

Wasserstofflogistik – verteilen, speichern und betanken

Prof. Dr. Bernd Höhlein
FZ Jülich
b.hoehlein@fz-juelich.de

Thomas Grube
FZ Jülich
th.grube@fz-juelich.de

Jaco Reijerkerk
Linde AG
jaco.reijerkerk@linde-gas.com

Dr. Thomas Aicher
Fraunhofer ISE
thomas.aicher@ise.fraunhofer.de

Dr. Ludwig Jörissen
ZSW
ludwig.joerissen@zsw-bw.de

Einführung

Abnehmende Ölressourcen, höhere Kraftstoffpreise und eine notwendige Reduktion klimarelevanter und lokaler Emissionen verstärken den Druck auf neue Energieträger und Energieumwandlungssysteme [1].

Unsere Herausforderung besteht darin, eine saubere, sichere und zugleich zuverlässige Bereitstellung von Energie zu bezahlbaren Preisen und bei wirtschaftlicher Tragfähigkeit zu realisieren.

Auf dem Weg in eine wasserstoff-orientierte Energiewirtschaft wird nicht nur die Herstellungsfrage sondern auch die Frage nach der Logistik der Wasserstoffbereitstellung bis hin zum Kunden von Bedeutung sein. Bei der heute fossilbasierten Wasserstoffbereitstellung kann beispielsweise der Kostenanteil dieser Logistik ab zentralem Erdgasreformer bis zu 2/3 der Wasserstoffkosten (1/3 für zentrale Produktion) beim Tanken betragen. Optionen und Herausforderungen dieser Wasserstofflogistik sind zu analysieren.

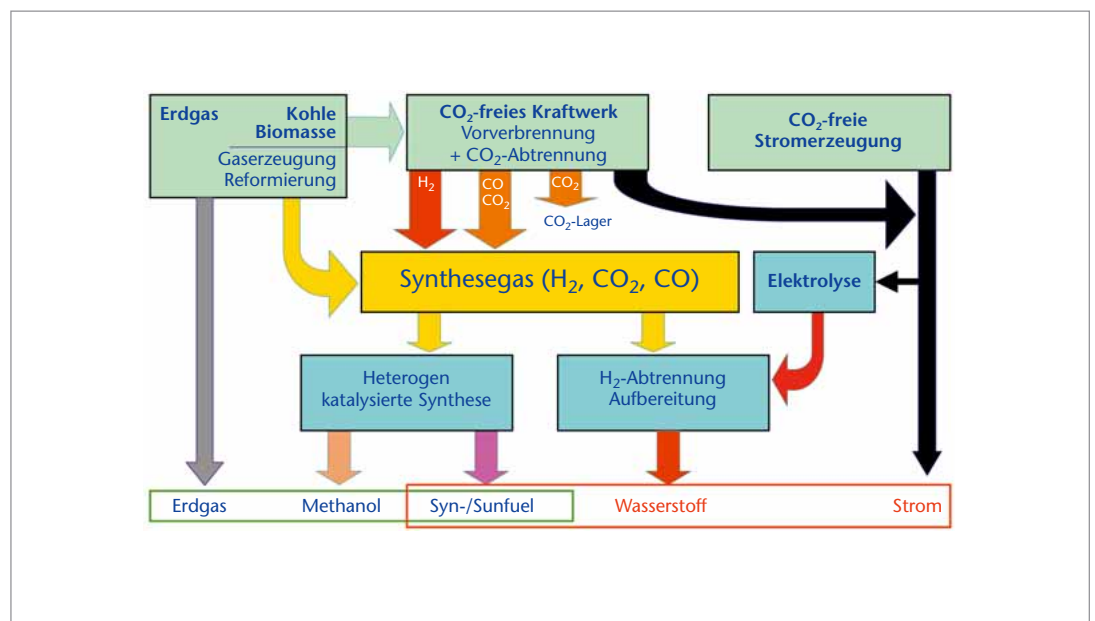
Zukünftige Primär- und Sekundärenergieträger

Zukünftige Sekundär- oder Endenergieträger werden Aussicht auf mittel- bis langfristigen Einsatz haben, wenn sie gleichzeitig für konventionelle als auch für neue Energieumwandlungssysteme mit Brennstoffzellen auch unter Einsatz regenerativer Primärenergieträger genutzt werden können [2]. Der Weg dazu führt über synthese gasstämmige Energieträger wie Methanol, Synfuel (auf Erdgasbasis), Sunfuel (auf Biomassebasis) oder Wasserstoff, wie in *Abb. 1* dargestellt.

In den dargestellten Synthesegaspool können folgende Gase eingespeist werden:

- Synthesegas aus der Erdgasreformierung
- Synthesegas aus der Kohle
- Synthesegas aus der Biomasse
- Wasserstoff aus der CO₂-freien Stromerzeugung
- Wasserstoff aus der Elektrolyse durch fossil oder regenerativ hergestelltem Strom

Abbildung 1
Zukünftige Primär- und Sekundärenergieträger unter besonderer Berücksichtigung synthese gasstämmiger Energieträger



