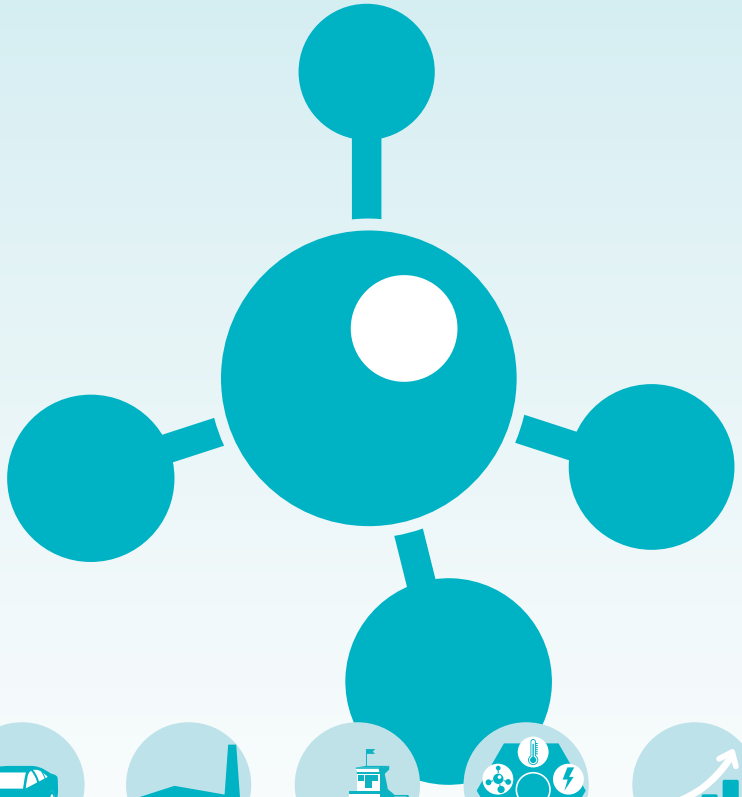
METHQUEST

www.methquest.de

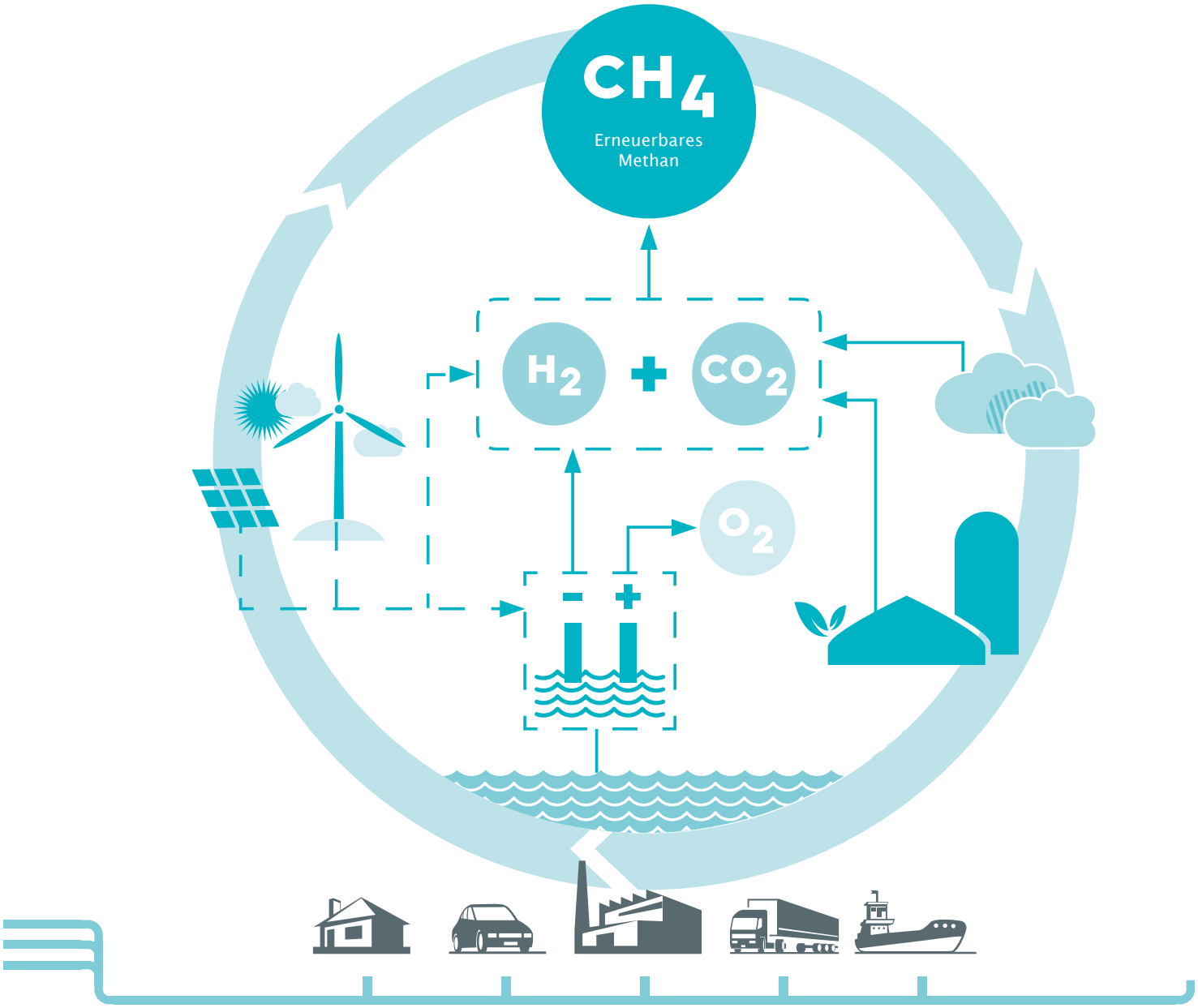
Executive Summary



Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



METHFUEL
Erneuerbares Methan effizient und flexibel erzeugen.

METHCAR
Optimierte Pkw-Motoren für nachhaltige Gasmobilität

METHPOWER
Mit innovativen Blockheizkraftwerken flexibel Strom und Wärme gewinnen.

METHMARE
Emissionen in der Schifffahrt mit neuartigen Gasmotoren verringern.

METHGRID
Wärme, Strom und Gas lokal klug vernetzen.

METHSYS
Wirkung von erneuerbarem Methan im Verkehrs- und Energiesystem ermitteln.

Mit erneuerbaren Methan die Energiewende voranbringen

Vorwort

Chemische Energieträger wie Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen kommt eine wichtige Rolle bei der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zu. Um die Versorgungssicherheit der Stromversorgung auf dem jetzigen Niveau zu erhalten, werden beispielsweise zunehmend flexible Gaskraftwerke benötigt, mit denen die volatile Bereitstellung der erneuerbaren Energien ausgeglichen werden kann. Darüber hinaus beginnen sich gasförmige Kraftstoffe als neue Marine- und LKW-Kraftstoffe zu etablieren. Auch in der Industrie werden zukünftig klimafreundliche chemische Energieträger für die stoffliche und energetische Nutzung benötigt. Gleiches gilt für die Gebäudeenergieversorgung. Während der Einsatz von Wasserstoff im Energiesystem noch am Anfang steht, kann EE-Methan bereits heute problemlos in die Gasinfrastruktur integriert und in heutigen Erdgasanwendungen genutzt werden.

Im Leitprojekt MethQuest arbeiteten in den letzten 3,5 Jahren 29 Partner aus Forschung, Industrie und Energiewirtschaft an Verfahren, mit denen Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen erzeugt und in Verkehr und Energieversorgung klimaneutral eingesetzt werden können. Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) mit circa 19 Mio. Euro geförderte Projekt bestand aus sechs thematisch strukturierten Verbundprojekten die sich mit der Gaserzeugung, mit der Nutzung in verschiedenen Gasanwendungen sowie mit infrastrukturellen und systemanalytischen Aspekten beschäftigten.

Die Verbundprojekte und deren Kernergebnisse werden in dieser Broschüre vorgestellt. Wir wünschen Ihnen viel Vergnügen bei der Lektüre und interessante Erkenntnisse und Anregungen für die Ausgestaltung der Energiewende.

Jan Gerrit Prunnbauer
- Projektkoordinator MethQuest -
Rolls-Royce Solutions GmbH

Dr. Frank Graf
- Projektkoordinator MethQuest -
DVGW-Forschungsstelle am
Engler-Bunte-Institut des KIT

MethFuel

Erneuerbares Methan effizient und flexibel erzeugen

1. Zusammenfassung

Gase aus erneuerbaren Quellen sind Schlüsselelemente für die Energiewende vor allem dort, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist und hohe Energiedichten erforderlich sind. Im Fokus des Verbunds MethFuel steht die effiziente und flexible Erzeugung von EE-Methan, hergestellt aus EE-Strom und CO_2 aus nicht-fossilen Quellen. Die Arbeiten umfassen die technologische Entwicklung in den Bereichen Elektrolyse, CO_2-Bereitstellung und Methanisierung sowie die optimierte Verschaltung der Technologien zu Erzeugungsketten.

2. Hintergrund und Ziele

Ob EE-Methan zukünftig flächendeckend in den Markt eingeführt wird, ist maßgeblich davon abhängig, wie effizient und kostengünstig es produziert werden kann. Da die Erzeugung von EE-Methan noch mit hohen Kosten verbunden ist, stellte die Optimierung der notwendigen Power-to-Gas (PtG) Technologien das primäre Ziel in MethFuel dar. Die durchgeführten Neu- und Weiterentwicklungen betrafen vor allem die apparative Umsetzung, die Energie- und Ökoeffizienz sowie einen auf den fluktuierenden Charakter von erneuerbaren Energien abgestimmten Anlagenbetrieb. Um die Verschaltung und Integration der einzelnen Technologien zu berücksichtigen, wurden verschiedene PtG-Gesamtprozessketten entwickelt und technoökonomisch analysiert. Diese Analysen dienten den systemischen MethQuest-Verbünden als Grundlage zur Szenarienbildung im Gesamtenergiesystemkontext.

3. Lösungsweg

Es wurden alle technologischen Bausteine zum Aufbau von PtG-Prozessketten an Labor- und Pilotanlagen untersucht und weiterentwickelt:

- Proton Exchange Membrane (PEM)-,
- Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC)- und Meerwasserelektrolyse
- sowie CO_2-Bereitstellung und katalytische Methanisierung.

Alle relevanten Daten der Einzeltechnologien wurden aus diesen Aktivitäten für den Aufbau von PtG-Gesamtprozessketten zusammengetragen und aufeinander abgestimmt. Die in MethFuel entwickelten neuartigen Einzeltechnologien wurden hinsichtlich Energieeffizienz und Kosten bewertet und mit dem Stand der Technik verglichen.

Darüber hinaus wurde das Zusammenspiel der Einzeltechnologien analysiert und eine detaillierte Auslegung von PtG-Prozessketten durchgeführt. Hierbei wurden die Anforderungen aus angrenzenden MethQuest-Verbünden, z. B. zur Kraftstoffqualität, berücksichtigt.

4. Ergebnisse

Untersuchungen und Weiterentwicklungen der PtG-Einzeltechnologien

Die Aktivitäten im Bereich PEM-Elektrolyse wurden durch die Partnern Elogen, iGas energy, Infraserv Höchst und Fraun-

hofer ISE durchgeführt. Die nachfolgende Zusammenfassung stellt einen Zwischenstand dar, da die Arbeiten der Industriepartner noch nicht abgeschlossen sind.
Im Fokus stand die Entwicklung eines innovativen, temporär überlastfähigen PEM-Elektrolysestack- und Systemdesigns zur Erzielung einer erhöhten Netzdienlichkeit (vgl. Abb. 1).
Im Bereich Stackentwicklung wurde ein zweistufiger Entwicklungsprozess verfolgt. In der ersten Stufe wurde ein neues, temporär überlastfähiges Stackdesign entwickelt und erfolgreich validiert. In der zweiten Stufe wird bis zum Abschluss des Projektes ein weiteres Scale- Up durchgeführt, um die Kosten sowie Systemkomplexität weiter zu reduzieren.
Auf Basis des erarbeiteten Stack-Designs wurde ein 1,3 MW PEM-Elektrolysesystem entwickelt, welches temporär bis 2,3 MW betreibbar und somit zur Teilnahme am Primärregelenergiemarkt vorbereitet ist. Das System befindet sich aktuell im Aufbau und wird bis zum Projektende in einer mehrmonatigen Testphase unter realen Einsatzbedingungen erprobt.

