

Die Power-to-Gas-Technologie in der deutschen Energiewende

Aktueller Stand und Ausblick auf die nächste Dekade

Johannes Ruf, Wolfgang Köppel und Frank Graf

Power-to-Gas, Energiewende, Investitionsentscheidungen, Sektorenkopplung, Systemintegration

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts *Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende (ENSURE)* wird die mögliche Rolle der Power-to-Gas-Technologie in der deutschen Energiewende anhand der aktuellen Studienlage diskutiert. Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03SFK1K0 gefördert. Die gegenwärtige Positionierung von Interessenverbänden und Politik wird beleuchtet und ein Ausblick auf die eine mögliche Systemintegration und erwartbare Leistungsklassen zukünftiger Anlagen mit einem Fokus auf die nächste Dekade gegeben. Fünf Kernaussagen konnten abgeleitet werden:

- (1) Die Einführung von Power-to-Gas-Technologie (PtG), ist keine technologische, sondern eine politisch-regulatorische Fragestellung.
- (2) Als stärkster Treiber wird die eine ambitionierte Klimapolitik gesehen. Als wirksamste Maßnahme erweist sich eine Mindestquote für EE-Gase. Technologietreiber werden alleine nicht ausreichen.
- (3) Frühe PtG-Anlagenstandorte in Deutschland werden günstigste EE-Gestehungskosten und ein EE-Strom-Angebot für PtG-Anlagen im zweistelligen Megawattbereich vorweisen.
- (4) Erwartete, kumulierte Elektrolyseurschlusleistungen in Deutschland liegen bis 2025 bei 0-500 MW und bis 2030 im Bereich von 2-15 GW.
- (5) Investitionsentscheidungen für nennenswerte PtG-Kapazitäten vor. 2030 benötigen bereits in den nächsten 1-3 Jahren die erforderlichen politischen und regulatorischen Maßnahmen.

The power-to-gas technology in the German energy system transition: state of the art and outlook towards the next decade

As part of the Kopernikus-project ENSURE, the potential role of the power-to-gas (PtG) technology in the German energy system transition was assessed based on current literature. The project was funded by the Federal Ministry of Education and Research (BMBF). The current position of the most relevant stakeholders and policymakers is discussed in detail. Possible options for PtG integration and installed capacities that are to be expected for future plants in the coming decade are reviewed and evaluated. Five key findings were derived:

- (1) Implementation and success of the power-to-gas technology is not a technological but rather a political issue.
- (2) Ambitious climate policy is the strongest driver for the PtG technology. The most effective measure seems to be a quota for renewable gases. Technology drivers themselves will not guarantee a breakthrough.
- (3) Early PtG sites in Germany are to be found at sites with the lowest production costs for renewable energy. Early installed capacities are expected in the double-digit megawatt range.
- (4) An expectable accumulated installed capacity for electrolysis in Germany by 2025 is around 0-500 MW and it is projected to increase to 2-15 GW by 2030.
- (5) Investment decisions to make for significant PtG capacities by 2030 require the necessary political and regulatory measures to be applied within the next 1-3 years.

1. Einleitung

Die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) untersucht im vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Kopernikus-Projekt Neue Energie-NetzStruktURen für die Energiewende (ENSURE) die koordinierte und abgestimmte, gemeinsame Weiterentwicklung der Strom- und Gasnetzverteilinfrastrukturen innerhalb heutiger und zukünftiger Verteilnetzstrukturen mit 23 Partnern aus Industrie und Wissenschaft. Für die Wasserelektrolyse und Methanisierung als potenziell wichtigste sektorenkoppelnde Technologien für die Energiekonversion von Strom zu chemischen Energieträgern wird der aktuelle Stand der Technik mit einem Fokus auf den aktuellen Stand der Erprobung bzw. Kommerzialisierung anhand von Literatur und Herstellerangaben erarbeitet. Der Begriff Power-to-Gas (PtG) wird in diesem Bericht als Überbegriff für die Prozesse zur Herstellung von Wasserstoff oder Methan mittels Wasserelektrolyse aus (erneuerbarem) Strom und einem optionalen Methanisierungsschritt verwendet. Die gegenwärtige Positionierung von Interessenverbänden und Politik wird beleuchtet und ein Ausblick auf die mögliche Systemintegration und erwartbare Leistungsklassen zukünftiger Anlagen mit einem Fokus auf die nächste Dekade gegeben.

