

Vergleichende Bewertung von Power-to-X-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen

Die ehrgeizigen **Klimaschutzziele der Deutschen Bundesregierung** sehen vor, die Emission von klimaschädlichem CO₂ bis zum Jahr 2050 um 95 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu senken. Da sich insbesondere in der Industrie und der Landwirtschaft viele Emissionen nicht vermeiden lassen werden, kommt dem **Mobilitätssektor beim Erreichen dieser Ziele eine zentrale Rolle** zu. Ein DVGW-Forschungsvorhaben (Förder-Nr.: G 201603) hat in diesem Zusammenhang verschiedene Power-to-X-Kraftstoffe (P2X-Kraftstoffe) technoökonomisch verglichen und evaluiert, welche Prozesskette die sinnvollste **Ergänzung für den zukünftigen Verkehrssektor** darstellt.

von: Maximilian Heneka, Wolfgang Köppel & Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT)

Das „Übereinkommen von Paris“ und der daraus resultierende Klimaschutzplan 2050 stellen den deutschen Verkehrssektor vor große Herausforderungen: Nach den erklärten Zielen der Deutschen Bundesregierung müssen die jährlichen, verkehrsbedingten Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) von heute ca. 168 Mio. t CO₂-Äquivalent (CO₂-eq) bis 2030 auf 95 bis 98 Mio. t CO₂-eq begrenzt werden (Abb. 1). Um das „-95-Prozent-Ziel“ im Jahr 2050 erreichen zu können, ist aufgrund der nicht vermeidbaren Emissionen aus Industrie und Landwirtschaft eine nahezu vollständige Defossilisierung¹ des Verkehrs erforderlich.

Angesichts der aktuellen Dominanz fossiler Flüssigkraftstoffe stellt sich die Frage, mit welchen Maßnahmen sich die

ambitionierten THG-Minderungsziele im Verkehrssektor umsetzen lassen. Denn allein über Verbesserungen an der Fahrzeugplattform (z. B. Gewichtseinsparung durch neue Materialien) und Effizienzsteigerungen sind diese Ziele nicht erreichbar. Als Möglichkeit, um die spezifischen THG-Emissionen im Verkehrssektor zu senken, wird neben Konzepten zur Verkehrsvermeidung (z. B. durch Verlagerung von Teilen des

motorisierten Individualverkehrs auf den öffentlichen Personennahverkehr) insbesondere ein Umstieg auf alternative Antriebskonzepte („System-Switch“) diskutiert. Im Fokus steht dabei die Elektromobilität.

Der Vorteil von Elektrofahrzeugen liegt in der hohen Effizienz des Antriebsstranges und der lokalen Emissionsfreiheit. Gleichwohl haben batterieelektri-

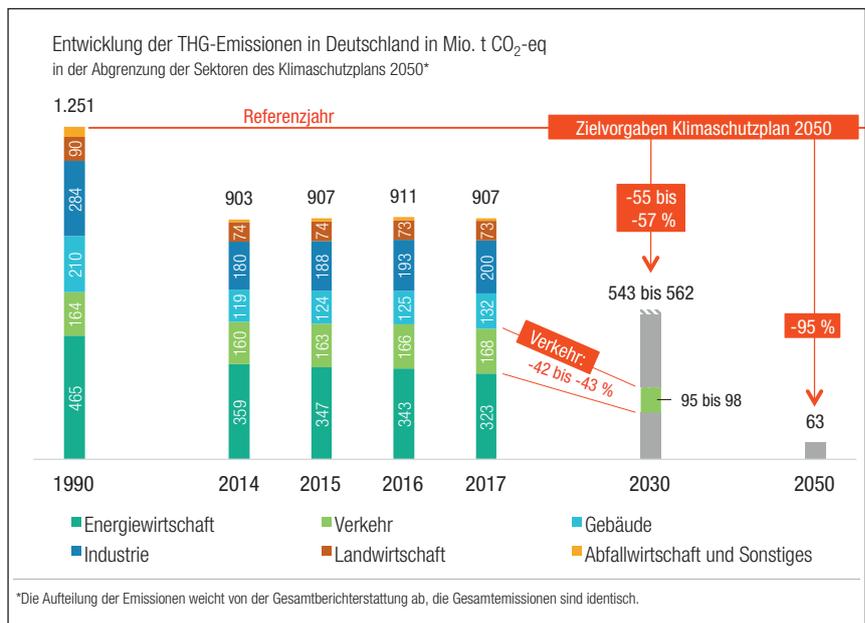


Abb. 1: Erforderliche THG-Minderung für Deutschland [1, 2]

sche Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge aufgrund der hohen Fahrzeugkosten und der zum Teil offenen Fragen in Bezug auf die Realisierbarkeit einer flächendeckenden, nutzerfreundlichen Tankinfrastruktur bisher nur eine geringe Marktrelevanz. Insbesondere bei den batterieelektrischen Fahrzeugen kann jedoch in den nächsten Jahren mit einer deutlichen Erhöhung des Fahrzeugbestands gerechnet werden. Dennoch ist davon auszugehen, dass viele mobile Anwendungen (wie z. B. die Hochseeschifffahrt, der Flugverkehr oder der straßengebundene Schwerlastverkehr) langfristig nur mit chemischen Energieträgern bedient werden können. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, auch weiterhin Transportmittel mit Verbrennungsmotoren zu berücksichtigen. Um die genannten Klimaziele mit dem langfristigen Einsatz von konventionellen Antriebssträngen zu vereinbaren, müssen die bisher eingesetzten fossilen, kohlenstoffbasierten Kraftstoffe durch Kraftstoffe aus regenerativen Quellen ersetzt werden.