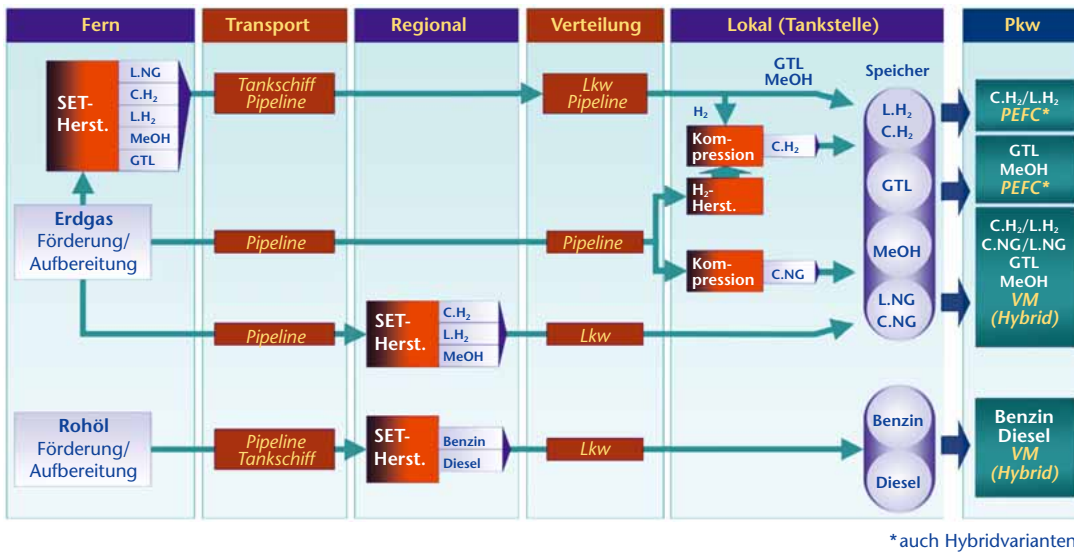


Abbildung 2
Konkurrierende
Antriebssysteme
und Kraftstoffpfade
fossiler Herkunft

- L.NG
flüssiges Erdgas
- L.H₂
flüssiger Wasserstoff
- C.NG
komprimiertes Erdgas
- VM
Verbrennungsmotor
- GTL
Gas-to-Liquid
Kraftstoffe

Auf der Nutzerseite können die Gase so eingesetzt werden:

- Erdgas kurz- bis mittelfristig direkt in Verbrennungsmotoren [3]
- Methanol, Syn-/Sunfuel mittelfristig bis langfristig für Verbrennungsmotoren oder für besondere Brennstoffzellenanwendungen
- Wasserstoff mittelfristig für Verbrennungsmotoren und langfristig für Brennstoffzellenantriebe [4]

Bereitstellungswege für Kraftstoffe aus fossilen Energiequellen

Im Straßenverkehr gibt es für die Zukunft eine Reihe von Kraftstoffversorgungsmöglichkeiten auf fossiler Basis. Diese konkurrieren miteinander je nach Marktsituation und geographischen Gegebenheiten und können kurz- bis mittelfristig für Verbrennungsmotoren sowie mittel- bis langfristig für Brennstoffzellenantriebe genutzt werden.

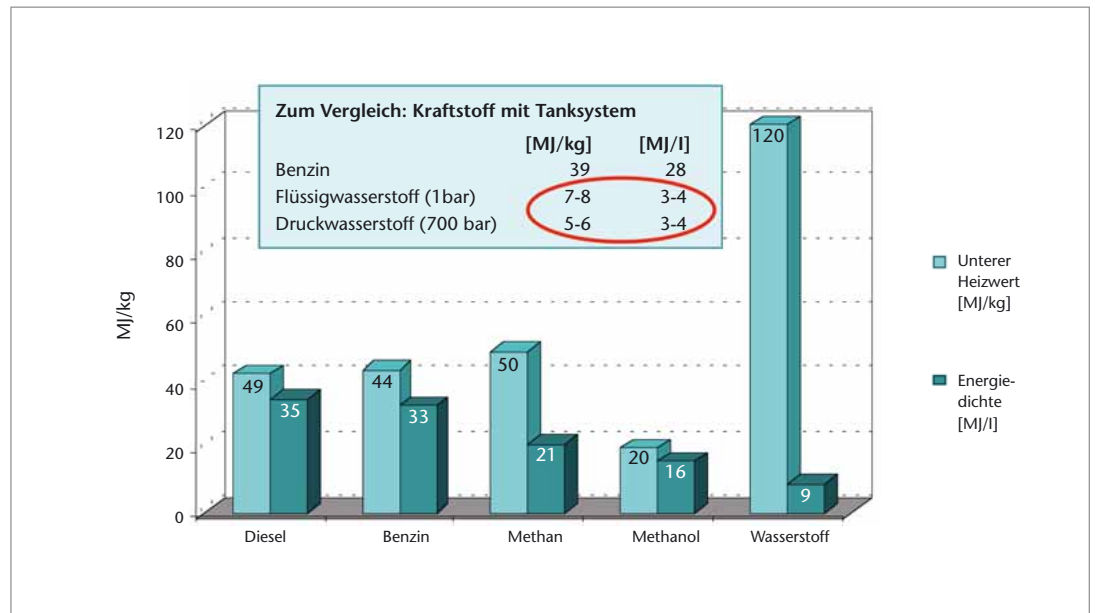
Für den Wasserstoff sind folgende Bereitstellungswege möglich:

- an der Erdgasquelle aus Erdgas erzeugt und konditioniert (verflüssigt oder komprimiert) mit anschließendem Transport nach Europa bis hin zu den Tankstellen

