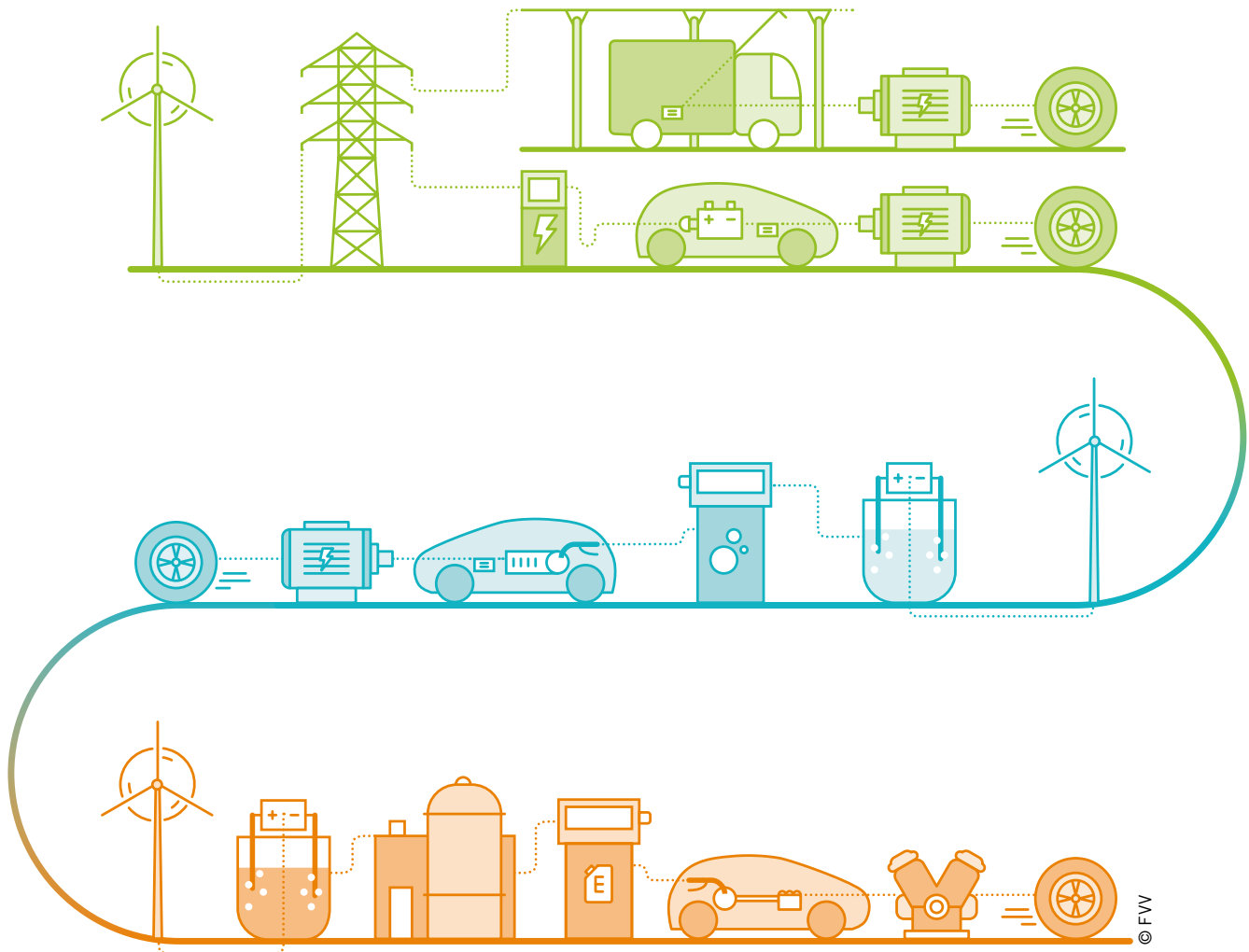


Energiepfade für den Straßenverkehr der Zukunft

Für einen klimaneutralen Straßenverkehr stehen verschiedene technische Optionen zur Verfügung. In einer Studie hat die Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen auf Basis fundierter technischer Analysen die Kosten für verschiedene Kombinationen von Energieträgern und Fahrzeugantrieben untersucht. Dabei zeigt sich, dass E-Kraftstoffe trotz der ungünstigeren Wirkungsgrade in der Energiekette wettbewerbsfähig sein können.



AUTOREN



Dr.-Ing. Ulrich Kramer
ist Leiter des FVV-Arbeitskreises Kraftstoffe und Spezialist für zukünftige und alternative Kraftstoffe bei der Ford-Werke GmbH in Köln.



Dipl.-Ing. Dietmar Goericke
ist Geschäftsführer der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) in Frankfurt am Main.



Dipl.-Wirt.-Ing. Ralf Thee
ist Projektmanager und Kraftstoffexperte der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) in Frankfurt am Main.

MOTIVATION UND METHODIK

Die Europäische Union verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Einzelne Mitgliedsstaaten wie Deutschland haben sich in ihren Klimaschutzplänen sogar dazu verpflichtet, den Ausstoß im selben Zeitraum um 95 % zu verringern. Im Rahmen einer umfassenden Expertenstudie hat ein Arbeitskreis der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) daher untersucht, auf welchen energetischen Pfaden ein klimaneutraler Straßenverkehr bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann und mit welchen volkswirtschaftlichen Kosten die verschiedenen Wege verbunden sind. Dafür wurde explizit ein technologie-neutraler Ansatz gewählt, der drei mögliche Kombinationen von Energieträgern und Antrieben berücksichtigt, **BILD 1**: die direkte Nutzung regenerativ erzeugten Stroms in batterieelektrischen Fahrzeugen (Pkw beziehungsweise Lkw mit Oberleitung), die Erzeugung von Wasserstoff und dessen Nutzung in Brennstoffzellenantrieben sowie die Erzeugung von E-Kraftstoffen – auch bekannt als Power-to-X(PtX)-Kraftstoffe – und deren Nutzung in Verbrennungskraftmaschinen.