Für die Substitution fossiler Kraftstoffe stehen neben Biokraftstoffen sogenannte Power-to-X-Kraftstoffe (kurz: P2X-Kraftstoffe) zur Verfügung. Hierbei handelt es sich um Kraftstoffe, deren Herstellung auf der Einbindung von erneuerbarer elektrischer Energie in Form von Wasserstoff aus Elektrolyseprozessen basiert; eine direkte Verwendung des erneuerbaren Wasserstoffs ist ebenfalls möglich. Soll die Kompatibilität mit der bestehenden Infrastruktur jedoch erhalten bleiben, ist eine Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffverbindungen unter Zuhilfenahme einer geeigneten Kohlenstoffquelle (C-Quelle) zu bevorzugen. Je nach Art des zugrundeliegenden Synthesepfads wird zwischen Power-to-Gas (P2G) und Power-to-Liquid (P2L) unterschieden (Abb. 2).

Ein wichtiges Kriterium für die THG-Neutralität von kohlenstoffbasierten P2X-Kraftstoffen stellt die Art der zugrundeliegenden C-Quelle dar: Für eine vollständige Defossilisierung des

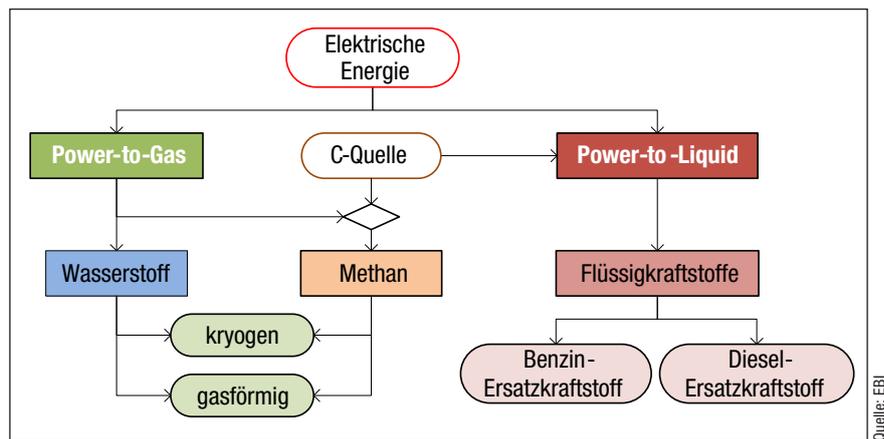


Abb. 2: Mögliche P2X-Prozessketten und zugehörige Kraftstoffe

Verkehrssektors müssen diese Quellen klimaneutral sein. Die Einbindung regenerativer elektrischer Energie in die Synthese von

Kraftstoffen steht derzeit im Fokus zahlreicher Untersuchungen. In Deutschland wurden bereits erste P2X-Demonstrationsanlagen errichtet (Abb. 3).

