

# Potenzialstudie von Power-to-Gas- Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen

## Kurzfassung

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek**

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik  
der Bergischen Universität Wuppertal

**Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause**

DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH, Freiberg

**Dr.-Ing. Rolf Albus**

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Essen

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser**

Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft  
an der RWTH Aachen

**Herausgeber**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

[info@dvwg.de](mailto:info@dvwg.de)

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

# **Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen**

Kurzfassung

Januar 2019

DVGW-Förderkennzeichen G 201617

# Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen

Wissenschaftliche Studie  
gefördert durch den Deutschen Verein des Gas- und  
Wasserfaches e.V.

Durchgeführt von:

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek**

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik  
der Bergischen Universität Wuppertal

**Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause**

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

**Dr.-Ing. Rolf Albus**

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Essen

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser**

Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft  
an der RWTH Aachen

Autoren:

Fabian Möhrke	BUW
Daniel Wolter	BUW
Jens Hüttenrauch	DBI
Michael Wupperfeld	DBI
Jan Kellermann	IAEW
Marius Siemonsmeier	IAEW
Mirko Wahl	IAEW
Dominik Coquette	GW
Markus Köppke	GW
Johannes Schaffert	GW
Christos Tsiklios	GW

Aachen, Essen, Freiberg und Wuppertal, Dezember 2018





# Zusammenfassung

## Ziel und Methode der Studie

Ziel dieser Studie ist es, das heutige und zukünftige Potenzial zur Installation und zum Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) in deutschen Strom- und Gas-Verteilungsnetzen abzuschätzen. Die dafür untersuchten Potenzialbereiche sind erstens das technisch mögliche Aufnahmepotenzial der Gasnetze, zweitens das Einsparpotenzial hinsichtlich der Netzausbaukosten des Stromnetzes und drittens das monetäre Erlöspotenzial durch die Teilnahme von Power-to-Gas-Anlagen am Spotmarkt.

Dafür werden typische Versorgungsaufgaben der Strom- und Gasnetze bestimmt sowie deren typische Strukturen identifiziert. Mithilfe dieser Daten werden repräsentative exemplarische Netzgebiete ausgewählt und deren netzdienliche Power-to-Gas-Potenziale in einer gekoppelten Zielnetzplanung der Strom- und Gasnetze bestimmt. Ebenso wird zur Analyse der Wirtschaftlichkeit der Anlageneinsatz der PtGA am Spotmarkt untersucht. Dafür werden zeitlich aufgelöste europaweite Strommarktsimulationen durchgeführt und Gaspreise berücksichtigt, um einen realistischen marktbasierten Anlageneinsatz abbilden zu können. Basierend auf belastbaren Annahmen ist es anschließend möglich, die Potenziale der exemplarischen Netzgebiete auf das gesamte Bundesgebiet hochzurechnen. Dieses Vorgehen ermöglicht es, sich von den konkreten Einzelergebnissen zu lösen und auf grundsätzliche Ergebnisse zu schließen. Letztlich wird mit dieser gekoppelten Untersuchung von Strom- und Gasverteilungsnetzstrukturen ein netzübergreifendes und gesamtdeutsches Potenzial auf Verteilungsebene ermittelt sowie ein strukturiertes Bild der Power-to-Gas-Einspeisepotenziale dargestellt.

## Herausforderungen im gesamten Strom- und Gasverteilungsnetz

Die vorliegende Studie wird vor dem Hintergrund heutiger und zukünftiger Entwicklungen in Strom- und Gasverteilungsnetzen durchgeführt, innerhalb derer sich der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen als sinnvoll erweisen kann. Der Fokus der Untersuchungen liegt in Netzen der Mittel- und Niederspannungs- bzw. Mittel- und Niederdruckebene. Es werden ausschließlich Power-to-Gas-Anlagen als Kopplungselemente in Verteilungsnetzen betrachtet.

Vor dem Hintergrund der Energiewende befindet sich die deutsche Energieversorgung in einem grundlegenden Wandel. Der Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) stellt einen Kernaspekt der Energiewende dar und wird deshalb seit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 politisch gefördert. Dies hat zur Folge, dass die Integration von EE-Anlagen in die bestehenden Stromnetze in den letzten Jahren stark vorangeschritten ist. Schon 2017 betrug der Anteil der EE-Stromerzeugung am deutschen Bruttostromverbrauch über 35 % [1]. Da die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung eine Steigerung dieses Anteils auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 vorsehen, ist von einem weiteren Zubau von EE-Anlagen auszugehen.

Der Wandel des deutschen Stromversorgungssystems führt zu grundlegend veränderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb der Stromnetze. Da der Großteil der EE-Anlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen ist, sind die Verteilungsnetze von den Veränderungen besonders betroffen. Durch die hohe Volatilität und den hohen Gleichzeitigkeitsgrad der Erzeugungsleistung von EE-Anlagen – insbesondere von Windenergie- und Photovoltaikanlagen – wird die Einhaltung der technischen

Randbedingungen im Netzbetrieb zunehmend schwieriger. Um dem entgegenzuwirken und eine erfolgreiche Integration von EE-Anlagen zu ermöglichen, muss die Netzleistungsfähigkeit erhöht werden. Power-to-Gas-Anlagen stellen eine Option dar, diese Anforderung zu erfüllen.

Gleichzeitig werden der Gassektor und somit auch die Gasverteilungsnetze im Zuge der Energiewende und zur Einhaltung des internationalen Klimaziels der Pariser Klimakonferenz (COP 21) Teil des wesentlichen Transformationsprozesses sein, der eine weitgehende Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems zum Ziel hat. Das bedeutet für die Gasverteilungsnetze aufgrund von Effizienzmaßnahmen und Verlagerung von Endanwendungen zu anderen Sektoren langfristig einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage.

