



Delphi-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas

Kurzstudie im Auftrag der Zukunft ERDGAS GmbH

Juni 2017

Ansprechpartner:

Kathrin Graf, Handlungsbevollmächtigte, Senior-Beraterin

Tel: +49 (0) 30 364100 202

E-Mail: graf@nymoen-strategieberatung.de

Sophie Carlotta Sendler, Junior-Beraterin

Tel: +49 (0) 30 364100 202

E-Mail: graf@nymoen-strategieberatung.de

nymoen strategieberatung gmbh
Joachimsthaler Straße 20

D-10719 Berlin

www.nymoen-strategieberatung.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Methodik	3
3	Repräsentativität	3
4	Bisherige Erfahrungen mit PtG	5
4.1	Anlagendaten.....	5
4.2	Wirkungsgrad.....	5
4.3	Gasgestehungskosten	6
4.4	Zielsetzung	6
5	Potenziale von PtG	7
5.1	Einsatz von Stakeholdern	7
5.2	Ökonomisches Potenzial	7
5.3	Ökologisches Potenzial	8
5.4	Hürden	8
6	Ausblick / Entwicklung von PtG	9
6.1	Option: reine Wasserstoffeinspeisung.....	9
6.2	Prognostizierte Wirkungsgradsteigerung 2030	9
6.3	Prognostizierte Kostendegression 2030.....	10
6.4	Regulatorische Hebel	11
6.5	Prognostizierte Anteile von erneuerbaren Gasen in 2030	12
6.6	Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilem Gas	13
7	Fazit	13

1 Einleitung

Während politisch weitgehend unbestritten ist, dass eine erfolgreiche Energiewende alle Sektoren einbeziehen muss, bestehen deutliche Meinungsunterschiede darüber, wie dies in der Praxis geschehen soll. Dabei geht es insbesondere um die Frage, welche Rolle Gas und die bestehende Gasnetzinfrastruktur durch die Power-to-Gas-(PtG)-Technologie bei der Sektorenkopplung spielen kann und soll. So wird häufig auf die Ineffizienz der Anlagen aufgrund der hohen Umwandlungsverluste hingewiesen und dann mit dem Verweis auf das Kriterium „efficiency first“ der Einsatz dieser Technologie als letztes Mittel gesehen.

Vor diesem Hintergrund hat die Zukunft ERDGAS GmbH die nymo|strategieberatung beauftragt, Anlagenhersteller und -betreiber zum Potenzial und zur Entwicklung von PtG im Rahmen von telefonischen Kurzinterviews zu befragen. Nach einem kurzen Überblick über die verwendete Methodik (Kap. 2) sowie eine kurze Bewertung der Repräsentativität der Umfrage (Kap. 3) werden die Ergebnisse der Befragung in Bezug auf die bisherigen Erfahrungen (Kap. 4), die Potenziale (Kap. 5) sowie die Entwicklung von PtG (Kap. 6) zusammengefasst.

2 Methodik

Die Ergebnisse dieser Kurzstudie wurden anhand der Delphi-Methode ermittelt. Ziel dieser Schätzmethode ist es, künftige Trends und technische Entwicklungen zu prognostizieren. Auch ohne einen mehrstufigen Prozess eignet sich diese Methode sehr gut für eine Expertenbefragung anhand eines formalisierten Fragebogens und ist das gebräuchlichste intuitive Prognoseverfahren.

Zur Bewertung der Einschätzungen der aktuellen technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Bedingungen von PtG und der künftigen Entwicklung wurde eine Fünf-Punkte-Likert-Skala genutzt. Diese vorgegebene mehrstufige Intervallskala ermöglicht ein differenziertes Bild der Ablehnung oder Zustimmung zu bestimmten Themen. Die zusätzliche Antwortmöglichkeit „weiß nicht“ stellt sicher, dass fehlendes Wissen zur Fragestellung zu keiner Verzerrung führen. Die mittlere Kategorie der Skala bleibt somit denen vorbehalten, die hierzu „bewusst“ eine neutrale Einstellung haben.

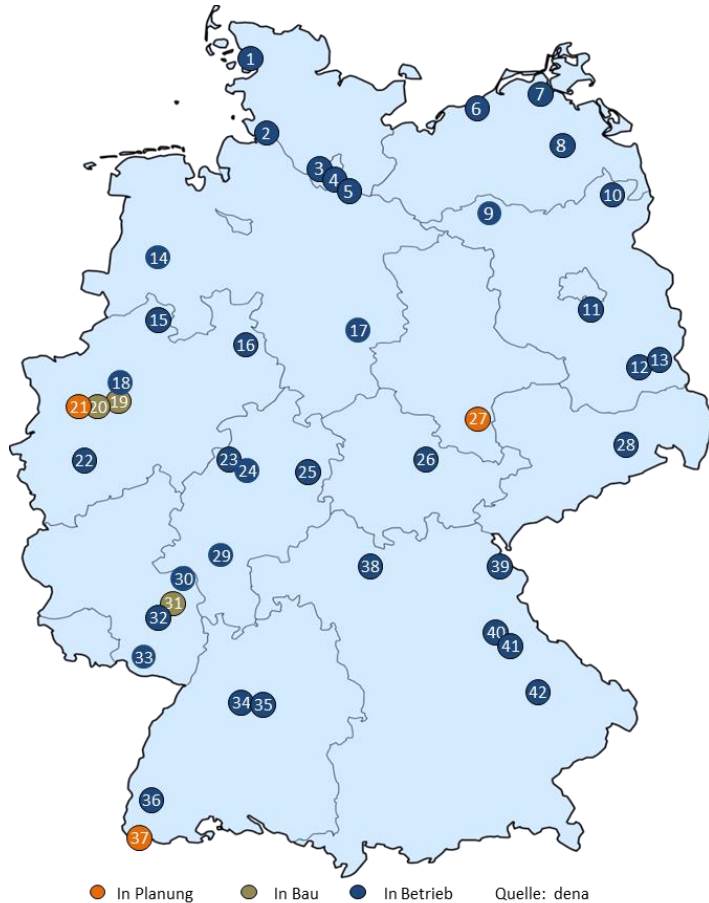
3 Repräsentativität

In Deutschland sind aktuell 36 PtG-Anlagen in Betrieb¹. Im Rahmen der Befragung wurden zehn Unternehmen angefragt. Neun Experten erklärten sich bereit und hatten die Zeit, an der Umfrage teilzunehmen. Damit werden zwölf Anlagen repräsentiert, was einer Quote von 33 % entspricht.

