

Gasversorgung im Wandel – Vor welche technischen Herausforderungen Power-to-Gas die Industrie stellt

Kirstin Ganz, Christa Dufter, Tobias Hübner, Timo Kern und Serafin von Roon

Im Rahmen der Energiewende mit einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien bleiben gasförmige Energieträger eine wichtige Komponente der Energieversorgung, da neben vergleichsweise geringen Emissionen von Erdgas auch perspektivisch durch die sektorkoppelnde Power-to-Gas-Technologie (PtG) eine Dekarbonisierungsmaßnahme mit hohem Flexibilitätspotenzial bereitsteht. Dadurch ändert sich allerdings bei Einspeisung ins Erdgasnetz die Gaszusammensetzung von reinem Erdgas zu einem Gasgemisch, welches u.a. synthetisches Methan und Wasserstoff (H₂) enthält. Durch die veränderte Gaszusammensetzung kommen Herausforderungen auf die Industrie zu. Um diese zu analysieren und zu kategorisieren, werden im Folgenden Anforderungsprofile für drei typische Szenarien entwickelt.

Hintergrund und Motivation

In Zukunft werden weitreichende Veränderungen in der Gasversorgung erwartet. Wird das Erdgas gegenwärtig in Deutschland vor allem aus Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert, kommt in Zukunft aufgrund sinkender Produktion in den Niederlanden und Norwegen Flüssiggas aus aller Welt hinzu. Auch Biogas wird in der zukünftigen Gaszusammensetzung enthalten sein. Die größten Veränderungen und Herausforderungen für die Gasbereitstellung werden jedoch durch die Einspeisung von auf PtG basierten Wasserstoff ins Erdgasnetz hinzukommen. Hauptsächliche Treiber für PtG sind die energiesystemische Notwendigkeit flexibler Energie, das klimapolitische Ambitionsniveau und das individuelle Bestreben der Marktteilnehmer zum Klimaschutz.

Durch die volatile Energiebereitstellung wird zunehmend vom bestehenden Modus Operandi einer dem Verbrauch folgenden Erzeugung abgewichen. PtG offeriert infolge der flexiblen Produktion, des Verbrauchs und der Speicherung strombasierter Brennstoffe kurzfristige und langfristige Flexibilität. Auf diese Weise ist es möglich, Schwankungen im Energiesystem durch den zunehmenden Einsatz nicht-disponibler Energieerzeugungsanlagen auszugleichen, die Stromnetzinfrastruktur zu entlasten und die Versorgungssicherheit zu erhöhen [1]. Abb. 1 zeigt das Ergebnis einer Metastudienanalyse energie- und klimapolitischer Szenarien hinsichtlich PtG. Es werden die tatsächlich erzeugte PtG-Menge, der Markthochlauf von PtG und die abgeregelte Energie der Szenarien im Jahr 2050 herangezogen.