Um die Dekarbonisierung des bis dato fast ausschließlich auf dem fossilen Energieträger Erdgas basierenden Gassektors zu gewährleisten, muss Erdgas schrittweise durch erneuerbare Gase substituiert werden. Die Power-to-Gas-Technologie ist auch in diesem Fall eine mögliche Option (Einspeisung von Wasserstoff und Methan).

### Szenariorahmen

Zur Vermeidung der globalen Erderwärmung um mehr als 2°C bis 2050 und zur Einhaltung des internationalen Klimaziels (COP 21) sind für das zukünftige Energiesystem zwei wesentliche Veränderungen notwendig. Zum einen muss die Energieeffizienz in den Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Mobilität gesteigert und zum anderen der Anteil der Erneuerbaren Energien in den Erzeugungssektoren Strom, Gas und Wärme signifikant erhöht werden – hin zu einem langfristig vollständig regenerativen Energiesystem [2].

Die Entwicklung zweier Szenariorahmen (Mittelwert- und Klimaschutzszenario) zur Untersuchung der Power-to-Gas-Potenziale in Deutschland basiert auf einem Parameterset<sup>1</sup>, das der DVGW zur Vergleichbarkeit seiner Studien aufgesetzt hat. Kernziel der aufeinander abgestimmten Parameter ist es, die COP 21-Klimaziele zu erreichen (95%-Treibhausgas (THG)-Reduktion gegenüber 1990 bis 2050). Dieses Ziel ist maßgeblich für die Annahmen des verwendeten Klimaschutzszenarios. Aufgrund der zur Zielerreichung notwendigen überproportional starken Zubauraten von EE-Anlagen im Vergleich zur historischen Entwicklung sowie zur Bewertung und Einordnung der Ergebnisse des Klimaschutzszenarios wird darüber hinaus ein Mittelwertszenario untersucht. Dieses Mittelwertszenario bildet den mittleren Ausbaupfad von EE-Anlagen basierend auf einer Metastudie zur Entwicklung von EE-Anlagen ab. Alle Simulationen und Netzplanungen erfolgen für diese beiden Szenarien (siehe Tabelle 1).

**Tabelle 1: Betrachtete Szenariorahmen**

Szenario	Ziel
Klimaschutzszenario	Einhaltung Klimaziele (95%-THG-Minderung) gegenüber 1990)
Mittelwertszenario	Mittelwert der Ausbaupfade EE (Metastudie)

<sup>1</sup> Stand des Parametersets: 21.09.2017

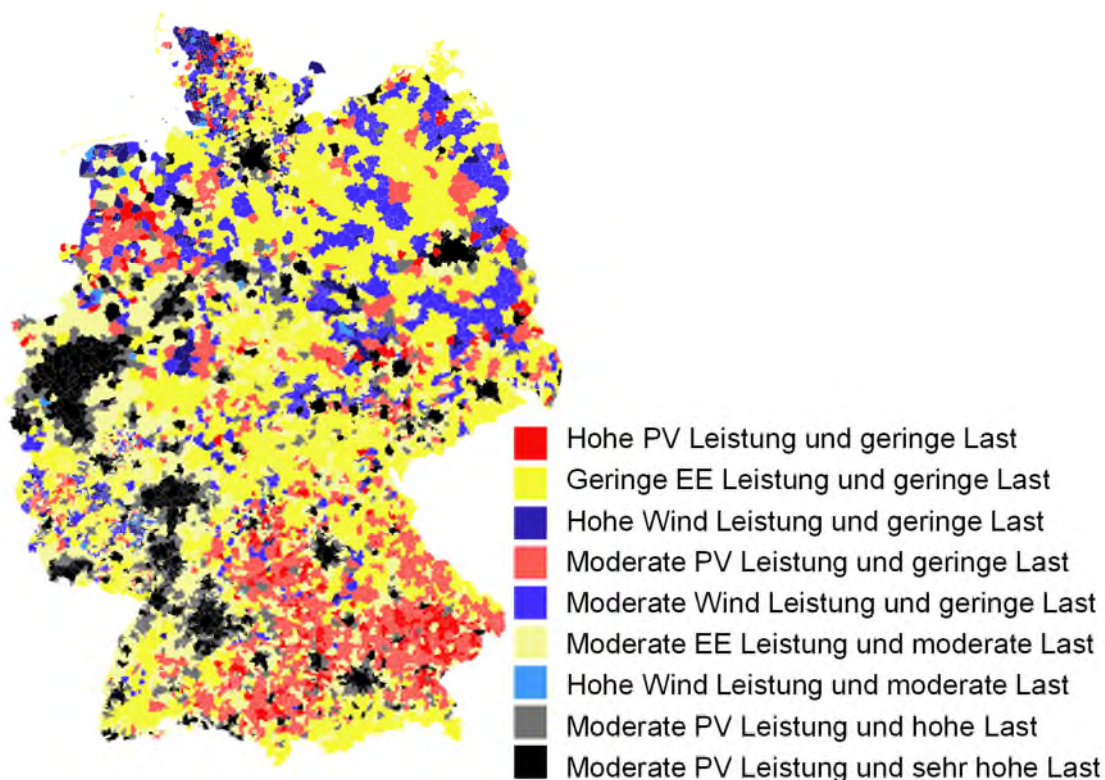


## Analyse von Strom- und Gasverteilungsnetzen

Für die deutschlandweite Potenzialerhebung ist es wesentlich, repräsentative Versorgungsaufgaben und Netzstrukturen zu bestimmen, anhand derer sinnvoll Potenzialermittlungen und darauf aufbauende Hochrechnungen durchgeführt werden können.

