

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/352878130>

# Der Beitrag von Biomethan und synthetischem Methan zu einem Energiewende-kompatiblen Gassektor

Conference Paper · July 2021

DOI: 10.18453/rosdok\_id00003024

CITATIONS

0

READS

124

4 authors:



**Patrick Matschoss**

Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme

33 PUBLICATIONS 1,597 CITATIONS

SEE PROFILE



**Bernhard Wern**

IZES gGmbH

31 PUBLICATIONS 50 CITATIONS

SEE PROFILE



**Juri Horst**

IZES gGmbH - Institut für ZukunftsEnergieSysteme

23 PUBLICATIONS 77 CITATIONS

SEE PROFILE



**Yue Zheng**

IZES gGmbH

3 PUBLICATIONS 1 CITATION

SEE PROFILE

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsredu-zierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen [View project](#)



Heat Map Luxembourg [View project](#)

## Der Beitrag von Biomethan und synthetischem Methan zu einem Energiewende-kompatiblen Gassektor

**Zusammenfassung:** Mit dem Fortschreiten der Energiewende wird generell die Rolle des Gassektors und speziell die Rolle grüner Gase zunehmend kontrovers diskutiert. Das vorliegende Papier erweitert eine Meta-Analyse aus Matschoss et al. (2020) über die Bedeutung von Biomethan und synthetischem Methan in Energiesystemmodellen mit -95 % THG-Reduktion. In Matschoss et al. (2020) lag der Schwerpunkt auf dem Jahr 2030 mit einem Ausblick auf 2050. Im vorliegenden Papier werden nun zusätzliche Szenarien sowie grüner Wasserstoff in die Analyse aufgenommen. Es zeigt sich, dass auch im Jahr 2050 grüne Gase trotz einer stärkeren Elektrifizierung noch eine gewisse Rolle spielen werden. Die größte Rolle unter den grünen Gasen spielt grüner Wasserstoff, Biomethan die geringste, während synthetisches Methan dazwischen liegt. Die Ergebnisse in den Szenarien mit hohen Beiträgen durch grünen Wasserstoff und synthetisches Methan beruhen auf den Annahmen hoher Importanteile und großskaliger Verfügbarkeit von Direct Air Capture (DAC). Diese „wild-card“-Funktion von insb. DAC-basiertem importiertem synthetischem Methan stellt einerseits ein Risiko dar. Andererseits steigt in dem Maße, in dem diese Gase nicht zur Verfügung stehen, die Bedeutung und Wertigkeit von Biomethan und dessen biobasiertem CO<sub>2</sub>.

**Abstract:** As the energy transition progresses, the role of the gas sector in general and the role of green gases in particular has become increasingly controversial. The present paper extends a meta-analysis from Matschoss et al. (2020) on the importance of biomethane and synthetic methane in energy system models with -95% GHG reduction. Matschoss et al. (2020) focused on the year 2030 and provided an outlook for 2050. In the present paper, additional scenarios and green hydrogen have now been included in the analysis. It has been shown that green gases will still play a certain role in 2050, despite greater electrification. Among the green gases, green hydrogen plays the greatest role and biomethane plays the least, while synthetic methane lies in between. The results in the scenarios with high contributions from green hydrogen and synthetic methane are based on the assumptions of high import shares and large-scale availability of direct air capture (DAC). This "wild card" function of especially DAC-based imported synthetic methane represents a risk on the one hand. On the other hand, the importance and value synthetic methane of biomethane and its bio-based CO<sub>2</sub> increases to the extent that the other gases are not available.

### Einleitung und Hintergrund

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien (EE) ist die deutsche Energiewende in den späten 2010er Jahren in eine neue Phase getreten (Merten et al.

2018, S. 795). Zusätzlich zu den Fragen der Dekarbonisierung des Stromsektors (vgl. auch Hauser und Wern 2016) sind Fragen der EE-Integration in das weitergefasste Energiesystem, d.h. in Wärme und Verkehr, stärker in den Mittelpunkt gerückt. Damit gewinnen auch die Sektorenkopplung und die Defossilisierung des Gassektors an Bedeutung (Wietschel et al. 2019; Wachsmuth et al. 2019). Letzteres ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass gasförmige Energieträger für bestimmte Anwendungen besser geeignet sind als erneuerbare Elektrizität. Dazu zählen sog. hochkalorische Anwendungen wie Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr sowie die Bereitstellung von Prozessenergie im mittleren bis hohen Temperaturbereich (BMW 2016, Trend 8). Auch die saisonale Speicherung großer Energiemengen ist abgesehen von Gas nur mit Pumpspeicherverken mit großen Stauseen mit natürlichen Zufluss möglich (Bauknecht et al. 2016, S. 49-51; Peek und Diels 2016, S. 100).

So ist – nach einer anfänglichen Phase des „all-electric“ in der Energiewende – die Frage nach der (systemisch sinnvollen) Rolle eines auf EE basierenden Gassektors (grüne Gase) zunehmend in den Vordergrund gerückt (Definition grüne Gase s.u.). Die Klärung der Frage nach dem „sinnvollen Beitrag“ ist von einer Reihe von Faktoren abhängig. Den o.g. Anwendungs- und Speichermöglichkeiten und der Tatsache einer vorhandenen Infrastruktur steht die Frage nach dem Anpassungsbedarf letzterer gegenüber. D.h. welche Druckstufen werden zukünftig in welchem Ausmaß benötigt, welche Gase sollten welche Rolle spielen und welche (technischen und regulatorischen) Änderungsbedarfe z.B. an Gasnetzen (Stichwort „H<sub>2</sub>-readiness“) gehen damit einher (BMW 2019, S. 9-10; Wachsmuth et al. 2019, Abschn. 5.2; wiss. Dienste 2019, S. 4-8)? Spätestens seit der Veröffentlichung der nationalen Wasserstoffstrategie im Juni 2020 (Bundesregierung 2020) hat diese Diskussion einen starken politischen Schub erhalten.

