



Fokusheft im Projekt Pilot-SBG

MARKTANALYSE UND TREIBHAUSGASQUOTE

für erneuerbares Methan im Verkehr

Wie kann die Funktionsweise der Treibhausgasvermeidungsquote im Verkehrssektor erklärt werden?

Welche Kraftstoffoptionen aus erneuerbaren Quellen erfüllen die THG-Quote?

Welche weiteren Marktperspektiven ergeben sich für erneuerbares Methan?

INHALTSVERZEICHNIS

Übersicht	4
Hintergrund	5
Erneuerbare Kraftstoffe im Verkehr	6
Ausgestaltung des Marktes: Kurz- bis mittelfristiger Markt in Deutschland	10
Aktuelle Ausgestaltung der THG-Quote	10
Berechnung der Quotenverpflichtung	12
Marktbewertung: Modellierung der Preisbildung in der THG-Quote	14
Preismechanismus der THG-Quote	14
Beispielszenarien 2030	16
Fazit	18
Mittel- bis langfristige Marktperspektiven für erneuerbares Methan	19
Nutzung begrenzter Potenziale	19
Regulatorische Rahmenbedingungen	20
Effekte der Marktimplementierung	22
Das Vorhaben Pilot-SBG	24
Methodenbeschreibung Szenarienauswahl	28
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	30
Abbildungsverzeichnis	31
Tabellenverzeichnis	31
Literaturverzeichnis	32

IMPRESSUM

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
DE-04347 Leipzig
+49 (0)341 2434-112
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Autor:innen:
Niels Dögnitz, Hendrik Etzold, Karin Naumann

Datum der Veröffentlichung: 19. Oktober 2023

Zitierempfehlung: Dögnitz, N.; Etzold, H.; Naumann, K. (2023). *Marktanalyse und Treibhausgasquote für erneuerbares Methan im Verkehr: Fokusheft im Projekt Pilot-SBG*. Leipzig: DBFZ. 35 S. ISBN: 978-3-949807-00-8. DOI: 10.48480/fctg-2823

ISBN: 978-3-949807-00-8

DOI: <https://doi.org/10.48480/fctg-2823>

Layout: Rico Ehrentraut, Max Hörügel

Die dieser Veröffentlichung zugrunde liegenden Arbeiten wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich beim Autor.

ÜBERSICHT

Um die Defossilisierung und damit die Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor zu unterstützen, wurde in Deutschland die Treibhausgasminderungspflicht für Kraftstoffe, auch Treibhausgasvermeidungsquote (THG-Quote) genannt, implementiert. Die komplexe Regulierung führt jedoch zu Unsicherheiten. Um diese zu reduzieren, werden im vorgestellten Modell die Erfül-

lungsoptionen nach den geringsten spezifischen Vermeidungskosten geordnet. Die ermittelte Rangfolge führt zu einer Merit-Order, aus der sich die Zusammensetzung der THG-Quote ableiten lässt, wodurch die Wirkungsweise gut abgebildet und Rückschlüsse auf mögliche Konsequenzen gezogen werden können. Für verschiedene Szenarien können die Auswirkungen der THG-Quote

auf den Kraftstoffmarkt abgeleitet und Schlussfolgerungen für einzelne Kraftstoffoptionen, z. B. erneuerbares Methan, gezogen werden. Weitere Marktperspektiven ergeben sich auch für andere Anwendungsbereiche im Verkehrssektor. Entscheidend für die zukünftige Nutzung von erneuerbarem Methan sind dabei auch die Effekte, welche eine Marktimplementierung haben werden.

Kernthemen der Broschüre

- ▶▶ Funktionsweise der THG-Quote im Verkehrssektor und ihre Auswirkungen auf die Einbindung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor
- ▶▶ Kraftstoffoptionen aus erneuerbaren Quellen zur Erfüllung der THG-Quote
- ▶▶ Modellierungsansatz zur Preisbildung im THG-Quotenhandel über eine Merit-Order
- ▶▶ Auswirkungen unterschiedlicher Verkehrsszenarien auf den THG-Quotenhandel

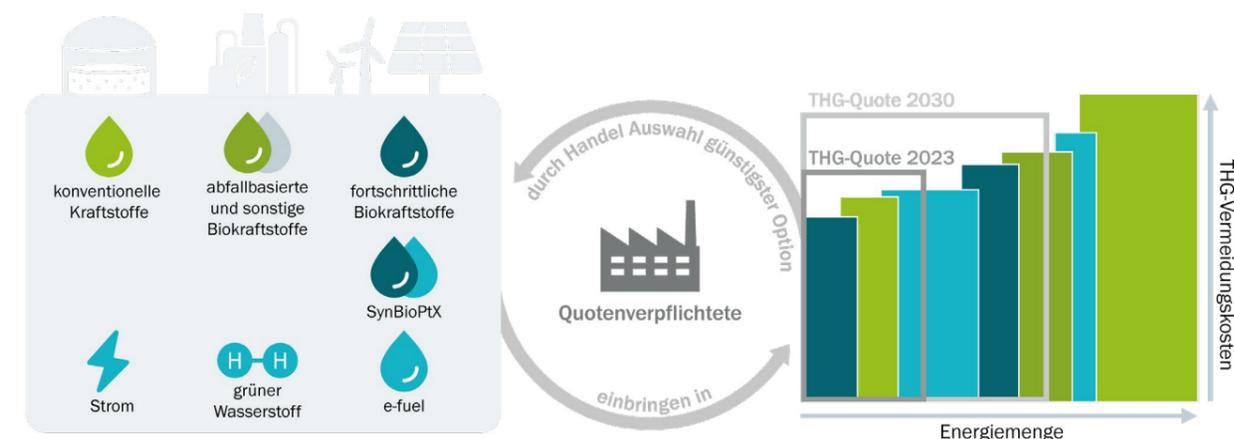


Abbildung 1: Übersicht verfügbarer Erfüllungsoptionen in der THG-Quote und Merit-Order-Modell



HINTERGRUND

Die **rechtlichen Rahmenbedingungen** im Verkehrssektor haben sich in den letzten Jahren in einem Spannungsfeld zwischen internationalen Vereinbarungen, den Vorgaben der Europäischen Union und deren nationaler gesetzlicher Umsetzung entwickelt. Dabei hat sich der Fokus immer wieder verschoben. Standen zunächst vor allem im nationalen Kontext neben dem Klimaschutz auch Aspekte wie regionale Wertschöpfung und Versorgungssicherheit im Vordergrund, so änderte sich die Zieldefinition mit der Etablierung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie hin zur Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Alternativen. Beginnend mit der europäischen Kraftstoffqualitätsrichtlinie sowie nationalen Quoten in Deutschland verschiebt sich mit dem Vorschlag zur Revision der Erneuerbare-Energien-Richtlinie die zentrale Zielgröße zunehmend in Richtung Treibhausgas (THG)-Reduktion im gesamten Verkehrssektor.

Mit der Richtlinie zur **Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen**, kurz RED II, wurde ein umfassender Rechtsrahmen für die Dekade bis 2030 geschaffen [Europäisches Parlament und Rat 2018]. Die Richtlinie definiert ein verbindliches Ziel für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union bis 2030. Im Verkehrssektor werden Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomassebrennstoffe sowie spezifische THG-Einsparungen festgelegt. Im Verkehrssektor sollen die Mitgliedstaaten durch die Umsetzung in nationales Recht sicherstellen, dass der Anteil erneuerbarer Energien im Straßen- und Schienenverkehr bis 2030 mindestens 14 % beträgt. Darüber hinaus wird ein Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe im Verkehrssektor festgelegt. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass sie aus definierten biobasierten Rest- und

Abfallstoffen hergestellt werden. Die angehobenen europäischen Klimaziele sind mit 55 % THG-Einsparung bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 über alle Sektoren sehr ambitioniert. Im Rahmen des Green Deal wurde bereits ein überarbeiteter Entwurf der RED II veröffentlicht, der sich derzeit noch im Abstimmungsprozess befindet und daher hier nicht berücksichtigt werden kann.

Die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehr in Deutschland wird stark von den gesetzlichen Rahmenbedingungen beeinflusst. Während ihr Anteil in den letzten Jahren weitgehend konstant blieb, wird sich dies aufgrund der aktuellen Gesetzeslage in den nächsten Jahren ändern.

ERNEUERBARE KRAFTSTOFFE IM VERKEHR

Bandbreite der Erfüllungsoptionen für die THG-Quote

Erneuerbares Methan als Kraftstoff in komprimierter (CNG) oder verflüssigter (LNG) Form ist eine von zahlreichen Optionen erneuerbarer Energieträger für den Verkehrssektor im Sinne EU RED II bzw. deren nationaler Implementierung im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Entsprechend der für ihre Produktion eingesetzten Ressourcen und der daraus resultierenden Anrechenbarkeit auf die THG-Quote lassen sich die wichtigsten Energieträger wie folgt clustern.



Konventionelle Biokraftstoffe machen derzeit den größten Anteil der genutzten Biokraftstoffe aus. Als Ressource dienen gemäß EU RED II Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden. Aufgrund von Nutzungskonkurrenzen soll die Verwendung konventioneller Biokraftstoffe in der Europäischen Union nicht weiter gesteigert werden und ihr Beitrag unterliegt definierten Obergrenzen.



Fortschrittliche Biokraftstoffe haben mit der Unterquote einen festen Anteil an der THG Quote. Als fortschrittliche Biokraftstoffe gelten Kraftstoffe, die aus

biogenen Rest- und Abfallstoffen gemäß Annex IX A der EU RED II bzw. Anlage 1 der 38. BImSchV hergestellt werden. Für alle fortschrittlichen Biokraftstoffe gilt in Deutschland eine 2-fache Anrechnung der Kraftstoffmenge auf die THG-Quote für Mengen, die über die Unterquote hinaus eingebracht werden.



Biokraftstoffe, die aus Altspeiseölen (UCO) und tierischen Fetten gemäß Annex IX B der EU RED II bzw. Anlage 4 der 38. BImSchV hergestellt werden, unterliegen einer gesonderten Obergrenze für die Anrechnung auf die THG-Quote. Diese entspricht einem plausiblen Mengenpotenzial und soll Missbrauch vorbeugen.



Sonstige Biokraftstoffe werden aus Biomassen hergestellt, die nicht den bereits genannten Gruppen zugeordnet werden können. Sie können als Erfüllungsoption genutzt werden, unterliegen aber weder einer besonderen Förderung noch einer Beschränkung.

Upstream-Emissions-Reduktionen (UER) sind Treibhausgasreduzierungen, die durch Maßnahmen bei der fossilen Rohölförderung und -bereitstellung, d.h. vor dessen raffinieretechnischer Verarbeitung zu Kraftstoffen, erreicht werden.

Darunter fallen z. B. Emissionsminderungen durch die Vermeidung des Abfackelns von Begleitgasen bei der Erdölförderung. Die Anrechnung ist auf 1,2 % pro Jahr begrenzt und in einer entsprechenden Verordnung (UERV) geregelt (UERV 2018; Umweltbundesamt 2023b).



Weitere Erfüllungsoptionen, die zunehmend an Bedeutung gewinnen, sind **elektrischer Strom, grüner Wasserstoff** (mittels Elektrolyse erzeugter Wasserstoff aus erneuerbarem Strom) **sowie dessen Folgeprodukte** (Methan und PTL) aus entsprechenden Syntheseverfahren. Diese Optionen werden im Rahmen der EU RED II und der THG-Quote mehrfach für die Zielerreichung angerechnet.

Im Folgenden werden die derzeit relevantesten Optionen zusammengefasst und hinsichtlich ihrer Technologiereife (TRL), ihres mengenmäßigen Potenzials, ihres THG sowie ihrer Kosten bewertet. Die vereinfachte Einordnung dieser vier Bewertungskriterien erfolgt basierend auf dem DBFZ Report 44 in einer 5-stufigen Skala. Bei den Kriterien TRL und Potenzial an erneuerbaren Energien entsprechen 5 von 5 einem TRL bzw. Potenzial am oberen Ende der Bandbreite. Bei den Kosten und THG-Emissionen entsprechen 5 von 5 wiederum quantitativen Werten am unteren Ende der Bandbreite (ausführliche Übersichten in [Schröder und Naumann 2022]).



Ethanol wird als Beimischung zu Benzin (E 10 bzw. E 5) im Verkehr eingesetzt. Die alkoholische (aerobe) Gärung ist eine ausgereifte Technologie mit einer großen Bandbreite in der Ressourcennutzung. **Konventionelles Ethanol**, das typischerweise aus Zuckerrohr, Mais und anderen Getreiden oder Zuckerrüben hergestellt wird, kommt in Deutschland als Beimischung (bis zu 10 %) zu Ottokraftstoffen auf den Markt und nutzt so ebenfalls die bestehende Tank- und Fahrzeugflotte. Die Technologie ist ausgereift und weltweit sind umfangreiche Produktionskapazitäten verfügbar. Aufgrund der niedrigen Kosten und der geringen Emissionen ist die Nachfrage derzeit groß. Als Ressourcen für **fortschrittliches Ethanol** kommen vor allem zucker- und stärkehaltige Abfall- und Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie sowie lignocellulosehaltige Biomasse in Frage.

Fettsäuremethylester (**FAME**) oder umgangssprachlich auch Biodiesel genannt wird durch Ver- und Umesterung von Ölen und Fetten hergestellt. Als **konventioneller** Biokraftstoff wird FAME vor allem aus Rapsöl sowie als abfallbasierter Kraftstoff z. B. aus gebrauchtem Speiseöl aus der Gastronomie bereitgestellt. Er wird derzeit nahezu ausschließlich durch die Beimischung von bis zu 7 % zu fossilem Diesel im Verkehr eingesetzt und so in der bestehenden Infrastruktur genutzt, FAME als etablierter Biokraftstoff der weltweit produziert wird, zeichnet sich durch moderate Emissionen und niedrige Kosten aus.

