

# **Power-to-Gas (PtG) im Verkehr**

## **Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven**

Kurzstudie im Rahmen des Auftrags

**Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des  
BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem  
Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie  
und Klima**

des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)

AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, Ausschreibung vom 19.12.2011

Hauptauftragnehmer:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Verkehrsforschung

Rutherfordstraße 2, 12489 Berlin

Tel.: 030 67055-221, Fax: -283

im Unterauftrag:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg

Tel.: 06221 4767-35

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn

Tel.: 089 608110-0

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)

Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

Tel.: 0341 2434-423

Erstellt von

Dr. U. Bünger, H. Landinger, E. Pschorr-Schoberer, P. Schmidt, W. Weindorf (LBST);

J. Jöhrens, U. Lambrecht (ifeu); K. Naumann (dbfz); A. Lischke (DLR)

**München, Heidelberg, Leipzig, Berlin, 19. Mai 2014**



# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	5
1 Hintergrund und Ziel dieser Studie .....	22
2 Energiepolitische Rahmenbedingungen .....	25
3 Power-to-Gas: Grundlagen, Definitionen, zeitliche Entwicklung .....	28
3.1 Begriffsdefinition „Power-to-Gas“ .....	28
3.2 Grundlagen der Power-to-Gas-Technologie .....	29
3.3 Entwicklung von PtG im Verkehrssektor .....	32
4 Spezifischer Energieeinsatz, Umweltwirkungen und Kosten.....	35
4.1 Energieketten .....	35
4.2 Fahrzeuge .....	36
4.3 Ergebnisse der Kraftstoffkettenvergleichs .....	39
4.4 Wasserstoffkosten und konkurrenzfähige Wasserstoffpreise.....	48
4.5 Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas .....	52
4.6 Technisches Potenzial für regenerativ bereitgestelltes CO <sub>2</sub> .....	53
5 Szenarien für die Nutzung von PtG im Verkehr .....	60
5.1 Hintergrund .....	60
5.2 Rahmenbedingungen und Annahmen .....	61
5.3 Ergebnisse der Szenarien Berechnungen .....	64
6 Akteure.....	72
6.1 Elektrizitätsindustrie – Ausreichendes Potenzial für Energiespeicherung, von zentral bis dezentral .....	72
6.2 PKW – Wasserstoff und Brennstoffzellen halbieren Energiebedarf .....	73
6.3 LKW – Methan bietet Potenzial für kurzfristig realisierbare Kraftstoffdiversifizierung auch im Langstreckenbetrieb .....	76
6.4 Mineralölindustrie – Prozesstechnisches Wissen einbringen.....	77
6.5 Erdgasindustrie – Erdgasnetz mit Speichern bereits vorhanden.....	77
6.6 Chemieindustrie – H <sub>2</sub> -Infrastrukturen ausbauen, THG-Emissionen senken.....	79
6.7 Intersektorale Aspekte der Nutzung von Power-to-Gas .....	81
7 Aktivitäten .....	82

7.1 Deutschland .....	82
7.2 Europa .....	84
7.3 Weltweit .....	86
8 Handlungsempfehlungen.....	87
8.1 F&E-Bedarf .....	87
8.2 Marktvorbereitung .....	89
8.3 Politische Maßnahmen.....	90
Anhang I: Detaillierte Annahmen zu den in dieser Studie untersuchten Energieketten .....	94
Otto- und Dieselkraftstoff aus Rohöl .....	94
CNG aus Erdgas .....	95
Druckwasserstoff (CGH <sub>2</sub> ) aus Erdgasdampfpreformierung vor Ort an der Tankstelle .....	97
Komprimiertes EE-Methan aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse und Methanisierung.....	100
Druckwasserstoff (CGH <sub>2</sub> ) aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse vor Ort an der Tankstelle.....	102
Druckwasserstoff (CGH <sub>2</sub> ) aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse zentral an einer Salzkaverne und Verteilung des Wasserstoffs über Pipeline .....	104
Anhang II: Szenarien Annahmen.....	107
Anhang III: Detaillierte Beschreibung der Demonstrationsprojekte .....	109
Aktivitäten in Deutschland .....	109
Aktivitäten in Europa.....	123
Aktivitäten restliche Welt.....	128
Literaturverzeichnis .....	132

# Zusammenfassung

## Hintergrund

Der Verkehrssektor ist auf eine langfristig gesicherte, effiziente, klima- und umweltschonende und bezahlbare Energieversorgung angewiesen. Nicht zuletzt um die Energiewende erfolgreich zu gestalten, braucht der Verkehr Alternativen zu den fossilen, erdölbasierten Kraftstoffen. Im Energiekonzept der Bundesregierung ist das Ziel für den Verkehrssektor festgeschrieben, bis 2020 10% und bis 2050 40% des Endenergiebedarfs gegenüber 2005 einzusparen. Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) hat 2013 vor diesem Hintergrund verschiedene Optionen identifiziert, die für die Energieversorgung des Verkehrs bis 2050 relevant sein werden. Eine dieser Optionen ist die Power-to-Gas-Technologie, deren Potenziale, Chancen und Hemmnisse im Rahmen dieser Kurzstudie untersucht werden.

Mit Power-to-Gas (PtG) wird die Erzeugung eines energiereichen Gases mittels strombasierter Elektrolyse beschrieben. Dabei entsteht in einem ersten Schritt Wasserstoff (E-Wasserstoff), der dann via nachgeschalteter Methanisierung unter Zuführung von CO<sub>2</sub> in synthetisches Methangas (E-Methan) umgewandelt werden kann. Wird ausschließlich erneuerbarer Strom zur Erzeugung eingesetzt, so spricht man von EE-Wasserstoff und EE-Methan. PtG stellt im Zusammenhang mit der zunehmenden Einführung erneuerbaren, d.h. fluktuierend hergestellten Stroms für den Verkehr eine Möglichkeit zum Erreichen der Energiewendeziele (hohe Treibhausgas-Minderungen, Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern) dar. Effizienzverbesserungen an den Fahrzeugen sind zwar weiterhin notwendig, reichen jedoch angesichts des prognostizierten Verkehrswachstums, insbesondere im Güterverkehr, nicht aus.

Bislang wird der Verkehrssektor meist unabhängig vom restlichen Energiesystem betrachtet. Auch aus diesem Grund steht die Diskussion um die Potenziale und die zeitlichen und quantitativen Beiträge verschiedener möglicher Integrationsoptionen für erneuerbare Energien erst am Anfang. Technologische und soziale Innovationen in Verkehr und Mobilität spielen ebenfalls eine wichtige Rolle, da sie Rückwirkungen auf den Kraftstoffbedarf und dessen Zusammensetzung haben. Der Verkehr könnte mit PtG die bisherige Dynamik der Energiewende im Stromsektor aufnehmen, und den weiteren EE-Ausbau perspektivisch durch Systemdienstleistungen unterstützen. Insofern kann der Verkehrssektor mit der Einführung von PtG ein wesentlicher Treiber und Hebel für den weiteren Ausbau (fluktuierender) erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende sein.

## Themen der Kurzstudie/Fragestellung

Die Erkenntnisse aus dieser Studie sollen bei der Beantwortung der Frage helfen, wie, wann, in welchem Ausmaß und mit welchen Klima- und Umweltwirkungen durch PtG erzeugte Kraftstoffe im Verkehrssektor genutzt werden könnten und welche Anforderungen und Möglichkeiten für den Energiesektor damit verbunden sind.

## Ergebnisse der Szenarien

Für diese Kurzstudie wurden drei Szenarien für den Straßenverkehr und die Binnenschifffahrt im Jahr 2050 untersucht:

1. hohe Durchdringung mit Methangasantrieben, aber kein PtG;
2. hohe Durchdringung mit Methangasantrieben, deren Energiebedarf vollständig mittels PtG gedeckt wird; und
3. signifikante Anteile von sowohl Methangas- als auch Brennstoffzellenantrieben, deren Energiebedarf vollständig mittels PtG gedeckt wird.

Trotz der Zunahme der Transport- und Verkehrsleistungen nimmt in allen drei Szenarien der Endenergiebedarf des betrachteten Verkehrs auf Grund der Effizienzsteigerungen bei den Antrieben ab. Allerdings rückt erst mit einem Fokus auf Batterie- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge das Ziel der Bundesregierung einer Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr bis 2050 um ca. 40% gegenüber 2005 in greifbare Nähe (-34% in Szenario 3). Eine vollständige Zielerreichung auch bei steigenden Transport- und Verkehrsleistungen würde folglich eine ambitioniertere Flottendurchdringung mit Elektrofahrzeugen voraussetzen.

