

## PORTALGREEN

# Entwicklung eines Power-to-Gas-Leitfadens zur Integration Erneuerbarer Energien

Ein Verbundvorhaben von:



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## PORTAL GREEN

### Entwicklung eines Power-to-Gas-Leitfadens zur Integration Erneuerbarer Energien

Manuela Jopen (GRS)  
Clemens Heitsch (GRS)  
Pascal Ziegeroski (GRS)  
Josephine Glandien (DBI GUT)  
Jens Hüttenrauch (DBI GUT)  
Anja Wehling (DBI GUT)  
Felix Künkel (DVGW)  
Marlon Koralewicz (BUW)

Juni 2021

#### **Anmerkung:**

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET6135A gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## **Deskriptoren**

Arbeitsschutz, Betriebssicherheitsverordnung, Bundesimmissionsschutzgesetz, Einspeisung ins Erdgasnetz, Genehmigungsleitfaden, Methanisierung, PORTAL GREEN, Power to Gas, Elektrolyse, Produktsicherheit, Rückverstromung, technische Regeln, technischer Leitfaden, Wasserstoffherzeugung für die Industrie, Wasserstofftankstelle

## Summary

The Power to Gas concept provides a feasible option for long-term energy storage and thus for increasing the share of renewable energies in the energy supply. This can be used in times when electricity generation exceeds electricity consumption to convert electricity from renewable energies into hydrogen (H<sub>2</sub>) or possibly also methane (CH<sub>4</sub>) and then feed it to different branches of use. Possible uses for the gas generated in this way are feeding it into the natural gas grid with the future-proof option of storage in caverns, direct use in the chemical process industry or in refineries, provision at gas filling stations or demand-based reconversion. However, the spread of power-to-gas (PtG) plants is made more difficult by inconsistent technical regulations and a lack of uniform licensing principles for the construction and operation of such plants. Although there are various guidelines and sets of rules on the various subject areas relevant to PtG plants, there was no uniform and specific guideline for PtG plants on the technical rules and regulations and requirements under licensing law.

In this project, such a guideline on technical and licensing requirements for the licensing, construction and operation of PtG plants and the associated branches of use was developed. It consists of two parts. The first part sheds light on the current situation of the approval process and offers decision-making aids in choosing the procedure to be used. It shows how an approval procedure works depending on the type of plant and which documents the future operator must create and submit. The second part explains which laws, ordinances and technical regulations are to be applied from the planning to the operation of the system. The focus is on the requirements for system operators and manufacturers. Both parts of the guideline take into account particularities through the connection to different branches of use. This includes feeding hydrogen or methane from power-to-gas systems into the existing gas network, connecting to hydrogen filling stations, converting it back into electricity and supplying industrial systems with hydrogen. This development was supported by the organization of workshops and working meetings as well as extensive research on the state of science and technology with regard to PtG technology and the applicable laws, ordinances and technical rules. By integrating the guideline into the DVGW set of rules, it is established as the current state of the art. It can also be downloaded free of charge from the partners' websites.

## Kurzfassung

Eine realisierbare Möglichkeit zur Langzeitspeicherung und damit zur Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung liefert das Konzept Power to Gas. Dieses kann in Zeiten, in denen die Stromerzeugung den Stromverbrauch übersteigt, genutzt werden, um Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) oder eventuell auch Methan (CH<sub>4</sub>) umzuwandeln und anschließend unterschiedlichen Nutzungszweigen zuzuführen. Nutzungsmöglichkeiten für das so erzeugte Gas sind beispielsweise die Einspeisung in das Erdgasnetz mit der zukunftsfähigen Option der Speicherung in Kavernen, die direkte Nutzung in der chemischen Prozessindustrie oder in Raffinerien, die Bereitstellung an Gastankstellen oder auch die bedarfsabhängige Rückverstromung. Eine Verbreitung von Power-to-Gas-Anlagen (PtG) wird jedoch durch uneinheitliche technische Regularien sowie fehlende einheitliche genehmigungsrechtliche Grundlagen beim Bau und Betrieb solcher Anlagen erschwert. Zwar existieren diverse Richtlinien und Regelwerke zu den verschiedenen für PtG-Anlagen relevanten Themenfeldern, einen für PtG-Anlagen einheitlichen und spezifischen Leitfadens zum technischen Regelwerk und zu genehmigungsrechtlichen Vorgaben gab es jedoch nicht.

In diesem Vorhaben wurde daher ein solcher Leitfaden zu technischen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen für Genehmigung, Bau und den Betrieb von PtG-Anlagen und angegliederten Nutzungszweigen entwickelt. Er besteht aus zwei Teilen. Der erste Teil beleuchtet die aktuelle Situation des Genehmigungsprozesses und bietet Entscheidungshilfen bei der Wahl der anzuwendenden Verfahren. Er zeigt auf, wie ein Genehmigungsverfahren je nach Anlagentyp abläuft und welche Unterlagen der zukünftige Betreiber erstellen und einreichen muss. Der zweite Teil erklärt, welche Gesetze, Verordnungen und technischen Regelwerke von der Planung bis zum Betrieb der Anlage anzuwenden sind. Dabei stehen die Anforderungen an Anlagenbetreiber und -hersteller im Fokus. Beide Leitfadenteile berücksichtigen Besonderheiten durch den Anschluss an verschiedene Nutzungszweige. Hierzu gehören die Einspeisung von Wasserstoff oder Methan aus PtG-Anlagen in das bestehende Gasnetz, der Anschluss an Wasserstoff-tankstellen, die Rückverstromung und die Versorgung von Industrieanlagen mit Wasserstoff. Diese Entwicklung wurde durch die Organisation von Workshops und Arbeitstreffen sowie eine ausführliche Recherche zum Stand von Wissenschaft und Technik in Hinblick auf die PtG-Technologie und die anzuwendenden Gesetze, Verordnungen und technischen Regeln gestützt. Durch die Integration des Leitfadens in das DVGW-Regelwerk wird er als aktueller Stand der Technik etabliert. Darüber hinaus steht er auf den Webseiten der Partner für jeden Anwender kostenfrei zum Download zur Verfügung.

# Inhaltsverzeichnis

	<b>Summary .....</b>	<b>I</b>
	<b>Kurzfassung.....</b>	<b>II</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Stand von Wissenschaft und Technik.....</b>	<b>5</b>
2.1	Ausgangssituation zu Beginn des Vorhabens .....	5
2.2	Entwicklungen im Laufe des Vorhabens .....	8
<b>3</b>	<b>Durchführung von Workshops und Arbeitstreffen.....</b>	<b>11</b>
3.1	Arbeiten, die für alle Workshops durchgeführt wurden.....	12
3.2	Workshop am 15.05.2018 im Centro Hotel Residence, Bonn .....	13
3.3	Workshop am 13.09.2018 im Mercure Hotel, Bonn.....	15
3.4	Betreiber-Arbeitstreffen am 06.11.2018 bei der GRS, Köln.....	17
3.5	Workshops am 16.+17.09.2020 im Euro Park Hotel, Hennef .....	18
3.6	Online-Workshops am 15.09.2020 und 22.09.2020 .....	24
<b>4</b>	<b>Durchführung von Umfragen .....</b>	<b>27</b>
4.1	Betreiberumfrage 2019 .....	27
4.1.1	Ergebnisse der Auswertung – Kennzahlen .....	27
4.2	Ergebnisse der Auswertung – Nutzungszweige .....	28
4.3	Ergebnisse der Auswertung – Genehmigungsverfahren .....	30
4.4	Betreiber-Umfrage 2020 .....	31
4.4.1	Ergebnisse der Auswertung.....	32
<b>5</b>	<b>Darstellung der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland .....</b>	<b>35</b>
<b>6</b>	<b>Kenngößen einer Referenzanlage .....</b>	<b>37</b>
6.1.1	Systemgrenzen.....	38
6.1.2	Technische Parameter.....	39
6.1.3	Wirtschaftliche Parameter.....	44

6.1.4	Energiefluss im Gesamtsystem.....	50
6.1.5	Weitere Aspekte .....	51
6.1.6	Nutzungszweig-Aspekte .....	55
6.1.7	Weiterentwicklungen der PtG-Anlage .....	62
<b>7</b>	<b>Matrix der Nutzungszweige.....</b>	<b>65</b>
<b>8</b>	<b>GAP-Analyse.....</b>	<b>67</b>
8.1	Regelung zur Ermittlung angemessener Abstände .....	67
8.2	Einordnung von PtG-Anlagen nach der 4. BImSchV und industrieller Maßstab .....	67
8.3	Technisches Regelwerk für PtG-Anlagen .....	70
8.4	Nebeneinrichtungen.....	71
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>77</b>
<b>Literatur</b>	<b>.....</b>	<b>79</b>
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>		<b>87</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>		<b>89</b>

# 1 Einleitung

Eine realisierbare Möglichkeit zur Langzeitspeicherung und damit zur Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung liefert das Konzept Power to Gas. Dieses kann in Zeiten, in denen die Stromerzeugung den Stromverbrauch übersteigt, genutzt werden, um Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) oder eventuell auch Methan (CH<sub>4</sub>) umzuwandeln und anschließend unterschiedlichen Nutzungszweigen zuzuführen. Nutzungsmöglichkeiten für das so erzeugte Gas sind die Einspeisung in das Erdgasnetz mit der zukunftsfähigen Option der Speicherung in Kavernen, die direkte Nutzung in der chemischen Prozessindustrie oder in Raffinerien, die Bereitstellung an Gastankstellen oder auch die bedarfsabhängige Rückverstromung.

Eine Verbreitung von Power-to-Gas-Anlagen (PtG) wird jedoch durch die aktuell bestehenden, uneinheitlichen, technischen Regularien sowie fehlende einheitliche genehmigungsrechtliche Grundlagen beim Bau und Betrieb solcher Anlagen erschwert. Zwar existieren diverse Richtlinien und Regelwerke zu den verschiedenen für PtG-Anlagen relevanten Themenfeldern, einen für PtG-Anlagen einheitlichen und spezifischen Leitfadens zum technischen Regelwerk und zu genehmigungsrechtlichen Vorgaben gibt es zum aktuellen Zeitpunkt jedoch nicht. Fehlende einheitliche Vorgaben, Richtlinien und Genehmigungsgrundlagen sowie fehlende Erfahrung im Umgang mit ihnen im Kontext Power to Gas bedeuten jedoch für die Planung und den Bau der Anlagen einen unkalkulierbaren Zeit- und Kostenaufwand.

Mit der Entwicklung eines einheitlichen Leitfadens zu den anzuwendenden Regelwerken und rechtlichen Grundlagen, der die Genehmigung entsprechender Vorhaben berechenbarer gestaltet und somit durch die Zusammenfassung und Strukturierung beschleunigt, können die wirtschaftlichen Risiken von PtG-Anlagen reduziert und die wettbewerbsfähige Forcierung der Technologie in Deutschland vorangetrieben werden.

In diesem Vorhaben wurde daher ein einheitlicher Leitfaden zu technischen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen für Genehmigung, Bau und Betrieb von PtG-Anlagen und den angegliederten Nutzungszweigen entwickelt. Diese Entwicklung wurde durch die Organisation von Workshops und Arbeitstreffen sowie eine ausführliche Recherche zum Stand von Wissenschaft und Technik in Hinblick auf die Power-to-Gas-Technologie und die anzuwendenden Gesetze, Verordnungen und technischen Regeln gestützt. Durch die Integration des Leitfadens in das DVGW-Regelwerk wird er als aktueller Stand der Technik etabliert.

Die Arbeiten waren auf insgesamt 6 Arbeitspakete (AP) verteilt, die sich wie folgt zusammensetzten:

- AP 1: Organisation und Durchführung der Workshops zur Partizipationsforschung,
- AP 2: Stand von Wissenschaft und Technik,
- AP 3: Entwicklung eines zentralen Leitfadens zu den auf PtG-Anlagen anzuwendenden Regelwerken,
- AP 4: Entwicklung von Leitfäden zu den auf die unterschiedlichen Nutzungszweige anzuwendenden Regelwerke,
- AP 5: Integration der Leitfäden in das DVGW-Regelwerk,
- AP 6: Verbundkoordination, Controlling, Kommunikation.

Jedes dieser Arbeitspakete unterteilte sich in weitere Teil-Arbeitspakete, die im Verantwortungsbereich einer der Partner lagen. Die GRS war hauptverantwortlich für die Organisation und Durchführung der Workshops (AP 1), die Verbundkoordination (AP 6) sowie die Erarbeitung einer Referenzanlage (AP 3.3) und hat in den übrigen Arbeitspaketen Zuarbeit geleistet. DVGW war verantwortlich für die APs 2 und 5 und die DBI für die Koordination der Arbeiten in AP 3 und 4. Dem AP 3 unterlagert war der DVGW für die Koordination der Arbeiten zum technischen Leitfaden und die DBI zum genehmigungsrechtlichen Leitfaden verantwortlich. Dem AP 4 unterlagert verantwortete die DBI die Nutzungszweige „Einspeisung ins Erdgasnetz“ und „Mobilität“, die GRS den Nutzungszweig „Nutzung in der chemischen Prozessindustrie und in Raffinerien“ und die BUW den Nutzungszweig „Rückverstromung“.

Die im Rahmen dieses Vorhabens entwickelten Leitfäden sind separat veröffentlicht als:

- GRS-S-59 Band 1: Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung und Betrieb,
- GRS-S-59 Band 2: Technischer Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung, Inbetriebnahme und Betrieb.

Band 1 enthält demnach einen Leitfaden zur Anwendung bestehender Gesetze und Verordnungen in Hinblick auf die Genehmigungssituation und die Genehmigungsabläufe. Band 2 befasst sich mit den technischen Regelwerken und den gesetzlichen Anforderungen an die Herstellung und den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen. Er stellt die

Abläufe und Aufgaben der Betreiber und Hersteller von PtG-Anlagen dar. Für die Entwicklung beider Bände wurden die Nutzungszweige „Einspeisung ins Gasnetz“, „Mobilität“, „Nutzung für Chemieanlagen“ und „Rückverstromung“ betrachtet. Abschnitte zu Besonderheiten dieser Nutzungszweige finden sich entsprechend in beiden Bänden.

Im vorliegenden Bericht werden die Arbeiten dargestellt, die in den Leitfäden nicht explizit enthalten sind. Dies umfasst

- die Organisation und Durchführung von Workshops und Arbeitstreffen (Kap. 3),
- die Durchführung von Umfragen (Kap. 4),
- Darstellung der PtG-Projekte in Deutschland (Kap. 5),
- die Ermittlung von Kenngrößen einer Referenzanlage (Kap. 6),
- die Entwicklung einer Matrix der betrachteten Nutzungszweige (Kap. 7) und
- die Ermittlung von offenen Fragestellungen (Kap. 8).

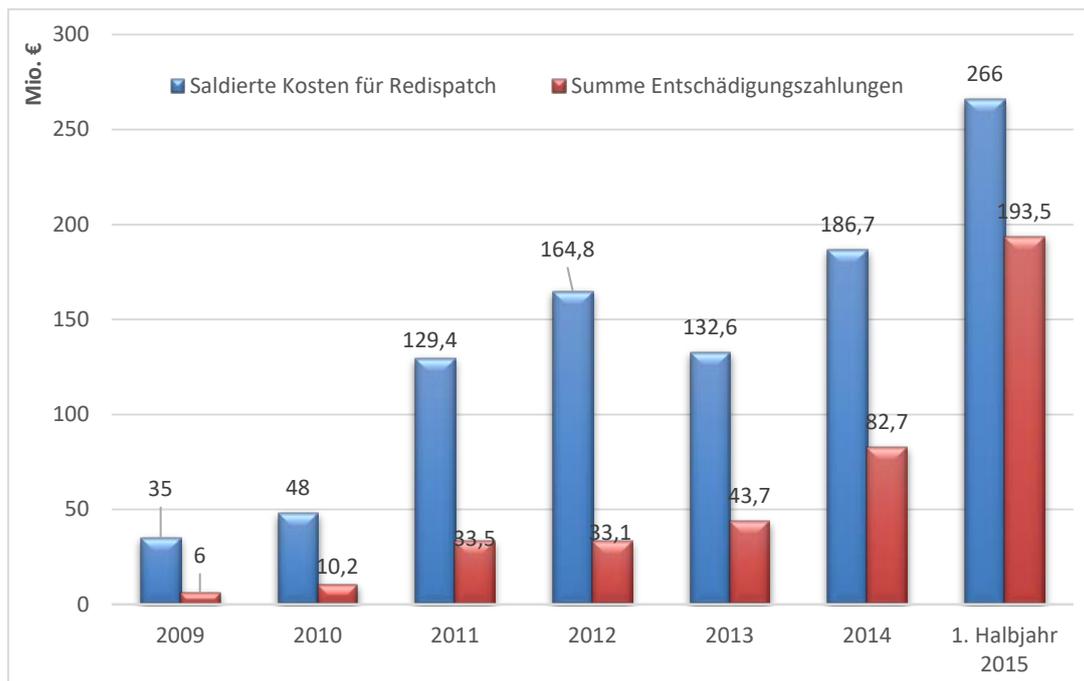


## 2 Stand von Wissenschaft und Technik

### 2.1 Ausgangssituation zu Beginn des Vorhabens

Das aktuelle Ziel der Energiewende, eine Abdeckung von 60 % des Bruttoendenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien bis 2050 /DEN 50/ zu erreichen, stellt das deutsche Stromnetz vor eine enorme Herausforderung. Die begrenzte Aufnahmekapazität des Stromnetzes führt zu steigenden Kosten für Redispatchmaßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG und zu steigenden Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG (siehe Abb. 2.1).

Für das erste Halbjahr 2015 entstanden aufgrund von Ineffizienzen des Stromübertragungs- und -verteilungsnetzes Kosten in Höhe von rund 460 Mio. Euro für Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen. Im ersten Halbjahr 2015 mussten knapp 2 TWh erneuerbarer Strom aufgrund fehlender oder unterdimensionierter Stromnetze und Energiespeicher abgeregelt werden. /BUN 15/



**Abb. 2.1** Steigende Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement /BUN 16/

Sämtliche Technologien der Langzeitspeicherung befanden sich zu Beginn des Vorhabens noch in der Erprobung. Für die Langzeitspeicherung wurden in erster Linie

chemische Energiespeicher, wie z. B. solche auf Basis von Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse, als zukunftsfähig angesehen. /DEN 12/

Die Wasserelektrolyse nutzt elektrische Energie, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten /DEN 12/. Hierzu stehen zum Teil bereits seit Jahrzehnten kommerziell genutzte Methoden (z. B. die alkalische Wasserelektrolyse), aber auch Neuentwicklungen, wie die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM) oder die Hochtemperaturolektrolyse (HTEL), zur Verfügung /SCH 15/. Alle diese Technologien müssen für den Einsatz im Power-to-Gas-Konzept angepasst werden. In unterschiedlichen Pilotanlagen und Forschungsprojekten wurden daher die verschiedenen Elektrolyse-Technologien getestet, ggf. angepasst bzw. weiterentwickelt /GAH 12/.

Zur stetigen Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien ist auch die Umwandlung des Wasserstoffs zu Methan ein mögliches Konzept. Auch für die Methanisierung gibt es verschiedene Verfahren, die weiterentwickelt und in Pilotanlagen für den Einsatz im Power-to-Gas-Konzept untersucht wurden. /VIE 15/

Eine Verwendungsmöglichkeit des durch Power to Gas erzeugten Gases ist die Einspeisung in das deutsche Erdgasnetz. Die Nutzung des Gases oder auch eine Rückverstromung wäre dann in jeder beliebigen an das Erdgasnetz angeschlossenen Ausspeisestelle möglich /HEY 12/. Die Speicherkapazität der deutschen Erdgasspeicher betrug zu Beginn des Vorhabens ca. 230 TWh. Um den Strombedarf in Deutschland vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken, wird Studien zufolge für 2050 ein Stromspeichervolumen von mindestens 7,5 TWh<sub>el</sub> angenommen /KOR 15/. Die zu Beginn des Vorhabens vorhandenen Stromspeicherkapazitäten in Deutschland beliefen sich auf etwa 0,06 TWh<sub>el</sub> /BUS 14/, /KOR 15/. Die Kapazität der Erdgasinfrastruktur übersteigt damit den Bedarf des erforderlichen Speichervolumens für erneuerbare Energien um ein Vielfaches. Darüber hinaus gehen viele Zukunftsszenarien langfristig von einem sinkenden Verbrauch an fossilem Erdgas aus, wodurch zusätzliche Kapazitäten in der Erdgasinfrastruktur für die Speicherung von regenerativen Energien verfügbar würden. Ein weiterer Ausbau der Infrastruktur wäre nicht notwendig, da die derzeitige Infrastruktur des deutschen Erdgasnetzes sehr gut ausgebaut und nahezu flächendeckend verfügbar ist. Außerdem stellt sie eine effiziente, fast verlustfreie und kostengünstige Transportmöglichkeit mit hoher Kapazität dar. Das Erdgasnetz bietet demnach optimale Voraussetzungen, um regenerativ erzeugten Wasserstoff und/oder Methan zu speichern. Darüber hinaus gibt es jedoch auch noch diverse andere Anwendungen, in denen der durch

Power to Gas erzeugte Wasserstoff genutzt werden kann. Hierzu zählt zum Beispiel die Nutzung in der Industrie oder im Bereich der Mobilität.

Im Umfeld der technischen Umsetzung von PtG-Anlagen wurden bereits vor Beginn des Vorhabens diverse Normungsaktivitäten durchgeführt. Diese fanden im Bereich Wasserstoff im „ISO/TC 197 Hydrogen Technologies“ statt. Die Spiegelung der Normungsaktivitäten des ISO/TC 197 Hydrogen Technologies fand auf nationaler Ebene im DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im Arbeitsausschuss „NA 032-03-06 AA Wasserstofftechnologie“ statt. Im ISO/TC 197 Hydrogen Technologies waren beispielsweise die Elektrolyse und auch Brennstoffzellenanwendungen Gegenstand von Normungsaktivitäten. Die vom CEN/CENELEC Sector Forum Energy Management einberufene Working Group Hydrogen hat in ihrem Abschlussbericht aus dem Jahr 2016 „CEN – CENELEC Sector Forum Energy Management/Working Group Hydrogen – Final Report“ dem Technical Board von CEN/CENELEC die Gründung eines technischen Komitees „CEN/CENELEC/TC Hydrogen“ empfohlen. Das Technical Board von CEN/CENELEC bestätigte die Gründung des „CEN/TC 6 Hydrogen“. Das CEN/TC 6 Hydrogen sollte die Entwicklung benötigter Normen im Bereich Wasserstoff vorantreiben. Des Weiteren verfügt die European Industrial Gases Association (EIGA) über ein technisches Regelwerk für Wasserstoff (u. a. Wasserstoffpipelines, Untergrundspeicher, Reformierung).

Anforderungen und Restriktionen der Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz sowie Anforderungen an Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz werden durch das DVGW-Regelwerk abgedeckt. Sofern der in PtG-Anlagen entstehende Wasserstoff methanisiert wird, kann ebenfalls auf das einschlägige DVGW-Regelwerk für Erdgas verwiesen werden, da synthetisches Methan praktisch ohne Einschränkungen in das Erdgasnetz eingespeist und verteilt werden kann. Das DVGW-Regelwerk ist hinsichtlich der Aspekte Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Abnahme, Betrieb, Wartung und Instandhaltung der Gasinfrastruktur zur Versorgung der Öffentlichkeit mit Gas sehr detailliert und breit aufgestellt und wird in diesem Bereich durch einschlägige DIN- und CEN-Normen erweitert.

Ein für die Power-to-Gas-Technologie und deren Nutzungszweige konkretisierter und einheitlich aufgearbeiteter Leitfaden zur Anwendung der Regelwerke und genehmigungsrechtlichen Grundlagen existierte jedoch vor Beginn des Vorhabens noch nicht.

## 2.2 Entwicklungen im Laufe des Vorhabens

2019 wurde seitens DVGW mit der Erstellung einer technischen Regel für PtG-Anlagen, die ins Erdgasnetz einspeisen, begonnen. Diese Regel kann sinngemäß auch für PtG-Anlagen angewandt werden, die in Wasserstoffnetze einspeisen. Sie wurde im Dezember 2020 fertiggestellt und im Januar 2021 in den Gelbdruck (Entwurfsversion) gegeben. Die Einspruchsverhandlungen fanden am 18. Mai 2021 statt. Die sich daraus ergebenden Änderungen werden aktuell eingearbeitet, so dass die technische Regel im Anschluss final veröffentlicht werden kann. Seitens VDI wurde ebenfalls im Jahr 2019 mit der Erstellung einer Richtlinie für PtX-Anlagen begonnen. Die Fertigstellung dieser Richtlinie ist für 2022 vorgesehen.