HVO/HEFA sind hydrierte Pflanzenöle bzw. hydrierte Ester und Fettsäuren. Das Verfahren ist etabliert und kann für verschiedene Ressourcen angepasst werden. Als **konventioneller Biokraftstoff** wurde HVO/HEFA bisher meist aus Palmöl produziert. Neben allen sonstigen Pflanzenölen können jedoch auch abfallbasierte Rohstoffe, wie gebrauchte Speiseöle und tierische Fette, ebenso Tallöl sowie öl- und fetthaltige biogene Reststoffe der verarbeitenden Industrie, zur Produktion **fortschrittlicher** Biokraftstoffe eingesetzt werden. HVO/HEFA zeichnet sich durch moderate Emissionen und etwas höhere Kosten als FAME aus und kann als Beimischung zum Dieselmotorkraftstoff (B7) ebenfalls in der bestehenden Infrastruktur genutzt werden. Darüber hinaus ist eine Nutzung als Reinkraftstoff (100 %) bereits in einigen EU Mitgliedstaaten möglich und in Deutschland in Vorbereitung (Naumann et al. 2022a; Hanke 2023)



Biomethan kann komprimiert als Bio-CNG oder verflüssigt als Bio-LNG im Verkehr eingesetzt werden. Der klassische Biogasprozess (anaerobe Vergärung) ist Stand der Technik. Mit geeigneten Anpassungen an Prozesstechnik und -parametern kann er auch eine Vielzahl von Rest- und Abfallstoffen verarbeiten und so **fortschrittliches Biomethan** bereitstellen. Als Einsatzstoffe kommen vor allem landwirtschaftliche Reststoffe wie Stroh und tierische Exkremente oder kommunale Biomassen wie biogene Siedlungsabfälle und Klärschlamm oder Landschaftspflegematerial, aber auch biogene Industrieabfälle in Frage. Niedrige Emissionen und niedrige Kosten machen fortschrittliches Methan zu einer vielversprechenden Kraftstoffoption, die jedoch eine entsprechende Infrastruktur (Verteil- und Tankinfrastruktur sowie Fahrzeugflotte) voraussetzt [Schröder et al. 2023].

Elektrischer Strom, der für den Betrieb von Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb dem Netz entnommen wurde, kann auf die THG-Quote angerechnet werden. Zur Anrechnung gelangt derzeit die Menge an elektrischem Strom, die über öffentlich zugängliche Ladepunkte entnommen wurde. Zudem erfolgt eine pauschale Anrechnung, gestaffelt für verschiedene rein elektrisch betriebene Fahrzeugtypen [BMUV 16.12.2021]. Beim Einsatz von Strom für Elektrofahrzeuge gilt neben der mehrfachen Anrechnung für die THG-Quote auch ein Anpassungsfaktor für die Antriebseffizienz von 0,4.

Grüner Wasserstoff wird durch die Spaltung von Wasser unter Verwendung von erneuerbarem Strom produziert. Derzeit erfolgt neben umfangreicher Forschungs- und Entwicklungstätigkeit auch der verstärkte Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland. Das Potenzial sowie Kosten und Emissionen sind hauptsächlich von der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms abhängig. Die regulatorischen Rahmenbedingungen und die Methodik für die Herstellung erneuerbarer flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs werden auf europäischer Ebene vorgegeben [Europäische Kommission 2023b]. In Deutschland kann grüner Wasserstoff als Erfüllungsoption für die THG-Quote direkt als Kraftstoff genutzt werden, als Energieträger für Folgeprodukte dienen (siehe unten) oder als Hilfsstoff in Raffinerien zur Produktion fossiler Kraftstoffe eingesetzt werden. Grüner Wasserstoff in Mineralölraffinerien und als Kraftstoff im Straßenverkehr wird mehrfach auf die THG-Quote angerechnet.

Durch Methanisierung bereitgestelltes **synthetisches Methan** wird durch die Reaktion von Kohlenstoffdioxid und grünem Wasserstoff zu Methan und Wasser erzeugt. Aktuell sind noch keine industriellen Anlagen zur Methanisierung in Betrieb. Die Emissionen sind bei der Nutzung von grünem Wasserstoff niedrig. Das Potenzial und Kosten sind an die Wasserstoffbereitstellung und demnach auch an die Bereitstellung erneuerbaren Stroms geknüpft.

Synthetische Flüssigkraftstoffe (**Power-to-Liquid, PTL**) werden aus grünem Wasserstoff als Hauptenergiequelle und einer Kohlenstoffquelle (meist Kohlenstoffdioxid) hergestellt. Durch Synthese werden Kohlenwasserstoffe erzeugt, die nach entsprechender Aufbereitung als Kraftstoff verwendet werden können. Die Synthesewege sind entweder die Fischer-Tropsch-Synthese (FT) oder die Synthese zu Methanol (MeOH). Die Emissionen sind niedrig. Das Potenzial und die höheren Kosten von PTL-Kraftstoffen sind direkt abhängig vom grünen Wasserstoff.

AUSGESTALTUNG DES MARKTES: KURZ- BIS MITTELFRISTIGER MARKT IN DEUTSCHLAND

Aktuelle Ausgestaltung der THG-Quote

Das zentrale Ziel der THG-Quote ist die Minderung von Treibhausgasemissionen, indem alternative Kraftstoffe und erneuerbare Energien genutzt werden. **Quotenverpflichtete** sind die Mineralölunternehmen, d. h. die Inverkehrbringer von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen. Diese müssen sicherstellen, dass die THG Emissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe gegenüber einem definierten Referenzwert um einen jährlich steigenden Prozentsatz reduziert werden. Bei Nichterfüllung werden Abgaben erhoben. Es besteht die Möglichkeit, die eigene Verpflichtung im Rahmen einer vertraglichen Vereinbarung an Dritte zu übertragen, hier hat sich ein Quotenhandel etabliert. Aufgrund der Einschränkung der Quotenverpflichtung auf die Inverkehrbringer von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen adressiert die Quote überwiegend den Straßenverkehr sowie in kleinerem Umfang Kraftstoffverbräuche bspw. im Off-Road-Bereich, für Baumaschinen oder in Werksverkehren. Für marine Kraftstoffe besteht noch keine Verpflichtung zur THG-Minderung. Für Flugkraftstoffe besteht ab dem Jahr 2026 in Deutschland die Pflicht, einen Anteil von mindestens 0,5 % durch strombasiertes Kerosin als Folgeprodukt von grünem Wasserstoff zu ersetzen. Diese Verpflichtung steigt auf 1 % ab dem Jahr 2028 und 2 % ab dem Jahr 2030.

Die Vorgaben zur **THG-Quote** werden in Deutschland über § 37a–h des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) und die nachgeordneten Verordnungen zu dessen Durchführung [36., 37., und 38. BImSchV, UERV] implementiert. Die darin enthaltenen Verpflichtungen zur THG-Minderung bei Kraftstoffen steigen von 8 % im Jahr 2023 bis 25 % im Jahr 2030, wobei erst in der zweiten Hälfte der Dekade ein signifikanter Anstieg erfolgt. Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt nach der in der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen [Biokraftstoff-NachV] festgelegten Methodik. Der Nachweis über die Einhaltung dieser Anforderungen erfolgt über entsprechende Zertifizierungssysteme, welche auf nationaler Ebene durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) bzw. auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission zugelassen sein müssen.

Innerhalb der THG-Quote gibt es eine **Mindestmenge an fortschrittlichen Biokraftstoffen** aus definierten biogenen Rest- und Abfallstoffen. Sie beträgt 0,2 % im Jahr 2022 und steigt auf 2,6 % im Jahr 2030 bezogen auf den Energiegehalt der Gesamtkraftstoffmenge, die der Quotenerfüllung zugrunde liegt. Dieser Bezug gilt auch für alle weiteren Prozentangaben innerhalb der THG-Quote, d. h. vor allem für die Begrenzungen von konventio-

nellen Biokraftstoffen, abfallbasierten Biokraftstoffen sowie UER.

Zur THG-Vermeidung ist der Einsatz verschiedener Erfüllungsoptionen möglich. Je nach Option gelten unterschiedliche Rahmenbedingungen, welche in Tabelle 1 zusammengefasst werden, ausführlicher in [Naumann et al. 2022a],

►► Webseite für Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr



Tabelle 1: Zusammenfassender Vergleich zwischen katalytischer Methanisierung, biologischer Methanisierung und CO₂-Abtrennung

Erfüllungsoption	Bedingung
Fortschrittliche Biokraftstoffe (ohne POME), grüner Wasserstoff und Folgeprodukte (Power-to-X(PTX)-Kraftstoffe)	2-fache Anrechnung für Mengen oberhalb des Mindestanteils
Abfallbasierte Biokraftstoffe (aus Altspeiseölen und tierischen Fetten)	maximal 1,9 % (energetisch)
Konventionelle Biokraftstoffe (aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen)	maximal 4,4 % (energetisch)
Elektrischer Strom	3-fache Anrechnung

Das Verfahren zum Handel in der THG-Quote ist in Abbildung 2 vereinfacht schematisch dargestellt. Derzeit wird der überwiegende Teil der Quote durch die Beimischung von Biokraftstoffen in Otto- und Dieseldieselkraftstoff realisiert (rechter Teil der Abbildung). In diesem Fall wird der Biokraftstoff nahezu ausschließlich dem fossilen Flüssigkraftstoff beigemischt und direkt vom Verpflichteten in Verkehr ge-

bracht. Sofern die Erfüllung der Quote durch eine(n) Dritte(n) erfolgt, muss eine Übertragung der Verpflichtung zur Quotenerfüllung erfolgen, hier vereinfacht als Quotenkauf bezeichnet. Dies ist bspw. bei Biomethan als erneuerbares Substitut für CNG oder LNG, bei der Anrechnung von erneuerbaren Reinkraftstoffen wie bspw. Biodiesel oder Pflanzenöl sowie beim Einsatz von Strom im Straßenverkehr

der Fall. Die Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die THG-Quote ist im linken Teil der Abbildung dargestellt.

Durch das Ansteigen der THG-Quote in den kommenden Jahren bei gleichzeitiger Beimischungsbegrenzung der etablierten Biokraftstoffe ist damit zu rechnen, dass vermehrt Quote gehandelt werden wird.

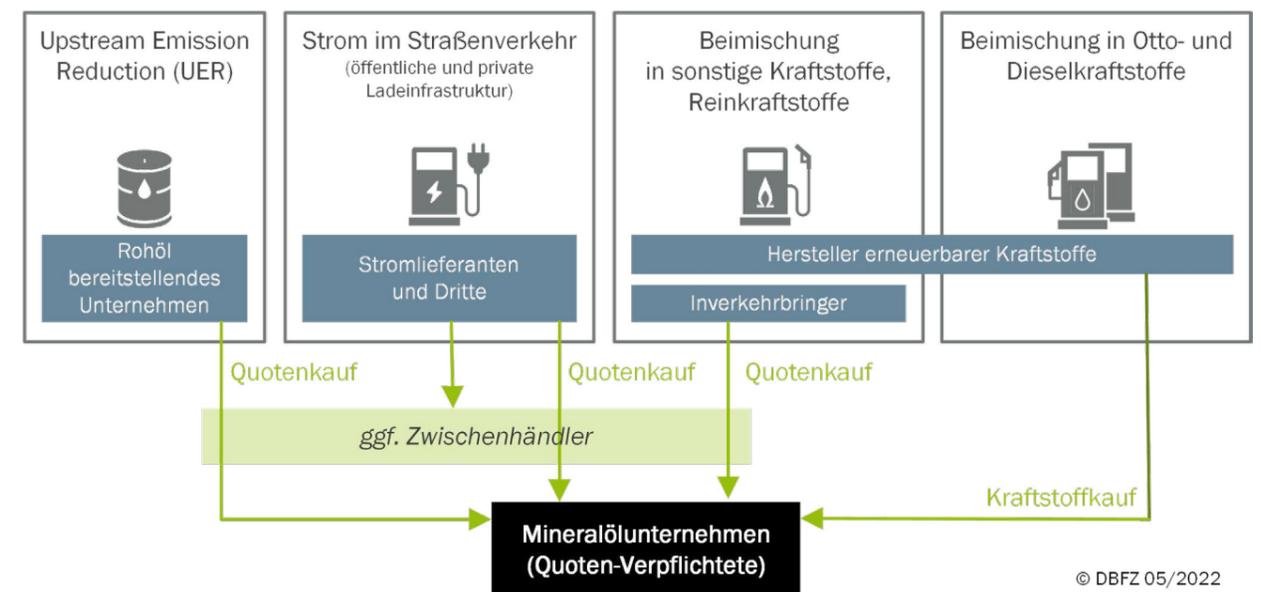


Abbildung 2: Quotenhandel in Deutschland, Quotenhandel entspricht Übertragung der Erfüllung der Verpflichtung auf Dritte; basierend auf umfangreichere Darstellung in [Naumann et al. 2022a]

Entwicklung des internationalen Marktes für erneuerbares Methan

REPowerEU ist ein Plan zur raschen Verringerung der Abhängigkeit von russischen fossilen Brennstoffen und zur Beschleunigung des Klimaschutzes. Das formell unverbindliche Strategiepapier wurde im Mai 2022 veröffentlicht und enthält diese zentralen Aspekte:

- Steigerung der Energieeinsparungen (Anhebung des Ziels der EU-Energieeffizienzrichtlinie von 9 auf 13 % im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets);
- Diversifizierung der Energieimporte in die EU (LNG) und damit Verringerung der Abhängigkeit von volatilen Erdgaspreisen;
- Substitution fossiler Energieträger durch beschleunigten Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus Windkraft und Photovoltaik, Wasserstoff (Erzeugung und Import) und Biomethan.

