

Einführung von Power-to-Gas in Deutschland

Gemeinsames Diskussionspapier des Instituts für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen und des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW)

Oktober 2020

AUTOREN

EWI:

Dr. Simon Schulte

Philipp Theile

David Schlund

IAEW:

Prof. Dr. Albert Moser

Dr. Philipp Baumanns¹

Dr. Denis vom Stein¹

¹ Inzwischen für einen neuen Arbeitgeber tätig

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der
RWTH Aachen

Schinkelstraße 6
52056 Aachen

Tel.: +49 (0)241 80 97653
Fax: +49 (0)241 80 92197
www.ewi.uni-koeln.de

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private wirtschaftliche Auftraggeber.

Die Haftung für Folgeschäden ist ausgeschlossen. Dies betrifft auch und insbesondere Schäden oder entgangene Gewinne, die dem Partner infolge der Verwendung der in diesem Dokument gegebenen Informationen entstehen.

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis.....	V
Zusammenfassung	6
1 Einleitung.....	8
2 Power-to-Gas im Energiesystem	10
3 Abgrenzung von Power-to-Gas Geschäftsmodellen.....	15
3.1 Netztechnisch abgeregelter Strom	15
3.2 Graustrom mit Herkunftsnachweisen	17
3.3 Ökonomisch abgeregelter Strom.....	20
3.4 Dedizierter erneuerbarer Strom	21
4 Durchsetzungsfähigkeit der Geschäftsmodelle.....	24
4.1 Im regulierten Umfeld	24
4.2 Im marktlichen Umfeld	26
Literaturverzeichnis	30
Anhang	33

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Geschäftsmodellsystematik Für Power-To-Gas-Anlagen.....	6
Abbildung 2: Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch innerhalb und ausserhalb des Stromsektors	8
Abbildung 3: Schematische Darstellung der strom- und gaseitigen Integration von PtG-Anlagen im Gesamtenergiesystem	11
Abbildung 4: Grundsätzliche Einordnung der infrastrukturellen Strom/Gas-Sektorenkopplung.....	13
Abbildung 5: Wasserstoffgestehungskosten bei Netzstrombezug mit Herkunftsnachweisen und Anwendungsseitige Kostenbenchmarks für das Jahr 2019.	19
Abbildung 6 Wasserstoffgestehungskosten bei Bezug ökonomisch abgeregelten Stroms und anwendungsseitige Kostenbenchmarks für das Jahr 2019	21
Abbildung 7: Wasserstoffgestehungskosten bei Direktstrombezugs aus einem Offshore-Windpark und Anwendungsseitige Kostenbenchmarks für das Jahr 2019.....	23

ZUSAMMENFASSUNG

Das vorliegende Papier diskutiert die energetischen und regulatorischen Besonderheiten, die mit einer Einführung von Power-to-Gas-Anlagen (PtG) in das deutsche Energiesystem einhergehen. Entlang von vier Strombezugsoptionen werden diese Besonderheiten systematisch rekapituliert. Hinsichtlich der Bezugsoptionen werden folgende vier Fälle unterschieden: (1) netztechnisch abgeregelter und (2) ökonomisch abgeregelter Strom, sowie (3) Graustrom mit Herkunftsnachweisen und (4) dedizierte EE-Anlagen. Diese Optionen können hinsichtlich ihres Strombezugswegs, der Strombezugskosten, der Grünstromcharakteristik und der gasseitigen Wettbewerbsfähigkeit unterschieden werden.

	Netztechnisch abgeregelter EE-Strom	Graustrom mit Herkunftsnachweisen	Ökonomisch abgeregelter EE-Strom	Dedizierte EE-Anlagen
Strombezugsweg	Stromüberschuss im Netz durch hohe EE-Einspeisung	Strombezug über Großhandelsstrommarkt		Direktbezug (physische Kopplung mit EE-Anlage)
Strombezugskosten	Keine; Fixkostenwälzung offen	Großhandelsstrompreis, Abgaben & Entgelte, bei Graustrom zusätzlich HKN		Stromgestehungskosten, teilweise Abgaben & Entgelte
Grünstromcharakteristik	Gegeben an Netzknoten mit abzuregelnder EE-Einsp.	Bilanziell gegeben über den Erwerb von HKN	Bilanziell oder explizite Charakterisierung des Stroms als grün denkbar	Gegeben bei Direktbezug
Wettbewerbsfähigkeit	Unbekannt, da Vermarktung unklar	Derzeit nicht gegeben, aufgrund hoher Strombezugskosten	Derzeit nicht gegeben, aufgrund geringer Volllaststunden	Derzeit nicht gegeben, aufgrund hoher Strombezugskosten

ABBILDUNG 1: GESCHÄFTSMODELLSYSTEMATIK FÜR POWER-TO-GAS-ANLAGEN

Eigene Darstellung EWI

1. Die PtG-Anlage könnte netztechnisch abgeregelten Strom nutzen und im Dienste des Engpassmanagements eingesetzt werden. Sofern der abgeregelte Strom aus überschüssiger EE-Einspeisung resultiert, wäre er als grün zu bewerten und der erzeugte Wasserstoff demnach klimaneutral. Aktuell ist noch nicht geregelt, wer als Investor und Betreiber der PtG-Anlage in Frage kommt. Stromverteil- und Übertragungsnetzbetreibern könnte diese Rolle zufallen, indem die PtG-Anlagen als Netzbetriebsmittel analog zu besonderen technischen Betriebsmitteln oder Netzboostern klassifiziert werden würden.
2. Bei Graustrombezug aus dem Netz mit zusätzlichem Erwerb von Herkunftsnachweisen sind die Volllaststunden nicht begrenzt und die Kosten der Herkunftsnachweise sind aktuell gering. Jedoch sind die Stromnebenkosten aus EEG-Umlage, Stromsteuer und sonstigen Umlagen hoch, so dass der Elektrolyse-Wasserstoff derzeit nicht wettbewerbsfähig im Vergleich zu konventionellen Anwendungen im Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektor ist.

3. Ökonomisch abgeregelter Strom stellt einen Sonderfall zu (2) dar und entsteht durch ein Überangebot an EE-Erzeugung am Markt. PtG-Anlagen könnten in diesen Situationen erneuerbaren Strom zu Grenzkosten der EE-Erzeugung beziehen. Gleichzeitig könnte dieser Strom als grün gekennzeichnet werden. Für den wirtschaftlichen Betrieb reicht derzeit jedoch die Anzahl der Stunden mit einem Überangebot an EE-Erzeugung nicht aus, da die Investitionskosten nur von wenigen produktiven Stunden getragen werden müssten.
4. Im Falle eines Strombezugs durch dedizierte EE-Anlagen könnten Umlagen teilweise entfallen, wenn die PtG-Anlage z.B. vom Stromnetz entkoppelt oder zur direkten Eigenversorgung betrieben wird. Durch den Direktanschluss an eine EE-Anlage wäre der bezogene Strom grün. Die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage wäre von den Gestehungskosten der EE-Anlage und dem Erzeugungsprofil abhängig.

Aufbauend auf den vier Strombezugsfällen beleuchtet das Papier, welche Faktoren für die Wirtschaftlichkeit dieser Anwendungsfälle im Kontext aktueller Instrumente entscheidend sind und welche Anpassungen der Regulierung bzw. Eingriffe in den Markt denkbar wären, um eine Durchsetzungsfähigkeit zur erhöhen.

- Netztechnisch abgeregelter Strom ist insofern besonders, als dass die entsprechende PtG-Anlage im **regulierten Umfeld** betrieben werden würde. Dies wirft die Frage auf, inwieweit die Investitionen und der Betrieb von PtG-Anlagen zur Stabilisierung des Netzes reguliert werden soll. Gleichzeitig nimmt die Anlage mit der Erzeugung von klimaneutralen Gasen am Gasmarkt teil, sodass der Einsatz der PtG-Anlage, die Vermarktung der produzierten Gase und die Verwendung der Erlöse eindeutig abgegrenzt werden müssen. Dabei könnte man sich an der Regulierung bzgl. Netzreserve, besonderen netztechnischen Betriebsmittel oder den Netzboostern orientieren.
- Herausforderungen für die Entwicklung von PtG-Anlagen im **marktlichen Umfeld** sind ein unsicherer CO₂-Preis, eine damit verbundene geringe Zahlungsbereitschaft für klimaneutrale Gase und Spillover-Effekte, die aus Investitionsaktivitäten in innovative Technologien resultieren. Ein unsicherer CO₂-Preis hemmt Investitionen in emissionsarme Technologien, da diese Unsicherheit auf die Zahlungsbereitschaft für klimaneutrale Gase und somit die Erlösmöglichkeiten der PtG-Betreiber durchwirkt. Die Gegenwart von Spill-Over-Effekten verringert die Investitionsbereitschaft von Unternehmen in Technologieinnovation. Da durch Innovationen positive externe Effekte generiert werden, profitieren auch potentielle Wettbewerber von den Investitionen in neue Technologien. Dies senkt den Nutzen von Innovationen, sodass Investitionsanreize gehemmt werden könnten. Das Papier diskutiert Maßnahmen, die zur Überwindung dieser Herausforderung dienen können. So könnten beispielsweise Carbon Contracts for Difference die aus dem CO₂-Preis resultierende Unsicherheit mildern. Eine Quote oder eine Einspeisevergütung für klimaneutrale Gase könnten den Investoren von PtG-Anlagen Erlöse garantieren.

1 EINLEITUNG

Die langfristige Energiepolitik orientiert sich an dem Zieldreieck aus Nachhaltigkeit, Erhöhung der Versorgungssicherheit, sowie Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung (§1 EnWG). Dem Ziel der Nachhaltigkeit folgend sollen im Zuge der Dekarbonisierung fossile durch erneuerbare Primärenergien ersetzt und der Primärenergiebedarf durch eine höhere energetische Effizienz bei Energieversorgung und -anwendung vermindert werden. Bisher lag der Fokus auf der Dekarbonisierung des Stromsystems: Das europäische Emissionshandelssystem, dem von Anfang an die Stromerzeugung aus fossil-gefeuerten Kraftwerken unterworfen war, und die Förderung erneuerbarer Energien (EE) im Rahmen des deutschen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) sind die wesentlichen politischen Instrumente zur Dekarbonisierung des Stromsektors. Dass Dekarbonisierung bislang primär im Stromsektor stattfand verdeutlicht Abbildung 2. Die Abbildung zeigt die Anteile konventioneller und erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch innerhalb und außerhalb des Stromsektors. So wurden 2018 219,9 TWh an Strom aus EE erzeugt; dies entspricht einem Anteil von 42,9 % des Bruttostromverbrauchs. Demgegenüber liegt der Anteil an EE außerhalb des Stromsektors bei 8,9% am Endenergieverbrauch (AGEB, 2018). Während im Stromsystem vor allem Windenergie, solare Strahlungsenergie und Biomasse genutzt werden, kommen im Wärme- und Verkehrssektor zumeist Biomasse bzw. biogene Kraftstoffe zum Einsatz.

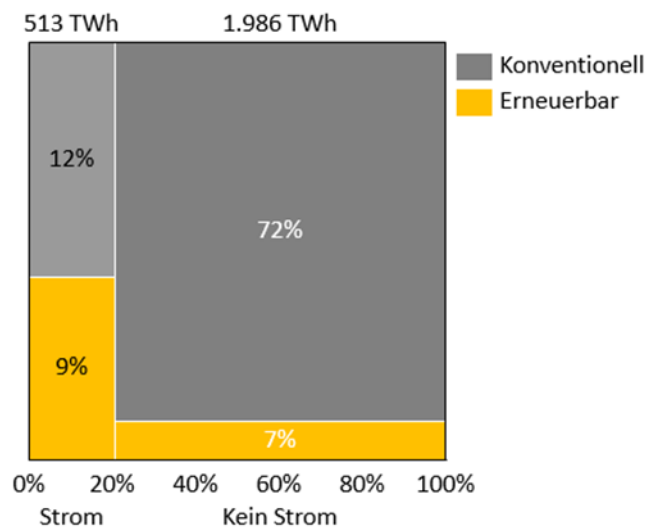


ABBILDUNG 2: ANTEILE ERNEUERBARER ENERGIEN AM ENDENERGIEVERBRAUCH INNERHALB UND AUßERHALB DES STROMSEKTORS

Eigene Darstellung EWI basierend auf AGEB (2018)

Am Endenergieverbrauch nimmt Strom aber nur einen Anteil von 20,5 % ein; es dominieren Mineralöl und Gase mit 37,5 % bzw. 24,2 %, die vor allem im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor zum Einsatz kommen (AGEB, 2018). Die weitere Integration des Energiesystems, die sogenannte Sektorenkopplung, bspw. durch die Substitution des fossilen Mineralöls und der fossilen Gase (Erdgas) durch EE ist der nächste Schritt. Dies kann durch eine Elektrifizierung der Gas- und Mineralölanwendungen (z.B. Wärmepumpen, elektrische Direktheizungen, Elektrodenheizkessel oder Elektrofahrzeuge) und deren Versorgung mit Strom aus EE, oder eine Substitution fossiler Erdgase

und Mineralöle durch klimaneutrale Gase (H_2 , CH_4) geschehen. Klimaneutrale Gase können über Elektrolyse aus erneuerbarem Strom gewonnen werden (Power-to-Gas-Technologie, PtG). Kraftstoffe aus Mineralöl lassen sich direkt durch klimaneutrale Gase ersetzen, die in Brennstoffzellenfahrzeugen oder Gasfahrzeugen mit Verbrennungsmotor genutzt werden, oder indirekt durch klimaneutrale Gase ersetzen, die zu klimaneutralen Kraftstoffen weiterverarbeitet werden (Power-to-Liquid, PtL).