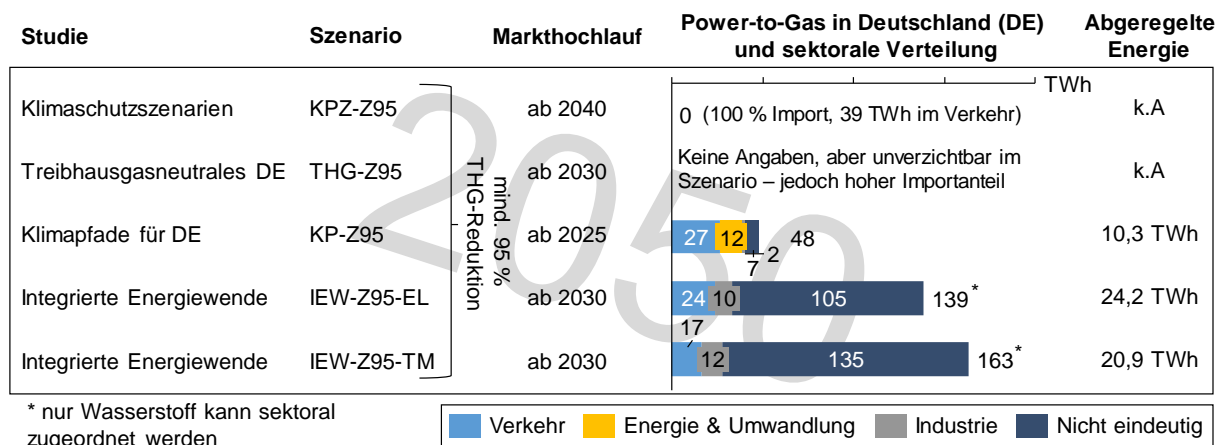


Abb. 1: PtG in Deutschland im Jahr 2050 [1] ¹

Im Jahr 2050 werden bis zu 163 TWh strombasiertes Gas oder darauf basierende Energieträger (bspw. Fischer-Tropsch-Kraftstoffe) in Deutschland durch PtG-Anlagen produziert. Die zunehmende Marktdurchdringung (Markthochlauf) beginnt je nach Szenario zwischen 2025 und 2040. Ein entscheidendes Kriterium für die Skalierung von PtG ist die Verfügbarkeit von sog. Überschussstrom (2017: 5,5 TWh [2]), der mittels Einspeisemanagement in Deutschland abgeregelt wird. Umwandlungsverluste, wie sie durch den Einsatz von PtG im Unterschied zur Elektrifizierung entstehen, sind bei der Nutzung von Überschussstrom als zweitrangig anzusehen. Zusätzliche elektrische Verbraucher im Verkehrs- (E-Mobilität), Industrie- (Power-to-Heat) und Haushaltssektor (Wärmepumpen) sowie Speicherkapazitäten führen dazu, dass die abgeregelte Energie zukünftig nicht maßgeblich ansteigen wird. Die genannten Flexibilitätsoptionen sind darüber hinaus meist deutlich günstiger als PtG [3].

Es wird deutlich, dass der Überschussstrom bei weitem nicht ausreichen wird, um strombasierte Brennstoffe inländisch in größerem Maßstab erzeugen zu können (vgl. Abb.1) [1]. Ein höherer Bedarf an erneuerbarer Energieerzeugung ist die Folge. Die Gesamteffizienz des Energiesystems sinkt im Vergleich zur Elektrifizierung [4]. PtG unterliegt demgemäß folgendem Grundsatz: Für den Klimaschutz und das Energiesystem so viel wie nötig, aus Effizienz- und Kostengründen so wenig wie möglich [5].

Getrieben wird der erzeugungsseitige Ausbau von PtG-Anlagen maßgeblich durch die Nachfrage in den Endenergiesektoren. Der Einsatz strombasierter Brennstoffe verspricht die bestehende Energienutzung beizubehalten. Aufgrund mangelnder Alternativen ist die Anwendung strombasierter Brennstoffe hauptsächlich im Verkehr und der Industrie zu erwarten [1, 6]. Um die langfristige Flexibilität elektrischer Energie durch saisonale chemische Speicherung zu gewährleisten, ist zudem

¹ Die hier aufgeführten strombasierten Brennstoffe umfassen hauptsächlich H₂ und strombasiertes Methan. Biomassebasierte Energieträger sind nicht inkludiert.

der Einsatz im Energie- und Umwandlungssektor denkbar [1]. Eine Übersicht zu neuen Erzeugern, der veränderten Gasversorgung sowie betroffene Stakeholder ist in Abb.2 dargestellt.