Vorgeschlagen werden u. a. Änderungen der EU RED II (Erhöhung des EE-Ziels für 2030 von 40 % auf 45 % im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets) und eine deutliche Steigerung der Biomethanproduktion, mit dem Ziel von mindestens 35 Mrd. m³/a (350 TWh) bis zum Jahr 2030 im Rahmen des Biomethanaktionsplans. Erreicht werden soll dieses Ziel u. a. durch Anreize im Rahmen der gemeinsamen Agrarpolitik. Hierfür muss mehr Biogas erzeugt sowie vorhandenes Biogas in Biomethan umgewandelt werden und es müssen mehr Anreize für den Bau neuer Anlagen und die Bereitstellung von Biomethan durch die Umrüstung bestehender Anlagen in der EU geschaffen werden [Europäische Kommission 2022].

Insbesondere der grenzüberschreitende Biomethanhandel zwischen den Mitgliedsstaaten erfordert noch einen länderüber-

greifenden Bilanzierungsrahmen. Derzeit gibt es noch keinen europäischen Standard für Biomethannachweise. Des Weiteren sind die Handelsmöglichkeiten eingeschränkt, da noch nicht alle EU-Staaten ein Register eingerichtet haben, sodass importierte Biomethannachweise nicht auf nationale Ziele angerechnet werden können. Auch um diesen Herausforderungen zu begegnen, wird eine europäische Datenbank eingerichtet, die die Nachverfolgbarkeit der Kraftstoffe von der Produktion bis zur Nutzung sicherstellt. Zur Vereinfachung soll dann eine massenbilanzielle Dokumentation von Biomethan im europäischen Gasnetz möglich sein. [Edel 2021]

Berechnung der Quotenverpflichtung

Die THG-Quote errechnet sich grundsätzlich aus dem Verhältnis der tatsächlichen Emissionen der in Verkehr gebrachten und im Quotenhandel erworbenen Kraftstoffe zu einem Referenzwert. Der Referenzwert in kg CO₂-Äq. errechnet sich aus der energetischen Menge aller einem Quotenverpflichteten zugeordneten Kraftstoffe, einschließlich etwaiger Mehrfachanrechnungen, multipliziert mit dem gesetzlich festgelegten Basis-

wert von derzeit 94,1 kg CO₂/GJ. Dem gegenüber werden die tatsächlichen Emissionen in kg CO₂-Äq. ins Verhältnis gesetzt, die sich aus der Multiplikation der jeweiligen energetischen Mengen der Kraftstoffe, inklusive Mehrfachanrechnungen und eventuellen Anpassungsfaktoren für die Antriebseffizienz, mit ihrem zertifizierten Emissionsfaktor oder einem entsprechenden Standardwert ergeben. Die Mehrfachanrechnung verschiedener Kraftstoff-

optionen führt zu einer Vervielfachung der erzielten Treibhausgasminde-

Der Anpassungsfaktor für den Antriebswirkungsgrad von 0,4 [Anlage 3 der 38. BImSchV] dient dazu, den höheren Wirkungsgrad des Elektromotors gegenüber dem Verbrennungsmotor zu berücksichtigen. Durch ihn werden die tatsächlichen Emissionen reduziert, indem man davon ausgeht, dass nur 40 % der

Energiemenge für die gleiche Verkehrsleistung benötigt wird.

(1) Zur Quotenerfüllung müssen Verpflichtete einen Zielwert erreichen. Dieser Zielwert ergibt sich aus dem Referenzwert, gemindert um die aktuell gültige THG-Quote.

(2) Ist der Zielwert größer als die bzw. gleich den tatsächlichen Emissionen wurde die THG-Quote erfüllt. Ist der Zielwert kleiner, wurde die Treibhausgasminde-

den energetischen Mindestanteil an sogenannten fortschrittlichen Kraftstoffen im Sinne von § 2 Abs. 6 der 38. BImSchV in Verkehr zu bringen.

(3) Bei Unterschreitung der Unterquote ist eine Ausgleichsabgabe in Höhe von 45 EUR/GJ zu entrichten. Für den Quotenhandel sind diese Abgaben als Obergrenzen für mögliche Preise anzusehen.

Im Zusammenhang mit dem Quotenhandel sind vor allem die sogenannten THG-Vermeidungskosten (4) von Interesse. Dieser Wert entspricht den Kosten, zu denen Emissionsminderungen erreicht werden können. Sie lassen sich aus den Mehrkosten eines erneuerbaren Kraftstoffs gegenüber seiner fossilen Referenz im Verhältnis zur Emissionseinsparung gegenüber dem Basiswert berechnen.

Die Mehrfachanrechnung und der Anpassungsfaktor beeinflussen auch die resultierenden THG-Vermeidungskosten. Die Mehrfachanrechnung erhöht die eingesparte Emissionsmenge bei gleichbleibenden Kosten, wohingegen der Anpassungsfaktor den Emissionsfaktor reduziert. Beide führen gleichermaßen zu einer Reduktion der Vermeidungskosten.

$$\text{Referenzwert} = \sum^{\text{Kraftstoffe}} \text{Energiemenge} \times \text{Mehrfachanrechnung} \times \text{Basiswert} \quad (1)$$

$$\text{Tats. Emissionen} = \sum^{\text{Kraftstoffe}} \text{Energiemenge} \times \text{Mehrfachanrechnung} \times \text{Anpassungsfaktor} \times \text{Emissionsfaktor}$$

$$\text{Zielwert} = \text{Referenzwert} \times (100\% - \text{THG-Quote}) \quad (2)$$

$$\text{Geforderte Menge fortschrittlicher Kraftstoffe} = \sum^{\text{Kraftstoffe}} \text{Energiemenge} \times \text{Unterquote} \quad (3)$$

$$\text{THG - Vermeidungskosten} = \frac{\text{Kosten Erfüllungsoption} - \text{Kosten fossile Referenz}}{\text{Basiswert} - \text{Emissionsfaktor}} \quad (4)$$

MARKTBEWERTUNG: MODELLIERUNG DER PREISBILDUNG IN DER THG-QUOTE

Preismechanismus der THG-Quote

Der beschriebene Handel mit zertifizierten Emissionsminderungen findet direkt zwischen Quotenerbringern und Verpflichteten oder über Zwischenhändler statt. Durch diese Strukturen ist der Informationszugang zu den Mechanismen der Preisbildung und zu resultierenden Erlösen erschwert. Die Erlöse aus dem Quotenhandel sind jedoch für viele Produzenten, insbesondere von fortschrittlichen erneuerbaren Kraftstoffen, von entscheidender Bedeutung. Um die Auswirkungen der Quote auf den Markt für erneuerbare Kraftstoffe und Energieträger besser verstehen zu können, wird im Folgenden eine Methode zur Abbildung dieses Handels in Deutschland beschrieben. Hauptziel ist die Ermittlung des Quotenpreises als Grundlage für den Quotenhandel.

Die Modellierung der Quotenerfüllung erfolgt nach dem Prinzip der Merit-Order. Die Merit-Order kommt ursprünglich aus dem Stromhandels-

markt und entspricht einer Anordnung der zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung nach steigenden Grenzkosten. In einem vereinfachten Modell stellt sie die Stromangebotskurve dar und dient zur Bestimmung des Strompreises. Für die Modellierung der THG-Quote können analog zum Vorgehen im Strommarkt vereinfacht alle in einem Jahr verfügbaren Kraftstoffoptionen entsprechend ihrer THG-Vermeidungskosten (von niedrig bis hoch) bis zum Erreichen des Quotenziels abgebildet werden. Dabei wird jeweils die hinsichtlich ihrer THG-Vermeidungskosten günstigste Kraftstoffoption so lange zur Erfüllung der Quote eingesetzt, solange sie verfügbar ist. Begrenzend wirken hier Obergrenzen, Unterquoten, verfügbare Mengen oder Beimischungsgrenzen. Diese Abfolge bildet die Angebotskurve in Abbildung 3. Bis zum THG-Quotenziel, das hier vertikal dargestellt ist, kommen die erneuerbaren Kraftstoffe und die anderen Erfüllungsoptionen wie be-

schrieben nacheinander zum Einsatz. Am Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve stellt sich das Marktgleichgewicht und damit der Quotenpreis ein. Der Preis für den Quotenhandel wird demnach durch die THG-Vermeidungskosten der zuletzt genutzten Erfüllungs- bzw. Kraftstoffoption bestimmt.

Der Quotenpreis ändert sich, wenn bspw. eine neue kostengünstige Erfüllungsoption zur Verfügung steht (Abbildung 3, rechts). Dies führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve. Da die Nachfrage als konstant angenommen wird, stellt sich ein neues Marktgleichgewicht bei einem niedrigeren Quotenpreis ein und die über diesem Preis liegenden Erfüllungsoptionen (rechts vom THG-Quotenziel) werden nicht mehr genutzt.

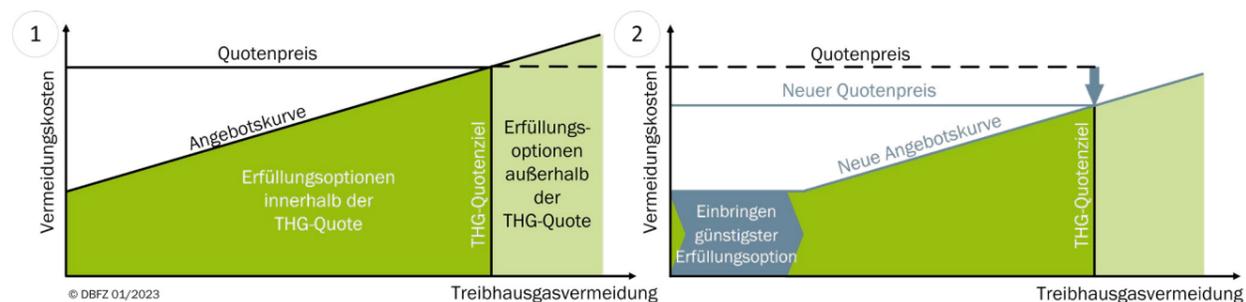


Abbildung 3: Darstellung einer Verschiebung innerhalb der Merit-Order in der THG-Quote bei Einbringung einer günstigen Erfüllungsoption

Die Anwendung des Merit-Order Ansatzes auf die THG-Quote ist mit der Herausforderung verbunden, die Angebotsmengen und -kosten der Erfüllungs- und Kraftstoffoptionen sowie deren spezifische THG-Emissionen zu kennen. Je weiter die Modellierung des Quotenhandels in die Zukunft reicht, desto größer sind die Unsicherheiten. Für die Modellierung setzt das Merit-Order-Prinzip per Definition einen freien Markt voraus. Dieser ist im THG-Quotenhandel, mit seinen verschiedenen Handelsebenen und oft auch direkten Handelsbeziehungen, nicht vollständig gegeben. Insgesamt kann daher mit diesem methodischen Ansatz die Preisbildung in der THG-Quote nur näherungsweise abbilden werden.

Lesebeispiel

Ausgehend von den spezifischen Durchschnittskosten je Erfüllungsoption ergibt sich eine gestufte Angebotskurve wie in Abbildung 4. Links ist die Erfüllung der Unterquote als separate Handelsmenge abgebildet. Nach dieser Unterquote folgen von links nach rechts die Erfüllungsoptionen, wobei die Balkenbreite die Gesamtmenge der THG-Vermeidung dieser Optionen wiedergibt. Bis zum Erreichen des THG-Quotenziels werden alle Optionen berücksichtigt, alle rechts davon nicht mehr (ausgegrautete Kraftstoffoptionen). Die letzte berücksichtigte Erfüllungsoption bestimmt den Quotenpreis. Im Diagramm ergibt sich der Quotenpreis aus dem Schnittpunkt der THG-Vermeidungskosten der letzten berücksichtigten Option mit dem THG-Quotenziel.

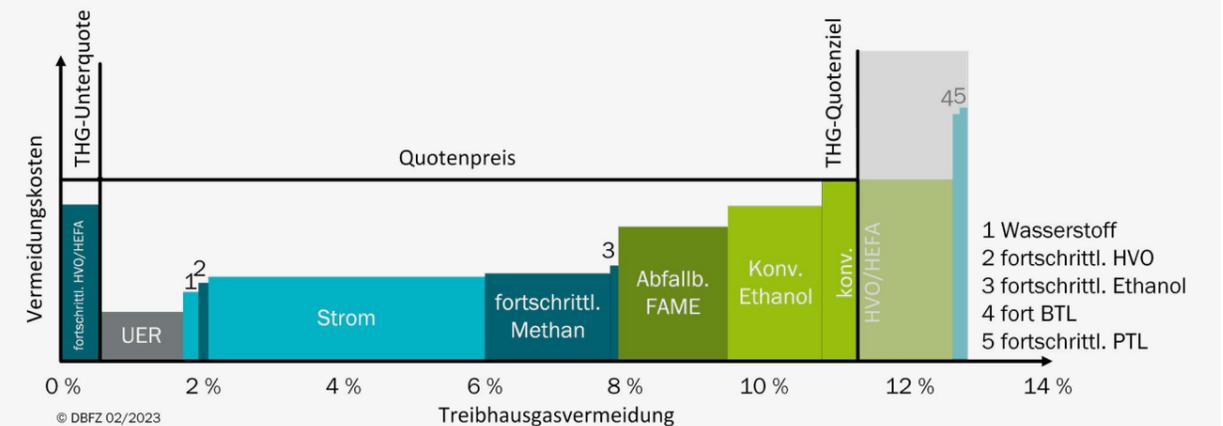


Abbildung 4: Beispielszenario

Beispielszenarien 2030

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Modellierung anhand von zwei Verkehrsszenarien für das Jahr 2030 analysiert. Die Auswahl und die Randbedingungen der beiden Szenarien sind weiter unten unter Szenarienauswahl beschrieben.

