

H₂ im Gasnetz und die Interaktion mit Gasmotoren

Erneuerbare Gase wie Biomethan, synthetisches Methan oder Wasserstoff können durch die Substitution fossiler Brennstoffe in allen Sektoren erhebliche Treibhausgas-Reduktionen bewirken. Während Bio- und synthetisches Methan problemlos in die bestehende Gasinfrastruktur eingespeist werden können, ist die Beimischung von Wasserstoff begrenzt oder erfordert eine Anpassung sowohl der Gasinfrastruktur als auch der Endverbraucher. Vor diesem Hintergrund hat das von der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V. (FVV) und dem DVGW geförderte Gemeinschaftsprojekt „H₂ in the gas network and interaction with gas engines“ (DVGW-Fördernummer: G 201914) insgesamt fünf verschiedene Transformationsszenarien hin zu einer defossilisierten Gasversorgung im Jahr 2050 analysiert, um den kosteneffizientesten Transformationspfad zu identifizieren. Dazu wurden die Gasbereitstellungskosten sowie die technischen Maßnahmen und Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und die Endverbraucher unter Berücksichtigung unterschiedlich steigender Wasserstoffkonzentrationen im Erdgasnetz untersucht und bewertet. Der Fokus der anwendungsspezifischen Betrachtungen richtete sich dabei insbesondere auf CNG-Fahrzeuge und stationäre Gasmotoren.

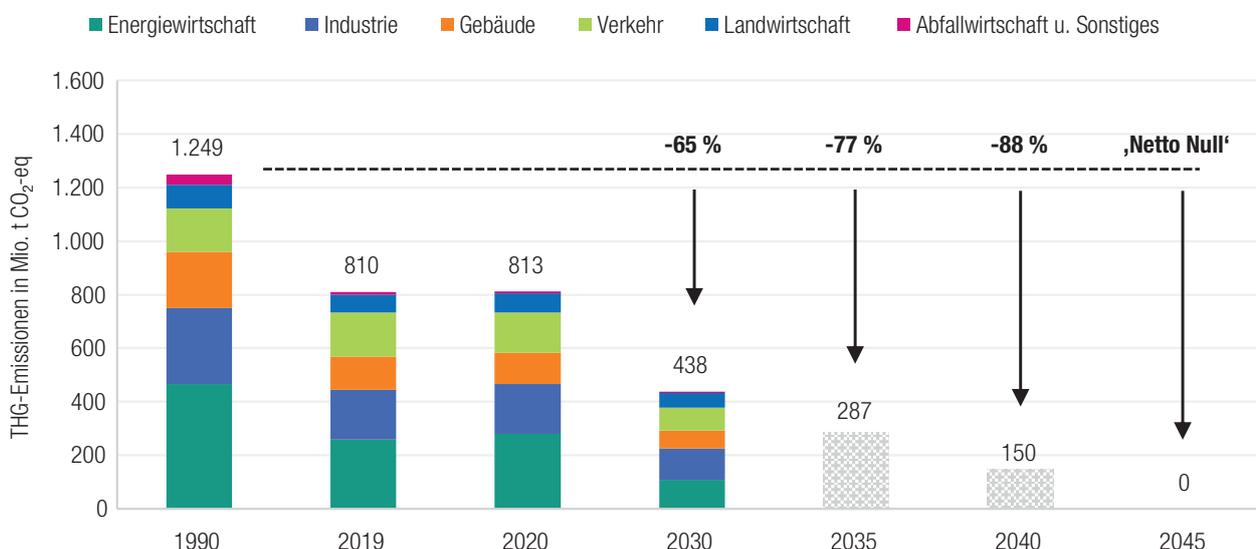
von: Maximilian Heneka, Wolfgang Köppel, Ruth Schlautmann, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie), Jonas Sperlich, Carla Rau, Jens Hüttenrauch, Udo Lubenau, Maik Hoffmann (alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH), Henning Sökeland, Dr. David Bothe (beide: Frontier Economics Ltd.), Lukas Heinz, Georg Blesinger (beide: Karlsruher Institut für Technologie – Institut für Kolbenmaschinen) & Abhiram Chavali (Karlsruher Institut für Technologie – Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit)

Abb. 1: Zulässige Treibhausgas-Emissionen nach dem angepassten Bundes-Klimaschutzgesetz [2]

Rund ein Sechstel des Primärenergiebedarfs in Deutschland wird derzeit durch erneuerbare Energien gedeckt [1]. Um die nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts im August 2021 revidierten deutschen Klimaziele (Treibhausgasneutralität bis 2045) zu erreichen (Abb. 1), ist es dringend erforderlich, den Anteil der er-

neuerbaren Energien in allen Sektoren schnell und deutlich zu erhöhen.

Erneuerbares Methan und grüner Wasserstoff können bei der Transformation des Energiesystems eine wichtige Rolle spielen, da die Mehrzahl der Nutzer aus den Sektoren Industrie,



Haushalt, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) und Energie über das deutsche Erdgasnetz bereits an eine gut ausgebaute Versorgungsinfrastruktur angebunden ist. Durch die Substitution von fossilen Brenn- und Grundstoffen durch Biomethan, synthetisches Methan oder Wasserstoff können demnach bereits kurzfristig hohe Treibhausgasreduzierungen sowie eine Diversifizierung der Gasversorgung erreicht werden. Während Biomethan und synthetisches Methan problemlos in die bestehende Gasinfrastruktur eingespeist werden können, ist die Beimischung von Wasserstoff bisher nur eingeschränkt möglich oder erfordert eine schrittweise Anpassung sowohl der Verteilinfrastruktur als auch der entsprechenden Endverbraucher. Laut DVGW-Arbeitsblatt G 260 [3] müssen insbesondere unterirdische Gasspeicher, CNG-Fahrzeuge (Compressed Natural Gas), Gasturbinen, stationäre Gasmotoren sowie industrielle oder häusliche Gasanwendungen hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit geprüft werden, wenn größere Mengen Wasserstoff in das Netz eingespeist werden. So ist z. B. nach UN ECE R 110 [4] und EN 16723-2 [5] die Wasserstofftoleranz der bestehenden CNG-Fahrzeugflotte durch das Tanksystem und die Kraftstoffspezifikationen auf einen Maximalwert von 2 Volumenprozent (Vol.-%) H_2 begrenzt. Dementsprechend müssen auch CNG-Tankstellen bei der Betankung einen Wasserstoffgehalt von unter 2 Vol.-% sicherstellen. Verschiedene Studien weisen jedoch darauf hin, dass die Beimischung von bis zu 10 Vol.-% H_2 für große Teile des Gasnetzes bereits heute möglich ist [6-9]. Der DVGW ist bestrebt, die Wasserstoff-Beimischungsgrenze auf 20 Vol.-% zu erhöhen. Vorbereitende technische Prüfungen finden derzeit z. B. im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts H_2 -20 von Avacon und DVGW (DVGW-Förderkennzeichen G 201902) in einem Mitteldruck-Verteilnetzabschnitt der Avacon Netz GmbH mit rund 35 km Leitungslänge und etwa 350 Netzkunden statt [10].