Um die Energiewende voranzubringen und einen Markthochlauf für Wasserstofftechnologien zu ermöglichen, wurde 2019 ein Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“ ausgeschrieben. Hier konnten sich Verbände bewerben, um beispielsweise PtG-Anlagen mit verschiedenen Nutzungszweigen mit steigender Anlagengröße zu erproben. Insgesamt gab es 20 Gewinner dieses Ideenwettbewerbs, von denen sich 12 Reallabore den Wasserstofftechnologien und der Sektorkopplung widmen /BMWi 19/:

1. CCU P2C Salzbergen: CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage zur Dekarbonisierung der Industrie mittels Carbon-Capture-and-Utilisation-Verfahren
2. DOW Stade – Green MeOH: Filterung von CO<sub>2</sub> aus Abgasen eines Gaskraftwerks und Umwandlung in Methanol durch Zugabe von Wasserstoff
3. Element Eins: Untersuchung von Fragestellungen der Strom- und Gasnetzintegration, technischen Auslegung eines Elektrolyseurs, Entwicklung von Betreibermodellen und des regulatorischen Umfelds im Rahmen einer Planungsstudie für einen großtechnischen Elektrolyseur, in dem Strom aus nahegelegenen Windenergieanlagen in Wasserstoff umgewandelt und ins Ferngasnetz eingespeist wird
4. H<sub>2</sub> Wyhlen: Entwicklung von Geschäftsmodellen für die bedarfsgerechte Erzeugung, lokale Verteilung und Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren mit Hilfe der Anlage in Grenzach-Wyhlen sowie die Erforschung großskalig fertigerer Elektrolysetechnologien und der Weiterverwendung von Prozesswärme
5. Norddeutsches Reallabor: Erprobung ganzheitl. Energiesystem-Transformation durch Entwicklung großskaliger Konzepte zur Sektorkopplung an 5 Standorten

6. ReWest100: Erprobung einer nahezu klimaneutralen Energieerzeugung und Produktion von Gütern in der Region Heide (Wasserstoffherzeugung in 30-MW-Elektrolyseur mit Windstrom und Speicherung in Salzkaverne, Aufbau Modellnetz zum Wasserstofftransport, Nutzung des Sauerstoffs für Verbrennungsprozesse im Zementwerk)
7. EnergieparkBL: Wasserstoffherzeugung in 35-MW-Elektrolyseur mit Strom aus Windpark und Speicherung in Salzkaverne, Nutzung des Wasserstoffs zur Versorgung eines Chemieparks, als Kraftstoff und zur Wärmeerzeugung
8. GreenhydroChem: Erzeugung von Wasserstoff in 50-MW-Elektrolyseur, der dann in Methanol umgewandelt wird
9. H2Stahl: Erprobung einer schrittweisen Dekarbonisierung der Eisenherstellung durch Einblasung von Wasserstoff in Hochofen zur Erzeugung von Eisen
10. Hydrohub Fenne: Erzeugung von Wasserstoff in 17,5-MW-Elektrolyseur aus erneuerbaren Energien zur Belieferung der Stahlindustrie, Einspeisung ins Gasnetz, zur Versorgung von Tankstellen und zur Rückverstromung. Wärme aus dem Elektrolyseprozess wird ins Fernwärmenetz ausgekoppelt
11. RefLau: Erprobung von Schlüsseltechnologien der Energieversorgung mit erneuerbaren Energien und Wasserstoff mittels Referenzkraftwerk (10-MW-Elektrolyse), das Wasserstoff für Verkehr und Industrie verfügbar macht und ins Erdgasnetz einspeist. Identifikation gesetzlicher und regulatorischer Hürden, die wirtschaftlichen Betrieb erschweren
12. Smart Quart: Erarbeitung neuer Produkte und Lösungen für die Planung, die Errichtung und den Betrieb energieoptimierter Quartiere in Deutschland, um den Einsatz fossiler Energieträger dort weitgehend überflüssig zu machen

Bisherige PtG-Anlagen erreichten Leistungen bis 6 MW. Die im Rahmen der Reallabore geplanten PtG-Anlagen werden demnach deutlich leistungsfähiger sein.

Im Juni 2020 wurde von der Bundesregierung die Nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet. In dieser bekannte sich die Bundesregierung klar zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, mit dem Ziel, national den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzubringen und auch international Marktführer im Bereich der Wasserstofftechnologien zu werden. /BMWi 20/

Zum Ende der Laufzeit des Vorhabens wurde bekannt, dass aktuell eine Änderung des Produktsicherheitsgesetzes (ProdSG) in Planung ist und ein erster Entwurf bereits in Arbeit ist. Dabei soll das ProdSG dahingehend verändert werden, dass Themen, die die Sicherheit von Anlagen im Betrieb betreffen und damit den Betreiber adressieren, aus dem ProdSG herausgenommen werden. Dies betrifft vor allem die Anforderungen und Definitionen der überwachungsbedürftigen Anlage. Hierzu soll ein neues Gesetz gefasst werden, das Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen (ÜAnlG). Auch die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) soll an diese neue Gesetzeslage angepasst werden.

Neben zahlreichen PtG-Anlagen wurde das Thema H<sub>2</sub>-Netze und H<sub>2</sub>-Beimischung auf nationaler und europäischer Ebene weiter vorangebracht. Das spielt insofern für die Markteinführung von PtG-Anlagen eine wesentliche Rolle, weil das Gasnetz, z. B. über eine Beimisch-Quote einen starken Beitrag zur Dekarbonisierung der Gasversorgung und weiterer angeschlossener Sektoren leisten kann. So hat bspw. der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas seine Vision eines künftigen H<sub>2</sub>-Netzes vorgestellt /FNB 21/. Auch der DVGW hat im Rahmen des Projekts „H<sub>2</sub>vorOrt“ gemeinsam mit 33 Unternehmen des Gasfaches erörtert, wie die regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen konkret ausgestaltet werden kann /HVO 20/. Die Regulierung künftiger H<sub>2</sub>-Netze wird aktuell intensiv und kontrovers diskutiert /LOH 21/. Weiter liegen mittlerweile die Ergebnisse der Marcogaz Arbeitsgruppe vor, die aufzeigen, dass viele Teile des Gastransport- und Gasverteilnetzes beimischungstauglich sind, jedoch zur Kompatibilität einzelner technischer Bauteile noch ungenügende Erkenntnisse vorliegen /MAR 19/. H<sub>2</sub>-Kompendien wurden für das Fernleitungs- und Verteilnetz erstellt, die in Produktsteckbriefen die H<sub>2</sub>-Kompatibilität von Bauteilen der Gasinfrastruktur entsprechend dem Stand der Technik beschreiben /DBI 20/.

Diverse Veröffentlichungen zeigen die Relevanz und Brisanz des Themas Wasserstoff. So z. B. die Studie von Greenpeace Energy, die eindringlich für grünen Wasserstoff und die Produktion in PtG-Anlagen plädiert und den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck thematisiert /BUK 20/. Es fällt weiter auf, dass das Thema Wasserstoff und PtG-Anlagen auf europäischer Ebene und weltweit an Bedeutung zunimmt. Dies zeigt sich an Veröffentlichungen der International Energy Agency /IEA 19/, /IEA 20/, hochrangigen Verbänden wie bspw. dem Hydrogen Council, vielen nationalen Wasserstoffstrategien und nicht zuletzt an der EU-Wasserstoffstrategie /EUK 20/.

### 3 Durchführung von Workshops und Arbeitstreffen

Im Rahmen des Vorhabens wurden insgesamt 6 Workshops organisiert und durchgeführt. Zwischenzeitlich ergab sich, dass Detailfragen besser in kleinerem Kreis diskutiert werden können, weshalb zusätzlich zu diesen Workshops ein Arbeitstreffen mit Betreibern organisiert wurde. Aufgrund der Kontaktbeschränkungen im Zusammenhang mit der Covid-19-Pandemie und der sich daraus ergebenden unklaren Verhältnisse, ob und wann in 2020 wieder Präsenzveranstaltungen stattfinden können, wurde beschlossen, die beiden für 2020 geplanten Workshops in Form von digitalen Veranstaltungen umzusetzen. Damit wurden im Rahmen dieses Vorhabens insgesamt 4 Workshops als Präsenzveranstaltung, 2 Workshops als Online-Workshops, ein Arbeitstreffen und eine Umfrage durchgeführt. Sie sind in Tab. 3.1 zusammenfassend dargestellt.

**Tab. 3.1** Übersicht über durchgeführte Veranstaltungen

Veranstaltung	Datum	Ort	Einladungen
Workshop 1	15.05.2018	Centro Hotel Residence, Bonn	Einladungen: 170 Anmeldungen: 59 Teilnehmer: 49
Workshop 2	13.09.2018	Mercure Hotel, Bonn	Einladungen: 203 Anmeldungen: 49 Teilnehmer: 38
Arbeitstreffen	06.11.2018	GRS, Köln	Teilnehmer: 16
Workshop 3	16.09.2019	Euro Park Hotel, Hennef	Einladungen: ~270 Anmeldungen: 80 Teilnehmer: 73
Workshop 4	17.09.2019	Euro Park Hotel, Hennef	Einladungen: ~ 270 Anmeldungen: 80 Teilnehmer: 73
Betreiberumfrage	02.03.2020	-	Versand: 55 Rückmeldungen: 12
Workshop 5	15.09.2020	Online-Veranstaltung	Einladungen: 66 Anmeldungen: 31 Teilnehmer: 24
Workshop 6	22.09.2020	Online-Veranstaltung	Einladungen: 66 Anmeldungen: 33 Teilnehmer: 24

### **3.1 Arbeiten, die für alle Workshops durchgeführt wurden**

Vor dem ersten Workshop erstellte die GRS zunächst ein auf das PORTAL-GREEN-Vorhaben abgestimmtes Design, welches sich ausreichend vom Corporate Design einzelner Partner abhob und gleichzeitig alle Partner sowie das BMWi als Fördermittelgeber zeigte. In diesem Zusammenhang wurde auch ein Logo für das Vorhaben entworfen, das auf allen Produkten des Vorhabens wiederzufinden ist. Das entwickelte Design wurde u. a. für die Save-the-Date-Bekanntmachungen, Einladungen und Programme aller folgenden Workshops verwendet.

Außerdem erarbeitete die GRS vor dem ersten Workshop eine Liste mit potenziell interessierten Teilnehmern. Hierzu wurden Kontakte von PtG-Anlagen-Betreibern, Herstellern, Wissenschaftlern, Verbänden und von Vertretern aus Genehmigungsbehörden recherchiert. Seitens DVGW bestanden darüber hinaus bereits einige Kontakte zu Betreibern. Es wurde beschlossen, dass der DVGW seine bestehenden Kontakte über Veranstaltungen des PORTAL-GREEN-Vorhabens informierte, während die GRS alle anderen ermittelten Kontakte informierte. Die Listen wurden von der GRS vor jedem Workshop aktualisiert. Der Versand von Save-the-Date-Bekanntmachungen und Einladungen wurde bei jedem Workshop zwischen DVGW und GRS aufeinander abgestimmt, um einen doppelten Versand zu vermeiden.

Die Vergabe der Veranstaltungsorte erfolgte nach Abschnitt 1 Teil A VOL als freihändige Vergabe (§ 3 Abs. 5i) der VOL/A). Für die Entscheidung wurden jeweils im Vorfeld mehrere Angebote durch den DVGW eingeholt. Neben einzelnen Ausscheidkriterien (z. B. unbegrenzte Verfügbarkeit von Trinkwasser im Tagungsbereich) wurde die Auswahl des Veranstaltungsortes auf Basis der vorhandenen Angebote nach dem jeweiligen Preis-Leistungsverhältnis sowie der Lage und Erreichbarkeit des Veranstaltungsortes getroffen. Für die ersten beiden Workshops (Mai und September 2018) wurden im Zeitraum von Januar bis März 2018 insgesamt 10 schriftliche Angebote abgegeben. Nach den Erfahrungen der ersten beiden Workshop-Vergaben in 2018 wurden für den dritten und vierten Workshop nur noch die drei vom Preis-Leistungsverhältnis her passenden Hotels nach Preisen und Verfügbarkeit für den Termin 16. / 17. September 2019 angefragt.

Die Save-the-Date-Bekanntmachungen, Einladungen und Programme der Workshops wurden von der GRS erstellt. Die Ablaufplanung erfolgte in der Regel in enger Zusammenarbeit mit dem DVGW. Bei der Planung der Online-Workshops wurde auf

Erfahrungen des DBI mit diesen Formaten zurückgegriffen. Die inhaltlichen Vorbereitungen der Workshops wurden durch alle Partner unterstützt.

Für die Anmeldung der Teilnehmer erstellte die GRS für jeden als Präsenzveranstaltung stattgefundenen Workshop ein Anmeldeformular und veröffentlichte dieses auf der GRS-Webseite. Die Anmeldung zu den Online-Workshops erfolgte per E-Mail.

Um den Teilnehmern der Workshops sowohl die Vorträge als auch die Auswertung der Veranstaltungen zukommen zu lassen, wurde von der GRS eine Austauschplattform entwickelt. Hier wurden jeweils nach den Workshops verschiedene Unterlagen abgelegt. Dazu zählten die freigegebenen Vorträge, eine Auswertung der Veranstaltung und für die Diskussionen zur Verfügung gestellte Unterlagen (wie beispielsweise der Entwurf des Genehmigungsleitfadens). Sobald die Unterlagen auf der Austauschplattform verfügbar waren, wurden die Workshop-Teilnehmer von der GRS per E-Mail informiert. Diese enthielt u. a. einen Link zur Anmeldung auf der Austauschplattform. Bei den Online-Workshops erhielten die Workshop-Teilnehmer im Vorfeld Unterlagen, die den Workshop-Diskussionen als Vorbereitung dienten. Im Nachgang erhielten die Workshop-Teilnehmer darüber hinaus ebenfalls per E-Mail einen Entwurf des Leitfadens mit der Bitte um Rückmeldungen dazu. Auch über die finale Veröffentlichung der Leitfäden auf den Webseiten der Partner wurden die Workshopteilnehmer per E-Mail informiert.

Für die Präsenzveranstaltungen erstellte die GRS eine Anmeldeliste, auf der sich die Teilnehmer zu Beginn der jeweiligen Veranstaltung eintragen konnten. Außerdem erstellte die GRS ein auf PORTAL GREEN abgestimmtes Design für Namensschilder und druckte diese für jeden Workshop.

Die Organisation der Workshops oblag GRS und DVGW. DBI, BUW und Uniper übernahmen unterstützende Aufgaben bei der inhaltlichen Vorbereitung sowie bei der Durchführung der Workshops. Auf die Veranstaltungsspezifischen Details wird im Folgenden eingegangen.

### **3.2 Workshop am 15.05.2018 im Centro Hotel Residence, Bonn**

Zum 1. Workshop wurden insgesamt 170 Mitarbeiter von Betreiberfirmen, Genehmigungsbehörden, Komponentenherstellern, Forschungseinrichtungen und Verbänden

eingeladen. Die GRS erarbeitete in enger Zusammenarbeit mit dem DVGW das Programm und lud Vortragende ein.

Im Anmeldeformular wurden die Eingeladenen gebeten, anzugeben, ob sie bereits Erfahrungen mit der Genehmigung von PtG-Anlagen haben, und die Nutzungszweige auszuwählen, für die sie sich im Zusammenhang mit Power to Gas speziell interessieren, wobei Mehrfachnennungen erlaubt waren. Es wurden die folgenden fünf Teilaspekte zur Wahl gestellt (Anzahl der Nennungen in Klammern):

- Power-to-Gas-Anlage (43)
- Mobilität (16)
- Einspeisung von „grünem“ Wasserstoff ins Erdgasnetz (27)
- Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs (14)
- Nutzung von „grünem“ Wasserstoff in Chemieprozessen (14)

Es nahmen insgesamt 49 Personen am Workshop teil. Das Teilnehmerfeld des Workshops setzte sich wie folgt zusammen:

- Betreiber: 13
- Behördenvertreter: 5
- Elektrolyseurhersteller: 2
- Energieversorger: 6
- Forschungseinrichtungen: 4
- Verbandsvertreter: 9
- Sonstige: 10

28 der 49 Teilnehmer konnten bereits erste Erfahrungen im Genehmigungsprozess vorweisen.

Die Moderation der Veranstaltung erfolgte durch die GRS.

In der ersten Hälfte des Workshops wurden Vorträge zu genehmigungsrechtlichen Hintergründen sowie bereits gesammelten Erfahrungen bei der Genehmigung von PtG-Anlagen aus Betreiber- und Behördensicht gehalten. Die zweite Hälfte wurde in Form eines

Themen-Cafés gestaltet. In diesem Format diskutierten die Gäste in insgesamt 3 Runden, die jeweils 30 Minuten dauerten, in wechselnden Kleingruppen von etwa 5 bis 8 Personen drei Leitfragen:

- Was gehört für Sie zu einem ideal verlaufenden Genehmigungsprozess?
- Wo sehen Sie die größten Knackpunkte bei der Genehmigung/Planung von Power-to-Gas-Anlagen?
- Was würde einen Leitfaden für Sie richtig nützlich machen?

Diese Fragen dienten in erster Linie der Untersuchung, welche Problemstellungen der im Vorhaben zu erarbeitende Leitfaden adressieren sollte, damit er von den Stakeholdern als hilfreich angesehen wird. Zudem wurden in lebhaften Diskussionen bereits zahlreiche Fragestellungen offensichtlich, die beim Genehmigungsprozess sowohl für Betreiber als auch Behörden unklar waren und den Prozess dadurch verkomplizierten. Solche Fragestellungen sollten aus Sicht der Teilnehmer durch den Leitfaden beantwortet werden. Alle Verbundpartner wurden als Tischgastgeber an den verschiedenen Diskussionstischen eingesetzt.

Die Diskussionsergebnisse wurden von den Teilnehmern in jeder Runde auf farbige Tischdecken geschrieben, die im Nachgang an den Workshop von den Verbundpartnern unter Koordination durch die GRS ausgewertet und aufbereitet wurden. Am 27.06.2018 informierte die GRS die Workshop-Teilnehmer über die Austauschplattform sowie die dort verfügbaren Unterlagen.

### **3.3 Workshop am 13.09.2018 im Mercure Hotel, Bonn**

GRS und DVGW luden insgesamt 203 Mitarbeiter von Betreiberfirmen, Genehmigungsbehörden, Komponentenherstellern, Forschungseinrichtungen und Verbänden ein. Es nahmen 38 Personen teil. Das Teilnehmerfeld setzte sich wie folgt zusammen:

- Betreiber: 8
- Behördenvertreter: 5
- Elektrolyseurhersteller: 2
- Energieversorger: 3
- Forschungseinrichtungen: 5
- Verbandsvertreter: 6
- Sonstige: 9

Personen, die sich zum 2. Workshop anmeldeten und noch nicht in der Adressliste für Workshop-Einladungen enthalten waren, wurden von der GRS in ihrer Liste ergänzt. Um dies entsprechend der DSGVO korrekt zu handhaben, ergänzte die GRS das Anmeldeformular um eine Bestätigung zur Datenspeicherung für die Einladung zu weiteren Workshops und zur Informationsvermittlung im Rahmen des PORTAL-GREEN-Vorhabens.

Die GRS erstellte die Einladung, die dann von DVGW und GRS an ihre jeweiligen Verteilerlisten verschickt wurde. Die GRS erarbeitete ein Programm, stellte es dem Konsortium vor und setzte es graphisch um. Der Workshop wurde analog zum ersten aufgebaut und bestand in der ersten Hälfte aus Vorträgen, während in der zweiten Hälfte erneut in Form eines Themen-Cafés Diskussionen in Kleingruppen stattfanden.

Die GRS schrieb verschiedene Planungsbüros an und führte Telefonate mit der Bitte um einen Vortrag zu typischen Aufgaben, die ein Planungsbüro bei der Antragstellung übernehmen kann, um so das Verfahren für die Antragsteller zu erleichtern.

Die GRS bereitete einen Vortrag zur Präsentation der Ergebnisse des 1. Workshops vor. In Zusammenarbeit mit dem DVGW wurden außerdem unterschiedliche Dokumente erarbeitet, die als Hilfestellung für die Tischgastgeber beim Themen-Café dienten sowie eine Diskussionsgrundlage für die Workshop-Teilnehmer darstellten.

Die Fragestellungen, die im Themen-Café bearbeitet werden sollten, wurden mit allen Verbundpartnern diskutiert und die Formulierungen abgestimmt.

Die Moderation der Veranstaltung erfolgte durch die GRS.

Am Vormittag stellte die GRS zunächst das Vorhaben vor und präsentierte den Teilnehmern die Ergebnisse der Auswertung des Themen-Cafés beim 1. Workshop. Der DVGW berichtete anschließend über die bis dahin erzielten Zwischenergebnisse der Arbeiten am Genehmigungsleitfaden. Anschließend gab es einen Vortrag zu typischen Aufgaben von Planungsbüros zur Unterstützung in PtG-Projekten durch Friedrich Haas, Geschäftsführer bei Haas Engineering. Den Vormittag schlossen zwei Vorträge zu digitaler Antragseinreichung bei Genehmigungsverfahren ab. Zunächst berichtete Gero Illemann über die Möglichkeiten und Grenzen einer Einreichungsplattform aus Sicht eines Entwicklers. Anschließend berichtete Paul Lückmann über seine Erfahrungen mit zwei verschiedenen Einreichungsplattformen, die er im Rahmen der Genehmigung von PtG-Anlagen bereits gemacht hat.

Für das Themencafé am Nachmittag waren im Vorfeld drei Themenfelder festgelegt worden:

- Wo sehen Sie die Teilanlagen und Systemgrenzen bei Power-to-Gas-Anlagen? Welche Anlagenteile sind besonders genehmigungsintensiv?
- Für welche Genehmigungsunterlagen ist Hilfestellung im Leitfaden wichtig und wie könnte sie aussehen?
- Welche rechtlichen Normen und technischen Regeln werden im Genehmigungsverfahren von Power-to-Gas-Anlagen maßgeblich angewendet?

Wie beim ersten Workshop wurden diese Fragestellungen an Tischen mit 4-7 Personen in 3 Runden, die jeweils 30 Minuten dauerten, diskutiert. Die Diskussionsergebnisse wurden wieder auf Tischdecken von den Teilnehmern notiert.

Nach dem Workshop wurden die Notizen auf den Tischdecken durch alle Verbundpartner und unter Koordination durch die GRS ausgewertet, aufbereitet und anschließend von der GRS den Workshop-Teilnehmern zusammen mit den freigegebenen Vorträgen auf der Austauschplattform zur Verfügung gestellt.

### **3.4 Betreiber-Arbeitstreffen am 06.11.2018 bei der GRS, Köln**

Im Rahmen der Auswertung der Ergebnisse des 2. Workshops wurde einstimmig festgestellt, dass die Arbeit an der Leitfadententwicklung bereits eine Detailtiefe erreicht hat, der die Diskussion in einer großen Teilnehmergruppe mit verschiedenem fachlichen Hintergrund und Kenntnisstand nicht ausreichend gerecht wird. Es konnte Feedback eingeholt werden, aus dem klar wurde, an welchen Stellen sich die bisherige Arbeit zu tief mit Fragestellungen beschäftigt, die in dieser Tiefe aus Sicht der Teilnehmer für den Leitfaden nicht erforderlich ist (z. B. Auswertung der technischen Regeln) und an welchen Stellen die Arbeiten passend waren (z. B. Systemgrenzen, Darstellung einer Referenzanlage, die alle im Leitfaden betrachteten Nutzungszweige enthält). Darüber hinaus konnten jedoch vertiefte Fragen, die sich zu diesem Zeitpunkt im Rahmen der Arbeit ergeben haben, nicht diskutiert und Rückmeldungen bzw. bereits bestehende Erfahrungen eingeholt werden. Deshalb wurde beschlossen, kurzfristig ein Arbeitstreffen in kleinerer Gruppe zu organisieren, in dem gezielt einzelne Aspekte der Leitfadententwicklung mit Erfahrungsträgern diskutiert werden können. Dieses Arbeitstreffen erfolgte am 06. November 2018 in den Räumlichkeiten der GRS in Köln.

Es nahmen einschließlich der Verbundmitglieder 16 Personen am Arbeitstreffen teil. Neben den Verbundmitgliedern waren ausschließlich Betreiber von PtG-Anlagen anwesend, die bereits ein oder mehrere Genehmigungsverfahren durchlaufen hatten und über ihre Erfahrungen berichten konnten.

Die Betreiber wurden durch den DVGW bereits im Vorfeld gebeten, sich darauf vorzubereiten, ihre Anlage sowie wichtige genehmigungsrechtliche Punkte (angewendetes Genehmigungsverfahren, eingereichte Genehmigungsunterlagen, Standortbesonderheiten etc.) zu präsentieren. Diese Informationen wurden während des Arbeitstreffens zeitgleich mit den Vorträgen der Betreiber an einem Flipchart gesammelt und in eine Excel-Tabelle übertragen.

Der DVGW übernahm die Moderation des Arbeitstreffens, während die GRS parallel alle Informationen sowohl in der Excel-Datei als auch auf dem Flipchart sammelte und gemeinsam mit den Teilnehmern sortierte.

Im Nachgang an das Arbeitstreffen wurden die Informationen von der GRS aufbereitet und tabellarisch zusammengefasst. Sie wurden im Rahmen der Erarbeitung der Matrix der Nutzungszweige in AP 4.1 durch mehrere Verbundpartner weiter ausgewertet und überarbeitet.

### **3.5 Workshops am 16.+17.09.2020 im Euro Park Hotel, Hennef**

Die GRS unterstützte den DVGW zunächst bei der Auswahl der passenden Räumlichkeiten. Beispielsweise übernahm die GRS einen Besichtigungstermin der Räumlichkeiten. Die Entscheidung fiel aufgrund der Verfügbarkeit auf Räumlichkeiten im Euro Park Hotel in Hennef.

Die GRS erarbeitete zunächst ein grobes inhaltliches Konzept für die beiden Workshops. Basierend darauf wurde beim Verbundtreffen mit allen Verbundpartnern diskutiert, welche Themen und Fragestellungen für den Workshop in welcher Detailtiefe relevant sind, um einen Mehrwert für das Vorhaben zu liefern. Basierend auf dieser Diskussion wurde das zunächst sehr grobe Konzept von der GRS überarbeitet und erweitert. Aus diesem neuen Konzept und den erarbeiteten Themenfeldern heraus wurden von der GRS und dem DVGW potenzielle Vortragende ermittelt und angefragt. Die Einladung wurde am 02.07.2019 an insgesamt rund 200 Adressaten verschickt. Zusätzlich wurde die

Einladung vom DVGW an ca. 70 weitere Personen sowie durch das PtJ an Antragsteller zukünftiger Reallabor-Projekte versendet.