Schließlich stellt sich die Frage nach dem Beitrag von Biogasanlagen (BGA) bzw. Gasaufbereitungs-/Methanisierungsanlagen (GAA) innerhalb der künftigen Versorgung mit grünen Gasen insgesamt. Zur Bewertung dieser Frage sind aus aktueller Sicht zwei Aspekte zu berücksichtigen: zum einen stellen diese Anlagen eine Infrastruktur dar, die unter bestimmten Umständen heute direkt erdgasfähiges grünes Methan zur Verfügung stellen könnte. Zum anderen läuft die Finanzierung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) für eine zunehmende Zahl von Anlagen im Laufe der 2020er Jahre aus („post-EEG-Anlagen“, „Ü20-Anlagen“), sodass deren Betreiber auf der Suche nach einem neuen Geschäftsmodell sind. So waren im Jahr 2018 insgesamt rund 10.400 BGA mit einer Kapazität von 5.000 MW<sub>el</sub> nach dem EEG registriert (Matschoss et al. 2019, Tabelle 1, S. 21), die 2018 insgesamt 52,8 TWh gasförmige Brennstoffe (inkl. Klär und Deponiegas) produzierten (BMW und AGEE-Stat 2020, eigene Berechnungen). Angesichts dieses Potenzials könnte bei richtiger Rahmensetzung die Methanisierung ein für die Energiewende sinnvolles Geschäftsmodell sein (Dotzauer et al. 2021).

Als auf EE basierende oder grüne gasförmige Kohlenwasserstoffe werden gasförmige Energieträger bezeichnet, deren Wasserstoff- und Kohlenstoffanteile aus nicht fossilen Quellen stammen. So besteht gemäß „Farbenlehre“ der nationalen Wasserstoffstrategie grüner Wasserstoff ( $e\text{-H}_2$ ) aus der Elektrolyse von Wasser unter Nutzung von EE-Strom. Demgegenüber basieren blauer und türkiser Wasserstoff auf fossilem Erdgas, wobei mit unterschiedlichen Verfahren  $\text{CO}_2$  abgetrennt und langfristig gespeichert wird.<sup>1</sup> (Bundesregierung 2020, Glosar). Daraus folgt, dass mit zwangsläufiger Nichtnutzbarkeit fossiler  $\text{CO}_2$ -Quellen grüne gasförmige Kohlewasserstoffe die Eigenschaft geschlossener  $\text{CO}_2$ -Kreisläufe besitzen (müssen). Diese Eigenschaft besitzt zum einen Biogas in BGA, welches zu 50-75 % Methan ( $\text{bio-CH}_4$ ) enthält und direkt aufbereitet in das Erdgasnetz gegeben werden kann. Weiterhin kann der andere Hauptbestandteil des Biogases – 25-45 %  $\text{CO}_2$  – mit  $e\text{-H}_2$  zur Reaktion gebracht werden, wodurch weiteres  $\text{bio-CH}_4$  entsteht. Schließlich sind – zumindest perspektivisch – weitere nicht-direkt-fossile  $\text{CO}_2$ -Quellen denkbar, wie z.B. die Gewinnung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC). Wird dieses elektrisch-chemisch hergestellte  $\text{CO}_2$  zur Reaktion mit  $e\text{-H}_2$  genutzt, entsteht elektro-chemisch hergestelltes Methan –  $e\text{-CH}_4$  (vgl. Matschoss et al. 2020, Fig. 1). Während  $\text{bio-}$  und  $e\text{-CH}_4$  unbegrenzt in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden können, liegt der zulässige Anteil an ( $e\text{-}$ ) $\text{H}_2$  zwischen 1-10 % (wiss. Dienste 2019), da die angeschlossenen Verbraucher (sicherheits-)technisch nicht auf höhere Wasserstoffanteile ausgelegt sind. Für die Gasnetze selbst sind teilweise  $\text{H}_2$ -Anteile von bis zu 50 % tolerierbar, ohne zu verspröden (Müller-Syring et al. 2013).

Um einen Beitrag zur Diskussion um die Rolle grüner Gase zu leisten, haben Matschoss et al. (2020) eine Potentialabschätzung für grüne Gase vorgenommen. Im Mittelpunkt stand der Vergleich zwischen einer bottom-up- und einer top-down Analyse für  $\text{bio-CH}_4$  für 2030. Im bottom-up-Ansatz wurde mittels GIS-Analyse der BGA-Bestand erfasst und der Teil segmentiert, der zur Clustering geeignet ist und nahe genug an einem geeigneten Einspeisepunkt des Gasnetzes liegt (geographisch-strukturelles Konversionspotential). Im Ergebnis eignen sich bis zum Jahr 2030 rund 22 % des BGA-Bestands zur Konversion, entsprechend 24,9 TWh  $\text{bio-CH}_4$ . Im top-down-Ansatz wurde hingegen eine Meta-Analyse der Energiesystemmodelle vorgenommen, die i) überhaupt quantitative Angaben zu  $\text{bio-CH}_4$  und  $e\text{-CH}_4$  machen und ii) mindestens ein THG-Reduktionsziel von 95 % ggü. 1990 haben (Potential aus der Systemperspektive). Im Ergebnis liegt das durchschnittliche  $\text{bio-CH}_4$ -Potential für 2030 bei 32,5 TWh (Spannweite: 11-54 TWh). Somit liegen die Ergebnisse der bottom-up und top-down Analyse für  $\text{bio-CH}_4$  im Jahr 2030 in derselben Größenordnung, obwohl unterschiedliche Methoden verwendet werden. Dies war das Hauptergebnis der sog. konsolidierten Potentialanalyse.

<sup>1</sup> Wasserstoff, der unter Nutzung fossiler Brennstoffe ohne CCS erzeugt wird, wird als „grau“ und derjenige, der unter Nutzung von Methanpyrolyse, bei der fester Kohlenstoff anstelle von  $\text{CO}_2$  entsteht, erzeugt wird, wird als „türkis“ bezeichnet.