Dennoch erfordern höhere und schwankende Konzentrationen von Wasserstoff im Gasnetz in vielen Fällen eine Anpassung der (wasserstoffsensiblen) Infrastruktur und Nutzer. Insbesondere für CNG-Fahrzeuge und stationäre Gasmotoren steht eine detaillierte techno-ökonomische Analyse zum Umgang mit steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz bisher noch aus. Vor diesem Hintergrund wurden in der Studie „ H_2 in the gas network and interaction with gas engines“ unterschiedliche Transformationspfade für das deutsche Gasnetz hin ►



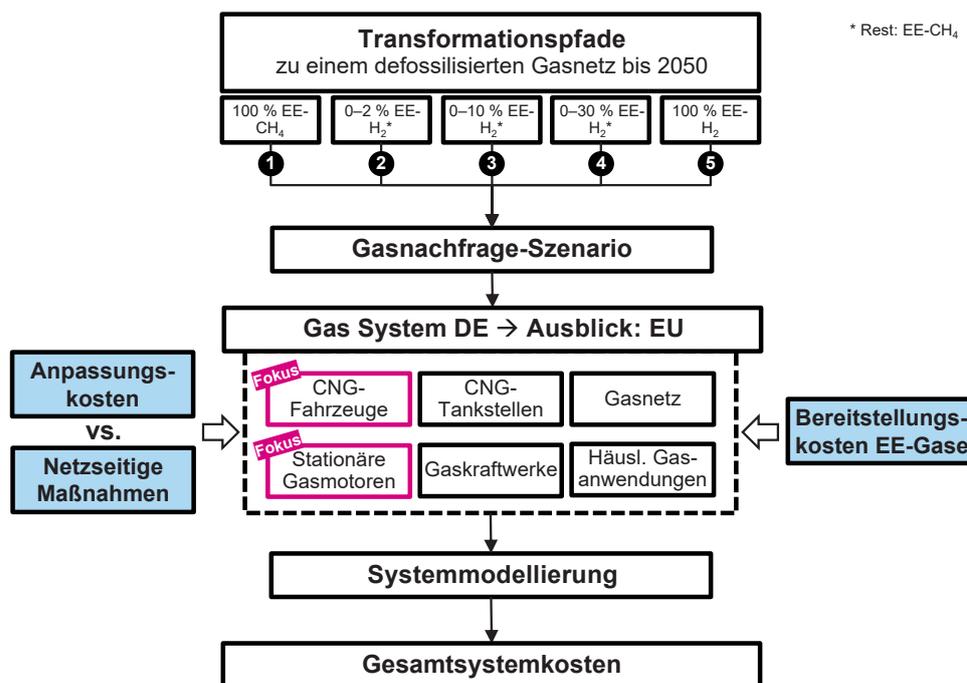


Abb. 2: Allgemeiner Ansatz zur Ermittlung kostenoptimaler Transformationspfade für die Gasinfrastruktur und die angebotenen Endnutzer (mit Schwerpunkt auf Gasmobilität und stationären Gasmotoren)

zu einer treibhausgasneutralen Gasversorgung betrachtet, die im Einklang mit den (ursprünglichen) deutschen Klimazielen¹ (Treibhausgasneutralität bis 2050) sind. Die gasinfrastrukturseitigen Betrachtungen wurden von DVGW-EBI und DBI durchgeführt, KIT-IFKM, Frontier Economics und KIT-ITES untersuchten den Anpassungsbedarf von CNG-Fahrzeugen und stationären Gasmotoren. Insgesamt wurden fünf Transformationspfade betrachtet:

- 100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 0-2 Vol.-% Wasserstoff, 98-100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 0-10 Vol.-% Wasserstoff, 90-100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 0-30 Vol.-% Wasserstoff, 70-100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 100 Vol.-% Wasserstoff bis 2050

Um den kosteneffizientesten Transformationspfad zu identifizieren, wurden die Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase sowie die erforderlichen technischen Anpassungen und Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und die daran angebotenen Endverbraucher (mit dem Fokus auf CNG-Fahrzeugen und stationäre Gasmotoren) identifiziert und bewertet. Die Betrachtungen wurden vor dem Hintergrund

einer erhöhten und sich verändernden Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz sowie einer sehr ambitionierten Entwicklung der CNG-Fahrzeugflotte durchgeführt. Dazu wurde für jeden Pfad ein quantitatives Kostengerüst erstellt, um die entsprechenden makroökonomischen Kosten zu ermitteln und einen kostenoptimalen Transformationspfad für die deutsche Gasinfrastruktur und die zugehörigen Endverbraucher zu bestimmen (Abb. 2).

Gasnachfrage-Szenario

Die den Transformationspfaden zugrunde liegende Gasbedarfsentwicklung wurde aus dem „Szenario I“ des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (NEP-Gas I) [11] übernommen und unter Berücksichtigung von parallel laufenden Analysen im Rahmen des DVGW-Projekts „Roadmap Gas 2050“ [12] mit (Import-)Potentialen für erneuerbaren Wasserstoff (EE-H₂) und erneuerbares Methan aus Power-to-Gas-Anlagen (EE-CH₄) und Biomassevergasung (SNG) bzw. Biomethan (Bio-CH₄) verknüpft. Auf diese Weise wurde für jedes Transformationsszenario der H₂-Hochlauf im Gasnetz sowie die Substitution von fossilem Erdgas durch erneuerbares Methan aus inländischer bzw. ausländischer Produktion abgeleitet. In **Tabelle 1** ist der leitungsgebunde-

¹ Zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Studie waren die Klimaziele des deutschen Klimaschutzgesetzes von 2019 gültig (Treibhausgasneutralität bis 2050). Die Betrachtungen in dieser Studie beziehen sich daher auf die inzwischen überholten Treibhausgasminierungsziele.

Tabelle 1: Leitungsgebundener Gasbedarf nach dem Szenario „NEP-Gas I“ [11]

Leitungsgebundener CH ₄ -Bedarf in TWh (H _S , Brennwert)	2017	2030	2050
Gebäude	394	296	154
Industrie	261	297	281
Verkehr (Straße) – nur CNG	2	12	57
nichtenergetische Nutzung	38	69	157
Stromsektor	274	333	280
Summe	969	1.007	929

Quelle: die Autoren nach [11]

ne Gasbedarf entsprechend dem Szenario „NEP-Gas I“ dargestellt. Wie aus der zugrunde liegenden Gasbedarfsentwicklung hervorgeht, ist das Szenario „NEP-Gas I“ speziell im Hinblick auf die Entwicklung der CNG-Fahrzeugflotte als sehr ambitioniert einzustufen.² Für den techno-ökonomischen Vergleich der verschiedenen Transformationspfade und der im Fokus stehenden Analyse des Anpassungsbedarfs von stationären Gasmotoren und CNG-Fahrzeugen ist eine entsprechende Relevanz der betrachteten Nutzergruppen im Jahr 2050 jedoch obligatorisch. Dementsprechend ist das Szenario „NEP-Gas I“ zwar gut geeignet, um im Rahmen dieser Studie die Mehrkosten unterschiedlicher Gasnetz-Transformationspfade zu bewerten – es sollte aber im Vergleich

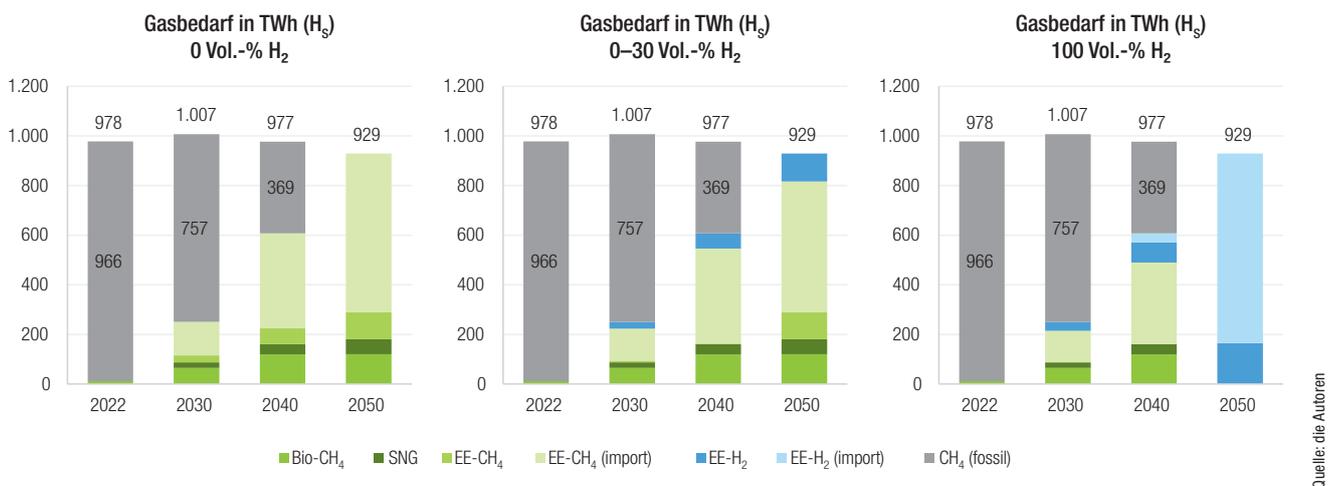
mit anderen Energieszenarien immer als ein Extremszenario mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit betrachtet werden.

Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse des Hochlaufs von Wasserstoff und erneuerbarem Methan für die Stützjahre 2022, 2030, 2040 und 2050 am Beispiel der Transformationszenarien 0 Vol.-% H₂, 0–30 Vol.-% H₂ und 100 Vol.-% H₂.

Im Szenario 0 Vol.-% H₂ wird im gesamten Betrachtungszeitraum ausschließlich Erdgas bzw. erneuerbares Methan über das Gasnetz transportiert. Demgegenüber steigt der Anteil von Wasserstoff im Gasnetz in den Szenarien 0–2 Vol.-% H₂, 0–10 Vol.-% H₂ und 0–30 Vol.-% H₂ kontinuierlich an, bis

der entsprechende Zielwert im Jahr 2050 erreicht ist. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario wird die gesamte Methanmenge im Gasnetz im Jahr 2050 durch (erneuerbaren) Wasserstoff ersetzt. Angelehnt an die aktuellen Diskussionen um die Dekarbonisierung des deutschen Gasnetzes [13, 14] wurde dabei angenommen, dass bis zum Jahr 2040 zunächst ein Wasserstoffanteil von 30 Vol.-% im Gasnetz erreicht wird. Die Versorgung erfolgt über die lokale H₂-Produktion vor Ort sowie über ein vorgelagertes H₂-Backbone-Netz, welches bis 2030 insbesondere für die Industriestandorte im Nordwesten Deutschlands zur Verfügung steht und sich von dort aus in weitere Teile Deutschlands ausbreitet. Ab 2040 stehen über das H₂-Backbone-Netz dann an immer mehr Orten ausreichende Mengen an Wasserstoff zur Verfügung, sodass das bestehende Gasnetz bis 2050 sukzessive in ein reines Wasserstoff-Netz umgewandelt wird.

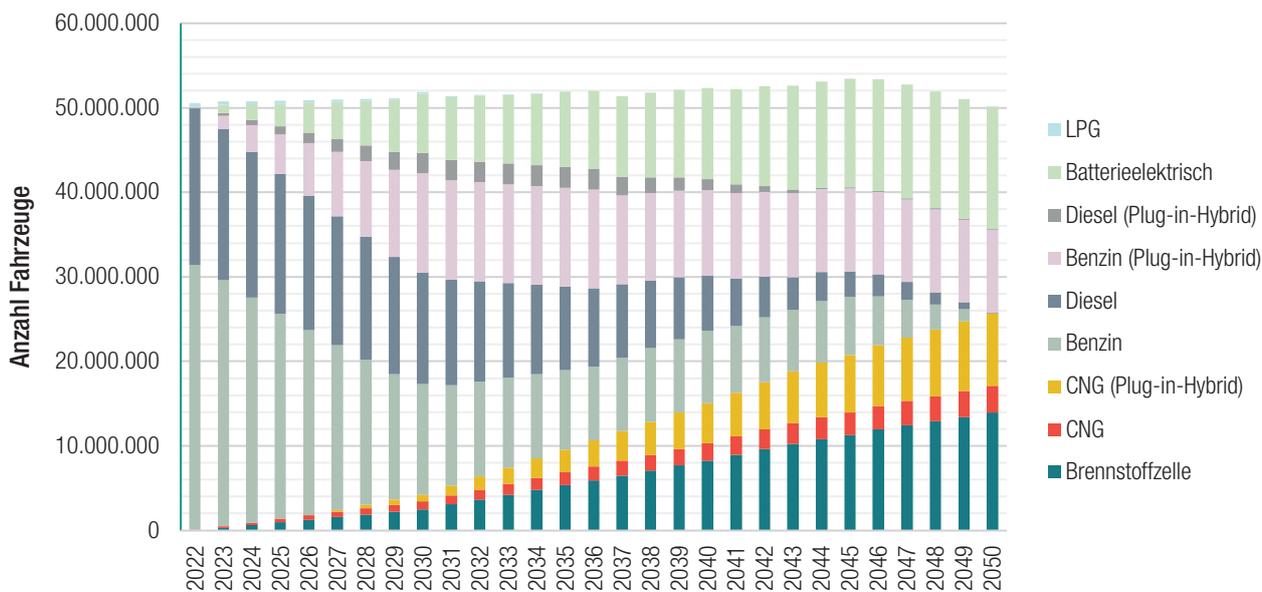
Aus dem zugrunde liegenden Gasnachfrageszenario wurden anschließend die entsprechenden Bestandsentwicklungen für CNG-Fahrzeuge und -Tankstellen abgeleitet (**Abb. 4 & 5**). Die Fahrzeugbestandsentwicklung wurde dabei in allen Szenarien als identisch angenommen. Da die Transformation der Gasinfrastruktur einen kontinuierli-



Quelle: die Autoren

Abb. 3: Hochlauf von erneuerbarem Wasserstoff und Methan in den betrachteten Transformationszenarien

² Die zugrunde liegende Gasbedarfsentwicklung entspricht einem Anstieg des CNG-Fahrzeugbestands von heute ca. 100.000 Fahrzeugen auf ca. 12 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2050.



Quelle: die Autoren

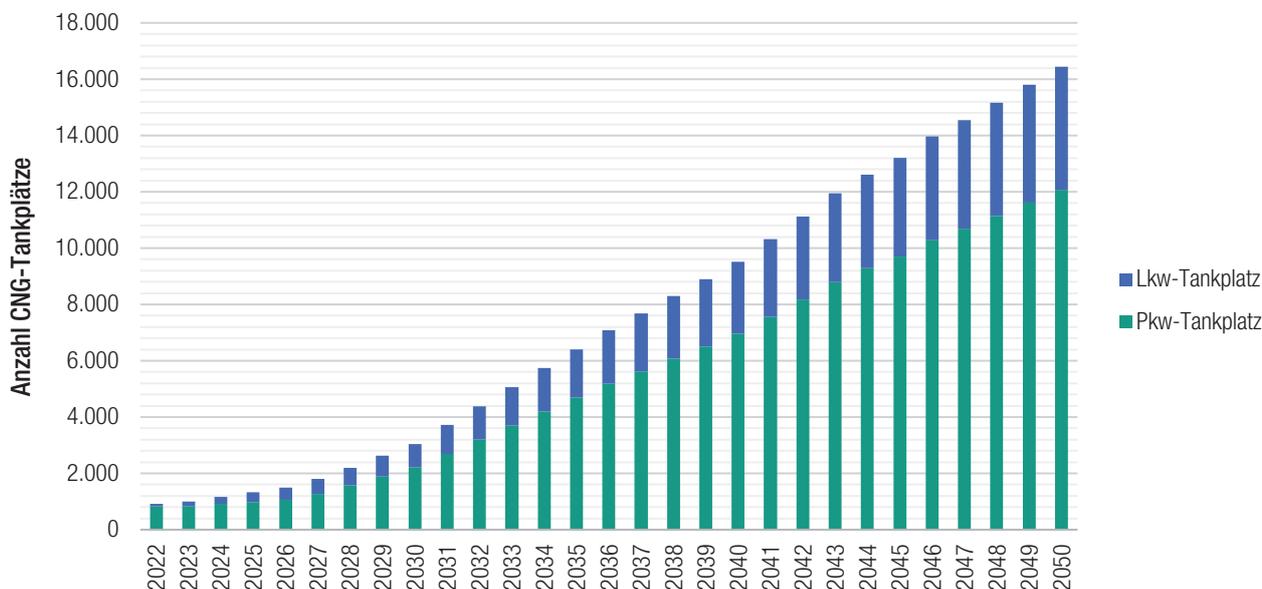
Abb. 4: Fahrzeugbestandsentwicklung bis 2050, abgeleitet aus dem Szenario „NEP-Gas I“. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario können CNG-Fahrzeuge mit 100 Vol.-% Wasserstoff betrieben werden.

chen Prozess darstellt, der regional unterschiedlich schnell abgeschlossen ist, müssen CNG-Fahrzeuge speziell im „100 Vol.-%“-Szenario mit einer vergleichsweise großen Wasserstoffschwankungsbreite von 0 Vol.-% Wasserstoff (Netzgebiet, in dem die Transformation noch nicht begonnen wurde) bis 100 Vol.-% Wasserstoff (Netzgebiet mit bereits abgeschlossener Transformation) kompatibel sein. Nur so wird gewährleistet, dass die CNG-Fahrzeugflotte zu jedem Zeitpunkt auf alle CNG-Tankstellen in Deutschland zurückgreifen kann. Aufgrund der hohen Reinheitsanforderungen von Brennstoffzellen wurde zudem angenommen, dass Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) im „100 Vol.-% H₂“-Szenario nicht über das Gasnetz, sondern extern