2. Heutige PtG-Anlagengrößen und mögliche Betriebsweisen

Europaweit gab es Ende 2018 mindestens 128 geplante, laufende oder abgeschlossene PtG-Anlagen im Forschungs- und Demonstrationsmaßstab; 56 davon in Deutschland [1]. Hierbei handelte es sich in erster Linie um PEM und alkalische Elektrolyseure und der Größenbereich erstreckt sich von wenige Kilowatt bis hin zu 6 MW (beispielhaft **Bild 1**). In rund zwei Dritteln dieser Anlagen ist oder war Wasserstoff das Produktgas, ein gutes Viertel der Anlagen methanisiert den Wasserstoff weiter, jeweils 3 % der Anlagen schließen eine Methanolsynthese oder sonstige Synthesen an den Elektrolyseschritt an. Bislang ist die Einspeisung von Wasserstoff oder Methan in bestehende Erdgasnetze die Hauptverwendungsrouten für die Produktgase. Mit dem erkennbaren Trend zu größeren Elektrolyseuren [2, 3] und mit der dadurch bedingten Industrialisierung der Technologie zeichnet sich bereits ab, dass weitere Anwendungsfälle über die Einspeisung hinaus wie z. B. die Verwendung des erneuerbaren Gases in Form von Wasserstoff in Industrie und Mobilität erschlossen werden. Im März 2019 berichtet der TÜV Süd zusammen mit Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) von über 50 Anlagen mit zusammen über 55 MW, die in Deutschland in Betrieb oder in



Bild 1: PtG-Demonstrationsanlage aus dem 2020 abgeschlossenen EU-Projekt Store&Go

Foto: © Uniper

Planung sind¹. Die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen mit und ohne Methanisierung ist in der Literatur ausführlich diskutiert [4, 5] und zeigt aufgrund der großen Abhängigkeit von Annahmen sowie unterstellten regulatorischen Rahmenbedingungen einen sehr weiten Bereich der spezifischen Gestehungskosten. Sie hängen im Wesentlichen von der (finanziellen) Honorierung wirtschaftlichen Handels, das mit geringen Treibhausgasemissionen verbunden ist, den Nettostrompreisen, der Existenz und Höhe von Stromnebenkosten, und letztlich den Technologietreibern Komponentenwirkungsgraden und Anlagengröße (und somit CAPEX und fixe OPEX für alle skalierbaren Komponenten) sowie der Anlagenintegration ab [5-7]. Die Power-to-Gas-Technologie wird mit unterschiedlichen Anwendungsfällen, aus denen sich unterschiedliche Geschäftsmodelle und Betriebsweisen ergeben, in Verbindung gebracht. Die wichtigsten sind ohne Priorisierung (1) die Umwandlung von erneuerbarem Strom und der (deutschlandweite) Transport der erneuerbaren Energie in Form eines gasförmigen Energieträgers auch zur Verringerung des notwendigen Stromtransportnetzausbaus, (2) regelbare Lasten zum Bilanzkreismanagement bzw. zur Erhöhung des Anteils regional verbrauchten EE-Stroms, (3) regelbare Lasten zur Teilnahme an Regelleistungsmarkt und Markt für abschaltbare Lasten im Netzregelverbund (NRV), (4) das Einspeisemanagement an großen EE-Anlagenverbänden (Betreiber ist EE-Anlagenbetreiber oder Vermarkter), (5) die Entlastung von Höchstspannungsknoten (HöS) bzw. eine Alternative zur Abregelung fluktuierend einspeisender EE-Anlagen, (6) die Vergrößerung der Akteursvielfalt auf dem Wasserstoffmarkt, (7) die Herstellung vollständig erneuerbarer Kraftstoffe bzw. die Erfüllung von EE-Quoten bei konventionellen Kraftstoffen, (8) die Defossilisierung von Gasanwendungen in Industrie oder Wärmeerzeugung, (9) und die saisonale oder längerfristige Speicherung bzw. der Transport über sehr weite Strecken von erneuerbarer Energie. Eine grundsätzliche Hürde für die meisten Geschäftsmodelle ist nicht nur die Beziehung zwischen vergleichsweise hohem CAPEX für PtG-Anlagen und den aktuell noch geringen Jahresstunden, in denen der Betrieb zu günstigen variablen OPEX möglich ist, sondern auch die prohibitiv günstige Verfügbarkeit fossiler Energieträger. Wegen der hohen CAPEX müssten entweder mit vielen Betriebsstunden moderate oder mit wenigen Betriebsstunden sehr hohe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden, für beide Varianten fehlen aktuell förderliche Rahmenbedingungen. Das für spätestens 2038 beschlossene Ende der Kohleverstromung in Deutsch-