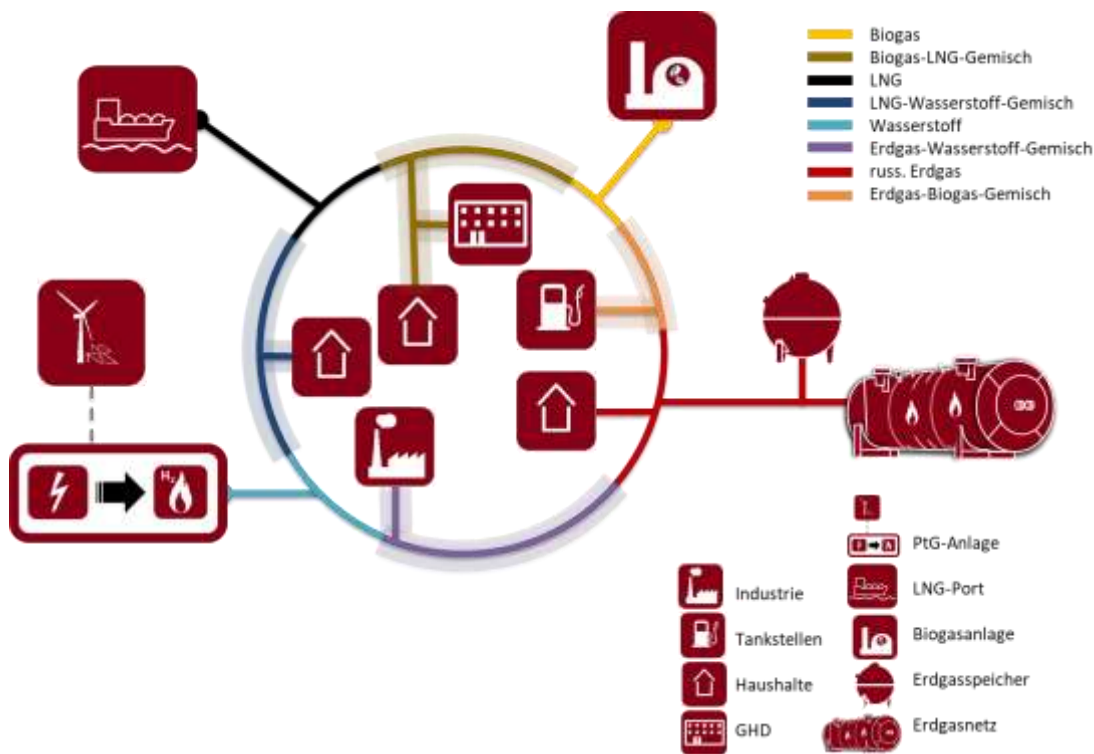


Abb. 2: Die Gasversorgung der Zukunft

Die Endverbraucher Industrie, Tankstellen, Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) werden in Zukunft nicht nur mit Erdgas versorgt, sondern durch ein Gemisch verschiedener Gase. Zeitlich und geografisch abhängig weist das Gas eine unterschiedliche Charakteristik auf, da vor allem H_2 teilweise stark verschiedene Eigenschaften besitzt. So sinkt durch die Beimischung von H_2 z. B. der volumenbezogene Brennwert, wie auch der Wobbe-Index [7].

Auch heute sind bereits leichte Schwankungen der Gasqualität durch die unterschiedliche Erdgaszusammensetzung von englischem, niederländischem, norwegischem und russischem Erdgas vorhanden. Außerdem wird bereits an einigen Standorten konditioniertes Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist, wobei durch die Konditionierung sehr ähnliche Gaseigenschaften zu Erdgas erreicht werden. Heutige Schwankungen sind demnach viel geringer als sie durch die H_2 -Einspeisung zu erwarten sind.

Hinsichtlich des Einsatzes strombasierter Brennstoffe kommt der Industrie eine besondere Rolle zu, da deren Anlagen stark sensitiv auf die Energieträgerzusammensetzung reagieren können. Spezialisierte Maschinen zur Steigerung der Effizienz und Prozessstabilität und zur Senkung der Schadstoffemissionen sind ein ausschlaggebender Faktor [7]. Zur Erzeugung strombasierter Brennstoffe auf Kohlenstoffbasis stellen die in der Industrie verfügbaren CO_2 -Ströme zudem ideale Punktquellen dar [8], die aufgrund des wachsenden EE-Anteils im Energie- und Umwandlungssektor

nicht mehr zur Verfügung stehen. Daher werden Industriestandorte besonders von H₂-Einspeisungen betroffen sein.

Methodik

In dem vom BMBF geförderten Kopernikus-Projekt SynErgie (mit mehr als 80 Partnern aus Wissenschaft, Industrie und Zivilgesellschaft) beschäftigt sich die FfE mit der Flexibilisierung von Industrieprozessen. Im Rahmen des Projekts wurden zunächst Anforderungsprofile für die Bereitstellung von Flexibilität aus Sicht des Strommarkts entwickelt [9]. In weitergehenden Analysen werden nun auch die Anforderungen durch die sich wandelnde Gasversorgung systematisiert.

