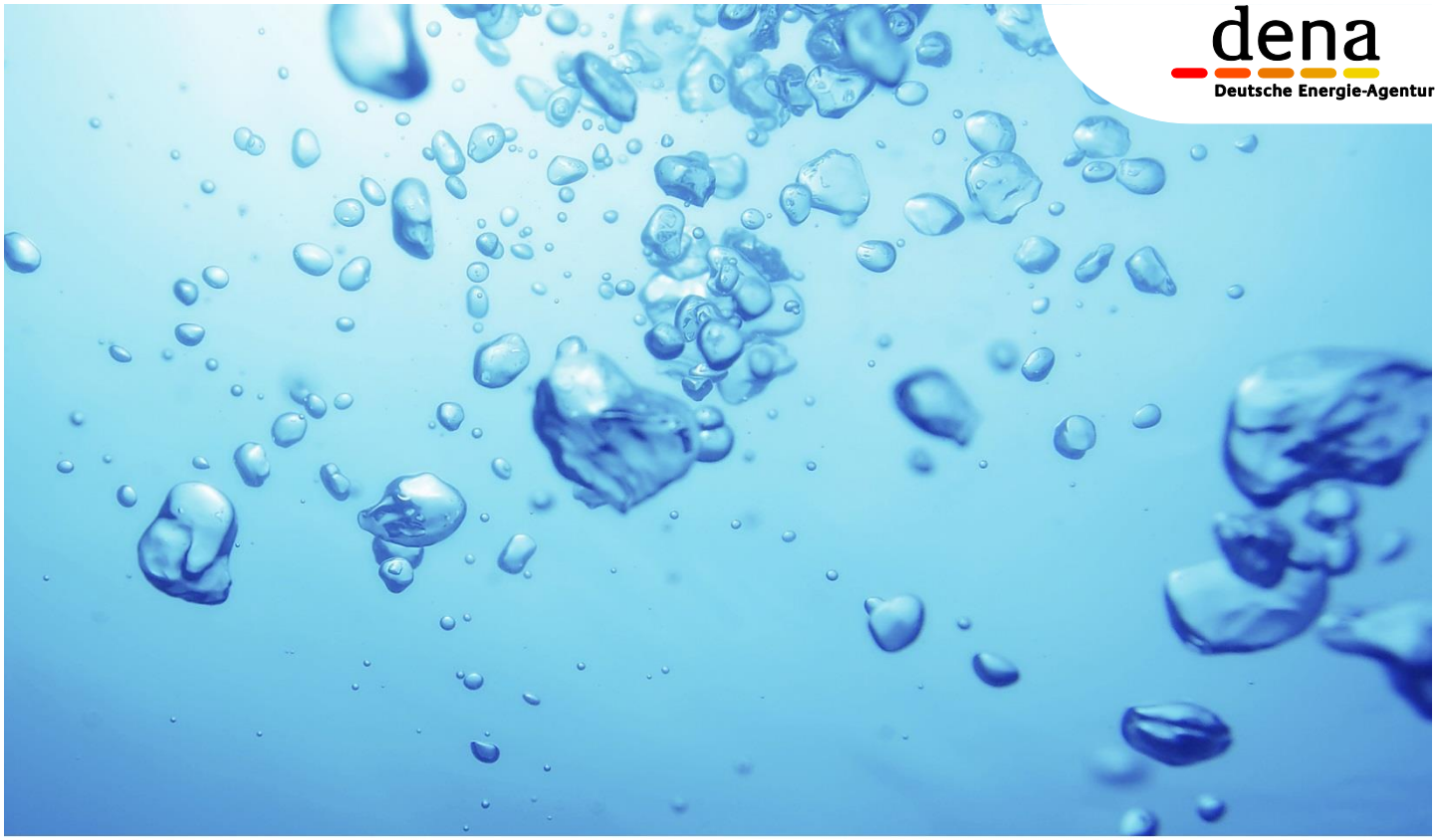
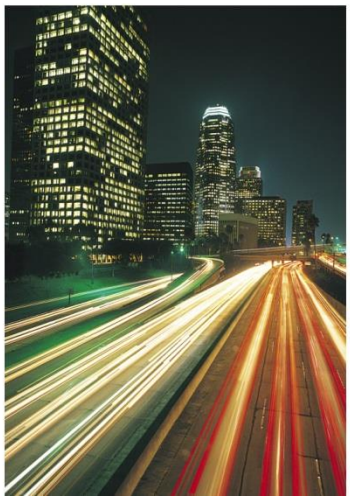
dena
Deutsche Energie-Agentur





Potenzialatlas Power to Gas.

Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen.

Impressum.

Herausgeber.
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65-600
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren.
Carolin Schenuit, dena
Reemt Heuke, dena
Jan Paschke, dena

Stand: Juni 2016
Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Diese Publikation wurde erstellt mit freundlicher Unterstützung durch:

Partner der dena Strategieplattform Power to Gas:
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.; EnBW Energie Baden-Württemberg AG; ENERTRAG AG; Evonik Industries AG; EXYTRON GmbH; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Gasunie Deutschland Services GmbH; Hydrogenics GmH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; ITM Power GmbH; Mitsubishi Corporation/ Mitsubishi International GmbH; Open Grid Europe GmbH; Performing Energy; Reiner Lemoine Institut gGmbH; Thüga AG; ThyssenKrupp Industrial Solutions AG; UGS Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH; Uniper Energy Storage GmbH; Viessmann Werke GmbH & Co. KG; Volkswagen AG; Verband kommunaler Unternehmen e.V.; WINGAS GmbH; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

Assoziierte Partner der dena-Strategieplattform Power to Gas:
Amprion GmbH; ChemCoast e.V.; Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH; erdgas schwaben GmbH; EWE AG; Ministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg; Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen; Ontras Gastransport GmbH; Salzgitter Flachstahl GmbH; TenneT SO GmbH; terranets bw GmbH; WEMAG AG; Westnetz GmbH.

Inhalt.

Zusammenfassung: Ergebnisse und Handlungsempfehlungen. 1

1 Einleitung. 10

1.1 Motivation und Ziele des Potenzialatlas Power to Gas. 10

2 Aktueller Stand der Forschung. 13

2.1 Power to Gas zur Dekarbonisierung der Energieverbrauchssektoren. 13

2.2 Power to Gas zur Unterstützung der Systemintegration von erneuerbaren Energien. 17

2.3 Wirtschaftliche Einordnung und Integration von Power to Gas in Transportinfrastrukturen. 20

2.3.1 Wirtschaftlichkeit. 20

2.3.2 Integration in Transportinfrastrukturen. 22

3 Potenziale für Power to Gas – Anwendungen, Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen. 24

3.1 Potenziale für Power to Gas im Stromsektor. 26

3.1.1 Anwendungen. 26

3.1.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen. 28

3.2 Potenziale von Power to Gas in der technologischen Entwicklung. 33

3.2.1 Anwendungen. 33

3.2.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen. 35

3.3 Potenziale für Power to Gas im Gassektor. 36

3.3.1 Anwendungen. 36

3.3.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen. 39

3.4 Potenziale für Power to Gas in der industriellen Nutzung. 41

3.4.1 Anwendungen. 41

3.4.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen. 45

3.5 Potenziale für Power to Gas im Wärmesektor..... 46

3.5.1 Anwendungen..... 46

3.5.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen. 48

3.6 Potenziale für Power to Gas im Mobilitätssektor. 49

3.6.1 Anwendungen..... 49

3.6.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen. 54

3.7 Handlungsempfehlungen. 57

4 Potenziale für Power to Gas – regionale und zeitliche Entwicklung. 60

4.1 Zentrale Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen. 61

4.2 Regionale Verteilung von Pilotprojekten..... 63

4.2.1 Mobilität. 64

4.2.2 Wärmeversorgung. 64

4.2.3 Industrielle Nutzung. 65

4.2.4 Laufende Projekte und Aktivitäten..... 66

4.3 Zeitlicher und regionaler Verlauf der weiteren Entwicklung der Potenziale für Power to Gas..... 68

4.3.1 Mobilität. 71

4.3.2 Wärmeversorgung. 75

4.3.3 Industrielle Nutzung. 76

4.3.4 Zusammenfassende Darstellung. 79

4.4 Handlungsempfehlungen. 83

5 Abbildungsverzeichnis. 85

6 Tabellenverzeichnis. 87

7 Literaturverzeichnis..... 88

8 Abkürzungen. 93

Anhang 1 – Projekttabellen. 96

Zusammenfassung: Ergebnisse und Handlungsempfehlungen.

Der Potenzialatlas Power to Gas wurde im Rahmen der Strategieplattform Power to Gas durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) erarbeitet. Mit der Erstellung des Potenzialatlas Power to Gas sollen die Vielfalt der Technologien und die innovativen Möglichkeiten von Geschäftsmodellen zur Nutzung der sektorübergreifenden Systemlösung Power to Gas aufgezeigt werden.

Power to Gas ist die einzige heute verfügbare Technologie, die sowohl eine Langfristspeicherung von erneuerbarem Strom ermöglicht als auch dessen Nutzbarmachung in allen anderen Energieverbrauchssektoren. Beides ist im Kontext des Pariser Klimaschutzabkommens besonders wichtig. Eine weitgehende Dekarbonisierung, wie sie zur Erreichung des 1,5°C-Ziels nötig ist, kann nur durch deutlich verstärkte Maßnahmen in allen Energieverbrauchssektoren erreicht werden. Power to Gas kann der Schlüssel dazu sein. Dafür ist es aber erforderlich, dass die Technologie vom Forschungsstadium in die Markteinführung kommt. Wie der Potenzialatlas Power to Gas aufzeigt, sind dafür vor allem regulatorische Anpassungen nötig. Diese können zunächst auch nur auf einzelne der möglichen Nutzungspfade zugeschnitten sein, wichtig ist vor allem, dass Marktteilnahme ermöglicht wird. Damit einher können dann der Aufbau von Produktionskapazitäten und die Senkung von Produktionskosten gehen. Das kann perspektivisch auch zu positiven wirtschaftlichen Effekten führen, indem Technologieführerschaft gesichert wird und Exportchancen entstehen können.

In 2015 wurden wichtige energie- und klimapolitische Grundsatzentscheidungen getroffen.

Die Rolle von Power to Gas im Energiesystem muss deswegen neu bewertet werden.

Einige Bundesländer haben die strategische Bedeutung von Power to Gas bereits für sich erkannt und unterstützen Forschung und Pilotprojekte zu Power to Gas. Die relevanten regulatorischen Stellschrauben liegen aber auf Bundesebene.

Hintergrund: Power to Gas konkret einplanen, um Klimaschutzziele zu erreichen.

Es gibt im Bereich Energie- und Klimapolitik einige Faktoren, die dazu führen, dass die Wichtigkeit und Schnelligkeit der Marktentwicklung von Power to Gas neu diskutiert werden sollte.

Im Dezember 2015 wurden auf der UN-Klimakonferenz in Paris weitreichende Zielsetzungen zur Reduktion der weltweiten Treibhausgasemissionen vereinbart. Parallel dazu hat die Bundesregierung 2015 die Grundsatzentscheidung für ein neues, stärker auf Nutzung von Preissignalen setzendes Strommarktdesign getroffen, dessen Umsetzung im Rahmen des Strommarktgesetzes zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Potenzialatlas unmittelbar bevorsteht. Gleichzeitig sind die Kosten für das Einspeisemanagement von erneuerbarer Energie sowie für Redispatchmaßnahmen, vor allem aufgrund verzögerten Netzausbaus, in 2015 massiv gestiegen. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung

Gas 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) deutlich gemacht, dass ein Einbezug von Power to Gas in die Gasnetzentwicklungsplanung zur Zeit noch nicht möglich sei[1]. Die Rolle der Gasnetze bei der zukünftigen Speicherung von erneuerbarem Strom und der konkrete Speicherbedarf sei nach Einschätzung der FNB noch nicht absehbar.

Power to Gas ist erprobt und kann in allen Energieverbrauchssektoren genutzt werden. Das kann im Rahmen aktueller Marktstrukturen passieren. Dafür müssen regulatorische Rahmenbedingungen angepasst werden.

Um die Widersprüche zwischen strategischen Klimaschutzzielen und existierenden Hindernissen bei der Implementierung von Power to Gas aufzulösen, ist eine (Neu-)Einordnung sinnvoll, welchen Beitrag Power to Gas zur Zielerreichung leisten kann und welche Rolle es in der zukünftigen Energieversorgung einnehmen soll. Derzeit ist Power to Gas die einzige Systemlösung, mit der erneuerbare Energien in allen Verbrauchssektoren nutzbar gemacht werden können. So kann Power to Gas zu einer umfassenden Reduktion von Treibhausgasemissionen beitragen.

Ziel und Vorgehen: Stand der Erprobung und Wege zur Marktentwicklung.

Der Potenzialatlas Power to Gas untersucht, welche konkreten Nutzungsoptionen bereits heute erprobt werden und welche Marktentwicklungen kurz- und mittelfristig möglich sind. Dabei werden Einflussfaktoren auf die weitere Marktentwicklung identifiziert und Handlungsbedarfe abgeleitet, um Marktentwicklung zu ermöglichen.

Für die Analyse wurden Experten und Stakeholder aus Politik, Unternehmen, Verbänden und Forschungsinstituten durch die dena befragt und zahlreiche Studien zum Themenfeld ausgewertet. Dabei wurden die Angebotsentwicklung an erneuerbarem Strom ebenso betrachtet wie die möglichen Anwendungsbereiche und die Nachfrageentwicklung nach Power to Gas-Produkten. Die Tragfähigkeit von Geschäftsmodellen zur Herstellung und Nutzung von Power to Gas-Produkten hängt von verschiedenen Einflussfaktoren ab, die genauer analysiert wurden. Außerdem wurden wichtige Standortfaktoren für Power to Gas identifiziert.

Ergebnis: Marktchancen für Powert to Gas in allen Sektoren vorhanden.

Für die Nutzung von Wasserstoff oder Methan aus Power to Gas stehen grundsätzlich alle bekannten Nutzungsoptionen für diese Gase offen, da es chemisch keine Unterschiede zwischen den regenerativ und konventionell hergestellten Gasen gibt. Im Rahmen des Potenzialatlas wurden verschiedene Nutzungsoptionen in den Sektoren Strom, Gas, Industrie, Wärme und Mobilität untersucht.

Wird bei Power to Gas-Anwendungen auch der Effekt der Emissionsminderung angemessen berücksichtigt und dies im Rahmen des Emissionshandels (EU Emission Trading System) anerkannt, verbessert dies die Wirtschaftlichkeit beim Vergleich mit konventionellen Alternativen. Daneben können sich beim Einsatz von Power to Gas durch die Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem (z.B. Bereitstellung von Regelleistung, Nutzung anderweitig nicht-integrierbarer erneuerbare-Energien-Einspeisung) ergänzende Vorteile ergeben.

[1] Netzentwicklungsplan Gas 2015, FNB Gas

Mobilität.
Vor allem im Sektor Mobilität gibt es verhältnismäßig gute Marktaussichten, da dort ein großer Handlungsdruck zur Senkung der Treibhausgasemissionen in Kombination mit einem vergleichsweise hohen Preisniveau für Energie in Form von Kraftstoffen besteht. Auch der politische Prozess zur Anerkennung der spezifischen Eigenschaften von Power to Gas-Produkten in den gesetzlichen Regelungen im Kraftstoffbereich ist bereits relativ weit fortgeschritten. Mit einer wirksamen Umsetzung der EU-Vorgaben in nationales Recht spätestens 2017 und einer weitergehenden Anerkennung der spezifischen Eigenschaften von Power to Gas-Produkten kann eine wichtige Voraussetzung für eine weitere Marktentwicklung in diesem Sektor geschaffen werden.

Es gibt viele Anwendungsmöglichkeiten für Produkte aus Power to Gas in der Mobilität, in der Industrie, im Stromsystem und im Wärmemarkt, mit denen Treibhausgasemissionen im jeweiligen Sektor reduziert werden können.

Industrie.
Für die stoffliche Nutzung in der Industrie werden große Mengen an Wasserstoff benötigt. Erneuerbarer Wasserstoff aus Power to Gas kann aktuell aber nicht direkt mit den Kostenstrukturen von konventionell erzeugtem Wasserstoff konkurrieren. Über den Weg des Emissionshandels könnte es aber für Industrieunternehmen perspektivisch zu einer interessanten Option werden, ihre Gesamtemissionen zu optimieren. Wasserstoff aus Power to Gas wird voraussichtlich als Erstes in den Anwendungsbereichen eine valide Bezugsoption, in denen Wasserstoff per Trailer angeliefert wird oder in eher kleinen Mengen nachgefragt wird. Dort sind die Bezugspreise unter Berücksichtigung der Transportkosten bereits heute relativ hoch, so dass der Anteil der Mehrkosten bei der Herstellung bei Power to Gas weniger stark ins Gewicht fällt. Gleichzeitig wird sowohl in der Wissenschaft als auch in Unternehmen an neuen Synthesepfaden zur Herstellung von Produkten basierend auf Power to Gas gearbeitet, um Produkte auf Erdöl- und Erdgasbasis zu substituieren.

Wärme.
Synthetisches Methan aus Power to Gas kann grundsätzlich für verschiedene Anwendungen (inkl. Wärmeerzeugung) genutzt werden, ist jedoch aufgrund der hohen Gestehungskosten im Vergleich zu etablierten Gasprodukten (Erdgas und Biomethan) noch nicht konkurrenzfähig. Es gibt aber bereits erfolgreiche Versuche, Gasprodukte mit einer Zumischung an Power to Gas-Produkten an umweltbewusste Kunden zu vertreiben. Eine stärkere Nachfragedynamik wird aber voraussichtlich erst bei einer entsprechenden regulatorischen Verankerung entstehen (bspw. wenn Power to Gas-Produkte für die Wärmeversorgung von Neubauten im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) anteilig der Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energien zugerechnet werden).

Strom.
Power to Gas-Anlagen können zur Frequenzhaltung im Stromnetz durch Erbringung von Regelleistung und als Überbrückung und teilweise Ersatz des schleppend voranschreitenden Netzausbaus dienen. Bei einer höheren Durchdringung im Strommarkt kann Power to Gas als Langzeitspeicher die Exportabhängigkeit senken und die inländische Wertschöpfung steigern.

Die Nutzungsoption der Rückverstromung wird als wirtschaftlich am wenigsten attraktiv eingeschätzt, da die Anzahl der Volllast- bzw. Betriebsstunden mit sehr günstigen Strombezugskosten auf absehbare Zeit relativ gering bleiben wird. Die derzeitigen Marktbedingungen reizen diese Form der Stromspeicherung nicht an.

Ergebnis: Clusterregionen in ganz Deutschland identifiziert.

Basierend auf den Expertenbefragungen, eigenen Recherchen und den Analysen und Einschätzungen zur zeitlichen Entwicklung der einzelnen Nutzungspfade wurden Clusterregionen identifiziert. In diesen Regionen wird in den nächsten Jahren eine zunehmend dynamische Entwicklung bei der Anwendung von Power to Gas erwartet. Voraussetzung für das Entstehen einer solchen Dynamik ist aber die Umsetzung von wesentlichen Maßnahmen, vor allem im Bereich Regulierung und Technologieentwicklung. Die potenziellen Clusterregionen sind regions- und länderübergreifend identifiziert worden:

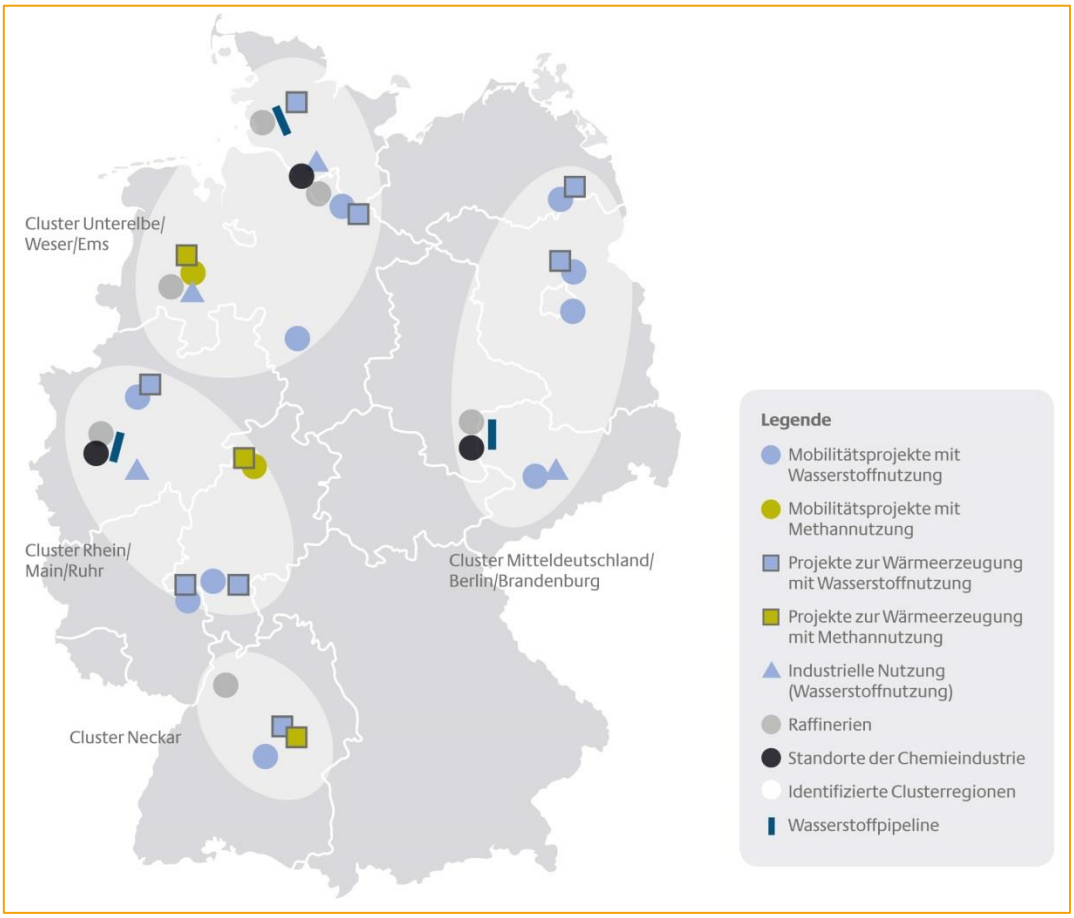


Abbildung 1: Identifizierte Cluster-Regionen für Power to Gas.

Verschiedene bundesweite Förderprogramme, die Power to Gas-Aktivitäten unterstützen, sind grundsätzlich deutschlandweit nutzbar. Sie werden in den identifizierten Clusterregionen oft aktiver genutzt als in anderen Regionen.

Cluster Rhein / Main / Ruhr.
Vor allem im Raum Rhein / Main / Ruhr sind verstärkte Aktivitäten im Bereich Power to Gas absehbar. Unter anderem gibt es Beschaffungsinitiativen für Brennstoffzellenbusse im ÖPNV und Projekte zur Anwendung von Wasserstoffantrieben im Schienenverkehr, so dass ein Fokus auf dem Nutzungspfad Mobilität erkennbar ist. Mittel- bis langfristig wird auch an Industriestandorten eine dynamische Entwicklung bei der Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erwartet. Dazu tragen laufende und geplante Forschungsaktivitäten zur Nutzung von Power to Gas bei der Erzeugung von chemischen Grundstoffen und die erwarteten gesetzlichen Änderungen zur Anerkennung von Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien hergestellt wurde, in Raffinerieprozessen bei. Auch die Landesregierungen von Hessen und NRW unterstützen Wasserstoff- und Power to Gas-Aktivitäten im Rahmen des Programms „NRW Hydrogen HyWay“ und der hessischen Wasserstoff und Brennstoffzelleninitiative. In Nordrhein-Westfalen kann die Rhein-Ruhr-Wasserstoff-Pipeline mit einer Länge von 240 km ein wichtiger Nukleus für die weitere Entwicklung einer Wasserstoff-Infrastruktur sein.

Cluster Mitteldeutschland / Berlin / Brandenburg.
In der Region Leuna wird an Industriestandorten, vor allem getrieben durch das Hypos-Projekt, mittel- bis langfristig eine verstärkte industrielle Nutzung von Power to Gas erwartet. Die dort bereits vorhandene und genutzte Wasserstoffpipeline ist dabei ein wichtiger Baustein der geplanten Entwicklung. Im Großraum Berlin werden basierend auf bestehenden Projekten kurzfristig weitere Aktivitäten in der Mobilität, vor allem beim Ausbau von Wasserstofftankstellen, erwartet. Das Wirtschaftsministerium in Brandenburg plant außerdem, eine Förderrichtlinie für Energiespeicher zu verabschieden, bei der u.a. Power to Gas ein Schwerpunkt werden soll. Im Cluster Mitteldeutschland / Berlin / Brandenburg sind große Kapazitäten fluktuierender erneuerbarer Energien installiert, ebenso ist eine gute Gasnetzinfrastruktur mit Gasspeichern vorhanden.

Cluster Unterelbe / Weser / Ems.
In der Region Unterelbe / Weser / Ems werden kurzfristig, unter anderem durch die Initiativen der Landesregierungen verstärkt, Entwicklungen von Power to Gas im Bereich Mobilität erwartet. Beispielsweise hat der Hamburger Senat beschlossen, dass ab 2020 in kommunalen Verkehrsbetrieben nur noch emissionsfreie Linienbusse wie z.B. Brennstoffzellenbusse beschafft werden dürfen. Die Niedersächsische Landesregierung unterstützt das BetHy-Projekt, um die Anwendung von Wasserstoffantrieben im Schienenverkehr zu erproben. Große industrielle Akteure in der Region haben sich außerdem bei der Erarbeitung eines integrierten Power to Gas-Konzepts durch die ChemCoast-Initiative klar positioniert und vernetzt.

Cluster Neckar.
Im Raum Neckar und Umgebung werden bereits kurzfristig weitere Projekte zur Nutzung von Wasserstoff im Mobilitätsbereich erwartet, da zu diesem Thema bereits verschiedene Projekte durchgeführt wurden und die Landesregierung Baden-Württemberg das Thema klar unterstützt. Mit dem Innovationsprogramm Wasserstoffinfrastruktur Baden-Württemberg fördert die Landesregierung den Auf-

bau der Wasserstoffinfrastruktur in Baden-Württemberg wie Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge, aber auch Anlagen zur Herstellung und Speicherung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom. Auch der Automobilhersteller Daimler treibt die Entwicklung von PKWs mit Brennstoffzellenantrieben voran und unterstützt dadurch die Ziele der Landesregierung, verstärkt Wasserstoff im Mobilitätsbereich einzusetzen.

Handlungsempfehlungen.

Die vorangegangen Ausführungen zeigen, dass bereits verschiedene Aktivitäten und Entwicklungen im Bereich Power to Gas, vor allem in den Cluster-Regionen, durchgeführt werden. Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit von Power to Gas-Projekten unter den derzeitigen Markt- und Rahmenbedingungen schwer darstellbar, so dass der mögliche Beitrag von Power to Gas zur Reduktion von Treibhausgasen nicht umgesetzt werden kann. Um dies zukünftig zu ermöglichen spricht die Strategieplattform Power to Gas folgende Handlungsempfehlungen aus:

Um ein Marktumfeld zu schaffen, in dem alle Vorteile von Power to Gas zum Tragen kommen, sind viele Einzelmaßnahmen nötig.

Die wichtigste Maßnahme ist die Einordnung von Power to Gas als Energiespeicher.

Regulatorische Rahmenbedingungen anpassen.

- **Power to Gas-Produkte als Energiespeicher anerkennen:** Im Zuge einer Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sollten Energiespeicher als zusätzliches Element in das Energiesystem eingeordnet werden. Funktionen und Pflichten von Energiespeichern müssen klar geregelt werden, um die notwendige Abgrenzung von zwischengespeicherter und letztverbrauchter Energie zu ermöglichen. Die bestehenden Befreiungen von Letztverbraucherabgaben für Stromspeicher als Sonderform von Energiespeichern sollte auf Energiespeicher erweitert werden, die mit der Übertragung von Energie aus dem Stromsektor in den Gas-, Wärme- oder (Flüssig-)Kraftstoffsektor ebenfalls einen erheblichen Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien leisten können. Aufgrund ihrer derzeitigen Einordnung als Letztverbraucher müssen Power to Gas-Anlagen für den Bezug von Strom nicht sachgerechte Abgaben und Umlagen zahlen, vor allem die Entrichtung der EEG-Umlage hat negative Effekte auf die Wirtschaftlichkeit.

- **Einfluss der weiteren Entwicklungen am Strommarkt berücksichtigen:** Die weitere Entwicklung von Power to Gas ist eng an die weitere Entwicklung des Stromsystems gekoppelt, da sich die Technologie auch zur Nutzung von anderweitig nicht-integrierbarem Strom anbietet. Im Zuge der geplanten Maßnahmen zur Umsetzung des Strommarkts 2.0 ist zu erwarten, dass ein größerer Flexibilitätsbedarf entsteht. Grund dafür sind steigende Anteile an erneuerbarer Energie in der Stromversorgung sowie Kraftwerksaußerbetriebnahmen u.a. im Zuge des Atomausstiegs und der Überführung von Braunkohlekraftwerken in Reservemechanismen. Gleichzeitig werden voraussichtlich mehr Zeiten mit niedrigen oder sogar negativen Strompreisen auftreten, in denen sich günstige Strombezugsoptionen ergeben. Nach aktueller regulatorischer Grundlage sind hierbei von Power to Gas-Anlagen Letztverbraucherabgaben zu entrichten, die den positiven Effekt günstiger Strombezugsoptionen abdämpfen. Eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben ist nur in Sonderfällen möglich. Abhängig von der weiteren Geschwindigkeit des Netzausbaus werden die nicht-

integrierbaren Strommengen (s.u.) zunehmen und eine Lösung für eine kosteneffiziente Verwendung dringlicher werden. Die Umsetzung der geplanten und in Bearbeitung befindlichen Gesetzesvorhaben ist ein erster wichtiger Faktor, damit die beschriebenen möglichen Entwicklungen von Power to Gas wirksam werden und so Marktteilnahmemöglichkeiten für Power to Gas entstehen können.

- **Nicht-integrierbaren Strom nutzen:** Aktuell sind der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Ausbau der Stromtransportnetze nicht synchronisiert, so dass es regional vermehrt zu Zeiten kommt, in denen der erneuerbare Strom nicht vollständig ins Stromnetz aufgenommen werden kann. Die resultierenden Abregelungen sind volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, da der Strom zwar vergütet wird, aber nicht genutzt werden kann. An dieser Stelle sollten geeignete Möglichkeiten zur Nutzung des Stroms geprüft werden, um Abregelungen von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen zu reduzieren. Als ein Vorschlag zur Eingrenzung des Problems hat das Land Schleswig Holstein im März 2016 eine Verordnung für zuschaltbare Lasten angeregt. Damit eine derartige Regelung keine Technologie systematisch bevorteilt, sollte sichergestellt werden, dass ein Instrument zur Nutzbarmachung anderweitig nicht-integrierbarer Leistungen technologieoffen ausgestaltet wird.
- **Power to Gas-Produkte als Biokraftstoff anerkennen:** Die Nutzung von Power to Gas-Produkten als Kraftstoff kann dazu beitragen, die Emissionsintensität des Verkehrssektors zu senken. Dafür ist es nötig, dass die EU-Richtlinie Fuel Quality Directive (FQD), in der eine Anerkennung und Anrechenbarkeit von aus erneuerbarem Strom hergestellten Gasen als Biokraftstoff vorgesehen ist, in deutsches Recht überführt wird. Dies sollte möglichst zeitnah und deutlich vor Ende der vorgegebenen Frist im September 2017 erfolgen. Gleichzeitig sollte auch eine Senkung der Emissionen im Prozess der Kraftstoffherstellung anerkannt werden. So kann die Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien den Bedarf an konventionell hergestelltem Wasserstoff und damit die mit der Wasserstoffherstellung in der Dampfreformierung verbundenen Emissionen deutlich senken, ohne Änderungen an der Verbraucherinfrastruktur zu implizieren.
- **Planungssicherheit für alternative Kraftstoffe erhöhen:** Die Steuerermäßigung für Erdgas und Biomethan im Mobilitätsbereich sollte bis mindestens 2026 fortgeführt werden, um Investitionen in den Tankstellenbestand und -neubau sowie in Fahrzeuge zu ermöglichen. Sollte sich innerhalb der nächsten zehn Jahre ein sehr schnelles Wachstum des Erdgaskraftstoffmarktes abzeichnen, so kann ab einem Anteil von 3 Prozent von Erdgas oder Biomethan am Kraftstoffmarkt eine Anpassung der Steuervergünstigung vorgenommen werden. Wasserstoff zur Nutzung als Kraftstoff ist derzeit steuerbefreit. Bei der Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zur Produktion von Diesel und Benzin sollte die Steuerbefreiung auf das Endprodukt anteilig angerechnet werden. Hierbei muss eine entsprechende Nachweisführung sichergestellt werden.
- **Emissionsminderungsmöglichkeiten von Power to Gas-Produkte im Rahmen des EU ETS anerkennen:** Produkte aus Power to Gas sollten im Rahmen der Emissionsberichtserstattung für das EU ETS wie gasförmige Biomasse behandelt werden, indem sie mit dem Emissionsfaktor für gasförmige Biomasse bedacht werden. So würde in Abhängigkeit vom European-Union-Allowance-Preis ein Anreiz für die Nutzung von Power to Gas-Produkten geschaffen, die im Vergleich zu konventionellen Stoffen erhebliche Emissionsminderungsmöglichkeiten aufweisen.

- **Power to Gas-Produkte im Wärmemarkt nutzbar machen:** Power to Gas-Produkte könnten bei Neubauten durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) für die Wärmeversorgung in Gebäuden nutzbar gemacht werden, indem sie der anteiligen Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energien zugerechnet werden. Eine Aufnahme der Power to Gas-Produkte in die Begriffsbestimmung von erneuerbaren Energien im Sinne des Gesetzes würde eine solche Nutzung ermöglichen. Ein entsprechender Passus sollte in die Novellierung des EEWärmeG aufgenommen werden, die für 2016 geplant ist. Im Zuge der geplanten Zusammenführung des EEWärmeG und der Energieeinsparverordnung (EnEV) sollte außerdem der derzeit festgelegte, notwendige räumliche Zusammenhang bei der Bereitstellung des erneuerbaren Gases entfallen, damit alternative Anrechnungsmöglichkeiten, wie der Bezug eines Beimischungs-Produktes, ermöglicht werden.
- **Einsatz von Power to Gas zur Netzentlastung ermöglichen:** Die derzeitige Gesetzeslage ermöglicht es grundsätzlich, Power to Gas -Anlagen zur Netzentlastung einzusetzen. Die Anerkennung der Kosten wäre aber aktuell eine Einzelfallentscheidung der Bundesnetzagentur und ist derzeit noch ohne Präzedenz. Die Bundesnetzagentur sollte die Kosten der Netzbetreiber für einen netzdienlichen Zugriff auf Power to Gas –Anlagen sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene grundsätzlich anerkennen, sofern diese in dem jeweiligen Fall ökonomisch sinnvoll zur Netzentlastung und ggf. Vermeidung von Netzausbau eingesetzt werden können.

Technologieentwicklung.

- **Zulässige Wasserstoffanteile im Gasnetz erhöhen:** Die Volumenbeschränkung für Wasserstoff im Gasnetz sollte fortlaufend analysiert und gegebenenfalls angepasst bzw. erhöht werden. Dabei müssen die Sensibilitäten bestehender Anlagen und Verbraucher berücksichtigt werden. Es muss geprüft werden, wie Komponenten kritischer Infrastruktur weiterentwickelt werden müssen, damit die Funktionstüchtigkeit dieser Anlagen bei einem steigenden Wasserstoffanteil im Gasnetz gewährleistet ist.
- **Technologieeffizienz steigern und Produktionskosten senken:** Die Technologieentwicklung im Bereich der mit Power to Gas verbundenen Technologien (verschiedene Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren) ist durch die intensivierte Forschung mittlerweile bereits sehr fortgeschritten. Weitere Effizienzsteigerungen sind nach Einschätzung der Experten noch möglich. Für eine Verbesserung der Kostenstrukturen ist dies wichtig, maßgeblich ist aber vor allem die Senkung der Produktionskosten. Diese wird bei einer entstehenden Marktdynamik vor allem durch eine steigende Nachfrage und damit das Erreichen von Skaleneffekten und Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen in der Serienfertigung erreicht.

Synergien nutzen, Clusterregionen vernetzen.

- **Verstärkter Austausch:** Die identifizierten Cluster-Regionen sollten ihre Erfahrungen sowohl innerhalb der Regionen als auch mit anderen Regionen verstärkt austauschen. Hierfür bietet sich die Etablierung von Kommunikationsstrukturen an. Bspw. können im Rahmen von Arbeitsgruppen oder Austauschplattformen erfolgreiche Ansätze und Erfolgsfaktoren von Power to Gas diskutiert werden. Diese Ansätze können anschließend in anderen Cluster-Regionen realisiert werden.
- **Konkrete Zusammenarbeit verstärken**: Auch Kommunen und Bundesländer sollten ihre Zusammenarbeit im Bereich Power to Gas ausbauen. So könnte die Nachfrage an Produkten, wie z.B.

Brennstoffzellenbussen, gebündelt werden, um die Stückkosten zu reduzieren. Durch verbesserte Beschaffungsbedingungen könnten schneller größere Stückzahlen erreicht werden, damit klarere Nachfragesignale an Hersteller gesendet werden und Investitionen in Produktionskapazitäten zur weiteren Skalierung und Kostenreduktion angereizt werden.

- **Anreize für Power to Gas auf Landesebene schaffen**: Einige Bundesländer haben bereits landesspezifische Rahmenbedingungen für bestimmte Power to Gas-Anwendungen geschaffen, die weitere Impulse für die Technologie versprechen. Ein Monitoring der Entwicklung und ein gezielter Austausch mit anderen Bundesländern sollte etabliert werden, um besonders wirksame Anreizmechanismen zu identifizieren und ggf. auch in anderen Bundesländern integrieren zu können.
- **Verstärkte Strategieabstimmung von Bund und Ländern**: Bei einer genaueren Analyse der Politik- und Fördersituation in Deutschland wird deutlich, dass die Forschungsprogramme der einzelnen Bundesländer und des Bundes uneinheitliche Signale für die Schwerpunkte der zukünftigen Markt- und Technologieentwicklung von Power to Gas senden. Hierdurch wird es Akteuren im Bereich Power to Gas erschwert, die politische Zielrichtung zu verstehen und Abschätzungen für mögliche Geschäftsmodelle zu treffen. Um klare Anreize zu schaffen, sollte die Strategieabstimmung zwischen Bund und Bundesländern deutlich ausgebaut und optimiert werden.
- **Akzeptanzfördernde Maßnahmen umsetzen:** Akzeptanz ist ein wichtiger Faktor für die Umsetzung von Projektvorhaben im Kontext Power to Gas. Um mögliche Vorbehalte in der Bevölkerung gegenüber Wasserstoff angemessen zu adressieren, sind eine frühzeitige Einbeziehung und die Bereitstellung von Informationen wichtig. Daher sollten Dialoginitiativen und Informationsangebote gemeinsam von Politik und Industrie entwickelt und durchgeführt werden. Auch hier ist ein abgestimmtes Vorgehen von bundes- und landespolitischer Ebene wichtig. Besondere Bedeutung hat außerdem der Einbezug wichtiger kommunalpolitischer Akteure, damit die Fortsetzung des Dialogs mit bekannten Ansprechpartnern ermöglicht wird.

Power to Gas in NEP-Prozesse einbinden und Fortschritte beobachten.

- **Strategische Komponente der Netzentwicklungsplanung stärken:** Im weiteren Verlauf der Energiewende sollte Power to Gas bei der Weiterentwicklung der wesentlichen Energieversorgungsstrukturen Strom und Gas aufgrund seiner übergreifenden Charakteristik ganzheitlich betrachtet werden. Dafür sollte ein Abstimmungsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern sowie den Verteilnetzbetreibern im Bereich Strom und Gas im Rahmen der Netzentwicklungsplanung entwickelt und umgesetzt werden.
- **Marktentwicklung beobachten, Steuerungsbedarf erkennen:** Konventionell hergestellter Wasserstoff und fossiles Methan kommen in Deutschland umfangreich und in unterschiedlichen Anwendungsfeldern zum Einsatz. Rein chemisch betrachtet können Power to Gas-Produkte diese zwar grundsätzlich ersetzen, die aktuellen Kostenstrukturen verhindern aber, dass dies tatsächlich im Rahmen einer Marktentwicklung geschieht. Sogar bei der Änderung wichtiger Parameter, wie der Befreiung von Letztverbraucherabgaben, würde eine übermäßige Marktentwicklungsdynamik automatisch durch die begrenzten Zeiten sehr niedriger oder negativer Preise auf dem Strommarkt, den Bedarf an Regel bzw. die begrenzten Mengen nicht-integrierbaren EE-Stroms limitiert. Die tatsächliche Marktentwicklung nach Einführung der genannten regulatorischen Änderungen sollte genau beobachtet werden, um ggf. weiteren Steuerungsbedarf erkennen zu können.

1 Einleitung.

1.1 Motivation und Ziele des Potenzialatlas Power to Gas.

Das Energiesystem in Deutschland befindet sich in einem grundlegenden Wandel. Mit dem Energiekonzept 2010 und den 2011 getroffenen Beschlüssen zum beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergienutzung hat die Bundesregierung die zentralen Weichenstellungen für eine sichere und nachhaltige Energieversorgung unter Maßgabe einer weitgehenden Dekarbonisierung gesetzt. Damit verbunden ist der stetige Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der bis 2020 einen Anteil von mindestens 35 Prozent sowie bis 2050 einen Anteil von mindestens 80 Prozent am Bruttostromverbrauch erreichen soll.

Sektorenübergreifend soll bis 2050 der Ausstoß an Treibhausgasen in Deutschland um mindestens 80 und bis zu 95% im Vergleich zu 1990 reduziert werden. Diese Ziele betten sich sowohl in die Klimastrategie der EU als auch in das im Dezember 2015 auf der 21st Conference of the Parties (COP21) der UNFCCC ausgehandelte internationale Klimaabkommen ein, das die Etablierung einer vollständig treibhausgasneutralen Wirtschaft in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts vorsieht. Da mehr als 90% der Emissionen 2014 in Deutschland energiebedingt sind oder in Industrieprozessen anfallen, kommt der Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie bei der Erreichung der Klimaschutzziele eine tragende Bedeutung zu.

Die Idee von Power to Gas

- **Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder Methan.**
- **Transport über die Gasinfrastruktur, Trailer oder Pipelines.**
- **Nutzung der gespeicherten erneuerbaren Energie auch außerhalb des Stromsektors (Wärme, Verkehr, Industrie).**
- **Verringerung der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren.**

Mit dem steigenden Anteil an Erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem in Deutschland. Der zusätzliche Bedarf an Flexibilität kann dabei über Netzausbau, Bau neuer Gasturbinen oder Lastmanagement sowie Energiespeicheroptionen wie Batterietechnologien, Pumpspeicherkraftwerke oder Power to Gas bereitgestellt werden.