Die Meta-Analyse 2030 wurde auch für e-CH<sub>4</sub> sowie für bio-CH<sub>4</sub> und e-CH<sub>4</sub> für 2050 durchgeführt, sodass das Papier einen Ausblick auf das Zieljahr der Energiewende gibt. Für bio-CH<sub>4</sub> liegt das durchschnittliche Potential für 2050 bei 60 TWh (Spannweite: 7-113 TWh). Für e-CH<sub>4</sub> liegt der Durchschnittswert für 2030 bei 41,5 TWh (Spannweite: 0-83 TWh) und für 2050 bei 342 TWh (Spannweite: 3-681). Hier wurde deutlich, dass die Werte für e-CH<sub>4</sub> vor allem in 2050 deutlich über denen für bio-CH<sub>4</sub> liegen und das gleichzeitig die genaue Herkunft des e-CH<sub>4</sub> in den Modellen eher unscharf zu sein scheint. So sind die Werte für e-CH<sub>4</sub> gerade in den Modellen besonders hoch, in denen – per Annahme – verstärkt auf Import und/oder noch unreife Technologien zur CO<sub>2</sub>-Gewinnung, wie z.B. DAC gesetzt wird.

## Erweiterte Meta-Analyse 2050

Als Komplement zum Vorgängerpapier fokussiert das vorliegende Papier ausschließlich auf eine erweiterte Meta-Analyse für das Jahr 2050<sup>2</sup>: Insbesondere wurden

- zusätzliche Szenarien,
- der Anteil des Gases an der Endenergie insgesamt
- Erdgas
- EE-basierter Wasserstoff (e-H<sub>2</sub>)

in die Analyse aufgenommen. Die früher genannten Auswahlkriterien gelten weiterhin (direkte oder zumindest erschließbare quantitative Angaben zu den Gasen, min 95 % THG-Reduktion bis 2050). Zunächst ist die Studie „klimaneutrales Deutschland“ (Prognos et al. 2020) hinzugekommen. Weiterhin wurden zwei Szenarien der Studie „MuSeKo“ (Fette et al. 2020) aufgenommen, die sich darin unterscheiden, dass das zweite Szenario von der kostenfreien CO<sub>2</sub>-Verfügbarkeit für die Methanisierung abstrahiert und 50 €/MWh annimmt. In der Meta-Analyse selbst ist für einen ersten Überblick die Bedeutung des Gassektors zum gesamten Energiesystem in Beziehung gesetzt. In dem Zuge wird auch kurz die Bedeutung des Erdgases in 2050 angerissen. Weiterhin wurde e-H<sub>2</sub> in die Analyse für alle Szenarien mit aufgenommen. Schließlich beschränkt sich die Analyse auf die energetischen Verwendungen der Gase, d.h. stoffliche Verwendungen wurden abgegrenzt, soweit dies aus den Studien hervorging. De facto nennt nur die Rodmap-Studie explizit (d.h. quantitativ) die stofflichen Erdgas- und e-H<sub>2</sub>-Bedarfe, die so herausgerechnet werden konnten (s.u.). So konnten die notwendigen Bedarfe an grünen Gasen für einen Übergang zur Bio-Ökonomie (Sturm und Banse 2021) in den Modellen nicht weiter betrachtet werden.

## Bedeutung des Gassektors in 2050

In Tab. 1 sind für die Szenarien, für die entsprechende Daten verfügbar waren, der Endenergieverbrauch (EEV) und die Menge aller Gase (d.h. e-H<sub>2</sub>, e-CH<sub>4</sub>,

<sup>2</sup> An einigen der im Vorgänger-Papier gezeigten Werte wurden geringe Korrekturen vorgenommen

bio-CH<sub>4</sub> und Erdgas) im Energiesystem dargestellt. Soweit abgrenzbar, wurden auch für die Gase die Endenergiebedarfe herangezogen, was aber nicht immer eindeutig aus den Studien hervorgeht. Die Roadmap-Studie macht keine Angaben zum EEV, weshalb sie in Tab. 1 nicht aufgeführt ist.

Tab. 1: Endenergieverbrauch und Anteile der Gase ausgewählter Szenarien

Studie/Szenario	Endenergieverbrauch (EEV) 2050	Alle Gase 2050	Anteil Gase am EEV
	TWh	TWh	%
KS95 (Repenning et al. 2015)	1108	147	13
RESCUE GreenLate (Purr et al. 2019)	1768	329	19
RESCUE GreenSupreme (Purr et al. 2019)	1056	136	13
Wege Referenz 95 % (Sterchele et al. 2020)	1899	301	16
Wege Beharrung 95 % (Sterchele et al. 2020)	2216	580	26
Wege Inakzeptanz 95 % (Sterchele et al. 2020)	1970	498	25
Wege Suffizienz 95 % (Sterchele et al. 2020)	1523	239	16
THGND (Benndorf et al. 2014)	1323	345	26
Klimaneutrales D (Prognos et al. 2020)	1582	322	20
MuSeKo THG95 (Fette et al. 2020)	1427	498	35
MuSeKo THG95-CO <sub>2</sub> -Kosten (Fette et al. 2020)	1427	460	32

Quelle: eigene Darstellung

Zunächst fällt die große Spanne der Endenergieverbräuche von 1.108-2.216 TWh/a auf, sodass zunächst wieder auf eine gewisse Unsicherheit bei der Vergleichbarkeit in den Studien hingewiesen werden muss. Dennoch lässt sich sagen, dass höhere EEV zum einen überwiegend in den neueren Studien zu finden sind, wie z.B. in der RESCUE-Studie (Purr et al. 2019), „Wege“-Studie (Sterchele et al. 2020) oder den neu aufgenommenen Studien „klimaneutrales D.“ (Prognos et al. 2020) und „MuSeKo“ (Fette et al. 2020), die häufig eine breitere sektorale Abdeckung (Wärme, Verkehr, Industrie) aufweisen. Zum anderen weisen in diesen Studien gerade die Szenarien einen höheren EEV auf, in denen Verzögerungen der Transformation abgebildet werden (Details s.u.). Diese Szenarien haben gleichzeitig vergleichsweise hohe Gasverbräuche bzw. -anteile, wie z. B. „RESCUE GreenLate“, „Wege Beharrung“ und „Wege Inakzeptanz“, d.h. hier ist der für das Prinzip „all-electric“ notwendige Strukturwandel am wenigsten umgesetzt. Insgesamt resultiert eine Spanne des Gasanteils am EEV von 13-35 %. Bei sieben von elf Studien liegt der Gasanteil zwischen 16 und 26 %. So ist anzumerken, dass auch für 2050 eine gewisse Rolle des Gassektors konstatiert werden kann.