Die Sonderstellung der PtG-Anlagen zwischen den bereits vorhandenen Teilsystemen Strom und Gas resultiert in erheblicher Komplexität, da sich die Anlagen in eine Umwelt existierender Regulierung und Gesetze einfügen müssen. Diesen Kontext gilt es bei der Einführung der PtG-Technologien mitzudenken. Aus diesem Grund zielt das Diskussionspapier darauf ab, übersichtsartig die bisherigen Ansätze und Beiträge zum Betrieb der PtG-Anlagen im existierenden Umfeld von Regulierung, Infrastrukturen und Markt zu strukturieren, um derzeitige Probleme und Herausforderungen aufzuzeigen und zu diskutieren.

2 POWER-TO-GAS IM ENERGIESYSTEM

Der Sektorenkopplung von Strom- und Gassystem kommt eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems zuteil. Energiesystemstudien weisen darauf hin, dass die Sektorenkopplung im Sinne einer reinen Elektrifizierung der Gas- und Mineralölanwendungen allein die Transformation bis 2050 nur zu signifikant höheren Kosten bewerkstelligen kann (Acatech, 2017; BCG, 2018; dena, 2018a; FNB Gas, 2017). Vielmehr verspricht eine Sektorenkopplung, in der sowohl erneuerbarer Strom als auch klimaneutrale Gase als Endenergie genutzt werden, Effizienzgewinne. Diese volkswirtschaftlichen Effizienzgewinne resultieren aus fünf wesentlichen Nutzen klimaneutraler Gase, die sich auch in den Überlegungen der Nationalen Wasserstoffstrategie Deutschlands wiederfinden (BMW, 2020):

- Es stehen nicht genügend EE für eine vollständige Substitution der fossilen Primärenergien in Deutschland zur Verfügung, was einen Import klimaneutraler Energieträger erforderlich macht. Bei weit entfernten Quellen außerhalb Europas ist aus technisch-ökonomischen Gründen der Gastransport dem Stromtransport vorzuziehen.
- Für die langfristige Speicherung von Energie zum saisonalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sind Energieträger mit hohen Energiedichten vorteilhaft. Insbesondere die Elektrifizierung des Wärmesektors führt im Stromsystem zu einer hohen saisonalen Volatilität im Stromverbrauch, die nur durch Langzeitspeicher im Stromsystem ausgeglichen werden kann. Als verfügbare Langzeitspeicher zeichnen sich dabei vor allem chemische Speicher ab.
- Eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors erfordert einen erheblichen Ausbau des Stromnetzes, gegen den es insbesondere im Übertragungsnetz gesellschaftliche Vorbehalte gibt. Stromnetzausbau kann durch lokale Erzeugung von synthetischen Gasen und Nutzung des Erdgasnetzes für den Energietransport vermieden werden. Zudem könnte die Abregelung erneuerbaren Stroms und Redispatch aufgrund fehlender Übertragungskapazitäten im Stromnetz reduziert werden.
- Klimaneutrale Gase oder deren Derivate können in schwer elektrifizierbaren Endverbrauchssektoren (z.B. Schwerlastverkehr, Stahl-/ Chemieindustrie) zur Dekarbonisierung verwendet werden.
- Technologien für den Einsatz von klimaneutralen Gasen können in ein bestehendes Gassystem integriert werden, sodass existierende Assets zu geringen Mehrkosten weiterverwendet werden können. So könnte zum Beispiel insbesondere die vorhandene Gasinfrastruktur genutzt werden und sukzessive fossiles Gas durch klimaneutrales Gas ersetzt werden, ohne eine neue Infrastruktur aufbauen zu müssen.

Zur Bereitstellung klimaneutraler Gase bieten sich eine Reihe von Produktionstechnologien an, die sich teilweise erheblich in ihrer Emissionsintensität, Technologiereife und ihren spezifischen Kosten unterscheiden. Grundsätzlich können die Herstellungsoptionen danach unterschieden werden ob kohlenstoffhaltige (z.B. Erdgas, Kohle, Biomasse) Primärenergieträger oder Strom (z.B. aus erneuerbaren Energiequellen) verwendet werden, wobei im zweiten Fall vor allem PtG-Technologien eingesetzt werden. Dabei wandeln diese Anlagen die Energie aus der erneuerbaren Stromerzeugung in klimaneutrale Gase um und führen sie dem Gassystem zu, wodurch die o.g.

Nutzenversprechen klimaneutraler Gase realisiert werden können. Tatsächlich finden sich Investitionen in und Betrieb von PtG-Anlagen derzeit hauptsächlich in Zukunftsszenarien des Energiesystems wieder. Die bisher betriebenen PtG-Anlagen befinden sich im Entwicklungs- oder Demonstrationsstadium und weisen eine geringe Marktreife auf, sodass die Nutzenversprechen aktuell nicht gehoben werden (DVGW, 2020). Gleichzeitig verspricht ein frühzeitiger Markthochlauf der Technologien langfristig sinkende Kosten durch Skalen- und Lerneffekte. Aus diesem Grund wird zunehmend diskutiert, PtG-Anlagen durch politische Maßnahmen zu fördern und einen Markthochlauf zu initiieren. Da diese Diskussion im Kontext zweier regulierter Infrastrukturen und bereits wirksamer energiepolitischer Instrumente stattfindet, gilt es zuerst die zugrundeliegenden Geschäftsmodelle zu systematisieren. Als Geschäftsmodell wird in diesem Papier die Kommerzialisierung der oben genannten Nutzenversprechen verstanden, die eine neuartige Technologie oder Innovation, hier PtG, unter vorgegebenen oder neu zu schaffenden Kostenstrukturen und Netzwerken entwickelt (Zott et al., 2011).

Eine Unterscheidung der Geschäftsmodelle bezüglich der Einbindung in das Stromsystem lässt sich unter anderem anhand der Strombezugsoption der PtG-Anlage treffen (dena, 2018b). Weitere Unterscheidungsmerkmale werden nicht näher betrachtet, da sie nicht zwangsläufig nur für PtG-Anlagen zutreffen, sondern auch für alternative Herstellungsoptionen klimaneutraler Gase (z.B. Methandampfreformierung, Pyrolyse, Biomassevergasung) vorgenommen werden müssten und damit nicht mehr im Betrachtungshorizont des vorliegenden Diskussionspapiers liegen.

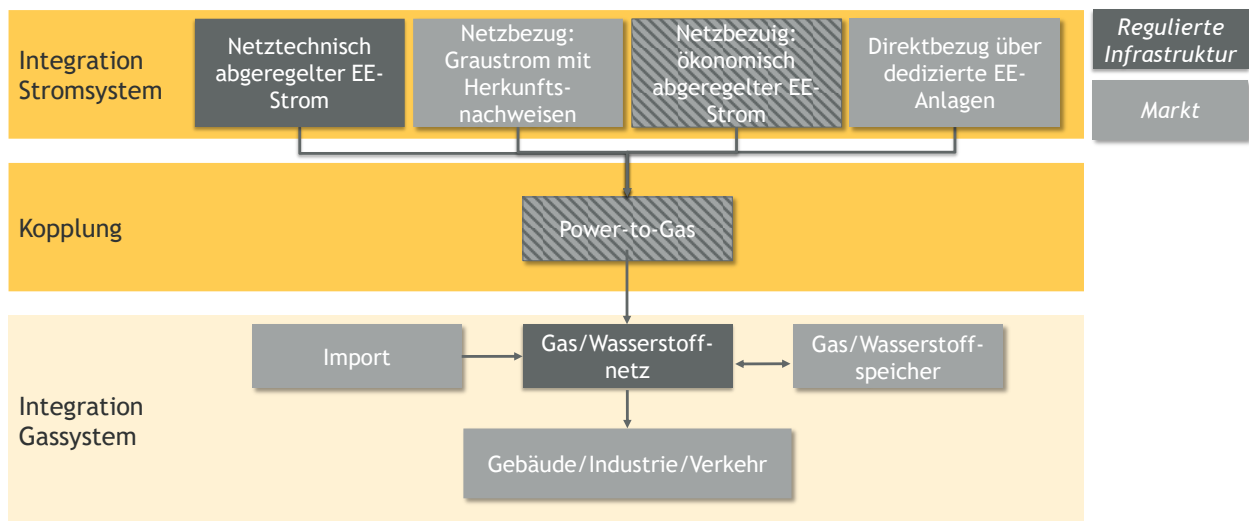


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER STROM- UND GASSEITIGEN INTEGRATION VON PTG-ANLAGEN IM GESAMTEN-ENERGIESYSTEM

Eigene Darstellung EWI basierend auf (dena, 2018b)

PtG-Anlagen werden somit sowohl energetisch als auch regulatorisch in die beiden existierenden Systeme Strom und Gas eingebettet und wirken als sektorenkoppelndes Element. Dabei wird das Stromsystem vorrangig für den Bezug von Energie (in Form von Strom) verwendet und das Gassystem nachfrageseitig mit der PtG-Anlage gekoppelt. Abbildung 3 veranschaulicht die Stellung der Anlagen zwischen beiden Systemen. Auf der Strombezugsseite ergeben sich dadurch vier wesentliche Unterscheidungsmerkmale:

1. Fall 1 entspricht der Verwendung netztechnisch abgeregelten erneuerbaren Stroms für den Betrieb von PtG-Anlagen mit dem Ziel, Stromüberschüsse zu nutzen, die aufgrund hoher EE-Einspeisung und fehlender Netzübertragungskapazitäten anfallen.

2. Die Verwendung von Graustrom mit Herkunftsnachweisen stellt Fall 3 des PtG-Anlagenbetriebs dar, bei dem die Anlage Netzstrom bezieht und durch den Zukauf von Herkunftsnachweisen eine bilanzielle Grünstromzertifizierung sicherstellt.
3. Die Idee der Verwendung ökonomisch abgeregelten erneuerbaren Stroms verfolgt innerhalb von Fall 3 den Ansatz, marktseitige Überschüsse erneuerbaren Stroms, d.h. der erneuerbare Strom findet keinen Abnehmer, nutzbar zu machen und dadurch den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen bei gleichzeitiger Verringerung der Abregelung zu ermöglichen.
4. In Fall 4 wird die PtG-Anlage physisch mit EE-Anlagen gekoppelt, sodass die direkte Abnahme des erzeugten Grünstroms erfolgt. Dieses Modell ist unter anderem bei Offshore-Windkraftanlagen denkbar. Vom Prinzip her ähnelt das dem Import von klimaneutralen Gasen, da die produzierten Gase dem inländischen Gassystem zugeführt werden ohne das inländische Stromsystem zu nutzen. Der Import von klimaneutralen Gasen wird innerhalb dieses Papiers nicht betrachtet.

In allen vier Fällen wird die Energie aus der Stromerzeugung über PtG-Anlagen dem Gassystem zugeführt, sodass die PtG-Anlage das sektorkoppelnde Element beider Systeme bildet². Dabei ist durchaus denkbar, dass eine PtG-Anlage mehrere Bezugsfälle kombiniert. So würden sich der Bezug von ökonomisch abgeregeltem Strom und Graustrom mit Herkunftsnachweisen (HKN) ergänzen. Innerhalb dieses Diskussionspapiers werden die Kombinationen nicht weiter ausgeführt. Der Transport findet mit Ausnahme von Fall 4, in dem Strom- und Gaserzeugung örtlich zusammenfallen, upstream im Stromnetz und downstream im Gas- bzw. Wasserstoffnetz³ statt. Die besondere Stellung zwischen zwei regulierten Infrastrukturen erlaubt zwei Blickwinkel auf die PtG-Anlagen.