Power to Gas ist derzeit die einzige Flexibilitätsoption, die sowohl die Systemintegration erneuerbarer Energien als einziger großtechnisch verfügbarer Langzeitspeicher unterstützt, als auch gleichzeitig zur Erreichung von Emissionsminderungen im Industrie-, Gebäude- und Verkehrsbereich beitragen kann. Diese Systemlösung wird in verschiedenen Pilot- und Demonstrationsprojekten erprobt.

Durch Power to Gas wird erneuerbarer Strom in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt. Damit ermöglicht Power to Gas die Speicherung von Energie über lange Zeiträume und in großen Mengen sowie die Nutzung von erneuerbarer Energie außerhalb des Stromsektors. Power to Gas kann diesen Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff bzw. Methan umwandeln, um eine Abregelung der erneuerbaren Stromerzeuger zu vermeiden und die

Energie für eine spätere Nutzung – bis hin zu einem saisonalen Ausgleich – im Stromsektor, Wärmesektor, Mobilitätssektor oder in der Industrie bereit zu stellen (siehe Abbildung 2). Dadurch werden die bereits heute teilweise überlasteten Stromverteilnetze entlastet. Die Risiken für den sicheren, technischen Betrieb der Netze werden somit reduziert und volkswirtschaftliche Zusatzkosten durch die Abregelung und Kompensation des regenerativ erzeugten Stroms vermieden, sowie ein reduzierter Bedarf an Stromnetzausbau in übergelagerten Netzen erreicht.

Durch die Übertragung der Dynamik der Energiewende im Stromsektor in die anderen Energieverbrauchssektoren kann Power to Gas einen Beitrag zur Minderung von CO_2-Emissionen leisten. Für die angestrebte Dekarbonisierung des von hoher Erdölabhängigkeit geprägten Mobilitätssektors bietet Power to Gas mit erneuerbarem Wasserstoff und durch Methanisierung gewonnenem SNG (synthetic natural gas) Alternativen für den Rohstoffwechsel zu erneuerbaren Energien. Darüber hinaus ermöglicht Power to Gas als erneuerbare Gasquelle die Substitution von fossilen Energieträgern im Wärmesektor und von Wasserstoff in industriellen Anwendungen, der aus fossilen Energieträgern gewonnen wird.

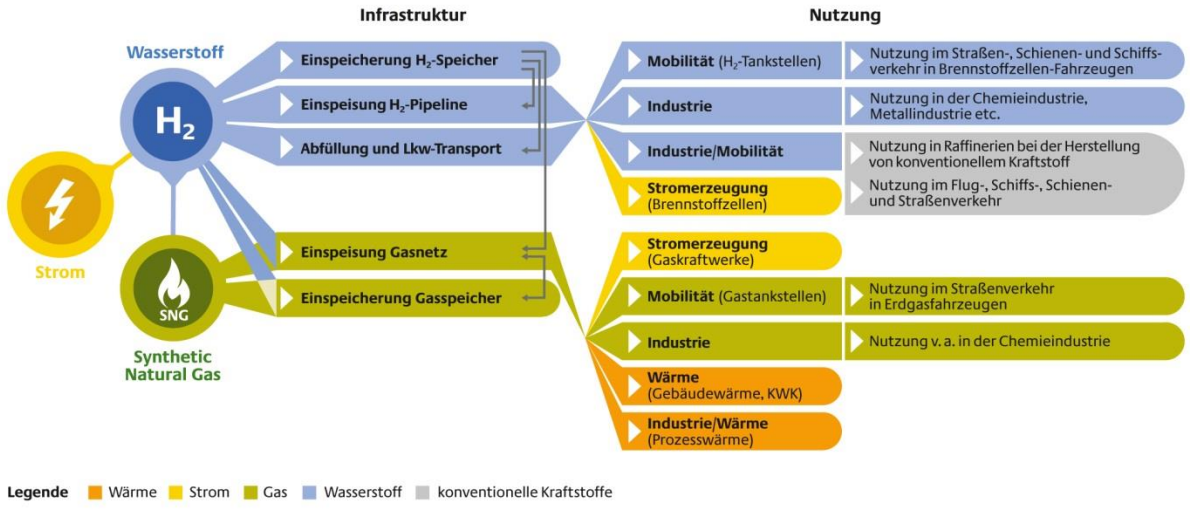


Abbildung 2: Nutzungspfade von Power to Gas.

Potenzialatlas Power to Gas

Für die Ausarbeitung des Potenzialatlas Power to Gas wurden mehr als 80 aktuelle Studien zum Thema gesichtet und Telefoninterviews mit mehr als 90 Akteuren durchgeführt (siehe Abbildung 3 für eine Übersicht der interviewten Akteure). Der Potenzialatlas fasst in Kapitel 2 die Ergebnisse der Studien und in Kapitel 3 die Einschätzungen der Akteure zusammen, und stützt sich damit auf aktuelle Marktinformationen für die Beschreibung der Potenziale von Power to Gas in den Energieverbrauchssektoren.

In Kapitel 4 wird aufgezeigt, welche nächsten Schritte im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich sind, um Power to Gas vom technischen Proof of Concept zu wirtschaftlichen Geschäftsmodellen zu bringen. Der Potenzialatlas bildet die erschließbaren Potenziale für die Anwendungspfade im Strom-, Wärme-, und Mobilitätssektor sowie in der Industrie in einem zeitlichen Verlauf ab. Zudem wird über Kartendarstellungen ein Überblick über die Vertei-

lung der Potenziale in Deutschland nach Regionen gegeben. Hierbei werden die identifizierten Standortfaktoren für die Errichtung einer Power to Gas-Anlage berücksichtigt. Zudem hebt der Potenzialatlas Best Practices für Power to Gas in Form von Leuchtturmprojekten heraus, die beispielhaft für die Umsetzung zukünftiger Projekte sein können.

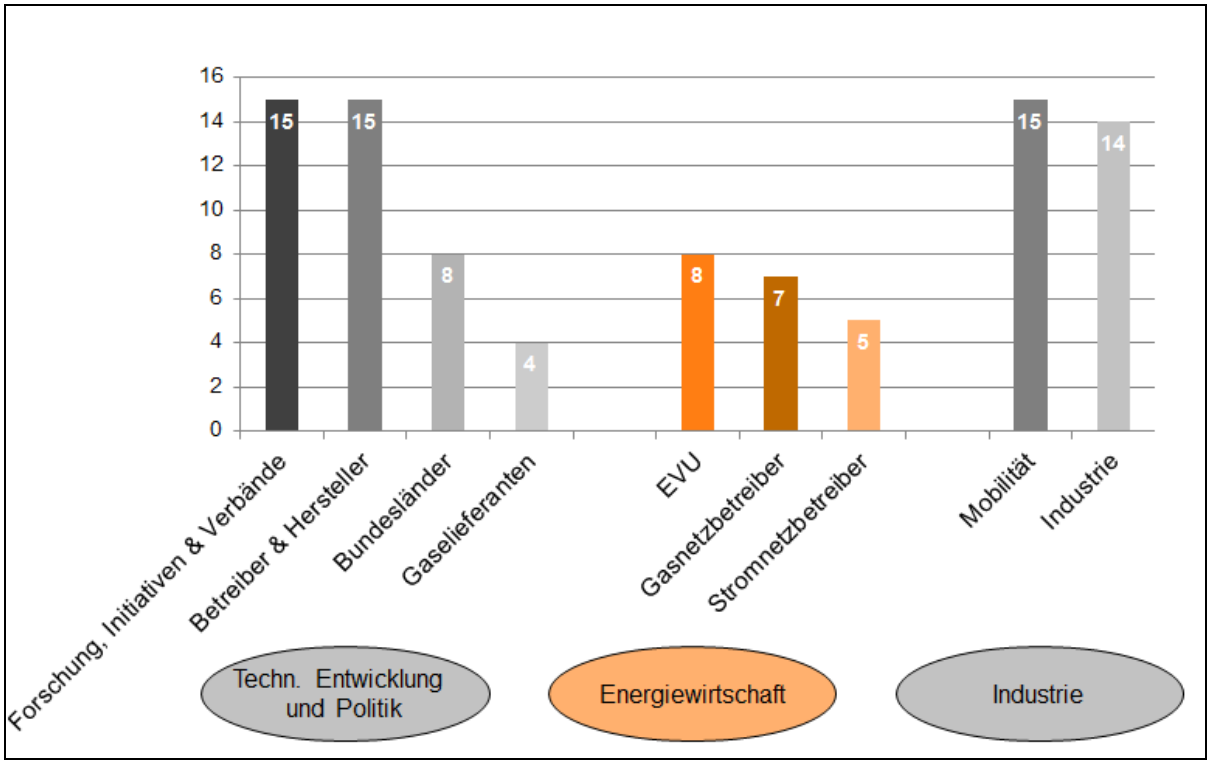


Abbildung 3: Übersicht der interviewten Akteure.

2 Aktueller Stand der Forschung.

In den letzten Jahren wurden viele Forschungsarbeiten zu den technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten von Power to Gas und der möglichen Rolle der Technologie in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien erarbeitet. Dabei wurden übergeordnete Faktoren wie der mögliche Beitrag von Power to Gas zur Minderung von CO_2-Emissionen betrachtet. Zudem wurden neben technischen Aspekten der Systemintegration auch die möglichen Kostenentwicklungen untersucht.

2.1 Power to Gas zur Dekarbonisierung der Energieverbrauchssektoren.

In weiteren Energieverbrauchssektoren können erhebliche CO_2-Einsparungen erreicht werden, wenn durch die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus Power to Gas derzeit verwendete Produkte aus fossilen Quellen ersetzt werden[2]. Abbildung 4 schlüsselt die jährlichen energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland nach Sektoren auf und vergleicht sie mit dem sektorenübergreifenden Emissionsziel für 2050. Es wird offensichtlich, dass bis 2050 in der Stromerzeugung, in der Wärmeversorgung und im Verkehr eine grundlegende Transformation vollzogen werden muss.

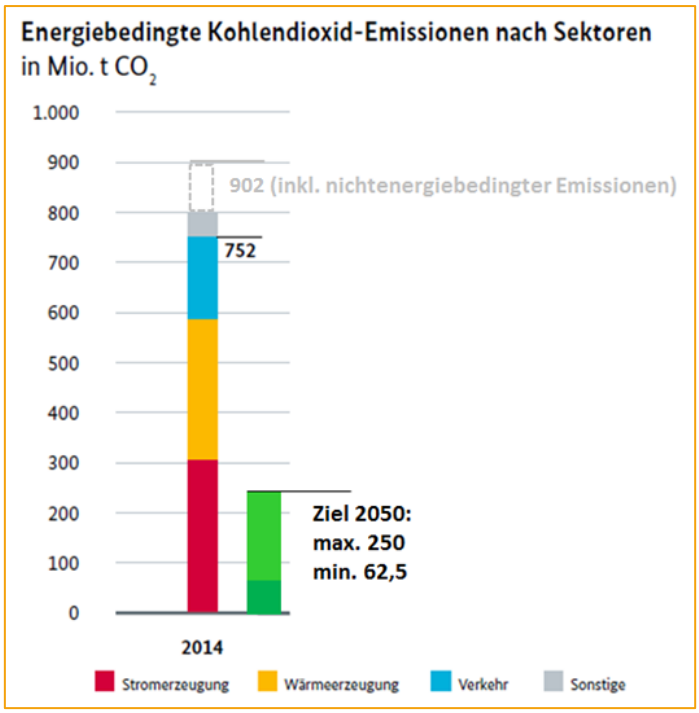


Abbildung 4: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren in 2014 und sektorenübergreifendes Ziel für 2050[3].

[2] (Bünger u. a., 2014)
[3] (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015b)

Power to Gas und Klimaschutz

Die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus Power to Gas ersetzt fossile Energieträger und unterstützt dadurch die Dekarbonisierung der Stromerzeugung, der Wärmeversorgung, des Industriesektors und des Verkehrs.

Neben dem Ausbau der Anteile erneuerbarer Energien im Stromsektor sieht das Energiekonzept der Bundesregierung für den Gebäudebereich im Vergleich zu 2005 eine Senkung des Heizwärmebedarfs um 20% bis 2020 und eine Minderung des Primärenergiebedarfs um 80% bis 2050 vor. Power to Gas bietet im Zusammenspiel mit Energieeffizienzmaßnahmen die Möglichkeit, die Wärmeversorgung von Gebäuden treibhausgasneutral zu gestalten. Erneuerbarer Wasserstoff und synthetisches Methan kann über Power to Gas-Anlagen perspektivisch in großem Maßstab zur Verfügung gestellt werden. Damit kann Power to Gas neben anderen strombasierten Wärmeoptionen (Power to Heat) die regenerative Wärmequelle Biomethan sinnvoll ergänzen, die in ihrem Nutzungspotenzial durch die beschränkte Verfügbarkeit von Energiepflanzen Grenzen hat. Im Mobilitätssektor soll in den Jahren bis 2020 der Anteil regenerativer Energien nach den Zielvorgaben der EU-Richtlinie für erneuerbare Energien (Richtlinie 2009/28/EG) auf 10% steigen. Auch hier bietet Power to Gas als erneuerbare Energiequelle die Möglichkeit, den von einer hohen Erdölabhängigkeit geprägten Sektor zu dekarbonisieren. Ergänzend zu alternativen Antriebsoptionen wie der Batterie-Elektromobilität können Power to Gas-Produkte für Antriebe mit hoher Reichweite, z.B. Erdgas- und Brennstoffzellenfahrzeuge, eingesetzt werden. Der Tankprozess für Methan bzw. Wasserstoff unterscheidet sich im Zeitaufwand und dem Umgang mit dem Kraftstoff unwesentlich von konventionellen Prozessen. Power to Gas-Produkte können also andere Biokraftstoffe im Mobilitätsbereich sinnvoll ergänzen. Zu beachten ist dabei, dass die Emissionen bei einer Zumischung zu konventionellen Kraftstoffen im Mobilitätspfad sowie bei der Nutzung von Methan in den unterschiedlichen Nutzungspfaden nicht vollständig zurückgefahren werden können, über die Pfade jedoch große Schritte zur Dekarbonisierung der Energieverbrauchssektoren möglich sind.[4]

In einem treibhausgasneutralen Szenario für Deutschland im Jahr 2050 des UBA wird für die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Chemiesektors bei erneuerbarer Vollversorgung mit zentraler Rolle von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie ein großer Bedarf an Power to Gas-Produkten berechnet, für deren Deckung eine Anlagenleistung von 55-61 GW in der chemischen Industrie und von 71-78 GW in der Mobilität benötigt würde. Auch wenn die Annahmen des Szenarios voraussichtlich in der Form nicht eintreffen werden, zeigt die Studie die Größenordnungen des Bedarfs an Power to Gas als Dekarbonisierungsoption. Die Bedarfe an Power to Gas-Anlagenleistung zur Dekarbonisierung im Verkehrs- und Chemiesektor dürften nach Einschätzung der Studie im Jahr 2050 bei einer vollständigen erneuerbaren Stromversorgung demnach um bis zu fünffach höher liegen als der Bedarf im Stromsektor zur Unterstützung der Systemintegration von erneuerbaren Energien.[5]

Die analysierten Studien nennen bisher keine Zahlen zum sektorenübergreifenden Dekarbonisierungspotenzial von Power to Gas. Sektorbezogene Potenziale zur Minderung von Treibhausgasen aus der Literatur werden im Kapitel 3 „Potenziale für Power to Gas – Anwendungen, Marktchancen und

[4] (Fürstenwerth u. a., 2014)
[5] (Sterner u. a., 2015), (Benndorf u. a., 2014)

regulatorische Rahmenbedingungen.“ spezifischer aufgeführt. An dieser Stelle sollen beispielhaft für den motorisierten Individualverkehr, für die Dampfreformierung von Erdgas zur Gewinnung von Wasserstoff (in der Industrie genutzt) und die Wärmebereitstellung mit Erdgas in Haushalten die spezifische Emissionsminderungsmöglichkeiten bei einem Übergang auf Wasserstoff bzw. Methan aus Power to Gas aufgezeigt werden. Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 7 stellen die spezifische Emissionsminderungsmöglichkeiten der ausgewählten Power to Gas-Anwendungen dar, unter der Annahme, dass für die Power to Gas -Anlagen nur erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt. Auch gilt zu beachten, dass der Ausbaupfad für erneuerbare Energien im Stromsektor bisher nicht für einen umfangreicheren Ersatz von fossilen Energieträgern in anderen Sektoren ausgelegt ist.

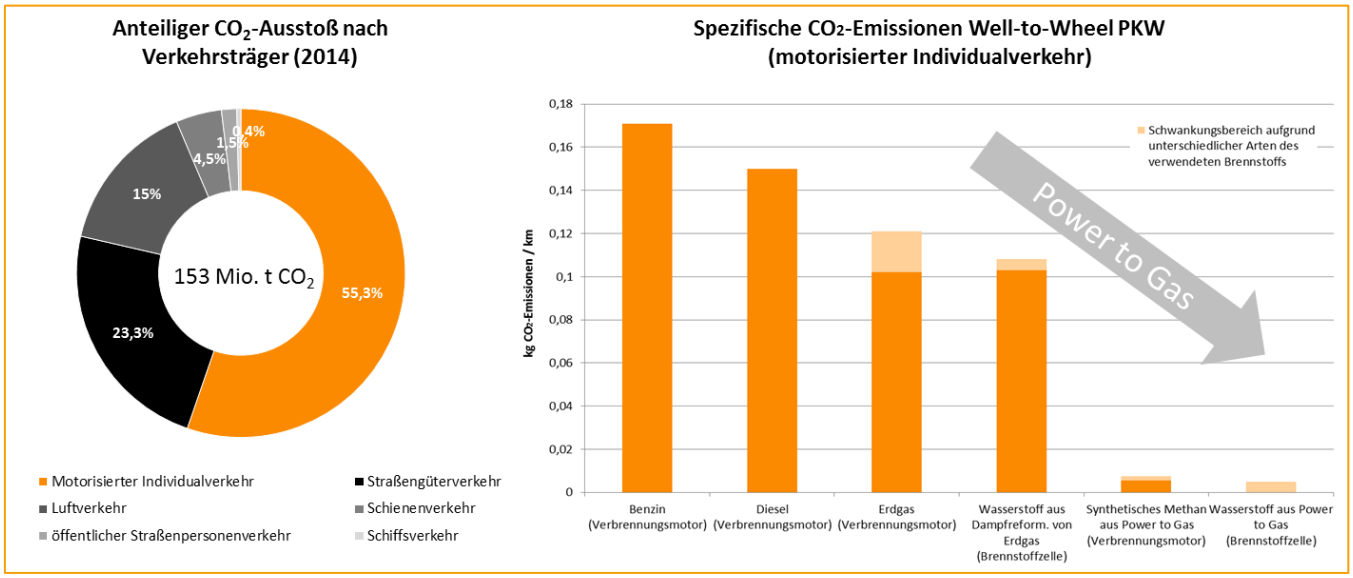


Abbildung 5: Emissionsintensität des Verkehrssektors und spezifische Emissionen des motorisierten Individualverkehrs[6]

Die in Deutschland verursachten Treibhausgasemissionen beliefen sich im Jahr 2014 auf etwa 902 Mio. t CO_{2eq}. Im Verkehrsbereich sind im Jahr 2014 etwa 153 Mio. t CO_2 an Emissionen angefallen, wovon 84,6 Mio. t CO_2 auf den motorisierten Individualverkehr entfallen[7]. Für den Bereich lassen sich für PKW die spezifischen Emissionen der einzelnen Kraftstoffe Well-to-Wheel bestimmen. Das CO_2-Reduktionspotenzial der Power to Gas-Produkte gegenüber konventionellen Kraftstoffen wie Benzin, Diesel und Erdgas kann auf mindestens 95% beziffert werden[8].

In industriellen Prozessen fällt Wasserstoff in großen Mengen direkt als Nebenprodukt an, bspw. in der Verarbeitung von Rohöl in Raffinerien. Ein Drittel des eingesetzten Wasserstoffs in der Industrie muss jedoch aus Erdgas über Dampfreformierung gewonnen werden, was einer Wasserstoffmenge von 563.700 t/a entspricht. Ein Umstieg auf erneuerbaren Wasserstoff aus Power to Gas senkt mit jeder Tonne ersetzten konventionell erzeugten Wasserstoff, der aus der Dampfreformierung von Erdgas gewonnen wird, die Treibhausgasemissionen um etwa 10 t CO_2-Äquivalente[9]. Bei einem vollständigen

[6] Eigene Abbildungen, basierend auf Werten aus (Brandt u. a., 2015), (Bünger u. a., 2014)
[7] (Brandt u. a., 2015)
[8] (Bünger u. a., 2014)
[9] Abhängig von der Erdgassorte, detaillierte Darstellung in (Schütz, Härtel, 2016)

Ersatz der Wasserstoffmenge, die heute durch Dampfreformierung gewonnen wird, könnten über Power to Gas in der Industrie theoretisch Emissionen in Höhe von ca. 5,6 Mio. t CO_2 jährlich reduziert werden.

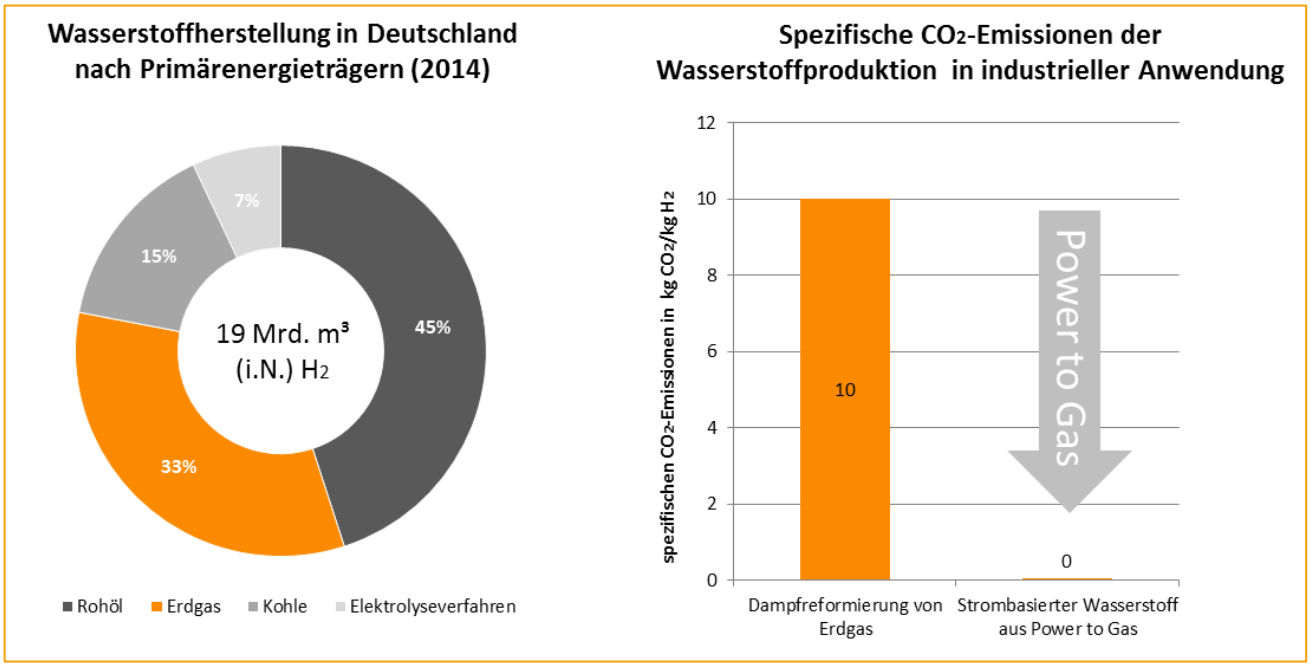


Abbildung 6: Emissionsintensität der Wasserstoffherstellung in Deutschland und spezifische Emissionen der Wasserstoffherstellung aus Power to Gas und mittels Dampfreformierung von Erdgas [10]

Der Heizenergieverbrauch der Haushalte belief sich im Jahr 2013 auf 629 TWh, der Erdgasanteil lag bei 283 TWh[11]. Bei der Gewinnung der Heizenergie über einen Gaskessel kann über die Verwendung von synthetischem Methan aus Power to Gas gegenüber einem Einsatz von Erdgas etwa 182.000 t CO_2/TWh eingespart werden[12].

[10] Eigene Abbildungen, basierend auf Werten aus (Schütz, Härtel, 2016)
[11] (Stapelberg, Seiler, 2014)
[12] (Schütz, Härtel, 2016), (Krause u. a., 2011)

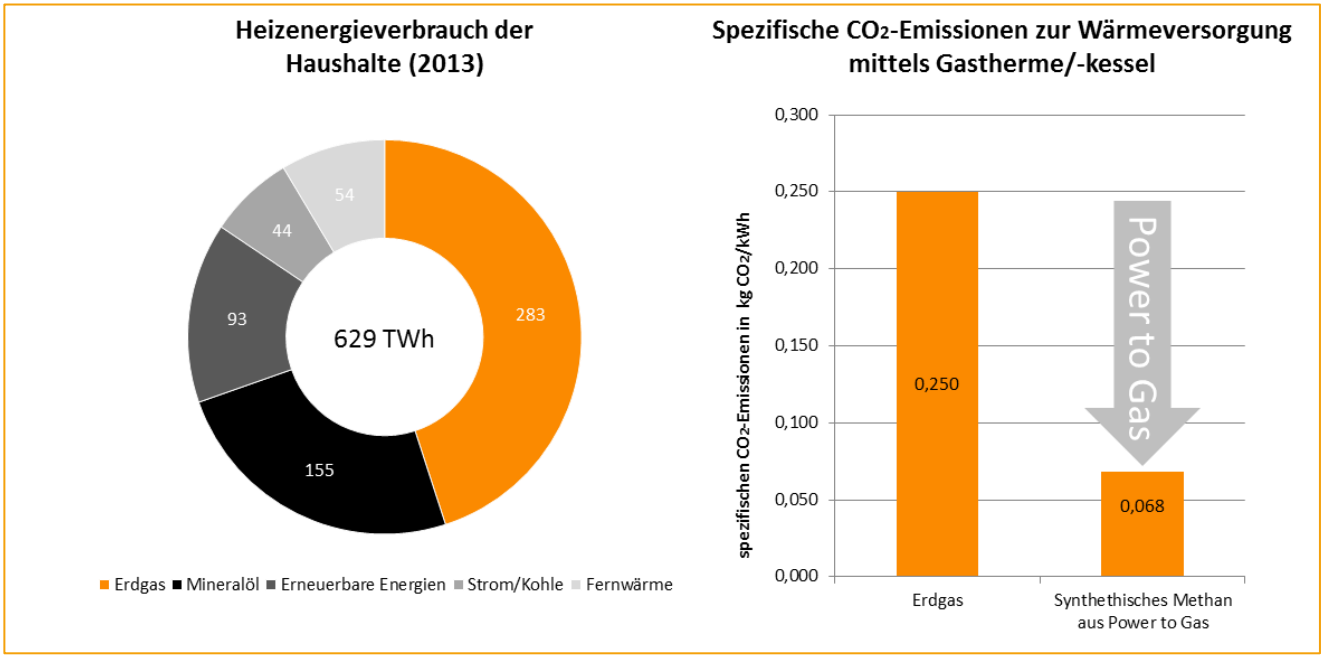


Abbildung 7: Emissionsintensität der Wärmeversorgung von Haushalten in Deutschland und spezifische Emissionen von Erdgas und synthetischem Methan aus Power to Gas[13]

2.2 Power to Gas zur Unterstützung der Systemintegration von erneuerbaren Energien.

Mit den politischen Zielvorgaben der Energiewende, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 auszubauen, wird auch in den nächsten Jahren der Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weiter steigen. Mit dem zunehmenden Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien werden aufgrund einer steigenden Überdeckung des bestehenden Strombedarfs durch Erneuerbare sowie damit verbundene Prognosefehler oder Netzengpässe Flexibilisierungs- und Speicheroptionen benötigt. In Abbildung 8 sind Abschätzungen zum Flexibilisierungs- und Speicherbedarf bis 2050 aus zehn Studien zusammengefasst.

[13] Eigene Abbildungen, basierend auf Werten aus (Schütz, Härtel, 2016)(Stapelberg, Seiler, 2014), (Krause u. a., 2011)

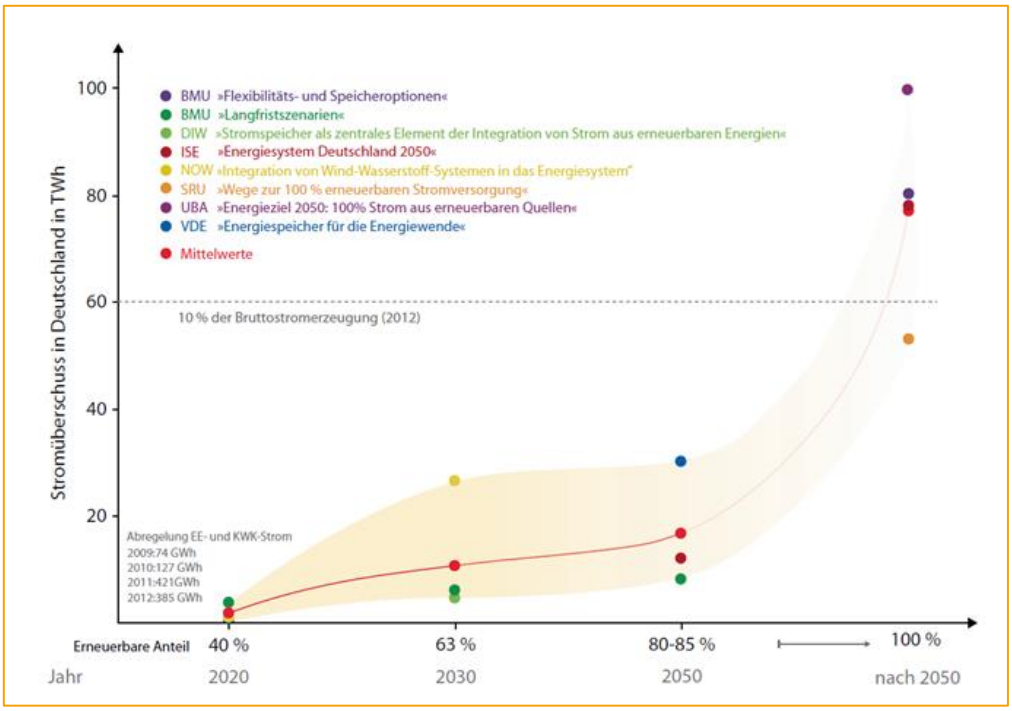


Abbildung 8: Prognostizierter Bedarf an Flexibilitäts- und Speicheroptionen in Deutschland bis 2050[14].

Der räumliche Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch erfolgt über das Stromnetz. Derzeit gibt es aufgrund von Netzengpässen in einigen Regionen Deutschlands bereits relevante Mengen an nicht-integrierbarem, erneuerbarem Strom. Um das Auftreten von Netzengpässen und damit die Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch nicht-integrierbare Strommengen zu vermeiden, nehmen Netzbetreiber kostenintensive Einspeisemanagementmaßnahmen vor. Im Jahr 2014 wurden für die Ausfallarbeit von 1.581 GWh aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen Entschädigungszahlungen von fast 83 Mio. Euro fällig[15]. In den ersten drei Quartalen von 2015 lag die Ausfallarbeit bereits bei 2.687 GWh. Die Entschädigungszahlungen im Rahmen des Einspeisemanagements für die ersten drei Quartale 2015 werden auf 276,3 Mio. Euro geschätzt[16]. Die weitere Entwicklung der Einspeisemanagementkosten stand nicht im Fokus der Studienanalyse, es wären hier aber rapide steigende Kosten anzunehmen, würde der zunehmende Flexibilitäts- und Speicherbedarf nicht gedeckt werden. Bei zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energien werden vermehrt auch bilanzielle Überschüsse erwartet. Ohne Netzengpässe dürfte sich ein Bedarf nach Stromspeichern spätestens ab einem Anteil von etwa 70% Erneuerbaren an der Stromerzeugung ergeben[17]. Der Einsatz von Power to Gas-Anlagen kann bei einem netzdienlichen Betrieb (Nutzung von Erzeugungsspitzen) Netzengpässen vorbeugen und den Netzausbaubedarf signifikant reduzieren[18].

[14] Abbildung aus (Sterner, Stadler, 2014)
[15] (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2016)
[16] (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2015)
[17] (Sterner u. a., 2015)
[18] (Moser u. a., 2014), (Zdrallek u. a., 2015)

Power to Gas als Flexibilitäts- und Speicheroption zur Entlastung der Stromnetze

Im Hinblick auf die derzeitige und künftig steigende Auslastung der Stromnetze und die bereits bestehenden Verzögerungen beim Netzausbau ist eine geografische Auslegung der Power to Gas-Anlagen in Netzgebieten mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromproduktion vorteilhaft[19]. Für die Jahre 2020 und 2030 werden in den analysierten Studien aufgrund der hohen erwarteten Windenergieerzeugung vor allem der Nordwesten und der Osten Deutschlands als Potenzialregionen für Power to Gas-Anlagen betrachtet. Auf Grundlage von Modellen zu auftretenden Netzengpässen im Übertragungsnetz im Jahr 2020 werden netzdienlich sinnvolle Standorte für Power to Gas-Anlagen vor allem in Schleswig-Holstein, Sachsen und Niedersachsen ausgemacht[20].

Werden keine alternativen Flexibilitäts- und Speicheroptionen in Betracht gezogen, ist ein Stromsystem mit Power to Gas ab einem Anteil von 70% erneuerbaren Energien an der Stromversorgung (etwa im Jahr 2035) wirtschaftlicher als ein Stromsystem ohne Power to Gas[21]. Auch bei Einbezug der alternativen Flexibilitätsoption Power to Heat wird allein für den netzdienlichen Einsatz im Stromsystem mit hohen Anteilen von erneuerbaren Energien (für 85% in 2050 berechnet) ein volkswirtschaftlich optimales Potenzial für Power to Gas von 6 bis 16 GW installierter Leistung im Jahr 2050 berechnet[22]. Bei einem Vergleich der mittel- und langfristig prognostizierten Gestehungskosten alternativer Energiespeichertechnologien zeigt sich, dass Power to Gas perspektivisch mit Technologien wie Pumpspeichern, Batteriespeichern oder adiabaten Druckluftspeichern konkurrieren kann. Insbesondere gegenüber alternativen Speichertechnologien hat Power to Gas eine höhere Speicherkapazität über längere Zeiträume[23]. Zieht man die Kosten des Netzausbaus als ökonomischen Benchmark heran, so liegen die Gestehungskosten von Power to Gas deutlich höher als die durchschnittlichen Kosten für einen verstärkten Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene in Deutschland. Der Netzausbau auf Übertragungsnetzebene kommt derzeit wegen der geringen Akzeptanz in der Bevölkerung allerdings nur stockend voran. Daher können Power to Gas und andere Flexiblitätsoptionen in naher Zukunft eine höhere Bedeutung erlangen, um zur Entlastung von Netzen beizutragen[24 25].

Flexibilität von Power to Gas

Als Flexibilitäts- und Speicheroption unterstützt Power to Gas die Systemintegration von erneuerbaren Energien und kann für eine Entlastung der Stromnetze sorgen.

In einigen Regionen Deutschlands wird die Flexibilität von Power to Gas bereits in den kommenden Jahren benötigt.

Die gesichteten Studien empfehlen, Power to Gas bereits heute gezielt parallel zu weiteren alternativen Flexibilitätsoptionen aufzubauen, um den erforderlichen Vorlauf für die Einführung und Etablie-

[19] (Tichler u. a., 2014)
[20] (Breuer u. a., 2011), (Stolzenburg u. a., 2014)
[21] (Sterner u. a., 2015) vergleichen die Kosten der Stromversorgung für den Ausgleich der schwankenden Einspeisung bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem mit (Ausbaupfad 2050 mit 100%-EE-Erzeugung und PtG) und ohne Power to Gas-Anlagen (Ausbaupfad 2050 mit 80%-EE-Erzeugung und 20% Gas-Kraftwerke) sowie die Kostendifferenz zwischen beiden Systemvarianten.
[22] (Jentsch, 2014)
[23] (Tichler u. a., 2014)
[24] (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2016) konstatiert, dass in vielen Fällen die ursprünglich im EnLAG genannten Zieldaten der Vorhaben mit vordringlichen Ausbaubedarf nicht gehalten werden können, da aus verschiedenen Gründen Verzögerungen auftreten.
[25] (Tichler u. a., 2014)

rung der Technologie und den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur einzuläuten. Bei dem Vergleich eines Stromsystems mit 100%Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Power to Gas und eines Stromsystems ohne Power to Gas wird deutlich, dass die zu Beginn anfallenden Mehrkosten durch die spätere wirtschaftliche Nutzung überkompensiert werden können (jährliche Einsparungen von 11,7 Mrd. Euro im Jahr 2050)[26].

2.3 Wirtschaftliche Einordnung und Integration von Power to Gas in Transportinfrastrukturen.

2.3.1 Wirtschaftlichkeit.

Aktuell sind die hohen Gestehungskosten und die geringe Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff und Methan aus Power to Gas der größte Kritikpunkt und Hemmschuh für die weitere Entwicklung der Technologie. Unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Power to Gas-Anlagen nicht oder nur eingeschränkt darstellbar. Für eine Skalierung und den großtechnischen Einsatz von Power to Gas stellt sich die Frage, auf welche Weise ein rentables Geschäftsmodell mit dem Betrieb einer Power to Gas-Anlage erreicht werden kann. Verschiedene Ausarbeitungen analysieren die Einflussfaktoren auf die Kosten und die erforderlichen Entwicklungen bei der Kostenreduktion. Einen besonderen Stellenwert nehmen dabei neben den Investitionskosten die möglichen Betriebsszenarien (Volllaststunden, Anlagengröße bzw. -kapazität) und die Strombezugskosten und Umlagen (vor allem die EEG-Umlage) ein, welche die Betriebskosten maßgeblich beeinflussen.

Wirtschaftlichkeit von Power to Gas

Unter den derzeitigen regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen ist der Betrieb von Power to Gas-Anlagen nicht oder nur eingeschränkt wirtschaftlich darstellbar.

Für die kommenden Jahre wird ein wirtschaftlicher Betrieb von Power to Gas-Anlagen durch eine schrittweise Erschließung der verschiedenen Nutzungspfade erwartet.

Angaben zu heutigen Gestehungskosten von Wasserstoff aus Power to Gas-Anlagen schwanken zwischen 0,23 und 0,35 €/kWh$_{Hu}$[27] und somit umgerechnet zwischen 7,69 und 11,67 €/kg H_2[28]. Die Herstellung von synthetischem Methan aus Power to Gas-Anlagen ist um etwa 50% teurer[29]. Die Schwankungen in den Gestehungskosten erklären sich durch die Variation der in den Berechnungen angenommenen Geschäftsmodelle. So liegen die Gestehungskosten bei einer Rückverstromung derzeit im Vergleich der Geschäftsmodelle am niedrigsten, da der Strombezug hier günstiger erfolgen kann indem die Zwischenspeicherung innerhalb des Stromsystems erfolgt (Befreiung von Zahlung der EEG-Umlage nach §60 Abs. 3 EEG 2014). Studien nehmen bis zum Jahr 2030 eine Senkung der Gestehungskosten für Wasserstoff aus Power to Gas-

[26] (Sterner u. a., 2015) vergleichen dafür die Kosten der Stromversorgung für ein Stromsystem mit (Ausbaupfad 2050 mit 100%-EE-Erzeugung und PtG) und ohne Power to Gas-Anlagen (Ausbaupfad 2050 mit 80%-EE-Erzeugung und 20% Gas-Kraftwerke) bis 2050.
[27] Gestehungskosten bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff Hu_{H2}= 33,33 kWh/kg)
[28] (Albrecht u. a., 2013)
[29] (Albrecht u. a., 2013)

Anlagen an, wobei die konkreten Annahmen zur Entwicklung eine hohe Varianz aufweisen. Die Werte schwanken zwischen 0,08 und 0,35 €/kWh$_{Hu}$, was 2,67 bis 11,67 €/kg H_2 entspricht. Dies ist durch unterschiedliche Annahmen zu Volllaststunden und Strombezugskosten sowie den jeweiligen Aufbau der einzelnen Studien zu erklären[30]. Zusätzlich können die Nebenprodukte Abwärme und Sauerstoff für die Vermarktung genutzt werden. Da Sauerstoff kostengünstig beschafft werden kann, kann die Wirtschaftlichkeit und der energetische Nutzungsgrad der Power to Gas-Anlage eher durch die Nutzung und den Verkauf von Abwärme an einen lokalen Wärmeverbraucher optimiert werden[31].

In Abbildung 9 werden den heutigen Gestehungskosten die erwarteten Erlöspotenziale von Wasserstoff aus Power to Gas-Anlagen im Jahr 2030 in den Nutzungspfaden Mobilität, Industrie, Erdgassubstitution (vor allem für die Nutzung im Wärmesektor relevant) und Rückverstromung gegenübergestellt. Darin wird deutlich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Power to Gas-Anlagen unter Annahme einer politischen und regulatorischen Flankierung über eine schrittweise Erschließung der verschiedenen Nutzungspfade erwartet wird.

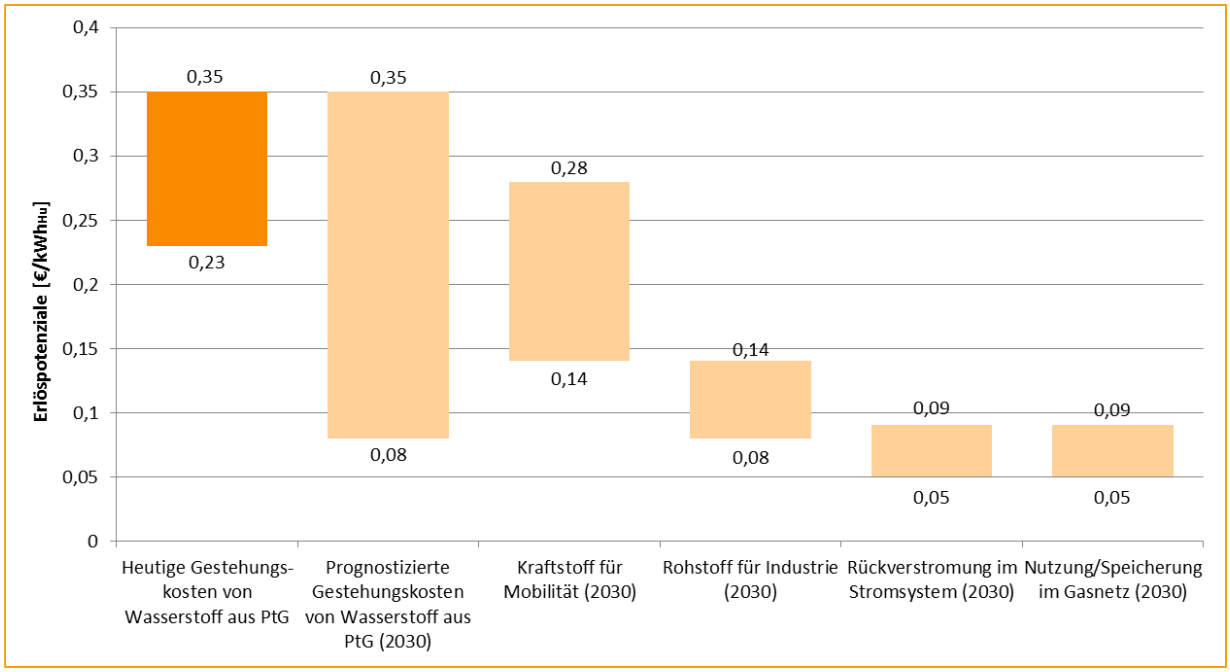


Abbildung 9: Berechnung möglicher Erlöspotenziale von Wasserstoff in den einzelnen Verbrauchssektoren im Jahr 2030 anhand der Preise der zu ersetzenden Substitute[32].