## E-H<sub>2</sub>

Die Meta-Analyse für e-H<sub>2</sub> wurde zusätzlich (für alle Modelle) aufgenommen, weil es – wie oben beschrieben – als Vorprodukt für e-CH<sub>4</sub> und erneuerbare Kraftstoffe dient (Benndorf et al. 2014, 70, 114). Wie in Abb. 1 ersichtlich, ist die Spanne mit 0-524 TWh/a recht weit. Hier besteht eine Ähnlichkeit zu e-CH<sub>4</sub>, aber insgesamt ist e-H<sub>2</sub> das am meisten genutzte grüne Gas. Selbst wenn der Spitzenwert außer Acht gelassen wird, liegen die Werte im Jahr 2050 bei acht Szenarien bei über 200 bzw. über 300 TWh/a. Anteilig betrachtet liegen die Werte bei den Szenarien, die eine e-H<sub>2</sub>-Nutzung größer Null ausweisen, bis auf eine Ausnahme, zwischen 50-88 % der gesamten Gasnutzung. Dennoch stellt sich auch hier die Frage, inwieweit diese durch „echte Optimierung“ oder durch exogene Annahmen erreicht werden (vgl. Matschoss et al. 2020).

Obwohl Im Szenario THGND die zentrale Bedeutung von e-H<sub>2</sub> mehrfach hervorgehoben wird (Benndorf et al. 2014, S. 74), wird es gleichzeitig als „gleichrangig“ mit e-CH<sub>4</sub> bezeichnet (Benndorf et al. 2014, S. 231, Fn. CCV), weshalb der Gesamtbedarf für e-H<sub>2</sub> nicht ausgewiesen wird. Für die Werte des Szenario KS95 (Repenning et al. 2015) wird – wie schon in Matschoss et al. (2020) – wieder auf die Roadmap-Studie (Wachsmuth et al. 2019) zurückgegriffen, die auf KS95 basiert und hier mehr Rückschlüsse auf die Werte gezogen werden können, als in der Originalstudie selbst. Allerdings wird kein Wert für e-H<sub>2</sub> angegeben, für die anderen Gase schon (s.u.). In der Roadmap selbst werden im Szenario Roadmap 95 % H<sub>2</sub> hohe H<sub>2</sub>-Verbräuche in allen Sektoren sowie eine regionale Produktion und eigene H<sub>2</sub>-Netze angenommen. Weiterhin weist die Studie als einzige den stofflichen e-H<sub>2</sub>-Bedarf aus, der zur besseren Vergleichbarkeit abgezogen wurde, sodass der hier ausgewiesene Bedarf von 506 TWh/a resultiert (Wachsmuth et al. 2019, S. 112, 118-121). In allen Szenarien der „Wege“-Studie (Sterchele et al. 2020) sind hohe e-H<sub>2</sub>-Nutzungen (164-436 TWh/a) implementiert. Weiterhin weisen sie e-H<sub>2</sub>-Importe aus. So wird im Szenario „Inakzeptanz“ mit der höchsten e-H<sub>2</sub>-Nutzung ein geringerer Ausbau an Großinfrastrukturen (z.B. Übertragungsnetze) und Wind an Land angenommen. Dies führt im Rahmen der Optimierung des Modells zu kontinuierlich steigenden e-H<sub>2</sub>-Importmengen, sodass im Jahr 2050 290 der 436 TWh importiert werden. Im Szenario „Beharrung“ wird eine weiter vorherrschende Nutzung konventioneller Technologien (Heizungen, Autos mit Verbrennungsmotor) unterstellt, was zum zweithöchsten e-H<sub>2</sub>-Bedarf von 290 TWh im Jahr 2050 führt, wovon 150 TWh importiert werden. In diesem Szenario steigt der Import zwischenzeitliche auf 210 TWh/a in den Jahren 2043-2044 (Sterchele et al. 2020, Abb. 12, S. 33). Die Nutzung von e-H<sub>2</sub> in der neu hinzugefügten Studie „klimaneutrales D.“ liegt mit 268 TWh/a im Mittelfeld. Die e-H<sub>2</sub>-Bedarfe der neu hinzugefügten Szenarien „MuSeKo THG95“ und „MuSeKo THG95-CO<sub>2</sub>-Kosten“ (Fette et al. 2020) liegen mit 340 und 320 TWh/a<sup>3</sup> im oberen Bereich. Im letzten Szenario werden – als einzigem der vorliegenden Szenarios – explizit Bereitstellungskosten für CO<sub>2</sub> in der Herstellung von e-CH<sub>4</sub> angenommen. In der Folge sinkt der Bedarf

<sup>3</sup> Kommunikation mit Autor:in 9.4.21

an e-CH<sub>4</sub> und damit auch an e-H<sub>2</sub> als Vorprodukt. An dieser Stelle ist generell anzumerken, dass in den Studien (und deren Szenarien) nicht immer klar abgegrenzt ist, ob die ausgewiesene e-H<sub>2</sub>-Bedarfe auch Anteile enthalten, die in die Produktion von e-CH<sub>4</sub> eingehen.

## Bio-CH<sub>4</sub>

Die zuvor angegebene Spannbreite für das Jahr 2050 von 7-113 TWh/a ist das Resultat einer sinkenden bio-CH<sub>4</sub>-Nutzung über die Zeit, da in den meisten Szenarien eine Beschränkung auf biogene Reststoffe (Auslaufen der NawaRo-Nutzung) und/oder ein nahezu völliges Auslaufen der Biogasnutzung angenommen wird (Matschoss et al. 2020). Wird der Wert des Szenarios „Wege Beharung“ (Sterchele et al. 2020), der deutlich über allen anderen liegt, außer Acht gelassen, liegt die Spanne bei 7-40 TWh/a (vgl. Abb. 1).