Um die volkswirtschaftlichen Implikationen einzelner Technologien vergleichen zu können, ist für jeden Energiepfad ein separates 100-%-Szenario entstanden. Das bedeutet nicht, dass eine 100-%-Umstellung auf einen einzelnen Pfad realistisch oder wünschenswert erscheint, sondern dient allein der besseren Modellbildung. Aufgrund des methodischen Ansatzes wurden biomassebasierte Kraftstoffe nicht berücksichtigt. Auch wenn diese künftig einen Beitrag

zur Verminderung der CO₂-Emissionen aus dem Transportsektor leisten können, ist eine vollständige Substitution fossiler Kraftstoffe durch Biotreibstoffe bei weitem nicht realistisch. Ausgangspunkt für alle betrachteten Energiepfade ist eine vollständige Umstellung des Stromsektors auf regenerativ erzeugte Energie. Dass dies grundsätzlich auch dann möglich ist, wenn sich die Stromnachfrage durch zusätzlichen Bedarf aus dem Transportsektor deutlich erhöht, ist durch eine frühere FVV-Studie bereits nachgewiesen [1].

Um die Kosten für einzelne Energiepfade vergleichen zu können, werden in dieser Studie die Mobilitätskosten pro km betrachtet – getrennt für Pkw und Lkw. Sie umfassen die Kosten für die Produktion und die Distribution des Energieträgers sowie die Abschreibungskosten für die Fahrzeugschaffung. Nicht berücksichtigt sind hingegen weitere Kosten, vor allem für die Fahrzeugwartung sowie für Steuern und Versicherungen, die in der Realität einen wesentlichen Anteil der Betriebskosten ausmachen.

EINGANGSPARAMETER

Jedes der 100-%-Szenarien weist spezifische Randbedingungen auf, die bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung berücksichtigt werden müssen, **TABELLE 1**. So ist bei einer vollständigen Umstellung auf batterieelektrische Mobilität eine kontinuierliche Stromerzeugung notwendig. Um auch sogenannte Dunkelflauten zu überbrücken – Zeiten, in denen wetterbedingt keine Stromproduktion aus Solar- und Windkraftanlagen möglich ist –, ist in Anlehnung an [2] eine Rückverstromungsrate aus PtX-Anlagen in

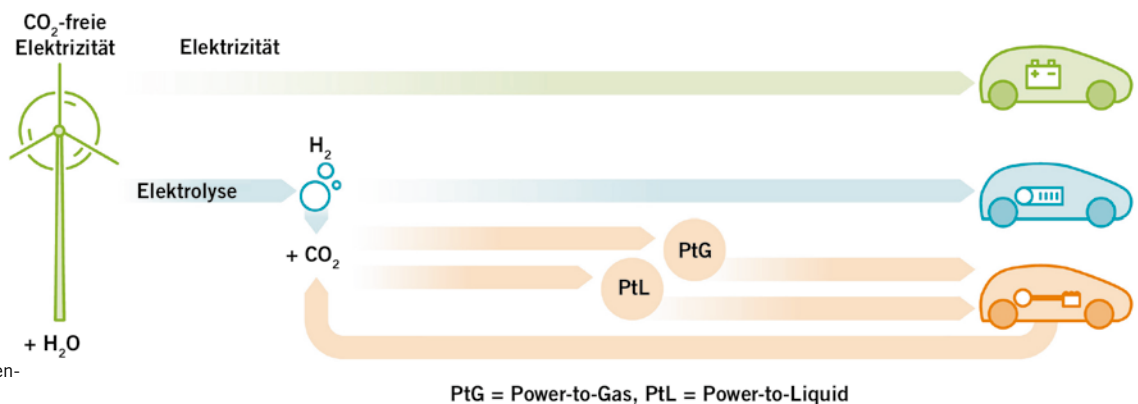


TABELLE 1 Randbedingungen für verschiedene Kombinationen aus Energieträgern und Antrieben (© FVV)

Kraftstoff	Antrieb	Stromversorgung	Energiespeicher	Energieverteilung
Elektrischer Strom (Benchmark)	Batteriefahrzeug (BEV)	Permanent verfügbare elektrische Energie, Deutschland	20 % Energiepuffer (Pt-CH ₄ -Rückverstromung) zur Pufferung von Dunkelflauten	Stromverteilnetz Deutschland
E-H ₂ (Druckspeicher im Fahrzeug; lokale Produktion an der Tankstelle)	Brennstoffzelle (FCEV)	Permanent verfügbare elektrische Energie, Deutschland	20 % Energiepuffer (Pt-CH ₄ -Rückverstromung) zur Pufferung von Dunkelflauten	Stromverteilnetz Deutschland
E-H ₂ (Druckspeicher im Fahrzeug; zentrale Produktion, für Transport verflüssigt)	Brennstoffzelle (FCEV)	Intermittierende elektrische Stromversorgung (Kraftstoffproduktion nur bei verfügbarem Solar-/Windstrom)	Kein zusätzlicher Energiespeicher; Energiespeicherung für Dunkelflauten im Kraftstoff selbst (Überproduktion bei Verfügbarkeit von Solar-/Windstrom)	Lokale Verflüssigung (für CH ₄ und H ₂) Schifftransport des flüssigen Kraftstoffs (von MENA) + 500 km Lkw-Transport in Deutschland (für Kraftstoff aus MENA und Deutschland)
E-Methan (Fahrzeug: Druckspeicher)	Ottomotor ($\lambda = 1$)	Minimalkostenszenario: Produktion in MENA* (2030)		
E-Methan Pkw: Druckspeicher, Lkw > 3,5 t: verflüssigtes Methan (LNG)	Ottomotor ($\lambda = 1$) Dieselmotor HPDI (> 3,5 t)	Maximalkostenszenario: Produktion in Deutschland (2017)		
E-Methanol (MIOO)	Ottomotor ($\lambda = 1$)			
E-Benzin (Fischer-Tropsch)	Ottomotor ($\lambda = 1$)			
E-Propan (LPG) (Fischer-Tropsch)	Ottomotor ($\lambda = 1$)			
E-Diesel (Fischer-Tropsch)	Dieselmotor			
E-OME	Dieselmotor			
E-DME	Dieselmotor			