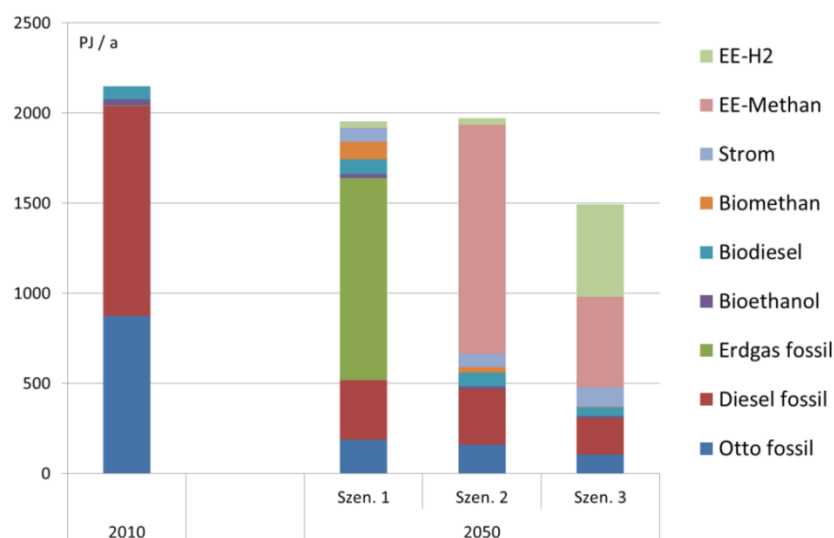
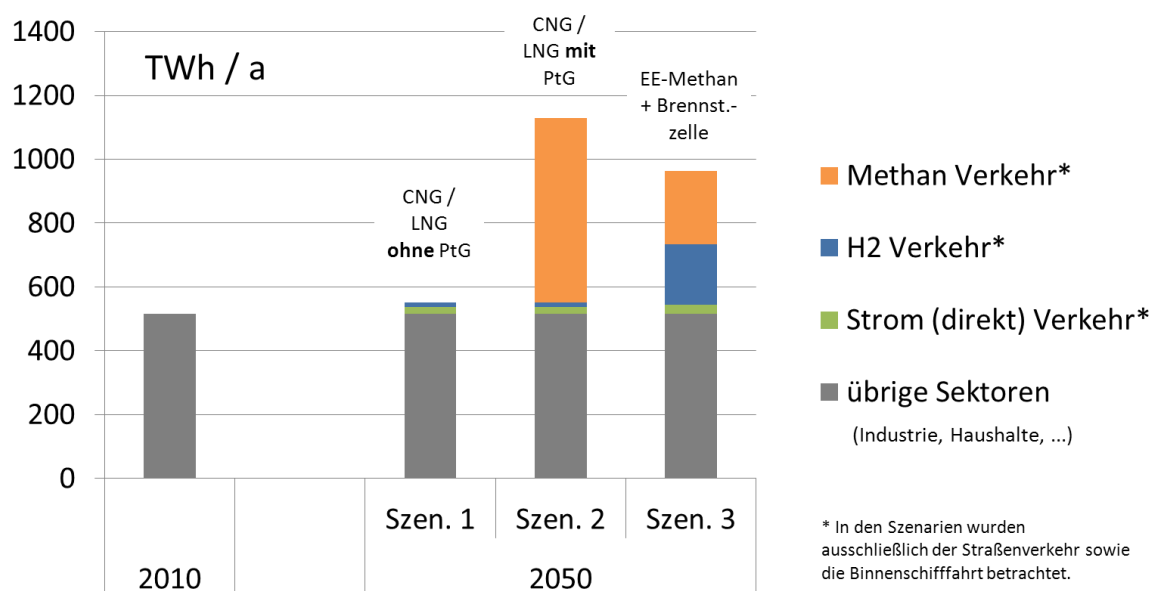


Abbildung: Endenergieverbrauch in Straßenverkehr und Binnenschifffahrt

Gleichzeitig verlagert sich mit der Nutzung von PtG und Batteriestrom der Energiebedarf vom Fahrzeug in die Strom-/Kraftstoffbereitstellung. In den Szenarien 2 und 3 würde daher der Strombedarf des Verkehrssektors (ohne Betrachtung der Sektoren Luftfahrt, Seeschifffahrt und Bahnen) in der Größenordnung des Strombedarfs aller übrigen Sektoren zusammen (Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) liegen.



**Abbildung: Strombedarf in den Szenarien 1–3 (für den Bedarf der übrigen Sektoren wurde der derzeitige Strombedarf für das Jahr 2050 fortgeschrieben)**

Das technische, nachhaltige Potenzial erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland aus Wind, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Geothermie, das für alle Sektoren zur Verfügung steht, liegt konservativ bei etwa 1.000 TWh pro Jahr (siehe MKS-Studie „EE im Verkehr“). Diese Menge würde im Szenario 2 leicht überschritten. Insbesondere dann, wenn noch andere Bereiche des Verkehrs (z.B. Flugverkehr mit PtL) mit erneuerbarer Energie versorgt werden sollen, müssten voraussichtlich zusätzliche Quellen erschlossen werden, wie z.B. der Import von EE-Strom oder EE-Kraftstoffen. Im Szenario 3 mit einem höheren Anteil von batterieelektrischen Antrieben und Brennstoffzellen kann diese Problematik etwas entschärft werden.

### Energiepolitische Ziele

Sollte der Straßenverkehr bei weiter steigenden Verkehrsleistungen im Jahr 2050 zu großen Teilen mit PtG-Energieträgern betrieben werden, so ergeben sich daraus Steigerungen des gesamten Strombedarfs in einer Größenordnung von 50% bis über 100% gegenüber der heutigen Stromnachfrage. Diese Stromnachfrage mit erneuerbaren Energien zu decken,

bedeutet enorme planerische, wirtschaftliche und infrastrukturelle Herausforderungen. Es sollten daher auch alle zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Reduktion des Energiebedarfes im Verkehr und zur Steigerung der Fahrzeugeffizienz genutzt werden.

Die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen ist technologisch bedingt deutlich energieeffizienter als die Nutzung von EE-Methan in Verbrennungsmotoren und sie trägt damit zur effizienteren Nutzung erneuerbarer Energien bei, stellt aber gleichzeitig höhere technische und ökonomische Anforderungen an Fahrzeuge und Infrastruktur als heute etablierte Systeme. Aus energiepolitischen Gründen ist Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen daher dem Einsatz von EE-Methan perspektivisch vorzuziehen, insbesondere dort, wo der Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen nicht in Betracht kommt.

In Richtung einer langfristigen Vollversorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien reicht Netzausbau alleine nicht aus. Energiespeicherkapazitäten in Batterien für kurze Zeiten sowie in Form von PtG für die längerfristige Energiespeicherung werden als zusätzliche Option benötigt. Mittelfristig wird PtG von den Energieversorgern als eine Möglichkeit gesehen, um die Folgen von Netzengpässen abzumildern, die sich z.B. aus mangelnder Akzeptanz von Netzausbaumaßnahmen ergeben könnten. Die EE-Kraftstoffproduktion kann Netzsystemdienstleistungen mittel- und langfristig technisch ermöglichen, sowohl in zentralen als auch in dezentralen Konzepten.

## **Klimaziele**

Die Szenarien-Analyse zeigt, dass selbst bei hohen Effizienzverbesserungen insbesondere von PKW mit Verbrennungsmotoren (Szenario 1) nur eine Minderung der THG-Emissionen von 24% zwischen 2010 und 2050 erreicht werden kann.

Es zeigt sich außerdem, dass die Nutzung von Wasserstoff aus fossilem Erdgas und Nutzung im Brennstoffzellenfahrzeug im Vergleich zur direkten Nutzung von Erdgas im CNG-Fahrzeug die Treibhausgasemissionen beim PKW bereits um nahezu 25% reduzieren kann. Die Energieaufwendungen für die Erdgas-Dampfreformierung werden durch die hohe Effizienz der Brennstoffzelle überkompensiert. Beim Fern-LKW fällt dieser Vorteil mit ca. 5% deutlich geringer aus wegen der hohen Effizienz des Dieselantriebs im Langstreckeneinsatz. Es ist zu beachten, dass dieser Pfad Investitionen in Anlagen zur Erdgasdampfreformierung erforderlich macht und seine Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung des Erdgaspreises abhängt. Zudem sind die erzielbaren Treibhausgasminderungen gegenüber erneuerbaren Pfaden begrenzt.

Der Einsatz von PtG-Technologien, mit denen Methan vollständig aus erneuerbarem Strom erzeugt wird, führt zu einer Reduktion der THG-Emissionen um 73% gegenüber 1990 (Sze-



nario 2). Mit der Verringerung des Strombedarfs durch einen verstärkten Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen sowie Brennstoffzellenfahrzeugen (Szenario 3) vermindern sich beim Einsatz von 100% erneuerbarer Energie die THG-Emissionen weiter auf -82% gegenüber 1990. Die restlichen Emissionen entstehen beim Betrieb der mit fossilen Kraftstoffen betriebenen Fahrzeuge.

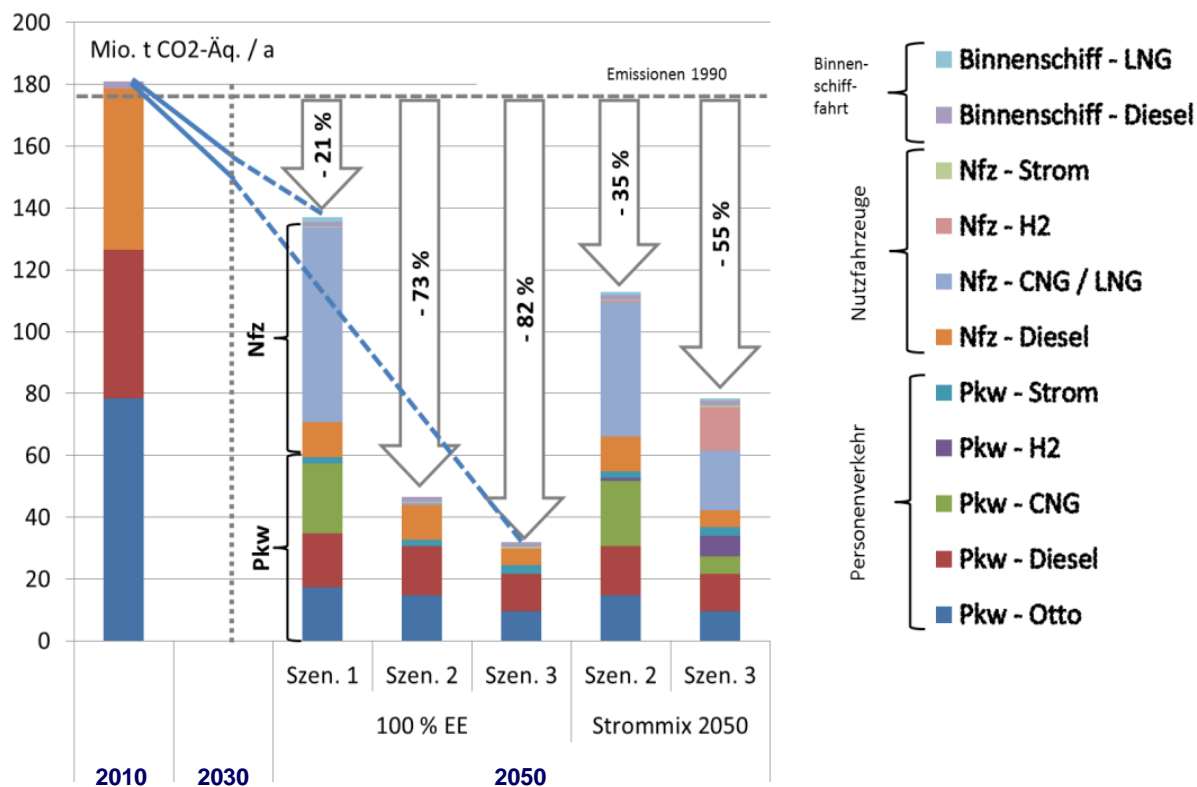


Abbildung: THG-Emissionen in Straßenverkehr und Binnenschifffahrt

Das CO<sub>2</sub> für die Methanisierung kann entweder aus biogenen oder industriellen Prozessen oder energieaufwändiger aus der Luft gewonnen werden. Das theoretische Potenzial liegt heute bei ca. 17 Mio. t (biogen) beziehungsweise 20 Mio. t (aus industriellen Prozessen) pro Jahr in Deutschland. Damit ließen sich ca. 185 TWh<sub>chem</sub> EE-Methan erzeugen. Dem steht ein Bedarf an EE-Methan von 350 TWh<sub>chem</sub> in Szenario 2 beziehungsweise 140 TWh in Szenario 3 gegenüber. Damit überschreitet der CO<sub>2</sub>-Bedarf in einem Verkehrsszenario auf Basis von EE-Methan (Szenario 2) das verfügbare Angebot (biogen und industriell) deutlich; weitere CO<sub>2</sub>-Potenziale müssten mit zusätzlichem Energieaufwand aus der Luft gewonnen werden.