Um Anforderungsprofile erstellen zu können, muss vorab untersucht werden, inwiefern die Industrie mit den Herausforderungen der H₂-Einspeisung zurechtkommt. Um diese für die Industrie zu systematisieren, wurden drei Anforderungsprofile entwickelt, welche mögliche Szenarien der H₂-Einspeisung darstellen und den Handlungsbedarf der Industrie analysieren. In einem zweiten Schritt wurden die Anforderungsprofile mit verschiedenen Vertretern der Industrie diskutiert und validiert.

Das erste Anforderungsprofil stellt die Situation für eine konstante H₂-Einspeisung und damit einen konstanten Volumenanteil von erneuerbarem Gas im Gasgemisch dar. Dies repräsentiert die Einspeisung einer PtG- oder Biogas-Anlage, welche konstant in Volllast betrieben wird. Im zweiten Anforderungsprofil wird von schwankendem, aber planbarem Volumenanteil erneuerbarer Gase im Gasgemisch ausgegangen. Hier wird also von wechselnden Gaszusammensetzungen ausgegangen, beispielweise durch die volatile Einspeisung einer PtG-Anlage in der Nähe eines Windparks, welche überschüssigen Strom in H₂ umwandelt. Das letzte Anforderungsprofil stellt die größten Herausforderungen an die Industrie, da hier von nicht planbaren Schwankungen ausgegangen wird, welche z. B. durch die Erbringung von Regelleistung durch PtG-Anlagen oder Prognosefehlern für EE-Erzeugung auftreten können.

Die drei Anforderungsprofile

Die Anforderungsprofile sind folgendermaßen aufgebaut. Zuerst werden die Rahmenbedingungen vorgestellt, welche den energiewirtschaftlichen Hintergrund sowie die energiewirtschaftliche Bedeutung heute und in Zukunft beinhalten. Danach folgen technische Daten, wie die Vorankündigungszeit bis zur Einspeisung, die Dauer der Einspeisung sowie der maximale Gradient der Gasqualität. Zuletzt folgen der wesentliche Handlungsbedarf für die Industrie mit den daraus resultierenden Kosten sowie ein Beispiel, wo dieses Anforderungsprofil auftritt.

Das Anforderungsprofil 1 weist einen konstanten Volumenanteil von erneuerbaren Gasen im Gasgemisch auf. Daraus ergeben sich im Vergleich zu heute veränderte Gascharakteristiken, die jedoch über die Zeit konstant bleiben. Aufgrund der konstanten Gasqualität sind Vorankündigungszeit,

Dauer und maximale Gradienten nicht relevant. Als Handlungsbedarf für die Industrie ergibt sich vor allem ein Umrüsten der Anlagen auf die veränderte Gasqualität bzw. Anpassung der Regelstrategien. Zusätzliche Kosten sind Investitionen für die Umrüstung der Anlagen. Ein Beispiel für das Anforderungsprofil 1 ist eine Biogasanlage mit konstanter Einspeisung, welche sich in der Nähe eines Industrieparks befindet. Schon während der Planungs- und Bauphase der Anlage wird bekannt, wie viel Biogas konstant ins Erdgasnetz eingespeist werden wird, sodass der Industrie eine lange Reaktionszeit gegeben ist, ihre Anlagen auf die veränderten Gaseigenschaften einzustellen.

Das Anforderungsprofil 2 beschreibt den Fall von einem schwankenden, aber geplanten Volumenanteil von erneuerbaren Gasen im Gasgemisch. Die Vorankündigungszeit bis zur Einspeisung ist abhängig von Wetterprognosen und liegt zwischen 2-5 Tagen. Zuzüglich dieser Vorankündigungszeit ergibt sich noch eine weitere Dauer basierend auf der Distanz des Industriestandortes zur PtG-Anlage. Die Gas-Strömungsgeschwindigkeit in Fernleitungen beträgt ca. 36 km/h [10]. Die Dauer der Einspeisung hängt wiederum vom Wetter ab. Der maximale Gradient entsteht auf Grundlage der Auslegung des H₂-Speichers sowie ggf. von Restriktionen des Erdgasnetzes, je nachdem welche Gradienten regulatorisch zugelassen werden. Als Handlungsbedarf ist zuerst die Anpassung der Mess-, Steuer- und Regeltechnik zu nennen. Außerdem kommen je nach Möglichkeit der Industrie alternative Produktionspfade – also Änderung im Produktionsprozess – sowie Hybridisierung hinzu. Kostentechnisch entstehen sowohl Investitionen für die Alternativtechnologien (Hybridisierung) als auch höhere Betriebskosten durch geringere Effizienz der Anlagen bzw. der alternativen Produktionspfade sowie die Kosten für Strom statt Erdgas.