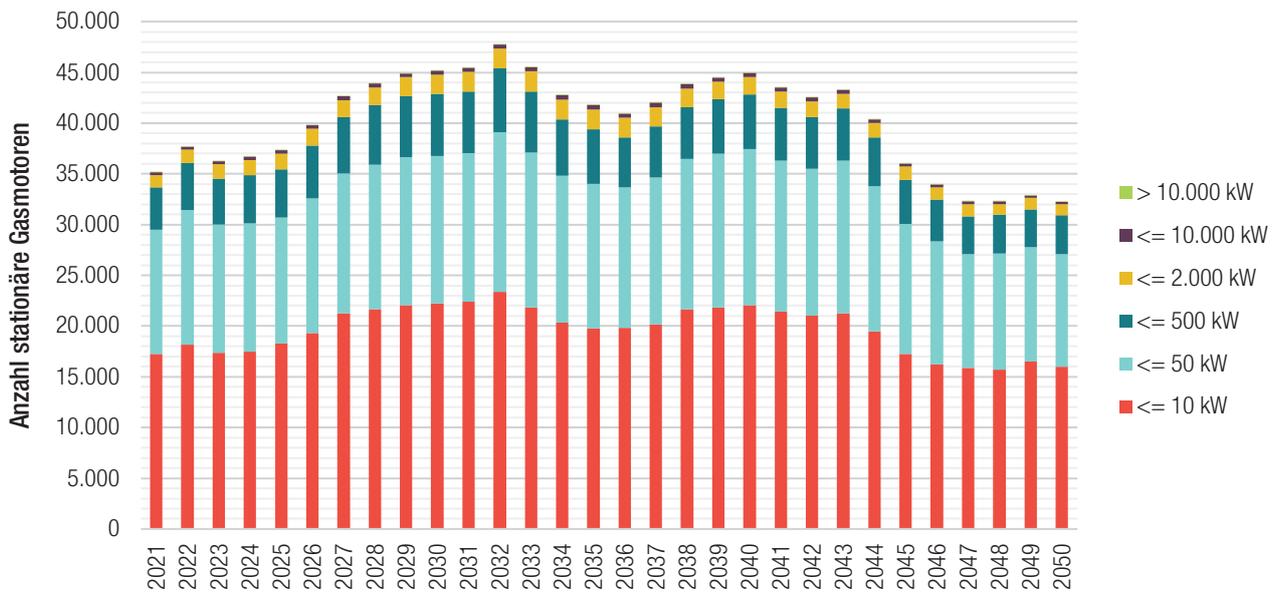
per H₂-Trailer mit Wasserstoff versorgt werden. Das bedeutet, dass Brennstoffzellenfahrzeuge bei der Bewertung der Mehrkosten der betrachteten Transformationspfade keinen Kostenunterschied verursachen.

Für stationäre Gasmotoren wurde u. a. auf Basis der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ [15] – unter Berücksichtigung des aktuellen BHKW-Bestands und eines Fuel-Switch von Diesel zu Gas für die Hälfte der derzeit betriebenen Diesel-BHKW – eine Bestandsentwicklung für stationäre Gasmotoren in den Szenariorahmen integriert (Abb. 6). Im Gegensatz zu den CNG-Fahrzeugen wurde bei den stationären Gasmotoren auf-

Abb. 5: Bestand an CNG-Tankplätzen („0–2 Vol.-% H₂“-Szenario) bis 2050, abgeleitet aus CNG-Fahrzeugbestandsentwicklung



Quelle: die Autoren



Quelle: die Autoren

grund ihres definierten Standortes angenommen, dass diese im „100 Vol.-% H₂“-Szenario ausschließlich an bereits transformierte Wasserstoffleitungen angeschlossen werden.

Transformationspfade-Modell

Für die Ermittlung der Gesamtsystemkosten der betrachteten Gasnetz-Transformationspfade wurde das im Rahmen des DVGW-Projekts G 201624 [16] entwickelte Transformationspfade-Modell verwendet. Dieses Modell berechnet, unter Berücksichtigung einer projizierten Gasbedarfsentwicklung, kostenoptimale Transformationspfade für Gasnetze und -speicher hin zu einer treibhausgasneutralen Gasversorgung. Das Gasinfrastruktur-Modell wurde im Rahmen dieser Studie um weitere Aspekte des deutschen Gassystems erweitert. **Abbildung 7** zeigt eine Übersicht über die vom Modell erfassten Systemkomponenten.

Als Modellinput wurde für jeden Systemaspekt innerhalb des Modellierungszeitraums von 2022 bis 2050 ein Mengen-Kostengerüst erstellt, welches den Bestand (z. B. Netzlänge, Anzahl der Nutzer), Alter, technische Nutzungsdauer und Wasserstofftoleranz der verbauten Komponenten sowie den erforderlichen Anpassungsbedarf bei steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz beinhaltet. Besonders detailliert wurden dabei CNG-Fahrzeuge und stationäre Gasmotoren betrachtet. Die erforderlichen Anpassungen bei höheren Wasserstoffkonzentrationen sind in **Tabelle 2** zusammengefasst.

Grundsätzlich können alle betrachteten Systemaspekte an höhere Wasserstoffkonzentrationen angepasst werden. Mit steigendem Wasserstoffanteil im Gasnetz nimmt der Umfang der erforderlichen Maßnahmen jedoch zu und steigt bei Konzentrationen von 30 Vol.-% H₂ deutlich an. Im Bereich der Gasinfrastruktur ist zur flächen-

Abb. 6: Angenommene Bestandsentwicklung für stationäre Gasmotoren bis 2050

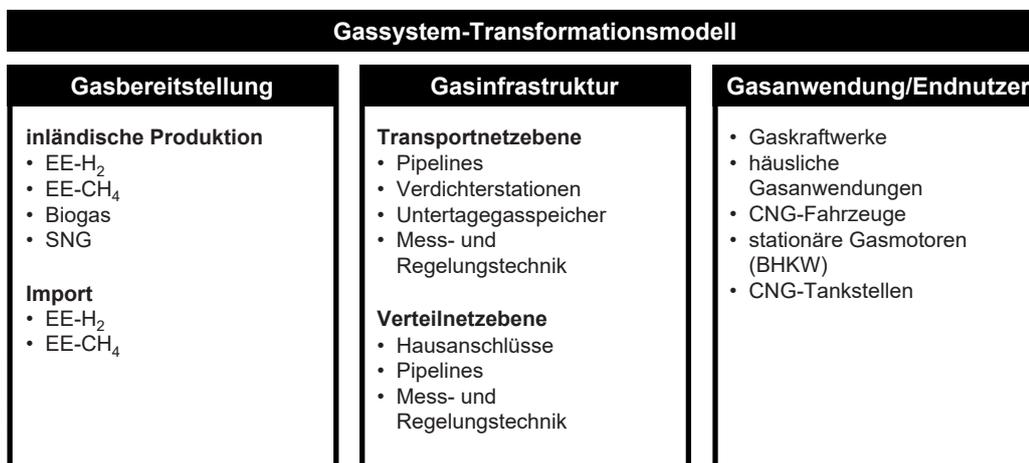


Abb. 7: Bestandteile des Gassystem-Transformationsmodells

Quelle: die Autoren

Tabelle 2: Anpassungsbedarf Gasinfrastruktur und -Anwendungen bei steigendem H₂-Gehalt im Gasnetz