Die Versorgungsaufgaben, d.h. die Zusammensetzungen strom- und gaseitiger Einspeisung und der Strom- und Gasnachfrage eines regionalen definierten Gebietes, werden dafür auf Gemeindeebene geclustert. Diese Ebene wurde ausgewählt, da hierfür hochaufgelöste strom- und gaseitige Erzeugungs- und Verbrauchswerte zur Verfügung stehen und die typischen geografischen Netzgrößen der untersuchten Verteilungsnetztypen gut abgebildet werden.

In der folgenden Abbildung 1 ist das Clusterergebnis, also die regionale Verteilung der Cluster auf Gemeindeebene, zu sehen. Bläulich eingezeichnete Gemeinden weisen insbesondere eine hohe installierte Leistung von Windenergieanlagen, rötlich eingezeichnete Gemeinden dagegen eine hohe installierte Leistung von PV-Anlagen auf. Gelblich eingezeichnete Gemeinden repräsentieren einen vergleichsweise ausgeglichenen Anteil von installierten PV- und Windenergieanlagen. Somit sind winddominierte Gemeinden vor allem in Norden und Osten Deutschlands zu finden, wohingegen PV-dominierte Gemeinden im Süden Deutschlands angesiedelt sind. Die lastdominierten Gemeinden (grau und schwarz eingezeichnet) sind vor allem in den Ballungszentren des Rhein-Ruhr- und des Rhein-Main-Gebiets sowie im Großraum München und Stuttgart und den Stadtstaaten Berlin und Hamburg zu finden.



**Abbildung 1: Regionale Verteilung der Versorgungsaufgabe**

Um typische Strom- und Gasnetzstrukturen zu identifizieren, werden Netzstrukturparameter beteiligter Verteilungsnetzbetreiber verwendet. Analog zur Ermittlung repräsentativer Versorgungsaufgaben werden die Netzstrukturparameter einer Clusterung unterzogen, um

typische Netzstrukturen zu identifizieren. Um die Vielzahl der verschiedenen Netzstrukturparameter (bspw. Leitungslänge, Transformatorleistung etc.) in der Clusteranalyse korrekt zu berücksichtigen, werden die Parameter zunächst im Rahmen einer Korrelationsanalyse auf Abhängigkeiten zueinander untersucht. Dadurch ist sichergestellt, dass einerseits die Ergebnisse der Clusteranalyse nicht verfälscht und andererseits die Anzahl der Strukturparameter ohne wesentlichen Informationsverlust reduziert werden.

Tabelle 2 enthält das Ergebnis der Clusteranalyse der Netzstrukturparameter in vereinfachter Darstellung. Es ergeben sich vier voneinander verschiedene Netzstrukturklassen, die sich alle hinsichtlich der Ausprägung der verschiedenen Netzstrukturparameter (Netzeigenschaft) unterscheiden.

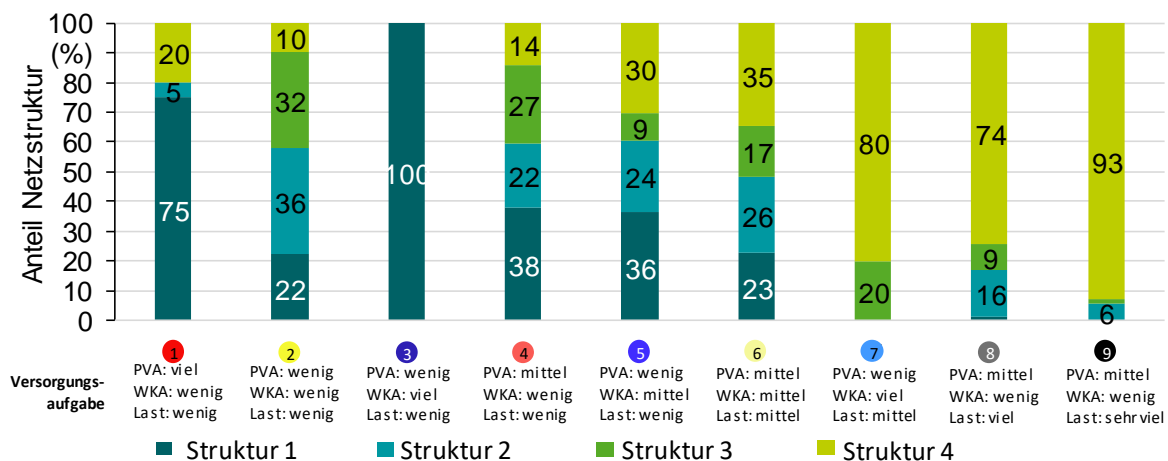
**Tabelle 2: Eigenschaften der Netzstrukturtypen**

		Netzeigenschaft						
		Leitungslänge Strom	Leitungslänge Gas	Verkabelung	Anschlussdichte	Stromverbrauch	MS/NS Trafoleistung	Vorkommen
Netzstrukturklasse	1	gering	gering	gering	gering (Schwerpunkt ND)	mittel	gering	hoch
	2	mittel (Schwerpunkt NS)	mittel (Schwerpunkt ND)	gering	hoch (Schwerpunkt NS)	mittel	gering	mittel
	3	mittel (Schwerpunkt NS)	mittel (Schwerpunkt ND)	mittel	mittel (Schwerpunkt MD)	hoch (Schwerpunkt NS)	mittel	mittel
	4	hoch	hoch (Schwerpunkt MD)	hoch	mittel (Schwerpunkt ND)	hoch (Schwerpunkt MS)	hoch	gering

Diese Gegenüberstellung lässt darauf schließen, dass Netzstruktur 1 aufgrund geringer Anschlussdichten und eines geringen Verkabelungsgrads eher ländliche Netze repräsentiert, wohingegen Netzstruktur 4 vornehmlich im städtischen Raum verortet werden kann, gekennzeichnet insbesondere durch den hohen Stromverbrauch und den hohen Verkabelungsgrad der Stromnetze.