[30] (Doetsch u. a., 2014)
[31] (Ausfelder u. a., 2015)
[32] Eigene Abbildung nach Werten und Annahmen aus (Albrecht u. a., 2013), (Bünger u. a., 2014)

2.3.2 Integration in Transportinfrastrukturen.

Für die Nutzung des in Power to Gas-Anlagen erzeugten erneuerbaren Gases ist von Vorteil, dass die in Deutschland vorhandene und teilweise gut ausgebaute Gasinfrastruktur mitsamt den dazugehörigen Speicherkapazitäten und der Versorgungswege bis zum Endanwender genutzt werden kann. Bei einer Methanisierung des erneuerbaren Wasserstoffs aus Power to Gas kann die gesamte Kapazität des Gasnetzes genutzt werden. Da die direkte Einspeisung von Wasserstoff heute an technische Grenzwerte gebunden ist, kommt der Wasserstofftoleranz der Gasinfrastruktur eine entscheidende Bedeutung zu. Entsprechend ist sie auch Gegenstand einer großen Zahl von Studien zum Thema Power to Gas.[33]

Transportinfrastrukturen

Synthetisches Methan aus Power to Gas kann ohne Mengenbegrenzung in das Gasnetz und in Gasspeicher eingespeist werden. Die Einspeisung von Wasserstoff ist an technische Grenzwerte gebunden.

Synthetisches Methan (SNG) kann ohne Mengenbegrenzung in die Gasinfrastruktur integriert werden und damit die gesamte Speicherkapazität des Gasnetzes von 30,6 Mrd. m³ (i.N.) CH_4 nutzen. Für die Umwandlung in synthetisches Methan durch eine Power to Gas-Anlage ist die Nähe zu einer Kohlendioxidquelle ein wichtiger Standortfaktor. Insbesondere industrielle Bezugsquellen sowie Biogasanlagen als biogene CO_2-Quellen sind für die heutige und zukünftige Erschließung relevant[34].

Derzeit kann Wasserstoff nur in begrenzten Mengen in das Gasnetz eingespeist werden. Zumischgrenzen von 2 - 10% stehen zur Diskussion[35], wobei 2% die aktuelle Normgrenze für Erdgas als Kraftstoff ist. Technisch wäre eine Beimischung von bis zu 10% in einem Gasverteilnetz ohne angeschlossene kritische Verbraucher (bspw. Erdgastankstellen und Großbrenner) aber schon heute möglich[36]. Unter Berücksichtigung der aktuell untersten Einspeisegrenze von 2% können die in Deutschland verfügbaren Erdgasspeicher ein Speichervolumen von 612 Mio. m³ (i.N.) für Wasserstoff bereitstellen[37].

Für den Transport von reinem Wasserstoff besteht aktuell nur in einzelnen Regionen eine rohrleitungsgebundene Infrastruktur. Es gibt, abgesehen von Wasserstoffnetzen auf Werksgeländen, bspw. die Rhein-Ruhr-Pipeline in Nordrhein-Westfalen (240 km, Betreiber: AirLiquide). In der Industrieregion Leuna/Bitterfeld (135 km, Betreiber: Linde)[38] und im Großraum Hamburg (30 km, Brunsbüttel nach Heide) bestehen ebenfalls Wasserstoff-Pipelines. In diesen Regionen erfolgt die Nutzung von Wasserstoff regional in Industrieclustern. Üblicherweise muss der Wasserstoff für den Transport und die weitere Verwendung verflüssigt bzw. in Druckgasflaschen abgefüllt werden[39]. Der weitere Ausbau von Wasserstoffinfrastrukturen wird als ein Schwerpunkt des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP) gefördert, das gemeinsam von den Bundesministerien für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), für Wirtschaft und Energie (BMWi), für Bildung und Forschung (BMBF) sowie für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) aufgelegt wurde (siehe auch Abbildung 10). Auch eine Wasserstoffversorgung über das Gasnetz mittels Filtertechnik,

[33] (Sterner u. a., 2015)
[34] (Doetsch u. a., 2014), (Trost u. a., 2012)
[35] (Bünger u. a., 2014)
[36] (Müller-Syring, Henel, 2014)
[37] (Sterner u. a., 2015)
[38] (Bünger u. a., 2014)
[39] (Tichler u. a., 2014), (Ausfelder u. a., 2015)

wodurch aktuelle technische Grenzwerte für die Wasserstoffkonzentration im Gasnetz aufgehoben werden, wird derzeit in Forschungsprojekten untersucht.

Nationales Innovationsprogramm
Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)

Ziel des NIP ist die Marktvorbereitung von Produkten und Anwendungen, die auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie basieren. Die öffentlich-private Partnerschaft ist auf 10 Jahre angelegt. Bundesregierung und Industrie stellen für Forschung, Entwicklung und Demonstrationsvorhaben bis 2016 insgesamt 1,4 Milliarden Euro zur Verfügung. Darüber hinaus wird das BMVI im Zeitraum 2016-2018 (NIP II) weitere 161 Millionen Euro bereitstellen.

Das NIP ist in drei Programmbereiche unterteilt:

- Verkehr und Wasserstoffinfrastruktur: Vorbereitung und Betrieb von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen sowie der entsprechenden Infrastruktur
- Stationäre Energieversorgung in Haushalt und Industrie: Einsatz von stationären Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden, im Gewerbe in Industrieanlagen
- Spezielle Märkte: Das Anwendungsspektrum reicht von der kritischen Stromversorgung (IT/Telekommunikation) bis zur Logistik (Gabelstapler)

Abbildung 10: Vorstellung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)[40].

[40] (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2016)

3 Potenziale für Power to Gas – Anwendungen, Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen.

Experteninterviews

Um eine ganzheitliche Betrachtung der komplexen Thematik Power to Gas zu ermöglichen, wurden Experten aus verschiedenen Akteursgruppen interviewt. Insgesamt wurden 91 Experten um ihre Einschätzung zur möglichen Technologieentwicklung von Power to Gas, zu den Nutzungspfaden und Anwendungsmöglichkeiten sowie zu den Marktchancen und Hindernissen für Power to Gas-Produkte gebeten. Die Gesamtheit dieser Faktoren bildet das Potenzial für Power to Gas.

Die interviewten Experten haben sich in der Regel in ihrer beruflichen Praxis bereits eingehend mit dem Thema Power to Gas befasst. Zum Teil sind sie aktiv an der Entwicklung von Technologie oder Marktfeldern beteiligt. Interviewt wurden pro Sektor ca. zehn Experten aus Unternehmen und Organisationen, dazu gehörten vor allem:

- Stromnetzbetreiber, die von Power to Gas-Anlagen zur Entlastung der Stromnetze profitieren können,
- Hersteller von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen, die wesentliche Komponenten für Power to Gas-Anlagen herstellen,
- Forschungsinstitute, die die Möglichkeiten von Power to Gas in einem von erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem untersuchen,
- Initiativen und Verbände, die Zusammenschlüsse in der Energiewirtschaft oder Industriezweige vertreten, in denen Power to Gas angewendet werden kann,
- Gasnetzbetreiber, die die Transportinfrastruktur für erneuerbare Gase aus Power to Gas bei einer Einspeisung in das Gasnetz bereitstellen,
- Energieversorgungsunternehmen, die als potenzielle Vermarkter für Produkte aus Power to Gas-Anlagen in Frage kommen,
- Industrielle Nutzer von Wasserstoff, für die Power to Gas eine alternative Wasserstoffbezugsquelle darstellen kann,
- Akteure aus dem Mobilitätsbereich, die erneuerbare Gase aus Power to Gas potenziell als alternativen Kraftstoff nutzen können,
- Vertreter der für den Fachbereich Energie und/oder Industrie zuständigen Landesministerien in den Bundesländern, für die Power to Gas als unterstützende Option für die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger im Energiesystem in Frage kommt,
- Betreiber erneuerbarer Energie-Anlagen, die über die Kopplung mit einer Power to Gas-Anlage fluktuierende Energiemengen speicher- und planbar in neue Märkte bringen können,

- Betreiber bestehender Pilotanlagen für Power to Gas, die in einem der zuvor aufgezählten Bereiche aktiv sind und im Rahmen von Forschungsprojekten die technische Machbarkeit und damit verbundene Geschäftsmodelle des Konzepts Power to Gas erproben.

Vorgehen und Aufbau des Kapitels

Die in den Interviews erhobenen Marktinformationen wurden nach den verschiedenen Sektoren, in denen Technologieentwicklung von Power to Gas oder Anwendungsmöglichkeiten für Power to Gas bestehen, sortiert und ausgewertet. Bei der Ausarbeitung wurden ebenfalls die in Kapitel 2 „Aktueller Stand der Forschung." zusammengefassten Studien einbezogen, um einen möglichst vollständigen Überblick über Anwendungsmöglichkeiten von Power to Gas bereitzustellen. Zudem hat die dena Strategieplattform Power to Gas im April 2016 eine Analyse des bestehenden regulatorischen Rahmens für Power to Gas erstellen lassen. Die Ergebnisse der Rechtsanalyse[41] fließen in den Potenzialatlas zur Beschreibung der regulatorischen Rahmenbedingungen ein.

In dem Kapitel werden nach einzelnen Stufen entlang der Wertschöpfungskette von Power to Gas sowohl Anwendungen, als auch Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen beschrieben. Anwendungen und Marktchancen wurden in ein grobes Zeitfenster eingeordnet. Im Kapitel 4 „Potenziale für Power to Gas – regionale und zeitliche Entwicklung." wird eine genauere Einordnung vorgenommen. Die zeitliche Einordnung der Entwicklung von Anwendungen und Marktchancen erfolgt in den drei Kategorien kurz-, mittel- und langfristig. Der Bericht geht dabei bei „kurzfristig" von einem Zeitraum von 2016 bis Anfang der 20er Jahre aus. Als „mittelfristig" wird der Zeitraum von 2022 bis Ende der 20er Jahre angenommen. Der Zeitraum ab 2030 ist als „langfristig" festgelegt.

Zunächst wird in dem Abschnitt 3.1 „Potenziale für Power to Gas im Stromsektor." ein Überblick über Möglichkeiten und Regelungen zum Strombezug von Power to Gas-Anlagen gegeben. Der Stromsektor verdient insofern eine besondere Betrachtung, als das Power to Gas-Anlagen sowohl als Abnehmer von Strom aber auch als Anbieter von Stromprodukten bei einer Rückverstromung der erneuerbaren Gase auftreten können. Demnach wird in dem Kapitel nicht nur eine Inputbetrachtung zum Strombezug vorgenommen, sondern auch der Nutzungspfad Strom-zu-Strom dargestellt.

Im Anschluss an die Ausführungen zum Strombezug wird der Umwandlungsschritt von Strom zu Gas im Abschnitt 3.2 „Potenziale von Power to Gas in der technologischen Entwicklung." genauer betrachtet. Hier wird die Entwicklung der Anlagentechnologien beschrieben und der Markt sowie entscheidende Akteure im Bereich der Umwandlungstechnologien vorgestellt.

In den anschließenden Abschnitten bis 3.6 „Potenziale für Power to Gas im Mobilitätssektor." werden die Nutzungspfade für die in Power to Gas-Anlagen erzeugten erneuerbaren Gase im Gassektor, in der industriellen Nutzung, im Wärmesektor und im Mobilitätssektor beschrieben. Dabei werden potenzielle Anwendungen für Power to Gas neben dem in 3.1 „Potenziale für Power to Gas im Stromsektor." beschriebenen Pfad Strom-zu-Strom dargestellt und über die Abschätzung der Experten zu Marktchancen und Hindernissen sowie die Beschreibung der regulatorischen Rahmenbedingungen eingeordnet.

[41] (Peiffer, Stern, 2016)

Auf Basis der im Kapitel dargestellten Analysen und Bewertungen hat die dena Handlungsempfehlungen erarbeitet, um die Marktentwicklung von Power to Gas zu ermöglichen. Die Handlungsempfehlungen werden in 3.7 „Handlungsempfehlungen." ausgeführt.

3.1 Potenziale für Power to Gas im Stromsektor.

3.1.1 Anwendungen.

Im Stromsektor treten Power to Gas-Anlagen zum einen als Abnehmer von Strom auf, zum anderen kann das erzeugte erneuerbare Gas über den Nutzungspfad Strom-zu-Strom rückverstromt werden, wodurch über Power to Gas selbst ein Stromprodukt auf dem Strommarkt platziert werden kann. In der Inputbetrachtung stellt sich die Frage, aus welchen Quellen der in Power to Gas-Anlagen genutzte Strom stammt. Die Anlagen können hier durch ihre Eigenschaft als Flexibilisierungsoption Netzentlastung schaffen und potenziell auch eine Alternative zum Netzausbau bieten. Wird das erneuerbare Gas rückverstromt, fungieren Power to Gas-Anlagen als Stromspeicher. In diesem Zusammenhang soll das zugrundeliegende Geschäftsmodell der Rückverstromung in dem Kapitel genauer ausgeführt werden.

3.1.1.1 Strombezug.

Um zu gewährleisten, dass es sich bei dem in Power to Gas-Anlagen erzeugten Gas tatsächlich um erneuerbares Gas handelt, muss über Herkunftsnachweise nach § 79 EEG 2014 die erneuerbare Eigenschaft des Stroms nachgewiesen werden.

<u>Bezug von Strom über den Strommarkt</u>

Power to Gas-Anlagen können Strom regulär am Strommarkt beziehen. Sinnvollerweise sollte hier zur Minimierung der Bezugskosten der Strom in einem preisgesteuerten Betrieb bezogen werden. Dabei wird der Einsatz der Anlagen so optimiert, dass zu Zeiten niedriger Preise Strom für die Power to Gas-Anlage eingekauft wird. Je nach Ausgestaltung sind hierbei Letztverbraucherabgaben zu berücksichtigen.

<u>Strombezug über negative Regelleistung</u>

Regelleistung ist ein wichtiges Systemdienstleistungsprodukt, welches kurzfristige Abweichungen zwischen Stromverbrauch und -erzeugung ausgleicht. Darüber soll sichergestellt werden, dass immer so viel Strom produziert wird wie auch verbraucht wird. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in Deutschland für die Ausschreibung und den Abruf von Regelleistung verantwortlich. Dafür schließen die Übertragungsnetzbetreiber mit unterschiedlichen Anbietern Verträge über die Vorhaltung von Regelleistung ab, die in Fällen von Frequenzabweichung im Stromsystem vom Übertragungsnetzbetreiber abgerufen wird.

Power to Gas-Anlagen können für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt präqualifiziert werden, da sie sehr flexibel Strom abnehmen können. Mehrere der bestehenden Pilotanlagen für Power to Gas sind bereits für die Erbringung von Sekundärregelleistung qualifiziert und nehmen aktiv an diesem Markt teil. Die Vorhaltung von Regelleistung und der tatsächliche Abruf werden vergütet, sodass die

Erbringung von Regelleistung den Power to Gas-Anlagen eine zusätzliche Einnahmequelle ermöglicht.

Bezug von nicht integrierbaren Strommengen

Die aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommengen sind zunehmend nicht jederzeit bzw. allerorts in das Stromsystem integrierbar. In Zeiten witterungsbedingt hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann daher teilweise nicht der gesamte Strom aus erneuerbaren Energien für Stromanwendungen genutzt werden.

Nicht integrierbare Strommengen fallen an, wenn der erzeugte Strom nicht transportiert oder nicht verbraucht werden kann:

- Nicht transportierbarer Strom: Der erzeugte Strom kann aufgrund von Netzengpässen nicht vollständig von der Erzeugung zu allen Verbrauchern transportiert werden (Einspeisemanagement, Redispatch),
- Bilanziell nicht verbrauchbarer Strom: die momentane Stromerzeugung übersteigt den Bedarf an Strom (Fokus auf Angebot und Nachfrage von Strom, keine Beachtung von Netzengpässen).

Derzeit werden ans Netz angeschlossene Anlagen vom Netzbetreiber nach Maßgabe der §§ 14 f. EEG 2014 abgeregelt, um das Auftreten von Netzengpässen und damit die Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch nicht transportierbare Strommengen zu vermeiden. 2014 betrug die Ausfallarbeit aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen 1.581 GWh[42]. Als Alternative zur Abregelung könnte der Strom von zuschaltbaren Lasten wie Power to Gas-Anlagen genutzt werden. Dies könnte über ein rechtliches Instrument zu zuschaltbaren Lasten erfolgen, das weiter unten im Abschnitt 3.1.2 „Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen." vorgestellt wird. Da die zuschaltbaren Lasten nur in begrenztem Umfang ausgeschrieben werden, kann über ein solches Instrument absehbar nicht die gesamte Menge an nicht transportierbaren Strom genutzt werden[43]. Eine Möglichkeit zur Nutzung der restlichen Mengen besteht in dem Konzept „Umschalten statt Abschalten" des BWE Landesverbandes Schleswig-Holstein. Das Konzept sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien den Befehl des Netzbetreibers zur Abregelung nach eigener Wahl dadurch erfüllen können, dass sie Power to Gas Anlagen zuschalten, statt Erzeugungsanlagen zu drosseln oder abzuschalten.

3.1.1.2 Power to Gas als Flexibilisierungsoption.

In einigen Netzgebieten übersteigt die erneuerbare Einspeisung bereits heute zeitweise die in der Region abgenommene Last. Hier nehmen Energieversorger und Stromnetzbetreiber schon heute Netzengpassmanagementmaßnahmen vor, darunter in letzter Konsequenz auch Abschaltungen von erneuerbaren Energie-Anlagen. Die Flexibilisierungs- und Speicheroption Power to Gas kann dazu beitragen, Netzengpässe zu vermeiden und eine Abschaltung von erneuerbaren Energie-Anlagen zu verhindern.

[42] (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2016)
[43] Nach Informationen aus dem Interview mit einem Experten aus dem Stromsektor ist eine Ausschreibung im Umfang von 2 GW geplant. Wird angenommen, dass eine zuschaltbare Last 500 Volllaststunden hat, würden gerade mal 1.000 GWh über das Instrument zuschaltbare Lasten abgedeckt werden.

Nutzung von Power to Gas-Anlagen zur Netzentlastung

Power to Gas kann bei Netzengpässen durch Speicherung und Umwandlung von Strom Netzentlastung schaffen und damit – abhängig von der konkreten Situation – ggf. auch eine Alternative zum Netzausbau bieten. Unter der Annahme, dass in 10% der Fälle Power to Gas als günstigere Option gegenüber einem teureren Netzausbau in Frage kommt, würden in etwa 60.000 bis 80.000 kleinere Power to Gas-Anlagen mit Kapazitäten von ca. 1 MW für die Substitution dieser Netzausbaumaßnahmen benötigt werden[44]. Um tatsächlich zu einer Entlastung der Stromnetze beizutragen, müsste die Standortwahl strikt an den überlasteten Netzknoten des Stromnetzes orientiert werden und die Power to Gas-Anlagen in Abhängigkeit von der lokalen Erzeugungs- und Lastsituation betrieben werden. Bei hoher Einspeisung durch erneuerbare Energien und drohender Netzüberlastung stellen Power to Gas-Anlagen die zusätzlich benötigte Last bereit und mindern damit die Rückspeisung in vorgelagerte Netzebenen. Bei spannungsebenenübergreifender Planung bzw. Steuerung kann Power to Gas auf Niederspannungsebene auch die Netze auf der Mittelspannungs- und Hochspannungsebene über eine netzdienliche Betriebsweise entlasten. [45]

3.1.1.3 Rückverstromung.

Power to Gas bietet als einzige der Flexibilisierungsoptionen den Vorteil, Energie über einen langen Zeitraum und in großen Mengen speichern zu können. So kann Strom in Wasserstoff oder synthetisches Methan umgewandelt werden und anschließend in das Gasnetz oder in unterirdische Gasspeicher eingespeist werden. Bei Bedarf kann das Speichergas zum Beispiel in Gaskraftwerken oder Blockheizkraftwerken rückverstromt werden. Power to Gas kann somit dazu beitragen, die vorzuhaltenden fossilen Must-Run-Kraftwerkskapazitäten signifikant zu verringern. Somit können für Power to Gas klassische Arbitragegeschäfte für Speicher erschlossen werden (Einspeicherung bei niedrigen Strompreisen und Ausspeicherung bei hohen Strompreisen).

3.1.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen.

Im Stromnetz besteht bereits in den kommenden Jahren ein hoher Ausbaubedarf, dessen Verzögerung teilweise über Power to Gas-Anlagen aufgefangen werden könnte[46]. Power to Gas kann damit zur Netzentlastung beitragen und gleichzeitig erneuerbare Energien verstärkt in anderen Energieverbrauchssektoren nutzbar machen.

Um die Rolle von Power to Gas als Zwischenspeicher zu berücksichtigen, wurden einige Privilegierungstatbestände für Power to Gas in Bezug auf die Letztverbraucherabgaben beim Strombezug eingeführt. Diese beziehen sich vordergründig auf das Geschäftsmodell der Rückverstromung, da der Gesetzgeber mit den Befreiungstatbeständen grundsätzlich lediglich eine Doppelbelastung des Stroms mit EEG-Umlage vermeiden und hierdurch einen Betrieb von Speichern für erneuerbare Energie möglich machen möchte.

[44] Einschätzungen aus dem Interview mit einem Experten des DVGW (November 2015)
[45] (Moser u. a., 2014), (Zdrallek u. a., 2015)
[46] (Moser u. a., 2014)

3.1.2.1 Rechtliche Regelungen beim Strombezug.

Der Strombezug durch einen Speicher wird von den aktuellen gesetzlichen Regelungen und der Rechtsprechung als Letztverbrauch qualifiziert. Nach höchstrichterlicher Rechtsprechung[47], die zu der rechtlichen Einordnung des Strombezugs eines Pumpspeicherkraftwerkes erging, ist ein Letztverbrauch auch bei einer Umwandlung der Energie gegeben. Durch die juristische Einordnung als Letztverbraucher müssen für den Strombezug von Power to Gas-Anlagen Letztverbraucherabgaben bezahlt werden.

- EEG-Umlage: Derzeit bestehen spezielle EEG-Umlage-Befreiungen für Power to Gas nur unter engen Voraussetzungen. Stets ist die Rückverstromung tatbestandliche Voraussetzung, wobei der Strom direkt aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien per Direktleitung, also außerhalb des Netzes, zur Power to Gas-Anlage transportiert werden muss. Grundsätzlich will der Gesetzgeber mit den Befreiungstatbeständen lediglich eine Doppelbelastung des Stroms mit EEG-Umlage vermeiden und hierdurch die Wirtschaftlichkeit von Speichern für erneuerbare Energie sicherstellen. Angewandt auf die Power to Gas-Nutzungspfade bedeutet dies, dass lediglich im Geschäftsmodell der Rückverstromung eine Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage erfolgen kann. Eine EEG-Umlagebefreiung als Privilegierung für Power to Gas-Geschäftsmodelle für die Nutzung im Wärmesektor, in der Industrie und in der Mobilität bestehen derzeit nicht. Für stromkostenintensive Industrieunternehmen nach § 64 EEG 2014 kommt allenfalls eine EEG-Umlagereduzierung nach der besonderen Ausgleichsregelung in Betracht.

Einordnung als Letztverbraucher

Durch die juristische Einordnung als Letztverbraucher müssen für den Strombezug von Power to Gas-Anlagen Letztverbraucherabgaben bezahlt werden.

Um die Rolle von Power to Gas als Zwischenspeicher zu berücksichtigen, wurden für einige spezifische Anwendungsfälle Privilegierungstatbestände für Power to Gas in Bezug auf die Letztverbraucherabgaben eingeführt.

- Netzentgelte: Für den Strombezug von Anlagen, in denen durch Elektrolyse aus elektrischer Energie Wasserstoff erzeugt und ggf. anschließend durch Methanisierung synthetisches Gas hergestellt wird, hat der Gesetzgeber mit § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG die Befreiung von Netzentgelten beim Strombezug für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme eingeführt. Dies gilt unabhängig von dem Geschäftsmodell der Power to Gas-Anlage. Der Wasserstoff oder das synthetische Gas können in den Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Mobilität verwendet werden.
- Weitere Umlagen: Fraglich ist, inwieweit der Strombezug im Rahmen einer Netzentgeltreduzierung bzw. -befreiung von Power to Gas-Anlagen mit netzentgeltbezogenen Umlagen (KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Abschaltumlage und Konzessionsabgabe) belastet ist. Nach Auffassung der BNetzA hat die Netzentgeltbefreiung für Power to Gas nach § 118 Abs. 6 EnWG keine Auswirkungen auf die weiteren Rechnungspositionen, da diese nicht Bestandteil des Netzentgeltes seien.

[47] BGH, 07.11.2009 – EnVR 56/08.

- Stromsteuer: Wenn der Betreiber der Power to Gas Anlage gleichzeitig ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes i.S.v. § 2 Nr. 2 a und Nr. 3 StromStG ist, besteht ein Befreiungstatbestand von der Stromsteuerbelastung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Für die Herstellung von Industriegasen kann eine Steuerentlastung darüber hinaus gem. § 9c StromStG für Strom gewährt werden, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Herstellung eines Industriegases entnommen hat, wenn die Stromkosten im Kalenderjahr 50 Prozent der Kosten für die Herstellung dieses Gases übersteigen. Als spezieller Fall einer Stromentnahme zur Stromerzeugung gilt § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i.V.m. § 12 Abs. 1 StromStV zur Befreiung von der Stromsteuer für Strom, der in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird. Hierdurch soll eine stromsteuerrechtliche Doppelbelastung des Stroms vermieden werden.[48] Ob analog damit auch Power to Gas-Anlagen als Stromspeicher im Geschäftsmodell der Rückverstromung begünstigt werden können, ist in der Fachliteratur noch Gegenstand von Diskussionen[49].

3.1.2.2 Nutzung von Power to Gas-Anlagen zur Netzentlastung.

Gemäß § 23 Abs. 1 Satz 1 ARegV können Übertragungsnetzbetreiber nur dann eine Genehmigung für Investitionsmaßnahmen erhalten, wenn diese zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Es können sowohl Erweiterungs- als auch Umstrukturierungsinvestitionen genehmigt werden. Diese Regelung ist allerdings im Hinblick auf den Einsatz in den Verteilnetzen nicht ausreichend, da § 23 ARegV nur sehr eingeschränkt Anwendung bei den Investitionen der VNB findet.

Power to Gas zur Netzentlastung

Power to Gas-Anlagen könnten Flexibilität zur Netzentlastung bereitstellen. Eine Anerkennung der Anlagen als Ersatzinvestitionen in den Stromnetzausbau nach §23 ARegV, damit sie vom Stromnetzbetreiber zur Netzentlastung genutzt werden können, wäre grundsätzlich möglich. Dies ist aktuell einzelfallabhängige Entscheidung der Bundesnetzagentur.

Gegebenenfalls könnten Power to Gas-Anlagen unter den Begriff des Netzausbaus subsumiert werden, wenn sie als Maßnahme zur Vermeidung des Netzausbaus eingeordnet würden. Dafür wäre aber nach geltender Rechtslage ein konkreter Nachweis erforderlich, dass sich die Nachfrage in einem bestimmten Netzteil geändert hat oder mit einer solchen Änderung zu rechnen ist.[50] Bezogen auf die Investition in die Power to Gas-Anlage müsste demnach belegt werden, welche Netzausbaumaßnahme sie im Einzelnen verhindern würde. Dieser Nachweis wird in der Praxis dadurch erschwert, dass ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen Nachfrageveränderung und entlastendem Effekt durch den Einsatz der Power to Gas-Anlage nachgewiesen werden müsste. Etwas anderes könnte allenfalls in Verteilnetzgebieten gelten, in die besonders viele erneuerbare Energie-Anlagen einspeisen (etwa Netzgebiete in Norddeutschland mit

[48] BT-Drs. 14/40, S. 12.

[49] (Heller, 2013), (Lehnert, Vollprecht, 2012)

[50] Müller-Kirchenbauer/Paust/Weyer, in: Holznagel/Schütz, 2013, § 23 ARegV, Rn. 67.

sehr vielen Windkraftanlagen). Hier sind Fälle denkbar, in denen besonders viel Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist wird (etwa weil sehr starker Wind geht) und dieser Strom nicht abtransportiert werden kann. Hier ließe sich begründen, dass eine Power to Gas-Anlage auf der Verteilebene entlastende Wirkung hat und sie damit geeignet wäre, einen Netzausbau zu vermeiden. Es ist derzeit noch fraglich, ob die BNetzA in solchen (Ausnahme-)Fällen die Investition in eine Power to Gas-Anlage genehmigen könnte. Denn solche Anlagen reduzieren die Strommenge im Netz und führen – jedenfalls nach dem Wortsinn – nicht zu einer Netzerweiterung.

Es besteht derzeit noch kein Präzedenzfall für die Anerkennung von Power to Gas-Anlagen unter §23 ARegV, um über Power to Gas Ersatzinvestitionen in den Stromnetzausbau zu substituieren. Die Zulässigkeit einer netzdienlichen Betriebsform von Power to Gas-Anlagen kann daher noch nicht abschließend bewertet werden.

Betreiberstrukturen der Power to Gas-Anlage

Auch bestehen derzeit aufgrund von Unbundlingvorgaben noch Unsicherheiten in der Zulässigkeit verschiedener Betreiberstrukturen für die potenziell zur Netzentlastung nutzbare Power to Gas-Anlage. Im Rahmen von Forschungsprojekten können Stromnetzbetreiber bereits vereinzelt Erlöse über netzdienliche Stromspeicheroptionen generieren, ohne gegen Unbundlingvorgaben zu verstoßen. Rechtlich unstrittig wäre die Situation, wenn ein unabhängiger Betreiber die Leistung der Power to Gas-Anlage für Netzbetreiber und Händler anbietet. Für die Sicherstellung eines netzdienlichen Betriebs müsste der unabhängige Betreiber die Signale und Betrieb für den Netzbetreiber priorisieren, vor Geschäften mit Händlern und dem Markt.

3.1.2.3 Einordnung des Geschäftsmodells Rückverstromung.

Bei einer Rückverstromung wird der eingespeiste Strom aus Power to Gas-Anlagen nach dem EEG gefördert, wenn der ursprünglich in der Power to Gas-Anlage eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt worden ist (vgl. § 19 Abs. 4 Satz 1 EEG 2014). Die Einschätzungen der interviewten Experten decken sich mit Studienergebnissen zum Thema „Power to Gas als Stromspeicher“. Auch wenn Privilegierungstatbestände beim Strombezug bestehen, sind sich die interviewten Experten einig, dass sich für den Pfad der Rückverstromung kurz- und mittelfristig keine ausreichenden Deckungsbeiträge für den wirtschaftlichen Betrieb einer Power to Gas-Anlage erzielen lassen. Zwei Faktoren sind hierfür ausschlaggebend: Die Betriebs- bzw. Volllaststundenzahl der Power to Gas-Anlage und der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung. Erst bei hohen Anteilen von erneuerbaren Energien im Stromsystem wird in ausreichend vielen Stunden die Flexibilität von Power to Gas benötigt, sodass sich über den günstigeren Strombezug der Betrieb der Anlagen wirtschaftlich gestalten kann. Zudem ist die Stromausbeute aufgrund der Umwandlungsverluste entlang des Nutzungspfades Strom-zu-Strom, für den derzeit ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 35% angesetzt wird, derzeit zu gering, um einen kostendeckenden Betrieb zu ermöglichen. Bei einem Stromhandelspreis von 0,03 - 0,04 €/kWh und Letztverbraucherabgaben in Höhe von 0,11 €/kWh liegen die Gestehungskosten des strombasierten Gases aus Power to Gas unter Vernachlässigung sonstiger Kosten aufgrund der Umwandlungsverluste bei 0,41 €/kWh. Das hat zur Folge, dass eine strombasierte Gasherstellung für die anschließende Rückverstromung aktuell bei Gashandelspreisen von unter 0,02 €/kWh nicht zu konkurrenzfähigen Kosten darstellbar ist.

Anreizung von Flexibilisierungsoptionen über eine Verordnung für zuschaltbare Lasten

Eine Möglichkeit für die Anreizung von Flexibilisierungsoptionen wird derzeit von der Landesregierung in Schleswig-Holstein verfolgt. Diese plant, einen Vorschlag für eine Verordnung für zuschaltbare Lasten in den Bundesrat einzubringen. Das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein hat in dem Zusammenhang im März 2016 auf seiner Internetseite ein Gutachten[51] zu zuschaltbaren Lasten vorgestellt, laut dem diese eine echte Alternative zur Regelung von erneuerbaren Energie-Anlagen darstellen. Nach Aussage des Ministeriums unterstützen auch andere Bundesländer diese Forderung und auch der Bundesrat habe sich bereits entsprechend positioniert.[52] Nach dem Gutachten sollen die Anbieter zuschaltbarer Lasten für den gelieferten Strom – soweit er andernfalls engpassbedingt abgeregelt worden wäre – eine Vergütung in Höhe von mindestens 0 €/MWh an die Übertragungsnetzbetreiber zahlen, wobei die jeweilige Höhe der Vergütung im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt werden soll.[53] Zudem soll der produzierte Strom z.B. nicht mit der EEG-Umlage und Netzentgelten belastet werden, da der sonst gar nicht produzierte Strom ohne zuschaltbare Lasten ohnehin keine Beiträge zu Steuern und Abgaben leisten würde.[54] Der für den Strom neu gezahlte Preis würde somit genutzt, um alle anderen Stromkunden zu entlasten.[55] Für die Umsetzung bedürfe es der Einführung einer Pflicht zur Ausschreibung zuschaltbarer Lasten auf Übertragungsnetzbetreiber-Ebene und den Erlass einer Verordnung für zuschaltbare Lasten u.a. mit Regelungen zur Abgrenzung der zuschaltbaren Lasten von bisherigen Redispatch-Maßnahmen, Ausschreibungsmengen, Vergütung, technischen Anforderungen und Präqualifikationsbedingungen.

Zuschaltbare Lasten

Um Strom nutzbar zu machen, der im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden müsste, plant das Land Schleswig-Holstein einen Vorschlag für eine Verordnung zu zuschaltbare Lasten einzubringen.

Eine derartige Regelung könnte eine wichtige Grundlage für den Betrieb von Power to Gas-Anlagen in den betroffenen Netzgebieten bilden.

Ohne zusätzliche Kosten für das Stromsystem kann so über das Instrument für zuschaltbare Lasten Strom in Zeiten genutzt werden, in denen sonst Einspeisemanagement betrieben werden müsste, für das Kompensationszahlungen fällig werden.[56] Einspeisemanagement i.S.d. §§ 14 f. EEG 2014 beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen der Erneuerbaren Energien, KWK- und Grubengasanlagen. Bereits jetzt können die Übertragungsnetzbetreiber zuschaltbare Lasten zur Beseitigung von Gefährdungen für die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems einsetzen. Es fehlt jedoch an einer näheren verordnungsrechtlichen Ausgestaltung dieser allgemeinen Vorgaben an die Übertragungsnetzbetreiber. Von der Verordnungsermächtigung hat der Verordnungsgeber bisher lediglich für die vertraglich vereinbarten abschaltbaren Lasten Gebrauch gemacht.

[51] (Antoni u. a., 2016)
[52] (Kabel, 2016)
[53] (Antoni u. a., 2016)
[54] (Antoni u. a., 2016)
[55] (Antoni u. a., 2016)
[56] (Antoni u. a., 2016)

3.2 Potenziale von Power to Gas in der technologischen Entwicklung.

3.2.1 Anwendungen.

Die technologischen Entwicklungsmöglichkeiten werden im Folgenden vor allem aus Sicht der Anlagenhersteller für Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen beschrieben. Zudem werden die Einschätzungen wissenschaftlicher Akteure und Betreiber der bestehenden Pilotanlagen zum Status Quo und zur weiteren Entwicklung der Anlagentechnologien dargestellt.

3.2.1.1 Bestehende Pilotanlagen.

Die derzeit installierten Power to Gas-Anlagen haben Demonstrationscharakter. Sie belegen die technische Machbarkeit des Konzepts Power to Gas und der vielfältigen technologischen Lösungsansätze. Die Betreiber der Pilotprojekte stufen ihre Betriebserfahrungen durchgehend positiv ein. In Tests werden verschiedene Fahrweisen der Anlagen zur Simulation unterschiedlicher Lastszenarien erprobt. Hierzu gehören insbesondere auch sehr schnelle Lastwechsel, die die notwendige Reaktionsfähigkeit der Power to Gas-Anlagen auf schwankende Einspeisesituationen im Netz abbilden sollen. Dabei können bereits aktuelle Anlagen die Anforderungen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfüllen. Zudem sind die erzielten Wirkungsgrade für verschiedene Fahrweisen zufriedenstellend. Viele interviewte Anlagenhersteller und -betreiber ziehen das Fazit, dass die entwickelten Elektrolyseure und Methanisierungsverfahren reif für den Markt und für eine Skalierung der Produktion geeignet sind. Auch die Betriebssicherheit der Power to Gas-Anlagen ist dank der jahrzehntelangen Erfahrung aus industriellen Prozessen im Umgang mit den erzeugten Gasen Wasserstoff und Methan gewährleistet. Unterschiedliche Initiativen und Unternehmen treiben darüber hinaus die Erleichterung der sicheren Handhabung der Gase bei Speicherung und Transport voran, bspw. über Wasserstoffspeicherung mittels flüssiger organischer Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier: LOHC).

3.2.1.2 Entwicklung der Elektrolysetechnologien.

Ein Großteil der interviewten Akteure sieht in der weiteren Senkung der Anlagenkosten, auch für kleine Anlagen, bei gleichzeitigem Erhalt hoher Wirkungsgrade einen entscheidenden Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Power to Gas-Anlagen. Elektrolyseure, die für Power to Gas verwendet werden, sind meist alkalische Elektrolyseure oder PEM-Elektrolyseure. Beide Typen werden nach Betriebsart weiter in atmosphärische und Druckelektrolyseure untergliedert. Stand der Technik und häufig eingesetzte Technologie ist die alkalische Elektrolyse. Große alkalische Elektrolyseure können Anlagenhersteller bereits 2016 für weniger als 1000 €/kW anbieten. Eine Kostensenkung über 2030 hinaus auf etwa 700 €/kW wird als realistisch eingeschätzt. Die derzeit leistungsstärkste Power to Gas-Anlage mit alkalischem Elektrolyseur steht in Werlte (Niedersachsen) und hat eine Anschlussleistung von 6 MW. PEM-Elektrolyseure werden derzeit noch in kleinerem Maßstab eingesetzt, da sie mit Kosten von um die 2000 €/kW derzeit noch deutlich teurer sind. Über eine Skalierung der produzierten Mengen und Anlagengröße wird allerdings auch hier eine Senkung der Investitionskosten über 2030 hinaus auf bis zu 700 €/kW angenommen. In der Power to Gas-Pilotanlage in Mainz ist mit einem 6 MW PEM-Elektrolyseur derzeit die größte Anlage dieses Typs in Deutschland und weltweit verbaut.[57]

[57] (Tichler u. a., 2014), (Stolzenburg u. a., 2014)

Abbildung 11 zeigt die Zusammensetzung der Gestehungskosten von Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) aus Power to Gas-Anlagen mit alkalischen Elektrolyseuren. Für verschiedene Anlagengrößen (Angabe in kW) werden die Kostenbestandteile für das Betriebsszenario „4000 Volllaststunden und Strombezugskosten von 50 €/MWh“ dargestellt. Die Stromkosten und die kapitalgebundenen Kosten machen den größten Anteil der Gestehungskosten aus. Wesentlicher Bestandteil der kapitalgebunden Kosten sind die Kosten für den Elektrolyseur. Es wird deutlich, dass eine Skalierung der Anlagengröße maßgeblich zur Senkung der Gestehungskosten beiträgt.[58]

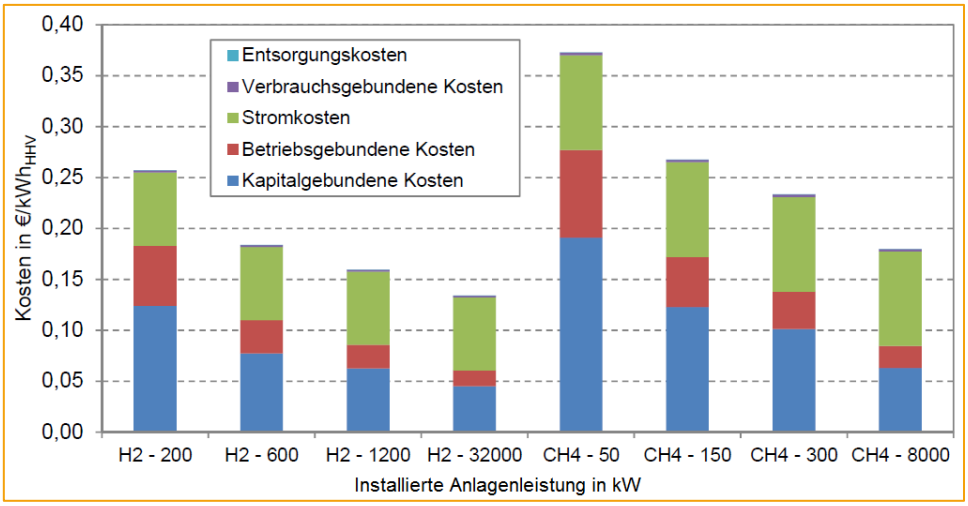


Abbildung 11: Typische Zusammensetzung der Gestehungskosten von Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) aus Power to Gas-Anlagen mit alkalischen Elektrolyseuren[59]

3.2.1.3 Strombasierter Wasserstoff.

Neben der Elektrolyse kommen Industrieprozesse, die Strom als Input beziehen und in denen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt, als Quelle für strombasierten Wasserstoff in Frage. In der Herstellung für Acetylen oder bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse fällt Wasserstoff an. Die Prozesse werden allerdings nach derzeitiger Praxis kontinuierlich gefahren und weisen daher derzeit keine besondere Flexibilität auf, um beispielsweise nicht integrierbaren Strom zu nutzen. Nach Einschätzungen von Experten ist aber ein Umstieg auf einen diskontinuierlichen Betrieb (Batch-Prozess) denkbar, bei dem der Betrieb zwar weiterhin durchgängig erfolgt, jedoch eine flexiblere Fahrweise möglich ist um beispielsweise Regelleistung zu erbringen.