land und die Einführung eines nationalen CO₂-Preises u. a. für Gebäudewärme und Kraftstoffe ab 2021 läuten das Ende der unschlagbar günstigen fossilen Energieträger zumindest in Deutschland ein. Der wirtschaftliche Durchbruch wird für PtG-Anlagen der zweistelligen Megawattklasse erwartet; jedoch ist es unwahrscheinlich, dass dieser ausschließlich durch Technologietreiber (sinkende CAPEX und fixe OPEX oder steigende Wirkungsgrade) erreicht wird.

3. Rückenwind für Power-to-Gas von Politik und Interessenverbänden

Der Blick auf umgesetzte, geplante und angekündigte Vorhaben lässt den Rückschluss zu, dass 2019 einen Wendepunkt für die Kommerzialisierung zumindest des Elektrolyseschrittes der Power-to-Gas-Prozesskette erreicht wurde. Um die Technologie Power-to-Gas voranzubringen, hat die Bundesregierung einen entsprechenden Schwerpunkt im aktuellen *siebten Energieforschungsprogramm*² gesetzt. Eine reelle Umsetzung von Power-to-Gas-Anlagen (ohne Förderung in Form von Zuschuss oder regulatorischen Ausnahmen) ist trotz der Fürsprache von Industrie und Energieinfrastrukturbetreibern und Absichtsbekundungen der Politik meist aus regulatorischen Gründen wirtschaftlich unattraktiv. Das Kapitel 4.3.3 *Sektorenkopplung* des Energieforschungsprogramms hat die Wasserstofferzeugung aus EE-Strom und die Integration dieses Wasserstoffs ins Energiesystem im Fokus. Ein zweiter Schwerpunkt wird auf die Verknüpfung der Strom- und Gasinfrastruktur gelegt; die beiden als strategisch wichtig eingestuften Forschungs- und Entwicklungsthemen (FuE) sind (1) die Entwicklung von Planungsmethoden zur Standortauswahl von PtG-Anlagen und (2) die Ermittlung des Anpassungsbedarfes von Betriebsmitteln der Gasinfrastruktur aber auch von Gasanwendungen. Dieser Bericht soll einen Überblick über die Grundlagen zur Bearbeitung dieser Forschungsschwerpunkte schaffen. Mit dem Anfang April 2019 beendeten *Ideenwettbewerb Reallabore der Energiewende*³ sucht das *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)* weitere Projekte, die sich mit der strombasierten Erzeugung von Wasserstoff und anderen synthetischen Brenn- und Kraftstoffen im industriellen Maßstab beschäftigen und auch deren netzdienliche Speicherung in den Blick nehmen. Geförderte Projekte erhalten voraussichtlich Fördermittel von bis zu 100 Mio €. Mit insgesamt 88 eingereichten

¹ TÜV Süd: <https://www.tuvsud.com/de-de/presse-und-medien/2019/mae-rz/power-to-gas-anlagen-in-ersten-kommerziellen-anwendungen>

² BMWi, Innovationen für die Energiewende, 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Sept. 2018

³ BMWi, Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“, Pressemitteilung, 11.02.2019