Es nahmen insgesamt jeweils 73 Personen an beiden Workshop-Tagen teil. Das Teilnehmerfeld der Workshops setzte sich wie folgt zusammen<sup>1</sup>:

- Betreiber: 8
- Behördenvertreter: 8
- Elektrolyseurhersteller: 13
- Energieversorger: 12
- Forschungseinrichtungen: 9
- Verbandsvertreter: 8
- Sonstige: 19

Das Programm für die Workshops wurde von der GRS weiter ausgearbeitet, verschiedene Formate zur Präsentation und Diskussion der Arbeitsergebnisse zusammen mit dem DVGW ausgewählt und die entsprechenden Vorbereitungen zur Durchführung getroffen.

Für den ersten Tag wurde die Anwendung einer gekürzten Version des Leitfadens und ein Themen-Café, für den zweiten Tag eine Postersitzung zur Darstellung der Leitfaden-Inhalte und eine Diskussionsrunde zu kritischen Fragen geplant.

Zusammen mit dem DVGW wurden die Poster für die Poster-Darstellung erarbeitet. Die DBI fertigte eine Workshop-Version des Genehmigungsleitfadens an, der von der GRS auf die für den ersten Workshop-Tag geplante Testanwendung relevanten Inhalte gekürzt wurde. Zusätzlich wurde von der GRS ein Fragenkatalog erstellt, mit dem die Teilnehmer am Leitfaden arbeiten sollten. Anschließend wurde diese Version von der GRS gedruckt und zur besseren Übersichtlichkeit farblich markiert. Die Farben wurden den verschiedenen Fragen des Fragenkatalogs zugeordnet und sollten dabei helfen, die relevanten Passagen der Kurzversion des Genehmigungsleitfadens zur Beantwortung der Fragen schneller finden zu können.

---

<sup>1</sup> Die Summe der hier genannten Zahlen ist größer als die angegebene Teilnehmerzahl pro Workshop-Tag, da die Teilnehmer beider Tage gemeinsam dargestellt sind. Manche Teilnehmer nahmen nur am 1., manche nur am 2. Workshoptag teil.

Die GRS bereitete einen Vortrag vor, in dem zu Beginn des ersten Workshop-Tages das Forschungsvorhaben und der Ablauf beider Workshop-Tage vorgestellt wurden. Für den Nachmittag des 1. Workshop-Tages erarbeitete die GRS zudem einen Foliensatz, in dem der aktuelle Stand des Leitfadens „Bau und Betrieb“ sowie der Ablauf des Themen-Cafés vorgestellt wurde.

Am ersten Tag wurde den Teilnehmern der Stand des Genehmigungsleitfadens präsentiert und seine Nutzerfreundlichkeit getestet. Dazu wurden den Teilnehmern Steckbriefe zu Beispielanlagen mit technischen Eckdaten ( $H_2$ -/ $CH_4$ -Produktionsmenge, Lagermenge, Nutzungszweig etc.) sowie die Kurzversion des Genehmigungsleitfadens zur Verfügung gestellt, die von der DBI erarbeitet worden waren. Die Teilnehmer ermittelten in Gruppen die auf die jeweiligen Anlagen anzuwendenden Genehmigungsverfahren. Hierzu wurde ihnen der von der GRS erstellte Fragenkatalog zur Verfügung gestellt, anhand dessen ihnen die Struktur des Leitfadens nähergebracht wurde und der dabei half, die anzuwendenden Genehmigungsverfahren für die jeweiligen Beispielanlagen zu ermitteln. Die Teilnehmer konnten sowohl während der Gruppenarbeit als auch im Anschluss daran Feedback und Verbesserungsvorschläge geben. Während der Gruppenarbeit standen alle Verbundpartner für Fragen der Teilnehmer zur Verfügung.

Am Nachmittag hielt Herr Markus Eichhorn zunächst einen Vortrag zu seinen Erfahrungen mit der Genehmigung einer PtG-Anlage aus Sicht eines Betreibers. Anschließend wurden in einem Themen-Café Herausforderungen bei der Anwendung technischer Regelwerke für Bau und Betrieb von PtG-Anlagen diskutiert und der Stand des Leitfadens zu Bau und Betrieb präsentiert sowie relevante Themen und Normen identifiziert. Die Moderation wurde ganztägig von der GRS übernommen. Zur Beantwortung von Fragen während der Gruppenarbeit sowie als Tischgastgeber beim Themen-Café waren alle Verbundpartner beteiligt.

Am zweiten Workshop-Tag wurden die Inhalte des Genehmigungsleitfadens den Teilnehmern im Detail in Form der Poster präsentiert und mit ihnen diskutiert, um den Leitfaden auf seine Korrektheit und eventuelle „blinde Flecken“ zu überprüfen. Hierfür standen die Verbundpartner an den verschiedenen Postern, beantworteten Fragen und diskutierten die Inhalte mit den Teilnehmern. Die Moderation erfolgte durch die GRS und wurde nach der Mittagspause an den DVGW abgegeben. Am Nachmittag wurde zunächst die aktuelle Genehmigungspraxis in Vorträgen diskutiert. Dr. Jörn Bringewat von der Rechtsanwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz stellte offene Punkte und Streitfragen bei der Genehmigung von Elektrolyseuren vor. Franz-Wilhelm Iven, Vertreter des

nordrhein-westfälischen Ministeriums für Innovation, Digitalisierung und Energie, stellte Aspekte zur Einstufung von PtG-Anlagen als Energieanlagen und zu besonderen Herausforderungen bei der Genehmigungspraxis vor. Abschließend wurden in Kleingruppen strittige Punkte bei der Genehmigung von PtG-Anlagen diskutiert, die von den Workshopteilnehmern selbst als diskussionswürdig ausgewählt wurden. Hierbei übernahmen die Verbundpartner die Moderation der Tischdiskussionen.

Die in den beiden Workshops gesammelten Rückmeldungen, Anregungen und neuen Erkenntnisse wurden im Anschluss an die Workshops vom PORTAL-GREEN-Konsortium zusammengefasst, ausgewertet und in die Arbeit an den beiden Leitfadenteilen integriert. Die konkreten Arbeiten sind in den Abschnitten zu den entsprechenden APs zu finden. Außerdem wurde eine Kurzfassung der Ergebnisse erarbeitet und den Workshop-Teilnehmern über die Austauschplattform zur Verfügung gestellt.

### **Feedback von Behördenvertretern zum Genehmigungsleitfaden**

Nachdem alle Rückmeldungen aus den Workshops in den Genehmigungsleitfaden eingearbeitet waren, wurde von der DBI eine Feedback-Version des Genehmigungsleitfadens erstellt, mit der detaillierte Rückmeldungen von Behördenvertretern eingeholt wurden.

Hierzu hat die DBI Kontakte von Behördenvertretern, u. a. anhand vorliegender Genehmigungsbescheide, recherchiert, die meist schon Erfahrungen mit der Genehmigung von PtG-Anlagen hatten. Einige Kontakte aus den bereits erfolgten Workshops konnten hierfür genutzt werden. Im ersten Schritt wurde mit 21 Behördenvertretern ein telefonisches Vorgespräch geführt, um das Interesse und die Bereitschaft abzufragen, die Verbesserung des Genehmigungsleitfadens zu unterstützen. Die 17 Vertreter, die sich nach dem Vorgespräch bereit erklärt haben, den Leitfaden gegenzulesen, erhielten eine E-Mail mit den wichtigsten Informationen und der Feedback-Version des Leitfadens.

Schlussendlich erhielt die DBI von sieben der 21 angefragten Behördenvertreter eine Rückmeldung (siehe Tab. 3.2). Diese Rückmeldungen wurden mit den Verbundpartnern geteilt und in den Genehmigungsleitfaden eingearbeitet. Wenn bei der Einarbeitung Rückfragen entstanden, wurden diese telefonisch oder per E-Mail mit dem jeweiligen Behördenvertreter geklärt. Nachdem das Behördenfeedback erfolgreich eingearbeitet worden war, wurde der Leitfaden unter Leitung der DBI inhaltlich abgerundet und finalisiert.

**Tab. 3.2** Auflistung des durchgeführten Behördenfeedbacks

Nr.	PtG-Anlage	Kontakt	Rücklauf
1	H2BER, Falkenhagen	Landesamt für Umwelt, Abt. Technischer Umweltschutz, Brandenburg	Tel. Vorgespräch am 3.2.20; Erinnerung am 27.02.20; keine Zuarbeit mangels Kapazitäten
2	Windgas Haßfurt	Landratsamt Haßberge	Tel. Vorgespräch am 4.2.20; Erinnerung am 27.02.20; Rücklauf mit Feedback am 27.02.20
3	Energiepark Mainz	Regierungspräsidium Darmstadt, Abteilung Arbeitsschutz und Umwelt Frankfurt	Tel. Vorgespräch am 3.2.20; keine Zuarbeit mangels Kapazitäten
4	Industriepark Höchst	Regierungspräsidium Darmstadt, Abteilung Arbeitsschutz und Umwelt Frankfurt, IV / F. 43.2 & Immissionsschutz Hessisches Landsamt für Naturschutz, Umwelt, Geologie	Tel. Vorgespräche am 3.2.20; keine Zuarbeit mangels Kapazitäten
5	Demoanlage Ibbenbüren	Regierungspräsidium Darmstadt, Abteilung Arbeitsschutz und Umwelt – Immissionsschutz (Energie, Lärm-, Strahlenschutz)	Tel. Vorgespräch am 3.2.20; Erinnerung am 27.2.20; Rücklauf mit Feedback am 2.3.20
6	ZSW Stuttgart	Amt für Umweltschutz, Untere Immissionsschutz- und Abfallrechtsbehörde, Schornsteinfegerwesen	Tel. Vorgespräch am 3.2.20; Erinnerung am 27.2.20; Anruf des Behördenvertreters am 2.3.20, dass er keine Rückmeldung geben kann, mangels Erfahrung
7	Grenzach-Wyhlen	Regierungspräsidium Freiburg, Abteilung Umwelt	Tel. Vorgespräch am 4.2.20; Erinnerung am 27.2.20; kein Rücklauf (Absage am 9.3.)
8	Grapzow	Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt Mecklenburgische Seenplatte	Tel. Vorgespräch am 7.2.20; Erinnerung am 27.2.20; kein Rücklauf (Absage am 9.3.)
9	H&R Ölwerke Schindler GmbH	Amt für Immissionsschutz und Betriebe, Betrieblicher Umweltschutz (Behörde für Umwelt und Energie Hamburg)	Tel. Vorgespräch am 7.2.20; Erinnerung am 27.2.20; Bitte um Verlängerung der Deadline am 2.3.20; Rücklauf mit sehr ausführlichem Feedback am 6.3.20; E-Mail-Kontakt bezüglich Rückfragen

Nr.	PtG-Anlage	Kontakt	Rücklauf
10	Brunsbüttel	Ministerium für Energie- wende, Landwirtschaft, Um- welt, Natur und Digitalisie- rung – Schleswig-Holstein	Tel. Vorgespräch am 7.2.20; Erinnerung am 27.2.20; Bitte um Verlängerung der Dead- line am 4.3.20; Rücklauf mit sehr ausführlichem Feedback am 6.3.20; mehrmaliger E- Mail-Kontakt bezüglich Rück- fragen
11	Mehrere Pla- nungen	Ministerium für Inneres, länd- liche Räume und Integration des Landes Schleswig-Holstein (MILI)	Anfrage eines Behördenver- treeters am 2.3.20, da er auf der Homepage von Portal Green auf den LF-Entwurf aufmerksam geworden ist; Verschickt am 3.3.20; kein Rücklauf (ohne Absage)
12	keine	Bayerisches Staatsministe- rium für Wirtschaft, Landes- entwicklung und Energie	Tel. Vorgespräch am 4.2.20; Erinnerung am 27.02.20; keine Rückmeldung
13	Hamburg Reit- brook, Schna- ckenburgallee	Behörde für Wirtschaft, Ver- kehr und Innovation, Freie und Hansestadt Hamburg	Tel. Vorgespräch am 4.2.20; Erinnerung am 27.02.20; keine Rückmeldung
14	Evtl. Herten, Niederaus- sem?	Ministerium für Wirtschaft, In- novation, Digitalisierung und Energie des Landes NRW	Tel. Vorgespräch am 4.2.20; Erinnerung am 27.02.20; Mail mit Feedback am 6.3.20; E- Mail-Kontakt bzgl. Rückfra- gen
15	Audi e-Gas- Anlage Werlte	Gewerbeaufsichtsamt Emden	Tel. Vorgespräch am 6.2.20; Erinnerung am 27.02.20; keine Rückmeldung
16	HH Hafencity	Behörde für Umwelt und Energie BUE, Betrieblicher Arbeitsschutz IB 11 Mine- ralöl, Hafen und Störfallvor- sorge	Keine Telefonnummer, daher Mail am 11.02.20; Erinnerung am 27.02.20; keine Rückmel- dung
17	Ibbenbüren	Bezirksregierung Münster, Dezernat 53 – Immissions- schutz	Tel. Vorgespräch am 6.2.20; Erinnerung am 27.02.20; Rücklauf mit Feedback am 4.3.20
18	Prenzlau	Landesamt für Umwelt Bran- denburg Genehmigungsverfahrens- stelle Ost Abteilung T 1 Tech- nischer Umweltschutz 1	Tel. Vorgespräch am 4.2.20; Erinnerung am 27.02.20; keine Rückmeldung

Nr.	PtG-Anlage	Kontakt	Rücklauf
19	Viessmann/MicrobEnergy Allendorf	Regierungspräsidium Kassel – Abt. III Umweltschutz, Immissionsschutz und Energiewirtschaft	Telefonisch nicht erreicht; Mail am 11.02.20; Erinnerung am 27.2.20; Rücklauf mit Feedback am 2.3.20; E-Mail-Kontakt bzgl. Rückfragen
20	Stuttgart	Regierungspräsidium Stuttgart, Referat 54.5 Anlagensicherheit	Tel. Vorgespräch am 7.2.20; Erinnerung am 27.02.20; Absage am 4.3.20 mangels freier Kapazitäten
21	Größter Elektrolyseur bei Shell	BR Köln, Dezernat 53 Immissionsschutz	Tel. Vorgespräch am 4.2.20; Erinnerung am 27.02.20; Absage am 2.3.20 mangels freier Kapazitäten und wenig Erfahrung

### 3.6 Online-Workshops am 15.09.2020 und 22.09.2020

Die GRS lud insgesamt 66 Mitarbeiter von Betreiberfirmen, Genehmigungsbehörden, Komponentenherstellern, Forschungseinrichtungen und Verbänden ein. Es nahmen an beiden Workshoptagen insgesamt jeweils 24 Personen teil.

Das Teilnehmerfeld setzte sich wie folgt zusammen:

- Betreiber: 3
- Behördenvertreter: 2
- Elektrolyseurhersteller: 8
- Forschungseinrichtungen: 7
- Verbandsvertreter: 2
- Sonstige: 2

An den beiden Workshop-Tagen wurde der technische Leitfaden vorgestellt und diskutiert. Der DVGW stellte eine Plattform für die Durchführung der Online-Workshops zur Verfügung. Die GRS organisierte den Ablauf der beiden Tage. Wie in den bisherigen Workshops sollte auch die digitale Variante die Möglichkeit zu Diskussion und Austausch bieten. Aus diesem Grund wurde in Anlehnung an die vorherigen Workshops ein Vortragsteil für den Vormittag und Diskussionsrunden am Nachmittag geplant. Die GRS

bereitete für beide Workshop-Tage jeweils einen einführenden Vortrag für den Vormittag vor, in dem die grundlegenden Inhalte des Leitfadens vorgestellt wurden. Der Fokus des 1. Workshop-Tages lag dabei auf den Betreiberpflichten, der 2. Workshop-Tag auf den Herstellerpflichten. Entsprechende Inhalte des Leitfadens wurden auf die beiden Tage verteilt vorgestellt.

Am Vormittag des 15.09.2020 stellte die GRS in ihrem Vortrag die grundsätzliche Struktur des technischen Leitfadens vor und gab einen Überblick über die wesentlichen Inhalte und Themen, die in Hinblick auf Betreiberpflichten relevant waren (anzuwendende Gesetze und Verordnungen und daraus resultierende Aufgaben). Um die Leute bereits am Vormittag mit der Technik vertraut zu machen und um eine Vorstellung der Teilnehmer zu ermöglichen, wurde seitens DBI eine Umfrage vorbereitet und zu den folgenden Fragen durchgeführt:

- Aus welcher Branche kommen Sie?
- Aus welchem Unternehmen/ welcher Behörde kommen Sie?

Am Nachmittag wurden vier parallel stattfindende Diskussionsgruppen angeboten. Die Teilnehmer konnten sich zwei Themen aussuchen und sich dann in zwei aufeinanderfolgenden Diskussionsrunden, die jeweils 45 Minuten andauerten, dazu austauschen. In den Diskussionsrunden wurde jeweils zu Beginn von den Verbundpartnern die Themen vorgestellt und anschließend die Diskussion eröffnet. Themen dieses Nachmittags waren:

- Entscheidung überwachungsbedürftige Anlage oder Energieanlage (BUW)
- Einstufung von Stoffen (GRS)
- Gefährdungsbeurteilung (DVGW)
- Schutzmaßnahmen (Brand, Explosion, Lärm, Elektromagnetische Verträglichkeit) (GRS)

Die Diskussionsthemen der jeweiligen Gruppen wurden von den Gruppenleitern anschließend für alle Teilnehmer kurz zusammengefasst. Abschließend wurde von der DBI eine weitere Umfrage zu Verbesserungsmöglichkeiten für den nächsten Workshop durchgeführt. Hier gab es durchweg positives Feedback. Es wurde der Wunsch geäußert, statt der Texte aus dem Leitfaden beim nächsten Workshop die Folien vorab zu versenden. Dies wurde entsprechend umgesetzt.

Am Vormittag des 22.09.2020 stellte die GRS zunächst die Ergebnisse und Diskussionspunkte des letzten Workshops vor. Anschließend gab die GRS einen Überblick über die Inhalte und Themen, die am 15.09.2020 nicht vorgestellt wurden. Hierbei handelte es sich im Wesentlichen um die Darstellung der Gesetze und Verordnungen, aus denen sich Herstellerpflichten ergaben, sowie die zusammenfassende Darstellung dieser Pflichten. Am Nachmittag wurden fünf parallel stattfindende Diskussionsrunden angeboten, aus denen die Teilnehmer wiederum zwei Themen aussuchen konnten, zu denen sie sich im Rahmen von jeweils 45 Minuten vom Gruppenleiter zunächst darüber informieren lassen und anschließend dazu auszutauschen konnten. Themen dieses Nachmittags waren

- Einstufung der PtG-Anlage als Produkt, wann wird der Betreiber zum Hersteller? (BUW)
- Bau von Leitungen außerhalb des Anlagengeländes (DBI)
- CE-Konformität (GRS)
- Risikoanalyse (GRS)
- Prüfungen und zeitlicher Ablauf (DVGW)

Nach den Diskussionsrunden fassten die Gruppenleiter die Diskussionsthemen ihrer Gruppe für alle Teilnehmer zusammen. Außerdem wurde seitens DBI eine Umfrage durchgeführt zu der Frage, welche Themen im Leitfaden noch vertieft werden sollten und welche Themen fehlen, wenn an einer Aktualisierung gearbeitet werden könnte. Hier wurde u. a. genannt:

- IT-Sicherheit
- Nachweis grüner Wasserstoff
- Vorgehen bei der Planung
- Potential der Verwaltungsvereinfachung
- Andere Verfahren wie LOHC, Plasmalyse
- Umwidmung von Wasserstoffleitungen
- Nachweis nach RED II

## 4 Durchführung von Umfragen

Um zu verschiedenen, für die Weiterentwicklung des Leitfadens relevanten Aspekten detaillierte Informationen systematisch zusammenzustellen, wurden im Vorhaben zwei Umfragen bei Betreibern durchgeführt, auf die im Folgenden eingegangen wird.

### 4.1 Betreiberumfrage 2019

Zur Darstellung des Standes von Wissenschaft und Technik wurde von der DBI eine umfassende Datenbank mit allen bekannten PtG-Anlagen in Deutschland angelegt (Internetrecherche, die von allen Verbundpartnern durchgeführt wurde) und mit Hilfe von Betreiberangaben vervollständigt. Dazu wurden die Betreiber der PtG-Anlagen von der DBI kontaktiert und gebeten, einen Fragebogen mit allgemeinen und technischen Informationen sowie Details zum Genehmigungsverfahren auszufüllen. Die Umfrage in Form von Fragebögen diente dazu, eine allgemeine Übersicht über den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik zu erlangen und spezifische Informationen zu den bestehenden PtG-Anlagen, Technologien und Anwendungen zu erhalten.

Der vom DBI entwickelte detaillierte Fragebogen wurde 48 Anlagenbetreibern zugeschickt, die teils mehrere PtG-Anlagen betrieben, und es gab anschließend einen Rücklauf von 26 ausgefüllten Fragebögen. Wurde ein Fragebogen nicht oder nicht ausreichend beantwortet, wurden die Daten (soweit verfügbar) mit Informationen aus dem Internet ergänzt. Durch die Zusammenführung der Informationen konnten Annahmen zur Genehmigungspraxis überprüft und verifiziert werden und individuelles Wissen der Betreiber zu den bisher durchlaufenen Genehmigungsverfahren eingeholt werden.

#### 4.1.1 Ergebnisse der Auswertung – Kennzahlen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Auswertung der Fragebögen zum Zeitpunkt der Auswertung zusammenfassend dargestellt.

**Betreiber:** Unter den befragten Betreibern befanden sich Energie- und Industrieunternehmen, Transportnetzbetreiber, Stadtwerke, Forschungsinstitute und Vereine oder Produzenten erneuerbarer Energien.

**Status:** Insgesamt konnten zum Zeitpunkt der Fragebogen-Auswertung zu 63 PtG-Anlagen in Deutschland umfassende Informationen erfasst werden. Von diesen 63 PtG-

Anlagen waren zu diesem Zeitpunkt 33 in Betrieb, 18 in Planung und 12 PtG-Anlagen hatten den Betrieb dauerhaft eingestellt. Viele PtG-Anlagen mit Forschungshintergrund liefen nur projektbezogen und wurden daher aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt, sobald das Forschungsprojekt beendet war. Die Laufzeit beträgt aus genehmigungsrechtlichen Gründen (Anwendung des vereinfachten Verfahrens) oft nicht mehr als 3 Jahre mit maximal einem Jahr Verlängerung.

**Leistung:** Die elektrische Leistungsaufnahme der erfassten PtG-Anlagen bewegte sich in einem Spektrum zwischen 5 kW und 100 MW (In Betrieb und geplant). Betrachtet man nur die Leistung der PtG-Anlagen mit Elektrolyse, reichte das Spektrum von 14,6 kW bis 100 MW (In Betrieb und geplant). Die größte (zu diesem Zeitpunkt) umgesetzte PtG-Anlage hatte eine Leistung von 6 MW.

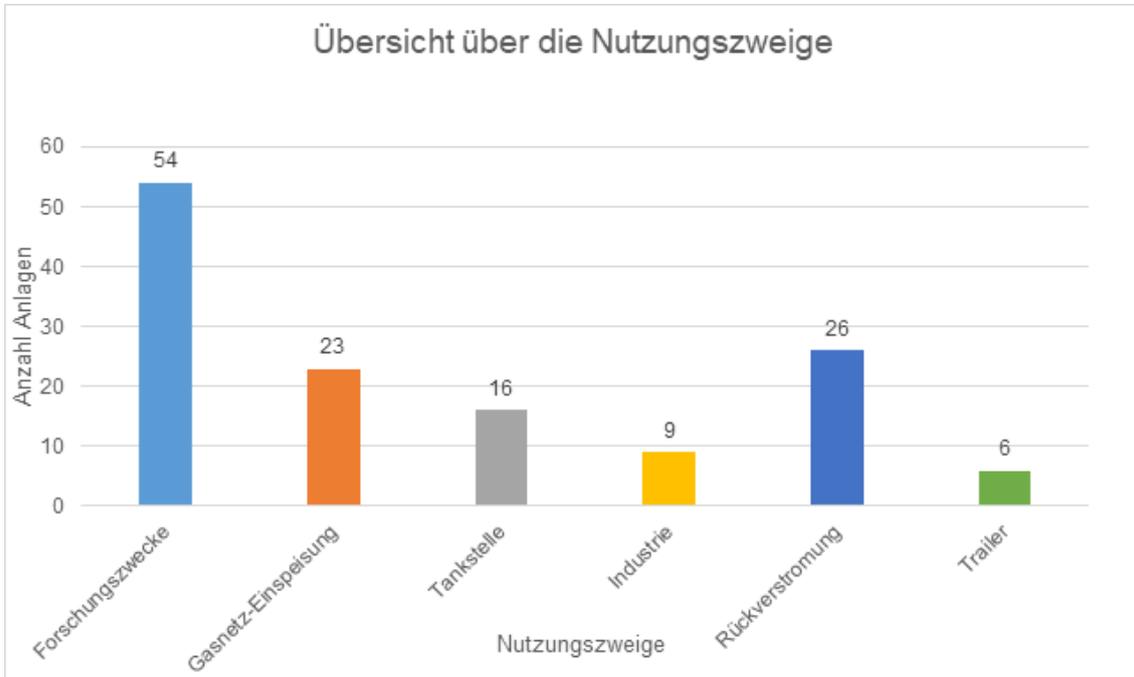
**Elektrolysetechnologie:** Für die Wasserstoff-Elektrolyse werden drei Typen an Elektrolyseuren verwendet. Die PEM-Elektrolyse ist mit 28 Anwendungsfällen die am häufigsten eingesetzte Elektrolyse-Technologie. Die alkalische Elektrolyse kommt 19 Mal zur Anwendung und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) ist bisher in drei Forschungsprojekten zum Einsatz gekommen.