- in Deutschland an einer Erdgas-Pipeline in großen zentralen Reformierungsanlagen erzeugt und konditioniert mit anschließendem Transport zu den Tankstellen (kurz- bis mittelfristig Straßentransport, langfristig Pipelinetransport)
- an der Tankstelle aus Erdgas in kleinen Reformern erzeugt und direkt nach entsprechender Konditionierung verteilt
- an der Tankstelle aus Strom in kleinen Elektrolyseuren an der Tankstelle erzeugt und direkt nach entsprechender Konditionierung verteilt
- für erste kurzfristige Nischenanwendungen aus den vorhandenen H₂-Pipelinesystemen, Raffinerien und Chemieparcs für die Tankstelle bereitgestellt

Diese Bereitstellungswege müssen mit Bezug auf Energieaufwand, Emissionen und Kosten bilanziert werden, so wie es in den Studien [5] bis [10] mit unterschiedlicher Schwerpunktsetzung durchgeführt wurde. Die genannten Studien wurden bewertet und sind in den nachfolgenden Ausführungen zur Wasserstoffbereitstellungslogistik berücksichtigt [11].

Abbildung 3
Bewertung der
Speicherdichte von
Kraftstoffen ohne
Tanksystem [12]
Quelle: Linde



Wasserstoff in langfristigen Energieversorgungsstrukturen

Langfristig spielen Wasserstoff und Elektrizität zusammen eine herausragende Rolle. Einerseits kann Strom direkt ins Versorgungsnetz eingespeist werden, wobei Elektrizität im Gegensatz zu Wasserstoff auch Informationen übertragen und speichern kann. Andererseits verfügt der Wasserstoff durch seine Speicherfähigkeit über einen Vorteil gegenüber Elektrizität, der die Verwendung gerade in mobilen Anwendungen und zur Einbindung fluktuierender Solar- oder Wind-Energie attraktiv macht. Wasserstoff und Elektrizität sind, wenn auch mit Umwandlungsverlusten, wechselseitig konvertibel und erlauben im Versorgungssystem eine hohe Flexibilität. Dies ist eine Voraussetzung, um das Bereitstellungsnetz aus zentralen und dezentralen Energieversorgern sowie aus fluktuierenden Einspeisungen stabil halten zu können. Beide Energieträger lassen sich auf fossiler, nicht-fossiler und langfristig regenerativer Basis herstellen.

Bausteine einer Wasserstofflogistik bis zur Tankstelle

Die Bausteine einer Wasserstofflogistik von der Erzeugung bis hin zur Abgabe an den Kunden an der Tankstelle werden durch Produktion, Konditionierung, Transport, Speicherung und Betankung bestimmt (Abb. 2). Dabei spielt bei fast allen Bausteinen die Speicherung eine besondere Rolle. Abb. 3 zeigt die besondere Situation der Speicherung von Wasserstoff, die massebezogen alle anderen überragt mit 120 MJ/kg aber volumenbezogen mit weniger als 9 MJ/l den untersten Rang einnimmt. Bewertet man nicht nur den Kraftstoff allein sondern bezieht auch das Tanksystem ein, so ergibt sich gegenüber Benzin im Tank eine Reduktion der Systemspeicherdichte für flüssigen Wasserstoff im Tank bei 1 bar oder gasförmigen Wasserstoff im Tank bei 700 bar um mehr als 80% (Abb. 3).

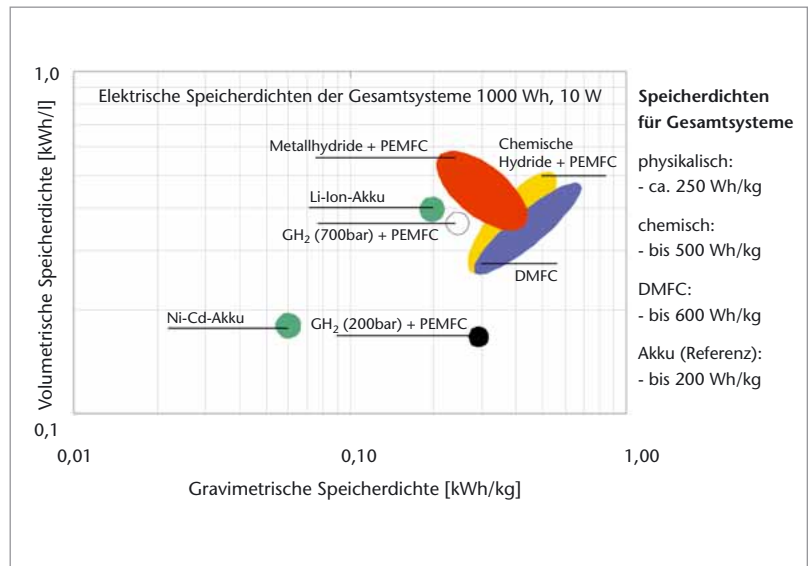
Im europäischen HYPNET Projekt [13] wurden die Speicherdichten der unterschiedlichen Wasserstoff-Speichersysteme (also inklusive Tank) für Hydridspeicher (MH), Flüssigspeicher (LH₂), Druckspeicher (CGH₂), dargestellt und diskutiert.

Heutige Wasserstoff-Speichersysteme liegen demnach im Bereich von 3-4 MJ/l und etwa 6 Gewichtsprozent Wasserstoff bezogen auf das Systemgewicht. Ein erheblicher Forschungs- und

Entwicklungsaufwand wird erforderlich sein, um für eine zukünftige Einführung von Wasserstoff auf dem Verkehrsmarkt die Speicherdichten zu verbessern.