Bei den Anlagen handelt es sich um Demonstrationsanlagen, die häufig spezielle Anlagentechnik erproben bzw. in besondere Projekte eingebunden sind, so dass die Anlagen nicht miteinander vergleichbar sind. Daher können die Ergebnisse insbesondere im Hinblick auf die bisherigen Erfahrungen nicht als repräsentativ gewertet werden. Allerdings wurde versucht, unterschiedlichste Anlagenkonstellationen zu erfassen, um so ein breites Einsatzfeld der Technologie abzubilden. So

¹ dena, abgerufen am 21. Juni 2017 unter http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1

sind alle Prozessschritte vertreten (Elektrolyse, Elektrolyse + Methanisierung, biologische Methanisierung). Auch die regionale Verteilung der Anlagen in Bundesgebiet ist gegeben. Abbildung 1 zeigt die aktuellen PtG-Projekte in Deutschland. Aus Anonymitätsgründen wurden in der folgenden Karte die in dieser Studie betrachteten Anlagen nicht gesondert herausgehoben.



- | | |
|---|--|
| (1) Stromlückenfüller Reußenköge | (23) Power-to-Gas-Pilotanlage Allendorf |
| (2) Wind To Gas Südermarsch Brunsbüttel | (24) BioPower2Gas Allendorf |
| (3) Power-2-Hydrogen-Tankstelle Hamburg Bahrenfeld | (25) Methanisierung am Eichhof Bad Hersfeld |
| (4) Wasserstofftankstelle HafenCity | (26) LocalHy Weimar |
| (5) WindGas Hamburg | (27) HYPOS Leuna |
| (6) EXYTRON Demonstrationsanlage Rostock | (28) sunfire Power-to-Liquids Dresden |
| (7) Wasserstoff-Tankstelle FH Stralsund | (29) Thüga-Demonstrationsanlage Frankfurt a.M. |
| (8) Windpark RH2-WKA Altentreptow | (30) Energiepark Mainz |
| (9) WindGas Falkenhagen | (31) EXYTRON Zero-Emission-Wohnpark Alzey |
| (10) Hybridkraftwerk Prenzlau | (32) RegEnKibo Kirchheimbolanden |
| (11) Multi-Energie-Tankstelle H2BER Schönefeld | (33) Energiepark Pirmasens-Winzeln |
| (12) Rieselbettreaktor GICON-Großtechnikum Cottbus | (34) Wasserstofftankstelle Stuttgart Talstraße |
| (13) H2-Forschungszentrum Cottbus | (35) ZSW-Forschungsplattform Power-to-Gas Stuttgart |
| (14) Audi e-gas Projekt Werlte | (36) Fraunhofer ISE Solare Wasserstoff-Tankstelle Freiburg |
| (15) RWE-Demonstrationsanlage Ibbenbüren | (37) Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Wyhlen |
| (16) bioCONNECT Lemgo | (38) Windgas Haßfurt |
| (17) GrInHy Salzgitter | (39) Smart Grid Solar Arzberg |
| (18) H2Herten | (40) Viessmann Mikrobielle Methanisierung Schwandorf |
| (19) Steag MefCO2 Lünen | (41) Viessmann Power-to-Gas im Eucolino Schwandorf |
| (20) Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme Essen | (42) Power to Gas Biogasbooster MicroPyros Straubing |
| (21) thyssenkrupp Carbon2Chem Duisburg | |
| (22) CO2RRECT Niederaußern | |

Abbildung 1: Power-to-Gas Pilotprojekte in Deutschland

4 Bisherige Erfahrungen mit PtG

4.1 Anlagendaten

Die betrachteten PtG-Anlagen wurden im Zeitraum von 2010 bis 2017 in Betrieb genommen. Die Nennleistung der Anlagen reicht von 0,15 MW bis 6,3 MW. In neun genannten Pilotanlagen wird durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt und ins Gasnetz eingespeist. In zwei weiteren Pilotanlagen wird durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt, der dann in einem zweiten Schritt methanisiert und in das Gasnetz eingespeist wird. In einer Anlage wird Wasserstoff bisher extern bezogen und in einem zweiten Schritt eine biologische Methanisierung zur Herstellung von synthetischem Gas angewandt.

4.2 Wirkungsgrad

Die Experten geben für die Elektrolyse Wirkungsgrade von 65 - 80 % an. In einer Anlage wird sogar ein Wirkungsgrad von über 80 % erreicht. Dieser lasse sich laut Aussage des Befragten auf die Einbindung der Anlage in ein Industriekonzept sowie die Dampfnutzung zurückführen (geringerer spezifischer Energiebedarf). Zum Wirkungsgrad der Methanisierung äußerten sich nur drei Experten. Die Wirkungsgrade werden hier mit 70 - 83 % ausgewiesen. Ausgehend von den genannten Wirkungsgraden für die Elektrolyse und Methanisierung würde sich ein Gesamtwirkungsgrad zwischen 46 – 68 % ergeben. Drei Experten weisen darauf hin, dass eine Nutzung der Abwärme den Gesamtwirkungsgrad auf bis zu 90 % steigern könne. Um die Potenziale umfänglich auszunutzen, müsse daher bei PtG-Projekten ein „vernünftiges Wärmenutzungskonzept“ sichergestellt werden.