**Methanisierung:** Zu 23 PtG-Anlagen ist bekannt, dass sie über eine Methanisierungsanlage verfügen. Sechs Anlagen davon sind ausschließliche Methanisierungsanlagen, die unabhängig von einem Elektrolyseur laufen. Diese reinen Methanisierungsanlagen dienen ausschließlich Forschungszwecken und sind meist kleinere Anlagen. Zu 19 PtG-Anlagen liegen Informationen zur Methanisierungstechnologie vor. Die katalytische Methanisierung wird dabei am häufigsten eingesetzt.

## 4.2 Ergebnisse der Auswertung – Nutzungszweige

Beim Betrieb einer PtG-Anlage stehen mehrere Nutzungszweige zur Verfügung, die parallel genutzt werden können. Eine Übersicht der Ergebnisse aus der Fragebogen-Auswertung ist in Abb. 4.1 zu finden. Ebenfalls ist hier aufgezeigt, wie viele Anlagen für Forschungszwecke genutzt werden (dies wird jedoch nicht als Nutzungszweig betrachtet). Der häufigste Nutzungszweig ist die Rückverstromung und der zweithäufigste die Einspeisung in das Erdgasnetz.

**Gasnetz-Einspeisung:** Insgesamt sind 23 PtG-Anlagen in der Lage, ins Gasnetz einzuspeisen. Davon speisen 16 PtG-Anlagen Wasserstoff in das Erdgasnetz ein, vier Methan und drei PtG-Anlagen sind in der Lage, beides einzuspeisen. Drei PtG-Anlagen sind an ein H<sub>2</sub>-Netz vor Ort angeschlossen und eine PtG-Anlage an ein Forschungsnetz.



**Abb. 4.1** Fragebogen-Auswertung: Nutzungszweige

**Tankstelle:** Dieser Anwendungszweig beinhaltet die Produktion und Bereitstellung von Wasserstoff für den Tankstellenbetrieb vor Ort. Insgesamt 16 PtG-Anlagen produzieren Wasserstoff für Tankstellen. Die meisten PtG-Anlagen, die eine Tankstelle mit Wasserstoff versorgen, haben eine Anlagengröße zwischen 100 und 500 kW. Die meisten PtG-Anlagen, die Wasserstoff für den Tankstellenbetrieb vor Ort produzieren, befinden sich nach wie vor im Test- oder Forschungsbetrieb.

**Industrie:** Von den insgesamt neun PtG-Anlagen stellen sieben Wasserstoff für die chemische Industrie bereit und zwei Forschungsprojekte nutzen den Wasserstoff für weitere industrielle Anwendungen (Stahlindustrie, Methanolproduktion).

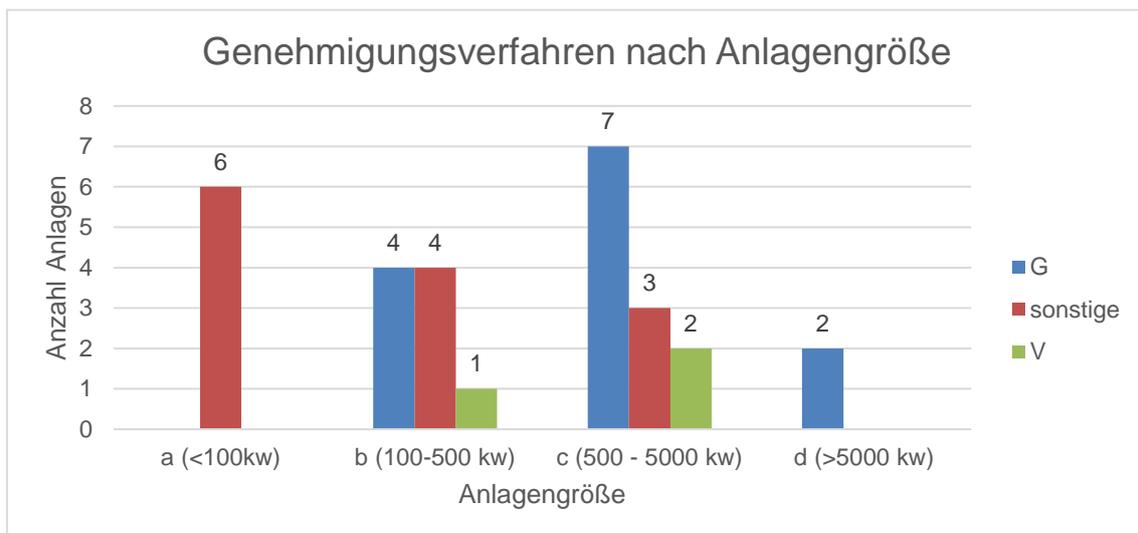
**Rückverstromung:** Der am häufigsten angegebene Nutzungszweig ist die Rückverstromung des Gases. 25 PtG-Anlagen sind in der Lage, das produzierte Gas wieder zu verstromen. Dabei werden verschiedene Technologien eingesetzt. Meist sind die Anlagen mit einer Rückverstromung kleinere Anlagen, die forschen, oder in einem BHKW Strom

und Wärme für den Eigenbedarf herstellen. Lediglich drei der 25 Anlagen mit der Möglichkeit zur Rückverstromung, werden im kommerziellen Betrieb eingesetzt.

**Trailer:** Sechs Anlagen sind in der Lage, Wasserstoff in Trailer abzufüllen. Die Trailerbefüllung wird tendenziell bei größeren Anlagen als zusätzlicher Nutzungszweig mit eingerichtet, um den Wasserstoff flexibler absetzen zu können.

### 4.3 Ergebnisse der Auswertung – Genehmigungsverfahren

In Abb. 4.2 ist dargestellt, welche Genehmigungsverfahren durchlaufen werden mussten. „G“ steht für das förmliche Verfahren nach BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) und „V“ steht für das vereinfachte Verfahren nach BImSchG (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung). Unter dem Punkt „sonstige“ sind verschiedene einkonzentrierte Genehmigungen, wie z. B. die wasserrechtliche Genehmigung, gelistet. Die Auswertung der Fragebögen hat ergeben, dass die Auswahl des Genehmigungsverfahrens meist von der Anlagengröße abhängig ist. Für größere Anlagen wird oft das förmliche Verfahren eingesetzt. Forschungsanlagen, deren Laufzeit auf drei Jahre befristet ist, durchliefen ein vereinfachtes Verfahren. Ebenfalls ist zu sehen, dass sehr kleine Anlagen (d. h. Anlagen, die Wasserstoff nicht im industriellen Maßstab produzieren) kein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren nach BImSchG durchlaufen mussten. Keine einzige PtG-Anlage aus der Umfrage wurde als „Energieanlage“ eingeordnet. Die durchschnittliche Genehmigungsdauer beträgt etwa 12 Monate.



**Abb. 4.2** Fragebogen-Auswertung: Genehmigungsverfahren nach Anlagengröße

In sechs Fällen wurde eine Vorprüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) durchgeführt, ohne dass eine UVP-Pflicht daraus entstand. Bei vier PtG-Anlagen hat die Vorprüfung jedoch ergeben, dass eine UVP-Pflicht besteht. Dabei war der Grund immer auf den Standort oder andere störfallrelevante Anlagen auf dem Betriebsgelände oder in der Umgebung zurückzuführen (z. B. Biogasanlage, Raffinerie, Windpark). Der Elektrolyseur war nie der Grund für eine UVP-Pflicht.

Gründe für die Anwendung der Störfallverordnung waren entweder das Überschreiten der Mengenschwelle an gelagerten Gasen oder der Standort/die Umgebung der PtG-Anlage (z. B. Raffinerie, Betriebsgelände mit LNG-Speicher, Heilquellenschutzgebiet, Erdbebenzone).

Als besondere Hürden im Genehmigungsprozess wurden folgende genannt:

- Lärmschutz, Statik für den H<sub>2</sub>-Tank in Erdbebenzone 1
- Unklarheiten welche Normen/Verfahren anzuwenden sind
- Schallemission der Anlage und die Wasserstoffproduktion im Allgemeinen
- Zeit-/Terminplan des Projekts bezüglich verschiedener behördlicher Entscheidungen, Abstimmung zum UVPG langwierig, etc.

#### **4.4 Betreiber-Umfrage 2020**

Der DVGW versendete am 02.03.2020 einen vorgefertigten Fragebogen an 55 Betreiber und Hersteller. Es gingen 12 Antworten ein, die anschließend durch den DVGW ausgewertet wurden.

Der thematische Schwerpunkt der Umfrage lag auf den Themen des technischen Leitfadens. Der konkrete Inhalt wurde im Vorfeld in Zusammenarbeit mit der BUW und der GRS erstellt und mit Anlagenbetreibern der Mainova AG und der Westnetz GmbH diskutiert. Die Schwerpunkte wurden dabei im Einzelnen wie im Folgenden dargestellt festgelegt:

1. Zeitlicher Ablauf von der ersten Planung bis zum Anlagenbetrieb
2. Einteilung der Anlage in Haupt-, Hilfs- und Nebensysteme
3. CE-Konformität

4. Klassifizierung nach Gefahrstoffverordnung (GefStoffV)
5. Einstufung Energieanlage/Überwachungsbedürftige Anlage
6. Durchzuführende Prüfungen
7. Brand- und Explosionsschutz
8. Elektromagnetische Felder
9. Anwendung und Lücken von technischem Regelwerk

Bei 11 der 12 in den Antworten vertretenen Anlagen handelte es sich um Versuchs- und demonstrationsanlagen. Eine der Anlagen befand sich im kommerziellen Betrieb. Insgesamt waren alle betrachteten Nutzungszweige vertreten bei Anlagenleistungen (elektrische Bezugsleistungen) bis 5 MW. Die Ergebnisse werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt. Die Erkenntnisse, die sich aus der Umfrage ableiten ließen, wurden in die Arbeiten am technischen Leitfaden aufgenommen.

#### **4.4.1 Ergebnisse der Auswertung**

Zu den verschiedenen im Fragebogen gestellten Fragen werden im Folgenden die wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst.

*Frage 1: Stimmen Sie unserem Verständnis des zeitlichen Ablaufs von der ersten Idee bis zum Betrieb zu? (grafische Darstellung als Anhang der Umfrage)*

- Hierzu gab es zwei kleinere Anmerkungen, die in die Darstellung im Leitfaden aufgenommen wurde.

*Frage 2.1: Stimmen Sie unserem Verständnis zur Aufteilung von Haupt-, Hilfs- & Nebensystemen zu? (grafische Darstellung als Anhang der Umfrage)*

- Hierzu gab es zwei kleinere Anmerkungen, die in die Darstellung im Leitfaden aufgenommen wurde.

*Frage 2.2: Welche Anlagenteile wurden bei Ihrer Anlage als Nebeneinrichtung eingestuft?*

- Abwärmenutzung
- Nährmedienaufbereitung
- keine

Frage 2.3: *Musste Ihre Anlage zur Anwendung der Druckgeräterichtlinie/Maschinenrichtlinie in Anlagenabschnitte eingeteilt werden?*

- 2 x „Ja“; 10 x „Nein“

Frage 3.1 - 3.8: *War für Ihre Anlage die Erstellung einer CE-Konformitätserklärung notwendig? Warum/Warum nicht? Wer hat diese gefordert? Wer hat sie erstellt und nach welcher Richtlinie? Für die Gesamtanlage oder Anlagenteile?*

- Für 10 der 12 Anlagen wurde die Erstellung einer CE-Konformitätserklärung von unterschiedlichen Stellen gefordert (ZÜS, Behörde, Betreiber oder Hersteller selbst), zumeist aus sicherheitstechnischen Gründen, als Bestandteil der gängigen Inbetriebnahmepraxis oder um die Abnahme für den künftigen Verwendungszweck zu erleichtern. Die beiden Anlagen ohne CE-Konformitätserklärung wurden als Forschungsanlagen auf dem eigenen Betriebsgelände gebaut und betrieben. Erstellt wurde die Konformitätserklärung zumeist nach der Druckgeräterichtlinie oder nach DVGW-Regelwerk. In einem Fall wurde die gesamte Anlage und in zwei Fällen die angeschlossene Methanisierungsanlage nach Maschinenrichtlinie gebaut und betrieben.

Frage 4.1: *Welche Stoffe fallen für Ihre Anlage unter die Gefahrstoffverordnung?*

- Antworten wurden zu den bereits bekannten Stoffen im technischen Leitfaden ergänzt.

Frage 5.1 & 5.2: *Wie wurde Ihre Anlage nach ProdSG bzw. EnWG eingestuft? Wie wurden Ihre Anlagenteile nach ProdSG/BetrSichV einsortiert?*

- Sieben der Anlagen wurden als Überwachungsbedürftige Anlagen im Sinne des ProdSG und zwei der Anlagen als Energieanlagen im Sinne des EnWG eingestuft (Rest: keine Angaben). Die Überwachungsbedürftigen Anlagen bzw. Anlagenteile (Tanks, Prozessräume, Thermalölanlagen) wurden dabei alle entweder als Druckbehälteranlage und/oder als Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen eingestuft.

Frage 6: *Stimmen Sie dem von uns dargestellten Ablauf der durchzuführenden Prüfungen zu? (grafische Darstellung als Anhang der Umfrage)*

- 9 x „Ja“; 1 x „keine Angabe“; 1 x „Nein“ (Ergänzung wurde in den technischen Leitfaden aufgenommen)

*Frage 7.1 – 7.5: Gab es Komplikationen bei der Abnahme des Brand- und Explosionschutzkonzepts? Welche? Konnten diese gelöst werden, wenn ja wie? Von wem wurde das Ex.-/Brandschutzkonzept abgenommen?*

- Bei 11 der 12 Anlagen sind keinerlei Komplikationen aufgetreten. Bei einer Anlage gab es Komplikationen aufgrund der Komplexität der Anlage und einer späteren Veränderung an der Anlage selbst, die aber nach Rücksprache mit den zuständigen Prüfern und Experten behoben werden konnten. In den überwiegenden Fällen wurden die Konzepte durch eine ZÜS abgenommen, teilweise auch durch örtliche Branddirektionen oder durch zur Abnahme befähigte Personen (Störfallbeauftragter, Ex-Schutz befähigte Person).

*Frage 8.1 - 8.4: War ein Nachweis der Einhaltung der 26. BImSchV oder DGUV 25 erforderlich? Wie wurde er erbracht? Welche Komponenten fallen in Geltungsbereich 26. BImSchV / DGUV 15? Gab es Probleme die Komponenten so auszulegen, dass die Grenzwerte eingehalten werden?*

- Der Nachweis war für eine der Anlagen erforderlich und wurde durch Berechnungen zum Genehmigungsverfahren erbracht. Konkret fiel dabei der Elektrolyseur in den genannten Geltungsbereich (> 2kV DC). Es gab allerdings keinerlei Schwierigkeiten, dabei die Komponenten so auszulegen, dass die Grenzwerte eingehalten werden.

*Frage 9.1 & 9.2: Für welche Anlagenkomponenten existieren aktuell keine technischen Regelwerke? Womit haben Sie sich stattdessen beholfen?*

- Power-to-Gas-Gesamtanlage
- Wasseraufbereitung von biologischen Methanisierungsanlagen
- Eichrechtlich zugelassene Methode zur Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

Zu Alternativen, mit denen sich in solchen Fällen beholfen wurde, wurden keine konkreten Angaben getroffen.



Aufgrund der sich kontinuierlich verändernden Anlagenlandschaft in Deutschland wurde diese Karte vom DVGW im Jahr 2019 in eine interaktive Version überführt, die eine stetige Aktualisierung ermöglichte:

- <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/power-to-gas/interaktive-power-to-gas-karte/>

Eine Übersicht der zum Ende des Vorhabens in Deutschland bestehenden PtG-Anlagen ist in Tab. 5.1 dargestellt.

**Tab. 5.1** Übersicht über PtG-Anlagen in Deutschland zum Ende des Vorhabens

	Außer Betrieb/ ruhender Betrieb	In Betrieb	In Planung
<b>Gesamt</b>	6	34	23

Technologie	In Betrieb	In Planung
Alkalische Elektrolyse	15	4
PEM Elektrolyse	17	13
Festoxid-Elektrolyse	2	0
Noch offen	0	6

Anlagengröße (el. Bezugsleistung)	In Betrieb	In Planung
< 1 MW	22	6
1 bis < 10 MW	12	8
≥ 10 MW	0	6
≥ 100 MW	0	3

Weiterhin wurden die gesammelten Daten einer umfassenden Auswertung unterzogen und u. a. wurden die Fragen untersucht, ob der Zubau neuer Anlagen in den vergangenen Jahren eine Veränderung der vorrangig verwendeten Elektrolyse-Technologie zeigt, welche Entwicklung sich bei der gebauten Anlagengröße abzeichnet und wie sich solche Aspekte in den erfolgten Genehmigungsverfahren widerspiegeln. Hierzu wurde ein Fragebogen erstellt, der an Betreiber von PtG-Anlagen versendet wurde. Die verwendete Methodik und die Ergebnisse der Auswertung sind im folgenden Kapitel dargestellt.

## 6 Kenngrößen einer Referenzanlage

Zur Ermittlung von Kenngrößen einer effizienten und innovativen PtG-Anlage wurde von der GRS zunächst untersucht, welche technischen und wirtschaftlichen Parameter zu betrachten sind. Hierzu wurde in einem ersten Schritt von der GRS erarbeitet, wie aktuelle PtG-Anlagen aufgebaut sind und durch welche technischen Parameter die Anlage zu beschreiben ist. Anschließend wurde untersucht, welche Parameter maßgeblich die Kosten (Investitions- und Betriebskosten) einer PtG-Anlage beeinflussen.

Zu technischen Parametern zur Beschreibung von PtG-Anlagen gehören:

- Elektrische Leistungsaufnahme
- Erzeugungsmenge von Wasserstoff und/oder Methan
- Betriebstemperatur
- Druck

Wirtschaftliche Parameter werden durch folgende Kenngrößen beeinflusst:

- Investitionskosten
  - Leistungsdichte: Je größer die Leistungsdichte ist, desto geringer kann die Anlagengröße und damit der Materialaufwand ausfallen
  - Stromdichte: Mit steigender Stromdichte steigen die Verluste und der Wirkungsgrad sinkt. Außerdem steigt die Spannung mit steigender Stromdichte und damit die Korrosionsgefahr, wodurch sich wiederum die Lebensdauer reduzieren kann.
  - Materialeinsatz und Materialkosten
- Betriebskosten
  - Wirkungsgrad des Gesamtsystems, der sich aus den Teil-Wirkungsgraden einzelner Systeme oder Komponenten ergibt
  - Auslastung der Anlage (Betriebsstunden)
  - Lebensdauer
- Weitere Kosten
  - Kosten, die im Rahmen der Genehmigung durch zusätzlichen Zeitaufwand und zusätzliche Baumaßnahmen entstehen und abhängig von der Standortauswahl sind

Darüber hinaus bestehen in manchen Fällen weitere Anforderungen an PtG-Anlagen, beispielsweise eine flexible Nutzung der Anlage bei schwankender Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien sowie eine mögliche Abwärmenutzung.

Im Folgenden wird zunächst auf den generischen Aufbau einer Referenz-Power-to-Gas-Anlage eingegangen. Anschließend werden aktuelle technische sowie wirtschaftliche Parameter dieser Anlagen diskutiert. Abschließend wird für die verschiedenen im Vorhaben betrachteten Nutzungszweige dargestellt, welche Anforderungen durch diesen Nutzungszweig an eine PtG-Anlage gestellt wird und welche im Rahmen des Vorhabens betrachtete Technologie diese Anforderungen erfüllen kann.

Abb. 6.2 stellt den Aufbau einer PtG-Anlage dar, die sowohl über einen Elektrolyseur<sup>2</sup> als auch über eine Methanisierungsanlage<sup>3</sup> verfügt und alle im Rahmen des Vorhabens betrachteten Nutzungszweige mit Wasserstoff oder Methan versorgt. Reale Anlagen verfügen in der Regel nicht über alle diese Systeme und Nutzungszweige, sondern lediglich über unterschiedliche Teile dieser maximalen Anlagenkonfiguration.

### **6.1.1 Systemgrenzen**

Für verschiedene Anlagenkonfigurationen bzw. Nutzungszweige wurden federführend durch die DBI und unterstützend durch die übrigen Verbundpartner Systemgrenzen und Schnittstellen samt Kennzeichnung der einzelnen Systemkomponenten erarbeitet. Hierzu wurde eine Vielzahl möglicher Übergabepunkte für vorgelagerte (Elektrizitäts-, Wärme-, Wasser-, Kohlendioxidversorgung, etc.) und nachgelagerte Infrastrukturen (Wärmenutzung, Betankungsanlage, Kraftwärmekopplungsanlagen, etc.) identifiziert. Ziel der Systemgrenzen war es, zu definieren bis zu welchen Schnittstellen die Nutzungszweigbetrachtung im Rahmen der Leitfadentwicklung erfolgt und wo das betrachtete System von seiner Umwelt abgegrenzt wird.

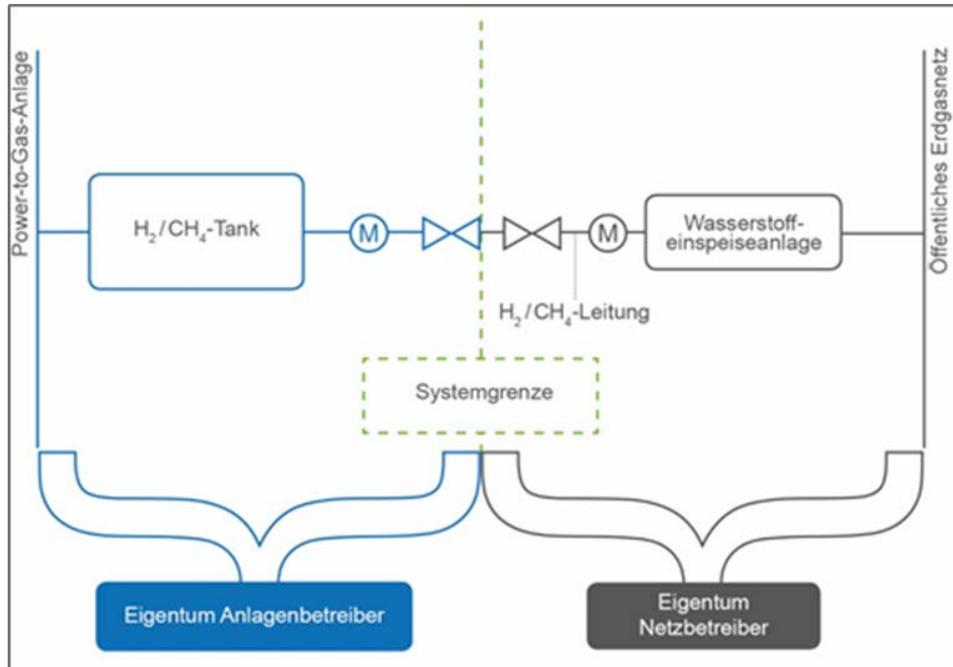
Die Systemgrenzen und Schnittstellen wurden mit Betreibern und anderen interessierten Parteien beim 2. PORTAL-GREEN-Workshop diskutiert und im Nachgang dazu angepasst. In Abb. 6.1 ist beispielhaft die ausgangsseitige Systemgrenze für den Fall „PtG-

---

<sup>2</sup> Im Rahmen dieses Vorhabens wurden die alkalische, die Polymermembran- und die Hochtemperatur-elektrolyse betrachtet.

<sup>3</sup> Im Rahmen dieses Vorhabens wurden die chemisch-katalytische und die biologische Methanisierung betrachtet.

Anlage mit Wasserstoff-Einspeisung in das Netz der öffentlichen Gasversorgung“ dargestellt. Die vollständige Übersicht der Systemgrenzen und Schnittstellen für die Referenzanlage findet sich in Kap. 2.2 des technischen Leitfadens und in Ausschnitten für die Nutzungszweige in Kap. 3 des Genehmigungsleitfadens.



**Abb. 6.1** Systemgrenze: Ausgang Gasnetzeinspeisung

### 6.1.2 Technische Parameter

Im Rahmen des Vorhabens hat die GRS die folgenden technischen Parameter von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen untersucht:

- Elektrische Leistungsaufnahme
- Erzeugungsmenge
- Betriebsdruck
- Betriebstemperatur

Für die Untersuchung werden im Folgenden alkalische Elektrolyse (AEL), Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEM) und Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) sowie chemisch-katalytische und biologische Methanisierung miteinander verglichen. Hierbei handelt es sich um die derzeit gängigen und am weitesten ausgereiften Technologien.