Die Arbeiten im Bereich SOEC-Elektrolyse wurden durch die Partner EIFER und KIT-ITCP durchgeführt und umfassten die Anwendung und Optimierung von Zellen und Stacks sowie die modellbasierte thermische Kopplung eines SOEC-Elektrolyseurs mit einem katalytischen Methanisierungsreaktor. Zu diesem Zweck wurden zwei verschiedene kommerzielle SOEC-Zellen elektrochemisch getestet: kathodengestützte Zellen (CSC) und elektrolytgestützte Zellen (ESC). Die generierten experimentellen Daten wurden zur Entwicklung und Validierung eines detaillierten Einzelzell- sowie Stackmodells genutzt. Auf dieser Grundlage wurden auf Zell, Stack- und System-Ebene Optimierungsstudien zur Maximierung verschiedener Leistungskriterien durchgeführt und experimentelle Langzeitstabilitätsmessungen der Zellen unter optimierten Betriebsbedingungen durchlaufen.
Im Ergebnis zeigte sich, dass das CSC-Design bei konstanten Wirkungsgraden eine 75 % höhere elektrische Leistung bei einer gleichzeitig um 150 °C verringerten Betriebstemperatur erreicht. Damit konnte eine vielversprechende Perspektive aufgezeigt werden, die Marktfähigkeit der SOEC künftig zu steigern. Bislang sind in Deutschland ausschließlich SOEC-Stacks kommerziell erhältlich, die auf dem ESC-Design beruhen.

Die Arbeiten zur direkten Meerwasserelektrolyse auf Basis der Anionenaustauscher-Membran-Technologie (AEM) wurden durch die Partner TU-Berlin und Fraunhofer ISE durchgeführt. Im Rahmen des Projekts wurden geeignete Katalysatormaterialien, Membranen und poröse Transportschichten für den Elektrolysebetrieb unter Meerwasserbedingungen identifiziert und charakterisiert. Eine Auswahl vielversprechender Materialien wurde in Vollzellen charakterisiert, eine Prozessopti-

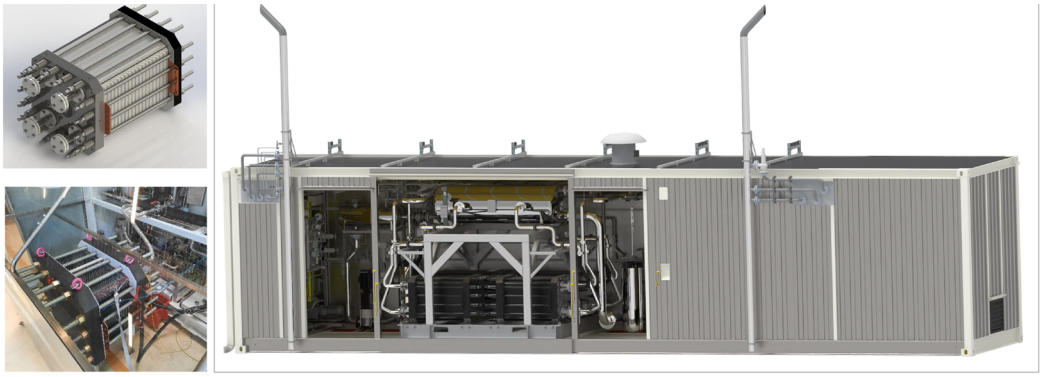


Abb. 1: *PEM-Elektrolyse: (links) 50 Zellenstack; (rechts) Isometrie des entwickelten Elektrolysesystems*

mierung durchgeführt sowie ein Scale-up des Prüfstands durchgeführt. Im Ergebnis wurden spezielle NiFe-basierte Materialien als aussichtsreichster Katalysator identifiziert. Es konnte gezeigt werden, dass bei einer getrennt geführten asymmetrischen Elektrolytzufuhr in die Zelle eine direkte Erzeugung von Wasserstoff aus Meerwasser über einen Zeitraum von über 200 Stunden stabil möglich ist.

Die Arbeiten im Bereich der CO_2-Bereitstellung wurden durch die Partner DVGW und KIT-EBI durchgeführt. Im Projekt wurde ein innovatives Verfahren zur CO_2-Bereitstellung aus Luft (DAC) und BHKW-Abgas im Technikumsmaßstab untersucht. Das DAC-Verfahren auf Basis einer Gaswäsche mit ionischer Flüssigkeiten (IL) weist ein Potenzial für einen Energiebedarf zur CO_2-Bereitstellung von 1.776 kWh/t_{CO2} auf. Dies entspricht dem angestrebten Energiebedarf bereits kommerziell erhältlicher DAC-Technologien [1] (z. B. Climeworks: 2300 kWh/t_{CO2}). Im Rahmen des Projekts konnte erstmals erfolgreich nachgewiesen werden, dass sich CO_2 aus Luft mittels IL-Wäsche als konzentriertes Produktgas bereitstellen lässt, wie Abb. 2 zeigt.

Um die Abscheideleistung in einer Packungskolonne vorhersagen zu können, wurde ein rechnergestütztes Kolonnenmodell entwickelt. Das Modell dient als Grundlage für die Skalierung und für die technoökonomische Bewertung. Das Modell wurde durch die im Projekt entwickelten Testmethoden mit Fokus auf Stoffübergang und Hydrodynamik in Packungskolonnen an einer neuen Versuchsanlage nach VDI-Richtlinie kalibriert und validiert.

Die Arbeiten im Bereich der katalytischen Methanisierung wurden durch den Partner KIT-EBI durchgeführt. Der Fokus lag auf der experimentellen Verifizierung der Dynamikfähigkeit der katalytischen Dreiphasen-Methanisierung in einer 100 kW Demonstrationsanlage (vgl. Abb. 3). Mithilfe der experimentellen Ergebnisse sowie Untersuchungen im Labormaßstab wurde eine Simulation der Stoff- und Wärmetransportvorgänge sowie der Hydrodynamik und Reaktion im komplexen Reaktorsystem umgesetzt. Aus den experimentellen Ergebnissen geht hervor, dass die Dreiphasen-Methanisierung ein hervorragendes dynamisches Betriebsverhalten aufweist und auch in der Überlast betrieben werden kann. Es wurden erfolgreich Lastsprünge von 0 auf 100 % und von 100 auf 200 % der Auslegungslast realisiert. Zur Simulation wurde ein axiales Dispersionsmodell entwickelt und validiert, welches für den dynamischen Betrieb den Temperaturverlauf der Flüssigphase im Reaktor wiedergibt. Somit konnte erfolgreich die Grundlage zum weiteren Scale-up der Technologie im Projekt erarbeitet werden.

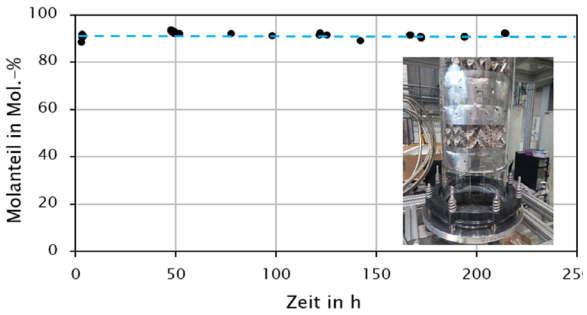


Abb. 2: *CO_2-Anreicherung im Produktgas auf über 90 Vol.-% im Technikum nachgewiesen.*

Abb. 3: *Demoanlage Dreiphasen-Methanisierung im 100 kW-Maßstab*

1 Mahdi Fasihi, Olga Efimova, Christian Breyer, Techno-economic assessment of CO_2 direct air capture plants, 2019, Journal of Cleaner Production, Volume 224, Pages 957-980

PtG-Gesamtprozessketten

Die Arbeiten im Bereich der *Bewertung von PtG-Einzeltechnologien und Gesamtprozessketten* wurden federführend vom DVGW mit Unterstützung aller Partner durchgeführt. Um die verschiedenen Erzeugungsoptionen für EE-Methan umfassend abzubilden, wurden vier repräsentative PtG-Gesamtprozessketten analysiert. Die ermittelten Kenndaten wie Effizienz und Kosten stellten eine wichtige Basis für die systemischen Untersuchungen in den angrenzenden Verbünden dar. Die Analysen sind insbesondere in ihrer Detailtiefe eine deutliche Erweiterung des Stand des Wissens. Es wurden insbesondere Optimierungspotenziale wie die prozessinterne Wärmeintegration berücksichtigt. Außerdem flossen die neuesten Erkenntnisse ein.

Für die in MethFuel in Labor- bis Demomaßstab untersuchten Technologien erfolgte ein theoretisches Scale-up. Die techno-ökonomische Bewertung der innovativen Technologien zeigt, dass diese mittel- bis langfristig konkurrenzfähig zu bereits bekannten PtG-Technologien sein können. Für die Dreiphasen-Methanisierung werden beispielsweise Investitionskosten von unter 300 €/kW im großtechnischen Maßstab (20 MW Methanoutput heizwertbezogen) erwartet.

5. Ausblick

Bis zum Projektabschluss wird das *PEM-System* unter realen Einsatzbedingungen umfangreich getestet. Ziel ist die Ermittlung des Einflusses eines hochflexiblen Betriebs auf die Performance und Lebensdauer der Anlage.

Das kathodengestützte SOEC-Zelldesign (CSC) zeigt zwar eine deutlich höhere elektrochemische Leistung, Optimierungspotenzial ergibt sich jedoch für die Langzeitstabilität. Das CSC-Design weißt aktuell noch eine deutlich höhere Degradationsrate als die ESC-Zelle auf.

Für die direkte Meerwasserelektrolyse sind neben der Leistungsoptimierung weitere analytische Untersuchungen erforderlich. Diese beinhalten den Einfluss der Ionenmigration und die Umweltverträglichkeit des Prozesses, welche in zwei BMBF-geförderten Folgeprojekten ‚H_2Meer' (03SF0611A) und ‚H_2Mare' (03HY302Q) weiterbearbeitet werden.

Der für die CO_2-Bereitstellung erarbeitete Status des DAC-Verfahrens mit IL-Wäsche (Machbarkeitsnachweis) liefert die Grundlage für Optimierungsarbeiten hinsichtlich der Apparateauslegung und -verschaltung. Diese sind notwendig, um technoökonomische Kenndaten zum DAC-Verfahren abzuleiten.

Die für die Dreiphasen-Methanisierung beobachtete hohe Dynamikfähigkeit wird in nachfolgenden Projekten durch weitere Untersuchungen hinsichtlich Nebenreaktionen und Stabilität des Wärmeträgerfluids und des Katalysators ergänzt, um eine Überführung in den technischen Maßstab zu ermöglichen.

Die in MethFuel betriebenen Labor- und Pilotanlagen zeigen ein viel versprechendes Verhalten hinsichtlich Flexibilität und Dynamikfähigkeit. Im nächsten Schritt gilt es den dynamischen Betrieb von PtG-Technologien auch im Verbund *Gesamtprozessketten* zu untersuchen und weitere Optimierungspotenziale aufzuzeigen.

Kontakt:
Dr. Lucas Busemeyer
lucas.busemeyer@elogenh2.com

Förderkennzeichen:
03EIV041

MethCar

Optimierte Pkw-Motoren für nachhaltige Gasmobilität

1. Zusammenfassung

Die Verwendung von nachhaltigem Methan als Pkw-Kraftstoff ist ein erfolgversprechender Weg zu CO_2-neutraler Individualmobilität. Der Kraftstoff erlaubt zudem eine deutliche Steigerung der Motoreffizienz, wenn entsprechende Kraftstoffqualitätsstandards eingehalten werden. Dabei sind H_2-Gehalte über 10 % sowie Schwefel und Siloxan gänzlich zu vermeiden. Bereits kleinste Mengen von Siloxan gefährden störungsfreien Motorbetrieb. Schwefelhaltiger Kraftstoff erfordert Katalysator-Entschwefelungsmaßnahmen, die zu signifikanten Wirkungsgradeinbußen führen und hohe Abgastemperaturen (> 800 °C), die unter Niedriglastbedingungen kaum darstellbar sind. Methan-DI-Injektoren müssen zukünftig robust ölfrei betrieben werden können. Der Ölgehalt im Methan sollte 25 mg/kg nicht überschreiten.