Experten (Lfd. Nummer)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Wirkungsgrad Elektrolyse	67	70	65-75	68-73	-	77	-	80	82
Wirkungsgrad Methanisierung	83	70	-	-	79	-	-	-	-

Abbildung 2: Wirkungsgrad Elektrolyse und Methanisierung in Prozent

Zwei Experten weisen darauf hin, dass es der Bundesregierung in der Diskussion allein um die Wirkungsgrade gehe. Die Herausforderung sei allerdings der hohe saisonale Anteil Erneuerbarer Energien und die hohen Schwankungen, die es systemisch zu integrieren bzw. auszugleichen gelte. Die Diskussion um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit werde jedoch nicht geführt. Die notwendige saisonale Speicherung sei zudem nicht zu volkswirtschaftlichen Kosten durch Batterien möglich, da die Energie insb. im Sommer gespeichert werden müsse und im Winter gebraucht werde.

4.3 Gasgestehungskosten

Die Gasgestehungskosten sind vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Demonstrationsprojekte zu sehen und spiegeln insofern die individuellen Projektgegebenheiten (insb. Elektrolyse/Methanisierung, Förderung, Strombezugskosten, Forschungsbetrieb) wieder. Eine abschließende Aussage zu aktuellen Kosten ist daher nur eingeschränkt möglich. Die Mehrheit der Befragten hat aufgrund individueller Besonderheiten auch von einer Beantwortung der Frage abgesehen. Ein Elektrolyseanlagenbetreiber nennt Kosten bei Inbetriebnahme der Pilotanlagen im Bereich von 30-40 Cent/kWh. Durch Optimierung einer Anlage sei eine Preisreduzierung auf aktuell 24 Cent/kWh erreicht worden. Ein weiterer Betreiber einer Elektrolyseanlage nennt einen Wert von 1500 Euro/kWh als den selbstgesteckten Zielwert für 2020.

Die Anlagen, die beide Schritte (Elektrolyse sowie Methanisierung) vollziehen, kommen auf Kosten für das produzierte Gas von 24 bis 30 Cent/kWh. Ohne die Abgaben, die durch die Einstufung als Letztverbraucher auf den Strom anfallen, könnten die Kosten laut Aussagen der Betreiber auf bis zu 10 Cent/kWh gesenkt werden.

Die Kosten der biologischen Methanisierung allein liegen nach Expertenaussage bei etwa 14 Cent/kWh und sollen nach eigener Zielsetzung auf 6,5 Cent/kWh gesenkt werden.

Bei den angegebenen Preisen wurde von drei der 9 Experten explizit darauf hingewiesen, dass die Betriebskosten sowie die Rohstoffkosten für den Strom einberechnet, die Investitionskosten allerdings u. a. aufgrund der erhaltenen Förderung der Pilotanlage nicht mit eingepreist seien.

4.4 Zielsetzung

Als schwerpunktmäßige Zielsetzung der PtG-Projekte wurde am häufigsten die Demonstration der technischen Machbarkeit genannt. Dabei gehe es in erster Linie um die Erprobung der Einbindung ins System, so ein Experte. Allein die technische Machbarkeit sei eigentlich „keine Frage mehr“. Ein weiteres Projekt zielt primär auf eine Kostensenkung ab.

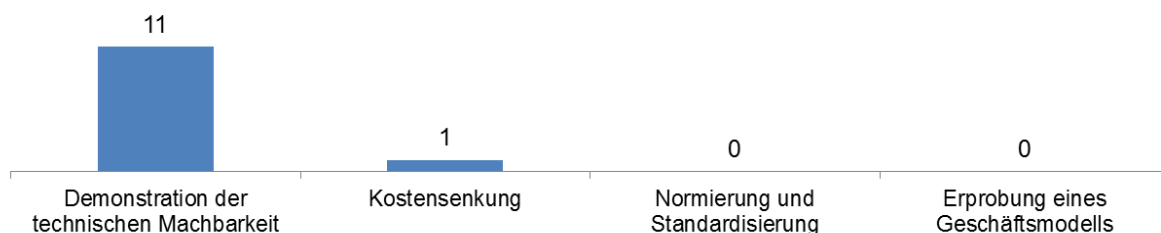


Abbildung 3: Primäre Zielsetzung des Pilotprojektes

Die Erreichung dieser Zielsetzung bewerten die Experten überwiegend als sehr positiv. Für sieben der zwölf Projekte wurde diese sogar als deutlich über das Ziel hinaus erfüllt bewertet. Begründet wurde dies z. B. mit einer schnellen Umsetzung, der Generierung eines Folgeprojektes oder des deutlichen Übertreffens von Wirkungsgraden. In einem Projekt hat sich die Teilnahme am Regelenergiemarkt erst innerhalb des Projektzeitraums ergeben und damit die Erwartungen übertroffen.

5 Potenziale von PtG

Unabhängig von ihrem eigenen Projekt, wurden die Interviewpartner zudem nach den Potenzialen und dem momentanen Stand der PtG-Technologie befragt.