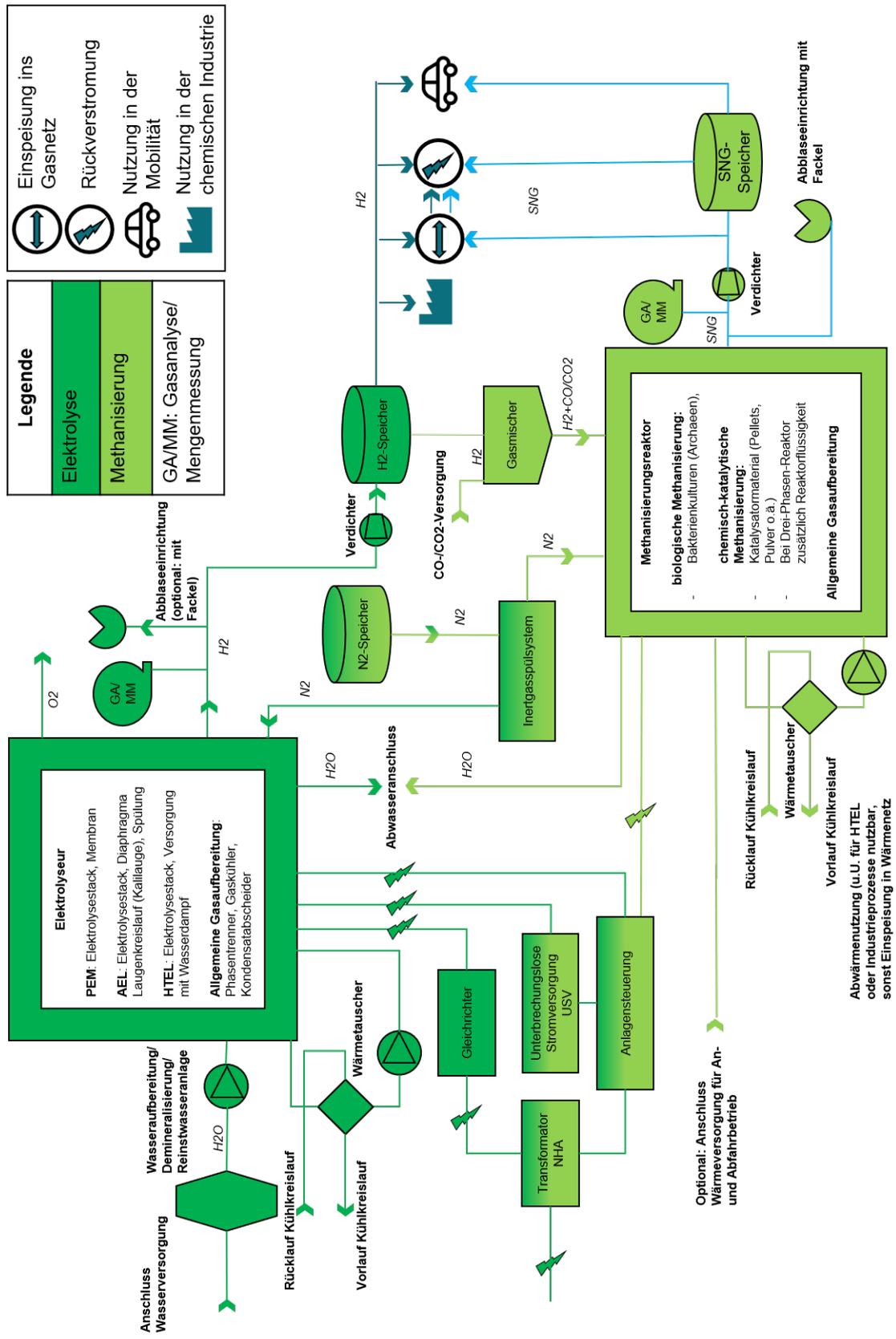


Abb. 6.2 Referenz-PtG-Anlage

### 6.1.2.1 Elektrische Leistungsaufnahme

#### Elektrolyseur

Die Leistung aktueller in Betrieb befindlicher Elektrolyseure bewegt sich im niedrigen MW-Bereich. Geplant sind Anlagen mit bis zu 100 MW elektrischer Leistung. Hierzu zählen Anlagen zur Versorgung von Raffinerien mit Wasserstoff sowie Anlagen zur Einspeisung ins Erdgasnetz. Bei den aktuell in Betrieb befindlichen Anlagen wird die in Tab. 6.1 genannte elektrische Leistungsaufnahme erreicht. Fett dargestellt sind dabei die Zahlen, die durch eine Umfrage im Rahmen dieses Vorhabens ermittelt wurden.

**Tab. 6.1** Max. Leistungsaufnahme von Elektrolyseuren /STE 15/, /MIL 18/

	AEL	PEM	HTEL
2015	3400 kW	160 kW	18 kW
2018	6 MW		
2019	<b>6 MW</b>	<b>6 MW</b>	<b>150 kW</b>

Man erkennt, dass 2015 AEL die größten Leistungswerte erreichten. Bis 2019 hat sich die PEM so stark weiterentwickelt, dass sie die gleiche Leistungsaufnahme erreicht wie die AEL. Aktuell wird ein PEM mit 10 MW elektrischer Leistungsaufnahme bei der Shell Rheinland in Wesseling (NRW) gebaut /SHR 20/. Im Rahmen der Reallabore der Energiewende sind darüber hinaus aktuell eine PEM mit 50 MW und eine AEL mit 10 MW geplant /BMW 20/. Damit würden erstmals größere Leistungen mit PEM als mit AEL erreicht. Die HTEL liegt deutlich hinter den beiden anderen Technologien.

#### Methanisierung

Bei Methanisierungsanlagen kann die elektrische Leistungsaufnahme bis zu 2 GW betragen. /MIL 18/

### 6.1.2.2 Erzeugungsmenge

#### Elektrolyseur

Die aktuelle höchste erreichbare Erzeugungsmenge von Wasserstoff sowie die Entwicklung seit 2015 ist in Tab. 6.2 dargestellt.

**Tab. 6.2** Max. Erzeugungsmenge von Wasserstoff /STE 15/

	AEL	PEM	HTEL
2015	760 m <sup>3</sup> /h	30 m <sup>3</sup> /h	5,7 m <sup>3</sup> /h
2019	<b>1300 m<sup>3</sup>/h</b>	<b>950 m<sup>3</sup>/h</b>	<b>50 m<sup>3</sup>/h</b>

Die AEL kann im Vergleich die höchste Menge an Wasserstoff pro Stunde erzeugen. Die PEM hat jedoch seit 2015 die größte Steigerung in der Erzeugungsmenge erfahren. Für eine aktuell im Bau befindliche PtG-Anlage mit PEM, wird eine jährliche Produktion von rund 1300 t Wasserstoff pro Jahr abgeschätzt /REF 20/, was einer Erzeugungsrate von 1650 m<sup>3</sup>/h entspricht. Damit wären erstmals größere Erzeugungsmengen mit PEM als mit AEL erreicht. Die HTEL liegt deutlich unter den Erzeugungsmengen, die mit den beiden anderen Technologien erreicht werden können.

### **Methanisierung**

Anlagen mit biologischer Methanisierung erreichen Erzeugungsraten von 15-55 m<sup>3</sup>/h /ZSW 17b/.

#### **6.1.2.3 Betriebsdruck**

Bei der AEL und der PEM kann zwischen atmosphärischer und Druckelektrolyse unterschieden werden. Der Vorteil der Druckelektrolyse liegt in der kompakteren Bauweise der Elektrolysemodule. Außerdem stehen die Produktgase bereits unter Druck und müssen abhängig von der Weiterverwendung des erzeugten Wasserstoffs weniger stark oder gar nicht nachkomprimiert werden. Hierdurch reduzieren sich ggf. die Investitionskosten für die Kompression im Vergleich zur atmosphärischen Betriebsweise. Darüber hinaus enthält der produzierte Wasserstoff weniger Wasserdampf, so dass weniger Nachbereitung notwendig ist. /ENE 19/

Da bei der Druckelektrolyse eine Druckdifferenz zur Umgebung vorliegt, ist für Druckelektrolyseure eine stabilere Bauweise erforderlich, was wiederum höhere Investitionskosten mit sich bringt. Auch ist eine komplexere MSR-Technik notwendig. /ENE 19/

Technisch umsetzbar sind für beide Verfahren Betriebsdrücke bis ca. 120 bar, in kommerziellen Anlagen üblich sind Betriebsdrücke bis ca. 30 bar /HSR 17/, /TÜV 19/. Eine

Auswertung im Rahmen des Vorhabens hat ergeben, dass lediglich einzelne AEL drucklos betrieben werden (drei Anlagen). Die Mehrheit der AEL sowie alle PEM und HTEL werden druckbehaftet betrieben. Vier AEL werden bei 10 bzw. 11 bar betrieben, zwei AEL bei 25 bzw. 30 bar. Von 13 PEM werden 9 bei 30 bzw. 35 bar betrieben, die übrigen liegen bei 10-16 bar. Die beiden ausgewerteten HTEL werden bei 10 bzw. 13 bar betrieben. Zahlen aus /STE 15/ zu maximal möglichen Drücken für die verschiedenen Technologien sind in Tab. 6.3 aufgeführt.

**Tab. 6.3** Max. Druck bei Elektrolyseuren /STE 15/

	AEL	PEM	HTEL
2015	30 bar	50 bar	Ca. 30 bar
2019	<b>30 bar</b>	<b>35 bar</b>	<b>13 bar</b>

## Methanisierung

Chemisch-katalytische Methanisierungsanlagen können bei Drücken bis 80 bar betrieben. Bei der biologischen Methanisierung findet die Reaktion mit bis zu 9 bar bei deutlich niedrigerem Druck statt. /ZSW 17a/, /STE 17/, /LEM 18/.

### 6.1.2.4 Betriebstemperatur

#### Elektrolyseur

Der Temperaturbereich, bei dem die AEL in industriellen Prozessen arbeitet, liegt bei 40 bis 90 °C /STE 17/ bzw. 60 bis 80 °C /ZSW 18/. Durch höhere Betriebstemperaturen lässt sich eine Erhöhung des Wirkungsgrades erreichen, allerdings erhöhen sich dadurch auch Korrosions- und Degradationsraten der Zellen und des Materials /DLR 14/. Wirkungsgrad und Materialbeanspruchung sind deshalb gegeneinander abzuwägen.

Der Betrieb einer PEM-Zelle findet in einem Temperaturbereich von 20 bis 100 °C /STE 17/ bzw. 50 bis 80 °C /ZSW 18/ statt.

Die HTEL wird bei Temperaturen zwischen 700 und 1000 °C betrieben /ZSW 13/.

## **Methanisierung**

Chemisch-katalytische Methanisierungsanlagen werden typischerweise bei Temperaturen zwischen 200 °C und 550 °C betrieben. Temperaturen unter 200 °C begünstigen die Bildung des Katalysatorgifts Nickeltetracarbonyl, weshalb diese vermieden werden sollten. /STE 17/

Bei der biologischen Methanisierung findet die Reaktion bei deutlich niedrigeren Temperaturen statt. Die Temperaturen liegen typischerweise bei 35 bis 40 °C (mesophile Bedingungen) oder 40 bis 70 °C (thermophile Bedingungen) /ZSW 17a/, /STE 17/, /LEM 18/.

### **6.1.3 Wirtschaftliche Parameter**

Technische Parameter, anhand derer Elektrolyseure von PtG-Anlagen typischerweise beschrieben werden und die im Rahmen dieses Vorhabens von der GRS näher untersucht wurden, sind:

- Leistungsdichte
- Stromdichte
- Materialeinsatz
- Wirkungsgrad
- Auslastung der Anlage (Betriebsstunden)
- Bau- und sonstige Genehmigungsaspekte

Leistungsdichte, Stromdichte, Materialeinsatz sowie Bau- und sonstige Genehmigungskosten wirken sich maßgeblich auf die Investitionskosten aus, während sich Wirkungsgrad und Auslastung der Anlage in den Betriebskosten niederschlagen.

#### **6.1.3.1 Leistungs- und Stromdichte**

##### **Elektrolyseur**

Die Stromdichte eines Elektrolyseurs sagt aus, wie viel Strom pro Elektrodenoberfläche in der Elektrolysezelle fließen kann. Dieser Wert bestimmt über die spezifische

Anlagengröße in erheblichem Maße die Wasserstoffgestehungskosten. Die Stromdichte wird vor allem durch die Spannung einer Elektrolysezelle bestimmt. Hohe Zellspannungen führen zu stärkerer Korrosion und damit Degradation der Materialien. In Tab. 6.4 sind typische Leistungs- und Stromdichten von Elektrolyseuren aufgezeigt. Man erkennt, dass mit HTEL potenziell die höchsten und mit AEL die niedrigsten Stromdichten erreicht werden. Stromdichten von PEM liegen im Mittelfeld. Im Vergleich zu AEL weist PEM zudem deutlich höhere Leistungsdichten auf.

**Tab. 6.4** Leistungs- und Stromdichten von Elektrolyseuren /STE 15/

	AEL	PEM	HTEL
Leistungsdichte	Bis 1 W/cm <sup>2</sup>	Bis 4,4 W/cm <sup>2</sup>	
Stromdichte	0,2-0,45 A/cm <sup>2</sup>	< 2,5 A/cm <sup>2</sup>	0,3-3 A/cm <sup>2</sup>

Verbesserungen der Stromdichte bei der AEL können durch die Optimierung der katalytischen Eigenschaften der Elektroden, des Elektrodendesigns und des Gasseparators sowie durch Druck- und Temperaturerhöhungen erreicht werden. Als erreichbaren Wertebereich gibt die NOW /NOW 11/ zwischen 600 und 800 mA/cm<sup>2</sup> bei Spannungen um 1,7 V an. Dies würde einer Verdopplung aktueller Werte entsprechen.

Für die PEM werden geringere Steigerungspotentiale der Stromdichte gesehen. Für kommerzielle Systeme werden Stromdichten zwischen 2000 und 3000 mA/cm<sup>2</sup> bei Spannungen um 1,7 V in kommerziellen Systemen als realistisch angesehen. Aus den genannten Zahlen ist erkennbar, dass PEM deutlich kompakter ausfallen können als alkalische Elektrolyseure. Gleichzeitig wird für beide Typen eine leichte Verringerung der Zellspannung angestrebt /NOW 11/.

Nach /NOW 11/ sind Stromdichten von mehr als 1000 mA/cm<sup>2</sup> derzeit mit massiven Lebensdauereinbußen verbunden.

Eine Effizienzerhöhung des elektrochemischen Prozesses bei der Elektrolyse ist generell durch die Verringerung des Innenwiderstands von Membranen bzw. Diaphragmen möglich. Dies kann durch eine Reduktion ihrer Dicken erreicht werden /NOW 11/.

### 6.1.3.2 Materialeinsatz

#### Elektrolyseur

In Tab. 6.5 sind die Materialien dargestellt, die maßgeblich für die Elektroden von Elektrolyseuren eingesetzt werden.

Bei AEL kommt Kalilauge als Elektrolyt zum Einsatz, während bei PEM und HTEL ausschließlich aufbereitetes Wasser verwendet wird. Entsprechend werden bei der AEL Laugenversorgungs- und Laugenaufbereitungssysteme benötigt, die bei PEM und HTEL wegfallen können. Kalilauge wirkt darüber hinaus korrosiv, weshalb die Behältnisse sowie die Elektroden alkalischer Elektrolyseure zum Korrosionsschutz aus Nickel gefertigt oder mit Nickel beschichtet werden. /DLR 14/

**Tab. 6.5** Für Elektrolyseure eingesetzte Materialien /ZSW 18/

	AEL	PEM	HTEL
Elektrolyt	Wasser, Kalilauge, Diaphragma	Protonenleitende Kunststoffmembran	Wasserdampf, Keramische ionenleitende Membran (ZrO <sub>2</sub> )
Anode	Nickel	Iridium	Strontium, Lanthan, Kobalt, Nickel, Mangan, Zirkonium
Kathode	Nickel	Platin, Ruthenium	Strontium, Yttrium, Nickel, Mangan, Zirkonium

Die wichtigste Komponente einer PEM-Zelle stellt die „Membrane Electrode Assembly“ (MEA) dar: Anstatt eines flüssigen basischen Elektrolyts, wie er bei der AEL zum Einsatz kommt, wird bei der PEM eine saure Protonenaustauschmembran verwendet, die Anode und Kathode voneinander trennt /DLR 14/. Die Eigenschaften der Membran sind mit den Eigenschaften 20-prozentiger Schwefelsäure vergleichbar. Zur Verhinderung von Korrosion ist daher die Verwendung von Edelmetallen als Elektrodenmaterial erforderlich (Kathodenseite: Platin, Anodenseite: Iridium, Ruthenium) /MAR 07/ /CHE 09/ /GRI 06/ /RAS 03/.

Während Elemente wie Nickel, Mangan, Zirkonium und Kalium (für die Kalilauge) in Hinblick auf Rohstoffknappheit als unproblematisch angesehen werden, gelten die

Edelmetalle Iridium, Yttrium, Lanthan, Strontium, Kobalt und Platin als Elemente mit geringer Verfügbarkeit. /ZSW 18/

### Methanisierung

Bei chemisch-katalytischen Methanisierungsreaktoren bestehen die medienberührenden Teile der Reaktoren und Peripheriesysteme vorwiegend aus Edelstahl. Nickel als Aktivkomponente und Aluminiumoxid bzw. Siliziumoxid als Trägermaterial bilden den Rohstoff der Katalysatoren. /ZSW 17a/ Als Legierungen können zudem Ruthenium oder Kobalt verwendet werden. Im Vergleich hat jedoch Nickel relativ geringe Materialkosten. /RAC 17/, /STE 17/.

Bei der biologischen Methanisierung kommen keine kritischen Materialien zum Einsatz, da keine speziellen Katalysatoren oder andere hochwertige Stoffe benötigt werden. /ZSW 17b/

### 6.1.3.3 Wirkungsgrad

#### Elektrolyseur

In Tab. 6.6 sind die Wirkungsgrade der verschiedenen Elektrolyse-Technologien aufgetragen.

**Tab. 6.6** Wirkungsgrade von Elektrolyseuren. /STE 15/, /STE 17/, /TJA 17/, /ZSW 18/, /MIL 18/

	AEL	PEM	HTEL
2015		67-82 %	65-82 %
2017	62-82 %	68-72 %	65-82 %
2018	51-79 %	70 %	82 %
2019	<b>61-76 %</b>	<b>70-82 %</b>	<b>85 %</b>

Die jeweiligen Werte aus den verschiedenen Literaturquellen schwanken sehr stark. Ein Trend hin zu höheren Wirkungsgraden ist in keiner der Technologien abzulesen. Aktuell liegt der maximal erreichbare Wirkungsgrad bei HTEL am höchsten, gefolgt von PEM und AEL.

In /STE 15/, /ZAP 17/ und /VKU 15/ wurden die Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Einspeise- bzw. Speicherdrücke bzw. mit und ohne Nebenanlagen untersucht. Das Ergebnis ist in Tab. 6.7 dargestellt. Man erkennt, dass die höchsten Wirkungsgrade demnach erreichbar sind bei atmosphärisch betriebenen Elektrolyse-Anlagen. Auch tragen die Nebenanlagen eines Elektrolyseurs zu Wirkungsgradverlusten bei. Ist eine Wärmeauskopplung möglich, kann jedoch auch eine geringe Erhöhung des Wirkungsgrads erreicht werden.

**Tab. 6.7** Wirkungsgrade nach /STE 15/ und /ZAP 17/

Pfad	Randbedingung	Wirkungsgrad
Strom zu H2	200 bar (Gasspeicher)	54-79 % (2015)
	80 bar (Fern- und Transportleitung)	57-80 % (2015)
	Ohne Kompression	<b>64-84 % (2015)</b>
Elektrolyse ohne Nebenanlagen		75 % (2017)
Elektrolyse mit Nebenanlagen		70 % (2017)
Elektrolyse mit Wärmeauskopplung		> 80 % (2017)

### Methanisierung

Bezogen auf den unteren Heizwert können Wirkungsgrade von 83 % erreicht werden. Die übrigen 17 % entweichen als Abwärme. Kann die Abwärme genutzt werden, sind also auch höhere Wirkungsgrade möglich. Im Projekt Helmeth wurde gezeigt, dass in Kombination mit einer HTEL Wirkungsgrade von 86 % erreicht werden können /MIL 18/.

### Gesamtsystem

In /STE 15/ und /VKU 15/ wurde ausgewertet, welche Wirkungsgrade bei unterschiedlichen Randbedingungen für die gesamte Kette von der Stromzuführung bis zur Erzeugung von Methan bzw. zur Rückverstromung von Wasserstoff oder Methan erreicht werden können. Sie sind in Tab. 6.8 zusammengefasst.

**Tab. 6.8** Wirkungsgrade des Gesamtsystems (Strom zu H<sub>2</sub> zu CH<sub>4</sub>)

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingungen
Strom zu CH <sub>4</sub>	49-64 % (2015, /12/)	Kompression auf 200 bar (Gasspeicher)
	49-78 % (2015, /1/)	Kompression auf 200 bar (Gasspeicher)
	50-78 % (2015, /1/)	Kompression auf 80 bar (Fern- und Transportleitung)
	50-64 % (2015, /12/)	Kompression auf 80 bar (Fern- und Transportleitung)
	<b>51-79 % (2015, /1/)</b>	Ohne Kompression
Strom zu H <sub>2</sub> zu Strom	<b>34-51 % (2015, /1/)</b>	Verstromung via Brennstoffzelle
	33-48 % (2015, /1/)	Verstromung via GuD (H <sub>2</sub> -Beimischung 10-15 %)
	34-44 % (2015, /12/)	Verstromung mit 60 % und Kompression auf 80 bar
Strom zu CH <sub>4</sub> zu Strom	30-38 % (2015, /1/), 38 % (2015, /12/)	Verbrennung über GuD-KW (60 %) Verstromung mit 60 % und Kompression auf 80 bar

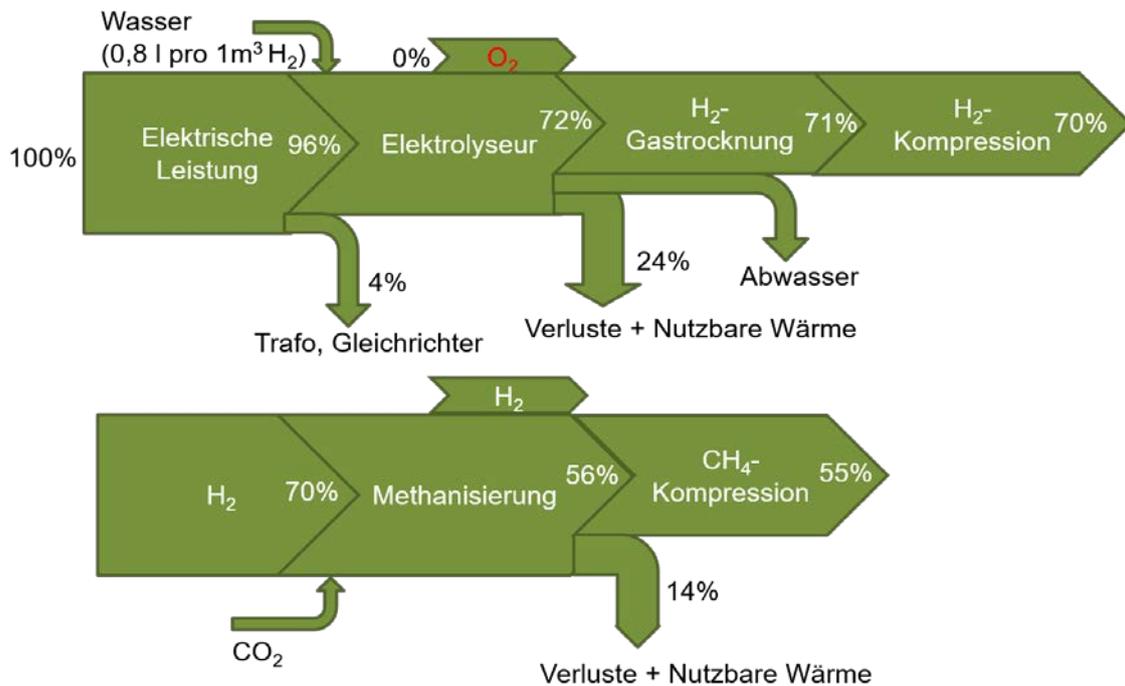
#### 6.1.3.4 Auslastung der Anlage

Die Auslastung der Anlage ist ein wesentlicher Parameter für die Effizienz der Anlage. Je mehr Betriebsstunden die Anlage im Einsatz sein kann, um so wirtschaftlicher wird ihre Nutzung. In einem Vortrag beim DBI Fachforum Wasserstoff und Brennstoffzelle 2019 wurde dargelegt, dass die Kosten ab etwa 3000 Betriebsstunden im Jahr relativ konstant bleiben. Bei kleineren Zahlen steigen die Kosten deutlich an. In den Modellen, die in /UBA 19/ für Untersuchungen zum mittel- und langfristigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors herangezogen wurden, geht man von 3000-4000 Volllaststunden bis 2030 und 3500-4500 Volllaststunden im Jahr 2050 für den Betrieb eines Power-to-Gas-Anlage aus, die sowohl Wasserstoff als auch Methan erzeugt.

Darüber hinaus kann es sinnvoll sein, verschiedene Nutzungszweige zu kombinieren und so die Auslastung der Anlage zu erhöhen. Beispielsweise kann eine PtG-Anlage Wasserstoff für H<sub>2</sub>-Tankstellen erzeugen und außerdem Überschussstrom in H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> umwandeln, um das Produktgas in das Erdgasnetz einzuspeisen. Bei Bedarf wird dieses dann wieder rückverstromt und kann damit zu einem anderen Zeitpunkt und ggf. an einem anderen Ort genutzt werden.

### 6.1.4 Energiefluss im Gesamtsystem

Basierend auf den Zahlen zu Wirkungsgraden in den letzten Abschnitten sowie den Angaben in Tab. 6.9 zu Wirkungsgraden von Einzelkomponenten ergibt sich das in Abb. 6.3 dargestellte Energieflussdiagramm.



**Abb. 6.3** Energieflussdiagramm

**Tab. 6.9** Wirkungsgrade von Einzelkomponenten /DLR 12/, /STE 15/, ZAP 17/

Komponente	Wirkungsgrad
Transformator	97 - 99,5 % (2018) 97 % (2017)
Kompression und Speicherung	98,5 % (2018)
Verdichtung	97 % (2012)
Gleichrichter	97 % (2017)

Strom aus dem Netz wird über einen Transformator und einen Gleichrichter zum Elektrolyseur geleitet, wo es zur Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff eingesetzt wird. Anschließend wird der Wasserstoff aufbereitet und komprimiert. Strom und Wasser müssen für den Prozess hinzugefügt werden, als Ausgangsprodukte entstehen Wasserstoff, Sauerstoff und Abwärme. Sowohl die Abwärme als auch der Sauerstoff werden derzeit nur selten für weitere Prozesse eingesetzt.

Anschließend kann der Wasserstoff als Eingangsstoff für die Methanisierung weiterverwendet werden. Zusätzlich wird CO<sub>2</sub> für die Erzeugung von Methan als Ausgangsprodukt benötigt. Außerdem entsteht auch hier Abwärme, die zumindest in Teilen weiterverwendet werden könnte.