2. Hintergrund und Ziele

Als nachhaltiger Ersatz für fossiles Erdgas kommen sowohl Biomethan als auch EE-Methan infrage. EE-Methan wird via Methanisierung aus Wasserstoff gewonnen, welcher zuvor mit erneuerbaren Energien elektrolytisch hergestellt wurde. Beide Methanarten – hier unter dem Begriff E-Methan zusammengefasst – sind deutlich klopfresistenter als heutiges Erdgas. Die Klopfresistenz des Kraftstoffs wird dabei durch die Methanzahl (MN) beschrieben. Während Erdgas mit einer Mindestmethanzahl von MN 65 spezifiziert ist (EN 16723-2), kann für E-Methan eine Methanzahl im Bereich von 100 erwartet werden. Hohe Klopffestigkeit (hohe MN) ermöglicht eine Motorauslegung mit wirkungsgradsteigerndem, hohen Kompressionsverhältniss bei gleichzeitig hohem Aufladegrad, der wiederum kraftstoffsparendes Motoren-Downsizing ermöglicht. Die Kombination beider Maßnahmen kann zur signifikanten Effizienzsteigerung eines speziell für E-Methan ausgelegten Motors genutzt werden.

3. Lösungsweg

Zu ermitteln war das Effizienzpotenzial von Pkw-Methanmotoren durch Ausnutzung der hohen Klopfresistenz von E-Methan sowie die Definition einer geeigneten E-Methan-Kraftstoffspezifikation. Dazu wurde ein für E-Methan-Betrieb optimierter Verbrennungsmotor, mit sehr hohem Verdichtungsverhältnis (CR 14), hoher Spitzendruckfestigkeit (185 bar) und bemerkenswert hohem spezifischen Drehmoment (240 Nm/l) (effektiver Mitteldruck 30 bar) entwickelt. Dieser war mit einem variablen Ventiltrieb, VTG-Turbolader sowie einem neuartigen Methandirekteinspritzsystem ausgestattet. Für diesen wurde auf Motorenprüfstän das Leistungsverhalten, die Effizienz, das Emissionsverhalten und die Robustheit untersucht.

Während verfügbare Biomethanmengen begrenzt sind, hat EE-Methan das Mengenpotenzial, fossiles Erdgas zu 100 % zu ersetzen. Daher lag der Fokus der Kraft-

stoffqualitätsuntersuchungen auf Kraftstoffkomponenten, die realistisch in EE-Methan vorkommen. Das sind neben Methan (CH_4) vor allem Wasserstoff (H_2), Schwefel und Kompressoröl. Schwefel wird Methan üblicherweise zur Odorierung beigemischt. Kompressoröl gelangt bei Kompression des Gases an der Tankstelle ins Methan. Zudem wurden Versuche mit der kritischen Biomethan-Komponente Siloxan durchgeführt.

4. Ergebnisse

Einfluss von Wasserstoff auf Leistung und Drehmoment

Volllast-Untersuchungen wurden mit verschiedenen Wasserstoff-Zumischungen bis zu einem H_2-Volumenanteil von 30 % durchgeführt. Durch die Wasserstoffzugabe wird die Methanzahl des reinen Methans (MN = 100) abgesenkt. Trotz des hohen Verdichtungsverhältnisses (CR 14) wurde selbst mit 30 % H_2 (MN 70) ein effektiver Mitteldruck von 30 bar und eine Spitzenleistung von 96 kW erreicht. Allerdings treten bei Zumischung von 30 % H_2-Volumenanteil Vorentflammungsereignisse auf, die eine Lastbegrenzung im mittleren Drehzahlbereich erfordern. Beschränkt man den maximalen H_2-Volumenanteil auf 10 %, sind nur geringe Einschränkungen erforderlich, so dass der Wasserstoffgehalt in E-Methan 10 % nicht überschreiten sollte.

Tank-to-Wheel CO_2-Reduktionspotenzial

Mit den gemessenen Kraftstoffverbräuchen aus 27 optimierten Teillastpunkten wurden Fahrzeugverbräuche simuliert. Tabelle 1 zeigt die Simulationsergebnisse im Vergleich zu den Projektzielen exemplarisch für ein Fahrzeug.

Mit verbrauchsoptimierter Kalibrierung wurden die Projektziele näherungsweise erreicht. Allerdings ist bei solch effizientem Betrieb die Abgastemperatur so niedrig, dass die Abgasnachbehandlung im Bereich niedriger Lasten nicht mehr gewährleitet ist. Um zukünftige Abgas-emissionsgrenzwerte zu erreichen, bedarf es der Bereitstellung ausreichender Katalysatortemperaturen (min. 500 °C) und geeigneter Luft-/Kraftstoffbedingungen am Katalysatoreintritt. Dazu wurden Katalysatorheizmaßnahmen sowie eine speziell für E-Methan optimierte Modulationen des Lambda-

Tabelle 1: B-Segment Fahrzeug: Verbrauch, CO_2-Emissionen, spezifische Leistung, Mitteldruck (Ergebnisse vs. Ziele)

B-Segment								EE-Methan 50 MJ/kg
Spezifische Leistung in kW/l			NEDC Verbrauch in kg/100km		WLTP Verbrauch in kg/100km			
Ziel (MN >90)	Ergebnis (MN 100)	Ergebnis (MN 70)	Ziel	Ergebnis	Ziel	Ergebnis (Min. Fzg.-Ausstattung)	Ergebnis (Max. Fzg.-Ausstattung)	Heizmaßnahmen Abgasnachbehandlung
min. 95	96	96	2,7	2,7				Ohne
				3,1				Inklusive
					-	2,9	3,5	Ohne
					-	3,1	3,7	Inklusive
Effektiver Mitteldruck in bar			NEDC CO_2-Emissionen in g/km		WLTP CO_2-Emissionen in g/km			
Ziel	Ergebnis (MN 100)	Ergebnis (MN 70)	Ziel	Ergebnis	Ziel		Ergebnis	
min. 27,5	30	30	74	75				Ohne
				84				Inklusive
					-	80	96	Ohne
					-	85	101	Inklusive

Sollwertes appliziert, die zu einer signifikanten Erhöhung des Kraftstoffver-brauchs führten (6 % im WLTC, 12 % im NEDC). Damit weist das Fahrzeug zwar immer noch um circa 3 % bessere Verbräuche auf als die besten Erdgas-Fahrzeuge im Markt; die ursprünglich angestrebten 15 % Verbesserung wurden allerdings nicht erreicht. Die thermodynamischen Vorteile des hocheffizienten Downsizing-Motors werden durch die Notwendigkeit von Katalysator-Heizmaßnahmen größtenteils kompensiert.

Einfluss von Schwefel auf Verbrauch und CO_2-Emissionen

Im Kraftstoff befindlicher Schwefel lagert sich auf der Katalysatoroberfläche ab und vergiftet den Katalysator schleichend. Daher erfordert die Anwesenheit von Schwefel im Kraftstoff spezielle Abgasnachbehandlungsstrategien zur Entschwefelung, wie die Darstellung deutlich höherer Abgastemperaturen (> 800 °C) im Vergleich zur Abgasnachbehandlung von reinem Methan (> 500 °C). Erforderliche Heizmaßnahmen führen zu einer signifikanten Erhöhung von Kraftstoffverbrauch und TTW-CO_2-Emissionen (etwa 6 % bei 30 ppm S, Abb. 1).

Selbst kleinste Konzentrationen von Schwefel im Kraftstoff erfordern einen deutlich erhöhten, kostenintensiven Fahrzeug-Technologieaufwand zur Darstellung der erforderlichen hohen Entschwefelungstemperaturen. Zudem führt die häufige Beaufschlagung des Katalysators mit hohen Temperaturen zu beschleunigter Katalysatoralterung. Daher sollte E-Methan keinerlei Schwefel enthalten, was durch den Einsatz von schwefelfreiem Odoriermittel problemlos möglich ist. H_2-Zumischung zu E-Methan führt zu einer weiteren Absenkung der Katalysatortemperatur und erfordert somit noch aggressivere Heizmaßnahmen. Aus diesen Gründen sollte der Wasserstoffanteil im E-Methan sinnvoll (max. 10 %) begrenzt werden.

Einfluss des Kompressorölgehalts im Kraftstoff auf die Injektorfunktion

Da es derzeit kein verlässliches, normgerechtes Verfahren zur Bestimmung des Ölgehalts im Methan am Motorenprüfstand gibt, wurde für Untersuchung des Einflusses verschiedener Gasqualitäten auf das Betriebs- und Verschleißverhalten des Motors (insbesondere der Methan-DI-Injektoren) ölfreies Gas erzeugt und anschließend mit einer bekannten Ölmenge versetzt, die dann

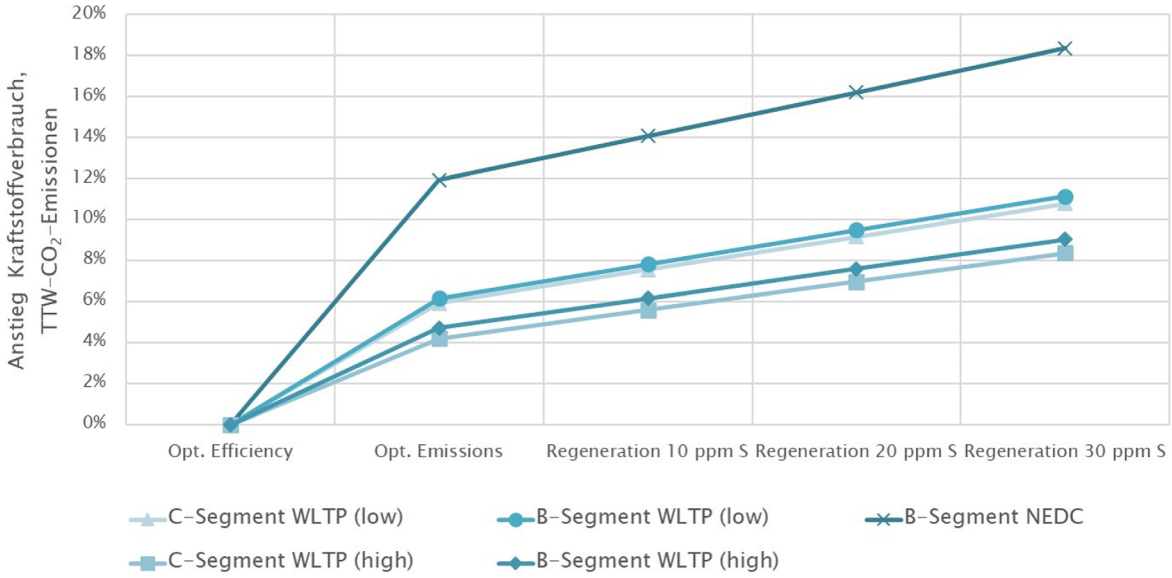


Abb. 1: *Prozentualer Anstieg des Kraftstoffverbrauchs und der TTW-CO_2-Emissionen durch Katalysatorheizmaßnahmen zur Entschwefelung*

später durch projekteigene, neu konzipierte Messmethoden rückzumessen war. Da die Reproduzierbarkeit der Messwerte nicht zufriedenstellend war, ist die Weiterentwicklung von Messverfahren möglicher Gegensand eines potenziellen Nachfolgeprojektes. Ein Verfahren zur präzisen Beölung eines völlig trockenen Gases wurde hingegen erfolgreich dargestellt.

Für den robusten Betrieb derzeit verfügbarer DI-Injektortechnologien ist eine Mindestkonzentration von 25 mg Öl/kg CH_4 erforderlich. Diese Ölmenge führt allerding bei ungünstigen Betriebsbedingungen bereits zu Injektor-Verkokungen, die wiederum zu reversiblen Funktionsverlusten führen können. Daher ist es erforderlich, die DI-Injektoren so zu verbessern, dass ein ölfreier Dauerbetrieb möglich ist. Dies könnte Gegenstand eines Nachfolgeprojektes sein.