Das **Anpassungsszenario** basiert auf ambitionierten Maßnahmen zur Reduktion des Endenergiebedarfs und der weiteren Etablierung alternativer Kraftstoffe und Energieträger im Verkehrssektor. Im Ergebnis kann die THG-Quote jedoch nicht erfüllt werden (Abbildung 5), obwohl alle unter den getroffenen Annahmen zur Verfügung stehenden Erfüllungsoptionen eingebracht werden. Neben der durchaus ambitionierten Zielsetzung der THG-Quote für 2030 ist dies vor

allem auf den geringeren Ausbau der nicht limitierten und mehrfach anrechenbaren Erfüllungsoptionen, insbesondere des elektrischen Stroms, zurückzuführen.

In diesem Szenario wird fortschrittliches Methan sowohl in der Unterquote als auch darüber hinaus genutzt. Obwohl fortschrittliches HVO noch geringere THG-Vermeidungskosten aufweist und daher früher für die Erfüllung der Unterquote genutzt wird, steht es nicht in ausreichender Kapazität zur Verfügung. Zudem kann fortschrittliches Methan durch die Doppelanrechnung auch in der allgemeinen THG-Quote angerechnet werden. Insgesamt ist davon auszugehen, dass in diesem Szenario das gesamte verfügbare und am Markt

absetzbare fortschrittliche Biomechan auf die THG-Quote angerechnet wird. Die Nichterfüllung des gesamten Quotenziels führt neben einer Quotenverfehlung auch zur vollständigen Einbeziehung aller fortschrittlichen Optionen. Durch die drohende Ausgleichszahlung und den damit sehr hohen Quotenpreis können sich auch teure Optionen etablieren.

Zusätzlich wirkt der Anpassungsmechanismus gemäß § 37h BImSchG. Dieser führt zeitverzögert zu einer Erhöhung der THG-Quote, wenn die elektrische Strommenge die in der THG-Quote definierten Grenzen überschreitet. Die THG-Quote ist daher hier um circa 1 % höher als die gesetzliche Vorgabe von 25 % [Nauermann et al. 2022b].

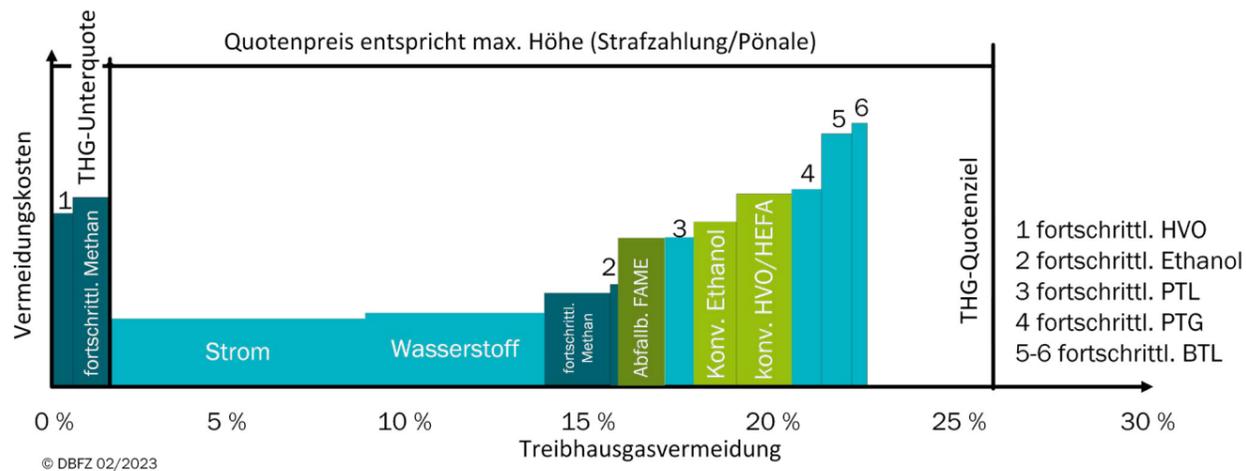


Abbildung 5: Anpassungsszenario mit Modellierung Merit-Order 2030

Das Klimaschutzszenario berücksichtigt das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045, setzt aber im Vergleich zum Anpassungsszenario bereits bis zum Jahr 2030 deutlich umfangreichere Maß-

nahmen um. Im Vergleich fällt vor allem der deutlich höhere Beitrag der Elektromobilität im Verkehr auf. Aufgrund des hohen Stromanteils sind zahlreiche Erfüllungsoptionen mit vergleichsweise hohen THG-Ver-

meidungskosten zur Quotenerfüllung nicht notwendig (Abbildung 5), zudem wirkt auch in diesem Szenario der Anpassungsmechanismus.

Im Gegensatz zum Anpassungsszenario wird in diesem Szenario die THG-Quote erfüllt, was nicht zuletzt auf den starken Rückgang des Endenergieverbrauchs im Verkehr zurückzuführen ist. Damit wird im Vergleich

zum Anpassungsszenario ein höherer Beitrag zur Erreichung des Klimaschutzziels im Verkehr geleistet. Dennoch kann auch in diesem Szenario fortschrittliches Methan sowohl auf die THG-Unterquote als

auch auf die Gesamtquote angerechnet werden. Für die teureren fortschrittlichen Optionen ist der Beitrag jedoch sehr begrenzt, sodass diese teilweise aus der Quote verdrängt werden dürften.

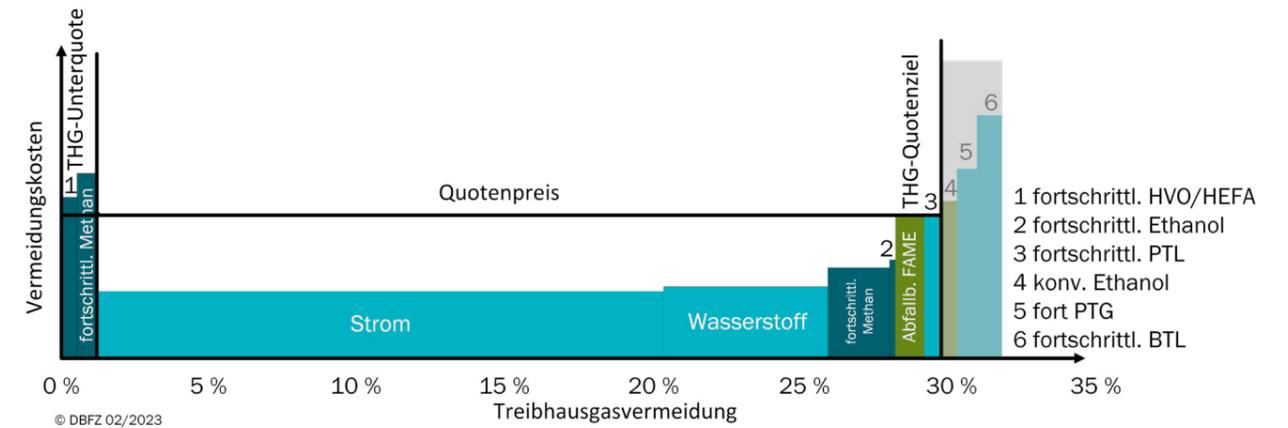


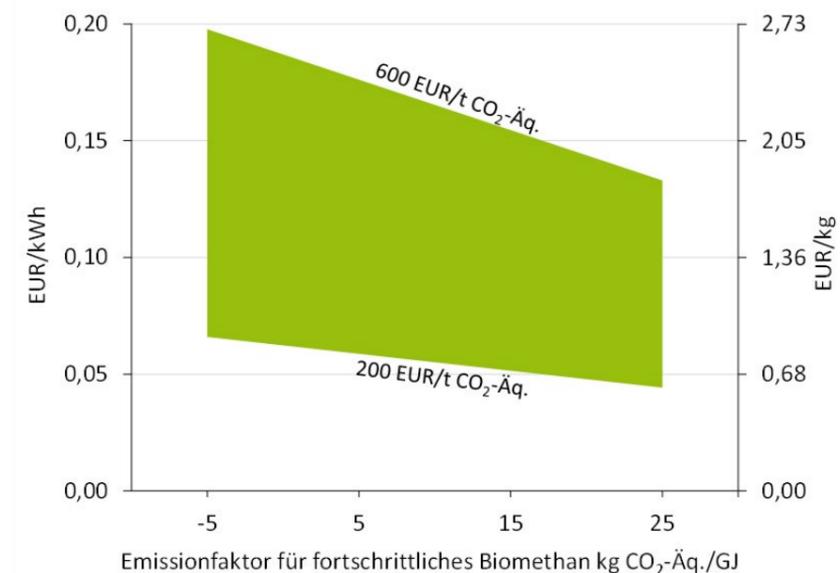
Abbildung 6: Klimaschutzszenario mit Modellierung der Merit-Order 2030

ERLÖSE AUS DEM QUOTENHANDEL FÜR FORTSCHRITTLICHES BIOMETHAN

Die Erlöse aus dem Quotenhandel richten sich nach dem Emissionsfaktor des Biomethans sowie dem THG-Quotenpreis. In Abbildung 7 wurde beispielhaft fortschrittliches Biomethan

mit Emissionsfaktoren im Bereich von -5 bis 25 kg CO₂-Äq./GJ betrachtet. Als Obergrenze für die Quotenpreise wurde die Ausgleichsabgabe von 600 EUR/t CO₂-Äq. angesetzt.

Die möglichen Erlöse sind auf den Y-Achsen in EUR/kWh bzw. EUR/kg aufgetragen. Je niedriger der Emissionsfaktor des Biomethans ist (X-Achse), desto höhere Erlöse (Y-Achsen) können erzielt werden. Gleiches gilt für steigende THG-Quotenpreise (horizontale Linien).



Der mögliche Erlös für fortschrittliches Biomethan aus dem Quotenhandel kann nach dieser Berechnung sehr hoch ausfallen und damit Anreize für den Einsatz im Verkehr schaffen. Nicht berücksichtigt sind die Gebühren für den Quotenhandel selbst, Margen etwaiger Zwischenhändler sowie die anfallenden Steuern.

Abbildung 7: Mögliche Erlöse für fortschrittliches Methan auf Basis des Quotenjahres 2023

Fazit

Der Quotenpreis folgt durch den Quotenhandel den einfachen Marktmechanismen von Angebot und Nachfrage. Eine steigende THG-Quote führt zu einer steigenden Nachfrage nach Kraftstoffoptionen aus erneuerbaren Quellen. In einem idealen Markt sollte die teuerste Kraftstoffoption, die in einem bestimmten Jahr benötigt wird, den Preis bestimmen. Jedoch haben Multiplikatoren einen direkten und starken Einfluss auf die THG-Vermeidungskosten und damit auf Preise und Erlöse. Dadurch ist die Wirkungsweise der THG-Quote im Verkehrssektor schwer zu bestimmen und ihre Auswirkungen auf die Integration erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor sind sehr

komplex. Die Vielfalt der Kraftstoffoptionen, für die Emissionsminderungen angerechnet werden, ist einerseits vorteilhaft, da sich so über Marktmechanismen die effizientesten Emissionsminderer durchsetzen können. Andererseits können unterschiedliche Markteffekte, auch von nicht direkt miteinander verknüpften Erfüllungsoptionen, zu schwankenden Quotenpreisen führen.

Für die Hersteller fortschrittlicher Kraftstoffe stellen die Erlöse aus dem THG-Quotenhandel einen starken Anreiz für den Markthochlauf dar. Für die Planungssicherheit in dieser Phase sind jedoch möglichst stabile bzw. kalkulierbare Quotenpreise erforderlich. Mit der Unter-

quote entsteht ein Teilmarkt, in dem durch die Beschränkungen nur wenige Kraftstoffe im Wettbewerb stehen und noch höhere Erlöse zu erwarten sind.

Die beiden dargestellten Szenarien verdeutlichen die Bandbreite möglicher Entwicklungen bis zum Jahr 2030 und die Notwendigkeit, unterschiedliche Trends in einem Modell abbilden zu können. Die Modellierung ermöglicht es jedoch, Absatzmöglichkeiten für fortschrittliches Methan im Verkehr zu identifizieren. Durch die Berechnung der Erlöse können wiederum die erzielbaren Zusatzlöhne für die Betreiber von Anlagen für fortschrittliches Biomethan abgeschätzt werden.

MITTEL- BIS LANGFRISTIGE MARKTPERSPEKTIVEN FÜR ERNEUERBARES METHAN

Nutzung begrenzter Potenziale

Mittel- bis langfristig sollte die vielfältig einsetzbare, aber grundsätzlich begrenzt verfügbare Biomasse optimal genutzt werden. Bioenergie hat ihren kostenoptimalen Nutzen in den Bereichen, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich ist. Biogas bzw. Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen und Mais (sofern Anbauflächen zur Verfügung stehen) kommt eine Schlüsselrolle in der Energiewende zu, da es in schwer zu elektrifizierenden Bereichen flexibel und kosteneffizient zur Vermeidung der letzten im Energiesystem verbleibenden THG-Emissionen eingesetzt werden kann. Hierzu zählen neben dem Stromsektor (Residuallast) auch die Hochtemperaturindustrie, verbleibende Gasthermen sowie der Schiffsverkehr.

Für die Nutzung biogener Energieträger im Verkehrssektor zeigen **Modellergebnisse aus dem Vorhaben SoBio**, dass sowohl mittel- als auch langfristig Biokraftstoffe aus heimischen und importierten biogenen Rest- und Abfallstoffen nach der Elektromobilität die kosteneffizienteste Option zur Reduktion von Treibhausgasemissionen sind, gefolgt von strombasierten Kraftstoffen.

