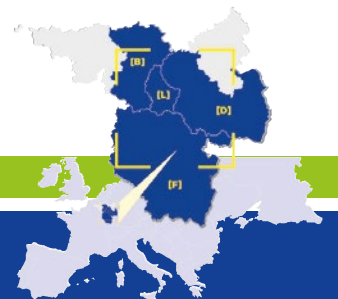




POWER-TO-GAS

FUNKTIONSWEISE, ANWENDUNGSFELDER UND AKTUELLE PROJEKTE

Projektpartner GReNEFF



ÜBERSICHT: POWER-TO-GAS

1 EINLEITUNG

Die Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung fordern bis zum Jahr 2045 eine Netto-Treibhausgasneutralität (Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), 2019). Dies kann nur durch den verstärkten Einsatz regenerativer Energien im Rahmen der Energieversorgung bei gleichzeitig, möglichst weitgehender Elektrifizierung emissionsbehafteter Prozesse umgesetzt werden (Milanzi, et al., 2018).

Diese Aufgabe birgt gleich mehrere Herausforderungen. Zum einen ist das Einspeiseprofil regenerativer Energiequellen meist durch tages- und jahreszeitliche Schwankungen geprägt, wodurch das öffentliche Netz zunehmend belastet wird (Trost, Horn, Jentsch, & Sterner, 2012). Aktuell werden zu dessen Stabilisierung konventionelle Kraftwerke eingesetzt, die zukünftig jedoch nahezu vollständig zurückgebaut werden sollen.

Zur Sicherstellung einer stabilen Energieversorgung ist daher zukünftig der verstärkte Einsatz von Speicheranlagen erforderlich, um Energieerzeugung und -bedarf zu harmonisieren. Zum anderen sind manche Prozesse, wie beispielsweise in ausgewählten Verkehrs- und Industriebranchen, nur bedingt für eine Elektrifizierung geeignet, sondern auf andere Energieträger angewiesen (Milanzi, et al., 2018).

Das Power-to-Gas-Verfahren bietet in diesem Zusammenhang einen Lösungsansatz. Mithilfe elektrischer Energie wird der gasförmige Energieträger Wasserstoff generiert, der dann in einem optional zweiten Schritt unter Einbindung von Kohlenstoffdioxid zu Methan umgesetzt werden kann. Das produzierte Gas kann dann anschließend ins Erdgasnetz eingespeist, im Fall von Wasserstoff zumindest zu Teilen, und bei Bedarf entnommen werden.

So verfügt das Verfahren mit dem Erdgasnetz über einen Langzeitspeicher und bietet durch das breite Anwendungsfeld, welches sich dem gasförmigen Energieträger eröffnet, eine Möglichkeit zur Sektorkopplung.

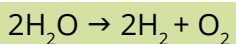
Außerdem handelt es sich bei dem produzierten Energieträger (bei Verwendung regenerativer Energie) um ein klimaneutrales Gas, da nur so viel CO₂ frei wird, wie zuvor gebunden wurde ((dena), 2015).

DIE FUNKTIONSWEISE

2 FUNKTIONSWEISE

2.1 Elektrolyse

Im ersten Schritt des Power-to-Gas-Verfahrens wird im Rahmen einer Elektrolyse durch den Einsatz elektrischer Energie Wasser in seine atomaren Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt, wobei erst genanntes die Wertkomponente des Verfahrens darstellt. Die nachstehende Formel beschreibt die chemische Reaktion (Milanzi, et al., 2018):



Formel 1: Gleichung zur Gesamtreaktion der Elektrolyse

Zur Durchführung der Elektrolyse werden zwei Halbzellen verwendet, die mit je einer Elektrode bestückt und mit einem Elektrolyten gefüllt sind. Die Halbzellen sind über eine Membran miteinander verbunden. Durch das Anlegen einer Gleichspannung findet eine Redox-Reaktion an den Elektroden statt (Milanzi, et al., 2018). Der Einsatz höherer Temperaturen begünstigt diesen Prozess, die Verwendung eines höheren Drucks hingegen hemmt ihn (Zapf, 2017).

Es wird grundsätzlich zwischen drei verschiedenen Technologien zur Umsetzung der Elektrolyse unterschieden:

Die alkalische Elektrolyse (**AEL**), die Polymer-Membran-Elektrolyse (**PEM**) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (**HTE**).

Die AEL ist die meist angewandte Elektrolyse-Technologie. Sie verwendet einen flüssigen Elektrolyten im alkalischen Bereich, meist Kali- oder Natronlauge, und kann drucklos oder unter erhöhtem Druck betrieben werden. Sie kann in einem Bereich von 20% bis 100% ihrer Nennleistung eingesetzt werden, kurzzeitig erlaubt sie eine Last von bis zu 150% ihrer Nennleistung. Zum Anfahren werden ca. 30 bis 60 Minuten benötigt.