Einfluss von Wasserstoff auf die Injektorfunktion

Der Einfluss von Wasserstoff auf den Injektorverschleiß wurde bis zu 20 Vol.-% H_2 untersucht. Ein negativer Effekt konnte nicht nachgewiesen werden.

Empfehlung E-Methan Spezifikation

Es lässt sich folgende Spezifikationsempfehlung für E-Methan als Pkw-Kraftstoff ableiten (sonstige Grenzen gemäß EN16723-2):

Wasserstoffgehalt: max. 10 Vol.-%	Methanzahl (MN): min. 90 (EN 16726)
Schwefel, Siloxan: nicht nachweisbar	C2, C3: zulässig im Rahmen der MN-Grenzen

5. Ausblick

Die erreichte Technologiereife lässt eine schnelle Marktimplementierung von effizienten E-Methan-Motoren im Pkw realistisch erscheinen, sobald robuste DI-Injektoren verfügbar sind. Aufgrund der jüngsten Entwicklung gesetzlicher Rahmenbedingungen für die Nutzung von E-Kraftstoffen (Green Deal, TTW-CO_2-Limits) ist die Einführung von Methanfahrzeugen jedoch marktwirtschaftlich wenig attraktiv. Die weitere Verwertbarkeit der Ergebnisse hängt daher maßgeblich von zukünftigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in der EU und in Deutschland ab. Ohne signifikante Änderungen ist eine weitere Verwertung unwahrscheinlich.

Kontakt:
Dr. Ulrich Kramer
ukramer2@ford.com

Förderkennzeichen:
19I18010

MethPower

Mit innovativen Blockheizkraftwerken flexibel Strom und Wärme gewinnen

1. Zusammenfassung

Ein wesentliches Element der Energiewende ist die Kopplung verschiedener Energiesektoren, also die Verbindung von Strom- und Gasinfrastruktur. Überschüssiger erneuerbarer Strom kann in Form von chemischen Energieträgern gespeichert werden. Blockheizkraftwerke (BHKW) können diese erneuerbaren Energieträger in Strom und Wärme umwandeln und damit Haushalte und Industrie bedarfsgerecht versorgen. Hier setzte MethPower an und hat neue-CO_2-neutrale BHKW-Motorkonzepte untersucht. Während ein Konzept EE-Wasserstoff als kohlenstofffreien Brennstoff nutzte, setzte das andere auf EE-Methan, das durch einen geschlossenen Gaskreislauf Kohlenstoffemissionen vermeidet

2. Hintergrund und Ziele

Um die Energiewende voranzutreiben, müssen alle Sektoren, die Kohlenstoffdioxid (CO_2) emittieren ihren Beitrag leisten. In MethPower wurden Simulationswerkzeuge entwickelt, um verschiedene autarke Energiesysteme miteinander vergleichen zu können. Abb. 1 zeigt ein exemplarisches Energiesystem. Dieses umfasst eine erneuerbare Energiequelle, Energiebedarfe, zwei Energiewandler und Energie- bzw. Kraftstoffspeicher. Bewertungsgröße sind primär die Stromgestehungskosten, aber auch die Treibhausgasemissionen der einzelnen Energiesysteme.

Um dem Rechenmodell präzise Leistungsdaten zu Grunde zu legen, wurden die Motorkonzepte analytisch und experimentell am Einzylinder-Forschungsmotor untersucht.

Projektziel war, für jeden individuellen Energiebedarf automatisiert das beste Energiesystem in Art und Dimensionierung zu finden.

3. Lösungsweg

Die primäre Herausforderung war der „faire" Vergleich der unterschiedlichen Energiesysteme.

Hierfür wurde eine Simulationsumgebung kreiert, die automatisiert ein autarkiefähiges Microgrid nach dem Baukasten-Prinzip abbilden kann (s. Abb. 1). Die Energiespeicher und -Wandler wurden entsprechend der zeitlich aufgelösten verfügbaren Energieströme aus Wind und Sonne sowie der Energiebedarfe für Strom und Wärme eines Industriekomplexes dimensioniert.

Neben der Systemanalyse wurden in MethPower Realisierbarkeit und Limitierungen von innovativen Motorkonzepten ermittelt. Leistung und Wirkungsgrade der Motorkonzepte wurden quantifiziert, um die Rechenmodelle zu präzisieren.

Der Methan-Oxy-Kreislaufmotor verwendete EE-Methan und erreichte Emissionsfreiheit durch einen geschlossenen Gaskreislauf, der ohne Luft auskommt. EE-Methan wurde mit Sauerstoff aus der Elektrolyse verbrannt. Anknüpfend wurde ein weiteres Verfahren untersucht, bei dem

das produzierte CO_2 aus dem Abgasstrom eines klassischen, Luft ansaugenden Methanmotors abgeschieden wurde. Dem gegenüber stand wiederum ein klassischer Otto-Verbrennungsprozess, der jedoch Wasserstoff als kohlenstofffreien Kraftstoff nutzte. Bei dieser Verbrennung entstand naturgemäß kein CO_2.

4. Ergebnisse

Die betrachteten Motorkonzepte, Wasserstoff-Motor, Methan-Motor mit CO_2-Abtrennung aus dem Abgas und Methan-Oxy-Kreislaufmotor, wurden energetisch, ökologisch und wirtschaftlich mithilfe eines in MethGrid entwickelten Tools miteinander verglichen. Die Analyse der Wirkungsgradkette inklusive der Erzeugung und der Speicherung der Energieträger zeigte einen deutlich höheren Gesamtwirkungsgrad des Wasserstoff-Motorkonzepts (PtH_2-BHKW) von 25 % im Vergleich zu den Methan-Motorkonzepten mit 14 - 18 % (s. Abb. 2). Alle drei Konzepte wiesen niedrige Treibhausgasemissionen von unter 3 $g_{CO2,Äq}/kWh_{el}$ auf.

Abb. 3 zeigt exemplarisch die Lebenszykluskosten und Stromgestehungskosten für die Versorgung eines energieautarken Industriestandorts. Der zeitliche Ausgleich zwischen volatiler Stromerzeugung des Windparks und der Strom- und Wärmenach- frage des Standorts wird über die Power- to-Gas-BHKW-Konzepte sowie Batterie- speicher und Power-to-Heat gesichert. Für eine autarke Versorgung weist ein reines Batterie-Konzept die höchsten Kosten auf (100 %). Durch die Kombination von Kurzzeitspeicherung über Batterien und Langzeitspeicherung in Form von Wasserstoff bzw. Methan in den PtG-BHKW-Konzepten reduzieren sich die Kosten auf circa 47 %-63 %. Die Reduktion der Lebenszykluskosten spiegelt sich auch in den Stromgestehungskosten wider. Der Wasserstoff-Motor (PtH_2) und der Methan-Motor mit CO_2-Abtrennung aus dem Abgas ($PtCH_4$) erreichen mit Stromgestehungskosten von 20 ct/kWh nahezu die aktuellen Referenzkosten bei Versorgung aus dem Stromnetz. Die Stromgestehungskosten bei reinem Batteriespeicher wären mit 40 ct/kWh doppelt so hoch. Während die Stromgestehungskosten bei dem Kreislauf-Motorkonzept ($PtCH_4$-Oxy) mit 26 ct/kWh signifikant höher liegen, bedingt durch die aufwendige Sauerstoffspeicherung.

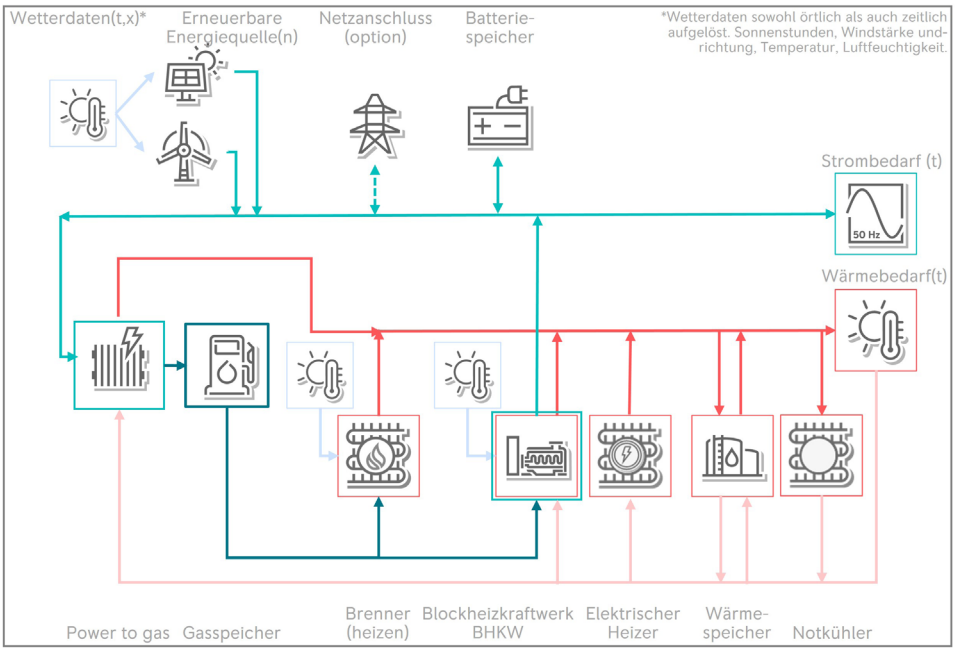


Abb. 1: *Beispiel für Autarkes Energiesystem in MethPower*

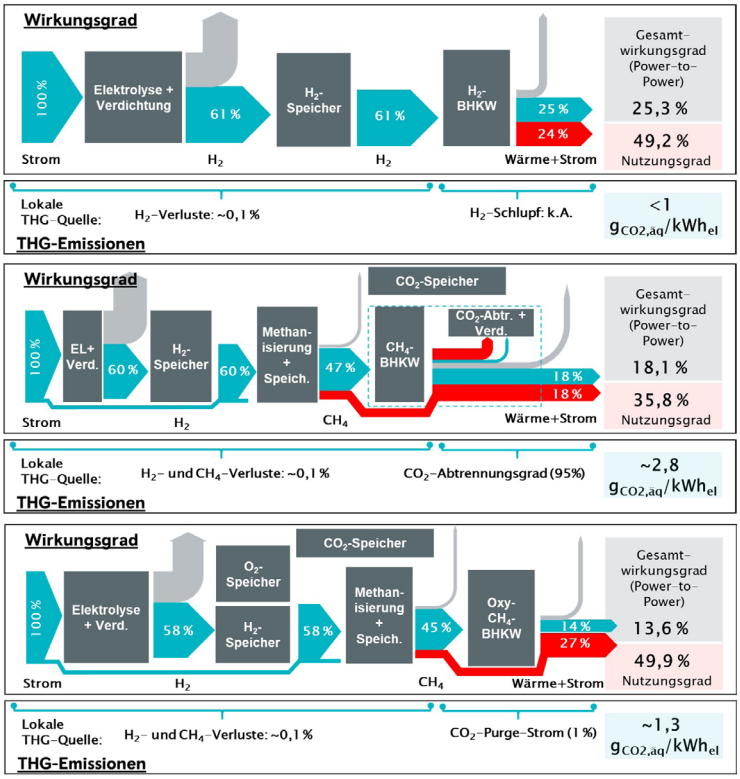


Abb. 2: *Gesamtwirkungsgrade der Prozessketten um die Motorkonzepte Wasserstoff-BHKW (oben), Methan-BHKW (Mitte) und Methan-Oxy- BHKW (unten)*