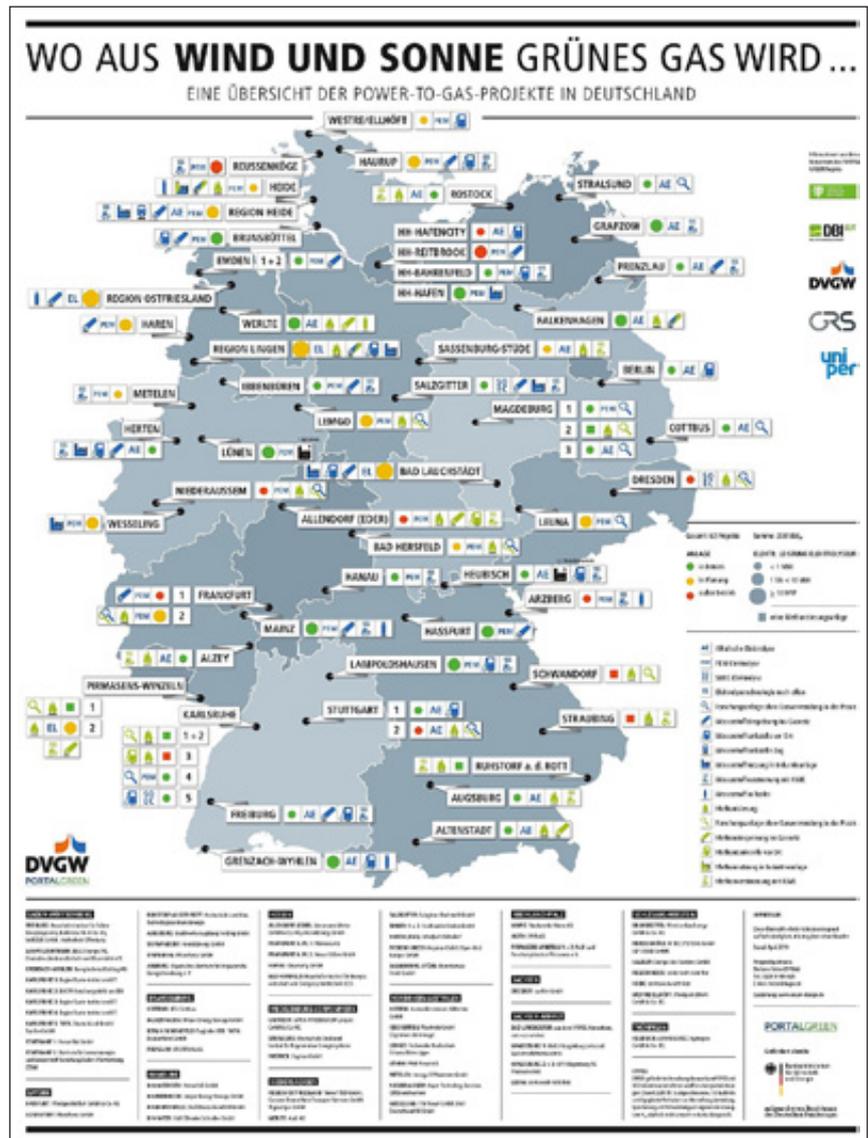


Abb. 3: P2G-Anlagenbestand in Deutschland, Stand: April 2019

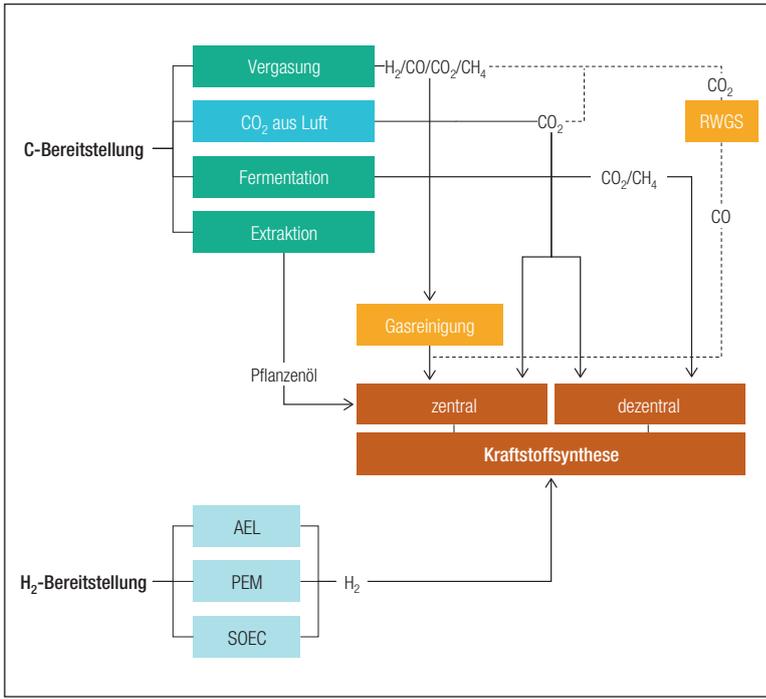


Abb. 4: Baukastensystem zur Erstellung der P2X-Prozessketten

In den bisher veröffentlichten Studien werden P2X-Kraftstoffe überwiegend auf einer systemanalytischen Ebene betrachtet. Im Fokus stehen dabei meist die Wirtschaftlichkeit und Ökologie der Kraftstofferzeugung sowie Potenzialabschätzungen [3–6]. Verfahrenstechnische Details werden in der Regel weniger detailliert behandelt, sind jedoch für eine vergleichende Bewertung unterschiedlicher Kraftstoffoptionen essenziell. Im Rahmen des DVGW-Forschungsprojekts „Vergleichende Bewertung von P2X-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen“ (Förder-Nr.: G 201603) wurde daher ein technoökonomischer Vergleich verschiedener P2X-Kraftstoffe auf einer einheitlichen und detaillierten verfahrenstechnischen Basis durchgeführt. Hierzu wurden zunächst die infrage kommenden Prozessketten identifiziert und anhand verfahrenstechnischer Kenngrößen bewertet. Aufbauend auf den Ergebnissen der verfahrenstechnischen Analyse wurden im weiteren Verlauf u. a. die Kraftstoffgestehungskosten und die THG-Emissionen evaluiert. Die betrachteten P2X-Prozessketten wurden nach dem in **Abbildung 4** dargestellten „Baukastenprinzip“ aus den drei Basisprozessstufen „Wasserstoffbereitstellung“, „Kohlenstoffbereitstellung“ und „Kraftstoffsynthese“ zusammengestellt.

Wasserstoffbereitstellung

Bei allen P2X-Prozessketten erfolgt die Einbindung erneuerbarer elektrischer Energie in der

ersten Stufe über die elektrolytische Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Die Elektrolyse kann als Niedertemperatur- (NT-Elektrolyse) oder als Hochtemperaturverfahren (HT-Elektrolyse) realisiert werden [7–11]; bisher überwiegen die technisch ausgereiften Niedertemperaturverfahren wie die alkalische Elektrolyse (engl. „AEL“) oder die Elektrolyse über Protonen-Austausch-Membranen (engl. „PEM“). Hochtemperaturverfahren wie die Festoxid-Elektrolyse (engl. „SOEC“) könnten zukünftig jedoch an Bedeutung gewinnen. Durch die Möglichkeit der internen Integration von Abwärme aus anderen Prozessstufen sinkt der Bedarf an erneuerbarer elektrischer Energie für die Wasserstoffbereitstellung. Insbesondere bei P2X-Prozessketten mit stark exothermen Kraftstoffsynthesen (z. B. katalytische Methanisierung) können so hohe Wirkungsgradsteigerungen erzielt werden.

