

Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21

Im DVGW-Forschungsvorhaben „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21“ (DVGW-Fördernummer G 201624, vormals G 1/01/16) wurden der mögliche Beitrag als auch **kostenoptimale Transformationspfade der Gasinfrastruktur** auf dem Weg in eine treibhausgasneutrale Energieversorgung untersucht. Die erneuerbaren Gase aus Power-to-Gas können bis zum Jahr 2050 für etwa 45 Mrd. Euro Mehrkosten integriert werden. **Im Vergleich der Technologiepfade** wird mit Fokus auf die Gasinfrastruktur dabei vorwiegend Wasserstoff (EE-PtG-H₂) genutzt. Die Nutzer der Gasinfrastruktur, **Gasanwender in den Sektoren Wärme, Strom und Verkehr** wie auch die Wasserstoffherzeugung, wurden im Rahmen dieser Arbeit noch nicht mit einbezogen.

von: Gert Müller-Syring, Marco Henel, Marek Poltrum, Anja Wehling, Elias Dannenberg, Josephine Glandien, Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause (alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH), Fabian Möhrke, Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek (beide: Bergische Universität Wuppertal) & Felix Ortloff (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut)

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich im Jahr 2015 mit 195 weiteren Staaten im Paris-Abkommen auf ambitionierte Klimaziele geeinigt: So soll die durch den Menschen verursachte Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst jedoch auf 1,5 °C gegenüber den vorindustriellen Werten, begrenzt

werden. Für Deutschland bedeutet das 2-°C-Ziel nach aktuellen Erkenntnissen, dass die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 95 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 gemindert werden müssen; dies entspräche einer nahezu vollständigen Treibhausgasneutralität aller Sektoren, auch

der Gaswirtschaft. Gasförmige Energieträger können auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung aller Sektoren in Deutschland bis 2050 einen wichtigen Beitrag leisten. Dies umfasst sowohl fossiles Erdgas als auch regenerative Gase, die aus Biomasse oder über Power-to-Gas (PtG) mit erneuerbarem Strom (EE-PtG-Gase) erzeugt werden.

Vor diesem Hintergrund wurde in der Studie die Rolle der Gasnetze und -speicher in Deutschland untersucht. Dazu wurden verschiedene Transformationspfade für die Treibhausneutralität der Gasversorgung skizziert. Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf der Bestimmung der Mehrkosten¹ für die Gasinfrastruktur innerhalb des Bilanzraumes von der Erzeugung der Gase bis zur Übergabe an die Endverbraucher.

¹ Mehrkosten stellen diejenigen Kosten dar, die im Rahmen der Transformation der Gasinfrastruktur über die regulären Investitionen im Normalbetrieb nach Ende der regulatorischen Abschreibungsdauer (Ersatzinvestitionen) hinaus zur Integration der zur Treibhausgasneutralität erforderlichen EE-PtG-Gase im Zeitraum bis 2050 anfallen.

Quelle: [1]