3.2.1.4 Methanisierung.

Über die Methanisierung des Wasserstoffs aus Power to Gas-Anlagen kann synthetisches Erdgas (SNG) erzeugt werden, dessen brenntechnische Eigenschaften nahezu identisch sind mit denen von fossilem Erdgas. Das synthetische Methan kann ohne Beimischungsgrenzen in die bestehende Gasnetzinfrastruktur eingespeist werden. Dies bringt Vorteile vor allem im Hinblick auf die Erschließung der energetischen Nutzungspfade Strom, Wärme und Erdgasmobilität, für die Energieerzeugungsanlagen bzw. Erdgastankstellen schon direkt an das Gasnetz angeschlossen sind. Allerdings stellt die Methani-

[58] (Tichler u. a., 2014)
[59] Abbildung aus (Tichler u. a., 2014)

sierung des Wasserstoffs einen zusätzlichen Umwandlungsschritt dar und erhöht die Gestehungskosten des erneuerbaren Gases.

Für die Methanisierung bestehen zwei Verfahren, die katalytische und die biologische Methanisierung. Während die katalytische Methanisierung auf der Sabatier-Reaktion beruht und industrielle Konzepte dazu bereits insbesondere in den 1970er Jahren entwickelt wurden, wurde die biologische Methanisierung vor allem in den letzten Jahren stark vorangetrieben. Die positiven Erfahrungen mit beiden Technologien für Power to Gas-Anwendungen zeigen, dass beide Konzepte marktreif sind. Bei der biologischen Methanisierung werden statt der Verwendung eines chemisch-katalytischen Prozesses biologische Stoffwechselprozesse von Bakterien und Archaeen bei Temperaturen um 350°C genutzt, welche im mesophilen (20–45°C) oder thermophilen (45–80°C) Temperaturbereich stattfinden[60]. Für die katalytische Methanisierung kann das notwendige CO_2 sowohl aus konventionellen Kraftwerken und Prozessen, wie der Zement- oder Stahlherstellung, als auch aus biogenen Quellen, z.B. aus Biogasen oder Klärgasen, bezogen werden. Für die biologische Methanisierung bedarf es CO2 aus biogenen Quellen.

Technologieentwicklung

Aufgrund der positiven Betriebserfahrungen halten viele interviewte Anlagenhersteller und –betreiber die verwendeten Elektrolyseure für marktreif und skalierbar.

Die Skalierung der Produktion ist notwendig, um die Kapitalkosten der Power to Gas-Anlagen und damit die Gestehungskosten der Power to Gas-Produkte zu senken.

Um bei der Einspeisung in das Gasnetz eine Gleichstellung zu Biogas und die damit verbundenen Privilegierungen zu erhalten, muss das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (Referenzwert aktuell 80%) stammen (siehe auch 3.3.2 „Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen."). Als erneuerbare Quellen für CO_2 steht mit Biomasse- und Kläranlagen ein großes Potenzial zur Verfügung. Erst im Jahr 2050 würden die nicht-integrierbaren Strommengen eine Größenordnung erreichen, um das gesamte biogene CO_2 aus Biomasse- und Kläranlagen für die Methanisierung in Power to Gas-Anlagen zu verwenden[61].

3.2.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen.

Potenzielle Anwendungsfälle für Power to Gas, die in dem Potenzialatlas identifiziert werden, führen bei signifikanter Umsetzung zu einer Kostendegression in der Anlagenentwicklung. Bei Produktion von größeren Stückzahlen hin zu industriellen und standardisierten Massenfertigungsstrukturen werden Entwicklungssprünge möglich, die Power to Gas für immer mehr Anwendungsbereiche erschwinglich macht. Um diese üblichen Kostendegressionseffekte in der Technologieentwicklung zu erreichen, bedarf es der Beteiligung professioneller Akteure auf dem Markt für Power to Gas-Anlagen.

[60] (Hey, 2012)
[61] (Götze, 2015), (Schaaf, Götz, 2014)

Auf dem Markt für Power to Gas-Anlagen gibt es verschiedene aktive und potenzielle Anlagenhersteller. Tabelle 1 gibt einen Überblick über Unternehmen, die auf dem Markt für Anlagenkomponenten in Deutschland agieren. Auch große Gaslieferanten wie Linde und Air Liquide sind entscheidende Akteure für die weitere technologische und wirtschaftliche Skalierung der Technologie.

Mehrere Hersteller haben bereits in die Entwicklung von Power to Gas-Technologien investiert. Es zeigen sich Unterschiede in der Positionierung der Unternehmen auf dem Markt für Elektrolyseure. Einige Unternehmen spezialisieren sich auf kleine, dezentrale Anlagen (bspw. ITM, McPhy Energy, GP Joule), andere konzentrieren sich in der Anlagenentwicklung auf größere, zentralere Einheiten (bspw. Siemens, ThyssenKrupp). Entlang dieser Linien lässt sich der Markt für Elektrolyseure in zwei Marktsegmente unterteilen. Für große Anlagen finden sich Anwendungsfälle in den Bereichen, in denen die potenziell volumenmäßig größte Nachfrage nach Power to Gas-Produkten anfällt. Vor allem die chemische Industrie und Raffinerien sind hier zu nennen. Kleinere Anlagen sind für die Anwendungsfälle interessant, in denen Power to Gas für die dezentrale Energieversorgung genutzt werden kann und/oder eine direkte Kopplung mit erneuerbaren Stromerzeugern besteht.

Umwandlungstechnologie	Unternehmen
Elektrolyse	Hydrogenics, ITM Power, McPhy Energy, Siemens, GP Joule, Thyssen Krupp, Greenerity, Sunfire, Viessmann, Areva H2Gen
Methanisierung	MAN, Viessmann, Etogas

Tabelle 1: Anlagenhersteller auf dem Markt für Umwandlungstechnologien in Deutschland[62].

3.3 Potenziale für Power to Gas im Gassektor.

3.3.1 Anwendungen.

Das Gasnetz kann aus der Perspektive von Power to Gas als sehr große und verfügbare Speicheroption betrachtet werden. Da das Gasnetz eine deutlich größere Kapazität sowie eine deutlich größere Reaktionsträgheit als das Stromnetz hat, ist auch ein saisonaler Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch denkbar. Über die Kopplung des Strom- und Gasnetzes kann Power to Gas so zum Erhalt der Versorgungssicherheit beitragen. Außerdem wird eine zusätzliche inländische erneuerbare Gasquelle für den aktuell stark importabhängigen Gasmarkt geschaffen. Power to Gas ermöglicht perspektivisch die Auslastung der vorhandenen Gasleitungskapazitäten in Zeiten sinkender Gasnachfrage, wodurch die bestehende Infrastruktur weiterhin volkswirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden kann. Daher begrüßt ein Großteil der Akteure des Gassektors die Möglichkeiten, die mit Power to Gas erschlossen werden können[63].

[62] Eigene Abbildung basierend auf (Sterner u. a., 2015)
[63] Telefoninterviews mit Experten aus dem Gassektor (Feb 2016), (Bayerngas GmbH u. a., 2015)

Synthetisches Methan aus Power to Gas-Anlagen kann als Äquivalent zu fossilem Erdgas in bestehenden Gasinfrastrukturen sowie angeschlossenen Anlagen genutzt werden. Damit können Nutzungspfade wie die Mobilität, Strom- und Wärmeversorgung erschlossen werden, um über die bestehende Infrastrukturen Geschäftsmodelle für Power to Gas aufzubauen. Etwa 80% des Erdgasverbrauchs in Deutschland fallen heute im Wärmesektor an, 15% des abgesetzten Erdgases wird für die Stromerzeugung eingesetzt[64]. Daher wird im Folgenden vor allem auf die Anwendungen in der Wärme- und Stromerzeugung eingegangen. In Abschnitt 3.6 „Potenziale für Power to Gas im Mobilitätssektor." wird zusätzlich auf den Nutzungspfad von synthetischem Methan als Treibstoff in der Mobilität eingegangen.

Transport über das Gasnetz

Produkte aus Power to Gas-Anlagen können in bestehenden Gasinfrastrukturen fossiles Erdgas ersetzen. Die aktuelle Wasserstofftoleranz des Gasnetzes ermöglicht die Einspeisung von Wasserstoff aus Strommengen von 5 bis 25 TWh.

Mit den etablierten Gasprodukten (Erdgas und Biomethan) können erneuerbare Gase aus Power to Gas aufgrund der hohen Gestehungskosten noch nicht konkurrieren.

3.3.1.1 Wärme- und Stromerzeugung.

Auch wenn perspektivisch ein Rückgang der Gasnachfrage für die Jahre bis 2050, bspw. für die Wärmebereitstellung[65], erwartet wird, kann durch Power to Gas ein großes Treibhausgasminderungspotenzial für den Gassektor erschlossen werden. Der Erdgasabsatz in Deutschland belief sich im Jahr 2013 auf 945 TWh, wovon jeweils ein Drittel in privaten Haushalten und der Industrie verbraucht wurde und ein Drittel in gleichen Anteilen für die Strom- und Fernwärmeversorgung und den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen genutzt wurde[66]. Tabelle 2 stellt die spezifischen CO_2-Emissionen der Technologien zur Energiebereitstellung durch Gas pro kWh dar. Über den Einsatz von synthetischem Methan können in etwa 0,179 bis 0,365 kg CO_{2eq}/kWh in der Energiebreitstellung eingespart werden. Unter der vereinfachenden Annahme, dass das Erdgas ausschließlich energetisch über die aufgelisteten Technologien genutzt wird, ergeben sich für die 945 TWh jährlich abgesetzte Menge an Erdgas ein Einsparpotenzial zwischen 169 und 345 Mio. t CO_{2eq}, was 18 bis 38% der jährlich in Deutschland verursachten Treibhausgasemissionen entspricht.

[64] (Stapelberg, Seiler, 2014)
[65] Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht für den Wärmesektor eine Senkung des Endenergieverbrauchs um 80% bis 2050 vor.
[66] (Schütz, Härtel, 2016)

Spezifische Emissionen in kg CO_{2eq}/kWh		Erdgas H (Nordsee)	Erdgas H (Russland)	Erdgas L (Holland)	Synthetisches Methan aus Power to Gas
Technologie	Gas				
Gasturbine (el.)		0,356	0,342	0,352	0,153
BHKW (el.)		0,540	0,519	0,534	0,175
Gastherme/-kessel (therm.)		0,256	0,247	0,253	0,068

Tabelle 2: Spezifische CO_2-Emissionen der Technologien zur Energiebereitstellung durch Gas[67].

Transport von Wasserstoff über das Gasnetz

Neben der Nutzung von synthetischem Methan kann auch Wasserstoff dem Gasnetz beigemischt werden, um den Zwischenschritt der Methanisierung einzusparen. Durch die Beimischung von Wasserstoff ändern sich die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches, mit zunehmender Wasserstoff-Konzentration sinkt der volumetrische Heizwert. Daraus folgt, dass ein größeres Volumen des Gases bereitgestellt werden muss, um die gleiche Energiemenge zu transportieren[68]. Das Treibhausgasminderungspotenzial bleibt bestehen, wenn auch leicht abgeschwächt. Für eine Zumischung von Wasserstoff müssen die Wasserstoffsensibilitäten der ans Gasnetz angeschlossenen Verbraucher berücksichtigt werden. Die DVGW Arbeitsblätter G 260 und G 262 benennen einen Wert im einstelligen Prozentbereich als tolerierbare Wasserstoffkonzentration im Gasnetz. Um eine Wasserstofftoleranz von 5-10 Vol.-% zu ermöglichen, sind nach Gasturbinen, Kavernen- und Porenspeicher, Komplettierungstechnik und Obertage-Anlagen, CNG1-Tanks in Fahrzeugen sowie Großbrenner wesentliche kritischen Komponenten[69], die an die veränderten Brennstoffeigenschaften angepasst werden müssen. In laufenden Projekten des DVGW werden diese Komponenten mit Projektpartnern eingehend analysiert, um die Möglichkeiten zur Steigerung der Wasserstofftoleranz genauer zu erörtern.

Bei Berücksichtigung des heutigen spezifischen Jahresgasabsatzes pro Region sowie den Schwankungen im Gasabsatz über das Jahr werden die für das deutsche Gasnetz über Power to Gas-Anlagen geschaffenen Aufnahmekapazitäten für Strommengen in Abbildung 12 dargestellt. Die Aufnahmekapazitäten werden für unterschiedliche Zumischgrenzen von Wasserstoff im Gasnetz abgetragen, dabei werden Wasserstofftoleranzen von 2%, 5% und 10% betrachtet.

[67] Eigene Abbildung, basierend auf Werten aus (Schütz, Härtel, 2016), für synthetisches Methan selbst berechnet: als Basis wurden CO_2-Emissionen der Vorkette für synthetisches Methan aus Power to Gas bezogen auf den Brennwert im Mittelwert für Wind und PV aus (Krause u. a., 2011) übernommen (0,0612 kg/kWh) und mit den Wirkungsgraden der betrachteten Technologien verrechnet, Annahmen Wirkungsgrad: Gasturbine (el.) 40%, BHKW (el.) 35%, Gastherme/-kessel (therm.) 90%
[68] (Sterner u. a., 2015)
[69] (Müller-Syring, Henel, 2014)

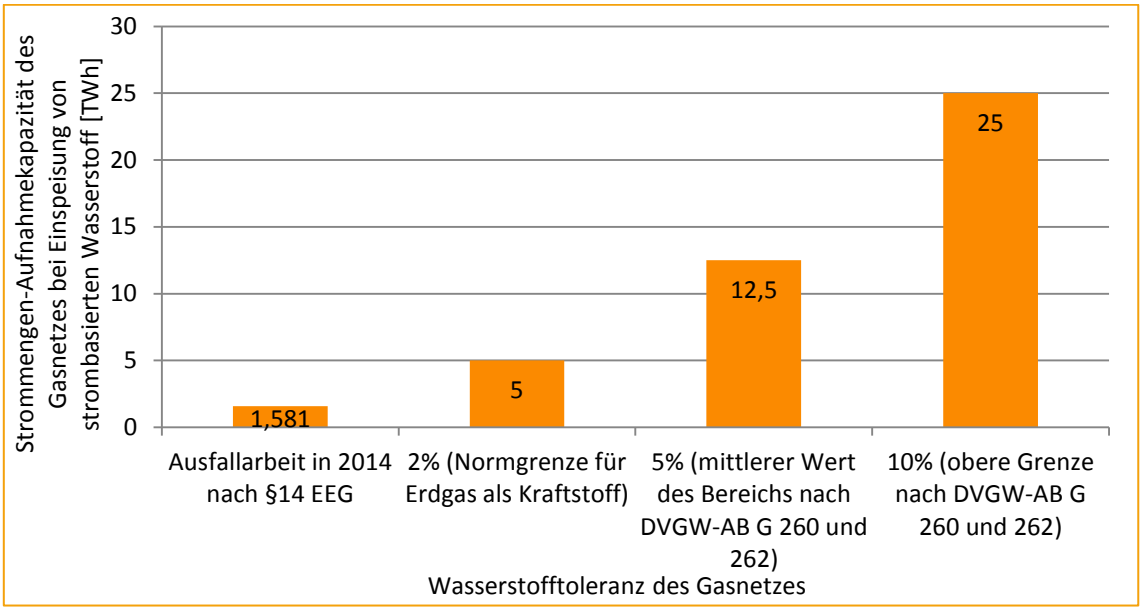


Abbildung 12: Strommengen-Aufnahmekapazität des Gasnetzes bei Einspeisung von strombasiertem Wasserstoff in Abhängigkeit der Wasserstofftoleranz des Gasnetzes[70] .

3.3.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen.

Allgemein muss sich der Einsatz erneuerbarer Gase bei der Betrachtung von Wirtschaftlichkeitsszenarien im Bereich der Erdgassubstitution an den Erdgaspreisen messen lassen. Mit den aktuellen Großhandelserdgaspreisen von unter 0,02 €/kWh kann erneuerbares Gas nicht konkurrieren. Als Referenzwert für die Erlöspotenziale inklusive Preisaufschlag für ein erneuerbares Gasprodukt, für das bei Gaskunden potenziell eine höhere Zahlungsbereitschaft besteht, können die Handelspreise für Biomethan herangezogen werden. Der Handelspreis für Biomethan liegt derzeit bei etwa 0,05 – 0,08 €/kWh[71].

Wie Abbildung 13 zeigt, liegen die Gestehungskosten von synthetischem Methan aus Power to Gas heute noch deutlich über den potenziellen Erlösen im Gassektor. Wenn das erneuerbare Gas nicht einen der eng gefassten Privilegierungstatbestände erfüllt (siehe Abschnitt 3.1.2.1 „Rechtliche Regelungen beim Strombezug.“), schlägt sich alleine die Belastung des Strombezugs mit Steuern und Umlagen mit etwa als 0,17 €/kWh in den Gestehungskosten nieder. Unter derzeitigen Rahmenbedingungen und bei derzeitigen Abnahmepreisen für Gas ist ein wirtschaftlicher Betrieb daher nicht darstellbar. Bei einer Befreiung der Entrichtung von EEG-Umlage und Stromsteuer sowie bei nach Einschätzung der Experten zukünftig sinkenden Investitionskosten und Strombezugskosten würden sich die Gestehungskosten jedoch in Richtung 0,10 €/kWh entwickeln. Unter diesen Voraussetzungen lägen die Gestehungskosten auf dem Niveau der Handelspreise für Biomethan und das synthetische Methan aus Power to Gas könnte konkurrenzfähig angeboten werden.

[70] Eigene Abbildung, basierend auf Rechnungen aus (Schütz, Härtel, 2016)
[71] Telefoninterviews mit Experten aus dem Gassektor, (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2016)

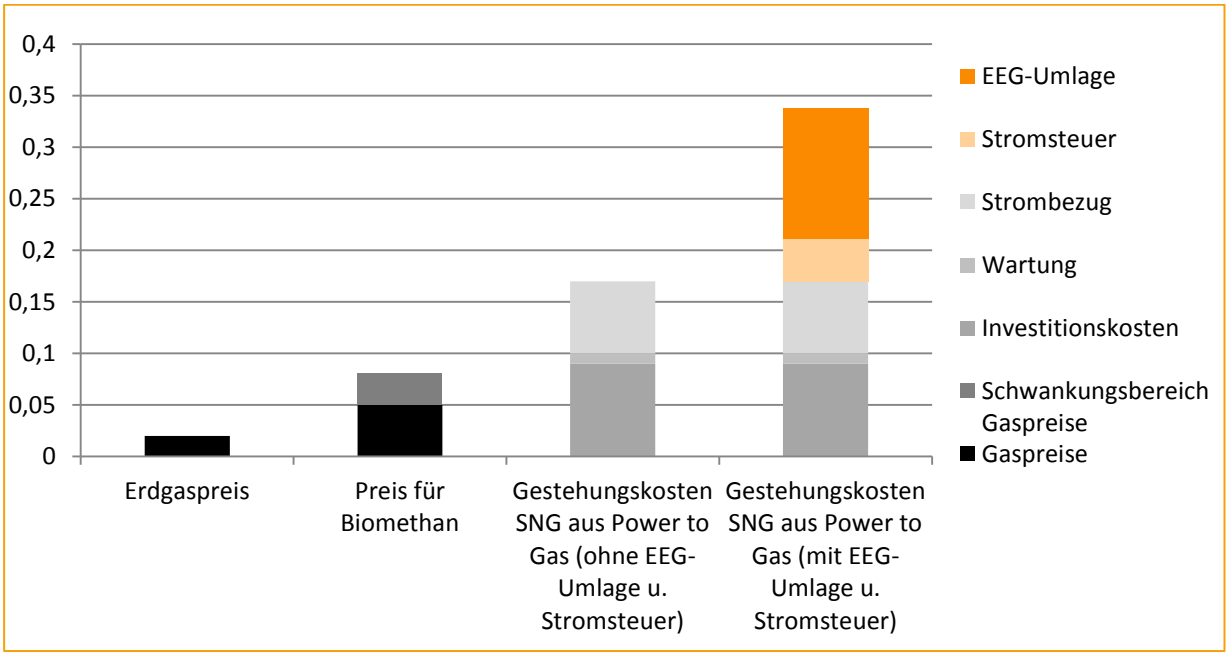


Abbildung 13: Gegenüberstellung derzeitiger Marktpreise für Gas und der Gestehungskosten für synthetisches Methan aus Power to Gas (ohne und mit Entrichtung der EEG-Umlage beim Strombezug)[72].

Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisches Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (Referenzwert aktuell 80%) stammen, werden nach § 3 Nr. 10c EnWG wie Biogas behandelt.

Rechtsfolge der Gleichstellung ist, dass der Anwendungsbereich des Teils 6 der GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung) sowie der §§ 19 Abs. 1 Satz 3, 20a, 20b GasNEV (Gasnetzentgeltverordnung) eröffnet wird. Daraus folgt ein privilegierter Netzanschluss und eine begünstigende Kostenteilung hinsichtlich des Netzanschlusses von den Methanisierungsanlagen (§ 32 Nr. 3 GasNZV). Der Netzbetreiber hat die Verfügbarkeit des Netzanschlusses sicherzustellen und ist für die Wartung verantwortlich. Zudem besteht aufgrund der Gleichstellung in § 3 Nr. 10c EnWG ein vorrangiger Netzzugang für synthetisches Methan/Wasserstoff (§ 34 GasNZV), so dass Netzbetreiber verpflichtet sind, Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren, soweit diese Gase netzkompatibel i.S.v. § 36 Abs.1 GasNZV sind. Weiterhin sind für die Einspeisung von synthetischem Methan/Wasserstoff ins Fernleitungsnetz keine Einspeiseentgelte zu entrichten, vgl. §19 Abs. 1 Satz 2 GasNEV. Schließlich werden für die Einspeisung von synthetischem Methan/Wasserstoff gem. § 20a GasNEV vermiedene Netzentgelte in Höhe von 0,007 €/kWh für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses gezahlt.

[72] Rechnung zu den Gestehungskosten von synthetischem Methan auf Basis von Einschätzungen aus dem Interview mit einem Experten der Viessmann Werke

3.4 Potenziale für Power to Gas in der industriellen Nutzung.

3.4.1 Anwendungen.

Industrielle Nachfrager von Wasserstoff sehen eher mittelfristig Geschäftschancen durch die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff. Im Vergleich zu derzeitigen Marktpreisen für konventionell erzeugten Wasserstoff ist erneuerbarer Wasserstoff für industrielle Anwender noch zu teuer. Allerdings können sich kurzfristig Marktnischen für Industrieverbraucher von kleinen Wasserstoffmengen ergeben, die den Wasserstoff derzeit zu hohen Preisen anliefern lassen.

Heute wird der größte Teil des in der Industrie genutzten Wasserstoffs in Produktionsanlagen direkt vor Ort erzeugt und verbraucht. In Deutschland werden etwa 19 Mrd. m³ (i.N.) Wasserstoff, das entspricht 1,6 Mrd. kg H_2, jährlich hergestellt. Ein Drittel des Wasserstoffs wird über Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen, über 10% werden aus Naphtha bereitgestellt. Der restliche Wasserstoff fällt hauptsächlich als Nebenprodukt in Raffinerien und bei der Chloralkalielektrolyse an[73] (siehe Abbildung 14). Ein Großteil des Wasserstoffs wird für den Eigenverbrauch bzw. im Prozessverbund genutzt, weniger als 10% werden von Gaslieferanten vermarktet[74].

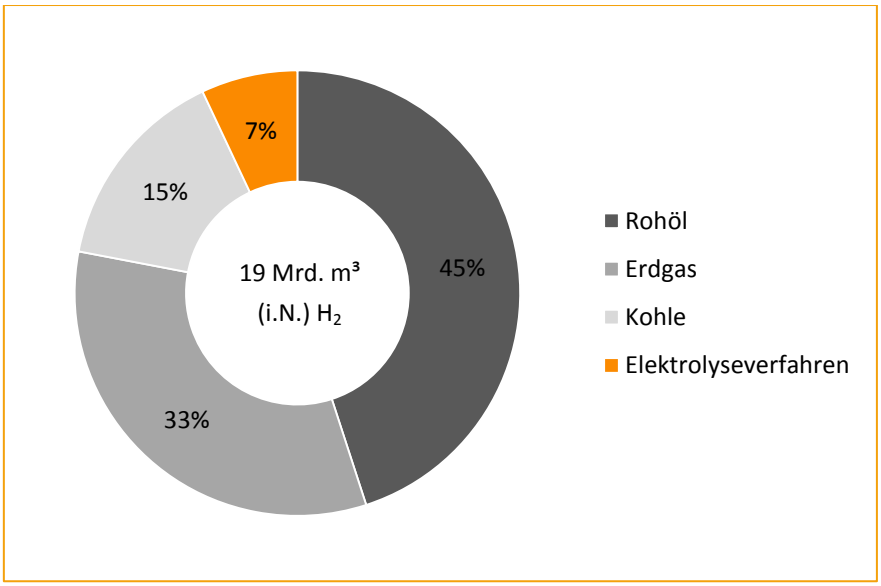


Abbildung 14: Wasserstoffherstellung in Deutschland nach Primärenergieträgern[75].

Ein Umstieg auf erneuerbaren Wasserstoff aus Power to Gas senkt mit jedem Kilogramm ersetzten konventionell erzeugten Wasserstoff, der aus der Dampfreformierung von Erdgas gewonnen wird, die Treibhausgasemissionen um etwa 10 kg CO_{2eq}[76]. Bei einer vollständigen Substitution des aus Erdgas gewonnenen Wasserstoffs ließen sich so pro Jahr 5,637 Mio. t CO_2 in Deutschland einsparen, das sind ca. 9% der jährlichen Treibhausgasemissionen der industriellen Prozesse und Produktverwendun-

[73] (Schütz, Härtel, 2016)
[74] (Statistisches Bundesamt, 2015)
[75] Eigene Abbildung basierend auf Werten aus (Schütz, Härtel, 2016)
[76] Abhängig von der Erdgassorte, detaillierte Darstellung in (Schütz, Härtel, 2016)

gen[77]. Die Rechnung zeigt, dass Power to Gas ein großes Emissionseinsparpotenzial für die Industrie in Deutschland darstellt. Über Power to Gas können industrielle Nutzer Kosten für CO_2-Zertifikate einsparen, für die in den kommenden Jahren über politisch flankierte Maßnahmen wie dem Backloading zur temporären Verknappung des Zertifikateangebots ein Preisanstieg erwartet wird.

In der Industrie wird Wasserstoff in verschiedenen Fertigungsprozessen stofflich eingesetzt. Abbildung 15 gibt einen Überblick über gängige Anwendungen. Zu unterscheiden sind vor allem die Anwendung in der chemischen Industrie, in Raffinerien, in der Metallurgie, in der Glasindustrie und in der Verarbeitung von pflanzlichen Fetten und Ölen. Die Ammoniak- und die Methanolsynthese sowie das Hydroprocessing von Mineralölprodukten sind volumenmäßig die größten Wasserstoffverbraucher.

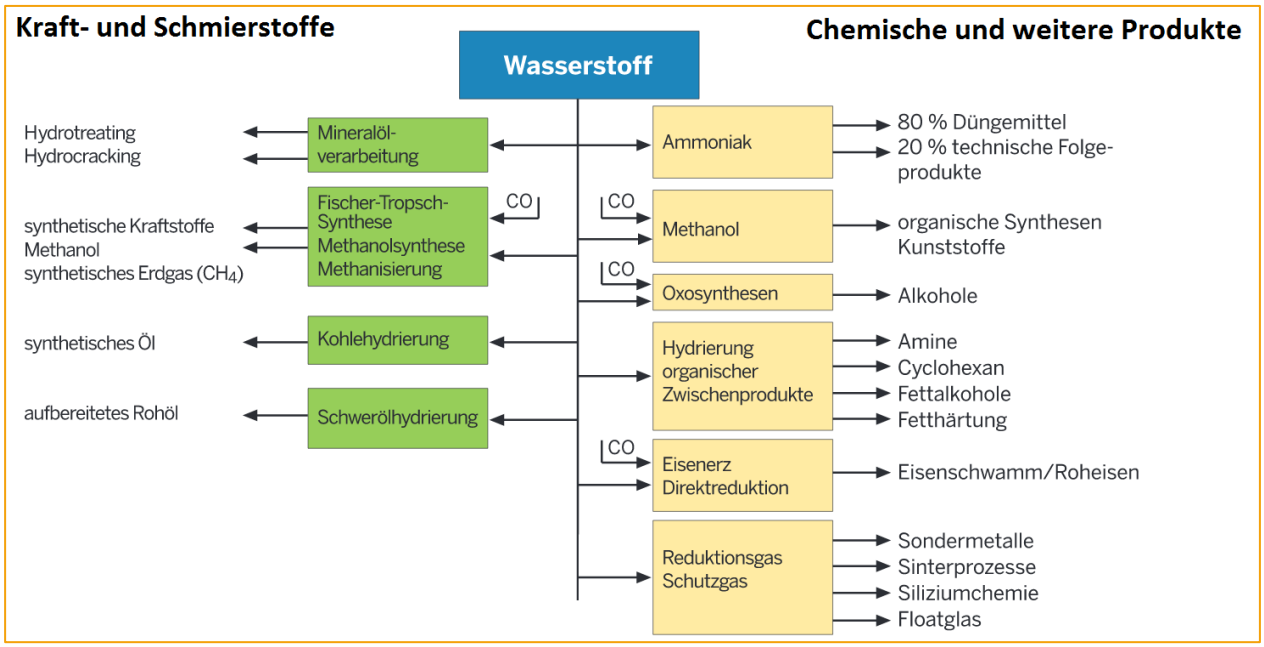


Abbildung 15: Stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie[78].

3.4.1.1 Chemische Industrie.

In der chemischen Industrie werden in der Ammoniakproduktion die größten Mengen Wasserstoff verbraucht, wobei nicht reiner Wasserstoff sondern wasserstoffreiches Gas genutzt wird. Im Jahr 2011 wurden in Deutschland für die Produktion von Ammoniak 5,23 Mrd. m³ (i.N.) Wasserstoff genutzt, das entspricht mehr als 25% der Gesamtproduktion[79]. Große Mengen an Wasserstoff werden auch für die Methanolproduktion benötigt. Etwa ein Fünftel der gesamten Wasserstoffproduktion in Deutschland finden Verwendung in der Methanolherstellung, für das Jahr 2015 wird der Bedarf auf 4,23 Mrd. m³ (i.N.) geschätzt[80]. Gemein ist den Anwendungen in der chemischen Industrie, dass Wasserstoff meist in integrierten Großprozessen und Stoffverbünden erzeugt und genutzt wird. Power to Gas-Anlagen können als alternative Erzeugungsquelle die in Stoffverbünden heute übliche Wasserstoffversorgung

[77] Berechnet auf Grundlage von (Eurostat, 2016)
[78] Abbildung aus (EnergieAgentur.NRW, 2013)
[79] (Schütz, Härtel, 2016)
[80] (Schütz, Härtel, 2016)

ergänzen, indem sie am Einspeisepunkt für die standortversorgende Rohrleitung platziert werden. Darüber kann Power to Gas bestehende Strukturen nutzen und als erneuerbare Wasserstoffbezugsquelle zur Dekarbonisierung der chemischen Industrie beitragen. Als erste Betriebsoption ist eine anteilige Zumischung von Wasserstoff aus Power to Gas möglich. Power to Gas-Anlagen können flexibel in Kombination mit fossil erzeugtem Wasserstoff als Backup betrieben werden, wenn die benötigten Mengen bspw. aufgrund derzeit bestehender technologischer Beschränkungen der Anlagengröße noch nicht vollständig durch die Power to Gas-Anlage bereitgestellt werden können.

Es gibt bereits konkrete Initiativen der chemischen Industrie, die Möglichkeiten von Power to Gas genauer zu erproben. So verfolgt z.B. das HYPOS-Projekt das Ziel, erneuerbaren Wasserstoff im großtechnischen Maßstab für die mitteldeutsche Chemieindustrie zur Verfügung zu stellen. Derzeit haben die Unternehmen im mitteldeutschen Chemiedreieck einen Wasserstoffbedarf von etwa 100.000 m³ (i.N.) pro Stunde, die über Dampfreformierung über die Wasserstoff-Pipeline von Linde bereitgestellt werden. Bei einer vollständigen Substitution dieser Mengen durch Wasserstoff aus Power to Gas-Anlagen könnten 700.000 Tonnen CO_2 im Jahr vermieden werden.[81]

Aufgrund der großen Mengen sowie den ausgereiften Geschäftsbeziehungen und Abnahmestrukturen sind die Wasserstoffbezugskosten in den meisten chemischen Prozessen auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Sie liegen laut Einschätzungen der interviewten Experten derzeit bei etwa 1 bis 2 €/kg H_2.

3.4.1.2 Raffinerien.

Etwa 40% des jährlich produzierten Wasserstoffs wird in Raffinerien eingesetzt, der Wasserstoffbedarf der Raffinerieprozesse wird für das Jahr 2015 auf 8,27 Mrd. m³ (i.N.) geschätzt. Ca. 20% davon fallen nicht direkt als Nebenprodukt im Prozess an und werden heute üblicherweise durch die Dampfreformierung von Erdgas gedeckt. In Raffinerien wird Wasserstoff für das Hydrocracken, das Hydrotreating und Hydroformylierungen benötigt. In den Prozessen werden die Raffinerieprodukte über den Einsatz von Wasserstoff aufbereitet und aufgewertet. Beim Hydrocracking werden langkettige Kohlenwasserstoffe aufgetrennt, um niedrig siedende Fraktionen für Produkte wie Benzin, Kerosin oder Diesel zu schaffen. Das Hydrotreating beschreibt mehrere Raffinationsprozesse zur Entfernung von Schwermetallen, Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff aus dem Rohöl. Über Hydroformylierung werden Aldehyde meist zu Alkohol hydriert, um diese in Weichmachern für Kunststoffe, Tensiden und Lösungsmitteln oder zu Polymeren weiterzuverarbeiten.[82]

Fast 60% der Raffinerieprodukte sind Kraftstoffe für den Mobilitätssektor[83], dieser Nutzungspfad wird in Kapitel 3.6.1.1 „Fortschrittliche Biokraftstoffe." ausführlich beschrieben.

3.4.1.3 Metallurgie.

Die Herstellung von Stahl kann neben dem gängigen kohlenstoffbasierten Prozess zur Reduktion von Eisen im Hochofen auch über eine Direktreduktion unter Einsatz von Wasserstoff und Kohlenmonoxid erfolgen. Für die Direktreduktion sind große Mengen an Wasserstoff erforderlich. Für die Produktion von einer Million Tonnen Rohstahl pro Jahr liegt der Wasserstoffbedarf bei mehr als 50.000 m³ (i.N.) pro Stunde. Bei einem durchgängigen Betrieb werden mehr als 438 Mio. m³ (i.N.) Wasserstoff jährlich

[81] (Mühlhaus, 2014)
[82] (Schütz, Härtel, 2016)
[83] (AG Energiebilanzen (AGEB), 2016)

benötigt. Über die Direktreduktion können die CO_2-Emissionen eines Hochofenprozesses in der Stahlproduktion bereits mit Wasserstoff aus der Direktreformierung von Erdgas bis um die Hälfte reduziert werden. Mit Wasserstoff aus Power to Gas fällt die Einsparung höher aus.[84]

In integrierten Hüttenwerken ist die Nutzung von Wasserstoff bereits heute für weitere Verarbeitungsschritte üblich. Wasserstoff wird als Schutzgas bei der Verzinkung von Stahl sowie bei Wärmebehandlungsprozessen (z.B. Glühprozess) eingesetzt, um eine Oxidationsreaktion zu vermeiden.

Für die Vision einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung von Stahlwerken spielt Power to Gas darüber hinaus als eine Technologie in dem von ThyssenKrupp initiierten Projekt Carbon2Chem eine interessante Rolle. Über Power to Gas emissionsfrei hergestellter Wasserstoff soll dabei mit in Stahlwerken anfallenden Hüttengasen, einem Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und -dioxid sowie Stickstoff und Wasserstoff, für die Herstellung von chemischen Grundstoffen genutzt werden. Das CO_2, das heute bei der Verbrennung der Hüttengase in Kraftwerken freigesetzt wird, würde dann der Chemischen Industrie zur Weiterverarbeitung zur Verfügung gestellt. Die damit verbundene reduzierte Strom- und Wärmeproduktion müsste auf anderem Weg bereitgestellt werden.

3.4.1.4 Glasindustrie.

In der Herstellung von Flachglas und Spezialglas werden kleinere Mengen an Wasserstoff benötigt. Bei der Flachglasproduktion im Floatglasverfahren wird Wasserstoff zusammen mit Stickstoff für das Zinnbad in der Produktionslinie eingesetzt (siehe Abbildung 16). Der Wasserstoffanteil des Stickstoff/Wasserstoff-Gemisches beträgt dabei 4 bis 10%. Pro produzierter Tonne Glas im Floatglasverfahren werden etwa 4,5 m³ (i.N.) Wasserstoff benötigt. In Deutschland werden jährlich um die 2 Mio. Tonnen Flachglas hergestellt. Der jährliche Bedarf an Wasserstoff beträgt folglich 9 Mio. m³ (i.N.), was in etwa 750.000 kg H_2 entspricht. Über die Verwendung von Power to Gas können bei Substitution der Dampfreformierung von Erdgas 7500 t CO_{2eq} jährlich eingespart werden. Derzeit wird Wasserstoff entweder über Trailerfahrzeuge angeliefert oder über einen eigenen On-Site-Elektrolyseur gewonnen. Bei Anlieferung des Wasserstoffs per Trailer liegen Preise für den Wasserstoff nach Angaben interviewter Experten für Glashersteller bei etwa 6,50 €/kg H_2.

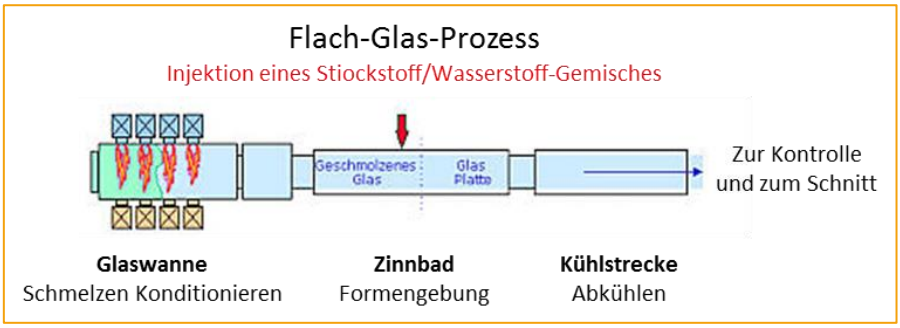


Abbildung 16: Schema einer Zinnbad-Inertisierung im Flach-Glas-Prozess[85].

[84] Einschätzungen aus dem Interview mit einem Experten aus der Stahlindustrie, (Birat u. a., 2008)
[85] Abbildung aus (Air Liquide Deutschland GmbH, 2016)

3.4.1.5 Verarbeitung von pflanzlichen Fetten und Ölen.

In der Lebensmittelherstellung werden im Anschluss an die Raffination von rohen Pflanzenölen unter Verwendung von Wasserstoff Fettmoleküle gesättigt. Die Fetthärtung ist ein Produktionsschritt in der Margarineproduktion. In einer Hydrierungsanlage wird Wasserstoff innerhalb des Moleküls angelagert und der Schmelzpunkt der Öle erhöht sich. Derzeit führen jedoch nur noch zwei Betriebe diesen Produktionsschritt in Deutschland durch.

3.4.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen.

Bei derzeitigen Gestehungskosten der Dampfreformierung, die Wasserstoff ohne Berücksichtigung der Logistik, Marge, Steuer sowie CO_2-Zertifikaten für ca. 1,68 €/kg bereitstellt[86], ist der Bezug von Wasserstoff aus Power to Gas lediglich für Anwendungen interessant, bei denen industrielle Verbraucher vergleichsweise hohe Preise für den Wasserstoff bezahlen. Diese Verbraucher lassen den Wasserstoff typischerweise per Trailer anliefern und fragen oft nur kleine Mengen an Wasserstoff nach. Der Wasserstoff wird dann meist als Reduktionsgas oder Schutzgas verwendet.

Power to Gas in der Industrie

Vor allem die chemische Industrie und Raffinerien nutzen große Mengen an Wasserstoff, der aus fossilen Energieträgern gewonnen wird.

Power to Gas-Produkte werden zuerst für industrielle Verbraucher interessant, die den Wasserstoff nicht über integrierte Strukturen beziehen und relativ hohe Bezugskosten haben.

Es besteht bereits ein Markt für Elektrolyseanwendungen in der Industrie. In Deutschland werden derzeit 7% des produzierten Wasserstoffs über Elektrolyse erzeugt, hauptsächlich über Chlor-Alkali-Elektrolyse und für die Natriumchloratproduktion, aber auch in der Glasindustrie wird On-Site-Elektrolyse als Bezugsoption angeführt. Derzeit wird der eingesetzte Strom für den Elektrolyseur dabei allerdings nicht ausschließlich über erneuerbare Energien erzeugt, sondern entspricht dem regulären Strommix und ist dadurch mit mehr als doppelt so hohen CO_2-Emissionen wie die Dampfreformierung verbunden[87].

Aus den Interviews mit industriellen Nachfragern von Wasserstoff wird deutlich, dass die Rahmenbedingungen für den Strombezug aus erneuerbaren Energien eine der Stellschrauben für die wirtschaftliche Attraktivität von Power to Gas darstellen. Um eine Marktentwicklung für Power to Gas in der Industrie zu ermöglichen, würde daher an dieser Stelle Handlungsbedarf bestehen. Wie unter Abschnitt 3.1.2.1 „Rechtliche Regelungen beim Strombezug." dargestellt, kommt lediglich für stromkostenintensive Industrieunternehmen nach § 64 EEG 2014 eine EEG-Umlagereduzierung nach der besonderen Ausgleichsregelung in Betracht. Für eine Stromsteuerentlastung liegen die Hürden für die industrielle Nutzung niedriger. Wenn der Betreiber der Power to Gas Anlage gleichzeitig ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes i.S.v. § 2 Nr. 2 a und Nr. 3 StromStG ist, besteht ein Befreiungstatbestand von der Stromsteuerbelastung. Für die Herstellung von Industriegasen kann eine Steuerentlastung darüber hinaus gem. § 9c StromStG gewährt werden für

[86] (Ernst & Young u. a., 2013)
[87] (Schütz, Härtel, 2016)

Strom, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Herstellung eines Industriegases entnommen hat, wenn die Stromkosten im Kalenderjahr 50 Prozent der Kosten für die Herstellung dieses Gases übersteigen.