	Maßnahmen bei steigenden H ₂ -Konzentrationen im Gasnetz			
	bis 2 Vol.-% H ₂	bis 10 Vol.-% H ₂	bis 30 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂
Gasinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> • Austausch von Prozessgaschromatografen • Austausch von Gusseisen-Pipelines im Gasverteilnetz • Nachrüsten von Untertagegasspeichern 		<ul style="list-style-type: none"> • Nachrüsten von Kompressorstationen • Anpassung/Austausch von Gasdruckregel- und -Messanlagenkomponenten 	<ul style="list-style-type: none"> • Austausch von Gasmesstechnik • Austausch von Kompressorstationen
Gaskraftwerke		<ul style="list-style-type: none"> • Austausch der Gasturbinen 		
CNG-Tankstellen		<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung von Kompressoren • Anpassung/Erweiterung Speichertanks • Dichtheitsprüfung verbauter Dichtungen, Kraftstoffleitungen 		<ul style="list-style-type: none"> • Umstellen auf H₂-Technologie (700/350-bar-Betankung) • Austausch von Kompressoren • Austausch von Speichertanks • Austausch Zapfsäulen (H₂-Dispenser mit Vorkühlung)
häusliche Gasanwendungen			<ul style="list-style-type: none"> • Bei H₂-Konzentration > 20 Vol.-% müssen häusliche Gasanwendungen ersetzt werden. 	
CNG-Fahrzeuge		<ul style="list-style-type: none"> • Dichtheitsprüfung verbauter Dichtungen, Kraftstoffleitungen • Einbau von H₂-Gasensoren aufgrund höherer Anforderungen an Explosionsschutz 	<ul style="list-style-type: none"> • Einbau Kraftstoffqualitätssensor zur Bestimmung des Mischungsverhältnisses von H₂ und CH₄ für die Anpassung der Motorbetriebsbedingungen (z. B. Zündzeitpunkt, Einspritzdauer) • Dichtheitsprüfung bei Einspritzdüsen • Austausch von Kraftstoffleitungen durch H₂-kompatible Edelstahlleitungen mit ausreichender Wandstärke • Austausch von Speichertanks und Tankventilen 	<ul style="list-style-type: none"> • Flammensperre bei PFI-Fahrzeugen zur Vermeidung von Flammenrückschlag • Einsatz von H₂-Tanktechnologie (700-bar-Pkw, 350-bar-Lkw) • Austausch Einspritzdüse
stationäre Gasmotoren		<ul style="list-style-type: none"> • Dichtheitsprüfung verbauter Dichtungen, Kraftstoffleitungen • Austausch Turbolader zur Vermeidung von Leistungsverlusten 	<ul style="list-style-type: none"> • Einbau Kraftstoffqualitätssensor zur Bestimmung des Mischungsverhältnisses von H₂ und CH₄ für die Anpassung der Motorbetriebsbedingungen (z. B. Zündzeitpunkt, Einspritzdauer) 	<ul style="list-style-type: none"> • Austausch Einspritzdüse • Ersetzen von Venturi-Systemen durch PFI- oder DI-System • Installation von H₂-kompatiblen Verdichtern bei DI und PFI-Systemen, sofern kein Anschluss an eine Hochdruckpipeline besteht (DI: > 50 bar, PFI: > 10 bar)

PFI: Saugrohreinspritzung, DI: Direkteinspritzung

deckenden Erhöhung der H₂-Verträglichkeit auf 10 Vol.-% der Austausch von Gussrohrleitungen und Prozessgaschromatografen erforderlich. Zudem müssen Komponenten von unterirdischen Gasspeichern angepasst werden. Um höhere und variierende Mengen an Wasserstoff (> 10 Vol.-%) zu ermöglichen, ist zusätzlich der Austausch von Verdichterstationen, Gasdruckregel- und -Messanlagen sowie der Gasmess-technik erforderlich.

Bei Gaskraftwerken wird die Wasserstofftoleranz durch die bestehenden Gasturbinen begrenzt. In der Regel liegt die maximale Wasserstoff-Beimischung zwischen 1 und 5 Vol.-% H₂. Die wesentliche technologische Herausforderung ist die höhere Flammgeschwindigkeit: Mit zunehmender Wasserstoffkonzentration wird die Flamme instabiler, was zu einem höheren Risiko des Flammenausfalls führt. Außerdem verkürzt eine steigende Wasserstoffkonzentration die Zündverzugszeit.

Bei den CNG-Tankstellen werden die Kosten im Wesentlichen durch den Gas-kompressor und die Gasspeichertanks bestimmt. Mit zunehmendem H₂-Anteil im Gasnetz erhöht sich die erforderliche Kompressorkapazität und das Speichertankvolumen. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario ist zudem der Umstieg von CNG-Technologie (200 bar) auf H₂-Technologie (700 bar für Pkw, 350 bar für Lkw) erforderlich, was zu einem starken Anstieg sowohl der Investitionen als auch der Betriebskosten führt. Aufgrund der derzeit geringen Nachfrage nach CNG im Straßenverkehr ist davon auszugehen, dass ein Großteil der CNG-Be-standstankstellen für einen starken Nachfrageanstieg nicht ausgelegt ist und in allen Szenarien entsprechende Kapazitätserweiterungen durch den Ein-satz von leistungsstärkeren Verdichtern und die Erweiterung der Speicherbänke obligatorisch sind.

Häusliche Gasanwendungen wie Gas-heizungen, Gaskessel und Gasherde

tolerieren zwar H₂-Konzentrationen von 20 Vol.-% [17], bei höheren H₂-Gehalten ist die Funktionsfähigkeit der Geräte jedoch nicht mehr vollständig gewährleistet. Da der Aufwand und die Kosten für die Umrüstung und Neuzertifizierung höher sind als für den Einbau von neuen H₂-ready-Ge-räten, werden Bestandsgeräte bei H₂-Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% ausgetauscht.

Bei den CNG-Fahrzeugen müssen für den Motorenbetrieb bei steigenden und variablen Wasserstoffkonzentrationen zusätzliche Komponenten verbaut werden. Dazu gehören Flammensperren bei PFI-Motoren im „100 Vol.-% H₂“-Szenario, Kraftstoffqualitätssensoren zur Bestimmung des Mischungsverhältnisses von H₂ und CH₄ und Gaslecksensoren, die Leckagen aufspüren und bei Bedarf die Gaszufuhr unterbrechen. Ferner müssen alle kraftstoffführenden Komponenten den gesteigerten Anforderungen an Dichtigkeit und Korrosi-►

Tabelle 3: Gasbereitstellungskosten für erneuerbares Methan und erneuerbaren Wasserstoff

Bereitstellungskosten in ct/kWh (Brennwert)	2020	2030	2040	2050	Quelle
Bio-CH ₄ (DE)	8	7,5	7	6	[18]
SNG (DE)	8	8	8	8	[12]
EE-H ₂ (DE)	10	9,5	9	8	[DBI]
EE-H ₂ (Import)	12	8	7	6	[12, 19]
EE-CH ₄ (DE)	18	15	12	9	[DBI]
EE-CH ₄ (Import)	15	14	12	11	[12]

DE: Produktion in Deutschland, Import: Produktion in Nordafrika und Transport nach Deutschland

Quelle: die Autoren

onsbeständigkeit genügen. Im „0–30 Vol.-%“- und „100 Vol.-% H₂“-Szenario müssen insbesondere Bauteile aus martensitischem Stahl, Kunststoff und Gummi geprüft und ggf. getauscht werden; dies betrifft insbesondere Kraftstoffleitungen, Dichtungen und Injektoren. Bei neu entwickelten Fahrzeugen sind hier jedoch keine zusätzlichen Kosten zu erwarten. Deutlich kostenintensiver stellt sich dagegen die Anpassung des Tanksystems dar. Bei steigender H₂-Beimischung nimmt infolge der geringeren Dichte des Wasserstoffs sowohl die Motorleistung (insbesondere bei Motoren mit Saugrohreinspritzung) als auch die verfügbare Energie des Tanksystems ab. Die Leistungseinbußen und Reichweitenverluste können jedoch durch die Verwendung von Motoren mit Direkteinspritzung (DI) kompensiert werden. Eine Umrüstung von Bestandsfahrzeugen ist aus diesen Gründen nicht sinnvoll. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario muss das 200-bar-System zudem durch 700-bar- (Pkw) bzw. 350-bar-Systeme (Lkw) ersetzt werden. Aufgrund der hohen Kosten für das Tanksystem wird der Einsatz von hybridisierten Antrieben empfohlen, mit denen sich das erforderliche Tankvolumen weiter reduzieren lässt.