5.1 Einsatz von Stakeholdern

Deutliche Unterschiede zeigen sich in der Bewertung des aktuellen Einsatzes der verschiedenen Stakeholder für die Entwicklung von PtG. Während der Einsatz der Bundesregierung überwiegend als „ungenügend“ bewertet wurde, wird der Einsatz der Wissenschaft als „gut“ bzw. „sehr gut“ bewertet. Ein Experte gibt an, dass der Fokus der Bundesregierung auf die Rückverstromung die Potenziale von PtG in den anderen Sektoren und für das Gesamtsystem nicht ausreichend würdige und die Einsatznotwendigkeit zu weit in die Zukunft verschoben werde. Die Potenziale durch den Einsatz in anderen Sektoren seien allerdings viel größer und müssten ebenfalls anerkannt werden. Auch der Einsatz der Industrie bekommt eine im Schnitt positive Bewertung. Drei der Experten sehen den Einsatz eher „neutral“. Begründet wird dies mit der Zurückhaltung aufgrund der Unsicherheit des Markthochlaufs bzw. aufgrund der derzeitigen Rahmenbedingungen, die den Einsatz „ausbremsen“. Bei den Energieversorgungsunternehmen zeichnet sich auch kein eindeutiges Bild ab. Deren Einsatz wird am häufigsten als „neutral“ bewertet. Ein Experte unterscheidet hier nochmal zwischen Gasversorgungsunternehmen und stromdominierten Energieversorgern. Bei letzteren bemängelt er ein fehlendes Bewusstsein für PtG, Gasversorgungsunternehmen schreibt er hingegen einen merkbaren Einsatz für die Technologie zu.

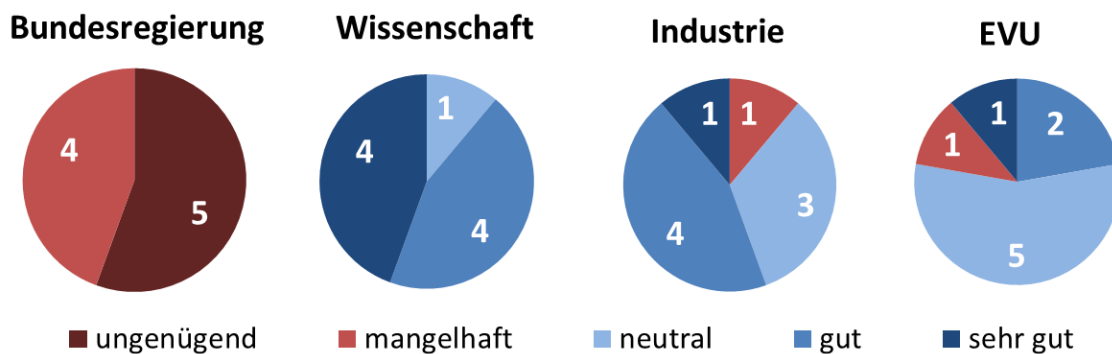


Abbildung 4: Einsatz verschiedener Stakeholder für PtG

5.2 Ökonomisches Potenzial

Des Weiteren wurden die Experten gebeten, ihre Einschätzung zum ökonomischen sowie ökologischen Potenzial von PtG zu geben. Dabei sollte zwischen den verschiedenen Sektoren sowie der Sektorenkopplung insgesamt unterschieden werden. Den Beitrag, den PtG im Stromsektor als Speichermöglichkeit beitragen kann, bewerteten die Experten sehr unterschiedlich. Während fünf der Anlagenbetreiber das ökonomische Potenzial von PtG im Stromsektor als „hoch“ bzw. „sehr hoch“ ansahen, bewerteten drei andere dieses als „niedrig“. Begründet wird diese Einschätzung durch zwei Experten u. a. damit, dass die ökonomischen Anreize für eine Speicherung fehlen würden bzw.

die Anreize zur Nutzung in den anderen Sektoren deutlich höher seien. Momentan werde lieber abgeregelt als gespeichert, so ein Experte.

Im Wärmesektor bewertet die Mehrheit der Experten das Potenzial mit hoch bis sehr hoch. Das größte ökonomische Potenzial von PtG wird jedoch im Verkehrsbereich gesehen. Dieses bewerten die Experten mit großer Mehrheit als „sehr hoch“. Die Anwendung der Technologie im Verkehr sei heute schon wirtschaftlich, wenn eine Anrechnung auf Flotten und Biokraftstoffe möglich wäre, erklärt einer der Befragten.

Gleichermaßen fällt die Gesamtbewertung der ökonomischen Potenziale von PtG für die Sektorenkopplung, also bei Betrachtung des Gesamtsystems, aus, die von den Experten ebenfalls mehrheitlich als „sehr hoch“ gesehen werden. PtG wird als „die eine Technologie“ gesehen, die „wie keine andere die Sektoren verknüpfen kann“. Ein Experte macht jedoch die Anmerkung, dass dieses „sehr hohe“ ökonomische Potenzial nur unter Voraussetzung geeigneter Rahmenbedingungen entfaltet werden könne.

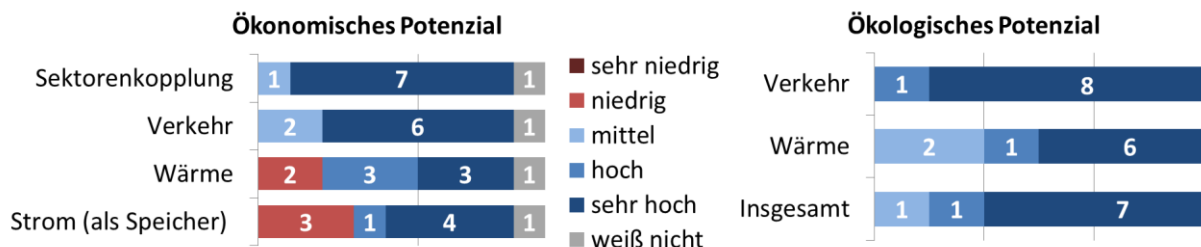


Abbildung 5: Ökonomisches Potenzial (links) und ökologisches Potenzial (rechts) von PtG

5.3 Ökologisches Potenzial

Das ökologische Potenzial von PtG wird hingegen nahezu übereinstimmend sehr positiv eingeschätzt. Für die Sektoren Wärme und Verkehr sowie in der Gesamtbetrachtung sehen die Experten überwiegend ein „sehr hohes“ Potenzial von PtG für die CO₂-Emissionsminderung in Deutschland.