Zur Produktion von 1 m³ Wasserstoff bedarf es 4,5 bis 7 kWh_{el}. Ihre Laufzeit wird mit 30 Jahren angegeben. Sie ist mit spezifischen Investitionskosten von 800 bis 1.500 €/kW_{el} verbunden (Wulf, Linßen, & Zapp, 2018).

Der Aufbau der PEM unterscheidet sich zu dem der AEL. An Stelle zweier Halbzellen werden hier bipolare Platten verwendet. Kathode und Anode werden durch eine feste Polymer-Membran voneinander separiert. Die PEM wird als Druckelektrolyse mit 30 bis 50 bar betrieben. Sie hat zur Produktion von einem Kubikmeter Wasserstoff im Vergleich zur AEL mit 4,5 bis 7,5 kW_{el} einen etwas höheren Energiebedarf. Mit einer Anschaltzeit im Sekunden- und Minutenbereich und einem Betriebsbereich von 5% bis 100% ihrer Nennleistung ermöglicht sie jedoch einen flexiblen Betrieb. Ihre Standzeit wird mit 10 bis 20 Jahren angegeben. Da die Technologie recht aufwendig und noch nicht so stark ausgereift ist, wie die der AEL, sind die Investitionskosten mit 2.000 bis 6.000 €/kW_{el} derzeit noch vergleichsweise hoch (Zapf, 2017). Es wird jedoch erwartet, dass bis 2050 beide Technologien mit 500 €/kW_{el} im gleichen Preissegment zu verordnen sind (Thema, Bauer, & Sterner, 2019).

Bei der HTE handelt es sich um eine neue Technologie, die sich noch im Forschungsstadium befindet. Sie zeichnet sich durch ihre hohen Betriebstemperaturen aus, wodurch sie im Vergleich zu den beiden anderen Technologien weniger Energie zur Produktion von Wasserstoff benötigt. So kann sie höhere Wirkungsgrade erreichen. Sie ermöglicht nur bedingt einen flexiblen Betrieb, da es aufgrund der hohen Betriebstemperaturen zu Materialschäden kommen kann. Zur Standzeit gibt es derzeit noch keine näheren Informationen (Milanzi, et al., 2018).

POWER-TO-GAS

Die nachstehende Tabelle fasst die technischen und wirtschaftlichen Kenndaten der verschiedenen Technologien zur Elektrolyse zusammen:

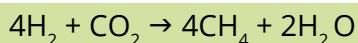
	AEL	PEM	HTE
Betriebsparameter	Temperatur: 40 bis 90°C Druck: 1 bis 30 bar	Temperatur: 20 bis 100°C Druck: 30 bis 50 bar	Temperatur: 700 bis 1.000°C Druck: 1 bar
Spez. Energiebedarf	4,5 bis 7,0 kWh _{el} /m ³ _{H₂}	4,5 bis 7,5 kWh _{el} /m ³ _{H₂}	3,2 kWh _{el} /m ³ _{H₂}
Betriebsbereich	20% bis 100% (kurzzeitig 150%)	5% bis 100%	
Anschaltzeit	30 bis 60 Minuten	Sekunden- bis Minutenbereich	
Standzeit	30 Jahre	10 bis 20 Jahre	
Spez. Investitions- kosten	1.500 €/kW _{el} (2050 500 €/kW _{el})	2.000 bis 6.000 €/kW _{el} (2050 500 €/kW _{el})	

Der mittels Elektrolyse generierte Wasserstoff kann grundsätzlich direkt als Energieträger eingesetzt werden. Allerdings wird hierzu ggf. eine eigene Infrastruktur benötigt, da das Erdgasnetz, sowie die dort angeschlossenen Verbraucher nur bedingt für die Verwendung von reinem Wasserstoff geeignet sind.

Um das Power-to-Gas-Verfahren dennoch ohne aufwändige, technische Maßnahmen einsetzen zu können, kann der generierte Wasserstoff in einem Folgeschritt zu Methan umgesetzt werden.

2.2 Methanisierung

Der Schritt der sog. Methanisierung basiert auf der Sabatier-Reaktion, deren Reaktionsgleichung nachstehend aufgeführt ist:



Formel 2: Gleichung zur Gesamtreaktion der Methanisierung (Sabatier-Reaktion)

Unter Einbindung von Kohlenstoffdioxid wird Wasserstoff zu Methan und Wasser umgesetzt, wobei ein stöchiometrisches Verhältnis der Edukte von H₂:CO₂ von 4:1 vorliegt.

Es handelt es sich hierbei um eine exotherme Reaktion, zur deren Umsetzung ein Katalysator benötigt wird (Wulf, Linßen, & Zapp, 2018) (Zapf, 2017). Es gibt grundsätzlich zwei Technologien zur Methanisierung, die sich in der Art der verwendeten Katalysatoren unterscheiden: Die chemische und die biologische Methanisierung.