## Kosten

Die Analysen in Kapitel 4 zeigen, dass die entscheidenden Kostenfaktoren bei der PtG-Nutzung die Investitionskosten für die Elektrolyseure sowie die Strombezugskosten sind. Mittelfristig erscheint eine wirtschaftlich attraktive Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor aus PtG möglich, der damit als Treiber für Technologien und den Ausbau einer Elektrolyseinfrastruktur wirken könnte. Da die Kostendeckung von PtG im Verkehr voraussichtlich deutlich früher als in anderen Sektoren erreicht wird, kann der Ausbau der Wasserstoff- und Methanproduktion zu einer schnelleren Reduktion der Kosten führen, wovon auch andere Sektoren profitieren würden.

Ein Vorteil von E-Methan besteht in der prinzipiellen Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-neutralen Herstellung. Solange diese sich allerdings nicht im Preis widerspiegelt, kann für keine der genannten Anwendungen ein Markt entstehen. Dieses gilt auch im Transportsektor: Die Wirtschaftlichkeit von Methan-Pfaden aus PtG ist wegen der deutlichen Effizienzverluste entlang der Versorgungskette EE-Strom zum gefahrenen Kilometer für alle Einsatzbereiche schlechter als für Wasserstoff aus PtG. Im Falle der Methanherzeugung aus PtG kann jedoch als weiterer Vorteil die für Erdgas bestehende Infrastruktur uneingeschränkt verwendet werden, während sie für die Verteilung von Wasserstoff erst gebaut werden müsste.

PtG-Anlagen, die Wasserstoff durch Wasserelektrolyse oder Methan durch Elektrolyse und anschließende Methanisierung erzeugen, sind nach dem Energiewirtschaftsgesetz §118 Absatz 6 für 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit. Dabei muss im Gegensatz zu anderen Speichertechnologien die entnommene elektrische Energie nicht wieder in das Entnahmenetz eingespeist werden. Zudem ist nach §9a des Stromsteuergesetzes Strom, der für die Elektrolyse entnommen wurde, von der Stromsteuer befreit. Aktuell wären aber zunächst die Befreiung von Letztverbraucherabgabe sowie eine preisliche Reflexion von potenziellen Flexibilitätsdienstleistungen von Power-to-Gas-Anlagen für das Stromnetz zu gewährleisten, damit die PtG-Technologie zur Treibhausgasreduktion relevant beiträgt. Perspektivisch ist ein weiterer Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms notwendig. An dessen Finanzierung sollte sich der Verkehrssektor grundsätzlich beteiligen.

## **Kernbotschaften zu den Perspektiven von PtG**

PtG stellt im Ergebnis dieser Studie eine gute Option für den Verkehrssektor dar:

- die Primärenergiebasis zu diversifizieren und dadurch die Ölimportabhängigkeit zu mindern,
- die THG-Emissionen signifikant zu reduzieren,
- erneuerbarem Strom in den Verkehrssektor einzuführen,
- die Marktdurchdringung mit alternativen Antrieben zu begünstigen,
- von der Dynamik der Energiewende im Stromsektor zu profitieren und diese zusätzlich langfristig durch Systemdienstleistungen zu unterstützen.

Für die Erschließung der Potenziale von PtG im Verkehrssektor ergeben sich kurz- bis mittelfristig drei wesentliche Handlungsfelder:

1. Erstens bedarf es zur technischen Anwendungsreife noch gezielter Forschung, Entwicklung und Validierung.
2. Zweitens sind zur Marktvorbereitung wirtschaftlich interessante Anwendungsfälle für die Power-to-Gas-Technologie zu identifizieren und dafür Geschäftsmodelle zu entwickeln, auch unter Einbeziehung von Synergien mit den anderen Energiesektoren.
3. Drittens sind die politischen Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass sie solche Geschäftsmodelle unterstützen, die zur Erreichung der mit Power-to-Gas verbundenen politischen Ziele beitragen.

Aus Sicht des Energiesystems ergeben sich für den Einsatz von PtG klare Präferenzen:

- Langfristig besitzt ausschließlich die chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder Methan genügend Potenzial, um die erforderlichen Energiespeichermengen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Netz verfügbar zu machen.
- PtG bietet mittelfristig lediglich Geschäftsmöglichkeiten für den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff im Transportsektor. In allen anderen Sektoren (Strom, Gas, Industrie, Methan als Kraftstoff) erscheint PtG auch längerfristig nicht wirtschaftlich.
- Dem Transportsektor kommt also hier eine wichtige Rolle als Vorreiter und Impulsgeber von wasserstoffbasierten PtG-Pfaden sowie beim Aufbau einer entsprechenden Wasserstoffinfrastruktur zu. Davon würden das Energiesystem sowie alle anderen Sektoren langfristig profitieren.

## F&E

- Die Anstrengungen zur Hebung von Effizienzsteigerungs- und Kostenreduktionspotenzialen bei den unterschiedlichen Elektrolysetechniken sind konsequent fortzuführen.
- Zur Steigerung der Nutzerakzeptanz sind eine größere CNG-Modellvielfalt bei PKW und eine Weiterentwicklung von schweren Nutzfahrzeugantrieben nötig.
- Die Regelwerke für den Betrieb der Netze sind zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen, insb. bzgl. der Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz sowie der Möglichkeiten für den Betrieb einzelner Netzteile mit fluktuierenden Wasserstoff-Zumischraten.

## Marktvorbereitung

- Zur Marktvorbereitung bedarf es weiterer detaillierter Wirtschaftlichkeitsanalysen für den Einsatz von Wasserstoff in unterschiedlichen Märkten.
- Besondere Bedeutung kommt der wirtschaftlichen Bewertung indirekter Auswirkungen von PtG (z.B. Netzdienstleistungen) zu, für die bisher nur wenige Analysen vorliegen.
- Der Dialogprozess zwischen den Akteuren sollte weiter vorangetrieben werden, um frühzeitig Synergien zu identifizieren und Akteurskooperationen anzuregen.
- Ein weiterer wichtiger Pfeiler sind dezentrale PtG-Konzepte, zum Beispiel direkt an Wasserstofftankstellen. Dezentrale Lösungen bieten darüber hinaus EE-Integrationsleistungen bis hinunter auf der Niederspannungsverteilstzebene und können auch zur Versorgung von dezentralen stationären Anwendungen genutzt werden.
- Neben der Beantwortung technischer Fragen besteht Bedarf zur Entwicklung von Geschäftsmodellen insb. zum Aufbau, Ausbau und Betrieb der PtG-Infrastrukturen (Netz und Tankstellen).
- Es sind Synergien und Finanzierungsmöglichkeiten zu prüfen, die sich aus ohnehin mittelfristig geplanten Infrastrukturinvestitionen ergeben, zum Beispiel infolge der EU-Infrastrukturrichtlinie Clean Power for Transport.
- Dazu gilt es, die bereits etablierten Strukturen für die europäische Zusammenarbeit (Hydrogen Infrastructure for Transport - HIT) sowie die internationale Zusammenarbeit (International Partnership for Hydrogen in the Economy - IPHE) zu nutzen. Ein Infrastrukturaufbau von Wasserstofftankstellen im deutschen Alleingang erscheint wenig zielführend.

## Politische Maßnahmen

- Entwicklung einer sektor übergreifenden PtG-Roadmap, welche die wirtschaftlichen Optionen einer gemeinsamen Wasserstoff-Infrastrukturnutzung und die dafür erforderlichen Mengengerüste und Kosten entwickelt.
- Integration von PtG in die Kraftstoffgesetzgebung.
- Im Rahmen einer PtG-Strategie für den Verkehr auf Basis erneuerbarer Energien sollten die Ausbauziele für erneuerbaren Strom frühzeitig nach oben angepasst werden. Außerdem sollten Mechanismen entwickelt werden, mit denen der Ausbau erneuerbarer Energien an die Nachfrage nach PtG-Kraftstoffen im Verkehr gekoppelt werden kann.
- Eindeutige Zielsetzungen für die Reduktion von THG-Emissionen im Verkehr auf dem Pfad bis 2050 (wie das in den anderen Energiesektoren bereits geschehen ist).
- Anforderungen an PtG-Kraftstoffe gegenüber dem Referenzkraftstoff bzgl. der zu erzielenden THG-Reduktion.
- Besondere Vergünstigungen, zum Beispiel zur Marktvorbereitung (wie beispielsweise eine Mehrfachanrechnung auf die Biokraftstoffquote), degressiv und zeitlich befristet bzw. justierbar gestalten.
- Mehrfachanrechnung von PtG-Kraftstoffen: Die EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (RED) strebt bis zum Jahr 2020 einen erneuerbaren Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr von 10% an. Für den Fall einer Mehrfachanrechnung von PtG-Kraftstoffen innerhalb dieser Quote sollte die angerechnete PtG-Menge entsprechend dem Anteil des verwendeten erneuerbaren Stroms bestimmt werden. Zudem müssen Wasserstoff und Methan separat betrachtet werden. Bei Wasserstoff ist eine Mehrfachanrechnung aufgrund der höheren Effizienz des Brennstoffzellen-Antriebs begründbar.
- Auf politischer Ebene sollten Kooperationen mit anderen Ländern angestrebt werden, die ähnliche Voraussetzungen für PtG mitbringen bzw. ein ähnliches Interesse zeigen (zum Beispiel in Europa die Niederlande und weltweit Japan).