Kohlenstoffbereitstellung

Bevor der gewonnene Wasserstoff in der Synthesestufe zum gewünschten (kohlenstoffbasierten) Kraftstoff umgewandelt werden kann, muss dieser zunächst mit einer geeigneten Kohlenstoffquelle zusammengeführt werden. Die Form und die Reinheit, in welcher der benötigte Kohlenstoff bereitgestellt wird, richten sich nach der nachfolgenden Kraftstoffsynthese und der angestrebten Anlagengröße.

Für die vorliegende Studie wurden die thermochemische Umwandlung von Biomasse über Wirbelschicht(Ws)- und Flugstromvergasung (FS) [12–14], die biochemische Umwandlung von Biomasse via Fermentation (FER) [15–17], die Extraktion von Pflanzenöl [18] sowie die direkte Abtrennung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) aus der Umgebungsluft [19] als mögliche C-Bereitstellungspfade betrachtet. Einige Syntheseverfahren benötigen zudem eine „Reverse-Watergas-Shift-Stufe“ (RWGS), um CO₂ in Kohlenstoffmonoxid (CO) zu konvertieren [20–22].

Kraftstoffsynthese

In der Kraftstoffsynthesestufe wird der erneuerbare Wasserstoff mit der gewählten Kohlenstoffquelle unter den jeweiligen Synthesebedingungen in den gewünschten Kraftstoff umgewandelt. Dabei unterscheidet man – je nach Prozessführung – zwischen katalytischen und biochemischen Synthesen.

Katalytische Synthesen wie die katalytische Methanisierung (METH) [23, 24], die Methanolsynthese (MeOH) [25, 26], die Fischer-Tropsch-Synthese (FT) [27, 28], die Synthese von Dimethylether (DME) [29] und Oxymethylenether (OME) [30, 31] oder die Hydrierung von Pflanzenöl (HVO) [17] erfordern einen hohen verfahrenstechnischen Aufwand, der sich in den benötigten Apparaten, den anspruchsvollen Prozessbedingungen (z. B. hohe Temperaturen und Drücke) und ggf. einer aufwendigen Edukt- bzw. Produktaufarbeitung widerspiegelt. Diese Nachteile werden zwar durch die hohe Prozessintensität und die damit verbundene hohe spezifische Ausbeute weitestgehend kompensiert, disqualifizieren diese Art von Prozessen jedoch in der Regel für den Einsatz in kleinen, dezentralen Anlagen.

Biochemische Synthesen wie die biologische Methanisierung (bioMETH) [23] sind dagegen einfacher zu handhaben und werden häufig als Bestandteil dezentraler Konzepte realisiert. Der apparative und operative Aufwand ist zwar deutlich geringer, gleichzeitig sind jedoch auch die Prozessintensität und die Produktselektivität reduziert. **Abbildung 5** zeigt eine Übersicht der im Rahmen dieser Studie berücksichtigten P2X-Prozessketten und -Kraftstoffe.