Die **chemische Methanisierung** verwendet einen chemischen Katalysator, meist auf Nickelbasis. Sie wird bei Temperaturen zwischen 200°C und 700°C und bei Drücken von bis zu 80 bar betrieben. Aufgrund der hohen Temperaturen ist ein gutes Wärmemanagement

DIE FUNKTIONSWEISE

erforderlich, welches eine flexible Fahrweise erschwert. Das Verfahren kann in einem Bereich von 20% (40%) bis 100% seiner Nennleistung eingesetzt werden. Im Vergleich zum biologischen Verfahren erreicht das chemische hohe Methanbildungsraten bei kompakter Bauweise, allerdings maximal einen Methananteil von 95%.

Zur Produktion von einem Kubikmeter SNG (synthetic natural gas) bedarf es 0,4 kWh elektrische Energie. Um eine Deaktivierung des Katalysators zu verhindern, sind Fremdstoffe in den Substratgasen zu vermeiden. Eine vorherige Aufbereitung der Substratströme (insbesondere vom CO₂) kann daher ggf. notwendig sein. Die Herausforderung des Verfahrens besteht darin, die gasförmigen Substrate mit dem Katalysator in Kontakt zu bringen.

Zu den gängigen Reaktorkonzepten gehören der Wirbelschicht- und Festbettreaktor (Zwei-Phasen-Reaktoren), sowie die Blasen säule (Drei-Phasen-Reaktor). Aufgrund des Temperaturniveaus eignet sich die Reaktionswärme zum Einsatz in anderen Prozessen, wodurch der Wirkungsgrad des Verfahrens gesteigert werden kann. Die spezifischen Investitionskosten betragen 400 €/kW_{th} (Zapf, 2017).

Im Gegensatz zur chemischen Methanisierung werden im **biologischen Verfahren** Mikroorganismen, die die Reaktion im Rahmen ihres Stoffwechsels durchführen, als Katalysator eingesetzt. Diese arbeiten, abhängig von der Art des Organismus, im Temperaturbereich von 38°C bis 70°C. Grundsätzlich wird zwischen zwei Konzepten bei der Anwendung des Verfahrens unterschieden: Beim in-Situ-Verfahren wird Wasserstoff in eine bestehende Bio- oder Klärgasanlage eingebracht, sodass die dort vorhandenen Mikroorganismen diesen unter Einbindung des gebildeten CO₂ zu Methan umsetzen.

Hier wird keine separate Anlage zur Methanisierung benötigt, allerdings können nur geringe Mengen Wasserstoff in das System eingebracht werden, da aufgrund der dort vorhandenen Mischkultur dieser in einem anderen Zusammenhang reagieren und die gesamte Anlage dadurch kippen könnte.

Beim Ex-Situ-Verfahren wird die Reaktion in einer gesonderten Anlage durchgeführt, die im Idealfall mit einer Reinkultur arbeitet. Die Reaktoren können drucklos oder druckbehaltet betrieben werden. Die Herausforderung des Verfahrens liegt in der Bereitstellung des Wasserstoffs., da dieser aufgrund seiner geringen Löslichkeit nur schwer in die flüssige Phase überführt werden kann. Dies ist mit einem Energieaufwand von 0,4 bis 1,8 kWh_{el}/m³_{SNG} verbunden. Die Investitionskosten für eine separate Anlage belaufen sich auf 600 bis 1.200 €/kW_{th}.

Das biologische Verfahren ist in der Lage, ein Produktgas mit Erdgasqualität (H-Gas) zu generieren, erreicht hierbei jedoch vergleichsweise niedrige Methanbildungsraten. Es erlaubt im Vergleich zum chemischen Verfahren eine flexible Betriebsweise und zeigt sich robuster gegenüber Fremdstoffen in den Substratgasen, wodurch häufig auf eine Aufbereitung dieser verzichtet werden kann. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus ist die Reaktionswärme des Verfahrens nur bedingt zur weiteren Verwendung geeignet (Zapf, 2017).

POWER-TO-GAS

In der nachstehenden Tabelle sind die wirtschaftlichen und technischen Kenndaten der chemischen und biologischen Methanisierung nochmals zusammengefasst:

	Chemische Methanisierung	Biologische Methanisierung
Betriebsparameter	Temperatur: 200 bis 700°C Druck: bis 80 bar	Temperatur: 38°C bis 70°C Druck: atmosphärisch und druckbehaftet
Spez. Energiebedarf	0,4 kWh _{el} /m ³ _{SNG}	0,4 bis 1,8 kWh _{el} /m ³ _{SNG}
Betriebsbereich	20% bis 100%	5% bis 100%
Anschaltzeit		
Fremdstoffe im Substratgas	nein	ja
Spez. Investitionskosten	400 €/kW _{th}	600 bis 1.200 €/kW _{th}

Unter Berücksichtigung aller Verluste von der Energieerzeugung bis zum Transport des Produktgases, erreicht das Power-to-Gas-Verfahren ohne den Schritt der Methanisierung einen Wirkungsgrad von bis zu 64,1%. Wird der Schritt der Methanisierung durchgeführt, sinkt der Wirkungsgrad auf 51,3%.