Bei den stationären Gasmotoren betreffen die notwendigen Anpassungen hauptsächlich den Turbolader und die Kraftstoffversorgung. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario müssen Niederdrucksysteme (Venturi-Düsen) aufgrund der hohen Entflammbarkeit von Wasserstoff-Luft-Gemischen und dem damit verbundenen Risiko für Flammenrückschlag durch Systeme mit Saugrohr- oder Direkteinspritzung getauscht werden. Anlagen, die nicht an eine Hochdruckpipeline angeschlossen sind, müssen zusätzlich mit einem H₂-kompatiblen Kompressor (oder zumindest einem Gasbooster) ausgestattet werden, um das höhere Kraftstoffdruckniveau aufrechtzuerhalten, das für die Direkt- oder Saugrohreinspritzung erforderlich ist. Der Kompressor stellt dabei gleichzeitig auch die kostenintensivste Anpassungsmaßnahme dar.

Neben den Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und die Nutzer wurden zudem auch die Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase berücksichtigt (Tab. 3). Für die Kostenberechnung wurden diese mit den in Abbildung 3 gezeigten EE-Gas-Hochläufen der Transformationspfade verknüpft.

Ergebnisse der Systemmodellierung

Für die makroökonomische Analyse der betrachteten Transformationspfade wurden die kumulierten Gesamtsystemkosten des deutschen Gassystems im Zeitraum 2022 bis 2050 modelliert. Diese beinhalten neben den Kosten für die Gasbereitstellung auch den Investitionsbedarf, der im Zuge der regulären Wartungs- und Austauschintervalle sowie für die ggf. erforderliche Anpassung der Systemkomponenten an höhere Wasserstoffkonzentrationen anfällt. Im Falle der Verdichterstationen wurden zudem auch die zugehörigen Betriebskosten berücksichtigt.³

Wie aus den in **Abbildung 8** gezeigten Gesamtsystemkosten der verschiedenen Transformationspfade hervorgeht, weist das „100 Vol.-%“-Methanszenario mit etwa 2,9 Bio. Euro im Zeitraum 2022 bis 2050 insgesamt die geringsten Gesamtsystemkosten auf. Die Mehrkosten der übrigen Szenarien sind jedoch mit maximal 70 Mrd. Euro (= 2,4 %) im Falle des „100 Vol.-% H₂“-Szenarios verhältnismäßig gering. Demnach sind alle Transformationspfade technisch machbar und zeigen trotz des unterschiedlichen systemischen Anpassungsbedarfs eine ähnliche wirtschaftliche Umsetzbarkeit auf. Dies ist hauptsächlich auf die geringeren Gasbereitstellungskosten von Wasserstoff im Vergleich zu erneuerbarem Methan zurückzuführen (Tab. 3), wodurch die bei steigenden H₂-Netzkonzentrationen zunehmenden Anpassungskosten für Endanwendungen und Gasinfrastruktur teilweise kompensiert werden.

Im reinen Methan-Referenzszenario ist keine Anpassung der Gasinfrastruktur oder der angeschlossenen Nutzer erforder-

³ Mit steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz nimmt die erforderliche Verdichterleistung zu und führt zwischen den betrachteten Szenarien zu Unterschieden in den Betriebskosten.

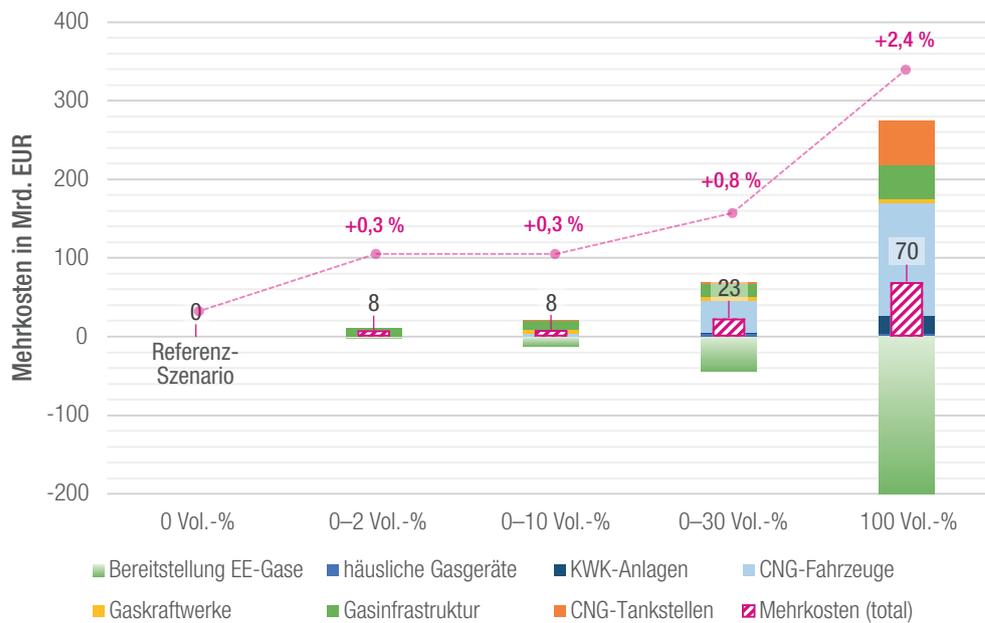


Abb. 8: Szenariovergleich der Mehrkosten gegenüber dem reinen Methanszenario (2022–2050)

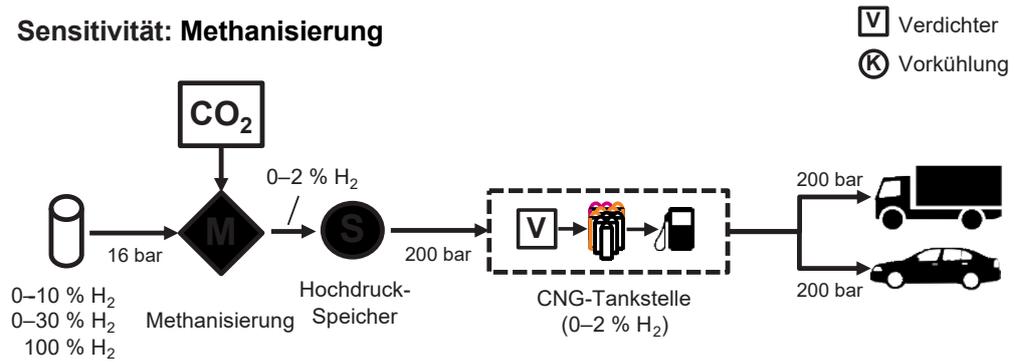
lich. Mit höheren Wasserstoffanteilen sinken die Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase deutlich, während die Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und insbesondere für CNG-Fahrzeuge und KWK-Anlagen steigen. In den Szenarien 0–30 Vol.-% H₂ und 100 Vol.-% H₂ entfällt der größte Teil der Mehrkosten demnach auf die Hersteller bzw. Nutzer von Gasfahrzeugen (+41 Mrd. Euro bzw. +142 Mrd. Euro) und stationären Gasmotoren (+1,0 Mrd. Euro bzw. +23 Mrd. Euro), während aufseiten der Gaswirtschaft die Mehrkosten für die Anpassung der Gasinfrastruktur und der zugehörigen Gasanwendungen (+26 Mrd. Euro im „0–30 Vol.-% H₂“-Szenario bzw. +110 Mrd. Euro im „100 Vol.-% H₂“-Szenario) vollständig durch die geringeren Gasbereitstellungskosten (-45 Mrd. Euro bzw. -206 Mrd. Euro) kompensiert werden.

