaue Kenntnisse über maximale Beimischungsquoten für Wasserstoff in das Erdgasnetz zu erhalten. Hierbei ist insbesondere transparent zu machen, welche Rahmenannahmen bei diesen Berechnungen zugrunde gelegt werden und inwiefern diese als realistisch einzuschätzen sind. Insbesondere die Annahmen zur Anlagengröße und die damit verbundenen Volumenströme spielen hierbei eine Rolle. Auch kann die Einspeisung von Wasserstoff bzw. von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen genehmigungsrechtlich so geregelt werden, dass Extremkonzentrationen vermieden werden. Vor diesem Hintergrund weisen wir darauf hin, dass bei der Fortentwicklung des NEP Gas die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz nicht generell auszuschließen und parallel zu berücksichtigen ist. Hierbei sollte auf wissenschaftlich fundierter Basis eine Gegenüberstellung der absehbaren, netz- und nutzerseitigen Kosten für Wasserstoffbeimischungen von bis zu zehn Prozent auf der einen und der Methanisierung auf der anderen Seite erfolgen.

2.2 Einbezug biogener CO_2-Quellen

Es ist zu begrüßen, dass im Entwurf zum NEPGas2013 die Frage nach geeigneten potenziellen Standorten für Power to Gas-Anlagen aufgeworfen wird. Die im Entwurf zum NEP Gas2013 aufgeführte Methodik zur Abschätzung der benötigten CO_2-Mengen zur Methanisierung und der daraus abgeleiteten Argumentation, dass zur großtechnischen Umsetzung der Systemlösung Power to Gas vorrangig konzentrierte Standorte (Industrie, fossile Kraftwerke) geeignet sind, ist differenzierter weiter zu entwickeln. Hierbei sind insbesondere die zu erwartenden spezifischen Leistungen einzelner Anlagen und das regionale Aufkommen von CO_2 aus Biogasanlagen einzubeziehen. Grundsätzlich ist eine Diskussion über die Herkunft des CO_2 zu führen, nach Einschätzung der Strategieplattform sind jedoch biogene Quellen aus gegenwärtiger Sicht in signifikanter Menge verfügbar (siehe nachfolgende Herleitung, Tabelle 1). Zumal ist ein privilegierter (vorrangiger) Gasnetzzugang für Methan aus dem Power to Gas-Prozess derzeit nur bei Verwendung von CO_2 aus biogenen Quellen möglich (§ 3 Nr. 10c EnWG).

Wie in Tabelle 1 dargestellt, bieten verfügbare biogene Kohlendioxidquellen ein jährliches CO_2-Potenzial von 3.750 Mio. Nm^3 . Wird dieses gemäß einer stöchiometrischen Reaktion zu Methan umgewandelt, so ergibt sich eine gespeicherte Energiemenge von 41,2 TWh. In Bezug auf die dafür notwendige elektrische Energie bedeutet dies, dass 75 TWh/a dem Stromnetz für die Wasserstofferzeugung entnommen werden. Darüber hinaus kann das CO_2-Potenzial wesentlich vergrößert werden, wenn neben den Biogas- und –ethanol-Anlagen die weiteren biogenen Energienutzungswege eingeschlossen werden. Hier ist beispielsweise die thermochemische Umwandlung von zellulosehaltiger Biomasse zu nennen (Holzvergasung etc.).

Zusammenfassend kann die Aussage getroffen werden, dass Kohlendioxid aus biogenen Quellen in einer signifikanten Menge vorhanden ist. Werden zusätzlich die prozessbedingten CO_2-Emitenten (z. B. Zementindustrie) berücksichtigt, die auch in einer post-fossilen Zeit verfügbar sein werden, ist ein CO_2-Engpass für Power to Gas sehr unwahrscheinlich. Daher ist bei der Fortentwicklung des NEP Gas neben dem Einbezug prozessbedingter CO_2-Emissionen der Einbezug von CO_2 insbesondere aus biogenen Quellen nicht auszuschließen und mit zu untersuchen.

Tabelle 1 **Biogene und nicht-biogene Kohlenstoffquellen und –potenziale**
Quelle: Hey, Bastian: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebotes und als Bestandteil eines flexiblen Demand on Side Managementes. Masterthesis, HAW Hamburg, 2012.