Schließlich kann über den Gemeindegemeinschaftsschlüssel jede Netzstrukturklasse mit den entsprechenden Versorgungsaufgaben verschnitten werden. Damit wird jeder Gemeinde sowohl ein Cluster der Versorgungsaufgabe als auch eine (dominierende) Netzstrukturklasse zugeordnet. Es ergibt sich das in der folgenden Darstellung abgebildete Ergebnis.

Dargestellt in Abbildung 2 ist der Anteil der vier Netzstrukturen innerhalb einer jeden Versorgungsaufgabe. Beispielsweise weisen die Netze in 75 % aller Gemeinden der Versorgungsaufgabe 1 die Netzstruktur 1 auf. Diese Darstellung stellt heraus, dass eine eindeutige Zuordnung zwischen Netzstruktur und Versorgungsaufgabe nicht ohne weiteres möglich ist. Allerdings ist in den meisten Versorgungsaufgaben eine Netzstruktur dominant vertreten. Dieses Ergebnis wird im weiteren Verlauf der Auswahl repräsentativer realer Gas- und Stromnetzstrukturen zugrunde gelegt.



**Abbildung 2: Relative Aufteilung der Versorgungsaufgabe nach enthaltenen Netzstrukturtypen**

### Auswahl geeigneter realer Strom- und Gasnetzstrukturen

Auf Basis der Ergebnisse der Clusterung der Versorgungsaufgabe und der Netzstrukturen werden repräsentative reale Strom- und Gasnetzstrukturen ausgewählt. Ziel ist es, jede Versorgungsaufgabe und jede Netzstrukturklasse bei den Netzplanungen und Analysen untersuchen zu können. Versorgungsaufgabe 7 wird allerdings nicht weiter berücksichtigt, da der Anteil aller Gemeinden dieser Versorgungsaufgabe kleiner 1 % ist.

Für jede Versorgungsaufgabe werden innerhalb der dominanten Netzstruktur alle Gemeinden hinsichtlich der Güte bewertet, d.h. dass für jede Gemeinde die Abweichung zum Clustermittelpunkt bestimmt wird. Anschließend werden die Gemeinden entsprechend ihrer Güte ausgewählt und die Strom- und Gasnetzstrukturen in den nachfolgenden Arbeitspaketen verwendet. So ist sichergestellt, dass die ausgewählten Strukturen die höchste Allgemeingültigkeit bezogen auf die Versorgungsaufgabe und die Netzstrukturklasse besitzen. Ausnahme zur beschriebenen Methode stellt die Auswahl der größten untersuchten städtischen Gemeinde dar. Diese wird allerdings als Metropolregion zusätzlich in die Analysen aufgenommen. Auf Basis der Analyse der einzelnen Gemeinden werden die ermittelten Potenziale für Deutschland hochgerechnet.

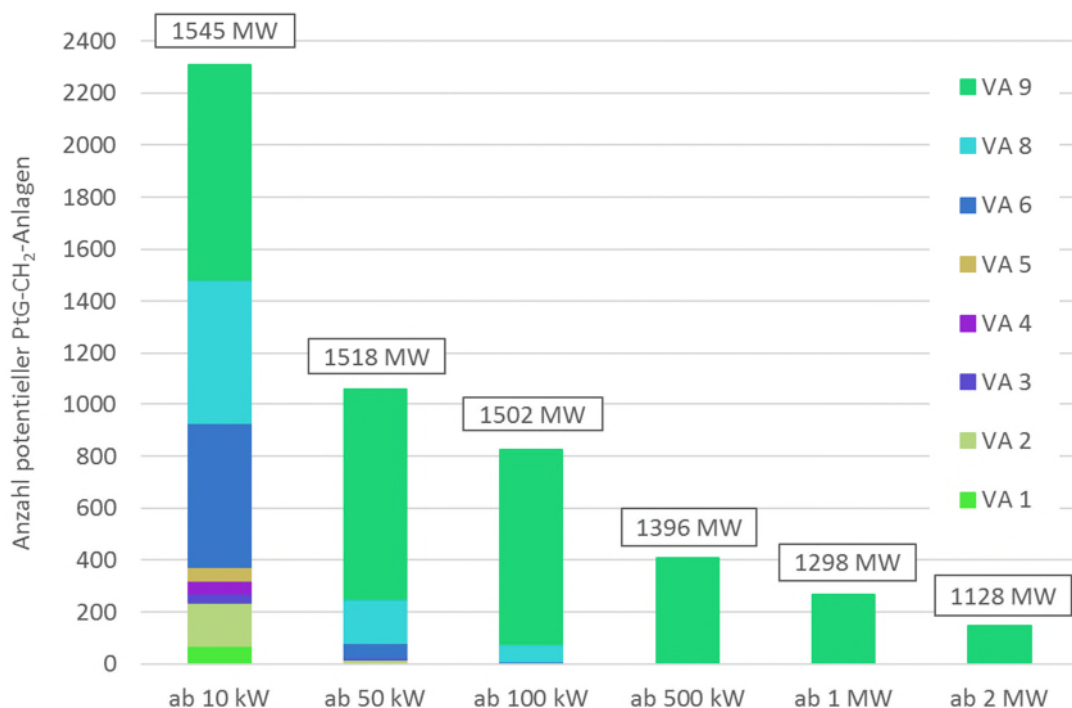
### Ermittlung des bundesweiten gasnetzseitigen Potenzials für PtG-H<sub>2</sub>