- Heute werden Strom- und Gasnetze in der Regulierung als getrennt regulierte Infrastrukturen angesehen. Einspeisungen und Entnahmen in den beiden Infrastrukturen, d.h. auch PtG-Anlagen, werden dem marktlichen Bereich zugeordnet. Als regulierte Infrastruktur ergibt sich der rot eingefärbte Bereich im linken Teil von Abbildung 4.
- Die PtG-Anlagen verbinden technisch zwei regulierte Infrastrukturen zu einer gemeinsamen Infrastruktur, die als gemeinsam regulierte Infrastruktur betrachtet werden kann. PtG-Anlagen wären dann der regulierten Infrastruktur zugeordnet. Als regulierte Infrastruktur ergibt sich der rot eingefärbte Bereich im rechten Teil von Abbildung 4. PtG-Anlagen wären in einem derartigen Regulierungsregime nicht mehr Teil des Marktes. Dies bedeutet einen Paradigmenwechsel in der Regulierung von Strom- und Gasnetzen. Insbesondere dann, wenn die sektorenkoppelnden Betriebsmittel aus volkswirtschaftlicher Sicht als natürliches Monopol qualifiziert werden können, ist ein derartiger Paradigmenwechsel in der Regulierung angezeigt. Dies könnte sich z.B. langfristig in einem fast vollständig klimaneutralen Energiesystem ergeben.

² Gleiches gilt für Gas-to-Power-Anlagen (GtP) in umgekehrter Richtung, die jedoch in diesem Papier nicht näher beleuchtet werden.

³ Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Diskussionspapiers sind Erdgasnetze reguliert, wohingegen Wasserstoffnetze als privatwirtschaftliches Eigentum unreguliert sind.

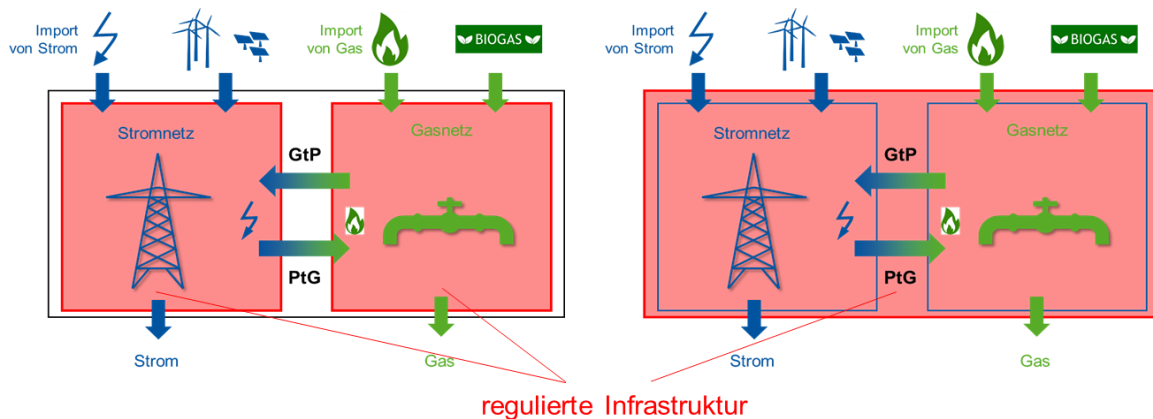


ABBILDUNG 4: GRUNDSÄTZLICHE EINORDNUNG DER INFRASTRUKTURELLEN STROM/GAS-SEKTORENKOPPLUNG

Eigene Darstellung IAEW

Mit der Einspeisung in die gassetige Infrastruktur erschließt die PtG-Anlage zusätzliche Transport- und Speichermöglichkeiten für Energie, wobei entweder eine Beimischung in regulierte Erdgasnetze oder eine Einspeisung in derzeit noch unregulierte und kaum ausgebaute Wasserstoffnetze erfolgen kann⁴. Gleichzeitig konkurriert das klimaneutrale Gas aus den PtG-Anlagen mit Importen klimaneutraler Gase um die Endabnehmer Gebäude, Industrie und Verkehr. Diese Importe könnten beispielsweise aus bestehenden Erdgasexportgebieten wie Norwegen oder Russland in Form von blauem Wasserstoff kommen oder aus sonnenreichen Regionen in Form von grünem Wasserstoff (BMW, 2020). Die Zahlungsbereitschaften für die jeweiligen Verwendungszwecke des produzierten klimaneutralen Gases sind maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells. Die zentralen Verwendungszwecke in den einzelnen Endverbrauchssektoren sind folgende (dena, 2018a):

- Im Gebäudesektor können klimaneutrale Gase in der thermischen Nutzung zur Bereitstellung von Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser verwendet werden. Dabei ist die Versorgung der Endabnehmer entweder über eine Beimischung in das Gasnetz oder über ein eigenes Wasserstoffversorgungsnetz möglich. Kurzfristig ist eine Beimischung ins Erdgasnetz einfacher zu realisieren, da kein eigenständiges Netz aufgebaut werden muss, langfristig könnte ein Wasserstofftransport- und -verteilnetz (z.B. durch Umwidmung von Erdgasnetzen) errichtet werden (IEA, 2019a). So wird beispielsweise innerhalb des Netzentwicklungsplans der Aufbau eines Wasserstoff-Startnetzes durch Umstellung existierender Leitungen für schätzungsweise 660 Mio. € bis 2030 berücksichtigt (FNB, 2020).
- Im Industriesektor können klimaneutrale Gase zur stofflichen Verwendung, v.a. in der Stahl- und Chemieindustrie, oder energetisch zur Bereitstellung von Prozesswärme in Form von Hoch- bzw. Niedrigtemperaturwärme eingesetzt werden. Heute wird Wasserstoff bereits in Raffinerien, sowie zur Ammoniak- oder Methanol-Produktion eingesetzt mit einem Verbrauch von rund 55 TWh in Deutschland (IEA, 2019a; BMW, 2020). Zukünftig kann der PtG-Wasserstoff in der Industrie eingesetzt werden, um existierenden konventionellen Wasserstoff durch grünen Wasserstoff zu substituieren, was ohne größere Anpassungen realisierbar wäre (BMW, 2020). Außerdem könnten konventionelle durch neue Prozesse ersetzt werden (z.B. Direktreduktionsverfahren in der Stahlindustrie).

⁴ Synthetisches Methan hat die Qualität von Erdgas und kann daher unbegrenzt in Erdgasnetze eingespeist werden, wohingegen Wasserstoff nach den aktuellen Grenzwerten des DVGW bis zu einem Limit von 10 vol-% eingespeist werden darf (DVGW, 2019).

- Im Verkehrssektor können klimaneutrale Gase als Kraftstoffalternative zu Benzin, Diesel, oder auch Strom und Kerosin betrachtet werden durch die Verwendung in Brennstoffzellen, Gasverbrennungsmotoren oder durch die Weiterverarbeitung zu synthetischen Kraftstoffen (PtL). Kurzfristig ist insbesondere eine Anwendung im Schwerlastverkehr denkbar (IEA, 2019).

Im folgenden Kapitel werden die Geschäftsmodelle der PtG-Anlage entlang der Strombezugsoptionen näher erläutert und die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit und die Grünstromcharakteristik diskutiert. Um eine indikative Abschätzung über die Wettbewerbsfähigkeit der PtG-Anlage im jeweiligen Bezugsfall treffen zu können, werden die Gestehungskosten klimaneutralen Wasserstoffs in den Fällen 2 bis 4 den Kosten konventioneller Alternativen gegenübergestellt.

3 ABGRENZUNG VON POWER-TO-GAS GESCHÄFTSMODELLEN

Das Geschäftsmodell einer PtG-Anlage wird durch die Form des Strombezugs der vier oben eingeführten Optionen entscheidend geprägt. In diesem Kapitel werden für jede der Strombezugsoptionen die wichtigsten Auswirkungen auf das Geschäftsmodell im Kontext aktueller Regulierung entlang der einzelnen Teilbereiche diskutiert.

- Zunächst wird der **Strombezugsweg** beschrieben, über den die PtG-Anlage ihren Strom erwirbt. Dabei ist insbesondere von Bedeutung, inwieweit die Regulierung diese Bezugsoption beeinflusst.
- Daran anschließend werden die **Strombezugskosten** aufgeschlüsselt, d.h. beispielsweise in Strompreis oder Stromnebenkosten (Umlagen und Entgelte).
- Für den Nachweis der klimaneutralen Eigenschaft der produzierten Gase ist die Herkunft des verwendeten Stromes von zentraler Bedeutung. Deshalb wird die **Grünstromcharakteristik** der Strombezugsoptionen beleuchtet. Das heißt, inwieweit belegt werden kann, dass der verbrauchte Strom aus erneuerbaren Energiequellen (z.B. Photovoltaik, Windkraftanlagen) stammt.
- Zuletzt wird die **gasseitige Wettbewerbsfähigkeit** diskutiert. Dazu wird die beschriebene Kostenstruktur klimaneutralen Wasserstoffs ins Verhältnis zu den konventionellen Benchmarks der Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr gesetzt⁵. Die Kostenbestandteile des Elektrolyse-Wasserstoffs werden anhand einer Jahresdauerlinie abhängig von den Volllaststunden dargestellt. Dadurch wird veranschaulicht, wie sich die Kapitalkosten (CAPEX) mit steigenden Volllaststunden auf mehrere Stunden aufteilen und ihr Anteil an den Gesteungskosten (in kg_{H2}) dadurch geringer wird. Dieser Zusammenhang variiert mit der Strombezugsoption und wird in den Diagrammen grafisch verdeutlicht.

Zusätzlich gibt eine Infobox zu der jeweiligen Strombezugsoption einen Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen, die Einfluss auf die Kostenzusammensetzung haben können.

3.1 Netztechnisch abgeregelter Strom

Die erste Strombezugsoption ist die Verwendung netztechnisch abgeregelten Stroms. Über diesen **Strombezugsweg** können einerseits Systemdienstleistungen im Stromsystem in Form von Engpassmanagement angeboten werden und andererseits klimaneutrale Gase für das Gassystem produziert werden. Strom wird abgeregelt, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um die eingespeiste Strommenge zu transportieren⁶. Das europäische Übertragungsnetz und fallweise das Verteilnetz weisen diese Engpässe auf. Dies liegt zum einen daran, dass der beabsichtigte Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz schon im Grundsatz nicht auf die Erreichung eines engpassfreien

⁵ Im Industriesektor wird eine alternative Herstellung von Wasserstoff mithilfe von Dampfreformierung angelegt. Im Verkehrssektor bildet der Kraftstoffpreis für Diesel-PKW bzw. -LKW den Benchmark und im Wärmesektor wird eine Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz angenommen.

⁶ Die Abregelung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien betrug in den letzten Jahren ca. 5 TWh und wird in 2019 voraussichtlich deutlich höher ausfallen [1].

Netzes abzielt. Ein weiterer Grund für die beobachteten Netzengpässe ist der verzögerte Netzausbau vor allem im Übertragungsnetz, der dem Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis EE zeitlich nicht zu folgen vermag (BBPIG, EnLAG). Um die demnach auftretenden Engpässe zu beheben, nutzen die Netzbetreiber eine Reihe von Maßnahmen:

- Netzbezogene Maßnahmen: Hierzu werden Netzschaltungen, Stufensteller von Phasenschiebertransformatoren, zukünftig auch Einstellungen von HGÜ-Verbindungen und TCSC⁷ zur Lastflusssteuerung genutzt.
- Marktbezogene Maßnahmen: Durch Redispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen ab einer Größe von 10 MW sowie ab- und zuschaltbare Lasten werden Engpässe behoben. Nach dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus aus diesem Jahr wird das Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen hier zukünftig mit einbezogen; die alte Vorrangregelung damit aufgehoben.
- Sonstige Maßnahmen: Zum Engpassmanagement bzw. zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems sind nach dem EnWG die Netzreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel und Power-to-Heat-Anlagen zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen vorgesehen.

PtG-Anlagen können vom Netzbetreiber genutzt werden, um beim Engpassmanagement auf das Instrument Erzeugungsmanagement zu verzichten, sodass es zu einem emissionsärmeren Engpassmanagement kommt. Statt beim Engpassmanagement EE-Anlagen abzuregeln, wird der Strom aus EE-Anlagen in klimaneutrales Gas konvertiert und dem Gassystem zugeführt. Demnach könnte der abgeregelter Strom direkt als grün charakterisiert werden. Sollte die PtG-Anlage zur Engpassbewirtschaftung jedoch an Netzknoten stehen, deren Strom nicht sonst abzuregelnder EE-Anlagen zuzuordnen wäre, könnten auch Zweifel an der **Grünstromcharakteristik** entstehen. Verteilnetzbetreibern steht wegen des strukturellen Aufbaus des Stromsystems nur eine eingeschränkte Auswahl an Maßnahmen zur Verfügung. Da die großen Kraftwerke zumeist im Übertragungsnetz, die EE-Anlagen zumeist im Verteilnetz angebunden sind, spielt hier das Einspeisemanagement eine besondere Rolle im Rahmen des Engpassmanagements im Verteilnetz. Sollte sowohl im Verteilnetz in Norddeutschland als auch im Übertragungsnetz Netzengpässe dadurch behoben werden, dass im Rahmen des Engpassmanagements die Leistung von PtG-Anlagen erhöht wird, ergeben sich Synergieeffekte, wenn ein Teil der PtG-Anlagen für das Engpassmanagement im Verteilnetz angebunden sind (Moser et al., 2015; Moser et al., 2014).