Während Straßen- und Schienenverkehr langfristig vollständig elektrifiziert werden, spielen mittelfristig Biokraftstoffe für die Erfüllung der Treibhausgasemissionsquote noch eine große

Rolle. Hier ist auch Biomethan wettbewerbsfähig. Langfristig findet verflüssigtes Biomethan im Schiffsverkehr Anwendung. Gemäß Modellierungsergebnissen können sich erneuerbares Methanol, Biodiesel (engl. fatty acid methyl ester, FAME) und BTL-Kraftstoff (engl. Biomass-to-Liquid, über Fischer-Tropsch-Synthese) hier nicht

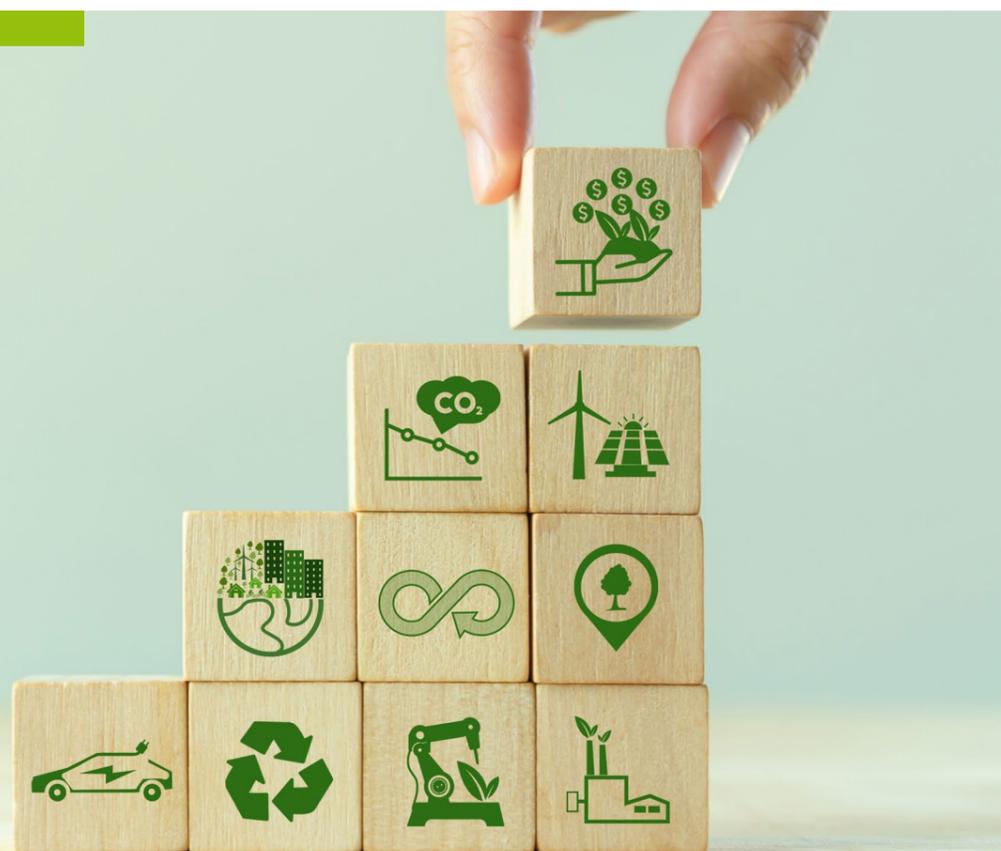
desregulierung eine **Nationale Biomassestrategie**, die die inhaltliche Grundlage für deren künftige biomassebezogene Politik bilden soll. Neben der Entwicklung von Leitprinzipien für den nachhaltigen Umgang mit Biomasse sollen Politikinstrumente gestaltet sowie konkrete Maßnahmen entwickelt werden.

Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen kommt eine Schlüsselrolle in der Energiewende zu.

durchsetzen. Der Flugverkehr wird zuletzt defossilisiert, da der Kostenunterschied von fossilem Kerosin zu den erneuerbaren Flugkraftstoffen im Vergleich zu anderen Verkehrsbereichen am größten ist.

In den Modellierungsergebnissen wird Erdgas in allen Szenarien erst nach dem Jahr 2040 durch Biomethan aus den Prozessenergieanwendungen (über 500 °C) verdrängt. Eine frühere Verdrängung ist derzeit nicht zu erwarten, was vor allem auf den niedrigen CO₂-Preis zurückzuführen ist. Der CO₂-Preis wirkt dabei als nahezu einziges Lenkungsinstrument. Sollte es zu einem deutlichen Anstieg dieses Preises kommen, würde sich die Wirtschaftlichkeit von Biomethan entsprechend früher einstellen und zu einem Hochlauf der Nutzung führen. (Meisel et al. 2023b, 2023a) Derzeit erarbeitet die Bun-

Zentrales Leitprinzip der Strategie ist die konsequente Kaskaden- und Mehrfachnutzung von Biomasse. Der stofflichen Nutzung wird dabei der Vorrang gegeben und nach einer möglichst langfristigen Kohlenstoffbindung steht am Ende der Kaskade die energetische Nutzung. Maßgabe ist zudem die Nutzung der effizientesten Dekarbonisierungsoptionen. (BMEL 2023)





Regulatorische Rahmenbedingungen

Für die **Nutzung im Verkehr** hat neben den bereits dargestellten Vorgaben der RED II bzw. des BIm-SchG auch das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen, das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), einen zunehmenden Einfluss. Es betrifft seit dem Jahr 2021 die Reduktion von Treibhausgasemissionen in den bisher nicht vom Europäischen Emissionshandelssystem (engl. European Union Emissions Trading System, EU-ETS) erfassten Bereichen Verkehr und Wärme [BEHG 2019]. Es dient insofern der Umsetzung der auf diese Bereiche abzielenden EU-Lastenteilungsverordnung (engl. Effort sharing regulation, ESR) [Europäisches Parlament und Rat 30.05.2018] sowie der nationalen Klimaschutzziele insbesondere in den Sektoren Gebäude und Verkehr, wobei der europäische Inlandsflugverkehr bereits dem EU-ETS unterliegt. Zu diesem Zweck legt das Gesetz einen sukzessiv ansteigenden Preis für THG-Emissionen aus Kraft- und Brennstoffen fest. Für die Dauer der Zuteilung liegt der Festpreis pro Emissionsberechtigung bei 30 EUR (2023), der Preiskorridor für die Verstärkung der Berechtigungen ab

dem Jahr 2026 beträgt 55 bis 65 EUR pro Emissionsberechtigung.

Im **Schwerlastverkehr** sind hinsichtlich der Einführung von erneuerbarem Methan zudem die begrenzte Flotte verfügbarer LNG-Fahrzeuge, deren Ausbau und der Ausbau der dafür notwendigen Infrastruktur in den kommenden Jahren die entscheidenden Einflussgrößen.

Für den **Seeverkehr** regelt die Internationale Seeschiffahrtsorganisation IMO die Anforderungen an das Emissionsverhalten des weltweiten Seeverkehrs. Die IMO hat verbindliche Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Begrenzung der CO₂-Emissionen neuer Schiffe erlassen, u. a. den Carbon Intensity Indicator (CII), der die großen Handelsschiffe in Effizienzklassen unterteilt und in einer jährlichen Bewertung die Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe betrachten kann. Auf europäischer Ebene sollen gemäß dem Vorschlag für eine Verordnung über die Verwendung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen im Seeverkehr, FuelEU Maritime, die

Treibhausgasemissionen aus dem Seeverkehr ebenfalls schrittweise reduziert werden [Europäisches Parlament und Rat 2021b)]. Die geforderte Reduktion beträgt 2 % ab dem Jahr 2025, 6 % ab dem Jahr 2030, 14,5 % ab dem Jahr 2035, 31 % ab dem Jahr 2040, 62 % ab dem Jahr 2045 und 80 % ab dem Jahr 2050. Diese Ziele können entsprechend auch mit kraftstoffunabhängigen Maßnahmen wie Geschwindigkeitsreduktion verfolgt werden. Ein verbindlicher Anteil an erneuerbaren Kraftstoffen wird erst ab dem Jahr 2034 mit 2 % gefordert.

Hinsichtlich des Aufbaus einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe fordert die entsprechende Richtlinie (AFID) die Mitgliedstaaten auf, nationale politische Rahmenbedingungen für die Marktentwicklung alternativer Kraftstoffe und deren Infrastruktur zu entwickeln [Europäisches Parlament und Rat 14.07.2021]. Gemäß den Vorgaben soll eine angemessene Anzahl von Tankstellen zur Versorgung des Verkehrs mit Gas entstehen. So soll LNG in Seehäfen bis Ende 2025 und in Binnenhäfen bis Ende 2030 angeboten werden.

Der Entwurf zur Änderung der Richtlinie der EU-ETS sieht die Ausweitung des Emissionshandels auf den Seeverkehrssektor vor [Europäisches Parlament und Rat 2021a]. Dies betrifft ausschließlich die CO₂-Emissionen großer Schiffe, unabhängig davon, in welchem Land sie registriert sind. Die Ausweitung wird alle Emissionen von Schiffen umfassen, die auf Fahrten innerhalb der EU einen EU-Hafen anlaufen (intra-EU), 50 % der Emissionen aus Fahrten, die außerhalb der EU beginnen oder enden (extra-EU), sowie Emissionen von Schiffen, die in EU-Häfen liegen. Mögliche erneuerbare Kraftstoffoptionen für die Schifffahrt sind Pflanzen- und Pyrolyseöle, FAME, Bio-LNG, BTL, (e)Ammoniak, (e)Methanol und eLNG, mit jeweils Unterschieden in der verfügbaren Kapazität und dem technologischen Reifegrad. eLNG ist derzeit noch nicht am Markt verfügbar. Es verursacht bei der Herstellung auf Basis erneuerbarer Energien geringe Emissionen. Ob sich dieser Kraftstoff zukünftig am Markt durchsetzen kann, hängt vor allem vom Hochlauf der Wasserstoffbereitstellung und den Bereitstellungskosten ab.

Gemäß dem Vorschlag für eine Verordnung zur Gewährleistung fairer Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen **Luftverkehr** (ReFuelEU Aviation) müssen die Anbieter von Flugkraftstoffen künftig sicherstellen, dass der Flugkraftstoff in der EU einen Mindestanteil an nachhaltigem Flugkraftstoff (engl. Sustainable Aviation Fuel, SAF) enthält. [Europäisches Parlament und Rat 2021a]. Deutschland plant zusätzlich eine PTL-Quote: Bis zum Jahr 2026 sollen 0,5 % der Kraftstoffmenge strombasiert hergestellt werden. Im Jahr 2028 liegt der Wert bei 1 % und steigt im Jahr 2030 auf 2 % (§ 37a BImSchG). Zwar ist die Nutzung von erneuerbarem Methan für nachhaltige Flugkraftstoffe derzeit kaum im Fokus. Allerdings ließe sich über eine Partialoxidation mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese ein GTL (engl. Gas-to-Liquid) und damit neben einem Diesel- auch ein Kerosinsubstitut herstellen [DECHEMA und VDI 2017].

Für die **stationäre energetische Nutzung** von erneuerbarem Methan setzen ebenso wie bei der Nutzung im Verkehrssektor bisher die THG-Quote gemäß BImSchG bzw. RED II und perspektivisch verstärkt das BEHG den

Rahmen. Darüber hinaus sollen durch das EU-ETS die Treibhausgasemissionen der teilnehmenden Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie reduziert werden. Seit 2012 nimmt der innereuropäische Luftverkehr teil.

Für die **stoffliche Nutzung** im Allgemeinen und damit die Defossilisierung der nicht-energetischen Ressourcen für Produktionsprozesse bestehen absehbar keine verbindlichen regulatorischen Rahmenbedingungen. Ein stetig wachsendes Bewusstsein der Verbraucher und der daraus resultierende Handlungsdruck auf Unternehmen führen dennoch zu umfangreichen Bemühungen. Die Aussage, ein nachhaltiges Produkt anzubieten, entwickelt sich zunehmend zu einem Wettbewerbsfaktor und vermeintlich umweltfreundliche Produkte verzeichnen ein größeres Wachstum als Standardprodukte. Um potenziellen Falschaussagen und Irreführung entgegenzuwirken, hat die Europäische Kommission einen Vorschlag für eine Richtlinie über die Begründung ausdrücklicher Umweltaussagen und die diesbezügliche Kommunikation erarbeitet [Europäische Kommission 2023a].



EFFEKTE DER MARKTIMPLEMENTIERUNG

GESELLSCHAFTLICH, WIRTSCHAFTLICH UND ÖKOLOGISCH

Die wesentliche Rechtsgrundlage für Maßnahmen zur Umsetzung des Pariser **Klimaschutzabkommens** ist in Deutschland seit 2019 das Klimaschutzgesetz. Im Hinblick auf das angepasste europäische Klimaziel für 2030 und in Folge des Urteils des Bundesverfassungsgerichts, welches einen verbindlichen Pfad zur Klimaneutralität fordert, hat die Bundesregierung das Gesetz angepasst [KSG 18.08.2021]. Aktuell ergibt sich daraus ein Minderungsziel von mindestens 65 % der jährlichen Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 gegenüber 1990. Die Defossilisierung und damit die deutliche Reduktion von Treibhausgasemissionen einerseits sowie die Verringerung der Energieimportabhängigkeit andererseits sind auch zentrale Aspekte von REPowerEU und den geplanten Änderungen im Zuge der Revision der EU RED II. Biomethan spielt neben nicht-biogenen erneuerbaren Energien hier eine zentrale Rolle. Bereits seit 2004 wird die Stromerzeugung aus Biogas durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland gefördert, wodurch es vor allem in den Jahren 2007 bis 2014 zu einem starken Zubau solcher Anlagen kam. Im Anschluss hat sich dieser aufgrund geänderter Förderbedingungen deutlich reduziert. Von den derzeit in Deutschland etwa 8.600 Biogasanlagen wurden im Jahr 2021 etwa 18 TWh Strom erzeugt, was 13 % des erneuerbaren Stromverbrauchs entsprach [BMWK 2022]. In weiteren 244 Biogasanlagen mit anschließender Aufbereitung auf Erdgasquali-

tät und Einspeisung ins Erdgasnetz wurden im Jahr 2021 100 TWh Biomethan bereitgestellt, wovon etwa 10 TWh eingespeist wurden.