Die installierbaren Elektrolyseleistungen können durch ihre Fähigkeit, lastflexibel einsetzbar zu sein, dem Stromverteilungsnetz als Flexibilitätsoption angeboten werden und je nach lokalen Gegebenheiten im Fall koordinierter strom- und gasnetzseitiger Zielnetzplanung Stromnetzausbaubedarfe reduzieren. Begrenzt sind die Installationspotenziale im Wesentlichen durch die zulässige Wasserstoffbeimischungsgrenze in Gasverteilungsnetze, die in diesem Projekt mit 15 vol.-% angenommen wurde.

In Abbildung 3 ist die Anzahl möglicher PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen je Versorgungsaufgabe im Stützjahr 2015 dargestellt. Es wurde jeweils eine Anlage je Gemeinde angenommen, so dass Anlagen und Gemeinden hier synonym verstanden werden können. Dabei wurden verschiedene Mindestanlagengrößen berücksichtigt. Das Diagramm zeigt für jede Mindestanlagengröße die Anzahl der potentiellen Gemeinden bzw. dort an einem zentralen Einspeisepunkt wie der GDRA-Anlage installierbaren Elektrolyse-Anlagen. Das gestapelte Histogramm gibt darüber hinaus Aufschluss über die Anteile der Versorgungsaufgaben 1-9 innerhalb der Gesamtergebnisse. Bereits ab 500 kW installierbare Leistung verbleibt einzig

Versorgungsaufgabe 9 im Kreis der Gemeinden, in denen sich eine Wasserstoffeinspeisung anbietet. Hier wird der entscheidende Stellenwert eines ganzjährig hohen Gasvolumenstromes in den Verteilungsnetzen offenbar, der Grundvoraussetzung für eine Wasserstoffbeimischung ist. Am Beispiel der potentiellen Anlagenzahl ab 1 MW installierte Leistung lässt sich erkennen, dass das Ergebnis die potentiellen Anlagen um ca. 86 % von über 2.200 auf unter 300 Stück reduziert, dabei jedoch das Leistungspotenzial nur um ca. 26 % sinkt.

Im Verlauf der Stützjahre von 2015 bis 2050 fällt das maximale Leistungspotenzial von 1.545 auf 891 MW. Dies ist in dem geringeren angenommenen Gasbedarf in 2050 in beiden Szenariorahmen begründet.



**Abbildung 3: Anzahl möglicher PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.**

In der geografischen Verteilung weisen hauptsächlich Ballungsgebiete und Großstädte ein großes Potenzial für die Wasserstoffeinspeisung in Gasverteilungsnetze auf. Darüber hinaus sind im ostdeutschen Raum sowohl die Anzahl möglicher Anlagenstandorte als auch die insgesamt installierbare Leistung für PtG-H<sub>2</sub> Anlagen geringer als im westlichen Teil Deutschlands. Dies ist auf die geringere Besiedlung und den somit geringeren Gasbedarf der Verteilungsnetze in diesen Gemeinden zurückzuführen.

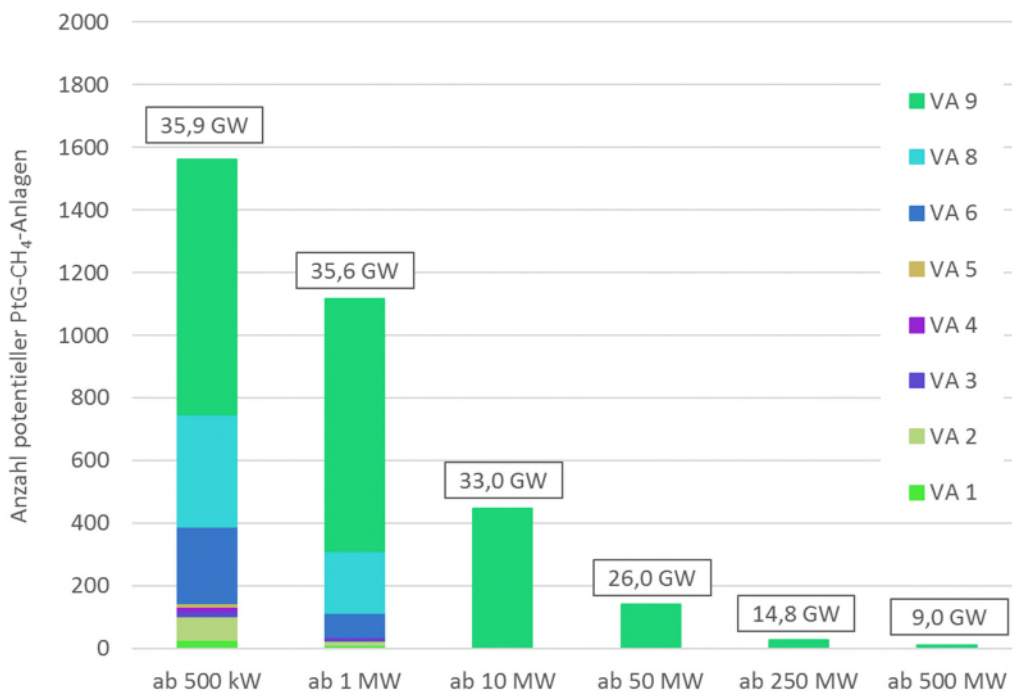
#### Ermittlung des bundesweiten gasnetzseitigen Potenzials für PtG-CH<sub>4</sub>