Durch die Nutzung der Abwärme, die bei der Elektrolyse und ggf. bei der Methanisierung anfällt, sowie die Verwendung des Nebenprodukts Sauerstoff kann der Wirkungsgrad in gewissem Maße gesteigert werden (Zapf, 2017).

3 AKTUELLE PROJEKTE

Seit 1993 sind in Zusammenhang mit Power-to-Gas rund 150 Projekte, die bereits durchgeführt wurden, aktuell in Betrieb sind oder deren Durchführung zukünftig geplant ist, bekannt. Etwas mehr als die Hälfte der Projekte befassen sich näher mit der Produktion von Wasserstoff, während die restlichen Projekte auch den Schritt der Methanisierung in ihren Untersuchungen berücksichtigen. In diesen Fällen kommen das biologische und das chemische Verfahren zu gleichen Teilen zum Einsatz. Nur vereinzelt wird zur Wasserstoff-Produktion die Hochtemperatur-Elektrolyse verwendet. Stattdessen wird diese

mittels PEM- oder der alkalischen Elektrolyse durchgeführt (Thema, Bauer, & Sterner, 2019). Die erste Power-to-Gas-Anlage im Industriemaßstab weltweit wurde im Rahmen des Forschungsprojekts „Audi e-Gas“ von Audi in Zusammenarbeit mit SolarFuel GmbH, dem Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW), dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und der EW Energie AG errichtet. Mithilfe einer elektrischen, regenerativen Leistung von 6.000 kW_{el} werden 1.300 m³/h Wasserstoff produziert, welcher dann in einem Folgeschritt zu 300 m³/h Methan umgewandelt

AKTUELLE PROJEKTE

wird. Dieser kann dann ins Erdgasnetz eingespeist werden. Als CO₂-Quelle dient eine standortnahe Biogasanlage. Das produzierte e-gas dient als Kraftstoff für eine eigens hierzu entwickelte Modellreihe von Audi.

So sichert sich das Unternehmen einen klimaneutralen Betrieb ihrer Fahrzeuge. Das Forschungsprojekt ist bereits seit einigen Jahren abgeschlossen, die Anlage ist jedoch weiterhin in Betrieb (Audi e-gas Projekt).