Projektskizzen war das Interesse an der Ausschreibung überwältigend. Am 18. Juli 2019 wurden 20 Gewinner des Ideenwettbewerbs verkündet⁴, darunter sind 1-2 Planungsstudien für Elektrolyseure im dreistelligen Megawattbereich und 6-7 konkrete Pläne, Elektrolyseure im zweistelligen Megawattbereich zu errichten. Der Interessenverband *Power-to-X-Allianz*⁵ hat im April 2019 ein Markteinführungsprogramm konzipiert und veröffentlicht, das vorsieht, 5 GW über fünf Jahre von 2021-2025 per Ausschreibungsverfahren gefördert zuzubauen. Der im Februar 2019 vom *BMWi* initiierte und von der *Deutschen Energie-Agentur (dena)* begleitete *Dialogprozess Gas 2030*⁶ soll die langfristigen Nutzungsperspektiven von gasförmigen Energieträgern in zukünftigen Energiesystemen untersuchen und im September 2019 einen Ergebnisbericht vorlegen; so möchte das *BMWi* möglichen politischen Handlungsbedarf ableiten. Im Juli 2019 hat auch das *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)* ein Aktionsprogramm⁷ für den Einsatz von strombasierten Brennstoffen vorgelegt; hier werden „erste umweltpolitische Leitplanken für den Einsatz der Technologie formuliert“. Ein Teilelement dieses Programms soll neben der Förderung von Modellprojekten, der Einrichtung eines PtX-Kompetenzzentrums in einer strukturschwachen Region sowie eines international ausgerichteten PtX-Sekretariats ein *Stakeholder-Dialog PtX* sein. Die *Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)*, die im Juni 2020 vom *BMWi* veröffentlicht wurde⁸, gibt als Ziel aus, 2030 rund 20 % des in Deutschland verbrauchten Wasserstoffs über CO₂-freien Wasserstoff zu decken. Mit der Zielsetzung, zu diesem Wert einen nennenswerten Beitrag zu leisten und einen „Heimatmarkt“ für Wasserstofftechnologien aufzubauen, wird u. a. ein Erzeugungspotenzial in Höhe von mindestens 5 GW Elektrolyseleistung in Deutschland angestrebt.

Ergebnisse der Energiesystemanalyse zeigen, dass Power-to-Gas-Anlagen in zukünftigen, nachhaltigen Energiesystemen einen bedeutenden Teil der Last des Stromnetzes darstellen könnten [8]. Daher soll für die folgenden Themengebiete eine breite, aktuelle Wissensbasis erarbeitet werden: (1) Heutige und zukünftige PtG-Anlagengrößen unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und re-

gulatorischer Rahmenbedingungen, (2) Einbindung der PtG-Anlagen, mögliche Standorte und der PtG-Zubau über Zeit. Mögliche Betriebsweisen sind sehr stark vom Anwendungsfall abhängig und es wird lediglich auf weitere Literatur verwiesen.

4. Einbindung zukünftiger PtG-Anlagen und erwartete Anlagengrößen

In der Literatur nähern sich die Forscher auf unterschiedliche Art und Weise der Beantwortung der Fragestellung nach zukünftigen Anlagengrößen und zu erwartenden Zubauraten. Die gängigste Praxis ist der Aufbau eines Energiesystemmodells, in der die verschiedenen Bestandteile der Realität (Potenziale, Märkte, Infrastrukturen, Kraftwerkspark, Prozessketten, Abnehmer) abgebildet werden und z. B. Klimaschutzziele zwingend erreicht werden müssen. Meist folgt dann eine Optimierung, oft hinsichtlich der Systemkosten, die jedoch unterschiedlich definiert werden, was einen Vergleich der Ergebnisse erschwert. Aus der Optimierung ergibt sich dann meist eine Kapazität (installierte Leistung) für die untersuchten Technologien und aus den umgesetzten Energiemengen Rückschlüsse auf Zubau, Betriebsstunden und Betriebsweise. Ein alternatives mögliches Vorgehen liegt in der Analyse verschiedener rechtlich-regulatorischer Maßnahmen, durch die ein Gesetzgeber vorgegebene Ziele (z. B. Klimaschutzziele) erreichen kann. Aus diesen kann dann auf mögliche Anlagenkapazitäten und Betriebsweisen geschlossen werden.