## Für eine erfolgreiche PtG-Strategie muss sichergestellt werden, dass:

- eine aus Kosten-, Umwelt- und Nutzungsgründen optimale Mischung von direkt elektrisch betriebenen Fahrzeugen, Brennstoffzellenfahrzeugen und konventionellen Fahrzeugen erreicht werden kann;
- die benötigten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen (unter wirtschaftlich, technisch und ökologisch nachhaltigen Bedingungen; unter Berücksichtigung von sowohl Inlandsproduktion und gegebenenfalls auch Importen);

- zur Deckung der Nachfrage ein möglichst hoher Anteil erneuerbarer Energie verwendet wird (da bereits geringe Mengen an fossilem Strom die Klimabilanz merklich verschlechtern);
- weitere Maßnahmen, z.B. zur Verkehrsoptimierung und -vermeidung, zur Reduktion des Energiebedarfs des Verkehrs, umgesetzt werden.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Netzeinspeiseebenen in Deutschland installierter, erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen (Quelle: LBST auf Basis von [DGS 2013]).....	26
Abbildung 2:	Schematische Darstellung der PtG- und PtL-Energieketten.....	29
Abbildung 3:	Schematische Darstellung der Energieflüsse bei der Nutzung von PtG in unterschiedlichen Energiesektoren (Quelle: LBST) .....	30
Abbildung 4:	Im Rahmen dieser Studie untersuchte Kraftstoffversorgungsketten.....	36
Abbildung 5:	Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ PKW, 2030 (Erläuterungen im Anhang der Studie) .....	39
Abbildung 6:	Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ LKW, 2030 (Erläuterungen im Anhang der Studie) .....	40
Abbildung 7:	Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ PKW, 2030 (Basis: erneuerbarer Strom, Erläuterungen im Anhang der Studie) .....	41
Abbildung 8:	Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ LKW, 2030 (Basis: erneuerbarer Strom, Erläuterungen im Anhang der Studie) .....	42
Abbildung 9:	Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ pro km für PKW in Abhängigkeit vom Strommix bzw. dessen CO <sub>2</sub> -Intensität .....	43
Abbildung 10:	Versauerungspotenzial resultierend aus der Emission von SO <sub>2</sub> und NO <sub>x</sub> „Well-to-Wheel“ PKW, 2030 .....	45
Abbildung 11:	Versauerungspotenzial aus der Emission von SO <sub>2</sub> und NO <sub>x</sub> „Well-to-Wheel“ LKW, 2030 .....	46
Abbildung 12:	Kraftstoffgestehungskosten „Well-to-Wheel“ PKW, 2030 .....	47
Abbildung 13:	Kraftstoffgestehungskosten „Well-to-Wheel“ LKW, 2030 .....	48
Abbildung 14:	Wasserstoffgestehungskosten für 2030 und Kostenbandbreiten konkurrierender Lösungsangebote je Marktsektor nach Tabelle 2.....	52
Abbildung 15:	Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland differenziert nach Aufbereitungskapazität (Nm <sup>3</sup> Biomethan/h) [DBFZ et al. 2013].....	56

Abbildung 16: Regionale Verteilung der Biomasseheizkraftwerke und Holzvergaseranlagen je Postleitzahlengebiet in Deutschland [DBFZ et al. 2013] .....	58
Abbildung 17: Endenergieverbrauch in Straßenverkehr und Binnenschifffahrt .....	65
Abbildung 18: Strombedarf in den Szenarien 1–3. Für den Bedarf der übrigen Sektoren wurde der derzeitige Strombedarf für das Jahr 2050 fortgeschrieben.....	66
Abbildung 19: THG-Emissionen in Straßenverkehr und Binnenschifffahrt .....	68
Abbildung 20: Verteilung der Power-to-Gas Projekte in Deutschland .....	84
Abbildung 21: Prinzipieller Aufbau einer CGH <sub>2</sub> -Tankstelle.....	99
Abbildung 22: Elektrolyseanlage am Kraftwerk Niederaußem (Quelle: RWE) .....	110
Abbildung 23: Kompaktbiogasanlage „EUCOlino“ in Schwandorf (Quelle: MicrobEnergy GmbH).....	111
Abbildung 24: PtG Anlage am ZSW in Stuttgart (Quelle: ZSW Stuttgart).....	113
Abbildung 25: Schema der PtG Anlage kombiniert mit Biogas (Quelle: IWES).....	114
Abbildung 26: PtG Anlage von ENERTRAG in Prenzlau (Quelle: ENERTRAG) .....	115
Abbildung 27: Wasserstoff Tankstelle mit PV in Freiburg (Quelle: LBST) .....	121
Abbildung 28: PtG Anlage auf Korsika (Quelle: McPhy Energy, Photo: Sebastien Aude, Balloide Photo) .....	125



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kraftstoffverbrauch und Emissionen der Fahrzeuge „Tank-to-Wheel“ 2025-2030 .....	38
Tabelle 2:	Konkurrenzfähige Wasserstoffgestehungskosten für unterschiedliche Absatzmärkte .....	50
Tabelle 3:	Abschätzung des theoretischen CO <sub>2</sub> -Potenzials aus Biogas in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012.....	55
Tabelle 4:	Abschätzung des theoretischen CO <sub>2</sub> -Potenzials aus Biomasseheizkraftwerken in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012...57	
Tabelle 5:	CO <sub>2</sub> aus industriellen Prozessen (Mio. t/a).....	59
Tabelle 6:	CO <sub>2</sub> -Potenziale und daraus resultierende Potenziale für die Produktion von synthetischem Methan in Deutschland.....	59
Tabelle 7:	Annahmen zu Flottenzusammensetzung und eingesetzten Energieträgern .....	62
Tabelle 8:	Anteile Energieträger an den Fahrleistungen (PKW) bzw. Transportleistungen (Nutzfahrzeuge und Binnenschiffe) in den Szenarien .....	63
Tabelle 9:	Anteil von PtG in den Szenarien .....	63
Tabelle 10:	Energieeinsatz und Emissionen bei der Bereitstellung von Benzin und Diesel aus Rohöl 2010 .....	94
Tabelle 11:	Kosten für Otto- und Dieselmotoren (ohne Steuern).....	95
Tabelle 12:	Energieflüsse und Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas.....	95
Tabelle 13:	Technische und ökonomische Daten einer typischen CNG-Tankstelle .....	97
Tabelle 14:	Energieströme und Emissionen bei der Produktion von H <sub>2</sub> über Erdgasdampfreformierung.....	98
Tabelle 15:	Technische und ökonomische Daten für eine CGH <sub>2</sub> -Tankstelle (für Kombination mit Dampfreformierung vor Ort) .....	99
Tabelle 16:	Energie und Stoffströme bei der Produktion von Methan aus H <sub>2</sub> und CO <sub>2</sub> .102	
Tabelle 17:	Technische und ökonomische Daten einer typischen CGH <sub>2</sub> -Tankstelle (für Kombination mit Elektrolyse vor Ort) .....	103

Tabelle 18:	Technische und ökonomische Daten einer typischen Salzkaverne, inklusive obertägiger Anlagen.....	105
Tabelle 19:	Technische und ökonomische Daten H <sub>2</sub> -Pipelinennetz.....	105
Tabelle 20:	Technische und ökonomische Daten einer typischen CGH <sub>2</sub> -Tankstelle (für Kombination mit H <sub>2</sub> -Anlieferung über Pipeline).....	106
Tabelle 21:	In Betrieb befindliche Wasserstofftankstellen in Europa (ohne Deutschland) mit Wasserstofferzeugung vor Ort .....	127
Tabelle 22:	In Betrieb befindliche Wasserstofftankstellen weltweit (ohne Europa) mit Wasserstofferzeugung vor Ort.....	130

## Abkürzungsverzeichnis

BEV	Battery Electric Vehicle (Batteriefahrzeug)
BGA	Biogasaufbereitung
BHKW	Blockheizkraftwerk
CGH <sub>2</sub>	Compressed Gaseous Hydrogen (Druckwasserstoff)
CH <sub>4</sub>	Methan
CNG	Compressed Natural Gas (Druckerddgas)
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DÄ	Dieseläquivalent
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EE	Erneuerbare Energien
E-H <sub>2</sub>	Wasserstoff hergestellt aus Strom
EE-H <sub>2</sub>	Wasserstoff hergestellt aus erneuerbarem Strom
E-CH <sub>4</sub>	Methan hergestellt aus Strom
EE-CH <sub>4</sub>	Methan hergestellt aus erneuerbarem Strom
€/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	Euro pro Kilogramm Wasserstoff
GWh	Gigawattstunde (= 1 Million kWh)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
H <sub>2</sub>	Hydrogen (Wasserstoff)
H <sub>i</sub>	Unterer Heizwert
HIT	Hydrogen Infrastructure for Transport (TEN-T Program)
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
i.N.	Im Normalzustand
IWES	Institut für Windenergie & Energiesystemtechnik
IPHE	International Partnership for Hydrogen in the Economy
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde (Energieeinheit)

LKW	Lastkraftwagen <sup>1</sup>
LNG	Liquefied Natural Gas (Verflüssigtes Erdgas)
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MWh	Megawattstunde (= 1000 kWh)
N <sub>2</sub> O	Lachgas
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NMVOG	Non-methane volatile organic compounds (Flüchtige Organische Verbindungen, ohne Methan)
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonenaustauschermembran)
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquids
PV	Fotovoltaik
SMR	Steam Methan Reforming
SNG	Synthetic Natural Gas
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TREMODO	Transport Emission Model
TWh	Terawattstunde (= 1 Milliarde kWh)
US\$/bbl	U.S. Dollar pro Barrel Rohöl
VDE	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
vol%	Volumenprozentanteil
WEA	Windenergieanlage

---

<sup>1</sup> In dieser Studie wurden für WtW-Analysen LKW mit 40 t zulässigem Gesamtgewicht betrachtet; für Szenarien wurden alle LKW der N3-Klasse von 12–40 t zulässigem Gesamtgewicht betrachtet.