In der Abbildung 4 ist die Anzahl und die Leistung der potentiell installierbaren PtG-CH<sub>4</sub>-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands für das Stützjahr 2015 dargestellt. Es wurden unterschiedliche Mindestanlagengrößen gesetzt, beginnend mit 500 kW elektrischer Nennleistung. Ein Ausschluss der geringsten Leistungspotenziale führt in der Summe über das Bundesgebiet nicht zu einer deutlichen Reduktion der PtG-Potenziale, wie am Vergleich der ersten drei Datenpunkte für 500 kW, 1 MW und 10 MW abgelesen werden kann. Vielmehr führt die Einführung einer Mindestanlagengröße zu einer deutlichen Abnahme der potentiell zu installierenden Anlagen (von 1.562 über 1.118 auf 447 Stück) bei weitgehender Erhaltung

des Potenzials für die installierbare Leistung in der Größenordnung von 33 GW. Es wird deutlich, dass die Potenziale für PtG-CH<sub>4</sub>-Anlagen sowohl in Anzahl als auch in der gesamten Leistung deutlich über den jeweiligen Werten von PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen liegen.

Insgesamt verteilen sich die Installationspotenziale insbesondere auf die Nord-West-Region Deutschlands. Es schließen sich der Süden und weitere westliche Bundesländer an. Die östlichen Bundesländer verfügen über die geringsten Anzahlen geeigneter Gemeinden wie auch über die geringsten Installationspotenziale. Dennoch sind die Anlagenanzahl und die Gesamtleistungen deutlich höher als bei H<sub>2</sub>-Einspeisung, da hier das erzeugte Methan zu 100 % in die Netze eingespeist werden kann. Dadurch können unter Berücksichtigung der Mindestanlagengrößen in mehr Gemeinden Anlagen installiert werden.

Im zeitlichen Verlauf sinkt aufgrund des abnehmenden Gasbedarfs das Leistungspotenzial von 35,9 GW in 2015 (bei einer Mindestanlagengröße von 500 kW) auf 20,7 GW in 2050. Dies wird besonders in den ohnehin bereits geringer besiedelten und daher niedrigen Gasbedarf aufweisenden Regionen Deutschlands deutlich.



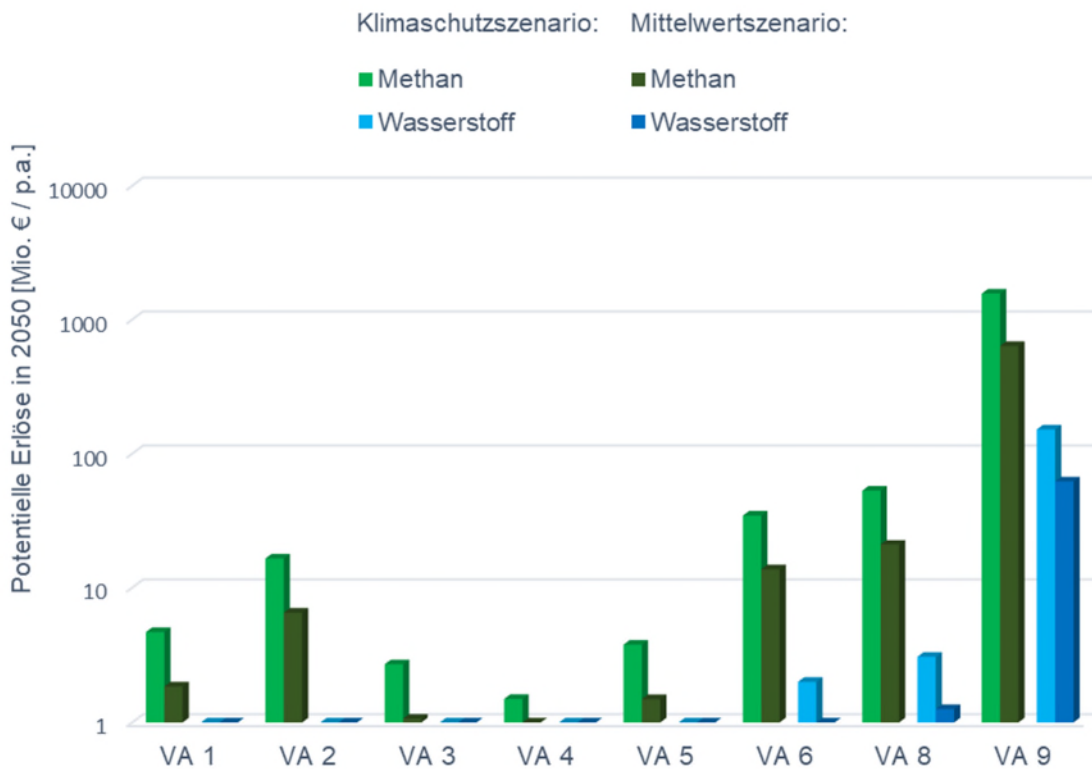
**Abbildung 4: Anzahl und Leistung möglicher PtG-CH<sub>4</sub>-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben**