Frühe PtG-Anlagenstandorte in Deutschland werden übereinstimmend in Regionen mit hoher Verfügbarkeit an fluktuierend erneuerbarer Stromeinspeisung erwartet und gleichzeitiger Anwesenheit von Großabnehmern oder Speichermöglichkeiten für die produzierten Gase. Die erstgenannte Anforderung bedeutet nicht zwangsläufig, dass hierdurch eine Festlegung auf niedrige Volllaststundenzahl erfolgt. Für Deutschland sind dies primär Standorte in Küstennähe sowie in Nordwest- und Nordostdeutschland. Technisch mögliche Anlagengrößen sind ca. 100-300 kW in der Niederspannung (NS), bis zu 700 kW an NS/MS-Knoten, einstellige Megawatt in der Mittelspannung (MS) und größere Anlagen ab dem zweistelligen Megawattbereich in der Hoch- (HS) und Höchstspannung (HöS). Es wird erwartet, dass der langfristige Ausbaubedarf in der HöS-Ebene signifikant reduziert werden kann, wenn der EE-Zubau von einem koordinierten PtG-Ausbau flankiert wird [9]. Erwartete, kumulierte Elektrolyseuranschlussleistungen in Deutschland liegen bis 2025 bei 0-500 MW und bis 2030 im Bereich von 2-15 GW, was für die mittleren und größeren Leistungen eine mittlere Zubaurate > 1 GW/Jahr ab 2025 bedeuten würde. Zu beachten ist, dass in der ersten Hälfte der De-

⁴ BMWi, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallaborer-energie-wende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf>

⁵ PtX-Allianz, <https://www.ptx-allianz.de/markteinfuehrungsprogramm/>

⁶ BMWi, <https://www.bmwi-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/03/Meldung/topthema.html>

⁷ BMU, Pressemitteilung, 10.07.2019, <https://www.bmu.de/pressemitteilung/8621/>

⁸ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16

kade (2020-2025) primär Forschung und Entwicklung (FuE) zur Verbesserung der Fertigungsverfahren und der Aufbau der Fertigungskapazitäten erfolgen wird. Jedoch erscheint es naheliegend, dass für diese Investitionsentscheidungen bereits in den nächsten 1-3 Jahren die erforderlichen politischen und regulatorischen Maßnahmen ergriffen werden müssen. Für 2050 liegen die realistisch erwarteten Elektrolyseurschlusleistungen im Bereich von 2-50 GW [8, 10-15]. Vergleichbare Untersuchungen wurden auch für einzelne europäische Nationalstaaten veröffentlicht und innerhalb Deutschlands auch für einzelne Bundesländer, z. B. Bayern [16], Baden-Württemberg [17] oder Sachsen-Anhalt [18].

Durch die PtG-Technologie können fossile Energieträger vergleichsweise schnell ersetzt werden und so auch weitere Sektoren indirekt mit regenerativem Strom als Ergänzung zur direkten Elektrifizierung mit Hilfe einer vorhandenen und bewährten Technologie THG-neutral versorgt werden. Jedes weitere Jahr ohne ambitionierte Klimapolitik mit wirksamen Instrumenten zur Defossilisierung der Verbrauchssektoren Wärme und Verkehr bedeutet, dass die Klimaziele entweder verfehlt werden, über voraussichtlich volkswirtschaftlich ungünstigere Pfade erreicht werden oder aber der Bedarf an erneuerbaren chemischen Energieträgern auch bereits in dieser frühen Transformationsphase über PtX-Importe erfolgen muss. Größere Investitionen in die Technologie (d. h. HöS-Ebene, mehrere Hundert MW) sind vor 2030 nur bei ausreichender Sicherheit in die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen vorstellbar, z. B. im Rahmen von Experimentierklauseln für Reallabore oder durch EE-Gasquoten, CO₂-Besteuerung und ausgedehnten CO₂-Zertifikatshandel. Es fehlt nicht an wissenschaftlich fundierten Untersuchungen [4] zu Vorschlägen für rechtlich-regulatorische Maßnahmen zur volkswirtschaftlich kostengünstigen Integration erneuerbarer Gase. Einige rechtliche Instrumente sind heute bereits förderlich für den Markteintritt erneuerbarer Gase, allerdings überwiegen noch die Hürden, Unklarheiten und die Komplexität der Regelungen, sodass ein hoher Anpassungsbedarf besteht. Stärkster Treiber für den Ausbau erneuerbarer Gase ist grundsätzlich eine ambitionierte Klimapolitik (z. B. 95 %-Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2050). Als wirksamste Maßnahme werden Quotenverpflichtung für Inverkehrbringer angesehen, eine Mindestquote an eingespeisten erneuerbaren Gasen in das öffentliche Gasnetz zu garantieren. Subvention in Höhe von z. B. 25 % der Investition für einen Elektrolyseur scheinen nur unbedeutenden Einfluss auf die Minderung der Methangestehungskosten für einen 5-MW-Elektrolyseur mit angeschlossener Methanisierung zu haben. Die Befreiung von den Netzentgelten in Verbindung mit einer auf 40 % reduzierten EEG-Umlage reduzieren die Methangestehungskosten um knapp 40 %.