## **6.1.5 Weitere Aspekte**

### **6.1.5.1 Dynamischer Betrieb**

#### **Elektrolyseur**

Insbesondere für PtG-Anlagen, die kurzfristig auftretende Überschussströme in speicherbaren Wasserstoff umwandeln, ist ein möglichst verzögerungsfreies Lastwechselverhalten von großer Bedeutung. Eine solche Anlage sollte jederzeit die Fähigkeit zum Kaltstart, also dem Anfahren von Nulllast auf Vollast in kurzer Zeit, mitbringen. Während die elektrochemische Reaktion auf wechselnde Eingangsströme praktisch ohne Verzögerung reagiert, liegt der limitierende Faktor bei nachgeschalteten Komponenten wie Laugenpumpen (AEL), Druckregler oder Produktgasseparatoren, die deutlich träger sind. /NOW 11/

Der mögliche Teillastbetrieb wird maßgeblich durch die Qualität des produzierten Wasserstoffs bestimmt. Die Reinheit des Produktgases wird durch Diffusionsvorgänge innerhalb der Elektrolysezelle beeinträchtigt. Bei PEM gelangen durch die Membran Wasserstoff auf die Sauerstoffseite und Sauerstoff auf die Wasserstoffseite. Dieser Vorgang ist abhängig von Partialdruckdifferenzen der Gase und der Temperatur, jedoch unabhängig von der Stromdichte. Bei alkalischen Elektrolyseuren liegt die Hauptursache für Verunreinigungen in Gasen, die in den der Zelle wieder zugeführten Laugenströmen gelöst sind. In beiden Fällen ändert sich die Verunreinigungsrate durch Teillastbetrieb nicht, es wird jedoch eine geringere Menge Wasserstoff produziert, wodurch der Sauerstoffanteil ansteigt und damit die Gasreinheit sinkt. Zudem sind bei Überschreitungen von ca. 2 % Wasserstoff im Sauerstoffteil Schutzabschaltungen zu erwarten. /NOW 11/.

Auch materialtechnisch stellen häufige Lastsprünge eine Herausforderung dar, da durch die aus Temperaturwechseln resultierenden mechanischen Belastungen der Komponenten eine Lebensdauerreduzierung folgen kann /NOW 11/.

Aufgrund der hohen Temperaturen, bei denen die HTEL stattfindet, nimmt der Anfahrvorgang viel Zeit zur Aufwärmung in Anspruch. Ein schneller Kaltstart ist demnach nicht möglich. Ein Anfahren aus Standby-Betrieb kann bei Betriebstemperaturen ab 600 °C ermöglicht werden.

In Tab. 6.10 sind die relevanten Zahlen für die betrachteten Elektrolysetechnologien vergleichend zusammengefasst. Man erkennt, dass die PEM den größten Lastbereich aufweist. Auch kann sie in der kürzesten Zeit aus dem Stillstand heraus angefahren werden. Sowohl PEM als auch AEL können innerhalb weniger Sekunden aus dem Standby heraus angefahren werden.

**Tab. 6.10** Teillastfähigkeit der Elektrolyse-Arten. /NOW 11/, /STE 15/, /MIL 18/

	AEL	PEM	HTEL
Lastbereich	10-110 % der Nennlast	0-300 % der Nennlast	30-125 %
Lastgradienten	17,5 %/s im Median	50 %/s im Median	
Kaltstartfähigkeit	10-60 Min Anfahrzeit 10-30 s aus Standby	5-40 Min Anfahrzeit 10-30 s aus Standby	ungeeignet

### Methanisierung

Bei der chemisch-katalytischen Methanisierung sind rasche Ansprechzeiten des Prozesses durch die Versorgung der Eduktgase bei Betriebsdruck und die hohe Exothermie der Reaktion limitiert. Kurzzeitige Lastwechsel können zu starken Temperaturschwankungen im Reaktor, im schlimmsten Fall zur Versinterung des Katalysators durch Temperaturspitzen oder zur Beschädigung des Apparates führen. Längere Betriebsstillstände bewirken einen Temperaturabfall im Katalysatorbett. Ein sicheres Anfahren der Reaktion ist dann nicht mehr gewährleistet, da sich bei Einsatz von Nickelkatalysatoren bei einer Temperatur unter 210 °C hochgiftige Nickelcarbonyl-Verbindungen bilden können. Des Weiteren sinkt die Reaktionsgeschwindigkeit zu weit ab, um eine hohe Produktqualität zu garantieren. Zur Vermeidung von Temperaturspitzen bei Wiederaufahren der Reaktion ist eine erhöhte Starttemperatur ebenfalls förderlich. Somit ist eine kostenintensive Begleitheizung der Reaktoren für einen Standby-Betrieb unumgänglich. /BIE 16/

Die in der biologischen Methanisierung eingesetzten Archaeen können schnell auf Veränderungen der eingehenden H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Ströme reagieren, was die Technologie prinzipiell für den Einsatz zur Speicherung von kurzfristig auftretenden Überschussströmen prädestiniert. Ob das Potential des Verfahrens jedoch ausgeschöpft werden kann, hängt

vom Lastwechselverhalten des vorgeschalteten Elektrolyseurs sowie der Wirtschaftlichkeit dieser Fahrweise ab /ZSW 17b/.

Methanisierungsanlagen können in einem Lastbereich von 25-100 % betrieben werden. Lastwechsel sind bei der biologischen Methanisierung schneller (innerhalb weniger Sekunden) als bei der chemisch-katalytischen Methanisierung möglich, da sich der Stoffwechsel der Archaeen sehr schnell an das Nahrungsangebot anpassen kann. Bei der chemisch-katalytischen Methanisierung erfordert der Einsatz von Katalysatoren einen hohen Reinheitsgrad der Eduktgase. Aus diesem Grund wird der Reaktor während der Standby-Zeiten unter Inert-Atmosphäre gehalten und vor erneuter Benutzung mit Wasserstoff gespült. Dadurch sind Anfahrzeiten von wenigen Minuten möglich. /MIL 18/

#### **6.1.5.2 Abwärmenutzung**

Die HTEL eignet sich besonders für Standorte, an denen beispielsweise durch konzentrierende Solarsysteme oder Abwärme aus industriellen Prozessen Wärmeenergie auf einem hohen Temperaturniveau (ca. 700 bis 1000 °C) verfügbar ist. Unter Umständen kann dies jedoch die zeitliche Flexibilität der Anlage einschränken, da HTEL und Wärmequelle zeitgleich im selben Lastzustand betrieben werden müssen. /NOW 18/, /OEK 13/, /ZSW 13/.

Die Reaktion bei der chemisch-katalytischen Methanisierung ist stark exotherm, wodurch sie sich gut für die Abwärmenutzung eignet.

Die Nutzung von Abwärme stellt eine Möglichkeit zur Erhöhung der Gesamteffizienz einer PtG-Anlage dar und ist auf verschiedene Weisen möglich. Die beim Elektrolyseprozess freiwerdende Wärme kann anlagenintern genutzt werden, indem sie beispielsweise der Vorwärmung einer an die Elektrolyse angeschlossenen Methanisierung dient. Besteht an der Anlage selbst kein Wärmebedarf, kann die Abwärme dem Nah- oder Fernwärmenetz zugeführt, in öffentlichen Einrichtungen oder in der Industrie genutzt werden. Auch die Abwärme des Methanisierungsprozesses kann genutzt werden.

Entscheidend für die Nutzungsmöglichkeiten von Abwärme sind die folgenden Faktoren:

- Wärmebedarf der Anlage oder in der Umgebung
- Freiwerdende Wärmeleistung
- Temperaturniveau der verfügbaren Abwärme
- Temperaturniveau in Frage kommender Abnehmer

In der Industrie besteht ein großes Nutzungspotenzial für Abwärme. So macht Prozesswärme innerhalb der Industrie ca. 67 % des Gesamtenergieverbrauchs aus, zu über 90 % werden diese aus fossilen Quellen gespeist. Davon werden ca. 50 % auf einem Temperaturniveau von über 1000 °C, ca. 27 % auf einem Temperaturniveau zwischen 500 und 1000 °C, ca. 15 % zwischen 100 und 500 °C und ca. 10 % bei weniger als 100 °C benötigt. Insbesondere für das Segment unter 100 °C existieren zahlreiche technische Lösungen zur Dekarbonisierung mit Hilfe von Wärmepumpen, Geothermie oder Solarthermie. /EGN 18/

Wie bereits beschrieben, arbeiten die AEL und PEM bei Temperaturen bis 100 °C und die HTEL bei Temperaturen bis 1000 °C. Für Abwärme aus der AEL oder der PEM ist die Konkurrenz durch kostengünstige Alternativen somit groß, weshalb die Nutzung von Abwärme aus solchen PtG-Anlagen als Sonderlösung in gut dafür geeigneten Einzelfällen zu sehen ist. In vielen Fällen wird wahrscheinlich nur die Einspeisung in den Rücklauf von Wärmenetzen infrage kommen /STE 17/.

Eine breitere Palette an Anwendungsmöglichkeiten bietet sich aufgrund ihres hohen Temperaturniveaus für die HTEL. Sie ist damit besonders attraktiv für die Abwärmenutzung in industriellen Prozessen. Als Praxisbeispiel ist das von der EU geförderte Projekt Helmeth zu nennen, in dem ein integrierter PtG-Prozess aus HTEL und Methanisierung im Technikumsmaßstab erprobt wurde. Hier wurde Abwärme aus der Methanisierung in die HTEL eingekoppelt, wodurch ein Gesamtwirkungsgrad von über 75 % erzielt werden konnte. Für den Industriemaßstab prognostiziert das KIT einen Wirkungsgrad von 80 % bei Nutzung der Methanisierungsabwärme, allerdings setzt diese Prognose weitere Optimierungen voraus /HEL 18/, /KIT 18/.

### **6.1.5.3 Standortbedingungen**

Ein weiterer Faktor, der Einfluss auf die Kosten von PtG-Anlagen haben kann, ist der Standort. Je nachdem, an welcher Stelle die Anlage gebaut werden soll, müssen zusätzliche Genehmigungsverfahren (z. B. Planfeststellungsverfahren) durchlaufen werden, für die zusätzliche Zeit und personelle Ressourcen eingeplant werden müssen. Außerdem wird eine Anbindung an die bestehende Infrastruktur (Gas, Strom, Wasser, Abwasser, etc.) benötigt. Bei großen Entfernungen zu entsprechenden Anschlusspunkten erhöhen sich dadurch die Kosten, da zunächst entsprechende Leitungen oder Rohre verlegt werden müssen, um den Anschluss an die notwendige Infrastruktur zu ermöglichen.

Unabhängig vom Nutzungszweig benötigen alle PtG-Anlagen eine Anbindung ans Stromnetz. Es muss demnach bei der Planung darauf geachtet werden, dass eine Anschlussmöglichkeit an die relevante Spannungsebene in Reichweite ist.

Zur Methanerzeugung wird neben Wasserstoff auch CO<sub>2</sub> benötigt. Für den Betrieb einer Methanisierungsanlage muss demnach eine CO<sub>2</sub>-Quelle in Reichweite sein. Hierzu bietet sich die Nähe zu einer Biogasanlage oder zu einer Industrieanlage mit hohen prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (z. B. chemische Industrie, Stahl- oder Zementindustrie, Mineralstoffindustrie) an. /DLR 12/

Außerdem sollte es Absatzmöglichkeiten für den erzeugten Wasserstoff bzw. das Methan in der Nähe geben. Beispielsweise kann das Gas ins Erdgasnetz eingespeist werden. Hierzu muss entsprechend eine Einspeisemöglichkeit in Reichweite verfügbar sein. Alternativ kann der Wasserstoff in Industrieanlagen eingesetzt werden. Hierfür sollte die entsprechende Nähe zur Anlage gegeben sein (z. B. durch den Bau der PtG-Anlage auf dem Gelände der Industrieanlage). Eine optimale Nutzung der PtG-Anlage kann ermöglicht werden, wenn alle Produkte der Anlage zur Anwendung kommen könnten. Hierzu zählt auch der erzeugte Sauerstoff oder die nutzbare Abwärme. Für die Abwärmenutzung wäre die Anbindung an ein Wärmenetz (öffentlich oder zur Industrieanlage gehörig) sinnvoll.

#### **6.1.6 Nutzungszweig-Aspekte**

Im Folgenden werden die verschiedenen Nutzungszweige bezüglich ihrer technischen und standortbezogenen Anforderungen untersucht. Dabei wurde der Fokus auf die folgenden Aspekte gelegt:

- Relevante Produktgase (Wasserstoff und/oder Methan)
- Erwartete Anlagengrößen
- Druck- und Temperaturbereiche
- Bedarf an Teillastfähigkeit und flexibler Nutzung
- Möglichkeit und Relevanz der Abwärmenutzung

Im Anschluss werden die für jeden Nutzungszweig ermittelten Anforderungen zusammen mit den Möglichkeiten der im Rahmen dieses Vorhabens betrachteten Elektrolyse- und Methanisierungstechnologien in Hinblick auf ihre Eignung zur Erfüllung der spezifischen Nutzungszweig-Anforderungen diskutiert.

### 6.1.6.1 Einspeisung ins Erdgasnetz und Rückverstromung

Für die Einspeisung ins Erdgasnetz spielen als Produktgas sowohl Wasserstoff als auch Methan eine Rolle, da nur zu einem begrenzten Anteil Wasserstoff ins Erdgasnetz eingespeist werden darf.

Da das Erdgasnetz im Zusammenhang mit PtG-Anlagen als Zwischenspeicher für Stromüberschüsse genutzt werden soll, werden größere Anlagen im MW- oder GW-Bereich erwartet. Außerdem müssen die Anlagen flexibel auf die Wetterverhältnisse reagieren können, um die Überschussströme aus erneuerbaren Energien jederzeit umwandeln zu können. Neben dem schnellen An- und Abfahren der Anlage muss auch ein Teillastbetrieb möglich sein, um auf diese Weise möglichst flexibel auf das Stromangebot reagieren zu können.

Optimalerweise werden PtG-Anlagen zur Umwandlung erneuerbarer Energien in die Nähe dieser Anlagen gestellt. Da es sich vielfach um Wind- oder Solarparks handelt, sollte die PtG-Anlage in der Nähe dieser Parks gebaut werden. Im Sinne der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit werden solche Wind- und Solarparks oftmals im Außenbereich gebaut. Im Außenbereich sind laut Baugesetzbuch, § 35 nur Vorhaben zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen, die ausreichende Erschließung gesichert ist und sie in einer der in diesem Absatz genannten Kategorien fällt (z. B. Erforschung, Entwicklung und Nutzung der Windenergie, energetische Nutzung von Biomasse sowie der Anschluss einer solchen Anlage an das öffentliche Versorgungsnetz). Insbesondere darf das Vorhaben nach § 35 BauGB nicht den Darstellungen des Flächennutzungsplans oder anderen Plänen widersprechen. Möchte man eine PtG-Anlage im Außenbereich bauen, ist demnach mit der zuständigen Behörde genau zu prüfen, ob der Bau zulässig ist. Ggf. muss vor dem eigentlichen Bauantrag zunächst ein Bauplanungsrechtliches Verfahren durchlaufen werden.

Ist am Standort im Außenbereich kein Anschluss an das Gasnetz vorhanden, müssen entsprechende Rohrleitungen verlegt und Anbindungsmöglichkeiten geschaffen werden. Bei Erreichen bestimmter Leitungsdurchmesser und -längen ist für den Bau dieser Leitungen ein Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren zu durchlaufen.

Soll neben Wasserstoff auch Methan erzeugt werden, wird eine CO<sub>2</sub>-Quelle benötigt. Demnach sollte sich entweder eine Biogasanlage oder eine andere CO<sub>2</sub>-erzeugende Industrieanlage in der Nähe befinden. Auch hier kann der Bau von Gasleitungen zum

Transport des CO<sub>2</sub> zur PtG-Anlage notwendig werden. Speist die Biogasanlage bzw. die nachgeschaltete Biogasaufbereitungsanlage bereits ins Erdgasnetz ein, können möglicherweise Kosten für den Bau von Rohrleitungen und Anbindungen ans Erdgasnetz eingespart werden.

Soll eine Rückverstromungsanlage mit dem erzeugten Wasserstoff betrieben werden, ist die Verträglichkeit der Anlage auf einen Betrieb mit 100 % Wasserstoff zu prüfen. Wird die Rückverstromungsanlage direkt ans Gasnetz angeschlossen, wird die Anlage nicht mit reinem Wasserstoff betrieben, sondern mit einem im Gasnetz verfügbaren Gasgemisch.

In Verteilnetzen herrscht üblicherweise ein Druck von ca. 16 bar, in Ferngasleitungen von ca. 84 bar. Je höher der Druck ist, unter dem die PtG-Anlage betrieben wird, umso weniger Kompressionsstufen werden vor der Einspeisung ins Gasnetz benötigt. PtG-Anlagen, die unter Druck betrieben werden, sind demnach wünschenswert.

Eine Abwärmenutzung ist für diesen Nutzungszweig nur von begrenztem Interesse. Daher spielt auch die Temperatur, bei der die PtG-Anlage betrieben wird, nur eine untergeordnete Rolle.

#### **6.1.6.2 Mobilität**

Im Rahmen des Konsortiums H2-Mobility werden stetig neue Wasserstoff-Tankstellen gebaut und in Betrieb genommen. Um die Tankstellen dem jeweiligen Bedarf anzupassen, definieren sie in /EMO 13/ vier mögliche Anlagengrößen:

- XS: 1 Zapfpunkt, mobile Containerlösung, Durchschnittlich 10 Betankungen pro Tag (56 kg/d, Maximalumsatz 80 kg Wasserstoff pro Tag)
- S: 1 Zapfpunkt, mobile Containerlösung, Durchschnittlich 30 Betankungen pro Tag (168 kg/d = 80 % Auslastung, Maximalumsatz 212 kg Wasserstoff pro Tag, el. Anschlussleistung: 600 kW)
- M: 2 Zapfpunkte, stationäre Lösung, Durchschnittlich 60 Betankungen pro Tag (336 kg/d = 80 % Auslastung, Maximalumsatz 420 kg Wasserstoff pro Tag, el. Anschlussleistung: 1200 kW)
- L: 4 Zapfpunkte, stationäre Lösung, Durchschnittlich 125 Betankungen pro Tag (700 kg/d = 80 % Auslastung, Maximalumsatz 1000 kg Wasserstoff pro Tag, el. Anschlussleistung 2500 kW)

Bei ihren Annahmen zur durchschnittlichen Zahl der Betankungen gehen sie von einer Auslastung der Anlage von 80 % aus. Anschlussleistungen liegen bei 600 – 2500 kW. Die Anlagen der Größe XS und S werden als mobile Tankstellen angenommen, so dass sie bei steigendem Bedarf am eingesetzten Standort diese mobile Tankstelle durch eine größere, stationäre Anlage ersetzen können. Auch können so in der Übergangsphase bis zum Ausbau des Tankstellennetzes flexibel auf kurzfristige Engpässe reagieren.

Unter der Annahme, dass der Elektrolyseur direkt vor Ort in der Tankstelle verbaut ist, werden für den Bereich Mobilität eher kleine Elektrolyse-Anlagen im kW- bis zu niedrigem MW-Bereich benötigt. Als Produktgas ist hier nur Wasserstoff relevant.

PKW werden derzeit bei einem Druck von etwa 700 bar, Busse bei etwa 350 bar betankt. Druckbehaftete PtG-Anlagen sind demnach wünschenswert.

Eine Abwärmenutzung ist für diesen Nutzungszweig nur von begrenztem Interesse. Daher spielt auch die Temperatur, bei der die PtG-Anlage betrieben wird, nur eine untergeordnete Rolle.

Da die Tankstellen auf die Nachfrage flexibel reagieren müssen, ist auch bei PtG-Anlagen im Mobilitätssektor ein flexibler und teillastfähiger Betrieb gefordert.

#### **6.1.6.2.1 Genehmigungssituation**

Wenn möglich, wird es vermieden, für die relativ kleinen Anlagen ein aufwendiges BIm-SchG-Verfahren durchlaufen zu müssen. Aus diesem Grund werden die Tankstellen in der Regel ohne Elektrolyseur verbaut. Die Tankstellen werden mittels Trailerbelieferung mit Wasserstoff versorgt. Es wird grundsätzlich für Ballungsgebiete als sinnvoll erachtet, beim fortgeschrittenen Ausbau des Tankstellennetzes ein Wasserstoffnetz zur Versorgung der Tankstellen mit Wasserstoff von einer außerhalb liegenden Elektrolyseanlage aufzubauen. Um hierfür die Leitungen verlegen zu können, muss zunächst ein Planfeststellungsverfahren durchlaufen werden. /EMO 13/

Tankstellen sollten laut /EMO 13/ höchstens einmal am Tag, besser nur jeden zweiten Tag von Wasserstoff-Trailern angefahren werden müssen. Steigt der Wasserstoffbedarf über diese Menge hinaus, wird es für sinnvoll erachtet, die Versorgung entweder über Wasserstoffleitungen oder über einen Elektrolyseur am Standort zu unterstützen. Die größten Anlagen von H2-Mobility erzeugen im Durchschnitt pro Tag 700 kg Wasserstoff,

maximal 1000 kg am Tag. Damit werden die Speicherkapazitäten von 3 t, aber denen ein BlmSchG-Verfahren erforderlich wird, voraussichtlich nicht überschritten.

Unabhängig von der Art der Wasserstoffversorgung benötigt eine Wasserstofftankstelle eine gute Verkehrsanbindung. In der Regel finden sich Tankstellen in Wohn- oder Industriegebieten sowie an oder in der Nähe von Autobahnen. Wasserstofftankstellen können sowohl auf dem Gelände bereits bestehender Tankstellen oder als separate Tankstellen gebaut werden. In den meisten Fällen wurden die Wasserstofftankstellen in bereits bestehende konventionelle Tankstellen integriert. In einzelnen Fällen gibt es jedoch auch separate Wasserstoffstationen. Einige Beispiele sind:

- Limburg: Air Liquide
- Offenbach: Hyundai Air Liquide
- Ulm: ZSW

Vorteile in der Nutzung bestehender Tankstellen sind u. a., dass das Grundstück und die Infrastruktur bereits vorhanden sind. Vor allem innerstädtisch sind freie Grundstücke selten und teuer. Da viele Tankstellen heutzutage auch über Einkaufsmöglichkeiten und Waschanlagen verfügen, kann dieser Comfort durch die Nutzung der bestehenden Tankstelleninfrastruktur auch beim Tanken des Wasserstoff-Autos genutzt werden, ohne dass es einen finanziellen Zusatzaufwand bedeutet. Auch ergeben sich durch die Erweiterung einer bestehenden Tankstelle vermutlich keine Akzeptanzprobleme der umliegenden Bevölkerung, könnte beim Neubau einer Tankstelleninfrastruktur aber ein Risiko darstellen.

### **6.1.6.3 Industrieanlagen**

In Industrieanlagen wie Raffinerien und chemischen Anlagen wird eine große Menge an Wasserstoff benötigt, die derzeit hauptsächlich mittels Dampfreformierung gewonnen wird. Um dies zu ändern, können PtG-Anlagen als Nebenanlagen auf dem bestehenden Anlagengelände gebaut werden. Als Produktgas ist damit hauptsächlich Wasserstoff von Interesse. Da große Mengen Wasserstoff benötigt werden, ist auch der Bedarf an großen Anlagen im GW-Bereich zu erwarten. Da bei größeren Anlagen möglicherweise auch eine Anbindung an eine höhere Spannungsebene notwendig ist, wäre zu prüfen, ob die bestehende Anbindung ans Stromnetz ausreichend ist oder umgebaut werden muss.

Wie bereits beschrieben, besteht in vielen Industrieprozessen auch ein Bedarf an Wärme. Somit können durch die Abwärmenutzung von PtG-Anlagen Synergieeffekte erreicht werden.

Ein flexibler und teillastfähiger Betrieb ist bei PtG-Anlagen für Industrieanwendungen nicht von Bedeutung. In der Regel benötigt die Industrieanlage eine kontinuierliche Versorgung mit Wasserstoff. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass eine reine Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht, um den kontinuierlichen Wasserstoffbedarf der Industrie zu decken.

#### 6.1.6.4 Anforderungs-Matrix

In Tab. 6.11 sind die in den letzten Abschnitten beschriebenen Anforderungen an eine PtG-Anlage, die in den jeweiligen Nutzungszweigen betrieben werden soll, zusammengefasst.

**Tab. 6.11** Anforderungen aus Nutzungszweigspezifika an PtG-Anlage

	Anlagen- größe	Pro- dukt- gas	Druck	Dyna- mischer Betrieb	Abwär- menut- zung
<b>Einspei- sung ins Gasnetz und Rück- verstro- mung</b>	Große Anla- gen (Elektro- lyse + Metha- nisierung)	H <sub>2</sub> + CH <sub>4</sub>	Ferngasleitung: 74-84 bar Regionales Ver- teilnetz: 16 bar Kommunales Ver- teilnetz: < 1 bar	relevant	Nicht in- teres- sant
<b>Mobilität</b>	Kleine Elekt- rolyseanlagen	H <sub>2</sub>	350 bar und 700 bar	Rele- vant	Nicht in- teres- sant
<b>Chemiein- dustrie</b>	Große Elekt- rolyseanlagen	H <sub>2</sub>		Nicht re- levant	interes- sant

Basierend auf diesen Anforderungen, wurde eine Matrix erstellt, in der die Anforderungen der Nutzungszweige mit den im Rahmen dieses Vorhabens betrachteten Elektrolyse- und Methanisierungstechnologien gegenübergestellt sind. Das Ergebnis ist in Tab. 6.12 zu sehen.