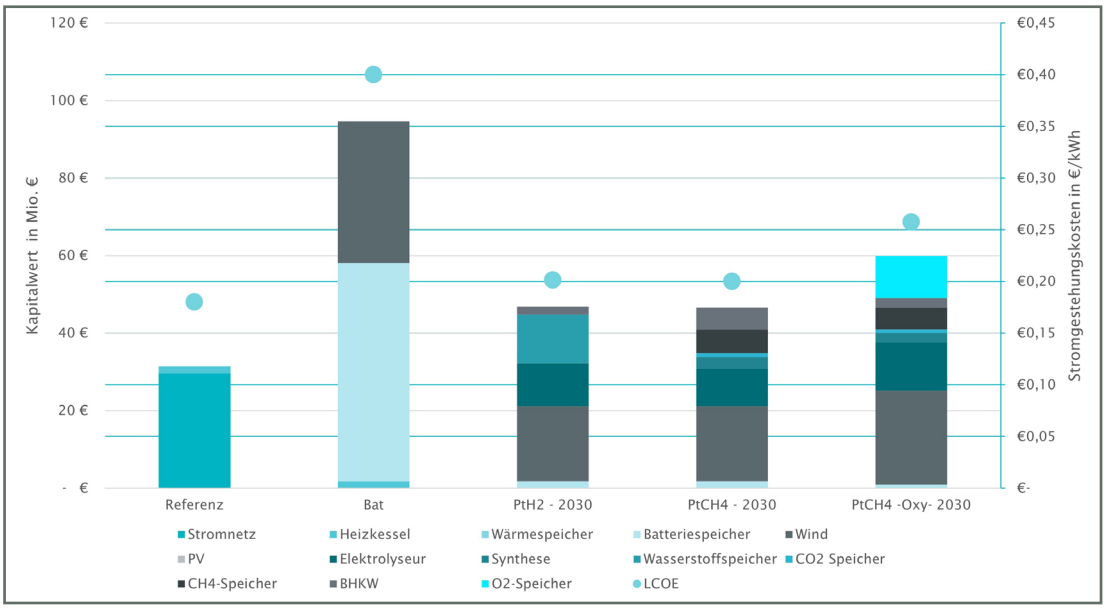


Abb. 3: *Lebenszyklus- und Stromgestehungskosten eines autarken Microgrids*

Zusammenfassend weist das Wasserstoff-Motorkonzept, unter der Annahme eines autarken Energiesystems, die meisten Vorteile auf: hohe Wirkungsgrade, einfache Prozessführung und damit einhergehende gute Dynamik des Gesamtprozesses sowie niedrige Stromgestehungskosten. Der Nutzungsgrad der autarken Energiesysteme könnte durch Anschluss an ein Nahwärmenetz weiter gesteigert werden, in der vorliegenden Betrachtung wurden jedoch ausschließlich Temperaturen oberhalb von 100 °C berücksichtigt.

Parallel konnte an einem Einzylinder-Forschungsmotor, mit Saugrohreinblasung und ohne Zusatzsysteme, Mitteldrücke deutlich über 20 bar mit reinem Wasserstoff dargestellt werden (s. Abb. 4). Neben dem optischen und thermodynamischen Nachweis von Leistungsgrenzen durch Vorentflammungen konnten sowohl Stellhebel identifiziert als auch die generelle Umsetzbarkeit des Brennverfahrens gezeigt werden. Um diese Leistungsdimensionen in einem Serienprodukt langzeitstabil bei niedrigsten Emissionen zu erreichen, bedarf es jedoch noch umfangreicher Entwicklungsarbeiten.

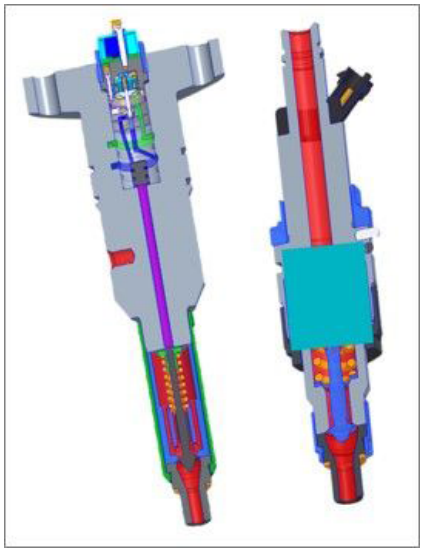


Abb. 4: *Injektorkonzepte direkt und indirekt aktuiert*

Ein Aspekt die Betriebssicherheit und Leistungsfähigkeit von Wasserstoffmotoren zu erhöhen, ist Direkteinblase-Technologie. Abb. 4 zeigt exemplarisch zwei unterschiedliche Injektorkonzepte mit denen eine Direkteinblasung möglich wäre. Große Öffnungsquerschnitte bei gleichzeitig hohen Gasdrücken sind bei den Injektoren eine große Herausforderung an die Aktorik.

5. Ausblick

Die konsequente Weiterentwicklung und Optimierung eines Wasserstoffbrennverfahrens soll zentraler Bestandteil des Nachfolgeprojekts PHOENIX sein, welches sich zurzeit noch in der Antragsphase befindet. Hierbei soll sowohl Technologiereife als auch Leistungsfähigkeit in den Bereich moderner Gasmotoren (über 22 bar effektivem Mitteldruck, 44 % Wirkungsgrad) gehoben sowie die Anforderungen und Randbedingungen realer Mehrzylindermotoren erfüllt werden.

Kontakt:
Jan Gerrit Prunnbauer
jangerrit.prunnbauer@ps-rolls-royce.com

Förderkennzeichen:
03EIV043

MethMare

Emissionen in der Schifffahrt mit neuartigen Gasmotoren verringern

1. Zusammenfassung

Synthetische Kraftstoffe, die mithilfe erneuerbarer Energiequellen (EE) und nicht-fossilem Kohlenstoff hergestellt werden, können einen wichtigen Beitrag zur raschen Umsetzung der maritimen Energiewende leisten. Im Fokus des Verbunds MethMare standen zwei technische Konzepte zur Vermeidung von Methanemissionen bei schnelllaufenden Großmotoren, die mit EE-Methan betrieben wurden. Auch der Einsatz von Methanol und Wasserstoff in Großmotoren wurde untersucht.

2. Hintergrund und Ziele

Ziel war es, Konzepte für Motoren zu entwickeln, die genauso leistungsstark wie herkömmliche Schiffsmotoren sind, bei gleichzeitiger Senkung von klimaschädlichen Emissionen wie Kohlenstoffdioxid oder Methan. Der CO_2-Ausstoß von Gasmotoren ist gegenüber anderen Verbrennungsmotoren deutlich geringer. Allerdings wird Methan in bestimmten Lastbereichen (Teillastbetrieb und Beschleunigungsphasen) nicht vollständig verbrannt und ein Teil gelangt unverbrannt ins Abgas. Diesen sogenannten Methanschlupf galt es zu reduzieren, da Methan wie auch CO_2 klimaschädlich ist. In den zum Schiffsantrieb bereits heute eingesetzten Gasmotoren wird als Brennstoff bislang verflüssigtes fossiles Erdgas (LNG) genutzt. Dieses kann Schritt für Schritt durch EE-Methan ersetzt und so die Energiewende in der Schifffahrt vorangebracht werden. Durch die in MethMare betrachteten Motorkonzepte werden deutlich sauberere Schiffsantriebe realisiert.

3. Lösungsweg

In MethMare wurden zwei Lösungsansätze für zukünftige Schiffsmotoren betrachtet. Beim Otto-Gas-Motorkonzept lag der Fokus auf dem Vor-Turbine-Methanoxidationskatalysator. Im Rahmen des Projekts sollte demonstriert werden, dass es geeignete Methankatalysatoren gibt, die auch eine für Schiffsantriebe ausreichende Langzeitstabilität aufweisen. Im Otto-Motorenkonzept wurde zusätzlich die Verbrennung von EE-Methanol am Einzylinder untersucht.

Beim Gas-Diesel-Motorkonzept lag der Fokus des Optimierungsansatzes auf Komponenten des Kraftstoff-Verbrennungssystems. Hier wurde mit Direkteinspritzung im Flex-Fuel-Verfahren der Methanschlupf durch ein Hochdruck-Gassystem vermieden. Dabei wurde ein neuartiges High Pressure Dual Fuel (HPDF) Einspritzsystem mit einer dynamischen Hochdruck-Gasversorgung untersucht. Das flexible Konzept ermöglichte zudem den Einsatz verschiedener Kraftstoffe (Methan, Methanol, Wasserstoff).

4. Ergebnisse

Bei den experimentellen und numerischen Untersuchungen zum Otto-Motorenkonzept lag der Fokus auf dem Langzeitverhalten des Methanoxidationskatalysators vor der Turbine (engl.: Pre-Turbo-Catalyst, PTC). Zur Beurteilung

wurde die Abgasnachbehandlung vor der Turbine konstruktiv für die mobile und stationäre Motoranwendung betrachtet und für den Versuch am stationären Motor umgesetzt. Abb. 1 zeigt den vorgerüsteten Motor nach Integration des PTCs. Um die negativen Auswirkungen des Methankatalysators auf die Dynamik des Motors zu kompensieren, wurde der elektrisch unterstützte Abgasturbolader weiterentwickelt und auf dem Komponentenprüfstand erfolgreich verifiziert. Die anschließende analytische Bewertung des Transientverhaltens des mobilen Motors zeigte eine deutliche Steigerung der Dynamik, auch gegenüber einem herkömmlichen Dieselmotor.

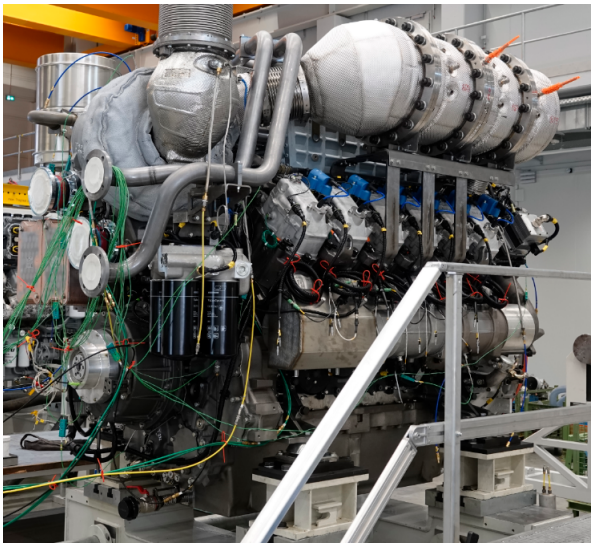


Abb. 1: *Stationärerprobung mit PTC*

Otto-Gas-Motorkonzept

Die experimentellen Untersuchungen des Methankatalysators am stationären Otto-Gas-Motor zeigten Methan-Umsatzraten im Nennlastpunkt von größer 98 % im Neuzustand. Nach circa 20 – 30 Stunden im stationären Betrieb nahm die Aktivität des Katalysators ab. Dieser Rückgang war auf eine Schwefelvergiftung zurückzuführen. Da der Motor im Versuch mit Erdgas aus dem Leitungsnetz betrieben wurde, ist davon auszugehen, dass der Schwefel zum größten Teil aus der Odorierung des Erdgases stammte. Da in der maritimen Anwendung EE-Methan bzw. Erdgas verflüssigt als LNG eingesetzt wird, ist schwefelhaltiges Erdgas jedoch nicht relevant. Der Versuch mit odoriertem Erdgas stellte eine Art Zeitraffer der Schwefelalterung dar. Die verbleibende Schwefelquelle war der Ölverbrauch des Motors. Um diesen zu reduzieren, stand die Optimierung des Tribosystems (Laufbuchse, Kolben und Kolbenringe) ebenfalls im Fokus der Untersuchungen. Mit einem neuartigen Tribosystem, das auf minimalen Ölverbrauch und Reibleistung optimiert ist, konnte eine verlängerte Stabilität der Umsatzrate des Katalysators erreicht werden.

Das PTC-Modell prognostizierte, dass eine annähernd vollständige Wiederherstellung der CH_4-Umsetzung im Fall einer Entschwefelung (Regeneration) möglich war. Experimentelle Untersuchungen an einem Synthesegas-Prüfstand mit real gealterten Katalysatorproben aus dem Vollmotorversuch zeigten, dass durch wiederholt kurzzeitiges „Anfetten“ der Verbrennung, der Katalysator nahezu vollständig vom Schwefel befreit und regeneriert werden konnte.

Da die CH_4-Umsatzfähigkeit des Katalysators von der Abgastemperatur beeinflusst wird, ist die mittlere Umsatzrate in einem transienten Zyklus von dessen Fahrprofil abhängig. Ergebnisse aus den Transient-Modellrechnungen zeigten am Beispiel eines Hafenschleppers mit einer mittleren Auslastung von 45 % eine mittlere CH_4-Umsatzrate nach 8.000 Stunden von 51 % ohne Regeneration. Mit erfolgreicher Regeneration kann eine Umsatzrate von über 80 % nach 8.000 Stunden erreicht werden.