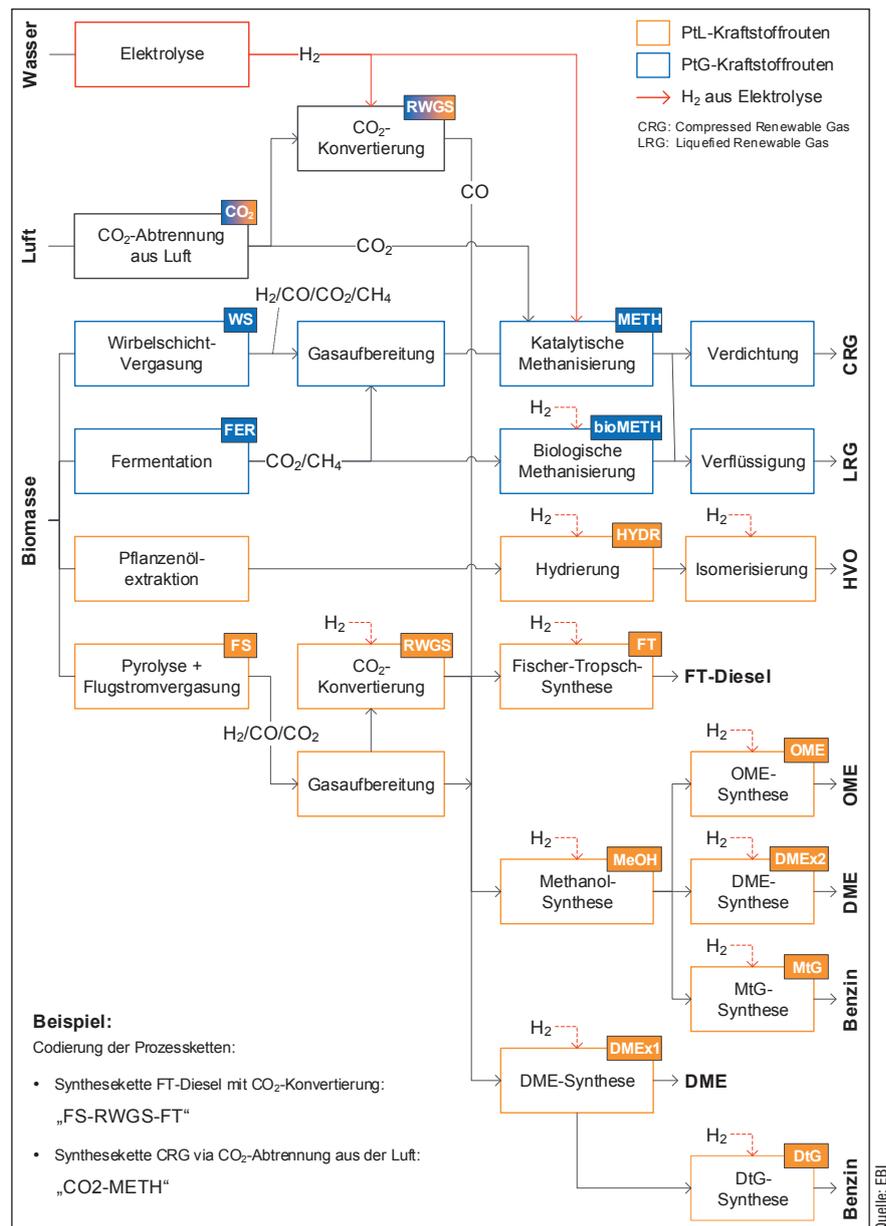


Abb. 5: Übersicht der insgesamt betrachteten P2X-Prozessketten

Evaluierung der Prozessketten

Für die vergleichende Bewertung wurde jede Prozesskette in einer Standardkonfiguration mit minimalem energetischen Gesamtwirkungsgrad und einer optimierten Variante mit maximalem energetischen Gesamtwirkungsgrad evaluiert.

Bei den nicht optimierten Prozessketten (Konzept: „MIN“) wurde keine Integration der Wärmeströme und Nebenprodukte vorgenommen; die Wasserstoffbereitstellung erfolgt in diesem Fall über PEM respektive AEL. Bei den optimierten Prozessketten (Konzept: „MAX“) wiederum wurde eine vollständige Integration der an-