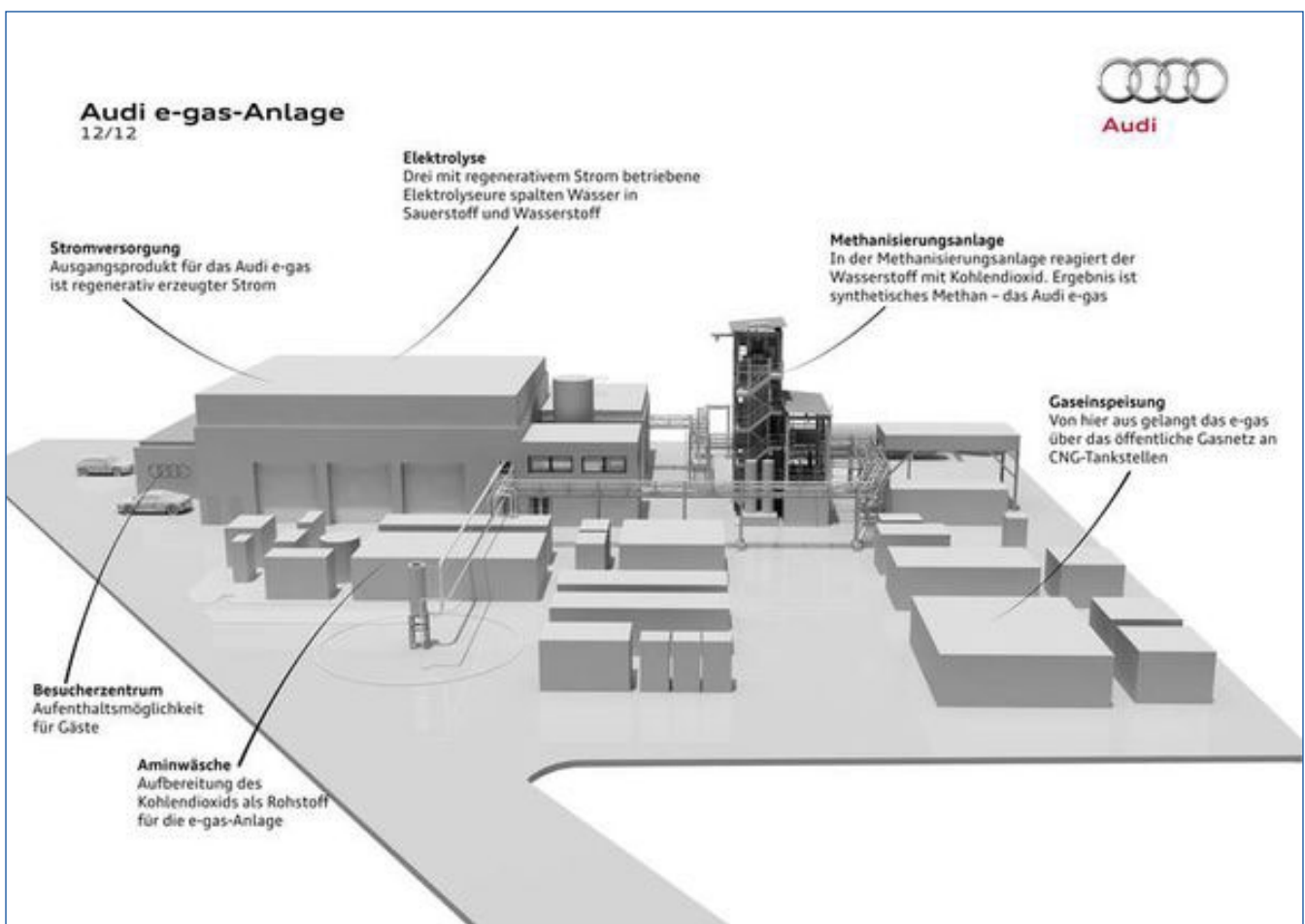


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Audi e-gas-Anlage (Audi e-gas Projekt)

Eines der größten Projekte wird aktuell in Wilhelmshaven geplant. Hier soll im mittleren Osten (Bsp.: Marokko) grüner Wasserstoff durch den Einsatz von PV-Anlagen als Energiequelle erzeugt werden. Der Wasserstoff soll dann unter Einbindung von CO₂ zu flüssigem Methan umgewandelt werden, welches anschließend mittels Tankern nach Wilhelmshaven transportiert wird. Dort soll das Methan teilweise ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Der Restteil wird wieder zu Wasserstoff umgewandelt, welcher als Reingas in der Industrie eingesetzt wird. Das freiwerdende CO₂ soll nicht in die Atmosphäre entlassen, sondern gesammelt und wieder in den mittleren Osten zurücktransportiert werden, sodass ein CO₂-Kreislauf entsteht (Schwichtenberg, 2022).

POWER-TO-GAS

Im Projekt Exytron wurde erstmals eine Power-to-Gas-Anlage in das Energiesystem einer bestehenden Wohnanlage integriert. Hierbei wird überschüssig vorhandene Energie einer PV-Anlage zum Betrieb des Elektrolyseurs eingesetzt. Der so produzierte Wasserstoff wird dann anschließend zu Methan umgesetzt und in Tanks gespeichert. Bei Bedarf kann dieser entnommen und mittels vorhandenem BHKW oder einer Brennwärmtherme zur Produktion elektrischer und/oder thermischer Energie eingesetzt werden. Das freiwerdende CO₂ dient erneut als Substrat für den Schritt der Methanisierung. Durch das Nutzen der anfallenden Abwärme kann ein Nutzungsgrad von 87% erreicht werden.

Aktuell wird ein gesamter Wohnpark nach diesem Konzept errichtet (→ Exytron Zero-Emission-Wohnpark“, Exytron Klimafreundliches Wohnen Augsburg).

Auch regional ist das Power-to-Gas-Verfahren Gegenstand der Forschungslandschaft: An der htw saar wurde ein Verfahren zur biologischen Methanisierung, das sog. BEST-Verfahren, entwickelt und im Rahmen des Projekts BEST-Systems erfolgreich auf den halbertechnischen Maßstab hochskaliert. Der Betrieb der Anlage wurde an zwei verschiedenen Standorten, die je eine CO₂-Quelle zur Verfügung stellten, untersucht.

Einer der Standorte war die Karlsberg Brauerei in Homburg, wo das Rohbiogas der unternehmenseigenen Abwasserreinigungsanlage als Substrat diente. Der andere war Bitburg, wo die zentrale Biogasaufbereitungsanlage der Stadtwerke Trier ansässig ist. Dort wurde neben dem Rohbiogas auch das Schwachgas der Aufbereitungsanlage als Substrat für die Methanisierung eingesetzt (Projekt „BEST-Systems“, kein Datum).



Abbildung 2: BEST-Anlage im halbertechnischen Maßstab am Standort Homburg der Karlsberg Brauerei (Projekt „BEST-Systems“, kein Datum)

4 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Für die politischen Rahmenbedingungen des Power-to-Gas-Verfahrens ist es entscheidend, welcher Herkunft die eingesetzten Quellen (elektrische Energie und CO₂) sind. Außerdem spielt die Anwendung des Verfahrens eine Rolle.

Wird ausschließlich elektrische Energie regenerativer Natur verwendet und das Produktgas des Verfahrens zur Stromerzeugung eingesetzt, handelt es sich bei dem Produktgas um sog. Speichergas (§3, Abs. 42 EEG 2021). An die CO₂-Quelle wird keine Anforderung gestellt. Für den Bezug der elektrischen Energie verringert sich die EEG-Umlage gemäß §61 I, Abs. 2 EEG 2021, sofern für die über das Speichergas generierte, elektrische Energie entsprechend EEG-Umlage gezahlt wird. Der Anlagenbetreiber einer Stromerzeugungsanlage, die das Speichergas als Energieträger verwendet, hat einen Anspruch auf eine Marktprämie, eine Einspeisevergütung oder den Mieterstromzuschlag (§19 EEG 2021).