WtT/WtW      Bezogen auf "Well-to-Tank" (Quelle zum Tank) bzw. "Well-to-Wheel"  
(Quelle zum Rad)

ZSW            Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-  
Württemberg

# 1 Hintergrund und Ziel dieser Studie

## Hintergrund

Der Energiesektor hat sich erst in den letzten Jahren verstärkt mit dem Thema Energiespeicherung als mögliche Flexibilisierungsmaßnahme im Zusammenhang mit der zunehmenden Einführung erneuerbaren, d.h. fluktuierend, hergestellten Stroms befasst. Ein Ausgangspunkt war die VDE-Energiespeicherstudie [VDE 2008], nach der ausschließlich energiereiche Gase und insbesondere Wasserstoff ein ausreichendes Potenzial für die Speicherung großer Energiemengen aus Stromüberschüssen über Wochen besitzen. Nach 2011 wurde dann in Folge der von der Bundesregierung ambitioniert formulierten Ausbauziele für erneuerbare Energien (EE) [UBA 2012] vermehrt die PtG-Technologie mit der Speicherung von Elektrizität in Form von Wasserstoff und/oder synthetisch hergestelltem Methan als wichtigste Komponente analysiert [dena 2012], [ISE 2012], [ISE 2013], [VKU 2013], [Bayern 2013], [IWES 2014]. Der Verkehrssektor spielte bei diesen Analysen bisher keine zentrale Rolle, insbesondere auch, weil die Begriffe „Power-to-Gas“ und „Power-to-Methane“ zunehmend synonym verwendet werden [Öko-Institut 2014].

Erst später und im Rahmen zahlreicher Systemstudien wurde darauf hingewiesen, dass kurzfristig relevantere Geschäftsfälle in der Nutzung von PtG als Kraftstoff für den Verkehrssektor liegen könnten. Dabei wurde sowohl die Nutzung von Methangas als CNG in Erdgasfahrzeugen mit Verbrennungsmotor als auch von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen untersucht. Beides wird derzeit in zahlreichen Demonstrationsprojekten ausgetestet, die meisten davon in Deutschland.

Neben den Energiespeicheraspekt trat also die Einsicht, dass PtG eine viel umfassendere Bedeutung bei Anwendung im gesamten Energiemarkt haben könnte. Über die Nutzung gemeinsamer Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen kann dem Verfahren sogar die Rolle eines Bindeglieds zwischen allen Energiesektoren zukommen. Genauso wie Methan in Form von Erdgas heute, könnte künftig auch Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in allen Energiesektoren eingesetzt werden, d.h. neben seiner potenziellen Rolle als Kraftstoff im Verkehr auch als Chemierohstoff und z.B. mittels Brennstoffzellen zur Kraft-Wärme-Kopplung oder auch zur Versorgung von Haushalten mit Strom und Wärme.

Für den Verkehrssektor ist das Thema PtG jedoch nicht neu, wenn auch nicht unter diesem Begriff. Hier ist der Einsatz von vornehmlich erneuerbar erzeugtem Strom via Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff als gasförmiger Kraftstoff und seine Verwendung in hocheffizienten Brennstoffzellenantrieben bereits seit Jahren ein fester Bestandteil der Kraftstoffstrategie der Bundesregierung [MKS 2004].

## Ziel

Ziel dieser Studie ist ein besseres Verständnis der technisch-wirtschaftlichen Randbedingungen, der Umwelteffekte und der Potenziale für den Einsatz von PtG im Verkehrssektor im Vergleich seiner Ausprägungen Wasserstoff und synthetischem Methangas. Die Begründung des Einsatzes von PtG für den Verkehrssektor ergibt sich, ähnlich wie für andere Kraftstoff- bzw. Antriebsalternativen, aus den folgenden politischen Zielen:

- Reduktion der Abhängigkeit der Mobilität vom Erdöl und
- Erfüllung der THG-Reduktionsziele im Verkehr bei prognostiziertem starkem Wachstum, insbesondere im Güterverkehr.

Im Bewusstsein knapper werdender Energie- und Materialressourcen bedeuten diese Ziele auch einen effizienten Umgang mit der Ressource erneuerbarer Strom.

Der Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Methangas aus PtG wird im Rahmen dieser Studie insbesondere aus Sicht der Mobilitätsanwendung analysiert. Wo erforderlich werden auch die Unterschiede zum Einsatz von PtG in anderen Energiesektoren berücksichtigt. Diese Studie geht daher folgenden Fragen nach:

- Zu welchen Kosten können Wasserstoff und Methan aus PtG im Jahr 2030 (frühester breiter Markteintritt) erzeugt werden und wie vergleichen sich diese mit den jeweiligen Referenzsystemkosten?
- Wie vergleichen sich die Kraftstoffgestehungskosten für PKW und LKW pro km bei der Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen und von Methan im Verbrennungsmotor?
- Welche Umweltwirkungen sind mit der Herstellung und Nutzung von Wasserstoff und Methan im Verkehr im Vergleich zur Nutzung von Diesel- und Otto-Kraftstoff bzw. CNG verbunden?
- Wie wirkt sich eine weitergehende Nutzung von auf Strombasis erzeugtem Wasserstoff und Methan auf den Strombedarf sowie auf die Treibhausgasemissionen in Deutschland aus?
- Welche Akteure im Energie- und Transportsektor haben sich zu dem Thema PtG in Deutschland bereits aufgestellt und welches sind deren mögliche Beiträge?
- Welche Aktivitäten in Form von Demonstrationsprojekten wurden in Deutschland auch im Vergleich mit der Entwicklung in anderen Ländern bereits angestoßen und welche Rolle hat Deutschland bei PtG im Verkehrssektor?
- Welche konkreten Handlungsempfehlungen leiten sich aus diesen Analysen ab?

Für die dieser Kurzstudie zu Grunde liegenden Analysen wurde der aktuelle Erkenntnisstand in Industrie und Wissenschaft berücksichtigt, der weitere Analysebedarf beziehungsweise Handlungsoptionen werden aufgezeigt.

Nach einer **begrifflichen und historischen Einführung** in Kapitel 3 wird zunächst der aktuelle **technische und ökonomische Stand** von PtG skizziert und eine Analyse der **Umweltwirkungen** für PKW und LKW im Vergleich zu konventionellen Energieträgern vorgenommen (Kapitel 4). Darauf aufbauend werden **Szenarien** dargestellt, um die Wirkung eines verstärkten Einsatzes von PtG im Verkehrssektor auf den Strombedarf und die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors abzuschätzen (Kapitel 5). Nach der Sicht relevanter **Akteure** auf PtG (Kapitel 6) und einer Darstellung aktueller **Pilotvorhaben** (Kapitel 7) werden abschließend **Handlungsempfehlungen** für Forschung, Wirtschaft und Politik abgeleitet (Kapitel 8).



## 2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

In einem durch fluktuierende erneuerbare Quellen geprägten Energiesystem müssen Energieangebot und -nachfrage aufeinander abgestimmt werden. Power-to-Gas (PtG) kann durch seine flexible Produktion und Speicherfähigkeit eine wichtige Rolle spielen. Dabei eignet sich PtG vor allem für die Langzeitspeicherung, also zum Ausgleich längerfristiger Schwankungen des Energieangebots.

### **Wann wird Power-to-Gas im Stromnetz als Speicheroption sinnvoll?**

Bisher durchgeführte Simulationen des Stromnetzes für unterschiedliche Ausbaugrade erneuerbarer Energien zeigen, dass eine Langfristspeicherung von Elektrizität erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien (ab ca. 60-70%) in nennenswertem Umfang notwendig ist [VDE 2012], [DLR 2012], [NEP 2013]. Dabei wurden jedoch vereinfachende Annahmen zu Grunde gelegt (z.B. Netz als Kupferplatte, Fokussierung auf Übertragungsnetzebene, alleinige Betrachtung des Stromsektors ohne Schnittstellen zu anderen Verbrauchssektoren, wie z.B. Kraftstoffproduktion für den Verkehr).

Die Diskussion um die Potenziale und die zeitlichen und quantitativen Beiträge verschiedener möglicher EE-Integrationsoptionen steht erst am Anfang. Heute noch divergierende Einschätzungen konvergieren absehbar erst mit zunehmendem Konsens über die mittel- bis langfristigen EE-Ausbauziele. Technologische und soziale Innovationen in Verkehr und Mobilität spielen dabei ebenfalls eine gewichtige Rolle, da sie Rückwirkungen auf den Kraftstoffbedarf und dessen Zusammensetzung haben. Dabei können auf die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien und die Kraftstoffproduktion ausgerichtete Maßnahmen wie Netzausbau, Nachfrageflexibilisierung und Energiespeicher kurzfristig auch die Integration inflexibler, thermischer Kraftwerke sowie Stromhandelsflüsse begünstigen [VDE 2012], [Gerbaulet 2013], [eclareon 2012]. Weiterführende Untersuchungen zur Entwicklung des Stromnetzes sind jedoch nicht Bestandteil dieser Studie. Aus diesem Grund stützen wir uns hier auf die Ergebnisse der BMU-Leitstudie 2011 [DLR 2012].

Laut Energiekonzept der Bundesregierung wird ein Anteil von 65% erneuerbarer Energie im Stromnetz etwa für das Jahr 2040 angestrebt. Die BMU-Leitstudie 2011 (Szenario A) sieht einen solchen Anteil bereits etwa 10 Jahre früher: Aus der Perspektive des deutschen Stromsystems als Ganzem wird danach ein Bedarf an längerfristiger Speicherkapazität (im Wochen- bis Monatsbereich) voraussichtlich erst in etwa 20 Jahren zu einem signifikanten Treiber für den Einsatz der PtG-Technologie sein. Andererseits kommt es bereits heute zeitweise zu „Überschüssen“ in der Erzeugung von erneuerbarem Strom, die dann mitunter zu negativen Börsenstrompreisen führen. Eine wirtschaftliche machbare Erzeugung von PtG im

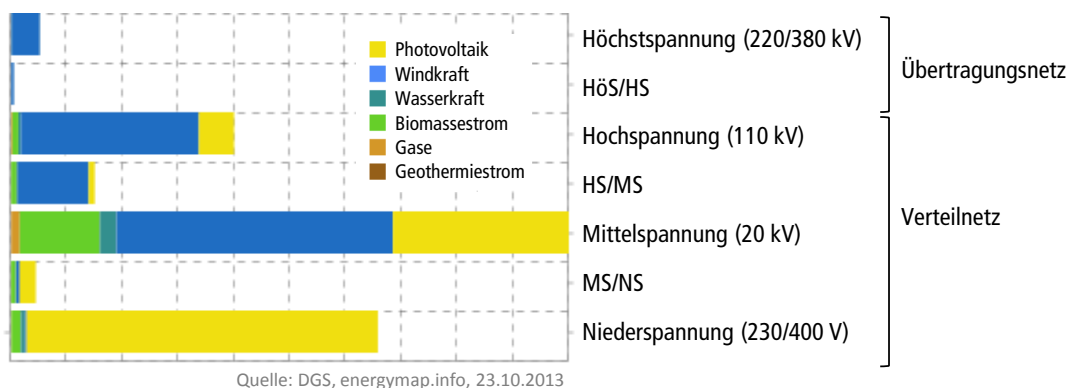
Stromsektor ist aber derzeit nicht abzusehen aufgrund der noch geringen Mengen an ‚Überschüssen‘ und noch ausreichend vorhandener ‚gesicherter Leistung‘ (siehe Kapitel 4). Hier stellt sich die Frage, ob der Bedarf des Verkehrs an Wasserstoff bzw. Methan bereits zu einem früheren Zeitpunkt als Treiber für PtG fungieren (v. a. wegen der abweichenden Kostenstruktur im Verkehrsbereich) und gleichzeitig Synergien mit dem Stromsektor anstoßen kann.