5.4 Hürden

Um eine Einschätzung zu den Hemmnissen für den Markteintritt zu erlangen, wurden die Experten um eine Bewertung aktueller Hürden für PtG, wie die technische Weiterentwicklung, regulatorische Hemmnisse und mangelnde Wirtschaftlichkeit, gebeten. Die technische Weiterentwicklung wird als „geringe“ Hürde für PtG gesehen. U. a. durch die eigenen Projekte werde die Machbarkeit nach Aussagen der Experten bereits demonstriert. Die regulatorischen Hemmnisse werden hingegen als „stark“ bzw. „sehr stark“ bewertet. Ähnlich bewertet wird die mangelnde Wirtschaftlichkeit. Sechs Experten bewerten auch diese als „sehr stark“, zwei als „stark“ und ein weiterer Experte als „mittel“. Hierbei betonen vier Experten explizit, dass die regulatorischen Hürden (insbesondere die Stromnebenkosten oder auch Letztverbraucherabgaben) entscheidend die Wirtschaftlichkeit beeinflussen würden, sodass hier eine starke Abhängigkeit gegeben sei. Laut Aussage eines Anlagenbetreibers sei ohne regulatorische Hemmnisse bereits heute die Wirtschaftlichkeit erreichbar.

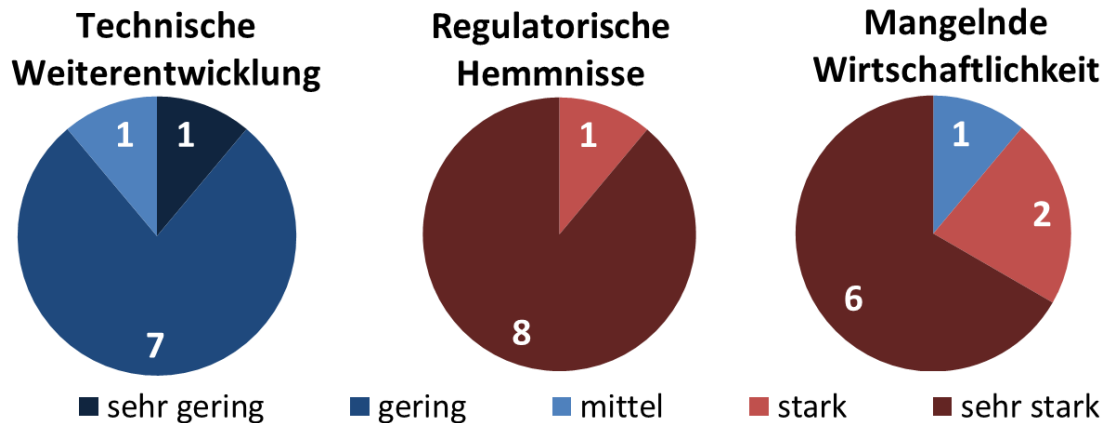


Abbildung 6: Hürden für den vermehrten Einsatz von PtG

6 Ausblick / Entwicklung von PtG

Im letzten Teil des Fragebogens wurden die Experten um einen Ausblick zur Entwicklung von PtG gebeten.

6.1 Option: reine Wasserstoffeinspeisung

Im Rahmen der Diskussion um PtG wird häufig die Frage nach der Rolle von Wasserstoff aufgeworfen. Dabei wird u. a. über die Option diskutiert, den Schritt der Methanisierung einzusparen und eine reine Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz zu verfolgen. Voraussetzung wäre hierzu perspektivisch eine Umstellung des Gas- auf ein Wasserstoffnetz und entsprechende Anpassungen an den Endgeräten. Die Experten wurden im Rahmen dieser Umfrage um ihre Einschätzung zum Potenzial dieser Option gebeten.

Insgesamt wird dieses Potenzial sehr unterschiedlich eingeschätzt. Drei Experten sehen ein „hohes“ Potenzial, wobei sie dieses auf die Einspeisung in bereits bestehende Wasserstoffnetze beziehen. Einer dieser Experten ordnet das Potenzial im Hinblick auf den Wasserstoffanteil noch einmal differenziert ein. So biete eine Festlegung des Wasserstoffanteils auf etwa 10 % noch ein „mittleres“ Potenzial, wohingegen die Umstellung auf ein komplettes Wasserstoffnetz nur ein „geringes“ Potenzial habe. Fünf weitere Experten machen deutlich, dass eine Wasserstoffeinspeisung eine Option für Inselnetze (z. B. Raffinerien, Stahlindustrie) darstelle. Eine Umstellung des Gasnetzes sei vor dem Hintergrund der Anpassung von Anwendungstechnologien wie Heizgeräten oder Erdgasfahrzeugen nicht „von heute auf morgen“ denkbar. Die Umstellungskosten und Anpassungskosten für die Endanwender wären ansonsten zu hoch. Ein Experte enthält sich der Einschätzung.