3.5 Potenziale für Power to Gas im Wärmesektor.

3.5.1 Anwendungen.

Über das Gasnetz können erneuerbare Gase aus Power to Gas zur Wärmeversorgung von privaten und gewerblichen Verbrauchern genutzt werden, um fossiles Erdgas zu ersetzen. Besonders effizient erfolgt die Energiebereitstellung hierbei über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Allerdings sehen Akteure des Wärmesektors derzeit Schwierigkeiten für die Verwendung von erneuerbarem Gas. Eine Anrechenbarkeit als erneuerbare Wärmequelle gemäß EEWärmeG, das Eigentümer neu errichteter Gebäude zur anteiligen Deckung des Wärmebedarfs über erneuerbare Energien verpflichtet, ist lediglich in Baden-Württemberg gegeben. Dabei erfüllen erneuerbare Gase aus Power to Gas das angedachte Ziel des EEWärmeG, „im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten eine nachhaltige Entwicklung der Wärme- und Kälteversorgung zu ermöglichen und die Weiterentwicklung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zu fördern“[88]. Als Alternative zum Nutzungspfad über das Gasnetz besteht die Möglichkeit, erneuerbare Gase in der dezentralen Energieversorgung anzuwenden. Power to Gas-Anlagen können dabei vor Ort mit Brennwertthermen oder stationären Brennstoffzellen, die Wasserstoff in KWK-Anwendungen zu Strom und Wärmegewinnung nutzen, kombiniert werden.

3.5.1.1 Erneuerbares Gas für die Wärmversorgung.

Sowohl Wasserstoff als auch synthetisches Methan aus Power to Gas-Anlagen können in das Gasnetz eingespeist werden. Für die Einspeisung von Wasserstoff sind Grenzwerte zu beachten, um den Wasserstoffsensibilitäten der Gasinfrastruktur und der angeschlossenen Anlagen Rechnung zu tragen. Wärmetechnologien wie Brennwertkessel und KWK-Anlagen können das brenntechnisch zu fossilem Erdgas nahezu identische synthetische Methan oder Erdgas mit zugemischtem Wasserstoff über Verbrennung zur Wärmeversorgung nutzen. Es gibt bereits erste Anbieter auf dem Wärmemarkt, die erneuerbares Gas aus Power to Gas in das Gasnetz speisen und dies als erneuerbares Gasprodukt vermarkten. E.ON und Greenpeace Energy bieten Windgasprodukte an, bei denen der Gaskunde ein Erdgas-/Wasserstoff-Gemisch kauft. Der Anteil von erneuerbarem Wasserstoff aus Power to Gas liegt beim E.ON-Produkt derzeit bei 15 % und beim Greenpeace Energy Produkt aufgrund der technischen Grenzwerte des Gasnetzes für die Einspeisung von Wasserstoff noch unter 1%. Beide Produkte werden zu einem Preis von ca. 0,06 €/kWh angeboten und sind damit für Privatverbraucher konkurrenzfähig zu konventionellem Erdgas. Abbildung 17 zeigt schematisch den Gestehungs- und Nutzungspfad des Windgasproduktes von Greenpeace Energy. Der Wasserstoff für das Windgas von E.ON wird über die Power to Gas-Anlagen der Uniper Energy Storage in Falkenhagen und Hamburg erzeugt, Greenpeace Energy bezieht den Wasserstoff aus der Pilotanlage in Prenzlau, die von Enertrag betrieben wird.

[88] (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016)

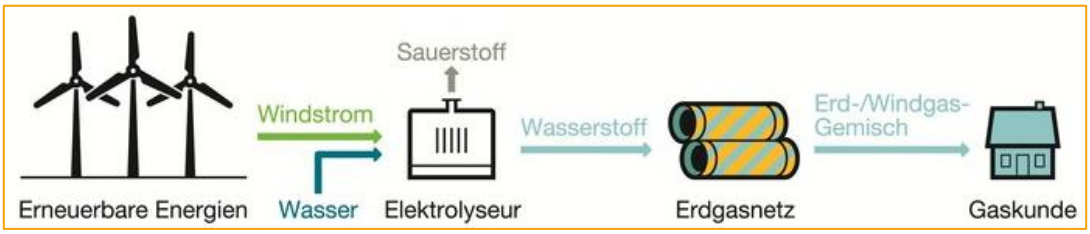


Abbildung 17: Gestehungs- und Nutzungspfad des Windgasproduktes von Greenpeace Energy[89].

Unter Einsatz effizienter Heiztechnik bestünde die Möglichkeit, über die Nutzung von erneuerbarem Gas in Verbindung mit einer verhältnismäßig geringen Wärmedämmung die gleiche Klimaschutzwirkung wie eine starke Wärmedämmung zu erzielen und die Wärme vergleichsweise günstiger bereitstellen[90]. Dennoch kann man derzeit lediglich in Baden-Württemberg die Nutzung erneuerbarer Wärme aus Power to Gas-Produkten zur Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs bei neuerrichteten Gebäuden nach EEWärmeG anrechnen, da das baden-württembergischen Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EwärmeG) dies als landepolitische Besonderheit zulässt.

Dezentrale Energieversorgung

Dezentrale Anwendungen nutzen die erneuerbaren Gase aus Power to Gas-Anlagen vor Ort und sind daher weder auf die überregionalen Transportmöglichkeiten des Gasnetzes noch auf einen kostenintensiven Trailertransport angewiesen. Aufgrund derzeit noch unzureichender Wasserstoffinfrastrukturen sind dezentrale Nutzungskonzepte vor allem für Wasserstoffanwendungen interessant. In Mannheim soll Mitte 2016 das europaweit erste industrielle Brennstoffzellen-Kraftwerk im Megawattmaßstab (1,4 MW) auf dem Gelände des Kunststoff-, Keramik- und Pumpenproduzenten Friatec AG in Betrieb gehen. Über den gekoppelten Betrieb kann das Kraftwerk jährlich über 10 Mio. kWh Strom und 6 Mio. kWh Wärme im Hochtemperatur-Bereich von 400 Grad Celsius bereitstellen und so etwa 60 Prozent des Energiebedarfs im Produktionsprozess des Unternehmens decken. Neben solchen stationären Brennstoffzellen kann erneuerbares Gas in Kombination mit konventionellen Wärmeversorgungsanlagen wie Gasthermen/-kessel die treibhausgasneutrale Energieversorgung in regionalen Initiativen sichern[91]. Der derzeit in Alzey (Rheinland-Pfalz) errichtete Exytron Zero-Emission-Wohnpark sichert über eine Photovoltaik- und Power to Gas-Anlage eine nachhaltige und umweltfreundliche Energieversorgung für 37 Wohneinheiten. In Zeiten, in denen der Strom aus der PV-Anlage nicht in das Stromnetz gespeist wird, erzeugt die Power to Gas-Anlage erst Wasserstoff und methanisiert dies zu synthetischem Methan. Dieses Methan wird unter anderem über Brennwerttherme und BHKW zur Beheizung von Gebäuden und zur Stromerzeugung für Klimaanlagen genutzt.

[89] Abbildung aus (Greenpeace Energy eG, 2016)
[90] (Krause u. a., 2011), (Doetsch u. a., 2014)
[91] (Schaefer, 2016)

3.5.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen.

Erneuerbare Gase aus Power to Gas können neben anderen strombasierten Wärmeoptionen (Power to Heat) die regenerative Wärmequelle Biomethan sinnvoll ergänzen, die in ihrem Nutzungspotenzial durch die beschränkte Verfügbarkeit von Energiepflanzen Grenzen hat. Allerdings werden erneuerbare Gase aus Power to Gas aus Sicht der interviewten Experten in den aktuellen Rahmenbedingungen im Wärmesektor noch nicht gewürdigt. Lediglich in Baden-Württemberg kann der in Power to Gas-Anlagen erzeugte Wasserstoff und das synthetische Methan für die Erfüllung der Anforderungen von EEWärmeG angerechnet werden.[92] In § 3 EEWärmeG werden die Eigentümer von Gebäuden i.S.v. § 4 EEWärmeG, die neu errichtet werden, dazu verpflichtet, den Wärme- und Kälteenergiebedarf durch die anteilige Nutzung von Erneuerbaren Energien nach Maßgabe der §§ 5 und 6 EEWärmeG zu decken.

Die Belastung des Strombezugs zur Erzeugung der strombasierten erneuerbare Gase für die Wärmeversorgung ist mit Abgaben belastet (siehe auch Abschnitt 3.1.2.1 „Rechtliche Regelungen beim Strombezug."), wodurch eine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Biomethan deutlich erschwert wird. Unter diesen Voraussetzungen können Power to Gas-Produkte lediglich über Mischprodukte wie die von E.ON und Greenpeace Energy angebotenen Windgastarife im Wärmemarkt auf der Grundlage einer höheren Zahlungsbereitschaft der Kunden vermarktet und nicht im Rahmen der gesetzlichen Verpflichtungen angerechnet werden. Zu beachten ist hier aber auch, dass solche Vermarktungsaktivitäten aufgrund des Missverhältnisses zwischen Erzeugungskosten und Vermarktungserlösen heute noch nicht die Betriebskosten der Erzeugung der erneuerbaren Gase decken können.

Power to Gas für die Wärmeversorgung

Gase aus Power to Gas können fossiles Erdgas ersetzen und über die Gasinfrastruktur die Versorgungswege zum Endanwender für Wärme erschließen.

Allerdings werden Power to Gas-Produkte derzeit in den Rahmenbedingungen des Wärmesektors noch nicht als erneuerbare Gase betrachtet, wodurch eine Anrechenbarkeit nach EEWärmeG nicht möglich ist.

Für die Frage nach der Wirtschaftlichkeit von strombasierten erneuerbaren Gasen ist wiederum die Diskrepanz zwischen niedrigen Gaspreisen und hohen Strombezugskosten höchst problematisch. Die in der Gestehungskostenrechnung anzusetzende EEG-Umlage und Stromsteuer (etwa 0,17 €/kWh bei einem Gesamtwirkungsgrad von 50% für den Nutzungspfad SNG) sorgen dafür, dass erneuerbare Gase aus Power to Gas derzeit bei aktuellen Großhandelspreisen für Erdgas (unter 0,02 €/ kWh) und Handelspreisen für Biomethan (0,05 – 0,08 €/kWh[93]) von einer Wettbewerbsfähigkeit weit entfernt sind(siehe auch 3.3.2 „Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen."). Die Abbildung 18 vergleicht die Zusammensetzung des Strompreises mit der Zusammensetzung des Gaspreises und zeigt, dass der Gasbezug mit weniger Abgaben und Steuern versehen ist als der Strombezug.

[92] (Schäfer-Stradowsky, Boldt, 2015)

[93] Telefoninterviews mit Experten aus dem Wärmesektor(Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2016)

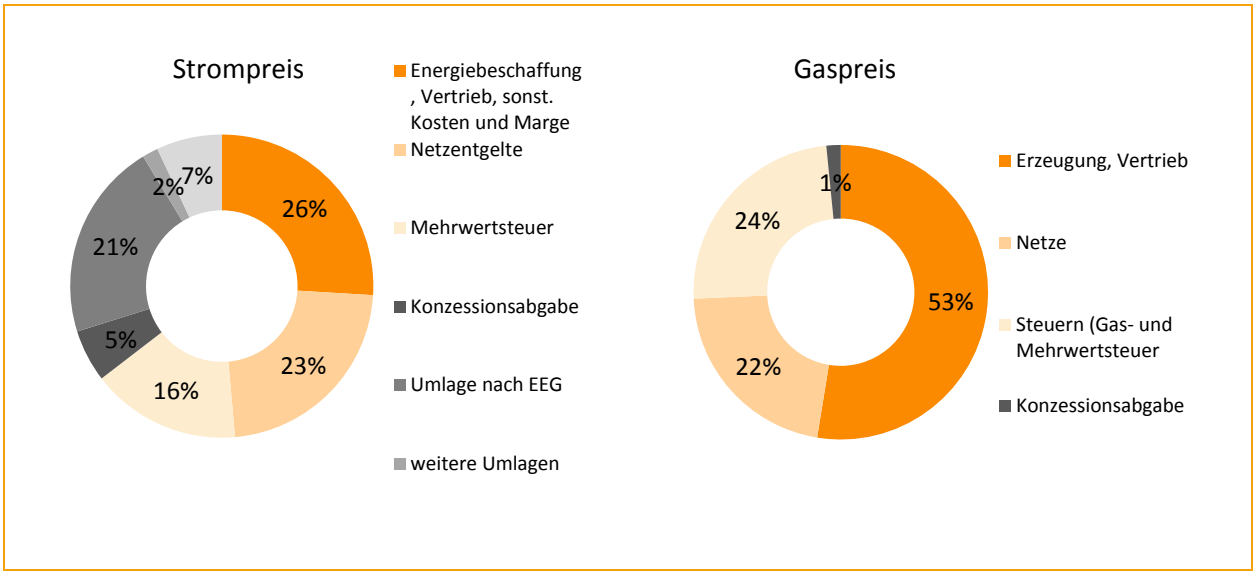


Abbildung 18: Zusammensetzung des Strompreises und des Gaspreises[94].

3.6 Potenziale für Power to Gas im Mobilitätssektor.

3.6.1 Anwendungen.

Die in Deutschland bestehenden sektorenübergreifenden Treibhausgasminderungsziele sind ohne eine Transformation des Mobilitätssektors nicht erreichbar. Abbildung 19 gibt einen Überblick über den anteiligen CO_2-Ausstoß nach Verkehrsträger.

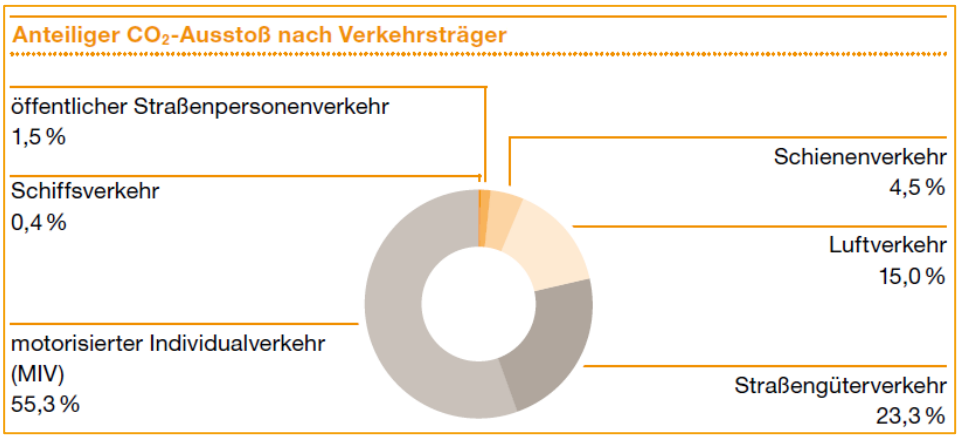


Abbildung 19: Treibhausgasemissionen in der Mobilität: CO_2-Ausstoß nach Verkehrsträger[95].

Der Straßenverkehr verursacht 80% der verkehrsbedingten CO_2-Emissionen in Deutschland, untergliedert in motorisierten Individualverkehr (55,3%), Straßengüterverkehr (23,3%) und öffentlichen Straßenpersonenverkehr (1,5%)[96]. Die Abbildung 20 listet die spezifischen Treibhausgasemissionen

[94] Eigene Abbildung basierend auf Werten aus (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015a)
[95] Abbildung aus (Brandt u. a., 2015)
[96] (Brandt u. a., 2015)

einzelner Kraftstoffbereitstellungspfade für PKW in Kilogramm CO_2 pro gefahrenen Kilometer. Mittels Power to Gas können im Bereich Mobilität große CO_2-Reduktionspotenziale erschlossen werden.

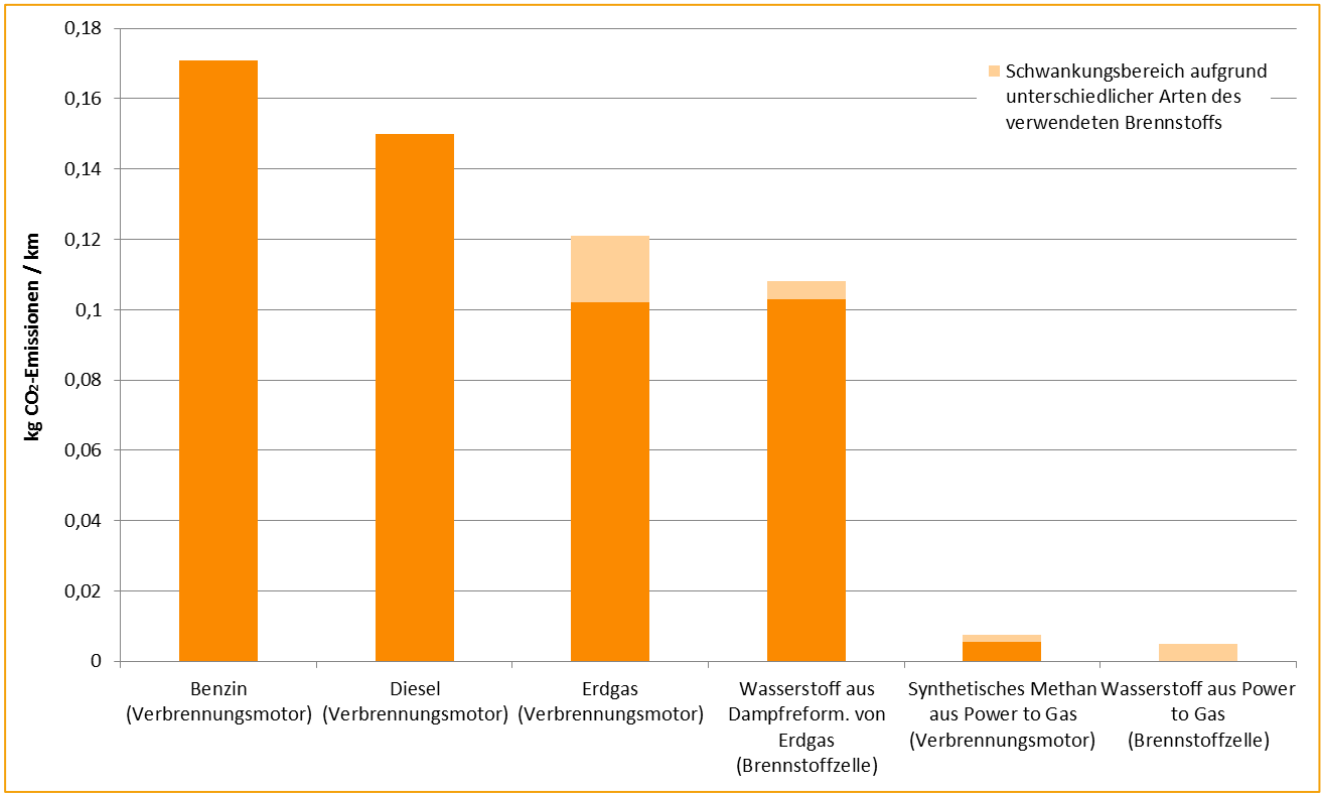


Abbildung 20: Darstellung der spezifischen CO_2-Emissionen einzelner Kraftstoffbereitstellungspfade für PKW[97].

In der Mobilität können über Power to Gas verschiedene Anwendungsmöglichkeiten erschlossen werden. Diese kann man anhand des eingesetzten Kraftstoffs unterscheiden:

1) Fortschrittliche Biokraftstoffe
2) Synthetisches Methan
3) Wasserstoff

3.6.1.1 Fortschrittliche Biokraftstoffe.

In Raffinerien wird Wasserstoff zur Aufbereitung und Aufwertung von Kohlenwasserstoffen eingesetzt, um vor allem hochwertige Otto- und Dieselkraftstoffe herzustellen. Derzeit fällt ein Teil des verwendeten Wasserstoffs in anderen Verarbeitungsschritten als Nebenprodukt an, ein anderer Teil von 1,36 Mio. kg Wasserstoff pro Jahr muss über die Dampfreformierung von Erdgas gewonnen werden[98]. Erneuerbarer Wasserstoff aus Power to Gas, der mit 87,5% weniger Treibhausgasemissionen in der Produktion verbunden ist[99], kann den Wasserstoff aus Dampfreformierung von Erdgas ersetzen.

[97] Eigene Abbildung basierend auf (Schütz, Härtel, 2016), (Bünger u. a., 2014)
[98] (Harks, 2015)
[99] (Mischlau, 2015)

Gesetzlich vorgeschriebene Treibhausgasminderung zur Biokraftstoffförderung

Für in Deutschland produzierte fossile Otto- und fossile Dieselkraftstoffe ist der Produzent nach § 37a Absatz 4 Satz 2 BImSchG verpflichtet, den Treibhausgasanteil der von ihm in Verkehr gebrachten Gesamtmengen an Kraftstoff

- in den Jahren 2015 und 2016 um 3,5%
- in den Jahren 2017 bis 2019 um 4%
- und ab dem Jahr 2020 um 6%

zu senken. Die Minderung erfolgt durch die Zumischung von Biokraftstoffen, die die Treibhausgasbilanz des in Verkehr gebrachten Kraftstoffs senken.[100]

Anrechnung von erneuerbarem Wasserstoff aus Power to Gas als Biokraftstoff

Nach der Richtlinie (EU) Nr. 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Reform der Erneuerbaren Energien Richtlinie Nr. 2009/28/EG kann erneuerbarer Wasserstoff und synthetisches Methan aus Power to Gas in nationalen THG-Minderungsstrategien als Biokraftstoff angerechnet werden. In der in Deutschland gesetzlich vorgeschriebene THG-Minderungsquote (derzeit bei 3,5%) werden Biokraftstoffe seit 2015 nach ihrem tatsächlichen THG-Minderungspotenzial behandelt. Für die THG-Berechnung ist die Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen richtungsweisend. Hier sind die Mitgliedsstaaten aufgefordert, die vorgesehene Berechnungsmethodik bis 21. April 2017 in nationales Recht umzusetzen. Werden Power to Gas-Produkte in deutschem Recht als Biokraftstoffe bestätigt, sollte sich demnach an den Werten der europäischen Methodik zur THG-Berechnung orientiert werden. Diese berechnet für erneuerbaren Wasserstoff eine THG-Intensität von 9,1 g CO_2-Äquivalente/MJ. Ersetzt erneuerbarer Wasserstoff aus Power to Gas in Raffinerien bisher eingesetzten konventionell erzeugten Wasserstoff, beträgt die spezifische Emissionsminderung 95,2 g CO_2/MJ.

Der Referenzwert für die Erlöspotenziale des erneuerbaren Wasserstoffs aus Power to Gas ergibt sich über die Marktpreise des bisher zugekauften Biokraftstoffanteils für die Zublendung bei Otto- und Dieselkraftstoffen. Für Biodiesel liegen die Handelspreise derzeit um die 0,75 €/l, was in etwa 0,08 bis 0,09 €/kWh entspricht[101]. Die höhere spezifische THG-Minderung von erneuerbarem Wasserstoff aus Power to Gas gegenüber Biodiesel rechtfertigt einen Preisaufschlag für den erneuerbaren Wasserstoff. Das Erlöspotenzial für Wasserstoff aus Power to Gas liegt bei einem Einsatz in Raffinerien dementsprechend über 0,08 bis 0,09 €/kWh.

Die Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff in der Raffinierung von Otto- und Dieselkraftstoffen hat den Vorteil, dass so erzeugter Kraftstoff ohne technologische Änderungen bei den vorhandenen Fahrzeugflotten genutzt werden kann. Ebenso kann das dichte, bestehende Tankstellennetz genutzt werden. Alle bestehenden Verkehrsmittel und Fahrzeugtypen können diese Kraftstoffe nutzen.

[100] (Bundesministerium der Finanzen (BMF), 2015)
[101] (Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V. (ufop), 2016)

3.6.1.2 Synthetisches Methan.

Synthetisches Methan kann unmittelbar als Substitut für Erdgas eingesetzt werden. Das hat den Vorteil, dass bestehende CNG-Fahrzeugflotten und -Tankinfrastrukturen genutzt werden können, wobei der Bestand im Vergleich zu Otto- und Dieselkraftstoffen vergleichsweise gering ausfällt. In Deutschland stehen derzeit etwa 1000 Erdgastankstellen für 100.000 Erdgasfahrzeuge zur Verfügung[102]. Für einen weiteren Ausbau kann über das Gasnetz auf eine flächendeckende Infrastruktur zurückgegriffen werden. Eine örtliche Nähe der Power to Gas-Anlage zu den Tankstellen ist daher nicht erforderlich. Das Audi e-Gas-Projekt kann als beispielhaftes Vorhaben für die Bereitstellung von synthetischem Methan als Kraftstoff über das Gasnetz benannt werden. Seit Februar 2014 verkauft der Automobilhersteller Audi das Modell A3 g-tron auf dem Markt, der mit von Audi hergestelltem, synthetischem Methan angetrieben werden kann. Audi erfasst die vom Kunden getankten Gasmengen mit der Audi e-gas Tankkarte und stellt sicher, dass genau diese Menge an synthetischem Methan von den Power to Gas-Anlagen in Werlte (Niedersachsen) und Allendorf (Hessen) in das Gasnetz eingespeist wird. Um wettbewerbsfähig zu werden, muss synthetisches Methan aus Power to Gas-Anlagen zumindest zu ähnlichen Verkaufspreisen wie Biomethan vermarktet werden können. Diese liegen aktuell zwischen 0,05 und 0,08 €/kWh[103].

3.6.1.3 Wasserstoff.

<u>Straßenverkehr</u>

Für die direkte Nutzung des Wasserstoffs aus Power to Gas-Anlagen als Kraftstoff spricht der bessere Gesamtwirkungsgrad über den Nutzungspfad, der mit fast 50% doppelt so hoch ist wie der Gesamtwirkungsgrad über den Nutzungspfad synthetisches Methan. Zudem arbeiten Brennstoffzellen mit einem Wirkungsgrad von 60% deutlich effizienter als Ottomotoren (30-35%) und Dieselmotoren (um die 40%)[104]. Allerdings ist die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge und der Wasserstofftankstellen in Deutschland noch gering. Innerhalb des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) soll die Anzahl der bestehenden Wasserstofftankstellen von aktuell 15 auf 50 Wasserstofftankstellen aufgestockt werden. Die das Programm begleitende Clean Energy Partnership verfolgt seit 2011 das Ziel, die Hälfte des an den Tankstellen angebotenen Wasserstoffs in CO_2-neutraler Wasserstoffproduktion über Wasserelektrolyse mit Energie aus regenerativen Quellen oder über den Pyroreforming-Prozess aus Biomasse zu gewinnen. Darüber hinaus haben sich sechs Unternehmen sowie fünf assoziierte Partner aus der Automobil-, Gas- und Mineralölindustrie, wovon alle bis auf ein assoziierter Partner ebenfalls in der Clean Energy Partnership aktiv sind, zur Gesellschaft H_2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG zusammengeschlossen, um 400 Wasserstofftankstellen in Deutschland bis 2023 zu bauen.

Erste potenzielle Nutzer für diesen Nutzungspfad sind kommunale Fahrzeugflotten, da diese typischerweise auf zentrale Infrastrukturen für die Reparatur, Wartung und Betankung setzen und schon vor dem Aufbau einer flächendeckenden Infrastruktur auf Brennstoffzellenantrieb umstellen können. Im öffentlichen Personen- und Nahverkehr (ÖPNV) werden in Hamburg, Köln und Stuttgart bereits zwölf Brennstoffzellenbusse eingesetzt. Der Hamburger Senat verfolgt das Ziel, ab 2020 für den ÖPNV

[102] (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2013)
[103] Telefoninterviews mit Experten aus dem Gassektor, (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2016)
[104] (Bünger u. a., 2014)

nur noch emissionsfreie Busse anzuschaffen. Die interviewten Experten bevorzugen für den Busbereich die Brennstoffzellentechnologie gegenüber der klassischen Elektromobilität, da sich vor allem über Reichweitenvorteile und geringere Betankungszeiten wirtschaftliche Vorteile im personalkostenintensiven ÖPNV ergeben. Initiativen wie die des Hamburger Senats zeigen, dass kommunale Unternehmen als ÖPNV-Betreiber als Treiber für die Förderung von umweltfreundlichen Technologien wie Power to Gas auftreten können. Verkehrsgesellschaften in neun deutschen Städten (Wiesbaden, Hamburg, Mainz, Frankfurt, Köln, Stuttgart, Wuppertal, Potsdam, Düsseldorf) haben sich zusammen mit der Region Bozen in einem gemeinsamen Beschaffungscluster innerhalb der europäischen FCH JU-Initiative zusammengeschlossen, um in dem Zeitraum 2016 bis 2020 voraussichtlich mehr als 150 weitere Brennstoffzellenbusse anzuschaffen. Die Anschaffung soll im Rahmen des EU-Horizon2020-Programms über den Call FCH JU 2016 und 2017 für die Förderung von Brennstoffzellenbussen und assoziierten Wasserstoffinfrastrukturen bezuschusst werden. Zuvor haben die Hauptakteure der europäischen Brennstoffzellen-Bushersteller EvoBus, MAN, Solaris, Van Hool und APTS/VDL in einem Letter of Understanding, der symbolisch den Bürgermeistern der Städte Hamburg und London übergeben wurde, die Herstellung von 1.000 Bussen bis 2020 angekündigt.

Neben den Investitionskosten für Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb spielen die Bezugskosten für Wasserstoff eine entscheidende Rolle in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Je nach Referenz ergeben sich verschiedene Einschätzungen zu Preispotenzialen für die Frage, was Wasserstoff an der Zapfsäule kosten darf. Neben der spezifischen Energiedichte pro kg spielt auch die Zusammensetzung der Preisbestandteile eine wichtige Rolle. Bei aktuellen Benzin- und Dieselpreisen macht die Energiesteuer um die 50% der Preise aus, aufgrund von Steuerbegünstigungen liegt der Energiesteueranteil für den Kraftstoff Erdgas derzeit mit 16% vergleichsweise niedrig[105]. Abbildung 21 gibt einen Überblick über die Preispotenziale, die derzeit im Gespräch sind. Für die Berechnung der Preispotenziale wurde eine komplette Energiesteuerbefreiung gegenüber Benzin und Diesel angenommen.

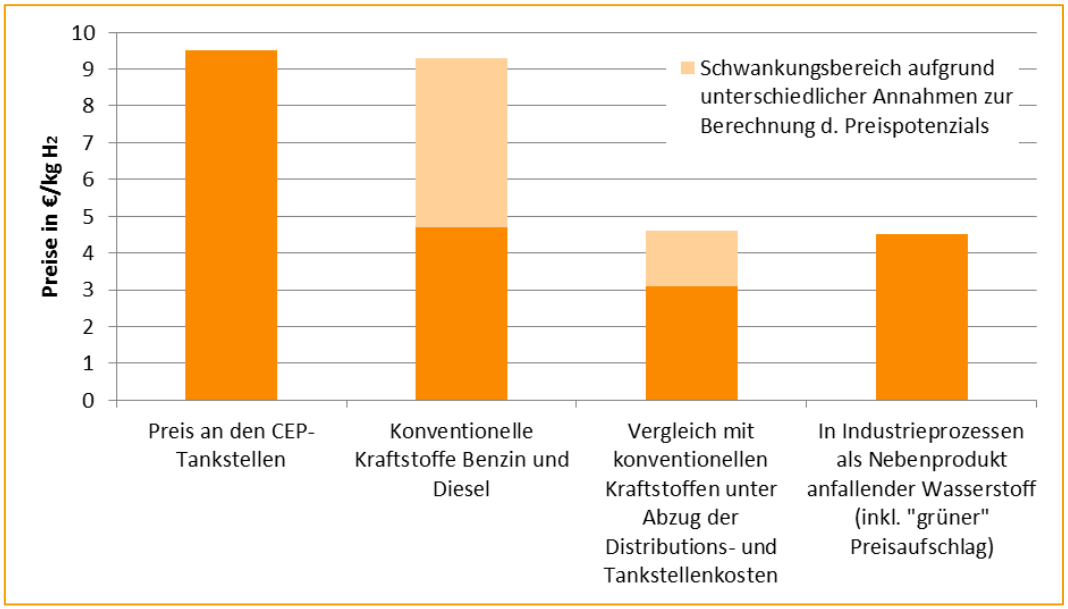


Abbildung 21: Einschätzungen zu Preispotenzialen von Wasserstoff aus Power to Gas in der Mobilität.

[105] (Bundesministerium der Finanzen (BMF), 2016), (Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV), 2016), (Zukunft ERDGAS e.V., 2015)

Schienenverkehr

Auch im Schienenverkehr gibt es erste konkrete Projekte zur kommerziellen Anwendung von Wasserstoff in der Mobilität. Alstom entwickelt seit September 2013 in einem innerhalb des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) geförderten Projekt eine neue Wasserstoff-Fahrzeugkategorie. Diese soll als umweltfreundliche Lösung auf den nicht elektrifizierten Nebenstrecken in Deutschland (etwa 50% des Schienennetzes) zum Einsatz kommen und dieselbetriebene Loks ersetzen. Die vier Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg haben in einem Letter of Interest (LOI) die Abnahme von über 50 Zügen zwischen 2018 und 2021 zugesichert.[106]

Logistik

In der Logistik (Flughäfen, Hafengelände, Zentrallager) und in der Fertigung wird ebenfalls untersucht, inwieweit Flurförderfahrzeuge mit Wasserstoff betrieben werden können. Gabelstapler und Schlepper mit Brennstoffzellenantrieb verursachen gegenüber dieselbetriebenen Fahrzeugen keine lokalen Schadstoffemissionen, und können im Gegensatz zu batteriebetriebenen Alternativen eine hohe Leistung und Reichweite sowie geringe Tankzeiten aufweisen. Im Mercedes-Benz-Werk in Düsseldorf und im BMW-Werk in Leipzig wurden Demonstrationsprojekte für Flurförderfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb initiiert. Weiterhin soll im HyLIFT-EUROPE-Projekt bis Ende 2017 der Einsatz von 200 mit Wasserstoff angetriebenen Brennstoffzellen-Flurförderfahrzeugen erprobt werden. Die Kosten für den konventionell durch Dampfreformierung hergestellten Wasserstoff werden in den bestehenden Flurförderfahrzeugprojekten auf 7,15 €/kg Wasserstoff angegeben[107]. Im BMW Werk in Leipzig verbrauchten die sechs Schlepper und fünf Gabelstapler im Zeitraum vom Februar 2014 bis Oktober 2015 4.728 kg grün zertifizierten Wasserstoff der Firma Linde, dessen Preis laut der interviewten Experten um die 10 €/kg Wasserstoff liegt.

3.6.2 Marktchancen und regulatorische Rahmenbedingungen.

Verglichen mit den anderen Nutzungspfaden können erneuerbare Gase aus Power to Gas in der Mobilität zu relativ hohen Preisen für das Endprodukt abgesetzt werden. Die in Hamburg und Stuttgart im öffentlichen Personen- und Nahverkehr (ÖPNV) eingesetzten Brennstoffzellenbusse beziehen den Wasserstoff an CEP-Tankstellen. An vier CEP-Tankstellen erfolgt die Wasserstoffherstellung über einen Elektrolyseur direkt vor Ort über Power to Gas. Die damit erreichten H_2-Gestehungskosten liegen bereits teilweise unter den im Rahmen des politischen und strategischen Commitments vereinbarten Preisen für H_2 an CEP-Tankstellen (9,50 €/kg H_2). Für die direkte Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität erscheint eine integrierte Nutzung und Herstellung von Wasserstoff im ÖPNV unter diesen Prämissen vielversprechend und lohnenswert.

[106] (Knitter, 2016)
[107] (Günthner, Micheli, 2015)

Power to Gas in der Mobilität

Im Mobilitätssektor können für Power to Gas-Produkte vergleichsweise hohe Preise erzielt werden.

Für die direkte Nutzung von Wasserstoff erscheint eine integrierte Nutzung und Herstellung von Wasserstoff im ÖPNV vielversprechend. Im Fall einer Anerkennung von Wasserstoff aus Power to Gas als Biokraftstoff wird eine Nutzung in Raffinerien wirtschaftlich interessant. Auch für synthetisches Methan gibt es Absatzpotenziale.

Die Verwertungs- und Absatzmöglichkeiten für Wasserstoff aus Power to Gas hängen laut der interviewten Experten auch von der Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen sowie vom Vorhandensein der erforderlichen Transport- und Betankungsinfrastruktur ab.

Der EU-Gesetzgeber hat am 22. Oktober 2014 die Richtlinie über den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe[108] (im Folgenden „AFI-RL“) erlassen. Gemäß Art. 3 Abs.1 AFI-RL hat jeder Mitgliedstaat bis zum 18.11.2016 (vgl. Abs. 7) einen nationalen Strategierahmen für die Marktentwicklung im Bereich alternativer Kraftstoffe und deren Infrastruktur vorzulegen. Der Aufbau einer öffentlich zugänglichen Infrastruktur für Wasserstofftankstellen gem. Art. 5 Abs. 1 ist in der AFI-RL lediglich fakultativ[109], so dass die Mitgliedsstaaten diese in ihrem nationalen Strategierahmen nicht aufnehmen müssen. Für das Geschäftsmodell Wasserstoff in der Mobilität wäre eine entsprechende Aufnahme des Wasserstofftankstellenaufbaus in den nationalen deutschen Strategierahmen vorteilhaft. Das zuständige Bundesverkehrsministerium (BMVI) hat bisher keinen nationalen Strategierahmen veröffentlicht. Es lässt sich daher gegenwärtig auch noch nicht voraussagen, ob das BMVI die Wasserstofftankstellen in die nationale Strategie aufnehmen wird. In anderem Zusammenhang hat das BMVI allerdings deutlich gemacht, dass es einen Ausbau des Netzes von Wasserstofftankstellen für wichtig hält.[110]

Für synthetisches Methan aus Power to Gas liegen die Gestehungskosten noch über den durch Biomethan vorgegebenen Erlöspotenzialen zwischen 0,05 und 0,08 €/kWh[111]. Dass es ein explizites Verbraucherinteresse an einem derartigen Produkt gibt und relevante Abnahmepotenziale für synthetisches Methan existieren, zeigt die positive Resonanz der ersten Vertriebsmodelle auf. Seit Februar 2014 konnte Audi bereits 10% seiner CNG-Kunden ohne gesonderte Marketingaktionen für den Umstieg auf synthetisches Methan als Kraftstoff gewinnen.

Um Potenziale zur Dekarbonisierung des Mobilitätssektors zu erschließen, wenn die Erlöspotenziale in den Nutzungspfaden unter den an CEP-Tankstellen liegen, ist nach Ansicht der interviewten Experten eine Befreiung von den Letztverbraucherabgaben beim Strombezug, vor allem von der EEG-Umlage, empfehlenswert. Wie in dem Abschnitt 3.1.2.1 „Rechtliche Regelungen beim Strombezug.“ ausgeführt wurde, bestehen für die Befreiung von Netzentgelten bereits entsprechende Regelungen im EnWG.

---

[108] Richtlinie 2014/94/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.

[109] „Mitgliedstaaten, die sich dafür entscheiden, in ihre nationalen Strategierahmen öffentlich zugängliche Wasserstofftankstelle naufzunehmen, stellen sicher,[...]“.

[110] (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2016)

[111] Telefoninterviews mit Experten aus dem Gassektor, (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2016)

Für die EEG-Umlage als anderer großer Abgabenbestandteil der Strombezugskosten können derzeit lediglich stromkostenintensive Unternehmen nach §64 EEG 2014 von der Entrichtung befreit werden.

Als weiteren entscheidenden Faktor für die Marktentwicklung von erneuerbaren Kraftstoffen aus Power to Gas sehen die interviewten Experten die Umsetzung der EU-Richtlinie (EU) Nr. 2015/1513 zur Anrechenbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff und synthetischem Methan auf die Biokraftstoffquote in nationales deutsches Recht. Derzeit ist eine Anrechnung von synthetisch erzeugtem Methan auf die Biokraftstoffquote nur in bestimmten Konstellationen bei Einsatz der Technologie der Methanisierung möglich, soweit das genutzte CO_2 aus Biomasse im Sinne der BiomasseV und unter Beachtung der Nachweisanforderungen nach der Biokraft-NachV gewonnen wurde. In solchen Spezialkonstellationen ist es aktuell möglich, durch die Vertankung synthetischen Methans eine Biokraftstoffquote zu generieren, die an die Quotenverpflichteten verkauft werden kann. Insoweit wäre es den Betreibern von Power to Gas-Anlagen im Mobilitätssektor bereits heute – unter engen Voraussetzungen – möglich, eine zusätzliche Einnahmequelle zu erschließen. Die Wertigkeit der derart erzeugten Quote und damit die Höhe der erzielbaren Zusatzeinnahmen hängen allerdings vom Treibhausgasminderungspotential des Kraftstoffs ab, der seit 2015 für jede Produktionscharge konkret berechnet werden muss (sog. THG-Berechnung). Bei der Berechnung müssen die Vorgaben von § 8 Abs. 3 Biokraft-NachV i.V.m. Anlage 1 Biokraft-NachV beachtet werden. Hierbei hat die Power to Gas-Technologie aktuell einen spezifischen Nachteil, weil der eingesetzte Strom gem. Nr. 11 Satz 2 Anlage 1 Biokraft-NachV jeweils mit dem THG-Wert des nationalen Strommixes in die THG-Berechnung einfließt, wenn er über das Netz transportiert wird. Das bedeutet, dass die THG-Berechnung bei einem nicht direkt erfolgenden Strombezug zu sehr schlechten Ergebnissen führt, selbst wenn „echter“ Grünstrom eingesetzt wird. Lediglich bei einem Transport des Stroms über eine Direktleitung von der EE-Anlage zur Power to Gas-Anlage wäre es möglich, den erneuerbaren Strom als THG-neutral anzusetzen, vgl. Nr. 11 Satz 3 Anlage 1 Biokraft-NachV.

Wird Wasserstoff vertankt, ist eine Anrechnung auf die Biokraftstoffquote nach aktueller Rechtslage stets ausgeschlossen. Dies ergibt sich daraus, dass Biokraftstoff die Qualitätsanforderungen von Erdgas erfüllen muss, damit er auf die Quote angerechnet werden kann. Sobald die Anrechenbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff auf die Biokraftstoffquote in deutschem Recht möglich ist, wird regulatorisch ein Mehrwert für Wasserstoff aus Power to Gas geschaffen und der Nutzungspfad der fortschrittlichen Biokraftstoffe wird wirtschaftlich interessant. Ein Argument für einen Eigenbetrieb der Power to Gas-Anlage durch den Raffineriebetreiber liefert der Umstand, dass Raffinerien als stromkostenintensive Unternehmen von der Entrichtung der EEG-Umlage beim Strombezug befreit sind.

Biokraftstoffe aus Power to Gas

Derzeit wird Wasserstoff aus Power to Gas nicht als Biokraftstoff anerkannt. Methan aus Power to Gas muss über die Methanisierung hergestellt werden und das genutzte CO_2 aus Biomasse im Sinne der BiomasseV stammen, um als Biokraftstoff anerkannt zu werden.