Nachfolgend ist ein Beispiel für das Anforderungsprofil 2 dargestellt: Für die kommende Woche werden aufgrund der Wettervorhersage hohe Einspeisungen aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen prognostiziert. Daher entscheidet der Betreiber eines Windparks mit integrierter H₂-Einspeiseanlage, in der folgenden Woche den Windstrom in größeren Mengen in H₂ umzuwandeln und ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Die meisten Herausforderungen hält das Anforderungsprofil 3 bereit. Hier wird von einem schwankenden, nicht planbaren Volumenanteil von erneuerbaren Gasen im Gasgemisch ausgegangen. Dies tritt z. B. bei Regelleistungserbringung oder Prognosefehlern auf. Hierdurch ändert sich kurzfristig das Einspeiseprofil des H₂-Elektrolyseurs. Dies führt zu nicht planbaren Schwankungen der Gasqualität. Die Vorankündigungszeit bis zur Einspeisung hierbei beträgt wenige Minuten zuzüglich der Zeit bis zum Erreichen des Standortes. Es handelt sich hierbei um kurze Einspeise-Zeiträume im Gegensatz zu Anforderungsprofil 2. Zuzüglich zu dem Handlungsbedarf von Anforderungsprofil 2 kommt als weitere Möglichkeit das kurzfristige Herunterfahren von Anlagen, falls dies möglich ist, hinzu. Dies resultiert ebenfalls in zusätzlichen Kosten.

Die Kernaussagen der drei Anforderungsprofile sind in Abb.3 noch einmal zusammenfassend dargestellt.

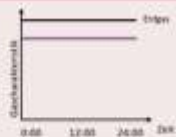
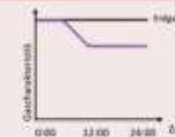
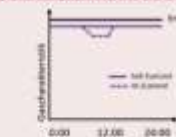
	A1	A2	A3
Vorankündigungszeit	nicht relevant	2-5Tage	Minuten bis Stunden
Zeit bis Erreichen	-	1h / 36km	1h / 36 km
Dauer	nicht relevant	bis mehrere Tage	kurze Zeiträume
max. Gradienten	nicht relevant	Gradient des H ₂ -Speichers	Gradient des H ₂ -Speichers
wesentlicher Handlungsbedarf	Umrüstung Messtechnik	Messtechnik alternative Produktionspfade Hybridisierung	Messtechnik Hybridisierung Abschaltung
zusätzliche Kosten	Investition in Umrüstung	Investition in Alternativtechnologien, höhere Betriebskosten	Investition in Alternativtechnologien, höhere Betriebskosten; mögl. Produktionsausfall
Graph. Darstellung			

Abb. 3: Wichtige Parameter der verschiedenen Anforderungsprofile im Vergleich

Die oben beschriebenen Anforderungsprofile wurden mit Branchenvertretern als auch mit direkten Industriewerken besprochen [11]. Am Beispiel der Glasindustrie werden die Herausforderungen der einzelnen Anforderungsprofile erörtert:

Die Diskussion hat ergeben, dass das Anforderungsprofil 1 mit der konstanten Gasveränderung bei geringen H₂-Anteilen für die meisten Industrien möglich sein wird. Aufgrund von Versprödung und ähnlich Effekten ist eine Umstellung auf 100 % H₂ jedoch nicht möglich, auch wenn dies ebenfalls eine konstante Gasveränderung wäre.

Das Anforderungsprofil 2 setzt Messtechnik zwingend voraus, um auf die Veränderungen reagieren zu können. Heutzutage liegen vielen Industriebetrieben noch gar keine oder nur gemittelte Werte ihrer bezogenen Gasqualität vor, sodass hier ein Anpassungsbedarf besteht [7]. Die lange Vorankündigungszeit des Anforderungsprofils 2 von mehreren Tagen erlaubt es selbst trägen Systemen wie Glaswannen, sich auf die Veränderungen einzustellen bzw. mechanische Umbautätigkeiten durchzuführen, sodass das Anforderungsprofil 2 für viele Industrien als technisch machbar eingeschätzt wird.