*MENA = Middle East North Africa

Höhe von 20 % eingerechnet. Im Brennstoffzellenszenario muss zwischen einer zentralen und einer lokalen Wasserstoffproduktion unterschieden werden. Bei einer lokalen Produktion an der Tankstelle muss davon ausgegangen werden, dass vor Ort weder Strom noch Wasserstoff in sinnvollem Umfang gespeichert werden können, sodass auch hier eine Rückverstromungsrate in gleicher Höhe angesetzt wird. Zentral erzeugter Wasserstoff und E-Kraftstoffe können hingegen in ausreichender Menge auch für eine zweiwöchige Dunkelflaute auf Vorrat produziert und gespeichert werden. Da für E-Kraftstoffe bislang mehrere Kohlenwasserstoffe als Energieträger diskutiert werden, betrachtet die Studie insgesamt acht verschiedene Kraftstoff-Motor-Kombinationen. Allein bei Einsatz des Fischer-Tropsch (FT)-Verfahrens ist es erforderlich, im anschließenden Raffinerieprozess mehrere Kraftstoffe gleichzeitig zu produzieren. Dabei werden zwei Leitplanken berechnet, zum einen die Maximalkosten, die sich bei Kombination ungünstigster Parameter ergeben, zum anderen die Minimalkosten, die sich aus der Kombination günstigster Parameter ableiten.

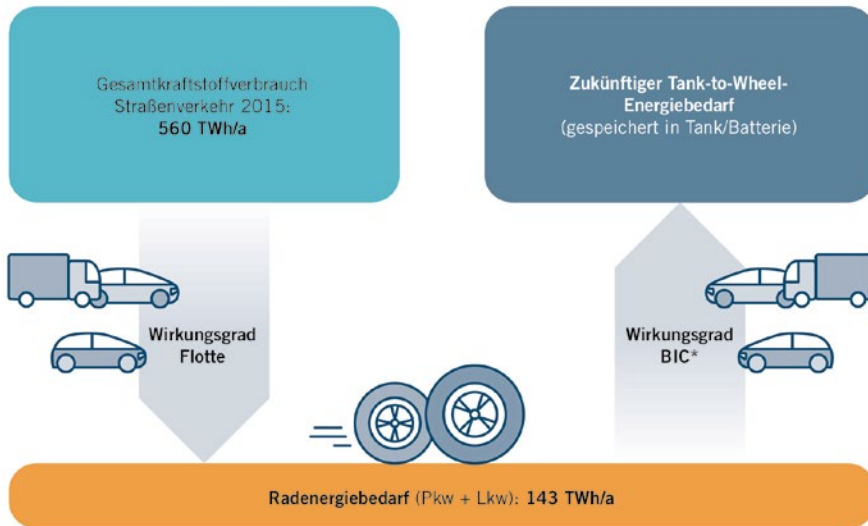
Um den Primärenergieeinsatz zu berechnen, wird zunächst der Kraftstoffverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 über den Wirkungsgrad aktueller Fahrzeugantriebe in einen mechanischen Energiebedarf am Fahrzeugrad (Radenergiebedarf) überführt, **BILD 2**. Der Vergleichbarkeit wegen werden alle eventuell auftretenden externen Effekte wie beispielweise eine steigende Nachfrage im Güterverkehr eliminiert. Unabhängig vom Wirkungsgrad muss jeder einzelne Pfad demnach 143 TWh mechanische Energie am Rad zur Verfügung stellen.

Die Produktionskosten für die Energieträger sind wesentlich durch die Stromkosten geprägt. Für die intermittierende Nutzung in PtX-Prozessen werden im Maximalkostenszenario die heutigen Erzeugungskosten von Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee in Höhe von 88,10 Euro/MWh angenommen, während im Minimalkostenszenario eine Produktion im MENA (Nahost und Nordafrika)-Raum im Jahr 2030 mit 24,26 Euro/MWh möglich erscheint. Für den in den Pfaden „batterieelektrisch“ und „Wasserstoff-dezentral“ benötigten, permanent verfügbaren

elektrischen Strom wird hingegen von 100 bis 180 Euro/MWh ausgegangen. Diese Kosten decken die zur Pufferung der Dunkelflauten erforderlichen Power-to-Gas-Anlagen und Gaskraftwerke sowie den verminderten Erzeugungswirkungsgrad der gepufferten elektrischen Energie. Für Anlagen, die in den anschließenden Prozessschritten – Elektrolyse, PtX-Synthese inklusive CO₂-Abscheidung und Verflüssigung – zum Einsatz kommen, wird eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren unterstellt. Für die Berechnung der Vollkosten muss eine Vielzahl weiterer Annahmen, etwa zu Auslastung, Anfahrzeiten und Wirkungsgrad einzelner Anlagen und Verfahrensschritten, getroffen werden. Diese sind detailliert in [3] festgehalten.