Das Methan wird mit einem vergleichsweisen schlechten Treibhausgas (THG)-Minderungspotenzial gerechnet, da der THG-neutrale Strombezug von Power to Gas-Anlagen im Regelwerk vernachlässigt wird.

3.7 Handlungsempfehlungen.

In den gesetzlichen Regelungen ist derzeit lediglich für das Geschäftsmodell der Rückverstromung eine Sonderbehandlung von Power to Gas vorgesehen. Die Möglichkeiten der Nutzung von erneuerbaren Gasen aus Power to Gas im Gassektor, im Industriesektor, im Wärmesektor und im Mobilitätssektor werden nicht oder kaum berücksichtigt.

Um eine Marktentwicklung für Power to Gas zu ermöglichen, sind daher neben der Weiterentwicklung der Marktbedingungen und der Technologie verschiedene Anpassungen der derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen entscheidende Stellschrauben. Werden diese Stellschrauben angegangen, wird Power to Gas der Weg zur vollständigen Marktreife freigelegt. Die dena hat auf Basis der Analyse und Bewertungen im Kapitel 3 zu Anwendungen, Marktchancen und regulatorischen Rahmenbedingungen die folgenden Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Regulatorische Rahmenbedingungen

- **Power to Gas-Produkte als Energiespeicher anerkennen:** Im Zuge einer Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sollten Energiespeicher als zusätzliches Element in das Energiesystem eingeordnet werden. Funktionen und Pflichten von Energiespeichern müssen klar geregelt werden, um die notwendige Abgrenzung von zwischengespeicherter und letztverbrauchter Energie zu ermöglichen. Die bestehenden Befreiungen von Letztverbraucherabgaben für Stromspeicher als Sonderform von Energiespeichern sollte auf Energiespeicher erweitert werden, die mit der Übertragung von Energie aus dem Stromsektor in den Gas-, Wärme-oder (Flüssig-) Kraftstoffsektor ebenfalls einen erheblichen Beitrag zur Markt-und Systemintegration erneuerbarer Energien leisten können. Aufgrund ihrer derzeitigen Einordnung als Letztverbraucher müssen Power to Gas-Anlagen für den Bezug von Strom nicht sachgerechte Abgaben und Umlagen zahlen, vor allem die Entrichtung der EEG-Umlage hat negative Effekte auf die Wirtschaftlichkeit.
- **Einfluss der weiteren Entwicklungen am Strommarkt berücksichtigen:** Die weitere Entwicklung von Power to Gas ist eng an die weitere Entwicklung des Stromsystems gekoppelt, da sich die Technologie auch zur Nutzung von nicht-integrierbarem Strom anbietet. Im Zuge der geplanten Maßnahmen zur Umsetzung des Strommarkts 2.0 ist zu erwarten, dass ein größerer Flexibilitätsbedarf entsteht. Grund dafür sind steigende Anteile an erneuerbarer Energie in der Stromversorgung sowie Kraftwerksaußerbetriebnahmen u.a. im Zuge des Atomausstiegs und der Überführung von Braunkohlekraftwerken in Reservemechanismen. Gleichzeitig werden voraussichtlich mehr Zeiten mit niedrigen oder sogar negativen Strompreisen auftreten, in denen sich günstige Strombezugsoptionen ergeben. Nach aktueller regulatorischer Grundlage sind hierbei von Power to Gas-Anlagen Letztverbraucherabgaben zu entrichten, die den positiven Effekt günstiger Strombezugsoptionen abdämpfen. Eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben ist nur in Sonderfällen möglich. Abhängig von der weiteren Geschwindigkeit des Netzausbaus werden die nicht-integrierbaren Strommengen (s.u.) zunehmen und eine Lösung für eine kosteneffiziente Verwendung dringlicher werden. Die Umsetzung der geplanten und in Bearbeitung befindlichen Gesetzesvorhaben ist ein erster wichtiger Faktor, damit die beschriebenen möglichen Entwicklungen von Power to Gas wirksam werden und so Marktteilnahmemöglichkeiten für Power to Gas entstehen können.

- **Nicht-integrierbaren Strom nutzen:** Aktuell sind der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Ausbau der Stromtransportnetze nicht synchronisiert, so dass es regional vermehrt zu Zeiten kommt, in denen der erneuerbare Strom nicht vollständig ins Stromnetz aufgenommen werden kann. Die resultierenden Abregelungen sind volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, da der nicht genutzte Strom zwar vergütet wird, aber nicht genutzt werden kann. An dieser Stelle sollten Möglichkeiten zur Nutzung des Stroms geschaffen werden, um Abregelungen von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen zu reduzieren. Als ein Vorschlag zur Eingrenzung des Problems hat das Land Schleswig Holstein im März 2016 eine Verordnung für zuschaltbare Lasten angeregt. Die Ermächtigung hierfür ist bereits in §13 EnWG [112] enthalten. Im Rahmen einer entsprechenden Verordnung können die Grundlagen für die Auktionierung von Strom geschaffen werden, der anderenfalls abgeregelt werden würde. Die Gebotspreise sollen hierbei größer 0€ sein, Letztverbraucherabgaben und Netzentgelte fallen nicht an. Damit eine derartige Regelung keine Technologie systematisch bevorteilt, sollte sichergestellt werden, dass ein Instrument zuschaltbare Lasten technologieoffen ausgestaltet wird.
- **Power to Gas-Produkte als Biokraftstoff anerkennen:** Die Nutzung von Power to Gas-Produkten als Kraftstoff kann dazu beitragen, die Emissionsintensität des Verkehrssektors zu senken. Dafür ist es nötig, dass die EU-Richtlinie Fuel Quality Directive (FQD), in der eine Anerkennung und Anrechenbarkeit von aus erneuerbarem Strom hergestellten Gasen als Biokraftstoff vorgesehen ist, in deutsches Recht überführt wird. Dies könnte z.B. durch die Einführung eines Standardwertes für Wasserstoff bzw. synthetisches Methan aus Power to Gas in der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraft-NachV)geschehen. Dies sollte möglichst zeitnah und deutlich vor Ende der vorgegebenen Frist im September 2017 erfolgen. Gleichzeitig sollte auch eine Senkung der Emissionen im Prozess der Kraftstoffherstellung anerkannt werden. So kann die Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien die mit der Wasserstoffherstellung in der Dampfreformierung verbundenen Emissionen deutlich senken, ohne Änderungen an der Verbraucherinfrastruktur zu implizieren.
- **Planungssicherheit für alternative Kraftstoffe erhöhen:** Die Energiesteuerermäßigung für Erdgas und Biomethan im Mobilitätsbereich sollte grundsätzlich bis mindestens 2026 fortgeführt werden, um Investitionen in den Tankstellenbestand und -neubau sowie in Fahrzeuge zu ermöglichen. Sollte sich innerhalb der nächsten 10 Jahre ein sehr schnelles Wachstum des Erdgaskraftstoffmarktes abzeichnen, so kann ab einem Anteil von 3 Prozent von Erdgas oder Biomethan am Kraftstoffmarkt eine Anpassung der Steuervergünstigung vorgenommen werden. Wasserstoff zur Nutzung als Kraftstoff ist derzeit steuerbefreit. Bei der Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zur Produktion von Diesel und Benzin sollte die Steuerbefreiung auf das Endprodukt anteilig angerechnet werden. Hierbei muss eine entsprechende Nachweisführung sichergestellt werden.
- **Emissionsminderungsmöglichkeiten von Power to Gas-Produkte im Rahmen des EU ETS anerkennen:** Produkte aus Power to Gas sollten im Rahmen der Emissionsberichtserstattung für das EU ETS wie gasförmige Biomasse behandelt werden, indem sie mit dem Emissionsfaktor für gasförmige Biomasse bedacht werden. So würde in Abhängigkeit vom EUA-Preis ein Anreiz für die Nutzung von

[112] Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer ISI (2016) Gutachten zu zuschaltbaren Lasten.

Power to Gas-Produkten geschaffen, die im Vergleich zu konventionellen Stoffen erhebliche Emissionsminderungsmöglichkeiten aufweisen.

- **Power to Gas-Produkte im Wärmemarkt nutzbar machen:** Power to Gas-Produkte könnten bei Neubauten durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) für die Wärmeversorgung in Gebäuden attraktiv nutzbar gemacht werden, indem sie der anteiligen Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energien zugerechnet werden. Eine Aufnahme der Power to Gas-Produkte in die Begriffsbestimmung von erneuerbaren Energien im Sinne des Gesetzes (§2 EEWärmeG) würde eine solche Nutzung ermöglichen. Dieser Passus sollte in die Novellierung des EEWärmeG aufgenommen werden, die für 2016 geplant ist. Im Zuge der geplanten Zusammenführung des EEWärmeG und der Energieeinsparverordnung (EnEV) sollte außerdem der derzeit festgelegte, notwendige räumliche Zusammenhang bei der Bereitstellung des erneuerbaren Gases entfallen, damit alternative Anrechnungsmöglichkeiten, wie der Bezug eines Beimischungs-Produktes, ermöglicht werden.
- **Einsatz von Power to Gas zur Netzentlastung ermöglichen:** Die derzeitige Gesetzeslage ermöglicht es Power to Gas -Anlagen zur Netzentlastung einzusetzen. Die Anerkennung der Kosten wäre aber aktuell Einzelfallentscheidung der Bundesnetzagentur und ist derzeit noch ohne Präzedenz. Die Bundesnetzagentur sollte die Kosten der Netzbetreiber für einen netzdienlichen Zugriff auf Power to Gas –Anlagen sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene grundsätzlich anerkennen, sofern diese in dem jeweiligen Fall ökonomisch sinnvoll zur Netzentlastung und ggf. Vermeidung von Netzausbau eingesetzt werden können.

<u>Technologieentwicklung</u>

- **Zulässige Wasserstoffanteile im Gasnetz erhöhen:** Die Volumenbeschränkung für Wasserstoff im Gasnetz sollte fortlaufend analysiert und gegebenenfalls angepasst bzw. erhöht werden. Dabei müssen die Sensibilitäten bestehender Anlagen und Verbraucher berücksichtigt werden. Es muss geprüft werden, wie Komponenten kritischer Infrastruktur weiterentwickelt werden müssen, damit die Funktionstüchtigkeit dieser Anlagen bei einem steigenden Wasserstoffanteil im Gasnetz gewährleistet ist.
- **Technologieeffizienz steigern und Produktionskosten senken:** Die Technologieentwicklung im Bereich der mit Power to Gas verbundenen Technologien (verschiedene Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren) ist durch die intensivierte Forschung bereits sehr fortgeschritten. Weitere Effizienzsteigerungen sind nach Einschätzung der Experten noch möglich. Für eine Verbesserung der Kostenstrukturen ist dies zwar wichtig, maßgeblich ist aber vor allem die Senkung der Produktionskosten. Diese wird bei einer entstehenden Marktdynamik vor allem durch eine steigende Nachfrage und damit das Erreichen von Skaleneffekten und die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen in der Serienfertigung erreicht.

4 Potenziale für Power to Gas – regionale und zeitliche Entwicklung.

In Kapitel 3 wurden die Recherchen und Experteninterviews hinsichtlich der Positionen und Einschätzungen der einzelnen Akteursgruppen ausgewertet. Die Durchführung der Experteninterviews wurde wie folgt vorgenommen: Differenziert nach Akteursgruppen [113] wurden strukturierte Fragebögen vorbereitet. Diese Fragebögen beinhalteten allgemeine Fragen, die jeder Akteursgruppe gestellt wurden, wie beispielsweise, „Positionen zu der Technologie Power to Gas“, „wirtschaftliche Anwendungsfelder“, „Standortfaktoren“, „Hindernisse und Chancen für Power to Gas“ und akteursspezifische Fragen wie beispielsweise die „Absatzmenge an Wasserstoff“ bei der Befragung von Experten der Akteursgruppe Industrie. Relevante Experten wurden mithilfe einer umfassenden Recherche identifiziert und Telefontermine vereinbart. Mithilfe der Fragebögen wurden die einzelnen Experten am Telefon befragt. Die Ergebnisse der Interviews wurden quantitativ und qualitativ ausgewertet. Beispielsweise wurden die Standortfaktoren (siehe Abbildung 22) auf Basis der Experteninterviews und der in den Fragebögen enthaltenen vorgegebenen Antwortmöglichkeiten ausgewertet. Bei der qualitativen Analyse wurden ergänzend Recherche- und Studienergebnisse genutzt, um Informationen und Aussagen der Experteninterviews einzuordnen, abzuleiten und zu bewerten. Die befragten Akteursgruppen wurden in Kapitel 3 aufgeführt. In diesem Kapitel werden zunächst die Antworten der Experten hinsichtlich zentraler Standortfaktoren von Power to Gas-Anlagen dargestellt und analysiert. Anschließend werden beispielhaft derzeitige Power to Gas-Projekte in Deutschland differenziert nach den Nutzungspfaden Mobilität, Wärmeversorgung und industrielle Nutzung beschrieben.

Auf Basis dieser Ausführungen der aktuellen Entwicklungen, der derzeitigen und geplanten Projekte und der Auswertung der Experteninterviews wird eine Abschätzung und Bewertung vorgenommen, wie sich die Potenziale[114] der einzelnen Nutzungspfade von Power to Gas kurz-, mittel- und langfristig[115] entwickeln werden. Hierbei sehen wir die derzeitigen und geplanten Projekte in den einzelnen Regionen als Indikatoren für die weiteren Entwicklungen an. Es handelt sich somit um hypothetische Abschätzungen. Ob die abgeschätzten Entwicklungen eintreten, hängt hierbei auch davon ab, ob die Handlungsempfehlungen des Potenzialatlas Power to Gas umgesetzt werden.

[113] „Betreiber&Hersteller“, „Bundesländer“, „Energieversorger“, „Forschung, Initiativen, Verbände“, „Gasnetzbetreiber“, „Industrie“ und „Stromnetzbetreiber“.
[114] Mit Potenzialen für Power to Gas wird die positive Bewertung der folgenden Faktoren verstanden: Technologieentwicklung, Anwendungsmöglichkeiten und Marktchancen für Power to Gas-Produkte.
[115] Kurz- Mittel- und Langfristig ist nicht eindeutig definiert. In diesem Bericht wird bei kurzfristig von einem Zeitraum von 2016 bis Anfang der 20er Jahre ausgegangen. Mittelfristig wir als Zeitraum von 2022 bis Ende der 20er Jahre angenommen. Der Zeitraum ab 2030 ist als langfristig festgelegt.

4.1 Zentrale Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen.

Standortfaktoren haben einen großen Einfluss auf den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von Power to Gas-Anlagen. Auf Basis von 91 Experteninterviews wurden relevante Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen ausgewertet und anschließend in Abbildung 22 dargestellt.

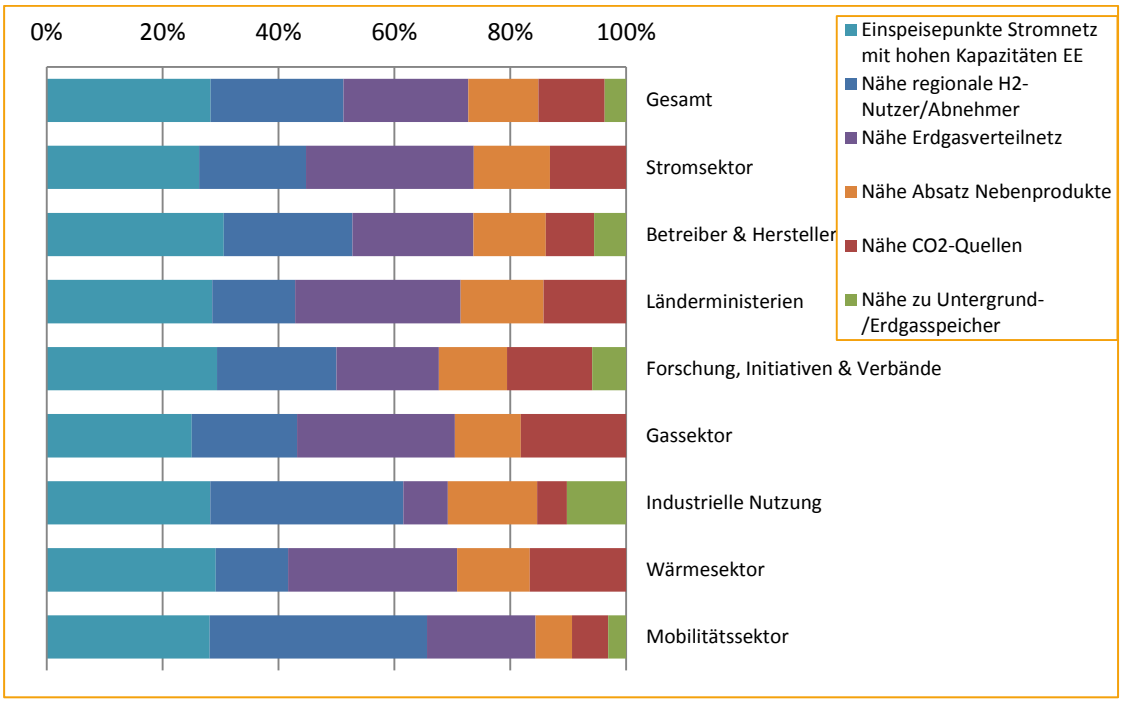


Abbildung 22: Relevante Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen aus Sicht der befragten Experten.

Laut der befragten Experten sind die drei relevantesten Standortfaktoren, um Betrieb und Wirtschaftlichkeit einer Power to Gas-Anlage zu optimieren:

- „Nähe zu Einspeisepunkten im Stromnetz, an denen große Leistungen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung eingespeist werden“ (von 84 von 91 Experten genannt),
- „Nähe zu regionalen Nutzern von Wasserstoff (beispielsweise Wasserstoff-Tankstellen oder zu industriellen Nutzer für die Anwendung in chemischen Prozessen)“ (von 68 von 91 Experten genannt) und
- „Nähe zum Gasverteilnetz mit Wasserstoffaufnahmekapazität“ (von 64 von 91 Experten genannt).

Die direkte regionale Nutzung von Wasserstoff steht bei einigen Experten im Vordergrund, um Einspeisebegrenzungen in das Gasnetz oder teure Transporte zu umgehen. Den Prozessschritt der Methanisierung schätzen die Experten sehr unterschiedlich ein, da er zum einen zu zusätzlichen Kosten führt und zum anderen deutliche Vorteile bietet, da vorhandene Infrastrukturen ohne Beimischungsgrenzen genutzt werden können.

Der Transport von Wasserstoff ist derzeit vor allem kostenseitig herausfordernd, weshalb eine direkte Nutzung in der Erzeugungsregion vielen Experten am sinnvollsten erscheint. Eine Möglichkeit der

direkten regionalen Wasserstoffnutzung ist der Einsatz von Brennstoffzellenbussen im ÖPNV. Hierdurch können regionale Wertschöpfungsketten aufgebaut werden, welche zur Kopplung der Sektoren beiträgt.

Die häufige Nennung des Punkts „Nähe zu Stromnetzen, an denen große Leistungen erneuerbarer Energien eingespeist werden“ verdeutlicht, dass die Experten mehrheitlich eine „zentrale“ Nutzung von Power to Gas einer dezentralen Nutzung vorziehen und daher einen Netzanschluss benötigen. [116] Zum anderen ist der netzdienliche Einsatz von Power to Gas eine Option, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen, z. B. durch die Erbringung von Regelleistung zu erhöhen. Mehrere Power to Gas-Anlagen erbringen bereits heute Regelleistung. Hierfür ist es nicht nötig, dass die Anlage in der Nähe von Netzengpässen liegt. Falls der Strom von erneuerbaren Energien genutzt werden soll, bevor dieser aufgrund regionaler Netzengpässe abgeregelt werden würde, ist jedoch ein Standort in der Nähe dieser regionalen Netzengpässe erforderlich. Ein Marktfeld hierfür wäre das von den Ländern Schleswig-Holstein und Hamburg eingebrachte Konzept einer „Verordnung zu zuschaltbaren Lasten“. An der häufigen Nennung des Standortfaktors „Nähe zum Gasverteilnetz“ wird ebenfalls deutlich, dass viele Experten die (in diesem Fall Gasnetz) netzgekoppelte Nutzung von Power to Gas vor Augen haben. Durch die Nutzung des Gasnetzes kann zum einen die Auslastung dieser Infrastruktur in verbrauchsschwachen Regionen gesteigert und zum anderen potenziell das Stromnetz entlastet werden. Falls diese Infrastruktur verwendet wird, ist ein kostenintensiver Aufbau einer alternativen Infrastruktur bzw. Logistik nicht nötig.

Standortfaktoren von Power to Gas-Anlagen

Die Nähe zu Einspeisepunkten im Stromnetz, an denen große Leistungen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung eingespeist werden, ist der am häufigsten genannte Standortfaktor für Power to Gas-Anlagen.

Außerdem hat der Nutzungspfad einen Einfluss auf die Wahl des Standorts:

- **Bei stofflicher Nutzung ist die Nähe zum Anwender zur Umgehung eines kostenintensiven Transports wichtig.**
- **Im Wärme- und Gassektor ist die Nähe zum Gasnetz sowie zu CO2-Quelle wichtig, um durch die Erzeugung von Methan, bei der Einspeisung in das Gasnetz nicht an technische Grenzwerte gebunden zu sein.**

In Norddeutschland (Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen) ist eine hohe Kapazität an Windenergieanlagen installiert worden. Bei hoher Stromeinspeisung dieser Windenergieanlagen bietet sich grundsätzlich die Nutzung von Power to Gas an. In dieser Region ist darüber hinaus eine hohe Zahl an Erdgasspeichern vorhanden. Diese Speicher können genutzt werden, um aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff oder synthetisches Methan aufzunehmen.[117]

[116] Im Falle einer dezentralen Nutzung von Power to Gas wird lediglich eine Wärmesenke benötigt. Strom wird durch nahegelegene erneuerbare Energien-Anlagen erzeugt. Mithilfe eines Elektrolyseurs wird Wasserstoff erzeugt der anschließend methanisiert wird. Auf diese Weise können Strom und Wärme erzeugt werden.
[117] Vgl (BDEW, 2015)

Differenzierung relevanter Standortfaktoren nach Akteursgruppen

Die Experten der Akteursgruppe Industrielle Nutzung haben die Relevanz des Standortfaktors „Nähe zu regionalen Nutzern von Wasserstoff“ besonders betont. In dieser Akteursgruppe wurde außerdem die Nähe zu Absatzmöglichkeiten für die Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff besonders häufig als wichtiger Standortfaktor genannt. Hierbei stehen vor allem Absatzmöglichkeiten in nahegelegenen Industriestandorten für aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff und synthetisches Methan im Fokus, um die Gase in industriellen Prozessen, aber auch die Abwärme zu nutzen. Dies steigert den Wirkungsgrad der Anlage und damit die Wirtschaftlichkeit deutlich. Darüber hinaus kann die Infrastruktur des Industriestandorts genutzt und bei Bedarf schnell Wartungs- und Reparaturmaßnahmen durchgeführt werden.

Experten der Akteursgruppe „Wärmesektor und Gassektor“ haben die Relevanz von Methanisierung und damit auch CO_2-Quellen in der Nähe zur Power to Gas-Anlage besonders herausgehoben. Durch Methanisierung des Wasserstoffs kann das Einspeisepotenzial und die Kapazität des Gasnetzes deutlich stärker genutzt werden, da es keinerlei Beschränkungen für die Einspeisung von synthetischem Methan gibt. Hierdurch sinkt für diese Gruppe auch die Relevanz des Faktors „Regionale Nutzung“ deutlich, da das synthetische Erdgas durch die Nutzung des Gasnetzes deutschlandweit genutzt werden kann.

4.2 Regionale Verteilung von Pilotprojekten.

In diesem Abschnitt werden beispielhaft Aktivitäten, Entwicklungen und Projekte im Bereich Power to Gas vorgestellt, um verschiedene Ansätze zum Einsatz von Power to Gas, die Akteursvielfalt und die Relevanz von Power to Gas zu veranschaulichen. Die Entwicklungen werden nach Nutzungspfaden (Mobilität, Rückverstromung, Industrielle Nutzung und Wärmeversorgung) differenziert dargestellt.

In Abschnitt 4.2.1 „Mobilität.“ werden Entwicklungen im Bereich Mobilität erläutert, die konventionellen Wasserstoff (Herstellung mittels Dampfreformierung), synthetisches Methan oder aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff produzieren oder nutzen, um Produkte und Dienstleistungen im Bereich Mobilität anzubieten. Projekte mit konventionellem Wasserstoff werden aufgeführt, da es sich hierbei grundsätzlich um geeignete Entwicklungen handelt, die den Aufbau einer Infrastruktur zur Nutzung von Wasserstoff begünstigen. Ist die entsprechende Infrastruktur erst aufgebaut, sind geringere Hindernisse vorhanden, um die Projekte bzw. Aktivitäten auf Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde und synthetisches Methan umzustellen.

Fokus Mobilität

Die meisten Aktivitäten und Projekte finden bisher im Nutzungspfad Mobilität statt.

Dabei steht im Fokus:

- **Ausbau von Wasserstofftankstellen ,**
- **Pilotvorhaben zur Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff oder synthetischem Methan als Kraftstoff.**

Es werden Aktivitäten im Nutzungspfad Wärmeversorgung betrachtet, die aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff bzw. synthetisches Methan für die Wärmeversorgung nutzen.

Außerdem werden Power to Gas-Projekte im Nutzungspfad Industrielle Nutzung dargestellt. In diesen Prozessen bietet sich unter anderem die Nutzung von aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff, synthetischem Methan, Sauerstoff oder Wärme an.

4.2.1 Mobilität.

Mit Abstand am stärksten im Fokus der bisherigen Vorhaben steht der Nutzungspfad Mobilität. In diesem Bereich werden unterschiedliche technologische Ansätze verfolgt.

Im Mobilitätsbereich wird verstärkt der Ausbau von Wasserstofftankstellen vorangetrieben. Durch den Aufbau der Infrastruktur sollen Hemmnisse zur Nutzung von PKW und Bussen mit Brennstoffzellenantrieben vermindert werden. Hierbei wird sowohl konventioneller Wasserstoff als auch aus erneuerbarem Strom hergestellter Wasserstoff genutzt.

Ein weiterer Ansatz, der bereits angewendet wird, ist die Nutzung von brennstoffzellenbetriebenen Sonderfahrzeugen (wie Schlepper und Gabelstapler) in der Fertigungslogistik. Dieser Ansatz und der erstgenannte werden vom BMVI im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) gefördert.

Ein dritter Ansatz, der im Mobilitätsbereich verfolgt wird, ist die Nutzung von aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff oder synthetischem Methan als Kraftstoff. Dabei wird entweder eine Einspeisung in das Gasnetz vorgenommen oder der Wasserstoff per Trailer zu Wasserstofftankstellen transportiert. Darüber hinaus gibt es auch noch das Konzept der Vor-Ort-Elektrolyse an Wasserstofftankstellen mit eingekauftem Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Hierbei wird der Elektrolyseur derzeit in den meisten Fällen nicht netzdienlich sondern gemäß Wasserstoff Bedarf betrieben.

4.2.2 Wärmeversorgung.

Im Bereich Wärmeversorgung werden ebenfalls vielfältige Aktivitäten mit unterschiedlichen, kreativen Ansätzen von einer großen Anzahl an Akteuren verfolgt.

<u>Produktion von Wasserstoff und synthetischem Methan und Einspeisung ins Gasnetz</u>

Der am häufigsten genutzte Ansatz zur Wärmeversorgung ist die Nutzung eines Elektrolyseurs zur Wasserstofferzeugung und Einspeisung ins Gasnetz. Vereinzelt wird der Wasserstoff auch in Flaschen oder Trailer abgefüllt. Das Gasgemisch kann u. a. in Haushalten zur Wärmeversorgung genutzt werden. Teilweise wird hierbei der Betrieb des Elektrolyseurs zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt. Einige Anbieter versuchen, Strom von Windenergieanlagen in Netzengpassgebieten zu nutzen, um die Abregelung von Windenergieanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements zu vermeiden. Der erzeugte Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde, wird in das Gasnetz eingespeist und als Beimischungsprodukt vermarktet. Beispielsweise bieten E.ON oder Greenpeace Energy ihren Kunden Gasprodukte an, denen ein Anteil an Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde, zugemischt wurde. Alternativ kann das Gas als Kraftstoff oder in der Industrie genutzt werden.

Diese Projekte finden hauptsächlich im Rahmen von Forschungs- und Demonstrationsprojekten statt, die das Ziel haben, die Technologie zu erproben, das Anlagen- und Betriebskonzept zu optimieren und Herausforderungen bei Nachfolgeprojekten zu identifizieren. In einigen Projekten wird der erzeugte Wasserstoff vor Einspeisung in das Gasnetz noch methanisiert.

Eine Erweiterung dieses Ansatzes stellt die Nutzung eines Elektrolyseurs zur Wasserstofferzeugung in Kombination mit einer Biogasanlage und einem Blockheizkraftwerk dar. Hierbei wird der erzeugte Wasserstoff mit Biomethan aus der Biogasanlage im Blockheizkraftwerk (BHKW) rückverstromt und die Abwärme zur Wärmeversorgung genutzt.

Dezentraler Ansatz von Power to Gas

Neben den zentralen Ansätzen gibt es auch dezentrale Ansätze von Power to Gas. Hierbei ist lediglich eine Wärmesenke, aber kein Anschluss an das Gas- oder Stromnetz nötig. Der Strom aus lokal vorhandenen erneuerbaren Energien (wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen) wird genutzt, um Wasserstoff zu produzieren und durch Methanisierung synthetisches Methan zu erzeugen. Sowohl die Abwärme des Elektrolyseurs als auch die Abwärme der Methanisierungsanlage werden zur lokalen Wärmeversorgung genutzt. Dies kann z. B. im Rahmen einer Dorf- oder Quartiersversorgung erfolgen. Das erzeugte Methan wird zwischengespeichert und bei Bedarf zur Bereitstellung von Strom und Wärme genutzt. Dieser Ansatz kann sowohl mit als auch ohne Methanisierung erfolgen. Bei einer Methanisierung können Erdgastechnologien genutzt werden, wodurch sich eine kostengünstigere Realisierung der Anlage ergeben kann.

Wärmeerzeugung

Der am häufigsten genutzte Ansatz zur Wärmerzeugung mithilfe von Power to Gas-Anlagen ist die Nutzung eines Elektrolyseurs zur Wasserstofferzeugung, Einspeisung des Wasserstoffs ins Gasnetz und Vermarktung des Gasgemischs an umweltbewusste Kunden.

4.2.3 Industrielle Nutzung.

Auch im Bereich Industrielle Nutzung gibt es mehrere Ansätze zur Nutzung von Power to Gas.

Ein interessanter Ansatz, der bereits verfolgt wurde, ist z. B. die Nutzung der Wasser-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff, um in Verbindung mit CO_2 Basischemikalien herzustellen.

Einen ähnlichen Ansatz verfolgt die Herstellung von Fischer-Tropsch-Produkten mithilfe von Power to Gas. Hierbei wird per Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, der anschließend mit CO_2 zu einem Synthesegas reagiert. Das Synthesegas kann in der Standard-Raffination für die Produktion von Kerosin, Diesel, Benzin und anderen petrochemischen Produkten genutzt werden. Dieses

Herstellung von Basischemikalien

Im Bereich der industriellen Nutzung untersuchen bestehende Projekte die Herstellung von Basischemikalien über die Verbindung von Wasserstoff, der mit Strom von erneuerbaren Energien hergestellt wurde, mit CO_2.

Verfahren kann auch für die Herstellung von Kunststoffen und Kosmetika genutzt werden. Bei wirtschaftlichen Einsatzfällen kann es kurz- bis mittelfristig skaliert werden, da keine großflächige Infrastruktur aufgebaut werden muss, die Technologie vorhanden ist und keine weiteren Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt werden müssen.

Auch in Kläranlagen kann Power to Gas sinnvoll eingesetzt werden. Mithilfe von Power to Gas kann Wasserstoff erzeugt und durch Methanisierung des Wasserstoffs (mit Klärgas) Methan erzeugt werden. Das entstehende synthetische Methan kann in das Gasnetz eingespeist werden oder direkt zur Verstromung genutzt werden, während die Abwärme zur Wärmeversorgung dienen kann. Ein weiterer vielversprechender Ansatz ist darüber hinaus die Nutzung von Power to Gas zur Erzeugung von Sauerstoff in Kläranlagen. Dies kann auch in Kombination mit Regelenergiebereitstellung durch die Betriebsweise des Elektrolyseurs geschehen.

4.2.4 Laufende Projekte und Aktivitäten.

In Abbildung 23 sind die derzeitigen Projekte differenziert nach Nutzungspfaden und ihrer geografischen Verteilung dargestellt. Man sieht, dass im Nutzungspfad Mobilität ein deutlicher Schwerpunkt auf der Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff liegt. Hierbei werden auch geografische Schwerpunkte in Hamburg, Berlin, Nordrhein-Westfalen, und Baden-Württemberg deutlich.

Es werden jedoch auch Projekte durchgeführt, die synthetisches Methan als Kraftstoff nutzen. Hierzu werden derzeit einzelne Projekte beispielsweise in Niedersachsen und Bayern durchgeführt.

Im Nutzungspfad Wärmeversorgung werden nach dem Nutzungspfad Mobilität am meisten Projekte durchgeführt. Auch in diesem Nutzungspfad werden primär Projekte durchgeführt, die Wasserstoff produzieren und in denen keine Methanisierung erfolgt. Ein klarer geografischer Schwerpunkt lässt sich nicht ableiten. Es fällt jedoch auf, dass in ostdeutschen Bundesländern insgesamt weniger Projekte durchgeführt werden.

Im Bereich Industrielle Nutzung gibt es vereinzelte Aktivitäten in Nordrhein-Westfalen und Sachsen.

Aktivitäten und Projekte, die primär zur Rückverstromung genutzt werden, sind derzeit nicht bekannt.

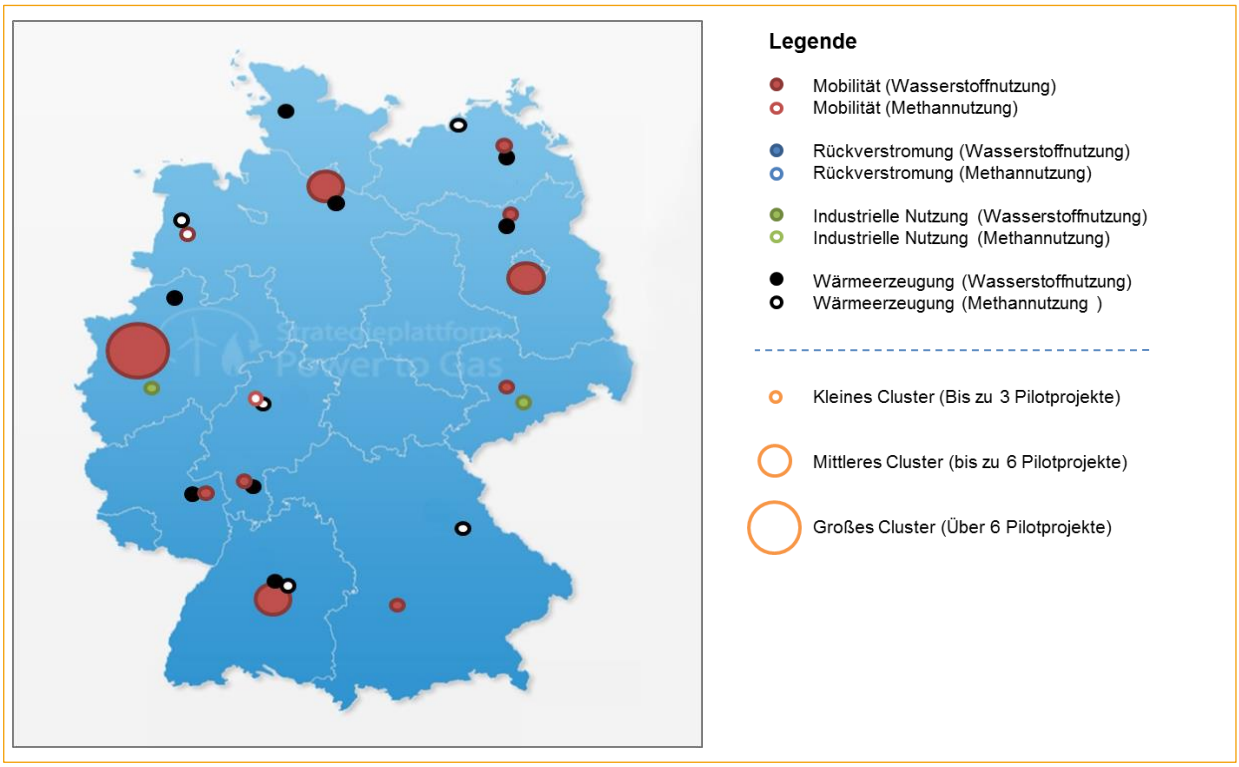


Abbildung 23: Karte der derzeitigen Aktivitäten im Bereich Power to Gas differenziert nach Bundesländern.

Status Quo Wärmeversorgung

Anhand der Details in der Tabelle (siehe Tabelle 4) und den Ausführungen im Bereich Wärmeversorgung (siehe 4.2.2 „Wärmeversorgung.“) wird deutlich, dass eine große Anzahl an Akteuren unterschiedlichste Ansätze nutzt, um mithilfe von Power to Gas Wärme, aber auch Strom, Wasserstoff und synthetisches Methan zu erzeugen. Für einzelne Projekte wie das Windgas-Projekt von Greenpeace Energy oder der dezentrale Power to Gas Ansatz kann nach Aussage der Projektbeteiligten bereits ein wirtschaftlicher Betrieb realisiert werden. Dies ist jedoch für den Großteil der vorgestellten Ansätze und Projekte aktuell ohne Förderung nicht umsetzbar.

Status Quo Mobilität

Im Nutzungspfad Mobilität werden sehr vielfältige Aktivitäten umgesetzt. Dies sind die genannten Wasserstofftankstellen, der Einsatz von Bussen oder Sonderfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb oder Projekte zur bilanziellen Versorgung von PKWs mit synthetischem Erdgas. Hierbei sind Akteure aus vielen Bereichen wie z. B. Industrie, Forschung und Politik[118] aktiv, um die Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Methan im Nutzungspfad Mobilität voran zu treiben.

[118] Das BMVI unterstützt, wie in Kapitel 3.6.2 dargestellt, die fortgehende Installation von Wasserstofftankstellen.

Status Quo Industrielle Nutzung

Es wird deutlich, dass bislang im industriellen Bereich lediglich vereinzelt Projekte durchgeführt werden, obwohl vielversprechende Ansätze identifiziert wurden. Diese Ansätze können grundsätzlich schnell skaliert werden, da im Bereich Industrie vergleichsweise wenige Standorte vorhanden sind, an denen große Produktionsanlagen installiert wurden. Durch die Nutzung dieser Standorte können vielfältige laut Industrieexperten Synergieeffekte von Power to Gas Anlagen genutzt werden, bspw. die vor Ort Nutzung von Wasserstoff, Abwärme und ggf. Sauerstoff, aber auch die vorhandene Infrastruktur für Wartung und Betrieb der Anlagen.

In der Tabelle 4 in Anhang 1 – Projekttabellen sind derzeitige Power to Gas-Projekte dargestellt. Im folgenden Abschnitt wird, basierend auf den Ergebnissen der Experteninterviews der ergänzenden Recherchen und Studienauswertungen, die zukünftige Entwicklung von Power to Gas abgeleitet.

4.3 Zeitlicher und regionaler Verlauf der weiteren Entwicklung der Potenziale für Power to Gas.

Die befragten Experten sehen kurzfristig vor allem wirtschaftliche Potenziale für Power to Gas im Nutzungspfad Mobilität, aber auch im netzdienlichen Einsatz werden wirtschaftliche Anwendungsmöglichkeiten von Power to Gas gesehen. Mittelfristig vermuten die Experten wirtschaftliche Potenziale zur Wärmeversorgung und in der industriellen Nutzung. In der langfristigen Perspektive wird voraussichtlich die Rückverstromung von Wasserstoff oder synthetischem Methan wirtschaftlich relevant.

Die wirtschaftlichen Potenziale von Power to Gas sind deutlich abhängig von gesetzlichen Rahmenbedingungen und Investitionen und der Förderungen vom Staat, aber auch von Initiativen aus der Wirtschaft. Wichtige Großvorhaben in diesem Kontext mit regionaler Komponente sind die Folgenden:

Horizont 2020

Auch EU-Förderprogramme stellen Fördermittel für Power to Gas-Projekte zur Verfügung. Im Rahmen von Horizont 2020 werden Projekte gefördert, die auf die Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energiequellen bei wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen abzielen. Dieses Programm hat jedoch keine regionale Schwerpunktförderung, weshalb dieser Punkt bei der Identifikation von Cluster-Gebieten nicht berücksichtigt wurde (siehe 4.3.4 „Zusammenfassende Darstellung.“).

SINTEG

Ein wesentlicher Impuls für Power to Gas könnte die SINTEG (Schaufenster zur intelligenten Energieversorgung der Zukunft)-Förderung des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) sein. Hierdurch können in den Modellregionen neue Ansätze für intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie Technologien und Konzepte für den zukünftigen Netzbetrieb bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien entwickelt und demonstriert werden. Durch SINTEG werden voraussichtlich rund 600 Mio. Euro in die Digitalisierung des Energiesektors investiert.

Kopernikus

Weitere Impulse für Power to Gas können durch das Förderprojekt Kopernikus erwartet werden, das durch das Bundesforschungsministerium gefördert wird.

Hierbei ist für die Region NRW/Hessen beispielsweise interessant, dass ein Konsortium unter der Führung von Professor Leitner der RWTH Aachen, dem Forschungszentrum Jülich und dem Dechema Forschungsinstitut eine Förderzusage erhalten hat. An diesem Projekt sind 62 Partner beteiligt, die sich dem Themenfeld „Speicherung von Überschussstrom“ („Power-to-X“) widmen.

Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)

Das NIP hat das Ziel, Produkte und Anwendungen, die auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie basieren, zu fördern und zur Marktreife zu befähigen (siehe Kapitel 2.3.2 „Integration in Transportinfrastrukturen.“). Hierdurch werden weitere wichtige Impulse für Wasserstoff- und Brennstoffzellenanwendungen und eine entsprechende Infrastruktur erwartet, die auch wichtige Impulse für Power to Gas setzen kann.

Hypos

Impulse für Sachsen-Anhalt und Sachsen können durch das Hypos-Konsortium erfolgen. An verschiedenen Standorten der chemischen Industrie rund um Leuna und an weiteren Standorten mit geografischem Schwerpunkt in den ostdeutschen Bundesländern wird innovative Forschungsarbeit zum Thema Power to Gas durchgeführt. An dem Projekt sind rund 110 Partner aus verschiedenen Branchen, aus Ost- und Westdeutschland sowie aus Unternehmen, Hochschulen und Forschungseinrichtungen beteiligt. Dieses Projekt wird ebenfalls vom Bundesforschungsministerium gefördert. In dieser Region ist bereits eine Wasserstoff-Pipeline mit 135 km Länge vorhanden, die eine wichtige Infrastruktur zur weiteren Verbreitung von Power to Gas darstellen kann. Durch Wasserstoff-Pipelines kann die „Transport-Problematik“ entschärft werden, da in diesem Fall keine Einspeisebegrenzung wie in das Gasnetz vorhanden ist oder kein aufwendiger Transport per Trailer und Flaschen durchgeführt werden muss. Hierdurch reduzieren sich die Kosten für den Transport von aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff.