Aufgrund der trägen Systemen in vielen Industrieprozessen ist das Anforderungsprofil 3 für die meisten Industrien nicht möglich. Das Abschalten beispielsweise einer Glaswanne ist nicht vorgesehen und würde Tage in Anspruch nehmen. Auch die Hybridisierung als Maßnahme für Anforderungsprofil 3 ist momentan in dem Maße in vielen Industrie nicht möglich. In der Glasindustrie beispielsweise ist eine vollständige Hybridisierung/Elektrifizierung von Floatglaswannen großtechnisch noch nicht umgesetzt worden und zum aktuellen Zeitpunkt aus verschiedenen Gründen schwer vorstellbar (siehe dazu [12]).

Allgemein geht bei vielen Prozessen jede Veränderung im Prozess erst einmal mit Qualitätsschwankungen einher. Daher ist es für die Industrie wünschenswert, dass synthetisches, strombasiertes Methan und nicht H₂ in das Erdgasnetz eingespeist wird, da dies ohne nennenswerte Einschränkungen Erdgas ersetzen kann, es sind kaum Anpassungen der industriellen Prozessspezifika notwendig.

Fazit

Bereits die heutigen Entwicklungen führen dazu, dass Messtechnik immer mehr an Bedeutung in der Industrie gewinnt, um Schwankungen der Gasqualität zu erkennen. Die größten Herausforderungen sind unbekannte Veränderungen, da dann die Regelung bzw. Steuerung nicht reagieren kann. Außerdem wäre eine Kommunikation zwischen den Industriebetrieben und der PtG-Erzeugung bzw. den Gasnetzbetreibern von Vorteil, da so frühzeitig Veränderungen der Gasqualität antizipiert werden können.

Generell gilt, dass die Industrie vor ganz unterschiedlichen Herausforderungen steht. Jeder Prozess reagiert unterschiedlich empfindlich auf Schwankungen, sodass eine allgemeine Aussage über die Herausforderungen für die Industrie nicht zu treffen ist. Mit diesen Anforderungsprofilen wurde ein Beitrag geleistet, die verschiedenen Herausforderungen, vor welche die Industrie steht, zu systematisieren und herunterzubrechen, sodass ein leichter Zugang zu der Thematik PtG und H₂-Einspeisungen erreicht wird.

Die einzelnen Anforderungsprofile finden Sie unter: [Anforderungsprofile](#)

Anmerkungen

- [1] Hübner, T. et al.: Die Rolle synthetischer Brennstoffe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele – Bedeutung im Jahr 2050. In: BWK (Brennstoff, Wärme, Kraft) – Das Energie-Fachmagazin 10/2018. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018.
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2018. Bonn, 2019.
- [3] Deutsch, M. et al.: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin: Agora Energiewende, 2018.
- [4] Pfluger, B. et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2017.
- [5] Vorholz, F. et al.: Strombasierte Brennstoffe: Für den Klimaschutz so viel wie nötig, aus Effizienzgründen so wenig wie möglich. Berlin: Agora Verkehrswende, 2018.
- [6] Pichlmaier, S. et al.: Modelling the Transport Sector in the Context of a Dynamic Energy System, 41st IAEE conference Groningen. Research Center for Energy Economics, Munich. 2018.

- [7] Leicher, J. et al.: Natural gas quality fluctuations--surveys and statistics on the situation in Germany. In: Energy Procedia 120/2017. Amsterdam: Elsevier, 2017.
- [8] Bataille, C. et al.: A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. In: Journal of Cleaner Production 2018 (187) 960-973. Amsterdam: Elsevier Ltd., 2018.
- [9] Dufter, C. et al.: Anforderungsprofile für den Einsatz von Lastflexibilisierung – Einschätzung der Aggregatoren und Erlösmöglichkeiten. In: et Energiewirtschaftliche Tagesfragen 04/2019.
- [10] Zahlen und Fakten. In: <https://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze-/zahlen-und-fakten/zahlen-und-fakten.html>. (Abruf am 2018-03-18); Berlin: fnb, 2019.
- [11] Ruhland, G.: Interview – Herausforderungen von Wasserstoffeinspeisung für die Industrie; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; Weiherhammer: Pilkington, NSG Group, 2019.
- [12] Veitengruber, F. et al.: Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03SFK300 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.