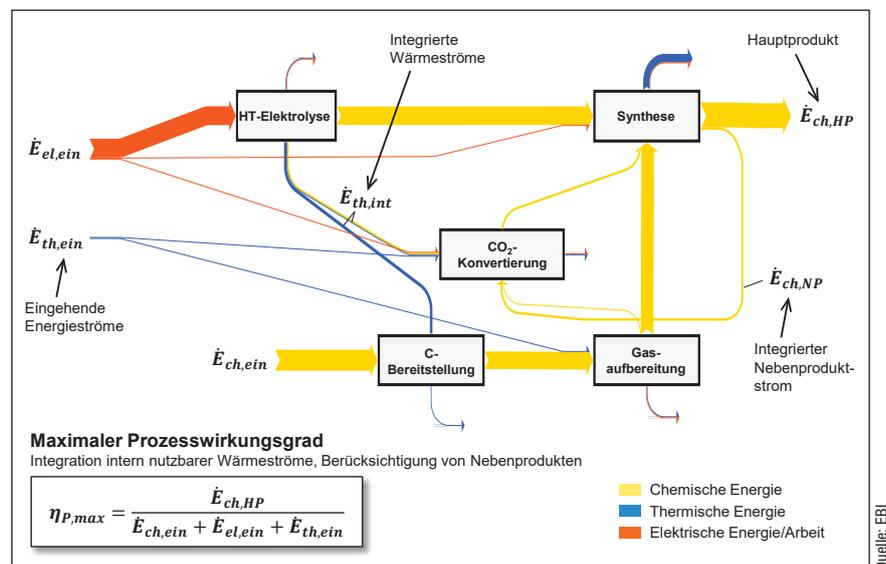


Abb. 6: Methodik der Wirkungsgradberechnung bei optimierten Prozessketten

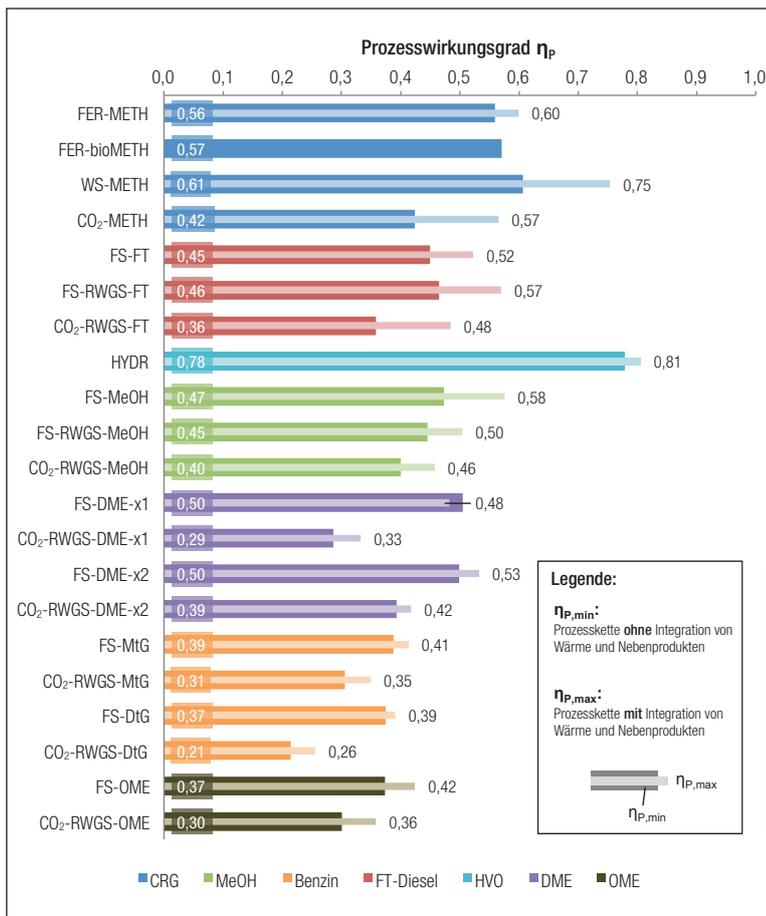


Abb. 7: Minimale und maximale Wirkungsgrade der betrachteten Prozessketten

fallenden nutzbaren Wärmeströme durchgeführt. Weitere Nutzungsmöglichkeiten, wie z. B. die Auskopplung in Nahwärmenetze, wurden nicht betrachtet. Nebenprodukte, die beispielsweise bei der Fischer-Tropsch-Synthese entstehen, wurden als Wertprodukt bewertet und dem Gesamtwirkungsgrad gutgeschrieben bzw. in den Prozess rückgeführt. Die Wasserstoffbereitstellung erfolgt bei diesem Konzept über eine SOEC, da interne Abwärmeströme hier besonders effizient integriert werden können.

In **Abbildung 6** ist die angewandte Methodik zur Berechnung des maximalen energetischen Gesamtwirkungsgrads schematisch anhand eines Energie-Sankey-Diagramms der optimierten Prozesskette zur Erzeugung von Fischer-Tropsch-Diesel über die Umsetzung von Biomasse zu Synthesegas via Flugstromvergasung (FS-RWGS-FT) dargestellt.

Die C-Bereitstellung erfolgt in diesem Fall über eine Flugstromvergasung mit vorgeschalteter Schnellpyrolyse. Da die Fischer-Tropsch-Synthese ausschließlich mit Kohlenstoffmonoxid (CO) abläuft, ist eine Konvertierung des im Synthesegas enthaltenen Kohlenstoffdioxids (CO₂)

erforderlich. Hierzu wird über eine RWGS-Stufe das anfallende CO₂ mit Wasserstoff (H₂) zu CO und Wasser (H₂O) umgesetzt. Der CO-Strom wird anschließend mit H₂ aus der Elektrolyse zu Fischer-Tropsch-Diesel und weiteren (gasförmigen) Nebenprodukten umgesetzt.

Aufgrund des hohen Temperaturniveaus der bei der C-Bereitstellung anfallenden Abwärme bietet es sich an, diese in die SOEC zu integrieren. Der (externe) Energiebedarf der Elektrolyse wird dadurch reduziert, was sich positiv auf den Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette auswirkt. Weiterhin können die anfallenden Nebenprodukte über eine Unterfeuerung zur Bereitstellung der hohen Prozesstemperaturen bei der CO₂-Konvertierung in der RWGS-Stufe genutzt werden.

Prozesskettenwirkungsgrade

Abbildung 7 zeigt eine Übersicht über die energetischen Wirkungsgrade der betrachteten Prozessketten. Hohe Wirkungsgrade sind demnach insbesondere bei methanbasierten Prozessen zu erzielen: So erreicht z. B. die CRG-Bereitstellung (CRG: Compressed Renewable Gas) über die Wirbelschichtvergasung von Biomasse mit nachgeschalteter katalytischer Methanisierung (WS-METH) in der Standardkonfiguration einen Wirkungsgrad von 61 Prozent. Werden die nutzbaren Abwärmeströme prozessintern in eine Hochtemperaturelektrolyse integriert, steigt der Wirkungsgrad sogar auf 75 Prozent an.

Bei den Flüssigkraftstoffen stellt die Pflanzenölhydrierung (HYDR) mit einem minimalen Wirkungsgrad von 78 Prozent und einem maximalen Wirkungsgrad von 81 Prozent die mit Abstand effizienteste P2X-Prozesskette dar. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass bei der Pflanzenölhydrierung nur ein sehr kleiner Teil der Pflanze (Öl aus Pflanzenkörnern) als C-Quelle genutzt wird, wodurch die Kohlenstoffausnutzung und damit auch das Kraftstoffpotenzial im Vergleich zu anderen P2X-Kraftstoffen deutlich geringer ausfällt. Bei den übrigen P2L-Prozessketten nehmen die Wirkungsgrade mit steigender Prozesskomplexität im Allgemeinen ab. Besonders deutlich ist dies an den mehrstufigen Prozessketten zur Bereitstellung von OME und Benzin (MtG und DtG) zu erkennen. Hohe Wirkungsgrade werden von den MeOH- und FT-Diesel Prozessketten bei Biomassenutzung erreicht, hier liegen die ma-

Quelle: EBI

ximalen Wirkungsgrade bei 58 Prozent (FS-MeOH) respektive 57 Prozent (FS-RWGS-FT).

Wird CO₂ aus der Luft verwendet, so sind die Wirkungsgrade infolge des höheren energetischen Aufwands der CO₂-Abscheidung für alle Prozessketten deutlich niedriger als im Falle der C-Bereitstellung über Biomasse.