Die Investitionen in die Distribution des Energieträgers sind hingegen wesentlich von der Anzahl und den Stückkosten für Ladepunkte beziehungsweise Tankstellen abhängig. Im Minimalkostenszenario wird für alle E-Kraftstoffe sowie Wasserstoff eine Versorgung mit 5000 vollwertigen Pkw-Tankstellen – entsprechend 40.000 Zapfpunkten – sowie 6000 weiteren Zapfpunkten für Lkw als ausreichend angesehen. Ein batterieelektrisches Szenario

BILD 2 Ermittlung der benötigten mechanischen Antriebsenergie sowie des Gesamtenergiebedarfs für verschiedene Energieträger bei konstanter Verkehrsleistung (© FVV)



* BIC (Best-in-Class): Pkw – effizientestes C-Segment-Fahrzeug 2017; Lkw – Wirkungsgrad bis zu 42 %

erfordert minimal 80.000 Schnellladestationen sowie 17,5 Millionen Wechselstrom-Ladepunkte zuhause und am Arbeitsplatz. Für das Maximalkostenszenario wurden diese Zahlen verdoppelt. Zusätzliche Investitionen erfordern die Oberleitungen, die für eine Elektrifizierung des Güterfernverkehrs nötig sind. Hierfür wird im Minimalszenario gemäß [4] die Ausstattung von 4000 km Bundesautobahnen mit Oberleitungen angesetzt, während im Maximalszenario aufgrund des gewählten methodischen Ansatzes das gesamte deutsche Autobahnnetz mit rund 13.000 km Länge elektrifiziert wird. Inwieweit die Stromnetze für eine vollständige Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge ertüchtigt werden müssen, ist hingegen wesentlich davon abhängig, ob zeitgesteuertes Laden technisch möglich ist und vom Kunden akzeptiert wird. Im Bestfall – wenn Ladezeitpunkte dem Energieangebot folgen, kein Schnellladen stattfindet und keine Spitzenlasten, etwa am Ferienbeginn, abgefangen werden müssen – ist davon auszugehen, dass kein Netzausbau erfolgen muss. Für das Maximalkostenszenario sind hingegen zusätzliche Investitionen in Höhe von 77 Milliarden Euro für das Stromnetz erforderlich, wobei die Abschreibungsdauer 40 Jahre beträgt.

Die Kosten für die Pkw-Anschaffung werden aus Wettbewerbsgründen pauschal mit 20.000 Euro für ein Modell

des C-Segments mit Ottomotor angesetzt. Anhand heutiger Fahrzeugpreislisten beträgt der Aufschlag für ein vergleichbares Dieselfahrzeug 2400 Euro. Im

Minimalkostenszenario gehen die Experten davon aus, dass zukünftig Brennstoffzellen- und batterieelektrische Fahrzeuge auf dem Kostenniveau von Fahrzeugen mit Dieselmotoren liegen können. Für das Maximalkostenszenario werden Werte aus mehreren Quellen hinzugezogen. Die Pkw-Mehrkosten von bis zu 11.300 Euro für ein batterieelektrisches Fahrzeug mit 500 km Nominalreichweite und 12.500 Euro für ein Brennstoffzellenfahrzeug basieren auf Voraussagen für 2030 gemäß [5]. Für die Fahrzeugkosten wird eine Abschreibungsdauer von vier Jahren angenommen.

Die Anschaffungskosten für Lkw werden aus dem Mittelwert der Preise verschiedener heute verfügbarer Fahrzeuge mit Dieselmotor gebildet, der 90.400 Euro beträgt. Die Mehrkosten für eine Vollelektrifizierung einschließlich des Pantographen für den Oberleitungsbetrieb betragen schätzungsweise 52.000 bis 87.500 Euro. Für den Brennstoffzellenantrieb sind Mehrkosten von 36.500 bis 125.000 Euro anzunehmen, und eine Umstellung

TOPAS Blow-By Prüfstand zur Ölgehaltsbestimmung



- ▶ Blow-By Ölkonzentration- und Massenstrom-Messung
- ▶ Hohe Auflösung und Messdynamik
- ▶ 70% Zeitersparnis für ein vollständiges Motorkennfeld

TOPAS GmbH
Oskar-Röder-Str. 12 | 01237 Dresden | GERMANY
+49 (351) 216643-0 | www.topas-gmbh.de
office@topas-gmbh.de

TOPAS-GMBH DE

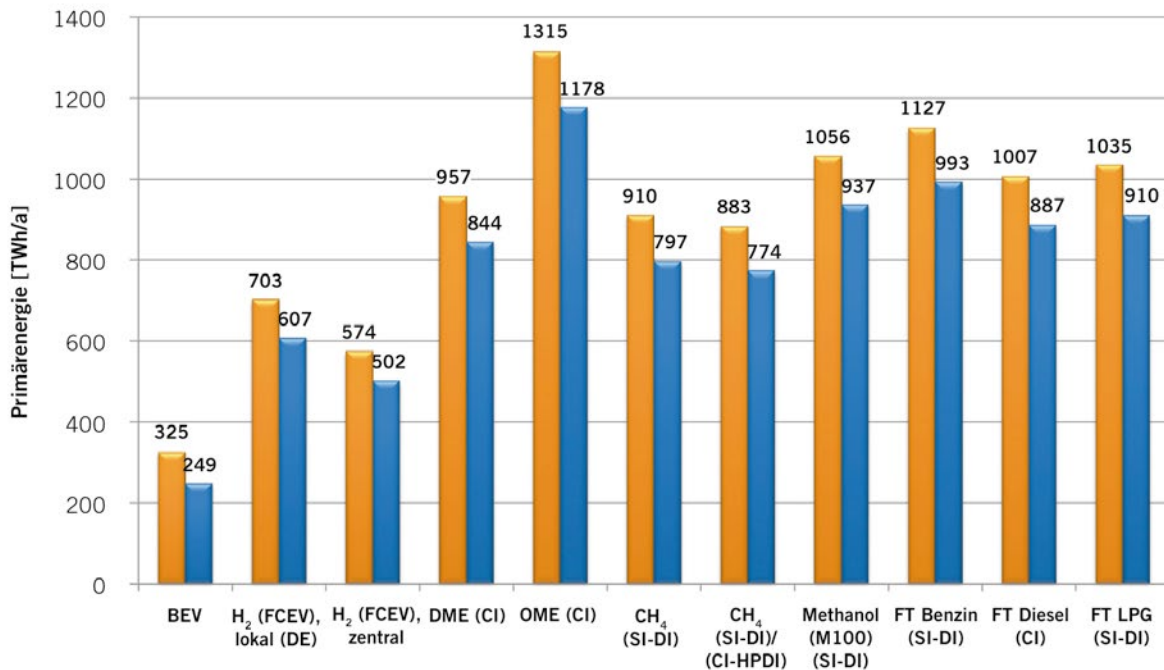


BILD 3 Primärenergiebedarf des Straßenverkehrs (Pkw und Lkw) für verschiedene Energieträger und Antriebskonzepte (© FVV)

FCEV = Fuel Cell Electric Vehicle, CI = Selbstzündung, SI = Fremdzündung, DI = Direkteinspritzung, HPDI = Hochdruck-Direkteinspritzung

auf regenerativ erzeugtes Methan schlägt je nach Brennverfahren mit 14.000 bis 24.000 Euro zu Buche.