Für das Otto-Motorenkonzept wurden auch erste Versuche mit Verbrennung von Methanol in einem Magergaskonzept am Einzylinder durchgeführt. Die Versuche mussten mit Experimentalinjektoren durchgeführt werden, da am Markt aktuell keine Methanol-Injektoren für die hier betrachtete Motorengröße BR4000 zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse zeigten, dass auch ohne eine selektive katalytische Reduktion (SCR), niedrige Stickoxidwerte erreicht werden (unter dem IMO 11 sowie EU Stage V Emissionsgrenzwert). Um hohe Leistungsdichten verlässlich darzustellen, müssen jedoch geeignete Einspritzsysteme

entwickelt und die Gemischaufbereitung optimiert werden.

Gas-Diesel-Motorkonzept mit High Pressure Dual Fuel Einspritzsystem

Beim Gas-Diesel-Motorkonzept wurde Diesel als Zündkraftstoff und EE-Methan als Hauptkraftstoff verwendet. Bei diesem Brennverfahren lassen sich die Vorteile eines Dieselmotors, wie hohe Leistungsdichte, hohe Wirkungsgrade und schnelles Dynamikverhalten, sehr gut mit der CO_2-armen Verbrennung von Erdgas bzw. EE-Methan kombinieren. Herzstück des Brennverfahrens ist der High Pressure Dual Fuel (HPDF) Injektor für synthetische Kraftstoffe (s. Abb. 2).

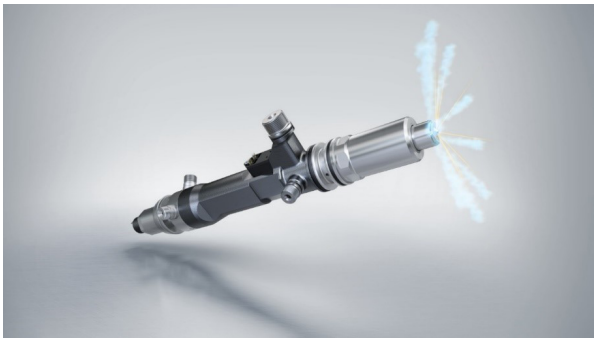


Abb. 2: *High Pressure Dual Fuel (HPDF) - Injektor*

Durch CFD-Berechnungen und Versuchen am optischen Einzylindermotor wurden verschiedene Varianten von Einspritzgeometrien in Kombination mit verschiedenen Kolbenmulden, untersucht und optimiert. Es wurde gezeigt, dass die Treibhausgasemissionen um 24 % gegenüber heutigen Dieselmotoranwendungen in der Schifffahrt (im E3 Zyklus, Tank-to-Wake) bei vergleichbarem Dynamikverhalten reduziert werden können (s. Abb. 3). Durch das innovative Brennverfahren wurde zudem der Methanschlupf auf vernachlässigbar niedrige Werte von unter 0,2 g/kWh reduziert.

Die Wirkungsgrade des innovativen Gas-Diesel-Motors sind vergleichbar mit denen eines herkömmlichen Dieselmotors. Ein Grund ist der hohe Druck von bis zu 500 bar, mit dem das Methangas in den Brennraum eingespritzt wird. Um diese hohen Drücke in einer dynamischen Anwendung bereitzustellen, wurde ein Hochdruck-Gassystem als Demonstrator erfolgreich realisiert und an mehreren hochdynamischen Betriebsprofilen erprobt.

5. Ausblick

Im geplanten Nachfolgeprojekt wird die

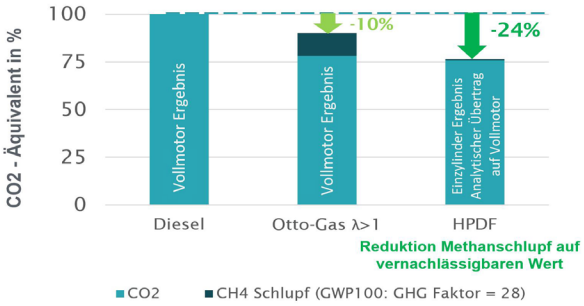


Abb. 3: *Reduktion von Treibhausgasemissionen durch HPDF-Brennverfahren und Kraftstoffwechsel*

Entwicklung von sauberen Methanol-Motoren für die maritime Anwendung vorangetrieben. Dadurch wollen die Partner die Einführung von EE-Methanol als Kraftstoff für Küsten- und Binnenschiffe erleichtern. Hierzu sollen verschiedene Methanol-Verbrennungskonzepte für schnelllaufende Motoren entwickelt, erprobt und bewertet werden. Dazu gehört auch die Entwicklung eines für Methanol geeigneten Einspritzsystems.

Kontakt:
Andrea Prospero
andrea.prospero@ps.rolls-royce.com

Förderkennzeichen:
03EIV044

MethGrid

Wärme, Strom und Gas lokal klug vernetzen

1. Zusammenfassung

In dem Vorhaben konnte gezeigt werden, dass die Ziele der Energiewende auf Quartiersebene mit einem sektorengekoppelten Energiesystem versorgungssicher und effektiv erreicht werden können. Essenziell zur Zielerreichung ist eine Kombination von Strom und Gas als speicherbarer Energieträger. Um die Kosten für diese Transformation zu minimieren, ist es jedoch sinnvoll die Umgestaltung im Kontext mit den regionalen Gegebenheiten zu planen. Die dabei wichtigsten Bausteine sind BHKW und Batteriespeicher. PtG-Anlagen stellen auf regionaler Ebene ebenfalls einen wichtigen Baustein in der Energieversorgung dar, um überschüssige erneuerbare Energien lokal zu nutzen.

2. Hintergrund und Ziele

Die Ziele der Energiewende lassen sich im angedachten Zeitraum nur erreichen, wenn weitreichende Maßnahmen zur Treibhausgas (THG) Minderung in Bestandsquartieren unter Nutzung von bereits vorhandenen Infrastrukturen umgesetzt werden. Um geeignete Maßnahmen in Quartieren zu identifizieren, müssen Energiesysteme ganzheitlich und sektorenübergreifend betrachtet werden. Diese Betrachtungsweise wurde in MethGrid übernommen, um zukunftsfähige Transformationspfade für Quartiere am Beispiel des Rheinhafens Karlsruhe zur flexiblen und schnellen Einbindung von erneuerbarer Energie vorzuschlagen. Hierbei lag ein Fokus auf der systemischen Betrachtung eines optimierten Energiesystems, um Energiebedarfe und -speicher sowie daraus ableitbare Kosten und notwendige Infrastrukturanpassungen zu ermitteln. Ferner wurde die Auswirkung eines LNG-Hubs in das bestehende Energiesystem analysiert. Der LNG-Hub wurde für die Versorgung der Region technisch ausgelegt und monetär bewertet. In die monetäre Bewertung floss eine Analyse zu Bio-LNG mit ein, so dass der LNG-Hub zur Speicherung erneuerbarer Energie beitrug. Ferner wurden Biogasanlagen mitbetrachtet als Option, obwohl am realen Standort keine Biogasanlage vorhanden ist.

3. Lösungsweg

Das Energiesystem des Rheinhafens Karlsruhe wurde in der Modellierungssprache Modelica abgebildet. Um Aussagen über Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems und deren Auswirkungen zu treffen, wurden die folgenden Konzepte auf Basis von Strom- und Gasszenarien für 2020 bis 2045 dynamisch simuliert:

- Moderate Speicherung von Energie innerhalb des Quartiers (interne Energiespeicherung)
- Speicherung von Energie außerhalb des Quartiers (externe Energiespeicherung)
- Autarkie des Quartiers
  - Vollständige Autarkie (keine Anbindung an Energienetze)
  - Partielle Autarkie (nur Anbindung an das Gasnetz)

In dem Modell wurden Anlagen zur EE-Erzeugung, Nutzer, Speicher und Kopplungselementen für Gas, Wärme und Strom sowie Netzanschlüsse an übergeordnete Strom- und Gasnetze abgebildet (s. Abb. 1). Alle Energie und Stoffflüsse wurden jeweils für ein gesamtes Jahr betrachtet. Detaillierte technische Fragestellung wurden mit Simulationswerkzeugen für therodynamische Prozesse und Energienetze untersucht und in das Quartiersmodell integriert.

4. Ergebnisse

Qualitativ konnte gezeigt werden, dass eine Umstellung von Bestandsenergiesystemen komplett auf erneuerbaren Strom nur mit einer Kombination aus Gas-, Strom- und Wärmenutzung effizient und mit einer signifikanten THG-Minderungswirkung innerhalb weniger Jahre möglich ist. Eine Ausrichtung auf ausschließlich Strom oder Gas würde zu sehr großen Batteriespeichern oder PtG-Anlagen und somit zu hohen Kosten führen. Durch solch eine einseitige Auslegung des Energiesystems würden ferner die kombinatorischen Vorteile der anderen Energieträger nicht genutzt werden können, wie flexible und einsatzzeitoptimierte Speicherung bzw. Erzeugung. Auch könnten keine Synergien wie Abwärmenutzung von PtG und BHKW gehoben werden. Somit sollten Extremwelten wie eine „All-Electric-World“ oder eine „reine Gaswelt“ für Quartiere vermieden werden. Insgesamt würden solche Energiesysteme in Bestandsquartieren die Energiewende verteuern.

Für den Standort Karlsruhe wurde ein PV/Wind-Erzeugungsverhältnis von 80/20 als die kostengünstigste Kombination zur Erzeugung des benötigten erneuerbaren Stroms ermittelt (s. Abb. 2). Hierbei wurde darauf geachtet, dass die Strombedarfe der Stromerzeugung sinnvoll gegenübergestellt wurden. Dieses Verhältnis sollte vor der Ausgestaltung eines Energiesystems für ein Quartier ermittelt werden, um die Anpassungen der Infrastruktur darauf abzustimmen.

Auch konnte gezeigt werden, dass ein regionaler LNG-Hub inklusive Verflüssigung als Speicher für Bio-LNG für die Mobilität eine Wirtschaftlichkeit erreichen kann.

Ferner konnte gezeigt werden, dass regenerative gasbetriebene BHKW eine gute Ergänzung für die volatile Stromerzeugung aus PV und Wind sind. Zukünftig können an günstigen Standorten heutige fossile

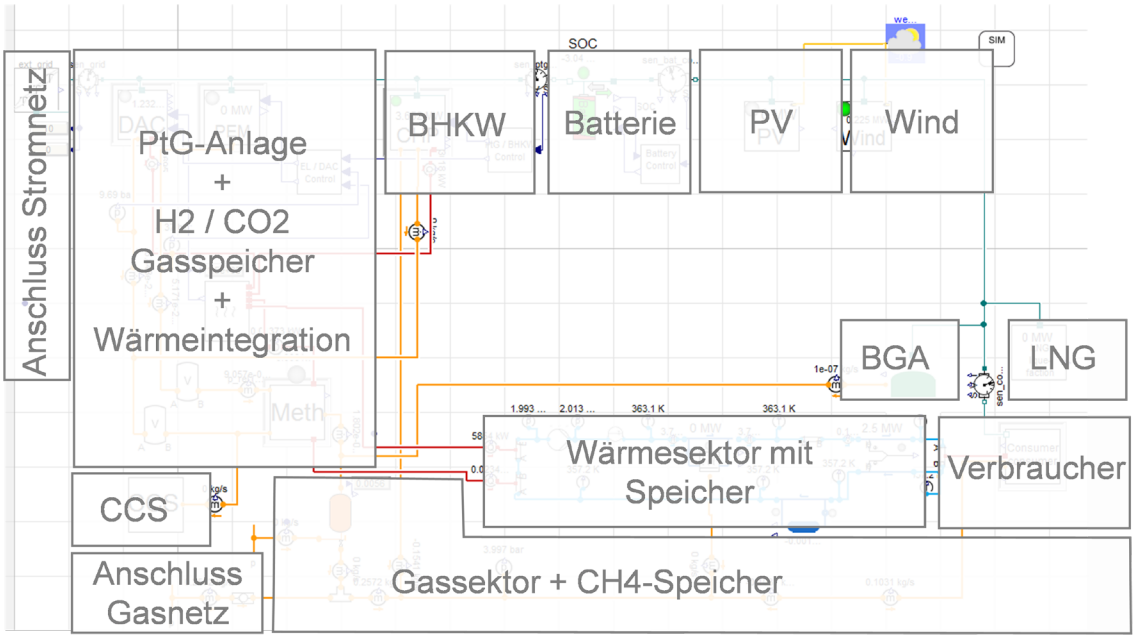


Abb. 1: *Modell*

Stromgestehungskosten via BHKW von circa 18 ct/kWh erreicht werden.