6.2 Prognostizierte Wirkungsgradsteigerung 2030

Im Weiteren wurden die Experten um eine Prognose der Wirkungsgradsteigerung bis zum Jahr 2030 gebeten. Hier fallen die Einschätzungen sehr differenziert aus. Bei der Elektrolyse werden

mehrheitlich Wirkungsgradsteigerungen von 5 bis 10 Prozentpunkten prognostiziert. Teilweise wird sogar ein Steigerungspotenzial von über 15 Prozentpunkten gesehen. Bezieht man diese Angaben auf die Angaben zur eigenen Anlage (vgl. 4.2), werden zukünftig Wirkungsgrade für die Elektrolyse zwischen 70 und 92 % angenommen. Vier Experten weisen darauf hin, dass eine deutliche Steigerung durch eine Abwärmenutzung erzielbar sei.

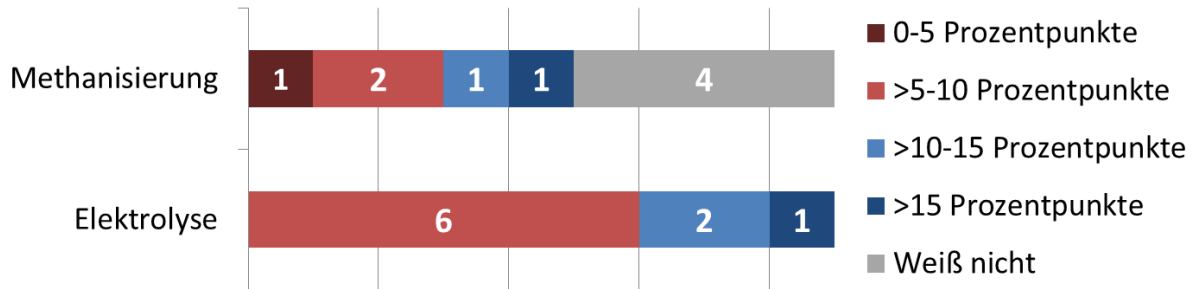


Abbildung 7: Prognostizierte Wirkungsgradsteigerung bis 2030

Bei der Methanisierung herrscht eine deutlich größere Unsicherheit. Vier Experten möchten aufgrund fehlender Kompetenz in diesem Bereich keine Aussage über eine Wirkungsgradsteigerung abgeben. Ein Experte schätzt die Wirkungsgradsteigerung auf mehr als 15 Prozentpunkte, ein weiterer auf 10 bis 15 Prozentpunkte, zwei weitere sehen mit 5 bis 10 Prozentpunkten ein geringeres Steigerungspotenzial bei der Methanisierung, einer sieht nur ein Potenzial von bis zu 5 Prozentpunkten. Wiederum bezogen auf die eigenen Anlagen kann ein Wirkungsgrad für die Methanisierung von 84 bis 89 % in 2030 erwartet werden.

6.3 Prognostizierte Kostendegression 2030

Bei der künftigen Kostendegression sehen die Experten für PtG insgesamt, also beide Verfahrensschritte, ein großes bis sehr großes Potenzial. Ein Drittel geht von einer Kostendegression von bis zu 50 %, ein weiteres Drittel sogar von bis zu 70 % aus. Mit Blick auf die angegebenen Kosten der eigenen Pilotanlagen wäre danach mit Preisen von 7 – 15 Cent/kWh in 2030 zu rechnen.



Abbildung 8: Prognostizierte Kostendegression bis 2030

Dabei wird deutlich, dass das größte Potenzial bei der Elektrolyse gesehen wird. Vier Betreiber erwarten hier Kostensenkungen von über 50 % bis 2030. Dabei weist ein Experte darauf hin, dass hierfür ein Markthochlauf auf ca. 1 GW notwendig sei. Ein anderer Experte prognostiziert sogar eine

Kostendegression von über 70 %. Zwei weitere Befragte geben Kosteneinsparungen zwischen 30 und 50 % an. Ein Teilnehmer hält lediglich Kostensenkungen zwischen 15 und 30 % für realisierbar.

Nahezu eine Gleichverteilung der Prognosen ergibt sich bei der Methanisierung. Zwei Experten sehen auch für diesen Prozessschritt Kosteneinsparpotenziale zwischen 50 und 70 %. Zwei weitere Experten legen sich mit mehr als 30 bis 50 % fest. Wiederum zwei Befragte sehen „nur“ Kosteneinsparungen von mehr als 15 bis 30 %. Laut einer Expertenmeinung sind bei der Methanisierung die Kostensenkungspotenziale bereits ausgeschöpft und der Prozess nicht so einfach zu standardisieren..

6.4 Regulatorische Hebel

Um den Handlungsbedarf zu bewerten, wurden die Experten zu den aus ihrer Sicht drei wichtigsten regulatorischen Hebeln befragt, die notwendig seien, um die zuvor bewerteten Potenziale zu realisieren. Acht von neun Befragten nannten hierbei die Notwendigkeit der Abschaffung der Einstufung von PtG-Anlagen als Letztverbraucher. Sechs Nennungen bekam das Erfordernis der Anerkennung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien als Biokraftstoffe [Anmerkung der Redaktion: Teilrealisierung durch 37. BImSchV zur Anrechnung strombasierter Kraftstoffe [...] auf die THG-Quote, die im April 2017 im Bundestag beschlossen wurde]. Hierbei wird von einem Experten noch einmal explizit darauf hingewiesen, dass es nicht nur um die Anrechnung im Tank, sondern auch um den Einsatz bei der Raffinierung von Kraftstoffen gehe. Zwei weitere Betreiber weisen darauf hin, dass auch der bilanzielle Bezug von EE-Strom zur Produktion möglich sein müsse. Um nicht Gefahr zu laufen, dass zertifizierter Ökostrom aus anderen europäischen Ländern eingesetzt werde, sei es dabei durchaus denkbar, Qualitätsstandards vorzugeben. Vorgeschlagen wurde in diesem Zusammenhang das Erfordernis der räumlichen Nähe zur Stromproduktionsanlage (das gleiche Netzgebiet) oder auch die Voraussetzung der Gleichzeitigkeit von EE-Stromerzeugung und PtG-Produktion.