Geht man in der Speicherbewertung noch einen Schritt weiter und bezieht für portable Brennstoffzellenanwendungen (Abb. 4) Energieträger und -wandler mit in die Bewertung ein, so ergeben sich für kleine portable Anwendungen elektrische Speicherdichten von etwa 1,4 MJ/kg oder MJ/l für Hydridspeicher und PEFC (etwas niedriger für Brennstoffzellen auf Methanolbasis) verglichen mit einer elektrischen Speicherdichte von Ni-Cd-Akkus von 0,2 MJ/kg und 0,7 MJ/l (Li-Ion Akku: 0,7 MJ/kg und 1,4 MJ/l).

Beim Wasserstoffeinsatz im Verkehr zeigt sich, dass mit einem LKW-Anhänger von etwa 40 t etwa 6 mal mehr Wasserstoff und damit Energie transportiert werden kann, wenn Flüssigwasserstoff transportiert wird (Abb. 5). Es sei aber auch gesagt, dass bei der großtechnischen Konditionierung von Wasserstoff etwa 30% der Energie des zu verflüssigenden Wasserstoffs in Form von Strom eingesetzt werden muss im Gegensatz zu 10% bei komprimiertem Wasserstoff.



Ein wesentlicher Unterschied dieser beiden Speicherformen für Wasserstoff ist bei der Tankstelle von Bedeutung, wo der Aufwand für das Wasserstoff-Management von Druckwasserstoff an der Tankstelle bis zur Abgabe an das Fahrzeug des Kunden (Abb. 6) größer sein wird als der Aufwand zur Herstellung von Flüssigwasserstoff.

Abbildung 4 Wasserstoffspeicher für portable Anwendungen

Bewertung der Anhänger



← Anhängen für **druckgasförmigen Wasserstoff** mit **leichtgewichtigen Druckflaschen aus Verbundmaterial**

Gesamtgewicht	40 t
Wasserstoffinhalt	530 kg

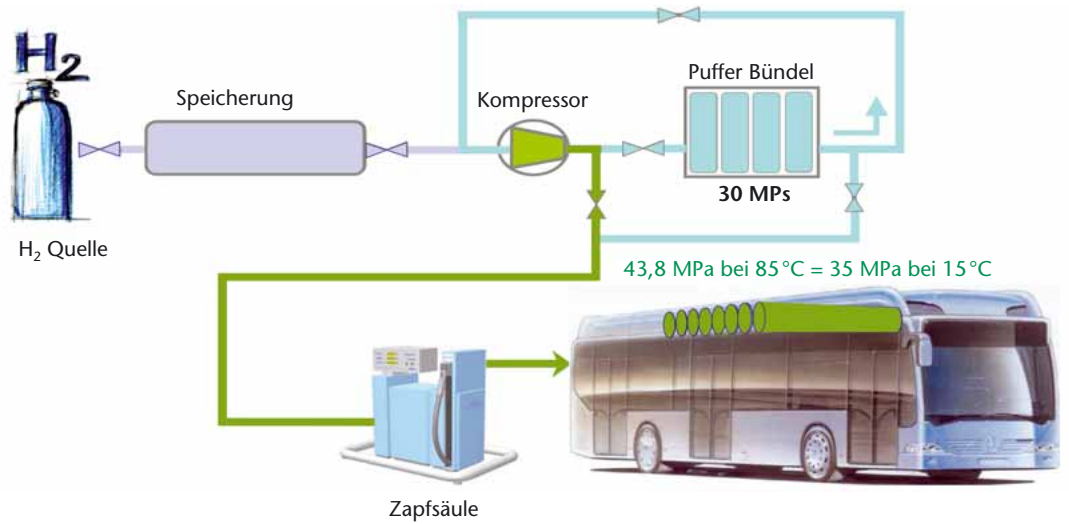
Anhängen für **Flüssigwasserstoff** mit **doppelwandig isoliertem Tank** →

Gesamtgewicht	< 40 t
Wasserstoffinhalt	3.370 kg



Abbildung 5 LKW für den Transport von Druckwasserstoff (oben) und Flüssigwasserstoff (unten) [12] Quelle: Linde

Abbildung 6
Funktion einer Hochdrucktankstelle für Wasserstoff [12]
Bewertungskriterien:
Platzbedarf,
Investitions- und Betriebskosten,
H₂-Management



Bewertung der Bereitstellung von Wasserstoff

Primärenergie und entstehende Klimagasemissionen sind zwei wesentliche Kriterien bei der Bewertung der Kraftstoffbereitstellung bis hin zur Tankstelle. Eine weitere Bewertungsgröße sind die Bereitstellungskosten des Endenergieträgers.