ERGEBNISSE ENERGIEBEDARF

Für alle Kostenbestandteile außer den Fahrzeug-Anschaffungskosten ist der künftige Energiebedarf maßgebend. Dieser kann in einem ersten Schritt aus der benötigten mechanischen Energie am Rad und dem Gesamtwirkungsgrad des jeweiligen Antriebs abgeleitet werden. Der sehr hohe Wirkungsgrad batterieelektrischer Fahrzeuge führt bei einer konstanten Fahrzeugpopulation zu einem jährlichen Tank-zu-Rad-Energiebedarf von 176 TWh/a. Eine 100-%-Brennstoffzellenflotte weist hingegen mit 307 TWh/a einen deutlich höheren Tank-zu-Rad-Energiebedarf auf. Für die verschiedenen E-Kraftstoffe beträgt dieser 431 bis 469 TWh/a. Zum Vergleich: Der Gesamtstromverbrauch in Deutschland lag im Referenzjahr 2015 bei 515 TWh/a.

Für den Primärenergiebedarf des Straßenverkehrs, **BILD 3**, sind hingegen die Wandlungsverluste in der Produktion des genutzten Energieträgers nicht zu vernachlässigen. Erwartungsgemäß schneidet der batterieelektrische Antrieb aufgrund der direkten Stromnutzung mit 249 bis 325 TWh/a am besten ab, auch

wenn eine Rückverstromungsquote von 20 % angenommen wird. Der höhere Wert entspricht weniger als 9 % des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2015 (3632 TWh/a). Bei zentraler Wasserstoffproduktion erhöht sich der Primärenergiebedarf für den Straßenverkehr auf 502 bis 574 TWh/a, was weniger als 16 % des Primärenergiebedarfs in Deutschland ausmacht. Aufgrund der aufwendigeren Produktion liegen die E-Kraftstoffe bei höheren Werten und weisen eine große Bandbreite von 774 bis 1315 TWh/a auf. Im günstigsten Fall, der Methan-Herstellung in einem PtX-Verfahren, entspricht der Bedarf des Straßenverkehrs dennoch weniger als 24 % des Gesamtprimärenergiebedarfs.

Für den Strom, der am Anfang aller Energiepfade steht, müssen in jedem Szenario zusätzliche Erzeugungskapazitäten geschaffen werden. Würde diese Kapazität allein durch zusätzliche Offshore-Windkraftanlagen in der deutschen Nordsee geschaffen, **BILD 4**, dann müssten bei einer durchschnittlichen Maximalleistung von 5 MW pro Anlage selbst im batterieelektrischen Szenario 11.000 bis 15.000 zusätzliche Anlagen in Betrieb genommen werden. Je nach Energieträger und Effizienz der Folgeprozesse erhöht sich der Mehrbedarf auf 23.000 bis 26.000 Anlagen für eine reine Brennstoffzellenflotte bei zentra-

ler Produktion in Deutschland oder circa 43.000 bis 49.000 Anlagen für die Versorgung mit FT-Diesel oder -Benzin. Für die Produktion von Wasserstoff und E-Kraftstoffen im MENA-Raum käme nicht nur Windkraft, sondern auch Solarenergie zum Einsatz. Daher wurde der MENA-Energiebedarf nicht in Windradanzahlen umgerechnet.

ERGEBNISSE KOSTEN

Betrachtet man zunächst nur die streckenbezogenen Energieträgerkosten für Pkw, resultiert der günstige Wirkungsgrad des batterieelektrischen Antriebs in Werten zwischen 1,99 und 4,68 Euro/100 km, wenn Steuern und Abgaben nicht berücksichtigt werden. Eine zentrale Wasserstoffproduktion führt im Bestfall zu 32 % höheren Energiekosten für Brennstoffzellenfahrzeuge. Ein Betrieb mit E-Methan erhöht die Energiekosten um mindestens 116 %, die übrigen E-Kraftstoffe liegen teilweise deutlich darüber. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die FVV-Experten der Vergleichbarkeit wegen keine Hybridisierung des Verbrennungsmotors angenommen haben, die in der Praxis in deutlich geringerem Kraftstoffverbrauch mündet.

Umgekehrt sieht es bei den auf die Pkw-Fahrleistung umgelegten Infrastrukturkosten aus. Für Flüssigkraft-

stoffe, die auf Basis des FT-Verfahrens gewonnen werden, sind keine Zusatzkosten zu erwarten. Die höchsten Investitionen bei den E-Kraftstoffen erfordert mit 0,06 bis 0,11 Euro/100 km die Umstellung auf E-Methan, da hierfür die Tankstellen-Infrastruktur ausgebaut werden muss. Die Infrastruktur-Maßnahmen für die Wasserstoffdistribution schlagen sich bei zentraler Herstellung mit 0,39 bis 0,79 Euro/100 km nieder. Eine enorme Bandbreite ergibt sich für das batterieelektrische Szenario mit 0,51 bis 2,87 Euro/100 km. Diese resultiert im Wesentlichen aus den unterschiedlichen Annahmen zum erforderlichen Netzausbau.