Im Hinblick auf die Rolle von PtG-Anlagen als regulierte Betriebsmittel des Stromnetzbetreibers für das Engpassmanagement ist ein Vergleich mit der Netzreserve, dem Netzbooster, vor allem aber mit den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln hilfreich. Diese Instrumente sieht das EnWG vor, da vom Markt nicht genügend Redispatchpotenziale zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit bereitgestellt werden.

- Bei der Netzreserve werden zur Stilllegung angezeigte bestehende Kraftwerke nicht stillgelegt, sondern dienen gegen regulierte Vergütung dem Übertragungsnetzbetreiber ausschließlich als Redispatchpotenzial. Sie dürfen gleichzeitig nicht mehr am Markt teilnehmen. Der Aufwand für die Netzreserve wird über Netzentgelte finanziert.

⁷ HGÜ = Hochspannungsgleichstromübertragung; TCSC = Thyristor Controlled Series Capacitor, thyristorgesteuerte Längskompensation

- Netzbooster sind Großbatterien, die die Übertragungsnetzbetreiber zum Zweck des Engpassmanagements errichten und betreiben. Im Netzentwicklungsplan Strom 2019 wurden Netzbooster als Pilotanlagen durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Diese Großbatterien nehmen nicht am Markt teil.
- Besondere netztechnische Betriebsmittel sind neu zu errichtende flexible Kraftwerke im Süden Deutschlands, die nur zum kurativen Redispatch genutzt werden dürfen, nicht am Markt teilnehmen und über Netzentgelte finanziert werden.

Die derzeitige Regulierung lässt derzeit noch keinen Einsatz von PtG-Anlagen nach der beschriebenen Systematik zu. Eine Abschätzung der **gasseitigen Wettbewerbsfähigkeit** des produzierten klimaneutralen Gases aus solchen Anlagen ist nicht möglich, da beispielsweise der **Strombezugspreis** und die Wälzung der fixen Kostenbestandteile der Anlage unbekannt sind. Offen Punkte bleiben, unter welchen Bedingungen die Investitionen in und der Betrieb von PtG-Anlagen Teil der regulierten Infrastruktur werden. Dazu gehören die Fragen ob PtG-Anlagen als koppelndes Element zweier regulierten Infrastrukturen reguliert oder marktlich koordiniert werden sollen und wie reguliert erzeugtes klimaneutrales Gas in den Markt gebracht wird.

INFOBOX 1: MÖGLICHE ENTWICKLUNGEN DER STROMBEZUGSOPTION NETZTECHNISCHE ABREGELUNG IN DER ZUKUNFT

Engpassmanagement

Auf den zukünftigen Bedarf an PtG-Anlagen für das Engpassmanagement wirken die drei Faktoren, Entwicklung des räumlichen Verhältnisses von Erzeugung und Last, die Entwicklung der Netzinfrastruktur und die Anforderung an Redispatchmaßnahmen. Durch die Anhebung des Ausbauzieles von Offshore-Windenergieanlagen bis zum Jahr 2030 von 15 auf 20 GW steigen die Investitionen in lastferne Erzeugung. Gleichzeitig könnte sich die Verschleppung des Netzausbaus fortsetzen, sodass sich der Bedarf an Redispatch tendenziell erhöhen könnte. Mit dem Clean Energy Package der EU sollen klimaneutraler Technologien für den Redispatch eingesetzt werden, was begünstigend auf den Einsatz von PtG-Anlagen wirken könnte.

3.2 Graustrom mit Herkunftsnachweisen

Im herkömmlichen Fall werden PtG-Anlagen an das Stromsystem angeschlossen und der **Strombezugsweg** führt über den Großhandelsmarkt. Der **Strombezugspreis** ergibt sich aus dem Großhandelsstrompreis und allen relevanten Abgaben und Umlagen. Für PtG-Anlagen sind dies derzeit die Stromsteuer und die sonstigen Umlagen (KWKG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, etc.). Von den Netznutzungsentgelten sind PtG-Anlagen nach §18 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre befreit⁸. Durch den Kauf von Strom am Großhandelsmarkt ist die Hauptdeterminante auf der Strombezugsseite der Großhandelsstrompreis.

⁸ Eine Befreiung von der EEG-Umlage wird derzeit diskutiert und zum Zeitpunkt dieses Papiers ist eine gesetzliche Verankerung der EEG-Befreiung mit der EEG-Novellierung zum 01.01.2021 geplant.

- Durch eine kostenoptimierte Betriebsweise, d.h. Betrieb in Stunden mit niedrigeren bis durchschnittlichen Strompreisen und Stillstand in Stunden mit hohen Preisen, kann die Anlage eine hohe Volllaststundenzahl erreichen (siehe Abbildung 5). Die kostenoptimale Volllaststundenzahl für historische Strompreise aus dem Jahr 2019 liegt in dieser Beispielrechnung bei rund 6.000 Stunden. Durch die vergleichsweise hohe Volllaststundenzahl, können Investitionskosten der Anlage (CAPEX) auf eine hohe Produktionsmenge verteilt werden. Bei höheren Strompreisen steigen die Gestehungskosten wieder an, da Strom nur noch zu höheren Preisen gekauft werden kann.
- Am Großhandelsstrommarkt wird stets Graustrom gehandelt, der sich dadurch auszeichnet, dass er aus beliebigen Quellen stammt (u.a. konventionelle Kraftwerke, nach dem EEG geförderte Anlagen). Der Emissionsfaktor dieses Graustroms wird daher generell mit dem des deutschen Strommixes gleichgesetzt, der aus den direkten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch in Deutschland berechnet wird (UBA, 2020). Entsprechend sind Gase aus PtG-Anlagen, die mit Graustrom betrieben werden, nicht als klimaneutral zu bewerten, da sie bezugsseitig Emissionen in der Stromerzeugung verursachen.
- Durch den Zukauf von HKN für Strom wird die **Grünstromcharakteristik** erworben, sodass die Gase als klimaneutral bilanziert werden könnten. HKN stellen sicher, dass erneuerbarer Strom, der als solcher deklariert und verkauft wird, auch tatsächlich von qualifizierten Anlagen erzeugt und nur einmal vermarktet wird. Jedoch wird damit nicht garantiert, dass der erneuerbare Strom zeitgleich zum tatsächlichen Betrieb der PtG-Anlage erzeugt wird. Der physikalisch verbrauchte Strom wäre als Netzstrom weiterhin grau und nur bilanziell als grün zu bewerten. EEG-geförderte Anlagen sind nach dem Doppelvermarktungsverbot nicht qualifiziert HKN für erneuerbaren Strom auszustellen. Der Preis für HKN liegt derzeit bei rund 0,16 EUR/MWh für den Bezug aus skandinavischen Wasserkraftwerken (MBI Tradenews Energy, 2020). Alternativ stellen Power Purchase Agreements (PPA) eine Möglichkeit dar, erneuerbaren Strom für die PtG-Anlage zu sichern (dena, 2020).
- Eine offene Frage bleibt dabei, wie sichergestellt werden kann, dass die zusätzliche Stromnachfrage durch die PtG-Anlagen tatsächlich durch erneuerbare Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann. Unter dem Begriff „Zusätzlichkeit“ wird dabei diskutiert, die Förderung von PtG-Anlagen mit einem verpflichtenden Ausbau von EE-Anlagen zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage zu verknüpfen.

Im Kostenbenchmark in Abbildung 5 zeigt sich, dass die Gestehungskosten von Wasserstoff aus PtG-Anlagen, die mit Graustrom vom Großhandelsstrommarkt (inkl. HKN) betrieben werden, im Status Quo stets über den exemplarischen Vergleichswerten der Endverbrauchssektoren Wärme, Transport und Industrie liegen. Sie sind somit also nicht **wettbewerbsfähig**. Für die Erdgasnetzeinspeisung würde die Kostendifferenz zum Beispiel bei 6000 Volllaststunden des Elektrolyseurs rund 0,19 €/kWh betragen. Im Industriesektor wäre die Differenz entsprechend 0,12 €/kWh und im Verkehrssektor 0,11 €/kWh. Die diskutierte Befreiung von der EEG-Umlage bringt die Gestehungskosten von klimaneutralem Wasserstoff deutlich näher an die Benchmark. Dabei ist die Frage, ob der Graustrombezug für den PtG-Betrieb von den Umlagen befreit werden sollte bzw. unter welchen Bedingungen.

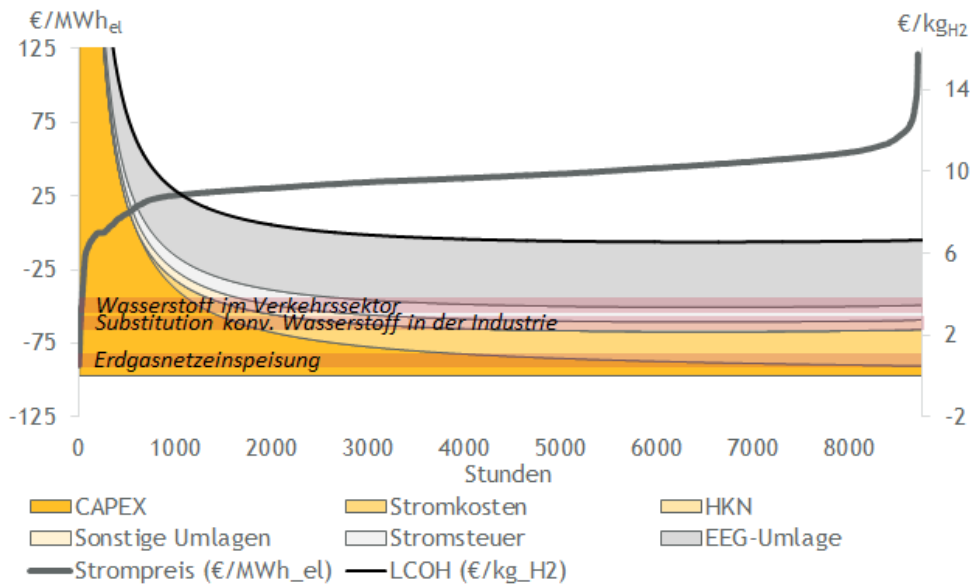


ABBILDUNG 5: WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN BEI NETZSTROMBEZUG MIT HERKUNFTSNACHWEISEN UND ANWENDUNGSSEITIGE KOSTENBENCHMARKS FÜR DAS JAHR 2019.

Quelle: Eigene Darstellung EWI; Berechnungsmethodik und Annahmen im Anhang

INFOBOX 3: MÖGLICHE ENTWICKLUNGEN DER STROMBEZUGSOPTION NETZNEZUG MIT HKN IN DER ZUKUNFT

CAPEX

Es ist anzunehmen, dass die spezifischen Investitionskosten für PtG-Anlagen durch Lern- und Skalierungseffekte in der Zukunft sinken werden. Dadurch reduziert sich generell der Anteil der Investitionskosten an den Gestehungskosten (dena, 2018a; IEA, 2019a).

Stromkosten

Studien weisen darauf hin, dass der durchschnittliche Großhandelsstrompreis bis 2030 zunächst ansteigen wird (dena, 2018a; EWI, 2019). Gleichzeitig wird sich die Verteilung der Preise deutlich verändern, generelle Preisprognosen sind allerdings nur schwer möglich und unterliegen daher großer Unsicherheit.

Wasserstoff im Wärmesektor (Erdgasnetzeinspeisung)

Die Wettbewerbsfähigkeit von klimaneutralen Gasen hängt im Wärmesektor im Wesentlichen vom Gaspreis und dem CO₂-Preis ab. Der am 1.1.2021 beginnende nationale Emissionshandel wird die Endverbrauchssektoren mit einem CO₂-Preis belegen, die fossile Energieträger einsetzen (i.W. die Verbrennung von Öl(-derivaten), Kohle, Gas), aber derzeit noch nicht Teil des EU ETS sind. Gleichzeitig gehen die meisten Studien von steigenden Erdgaspreisen in der Zukunft aus (z.B. IEA (2019b)). Steigende CO₂- und Erdgaspreise würden den Einsatz von klimaneutralen Gasen im Wärmesektor begünstigen.

Wasserstoff im Industriesektor

Der Einsatz von klimaneutralen Gasen im Industriesektor wird sich - ähnlich zum Wärmesektor - in Zukunft voraussichtlich positiv entwickeln, da konventioneller Wasserstoff aufgrund steigender Erdgas- und CO₂-Preise im EU ETS steigende Gestehungskosten aufweisen wird.