Gasnetzzeitige Maßnahmen zum Schutz sensibler Nutzer

Neben der Anpassung der H₂-Toleranz der Geräte beim Endverbraucher bietet die Abtrennung von Wasserstoff über Membranen und die Umwandlung von Wasserstoff in Methan durch eine Methanisierung eine weitere Möglichkeit für was-

serstoffsensible Nutzer. Um den Einfluss dieser gasnetzzeitigen Maßnahmen auf die Gesamtsystemkosten bewerten zu können, wurde im Rahmen dieser Studie als zusätzliche Sensitivität der Einsatz von Membran- und Methanisierungssystemen vor Tankstellen betrachtet. Dazu wurden alle CNG-Tankstellen mit einer vorgeschalteten Methanisierungs- bzw. Membrananlage ausgerüstet, um eine maximale Wasserstoffkonzentration von 2 Vol.-% im Gaseingangsstrom der CNG-Tankstelle zu gewährleisten. **Abbildung 9** gibt einen schematischen Überblick über die technische Ausgestaltung der beiden Maßnahmen. Im Fall der Methanisierung konnten Kostenvorteile für das „0–30 Vol.-% H₂“-Szenario und das „100 Vol.-% H₂“-Szenario ermittelt werden. Im „0–10 Vol.-%“-Szenario übersteigen die Methanisierungskosten die Kosten für die Anpassung der Fahrzeuge und Tankstellen deutlich (**Abb. 10**). Im „0–30 Vol.-% H₂“-Szenario liegen die Kosten bei der Verwendung von Methanisierungsmodulen zur Umwandlung des Wasserstoffs in Methan im Vergleich zur Erhöhung der Wasserstofftoleranz von CNG-Tankstellen und -Fahrzeugen um etwa 12 Mrd. Euro geringer. Die Mehrkosten gegenüber dem reinen Methan-Referenzszenario (**Abb. 10**) sinken dadurch von 0,8 Prozent ▶

Sensitivität: Methanisierung



Sensitivität: Membranabtrennung (Dual-Fuel-Tankstelle)

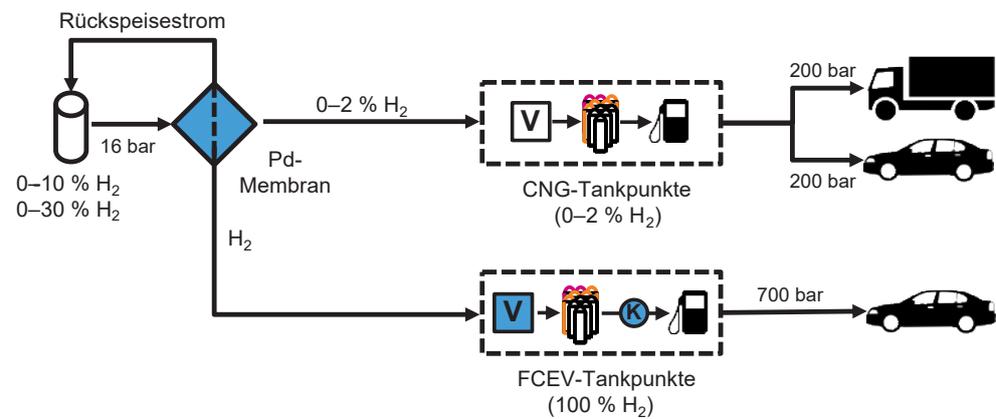


Abb. 9: Sensitivitätsanalyse: Methanisierung und Membranabscheidung vor CNG-Tankstellen

Quelle: die Autoren

(+23 Mrd. Euro) auf 0,4 Prozent (+11 Mrd. Euro). Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario sinken die Gesamtsystemkosten durch die Methanisierung um 156 Mrd. Euro, wodurch gegenüber dem reinen Methan-Referenzszenario eine Kosteneinsparung von etwa 85 Mrd. Euro (-2,9 Prozent) erzielt wird.

Im Fall der Membrantrennung wurde die Abtrennung von Wasserstoff mittels Palladium-Membranen und die anschließende Verwendung des hochreinen Wasserstoffs (Reinheit > 99,97 Prozent) als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge (Dual-Fuel-Tankstellenkonzept) untersucht (Abb. 9).

Im Szenario „0–10 Vol.-% H₂“ führt das Dual-Fuel-Tankstellenkonzept im Vergleich zur Anpassung von Fahrzeugen und Tankstellen zu deutlichen Mehrkosten (+114 Mrd. Euro) gegenüber dem Methan-Referenzszenario (Abb. 11). Dies ist in erster Linie auf den geringen Wasserstoffvolumenstrom zurückzuführen, welcher im „0–10 Vol.-%“-Szenario über die Membranabtrennung bereitgestellt werden kann. Zur Versorgung eines Tankpunkts für Brennstoffzellen-Pkw müsste demnach die „Wasserstoffausbeute“ der Membrananlage durch eine deutliche Erhö-

hung des Gaseingangsstroms (mit entsprechender Rückspeisung des überschüssigen Methanstroms) erhöht werden. Da die Kapazität und die Kosten (Investitions- und Betriebskosten) der Membrananlage jedoch direkt mit der H₂-Konzentration und dem zugrunde liegenden Gaseingangsstrom korrelieren, führt dies zu hohen Mehrkosten und ist im „0–10 Vol.-% H₂“-Szenario nicht wirtschaftlich darstellbar.

Im Szenario „0–30 Vol.-% H₂“ fallen die Kosten für die Membrananlage aufgrund der höheren H₂-Gasnetzkonzentration deutlich geringer aus. Die Kosteneinsparungen (im Vergleich zur Tankstellen- und Fahrzeuganpassung) sind in diesem Szenario mit etwa 10 Mrd. Euro ähnlich hoch wie bei der Methanisierung, wodurch die Gesamtsystemkosten im Vergleich zum Methan-Referenzszenario von 23 Mrd. Euro auf etwa 14 Mrd. Euro sinken.

Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen der vorgestellten Studie „H₂ in the gas network and interaction with gas engines“ wurden fünf verschiedene Übergangsszenarien für das deutsche Gasnetz hin zu einer dekarbo-

Quelle: die Autoren

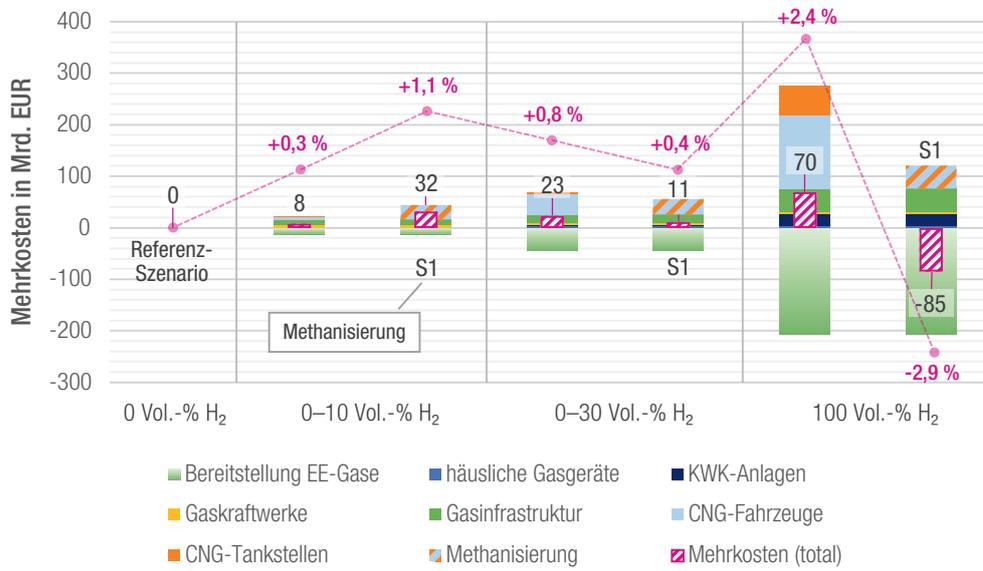


Abb. 10: Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung der Methanisierung vor CNG-Tankstellen im Vergleich zum Referenzszenario (2022–2050)

nisierten Gasversorgung bis 2050 betrachtet. Diese Szenarien basieren auf identischen Gasbedarfsentwicklungen, berücksichtigen jedoch unterschiedliche Wasserstoff-Methan-Mischungen im Gasnetz. Der Fokus der Untersuchungen lag dabei auf dem Anpassungsbedarf von CNG-Fahrzeugen und stationären Gasmotoren bei steigenden und schwankenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz. Hierzu wurde ein entsprechend ambitioniertes Gasnachfrage-Szenario zugrunde gelegt, in dem gasmotorische Anwendungen insbesondere im Verkehrssektor auch 2050 noch eine entsprechende Relevanz aufweisen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarios ist jedoch insgesamt als unwahrscheinlich einzustufen und sollte

daher ausschließlich in Zusammenhang mit der hier betrachteten techno-ökonomischen Fragestellung gesehen werden.