Für die Mobilitätskosten, in die neben den Energieträgerkosten und der Infrastrukturumlage auch die Fahrzeug-Anschaffungskosten einfließen, nähern sich die Szenarien deutlich an, **BILD 5**. Ursache hierfür ist die Dominanz der Anschaffungskosten über die Gesamtkosten. Für Pkw erreichen diese Minimalkosten von 28,40 Euro/100 km beim Einsatz von E-Methan im Verbrennungsmotor. Batterieelektrische Pkw mit 29,40 Euro/100 km und Brennstoffzellen-Pkw mit 29,90 Euro/100 km liegen im

günstigsten Fall nur knapp darüber. Die Maximalkosten des ungünstigsten E-Kraftstoffs Polyoxymethylen-dimethylether (OME) liegen mit 45,10 Euro/100 km gleichauf mit den Maximalkosten batterieelektrischer Fahrzeuge. Die maximalen Kosten, die man auch als Kostenrisiko bezeichnen kann, fallen bei Einsatz von E-Methan im Pkw am geringsten aus, dicht gefolgt von E-Methanol.

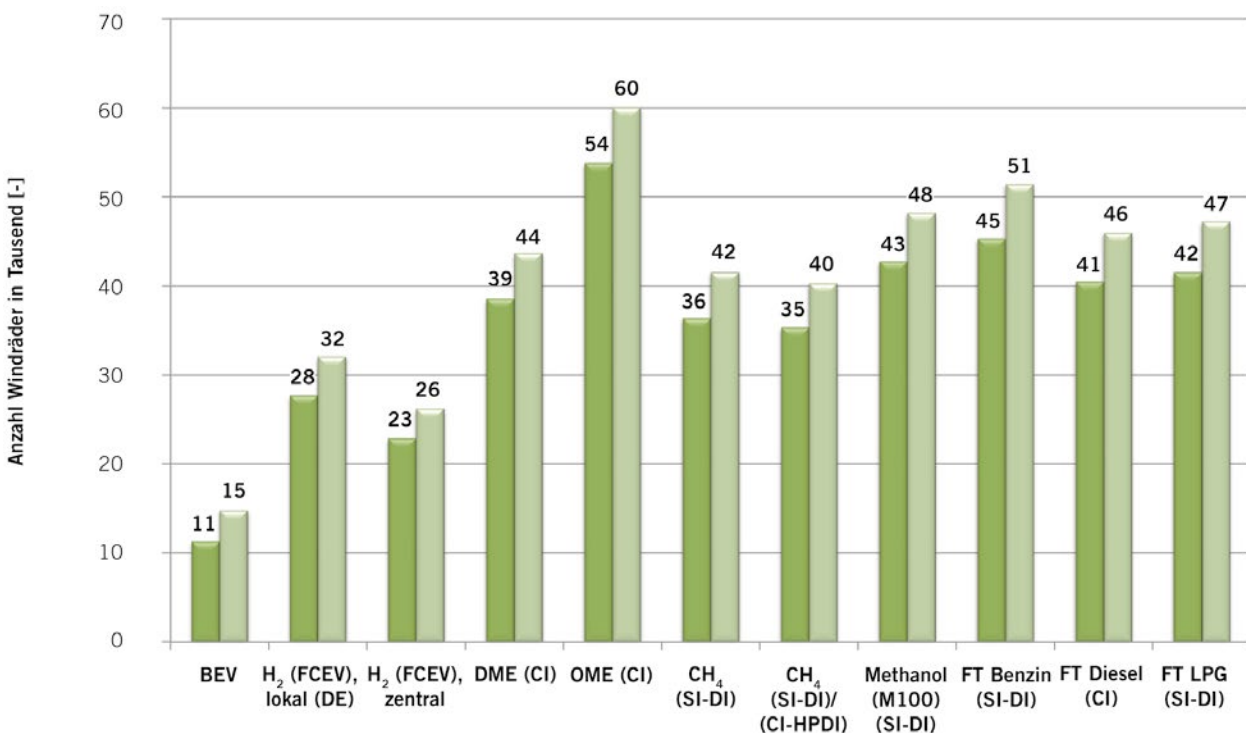
Für mittelschwere und schwere Lkw ist die Dominanz der Fahrzeug-Anschaffungskosten aufgrund der hohen Laufleistungen etwas geringer. Dennoch liegen auch hier die Minimalkosten relativ eng beieinander, **BILD 6**, mit Ausnahme des Szenarios dezentrale Wasserstoffproduktion an der Tankstelle. Die niedrigsten Minimalkosten werden mit 70,10 Euro/100 km bei Einsatz von Dimethylether (DME) im Verbrennungsmotor erzielt. Rein elektrische Lkw fahren mit minimal 76,30 Euro/100 km, Brennstoffzellen-Lkw mit minimal 73,60 Euro/100 km. Das geringste Kostenrisiko erzielt E-DME, gefolgt von E-Methan, während das Kostenrisiko für batterieelektrische Antriebe und Brennstoffzellen deutlich höher ist.

Trotz der hohen Konvergenz der Minimalkosten unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich des Investitionsbedarfs. Die geringsten Mindestinvestitionen für die Umstellung auf einen klimaneutralen Straßenverkehr fallen bei E-Methan an, sie betragen 270 Milliarden Euro. Eine zu 100 % batterieelektrische Flotte führt zu Mindestinvestitionen von 360 Milliarden Euro, dicht gefolgt vom günstigsten Brennstoffzellenszenario mit 380 Milliarden Euro. Deutlich höher fallen die Unterschiede unter Berücksichtigung des Investitionsrisikos – also der Investitionskosten im Maximalszenario – und des Sektors aus, in dem sie anfallen, **TABELLE 2**. Die höchsten Investitionsrisiken fallen für die Wasserstoffszenarien und das batterieelektrische Szenario an, von denen die Automobilindustrie den größten Anteil trägt.