Wasserstoff im Verkehrssektor

Der Verkehrssektor wird ab dem 1.1.2021 ebenfalls Teil des nationalen Emissionshandels sein, wodurch die Kosten der konventionellen Technologie voraussichtlich steigen werden. Im Verkehrssektor wird jedoch die Herausforderung des Infrastrukturaufbaus (z.B. Tankstellen) entscheidend über den Einsatz klimaneutraler Gase werden.

3.3 Ökonomisch abgeregelter Strom

Als Sonderfall des Graustrombezugs aus dem Netz betrachtet dieses Diskussionspapiers den hier als ökonomisch abgeregelt bezeichneten Strom, der dem im Zuge eines Überangebots am Markt abgeregelten Stroms entspricht. Grundsätzlich sind **Strombezug** und **Strombezugskosten** analog zum Graustrombezug. Besonders ist jedoch, dass in den Situationen ökonomischer Abregelung aktuell negative Strompreise entstehen. Theoretisch würde man im Gleichgewicht einen Strompreis in Höhe der Grenzkosten der dargebotsabhängigen EE-Erzeuger erwarten, also nahe null. Die negativen Strompreise resultieren jedoch aus unflexiblen konventionellen Kraftwerkskapazitäten⁹, die trotz ausreichender EE-Erzeugung am Markt bleiben, und aus den durch eine feste Förderung in den Markt gebrachten Überschüssen dargebotsabhängiger Stromproduktion¹⁰. Mit der Zunahme der Einspeisung von EE konnte in den letzten Jahren eine zunehmende Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen am Großhandelsstrommarkt in Deutschland beobachtet werden¹¹.

Eine Abgrenzung gegenüber dem herkömmlichen Graustrombezug mit Herkunftsnachweisen kann besonders in der Diskussion um die **Grünstromcharakteristik** hilfreich sein. Denn die Situationen mit ökonomischer Abregelung treten nicht ausschließlich, jedoch insbesondere dann auf, wenn das Stromangebot dargebotsabhängiger Erzeuger die Stromnachfrage übersteigt, d.h. es eine negative Residuallastkurve gibt. Dies wirft die Frage auf, inwieweit dem in diesen Situationen erzeugten Strom die grüne Eigenschaft bescheinigt werden kann.

- PtG-Anlagen könnten den ökonomisch abgeregelten Strom in den jeweiligen Stunden aufnehmen, um klimaneutrale Gase zu erzeugen. Die spezielle Erzeugungssituation könnte in diesem Fall Alternativen der Grünstromcharakterisierung neben Herkunftsnachweisen ermöglichen. Denkbar wäre die Grünstromcharakterisierung an den Großhandelsstrompreis zu knüpfen, z.B. unterhalb eines bestimmten Schwellenwerts.
- Grundsätzlich würde der über die Marktprämie finanzierte erneuerbare Strom über den Großhandelsmarkt an die PtG-Anlagen veräußert werden und somit als grau gelten. Dies gilt selbst in Stunden mit ökonomischer Abregelung, da es weiterhin inflexible konventionelle Erzeuger (z.B. Kohlekraftwerke) gibt und flexible Erzeuger (z.B. Gaskraftwerke) auf die zusätzliche Stromnachfrage reagieren könnten.

Aufgrund der derzeit geringen Anzahl an Stunden mit negativen Preisen ist die ausschließliche Verwendung ökonomisch abgeregelten Stroms für PtG-Anlagen nicht **wettbewerbsfähig** (siehe Abbildung 6). Durch die geringe Auslastung der Anlage fallen die Investitionskosten sehr stark ins Gewicht und die LCOH hätten 2019 bei über 24 €/kg_{H2} gelegen. Damit liegen die Gestehungskosten für Wasserstoff bei Bezug ökonomisch abgeregelten Stroms über den konventionellen Benchmarks der Verbrauchssektoren Industrie, Wärme und Verkehr. Beispielsweise läge die Differenz der LCOH bei 211 Volllaststunden des Elektrolyseurs bei etwa 0,73 €/kWh im Falle der Erdgasnetzeinspeisung, bei ca. 0,67 €/kWh im Industriesektor und bei rund 0,66 €/kWh im Verkehrssektor.

⁹ z.B. aufgrund technischer Einschränkungen im Lastwechsel/ Minimallast oder Must-Run Kapazitäten zur Wärmebereitstellung oder Erbringungen von Systemdienstleistungen

¹⁰ •Aktuell besteht für nach §19 EEG geförderte Anlagenbetreiber kein Anreiz ihre Anlagen abzuschalten, da die Anlagenbetreiber den Differenzbetrag über die Marktprämie bzw. die Einspeisevergütung erstattet bekommen. Lediglich wenn sechs Stunden in Folge negative Preise auftreten, setzt die Förderung gemäß §51 EEG aus.

¹¹ Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen der vergangenen Jahre: 126 h (2015), 97 h (2016), 146 h (2017), 134 h (2018), 211 h (2019). (smard.de)

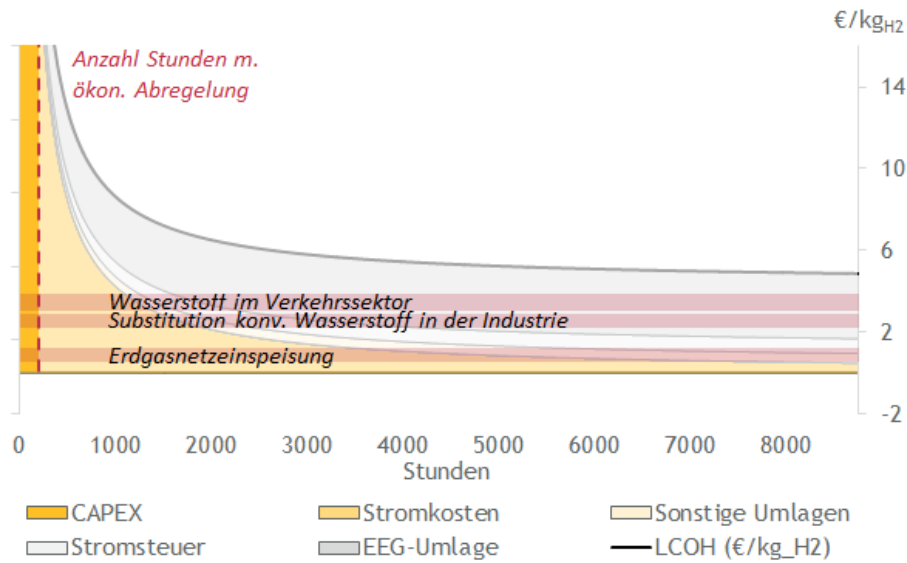


ABBILDUNG 6 WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN BEI BEZUG ÖKONOMISCH ABGEREGELTEN STROMS UND ANWENDUNGSSEITIGE KOSTENBENCHMARKS FÜR DAS JAHR 2019

Quelle: Eigene Darstellung EWI; Berechnungsmethodik und Annahmen im Anhang

INFOBOX 2: MÖGLICHE ENTWICKLUNGEN DER STROMBEZUGSOPTION ÖKONOMISCHE ABREGELUNG IN DER ZUKUNFT

Anzahl der Stunden mit ökonomischer Abregelung

Es ist anzunehmen, dass die Anzahl der Stunden mit Stromüberangebot am Markt (ökonomische Abregelung) durch den zunehmenden Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugung steigen wird. Gleichzeitig wird die Konkurrenz um ebendiesen ökonomisch abgeregelten Strom steigen, da neben PtG-Anlagen Stromspeicher (z.B. Batterien, Pumpspeicherkraftwerke), Power-to-Heat (PtH) Anlagen oder flexible Industrieverbraucher als potentielle Abnehmer des Stroms infrage kommen.

EEG-Umlage

Ähnlich zum Strompreis wird erwartet, dass sich die EEG-Umlage bis 2030 erhöht, getrieben durch den zunehmenden Ausbau von EE (EWI, 2019). Im Rahmen des Konjunkturpakets der Bundesregierung wird die EEG-Umlage vorerst gedeckelt und mit Mitteln des Bundeshaushalts finanziert. Wird die derzeit diskutierte Befreiung der EEG-Umlage für PtG-Anlagen umgesetzt (z.B. im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung nach §64 EEG), entfällt dieser kostensteigernde Effekt auf die Gestehungskosten.

3.4 Dedizierter erneuerbarer Strom

Im Falle des dedizierten erneuerbaren Stroms wird die PtG-Anlage direkt an die EE-Anlage angeschlossen, sodass bei diesem **Strombezugsweg** die Verwendung des Stromnetzes für den Transport entfällt. Im Vergleich zu den vorigen Strombezugsoptionen hätte die Trennung vom Stromnetz Auswirkungen auf den PtG-Betrieb, die Kostenstruktur und die Grünstromcharakteristik.

- Die PtG-Anlage wird einzig über die angeschlossene EE-Anlage gespeist. Dies beeinflusst die Auslegung und den Betrieb der PtG-Anlage. Bei der Auslegung der Anlage entsteht ein Zielkonflikt zwischen Minimierung der Stromüberschüsse und Maximierung der Volllaststunden der PtG-Anlage. Im Betrieb ist die Fahrweise der PtG-Anlage abhängig von dem Erzeugungsprofil der EE-Anlage. Dies erfordert unter Umständen eine Zwischenspeicherung vor dem Endverbrauch des klimaneutralen Gases, wenn beispielsweise eine gleichbleibend konstante Gasversorgung notwendig ist.
- Da die EE-Anlage nicht in das Stromnetz einspeist, würde sie vermutlich nicht über das EEG gefördert werden, sodass sie die **Grünstromcharakteristik** in Form von HKN vermarkten könnte. Werden die HKN an die PtG-Anlage übertragen, können die produzierten Gase als klimaneutral bewertet werden. Physisch gesehen ist der für die PtG-Anlage verwendete Strom und damit die produzierten Gase in jedem Fall grün.
- Da der Strom nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird, könnten sich die Strombezugskosten im Vergleich zum Netzstrom verändern. Wird die PtG-Anlage räumlich nah betrieben und das Gas nicht über das öffentliche Netz geleitet, entfallen Netzentgelte, Stromsteuer nach § 9 StromStG sowie netzentgeltgekoppelte Abgaben. Dient das klimaneutrale Gas zusätzlich der Eigenversorgung, könnten bereits heute 60% der EEG-Umlage entfallen. Zu beachten wäre das Eigenversorgungsverbot, das eine zusätzliche Förderung des Stroms durch das EEG verhindert.

Die Kostenstruktur des Wasserstoffs aus dediziertem erneuerbarem Strom wird in Abbildung 7 dargestellt. Bei der Verwendung des produzierten Wasserstoffs wären folgende Punkte zu beachten.

- Entweder müsste der Endverbraucher räumlich nahe an der PtG-Anlage liegen und somit nah an der EE-Anlage oder Wasserstoff müsste weitertransportiert werden. Dazu kämen Gasinfrastrukturen in Frage oder alternative Transportmöglichkeiten wie der Straßen-, Schienen- oder Schiffverkehr.
- In Abbildung 7 wird deutlich, dass die **Wettbewerbsfähigkeit** des Wasserstoffs stark von den Gestehungskosten des erneuerbaren Stroms abhängt. Eine nicht geförderte EE-Anlage müsste die Gestehungskosten bestehend aus Investitionskosten und Betriebskosten erwirtschaften. Als Gestehungskosten der Offshore-Windenergieanlage werden im Beispiel 106 €/MWh angenommen (IRENA, 2020). Abschätzungen dieser Gestehungskosten variieren stark und sind abhängig von dem Standort der EE-Anlage. Damit hätte sich 2019 Kostendifferenzen bei 3800 Volllaststunden in Höhe von 0,28 €/kWh bei der Erdgasnetzeinspeisung 0,12 €/kWh im Industriesektor und bis zu 0,2 €/kWh im Verkehrssektor ergeben.
- Die Stromkosten sind konstant über die Betriebsstunden der PtG-Anlage, da sich der **Strombezugspreis** nicht nach dem Marktgeschehen, sondern nur aus den Gestehungskosten der EE-Anlage richtet. Analog zu den obigen Beispielen sinken die CAPEX mit zunehmender Zahl der Volllaststunden. Hier zeigt sich der zuvor eingeführte Zielkonflikt: Eine Überdimensionierung der EE-Anlage würde die Volllaststunden der PtG-Anlage erhöhen, aber gleichzeitig die Gestehungskosten der durch die PtG-Anlage zu finanzierenden EE-Anlage erhöhen.

Bei dedizierten EE-Anlagen ist die Frage, inwieweit Privilegien aufrechterhalten werden sollten, wenn die Anlage zusätzlich an das Stromnetz angeschlossen wird. Gerade da nur durch den

Netzanschluss hohe Volllaststunden garantiert werden können, könnten PtG-Anlagen-Betreiber eine Kombination beider Anwendungsfälle bevorzugen.