**Tab. 6.12** Anforderungs-Matrix

		PEM	AEL	HTEL	Chem.-Kath. M.	Biol. M.
<b>Einspeisung und Rückverstromung</b>	Große Anlage	MW		kW		
	p < 100 bar	Nachverdichtung notwendig				
	Dynamischer Betrieb in Abhängigkeit der Wetterlage			Unflexibel aufgrund hoher Betriebstemperatur		
<b>Mobilität</b>	Kleine Anlage	MW	MW	kW		
	p: 350/700 bar	Nachverdichtung notwendig				
	Dynamischer Betrieb in Abhängigkeit von Kraftstoffbedarf und Wetterlage					
<b>Chemie</b>	Große Anlage	MW	MW	kW		
	Kontinuierlicher Betrieb					
	Abwärmenutzung	< 100 °C		< 1000 °C		

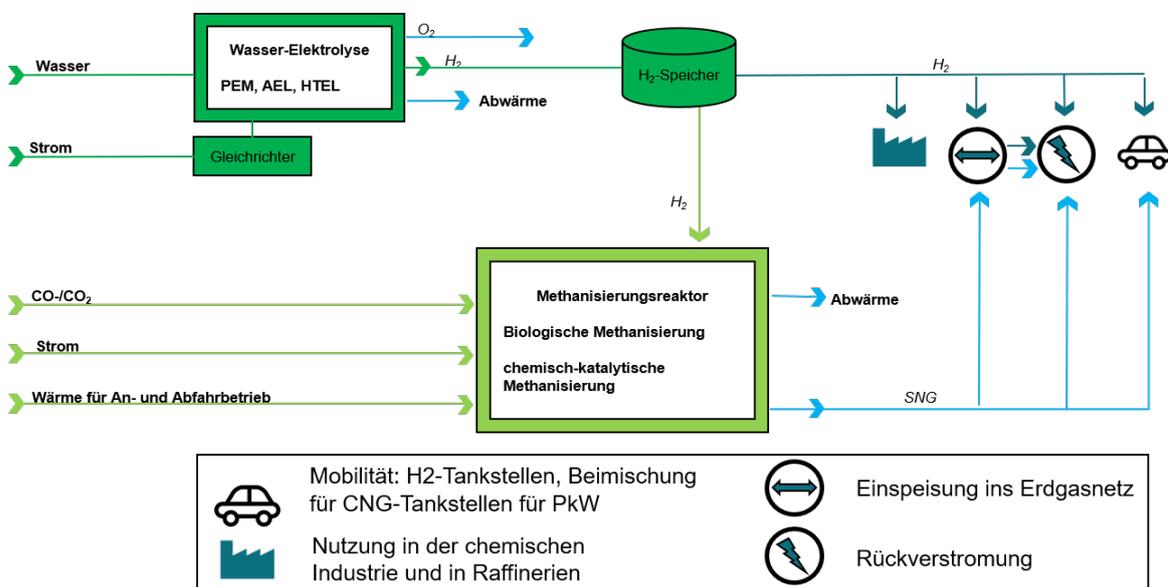
Für die Einspeisung und Rückverstromung sind HTEL demnach eher ungeeignet, da sie derzeit weder in der benötigten Anlagengröße verfügbar sind noch flexibel betrieben werden können. PEM und AEL können diese Forderung erfüllen, wobei die PEM wie beschrieben, etwas besser geeignet ist, um im Teillastbereich betrieben zu werden. Sowohl PEM als auch AEL können bei höherem Druck betrieben werden, was weniger Nachkompression erforderlich macht, bevor das Gas ins Erdgasnetz eingespeist wird. Bei der Methanisierung hat die chemisch-katalytische Methode den Nachteil, dass sie wie die HTEL bei vergleichsweise hohen Temperaturen betrieben wird und damit unflexibel bzgl. schneller Lastwechsel ist. Die biologische Methanisierung wäre hier besser geeignet.

Für die Anwendung an Wasserstoff-Tankstellen können grundsätzlich alle drei Elektrolyse-Technologien eingesetzt werden. Auch hier ist die HTEL jedoch unflexibel, wenn sie entsprechend der Stromverfügbarkeit und Kraftstoffnachfrage reagieren soll. Hier wären PEM und AEL besser geeignet.

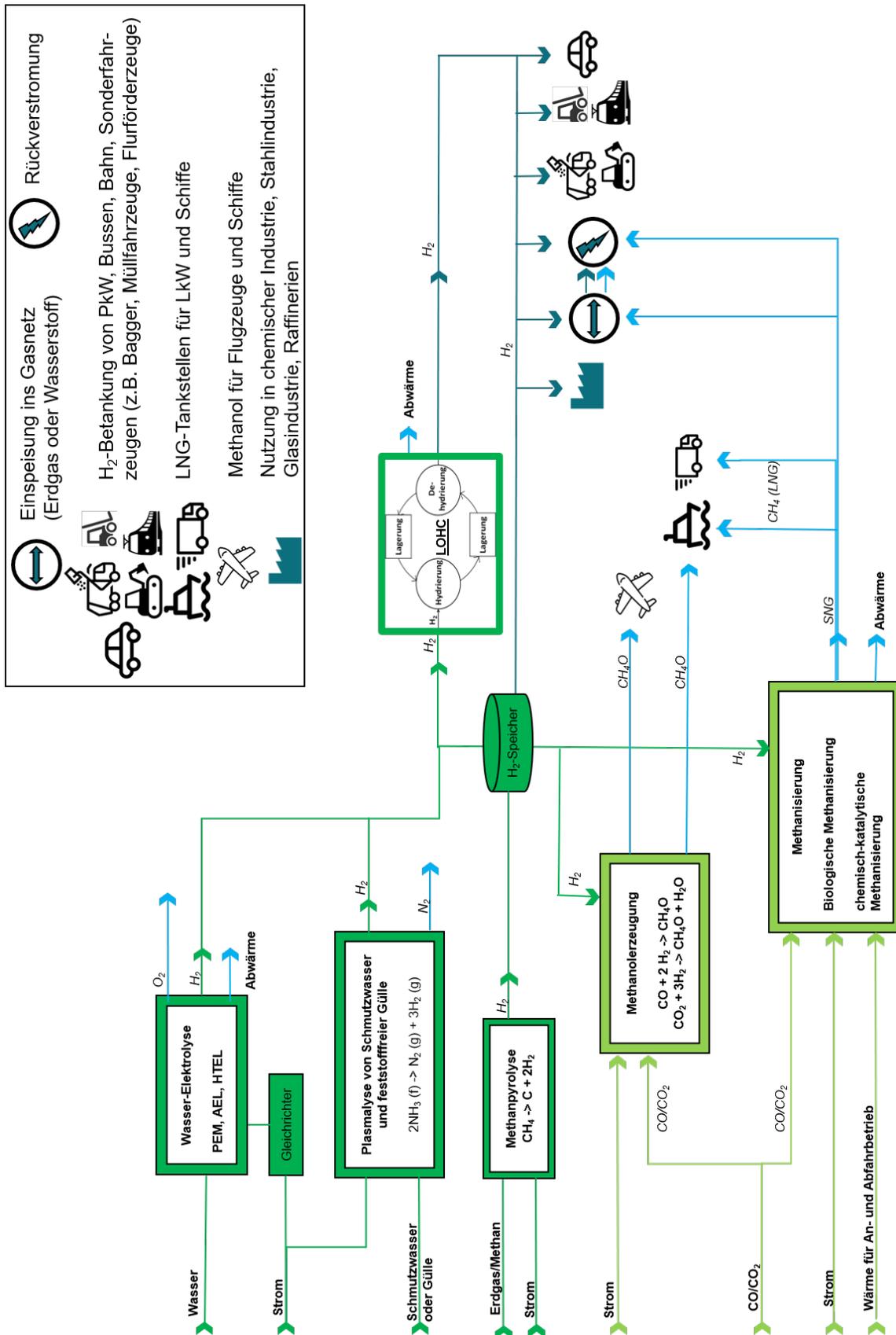
Bei PtG-Anlagen für die Industrieanwendung wird kein flexibler Betrieb gefordert. Außerdem werden für verschiedene Prozesse hohe Betriebstemperaturen benötigt, so dass sich durch Einsatz von HTEL Synergieeffekte durch Nutzung der Abwärme aus der HTEL für die Industrieprozesse erreicht werden können. Da PEM und AEL bei Temperaturen kleiner als 100 °C betrieben werden, bieten sie diese Synergieeffekte nicht. Nachteil ist, dass HTEL derzeit nicht in großem Maßstab verfügbar sind. Da aber in der Regel große Mengen an Wasserstoff für die verschiedenen Industrieprozesse benötigt werden, besteht auch der Bedarf nach großen Anlagen.

### 6.1.7 Weiterentwicklungen der PtG-Anlage

In Abb. 6.4 ist der im Rahmen dieses Vorhabens behandelte Aufbau einer typischen PtG-Anlage mit den relevanten Nutzungszweigen dargestellt. Im Vergleich dazu stellt Abb. 6.5 die aktuellen Entwicklungen dar, die aufzeigen, dass das Konzept Power to X mittlerweile deutlich weitergedacht wird. Aktuelle Entwicklungen gehen dahin, dass auf kommunaler Ebene der Wasserstoffbedarf in den verschiedenen Sektoren, die sich im kommunalen Umfeld befinden, eruiert wird. Basierend darauf werden die Erzeugungsmengen und -technologien abgeleitet. Dabei spielen nicht mehr nur die Nutzungszweige Mobilität, Einspeisung ins Gasnetz, Chemieanlagen und Rückverstromung eine Rolle.



**Abb. 6.4** Aufbau einer typischen PtG-Anlage, wie sie im Rahmen des Vorhabens behandelt wurde



**Abb. 6.5** Aktuelle Entwicklungen zur Erweiterung von Erzeugungs- und Nutzungsmöglichkeiten im Rahmen von PtG-Anlagen

Weitere mögliche Nutzungszweige sind flüssige Treibstoffe für Schiffe und Flugzeuge sowie die stahl- und glaserzeugende Industrie. Außerdem wurde im Mobilitätssektor neben den PKW und LKW auch Busse und Sonderfahr- bzw. Flurförderzeuge (z. B. Bagger, Müllfahrzeuge, Gabelstapler) als Anwendungsfälle identifiziert. Es werden also nicht mehr nur die großen Abnehmer von Wasserstoff auf deutschlandweiter Ebene betrachtet. Die Ableitung von Bedarfen orientiert sich vielmehr an den Standortgegebenheiten, die sich in den verschiedenen Kommunen auf ganz unterschiedliche Weise gestaltet.

Neben den Bedarfen wird zeitlich untersucht, aus welchen Quellen die Eingangsmedien bezogen werden können. Neben dem Strom spielt hier auch Wasser und Kohlenmonoxid bzw. Kohlendioxid eine Rolle.

Für diese ganzheitliche Betrachtungsweise entstehen derzeit kommunale Interessensvertretungen, die versuchen, sowohl den Bedarf an Wasserstoff und/oder Methan bzw. Methanol als auch die Erzeugungsmöglichkeiten für den benötigten Strom (z. B. Müllverbrennungsanlagen, Windparks, Solarparks, etc.) zu ermitteln, die entsprechenden Stakeholder einzubinden und konzeptionell eine Planung der Wasserstoffinfrastruktur für die gesamte Region zu erstellen.

Diese ganzheitliche Betrachtungsweise ermöglicht es, die PtX-Anlage derart auszulegen, dass sie ausreichend Betriebsstunden absolvieren kann, um in dieser Hinsicht wirtschaftlich werden zu können. Auch kann der Aspekt der Genehmigungs- und Baukosten berücksichtigt werden. Wie in Kap. 6.1.5.3 beschrieben, kann das Genehmigungsverfahren zeit- und kostenintensiv werden, wenn neben der eigentlichen PtX-Anlage weitere Einrichtungen wie z. B. verbindende Rohrleitungen zur Anbindung an das Gasnetz, zu einer nahegelegenen Industrieanlage oder einer Biogasanlage für die CO<sub>2</sub>-Versorgung gebaut bzw. verlegt werden müssen. Um dies zu realisieren, müssen ggf. aufwendige Planfeststellungsverfahren durchlaufen werden. Bei einer ganzheitlichen Betrachtung der regionalen Gegebenheiten kann auch der Standort einer PtX-Anlage optimal ausgewählt und die ggf. entstehenden Kosten durch zusätzlich aufzubauende Infrastruktur eingeplant werden.

## 7 Matrix der Nutzungszweige

Zu Beginn des Vorhabens wurde eine Matrix entwickelt, in der verschiedene Nutzungspfade mit ihren Anlagencharakteristika den einschlägigen Genehmigungsverfahren zugeordnet werden können (siehe Abb. 7.1).

Am Anfang der Arbeiten zur Matrix wurden von der DBI geeignete Formate eruiert, sei es über Wertschöpfungsketten (Nutzungspfade) oder über Anlagenkategorien in Anlehnung an das Bundesimmissionsrecht, deren Parameter gruppiert werden können. Aus den Erkenntnissen der Recherchen, Ausarbeitungen und Workshops wurde eine Matrix entwickelt, in der verschiedene Nutzungspfade mit ihren Anlagencharakteristika den einschlägigen Genehmigungsverfahren zugeordnet werden können.

Nr.	Nutzungspfad	Gasart	PtG-Anlagenleistung Pel [MW]	Gas-speicher [t]	Standort	BImSchG/V	Industrie-Emissions-RL	StörfallV	UVPG	GasHdRLtgV
1	Einspeisung Gasnetz	CH4	10	0,3	Gewerbegebiet	G	E	-	S	Ja
2	Tankstelle H2	H2	1,2	0,1	Bestehende Tankstelle im Innenbereich	G	E	Y	X	-
3	Betankung Zug	H2	25	2,0	DB-Betriebsgelände	G	E	-	A	-
4	Industrie/Chemie/Raffinerie	H2	10	0,2	Chemiepark/Raffinerie	G	E	Y	X	Ja
5	Rückverstromung	H2	7	74,9	Außenbereich, Nähe Windpark; UGS	G	E	Y	S	-
6	Trailer/Abfüllanlage	H2	2	3,2	Gewerbegebiet	G	E	-	S	-

G ... Förmliches Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung  
E ... Relevant  
Y ... StörfallV findet Anwendung  
S ... standortbedingte Vorprüfung Einzelfall  
A ... allgemeine Vorprüfung Einzelfall  
X ... UVP-Pflichtig  
Ja ... anzeigepflichtig

**Abb. 7.1** Überblicksmatrix Referenzfälle



## **8 GAP-Analyse**

Die vorhandenen Themenbereiche mit offenen Fragestellungen (GAPs) wurden während der Laufzeit des Vorhabens kontinuierlich von allen Verbundpartnern verfolgt und vom DVGW gesammelt. Ein großer Teil der vor allem zu Beginn des Vorhabens aufgetretenen offenen Fragestellungen konnte während des Verlaufs des Vorhabens abschließend beantwortet werden. Die Ergebnisse daraus sind direkt in die Leitfäden eingeflossen und werden deshalb an dieser Stelle nicht mehr aufgeführt. Der erarbeitete abschließende Kenntnisstand der verbliebenen Themen ist im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

### **8.1 Regelung zur Ermittlung angemessener Abstände**

Die nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 BImSchG zu erarbeitende Technische Anleitung Abstand (TA Abstand) befindet sich im Verantwortungsbereich des BMU weiterhin in Arbeit. Zuletzt wurde hierzu ein Forschungsvorhaben durchgeführt, dessen Ziel es war mit Hilfe eines Planspiels bestehende Lücken zu identifizieren und Vorschläge zur Verbesserung zu unterbreiten. Die Ergebnisse daraus liegen nun vor und dienen der zuständigen Arbeitsgruppe des BMU als Entscheidungshilfe für das weitere Vorgehen bei der Implementierung des mit der Seveso-III-Richtlinie neu eingeführten Begriffs „angemessener Sicherheitsabstand“ in das Immissionsschutzrecht. Über den Zeitpunkt einer Entwurfsveröffentlichung liegen derzeit keine weiteren Informationen vor.

### **8.2 Einordnung von PtG-Anlagen nach der 4. BImSchV und industrieller Maßstab**

Der Begriff des industriellen Maßstabs ist ein zentrales Merkmal bei der Entscheidung, ob ein Verfahren nach § 4 BImSchG durchzuführen ist. Die Verantwortung für die Auslegung des Begriffs wird durch Anhang I Buchstabe b) der IE-RL der Europäischen Kommission übertragen. Zum Vorhabensende fehlt eine solche Anleitung und eindeutige Definition. Die verschiedenen Herangehensweisen zur Auslegung des Begriffs sind im genehmigungsrechtlichen Leitfaden ausführlich dargestellt.

Darüber hinaus gibt es nach wie vor keine einheitliche Regelung, ob und wenn ja, wie und wann PtG-Anlagen in die Kategorien der 4. BImSchV einzuordnen sind. Im Rahmen eines PORTAL-GREEN-Workshops (17.09.2019) wurde dieses Thema mit Betreibern,

Behördenvertretern und Herstellern diskutiert und erste Ideen gesammelt. Unter anderem wurde vorgeschlagen, eine eigene Kategorie für PtG-Anlagen in die 4. BImSchV aufzunehmen und im Rahmen dessen anhand festzulegender Parameter zu bestimmen, wann eine PtG-Anlage nach Immissionsschutzrecht zu genehmigen ist und wann nicht.

Die Ergebnisse dieser Diskussion sind im Folgenden zusammengefasst.

Es bestand Konsens dazu, dass eine eigene Nummer für PtG-Anlagen in der 4. BImSchV sinnvoll sei, da

- sie mehr Klarheit bietet
- die Nr. 4.1.12 und 1.15 der 4. BImSchV nicht für PtG-Anlagen passen
- sie Anlagengrenzen so definieren kann, dass damit kleine Anlagen nicht BImSchG-pflichtig sind und damit einen geringeren Aufwand bei der Genehmigung haben.

Es wurde erläutert, dass mindestens alle 5 Jahre eine Überprüfung stattfinden muss, ob die Inhalte des BImSchG und der 4. BImSchV noch aktuell sind oder Aktualisierungsbedarf besteht. Im Rahmen einer solchen Aktualisierung könnte aus Sicht der Diskussions Teilnehmer auch eine Änderung der Nummerierung vorgenommen werden.

Die Recherche im Nachgang an den Workshop hat ergeben, dass eine einfache Änderung der 4. BImSchV oder des BImSchG auf nationaler Ebene nicht möglich ist. Der Wortlaut in der 4. BImSchV ergibt sich aus der europäischen Industrieemissionsrichtlinie (IE-RL), die an den fraglichen Stellen gleichlautend ist. Es geht also im Kern um die Auslegung von europäischem Recht (nicht nur deutschem Recht). Demnach müsste nach Ansicht des PORTAL-GREEN-Konsortiums für eine Änderung der Nummerierung in der 4. BImSchV zunächst die IE-RL geändert werden.

Neben einer Änderung der Nummerierung wurde von den Diskussionsteilnehmern außerdem angemerkt, dass eine Definition von Biogas im BImSchG fehlt. Die Teilnehmer waren der Ansicht, dass es nicht sinnvoll ist, Wasserstoff im Sinne der BImSchG als Biogas anzusehen. Damit wäre eine Verwendung der Definition des EnWG im Rahmen des BImSchG nicht hilfreich.

Im Wesentlichen wurde die Ausgestaltung der Nummer für PtG-Anlagen in der 4. BImSchV wie folgt diskutiert:

- sie soll technologieoffen gestaltet sein, also keine Unterscheidung nach PEM, AEL und HTEL beinhalten
- Als Benennung wurde vorgeschlagen: Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff (nicht PtX oder PtG)
- Methanisierung könnte unter 1.16 eingeordnet werden, hierfür bedarf es aber eine Änderung dieser Nummer
- Grenzen zwischen Teil-Nummern: Hierzu wurde die Meinung geäußert, dass bei vernünftiger Auslastung der Anlage die industrielle Produktion erst bei 20-30 MW anfängt. Die untere Grenze könnte bei 1 MW liegen. Die Grenzwerte beziehen sich um die elektrische Nennbezugsleistung der PtG-Anlage.
  - Unterhalb von 1 MW sollte kein BImSchG-Verfahren notwendig sein,
  - Bei 1-10/20/50 MW sollte das vereinfachte Verfahren gelten,
  - Oberhalb von 10/20/50 MW sollte das förmliche Verfahren durchgeführt werden.
- Als Parameter für die Grenzen wurden zwei Möglichkeiten diskutiert:
  - Leistungsgröße oder elektrische Anschlussleistung
    - Bei der Leistungsgrenze wurde argumentiert, dass Tankstellen oft im Wohngebiet stehen, also eigentlich ein höheres Gefährdungspotential als Elektrolyseure an Windkraftanlagen haben, auch wenn sie kleiner sind - > Einordnung nach Leistungsgröße wirklich sinnvoll?
  - Nutzungszweig (Einspeisung ins Gasnetz in der Nähe einer WKA, Tankstelle), dann wird aber auch ein Extra-Punkt benötigt, der Anlagen mit mehreren Nutzungszweigen abdeckt (der Nutzungszweig mit der höchsten Nummer „gewinnt“)
  - Gasbrennwert
  - Produktionskapazität in Nm<sup>3</sup>

In Hinblick auf mögliche Grenzen fiel im Rahmen der dem Workshop nachfolgenden Recherche auf, dass die 4. BImSchV von Anlagengrößen für Lagerung (ab 3 t Wasserstoff) sowie Wärmeerzeugung und Energie von recht großen Anlagen ausgeht. Erst dann

greift das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren. Eine Tankstelle bspw. wird die Lagermenge von 3 t nach Ansicht des PORTAL-GREEN-Konsortiums in der Regel nicht erreichen. Davon ausgehend, dass die IE-RL die besondere Gefahrenlage von Industrieanlagen für Beschäftigte und die Umgebung im Blick hat, ist die Größe ein entscheidender Faktor. Aus Sicht des PORTAL-GREEN-Konsortiums ist es schlüssig, dass bei großen technischen Anlagen (z. B. 180 MW Leistung bei einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk in Leipzig) ein besonderer Genehmigungsaufwand gerechtfertigt ist, um die Anlagensicherheit zu gewährleisten. Diese Ansicht vertraten auch die Workshop-Teilnehmer.

Im Workshop wurde angeregt, sich bei der Erarbeitung einer neuen Nummer an der Vorgehensweise bei Biogasanlagen zu orientieren.

Im Rahmen der Kontaktaufnahme im Nachgang zum Workshop erhielten wir von einem Kontakt in Frankreich folgende Meinungsäußerung zur Einstufung auf europäischer Ebene (IE-RL):

- Grundsätzlich ist die Wasserstoffelektrolyse immer Bestandteil einer PtG-Anlage und somit muss die IE-RL auch ihre Anwendung finden.
- Da es sich bei der IE-RL um EU-Recht handelt, wäre es wünschenswert, dass die Wasserstoffelektrolyse explizit erwähnt würde, um zukünftigen PtG-Anlagen nicht den Weg zu verbauen.
- Es wäre sinnvoll, für Wasserstoffelektrolyse einen Massendurchsatz zu bestimmen, ab dem sie genehmigungspflichtig ist und nicht wie bisher ab dem ersten Molekül.

Dies entspricht den Meinungen, die im Rahmen des Workshops diskutiert wurden.

### **8.3 Technisches Regelwerk für PtG-Anlagen**

Die Entwicklungen des technischen Regelwerks für PtG-Anlagen wurde über den gesamten Vorhabenszeitraum kontinuierlich verfolgt. Die verbliebenen offenen und aktuell im Entwurf befindlichen Regelwerke sind im Folgenden in Tab. 8.1 zusammenfassend dargestellt.

**Tab. 8.1** Übersicht aktueller Regelwerksentwicklungen

Dokument	Titel/Beschreibung	Vorhaben	Bearbeitungsstatus
DVGW G 220	"Power to Gas Energieanlagen: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb"	Neufassung	Einspruchsverhandlungen zum Entwurf erfolgt
DVGW G 260	"Gasbeschaffenheit"	Überarbeitung	Entwurf liegt vor
DVGW G 262	"Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der Öffentlichen Gasversorgung"	Zusammenlegung mit DVGW G 260	Regel entfällt
VDI 4635	Regelwerk zu Power-to-X Technologie mit Fokus auf Anwendungsfällen/Nutzungs-zweigen	Neufassung	In Bearbeitung – vorr. 2022
DIN EN 1594	"Gasinfrastruktur - Rohrleitungen für einen maximal zulässigen Betriebsdruck über 16 bar - Funktionale Anforderungen"	Überarbeitung	Entwurf ca. Ende 2022
DIN EN 16726	"Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Gruppe H"	Überarbeitung	Entwurf ca. 04.2021
DIN EN	Norm auf Basis der DVGW Reihe zu Biogasanlagen (DVGW G 265 – 1 bis 3)	Neufassung	In Planung - Vorhaben noch nicht gestartet

#### 8.4 Nebeneinrichtungen

Während der gesamten Laufzeit des Vorhabens wurde immer wieder festgestellt, dass der Begriff „industrieller Umfang“ intensiv diskutiert wird. Von ihm ist abhängig, ob eine Anlage nach 4. BImSchV in die Nr. 4.1.12 eingestuft wird, so wie aktuell viele PtG-Anlagen eingestuft wurden (siehe Genehmigungsleitfaden). Aus diesem Grund wurde dieses Thema intensiv verfolgt. Ältere Definitionen nennen das Vorhandensein von Nebeneinrichtungen als wichtigen Indikator für das Vorliegen eines industriellen Umfangs bei der Produktion von Stoffen. Aus den FAQ der europäischen Kommission /EUK 19/ ergibt sich jedoch keinen Hinweis mehr darauf, dass Nebeneinrichtungen für die Einstufung der Anlage als industrieller Maßstab (In den FAQ auf Englisch „industrial scale“) relevant

sind /EUK 19/. Daher wurde das Thema Nebeneinrichtung in dieser Form nicht mehr in den Leitfäden behandelt. Folgende Informationen wurden hierzu erarbeitet.