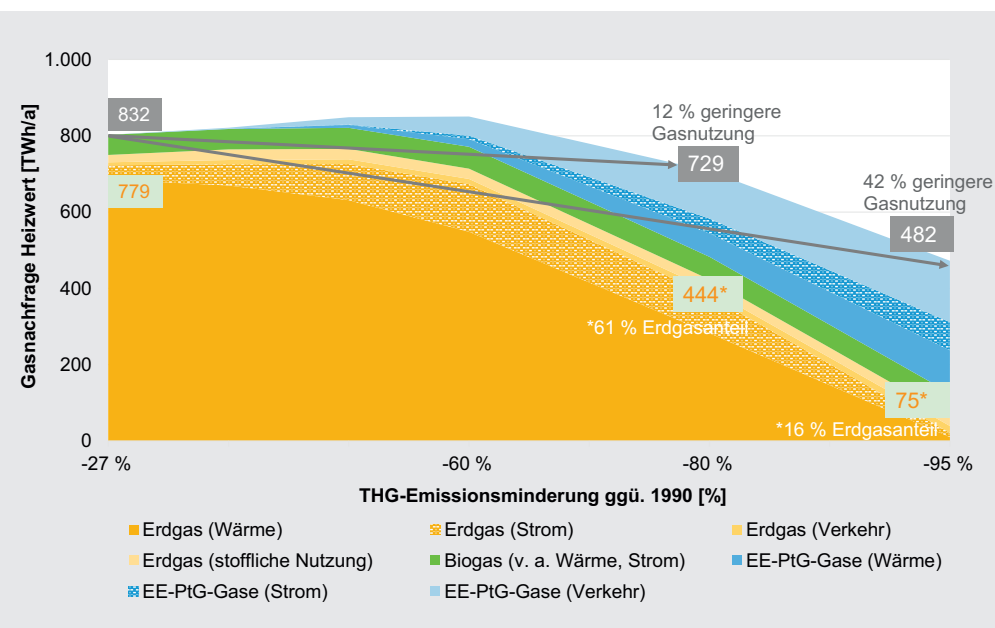


Abb. 1: Entwicklungsszenarien für die Gasnachfrage in Deutschland nach [1]

Ausgangspunkt: Entwicklung der Gasnachfrage

Das ausgewählte Szenario für die Entwicklung des Gasbedarfs geht von einer Reduktion der Gasmenge von 832 Terawattstunden (TWh) in 2015 auf 482 TWh in 2050 aus (-95 Prozent Treibhausgase (THG), jeweils Heizwert) (Abb. 1). Zunächst kommt es jedoch zu einer zwischenzeitlichen Bedarfsspitze von 882 TWh aufgrund der Substitution anderer fossiler Energieträger wie z. B. Kohle. Diese Bedarfsspitze wird um das Jahr 2030 erwartet und trägt zu einer THG-Minderung von 60 Prozent bei. Ab 2030 nimmt die Erdgasnachfrage deutlich ab und wird zunehmend durch EE-PtG-Gase ersetzt, um die erforderliche THG-Minderung in Höhe von 95 Prozent zu erreichen.

Transformationspfade der Gasnetze und -speicher – Fragestellung und Modell

Die Integration der EE-PtG-Gase in die Gasnetze und -speicher wurde über zwei Technologiepfade in einem komplexen Berechnungsmodell untersucht. Zum einen können sie als EE-PtG-H₂ (Wasserstoff) dem Erdgas beigemischt werden. Dies erfordert für die Einspeisung von größeren Energiemengen – je nach Anteil – eine technische Anpassung der Gasinfrastruktur, die wiederum teilweise mit Mehrkosten behaftet ist. Zum anderen kann der Wasserstoff in einem weiteren, mit Verlusten behafteten Prozessschritt zu EE-PtG-CH₄ (Methan) umgewandelt und dem Erdgas beigemischt werden. Die Umwandlung von Wasserstoff zu Methan ist jedoch mit Mehrkosten durch die Errichtung und den Betrieb von Methanisierungsanlagen verbunden.

Aufgabe der Untersuchung war daher, kostenoptimale Pfade zur Integration der zur Treibhausgasneutralität erforderlichen Gasmengen, insbesondere der EE-PtG-Gase in den genannten Bilanzgrenzen, zu ermitteln. Werden die benötigten EE-Gasmengen integriert, wird von einem Transformationspfad