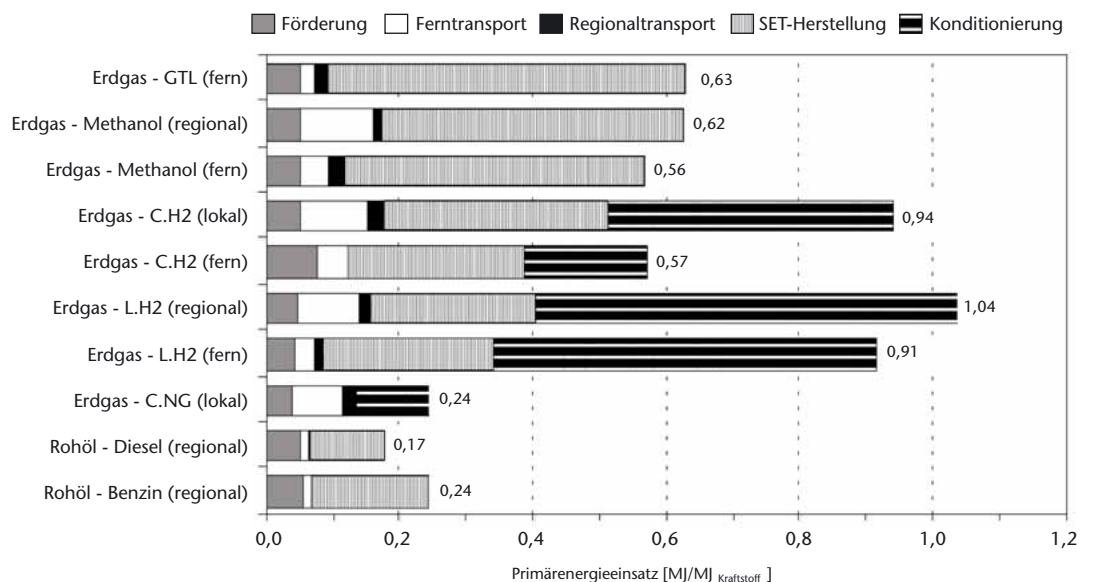
1. Primärenergie- und Klimagasemissionen

Abb. 7 fasst Ergebnisse einer Bilanzierung der aufgewendeten Primärenergie für die Kraftstoff-

bereitstellung bis hin zur Tankstelle und Abb. 8 entsprechend die für die Klimagasemissionen zusammen [8]. Jede Bilanzierung einer solchen vom „Bohrloch bis zum Pkw“ oder Well-to-Tank Kraftstoffkette wurde durchgeführt auf der Basis vorgegebener Randbedingungen, insbesondere unter Berücksichtigung der in Abb. 2 diskutierten lokalen, regionalen oder fernen Umwandlungsschritte und Transportmöglichkeiten.

Kurz zusammengefasst kann festgestellt werden, dass der niedrigste Primärenergieaufwand erforderlich ist für die Bereitstellung von Benzin, Diesel und komprimiertem Erdgas (C.NG).

Abbildung 7
Primärenergetisch bewertete Energieaufwendungen bei der Bereitstellung von fossilen Kraftstoffen [8] (vgl. auch Abb. 2)



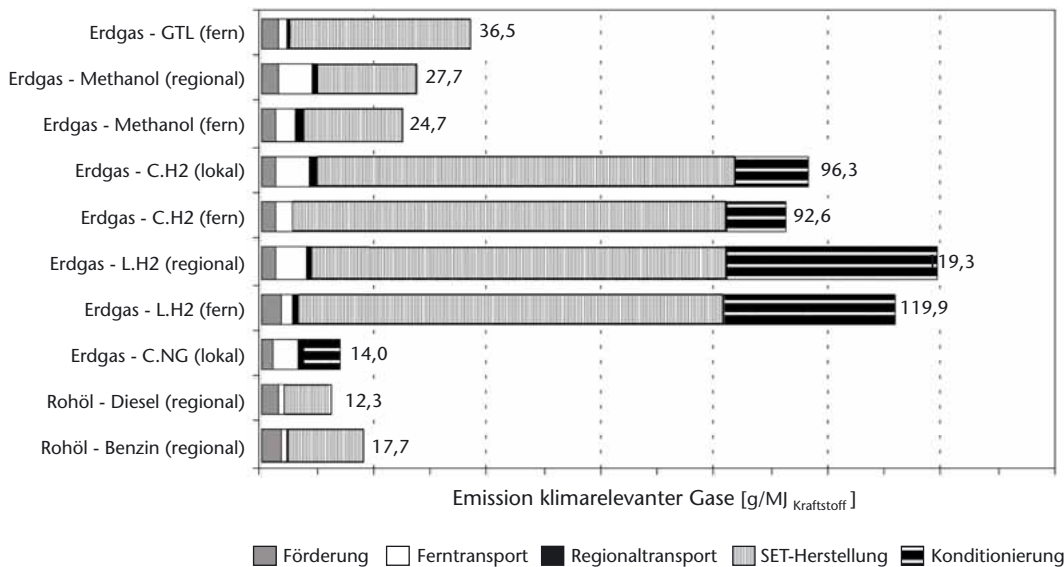


Abbildung 8
Klimagasemissionen bei der Bereitstellung von Kraftstoffen fossiler Herkunft [8] (vgl. auch Abb.2)

Den nächst höheren Primärenergieaufwand erfordert komprimierter Wasserstoff, der in großen Erdgas-Reformierungsanlagen erzeugt, in Pipelines transportiert und an der Tankstelle auf 430 bar für die Abgabe an den Pkw komprimiert wurde („Erdgas - C.H₂ fern“).

Der Aufwand von 0,57 MJ Primärenergie pro MJ C.H₂ am Pkw-Einfüllstutzen ist etwas geringer als der Aufwand für Methanol (regional) oder Fischer-Tropsch-Diesel (fern), beide auf Erdgasbasis. Der größte Primärenergieaufwand ist bei der Abgabe von flüssigem Wasserstoff (L.H₂) insbesondere bei regionaler Produktion bei einer Verflüssigung mit Strom aus dem deutschen Stromnetz erforderlich. Elektrolytisch hergestellter Wasserstoff mit Strom aus dem deutschen Stromnetz würde selbst bei C.H₂-Anlieferung gegenüber der zuletzt diskutierten Kette einen erheblich höheren Primärenergieaufwand von etwa 3 MJ/MJ erforderlich machen.