Der Wert des neu aufgenommenen Szenarios „klimaneutrales D.“ von 50 TWh/a liegt somit innerhalb der zuvor angegebenen Spanne bzw. leicht darüber, wenn der Spitzenwert weggelassen wird. Auch dieser Wert bedeutet eine sinkende bio-CH<sub>4</sub>-Nutzung, die allerdings mit zukünftig mangelnder Infrastruktur zur Einspeisung durch „rapiden Abbau von Erdgasnutzungen“ und einer Verschiebung hin zur Nutzung fester Biomasse begründet wird (Prognos et al. 2020, S. 115). Die Werte der beiden MuSeKo-Szenarien von 27 bzw. 32 TWh/a<sup>4</sup> liegen nochmals darunter (Fette et al. 2020, S. 76). Mit kleineren Korrekturen der alten Werte entspricht die neue Spanne 4-113 bzw. 4-50 TWh/a (Auslassung des höchsten Wertes). Bei acht der 13 Szenarien liegt der Wert zwischen 25 und 50 TWh/a. Anteilig betrachtet macht die bio-CH<sub>4</sub>-Nutzung in neun Szenarien unter 10 % des gesamten Gassektors aus. In vier weiteren liegt sie zwischen 11-20 % und der „Spitzenreiter“ bei 29 %.

## E-CH<sub>4</sub>

Für e-CH<sub>4</sub> liegt die zuvor angegebene Spannbreite für das Jahr 2050 bei 3-683 TWh/a (Matschoss et al. 2020). Wird der Wert des Szenarios „Roadmap 95 %-E-Methan“ (Wachsmuth et al. 2019), der mit Abstand am höchsten ist, außer Acht gelassen, verringert sich die Spanne auf 3-306 TWh/a (siehe Abb. 1). Im „Mittelfeld“ befinden sich sieben Szenarien, bei denen die Werte zwischen 73 und 136 TWh/a liegen. Bezogen auf die Anteile des gesamten Gassektors liegt die e-CH<sub>4</sub>-Nutzung in vier Szenarien bei unter 10 %, während sie in den beiden „Spitzenreitern“ bei 97 % bzw. 89 % liegt. Das „Mittelfeld“ liegen sieben zwischen 13-26 %. Wie oben erwähnt, enthält der e-CH<sub>4</sub>-Wert der Studie THGND auch Anteile für e-H<sub>2</sub>.

Der Wert des neu aufgenommenen Szenarios „klimaneutrales D.“ von 4 TWh/a gehört somit zu den Niedrigsten. Weiterhin wird in der Studie nicht deutlich,

---

<sup>4</sup> Kommunikation mit Autor:in 9.4.21



inwiefern nicht ausgewiesenes Methan als Vorprodukt in die PtL-Produktion ein- geht. Schließlich hat das Szenario – ähnlich dem Szenario „Wege Inakzeptanz“ (Sterchele et al. 2020) – einen starken Fokus auf e-H<sub>2</sub> (s.o.), was ein weiterer Grund für den niedrigen Wert sein kann. Die Werte der beiden MuSeKo-Szena- rien von 131 TWh/a (MuSeKo THG95) und 106 TWh/a (MuSeKo THG95-CO<sub>2</sub>- Kosten) liegen dafür deutlicher innerhalb der zuvor angegebenen Spannweite. An dieser Studie ist hervorzuheben, dass sie als einzige die Kosten der CO<sub>2</sub>-Ver- fügbarkeit für e-CH<sub>4</sub> explizit adressiert. So geht das Szenario „THG95-CO<sub>2</sub>-Kos- ten“ von 50 €/t CO<sub>2</sub> aus, wodurch die e-CH<sub>4</sub>-Produktion auf den genannten Wert (d.h. um knapp 20 %) sinkt (Fette et al. 2020, S. 120). Wie bereits in Matschoss et al. (2020) erwähnt, wird die Frage der CO<sub>2</sub>-Verfügbarkeit – d.h. weder zu wel- chen Kosten noch mit welcher Technologie / Quelle (biologisch? DAC?) CO<sub>2</sub> ver- fügbar gemacht werden soll – praktisch nicht thematisiert.

## Erdgas

Schließlich weisen sieben von 13 Szenarien in 2050 noch Erdgaseinsätze aus, wenn auch überwiegend in geringen Mengen (s. Abb. 1). Die Spanne der Sze- narien, die noch Erdgas nutzen, reicht von 6-99 TWh/a. Die Roadmap-Studie (Wachsmuth et al. 2019, S. 118-120) weist als einzige die stofflichen Erdgasver- bräuche separat aus, sodass diese in den Szenarien herausgerechnet werden konnten. Bei den anderen Studien konnten keine Aussagen zu stofflichen Ver- bräuchen gefunden werden. In sieben Szenarien wird der Erdgasverbrauch mit Null angegeben. Wird der Spitzenwert außer Acht gelassen, liegen die Verbräu- che der fünf anderen Szenarien zwischen 6 und 27 TWh.