Kohlenstoffquellen	CO_2-Potenzial	Energiegehalt des erzeugten Methans	Notwendige Strommenge zur Wasserstofferzeugung
Konventionelle Biogasanlagen (ohne Gaseinspeisung)	3.000 Mio. Nm³ /a	33,0 TWh	60,0 TWh
Biogasanlagen mit Einspeisung in das Erdgasnetz	160 Mio. Nm³ /a	1,8 TWh	3,2 TWh
Ethanolanlagen	295 Mio. Nm³ /a	3,2 TWh	5,9 TWh
Kläranlagen mit Schlammfaulung	295 Mio. Nm³ /a	3,2 TWh	5,9 TWh
Stahlindustrie	8.430 Mio. Nm³ /a	92,7 TWh	168,6 TWh
Zementindustrie	5.000 Mio. Nm³ /a	55,0 TWh	100,0 TWh
Chemische Industrie	8.430 Mio. Nm³ /a	92,7 TWh	168,6 TWh

Verwendete Umrechnungen und Formeln:

Gespeicherte Energie in Form von CH_4:

$$E_{CH4} = V_{CO2} * 11 \frac{kWh}{Nm^3}$$

Elektrische Energie aus dem Netz:

$$V_{H2} = 4 * V_{CO2}$$

$$E = V_{H2} * 5 \frac{kWh}{Nm^3}$$ (angesetzt werden 5 kWh für die Erzeugung von 1 Nm³ Wasserstoff in der Elektrolyse)

2.3 Identifikation geeigneter Standorte für Power to Gas

Vor dem Hintergrund der zuvor dargestellten verfügbaren CO_2-Quellen (insb. biogen), der vorhandenen Strom- und Gasinfrastruktur sowie Verbrauchsschwerpunkten und Gasspeicherstandorten ist die Analyse möglicher Standorte für Power to Gas-Anlagen gegenüber der im Entwurf zum NEP Gas 2013 dargestellten Methodik weiter zu fassen. Hierbei ist insbesondere die durchschnittliche spezifische Leistung pro Anlage zwischen mehreren Hundert kW, im Mittel zwischen 2 und 10 MW und bis zu maximal 100 MW zu skalieren. Anlagen mit höherer spezifischer Leistung sind im Betrachtungszeitraum bis 2025 zunächst nicht zu erwarten.

Bezüglich geeigneter Standorte sind auch die entsprechenden entlastenden Wirkungen von Power to Gas für die Stromnetze als Parameter zu berücksichtigen.

Daher erachten es alle Beteiligten der dena-Strategieplattform als sinnvoll, weitere bzw. andere Standorte für Power to Gas-Anlagen zu betrachten und die Karte auf S. 172 weiter zu entwickeln. Auch die Entwicklung eines Power to Gas-Potenzialatlas unter Einbeziehung der zuvor genannten Parameter (CO_2-Quellen, Strom- und Gasinfrastruktur, Verbrauchsschwerpunkten, Gasspeicherstandorte, spezifische Anlagenleistung) ist zu begrüßen.

2.4 Künftige Berücksichtigung verschiedener Power to Gas-Einspeiseszenarien

Die dena-Strategieplattform vertritt die Position, dass zur Markteinführung und zur Weiterentwicklung der Technologie bis zum Jahr 2022 Anlagen mit insgesamt ca. 1.000 MW an Elektrolyseleistung installiert werden sollen. Mit diesem Anlagenpark können ca. 2-4 TWh Strom aufgenommen und entsprechend 400 bis 800 Mio. m^3 Wasserstoff bzw. 100 bis 200 Mio. m^3 Methan pro Jahr erzeugt werden. In Relation zum Erdgasverbrauch i.H.v. 75,5 Mrd. m^3 (Szenario II des GasNEP2013 für das Jahr 2023) entspricht die Menge eingespeisten Methans volumenbezogen 0,1 bis 0,3 Prozent.

Für die Fortentwicklung des NEP Gas ist es notwendig, dass bei künftigen Modellrechnungen diese Größenordnung im Sinne eines Anreizszenarios berücksichtigt wird, um die Effekte auf die Gasnetzinfrastruktur aufzeigen zu können.

Strategieplattform Power to Gas

Die Strategieplattform *Power to Gas* wird von der dena geleitet und gemeinsam mit Partnern aus Wirtschaft, Forschung und Verbänden umgesetzt, um die Weiterentwicklung der Systemlösung *Power to Gas* zu unterstützen. Projektpartner der dena sind:

50Hertz Transmission GmbH, Bayerngas GmbH, Biogasrat+ e. V., BTU Brandenburgische Technische Universität Cottbus, DBI Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Enertrag AG, E.ON Gas Storage GmbH, ETOGAS GmbH, Evonik Industries AG, EWE Aktiengesellschaft, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Gasunie Deutschland Services GmbH, GDF SUEZ Energie Deutschland AG, GP Joule, Hydrogenics GmbH, IAEW - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, IVG Caverns GmbH, performing energy – Bündnis für Windwasserstoff, Robert Bosch GmbH, RWE Deutschland AG, Thüga Aktiengesellschaft, Trianel GmbH, UGS Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH, Viessmann Werke GmbH & Co. KG, VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V., VNG Gasspeicher GmbH, Volkswagen Aktiengesellschaft, Wingas GmbH, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).