Werden im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens überwiegend (mindestens 80%) elektrische Energie- und CO₂-Quellen regenerativer Natur eingesetzt, ist das Produktgas Biogas gleichzusetzen und es gelten die entsprechenden Regularien (§3 Nr.10f EnWG). Der Netzbetreiber ist demnach dazu verpflichtet, die Verfügbarkeit eines Anschlusses an das Erdgasnetz sicherzustellen, welcher durch diesen außerdem zu warten ist. Die Kosten, die für den Netzanschluss anfallen, sind zu 75% vom Netzbetreiber zu tragen, wobei die Kosten für den Anschlussnehmer auf 250.000 € begrenzt

sind (§33 GasNZV). Außerdem hat der Netzbetreiber den Einspeiseanlagen von Biogas bei Abschluss von Einspeise- und Ausspeiseverträge, sowie beim Transport des Gases den Vorrang zu geben (§34 GasNZV). Zudem haben diese Einspeiser einen Anspruch auf ein pauschales Entgelt von 0,7 ct/kWh für 10 Jahre ab Inbetriebnahme (§20 a GasNEV).

Unabhängig von der Art der eingesetzten Ressourcen und der Art des Geschäftsmodells sind Power-to-Gas-Anlagen für 20 Jahre ab Inbetriebnahme vom Netzentgelt für Strom, sowie für Gas befreit (§118 Abs. 6 Satz 7 EnWG). Handelt es sich bei dem Betreiber der Anlage zudem um ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§2 Nr. 2a, Nr.3 StromStG) ist dieses gemäß §9a Abs.1 Nr.1 StromStG von der Stromsteuer befreit.

Wird die Power-to-Gas-Anlage im Rahmen einer Eigenversorgung eingesetzt, das heißt, Betreiber der Stromerzeugungs- und der Power-to-Gas-Anlage sind identisch, wird die EEG-Umlage nur anteilig berechnet oder entfällt vollständig (§5 Nr.1 EEG 2014. §61 Abs.2 EEG 2014).

Grundsätzlich müssen bei der Einspeisung des Produktgases einer Power-to-Gas-Anlage die DVGW Richtlinien G260/262 beachtet werden. Diese stellen Anforderungen an die Qualität des einzuspeisenden Gases, die in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst sind:

POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Wobbe-Index	L-Gas	12,4 (+0,6/-1,4) kWh/m ³
	H-Gas	15 (+0,7/-1,4) kWh/m ³
Brennwert		8,4 bis 13,1 kWh/m ³
Relative Dichte		0,55 bis 0,75
Maximaler H ₂ O-Gehalt	≤ 10 bar	200 mg/m ³
	> 10 bar	50 mg/m ³
Max. CO ₂ -Gehalt	L-Gas	10 mol-%
	H-Gas	5 mol-%
Max. O ₂ -Gehalt		1 Vol.-%
Max. H ₂ -Gehalt		1 bis 5 Vol.-%

5 ANWENDUNGSFELDER

5.1 Energiequellen

Grundsätzlich eignet sich jede elektrische Energiequelle zum Einsatz im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens. Entscheidend für die Eignungsgüte sind die Art der Energiequelle („grün“ oder „grau“), die zeitliche und örtliche Verfügbarkeit, sowie die Kosten, die mit dem Energiebezug einhergehen.

Durch die Verwendung regenerativer Energiequellen kann Speichergas (im Fall von Rückverstromung) oder Biogas (bei Einbindung von biogenem CO₂) generiert werden. Hier bietet sich der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen an, die aufgrund ihrer Betriebszeit aus der EEG-Förderung fallen und daher direkt vermarktet werden müssten. Außerdem kann die Elektrolyse im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens zum Ausgleich von Prognosefehlern bei der Stromerzeugung durch die regenerativen Energien betrieben werden.

Auf diese Weise könnte ein Bilanzausgleich, welcher mit Kosten verbunden ist, vermieden werden. In beiden Fällen kann insbesondere die zeitliche Verfügbarkeit eine Herausforderung für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage darstellen, was durch eine geeignete Dimensionierung, sowie die Einbindung zusätzlicher Speicherelemente kompensiert werden kann.

Alternativ kann zum Betrieb der Elektrolyse fossile Energie eingesetzt werden. Hier würde es sich ggf. anbieten, diese über die Bereitstellung von Regelleistung oder an der Strombörse direkt zu beziehen. So könnten die anfallenden Energiekosten verringert oder sogar mit dem Bezug elektrischer Energie zusätzliche Erlöse generiert werden. Bei Verwendung fossiler Energie wird das im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens produzierte Gas als „grau“, bzw. fossil gewertet.