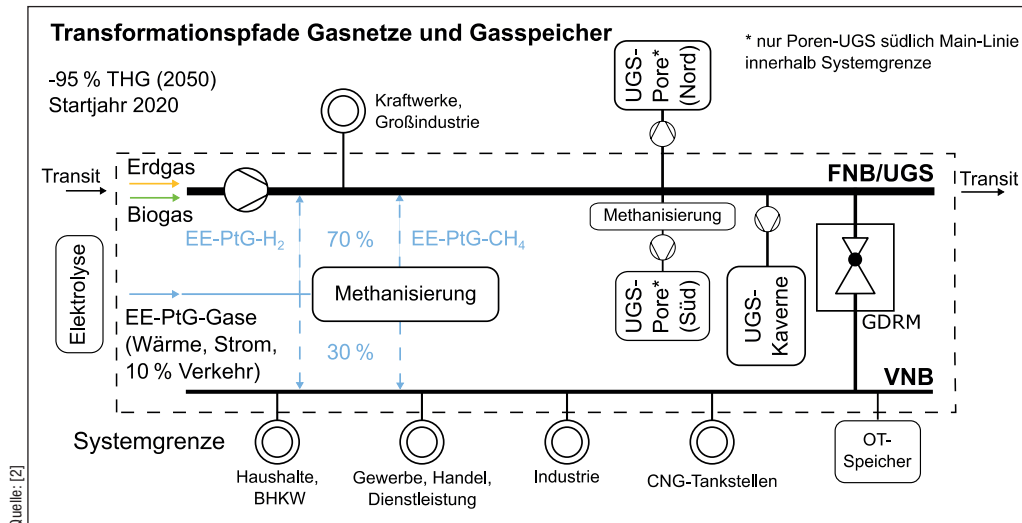


Abb. 2: Systembild mit Systemgrenze der modellierten Gasinfrastruktur

zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und -speicher gesprochen.

Neben der Entwicklung der Gasnachfrage fließt ein umfangreiches Set an technoökonomischen Eingangsparametern wie etwa ein Mengen-Kosten-Gerüst der wasserstoffsensitiven Gasinfrastruktur oder die Entwicklungen der PtG-Technologien (Kosten, Wirkungsgrade etc.) ein. Methodisch werden zum einen die Entwicklung der Gasnetze und -speicher im regulären Asset-Management über Ersatzinvestitionen nach Ablauf der Abschreibungsdauer sowie die erforderlichen außerordentlichen Maßnahmen zur Integration der EE-PtG-Gase modelliert und die zugehörigen Mehrkosten quantifiziert. Beides wird im Modell für Gastransportnetze (einschließlich Untergrundgasspeicher) sowie Gasverteilnetze in Jahresschritten und in deutschlandweiter Auflösung abgebildet. Es werden alle möglichen Kombinationen der Technologiepfade betrachtet, welche die zur Treibhausgasneutralität erforderlichen Gasmengen integrieren. Anschließend wird aus diesen Kombinationen der Pfad mit den geringsten erforderlichen Mehrkosten als der kostenoptimale Transformationspfad ausgegeben. Dies erfolgt für ein definiertes Basis-Szenario und abgeleitete Sensitivitäten. Darüber hinaus wird zum Vergleich ein Trend-Szenario simuliert (Ersatz der Assets nach Abschreibungsdauer GasNEV),

das zwar keine Mehrkosten verursacht, jedoch das 2-°C-Klimaziel deutlich verfehlt.

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Analyse der Gasinfrastruktur (Gasnetze und -speicher). Die Nutzer der Gasinfrastruktur, das heißt die Gasanwender aus sämtlichen Sektoren als auch Wasserstoffherzeugung, sind dabei nicht berücksichtigt (Abb. 2). Ebenso werden in den Simulationen des Basis-Szenarios die gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen und die heute geltenden Grenzwerte für die Zulässigkeit von Wasserstoff in der Gasversorgung nicht beachtet. Diese wurden jedoch in Sensitivitäten behandelt.

Transformationspfade der Gasnetze und -speicher – Ergebnisse

Die Integration der zur Treibhausgasneutralität der gasversorgten Sektoren erforderlichen Mengen an EE-PtG-Gasen in die Gasnetze und -speicher kann innerhalb und in Kombination der Technologiepfade durch Beimischung von Wasserstoff (EE-PtG-H₂) bzw. Beimischung von Methan (EE-PtG-CH₄) erfolgen. Im Basis-Szenario wurden hierzu im Zeitraum bis zum Jahr 2050 erforderliche Mehrkosten (gegenüber dem Trend-Szenario) in Höhe von etwa 45 Mrd. Euro ermittelt, während etwa 192 Mrd. Euro an regulären Ersatzinvestitionen im gleichen Zeitraum an-

fallen. Das bedeutet, dass der Mehraufwand zur vollständigen Integration von EE-PtG-Gasen in die Gasinfrastruktur bis 2050 nur etwa 25 Prozent beträgt. Die für die Gasinfrastruktur kostenoptimale Integration der EE-PtG-Gase findet vorwiegend als Wasserstoff statt.