### Bundesweite Erlös- und Netzausbaueinspar-Potenziale durch Power-to-Gas-Anlagen

Erlöspotenziale der Power-to-Gas-Anlagen sind in allen Regionen gegeben (hier dargestellt durch die Versorgungsaufgaben, siehe Abbildung 5). Die Annahmen zur Bestimmung der Erlöse sind dem DVGW-Parameterset zu entnehmen. Proportional zu steigendem Gasabsatz bzw. steigender PtG-Anlagenleistung und -auslastung erhöhen sich auch Erlöse durch den Absatz der PtG-Erzeugnisse Wasserstoff bzw. Methan in den untersuchten Clustern. Durch die jeweils geringere mögliche Anlagenleistung fallen die Erlösmöglichkeiten bei PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen geringer aus. Durch höhere Volllaststunden der PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen können höhere Deckungsanteile der Erlöse an den Anlagenkosten erreicht werden. Die Erlöspotenziale könnten durch höhere erzielbare Marktpreise deutlich höher ausfallen. Zudem könnte fossiles Erdgas zukünftig mit CO<sub>2</sub>-Einsparungen belastet werden, wodurch die durch PtGA erzeugten



„Biogase“ im Vergleich wirtschaftlicher wären. Ebenso könnte bei den Endverbrauchern eine höhere „Willingness-to-Pay“ für klimaneutrale Brennstoffe vorliegen<sup>2</sup>.



**Abbildung 5: Potentielle jährliche Erlöse im Jahr 2050 für die PtG-Erzeugnisse Methan (Grüntöne) und Wasserstoff (Blautöne) jeweils im Klimaschutzenszenario und im Mittelwertszenario in Mio. €.**

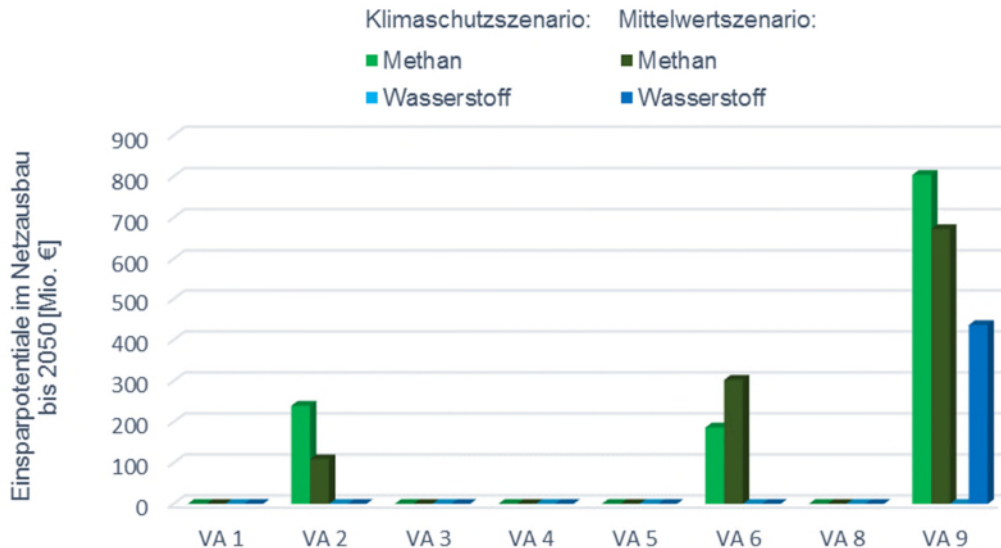
Zur Hebung des Einsparungspotenzials von Netzausbaukosten einer Gemeinde bzw. eines Mittelspannungsnetzes ist die Erfüllung mehrerer Kriterien notwendig. Im betrachteten Netzgebiet muss ein stromnetzseitiger Netzausbaubedarf, hervorgerufen durch Stromerzeugungsanlagen, vorhanden sein, der durch die steuerbare Stromnachfrage von PtGA beeinflusst werden kann. PtGA müssen im Netz so positionierbar sein, dass die stromseitige Last der PtGA in der Nähe von Grenzwertverletzungen, beispielsweise einer Verletzung des zulässigen Spannungsbands, wirkt. Mit der Positionierung von PtGA am Standort von Gasdruckregelanlagen ist diese Voraussetzung allerdings oftmals nicht oder nur teilweise erfüllt. Daneben muss die elektrische PtG-Anlagenleistung ausreichen, damit der Anlageneinsatz Einfluss auf zu treffenden Netzausbaumaßnahmen hat. Dies ist bei PtG-Anlagen, die direkt Wasserstoff erzeugen und ins Gasnetz einspeisen aufgrund der vorhandenen Restriktionen (Toleranzgrenze der Wasserstoffbeimischung) häufig nicht der Fall.

Es gibt jedoch mehrere Versorgungsaufgaben-Netzstruktur-Kombinationen, in denen durch den Einsatz von PtG-Anlagen Netzausbaukosten gespart werden können (siehe Abbildung 6). Unter Berücksichtigung von PtG-Anlagenkosten und -Erlösen gibt es zudem einige Gemeinden, in denen der Einsatz von PtG-Anlagen gegenüber dem konventionellen Netzausbau insgesamt kostengünstiger ist. Dieses Ergebnis zeigt sich jedoch nur unter den

<sup>2</sup> Dies wird zum Beispiel im aktuell laufenden EU-Projekt „STORE&GO“ untersucht.

Randbedingungen des Mittelwertszenarios aufgrund der darin angenommenen höheren verbleibenden Gasbedarfen und geringeren installierten EE-Anlagenleistungen.

Die Ersparnispotenziale beim Stromnetzausbau summieren sich für alle Versorgungsaufgaben auf maximal 1,23 Mrd. € im Klimaschutzscenario (1,084 Mrd. € im Mittelwertszenario). Sie können bis zum Zieljahr 2050 insgesamt erzielt werden.