5. Zusammenfassung

Übereinstimmend zeichnen aktuelle Studien das Bild, dass PtG-Anlagen für ein zukünftiges Energiesystem (d. h. Horizont 2050) aus ökonomischen Gründen als unverzichtbar gelten. Welchen Anteil die PtG-Technologie in zukünftigen Energiesystemen hat, wie schnell der Zubau der Anlagen erfolgt und wie sie betrieben werden, kann zum heutigen Zeitpunkt nur anhand verschiedener Szenarien untersucht werden; Abschätzungen sind sehr schwierig. Diesbezüglich konnte herausgearbeitet werden, dass es keine technologische Fragestellung ist, ob und wie schnell sich die PtG-Technologie durchsetzt, sondern eine politisch-regulatorische. Es ist zu erwarten, dass die PtG-Technologie erst nach der Einführung wirksamer Instrumente für die notwendige CO₂-Emissionsminderung eine nennenswerte Rolle spielen kann. Allein durch Technologielernkurven, Skaleneffekte oder günstige Nettostrompreise ist bislang und wird auch kein signifikanter Ausbau erfolgen. Einigkeit besteht in den Studien bezüglich des ersten Prozessschrittes, der Umwandlung von elektrischer Energie mittels Wasserelektrolyse in Wasserstoff. Im Hinblick auf mögliche weitere Prozessschritte wie z. B. Methanisierung, Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese ist die Studienlage deutlich uneinheitlicher. Dies kann dadurch erklärt werden, dass einerseits die direkte Nutzung von elektrischer Energie aufgrund der hohen Effizienz bevorzugt betrachtet wird und andererseits die Ermittlung der Potenziale der vorgenannten Technologien deutlich weiterreichende Untersuchungen und Annahmen bezüglich der Energiesysteme und Endverbraucheranwendungen erfordern. Grundsätzlich müssen Entscheidungen hinsichtlich möglicher Synthesen in der nächsten Dekade nicht zwingend entschieden werden. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass möglicherweise folgende Synthesen eigene Anforderungen an den Standort (CO₂-Bedarf, Wärmesenken, Platzbedarf, etc.) mitbringen und diese über die Anforderungen einer Wasserelektrolyse hinausgehen. Hauptsächlich diskutiert werden die direkte Wasserstoffnutzung sowie die Methanisierung zur Defossilisierung und Beibehaltung einer Gasversorgung ähnlich der heute in vielen Ländern Europas Genutzten. Aus Sicht der Stromnetzstrukturen und des Stromnetzbetriebs ist der relevante Prozessschritt die Elektrolyse. Tragfähige Geschäftsmodelle und signifikante Volllaststundenzahlen in breiten Anwendungsbereichen werden jedoch aufgrund der EE-Erzeugungskapazität ab frühestens 2030 gesehen, zuerst für Elektrolyse mit Wasserstoffnutzung, perspektivisch etwas später bei höherem Anteil an fluktuierend erneuerbaren Stromerzeugern, dann für Elektrolyse mit Methanisierung. Allerdings wurden in verschiedenen Regionen Deutschlands schon heute die Voraussetzungen erreicht, da ein vollständiger Abtransport der erzeugten EE-Strom-

mengen mit heutiger Strominfrastruktur nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist.