Die makroökonomische Analyse der betrachteten Transformationspfade zeigt, dass zwischen den Szenarien zwar große Unterschiede in Bezug auf den Anpassungsbedarf für Infrastruktur und Endnutzer bestehen, die Gesamtsystemkosten jedoch – mit Mehrkosten von maximal 2,4 Prozent (ca. 70 Mrd. Euro) im „100 Vol.-% H₂“-Szenario – in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Der Grund für die verhältnismäßig geringen Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Transformationspfaden ist, dass die Kosten für die Erhöhung der Wasserstofftoleranz

Quelle: die Autoren

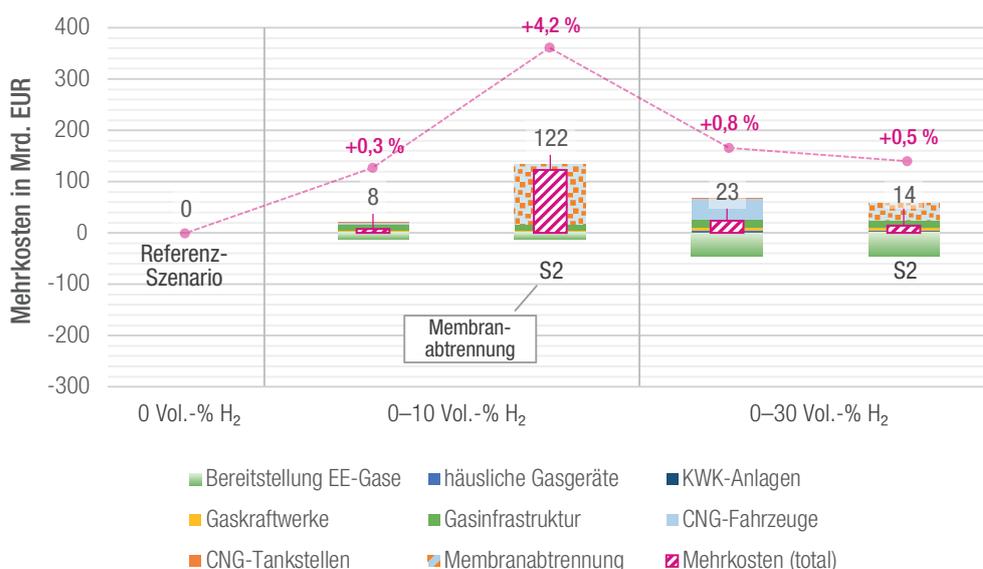


Abb. 11: Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung der Membranabtrennung vor CNG-Tankstellen (Dual-Fuel-Tankstellenkonzept) im Vergleich zum Referenzszenario (2022–2050)

der Anwender und Infrastruktur durch die geringeren Bereitstellungskosten von grünem Wasserstoff gegenüber synthetischem Methan kompensiert werden. Die Fahrzeuganpassung dominiert dabei insbesondere in den Szenarien „0–30 Vol.-% H₂“ und „100 Vol.-% H₂“ die Gesamtsystemkosten. Gasnetzseitige Maßnahmen wie die Methanisierung und Membrantrennung können hier eine wirtschaftliche Alternative darstellen, da bei Wasserstoffkonzentrationen ab 30 Vol.-% H₂ im Gasnetz deutliche Kosteneinsparungen gegenüber der Anpassung der CNG-Fahrzeuge und -Tankstellen erzielt werden. Dieser Sachverhalt wird im Rahmen des DVGW-Projekts „Roadmap Gas 2050“ weiter vertieft werden. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass bei einer weniger ambitionierten Entwicklung des CNG-Fahrzeugbestands die Fahrzeugkosten (und damit die Gesamtkosten für das Gassystem) entsprechend reduziert werden.

Bei den Betrachtungen zur Transformation der Gasinfrastruktur ist zu beachten, dass eine rein makroökonomische Analyse keine Informationen über den erforderlichen Zeitbedarf zur Umsetzung der jeweiligen Transformationspfade sowie zu deren Realisierbarkeit liefert. In Anbetracht des stark begrenzten verbleibenden globalen CO₂-Budgets sollten vor allem schnell umsetzbare Treibhausgas-Vermeidungsoptionen im Fokus stehen. ■

Literatur

- [1] AG Energiebilanzen e. V.: Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland: 2020/2021, online unter www.ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaeenergieverbrauch, abgerufen am 21. Januar 2022.
- [2] Umweltbundesamt: Treibhausgasminderungsziele Deutschlands, online unter www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg, abgerufen am 11. Februar 2022.
- [3] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.: DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, September 2021.
- [4] Regelung Nr. 110 der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (UN/ECE) — Einheitliche Bedingungen für die Genehmigung von I. speziellen Bauteilen von Kraftfahrzeugen, in deren Antriebssystem komprimiertes Erdgas (CNG) verwendet wird — II. von Fahrzeugen hinsichtlich des Einbaus spezieller Bauteile eines genehmigten Typs für die Verwendung von komprimiertem Erdgas (CNG) in ihrem Antriebssystem: UN ECE R 110, 2011.
- [5] Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2: Festlegung für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge, DIN EN 16723-2, 2017.
- [6] Scholten, F., Dörr, H., Werschy, M.: Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI: Abschlussbericht G201615, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT); DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Essen 2018.
- [7] Altfeld, K., Pinchbeck, D.: Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems, in: gas for energy, 3/2013.
- [8] Dörr, H. et al.: Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 11/2016, S. 50–59.
- [9] DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) (Hrsg.): Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasverteilnetz – Auswirkungen auf den Betrieb von Gasanwendungstechnologien im Bestand, auf Gas-Plus-Technologien und auf Verbrennungsregelungsstrategien, 2015.
- [10] DVGW energie | wasser-praxis: Projekt „20 Prozent Wasserstoff im Gasnetz“ geht in aktive Phase, online unter www.energie-wasser-praxis.de/praxis/artikel/projekt-20-prozent-wasserstoff-im-gasnetz-geht-in-aktive-phase/, abgerufen am 8. April 2022.
- [11] Posch, I.: Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030: Szenariorahmen, 2019.
- [12] Lehnert, F., Leiblein, J., Schlautmann, R., Bär, K., Bäuerle, M.: Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase: Deliverable 1.2 Roadmap Gas 2050, 2021.
- [13] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (Hrsg.): H2 vor Ort: Wasserstoff über die Gas-verteilnetze für alle nutzbar machen, online unter www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf, abgerufen am 30. November 2020.
- [14] FNB Gas: Wasserstoffnetze 2030 & 2050: für ein klimaneutrales Deutschland, online unter www.fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf, abgerufen am 11. April 2022.
- [15] Fraunhofer ISI, consenec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, TU Berlin: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht 3: Hauptszenarien, 2021.
- [16] Müller-Syring, G. et al.: Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21: Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G201624, 2018.
- [17] Burmeister, F.: H2-Readiness von Gasgeräten: Erste Ergebnisse aus dem Projekt Roadmap Gas 2050 | Teilprojekt „Roadmap Gasanwendungen“, 2021.
- [18] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Faustzahlen Biogas, online unter www.biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/, abgerufen am 12. März 2020.
- [19] Leiblein, J. et al.: Roadmap Gas 2050 Deliverable D1.1: Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H₂, 2020.

Die Autoren

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

Wolfgang Köppel ist Leiter der Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Ruth Schlautmann ist Projektingenieurin in der Gruppe „Verfahrenstechnik“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Dr. Frank Graf leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Jonas Sperlich ist Projektingenieur für Netzprojekte und Transformationspfade bei der DBI-Gruppe.

Carla Rau ist Projektingenieurin für Netzprojekte bei der DBI-Gruppe.

Jens Hüttenrauch ist Teamleiter für Netzprojekte bei der DBI-Gruppe.

Udo Lubenau ist Leiter des Fachgebiets Gaschemie/Gasaufbereitung bei der DBI-Gruppe.

Maik Hoffmann ist Projektingenieur für Netzsimulation und Zielnetzplanung bei der DBI-Gruppe.

Dr. David Bothe ist Director in der Energy Practice bei Frontier Economics.

Henning Sökeland ist Consultant bei Frontier Economics.

Lukas Heinz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Kolbenmaschinen des KIT.

Georg Blesinger leitet die Forschungsgruppe Numerische Methoden am Institut für Kolbenmaschinen des KIT.

Abhram Chavali ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit des KIT.

Kontakt:

Maximilian Heneka

DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT

Engler-Bunte-Ring 1–9

76131 Karlsruhe

Tel.: 0721 608-41225

E-Mail: heneka@dvgw-ebi.de

Internet: www.dvgw-ebi.de