**Abbildung 6 Hochgerechnete Einsparpotenziale beim Stromnetzausbau bis zum Jahr 2050 durch den Einsatz von Anlagen des Typs PtG-CH<sub>4</sub> (Grüntöne) und PtG-H<sub>2</sub> (Blautöne) jeweils im Klimaschutzscenario und Mittelwertszenario in Mio. €.**

### Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse der Studie zur Kopplung des Strom- und Gasnetzes auf Mittelspannungs- und Mitteldruck-/Niederdruckebene zeigen zum Teil eine große Diskrepanz zwischen dem stromseitigen Flexibilitätsbedarf auf der einen Seite und den gasseitigen Einspeisekapazitäten für EE-Gase andererseits auf. Zwei wesentliche Gründe sind dabei zu nennen:

1. Mismatch der Versorgungsaufgaben auf der untersuchten Bilanzenebene der Gemeinden: Eine hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien trifft in der Regel lokal auf einen geringen Gasabsatz. Ländliche Gebiete mit hohen EE-Potenzialen weisen typischerweise geringe Gasbedarfe auf, während die großen Städte auch zukünftig keine nennenswerten EE-Potenziale besitzen. Daraus resultiert in dieser Studie insbesondere für den Fall der Wasserstoffeinspeisung unter der Annahme einer 15 Vol.-% Beimischung eine geringe Aufnahmefähigkeit der Gasnetze und dementsprechend eine teilweise sehr geringe PtG-Anlagenleistung. Insbesondere bei PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen liegt die elektrische Leistung teilweise unter 50 kW. Durch die geringe installierte Leistung der PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen können diese die Netzbelastung nicht signifikant beeinflussen und bieten somit einen geringen planerischen Mehrwert.
2. Eingeschränkte Standortauswahl für Power-to-Gas-Anlagen: Die tatsächliche Kopplung der beiden Systeme erfolgt im Rahmen dieser Studie nur am Ort (oder in unmittelbarer Nähe) von Gasdruckregelanlagen. Auf diese Weise wird die Aufnahme des Gasnetzes für PtG-Gase maximiert, da an Gasdruckregelanlagen im Vergleich zu einzelnen Leitungen im Ortsnetz ein höherer Volumenstrom vorliegt. Diese Standorte sind allerdings in einigen Beispielregionen für die Stromnetze geographisch ungünstig

positioniert, sodass kein positiver Einfluss einer Sektorenkopplung durch Power-to-Gas auf den konkreten lokalen Problemort des Stromnetzes gegeben ist.

Um die genannten Hemmnisse abbauen oder verringern zu können, entsteht Handlungsbedarf:

Auf Seiten der **Netzbetreiber** sollte die Planung zur Umgestaltung der Strom- und Gasnetze zukünftig unter der Prämisse einer spartenübergreifenden Netzplanung so erfolgen, dass eine Kopplung der Netze über entsprechende Kopplungselemente und somit eine optimierte und mittel- bis langfristig flexible und zukunftssichere Lösung ermöglicht wird. Dazu muss eine abgestimmte Zielnetzplanung für die Energienetze mit dem Ziel erfolgen, dass die Potenziale zur Einspeisung von Wasserstoff und Methan sowie zur Lastverschiebung an den Stellen im Gasnetz bereitgestellt und ggf. erhöht werden, an welchen stromseitig der entsprechende Bedarf besteht. Nur so lässt sich das beschriebene Standortproblem lösen beziehungsweise abschwächen.

Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass eine Kopplung auf der Nieder- und Mitteldruckebene oftmals signifikante Einschränkungen für PtG-Anlagenleistungen bedeutet. Daher sollte bei der Planung mit PtG-Anlagen eine gemeindeübergreifende Betrachtung angestrebt werden, sodass ein optimierter Verknüpfungspunkt gefunden und so das Einspeisepotenzial ins Gasnetz deutlich erhöht werden kann.

Nach wie vor sind die **technischen Rahmenbedingungen** derart anzupassen, dass höhere Wasserstoffkonzentrationen zugelassen werden können. PtG-Anlagen ohne nachgeschaltete Methanisierung benötigen keine lokale CO<sub>2</sub>-Quelle und verfügen über hohe Umwandlungswirkungsgrade. Jedoch drohen sie zukünftig durch eine geringe zulässige Wasserstoffkonzentration auf geringe Einsatzzeiten zu kommen und demzufolge geringe Chancen auf wirtschaftlichen Betrieb zu entwickeln.

Zudem ist **politisches Engagement** erforderlich, um ein attraktives Marktumfeld zum Einsatz von PtG-Anlagen zu schaffen. Das ist insbesondere deswegen der Fall, da die Kopplung von Strom- und Gasnetzen eine Langzeitspeicherung für erneuerbare Energie ermöglicht, die derzeit monetär nicht zu bewerten ist. Die Ergebnisse dieser Studie haben gezeigt, dass in zwei Beispielregionen (repräsentativ für ca. 53 % aller Gemeinden) ein Einsatz zur Reduzierung des Stromnetzausbaus sinnvoll ist, allerdings nicht genügend Erlöse im derzeitigen Marktumfeld generiert werden können, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu gewährleisten. Aktuelle Forschungsvorhaben wie das DVGW-Forschungsprojekt SMARAGD oder das EU-Projekt STORE&GO arbeiten auf dem Gebiet eines zu entwickelnden Rechtsrahmens für erneuerbare Gase aus Power-to-Gas-Prozessen konkrete Handlungsempfehlungen auf Bundes- [3] bzw. europäischer Ebene heraus [4].

Bei weiteren **Forschungsvorhaben** zur Analyse des Potenzials von PtG-Anlagen sollte darüber hinaus eine höhere Betrachtungsebene gewählt werden (Hochspannungs- und Hochdruckebene), um die flächendeckend optimale Verknüpfungsebene zwischen Strom- und Gasnetz zu identifizieren