## **Rechtliche Aspekte**

In Kap. 9.8 des genehmigungsrechtlichen Leitfadens wird der Begriff „industrieller Umfang“ im Zusammenhang mit der Einstufung der Anlage in Anhang 1 der 4. BImSchV diskutiert. Wie dort erläutert, fehlt derzeit eine eindeutige Definition dieses Begriffs.

Er wurde erst im Zuge der Umsetzung einer Vorgängerrichtlinie der Industrieemissionsrichtlinie in deutsches Recht eingeführt; zuvor wurde begrifflich in einer mittlerweile aufgehobenen Verwaltungsvorschrift (VwV) zur 4. BImSchV des Landes Nordrhein-Westfalen aus dem Jahr 1990 auf „fabrikmäßige Herstellung“ abgestellt.

In dieser VwV zur 4. BImSchV werden Kriterien für das Vorliegen einer ‚fabrikmäßigen Herstellung‘ benannt. Als ein wesentliches Kriterium gilt /NRW 19/:

*„Von einer „fabrikmäßigen Herstellung“ ist in der Regel auszugehen, wenn es sich um eine Herstellung in einer nach Produktions- und Betriebsstättenumfang größeren Betriebseinheit handelt, für die üblicherweise in besonderem Maße Nebeneinrichtungen für den Betrieb erforderlich sind. [...] Nebeneinrichtungen sind solche Gebäude, Maschinen, Aggregate u. a., die zum Zweck der im Anhang genannten Anlage zu dienen bestimmt sind, ohne zur Zweckerreichung erforderlich zu sein; Nebeneinrichtungen müssen eine dienende Funktion haben. In diesem Sinne können Rohstoff-, Produkt- und Abfalllager, Gebäude zum Witterungsschutz, Aufbereitungseinrichtungen u. a. Nebeneinrichtungen sein. In jedem Fall wird ein räumlicher und betrieblicher Zusammenhang gefordert.“*

Die aktuelle Rechtslage ist im Genehmigungsleitfaden dargestellt. Hier nochmal zusammenfassend: Die Europäische Kommission hat den Begriff „industrieller Maßstab“ in einem Fragenkatalog (FAQ) zur Industrieemissions-Richtlinie (IE-RL) aufgenommen und dort unter Annex I Nr. 4 näher erläutert <sup>4</sup> /EUK 19/. Ein „industrieller Maßstab“ ist demnach nicht abhängig von konkreten Mengeschwellen, weil der Begriff für eine Vielzahl

---

<sup>4</sup> dort auf Englisch wie auch in der englischen Version der IE-RL als ‚industrial scale. In der deutschen Version der IE-RL ist der Begriff mit ‚industrieller Maßstab‘ übersetzt, während in Anhang 1 der 4. BImSchV, die die Umsetzung der IE-RL in deutsches Recht darstellt, der Begriff ‚industrieller Umfang‘ verwendet wird. Beide Begriffe sind synonym zu verstehen.

von Stoffen gilt. Der Umfang der chemischen Herstellung kann von einigen wenigen Gramm eines hochspezialisierten Produkts bis zu vielen Tonnen eines chemischen Massenprodukts variieren. Beide können für diese besondere Tätigkeit dem ‚industriellen Maßstab‘ entsprechen. Die Auslegung soll anhand verschiedener Kriterien erfolgen, wie Art des Produkts, industrielle Fertigung, Produktionsmenge, kommerzielle Nutzung, Umweltauswirkungen. Diese Kriterien sind im spezifischen Kontext der Anlage zu betrachten. Wenn die Tätigkeit zu kommerziellen Zwecken (engl. ‚commercial purpose‘) ausgeübt wird, sieht die EU-Kommission dies als starken Indikator für das Vorliegen einer Produktion im industriellen Maßstab, auch wenn es sich um ein Zwischenprodukt handelt und dieses nicht selbst gehandelt wird /EUK 19/.

### **Technische Aspekte**

Zu klären bleibt, welche konkreten Anlagenteile einer PtG-Anlage dem Betrieb dienlich, aber nicht für die Zweckerreichung erforderlich und somit als Nebeneinrichtungen zu betrachten sind. Im Folgenden wird dargestellt, welche Anlagenteile im DVGW-Regelwerk als Nebenanlagen angesehen werden und wie eine mögliche Aufteilung einer PtG-Anlage in Haupt-, Neben- und Hilfssysteme nach der „Anwendungsrichtlinie Teil 41: Power to Gas“ des VGB PowerTech e.V. /VGB 18/ aussehen könnte.

### DVGW-Regelwerk

In Kapitel 5.2 des DVGW Arbeitsblattes 265-1 („Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze; Teil 1: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme“) werden folgende Anlagen als Beispiele für Nebenanlagen genannt /DVG 14/:

- Anlagen zur Erzeugung von Prozess- oder Druckluft,
- Wärmeübertrager zur Bereitstellung von Prozesswärme von Biogasaufbereitungsanlagen,
- Rückkühlung,
- Anlagen zur Abgasnachbehandlung,
- Anlagen zur Sauerstoff- und Luftdosierung, z. B. in Anlagen zur Entschwefelung als Bestandteil der Biogasaufbereitungsanlage,
- Anlagen zur Ableitung von abgeschiedenen wässrigen Kondensaten aus der Biogas-Aufbereitung.

## VGB PowerTech

In der „Anwendungsrichtlinie Teil 41: Power to Gas“ des VGB PowerTech e.V. (VGB, 2018) werden die wesentlichen Systeme, die eine typische PtG-Anlage enthält, dargestellt und in 3 Gruppen unterteilt: Hauptsysteme, Hilfssysteme und Nebensysteme. Bei den Hauptsystemen handelt es sich um das Elektrolysesystem und das Methanisierungssystem sowie deren Untersysteme, die für die Realisierung des Elektrolyse- bzw. Methanisierungsprozesses essenziell sind. Hilfssysteme sind diejenigen Systeme, die nicht unmittelbar zum Betrieb des Hauptprozesses benötigt werden, aber für die sichere Bereitstellung und Entsorgung von Medien und Zusätzen erforderlich sind. Bei den Nebensystemen handelt es sich schließlich um nicht unbedingt für den Prozess erforderliche Systeme (siehe Abb. 8.1).

Als Hilfs- und Nebensysteme bezeichnet der VGB PowerTech e. V. die folgenden.

Hilfssysteme:

- El. Netz- und Verteilungssystem
- El. Eigenbedarfssystem
- Leit- und Managementsysteme
- Brandmeldesystem
- Gaswarnsystem
- Verteilungssystem vollentsalztes Wasser
- Sammel- und Ableitungssystem für Betriebswasser
- Aufbereitung von Betriebswasser
- Kühlwasser Leitungssystem
- Zentrale Steuerluftversorgung

Nebensysteme:

- Lüftungs- und klimatechnische Systeme
- Potentialausgleichssysteme
- Feuerlöschsysteme
- Kraneinrichtungen
- Sicherheitssystem



## Fazit

Ein Vergleich der Definitionen von LAI und VGB führt zu dem Schluss, dass es sich bei den von der VGB als Nebensysteme und Hilfssysteme bezeichneten Systeme nach Ansicht des PORTAL-GREEN-Konsortiums um Nebeneinrichtungen nach Definition der LAI handelt. Auch die im DVGW-Arbeitsblatt 265-1 genannten Beispiele für Nebenanlagen weisen Parallelen hierzu auf. In allen drei genannten Quellen werden Systeme benannt, die unterstützende Aufgaben haben und der Optimierung der Gesamtanlage dienen, jedoch für deren Kernaufgaben nicht zwingend erforderlich sind.

Es sei hier betont, dass diese Einordnung als Orientierungshilfe gedacht ist. Zusammenfassend lässt sich feststellen: Nebeneinrichtungen, die dem Betrieb einer Anlage dienlich, aber für diesen nicht notwendig sind, sind mit je nach Quelle variierenden Bezeichnungen (Nebenanlagen/Hilfssysteme/Nebensysteme) in einer PtG-Anlage typischerweise vorhanden. Dies ist grundsätzlich als einer von mehreren Indikatoren für das Vorliegen eines industriellen Maßstabes zu betrachten. Insbesondere bei Forschungs- oder Selbstversorgungsanlagen, die keinen kommerziellen Zweck erfüllen, kann, wie aus (EU KOM, 2019) hervorgeht, ein industrieller Maßstab aber trotz dem Vorhandensein von Nebeneinrichtungen unter Umständen verneint werden.

## 9 Zusammenfassung

Im Rahmen des Vorhabens PORTAL GREEN wurde ein Leitfaden zur Anwendung bestehender Gesetze und technischer Regelwerke für Genehmigung, Bau und Betrieb von PtG-Anlagen entwickelt. Diese Leitfäden sind als eigenständige Dokumente veröffentlicht als

- GRS-S-59 Band 1: Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung und Betrieb
- GRS-S-59 Band 2: Technischer Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung, Inbetriebnahme und Betrieb

Band 1 enthält demnach einen Leitfaden, der die aktuelle Genehmigungssituation und die Genehmigungsabläufe beschreibt und eine Übersicht über die anzuwendenden Gesetze, Verordnungen und Richtlinien für die Genehmigung von PtG-Anlagen gibt.

Band 2 befasst sich mit den technischen Regelwerken und den gesetzlichen Anforderungen an die Herstellung und den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen. Er stellt die Abläufe und Aufgaben der Betreiber und Hersteller von PtG-Anlagen dar.

Beide Bände enthalten darüber hinaus Besonderheiten, die sich für die Nutzungszweige „Einspeisung ins Gasnetz“, „Mobilität“, „Nutzung für Chemieanlagen“ und „Rückverstromung“ ergeben.

Die Leitfäden wurden bereits vor ihrer Fertigstellung im dafür zuständigen Projektkreis PK 0-1-11 „Anlagentechnik PtG-Anlagen“ des DVGW vorgestellt. In diesem Projektkreis wurde eine neue technische Regel für Power-to-Gas-Anlagen (G 220) entwickelt, in die auch eine Kurzfassung der Leitfäden integriert wurde. Der Zeitplan für die Fertigstellung der Regel G 220 ist:

- Gelbdruck bis 31.12.2020,
- Einspruchsfrist bis 01.04.2021,
- Einspruchsberatung bis 01.07.2021,
- Weißdruck bis 01.10.2021.

Eine erste Einspruchsverhandlung erfolgte am 18. Mai 2021, bei der alle Einsprüche diskutiert und entsprechende Änderungen am Text von den Einsprechenden angenommen wurden. Es ist daher anzunehmen, dass der geplante Zeitplan weiterhin eingehalten wird. Neben der Mitwirkung an der Erstellung der G 220 wurden die Leitfäden außerdem als Gasinformationen in das DVGW-Regelwerk eingebunden.

Im vorliegenden Bericht wurden die Arbeiten dargestellt, die in den Leitfäden nicht explizit enthalten sind. Dies umfasst die Organisation von Workshops und Arbeitstreffen, die Durchführung von Betreiberumfragen sowie die Erarbeitung von Systemgrenzen und Kenngrößen einer PtG-Referenzanlage, eines Überblicks zu den bestehenden PtG-Projekten in Deutschland sowie die Entwicklung einer Matrix der betrachteten Nutzungszweige und die Ermittlung von offenen Fragestellungen.

## Literatur

- /BIE 16/ Biegger, Ph., et al: Methanisierung im Umfeld von Power to Gas, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2016.
- /BMWi 19/ Pressemitteilung, abgerufen am 23.06.2020: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190211-altmaier-startschuss-fuer-foerderung-der-reallabore-der-energiewende.html>
- /BMW 20/ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Reallabore der Energiewende, <https://www.energieforschung.de/spotlights/reallabore>, abgerufen am 23.10.2020
- /BMWi 20/ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020.
- /BUK 20/ Bukold, St.: Kurzstudie Blauer Wasserstoff – Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades, Greenpeace Energy, Januar 2020.
- /BUN 15/ Bundesnetzagentur. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes und zweites Quartal 2015. Dezember 2015, Bonn
- /BUN 16/ Bundesnetzagentur. Monitoringberichte. URL: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring\\_Berichte\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html) [Stand: 09.08.2016].
- /BUS 14/ Busack, V., Vennker, M., Hoffmann, U., Großmann, A., „Power to Gas: Neues Gas in alten Leitungen – Werkstofffragen“, DVGW energie | wasserpraxis Nr. Ausgabe 09/2014.
- /CHE 09/ Cheng, J., Zhang, H., Chen, G., Zhang, Y. (2009) Study of Ir<sub>x</sub>Ru<sub>1-x</sub>O<sub>2</sub> Oxides as Anodic Electrocatalysts for Solid Polymer Electrolyte Water Electrolysis. *Electrochimica Acta*, 54 (26), 6250-6256.

- /DBI 20/ DBI Gas- und Umwelttechnik: Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen. Webseite abgerufen unter <https://www.dbi-gruppe.de/h2-kompendium-vnb.html>
- /DEN 12/ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „*Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz*“, 05.2012.
- /DEN 50/ Stephan Kohler, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „*Energiewende in Deutschland – Roadmap bis 2020/2050*“, 09.03.2013  
([http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Veranstaltungen/Vortraege\\_GF/sk/130309\\_SK\\_Umweltkonferenz\\_Naturfreunde\\_OEsterreich\\_Salzburg\\_Energiewende\\_in\\_Deutschland\\_-\\_Roadmap\\_bis\\_2020-2050.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/Vortraege_GF/sk/130309_SK_Umweltkonferenz_Naturfreunde_OEsterreich_Salzburg_Energiewende_in_Deutschland_-_Roadmap_bis_2020-2050.pdf), 06.08.2015)
- /DLR 12/ DLR, Fraunhofer IWES, Ingenieurbüro für neue Energien: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht BMU FKZ 03MAP146, 29. März 2012.
- /DLR 14/ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Ludwig Bölkow Systemtechnik, Fraunhofer ISE: KBB Underground Technologies  
Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, Stuttgart 2014
- /DVG 14/ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) e.V.: DVGW-Arbeitsblatt G 265-1 "Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze; Teil 1: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme". Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn, 2014.
- /EGN 18/ Andreas Kühl, [www.energynet.de](http://www.energynet.de): "Wo bleibt die erneuerbare Prozesswärme in der Industrie?"  
<https://www.energynet.de/2018/04/11/erneuerbare-prozesswaerme-industrie/>, zuletzt aufgerufen am 18.03.2019

- /EMO 13/ e-mobil BW GmbH, Fraunhofer ISE, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg: Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität – Entwicklungsstand und Forschungsbedarf, März 2013.
- /ENE 19/ Dipl.-Ing. Michael Wenske: „Wasserstoff Herstellung per Elektrolyse“ ENERTRAG AG Dauerthal, 2016
- /EUK 20/ Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. Brüssel, 8.7.2020, abgerufen unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>
- /EUK 19/ Europäische Kommission: Frequently Asked Questions - Industrial Emissions Directive (IED) 2010/75/EU, abgerufen am 10.12.2019 unter <https://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/faq.htm>
- /FNB 21/ FNB Gas - Verband deutscher Fernleitungsnetzbetreiber: Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz (H<sub>2</sub>-Netz), abgerufen am 18.01.2021 unter <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>
- /GAH 12/ Gahleitner, G.: Hydrogen from renewable electricity, “*An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications*”, International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 2039-2061. 31.12.2012.
- /GRI 06/ Grigoriev, S. A., Poremsky, V. I., Fateev, V. N. (2006) Pure Hydrogen Production by PEM Electrolysis for Hydrogen Energy. International Journal of Hydrogen Energy, 31 (2), 171-175.
- /HEL 18/ [www.helmeth.eu](http://www.helmeth.eu): “Integrated P2G process” <http://www.helmeth.eu/index.php/technologies/integrated-p2g-process>, zuletzt aufgerufen am 26.03.2019

- /HEY 12/ Hey, B., „*Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*“, Masterarbeit, 26.10.2012.
- /HSR 17/ Prof. Dr. Markus Friedl et al.: Vorlesungsskript „Thermodynamik von Power-to-Gas“, Hochschule für Technik Rapperswil, Oktober 2017
- /HVO 20/ DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.: „*H2 vor Ort – Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen*“, November 2020
- /IEA 19/ International Energy Agency: The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities. Technology report. Juni 2019, abgerufen unter <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- /IEA 20/ International Energy Agency: Hydrogen, More Efforts Needed. Tracking report. Juni 2020, abgerufen unter <https://www.iea.org/reports/hydrogen#tracking-progress>
- /KIT 18/ [www.kit.edu](http://www.kit.edu): „Power-to-Gas mit hohem Wirkungsgrad“ [https://www.kit.edu/kit/pi\\_2018\\_009\\_power-to-gas-mit-hohem-wirkungsgrad.php](https://www.kit.edu/kit/pi_2018_009_power-to-gas-mit-hohem-wirkungsgrad.php), zuletzt aufgerufen am 26.03.2019
- /KOR 15/ Kornrumpf, T.; Wolter, D.; Stötzel, M.; Zdrallek, M. (2015): Die Zukunft des Energiesystems – Erkenntnisse aus einer Studienanalyse des DVGW und VDE, DVGW energie | wasser-praxis 12/2015 – Jahresrevue, Bonn
- /LOH 21/ Lohmann, H.: Wasserstoffregulierung nimmt Form an, Energate messenger, abgerufen am 21.01.2021 unter <https://www.energate-messenger.de/news/209008/wasserstoffregulierung-nimmt-form-an>
- /LEM 18/ PD Dr. Andreas Lemmer, Timo Ullrich (Universität Hohenheim): Biogas: Einsatz der biologischen Methanisierung für PtG-Konzepte, Teilprojekt 2: Fermentative Hochdruckmethanisierung von Wasserstoff“, März 2018

- /MAR 07/ Marshall, A., Børresen, B., Hagen, G., Tsytkin, M., Tunold, R. (2007) Hydrogen Production by Advanced Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolysers – Reduced Energy Consumption by Improved Electrocatalysis. *Energy*, 32 (4), 431-436.
- /MAR 19/ Marcogaz: Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use. 01.10.2019. Abgerufen unter [https://www.marcogaz.org/app/download/8105290863/TF\\_H2-427.pdf?t=1602849054](https://www.marcogaz.org/app/download/8105290863/TF_H2-427.pdf?t=1602849054)
- /MIL 18/ S. Milanzi et al: Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens, Kopernikus Projekte, Juli 2018
- /NOW 11/ Tom Smolinka et al.: NOW Studie “Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“, Revision 1 (05.07.2011)
- /NOW 18/ Tom Smolinka et al.: „Studie IndWEDe – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“, Berlin 2018
- /OEK 13/ P. Karsten et al.: Öko-Institut Working Paper 1/2013 „Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive“, Freiburg 2013
- /RAC 17/ Fabian Rachow: “Dissertation: Prozessoptimierung für die Methanisierung von CO<sub>2</sub> – Vom Labor zum Technikum“, BTU Cottbus-Senftenberg 2017
- /RAS 03/ Rasten, E., Hagen, G., Tunold, R. (2003) Electrocatalysis in Water Electrolysis with Solid Polymer Electrolyte. *Electrochimica Acta*, 48 (25-26), 3945-3952.
- /REF 20/ <https://refhyne.eu/de/ueber/>, abgerufen am 23.10.2020

- /SCH 15/ Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., Stolten, D.,  
 “Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic as-  
 sessment for a case study in Germany”, International Journal of hydrogen  
 energy 40 (2015) 4285-4294. 25.02.2015.
- /SHR 20/ <https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2019/refhyne.html>,  
 abgerufen am 23.10.2020
- /STE 15/ M. Sterner: Bedeutung der Notwendigkeit von Windgas für die Energie-  
 wende in Deutschland – Windgasstudie, August 2015.
- /STE 17/ M. Sterner, Ingo Stadler (2017): Energiespeicher – Bedarf, Technologien,  
 Integration, Springer Verlag GmbH Deutschland 2017
- /TJA 17/ G. Tjarks: „PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas-An-  
 lagen“, Dissertation an der RWTH Aachen, 12.01.2017
- /TÜV 19/ Auszug aus „Energiewelt Wasserstoff“, TÜV Süddeutschland Holding AG  
[https://www.linde-gas.de/de/images/Technologie1\\_tcm565-71301.pdf](https://www.linde-gas.de/de/images/Technologie1_tcm565-71301.pdf), zu-  
 letzt aufgerufen am 18.03.2019
- /UBA 19/ Umweltbundesamt: Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger  
 Klimabeitrag des Gassektors, April 2019.
- /ZAP 17/ Zapf. M.: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem –  
 Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten, Springer Vieweg  
 Verlag, ISBN 978-3-658-15072-3, 2017.
- /VGB 18/ VGB PowerTech e.V.: Anwendungsrichtlinie Teil 41: Power to Gas, ISBN:  
 978-3-96284-071-6. 02.07.2018
- /VIE 15/ Viessmann Werke GmbH & Co. KG, „Power-to-Gas-Anlage in Betrieb ge-  
 nommen – Schlüsseltechnologie zum Gelingen der Energiewende“, Pres-  
 semeldung. 03.2015.
- /VKU 15/ Verband kommunaler Unternehmen (VKU): Power to Gas – Chancen und  
 Risiken für kommunale Unternehmen, Dezember 2015.

- /ZSW 13/ A. Brinner (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, ZSW) (2013) Elektrolyse – Basics I-V
- /ZSW 18/ A. Brinner, M. Schmidt, S. Schwarz, L. Wagener, U. Zuberbühler (ZSW), Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende, April 2018.
- /ZSW 17a/ Maike Schmidt et al.: Technologiebericht 4.2a Power-to-Gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende, 15.12.2017
- /ZSW 17b/ Jörg Kretzschmar: Technologiebericht 4.2b Power-to-Gas (Methanisierung biologisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende, 15.12.2017



## Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Steigende Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement /BUN 16/.....	5
Abb. 4.1	Fragebogen-Auswertung: Nutzungszweige.....	29
Abb. 4.2	Fragebogen-Auswertung: Genehmigungsverfahren nach Anlagengröße .....	30
Abb. 5.1	Übersicht über PtG-Projekte in Deutschland (Stand: April 2019) .....	35
Abb. 6.1	Systemgrenze: Ausgang Gasnetzeinspeisung.....	39
Abb. 6.2	Referenz-PtG-Anlage .....	40
Abb. 6.3	Energieflussdiagramm .....	50
Abb. 6.4	Aufbau einer typischen PtG-Anlage, wie sie im Rahmen des Vorhabens behandelt wurde .....	62
Abb. 6.5	Aktuelle Entwicklungen zur Erweiterung von Erzeugungs- und Nutzungsmöglichkeiten im Rahmen von PtG-Anlagen.....	63
Abb. 7.1	Überblicksmatrix Referenzfälle .....	65
Abb. 8.1	Darstellung der Haupt-, Neben- und Hilfssystemen nach Definitionen des VGB anhand einer generischen PtG-Anlage mit Elektrolyse und Methanisierung. Urheber: GRS.....	75



## Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1	Übersicht über durchgeführte Veranstaltungen .....	11
Tab. 3.2	Auflistung des durchgeführten Behördenfeedbacks .....	22
Tab. 5.1	Übersicht über PtG-Anlagen in Deutschland zum Ende des Vorhabens .....	36
Tab. 6.1	Max. Leistungsaufnahme von Elektrolyseuren /STE 15/, /MIL 18/ .....	41
Tab. 6.2	Max. Erzeugungsmenge von Wasserstoff /STE 15/ .....	42
Tab. 6.3	Max. Druck bei Elektrolyseuren /STE 15/ .....	43
Tab. 6.4	Leistungs- und Stromdichten von Elektrolyseuren /STE 15/ .....	45
Tab. 6.5	Für Elektrolyseure eingesetzte Materialien /ZSW 18/ .....	46
Tab. 6.6	Wirkungsgrade von Elektrolyseuren. /STE 15/, /STE 17/, /TJA 17/, /ZSW 18/, /MIL 18/ .....	47
Tab. 6.7	Wirkungsgrade nach /STE 15/ und /ZAP 17/ .....	48
Tab. 6.8	Wirkungsgrade des Gesamtsystems (Strom zu H <sub>2</sub> zu CH <sub>4</sub> ) .....	49
Tab. 6.9	Wirkungsgrade von Einzelkomponenten /DLR 12/, /STE 15/, ZAP 17/ .....	50
Tab. 6.10	Teillastfähigkeit der Elektrolyse-Arten. /NOW 11/, /STE 15/, /MIL 18/ .....	52
Tab. 6.11	Anforderungen aus Nutzungszweigspezifika an PtG-Anlage .....	60
Tab. 6.12	Anforderungs-Matrix .....	61
Tab. 8.1	Übersicht aktueller Regelwerksentwicklungen .....	71

**Gesellschaft für Anlagen-  
und Reaktorsicherheit  
(GRS) gGmbH**

Schwertnergasse 1  
**50667 Köln**  
Telefon +49 221 2068-0  
Telefax +49 221 2068-888

Forschungszentrum  
Boltzmannstraße 14  
**85748 Garching b. München**  
Telefon +49 89 32004-0  
Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200  
**10719 Berlin**  
Telefon +49 30 88589-0  
Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4  
**38122 Braunschweig**  
Telefon +49 531 8012-0  
Telefax +49 531 8012-200

[www.grs.de](http://www.grs.de)

**Bergische Universität Wuppertal (BUW)**  
Lehrstuhl für  
Elektrische Energieversorgungstechnik  
Rainer-Gruenter-Str. 21  
42119 Wuppertal

**DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH  
(DBI GUT)**  
Karl-Heine-Str. 109/111  
04229 Leipzig

**Deutscher Verein des Gas-  
und Wasserfaches (DVGW) e.V.**  
Josef-Wirmer-Str. 1-3  
53123 Bonn

**Uniper Energy Storage GmbH**  
Franziusstraße 12  
40219 Düsseldorf

**ISBN 978-3-949088-29-2**