Die Kosten der Konzepte „interne Energiespeicherung“ und „externe Energiespeicherung“ sowie „partielle Autarkie“ lagen in ähnlichen Größenordnungen (s. Abb. 3). Das Konzept „externe Energiespeicherung“ weist die niedrigsten Kosten auf. Für dieses Konzept erhöhten sich im Vergleich zum Istzustand 2020 die auf den Bilanzraum bezogenen jährlichen Kosten um 17 % bezogenen auf den Bilanzraum. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der „externen Speicherung“ geringe Investitionen für einen Ausbau getätigt wurden, da keine Sektorenkopplungselemente oder Speicher verbaut wurden. Allerdings wurden die Kosten wahrscheinlich nach außen verlagert, um dort die Bedarfs- und Erzeugungsspitzen abzufangen. Höhere Anschlusskosten zur Bereitstellung der hohen Energieströme an den Energieübergabepunkten wurden nicht berücksichtigt. Eine quantitative Auswertung zum hier notwendigen Ausbau der externen Netze ist nicht Teil des Projekts.

Das Konzept „interne Speicherung“ lag mit 31 % Kostensteigerung im Vergleich zum Istzustand 2020 moderat über dem Konzept „externe Energiespeicherung“. Durch die netzdienliche Konzeptionierung mit Sektorenkopplung, Abwärmenutzung und einer moderaten Speicherung traten deutlich geringere Spitzenbelastungen der Energieübergabepunkte auf. Somit war für dieses Konzept mit einem sehr moderaten Ausbau der externen Netze zu rechnen.

Das Konzept „partielle Autarkie“, in dem kein Strom über die Bilanzgrenze ausgetauscht wurde, ist dem Konzept „interne Speicherung“ sehr ähnlich. Der Unterschied lag darin, dass zusätzliches Gas über die Bilanzgrenze eingeführt wurde. Das Gas wurde genutzt, um mit Hilfe eines BHKW Strom bereitzustellen, wenn keine erneuerbaren Energien quartiersintern zur Verfügung standen. Die Kosten gegenüber dem Konzept „interne Speicherung“ waren etwas erhöht.

Das Konzept „echte Autarkie“ lag mit einer Kostenerhöhung von 110 % im Vergleich zum Istzustand 2020 dagegen deutlich über den anderen drei Konzepten. In diesem Konzept wurden große PtG-Anlagen und große Batteriespeicher neben einem starken Ausbau von PV und Wind benötigt.

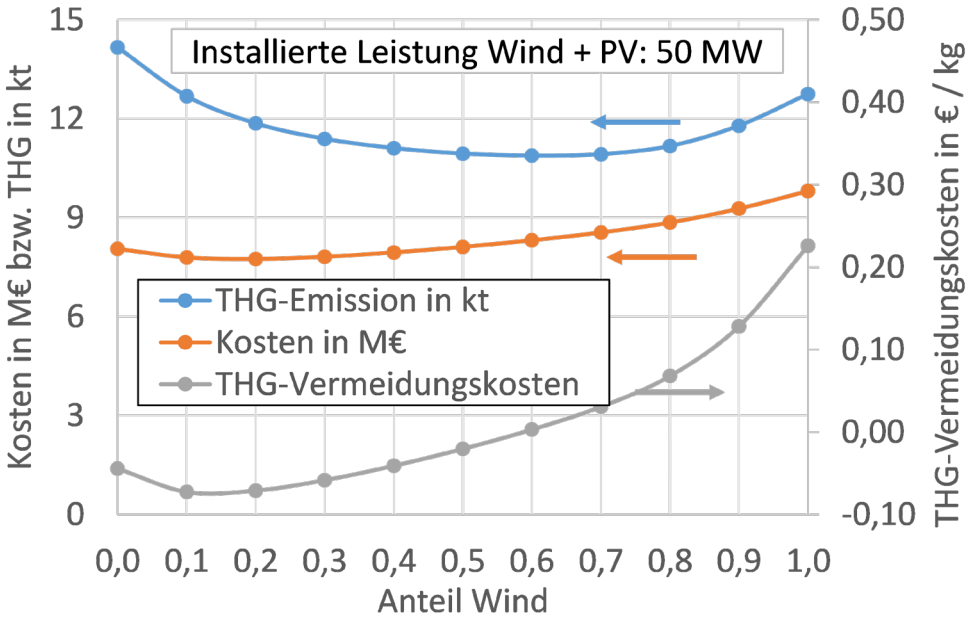


Abb. 2: *Ausbau von Wind und PV*

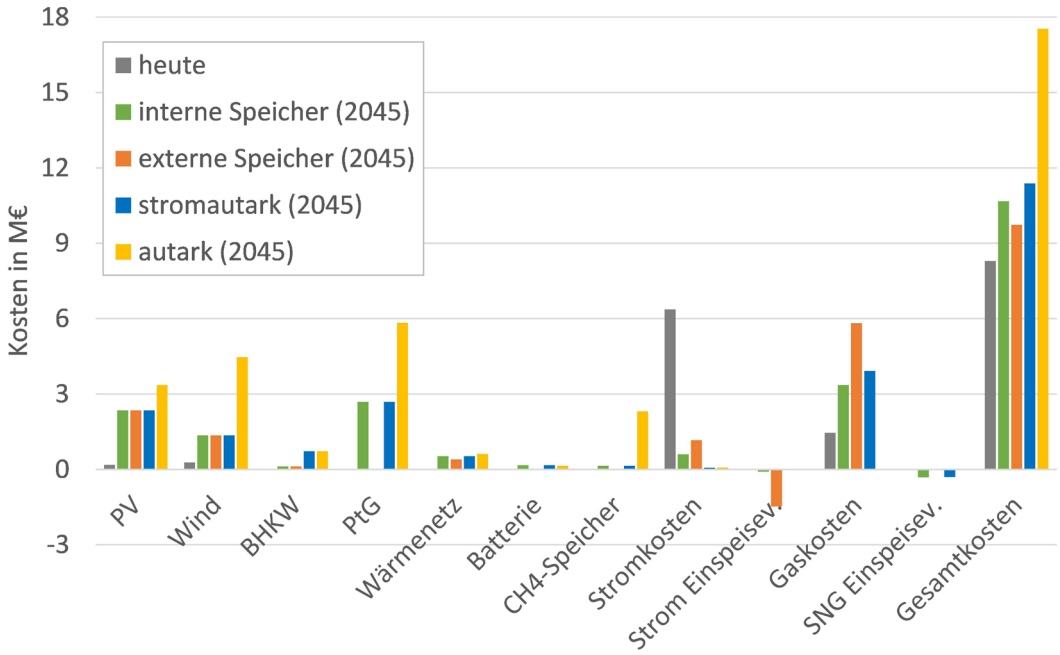


Abb. 3: *Vergleich der Konzepte für 2045*

Als Fazit konnte aus den Ergebnissen abgeleitet werden, dass zukunftsfähige Quartierslösungen zur flexiblen und schnellen Einbindung von erneuerbarer Energie mit moderaten Kosten möglich sind. Um die Vorteile der sektoralen Kopplung von Strom, Gas und Wärme zu nutzen, sollten dabei jedoch die vorhandene Infrastruktur und die regionalen Gegebenheiten beachtet werden.

Kontakt:
Wolfgang Köppel
koeppel@dvgw-ebi.de

Förderkennzeichen:
03EIV045

5. Ausblick

In MethGrid wurde ein einzelnes Quartier unabhängig von weiteren Quartieren oder der Einbindung in eine Region betrachtet. Durch diese Bilanzraumbetrachtung konnten nur qualitativ Wechselwirkungen abgeleitet werden. Die sich daraus ergebenden Fragen sollten weiter untersucht werden, z. B. inwieweit die Wechselwirkungen die Kosten und die energetische Situation verbessern können. Aus solch einer Untersuchung können dann Empfehlungen für die Planung von Quartieren abgeleitet werden. Zudem sollten die Ergebnisse durch weitere Quartiersbetrachtungen verallgemeinert werden, um effiziente und umsetzbare Maßnahmen aus wenigen spezifischen Eckdaten vorzuschlagen.

MethSys

Wirkung von erneuerbarem Methan im Verkehrs- und Energiesystem ermitteln

1. Zusammenfassung

Der Verbund MethSys schaute aufs große Ganze: Hier untersuchten die Partner auf gesamtwirtschaftlicher Ebene, welche wirtschaftlichen, klima- und energiepolitischen Auswirkungen die großflächige Einführung von alternativen Kraftstoffen in Deutschland für den Verkehrssektor bis 2030 und darüber hinaus haben würde. Dazu wurden auch Ergebnisse aus den anderen Verbünden verwendet, sodass MethSys eine Klammerfunktion für das Leitprojekt MethQuest hat.

2. Hintergrund und Ziele

Die Rolle von erneuerbarem, synthetischem Methan (EE-Methan) im künftigen Energiesystem wurde in MethSys untersucht. Dies erforderte einen ganzheitlichen Blick auf die potenzielle Rolle von EE-Methan in verschiedenen Anwendungsfeldern und auf die Frage, wie und wo es künftig hergestellt und transportiert wird. Die Erkenntnisse aus den anderen Verbünden zu den künftigen Technologieentwicklungen wurden hierzu einbezogen. Wesentliche Ziele waren somit die Entwicklung von Markthochlaufszenarien für EE-Methan als Kraftstoff, die Analyse des Aufbaus einer Versorgungsinfrastruktur zur Bedarfsdeckung von

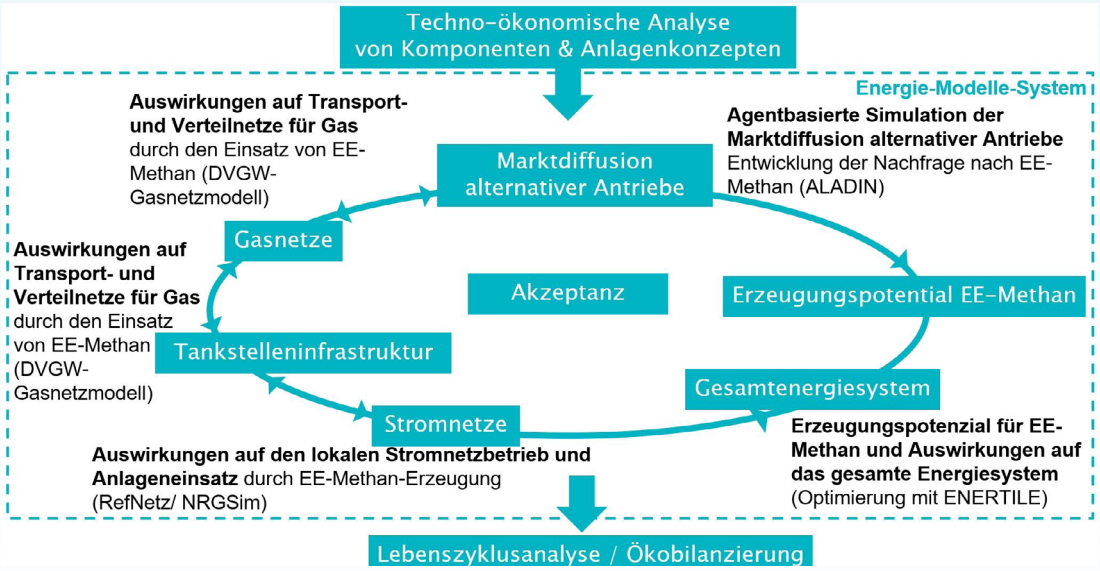


Abb. 1: *Der Verbund MethSys untersucht verschiedene gesamtwirtschaftliche Aspekte von EE-Methan durch die Erweiterung und Verknüpfung bestehender Modelle*

EE-Methan, die Beurteilung von energie- und klimapolitischen Auswirkungen des Einsatzes von EE-Methan und die ganzheitliche Bewertung der Umweltwirkungen sowie der möglichen Akzeptanz des Kraftstoffs.