Die erwartete Unverzichtbarkeit der Technologie und die aktuellen Hemmnisse für Geschäftsmodelle bedeuten grundsätzlich einen gewissen Widerspruch, da der erforderliche Zubau eine gewisse Zeit benötigt, um die Anlagenleistung der einzelnen Module zu erhöhen, Skaleneffekte zu nutzen, Automatisierung und Kapazitäten für die Serienproduktion zu schaffen und auch bei genehmigungsrechtlichen Verfahren Erfahrung zu gewinnen. An dieser Stelle sind die Gesetzgeber und Akteure der Energieversorgung gefordert, um diesen Widerspruch aufzulösen.

Dank

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die zur Verfügung gestellten Fördermittel innerhalb des Projekts Kopernikus ENSURE Neue EnergieNetzStrukturen für die Energiewende. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Literatur

- [1] *Wulf, C.; Linßen, J. und Zapp, P.:* Review of Power-to-Gas Projects in Europe. *Energy Procedia* 155, 367–378, 2018
- [2] *Quarton, C. J. and Samsatli, S.:* Power-to-gas for injection into the gas grid. What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 98, 302–316 (2018)
- [3] Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme (2018)
- [4] *Ahrens, E.; Wehling, A.; Köppel, W.; Sterner, M. und Lucke, N.:* Technisch-Ökonomische Modellierung eines sektorengesetzten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens – SMARAGD. DVGW-Förderkennzeichen G201708 (2018)
- [5] Potentialermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung – EE-Methanisierung (2018)
- [6] *de Bucy, J.:* The potential of power-to-gas. Technology review and economic potential assessment, Paris (2016)
- [7] Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion (HELMETH). Deliverable 5.3: Business and Social Requirements (2017)
- [8] *Blanco, H.; Nijs, W.; Ruf, J. und Faaij, A.:* Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization. *Applied Energy* 232 (Dec. 2018), 323–340. DOI=10.1016/j.apenergy.2018.08.027
- [9] Infrastructure Outlook 2050. A joint study by Gasunie and TenneT on an integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany (2019)
- [10] *Blanco, H. und Faaij, A.:* A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, 1049–1086 (2018)
- [11] *Bothe, D.; Bongers, T.; Ahlert, M. und Corneille, M.:* Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse
- [12] *Jentsch, M.; Trost, T. und Sterner, M.:* Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85 % Renewable Energy Scenario. *Energy Procedia* 46, 254–261 (2014)
- [13] *Müller-Syring, G.; Henel, M.; Poltrum, M.; Wehling, A.; Dannenberg, E.; Gladien, J.; Stötzel, M.; Möhrke, F.; Ortloff, F. und Kratz, F.:* Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21. Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G201624 (2018)
- [14] Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen (2019)
- [15] Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 – Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher (2016)
- [16] *Estermann, T.; Newborough, M. und Sterner, M.:* Power-to-gas systems for absorbing excess solar power in electricity distribution networks. *International Journal of Hydrogen Energy* 41, 32, 13950–13959 (2016)
- [17] *McKenna, R. C.; Bchini, Q.; Weinand, J. M.; Michaelis, J.; König, S.; Köppel, W. und Fichtner, W.:* The future role of Power-to-Gas in the energy transition: Regional and local techno-economic analyses in Baden-Württemberg. *Applied Energy* 212, 386–400 (2018)
- [18] *Moskalenko, N.; Lombardi, P. und Komarnicki, P.:* Multi-criteria optimization for determining installation locations for the power-to-gas technologies (Eds. 2014)

Autoren



Johannes Ruf

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Gasttechnologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608 41291 |
ruf@dvgw-ebi.de



Wolfgang Köppel

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Gasttechnologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608 41223 |
koepfel@dvgw-ebi.de



Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Frank Graf

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Gasttechnologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608 41220 |
graf@dvgw-ebi.de