ERGEBNISSE MARKTAKZEPTANZ

Darüber, ob Investitionen in einen bestimmten Technologiepfad tatsächlich zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen führen, entscheidet letztlich die Marktdurchdringung, für die die Akzeptanz durch den Kunden

BILD 4 Zusätzlich benötigte Windkraftanlagen der 5-MW-Klasse, um den Primärenergiebedarf eines vollständig CO₂-neutralen Straßenverkehrs zu decken (© FVV)



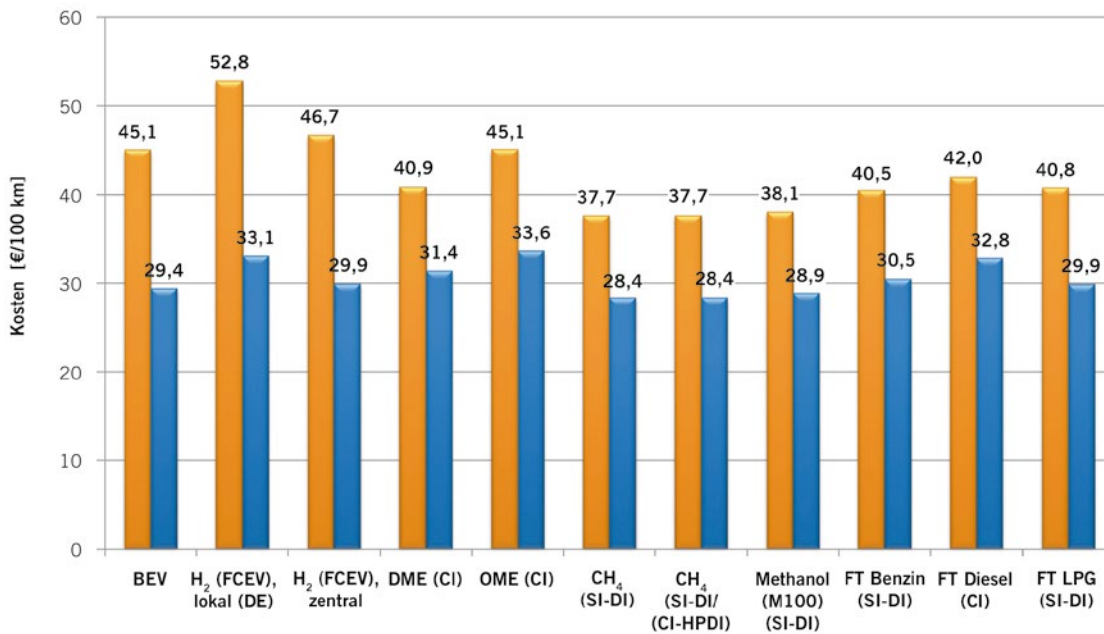


BILD 5 Pkw-Mobilitätskosten im Minimal- und Maximalkosten-szenario (© FVV)

FCEV = Fuel Cell Electric Vehicle, CI = Selbstzündung, SI = Fremdzündung, DI = Direkteinspritzung, HPDI = Hochdruck-Direkteinspritzung

die wichtigste Voraussetzung ist. Neben den Mobilitätskosten stellt für den Kunden die Betankungszeit ein wesentliches Kriterium dar. Hier unterscheiden sich die verschiedenen Energieträger erheblich. Auch wenn man für batterieelektrische Pkw das Laden an einer 150-kW-Schnelladesäule unterstellt, beträgt die Betankungszeit für eine Reichweite von 100 km noch 500 s. In allen anderen Szenarien beträgt dieses Zeitintervall

weniger als 30 s. Für bestimmte Anwendungen ist daher eine Ergänzung zu batterieelektrischen Antrieben voraussichtlich unabdingbar.

Zu einer schnellen Marktdurchdringung kann zudem die Beimischung zu konventionellen Energieträgern beitragen. Mit der heutigen Infrastruktur und unter Berücksichtigung der geltenden Kraftstoffnormen ist das aktuell in größerem Maßstab nur für vier der untersuchten

E-Kraftstoffe möglich: E-Methan sowie Benzin, Diesel und LPG bei Produktion über den FT-Pfad. E-Methanol könnte heutigen Ottokraftstoffen bis zu einem Volumenanteil von 3 %, Wasserstoff bis zu einem Volumenanteil von 2 % dem heute vertriebenen CNG beigemischt werden. Nicht in der Studie betrachtet wurde die Beimischung elektrischen Stroms. In der Realität hat diese mit der Plug-in-Hybridisierung aber bereits begonnen.