Auch die Bedeutung der PtG-Technologie und der Gasinfrastruktur für den Stromsektor, insbesondere im Hinblick auf die Überbrückung von kalten Dunkelflauten, wurde beleuchtet. Die Speicherkapazität der Gasinfrastruktur in den Untergrundgasspeichern, insbesondere in Kavernen, reicht in allen betrachteten Fällen aus, um eine solche kalte Dunkelflaute zu überbrücken. Damit kann die Gasinfrastruktur einen essenziellen Beitrag für die Versorgungssicherheit einer Energieversorgung mit hohen Anteilen von volatilen erneuerbaren Energien leisten.

Kernaussagen und Handlungsempfehlungen

Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wurden Handlungsempfehlungen an die Akteure abgeleitet, diese umfassen u. a.:

- Die Gaswirtschaft sollte zeitnah und proaktiv eine umfassende Strategie für den Weg in eine treibhausgasneutrale Gasversorgung 2050 in Form einer Strategie-Roadmap zur Treibhausgasneutralität des Gassystems nach COP 21 entwickeln.
- Allen Betreibern von Gasinfrastruktur wird empfohlen, bei anstehenden Ersatzinvestitionen auf die jeweils modernste Alternative hinsichtlich der Wasserstofftoleranz zurückzugreifen. Es sollte eine modulare Erweiterbarkeit für hohe Wasserstoffkonzentrationen vorgesehen werden. Komponentenhersteller sollten sich in diesem Zusammenhang auf die zu erwartende Nachfrage nach Produkten mit erhöhter Wasserstofftoleranz einstellen.

- Der Wert der Treibhausgasneutralität muss zukünftig gewürdigt werden. Gesetzgeber und Regulierungsbehörden sind aufgerufen, dies im regulatorischen Rahmen vorzusehen und die Entwicklung mit geeigneten Maßnahmen (wie z. B. die Anrechenbarkeit auf die wälzbaren Kosten) unterstützen. Darüber hinaus sollte bei Anpassungen des Marktdesigns die zukünftige, herausragende Bedeutung von Untergrundgasspeichern für die Versorgungssicherheit in einer Energieversorgung mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien berücksichtigt werden.

F&E-Bedarf

Mit Blick auf ein ganzheitliches und vollständiges Bild des gesamten Gassystems ist die vorliegende Studie ein erster Schritt mit dem Fokus auf die Gasinfrastruktur. Aufbauend auf den Ergebnissen, sollte die Betrachtung für die gesamte Wertschöpfungskette von Gas, inklusive der Erzeugung sowie der Verwendung in den Sektoren Wärme, Strom und Mobilität, vervollständigt werden. Weiterer Klärungsbedarf besteht u. a. etwa an den Schnittstellen zum europäischen Ausland oder der Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus dem Verkehrssektor. Darüber hinaus sollten andere, in der internationalen Debatte befindliche Strategien, wie etwa die dezentrale, sukzessive Umstellung von Teilnetzen auf reinen Wasserstoff, in Folgeprojekten bewertet werden. ■

Literatur

- [1] Nitsch, J.: Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e. V., März 2016.
- [2] Müller-Syring G., Henel, M., Poltrum, M., Wehling, A., Dannenberg, E., Glandien, J., Stötzel, M., Möhrke, F., Ortloff, F.: Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21. DVGW-Forschungsvorhaben, September 2018.

Die Autoren

Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring ist Fachgebietsleiter Gasnetze und Gasanlagen bei der DBI Gas und Umwelttechnik GmbH.

Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel ist Teamleiter Power-to-Gas bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Marek Poltrum, B.Eng. ist Projektingenieur im Fachgebiet Gasnetze und Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Anja Wehling, LL.M., M.Sc. ist Projektkoordinatorin im Fachgebiet Gasnetze und Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Elias Dannenberg, M.Eng. ist Projektingenieur im Fachgebiet Gasnetze und Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Josephine Glandien, M.Sc. ist Projektingenieurin im Fachgebiet Gasnetze und Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause ist Geschäftsführer der DBI Gas und Umwelttechnik GmbH und Inhaber des Lehrstuhls für Gas- und Wärmetechnische Anlagen am Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik der TU Bergakademie Freiberg.

Fabian Möhrke ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal.

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek ist Leiter des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal.

Felix Ortloff ist Gruppenleiter Verfahrenstechnik der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut in Karlsruhe.

Kontakt:

Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Str. 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-129
E-Mail: gert.mueller-syring@dbi-gruppe.de
Internet: www.dbi-gruppe.de