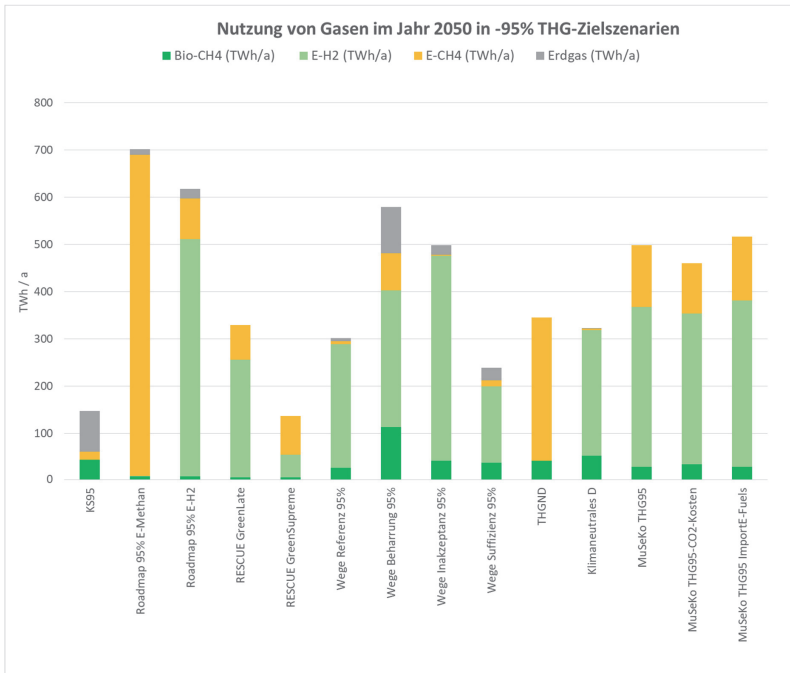


Abb. 1: Nutzung von Gasen in 2050 in -95 % THG-Zielszenarien; Quelle: eigene Darstellung

## Diskussion

Die Betrachtung der einzelnen Gase zeigt, dass e-H<sub>2</sub> in den meisten Szenarien die höchsten Grüngas-Nutzungen aufweist. Da e-H<sub>2</sub> die Basis der meisten anderen Gase und synthetischen Kraftstoffe bildet („Mutter aller grünen Gase“), erscheint dies folgerichtig. Auch für e-CH<sub>4</sub> steigen die Nutzungen in den Modellen über die Zeit stark an und die Spanne ist im Jahr 2050 am weitesten. Insgesamt liegen die Werte aber niedriger als für e-H<sub>2</sub>. Für beide Gase gilt, dass in den Szenarien mit hohen Beiträgen i.d.R. auch von Importen für wenigsten einen Teil der Mengen ausgegangen wird und bei e-CH<sub>4</sub> häufig die Nutzung von DAC zu Grunde liegt. Hier sei nochmal betont, dass aus den Studien nicht immer eindeutig hervorgeht, inwiefern e-H<sub>2</sub> als Vorprodukt für e-CH<sub>4</sub> oder beide als Vorprodukt im stofflichen Einsatz verwendet werden und inwieweit dies (unterschiedlich) abgegrenzt ist<sup>5</sup>. Für bio-CH<sub>4</sub> schließlich gilt nach wie vor, dass die meisten Szenarien einen signifikanten Rückgang über die Zeit vorsehen. Dies wird mit einem verstärkten Rückgang von Anbaubiomasse und der Beschränkung auf Reststoffe begründet. Dies ändert sich auch nicht durch die neu hinzugekommenen Studien. So sind die bio-CH<sub>4</sub>-Nutzungen im Jahr 2050 geringer als die der anderen grünen Gase.

<sup>5</sup> Im Rahmen der Studie konnte kein Kontakt zu allen Autor:innen-Teams aufgenommen werden.

Trotz eines allgemeinen Trends zur Elektrifizierung des Energiesystems spielt der Gassektor noch eine gewisse Rolle. Allerdings wird die veränderte Nutzungsstruktur der Gase auch mit einer veränderten Infrastruktur einhergehen. In einigen Studien wird dies thematisiert. Da e-H<sub>2</sub> nur bis zu einem gewissen Grad in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, sehen einige Studien die Umwidmung von Teilen des Erdgasnetzes zu einer reinen Wasserstoffinfrastruktur vor. Ein anderer Teil des e-H<sub>2</sub> wird vor Ort in der e-CH<sub>4</sub>- oder bio-CH<sub>4</sub>-Produktion eingesetzt und so in das „konventionelle“ Erdgasnetz eingespeist. Insgesamt wird von deutlich geringeren Mengen an CH<sub>4</sub> ausgegangen, sodass vor allem Teile der Verteilnetzinfrasturktur (untere Druckstufen) zurückgehen und das Gasnetz vorwiegend in der Transportnetzebene genutzt wird. (Wachsmuth et al. 2019; Prognos et al. 2020; Fette et al. 2020).

Der letzte Punkt wird zukünftig für die praktische Umsetzung von Projekten zur bio-CH<sub>4</sub>-Produktion entscheidend sein: Wo stehen passende Gas-Infrastrukturen für GAA zur Verfügung? D.h. an welchen Standorten können GAA zukünftig noch in passende Druckstufen des Gasnetzes einspeisen? Das Vorgänger-Papier hatte in der bottom-up-Analyse eine erste Antwort für 2030 vorgestellt. Diese ging – aufgrund des Zeithorizonts – allerdings vom vorhandenen BGA-Park und vorhandener Gasinfrastruktur aus. Für 2050 ist beides nicht mehr fix. Dies kann Chance und Problem zugleich sein. Nun sind die Standorte etwaiger GAA einerseits durch landwirtschaftliche Notwendigkeiten (Substratzufuhr) determiniert. Andererseits spielen die Produktionskosten und der Wert des Produkts (bio-CH<sub>4</sub>) im Vergleich zu den anderen grünen Gasen auch eine Rolle. Bisher erscheinen die Potentiale im Vergleich gering (die Frage, ob die in den meisten Szenarien angenommene reine Reststoffnutzung oder eine ökologischere Nutzung von Anbaubiomasse der richtige Weg ist, soll an dieser Stelle nicht betrachtet werden). Anders herum betrachtet erscheinen die Potentiale der e-CH<sub>4</sub>-Nutzung recht hoch bzw. unsicher. Eine Reihe von Szenarien geht von der Annahme einer hohen Nutzung noch unerprobter Technologien, d.h. von DAC und dem Import DAC-produzierten e-CH<sub>4</sub> aus. Wie erwähnt, hat nur ein Szenario die CO<sub>2</sub>-Kosten für e-CH<sub>4</sub> überhaupt explizit berücksichtigt. Sollten sich die optimistischen Kostenschätzungen für DAC – und damit die hohen e-CH<sub>4</sub>-Szenarien – als falsch herausstellen, steigt die Wertigkeit des biogenen CO<sub>2</sub> und damit von bio-CH<sub>4</sub> in dem Sinne, dass „grünes CH<sub>4</sub>“ insgesamt wertvoller wird. Mit Blick auf die Ansiedlung von GAA-Projekten oder den Erhalt von Gasinfrastrukturen zum Anschluss entsprechender Anlagen könnten dann Projekte wirtschaftlich werden, für die das vorher nicht der Fall war. Insgesamt besteht hier noch eine Reihe von Forschungsbedarfen: dies betrifft einerseits die bessere Potentialanalyse der Szenarien mit E-CH<sub>4</sub> sowie Abschätzung der Lernkurven und andererseits Bedarf an technischer Forschung für DAC. Ansonsten steigt das Risiko, dass e-CH<sub>4</sub> in den Modellen eine Art Platzhalter-Funktion einnimmt („wild card“) und die Technologie schlimmstenfalls nicht im erwarteten großskaligen Maße zur Verfügung steht.