Die Analysen in Kapitel 4 zeigen, dass mittelfristig eine wirtschaftlich attraktive Herstellung von Kraftstoffen für den Verkehrssektor aus PtG möglich ist, die als Treiber für Technologien und den Ausbau einer Elektrolyseinfrastruktur wirken könnte.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure sind allerdings mindestens 3.000 bis 5.000 äquivalente Jahresvolllaststunden notwendig (vgl. [DVGW 2013-1]). Die alleinige Nutzung von ‚Überschussstrom‘ (mit sehr niedrigen bzw. negativen Strompreisen) reicht dafür nicht aus. Hohe Elektrolyseurauslastungen zu wirtschaftlich relevanten Stromkosten lassen sich im Untersuchungszeitraum durch den Bezug von Börsenstrom zu Zeiten niedriger Preise erzielen. Da diese in der Regel mit hohen Anteilen erneuerbarer Energie korrelieren, würde deren Integration dadurch unterstützt.

### Speicherinfrastrukturen insbesondere im Stromverteilungsnetz attraktiv

Aus technischer Sicht ist insbesondere eine dezentrale Erschließung von PtG interessant, weil über 90% der fluktuierenden EE-Stromerzeugungskapazitäten am Verteilnetz angeschlossen sind (siehe Abbildung 1). PtG kann im Konzert mit anderen EE-Integrationsmaßnahmen den Druck auf die Verteil- und übergeordneten Übertragungsnetze verringern. Solche dezentralen PtG-Standorte können perspektivisch auch für eine lokale Kraftstoffproduktion attraktiv sein.



**Abbildung 1: Netzeinspeiseebenen in Deutschland installierter, erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen (Quelle: LBST auf Basis von [DGS 2013])**

### **Direktstromnutzung vorziehen gegenüber Zwischenspeicherung**

Die direkte Nutzung des erneuerbaren Stroms ohne Zwischenspeicherung bzw. Zwischenschritte und sein Einsatz z.B. in batterieelektrischen Fahrzeugen ist mit einer höheren Effizienz verbunden und damit aus Gründen der Ressourcennutzung und Emissionsreduktion einer Zwischenspeicherung vorzuziehen. Es wird jedoch erwartet, dass Batteriefahrzeuge auch zukünftig nicht für alle Anwendungen wie z.B. den Langstreckenbetrieb oder für den Schwerlastverkehr sinnvoll einsetzbar sind. Dafür ist PtG (Wasserstoff oder Methan) eine sinnvolle Lösung und wird von der Automobilindustrie vorangetrieben (siehe Abschnitt 3.3).

### **Hohe THG-Minderung bei hoher Verkehrsleistung nicht ohne PtG**

Der Verkehr weist als einziger Sektor für die vergangenen zwanzig Jahre eine signifikante Steigerung der THG-Emissionen aus. Dies ist vor allem durch das Wachstum des Straßengüterverkehrs bedingt, das sich der vorliegenden Prognose zufolge [Intraplan 2007] auch künftig fortsetzen soll. Der Großteil der Verkehrsleistung wird dabei im Straßengüterfernverkehr erbracht, für den eine Elektrifizierung mit Batterien aus Gründen der Energiespeicherdichte auf absehbare Zeit nicht darstellbar ist.

PtG aus erneuerbarem Strom z.B. via Methan/LNG könnte daher insbesondere auch im Nutzfahrzeugsegment eine mögliche Lösung für diese technischen Herausforderungen sein und dazu beitragen, dass auch der Güterverkehrssektor einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung (THG-Emissionsreduktion -55% in 2030 bzw. -80% in 2050 gegenüber 1990) leistet.

### 3 Power-to-Gas: Grundlagen, Definitionen, zeitliche Entwicklung

In der „Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) – Energie auf neuen Wegen“ hat die Bundesregierung im Juni 2013 folgende erneuerbar herstellbare Kraftstoffoptionen als vielversprechend dargestellt [MKS 2013]:

- Nachhaltige Biokraftstoffe (potenzialbeschränkt),
- Strom (in Batterie- bzw. Batteriehybridfahrzeugen genutzt),
- Wasserstoff auf Strombasis (in Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt),
- Methan auf Strombasis (in Verbrennungsmotoren zusammen mit Erdgas genutzt – CNG für PKW, Kraftomnibusse und LKW sowie LNG für LKW und Schiffe) und
- Strombasierte flüssige Kraftstoffe (Power-to-Liquids).

Die Liste dieser Kraftstoffe baut auf den Ergebnissen der ersten Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung auf [MKS 2004]. Zu erkennen ist die Bedeutung der erneuerbaren Energien (Strom und Biomasse) als wichtige Zukunftsoption.

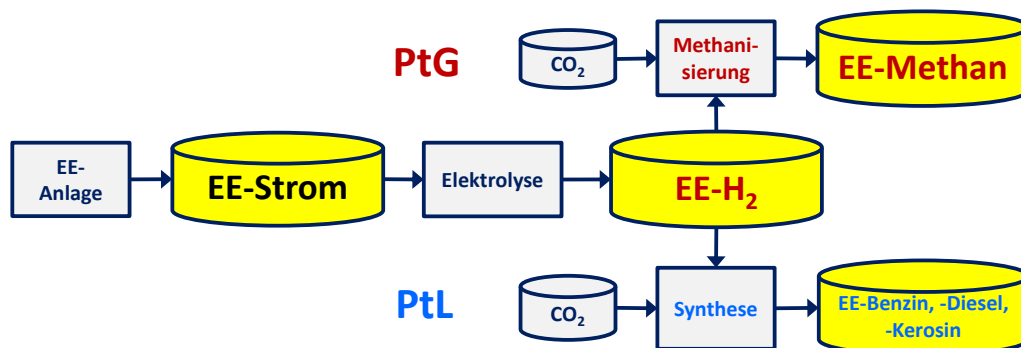
#### 3.1 Begriffsdefinition „Power-to-Gas“

Folgende Definitionen liegen dieser Studie zu Grunde:

- **Power-to-Gas (PtG)**: Erzeugung eines energiereichen Gases mittels strombasierter Elektrolyse. Dabei entsteht in einem ersten Schritt Wasserstoff (E-H<sub>2</sub>), der dann via nachgeschalteter Methanisierung unter Zuführung von CO<sub>2</sub> in synthetisches Methanogas (E-Methan) umgewandelt werden kann. Wird ausschließlich erneuerbarer Strom zur Erzeugung eingesetzt, so spricht man von EE-H<sub>2</sub> und EE-Methan.

Prinzipiell sagt der Begriff PtG selbst nichts über die Herkunft des Stromes, aus dem zunächst Wasserstoff und dann Methanogas hergestellt werden kann. Um jedoch zu zeigen, dass PtG seine Bedeutung erst in einem Energiesystem mit vornehmlich erneuerbar hergestelltem Strom entfaltet, zeigt Abbildung 3 nur die rein erneuerbar basierten Pfade EE-H<sub>2</sub> und EE-Methan. Dieser Strom kann entweder lokal erzeugt und genutzt werden (onsite) oder es wird zertifizierter Grünstrom eingesetzt.

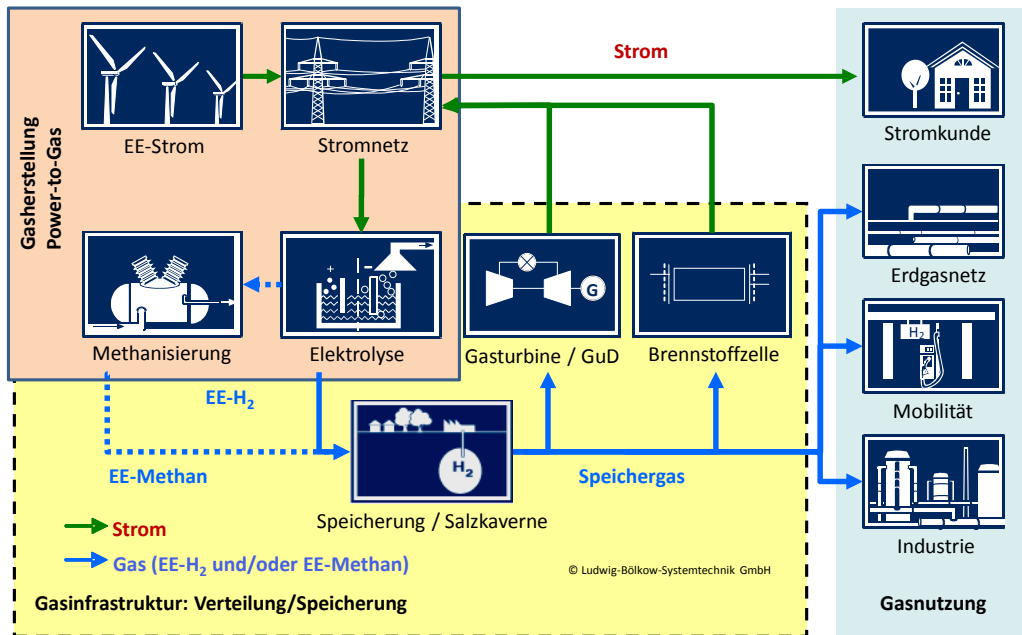
Die Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbarem Strom steht dabei für die Erfüllung des langfristigen Ziels einer künftig vollständig THG-neutralen Bereitstellung von gasförmigen bzw. flüssigen Energieträgern oder Kraftstoffen. Im Gegensatz zu EE-Methan spricht man von E-Methan<sup>1</sup>, wenn dieses nicht aus erneuerbarem sondern aus „grauem“ Strom, d.h. mit fossilen oder nuklearen Anteilen, synthetisch hergestellt wird. Dasselbe gilt für die Begriffe EE-H<sub>2</sub> und E-H<sub>2</sub>. Im Vergleich zur direkten Verwendung von Strom zum Antrieb von Fahrzeugen besteht der Vorteil der durch PtG hergestellten energiereichen Gase in ihrer guten Speicherbarkeit, d.h. über längere Zeiten und mit hoher Energiedichte. Daher werden Wasserstoff und Methan aus PtG auch als „Speichergas“ bezeichnet. Einen Überblick über die wichtigsten strombasierten Kraftstoffbereitstellungsoptionen und die Einordnung von PtG gibt Abbildung 2.