Well-to-Wheel-Emissionen

Die Beurteilung der THG-Intensität der betrachteten P2X-Kraftstoffe erfolgte auf Basis eines Well-to-Wheel-Ansatzes. Hierzu wurden die THG-Emissionen aus den P2X-Prozessketten („Well-to-Tank“) und bei der Verwendung der jeweiligen Kraftstoffe in einem Kompaktklasse-Pkw („Tank-to-Wheel“) evaluiert.

Die Ergebnisse in **Abbildung 8** zeigen, dass die THG-Emissionen bei der Nutzung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie (hier: Windenergie) und grünem Kohlenstoff ungefähr denen von mit regenerativem Strom betriebenen, batterieelektrischen Fahrzeugen entsprechen. Die THG-Emissionen bei der Herstellung und Entsorgung der Fahrzeuge wurden bei dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Im direkten Vergleich mit alternativen Antriebskonzepten sind derartige Vereinfachungen jedoch zu vermeiden, da insbesondere bei Elektrofahrzeugen die Batterieproduktion bzw. die Herstellung von Brennstoffzellen und Wasserstofftanks einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Klimabilanz ausübt [32–34].

Kraftstoffkosten

Für den ökonomischen Vergleich wurden die Kraftstoffkosten für die Jahre 2030 und 2050 abgeschätzt. Hierzu wurden die kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten der Prozessketten für jeweils drei verschiedene Elektrolyseleistungen (5 MW, 100 MW und 500 MW) ermittelt und mit den zugehörigen Transport- und Tankstellkosten verknüpft. Anschließend