## Ergebnis

Das vorliegende Papier erweitert eine Meta-Analyse über die Bedeutung von Biomethan ( $\text{bio-CH}_4$ ) und synthetischem Methan ( $\text{e-CH}_4$ ) in Energiesystemmodellen mit -95% THG-Reduktion von Matschoss et al. (2020). Das Vorgänger-Papier hatte den Schwerpunkt auf dem Jahr 2030 und gab einen Ausblick auf 2050. Im vorliegenden Papier wurden nun zusätzliche Szenarien, grüner Wasserstoff ( $\text{e-H}_2$ ) und Erdgas in die Analyse aufgenommen sowie der Gassektor in seiner Gesamtheit und speziell die Rolle von  $\text{bio-CH}_4$  im Jahr 2050 betrachtet. Wie im Vorgänger-Papier lag der Fokus aufgrund besserer Datenverfügbarkeit auf Endenergie und nur auf Energie (ohne stoffliche Nutzung). Es sei noch einmal auf die Unsicherheiten der Meta-Analyse hingewiesen. Es wurden Studien verwendet, die entweder explizite oder implizite Angaben zu den grünen Gasen machten. Im letzten Fall mussten diese aus den Studien abgeleitet werden. Trotz größter Mühe, Vergleichbarkeit herzustellen, sind sektorale Abgrenzungen, Abgrenzungen für Vorleistungen etc. nicht immer eindeutig oder explizit anders (vgl. Studie THGND oben).

Es zeigt sich, dass auch im Jahr 2050, wenn die Energiewende „vollzogen“ sein soll, grüne Gase trotz einer stärkeren Elektrifizierung noch eine gewisse Rolle spielen werden. Zum Teil mag dies mit dem Untersuchungsgegenstand und der entsprechenden Auswahl der Modelle begründet sein. Andererseits gibt es kaum entsprechende Reduktionsszenarien, die auf die Abbildung grüner Gase völlig verzichten, auch wenn die Detailtiefe für die vorliegende Untersuchung häufig unzureichend war (Matschoss et al. 2020, Anhang).

Insgesamt spielt  $\text{e-H}_2$  die größte Rolle unter den grünen Gasen und  $\text{bio-CH}_4$  die geringste Rolle und  $\text{e-CH}_4$  liegt – trotz einer hohen Spanne zwischen den Szenarien – insgesamt dazwischen. Weiterhin erscheinen die Ergebnisse für  $\text{e-CH}_4$  am unsichersten, was wiederum Rückwirkungen auf die spätere  $\text{bio-CH}_4$ -Nutzung haben kann. Einerseits dienen Modelle dazu, den systemisch sinnvollen Beitrag zu ergründen. Andererseits sind Ergebnisse auch immer annahmegetrieben. So wird gerade in den Szenarien mit hohen Beiträgen von  $\text{e-H}_2$  und  $\text{e-CH}_4$  von relevanten Importanteilen ausgegangen. Bei letzterem wird zudem die großskalige Verfügbarkeit von DAC angenommen und die Kosten der  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung werden fast nie explizit modelliert bzw. (bis auf eine Ausnahme) in Szenario-Varianten untersucht. Diese „wild-card“-Funktion von DAC-basiertem importiertem  $\text{e-CH}_4$  stellt ein Risiko dar. Andererseits steigt in dem Maße, in dem andere grüne Gase – insbesondere deren  $\text{CO}_2$ -Quellen – weniger zur Verfügung stehen, die Bedeutung und Wertigkeit von  $\text{bio-CH}_4$ , insbesondere dessen biobasiertem  $\text{CO}_2$ . Dann können sich individuelle Projekte zur Gasaufbereitung sowie der Erhalt bestimmter Gasinfrastrukturen rechnen für das vorher nicht der Fall war.

Schließlich besteht damit für die Zukunft eine Reihe von Forschungsbedarfen: Ersten haben die genannten Unsicherheiten zu Verfügbarkeit und Kosten der anderen Gase (insb. „wild-card“-Funktion von  $\text{e-CH}_4$ ) Auswirkungen auf den sys-

temisch sinnvollen Beitrag von bio-CH<sub>4</sub>-Projekten. Damit verbunden ist, zweitens, das Ausmaß der Nutzung bzw. die Notwendigkeit des Umbaus zukünftiger Gasinfrastrukturen entsprechend (neu) zu bewerten. Drittens berücksichtigen fast alle der genannten Studien ausschließlich die energetische Gasnachfrage. D.h. die stoffliche Nutzung von C-basierten Gasen, die aus den Zielsetzungen der Bioökonomie resultieren, ist noch unberücksichtigt. Hier wäre ein entsprechender Abgleich zur Vermeidung einer „Überplanung“ des vorhandenen Gasangebots notwendig. Dies wäre ein entscheidender Baustein einer zukünftigen Rahmensetzung sowohl für GAA-Projekte als Anbieter von bio-CH<sub>4</sub>- als auch für Gaskraftwerksprojekte als Gasnachfrager.