Neben der Förderung von Projekten durch den Bund werden auch auf Landesebene entscheidende Initiativen vorangetrieben.

Hessen

Die hessische Landesregierung setzt im Rahmen der hessischen Wasserstoff- und Brennstoffzelleninitiative Impulse. Im Rahmen dieser Initiative werden laufend Projekte gefördert und umgesetzt. Die Initiative besteht seit 2002 als ein Zusammenschluss von Unternehmen, Hochschulen und Institutionen.

Das Land Hessen beabsichtigt, im Rahmen des BetHy-Projekts, Schienenfahrzeuge mit Brennstoffzellenantriebe zu nutzen (siehe Kapitel 4.3.1 „Mobilität.“).

Nordrhein-Westfalen

Auch das Land Nordrhein-Westfalen unterstützt Entwicklungen im Bereich Power to Gas. Zur Förderung von Brennstoffzellen- und Wasserstoffprojekten wurden von der Landesregierung und der Europäischen Union bisher rund 190 Millionen Euro zur Unterstützung bereitgestellt. Im Leitvorhaben „NRW Hydrogen HyWay“ werden ab 2016 weitere Mittel bereitgestellt. Hierbei werden folgende Schwerpunkte gesetzt:

- Wasserstoffproduktion: Umwandlung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien in Form von Wasserstoff,
- Infrastrukturen: zur Einführung von Wasserstoff, der durch Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wurde, als Kraftstoff im Verkehr (Produktion, Speicherung, Befüllung für die Anwendungen ÖPNV und Pkw-Flotten),
- Brennstoffzellenfahrzeuge: Erprobung von Fahrzeugen mit Brennstoffzellentechnik (Fokus ÖPNV, Nutzfahrzeuge und Sonderanwendungen) (siehe Kapitel 4.3.1 „Mobilität.“).

Brandenburg

Das Wirtschaftsministerium in Brandenburg plant, eine Förderrichtlinie für Energiespeicher umzusetzen. Hierbei soll u.a. Power to Gas ein Schwerpunkt der Initiative sein.

Baden-Württemberg

Auch die Landesregierung Baden-Württemberg fördert Aktivitäten im Bereich Power to Gas und Wasserstoff. Mit dem Innovationsprogramm Wasserstoffinfrastruktur Baden-Württemberg fördert die Landesregierung von Baden-Württemberg den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Baden-Württemberg wie Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge und Anlagen zur Herstellung und Speicherung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom. Hierbei werden sowohl Einzelprojekte als auch Verbundvorhaben gefördert.

Das Ministerium für Finanzen und Wirtschaft des Landes Baden-Württemberg hat 4,5 Millionen Euro für die Erforschung und Entwicklung einer Power to Gas-Anlage bereitgestellt (für den Zeitraum von 2015 bis 2017). Auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg fördert beispielsweise den Betrieb einer Power to Gas-Anlage mit angeschlossener Wasserstofftankstelle in Freiburg.

Seit 2007 besteht außerdem die Brennstoffzellen- und Batterie-Allianz Baden-Württemberg. Hierbei handelt es sich um ein Netzwerk für Brennstoffzellen-, Batterie- und Wasserstofftechnologie, das aus Akteuren aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik besteht. Aktivitäten der Allianz sind Marktvorbereitung, Demonstration und Industrialisierung von Produkten in thematischen Bereich.

Das Land Baden-Württemberg plant, im Rahmen des BetHy-Projekts, Schienenfahrzeuge mit Brennstoffzellenantriebe zu testen (siehe Kapitel 4.3.1 „Mobilität.“).

Schleswig-Holstein

Power to Gas bietet sich an, um Strom zu nutzen, der anderenfalls abgeregelt wird. Die Menge des abgeregelten Stroms aufgrund von Netzengpässen steigt von Jahr zu Jahr, besonders in Norddeutschland. Das Land Schleswig-Holstein hat der Bundesregierung vorgeschlagen, eine Verordnung für zu-

schaltbare Lasten zu erlassen. Hierdurch soll ein Anreizsystem geschaffen werden, Strom zu nutzen bevor eine Abregelung erfolgt.

Niedersachsen

Auch die Landesregierung Niedersachsen setzt sich dafür ein, dass eine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten erstellt wird. Im Rahmen des BetHy-Projekts setzt sich die Landesregierung von Niedersachen für die Beschaffung von Schienenfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieben ein (siehe Kapitel 4.3.1 „Mobilität.“).

Hamburg

Der Hamburger Senat hat beschlossen, dass ab 2020 die Hamburger Hochbahn und die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH) nur noch emissionsfreie Linienbusse beschaffen dürfen. Experten aus der Region gehen davon aus, dass in den meisten Fällen Brennstoffzellenbusse statt Elektrobusse aufgrund der höheren Reichweite genutzt werden.

Mecklenburg Vorpommern

Der WTI e.V. Wasserstoff, Brennstoffzellen, Elektromobilität in Mecklenburg-Vorpommern initiiert und begleitet Projekte im Rahmen von Wasserstoffanwendungen. Dies ist ein Zusammenschluss von Akteuren aus der Wissenschaft, Wirtschaft und Politik.

Bayern

Seit 1996 besteht die Wasserstoff-Initiative in Bayern Koordinationsstelle der Wasserstoff-Initiative (wiba). Die wiba initiiert und prüft Projekte und Öffentlichkeitsarbeit und Veranstaltungen im thematischen Umfeld durch.

In Tabelle 5 in Anhang 1 – Projekttabellen werden geplante und zukünftige Projekte im Bereich Power to Gas und Wasserstoff dargestellt.

4.3.1 Mobilität.

Die Mehrheit der befragten Experten sieht die zeitlich ersten wirtschaftlichen Potenziale für aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff oder synthetischem Methan im Bereich Mobilität.

Gesetzliche Rahmenbedingungen und Förderprogramme

Werden Power to Gas-Produkte in deutschem Recht nach Vorbild der Richtlinie (EU) Nr. 2015/1513 sowie der Richtlinie (EU) 2015/652 als Biokraftstoffe bestätigt, könnte dies ein Trigger für die stärkere Nutzung von Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde, im Verkehrsbereich sein. Durch diese voraussichtliche Änderung der Rahmenbedingungen ergeben sich stärkere Anreize, aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff in Raffinerieprozessen zu nutzen, wofür die Installation entsprechender Anlagen nötig ist. Es wird vermutet, dass bei einer wirksamen nationalen Umsetzung der EU Vorgaben ca. 5 bis 10 Jahre vergehen, bis entsprechende Investitionen realisiert und geeignete Anlagen geplant bzw. genehmigt sind und in Betrieb gehen.

Die deutsche Bundesregierung treibt weitere Aktivitäten im Bereich Wasserstoff voran. Bundesverkehrsminister Dobrindt hat im April 2016 seine Wasserstoffstrategie vorgestellt.[119] Diese umfasst unter anderem folgende Elemente:

- Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) stellt im Zeitraum 2016-2018 161 Millionen Euro bereit, damit das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP II) weiterhin Forschung und Entwicklung fördern und Aktivitäten unterstützen kann, um Mobilität mit Wasserstoff und Brennstoffzellen im Markt zu etablieren.
- Es ist vorgesehen, 350 Millionen Euro im Rahmen der Clean Energy Partnership (CEP) (siehe Kapitel 3.6.1) zur Verfügung zu stellen, um bis 2023 bis zu 400 Wasserstofftankstellen in Deutschland zu realisieren.
- Eine neue Förderrichtlinie soll die Marktaktivierung zusätzlich unterstützen. Im Rahmen der Förderrichtlinie sollen beispielsweise Sonderfahrzeuge in der Logistik oder Anlagen zur Erzeugung strombasierter Kraftstoffe unterstützt werden. Die Details der Förderrichtlinie sind noch nicht bekannt, da sie derzeit noch erarbeitet werden.

Die oben genannten Maßnahmen werden sich positiv auf die Nutzung von konventionellem Wasserstoff und aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff in Deutschland im Nutzungspfad Mobilität auswirken. Durch die voraussichtliche Anrechnung von aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff auf die Biokraftstoffquote wird eine zunehmende Nutzung von Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde, in Raffinerieprozessen erwartet (siehe Abschnitt 4.3.3 „Industrielle Nutzung." für Raffineriestandorte).

Durch die Wasserstoffstrategie des BMVI kann die Verfügbarkeit von Wasserstofftankstellen sowohl für den ÖPNV als auch für PKWs deutschlandweit deutlich verbessert werden, wodurch eine zunehmende Akzeptanz der Bevölkerung hinsichtlich Wasserstoffmobilität erreicht und damit die Anzahl der Nutzer gesteigert werden kann. Außerdem ist die Förderung von Sonderfahrzeugen in der Logistik eine gute Möglichkeit, um auch in der Privatwirtschaft Strukturen für eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen aufzubauen.

Mithilfe von Anreizen durch geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen und politischer Initiativen können auf Basis bestehender Projekte und Aktivitäten Skalierungen vorgenommen werden. Es sind bereits eine Vielzahl an weiteren Aktivitäten im Nutzungspfad Mobilität geplant und angekündigt:

<u>ÖPNV</u>

Derzeit liegen die Kosten für einen Brennstoffzellen-Bus laut Experten aus dem ÖPNV-Bereich noch beim zwei- bis dreifachen eines konventionellen Busses, was ein deutliches Hemmnis für die verstärkte Anschaffung und Nutzung dieser Busse darstellt. Aus diesem Grund haben sich mehrere kommunale Unternehmen (v. a. Stadtwerke und Verkehrsbetriebe) zusammengeschlossen, um durch eine gebündelte Nachfrage die Stückkosten der Brennstoffzellenbusse zu senken. Hierdurch wird zeitnah die Beschaffung von ca. 170 Bussen mit Brennstoffzellenantrieb von deutschen Unternehmen erwartet. Diese werden in Hessen, NRW, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg eingesetzt.

[119] Vgl. (BMVI, 2016)

Einen weiteren starken Nachfrageimpuls wird aufgrund der Politik des Hamburger Senats aus Hamburg erwartet (siehe Abschnitt 4.3 „Zeitlicher und regionaler Verlauf der weiteren Entwicklung der Potenziale für Power to Gas.“).

PKW

Die deutschen Autohersteller haben angekündigt, zeitnah Brennstoffzellenfahrzeuge anzubieten. Beispielsweise beabsichtigt Daimler ab 2017 einen Geländewagen mit Brennstoffzellenantrieb zu verkaufen. Derzeit können Modelle von Daimler mit Brennstoffzellenantrieb von einzelnen Akteursgruppen geleast werden und sind laut Expertenangabe bereits stark nachgefragt. Hieraus lässt sich Kundeninteresse für den Kauf des Serienmodells ableiten.

Toyota hingegen hat mit dem Mirai bereits 2014 ein Brennstoffzellenfahrzeug auf den Markt gebracht, das in Großserie produziert wird.

Schienenverkehr

Im Bereich des Schienenverkehrs gibt es konkrete Pläne zur verstärkten Nutzung von Wasserstoff in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg. Diese Bundesländer haben gemeinsam mit den regionalen Verkehrsverbünden und der Firma Alstom Absichtserklärungen über den Einsatz von mehr als 50 Zügen bis 2021 mit Brennstoffzellenantrieb unterschrieben. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass ca. 40% der Eisenbahnstrecken in Deutschland noch nicht elektrifiziert sind, und diese aktuell mit Dieselzügen bedient werden. Eine Elektrifizierung der Strecken lohnt sich aus finanziellen Gesichtspunkten auf diesen Strecken häufig nicht. Um die Emissionen bei der Nutzung dieser Strecken zu reduzieren sind Brennstoffzellen-Fahrzeuge eine relevante Option.[120]

Laut Experten haben 10 solcher Triebzüge einen Wasserstoffbedarf von ca. 2 Tonnen pro Tag. [121] Bei 50 Zügen bedeutet dies, dass eine zusätzliche Nachfrage nach Wasserstoff von ca. 10 Tonnen pro Tag geschaffen wird. Wird dieses Projekt in ähnlicher Größenordnung auf weitere Bundesländer ausgedehnt, kann allein hierdurch eine substantielle Nachfrage nach Wasserstoff geschaffen werden.

Geeignete Bezugsquellen von Wasserstoff werden im Rahmen des BetHy-Projekts für die einzelnen Regionen individuell identifiziert. [122] Wasserstoff aus der chemischen Industrie ist dabei noch die wirtschaftlich attraktivere Variante. Wird Wasserstoff mittels Elektrolyse aus erneuerbaren Strom erzeugt, ist der Preis pro kg durch die aktuelle Abgabenlast höher. Hier sind Rahmenbedingungen gefragt, die einen flächendeckenden Einsatz von Wasserstoff aus z.B. Windkraft ermöglichen.

Der Projektansatz von BetHy bietet sehr gute Möglichkeiten zur Skalierung, da Erfahrungen in der Versorgung von Schienenfahrzeugen mit Wasserstoff gesammelt und eine entsprechende Infrastruktur aufgebaut werden. Außerdem beteiligen sich unterschiedliche Akteure aus dem Bereich Politik, Regulierungsbehörden, Zulieferer, kommunale Unternehmen und Industrieunternehmen. Daraus entsteht eine breite Erfahrungsbasis, die für Nachahmerprojekte in anderen Bundesländern genutzt werden kann. Dafür bietet sich zum Beispiel Bayern an, da gemäß Expertenangabe in diesem Bundesland der größte Anteil an nicht elektrifizierten Bahnstrecken im Vergleich zu weiteren Bundesländern

[120] Vgl (Alstom, 2016)
[121] Interview März 2016 mit Expertem aus Technologiekonzern
[122] Interview März 2016 mit Expertem aus Technologiekonzern

vorhanden ist. Eine weitere interessante Region ist Schleswig-Holstein, da die dort installierten Windkraftanlagen großes Potential für die Wasserstofferzeugung aus erneuerbaren Energien darstellen.

Auch die Deutsche Bahn hat angekündigt, die Nutzung von Brennstoffzellen für den Antrieb von Zügen zu untersuchen. Hierbei analysiert die Deutsche Bahn einen Ansatz, bei dem ein mobiler Elektrolyseur während der Fahrt Wasserstoff erzeugt, der für den Antrieb der Züge genutzt werden soll.[123]

Fazit

Im Bereich Schienenverkehr und Flottennutzung sind ggf. schnellere Skalierungseffekte als im PKW-Bereich möglich, da in diesem Bereich schneller und effizienter Versorgungsinfrastrukturen mit Wasserstoff und einer ausreichend großen Anzahl an Nutzern aufgebaut werden kann. Eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff im Mobilitätsbereich ist vor allem in den westdeutschen Bundesländern Hessen, Niedersachsen, Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Hamburg aufgrund der politischen Unterstützung der Landesregierungen und der Aktivitäten der CEP absehbar. In Abbildung 24 werden derzeitige und zukünftige Projekte von Power to Gas im Bereich Mobilität differenziert nach der Nutzung von synthetischem Methan oder aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff dargestellt. Auf Basis der derzeitigen und zukünftigen Projekte (siehe auch Tabelle 4 und Tabelle 5) im Mobilitätsbereich und der politischen Unterstützung einzelner Landesregierungen für Power to Gas-im Mobilitätsbereich wurden Cluster-Regionen für die Anwendung von Power to Gas im Mobilitätsbereich identifiziert und in Abbildung 24 dargestellt.

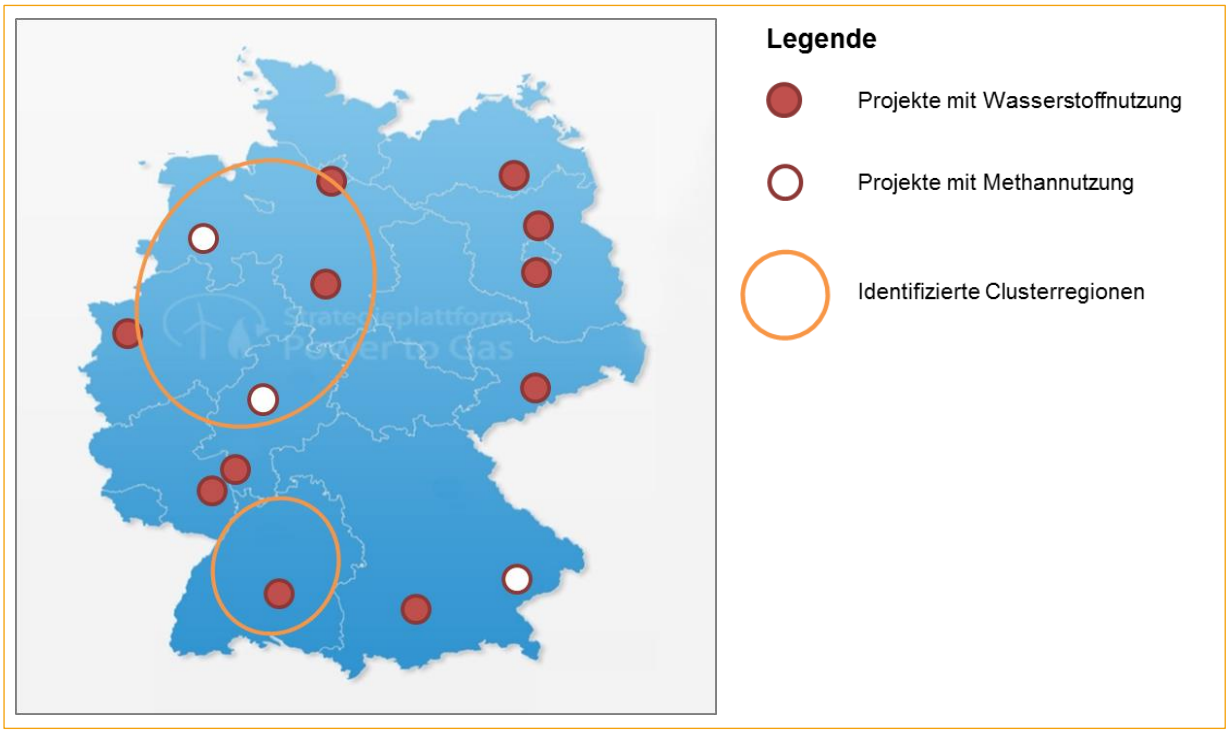


Abbildung 24: Derzeitige und zukünftige Power to Gas-Aktivitäten im Bereich Mobilität differenziert nach Bundesländern.

[123] Vgl (bizz energy, 2015)

4.3.2 Wärmeversorgung.

Ein Großteil der befragten Experten geht davon aus, dass Power to Gas zur Wärmeversorgung erst mittelfristig wirtschaftlich werden wird.

Aufgrund von Impulsen durch die SINTEG- und Kopernikus-Projekte werden in den entsprechenden Regionen (siehe Abbildung 25) voraussichtlich weitere Power to Gas-Projekte zur Wärmeversorgung realisiert. Durch die Unterstützung von Power to Gas durch Initiativen der Landesregierungen in Schleswig Holstein, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg und Niedersachsen (siehe 4.3) wird in diesen Bundesländern eine vermehrte Realisierung von Power to Gas-Projekten zur Wärmeversorgung erwartet.

Wärmeversorgung, zeitliche Entwicklung: Die Mehrheit der befragten Experten nimmt an, dass Power to Gas zur Wärmeversorgung erst mittelfristig wirtschaftlich werden wird.

Impulse durch Förderung: Über die vom Bund geförderten Projekte SINTEG und Kopernikus sowie Initiativen einzelner Bundesländer wird eine vermehrte Realisierung von Power to Gas-Projekten zur Wärmeversorgung erwartet.

Neben Projekten mit zentralen Ansätzen wird erwartet, dass das in Abschnitt 4.2.2 „Wärmeversorgung." erwähnte Konzept zur dezentralen Nutzung von Power to Gas zur Erzeugung von Strom und Wärme zunehmend angewendet wird, da das Konzept laut Expertenangabe bereits stark nachgefragt wird. Beispielsweise soll es in Rheinland-Pfalz für eine neu entstehende Reihenhaus-Siedlung von 37 Wohneinheiten genutzt werden. Dieses Konzept kann deutschlandweit für eine große Anzahl an Objekten verwandt werden. Hierzu bedarf es lediglich einer relevanten Wärmesenke.

In Abbildung 25 sind derzeitige und zukünftige Power to Gas-Projekte zur Wärmeversorgung differenziert nach Nutzung von synthetischem Methan und Wasserstoff aus Power to Gas Projekten dargestellt (siehe auch Tabelle 4 und Tabelle 5). In dieser Abbildung sind auch die SINTEG-Projektregionen abgebildet, in denen eine verstärkte Realisierung von Power to Gas-Projekten im Bereich Wärmeversorgung vermutet wird.

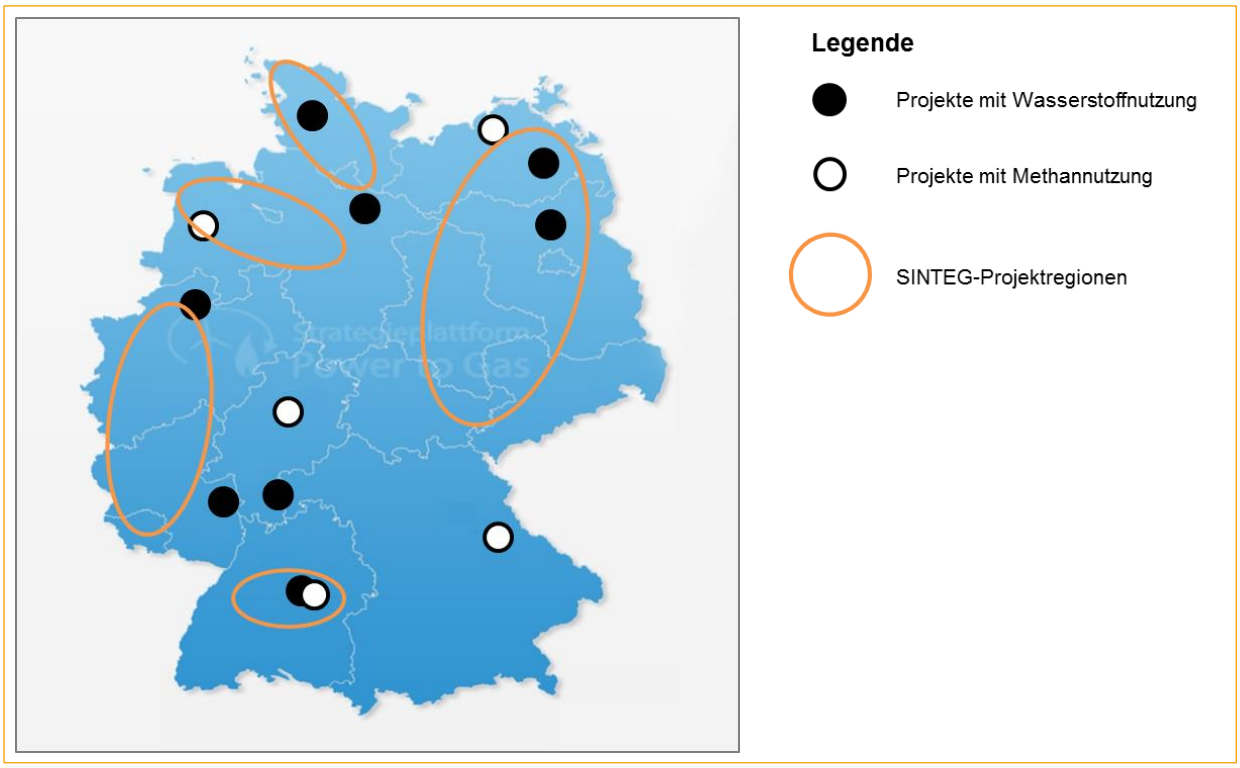


Abbildung 25: Power to Gas-Projekte im Bereich Wärmeversorgung differenziert nach Bundesländern und absehbaren, zukünftigen Schwerpunktregionen.

4.3.3 Industrielle Nutzung.

Die Mehrheit der befragten Experten geht davon aus, dass die Wirtschaftlichkeit von Power to Gas im industriellen Bereich erst mittelfristig realisiert werden kann.

Entwicklung der Wasserstoffnachfrage

In der Ammoniak- und Methanolherstellung und in Raffinerieprozessen ist die Wasserstoffverwendung in Deutschland von großer Bedeutung. Eine Prognose zur Entwicklung des Bedarfs an Wasserstoff in Deutschland für diese drei Sektoren von 2015 bis 2050 ist in Tabelle 3 dargestellt.

Sektor	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ammoniakherstellung	19,6	20,2	20	19,9	19,8	19,8	19,9	19,9
Methanolherstellung	12,7	12,6	12,5	12,4	12,4	12,3	12,2	12,1
Raffinerien	24,8	21,1	17,5	13,9	11	8,1	6,2	4,2
Summe	57,1	53,9	50	46,2	43,2	40,2	38,3	36,2

Tabelle 3: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland 2015 bis 2050 [TWh H2,Hu][124]

In Tabelle 3 ist zu sehen, dass der prognostizierte Bedarf an Wasserstoff bis 2050 abnimmt. Jedoch werden auch im Jahr 2050 noch relevante Mengen Wasserstoff nachgefragt. Die zitierte Studie führt

[124] (Hermann, H. u. a., 2014)

hierbei einen sinkenden Wasserstoffbedarf im Bereich Raffinerien auf, der auf der Annahme eines sinkenden Mineralölverbrauchs beruht.

Industriestandorte

Raffinerien befinden sich in Deutschland beispielsweise an den folgenden Standorten: Karlsruhe, Hamburg, Lingen, Ingolstadt und Leuna. Methanol wird beispielsweise in Pullach, Leuna, Gelsenkirchen oder Köln produziert. Ammoniak wird u. a. in Leuna, Brunsbüttel, Poppendorf und Leverkusen hergestellt. Diese Standorte könnten bei geeigneten Rahmenbedingungen und fortschreitenden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für die Nachfrage nach aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff sehr relevant werden.

Industrielle Nutzung

Zeitliche Entwicklung: Die Mehrheit der befragten Experten denkt, dass wirtschaftliche Anwendungsmöglichkeiten von Power to Gas im industriellen Bereich erst mittelfristig realisiert werden können.

Die regionale Nähe zum Anwender stellt hierbei einen wichtigen Standortfaktor dar.

Die genannten Standorte und Industriesektoren sind grundsätzlich große potenzielle Nachfrager für aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff. Die preisliche Wettbewerbsfähigkeit ist ausschlaggebend für die Nutzung von Produkten aus Power to Gas. In Abschnitt 4.2.1 „Mobilität." wurde dargestellt, dass eine Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Bereich Anrechenbarkeit von Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde, zur Produktion von Kraftstoffen führen kann. Hierdurch wird an den Raffineriestandorten mittelfristig eine Nachfrage nach aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff erwartet.

Kraftstoffproduktion

Die Nutzung von aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff bei der Produktion von Kraftstoffen ist eine sehr konkrete Option. Die übergangslose Nutzbarkeit bestehender Infrastrukturen ist ein großer Vorteil und kann zu zügiger Skalierung der Anwendung von Power to Gas beitragen. Da bei diesem Konzept weniger Erdgas für die Produktion von konventionellem Wasserstoff benötigt wird, können die Emissionen der Kraftstoffherstellung reduziert werden. Laut Expertenangabe aus dem Mineralölbereich kann – unter der Annahme, dass die heutigen Absatzmengen von Kraftstoffen unverändert bleiben – hierdurch für alle Raffinerien in Deutschland ein jährlicher Bedarf von ca. 100.000 Tonnen des aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoffs entstehen
Als Benchmark für aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff wird der derzeitige Marktpreis von konventionellem Wasserstoff von 1.500-2.000€ pro Tonne betrachtet. Aus erneuerbarem Strom hergestellter Wasserstoff würde laut Experten aktuell ca. zwischen 4.000 - 11.000 € pro Tonne kosten. Ein klarer Pfad zur Kostenreduktion ist also erforderlich. BP beabsichtigt , sofern eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist, am Raffinerie-Standort Lingen eine Power to Gas-Anlage zu errichten, um Betriebserfahrung beim Einsatz von aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff in einer Raffinerie zu sammeln. Hierbei soll auch Regelungstechnik zur Einbindung der Power to Gas-Anlage in die Raffinerie entwickelt werden.

Produktion von Chemie-Grundstoffen (bspw. Methanol und Ammoniak)

Thyssen Krupp untersucht im Projekt Carbon2Chem, wie Emissionen von Stahlwerken (am Beispiel eines Stahlwerks in Duisburg) für die Produktion von Chemie-Grundstoffen (wie beispielsweise Ammoniak oder Methanol) verwendet werden kann. Hierdurch können sich langfristig vergleichbare Aktivitäten an weiteren Standorten zur Produktion von Methanol und Ammoniak ergeben. Als Energiequelle für die chemischen Prozesse soll auch Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden.[125] Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert.

Power to Gas-Anlagen in Klärwerken

Ein weiterer vielversprechender Anwendungsfall ist die Nutzung von Power to Gas-Anlagen in Klärwerken. Klärwerke sind deutschlandweit verteilt und kaufen große Mengen an Sauerstoff ein. Hierbei liegen laut Expertenangaben die Kosten für Sauerstoff in einer ähnlichen Größenordnung wie bei der Produktion von Sauerstoff mithilfe von Power to Gas. Der Wasserstoff kann beispielsweise mithilfe des Klärgases methanisiert und anschließend in einem Blockheizkraftwerk zur Produktion von Wärme und Strom verwendet werden. Es wird vermutet, dass sich hierdurch deutschlandweit bereits kurzfristig eine verstärkte Nutzung von Power to Gas in diesem Bereich realisieren lassen.

In Abbildung 26 sind derzeitige und zukünftige Projekte im Bereich industrielle Nutzung (siehe auch Tabelle 4 und Tabelle 5) und Produktionsstandorte (Raffinerien, Methanolherstellung, Ammoniakherstellung) dargestellt. Auf Basis dieser Punkte und bundesweiten Forschungsprogrammen und landespolitischen Initiativen (siehe Kapitel 4.3 „Zeitlicher und regionaler Verlauf der weiteren Entwicklung der Potenziale für Power to Gas.“) wurden Cluster-Regionen für die zukünftige verstärkte Anwendung von Power to Gas im Bereich industrielle Nutzung identifiziert.

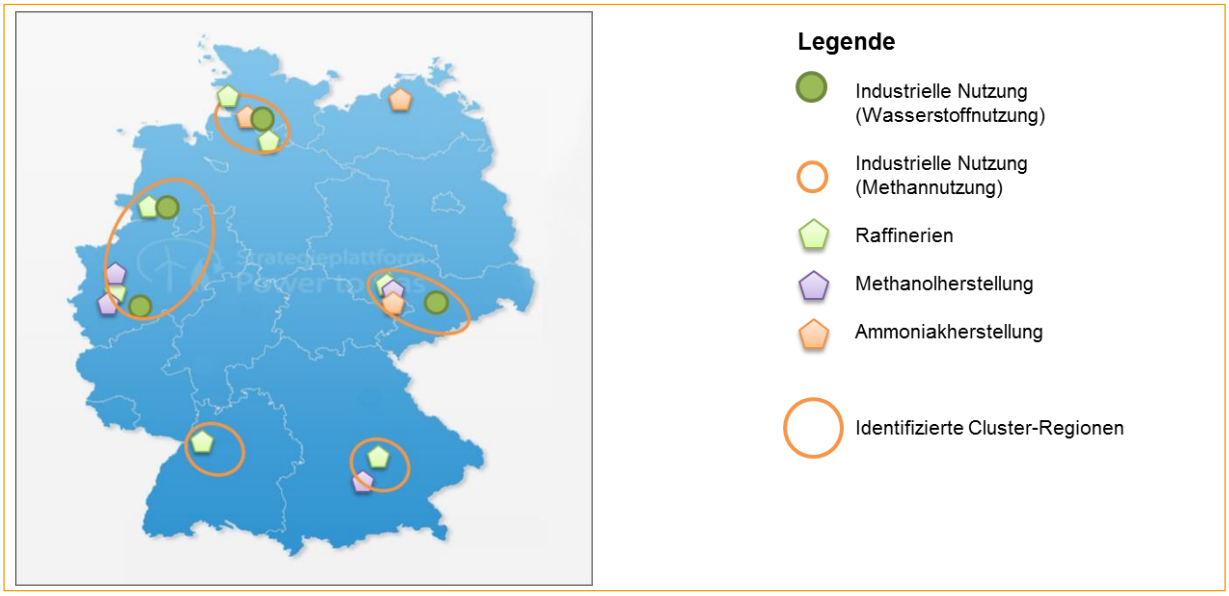


Abbildung 26: Derzeitige und zukünftige Power to Gas-Projekte im Bereich Industrielle Nutzung differenziert nach Bundesländern, Produktionsstandorte und Cluster-Regionen.

[125] Vgl. (ThyssenKrupp, 2015)

4.3.4 Zusammenfassende Darstellung.

Basierend auf der Expertenbefragung, eigenen Recherchen und den Analysen der zeitlichen Entwicklung der einzelnen Nutzungspfade (siehe Kapitel 4.3 „Zeitlicher und regionaler Verlauf der weiteren Entwicklung der Potenziale für Power to Gas.“) wurden regionale Cluster identifiziert, in denen in den nächsten Jahren eine zunehmend dynamisch Anwendung von Power to Gas-Ansätzen erwartet wird. Das kann durch vorhandene Wirtschafts- und Infrastrukturen getrieben sein, durch Förderprogramme, aber auch durch einen landesspezifischen politischen Fokus oder durch Unternehmen und kommunale Betriebe, die Vorreiterrollen einnehmen. Die identifizierten Cluster-Regionen sind in Abbildung 27 dargestellt.

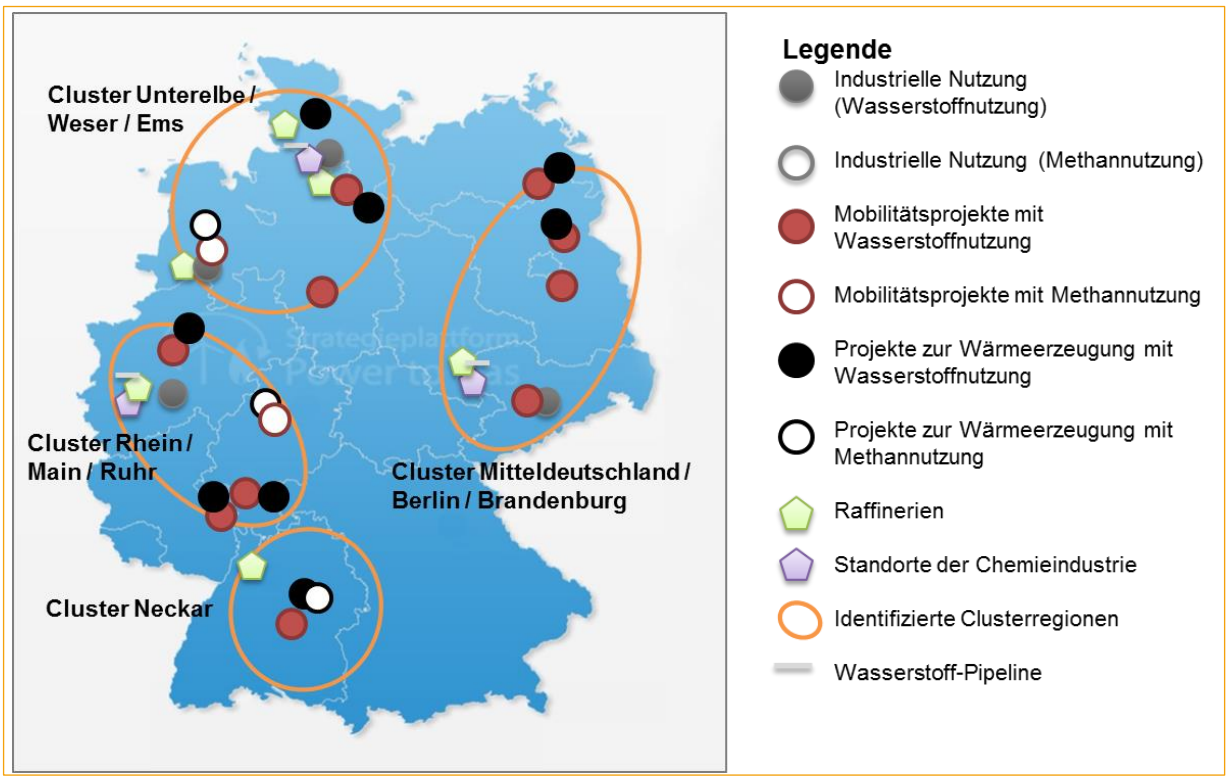


Abbildung 27: Identifizierte Cluster-Regionen von Power to Gas.

<u>Cluster Rhein / Main / Ruhr</u>

Auch in diesem Cluster werden bundesweite Forschungsprogramme durchgeführt, die Impulse für Power to Gas setzen können. Im Rahmen der SINTEG-Förderung durch das BMWi wird das Projekt "Designnetz“ gefördert, das die Regionen Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland umfasst. Im Rahmen des Kopernikus-Projekts, gefördert durch das Bundesforschungsministerium, wird ein Konsortium unter der Führung von Professor Leitner der RWTH Aachen, dem Forschungszentrum Jülich und dem Dechema Forschungsinstitut zum Thema „Speicherung von Überschussstrom“ gefördert. Neben den bundesweiten Forschungsprogrammen haben auch die Landesregierungen von Hessen und Nordrhein-Westfalen Initiativen zur Unterstützung von Wasserstoff und Power to Gas ins Leben gerufen. Durch die Landesinitiativen und die SINTEG- und Kopernikus-Projekte werden in die-

sem Cluster kurz- bis mittelfristig die Entwicklung weiterer Projekte im Bereich Wärmeversorgung erwartet.

Zur Förderung von Brennstoffzellen- und Wasserstoffprojekten wurden von der Landesregierung NRW und der Europäischen Union bisher rund 190 Millionen Euro zur Unterstützung bereitgestellt. Im Leitvorhaben „NRW Hydrogen HyWay“ sollen ab 2016 weitere Mittel bereitgestellt werden. Die hessische Landesregierung setzt im Rahmen der hessischen Wasserstoff und Brennstoffzelleninitiative Impulse. Mittels dieser Initiative werden laufend Projekte gefördert und umgesetzt. Die Landesregierungen Nordrhein-Westfalen und Hessen haben ähnliche Schwerpunkte zur Förderung von Power to Gas- und Wasserstoffprojekten gewählt, wodurch sich Synergien zwischen den Bundesländern ergeben und sich ein gemeinsames Cluster bildet.

Vor allem im Raum Rhein / Ruhr sind insbesondere im Bereich Mobilität kurz-, mittel- und langfristig verstärkte Aktivitäten im Bereich Power to Gas absehbar. Unter anderem aufgrund der Aktivitäten der CEP und des BetHy-Projekts aber auch aufgrund der gemeinsamen Beschaffung von Brennstoffzellenbussen liegt dabei ein starker Fokus auf dem Nutzungspfad Mobilität. Die Clean Energy Partnership (CEP) fördert in diesem Cluster Aktivitäten im Bereich Mobilität. Im Rahmen des BetHy-Projekts setzt sich die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen für die Beschaffung von Schienenfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieben ein.

Mittel- bis langfristig wird auch in der industriellen Nutzung eine dynamische Entwicklung erwartet. Dazu tragen die laufenden und geplanten Forschungs-und Entwicklungsaktivitäten zur Nutzung von Power to Gas bei der Erzeugung von chemischen Grundstoffen (siehe auch Abschnitt 4.3.3 „Industrielle Nutzung.“), aber auch die sich voraussichtlich ändernden Rahmenbedingungen zur Nutzung von aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff in Raffinerieprozessen bei. Hierdurch könnten an den vorhandenen Industriestandorten zur Methanolherstellung, aber auch an den Raffinerien, Power to Gas-Projekte durchgeführt werden.

Die Rhein-Ruhr-Pipeline in Nordrhein-Westfalen (240 km, Betreiber: AirLiquide) stellt eine gute Ausgangslage für weitere Entwicklungen der Wasserstoffinfrastruktur dar.

Seit 2008 setzt sich das H2-Netzwerk Ruhr, ein Zusammenschluss von Kommunen und öffentlichen Einrichtungen, Unternehmen, Verbänden, Bildungs- und Forschungseinrichtungen aus dem Ruhrgebiet für die Förderung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in der Region ein. Durch dieses Netzwerk konnte die Vernetzung der Akteure in der Region verstärkt werden.

Der von den Experten genannte wichtige Standortfaktor für Power to Gas „Nähe zu regionalen Nutzern von Wasserstoff“ (siehe Abschnitt 4.1 „Zentrale Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen.“) kann in dieser Region durch die Nachfrage nach Wasserstoff der Aktivitäten und Projekte im Bereich Mobilität (siehe Abschnitt 4.3.1 „Mobilität.“) und Industrie (siehe Abschnitt 4.3.3 „Industrielle Nutzung.“) erfüllt werden.

Cluster Unterelbe / Weser / Ems

In dieser Region werden voraussichtlich gleich zwei Projekte im Rahmen der bundesweiten Förderinitiative SINTEG durchgeführt. Das Projekt "enera" ist im Nordwesten Niedersachsens geplant. Das Projekt "NEW 4.0“ soll in Hamburg und Schleswig-Holstein stattfinden. Durch die SINTEG-Projekte in die-

ser Region werden voraussichtlich kurz- bis mittelfristig weitere Projekte im Bereich Wärmeversorgung entstehen.

Auch die Landesregierungen unterstützen Aktivitäten im Bereich Wasserstoff und Power to Gas. Der Hamburger Senat hat beschlossen, dass ab 2020 die Hamburger Hochbahn und die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH) nur noch emissionsfreie Linienbusse beschaffen dürfen. Im Rahmen des BetHy-Projekts setzt sich die Landesregierung von Niedersachen für die Beschaffung von Schienenfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieben ein. Das Land Schleswig-Holstein hat der Bundesregierung vorgeschlagen, eine Verordnung für zuschaltbare Lasten zu erlassen, von der voraussichtlich auch Power to Gas profitieren würde. Auch die Landesregierung Niedersachsen unterstützt eine Verordnung für zuschaltbare Lasten. Im Rahmen der ChemCoast-Initiative hat sich diese Region außerdem stark für Power to Gas und Wasserstoff-Aktivitäten positioniert. Die Landesregierungen Hamburg und Niedersachsen unterstützen die Wasserstoffnutzung im Nutzungspfad Mobilität, wodurch sich Synergien und Impulse in diesem Bereich ergeben können. Die Landesregierungen Niedersachsen und Schleswig-Holstein setzen sich für eine Verordnung zum Thema „zuschaltbare Lasten“ ein, um nicht integrierbaren Strom aus erneuerbaren Energien volkswirtschaftlich sinnvoller zu nutzen. Vor allem in diesen beiden Ländern werden in einem steigenden Maß Windenergieanlagen abgeregelt. Auch in der ChemCoast-Initiative hat sich die Region bereits stark vernetz und nutzt Synergiepotentiale, um Aktivitäten im Bereich Power to Gas und Wasserstoff voranzutreiben.