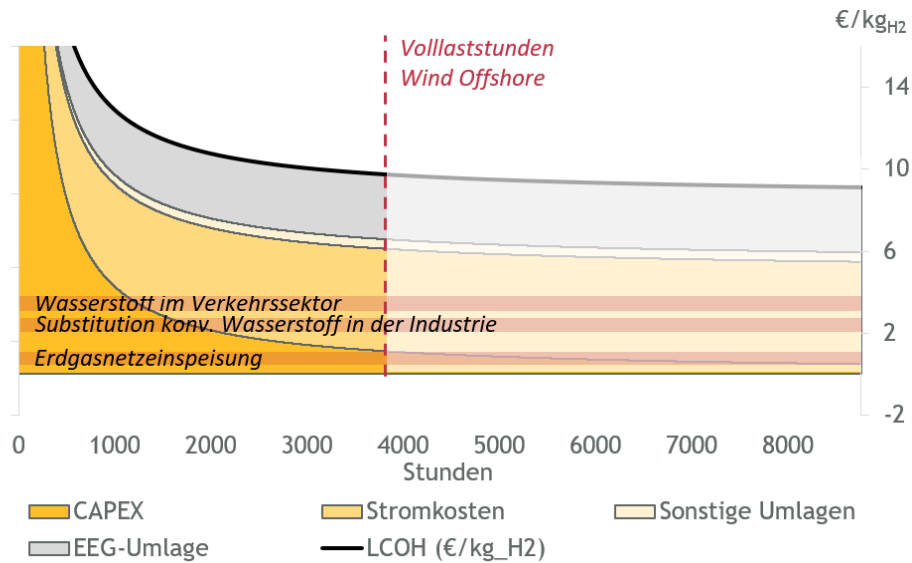


ABBILDUNG 7: WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN BEI DIREKTSTROMBEZUGS AUS EINEM OFFSHORE-WINDPARK UND ANWENDUNGSSEITIGE KOSTENBENCHMARKS FÜR DAS JAHR 2019.

Quelle: Eigene Darstellung EWI; Berechnungsmethodik und Annahmen im Anhang

INFOBOX 4: MÖGLICHE ENTWICKLUNGEN DER STROMBEZUGSOPTION DEDIZIERTE EE-ANLAGEN IN DER ZUKUNFT

LCOE erneuerbarer Strom

Wie in Abbildung 7 zu sehen, sind insbesondere die LCOE der EE-Anlage ein Kostentreiber der PtG-Anlage mit dediziertem erneuerbarem Strombezug. Die Abschätzungen der Entwicklung dieser Kosten ist Gegenstand aktueller Forschung und Diskussion. Tendenziell kann man aufgrund technologischer Entwicklung und Skaleneffekten von sinkenden Kosten ausgehen. Gleichzeitig sind die Stromgestehungskosten von EE-Anlagen äußerst standortspezifisch. Verfügbare Wind- und Solarprofile sowie die geländespezifischen Anforderungen (z.B. Wassertiefe bei Offshore-Windparks) sorgen für eine breite Streuung der möglichen Gestehungskosten.

4 DURCHSETZUNGSFÄHIGKEIT DER GESCHÄFTSMODELLE

Das vorherige Kapitel hat aufgezeigt, in welchem Maße die Wettbewerbsfähigkeit von PtG-Anlagen an der Strombezugsoption und dem Verbrauchssektor hängt. Inwieweit die bestehenden Maßnahmen (z.B. EU ETS oder nationaler Emissionshandel) die Produktion klimaneutraler Gase ausreichend anreizt ist derzeit noch unsicher. Grundsätzlich sind mit der Einführung von PtG-Technologien Herausforderungen verbunden, die eine Unterstützung durch spezifische Förderinstrumente und -maßnahmen rechtfertigen könnten. Deshalb werden der Status Quo, Herausforderungen und zusätzliche Maßnahmen im regulierten und marktlichen Umfeld im folgenden Kapitel diskutiert. Eine Bewertung zur Notwendigkeit und Eignung der Instrumente ist nicht Bestandteil dieses Diskussionspapier und bedarf detaillierter Analysen.

4.1 Im regulierten Umfeld

Im regulierten Umfeld entstehen durch die Einführung von PtG-Anlagen in erster Linie zwei Herausforderungen, nämlich bezüglich der Platzierung und Gesamtleistung der PtG-Anlagen und der Vermarktung der Wasserstoffmengen. Die Herausforderung bei der Investition in die PtG-Anlage ist es, die PtG-Anlagen an den richtigen Netzknoten zu platzieren, um diese tatsächlich netzdienlich entsprechend Abschnitt 3.1 einsetzen zu können. Sollten nicht genügend Potenziale an PtG-Anlagen im Markt entsprechend den Ausführungen aus Abschnitt 3.1 für einen emissionsarmen Redispatch bereitgestellt werden, könnten Stromnetzbetreiber die Möglichkeit haben - in analoger Weise zu den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln - PtG-Anlagen im regulierten Umfeld hierfür zu nutzen. Im Grundsatz sind dabei PtG-Anlagen im regulierten Umfeld und besondere netztechnische Anlagen komplementär:

- Besondere Netztechnische Betriebsmittel erhöhen die Einspeisung von Strom hinter dem Engpass und nutzen hierfür Gas aus dem Gassystem.
- PtG-Anlagen im regulierten Umfeld erhöhen die Entnahme von Strom vor dem Engpass und führen Gas dem Gassystem zu.

Bei der Anpassung der Regulierung von PtG-Anlagen und ihres Betriebs sind folgende Grundsätze zu berücksichtigen:

- Es bedarf einer gesetzlichen Regelung für derartige PtG-Anlagen im regulierten Umfeld im EnWG. Dort wird auch der Rahmen für andere Instrumente des Engpassmanagements wie Netzreserve oder besondere netztechnische Betriebsmittel abgesteckt.
- Der erforderliche Umfang an PtG-Anlagen im regulierten Umfeld und deren Verortung sind von den Stromnetzbetreibern in Abstimmung mit den Gasnetzbetreibern im Rahmen der Netzplanung zu bestimmen. Dies erfordert eine stärkere Koordination bei der Netzplanung von Strom- und Gassystem.

- Der gegebene regulatorische Rahmen sollte für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber angepasst werden. Bei Übertragungsnetzbetreibern wären derartige PtG-Anlagen in die Netzentwicklungsplanung, bei Verteilnetzbetreibern in die Anreizregulierung zu integrieren.
- Bei der Integration derartiger PtG-Anlagen im regulierten Umfeld in die Netzentwicklungsplanung sind im Szenariorahmen die erwarteten PtG-Anlagen im Markt sowie andere Redispatchpotentiale und deren erwartete Verortung zu berücksichtigen. Der Szenariorahmen Strom und Gas sind stärker zu koordinieren. Die Bundesnetzagentur prüft die Maßnahmen im Netzentwicklungsplan, zu denen auch PtG-Anlagen im regulierten Umfeld gehören können, und bestätigt diese bei nachgewiesener Erforderlichkeit und Wirksamkeit.

Neben der Investition in die Anlagen und die Entscheidung über den Anlagenstandort, gilt es insbesondere die gasseitige Integration der Wasserstoffmengen zu organisieren. Da diese Wasserstoffmengen stromseitig unter regulierten Bedingungen erzeugt werden, sie aber unter marktlichen Bedingungen dem Gassystem zugeführt werden, könnten hier weitere Spannungen auf die aktuelle Regulierung zukommen.

- Die beim Engpassmanagement erzeugten klimaneutralen Gase sind bei möglichen Fördermechanismen klimaneutraler Gase zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 4.2). Zum einen reduzieren sie den Bedarf an klimaneutralen Gasen, der aus anderen Quellen zur Erreichung politischer Mengenziele kommen muss, zum anderen sollten auch die klimaneutralen Gase von PtG-Anlagen im regulierten Umfeld von der Förderung klimaneutraler Gase im Gassystem profitieren, um die Netzentgelte zur Finanzierung der PtG-Anlagen gering zu halten.
- Die PtG-Anlagen im regulierten Umfeld dürfen nicht am Markt teilnehmen, sondern nur zum Engpassmanagement eingesetzt werden, wenn dadurch Einspeisemanagement nicht in Anspruch genommen werden muss. Ihr Einsatz im Engpassmanagement ist nachrangig zu den PtG-Anlagen im Markt zu nutzen.

Bei der Finanzierung der PtG-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass die Nutzung des Stroms aus EE in PtG-Anlagen zu keinen zusätzlichen Aufwendungen für den Stromnetzbetreiber führt. Die Finanzierung erfolgt über Netzentgelte auf der Stromseite, da das Engpassmanagement eine Dienstleistung für die Netznutzer des Stromsystems ist. Erlöse, die durch Veräußerung des beim Engpassmanagement erzeugten klimaneutralen Gases entstehen, sind bei den Netzentgelten mindernd zu berücksichtigen. Das erzeugte Gas kauft der Gasnetzbetreiber dem Stromnetzbetreiber zu den Konditionen ab, die sich bei Veräußerung des klimaneutralen Gases am Gasmarkt durch den Gasnetzbetreiber zuzüglich der Fördergelder im Rahmen der Mengensteuerung klimaneutraler Gase und abzüglich der Vermarktungsaufwendungen ergeben. Diesen Betrag reicht der Gasnetzbetreiber weiter an den Stromnetzbetreiber, der ihn zur Minderung der Netzentgelte nutzt. Dieses Finanzierungskonzept ist bis hierhin zunächst unabhängig von der Frage, wer die Anlage errichtet und betreibt. Hierbei sind folgende Konstellationen denkbar:

- Der Stromnetzbetreiber investiert in die PtG-Anlage. Regulatorische Abschreibungen und Eigenkapitalrenditen der PtG-Anlage führen zu Netzkosten, die der Stromnetzbetreiber über Netzentgelte finanziert.

- Ein Dritter errichtet nach einer Ausschreibung durch den Stromnetzbetreiber die PtG-Anlage und betreibt diese. Der Einsatz der Anlage erfolgt auf Anweisung des Stromnetzbetreibers im Rahmen seines Engpassmanagements. Der Stromnetzbetreiber vergütet dem Dritten Errichtung und Betrieb der Anlage, die als aufwandsgleiche Kosten Eingang in die Netzkosten und damit die Netzentgelte finden. Denkbar ist, dass der Gasnetzbetreiber sich an der Ausschreibung beteiligt. Innerhalb von Maßnahme 2 der Nationalen Wasserstoffstrategie sind Modellprojekteanalgen angedacht, in denen die Kooperation von Netzbetreibern und PtG-Anlagen-Betreibern getestet werden sollen (BMWi, 2020).
- Die Grundlage dieses Diskussionspapiers, von der heute bestehenden getrennten Regulierung der Strom- und Gasnetzinfrastur auszugehen lässt ein Modell, nach dem der Gasnetzbetreiber die PtG-Anlage als reguliertes Betriebsmittel - dann innerhalb des Gassystems - errichtet und betreibt, nicht zu.

Bei der Frage, ob der Netzbetreiber oder ein Dritter eine derartige PtG-Anlage errichten und betreiben soll, kann man auf die Erfahrungen bei den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln und Netzboostern zurückgreifen. PtG-Anlagen im regulierten Umfeld liefern als Zusatznutzen für das marktliche Umfeld Beiträge zur Marktreife der Technologie sowie zu Lern- und Skaleneffekten. Auch andere Systemdienstleistung wie etwa die Bereitstellung von Regelleistung könnten Zusatznutzen darstellen.

4.2 Im marktlichen Umfeld

Im marktlichen Umfeld können keine Kosten gewälzt werden, vielmehr steht die PtG-Anlage im Wettbewerb mit anderen Technologien. Im dynamischen Gleichgewicht unter der Voraussetzung eines perfekten Marktes setzt sich theoretisch jeweils diejenige der konkurrierenden Technologien bzw. der kostenoptimale Technologiemix durch, der die geringsten Gesamtkosten aufweist. Sind also alle Externalitäten, positive und negative (z.B. CO₂-Emissionen), eingepreist und somit Teil des technologischen Kostenkalküls, entspricht das dynamische Gleichgewicht dem volkswirtschaftlichen Optimum. In der Realität kann Marktversagen dazu führen, dass dieses Optimum nicht erreicht wird (z.B. externe Effekte, Informationsasymmetrien, unvollkommene Märkte (Fritsch et al., 2003)). Diese Friktionen können dazu führen, dass zwischen den Technologieoptionen kein "level playing field" herrscht und sich daher nicht der volkswirtschaftlich optimale Technologiemix durchsetzen kann. Auch in Bezug auf PtG-Technologien treten drei zentrale Herausforderungen auf:

- Vorrangiges Instrument zur Internalisierung von CO₂-Emissionen ist der EU ETS bzw. das 2021 beginnende nationale Emissionshandelssystem (nEHS). Investoren sehen sich dem Risiko ausgesetzt, dass durch politische bzw. regulatorische Eingriffe die freie Preisbildung im Markt für Emissionsrechte eingeschränkt werden könnte und dadurch Emissionsminderungen nicht vollständig monetarisiert werden können. Diese Unsicherheit hemmt Investitionen in emissionsarme Technologien, wie z.B. die PtG-Technologie (Chiappinelli et al., 2017). Gerade da es keine Möglichkeit gibt sich gegen dieses Risiko zu absichern, könnten risikoaverse Investoren von einer Investition absehen.