Damit leistet die Biogastechnologie bereits heute einen, wenn auch begrenzten, Beitrag zur **Versorgungssicherheit der deutschen Energiewirtschaft**. Deutschland ist in hohem Maße von Energieimporten, insbesondere von Erdgas, Öl und Kohle, abhängig. Heimisch erzeugtes Biomethan kann den Bedarf an Gasimporten verringern und die Energieunabhängigkeit und -sicherheit Deutschlands direkt verbessern. Dies kann dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu schützen und das Risiko der hohen Energiekosten als Belastung für Haushalte zu reduzieren.

Deutschland ist in hohem Maße von Energieimporten abhängig, Biogastechnologie leistet bereits heute einen Beitrag zur Versorgungssicherheit der deutschen Energiewirtschaft.

Darüber hinaus kann die Erzeugung von Biomethan bis zum Jahr 2050 zur Schaffung von 1,1 bis 1,8 Millionen Arbeitsplätzen entlang der gesamten Wertschöpfungskette in Europa [Alberici et al. 2023]. Da es sich bei der Biomethanproduktion um ein dezentrales Produktionsmodell handelt, ist davon auszugehen, dass ihr Einsatz insbesondere in ländlichen Regionen neue Beschäftigungsvorteile mit sich bringen wird.

Die Nutzung von biogenen Nebenprodukten und Abfällen als Biogassubstrat kann neben der Biogasbereitstellung zu einer zusätzlichen **Reduktion von diffusen Treibhausgasemissionen** führen, die z. B. bei der Lagerung oder Kompostierung entstehen. Auch die Sammlung von Grüngut wie beispielsweise Grünabfällen aus dem Straßenbetriebsdienst (Straßenbegleitgrün) anstelle des Mulchens kann einen weiteren Beitrag zur Emissionsminderung leisten.

Die beim Biogasprozess, der anaeroben Fermentation, entstehenden Gärreste können in der Regel als **organische Dünger** in der Landwirtschaft verwertet werden und so den Bedarf an mineralischen Düngemitteln reduzieren.

Kohlendioxid und Methan sind klimaschädliche Gase, wobei Methan ein 27-mal wirksameres **Klimagas** ist als Kohlendioxid [IPCC 2022]. Es ist daher von zentraler Bedeutung, entlang der gesamten Bereitstellungs- und Nutzungskette von erneuerbarem Methan diffuse Emissionen zu vermeiden.

Durch die verstärkte Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe wie Gülle oder Biogut können in Biogasanla-

gen erhebliche Volumina allgemein **wassergefährdender Stoffe** behandelt werden. In Abhängigkeit von den eingesetzten Stoffen regeln rechtsverbindliche Anforderungen zum Schutz von Umwelt und Nachbarschaft die Errichtung und den sicheren Betrieb von Biogasanlagen. Biogasanlagen können grundsätzlich auch eine Quelle für Gerüche, Schadstoffe oder Lärm darstellen. [Fendler et al. 2019]

Anlagen zur Erzeugung von Biogas oder synthetischem Methan sind grundsätzlich komplexe Anlagen mit entsprechendem **Risikopotenzial**. Das größte Sicherheitsrisiko resultiert aus dem Methan, das in den Anlagen erzeugt, gespeichert und umgesetzt wird. Anlagen bzw. Betriebsbereiche, in denen mindestens 10 Tonnen entzündbare Gase (rohes Biogas oder Methan) oder mindestens 50 Tonnen verflüssigtes Methan vorhanden sind unterliegen der Störfall-Verordnung [12. BImSchV]. Ereignisse an diesen Betriebsbereichen, die zu Entzündung, Explosion oder Freisetzung gefährlicher Stoffe, Schädigungen von Personen oder Haus- und Grundeigentum, unmittelbaren Umweltschädigungen, Sachschäden in definiertem Mindestumfang oder grenzüberschreitende Schädigungen führen, sind an die zuständige Behörde mitzuteilen. [12. BImSchV] Von den Behörden der Länder werden die Mitteilungen sowie deren Analysen zu den Störfällen weitergeleitet an die Zentrale Melde- und Auswertstelle für Störfälle und Störungen in verfahrenstechnischen Anlagen (ZEMA)

Eine Analyse der (Europäische Kommission 2020) kommt zu dem Schluss: Investitionen in erneuerbare Energien fördern die **Beschäftigung**

„In der EU waren 2018 einschließlich der indirekten Arbeitsplätze entlang der Wertschöpfungskette fast 1,5 Mio. Menschen im Bereich der erneuerbaren Energien beschäftigt. [...] Nach Schätzungen der Internationalen Agentur für erneuerbare Energien (IRENA) wird es bis zum Jahr 2050 in der EU 2,7 Mio. Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien, 1,7 Mio. im Bereich der Energieeffizienz und 0,8 Mio. im Bereich der Systemflexibilität geben. Auch nach Schätzungen der IEA werden Photovoltaik und der Bereich der Energieeffizienz in Gebäuden und der Industrie mit 10 bis 15 die meisten neuen Arbeitsplätze je Million EUR Investitionssumme aufweisen.“

Laut (BMEL) waren „in der Erneuerbaren-Energien-Branche in Deutschland im Jahr 2019 knapp 300.000 Menschen beschäftigt, davon etwa ein Drittel im Bereich Bioenergie. Im Jahr 2020 wurden in Deutschland etwa 11 Milliarden EUR in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert.“ Außerdem „stärkt Bioenergie die Wirtschaftskraft vor Ort, fördert insbesondere die Entwicklung ländlicher Räume“ und ist „ein wichtiges Standbein für viele land- und forstwirtschaftliche Betriebe.“

am Umweltbundesamt sowie an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Im Jahr 2020 wurden drei Fälle von Biogas-Freisetzung an Biogasanlagen gemeldet [ZEMA 2022]. Da ein Großteil der betriebenen Biogasanlagen unterhalb der Größenschwelle für die Störfallverordnung liegt, wird auch nur ein Teil der tatsächlichen Störfälle über diesen Meldeweg erfasst. Neben diesen störungsbedingten Schäden führen auch allgemeine Arbeitsunfälle zu Sach- und Personenschäden [Fendler et al. 2019].

DAS VORHABEN PILOT-SBG

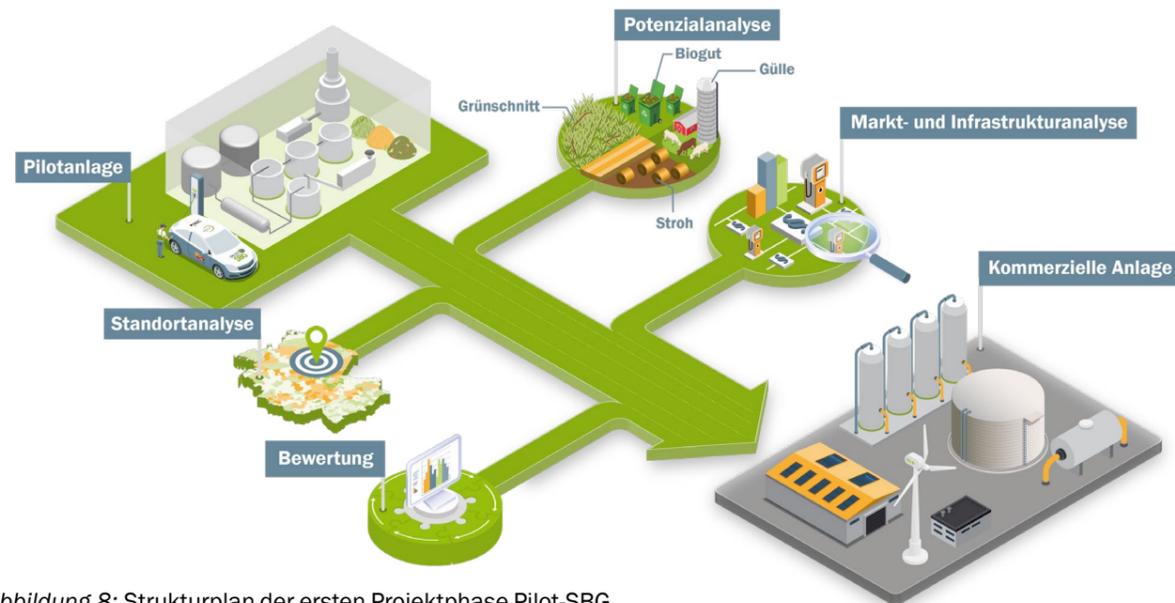


Abbildung 8: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG

Das Vorhaben fokussiert als innovationsunterstützende Dienstleistung auf die Weiterentwicklung von fortschrittlichem erneuerbarem Methan als Kraftstoff in Deutschland. Es baut auf der in der ersten Projektphase geplanten und errichteten Pilotanlage im Technikumsmaßstab und entsprechenden Vorversuchen auf. Der

Während nach der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2023 der technologische Schwerpunkt im Projekt auf der erfolgreichen Pilotierung und Prozessoptimierung liegt, werden darüber hinaus Rückschlüsse für modulspezifische und konzeptionelle Optimierungsansätze und den Erfolg im kommerziellen Maßstab abgeleitet. Die Optimierungs-

kampagnen mit agrarischen (Stroh und Rindergülle) und urbanen (Bioabfall: Biogut und Grüngut) Ressourcen werden auch modul- und schnittstellenspezifische Versuchsreihen durchgeführt. Basierend auf der Modellierung und Skalierung der Versuchsergebnisse sowie einer Erweiterung der Bilanzgrenzen auf die gesamte Bereitstellungskette werden neben der ökologischen Bewertung auch Kosten- und Erlösstrukturen betrachtet.

Das Vorhaben Pilot-SBG adressiert die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Energieträger für schwer elektrifizierbare Verkehrssektoren.

innovative Verfahrensansatz der Pilotanlage zielt auf die Erhöhung der Methanausbeute aus dem Biogasprozess, u. a. durch die Verwertung des biogenen CO₂ mit grünem Wasserstoff. Zentrale Aspekte einer begleitenden Machbarkeitsanalyse sind vor allem die Ressourcenverfügbarkeit und -verteilung sowie weitere Standort-, Infrastruktur- und Marktfragen (Abbildung 8).

kriterien der Prozessführung und der Prozesskette sind dabei Ressourceneffizienz und die Schließung von Stoffkreisläufen sowie Treibhausgasvermeidungskosten. In den zwei Teilpaketen werden daher praktische Forschungsversuche einerseits und deren Bewertung auf konzeptioneller Ebene andererseits realisiert. Neben dem reproduzierbaren Routinebetrieb der Gesamtanlage in Versuchs-

Im Anschluss an das Projekt Pilot-SBG soll die Pilotanlage als zentraler Bestandteil einer Technologieplattform für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft dienen. Von besonderem Vorteil ist dabei die hohe Flexibilität der Anlage hinsichtlich einer bspw. veränderten Anordnung oder Erweiterung der modularen Prozesskette.

ÜBERBLICK FOKUSHEFTE 2023

Biogene Reststoffe und Abfälle gewinnen im Kontext der Energie- und Verkehrswende und einer biobasierten Wirtschaft zunehmend an Bedeutung. Die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Kraftstoff im Verkehr kann dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. Im Vorhaben Pilot-SBG wird in einem integrierten Konzept aus biogenen Rest- und Abfallstoffen über die anaerobe Fermentation Biogas produziert und dieses anschließend mit grünem Wasserstoff zu Methan umgesetzt. Um das Konzept optimal zu unterstützen, werden neben den technologischen Fragestellungen innerhalb des Vorhabens auch Themen der Markt- und Standortanalyse adressiert. Ein erster Meilenstein ist die übersichtliche Zusammenfassung des Status quo in einer Veröffentlichungsreihe zu ausgewählten Schwerpunkten.

In jedem Fokusheft wird ein Überblick über die verfügbaren Optionen des jeweiligen Prozessschritts gegeben und diese werden in einem kurzen technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleich einander gegenübergestellt. Analog hierzu verfahren auch die beiden Fokushefte zur **Wasserstoffbereitstellung** sowie zur **Methanverflüssigung**. Diese Prozessschritte sind zwar nicht Bestandteil der Pilotanlage, aber für eine Skalierung in den kommerziellen Maßstab unabdingbar (Abbildung 9).

Die Ergebnisse der Machbarkeitsanalyse aus der ersten Projektphase sind neben dem vorliegenden Fokusheft zur **Marktanalyse und Treibhausgasquote** zusammenfassend in denen zur **Standortanalyse und Ressourcen-**

verteilung sowie **Infrastrukturanalyse** dargestellt, wobei sie thematisch vielfach ineinandergreifen.

Die Umsetzung von integrierten Bereitstellungskonzepten für erneuerbares, also bio- und strombasiertes Methan ist von zahlreichen Faktoren abhängig und kann in seiner standortspezifischen Ausgestaltung sehr unterschiedlich ausfallen. Ein erstes **Beispielkonzept** für die Umsetzung im kommerziellen Maßstab wird in einem weiteren Fokusheft dargestellt.