In der Region Unterelbe / Weser werden kurzfristig aufgrund der CEP und der genannten Initiativen der Landesregierungen verstärkte Entwicklungen von Power to Gas im Bereich Mobilität erwartet.

Im Bereich industrielle Nutzung wird, aus den gleichen Gründen wie im Cluster Rhein / Main / Ruhr, mittel- bis langfristig eine verstärkte Nutzung von Power to Gas vermutet. Im Großraum Hamburg sind unter anderem Raffinerien aber auch Anlagen zur Ammoniakherstellung vorhanden.

Die 30 km lange Wasserstoff–Pipeline von Brunsbüttel nach Heide stellt hierbei eine Infrastruktur dar, die für weitere Wasserstoff und Power to Gas-Projekte genutzt werden kann.

Die befragten Experten haben die Standortfaktoren „Nähe zu Einspeisepunkten im Stromnetz, an denen große Leistungen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung eingespeist werden“ und „Nähe zum Gasverteilnetz mit Wasserstoffaufnahmekapazität“ als sehr relevant eingeschätzt (siehe Abschnitt 4.1 „Zentrale Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen.“). Diese Standortfaktoren sind in der Region Unterelbe / Weser gegeben, da in diesem Bereich hohe Kapazitäten fluktuierender erneuerbarer Energien aufgebaut und eine gute Gasnetzinfrastruktur mit einer hohen Kapazität an Gasspeichern vorhanden ist.

Cluster Neckar

Im Rahmen der bundesweiten SINTEG-Förderung wird voraussichtlich ein Konsortium in den Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Hessen gefördert. Die Landesregierung von Baden-Württemberg unterstützt darüber hinaus selbst Wasserstoff- und Power to Gas-Aktivitäten. Im Rahmen des Innovationsprogramms Wasserstoffinfrastruktur fördert die Landesregierung den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Baden-Württemberg. Das Ministerium für Finanzen und Wirtschaft hat Fördermittel für die Erforschung und Entwicklung einer Power to Gas-Anlage bereitgestellt. Auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft fördert beispielsweise den Betrieb einer Power to Gas-Anlage mit angeschlossener Wasserstofftankstelle in Freiburg. Im Rahmen des BetHy-

Projekts setzt sich die Landesregierung für die Beschaffung von Schienenfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieben ein. Durch die SINTEG-Förderung werden in dieser Region voraussichtlich kurz- bis mittelfristig weitere Projekte im Bereich Wärmeversorgung durchgeführt.

Im Rahmen der Initiative zur gemeinsamen Beschaffung von Brennstoffzellenbussen werden auch Busse für Baden-Württemberg geliefert. Auch der in Stuttgart ansässige Automobilhersteller Daimler treibt die Entwicklung von PKWs mit Brennstoffzellenantrieben voran und unterstützt dadurch die Ziele der Landesregierung verstärkt Wasserstoff im Mobilitätsbereich einzusetzen.

Im Raum Neckar und Umgebung werden aufgrund der oben genannten Indikatoren vor allem kurz- mittel- bis langfristig weitere Projekte zur Nutzung von Wasserstoff, der durch Dampfreformierung oder aus grünem Strom erzeugt wurde, im Mobilitätsbereich erwartet.

Aufgrund der oben genannten Gründe werden im Bereich industrielle Nutzung auch in den in dieser Region vorhandenen Raffinerien mittel- bis langfristig Vorhaben zur Nutzung von Power to Gas erwartet.

Cluster Mitteldeutschland / Berlin / Brandenburg

In dieser Region finden unter anderem zwei Forschungsprogramme statt, die durch Bundesministerien gefördert werden. Mit Schwerpunkt Ostdeutschland und den Industriestandorten in der Region Leuna wird das Hypos-Projekt durch das Bundesforschungsministerium unterstützt. In dieser Region wird im Rahmen der SINTEG-Förderung vermutlich ein Konsortium in den fünf ostdeutschen Bundesländern und Berlin gefördert. Das Wirtschaftsministerium in Brandenburg beabsichtigt außerdem eine Förderrichtlinie für Speicher umzusetzen, wobei Power to Gas ein Schwerpunkt der Initiative sein soll. Diese Förderung schließt an die bereits positive Entwicklung von geförderten Projekten (Hybridkraftwerk Prenzlau, H2-Forschungszentrum BTU Cottbus-Senftenberg, Multi-Energietankstelle Flughafen BER) und von der Industrie betriebene Power to Gas-Großanlagen (E.ON Pilotanlage Falkenhagen) an.

In der Region Leuna wird aus den oben genannten Gründen an den Industriestandorten und vor allem durch das Hypos-Projekt mittel- bis langfristig eine starke Nutzung von Power to Gas im Bereich industrielle Nutzung erwartet. In dieser Region sind sowohl Raffinerien als auch Industrieanlagen zur Methanol- und Ammoniakherstellung vorhanden.

Im Großraum Berlin werden basierend auf den bestehenden Aktivitäten im Nutzungspfad Mobilität kurzfristig Projekte durchgeführt, unter anderem durch die CEP. Durch Impulse des SINTEG-Projekts werden auch hier kurzfristig Aktivitäten im Bereich Wärmeversorgung vermutet.

Wie in der Region Unterelbe / Weser sind auch im Cluster Mitteldeutschland / Berlin / Brandenburg hohe Kapazitäten fluktuierender erneuerbarer Energien sowie eine gute Gasnetzinfrastruktur mit Gasspeichern vorhanden, was gute Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen sind (siehe Abschnitt 4.1 „Zentrale Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen."). Zusätzlich erleichtert die vorhandene Wasserstoff-Pipeline mit 135 Kilometer Länge den Transport von Wasserstoff, der durch erneuerbare Energien produziert wurde.

4.4 Handlungsempfehlungen.

Durch die vorangegangenen Analysen konnten wichtige Standortfaktoren für die Installation und den Betrieb von Power to Gas-Anlagen ermittelt werden: Folgende Standortfaktoren wurden im Rahmen der Experteninterviews am relevantesten eingeschätzt:

- Nähe zu Einspeisepunkten im Stromnetz, an denen große Leistungen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung eingespeist werden,
- Nähe zu regionalen Nutzern von Wasserstoff (beispielsweise Wasserstoff-Tankstellen oder zu industriellen Nutzer für die Anwendung in chemischen Prozessen),
- Nähe zum Gasverteilnetz mit Wasserstoffaufnahmekapazität.[126]

Auf Basis der Experteninterviews, ergänzender Recherchen und Studienauswertungen und der ermittelten Standortfaktoren wurden im Rahmen der Erstellung des Potenzialatlas die vier folgenden Clusterregionen identifiziert, in denen verstärkt Power to Gas-Projekte erwartet werden. In den Cluster-Regionen „Rhein / Main / Ruhr“, „Unterelbe / Weser“ „Neckar“ und „Mitteldeutschland / Berlin / Brandenburg“ werden mit unterschiedlichen regionalen Schwerpunkten kurz-, mittel- bis langfristig vor allem verstärkte Aktivitäten im Bereich Mobilität erwartet. Im Bereich industrielle Nutzung hingegen werden wirtschaftliche Nutzungsmöglichkeiten von Power to Gas erst mittel- bis langfristig erwartet. Durch die SINTEG- und Kopernikus-Projekte werden bereits kurz- bis mittelfristig weitere Projekte im Bereich Wärmeversorgung erwartet.

Aufbauend auf den dargestellten Informationen und Analyseergebnissen konnten die folgenden Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

Clusterregionen, Bundesländer, Netzbetreiber und Kommunen sollten verstärkt zusammenarbeiten und Best Practice Ansätze nutzen.

- **Verstärkter Austausch:** Die Stakeholder der identifizierten Cluster-Regionen sollten ihre Erfahrungen verstärkt sowohl innerhalb der jeweiligen Region als auch mit anderen Regionen verstärkt austauschen. Hierfür bietet sich die Etablierung von Kommunikationsstrukturen an. Beispielsweise können im Rahmen von Arbeitsgruppen oder Austauschplattformen erfolgreiche Ansätze und Erfolgsfaktoren von Power to Gas diskutiert werden. Diese Ansätze können anschließend in anderen Cluster-Regionen realisiert werden. Im Rahmen dieser Strukturen bietet sich auch die Realisierung von regionsspezifischen Road Maps bzw. Potenzialuntersuchung an, um die Anwendung von Power to Gas zu verstärken und die Vorhaben der einzelnen Akteure aufeinander abzustimmen.
- **Konkrete Zusammenarbeit verstärken:** Auch Kommunen und Bundesländer sollten ihre Zusammenarbeit im Bereich Power to Gas ausbauen. So könnte die Nachfrage an Produkten, wie z.B. Brennstoffzellenbussen, gebündelt werden, um die Stückkosten zu reduzieren. Durch verbesserte Beschaffungsbedingungen könnten schneller größere Stückzahlen erreicht werden, wodurch klarere Nachfragesignale an Hersteller gesendet und Investitionen in Produktionskapazitäten zur weiteren Skalierung und Kostenreduktion angereizt würden. Ein Beispiel hierfür ist die gebündelte Beschaffung von Brennstoffzellenbusse durch mehrere kommunale Unternehmen (siehe Abschnitt 4.3.1 „Mobilität.“).

[126] Nähe zum Gasverteilnetz ist auch für Projekte relevant, die eine Einspeisung von Methan in das Gasverteilnetz beabsichtigen.

- **Anreize für Power to Gas auf Landesebene schaffen:** Einige Bundesländer haben bereits landesspezifische Rahmenbedingungen für bestimmte Power to Gas-Anwendungen geschaffen, die weitere Impulse für die Technologie versprechen. Ein Monitoring der Entwicklung und ein gezielter Austausch mit anderen Bundesländern sollte etabliert werden, um besonders wirksame Anreizmechanismen zu identifizieren und ggf. auch in anderen Bundesländern integrieren zu können.
- **Verstärkte Strategieabstimmung von Bund und Ländern:** Bei einer genaueren Analyse der Politik- und Fördersituation in Deutschland wird deutlich, dass die Forschungsprogramme der einzelnen Bundesländer und des Bundes uneinheitliche Signale für die Schwerpunkte der zukünftigen Markt- und Technologieentwicklung von Power to Gas senden. Hierdurch wird es Akteuren im Bereich Power to Gas erschwert, die politische Zielrichtung zu verstehen und Abschätzungen für mögliche Geschäftsmodelle zu treffen. Um klare Anreize zu schaffen, sollte die Strategieabstimmung zwischen Bund und Bundesländern deutlich ausgebaut und optimiert werden.
- **Akzeptanzfördernde Maßnahmen umsetzen:** Akzeptanz ist ein wichtiger Faktor für die Umsetzung von Projektvorhaben im Kontext Power to Gas. Um mögliche Vorbehalte in der Bevölkerung gegenüber Wasserstoff angemessen zu adressieren, sind eine frühzeitige Einbeziehung und die Bereitstellung von sachdienlichen Informationen wichtig. Daher sollten Dialoginitiativen und Informationsangebote von Politik und Industrie gemeinsam entwickelt und durchgeführt werden. Auch hier ist ein abgestimmtes Vorgehen von bundes- und landespolitischer Ebene wichtig. Besondere Bedeutung hat außerdem der Einbezug wichtiger kommunalpolitischer Akteure, damit die Fortsetzung des Dialogs mit bekannten Ansprechpartnern ermöglicht wird.

Zusätzlich bedarf es einer stärkeren Einbindung von Power to Gas in die NEP-Prozesse und einer Beobachtung des Fortschritts.

- **Strategische Komponenten der Netzentwicklungsplanung stärken:** Im weiteren Verlauf der Energiewende sollte Power to Gas bei der Weiterentwicklung der wesentlichen Energieversorgungsstrukturen Strom und Gas aufgrund seiner übergreifenden Charakteristik gemeinsam betrachtet werden. Dafür sollte ein Abstimmungsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern sowie den Verteilnetzbetreibern im Bereich Strom und Gas im Rahmen der Netzentwicklungsplanung entwickelt und umgesetzt werden.
- **Marktentwicklung beobachten, Steuerungsbedarf erkennen:** Die konventionellen Wasserstoff- und Methanmengen, die Power to Gas ersetzen könnte, sind sehr relevant. Die Dynamik, mit der die verschiedenen Anwendungsfelder erschlossen werden könnten, ist schwer einschätzbar. Eine übermäßige Dynamik ist durch die Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie in den Bereichen nicht-integrierbarer Strom, Regelleistung und Strommengen zu negativen Preisen aber begrenzt. Die tatsächliche Marktentwicklung nach Einführung der genannten regulatorischen Änderungen sollte genau beobachtet werden, um die tatsächliche Marktteilnahme zu bewerten und weiteren Steuerungsbedarf erkennen zu können.

5 Abbildungsverzeichnis.

Abbildung 1: Identifizierte Cluster-Regionen für Power to Gas. 4

Abbildung 2: Nutzungspfade von Power to Gas. 11

Abbildung 3: Übersicht der interviewten Akteure. 12

Abbildung 4: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren in 2014 und sektorenübergreifendes Ziel für 2050. 13

Abbildung 5: Emissionsintensität des Verkehrssektors und spezifische Emissionen des motorisierten Individualverkehrs 15

Abbildung 6: Emissionsintensität der Wasserstoffherstellung in Deutschland und spezifische Emissionen der Wasserstoffherstellung aus Power to Gas und mittels Dampfreformierung von Erdgas 16

Abbildung 7: Emissionsintensität der Wärmeversorgung von Haushalten in Deutschland und spezifische Emissionen von Erdgas und synthetischem Methan aus Power to Gas 17

Abbildung 8: Prognostizierter Bedarf an Flexibilitäts- und Speicheroptionen in Deutschland bis 2050. 18

Abbildung 9: Berechnung möglicher Erlöspotenziale von Wasserstoff in den einzelnen Verbrauchssektoren im Jahr 2030 anhand der Preise der zu ersetzenden Substitute. 21

Abbildung 10: Vorstellung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP). 23

Abbildung 11: Typische Zusammensetzung der Gestehungskosten von Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) aus Power to Gas-Anlagen mit alkalischen Elektrolyseuren 34

Abbildung 12: Strommengen-Aufnahmekapazität des Gasnetzes bei Einspeisung von strombasiertem Wasserstoff in Abhängigkeit der Wasserstofftoleranz des Gasnetzes 39

Abbildung 13: Gegenüberstellung derzeitiger Marktpreise für Gas und der Gestehungskosten für synthetisches Methan aus Power to Gas (ohne und mit Entrichtung der EEG-Umlage beim Strombezug). 40

Abbildung 14:Wasserstoffherstellung in Deutschland nach Primärenergieträgern. 41

Abbildung 15: Stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie. 42

Abbildung 16: Schema einer Zinnbad-Inertisierung im Flach-Glas-Prozess. 44

Abbildung 17: Gestehungs- und Nutzungspfad des Windgasproduktes von Greenpeace Energy. 47

Abbildung 18: Zusammensetzung des Strompreises und des Gaspreises. 49

Abbildung 19: Treibhausgasemissionen in der Mobilität: CO_2-Ausstoß nach Verkehrsträger 49

Abbildung 20: Darstellung der spezifischen CO_2-Emissionen einzelner Kraftstoffbereitstellungspfade für PKW. 50

Abbildung 21: Einschätzungen zu Preispotenzialen von Wasserstoff aus Power to Gas in der Mobilität. 53

Abbildung 22: Relevante Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen aus Sicht der befragten Experten. 61

Abbildung 23: Karte der derzeitigen Aktivitäten im Bereich Power to Gas differenziert nach Bundesländern. 67

Abbildung 24: Derzeitige und zukünftige Power to Gas-Aktivitäten im Bereich Mobilität differenziert nach Bundesländern. 74

Abbildung 25: Power to Gas-Projekte im Bereich Wärmeversorgung differenziert nach Bundesländern und absehbaren, zukünftigen Schwerpunktregionen. 76

Abbildung 26: Derzeitige und zukünftige Power to Gas-Projekte im Bereich Industrielle Nutzung differenziert nach Bundesländern, Produktionsstandorte und Cluster-Regionen. 78

Abbildung 27: Identifizierte Cluster-Regionen von Power to Gas. 79

6 Tabellenverzeichnis.

Tabelle 1: Anlagenhersteller auf dem Markt für Umwandlungstechnologien in Deutschland. 36

Tabelle 2: Spezifische CO_2-Emissionen der Technologien zur Energiebereitstellung durch Gas. 38

Tabelle 3: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland 2015 bis 2050 [TWh H2,Hu] 76

Tabelle 4: Liste mit derzeitigen Projekten im Bereich Power to Gas. 103

Tabelle 5: Liste mit geplanten und zukünftigen Projekten im Bereich Power to Gas. 106

7 Literaturverzeichnis.

AG Energiebilanzen (AGEB) (2016): *Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2014*.

Air Liquide Deutschland GmbH (2016): „Zinnbad-Inertisierung. Veröffentlicht auf http://www.airliquide.de/loesungen/business/glas/anwendungen/zinnbad.html#.VwLCkZBBAE“.

Albrecht, Uwe; Altmann, Matthias; Michalski, Jan; u. a. (2013): *Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase - Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas*. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE).

Alstom (2016): „Wasserstoff als Schlüssel zum emissionsfreien Schienenverkehr“. Berlin 2.10.2016.

Antoni, Oliver; Hilpert, Johannes; Kahles, Markus; u. a. (2016): *Gutachten zu zuschaltbaren Lasten*. Würzburg/Karlsruhe: Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer Institut für System -und Innovationsforschung ISI für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein.

Ausfelder, Florian; Beilmann, Christian; Bertau, Martin; u. a. (2015): „Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung“. In: *Chemie Ingenieur Technik*. (87), S. 17–89.

Bayerngas GmbH; Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas); GasVersorgung Süddeutschland GmbH; u. a. (2015): „Mit mehr Erdgas gelingt die Energiewende im Stromsektor“.

BDEW (2015): „Gasspeicher in Deutschland“.

Benndorf, Rosemarie; Bernicke, Maja; Bertram, Andreas; u. a. (2014): *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).

Birat, Jean-Pierre; Lorrain, Jean-Paul; de Lassat, Yann (2008): „The “CO2Tool”: CO2Emissions & Energy Consumption of Existing & Breakthrough Steelmaking Routes“. In: *Proceedings of the 4th Ulcos seminar, 1-2 October 2008, SP9 - Scenarios, Sustainability, Dissemination & Training / n°1-2*.

bizz energy (2015): „Bahn-Chef Grube kündigt Elektrolyse auf der Schiene an“. Abgerufen am von http://bizzenergytoday.com/bahn_chef_grube_k%C3%BCndigt_elektrolyse_auf_der_schiene.

BMVI (2016): „Informationen des BMVI“. Abgerufen am von www.bmvi.de.

Brandt, Theresa; Breisig, Volker; Claudy, Peter; u. a. (2015): *Energiewende-Outlook: Kurzstudie Verkehr*. Herausgegeben von der PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.

Breuer, Christopher; Drees, Tim; Echternacht, Christian; u. a. (2011): „Identification of Potentials and Locations for Power-to-Gas in Germany“. In: Berlin: Eurosolar.

Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2016): „Energie Steuerhöhe - Steuersätze für Energieerzeugnisse nach § 2 Abs. 1 EnergieStG. Veröffentlicht auf http://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Energie/Grundsaetze-Besteuerung/Steuerhoehe/steuerhoehe_node.html“.

Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2015): *Informationen zur Umstellung der Biokraftstoffförderung von einer energetischen Quote auf eine Treibhausgasquote ab dem Jahr 2015*.

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) (2013): *Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) - Energie auf neuen Wegen*. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) Referat UI 40 „Grundsatzfragen Energie, Klima- und Umweltschutz".

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2016): „Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP). Veröffentlicht auf https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/nationales-innovationsprogramm-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie-nip.html".

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015a): „Energiepreise und Transparenz für Verbraucher - Preise. Veröffentlicht auf http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiemarkt-und-Verbraucherinformationen/preise.html".

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): „Informationsportal Erneuerbare Energien - Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Veröffentlicht auf Veröffentlicht auf http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEWaermeG/das_eewaermeg.html". *Informationsportal Erneuerbare Energien*.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015b): *Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende - Die Energie der Zukunft*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2015): „2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Drittes Quartal 2015".

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2016): *EnLAG-Monitoring - Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2015*. Bonn.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (2016): *Monitoringbericht 2015 - gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Bonn.

Bünger, U.; Landinger, H.; Pschorr-Schoberer, E.; u. a. (2014): *Power-to-Gas (PtG) im Verkehr - Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven*. München, Heidelberg, Leipzig: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).

Doetsch, Christian; Grevé, Anna; Rohrig, Kurt (2014): *Metastudie „Energiespeicher".* Oberhausen, Kassel, Bonn: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystem-technik IWES, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

EnergieAgentur.NRW (2013): *Wasserstoff – Schlüssel zur Energiewende, Beispiele aus Nordrhein-Westfalen von der Herstellung bis zur Nutzung*. Düsseldorf: EnergieAgentur.NRW - Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW.

Ernst & Young; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Becker Büttner Held (2013): *Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe*.

Eurostat (2016): *Treibhausgasemissionen nach Sektor*. Datenquelle: European environment agency (EEA).

Fürstenwerth, Daniel; Waldmann, Lars; Sterner, Michael; u. a. (2014): *Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Berlin: Erstellt von Agora Energiewende, Durchführung der Studie: FENES Forschungsstelle für Energienetzeund Energiespeicher, OTH Regensburg, IAEW, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, ef.Ruhr GmbH, ISEA, Institut für Stromrichtertechnik und ElektrischeAntriebe, RWTH Aachen.

Götze, Thomas (2015): „Analyse der CO2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen". EWE AG 2015.

Greenpeace Energy eG (2016): „Unsere Gasqualität - Die Technik: Strom zu Gas. Veröffentlicht auf http://www.greenpeace-energy.de/engagement/unsere-gasqualitaet/die-technik.html".

Günthner, W. A.; Micheli, R. (2015): *H2IntraDrive - Einsatz einer wasserstoffbetriebenen Flurförderzeugflotte unter Produktionsbedingungen*. München: fml - Lehrstuhl für Fördertechnik Materialfluss Logistik, Technische Universität München, gefördert im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP).

Harks, Enno (2015): „power-to-gas-to-refinig (...to tank): Stromspeicher und Brücke zum Verkehr". If.E Innovationsworkshop 2, BP Europa SE 2015.

Heller, Hans (2013): „Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie". In: *EWeRK*. (179), S. 177–188.

Hermann, H.; Loreck, C.; Emele, L. (2014): *Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien,*. Berlin: Öko-Institut e.V..

Hey, Bastian (2012): *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*. Hamburg: Center for Demand Side Management der HAW Hamburg.

Jentsch, Mareike (2014): „Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern - Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem". Kassel: Fachbereich Elektrotechnik/Informatik der Universität Kassel.

Kabel, Nicola (2016): „Zuschaltbare Lasten sollen Strom bei Netzengpässen verstärkt nutzen – Energiewendestaatssekretärin Nestle stellt Gutachten vor. Veröffentlicht auf http://www.schleswig-hol-stein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2016/0316/MELUR_160303_Gutachten_Zuschaltbare_Lasten.html".

Knitter, Andreas (2016): „Wasserstoff als Schlüssel zum emissionsfreien Schienenverkehr". Berlin. Symposium „Brennstoffzellen-Elektromobilität im Schienenverkehr" 2.10.2016.

Krause, Hartmut; Köppel, Wolfgang; Fischer, Markus; u. a. (2011): *Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern*. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, DVGW-Forschungsstelle am Engler Bunte Institut des KTI, Gaswärme-Institut e.V., Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung - Sys-

temforschung und Technologische Entwicklung, gefördert durch Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

Lehnert, Wieland; Vollprecht, Jens (2012): „Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug". In: *Z Neues Energierecht*. (4(2012)), S. 356–368.

Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV) (2016): „Statistiken - Preise. Veröffentlicht auf http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise".

Mischlau, Tobias (2015): „Power-to-Gas-to-Refinery: Ein Beitrag zur Energiewende". IG BCE - Innovationsforum Energiewende, E.ON Innovation Center Energy Storage 2015.

Moser, A.; Zdrallek, M.; Krause, H.; u. a. (2014): *Nutzen von Smart Grid Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie*. Aachen, Freiberg, Karlsruhe, Wuppertal: RWTH Aachen, Bergische Universität Wuppertal, DBI-Gastechnologisches Institut gGmbh, DVGW-Forschungsstelle am Engler Bunte Institut des KIT, gefördert durch Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

Mühlhaus, Christoph (2014): *Power to Products - Aus Prinzip mehr Potenzial*. Cluster Chemie/Kunststoffe Mitteldeutschland.

Müller-Syring, Gert; Henel, Marco (2014): *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen*. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, gefördert durch Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

Peiffer, Max; Stern, Rebecca (2016): *Gutachten: Analyse zum Einfluss rechtlicher Regelungen auf die Erschließung von Marktchancen für Power to Gas*. München: AssmannPeiffer Rechtsanwälte.

Schaaf, Tanja; Götz, Manuel (2014): *Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten - Teilprojekt C „Methanisierung - eine Alternative zur direkten Wasserstoffeinspeisung"*. Outec GmbH, DVGW-Forschungsstelle, gefördert durch Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.v. (DVGW).

Schaefer, Michael (2016): *Grünes Licht für saubere Energie - Europas erstes Brennstoffzellenkraftwerk der Megawatt-Klasse*. Mannheim: FRIATEC Aktiengesellschaft.

Schäfer-Stradowsky, Simon; Boldt, Benjamin (2015): „Power-to-Gas". Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität - Recht, Ökonomie und Politik e. V. 2015.

Schütz, Stefan; Härtel, Philipp (2016): *Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien*. DBI Gas- und Umwelttechnik und Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, im Auftrag des Umweltbundesamtes.

Stapelberg, Heinrich; Seiler, Gisela (2014): *Energieprognose Deutschland 2014-2040*. Hamburg: ExxonMobil Central Europe Holding GmbH.

Statistisches Bundesamt (2015): *Produzierendes Gewerbe - Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden*. Wiesbaden (Fachserie 4 Reihe 3.1).

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer Vieweg.

Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; u. a. (2015): *Windgas-Studie: Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland*. Regensburg, Hamburg, Berlin: For-

schungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy.

Stolzenburg, Klaus; Hamelmann, Roland; Wietschel, Martin; u. a. (2014): *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem*. PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, fachhochschule lübeck PROJEKT-GMBH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund, KBB Underground Technologies GmbH, gefördert durch Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (nip).

ThyssenKrupp (2015): „ThyssenKrupp: Neue Schwerpunkte bei Forschung und Entwicklung". Abgerufen am von https://www.thyssenkrupp.com/de/presse/art_detail.html&eid=TKBase_1434362885172_1569819979.

Tichler, Robert; Steinmüller, Horst; Reiter, Gerda; u. a. (2014): *Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten – Teilprojekt D „Wirtschaftlichkeit und Systemanalyse von Power-to-Gas-Konzepten"*. Linz: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, gefördert durch Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; u. a. (2012): „Erneuerbares Methan: Analyse der CO2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland". In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. 36(3), S. 173–190.

Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V. (ufop) (2016): „Verkaufspreise für Biodiesel. Veröffentlicht auf http://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel-preis/".

Zdrallek, M.; Krause, H.; Graf, F.; u. a. (2015): *Nutzen der PtG-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze*. Aachen, Freiberg, Karlsruhe, Wuppertal: RWTH Aachen, Bergische Universität Wuppertal, DBI-Gastechnologisches Institut gGmbh, DVGW-Forschungsstelle am Engler Bunte Institut des KIT, gefördert durch Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

Zukunft ERDGAS e.V. (2015): „Vorteile tanken mit ERDGAS und BIO-ERDGAS als Kraftstoff. Veröffentlicht auf https://www.erdgas-mobil.de/privatkunden/guenstig/".

8 Abkürzungen.

AFI-RL	Richtlinie über den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundeswirtschaftsministeriums für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BWE	Bundesverband WindEnergie
C	Celsius
CEP	Clean Energy Partnership
CH4	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO2	Kohlenstoffdioxid
COP21	21st Conference of the Parties der United Nations Framework Convention on Climate Change
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
el.	elektrisch
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emission Trading System
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking

FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FQD	Fuel Quality Directive
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
H2	Wasserstoff
HHV	Oberer Heizwert
Hu	Unterer Heizwert
i.S.v.	im Sinne von
IT	Informationstechnik
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
LOI	Letter of Interest
m^3 (i.N.)	Normkubikmeter
Mio.	Millionen
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NRW	Nordrhein-Westfalen
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM-Elektrolyseure	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseure
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power to Gas
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie

SNG	Synthetic Natural Gas
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
t	Tonnen
therm.	thermisch
THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UN	Vereinte Nationen
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
Vol.-%	Volumenprozent

Anhang 1 – Projekttabellen.

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
Audi e-gas	Wasserelektrolyse mit grünem Strom, Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz	Mobilität	Audi AG, etogas, Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) , EWE Erneuerbare Energien GmbH	▪ Projektbeginn 2011 ▪ Laufendes Projekt	Werlte in Niedersachsen
Biogasfermenter Eucolino	▪ Biologische Methanisierung im Fermenterraum ▪ Produktion von Wasserstoff mithilfe einer Elektrolyseurs ▪ Nutzung von Rohbiogas zur Methanisierung	Wärmeversorgung	Viessmann	Das Projekt hat 2013 begonnen	Schwandorf
BioPower2Gas	▪ Wasserstoffproduktion mithilfe eines Elektrolyseurs ▪ Biologischen Methanisierung von Wasserstoff ▪ Einspeisung ins Gasnetz	Wärmeversorgung	MicrobEnergy GmbH, EAM GmbH & Co. KG, IdE – Institut dezentrale Energietechnologien gemeinnützige GmbH, CUBE Engineering GmbH	2013 bis 2016	Allendorf (Eder) in Hessen

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
Brennstoffzellenantrieb in der Fertigungslogistik	Einsatz von zwei mit Brennstoffzellenantrieb ausgerüsteten Gabelstaplern	Mobilität	▪ Linde Material Handling, Mercedes-Benz ▪ Förderung durch das Nationale Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	bis Ende 2016	Mercedes-Benz Werk in Düsseldorf
Clean Energy Partnership (CEP)	▪ Betrieb von derzeit 15 Wasserstofftankstellen ▪ Installation von Wasserstofftankstellen ▪ Betrieb von PKW und Bussen mit Brennstoffzellenantrieb	Mobilität	▪ Umsetzung durch die CEP ▪ Förderung durch das Nationale Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	2002 bis 2023	▪ Derzeitige geografische Schwerpunkte: Hamburg, Berlin, NRW und Baden-Württemberg ▪ Weiterer Ausbau der Wasserstofftankstellen soll sich hauptsächlich an den Zulassungszahlen der Fahrzeuge orientieren
CO2rrect	Nutzung der Wasser-Elektrolyse zur Wasserstoff Produktion um in Verbindung mit **CO_2 chemische Grundstoffe** herzustellen	Industrielle Nutzung	▪ Bayer Technology Services (BTS), RWE Power, Siemens, Bayer Material Science (BMS) ▪ Zehn weitere Einrichtungen aus Hochschule und Wissenschaft ▪ Förderung durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)	▪ Der Projektbeginn war im Jahr 2011. Die Anlage war seit Februar 2013 in Betrieb. ▪ Mittlerweile ist das Projekt abgeschlossen. Ein Nachfolgeprojekt wird vorbereitet.	Niederaußem

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
Demonstrationsanlage zur dezentrale Nutzung von Power to Gas	▪ Produktion von Wasserstoff mithilfe einer Elektrolyseurs ▪ Methanisierung des Wasserstoffs ▪ Methan wird vor Ort zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt	▪ Wärmeversorgung ▪ Verstromung	Exytron	In Betrieb	Rostock
Energiepark Mainz	Produktion von Wasserstoff mithilfe eines Elektrolyseurs ▪ Einspeisung ins Gasnetz ▪ Abfüllen des Wasserstoffs in Trailer zur Belieferung von H2-Tankstellen und industriellen Verbrauchern	Wärmerzeugung Mobilität, Industrielle Nutzung	Stadtwerke Mainz AG, Siemens AG, Linde AG und die Hochschule RheinMain	Projekt hat im Jahr 2013 begonnen	Mainz und Rhein-Main Gebiet

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
Energie-Park Pirmasens-Winzeln	▪ Biosynthese von Methan aus CO_2 und Wasserstoff mithilfe methanbildender Mikroorganismen	Wärmeversorgung	▪ Pirmasenser Prüf- und Forschungsinstitut (PFI) ▪ Förderung durch Europäischen Fond für regionale Entwicklung	Seit Juni 2015 in Betrieb	Pirmasens-Winzeln
Erzeugung von synthetischem Erdgas	▪ Produktion von Wasserstoff mithilfe einer Elektrolyseurs ▪ Produktion von synthetischem Methan mithilfe von Mikroorganismen	Wärmerzeugung	MicroPyros	Einweihung im Juni 2014	Straubing (Bayern)
H2-Intradrive	Einsatz von sechs Schleppern und fünf Gabelstaplern mit Brennstoffzellenantrieb	Mobilität	▪ BMW, Linde Material Handling und TU München ▪ Förderung durch das Nationale Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	bis Ende 2015	BMW-Werk in Leipzig
Hypos (Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany)	Forschung zum Einsatz von Power to Gas in der Chemieindustrie	Industrielle Nutzung	▪ 113 Partner aus verschiedenen Branchen, (Energiewirtschaft, Chemie, Anlagenbau (u. a. Linde, VNG, Air Liquide) im Verbund mit kleinen und mittleren Unternehmen, Hochschulen und Forschungseinrichtungen.	Bis 2019	Region Leuna

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
			▪ Förderung durch das BMBF in der Initiative „Zwanzig20 – Partnerschaft für Innovation“		
LocalHy - dezentrale Wasser-elektrolyse mit kombinierter Wasserstoff und Sauerstoffnutzung aus EE	Einsatz von Power to Gas zur Bereitstellung von Sauerstoff in Kläranlagen	Industrielle Nutzung	▪ Bauhaus-Universität Weimar ▪ Förderung durch BMBF	2015 bis 2018	Weimar
Methanisierung am Eichhof	▪ Direkte Methanisierung und kombinierter Betrieb aus Power to Gas- und Biogasanlage	▪ Wärmeversorgung ▪ Verstromung	Fraunhofer IWES, ETOGAS GmbH, Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Thüringer Ministerium für Landwirtschaft, Naturschutz und Umwelt und das ZSW Stuttgart.	▪ Projektbeginn 2012. ▪ Projekt ist mittlerweile abgeschlossen.	Bad Hersfeld in Hessen
Mikrobielle Methanisierung	▪ Nutzung von Power to Gas in einer Kläranlage. Der produzierte Wasserstoff wird mithilfe des Klärgases methanisiert. ▪ Das Methan wird zur Verstromung verwendet. Die Abwärme wird zur Wärmeversorgung genutzt.	▪ Wärmeversorgung ▪ Verstromung	▪ Zweckverband Verbandskläranlage Schwandorf Wackersdorf, Viessmann (mit den Gruppenunternehmen MicrobEnergy GmbH und Schmack Biogas GmbH), und Hochschule Regensburg (Fakultät Elektro- und Informationstechnik). ▪ Förderung durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie im Rahmen des Programms „Innovati-	Projektbeginn 2013	Schwandorf in Bayern

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
			ve Energietechnologie und Energieeffizienz in Bayern“		
Pilotprojekt	▪ Nutzung eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion	▪ Wärmerzeugung ▪ Mobilität	Uniper und Swissgas AG	laufend	Falkenhagen (Brandenburg)
Power to Gas-Pilotanlage Allendorf	Biologische Methanisierung von Wasserstoff und anschließende Einspeisung in das Gasnetz	Wärmeversorgung	▪ MicrobEnergy GmbH, Schmack Biogas GmbH, Schmack Carbotech GmbH, Viessmann Group.	Einweihung (Gaseinspeisung): Dezember 2015	Allendorf (Eder) in Hessen
RWE-Demonstrationsanlage	▪ Wasserstoffproduktion mithilfe eines Elektrolyseurs ▪ Einspeisung ins Gasnetzs	Wärmeversorgung	RWE Deutschland AG	Seit März 2015 im Testbetrieb	Ibbenbüren
Stromlückenfüller	▪ Nutzung eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion ▪ Bereitstellung von Regelleistung ▪ Verstromung des Wasserstoffs und Biomethan aus der Biogasanlage im	▪ Wärmeversorgung ▪ Rückverstromung	GP Joule, H-Tec Systems, North-Tec.	Betrieb seit Mai 2015	Reussenköge in Schleswig Holstein

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
	BHKW ▪ Nutzung der Abwärme				
Sunfire Power to Liquids	Herstellung von Fischer-Tropsch-Produkten (d. h. synthetisches Rohölsubstitut für z. B. Kraftstoffe) mithilfe von Power to Gas	▪ Industrielle Nutzung ▪ Mobilität	▪ Sunfire und Audi AG ▪ Förderung durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung	Projektbeginn: 2013	Dresden - Sachsen
Strom zu Gas-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe	▪ Produktion von Wasserstoff mithilfe einer Elektrolyseurs ▪ Einspeisung in das Gasverteilnetz	▪ Mobilität	▪ badenova AG & Co. KG, Energieversorgung Mittelrhein AG, Erdgas Mittelsachsen GmbH, erdgas schwaben GmbH, e-rp GmbH, ESWE Versorgungs AG, Gasversorgung Westerwald GmbH, Mainova Aktiengesellschaft, Stadtwerke Ansbach GmbH, Stadtwerke Bad Hersfeld GmbH, Thüga Aktiengesellschaft, Thüga Energienetze GmbH, WEMAG AG. ▪ Förderung durch hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung und EU	Offizielle Inbetriebnahme im Mai 2014	Frankfurt am Main
Wasserstoff-Tankstelle	Infrastruktur zur Betankung mit Wasserstoff	Mobilität	▪ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) ▪ Förderung durch das Umweltministerium von Baden-Württemberg	laufend	Freiburg

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur	Betrieb einer Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur und Abfüllung des Wasserstoffs in Flaschen/Trailer	▪ Mobilität ▪ Wärmeversorgung	▪ Institut für Regenerative Energiesysteme der Fachhochschule Stralsund	Laufend	Stralsund
WindGas Hamburg	▪ Wasserstoffproduktion mithilfe eines Elektrolyseurs ▪ Einspeisung ins Gasnetz	Wärmeversorgung	▪ Uniper, Hydrogenics, Greenerity, Fraunhofer IWES, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR). ▪ Förderung im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	2013 bis 2016	Hamburg
ZSW-Forschungsplattform Power to Gas	▪ Wasserstoffproduktion mithilfe eines Elektrolyseurs ▪ Abwärmenutzung	Wärmeversorgung	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Etogas und dem Fraunhofer IWES (mittlerweile ausgeschieden)	Einweihung im Oktober 2012	Stuttgart

Tabelle 4: Liste mit derzeitigen Projekten im Bereich Power to Gas.

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
BetHy -Projekt	Nutzung von mindestens 50 Zügen mit Brennstoffzellenantrieben im Schienenverkehr	Mobilität	Alstom, Landesregierungen und kommunale Verkehrsorganisationen in Niedersachsen, Hessen, NRW und Baden-Württemberg	2018 bis 2021	Niedersachsen, Hessen, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg
Brennstoffzellenantrieb und mobiler Elektrolyseur im Schienenverkehr	Untersuchung, ob mobile Elektrolyse und Nutzung des Wasserstoffs im Schienenverkehr der DB realisiert werden kann	Mobilität	Deutsche Bahn	Unbestimmt	Deutschlandweit
Carbon2Chem	Nutzung von Power to Gas zur Produktion von Ammoniak oder Methanol Ziel: Emissionen von Stahlwerken in Chemie-Grundstoffe wie Ammoniak oder Methanol umzuwandeln	Industrielle Nutzung	Thyssen Krupp, Bayer, BASF und Siemens, RWE und Linde Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion, Fraunhofer Umsicht Weitere Partner aus Chemie, Energiewirtschaft und Forschungsinstitute sollen einbezogen werden. Förderung durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung	2016 bis ca. 2030	Duisburg

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
Dezentrale Nutzung von Power to Gas	Produktion von Wasserstoff mithilfe einer Elektrolyseurs und Methanisierung Nutzung des Methans zur Strom- und Wärmeproduktion vor Ort	Wärmeversorgung Verstromung	Exytron Förderung durch europäisches Programms für regionale Entwicklung	Anlage soll bis Oktober 2016 fertiggestellt werden	Alzey in Rheinland-Pfalz
Direktmethanisierung von Biogas im Technikumsmaßstab in einer 50 kWel Power to Gas-Anlage am Eichhof, Hessen	Aufbau einer PtG-Versuchsplattform mit einer 50 kW-PEM-Elektrolyse und einem neuen Methanisierungsreaktorkonzept Direkte Methanisierung des Wasserstoffs mit Biogas. Kombinierter Betrieb aus Power to Gas- und Biogasanlage.	Verstromung Wärmeversorgung	Fraunhofer IWES, weitere Partner	Mitte 2016 bis Ende 2018	Bad Hersfeld in Hessen
Einsatz von Power to Gas in Raffinerieprozessen	Einsatz einer Power to Gas-Anlage in Raffinerieprozessen Entwicklung einer Regelungstechnik	Industrielle Nutzung	BP und Uniper	Unbestimmt	Lingen

Projektname	Ansatz / Ziel	Nutzungspfad	Beteiligte Unternehmen und Institutionen	Zeitraum	Geografische Verteilung
Gemeinsame Beschaffung von Brennstoffzellenbussen im Rahmen des FCH JU Calls	Ziel: Reduktion der Stückkosten der einzelnen Busse	Mobilität	ESWE Verkehrsgesellschaft mbH (Wiesbaden), traffiQ/ICB (Frankfurt), der Regionalverkehr Köln (RVK), Mainzer Verkehrsgesellschaft (MVG) , Rhein-Ruhr (VRR), Stadtwerke Mainz , Stadtwerke Münster, Stuttgarter Straßenbahnen (SSB), Verkehrsbetriebe Potsdam und WSW Mobil (Wuppertal)	Ab 2016	Wiesbaden, Köln, Mainz, Rhein Ruhr, Münster, Stuttgart
Verkauf eines neu entwickelten PKWs mit Brennstoffzellenantrieb	Nutzung von Brennstoffzellenantrieben im PKW-Bereich	Mobilität	Mercedes Benz	2017	Deutschlandweit

Tabelle 5: Liste mit geplanten und zukünftigen Projekten im Bereich Power to Gas.