Da hier nur fossil-hergestellter Wasserstoff diskutiert wird, so wie er in einer ersten Einführungsphase auf dem Energiemarkt anzubieten wäre, wird deutlich, dass auf allen Wasserstoffpfaden die höchsten CO₂-Emissionen anfallen, da sämtlicher Kohlenstoff schon bei der Herstellung dem Prozess entzogen wird (Abb. 8). In dieser Darstellung sind allerdings Abtrennung und Endlagerungsschritte nicht berücksichtigt.

Gerade die CO₂-Diskussion macht deutlich, dass letztendlich die Bewertungskette nicht

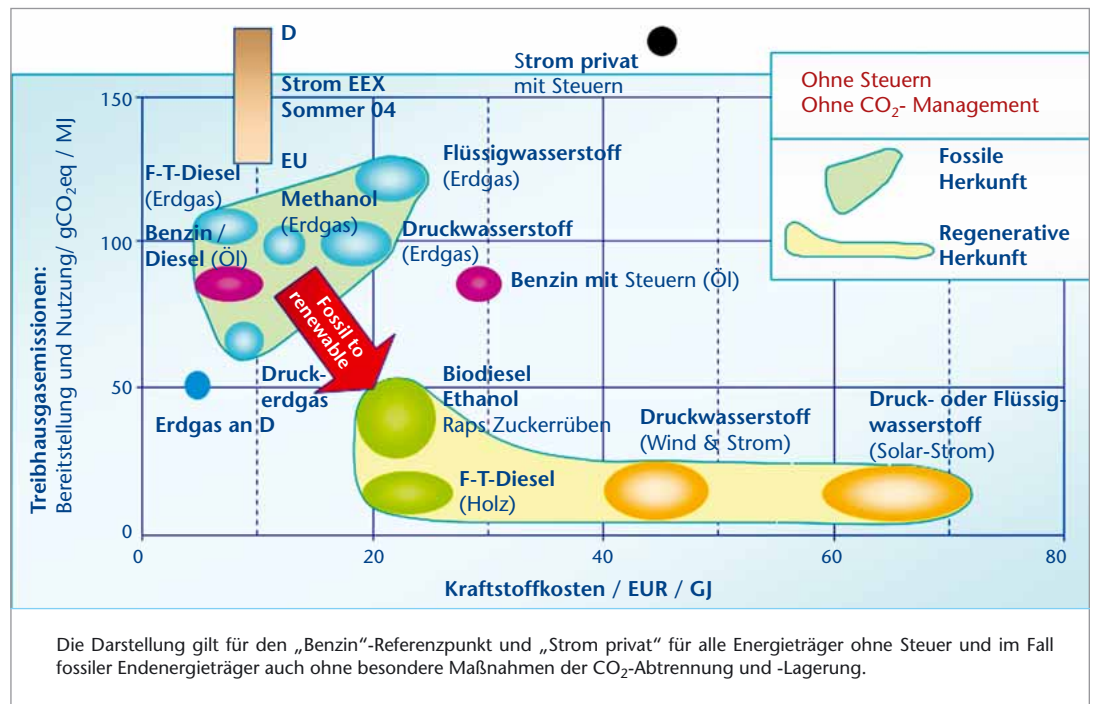
nur bis zur Tankstelle sondern einschließlich der Nutzung zu betrachten ist. Entsprechende Zahlen in g CO₂ pro MJ-Kraftstoff (Bereitstellung und Nutzung) sind in Abb. 9 dargestellt und werden dort im Zusammenhang mit den Bereitstellungskosten aufgezeigt.

2. Bereitstellungskosten

Der Weg zu emissionsarmen und insbesondere treibhausgasfreien Endenergieträgern wird zu einem höheren Kostenniveau führen. Dies wird in der Darstellung der Bereitstellungskosten (EUR/MJ) für Endenergieträger im Zusammenhang mit den CO₂-Emissionen (g/MJ) bei der Bereitstellung und vollständigen Verbrennung von jeweils einem Megajoule – also ohne Berücksichtigung von unterschiedlichen Wirkungsgraden der Energieumwandlungssysteme – in Abb. 9 gezeigt.

Benzin und Diesel auf Erdölbasis sowie C.NG und Fischer-Tropsch-Diesel (FTD auf Erdgasbasis als Synfuel) können unter bestimmten Voraussetzungen ein vergleichbares Kostenniveau haben. Methanol aus Erdgas ist etwas teurer und komprimierter Wasserstoff (C.H₂) aus Erdgas nur zwei- bis dreimal so teuer wie konventionelle Energieträger, aber auf etwas höherem CO₂-Niveau. Alle genannten Endenergieträger einschließlich RME (Rapsölmethylester) und Ethanol aus Zuckerrüben sind in der Anlieferung ohne staatliche Abgaben günstiger als Benzin an der Tankstelle einschließlich staatlicher Abgaben.

Abbildung 9
Gegenüberstellung
von Bereitstellungskosten
und Klimagasemissionen
von Kraftstoffen
(Klimagasemissionen
inklusive der vollständigen
Verbrennung
von jeweils 1 MJ).