POWER-TO-GAS

5.2 CO₂-Quellen

Bei der Wahl einer geeigneten CO₂-Quelle ist grundsätzlich vor Einsatz im Power-to-Gas-Verfahren abzuklären, ob das verfügbare Gas aufgereinigt werden muss, da evtl. vorhandene Verunreinigungen den Prozess der Methanisierung hemmen oder sogar vollständig zum Erliegen bringen könnten. Auch hier ist die Art der CO₂-Quelle (biogen oder fossil), sowie die zeitliche und örtliche Verfügbarkeit für die Effizienz des Verfahrens entscheidend.

Zu möglichen, biogenen CO₂-Quellen zählen Rohbiogas, das Schwachgas einer Biogasaufbereitungsanlage, sowie Faul-, bzw. Klärgas. Außerdem eignen sich CO₂-haltige Gase industriellen Ursprungs, sofern diese auf nachwachsenden Rohstoffen basieren, so z.B. das CO₂, welches im Rahmen des Gärprozesses frei wird. Es sollte grundsätzlich angestrebt werden, eine biogene („grüne“) CO₂-Quelle in Kombination mit regenerativer Energie im Power-to-Gas-Verfahren einzusetzen, da nur auf diesem Weg „Biogas“ generiert werden kann, welches entsprechende Vorteile hinsichtlich zu zahlender Abgaben und Vermarktung genießt.

Mögliche fossile CO₂-Quellen sind die CO₂-haltigen Abgase entsprechender Kraftwerke oder industrieller Prozesse. Hier bietet das Power-to-Gas-Verfahren die Möglichkeit, das CO₂ fossilen Ursprungs vor Abgabe an die Atmosphäre noch einmal wertzuschöpfen. Zudem können durch das Einbinden von fossilem CO₂ evtl. anfallende CO₂-Zertifikate eingespart und somit zusätzliche „Erlöse“ generiert werden. In Kombination mit regenerativer Energie wird das Produktgas des Power-to-Gas-Verfahrens als Speichergas gewertet, sofern dieses rückverstromt wird.

5.4 Anwendungsfelder

Wird im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens nur der Schritt der Elektrolyse durchgeführt, kann der produzierte Wasserstoff grundsätzlich ins Erdgasnetz eingespeist oder in gesonderten Lagerstätten (Tanks/Kavernen) gespeichert werden. Die Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes ist jedoch für Wasserstoff auf 1 bis 5 Vol.-% begrenzt, was hauptsächlich den angeschlossenen Verbrauchern geschuldet ist. So erlauben beispielsweise Gasturbinen nur 1 bis 5 Vol.-% H₂ und Erdgasfahrzeuge maximal 2 Vol.-% H₂. Bei Bedarf kann Wasserstoff dann mithilfe einer Brennstoffzelle zum Antrieb von Fahrzeugen oder zur Stromerzeugung, sowie in der Industrie als Reingas eingesetzt werden.

Wird der Wasserstoff in einem Folgeschritt unter Einbindung von CO₂ zu Methan umgesetzt, ist die Einspeisung ins Erdgasnetz nahezu unbegrenzt möglich und das Produktgas ist als Erdgassubstitut vielseitig einsetzbar. So kann dieses bei Bedarf beispielsweise in hocheffizienten KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung eingesetzt werden oder als Kraftstoff im Mobilitätssektor dienen. Außerdem bietet der Schritt der Methanisierung die Möglichkeit, CO₂ wertzuschöpfen.

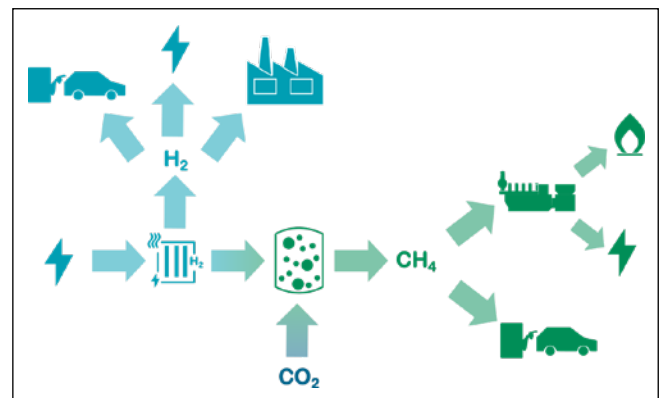


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Power-to-Gas-Verfahrens mit den möglichen Verwertungspfaden

6 FAZIT

Mit dem Power-to-Gas-Verfahren ist eine Technologie verfügbar, die die Möglichkeit zur mittel- bis längerfristigen Speicherung elektrischer Energie und zur Kopplung verschiedener Energiesektoren, sowie zur Dekarbonisierung unterschiedlicher Prozesse in sich vereint. Das Verfahren bietet somit vielseitige Einsatzmöglichkeiten.