►► Weitere Informationen: Report 44 „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“

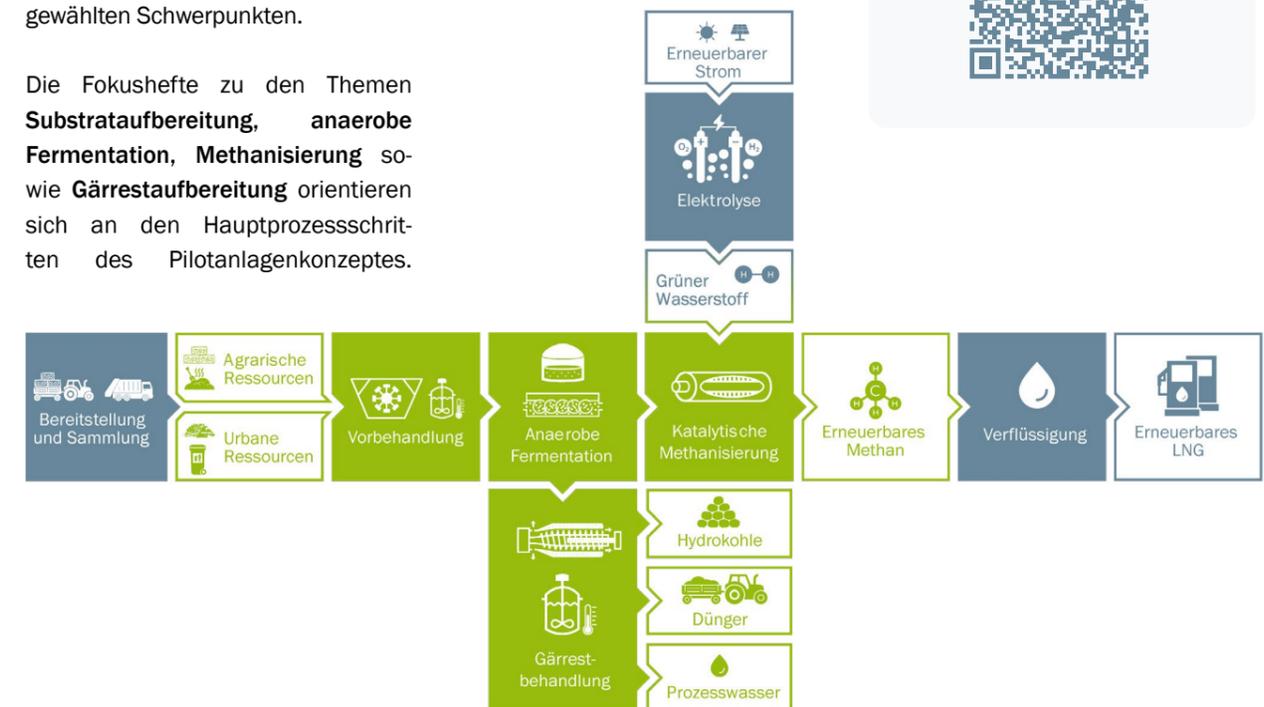


Abbildung 9: Prozessschritte in der Pilotanlage (grün) und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab (grün + petrol)



Abbildung 10: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbaren Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig

METHODENBESCHREIBUNG | SZENARIENAUSWAHL

Verschiedene Studien [Purr et al. 2019; Luderer et al. 2021] beschäftigen sich mit der zukünftigen Entwicklung des Verkehrssektors in Deutschland in den kommenden Jahren und daraus resultierenden Energiebedarfen sowie Treibhausgasemissionen. Die Szenarien folgen dabei in der Regel dem Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 bzw. 2050 (abhängig vom Erscheinungsjahr).

In Abbildung 11 sind die bisherige Entwicklung bis zum Jahr 2021 sowie die Ergebnisse zweier ausgewählter Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor dargestellt. Es wird deutlich, dass der Energieverbrauch im Verkehr massiv sinken muss, damit das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 (bzw. 2045, gem. Klimaschutzgesetz) erfüllt werden kann.

Die beiden ausgewählten Szenarien bilden Beispiele einer möglichen Entwicklung ab:

- Anpassungsszenario mit verzögerten Anpassungen, auf Datenbasis der UBA Rescue Studie [GreenLate Szenario nach (Prognos et al. 2021)],

- Klimaschutzszenario, auf Datenbasis der dena-Leitstudie mit für die Klimaneutralität im Jahr 2045 benötigten Randbedingungen [Bründlinger et al. 2018].

Die für die Quotenerreichung zum Einsatz kommenden Erfüllungsoptionen werden sich nach Art und Anteil in den Jahren bis 2030 erheblich ändern, wenngleich detaillierte Prognosen kaum möglich sind. Die Berechnung auf Basis der Szenarien können lediglich Entwicklungstendenzen aufzeigen.

Folgende Grundannahmen gelten für beide betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2030:

- die Deckelung der konventionellen Biokraftstoffe sowie Biokraftstoffe aus Abfallölen und -fetten
- starker Anstieg der Elektromobilität
- erkennbare, jedoch untergeordnete Bedeutung der Wasserstoffnutzung ab der zweiten Hälfte der Dekade
- langsam steigender Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe
- geringer Markthochlauf für BTL, PTL sowie PTG (Methan)

Annahmen und Randbedingungen, die weiteren gesellschaftspolitischen, wirtschaftlichen und technischen Entwicklungen unterliegen, sind bereits in den ausgewählten Studien bzw. Szenarien berücksichtigt und für ausgewählte Aspekte in Tabelle 2 kurz dargestellt.

Für beide Szenarien sind die Annahmen bezüglich des Ausbaus aller weiterer Erfüllungsoptionen bis zum Jahr 2030 gleich, dabei basieren die Daten für die biobasierten Erfüllungsoptionen auf Annahmen nach [IEA Bioenergy 2021; BLE 2020] und für den Wasserstoff auf [BMWi 2020] und für BTL und PTL auf [Naumann et al. 2022b]. Außerdem sind die Vermeidungskosten gleich, diese basieren auf einer Studienrecherche nach [Dögnitz et al. 2022].

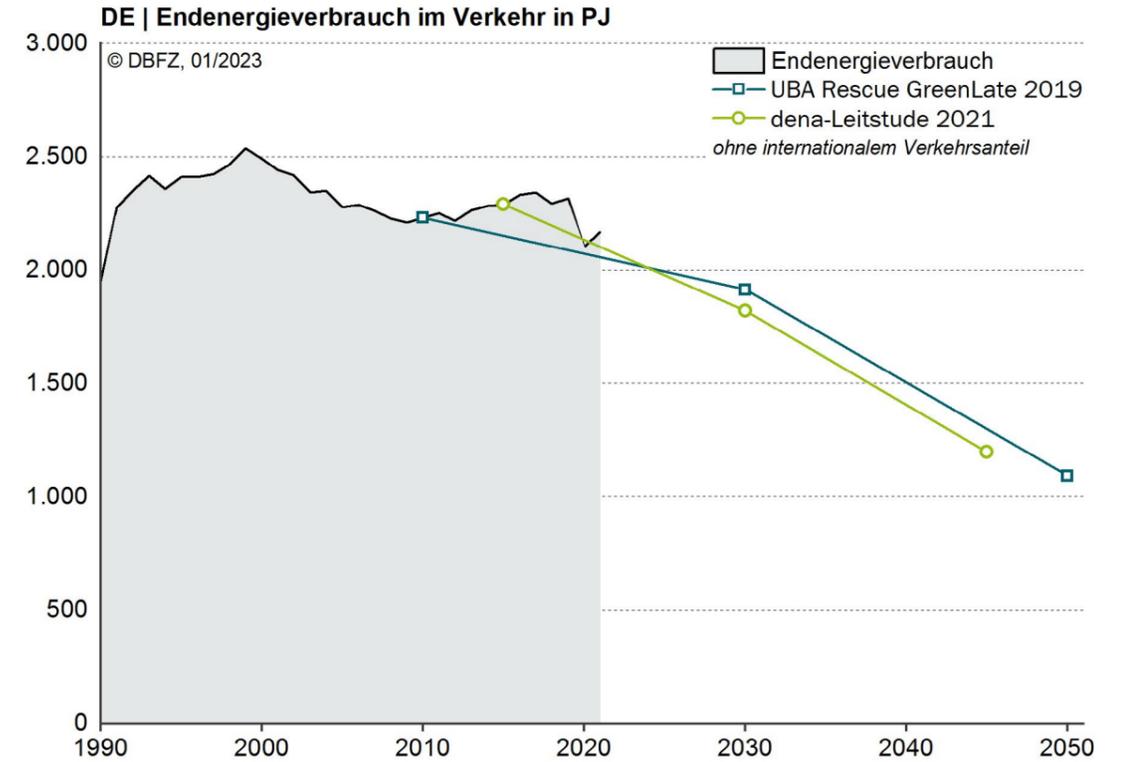


Abbildung 11: Endenergiebedarf im Verkehr für Deutschland, erweitert um betrachtete Szenarien für die Jahre 2030, 2045 und 2050, Datenbasis [Purr et al. 2019; Luderer et al. 2021]

Tabelle 2: Annahmen der Szenarien (Purr et al. 2019; Bründlinger et al. 2018)

Szenario	Basierend auf	Energiebedarf Verkehr 2030	Elektrischer Strom im Verkehr 2030	Wasserstoff im Verkehr 2030
Anpassungsszenario	UBA Rescue GreenLate	Leichte Reduktion (2030: 10 % gegenüber 2020)	Normaler Ausbau	Deutlich erhöht
Klimaschutzszenario	dena-Leitstudie Klimaneutralität	Deutliche Reduktion (2030: 22 % gegenüber 2020)	Deutlicher Ausbau	Extrem erhöht

ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS

Abkürzung	Beschreibung
AFID	Alternative Fuel Infrastructure Directive
AtJ	Alcohol-to-Jet
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BTL	Biomass-to-Liquid
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
CNG	Compressed Natural Gas
dena	Deutsche Energie Agentur
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
eLNG	electrified Liquefied Natural Gas (strombasiertes LNG)
ESR	Effort Sharing Regulation
EU	Europäische Union
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
FAME	Fettsäuremethylester
Fortschittl.	Fortschrittlich
FT	Fischer-Tropsch
GTL	Gas-to-Liquid
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HVO	Hydrotreated Vegetable Oils
Konv.	Konventionell
LNG	Liquefied Natural Gas
MeOH	Methanol
POME	Palm Oil Mill Effluent
PTG	Power-to-Gas
PTL	Power-to-Liquid
PTX	Power-to-X
RED II	Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
SAF	Sustainable Aviation Fuel
THG	Treibhausgas
TRL	Technologiereife
UCO	Used Cooking Oil
UER	Upstream-Emissions-Reduktionen
UERV	Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote
IRENA	Internationale Agentur für erneuerbare Energien

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übersicht verfügbarer Erfüllungsoptionen in der THG-Quote und Merit-Order-Modell 4

Abbildung 2: Quotenhandel in Deutschland, Quotenhandel entspricht Übertragung der Erfüllung der Verpflichtung auf Dritte; basierend auf umfangreicherer Darstellung in [Naumann et al. 2022a]..... 11

Abbildung 3: Darstellung einer Verschiebung innerhalb der Merit-Order in der THG-Quote bei Einbringung einer günstigen Erfüllungsoption 14

Abbildung 4: Beispielszenario 15

Abbildung 5: Anpassungsszenario mit Modellierung Merit-Order 2030 16

Abbildung 6: Klimaschutzszenario mit Modellierung der Merit-Order 2030 17

Abbildung 7: Mögliche Erlöse für fortschrittliches Methan auf Basis des Quotenjahres 2023..... 17

Abbildung 8: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG 24

Abbildung 9: Prozessschritte in der Pilotanlage (grün) und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab (grün + petrol)..... 25

Abbildung 10: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbaren Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig 26

Abbildung 11: Endenergiebedarf im Verkehr für Deutschland, erweitert um betrachtete Szenarien für die Jahre 2030, 2045 und 2050, Datenbasis [Purr et al. 2019; Luderer et al. 2021]..... 29

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Zusammenfassender Vergleich zwischen katalytischer Methanisierung, biologischer Methanisierung und CO₂-Abtrennung..... 11

Tabelle 2: Annahmen der Szenarien (Purr et al. 2019; Bründlinger et al. 2018) 28

LITERATURVERZEICHNIS

Aarhus University (Hg.) (2015): Final report: MeGa-stoRE. Project no. 12006. Aarhus University, GreenHydrogen.dk, Elpatek A/S, Lemvig Biogasanlæg A.m.b.A., DTU Mekanik, AU - Herning.

Ardolino, F.; Cardamone, G. F.; Parrillo, F.; Arena, U. (2021): Biogas-to-biomethane upgrading. A comparative review and assessment in a life cycle perspective. In: *Renewable Sustainable Energy Rev* 139 (1), S. 110588. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110588.

Artz, Jens; Müller, Thomas E.; Thenert, Katharina; Kleinekorte, Johanna; Meys, Raoul; Sternberg, André et al. (2018): Sustainable Conversion of Carbon Dioxide. An Integrated Review of Catalysis and Life Cycle Assessment. In: *Chem. Rev* 118 (2), S. 434–504. DOI: 10.1021/acs.chemrev.7b00435.

Baena-Moreno, Francisco M.; Le Saché, Estelle; Pastor-Pérez, Laura; Reina, T. R. (2020): Membrane-based technologies for biogas upgrading. A review. In: *Environ. Chem. Lett.* 18 (5), S. 1649–1658. DOI: 10.1007/s10311-020-01036-3.

Bajohr, S.; Schollenberger, D.; Buchholz, D.; Weinfurter, T.; Götz, M. (2014): Kopplung der PtG-Technologie mit thermochemischer Biomassevergasung. Das KIC-Projekt „DemoSNG. In: *gwf-Gas | Erdgas* 155 (7), S. 470–475.