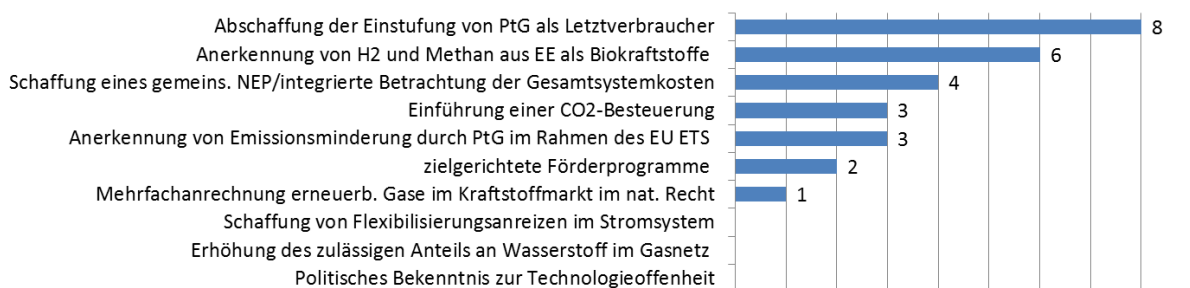


Abbildung 9: Notwendige regulatorische Hebel zur Realisierung der Potenziale von PtG

Daneben wird die Schaffung eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans für die zentralen Netzinfrastrukturen und die integrierte Betrachtung der Kosten des Gesamtsystems als entscheidend für den künftigen Erfolg der PtG-Technologie gesehen. Ein weiterer Hebel könnte nach Meinung dreier Experten die Einführung einer CO₂-Besteuerung sein.

Darüber hinaus werden weitere regulatorische Maßnahmen genannt, um PtG im Markt zu etablieren. Hierzu gehört die Anerkennung von Emissionsminderungsmöglichkeiten von PtG-Produkten im Rahmen des europäischen Zertifikatehandels (EU-ETS) und darüber hinaus. Auch zielgerichtete Förderprogramme zur Unterstützung und Beschleunigung der Kostenreduktion und weiteren Wirkungsgradsteigerung sowie die Mehrfachanrechnung erneuerbarer Gase im Kraftstoffmarkt im nationalen Recht werden als wichtig erachtet. Die Schaffung von Anreizen für die Flexibilisierung des Stromsystems, die Erhöhung des zulässigen Anteils an Wasserstoff im Gasnetz sowie ein politisches Bekenntnis zur Technologieoffenheit werden hingegen nicht als primäre Hebel genannt.

Von einigen Experten kommen zusätzliche Vorschläge zur Entfaltung der Potenziale von PtG. So fordern zwei der Befragten die Anerkennung der bilanziellen Verwendung von PtG zur Reduzierung der Flottenemissionen. Nach Vorbild der Audi e-gas Tankkarte solle durch den Nachweis des Betankens mit „grünem Gas“ das Treibhausgas(THG)-Minderungspotenzial für das Flottenemissionsziel anerkannt werden, so der Vorschlag. Ein weiterer Vorschlag ist die Einführung einer Quotenregelung.

6.5 Prognostizierte Anteile von erneuerbaren Gasen in 2030

Im Weiteren wurden die Experten um eine Prognose jeweils der Anteile von Synthetic Natural Gas (SNG), Elektrolyse inkl. Methanisierung, und Wasserstoff am gesamten Gasverbrauch in 2030, unter der Annahme, dass keine regulatorischen Hemmnisse bestehen, gebeten. Der Anteil von Wasserstoff in 2030 wird von vier der Befragten auf 2 bis 5 % geschätzt. Einen etwas höheren Anteil von 5 bis 10 % sehen zwei weitere Befragte als möglich an. Dieser kann jedoch nach Meinung eines Experten nur durch Inselnetze (wie Raffinerien) erbracht werden. Ein Experte geht lediglich von einem Anteil bis 2 % aus.

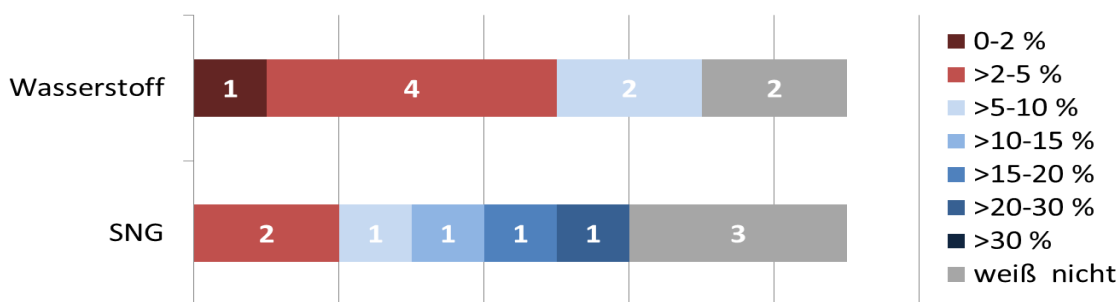


Abbildung 10: Anteile von SNG und Wasserstoff am Gasverbrauch 2030

Bei SNG fallen die Prognosen sehr unterschiedlich aus. Zwei Experten schätzen den Anteil auf 2 bis 5 %, ein weiterer auf 5 bis 10 %. Ein Experte gibt einen Anteil von 10 bis 15 % an. Voraussetzung hierfür sei allerdings, dass „heute begonnen“ wird, da die Mengen ansonsten nicht zu realisieren seien. Ein Experte geht von einem Anteil von 15 bis 20 % aus und einer gar von einem Anteil von 20 bis 30 %.