Allerdings ist ein wirtschaftlich rentables Einbindungsszenario unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur schwer umsetzbar. Dies ist auf den relativ niedrigen Wirkungsgrad, die noch hohen Investitionskosten der Anlage und die aktuellen, politischen Regulatorien zurückzuführen. Durch einen ganzheitlichen Ansatz zur Integration des Verfahrens, der auch die anfallenden Nebenprodukte berücksichtigt, sowie die verfügbaren Ressourcen intelligent einsetzt, können höhere Wirkungsgrade erzielt werden.

Außerdem ist ein Rückgang des Investitionsbedarfs für die Zukunft zu erwarten. So steht der Energieversorgung mit dem Power-to-Gas-Verfahren ein Instrument zur Verfügung, welches sich insbesondere dazu eignet, überschüssig vorhandene Energie nutzbar zu machen.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- (dena), D. E.-A. (November 2015). Systemlösung Power to Gas - Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife.
- Audi e-gas Projekt. (kein Datum). Abgerufen am 27. Februar 2022 von <https://www.powertogas.info/projektkarte/audi-e-gas-projekt/>
- Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). (12. Dezember 2019).
- Exytron Klimafreundliches Wohnen Augsburg. (kein Datum).
- Milanzi, S., Spiller, C., Grosse, B., Hermann, L., Kochems, J., & Müller-Kirchenbauer, J. (29. August 2018). Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens.
- Projekt „BEST-Systems“. (kein Datum). Von <https://www.htwsaar.de/defitechno/projekt-best-systems> abgerufen
- Reallabor „Hydrohub Fenne“: Elektrolyse für die Sektorenkopplung. (3. September 2020).
- Schwichtenberg, L. (25. Januar 2022). Wasserstoff-Fabrik in Wilhelmshaven: Synthetisches Methan zu H₂.
- Thema, M., Bauer, F., & Sterner, M. (2019). Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 775-787.
- Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., & Sterner, M. (17. April 2012). Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland. *Z Energiewirtschaft*, S. 173-190.
- Wulf, C., Linßen, J., & Zapp, P. (2018). Review of Power-to-Gas Projects in Europe. *Energy Procedia*, 367-378.
- Zapf, M. (2017). Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Springer Vieweg.

GReNEFF

GReNEFF – „Grenzüberschreitendes Netzwerk zur Förderung von innovativen Projekten im Bereich der nachhaltigen Entwicklung und der Energieeffizienz in der Großregion“ ist ein Projekt im europäischen Interreg V A-Programm der Großregion. Ziel des Projekts ist es, eine nachhaltige Entwicklung von Quartieren und im sozialen Wohnungsbau mit dem Schwerpunkt Klimaschutz voranzutreiben. Bis 2022 werden insgesamt 18 Pilotprojekte im Saarland, in Rheinland-Pfalz, Luxemburg, dem Département Moselle und der Wallonie umgesetzt. Die Projekte wurden zuvor von den **GReNEFF**-Partnern anhand gemeinsamer, grenzüberschreitender Kriterien für nachhaltige Projekte ausgewählt.

GReNEFF versteht sich als Forum für den grenzüberschreitenden Fachdialog. Bei Baustellenbegehungen und Besuchen anderer Modellprojekte, in Fachseminaren, Kolloquien, Workshops und Online-Veranstaltungen werden Wissen und Erfahrungen ausgetauscht. Die Ergebnisse werden in einem grenzüberschreitenden Handlungsleitfaden als Handreichung für die Umsetzung zukünftiger Projekte zusammengefasst.

Von rund 15,5 Millionen Euro Gesamtbudget entfallen knapp 6,2 Millionen Euro auf die Interreg-Förderung aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE).

www.GReNEFF.eu

Opérateurs de projet | Projektpartner

ARGE SOLAR
Beratung für Energie und Umwelt

Moselle
Département

ENERGIEAGENTUR
Rheinland-Pfalz

klima
agence

MATEC

Ministerium für
Wirtschaft, Arbeit,
Energie und Verkehr
SAARLAND
Großes entsteht immer im Kleinen

WALLOONIE

Wallonie
service public
SPW

izes
Institut für ZukunftsEnergie-
und Stoffstromsysteme

GWBS
Gas- und Wasserwerke
Bous-Schwalbach GmbH

GBS
RAUM ZUM LEBEN

moselis
UNE AUTRE VOIE DE LA DURABILITÉ

TRIFELS NATUR

SNHBM

Liège

LA MAISON DES HOMMES

citi énergies

vilogia

cdc habitat
Sainte-Barbe

Vivest
Groupe ActionLogement

Ortsgemeinde Rhaunen

PFALZWERKE
GRUPPE

Avec le soutien de | Mit Unterstützung von

Interreg
Grande Région | Großregion
Fonds européen de développement régional | Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

Ministerium für
Wirtschaft, Arbeit,
Energie und Verkehr
SAARLAND
Großes entsteht immer im Kleinen.

RheinlandPfalz
MINISTERIUM FÜR
KLIMASCHUTZ, UMWELT,
ENERGIE UND MOBILITÄT

Wallonie
service public
SPW