**Abbildung 2: Schematische Darstellung der PtG- und PtL-Energieketten**

Dennoch kann gerade in der frühen Einführungsphase die Verwendung nicht erneuerbarer Stromanteile für PtG relevant sein, wenn es zunächst um eine bezahlbare Entwicklung einer breiten Infrastruktur für PtG geht, die z.B. eine entsprechende Minimalauslastung der Elektrolyseure voraussetzt. Allerdings sind dann bei der Analyse der Umweltwirkungen auch fossile Erzeugungspfade zu berücksichtigen, wenn Strom z.B. aus dem öffentlichen Stromnetz entnommen (Graustrom) und nach Börsenpreis abgerechnet wird. Die Anteile erneuerbaren Stroms am jeweiligen Stromportfolio müssen dabei in jedem Fall belegbar sein<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Grundsätzlich kann zwar heute davon ausgegangen werden, dass günstige Börsenstrompreise, die für einen wirtschaftlichen Betrieb von PtG wichtig sind, insbesondere in Zeiträumen auftreten, in denen das Angebot an erneuerbarem Strom besonders groß ist. Um aber zu verhindern, dass es lediglich zu einer reinen bilanziellen Verschiebung von EE-Strom hin zur PtG-Produktion kommt, bedarf es aber weiterer Kriterien.



**Abbildung 3: Schematische Darstellung der Energieflüsse bei der Nutzung von PtG in unterschiedlichen Energiesektoren (Quelle: LBST)**

### 3.2.1 Elektrolyse

Die Elektrolyseanlage ist die Schlüsseltechnologie für die PtG-Technologie, da sie für die Erzeugung von Wasserstoff aus Strom notwendig ist. Grundsätzlich bieten sich mehrere technische Konzepte an, die Wasser mit Hilfe von Strom katalytisch zu Wasserstoff und Sauerstoff zerlegen. Die technisch seit vielen Jahrzehnten erprobte Technologie ist die alkalische Elektrolyse (AEL = Alkaline Electrolysis), die bei niedrigen Temperaturen ( $< 100\text{ °C}$ ) und gemäßigten Drücken (atmosphärisch ... 3 MPa) betrieben wird. Sie ist robust, kostengünstig, muss aber für einen Start/Stop-Betrieb und höhere Dynamik jeweils projektspezifisch ertüchtigt werden.

Als Hoffnungsträger für hohe Energiedichte und damit geringen Platzbedarf zur Aufstellung, hohe Systemdynamik und niedrige Serienfertigungskosten (durch Synergien mit PEM-Brennstoffzellen) gelten die PEM-Elektrolyse (PEMEL = Proton Exchange Membrane Electrolysis), die ebenfalls bei niedrigen Temperaturen aber geringfügig höheren Drücken betrieben werden kann ( $< 10\text{ MPa}$ ). Diese Technologie bietet sich insbesondere wegen des geringen Flächenbedarfes, der hohen Dynamik und Modularität für einen vor-Ort-Betrieb an Tankstellen oder für dezentrale PtG-Konzepte an. Eine breite Serienreife mit entsprechend reduzierten Serienfertigungskosten wird aber erst ab ca. 2020 erwartet.

Im Gegensatz dazu befindet die Hochtemperaturelektrolyse noch im F&E-Stadium. Ihr Betrieb ist immer dann energetisch besonders hocheffizient, wenn Hochtemperatur-Abfallwärme verfügbar ist, wodurch auch ein kostengünstiger Betrieb erreicht werden kann.

Hochtemperaturprozesse finden sich insbesondere in fossilen, nuklearen oder konzentrierender Solarthermie-Anlagen, die jedoch vermutlich in Zukunft einen eher geringen Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung beitragen werden. Die letztgenannte Elektrolyse wurde daher im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

Wasserstoff ist wiederum die Basis für alle PtG-Pfade. Der als Nebenprodukt bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff wird typisch weder stofflich noch wirtschaftlich berücksichtigt, da sein Transport i.A. aufwändig ist. Durch die Nutzung des Nebenprodukt-Sauerstoffes kann aber fallweise auch die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte verbessert werden, was z.B. dann der Fall ist, wenn er in einer benachbarten Kläranlage aus Luftzerlegung antransportierten Sauerstoff substituiert.

### **3.2.2 Infrastruktur**

Das alle Nutzungsarten verbindende Element von PtG-Konzepten ist die Gasinfrastruktur. Sie transportiert entweder reinen Wasserstoff in eigenen Wasserstoffnetzen oder Zumischungen von Wasserstoff (bis zu gewissen Grenzen im Mischverhältnis) oder synthetischem Methangas zum Erdgas in der bestehenden Transport-, Verteil- und Speicherinfrastruktur. Abbildung 3 fasst vereinfachend die Infrastrukturfade für Wasserstoff und synthetisches Methan in einem Strang für „Speichergas“ zusammen.

Die Zumischung von Wasserstoff zum bestehenden Erdgasnetz kann heute nur in begrenzten Mengen und mit geringen Fluktuationen zur Vermeidung von H<sub>2</sub>-Konzentrationsspitzen erfolgen. Derzeit werden maximale Zumischungen von 2-10 vol% diskutiert. Einige Einrichtungen wie Porenspeicher und Gasturbinen können auch gänzlich H<sub>2</sub>-untauglich sein [DVGW 2013-3]. Mit entsprechenden Umbaumaßnahmen sind prinzipiell auch höhere Zumischungsraten möglich, wie die flächendeckende Nutzung von Stadtgas in Ost- und Westdeutschland mit H<sub>2</sub>-Anteilen von > 50% in den 1950er Jahren belegt.

Der Transport von reinem Wasserstoff in Rohrleitungen ist in Deutschland heute auf die bestehende Netzinfrastuktur für Industriewasserstoff beschränkt. Solche Infrastrukturen gibt es zum Beispiel in Nordrhein-Westfalen (240 km), in der Industrieregion Leuna/Bitterfeld (135 km) und in Schleswig-Holstein (Heide/Brunsbüttel) (43 km) [R2H 2007], [ChemCoast 2013]. Die Umnutzung ehemaliger Erdgasverteilnetzsegmente für einen Betrieb mit 100% Wasserstoff wurde bisher nur ansatzweise untersucht [SWM 1999], [NaturalHy 2007], [Lolland 2013], könnte aber in einem Energiesystem mit zunehmend verteilter, dezentraler Energieerzeugung auch an Bedeutung gewinnen. Hier sind jedoch weitere Analysen und Feldtests erforderlich.

Zusammenfassend steht PtG damit über Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen grundsätzlich sowohl der Stromindustrie (Großspeicherbedarf, Regelenergiemarkt), der Chemieindust-

rie (Bedarf an „grünem“ Wasserstoff, Einbringen der bestehende Wasserstoff-Rohrleitungsinfrastruktur und -speicher) als auch der Energieversorgung des Verkehrs zur Verfügung.

### 3.3 Entwicklung von PtG im Verkehrssektor

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die Entwicklung des Einsatzes von gasförmigen Alternativkraftstoffen (Methangas/Erdgas und Wasserstoff) für die Mobilität, die zur Entwicklung der jetzt verfügbaren Fahrzeuge und der Infrastruktur geführt haben. Für den Verkehrssektor werden zwei Technologiepfade verfolgt:

- **Methan:** Die kurzfristig relevante Nutzung von Erdgas im Straßenverkehr in Form von komprimiertem Methangas (CNG) war bereits fester Bestandteil der ersten Kraftstoffstrategie der Bundesregierung [MKS 2004]. Die mögliche Nutzung von Methan via PtG in CNG-Fahrzeugen ist daher eine naheliegende Erweiterung dieser Diskussion. Erdgas und synthetisches Methangas stellen grundsätzlich die gleichen Anforderungen an die Fahrzeugtechnik.
- **Wasserstoff:** Die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und erneuerbarem Strom und seine anschließende Nutzung im Verkehrssektor, insbesondere in Brennstoffzellen, gelten bereits seit 2001 für einen großen Teil der deutschen Automobil- und Energieindustrie als langfristig relevante Lösung [VES 2001], wenn auch nicht unter dem Begriff PtG. Daneben wurden andere Wasserstoffquellen wie z.B. aus Erdgas-Dampfreformierung oder Biomasse via Biomassevergasung analysiert. Langfristig wird aber nur die Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien angestrebt.

#### 3.3.1 Fahrzeuge

##### Erdgasfahrzeuge

Erdgasfahrzeuge sind heute am Markt verfügbar, ca. 96.500 werden heute in Deutschland betrieben [GVR 2013]. Aber erst AUDI hat im Jahr 2012 damit begonnen, eine Nutzung der zunächst mit Erdgas betriebenen CNG-Fahrzeuge mit Methangas aus erneuerbarem Strom via PtG vorzuschlagen [Schoeber 2012] und ist in diesem Rahmen an einem PtG-Demonstrationsprojekt in Werlte beteiligt. Das von der PtG-Anlage (auf Basis von Biomasse) erzeugte synthetische Methangas wird in das bestehende Gasnetz eingespeist und bilanziell für den emissionsfreien Betrieb von CNG-Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor vermarktet.