- Die PtG-Technologie befindet sich im innovationsökonomischen “Valley of Death”, das heißt, der in den frühen Entwicklungsphasen einer neuen Technologie wirkende Technologie-Push wird zunehmend schwächer und sollte nun am Übergang zur Kommerzialisierung durch den Demand-Pull abgelöst werden. Da die Nachfrage nach klimaneutralen Gasen aber noch sehr gering ist, schafft die PtG-Technologie derzeit nicht den Sprung von der Demonstrations- auf die Kommerzialisierungsebene (Grubb, 2014). Investitionen in Produktionskapazitäten für PtG-Anlagen sind dabei sehr kapitalintensiv aber gleichzeitig von zentraler Bedeutung, um durch Lern- und Skalierungseffekte Kostendegression zu realisieren (Bullerdiel et al., 2020). Die Returns-on-Investment der Innovation sind dabei noch unbekannt, was die Unsicherheit und damit die Rendite-Forderungen von Investoren erhöht (Jaffe et al., 2005; Grubb, 2014).
- Innovationen können Spillover-Effekte hervorrufen, indem Unternehmen, die in eine Technologie investieren positive Externalitäten in Form von Wissen und Lerneffekten für andere Unternehmen schaffen. Profiteure sind Unternehmen, die keine Investition in die Innovation tätigen und daher keine zusätzlichen Kosten zu tragen haben, aber dennoch in den Genuss der Vorteile der Innovation kommen und dadurch ihre Kosten senken können. Für investierende Unternehmen ergeben sich negative Externalitäten, da sie für die positiven Effekte der Innovation nicht vergütet werden. Innovationen wird häufig die Eigenschaft eines öffentlichen Gutes zugesprochen, da ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen aus der Investition hervorgeht (Jaffe et al., 2005; Phaneuf et al., 2017).

Durch die auftretenden Herausforderungen können Marktbarrieren entstehen, die Anreize in PtG-Anlagen zu investieren hemmen. Eine in der Theorie und Praxis diskutierte Möglichkeit zur Kommerzialisierung von neu entwickelten Technologien in die Einführung von Förderinstrumenten oder -maßnahmen, die einen Markthochlauf beschleunigen sollen.

Der Förderung klimaneutraler Gase liegt die Idee zugrunde, klimaneutrales Gas von konventionellem Gas zu unterscheiden. Die meisten Maßnahmen zielen daher darauf ab, die Differenz zwischen CO₂-Vermeidungskosten klimaneutraler Gase und CO₂-Preis (z.B. EU ETS) auszugleichen, um einen Anreiz zur Investition in die Technologie zu schaffen. Voraussetzung dafür ist die Gewährleistung und der Nachweis zur Emissionsminderung bzw. Klimaneutralität der produzierten Gase. Dies geschieht üblicherweise über ein Zertifizierungssystem, das die Herkunft bzw. die Emissionsintensität als handelbares Produktunterscheidungsmerkmal einführt. Im europäischen Raum stößt das Projekt CertifHy (siehe Infobox) in diese Richtung vor.

INFOBOX 5: ZERTIFIZIERUNG DER HERKUNFT KLIMANEUTRALER GASE

Gas-Zertifizierungsprojekt CertifHy (certifhy, 2020)

Mit dem Projekt CertifHy wird derzeit das erste EU-weite Gas-Zertifizierungs- und Nachweissystem von grünem Wasserstoff entwickelt. Verbraucher sollen über die Herkunft des Wasserstoffs und seine Umwelteigenschaften informiert und die Erfüllung gesetzlicher Anforderungen vereinfacht werden. Dabei ist die Vorgehensweise vergleichbar mit der des Herkunftsnachweises von zertifiziertem Grünstrom.

Insgesamt soll die Nachvollziehbarkeit zur Herkunft des Wasserstoffs entlang der gesamten Wertschöpfungskette gewährleistet werden. Dies entspricht dem Nachweis von Beginn der Produktion bis hin zum Verbrauch. Zunächst wird zwischen zwei Gas-Zertifizierungen unterschieden, dem „CertifHy Green Hydrogen“, bei welchem Wasserstoff durch erneuerbare Quellen entsteht und einen Emissionswert nahe null hat, und dem „CertifHy Low Carbon Hydrogen“, welches dem Wasserstoff lediglich einen bestimmten niedrigen Emis-

sionswert bescheinigt. Demzufolge werden alle relevanten Informationen zur Produktionseinrichtung, Technologie und zum Anteil der EE bei der Herstellung offengelegt. Das System muss den Richtlinien der Renewable Energy Directive II (RED II) entsprechen. Um EU-weit einen einheitlichen Rahmen zu setzen wird ein Register eingeführt und in den CertifHy-Accounts werden alle relevanten Informationen über einzelne Akteure und deren Zertifikate gespeichert.

Die am häufigsten diskutierten Mechanismen werden im Folgenden kurz erläutert, für ausführlichere Analysen und Beurteilungen wird auf entsprechende Literaturquellen verwiesen.

a) Carbon Contracts for Difference

Um der oben erwähnten Unsicherheit bezüglich des CO₂-Preises, die aus politischen und regulatorischen Eingriffen resultiert, zu begegnen stellen Carbon Contracts for Difference (CCfD) eine Möglichkeit dar. Bei Differenzverträgen (Contracts for Difference, CfD) einigen sich zwei Parteien auf einen Preis, um sich gegen volatile Preise abzusichern (Richtstein et al., 2019). Abweichungen von diesem Preis werden durch die jeweiligen Vertragspartner ausgeglichen. Sollte also der Preis des Vertragsgegenstands, in diesem Fall der CO₂-Preis, unterhalb des vereinbarten Preises liegen, zahlt der Käufer an den Verkäufer den Differenzbetrag und vice versa. Für Investitionen in klimaneutrale Technologien könnte der Staat als Vertragspartner gegenüber Investoren auftreten und ihnen einen CO₂-Preis zusichern, um das Risiko aus den Preisschwankungen des EU-ETS zu mildern. Sollte also ein anvisierter CO₂-Preis nicht erreicht werden, zahlt der Staat dem Investor die Differenz zwischen Markt- und CCfD-Preis. Sollte der EU-ETS Preis den Vertragspreis übersteigen, gibt der Investor dem Staat die Überschüsse ab. Dadurch haben einzelne Staaten die Möglichkeit, national höhere CO₂-Preise als sie im EU-ETS als Instrument des europäischen Staatenverbands existieren, durchzusetzen. Diese Überlegungen finden sich in Maßnahme 15 der Nationalen Wasserstoffstrategie wieder (BMW, 2020).

b) Wasserstoff-Quote (“Renewable Portfolio Standards (RPS)”)

Eine Wasserstoff-Quote erlegt einem oder mehreren Akteuren im Gasmarkt die Verpflichtung auf, einen festgelegten Anteil seiner gehandelten/ gelieferten Gasmengen durch klimaneutrale Gase zu decken. Die Quote kann dabei beispielsweise einem Gashändler oder einem Gaslieferanten zugeteilt werden, der entsprechende klimaneutrale Gase (in physischer Form oder in Form von Zertifikaten) zukaufte, um der Entrichtung einer Pönale bei Nichterfüllung zu umgehen. Die Strafzahlung muss dabei höher als der Grenzpreis für klimaneutrale Gase liegen, um der Quotenerfüllung einen wirtschaftlichen Anreiz zu geben. Die Quotenhöhe wird staatlich festgelegt und durch weitere Kriterien differenziert (z.B. zeitlicher Verlauf der Quote, zu berücksichtigende Sektoren, Umgang mit Bestandsanlagen, technologische Einschränkungen, etc.) (FNB Gas, 2019; Menanteau, 2003; Mitchell, 2006; nsb, 2019).

c) Einspeisevergütungen

Eine Förderung durch Einspeisevergütungen entspricht der derzeitigen Regulierung von Biogas. Dabei wird dem Produzenten von PtG-Anlagen eine feste Vergütung für jede produzierte Einheit (z.B. MWh) seiner qualifizierten Anlage über einen definierten Zeitraum (z.B. 15 Jahre) gewährt. Der Vergütungssatz wird staatlich festgelegt und kann unter anderem nach Technologie und Größe der Anlage differenziert werden. Die Höhe der Vergütung wird dabei in der Regel im Zeitverlauf reduziert, um Kostendegressionseffekte in den Technologiekosten zu berücksichtigen und gleich-

zeitig Anreize zur Kostensenkung aufrecht zu erhalten. Einspeisetarife garantieren Investoren einen sicheren Kapitalfluss und senken damit erheblich das mit der Investition verbundene Risiko (FNB Gas, 2019; Menanteau, 2003; Lewis, 2007). Dabei kann die Einspeisevergütung in Höhe und Umfang pauschal erfolgen oder selektiv über eine Ausschreibung. Beim Ausschreibungsmodell wird eine zuvor festgelegte Kapazität an installierter PtG-Leistung ausgeschrieben und in wettbewerblichen Auktionen der Zuschlag bestimmt. PtG-Anlagenbetreiber weisen dafür ihren benötigten Fördersatz (z.B. auf kWh-Basis) aus, sodass die geringsten Fördergebote den Zuschlag und damit die Förderzusage erhalten. Der ausbezahlte Fördersatz erfolgt nach Pay-as-Bid, das heißt, der bezuschlagte Anbieter erhält den von ihm gebotenen Fördersatz. Im Unterschied zu Einspeisevergütungen ist die insgesamt bezuschlagte PtG-Kapazität zuvor festgelegt und damit bekannt (FNB Gas, 2019; Menanteau, 2003). Aktuell zieht beispielsweise Maßnahme 3 der Nationalen Wasserstoffstrategie Ausschreibungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff in der Industrie in Erwägung (BMW, 2020).

d) Marktanreiz- bzw. aktivierungsprogramme

Durch eine oder mehrere Maßnahmen können für PtG-Technologien günstige Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einen Markthochlauf initiieren oder beschleunigen können. Als Maßnahmen werden unter anderem diskutiert:

- Befreiung von Umlagen und Nebenkosten für den Strombezug, wie z.B. der EEG- und der KWKG-Umlage bzw. der Stromsteuer (Elektrolyseure sind nach §118 EnWG bereits befristet von Netzentgelten befreit). Dadurch sinken die Betriebskosten der PtG-Anlagen und ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Technologien wird erhöht. Außerdem wäre eine Entlastung von Umlagen insbesondere daher gerechtfertigt, da der Strom, der zur Erzeugung der klimaneutralen Gase verwendet wird ein Zwischenprodukt darstellt und ggf. eine weitere Besteuerung im Endverbrauch erfolgt (z.B. bei Gasnetzeinspeisung oder Weiterverarbeitung zu konventionellen Kraftstoffen in Raffinerien) (NOW, 2018).
- Investitionskostenzuschüsse, Investitionsdarlehen oder Steuernachlässe auf Investitionen in PtG-Anlagen können die unmittelbaren Investitionskosten senken, die insbesondere bei geringen Volllaststunden einen erheblichen Teil der Gestehungskosten von synthetischen Gasen verursachen können (Moraga et al, 2019). Bei höheren Volllaststundenzahlen fallen Investitionskosten jedoch weniger ins Gewicht, außerdem ist zu bedenken, dass Investitionskostenzuschüsse zunächst keinen Anreiz zur Produktion von klimaneutralen Gasen geben (dynamische Effizienz nicht zwangsläufig gewährleistet).
- Öffentlich bezuschusste Demonstrations- und Pilotprojekte können die Marktreife von Technologien zeigen und zugleich Lern- und Skaleneffekte sicherstellen. Dadurch kann die Kommerzialisierung einer Technologie beschleunigt werden (FNB Gas, 2019). Diese Art der Förderung wurde von der Bundesregierung im Kontext von PtG-Technologien bereits durch die Reallabore der Energiewende implementiert (BMW, 2020).

Bei der Diskussion um die Einführung zusätzlicher Instrumente gilt es den bestehenden Mix an Einzelmaßnahmen und die Entgelt- und Umlagenstruktur der beiden Energieträger Gas- und Strom zu beachten.