3. Lösungsweg

Für die Analysen wurde ein System von gekoppelten Modellen eingesetzt (vgl. Abb. 1). Mit diesem wurden Szenarien analysiert, bei dem die Treibhausgas (THG) Minderungen durch den Einsatz von synthetischen Kraftstoffen, insbesondere EE-Methan in allen Sektoren realisiert werden. Das Basisszenario orientierte sich dabei am BMWi-Langfristszenario „Power-to-Gas (PtG)/Power-to-Liquid“ mit Treibhausgasneutralität in 2050, bevorzugt jedoch im Verkehr den Einsatz gasförmiger synthetischer Kraftstoffe gegenüber dem Einsatz flüssiger synthetischer Kraftstoffe.

Basierend auf diesem Szenario wurden zwei weitere Szenarien entwickelt, wobei beide Variationen den Einsatz gasförmiger synthetischer Kraftstoffe gegenüber dem Einsatz flüssiger synthetischer Kraftstoffe (Basisszenario) bevorzugen. Gleichzeitig wurde die Menge der heimischen EE-Methanerzeugung variiert. Ergänzt wurden die systemischen Analysen durch eine ausführliche Analyse der relevanten Akteure und Akzeptanzfaktoren für EE-Methan in Deutschland.

4. Ergebnisse

Unter sehr günstigen Bedingungen kann eine nennenswerte Gasnachfrage kurz- und mittelfristig im Verkehrssektor vor allem aus dem LKW-Verkehr kommen. Im PKW-Bereich kann der Einsatz von Gasfahrzeugen durch Effizienzsteigerungen und Skaleneffekte innerhalb weniger Jahre konkurrenzfähig zu Benzin- und Dieselalternativen werden. Bei Binnenschiffen können gasbetriebene Antriebe eine Rolle spielen, aber in der gesamten Energiebilanz spielen sie nur eine untergeordnete Rolle.

Insgesamt sieht man einen hohen Bedarf an Wasserstoff und anderen synthetischen Kraftstoffen in der Industrie und beim internationalen Flug- und Schiffsverkehr. Sie sind somit wichtige Bausteine einer ambitionierten Klimapolitik. Die Bedarfe an Wasserstoff und Syntheseprodukten liegen allerdings deutlich unter den heutigen Bedarfen an fossilen Brenn- und Kraftstoffen. Sie sind somit notwendig für die Energiewende, aber gleichzeitig auch äußerst wertvolle und knappe Energieträger (vgl. Abb. 2).

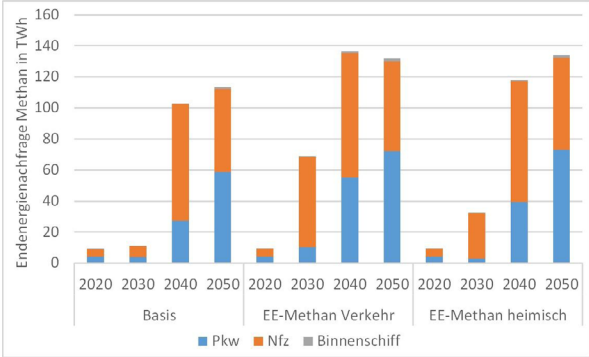


Abb. 2: *Energienachfrage Methan im straßengebundenen Verkehr und der Binnenschifffahrt in DEU*

Der erneuerbare Strombedarf für die Produktion von EE-Methan kann künftig einen substantiellen Teil der deutschen Stromnachfrage ausmachen. Zu deren Deckung müssen zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungseinheiten aufgebaut werden. In den Ergebnissen wird ein Großteil des Strommehrbedarfs für die EE-Methanerzeugung über europäische Importe abgedeckt. Weiterhin ersetzen Wasserstoffkraftwerke Gaskraftwerke als gesicherte Leistungen. In den Szenario-Ergebnissen belaufen sich die Gestehungskosten für die EE-Methanerzeugung auf Basis von biogenem Kohlenstoffdioxid (CO_2) 2030 auf 246 - 260 €/MWh und 2050 auf 110 - 127 €/MWh Methan (Output heizwertbezogen).

Aus den Analysen zur elektrischen Transport- und Verteilnetzinfrastruktur geht hervor, dass die Entwicklung dieser Netze in allen Szenarien eher aufgrund der Implementierung und Integration von erneuerbaren Energien und weniger durch den Anstieg der Nachfrage zur Produktion

von EE-Methan beeinflusst wird. Dies hat zur Folge, dass hohe Investitionen in die Infrastruktur auf Mittelspannungsebene anfallen, um die von jeder Region gelieferten Überschussstrommengen aus den erneuerbaren Energieträgern technisch zu unterstützen. Daraus lässt sich schließen, dass die Entwicklung der Infrastruktur in den Niederspannungsnetzen mit der Lasterhöhung durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zusammenhängt, während sie in den Mittelspannungsnetzen mit der Integration von erneuerbaren Energieerzeugern verbunden ist.

Die Ergebnisse zu den möglichen Auswirkungen auf die Gasnetze zei, dass diese weiterhin eine wichtige Rolle in der Energieversorgung spielen werden. Allerdings gibt es relevante Veränderungen der Gasnutzer- und Gaserzeugerstruktur bei den Gasverteilnetzen. Die Verteilnetze (heute circa 520.000 km Leitungslänge) unterschiedlichster Druckstufen müssen zukünftig vielfältige Aufgaben übernehmen. Sie nehmen dezentral erzeugtes Biogas und Methan bzw. Wasserstoff aus Power-to-Gas Prozessen auf. Hierbei können unterschiedliche Speicheranforderungen entstehen. Dem gegenüber steht ein rückläufiger Gasbedarf in Haushalten und im GHD-Sektor, sowie ein veränderter Gasbedarf der Industrie und der Mobilität. Es zeigt sich, dass die angenommenen Entwicklungen der unterschiedlichen Gasbedarfe und Gaserzeugung teilweise zu obsoleten Leitungen in den untersten Netzebenen führen.

Die Analysen zu geeigneten Standorten für Power-to-Gas Anlagen hatten als Zielsetzung, die Deckung der Bedarfe an erneuerbaren Gasen unter Minimierung der Gesamtsystemkosten. Unabhängig vom Szenario zeigte sich dabei, dass die EE-Methanerzeugung stark dezentral ausgerichtet ist. Zur EE-Methanerzeugung wird neben EE-Strom auch CO_2 benötigt. Das benötigte CO_2 kann aus unterschiedlichen Quellen bereitgestellt werden, z. B. aus fermentierbarer und ligninreicher Biomasse. Die Elektrolyseure wurden im Einklang mit dem aktuellen dezentralen Biogasanlagenbestand in örtlicher Nähe dieser Anlagen platziert, um CO_2- und Wasserstofftransporte weitgehend zu vermeiden. Schwerpunkte der Erzeugung sind in Nord- und Süddeutschland erkennbar, da in diesen Regionen ein hohes Dargebot an biogenem CO_2 auf hinreichende EE-Strommengen trifft (vgl. Abb. 3). Wird die zunehmende Nutzung ligninhaltiger Biomasse vorausgesetzt, lassen sich die in Deutschland erzielbaren EE-Methanmengen deutlich steigern (81 TWh/a vs. 143 TWh/a, heizwertbezogener CH_4-Output 2050).

Die Ökobilanzergebnisse zu verschiedenen untersuchten Power-to-Gas Routen zeigen eine hohe Relevanz des im Anlagenbetrieb eingesetzten Stromerzeugungsmix es auf das Treibhauspotenzial des produzierten Methans auf. Hierbei kommt der Wasserstoffelektrolyse eine hohe Relevanz zu. Damit via Power-to- Gas produziertes Methan ein geringeres Treibhauspotenzial gegenüber konventionellem fossilem Erdgas aufweist, muss ein Strommix mit einem geringen THG-Potenzial zur Methanerzeugung eingesetzt werden. Unter diesen

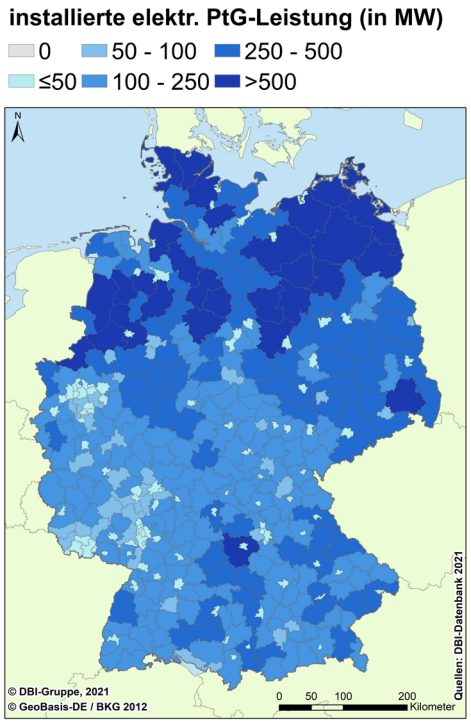


Abb. 3: *Elektrolyseleistung im Szenario mit hoch ausgeschöpftem Biomassepotenzial (2050)*

Rahmenbedingungen können deutliche THG-Minderungen durch die Verwendung von EE-Methan als Kraftstoff gegenüber der Verwendung von fossilem Erdgas erreicht werden. Signifikante THG-Minderungen sind mit den in dieser Studie hinterlegten Energiebereitstellungsszenarien ab dem Bezugsjahr 2040 möglich.

Die Akteurs- und Akzeptanzanalyse zeigt auf, dass aktuell im Themenfeld EE-Methan hauptsächlich Akteure aus dem bisherigen System rund um Energieversorgung und Verbrennungsmotoren aktiv sind. Nur wenige innovationsspezifische Akteure konnten identifiziert werden und diese hauptsächlich im Bereich der Anlagenherstellung. Viele Akteure kommen dabei aus der Forschung und Produktion, wenige aus Finanzierung und Anwendung. Dies deutet auf den frühen Entwicklungsstand der Technologie hin.

Interviewpartner:innen sind gegenüber dem Einsatz von synthetischem Methan für Schiffe positiver eingestellt als für Lkw. Im Bereich Schiffe und Lkw werden ähnliche Herausforderungen gesehen, u. a. die Produktion ausreichender Mengen des Kraftstoffs, mangelnde politische Unterstützung und die weitere Kostenentwicklung.

5. Ausblick

Wenn EE-Methan im Verkehrssektor künftig eine Rolle spielen soll, so müssen die Rahmenbedingungen entsprechend gesetzt und weitere Fragen analysiert werden. So ist der Ausbau der Tankstellen- und Bunkerinfrastruktur relevant. Die Gasbereitstellung ist sicherzustellen, gerade auch vor der Fragestellung des künftigen Importes. Weiterhin ist die Herkunft des CO_2 zu klären. Die CO_2-Reduktionsziele sind zu verschärfen sowie zu vereinheitlichen und die Besteuerung fossiler Kraftstoffe unter anderem über den CO_2-Preis ist relevant. Die Rahmenbedingungen auf EU-Ebene für Lkw und Schiffe, z. B. CO_2-Flottengrenzwerte sollten entsprechend gesetzt werden und eine positive Regulierung für Gas sollte erhalten oder angeregt werden (Mautbefreiung, Steuervergünstigung, Kaufzuschüsse). Zur Verbesserung der Ökobilanz ist u.a. der Methanschlupf zu minimieren. Angewandte Forschungsprojekte mit Testanlagen sind zu fördern, um anschließend in die großskalige Produktion von EE-Methan einzusteigen.

Kontakt:
Prof. Martin Wietschel
martin.wietschel@isi.fraunhofer.de

Förderkennzeichen:
03EIV046

Die Partner

METHQUEST

Gesamtkoordination:

Jan Gerrit Prunnbauer
Rolls-Royce Solutions GmbH
(vormalig MTU Friedrichshafen GmbH)

Dr. Frank Graf
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Gesamtbudget:	32 Mio. €
Förderung:	19 Mio. € (BMWK)
Projektstart:	01.09.2018
Laufzeit:	3 Jahre
Konsortium:	27 Partner

Wir freuen uns über Ihre Fragen und Anregungen.

info@methquest.de