## Literatur/Quellen

- Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Sachs, Anja et al. (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Gefördert durch das BMWi aufgrund eines Beschlusses des Bundestages. Hg. v. Öko-Institut und energynautics. Öko-Institut; energynautics. Freiburg, Darmstadt.
- Benndorf, Rosemarie; Bernicke, Maja; Bertram, Andreas; Butz, Wolfgang; Dettling, Folke; Drotleff, Johannes et al. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 07/2014), zuletzt geprüft am 29.11.2019.
- BMWi (2016): Electricity 2030. Long-term trends – Tasks for the coming years. Hg. v. BMWi. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/discussion-paper-electricity-2030.html>.
- BMWi (Hg.) (2019): Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi; AGEE-Stat (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2020). Hg. v. BMWi und AGEE-Stat. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html), zuletzt geprüft am 16.04.2020.
- Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Hg. v. BMWi. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>, zuletzt geprüft am 13.4.21.
- Dotzauer, Martin; Schering, Katharina; Barchmann, Tino; Oehmichen, Katja; Schmieder, Uta; Steubing, Michael et al. (2021): Bioenergie - Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus). Schlussbericht. DBFZ; UfZ; IZES; IER; Universität Hohenheim; Next Kraftwerke GmbH. Leipzig, Saarbrücken, Berlin, Stuttgart, Hohenheim, Köln.

- Fette, Max; Brandstätt, Christine; Gils, Hans Christian; Gardian, Hedda; Pregger, Thomas; Schaffert, Johannes et al. (2020): Multi-Sektor-Kopplung. Modellbasierte Analyse der Integration Erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme-, Gas-, und Verkehrssektor. Förderkennzeichen 03ET4038 A,B,C. Fraunhofer IFAM; DLR TT; Gas- und Wärmeinstitut Essen.
- Hauser, Eva; Wern, Bernhard (2016): The role of bioenergy in the German “Energiewende”—whose demands can be satisfied by bioenergy? In: *Energ Sustain Soc* 6 (1). DOI: 10.1186/s13705-016-0101-0.
- Matschoss, Patrick; Pertagnol, Joachim; Wern, Bernhard; Bur, Anna; Baur, Frank; Dotzauer, Martin et al. (2019): Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen (MakroBiogas). Wirkungsabschätzung des EEG. Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Hg. v. IZES, DBFZ und UfZ. Institut für Zukunftenergie- und StoffstromSysteme gGmbH; Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH; Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH. Saarbrücken, Leipzig, Berlin. Online verfügbar unter <http://www.izes.de/de/projekte/makrobiogas>, zuletzt geprüft am 02.12.19; DOI: 10.13140/RG2.2.13184.17920.
- Matschoss, Patrick; Steubing, Michael; Pertagnol, Joachim; Zheng, Yue; Wern, Bernhard; Dotzauer, Martin; Thrän, Daniela (2020): A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. In: *Energy, Sustainability and Society* 10 (41), S. 1–17. DOI: 10.1186/s13705-020-00276-z.
- Merten, Frank; Schüwer, Dietmar; Horst, Juri; Matschoss, Patrick (2018): Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hg.): *Technologien für die Energiewende. Technologiebericht - Band 2. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung"*. Unter Mitarbeit von Peter Viebahn, Ole Zelt, Manfred Fishedick, Martin Wietschel, Simon Hirzel und Juri Horst. 2 Bände. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, S. 761–802. Online verfügbar unter <https://wupperinst.org/a/wi/a/s/ad/4382/>, zuletzt geprüft am 28.11.19.
- Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Management Summary. Hg. v. DVGW. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie; E.OM New Build & Technology GmbH Essen, Fraunhofer IWES Kassel, VNG Gasspeicher GmbH Leipzig. Online verfügbar unter [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1\\_07\\_10.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_07_10.pdf).
- Peek, Markus; Diels, Robert (2016): Strommarktdesign der Zukunft. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. r2b. Dessau-Roßlau (Climate Change, 20/2015).
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. Berlin (195/03-S-2020/DE | 48-2020-DE).

- Purr, Katja; Günther, Jens; Lehmann, Harry; Nuss, Philip (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 36/2019), zuletzt geprüft am 06.04.2020.
- Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth; Böttcher, Hannes; Dehoust, Günther; Förster, Hanna et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut; Fraunhofer ISI. Berlin, Karlsruhe.
- Sterchele, Philip; Brandes, Julia; Heilig, Judith; Wrede, Daniel; Kost, Christoph; Schlegl, Thomas et al. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Hg. v. Fraunhofer ISE. Fraunhofer ISE. Freiburg, zuletzt geprüft am 07.04.2020.
- Sturm, Viktoriya; Banse, Martin (2021): Transition paths towards a bio-based economy in Germany: A model-based analysis. In: Biomass and Bioenergy 148, S. 106002. DOI: 10.1016/j.biombioe.2021.106002.
- Wachsmuth, Jakob; Michaelis, Julia; Neuman, Fabian; Wietschel, Martin; Duscha, Vicki; Degünther, Charlotte et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 12/2019), zuletzt geprüft am 27.11.2019.
- Wietschel, Martin; et al. (2019): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Abschlussbericht. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 03/2019), zuletzt geprüft am 27.11.19.
- wiss. Dienste (Hg.) (2019): Grenzwerte für Wasserstoff (H<sub>2</sub>) in der Erdgasinfrastruktur. wissenschaftliche Dienste des Bundestages. Berlin (Sachstand, WD 8 - 3000 - 066/19). Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbc8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 29.11.2019.

## **Kontakt**

*Bernhard Wern, Arbeitsfeldleiter Stoffströme*

IZES gGmbH

☎ +49 (0)681.844 972-74 | ✉ [wern@izes.de](mailto:wern@izes.de)

*Dr. Patrick Matschoss, Mitarbeiter in den Arbeitsfeldern Stoffströme & Energiemärkte*

IZES gGmbH

☎ +49 (0)30.568-37294 | ✉ [matschoss@izes.de](mailto:matschoss@izes.de)