Die aus Biomasse hergestellten Energieträger (RME oder Biodiesel, Ethanol und FTD aus Holz) ordnen sich bezüglich der CO₂-Emissionen und Kosten auf einem sehr niedrigen CO₂-Niveau ein – bei niedrigeren Kosten gegenüber Wasserstoff aus Wind- oder Photovoltaik.

In dieser Diskussion muss aber auch berücksichtigt werden, dass mittelfristig sich generell die Bereitstellung fossiler Kraftstoffe verteuert und sich die Kostenschere zwischen regenerativen und fossilen Kraftstoffen verkleinert. Auch ist die Endenergieträgernutzung – zum Beispiel im Fahrzeug – mit einzubeziehen und hier gerade die effektive Wasserstoffnutzung im Brennstoffzellenantrieb eine Veränderung der Bilanzen und damit langfristig eine besondere Option für die Zukunft darstellt.

3. Kostenanalyse einer Wasserstofflogistik

Abb. 10 zeigt eine Übersicht der Kosten einer Wasserstofflogistik bei einer zentralen Produktion in Erdgasreformern (Z-SMR), Transport mit Lkw und druckförmiger (G-B) oder flüssiger (L-B) Betankung bei entsprechendem Wasserstoff-Management an der Tankstelle.

Diese Varianten werden verglichen mit einer Möglichkeit, Wasserstoff an der Tankstelle in kleinen Reformern zu erzeugen (On-Site Reformer)

oder Wasserstoff mit der Pipeline bis zur Tankstelle anzuliefern. Die Auslegung wird für eine 10% Kraftstoffsubstitutionsquote in Deutschland bestimmt [12].

Als Fazit dieser Analyse ist zu erkennen:

- Bei der Wasserstoff-Verflüssigung wird in der Prozesskette der höhere Primärenergieaufwand teilweise kompensiert durch einen geringeren Transportaufwand gegenüber der Druckwasserstoff-Variante.
- Das Wasserstoff-Management an der Tankstelle bestimmt die unterschiedlichen Betriebskosten einer Betankung von Druck- oder Flüssig-Wasserstoff. Hardwareumfang und damit Kosten für Flüssigwasserstoff sind niedriger.
- Die dezentrale Wasserstoff-Bereitstellung wird durch relativ hohe Stückkosten und Stromkosten (Elektrolyseure) beziehungsweise Erdgaskosten (On-Site Reformer) bestimmt.
- Eine langfristige Pipelineanlieferung erlaubt niedrige Wasserstoff-Bereitstellungskosten nur bei großer Kraftstoff-Substitutionsquote.

	Herstellung €/kg	Verflüssigung €/kg	Kompression €/kg	Transport €/kg	Betankung €/kg	Summe €/kg
Z-SMR 100 t/d ¹⁾ G-Bündel; G-B HTAS: 216 t/d ⁴⁾	1,02 0,55		0,42	0,66	0,75	2,8 (0,023 €/Mj)
Z-SMR 200 t/d ¹⁾ L-Transport; L-B	0,92	1,01		0,21	0,26 US: 0,6-0,3	2,4 (0,02 €/Mj)
Onsite-SMR G-B ¹⁾ On-Site-E G-B ²⁾	2,00 4,40				0,89 0,72	2,9 5,1 ²⁾ 2,9 ³⁾
Z-SMR 28 t/d ¹⁾ Pipeline; G-B 50% Quote 107 t/d ¹⁾ US: 1200 t/d ⁵⁾	1,27 1,01 1,03		0,14 0,14 s. Herst.	2,73 0,67 (290 km) 0,42 (600 km)	0,80 0,80 0,54	4,9 2,6 2,0

Z: Zentral; SMR-Erdgas-Reformierung; E: Elektrolyse; G: Druck H₂; L: Flüssig H₂; G/L-B Gas/Flüssig-Betankung)

¹⁾ [12]; On-Site SMR 200 Nm³/h bei 1000 Stück und 777 €/kW Invest, Erdgas 7 €/GJ (On-Site); ~4-5 €/GJ (Z-SMR)
²⁾ On-Site-Elektrolyse nach RECHLER [12] bei Strom 6 Ct/kWh;
³⁾ On-Site-Elektrolyse nach RECHLER [12] bei Strom 2 Ct/kWh
⁴⁾ [14] Z-SMR Erdgas 3,5 \$/GJ;
⁵⁾ [15] Z-SMR Erdgas 4,5 \$/GJ, 150 km Pipeline, 600 000 \$/km, 2,5 t/d H₂

Abbildung 10
Kosten der Wasserstoffbereitstellung
[12,14,15]

- Zentrale Anlagen auf Erdgasbasis erlauben heute H₂-Kosten (ohne Steuer) an der Tankstelle, die niedriger liegen als Benzin und Diesel. Letztere produzieren allerdings mehr CO₂ bei der Herstellung und Bereitstellung.
- Dezentrale Reformer erlauben keine wirtschaftliche CO₂-Abtrennung und für Wasserstoff per Pipeline angeliefert wäre dies erst bei Substitutionsquoten deutlicher größer 10% sinnvoll.

und regional unterschiedlichen Potenzialen. Im Bereich Forschung und Entwicklung besteht noch großer Handlungsbedarf insbesondere bei der Wasserstoffherstellung und der Bereitstellungslogistik bis hin zum Kunden. Die anstehenden Aufgaben der vorab beschriebenen Lösungsansätze einer Wasserstoffbereitstellung für den Verkehr sind nur zu lösen durch Bündelung der Ressourcen – international, national und regional.