LITERATURVERZEICHNIS

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB, 2018): *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland*, Stand: August 2019.

The Boston Consulting Group und Prognos im Auftrag des BDI (BCG, 2018): *Klimapfade für Deutschland*, 2018.

Bullerdiel, N., Kaltschmitt M. (Bullerdiel et al., 2020): *Analyse und Bewertung vorhandener und alternativer Lenkungsinstrumente zur Markteinführung erneuerbarer Flugkraftstoffe*, Zeitschrift für Energiewirtschaft 44, 119-140, Mai 2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2018): *Langfrist- und Klimaszenarien*, 2018.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020): *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, März 2020.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020a): *Monitoringbericht 2019*, 2020.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020b): *SMARD Strommarktdaten*, <https://smard.de/home>. Stand: August 2020.

Bundesregierung (Bundesregierung, 2020): *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften*, Stand: Juni 2020.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2020a): *Strompreisanalyse Januar 2020*, URL: https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf, Stand: August 2020.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2020b): *Gaspreisanalyse Januar 2020*, URL: https://www.bdew.de/media/documents/20200113_BDEW-Gaspreisanalyse_Januar_2020.pdf, Stand: August 2020.

Certifhy Konsortium (certifhy, 2020): *Projektwebsite*. URL: <https://www.certifhy.eu/>, Stand: August 2020.

Chiappinelli, Olga, and Karsten Neuhoff (Chiappinelli et al., 2017): *Time-Consistent Carbon Pricing*, 2017.

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2018a): *Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, 2018.

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2018b): *Power to X: Strombezug*, Strategieplattform Power to Gas, 2018.

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2020): *Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse*, 2020

Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Acatech, 2017): *Sektorkopplung. Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems*, 2017.

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW, 2020): *Interaktive Power to Gas Karte Deutschland*, URL: <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/power-to-gas/interaktive-power-to-gas-karte/>, Stand: Oktober 2020.

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW, 2019): *Neuer Spitzenwert bei der Wasserstoffeinspeisung*, URL: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28102019-neuer-spitzenwert-bei-h2-einspeisung/>, Stand: Oktober 2020.

Richtstein, C. J., Neuhoff, K. (Richtstein et al., 2019): *CO₂-Differenzverträge für innovative Klimälösungen in der Industrie*, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, September 2019.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019): *Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien*, 2019.

Frontier economics, IAEW, 4Management und EMCEL im Auftrag von FNB Gas e.V. (FNB, 2017): *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland*, 2017.

FNB Gas e.V. (FNB, 2020): *Wasserstoff-Startnetz*, 2020, URL: https://www.fnb-gas.de/media/h2-startnetz_2030_mit_erlaeuterung.pdf, Stand: August 2020.

Fritsch, M., T. Wein & H.-J. Ewers (Fritsch et al., 2003): *Marktversagen und Wirtschaftspolitik: mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*, 5. überarb. und erg. Auflage., Vahlen.

Grubb, Michael (Grubb, 2014): *Planetary economics: energy, climate change and the three domains of sustainable development*. Routledge, März 2014.

Helgeson, Broghan, and Jakob Peter (Helgeson et al., 2020): *The role of electricity in decarbonizing European road transport-Development and assessment of an integrated multi-sectoral model*. Applied Energy 262 (2020): 114365.

International Energy Agency (IEA, 2019a): *The Future of Hydrogen*. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, 2019, Stand: August, 2020.

International Energy Agency (IEA, 2019b): *World Energy Outlook 2019*, 2019

International Renewable Energy Agency (IRENA, 2020): *Renewable power generation costs in 2019* Juni 2020.

Jaffe, Adam B., Richard G. Newell, and Robert N. Stavins. (Jaffe et al. 2005): *A tale of two market failures: Technology and environmental policy*. Ecological economics 54.2-3: 164-174, 2005.

MBI Tradenews (MBI Tradenews, 2020): *TradeNews Energy*, Martin Brückner Infosource, MBI, Nr. 169, Stand: September 2020.

Menanteau, Philippe, Dominique Finon, and Marie-Laure Lamy (Menanteau. et al., 2003): *Prices versus quantities: Choosing policies for promoting the development of renewable energy*. Energy Policy, 31(8), 799-812, 2013.

Moraga, Jose Luis, Mulder, Michael, Perey, Peter (Moraga et al. 2019): *Future markets for renewable gases and hydrogen*. Journal of Chemical Information and Modeling, 53(9), 1689-1699, 2019.

Moser, Alber, Zdrallek, Markus, Krause, Helmut, Graf, Frank (Moser et al., 2014): *Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie*, 2014.

Moser, Alber, Zdrallek, Markus, Krause, Helmut, Graf, Frank (Moser et al., 2015): *Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze*, 2015.

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW, 2018): *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*, NOW GmbH, 2018.

Nymoer et al. (nsb, 2019): Kurzstudie „Quote erneuerbare und dekarbonisierte Gase, Juli 2019.

Sandbag (Sandbag, 2020): Carbon Price Viewer, <https://ember-climate.org/carbon-price-viewer/>, Stand: August 2020.

Stratmann (Handelsblatt, 2020): *Neuer Schub für Strom aus Wind und Sonne*. Handelsblatt vom 25.08.2020.

Umweltbundesamt (UBA, 2020): *Nationales Emissionshandelssystem. Hintergrundpapier*, März 2020.

Zott, Christoph, Raphael Amit, and Lorenzo Massa (Zott et al., 2011): *The business model: recent developments and future research*. Journal of Management 37.4 (2011): 1019-1042, 2011.

ANHANG

WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN UND VERBRAUCHSBENCHMARKS

Der Vergleich zwischen Elektrolysewasserstoff und den Verbrauchsbenchmarks veranschaulicht vereinfacht, welche Kostenunterschiede beim Endverbraucher durch die Anwendung konventioneller Technologie im Vergleich zu Elektrolysewasserstoff entstehen. Grundsätzlich werden dabei nur die Gestehungskosten des Energieträgers berücksichtigt und etwaige zusätzliche Investitionen in notwendige Infrastrukturen (z.B. Wasserstoffpipelines oder -tankstellen) vernachlässigt. Im Folgenden wird die Berechnungsmethodik erläutert und die Annahmen dargestellt (siehe Tabelle 1).

Die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus Elektrolyse basiert auf der folgenden Formel:

$$LCOH_{Electrolysis} = \left(\frac{(CRF + FOM) * CAPEX}{FLH} + P_{El} + PS_{El} \right) * \frac{LHV_{H2}}{\eta} \quad (1)$$

Der Strompreis und die anzulegenden Volllaststunden leiten sich jeweils aus den in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** eingeführten Strombezugsoptionen ab.

Als Benchmark in der Industrie wird die Herstellung konventionellen Wasserstoffs aus Erdgasdampfpreformierung unterstellt, wobei die Annahme getroffen wird, dass auf Wasserstoff keine weiteren Entgelte und Abgaben (d.h. Energiesteuer, Konzessionsabgabe, Gasnetzentgelte) zu bezahlen ist. Implizit wird damit die Annahme getroffen, dass sowohl der Elektrolysewasserstoff als auch der konventionelle Wasserstoff direkt am Standort der Erzeugung verbraucht werden und daher keine weiteren Kosten anfallen. Die Berechnung der Gestehungskosten konventionellen Wasserstoffs basiert auf folgender Formel:

$$LCOH_{SMR} = \left(\frac{(CRF + FOM) * CAPEX}{FLH} + P_{NG} \right) * \frac{LHV_{H2}}{\eta} + ef_{NG} * P_{CO2} \quad (2)$$

Der Vergleichswert für den Verkehrssektor wird basierend auf einem Diesel LKW bzw. PKW hergeleitet, wobei die Kosten an der Zapfsäule abzüglich angenommener Vertriebs- und Tankstellenkosten herangezogen werden. Außerdem wird die Annahme getroffen, dass Wasserstoff als Kraftstoff keine Mineralölsteuer zu bezahlen hat (NOW, 2018). Die Annahmen zu Preisen und zum Verbrauch der Brennstoffzellen- bzw. Diesel-PKW und -LKW sind in Tabelle 1 dargestellt.

Für die Anwendung von Wasserstoff im Wärmesektor wird eine Einspeisung ins Gasnetz unterstellt. Dadurch konkurriert Wasserstoff mit konventionellem Erdgas. Dabei wird wie zuvor unterstellt, dass auf Wasserstoff keine Energiesteuer (d.h. Erdgassteuer) zu bezahlen ist, sonstige Abgaben (z.B. Netzentgelte und Konzessionsabgabe) aber auch weiterhin für Wasserstoff zu bezahlen sind. Daher wird als Vergleichswert im Wärmesektor der Börsengaspreis inkl. Erdgassteuer angesetzt.

Die Berechnung des Capital Recovery Factor (CRF) basiert auf folgender Formel:

$$CRF = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (3)$$

TABELLE 1 PARAMETERANNAHMEN FÜR DIE WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN UND VERBRAUCHSBENCHMARKS

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Elektrolyse			
Spezifische Investitionskosten (<i>CAPEX</i>)	776	EUR/kW _{el}	NOW (2018)
Effizienz (<i>η</i>)	70	%	Annahme
Fixe Betriebskosten (<i>FOM</i>)	1,5	%-CAPEX/a	IEA (2019a)
Lebensdauer (<i>n</i>)	20	a	dena (2018a)
Strompreise und -abgaben			
Börsenstrompreis (<i>P_{El}</i>)	Zeitreihe	EUR/MWh	BNetzA (2020b)
LCOE offshore Wind (<i>P_{El}</i>)	106	EUR/MWh	IRENA (2020)
Strompreis „ökon. Abregelung“ (<i>P_{El}</i>)	0	EUR/MWh	Annahme
Stromnebenkosten: EEG-Umlage (<i>PS_{El}</i>)	67,6	EUR/MWh	bdew Strompreisanalyse (2020)
Stromnebenkosten: Stromsteuer (<i>PS_{El}</i>)	15,4	EUR/MWh	bdew Strompreisanalyse (2020)
Stromnebenkosten: KWKG-Abgabe (<i>PS_{El}</i>)	2,26	EUR/MWh	bdew Strompreisanalyse (2020)
Stromnebenkosten: Offshore-Netzumlage (<i>PS_{El}</i>)	4,16	EUR/MWh	bdew Strompreisanalyse (2020)
Stromnebenkosten: Umlage f. Unterbrechbare Lasten (<i>PS_{El}</i>)	0,07	EUR/MWh	bdew Strompreisanalyse (2020)
Stromnebenkosten: Konzessionsabgabe (<i>PS_{El}</i>)	1,1	EUR/MWh	bdew Strompreisanalyse (2020)
Stromnebenkosten: §19 StromNEV-Umlage (<i>PS_{El}</i>)	2,3	EUR/MWh	bdew Strompreisanalyse (2020)
Preis für Herkunftsnachweise	0,1	EUR/MWh	MBI Tradenews (2020), skandinavische Wasserkraft

Methandampfreformierung (SMR)			
Spezifische Investitionskosten (CAPEX)	1495	EUR/kW _{th}	IEA (2019a)
Effizienz (η)	69	%	IEA (2019a)
Fixe Betriebskosten (FOM)	3	%-CAPEX/a	IEA (2019a)
Lebensdauer (n)	25	a	IEA (2019a)
Volllaststunden	8322	h	IEA (2019a)
Emissionsfaktor (ef_{NG})	0,001	t _{CO2} /kg _{H2}	IEA (2019a)
Verkehrssektor			
Dieselpreis	1,2	EUR/l	NOW (2018)
Diesel-PKW Verbrauch	5	l/100km	NOW (2018)
Brennstoffzellen-PKW Verbrauch	1	kg/100km	NOW (2018)
Diesel-LKW Verbrauch	2,3	kWh/km	Helgeson (2020)
Brennstoffzellen-LKW Verbrauch	4,2	kg/100km	Helgeson (2020)
Vertriebs- & Tankstellenkosten	3	EUR/kg	NOW (2018)
Erdgaskosten			
Erdgaspreis hoch	30	EUR/MWh	Annahme, basierend auf TTF 2019
Erdgaspreis niedrig	7	EUR/MWh	Annahme, basierend auf TTF 2019
Erdgaspreis Industrie hoch	33,4	EUR/MWh	BNetzA (2020)
Erdgaspreis Industrie niedrig	23,7	EUR/MWh	BNetzA (2020)
Erdgassteuer	5,5	EUR/MWh	bdew Gaspreisanalyse 2020
Sonstige Annahmen			
Kalkulatorischer Zinssatz (i)	8	%	Annahme
Heizwert Wasserstoff (LHV_{H2})	0,033	MWh/kg	
Mittlerer CO ₂ -Preis im EU ETS 2019 (P_{CO2})	25	EUR/t	sandbag (2020)