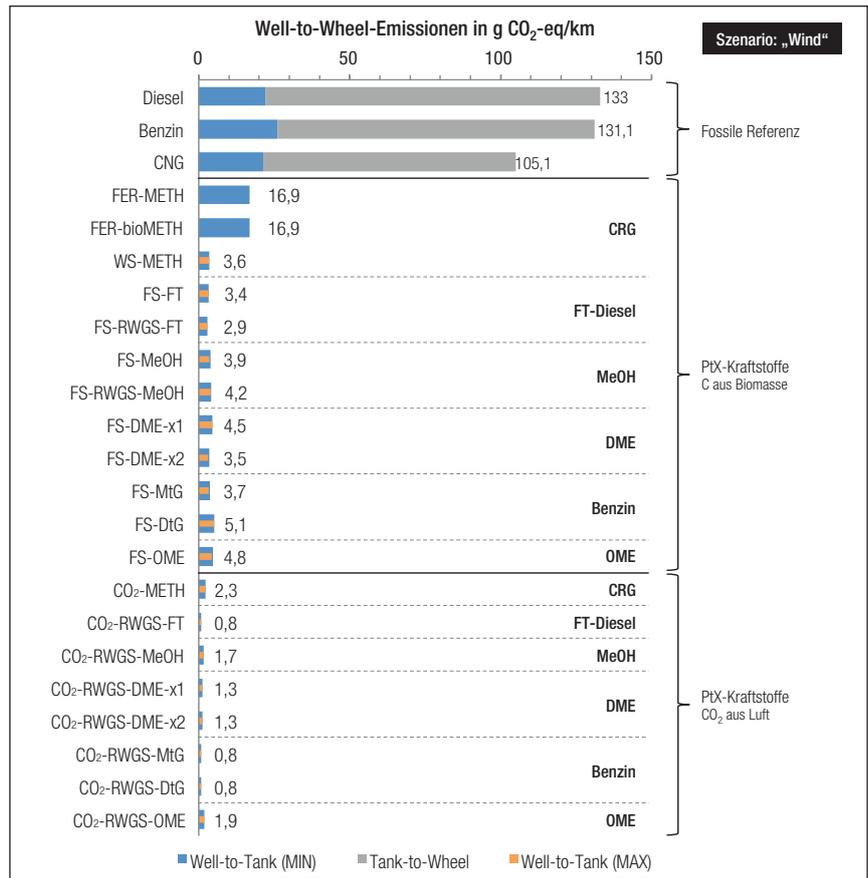


Abb. 8: Well-to-Wheel-Emissionen der betrachteten P2X-Kraftstoffe

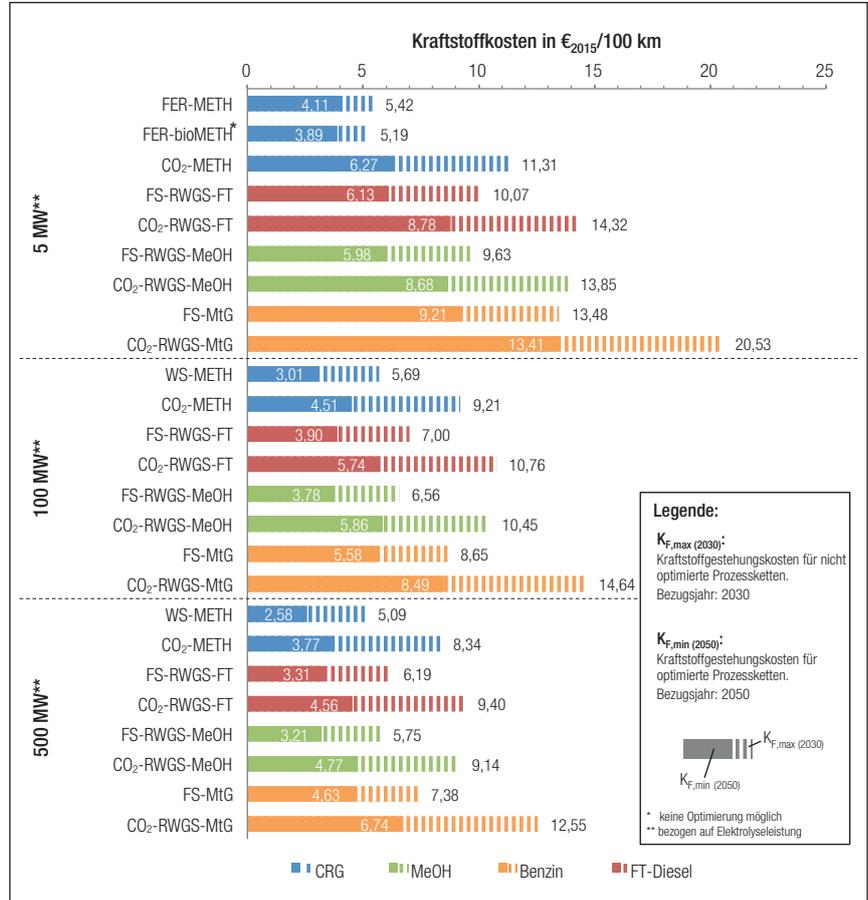


Abb. 9: Kraftstoffgestehungskosten der betrachteten Prozessketten



Ein ausführliches Abkürzungsverzeichnis sowie das Literaturverzeichnis zum Beitrag finden Sie unter www.energie-wasser-praxis.de oder über den Direktlink im E-Paper.

wurden auf Basis eines Referenz-Kompaktklasse-Pkw die spezifischen Kraftstoffkosten pro gefahrenem Kilometer für die Jahre 2030 und 2050 berechnet. Die Fahrzeugkosten selbst wurden nicht berücksichtigt.

Wie aus **Abbildung 9** hervorgeht, stellen CRG-Prozesse unter allen betrachteten Anlagengrößen das kostengünstigste P2X-Anlagenkonzept dar. Die Kraftstoffkosten liegen für die biogenen CRG-Prozessketten im Jahr 2030 bei 5 bis 6 Euro/100 km und für die CO₂-Prozessketten bei 8 bis 12 Euro/100 km. 2050 sinken die CRG-Kosten auf insgesamt 2,6 bis 6,3 Euro/100 km. Im Vergleich dazu liegen die Kosten für P2L-Kraftstoffe im Jahr 2030 um ca. 15 Prozent und im Jahr 2050 um ca. 24 Prozent höher.

Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des vorgestellten DVGW-Forschungsvorhabens wurde gezeigt, dass insbesondere die Prozessketten zur Herstellung von erneuerbarem Methan bzw. Compressed Renewable Gas (CRG) eine sinnvolle Ergänzung für den zukünftigen Verkehrssektor bieten können. Im Vergleich zu alternativen Flüssigkraftstoffen sind die notwendigen verfahrenstechnischen Prozesse weniger komplex und weisen signifikant höhere energetische Wirkungsgrade von bis zu 75 Prozent auf. Ferner profitieren methanbasierte mobile Anwendungen von der Möglichkeit der schrittweisen Substitution des heute genutzten fossilen Gases durch Gas aus erneuerbaren Quellen. Infolge der einfacheren Prozessführung sind die Kraftstoffkosten von erneuerbarem Methan im Vergleich zu P2L-Kraftstoffen deutlich reduziert (-20 Prozent gegenüber Methanol und FT-Diesel).

Das hohe Potenzial von erneuerbarem Methan für die Energiewende wurde auch von der Deutschen Bundesregierung als zentrales Forschungsthema erkannt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat zu diesem Zweck am 14. September 2018 das Leitprojekt MethQuest gestartet. Mit einem Konsortium aus 27 Partnern aus Industrie und

Wissenschaft und einem Gesamtbudget von 32 Mio. Euro befasst sich MethQuest mit der Erzeugung von Methan aus erneuerbaren Energiequellen und dessen Einsatz in stationären und mobilen Anwendungen. Dabei wird die gesamte Wertschöpfungskette von erneuerbarem Methan betrachtet. Dieser ganzheitliche Ansatz verspricht technologische Neu- und Weiterentwicklungen von der Gaserzeugung über die notwendige Infrastruktur bis hin zur Endanwendung. Im Fokus der Untersuchungen steht darüber hinaus die Frage, wie sich die Einführung von erneuerbarem Methan auf das gesamtdeutsche Energiesystem hinsichtlich der notwendigen Infrastruktur, Kosten und Umwelteinflüsse auswirkt. Um die vorhandenen Ressourcen optimal zu nutzen, gilt dabei der Sektorenkopplung ein besonderes Augenmerk. ■

Die Autoren

Maximilian Heneka ist Projekt Ingenieur mit Schwerpunkt Mobilität in der Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Wolfgang Köppel ist Leiter der Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Dr. Frank Graf leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie.

Kontakt:

Maximilian Heneka

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT

Engler-Bunte-Ring 3

76131 Karlsruhe

Tel.: 0721 608-41225

E-Mail: heneka@dvgw-ebi.de

Internet: www.dvgw-ebi.de

Anzeige 1/1