Bär, Katharina; Graf, Frank (2020): Techno-ökonomische Bewertung der Kopplung von Biogasanlagen mit biologischer Methanisierung. In: *gwf Gas + Energie*, S. 48–57.

Bär, Katharina; Mörs, Friedemann; Götz, Manuel; Graf, Frank (2015): Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. In: *gwf-Gas | Erdgas*, S. 1–8.

Beil, Michael; Daniel-Gromke, Jaqueline; Müller-Syring, Gert; Erler, Ronny; Jakob, Sven (2019): Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA). Schlussbericht.

Burkhardt, Marko; Jordan, Isabel; Behrens, Johannes; Panzer, Nicole (2017): Schlussbericht zum Vorhaben. Bedarfsorientierte Me-thansynthese auf Basis der Integration weiterer erneuerbarer Energieträger. Hg. v. Brandenburgische Technische Universität.

Calbry-Muzyka, Adelaide S.; Indlekofer, Julian; Schneebeil, Jörg; Biollaz, Serge M. A. (2019): Online Measurement of Sub-ppmv Total Sulfur in Biogas by Chemiluminescence. In: *Energy Fuels* 33 (10), S. 9859–9869. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b01778.

Calbry-Muzyka, Adelaide S.; Schildhauer, Tilman J. (2020): Direct Methanation of Biogas—Technical Challenges and Recent Progress. In: *Front. Energy Res.* 8, S. 42. DOI: 10.3389/fenrg.2020.570887.

dena (2018): Power to X: Technologien. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf.

EBA (2021): Statistical Report 2021. Hg. v. European Biogas Association.

Edel, Matthias; Kühnel, Christine (2019): biogaspartner – gemeinsam einspeisen. Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa - Markt, Technik und Akteure. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

ERA-Net (2019): USC-FlexStore. Underground Sun Conversion – Flexible Storage. Online verfügbar unter https://www.eranet-smartenergysystems.eu/global/images/cms/Content/Fact%20Sheets/ERANetSES_FactSheet_JC19_USC-FlexStore.pdf.

DIN EN 16723-2, Oktober 2017: Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegung für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge.

Erler, Ronny; Schuhmann, Enrico; Köppel, Wolfgang; Bidart, Christian (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential). Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

EUDP (2018): Electrical upgrading of biogas. EUDP 12 II. Unter Mitarbeit von Haldor Topsøe A/S, Aarhus University, HMN, NatureEnergy, EnergiMidt, DGC et al. Hg. v. Energy Technology Development and Demonstration Program.

European Commission (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018.

European Union (2022): Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 - halbjährliche Daten. Hg. v. Statistisches Amt der Europäischen Union, zuletzt geprüft am 19.04.2022.

FNR (2016): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 7. Auflage. Unter Mitarbeit von Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KBT), Johann Heinrich von Thünen Institut (TI), Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik und Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Rostock.

Fröhlich, Thomas; Blömer, Sebastian; Münter, Daniel; Brischke, Lars-Arvid (2019): CO2 Quellen für die PtX Herstellung in Deutschland. Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. Heidelberg (ifeu paper, 03/2019).

Geppert, Florian; Liu, Dandan; van Eerten-Jansen, Mieke; Weidner, Eckhard; Buisman, Cees; Ter Heijne, Annemiek (2016): Bioelectro-chemical Power-to-Gas. State of the Art and Future Perspectives. In: *Trends Biotechnol.* 34 (11), S. 879–894. DOI: 10.1016/j.tibtech.2016.08.010.

Heller, Thomas (2017): Testing the future. BioPower2Gas - Your turnkey solution for Power-to-Methane projects. Power-to-Methane Joint Workshop - Renewable Energy House. microEnergy GmbH. Brüssel, 06.09.2017. Online verfügbar unter <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2017/09/4.-Thomas-Heller.pdf>.

KIT (2018): Power-to-Gas mit hohem Wirkungsgrad. Schinkaris, Kosta. Online verfügbar unter https://www.kit.edu/kit/pi_2018_009_power-to-gas-mit-hohem-wirkungsgrad.php, zuletzt geprüft am 15.11.2022.

Kohl, Arthur L.; Nielsen, Richard B. (1997): Gas purification. 5th edition. Houston, Texas, USA: Gulf Publishing Company. Online verfügbar unter <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=240296>.

Kopyscinski, Jan; Schildhauer, Tilman J.; Biollaz, Serge M.A. (2010): Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry bio-mass – A technology review from 1950 to 2009. In: *Fuel* 89 (8), S. 1763–1783. DOI: 10.1016/j.fuel.2010.01.027.

Kretzschmar, Jörg (2017): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). Hg. v. Wuppertal Institut, ISI, IZES. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken (Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)).

Li, Wenhui; Wang, Haozhi; Jiang, Xiao; Zhu, Jie; Liu, Zhongmin; Guo, Xinwen; Song, Chunshan (2018): A short review of recent advances in CO₂ hydrogenation to hydrocarbons over heterogeneous catalysts. In: RSC Adv. 8 (14), S. 7651–7669. DOI: 10.1039/c7ra13546g.

microbEnergy GmbH (2020): BiON® – Robust. Flexibel. Umweltfreundlich. Synthetisches Methan aus CO₂ und H₂. Schwandorf, zuletzt geprüft am 04.07.2022.

Neumann, Hinrich (2019): Biogas und Windenergie wachsen zusammen. In: top agrar online, 19.03.2019. Online verfügbar unter <https://www.topagrar.com/energie/aus-dem-heft/biogas-und-windenergie-wachsen-zusammen-11502594.html>, zuletzt geprüft am 21.07.2022.

Nieß, Selina; Armbruster, Udo; Dietrich, Sebastian; Klemm, Marco (2022): Recent Advances in Catalysis for Methanation of CO₂ from Biogas. In: Catalysts 12 (4), S. 374. DOI: 10.3390/catal12040374.

Pérez, Susana; Aragón, Jorge J.; Peciña, Iñigo; Garcia-Suarez, Eduardo J. (2019): Enhanced CO₂ Methanation by New Microstructured Reactor Concept and Design. In: Top. Catal. 62, S. 518–523. DOI: 10.1007/s11244-019-01139-4.

PFI Biotechnology (2023): 2. Biogasaufbereitungsanlage zur biotechnologischen Methanisierung (2015/16). Bioraffinerie im Energie-park Pirmasens-Winzeln. Online verfügbar unter <https://www.pfi-biotechnology.de/forschung/bioraffinerie-im-energiepark-pirmasens-winzeln/>, zuletzt aktualisiert am 20.01.2023, zuletzt geprüft am 20.01.2023.

Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Rönsch, Stefan; Schneider, Jens; Matthischke, Steffi; Schlüter, Michael; Götz, Manuel; Lefebvre, Jonathan et al. (2016): Review on methanation – From fundamentals to current projects. In: Fuel 166, S. 276–296. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.

Rusmanis, Davis; O’Shea, Richard; Wall, David M.; Murphy, Jerry D. (2019): Biological hydrogen methanation systems - an overview of design and efficiency. In: Bioengineered 10 (1), S. 604–634. DOI: 10.1080/21655979.2019.1684607.
Schildhauer, Tilman J.; Biollaz, Serge M. A. (2016): Synthetic Natural Gas. From Coal, Dry Biomass, and Power-to-Gas Applications. First Edition: John Wiley & Sons, Inc.

Schmidt, Maike; Schwarz, Simon; Stürmer, Bernd; Wagener, Leon; Zuberbühler, Ulrich (2018): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). Hg. v. Wuppertal Institut, ISI, IZES. Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken (Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)).

Schröder, Jörg; Hauschild, Stephanie; Naumann, Karin (2023): Infrastruktur für erneuerbares Methan im Verkehr, Fokusheft im Projekt Pilot-SBG

Schröder, Jörg; Naumann, Karin (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. 1. Aufl. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig (DBFZ Report, 44).

Soto, Cenit; Palacio, Laura; Muñoz, Raúl; Prádanos, Pedro; Hernandez, Antonio (2022): Recent Advances in Membrane-Based Biogas and Biohydrogen Upgrading. In: Processes (10), S. 1918. DOI: 10.3390/pr10101918.

Stähr, Daniel; Rasmusson, Hans; Gerstein, Dietrich (2019): Store&Go. Das größte Power-to-Gas-Forschungsprojekt in Europa befindet sich auf der Zielgeraden. In: energie | wasser-praxis (11), S. 62–65.

IEA Bioenergy (Dezember 2021): Task 44 Flexible Bioenergy and System Integration: Best practice. e-gas plant. Werlitz, Deutschland. Online verfügbar unter https://task44.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/12/2021/12/Task-44-Best-Practice_e-gas-Werlitz_Germany.pdf.

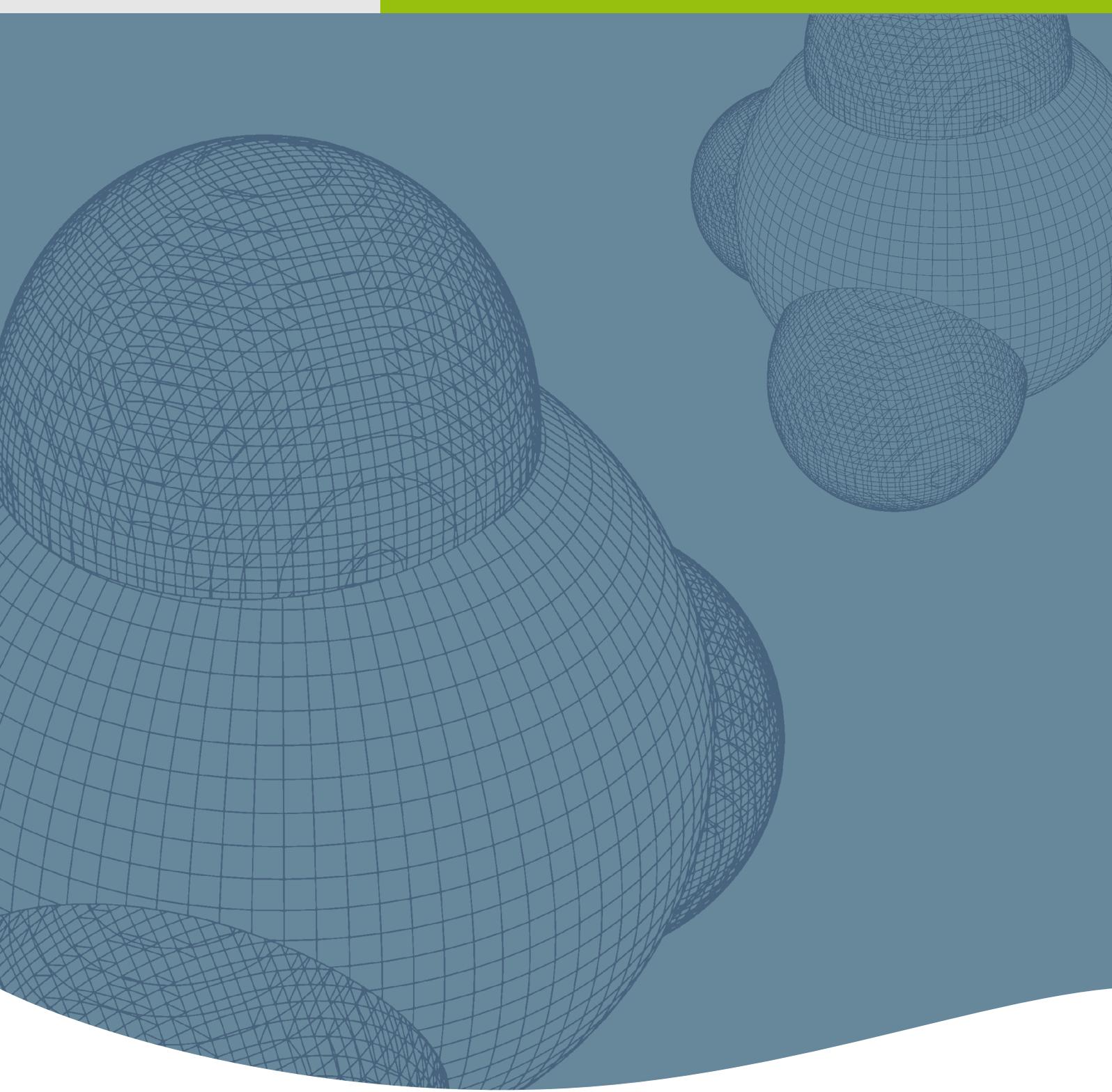
DVGW G 260 (A), 09/2021: Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A).

UBA (2019): ProBas - Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme. Version 4.8.1: Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php>.

UBA (2021): Bekanntmachung nach § 5 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/bekanntmachung_thg_kraftstoffe_banz_at_28.10.2021_b10.pdf.

USC-FlexStore (2021): „Underground Sun Conversion – Flexible Storage“. Eine nachhaltige Speicherlösung für ein erneuerbares Energiesystem der Zukunft. Unter Mitarbeit von Stefan Pestl und Stephan Bauer. Online verfügbar unter <https://www.underground-sun-conversion.at/flexstore/news/detail/article/underground-sun-conversion-flexible-storage-eine-nachhaltige-speicherloesung-fuer-ein-erneuerbares-energiesystem-der-zukunft0.html>, zuletzt aktualisiert am 15.08.2022, zuletzt geprüft am 15.08.2022.

Witte, Julia; Kunz, Andreas; Biollaz, Serge M.A.; Schildhauer, Tilman J. (2018): Direct catalytic methanation of biogas – Part II. Techno-economic process assessment and feasibility reflections. In: Energy Convers. Manag. 178, S. 26–43. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.09.079.



PILOT 
SBG



Im Auftrag von:



Bundesministerium
für Digitales
und Verkehr