Für ein kurz- bis mittelfristiges Wasserstoff-Angebot müssen vorrangig folgende Forschungs- und Entwicklungsziele bearbeitet werden:

- zentrale Prozesse für die Erschließung fossiler Energieträger mit CO₂-Abtrennung
- dezentrale Anlagen für die On-Site Wasserstoffherzeugung (Elektrolyseure)
- marktfähige Prozesse für die Darstellung erneuerbarer Energieträger
- Wasserstoff-Speicherungssysteme
- Wasserstoff-Infrastruktursysteme verbunden mit Wasserstoff-Management insbesondere an den Kundenstationen
- Bereitstellung marktfähiger Energieumwandlungssysteme mit Brennstoffzellen [4] und ihre peripheren Einheiten

Zusammenfassung und Optionen

Wasserstoff wird zunächst für Nischenbedarfe auf Basis fossiler Energieträger durch Bereitstellung aus zentralen oder dezentralen Anlagen sowie aus Chemieparks und Raffinerien zunehmend mit CO₂-Abtrennung bereit gestellt. Er wird auf unterschiedlichen Transportwegen und mittels stationärer und mobilen Befüllungseinrichtungen für Kraftfahrzeuge und z. B. Kartuschen angeboten. Langfristig nimmt die Bedeutung regenerativ erzeugten Stroms für die direkte Nutzung und für die H₂-Bereitstellung zu, bei oft dezentraler Bereitstellung

Die Bereitstellungskosten für neue Energieträger und den langfristig angestrebten Wasserstoff müssen als Funktion des Brennstoff-Substitutionszieles und der Bereitstellungswege analysiert werden. Erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand ist mittelfristig erforderlich. Staatliche Regulierungen und Life-Cycle-Cost-Analysen [16] sind notwendig. Die Logistik der Wasserstoffbereitstellung ist kosten- und energieintensiv, wenn man dabei Produktion, Konditionierung, Verteilung, Speicherung sowie das Wasserstoff-Management an der Tankstelle (für mobilen Einsatz im Kfz) oder Befüllstation (zur Befüllung von Kartuschen) berücksichtigt. Langfristig muss die hier aufgezeigte fossilbasierte Wasserstofflogistik auf nicht-fossil bzw. regenerativ erzeugten Wasserstoff umgestellt werden.

Literatur

- [1] IEA, World Energy Outlook 2002, OECD/IEA, Paris 2002
- [2] Höhlele, B.; Brennstoffzellensysteme und Wasserstoff als Energieträger; BWK Bd.56 (2004), Nr. 1/2 Höhlele, B., Nitsch, J., Wagner, U., Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen. Brennstoffzellenstudie, Projekt 686, Nr. 657, Schlussbericht, Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V., Frankfurt/M, 1998
- [3] Ramesohl, St. et al., Bedeutung von Erdgas als neuer Kraftstoff im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, September 2003
- [4] TAB-Arbeitsbericht No. 67, Dagmar Oertel und Torsten Fleischer, TA-Projekt Brennstoffzellen-Technologie Endbericht, Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages“, buero@tab.fzk.de
- [5] Well-to-Wheel Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context <http://ies.jrc.cec.eu.int/download/eh>
- [6] Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems - A European Study. L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, September 2002; www.lbst.de/gm-wtw
- [7] Grahl, M., Ökonomische Systemanalyse zum Antrieb von Personenkraftwagen mit Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen unter Verwendung neuer Kraftstoffe. in Beiträge zur Energieforschung, Dissertation.de Verlag im Internet GmbH Berlin, 2001
- [8] Berechnungsmodell für die Bewertung von Fahrzeug-/Kraftstoff-Systemen bezüglich Energiebedarf und Emissionen, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, April 2004

- [9] Höhlelein, B., Isenberg, G., Edinger, R., Grube, Th., Well-to-Wheel efficiencies of different fuel choices, Handbook of Fuel Cells. Herausgeber W. Vielstich, A. Lamm, H.A. Gasteiger, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 2003
- [10] On the Road in 2020 - A Life Cycle Analysis of New Automobile Technologies. Massachusetts Institute of Technology (Cambridge USA), 2000/2003; www.mit.com/e-labNRC [2004] NATIONAL RESEARCH COUNCIL and NATIONAL ACADEMY of ENGINEERING [2004]: The Hydrogen Economy; The National Academies Press; www.nap.edu
- [11] Höhlelein, B.; Grube, T.; Vergleichende Bewertung zukünftiger Fahrzeug-Kraftstoffsysteme, VDI Innovative Fahrzeugantriebe, Dresden 11. und 12. November 2004
- [12] Diplomarbeiten von Reijerkerk, Valentin und Rechler, LINDE GAS, München
- [13] Towards a European Hydrogen Energy Roadmap; Executive Report; www.HyNet.info
- [14] Key questions to be solved to develop an EU Hydrogen Policy; The Hydrogen Economy – a Bridge to Sustainable Energy; Brüssel, 17. Juni 2003
- [15] National Research Council and National Academy of Engineering [2004]: The Hydrogen Economy; The National Academies Press; www.nap.edu
- [16] Ogden, J. M. et al., Societal lifecycle costs of cars with alternative fuels/engines. Energy Policy 32 (2004) 7-27