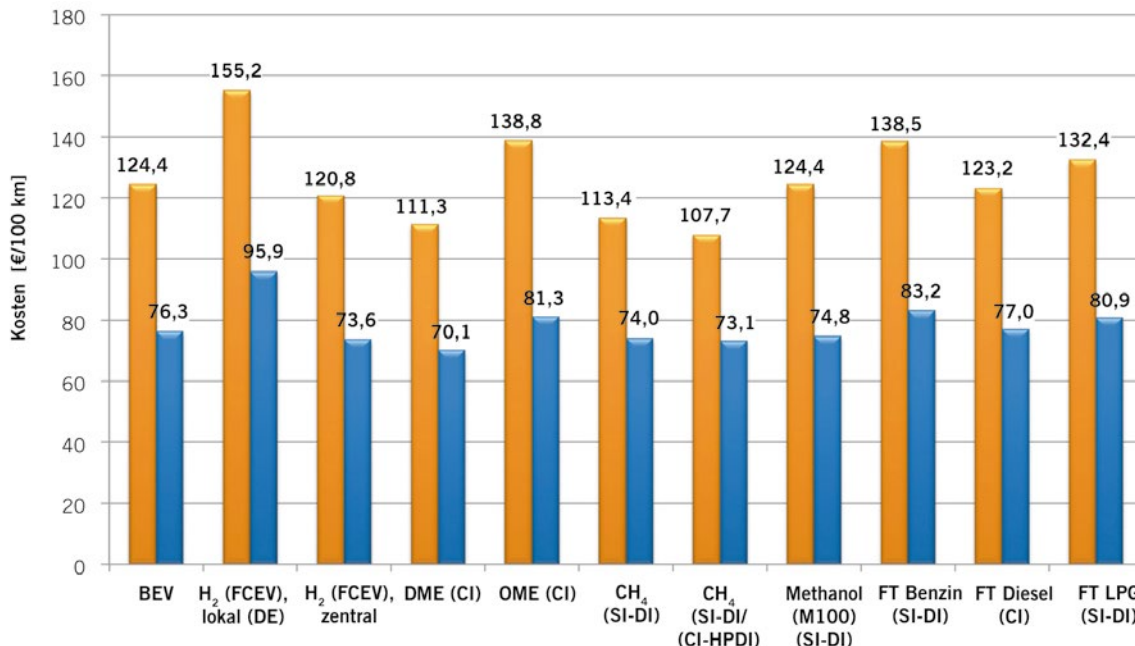


BILD 6 Lkw-Mobilitätskosten im Minimal- und Maximalkosten-szenario (© FVV)

TABELLE 2 Investitionsrisiken nach Industriesektoren (© FVV)

	1. Kraftwerke Investitionskosten* [Mrd. €]		2. Kraftstoffherstellung Investitionskosten [Mrd. €]		3. Infrastruktur Investitionskosten [Mrd. €]		4. Kum. Fahrzeugmehrkosten** Pkw (vs. Benzin) + Lkw (vs. Diesel) [Mrd. €]	
PTX	137-526	(Pt-CH ₄)	102-118	(Pt-CH ₄)	3-6	(Pt-CH ₄)	0-122 + 24	(CH ₄)
	166-629	(Pt-MeOH)	115-168	(Pt-MeOH)	< 1	(Pt-MeOH)	0-20 + 0	(MeOH)
	166-635	(Pt-FT)	176-254	(Pt-FT)	0	(Pt-FT)	82 + 0	(FT)
	149-570	(Pt-DME)	103-151	(Pt-DME)	1-2	(Pt-DME)	163-231 + 1	(DME)
	208-783	(Pt-OME)	167-243	(Pt-OME)	< 1	(Pt-OME)	163 + 0	(OME)
H ₂	89-342	(zentral)	1771-87	(zentral)	19-38	(zentral)	163-850	(Pkw)
	273-568	(lokal)*	55-66	(lokal)	19-128	(lokal)	37-125	(Lkw)
BEV	112-262*		0		38-198		163-768	(Pkw)
							52-88	(Lkw)
	Energieversorger		Kraftstoffindustrie			Fahrzeugindustrie		

* Inklusive Investitionskosten für PT-CH₄-Anlagen zur Rückverstromung und Konstantstrombereitstellung

** Kumulierte Fahrzeugmehrkosten (Pkw vs. Benzin; Lkw vs. Diesel) über 20 Jahre: 3,4 Mio. Pkw/Jahr und 50.000 Lkw/Jahr; Annahme FT: (½ Benzin + ½ Diesel)

ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Bei einer technologieoffenen Betrachtung stehen verschiedene Pfade für einen klimaneutralen Straßenverkehr zu Verfügung. Dabei erreichen E-Kraftstoffe hinsichtlich der Mobilitätskosten eine wettbewerbsfähige Position zu nachhaltiger Elektromobilität. Die Berechnung der Mobilitätskosten zeigt, dass die schwer vorhersagbaren Fahrzeugkosten gegenüber den Kosten für die Produktion und Distribution der Energieträger dominieren. Die Kostenrisiken unterscheiden sich aber auch bei Produktion und Distribution je nach Szenario erheblich. Beispielhaft sei hier die Frage genannt, in welchem Umfang das Stromnetz ausgebaut werden muss.

Die der Studie zugrundeliegende Methodik der 100%-Szenarien – also

einem Marktanteil von 100 % in 2050 – hat sich für die Berechnung volkswirtschaftlich relevanter Kosten als geeignet erwiesen. Das im Rahmen der Studie entstandene, sehr detaillierte Berechnungswerkzeug kann für künftig zu erstellende Mischszenarien verwendet werden.

DANKE

Die Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V. dankt den mehr als 50 Experten aus ihrem branchenübergreifenden Innovationsnetzwerk, die den Autoren der Studie beratend zur Seite standen und ihr Fachwissen zur Verfügung stellten. Unser besonderer Dank gilt Felix Ortloff (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie) und Stephan Stollenwerk (innogy), die dieses Vorhaben mit großem Engagement begleitet haben.

LITERATURHINWEISE

- [1] FVV (Hrsg.): Kraftstoffstudie: Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. Abschlussbericht. Heft 1031, Frankfurt am Main, 2013
- [2] Henning, H.-M.; Palzer, A.: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, 2015
- [3] FVV (Hrsg.): Defossilisierung des Transportsektors: Optionen und Voraussetzungen in Deutschland. Heft R586, Frankfurt am Main, 2018
- [4] Wietschel, M. et al.: Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, 2017
- [5] Roland Berger (Hrsg.): Integrated Vehicles and Fuels Roadmap to 2030 and Beyond. München, 2016



READ THE ENGLISH E-MAGAZINE

Test now for 30 days free of charge:
www.mtz-worldwide.com

ZERO CO₂ MOBILITY

7.-8. November 2019, Aachen
mehr Informationen unter:



ZERO CO₂ MOBILITY KONFERENZ – OPTIMALE MOBILITÄTSKONZEPTE FÜR HEUTE UND MORGEN.

PROFITIEREN SIE VON UNSERER EXPERTISE BEI DER ENTWICKLUNG VON ALTERNATIVEN ANTRIEBEN

Ihr Engineering Partner für:

- > Vollständige und teilweise Elektrifizierung von Antrieben
- > Batterietechnik und Batteriemangement-Systeme
- > Brennstoffzellen-Technologien
- > CNG und LNG
- > CO₂-neutrale und regenerative Kraftstoffe
 - > E-fuels
 - > Power-to-X

www.fev.com