Ein Experte legt sich nur auf einen Grüngasgesamtanteil in Höhe von 5-10 % fest. Wie sich dieser aus SNG und Wasserstoff zusammensetzt, werde man sehen.

6.6 Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilem Gas

Abschließend wurden die Experten um eine Einschätzung gebeten, wann eine Wettbewerbsfähigkeit von PtG-Anlagen gegenüber fossilem Gas bei einer Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen erreicht werden könne. Vor dem Hintergrund der unsicheren Preisentwicklung von Erdgas fiel es vielen der Befragten hier schwer eine Angabe zu machen. Fünf von neun Experten legten sich schließlich auf den Zeitraum 2020-2030, zwei weitere auf 2030-2040 fest. Ein Experte setzte Wettbewerbsfähigkeit mit Gleichpreisigkeit gleich und gab an, dass diese im Fall einer CO₂-Besteuerung und einer Verteuerung des Gaspreises auf 6-8 Cent ab 2020 bis 2030 zu erwarten sei. Ein weiterer Experte sieht auch im Zeitraum 2020 bis 2030 die Wettbewerbsfähigkeit hergestellt, begründet dies aber mit einer höheren Zahlungsbereitschaft. Diese könne bspw. durch eine Option im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) geschaffen werden. So könnten sich Marktbedürfnisse bei angepassten Rahmenbedingungen ändern, erklärt der Experte. Ein weiterer Befragter merkt zudem an, dass Biomethan aufgrund des zusätzlichen Effektes der THG-Minderung im Verkehrsbereich bereits heute wettbewerbsfähig sei.

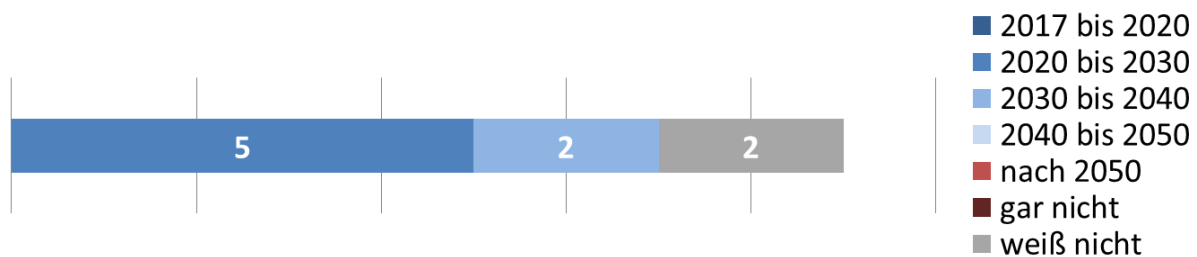


Abbildung 11: Wettbewerbsfähigkeit der Gesamtkosten von PtG gegenüber fossilem Erdgas

7 Fazit

Wie bereits einleitend erwähnt, müssen die Ergebnisse der Umfrage vor dem Hintergrund einer sehr heterogenen Anlagenlandschaft gesehen werden. Die teilweise deutlichen Unterschiede bei der Angabe von Wirkungsgraden und Kosten sind im Wesentlichen auf die unterschiedlichen Einsatzbereiche und Demonstrationsschwerpunkte zurückzuführen. Nichtsdestotrotz zeigt die Befragung klare Erkenntnisse zur Frage der Zukunft von Power-to-Gas.

Die PtG Technologie wird bis 2030 wettbewerbsfähig, wenn die regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst werden

Ein künftiger Markthochlauf führt insbesondere im Bereich der Elektrolyse zu einer signifikanten Kostendegression und lässt ebenfalls deutliche Wirkungsgradsteigerungen erwarten. Diese Potenziale können allerdings nur durch eine Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen realisiert werden. Einigkeit besteht bei den Experten darüber, dass die technische Machbarkeit keine Hürde mehr darstellt. Vielmehr verhindern die regulatorischen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit und damit den Markthochlauf der PtG-Technologie. Die Einführung einer PtG-Quote könnte den Markthochlauf entscheidend unterstützen.

Einig waren sich alle Experten auch darin, dass der Einsatz der Bundesregierung für die Technologie vollkommen unzureichend ist. Gefordert werden regulatorische Anpassungen, um die Wettbewerbsfähigkeit der PtG-Technologie zu erhöhen. So wird die Abschaffung der Einstufung von PtG als Letztverbraucher als zwingend notwendig erachtet. Instrumente wie die Schaffung eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans Strom/Gas zur integrierten Betrachtung der Gesamtsystemkosten sowie die Einführung einer CO₂-Steuer und die Anerkennung der Emissionsminderungsmöglichkeiten durch PtG auf europäischer Ebene seien ebenfalls geeignete und notwendige Instrumente.

Werden die Rahmenbedingungen entsprechend angepasst sind 2030 Anteile von erneuerbarem Gas in Höhe von bis zu 30 % denkbar.

PtG ist mehr als ein Stromspeicher

Die Fokussierung der Bundesregierung auf den Einsatz der PtG-Technologie als Stromspeicher mit der alleinigen Option der Rückverstromung wird von vielen Experten als zu einseitig bewertet. Zwar ist die saisonale Speicherbarkeit ein Alleinstellungsmerkmal der Technologie, dennoch werden die Einsatzmöglichkeiten von erneuerbarem Gas im Wärme- und Verkehrssektor sowie auch in der Industrie ökonomisch wie ökologisch viel höher bewertet.

PtG wird insgesamt als ein wichtiges Instrument zur Sektorenkopplung gesehen und kann mit der bestehenden Gasinfrastruktur einen bedeutenden Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele leisten.