## **Brennstoffzellenfahrzeuge**

Nach vielen Jahren Forschungstätigkeit an der Entwicklung von mit Wasserstoff angetriebenen Verbrennungsmotorfahrzeugen (z.B. [Feucht 1998]) wurden ab 1992 Brennstoffzellensysteme erstmalig durch Daimler auf ihre technische Umsetzbarkeit für eine kommerzielle Anwendung in Kraftfahrzeugen hin untersucht<sup>3</sup>. Das wiederum veranlasste zunächst japanische (vor allem Toyota), später amerikanische (GM und Ford) und seit 2006 auch den koreanischen Hersteller Hyundai dazu, die Vorteile dieser Technologie zu ermitteln.

Die Entwicklung der wasserstoffbasierten E-Mobilität mit Brennstoffzellenantrieben war seit ihrem industriellen Entwicklungsbeginn 1992 von Optimismus geprägt. Die schnellen Entwicklungsdurchbrüche der Brennstoffzellenantriebstechnologie<sup>4</sup> sind im Rahmen einer Studie durch die internationale Automobilindustrie gemeinsam nachgewiesen worden [EU Coalition Study 2010]. Erste Automobilunternehmen haben die Markteinführung von Serien-Brennstoffzellenfahrzeugen für 2015 angekündigt. Im Bereich Wasserstoff-Infrastruktur bereiten Industrie und Politik derzeit Fahrpläne zum Aufbau einer bedarfsgerechten Infrastruktur vor. Ziel sind dabei 400 Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland bis 2023.

### **3.3.2 Infrastruktur und Speicher**

Im Zuge einer zunehmend ambitionierten EE-Strategie hat sich die Elektrizitätsindustrie seit 2008 intensiv mit der künftigen Notwendigkeit der Speicherung großer Mengen elektrischer Energie befasst, mit deren Hilfe die Zeiten niedriger Stromerzeugung bei fluktuierendem Wind- und Photovoltaikstrom ausgeglichen werden können [VDE 2008]. Es zeigte sich, dass allein chemische Energiespeicher die erforderlichen Energiespeicherpotenziale in Deutschland bereitstellen können.

Aus Sicht der Automobilindustrie wurde erstmalig von GM/Opel der Gedanke einer gemeinsamen Nutzung einer Wasserstoffinfrastruktur von Strom- und Transportsektor aufgegriffen [GM 2010], jedoch nicht im Detail weiter vorangetrieben. Auch Volkswagen befasste sich im Rahmen einer Studie auf Basis realitätsnaher Annahmen mit dem Gedanken, wirtschaftliche Synergien aus einer gemeinsamen, Sektor übergreifenden Wasserstoffinfrastrukturnutzung

---

<sup>3</sup> Bereits in den 60er Jahren hatte GM den Einsatz von Brennstoffzellenantrieben für PKW mit einem Lieferwagen untersucht. Eine Übersicht über die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie für PKW findet sich in [Brinkmann 2012].

<sup>4</sup> Die Verbesserung bezieht sich insbesondere auf den Antrieb (Leistungsdichte, Systemintegration aller Antriebskomponenten bei vergleichbarem Volumen und Gewicht gleichstarker konventioneller Antriebe) und den Käufervorteilen (Universalität durch hochdynamische Fahrleistungen, Reichweite, Zuladung, Befülldauer).

zu erschließen, ohne selbst weitere Schritte aktiv zu gehen [Volkswagen 2012]. Wichtige Erkenntnis war, dass eine Kooperation verschiedener Energiesektoren die Infrastrukturkosten senken kann.

Parallel und unabhängig von dieser Entwicklung engagierte sich die Erdgasindustrie in der Identifikation neuer Endkundenmärkte, da der Hauswärmebedarf und damit der Absatzmarkt für Erdgas zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung einen rückläufigen Trend zeigte [BMWi 2013]. Als eine mögliche Option wurde die Unterstützung des Stromsektors durch Transport und Speicherung großer Mengen chemischer Energie im bestehenden Erdgasnetz mit seinen Erdgasspeichern identifiziert. [ZSW 2009] und [IWES 2009] haben dazu die erforderliche Prozesstechnologie entwickelt und gleichzeitig einen Brückenschlag zur Anwendung von PtG für den Verkehrssektor über CNG als Kraftstoff geschaffen.

## 4 Spezifischer Energieeinsatz, Umweltwirkungen und Kosten

In diesem Kapitel sind technische und ökonomische Grundlagendaten für Kraftstoffinfrastruktur und Fahrzeuge zusammengestellt. Auf deren Basis wurden für relevante Kraftstoffbereitstellungs- und Fahrzeugoptionen Energieeffizienz/Energieeinsatz, spezifische Treibhausgasemissionen, Versauerungspotenzial sowie spezifische Kosten pro gefahrenen Kilometer berechnet und miteinander verglichen. Alle Betrachtungen in diesem Kapitel beziehen sich, sofern nicht anders angegeben, auf den Zeithorizont 2030. Dieser Zeithorizont wurde gewählt, da dann die früheste Einführung von PtG-Pfaden im Verkehrssektor, d.h. auch eine Einführung von Fahrzeugen in marktrelevanten Stückzahlen erwartet wird.

### 4.1 Energieketten

Für einen Vergleich unterschiedlicher PtG-Ketten für Transportanwendungen im Straßenverkehr (PKW und LKW der 40 t-Klasse) wurden in einem ersten Schritt folgende relevante Kraftstoffversorgungsketten, zusammengesetzt aus Vorkette (= Kraftstoffbereitstellung) und Fahrzeug (PKW und LKW), definiert:

- konventionelle „beste“ Referenzpfade für verbrennungsmotorangetriebene Fahrzeuge basierend auf Otto- und Dieselmotor (PKW: Hybrid, LKW: Otto- bzw. Dieselmotor),
- konventioneller Referenzpfad für Brennstoffzellenantriebe basierend auf Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung,
- Erdgas (als CNG) mit Verbrennungsmotorantrieb (PKW: Hybrid, LKW: Ottomotor),
- PtG (synthetisches Methan) mit verbrennungsmotorischem Antrieb (PKW: Hybrid, LKW: Ottomotor), unterschieden in die Varianten (1) CO<sub>2</sub> aus der Luft, (2) CO<sub>2</sub> aus Rauchgas eines Holzheizkraftwerks und (3) CO<sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung, und
- PtG (Wasserstoff) mit Brennstoffzellenantrieb.

Bei den Fahrzeugen wurden für einen Vergleich im Jahr 2030 die jeweilig relevanten Antriebstypen ausgewählt. Auswahl sowie Daten basieren dabei auf den Ergebnissen der JRC/EUCAR/CONCAWE Analysen bzw. Datenbank [JEC 2013] und aktuellen Annahmen von TREMOD. Alle Daten wurden entweder der Kraftstoffmatrix, die im Rahmen der MKS entwickelt wird, entnommen bzw. neu verwendete Daten in diese eingestellt.

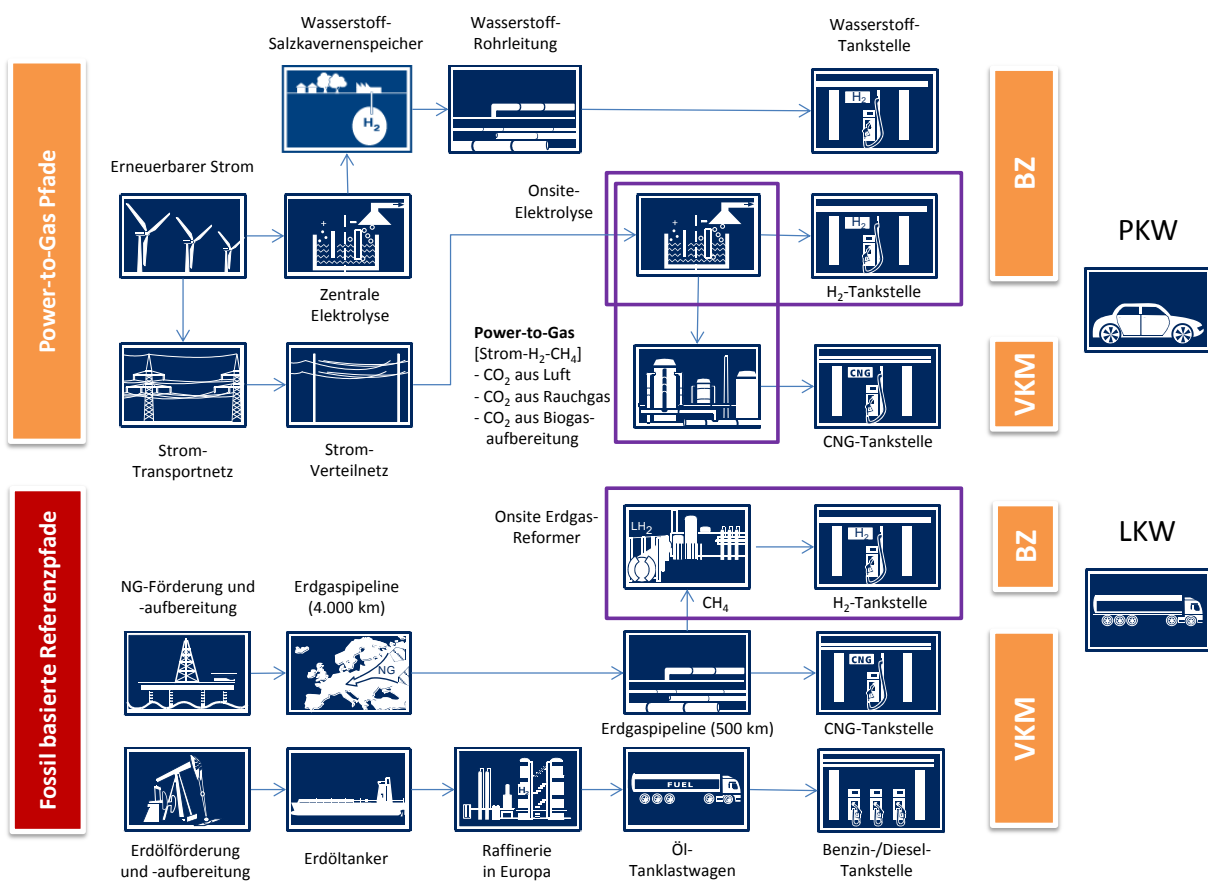
Die PtG-Ketten basieren dabei ausschließlich auf erneuerbarem Strom.

Der Erdgaspfad für PKW und LKW (CNG-Fahrzeug) sowie der Wasserstoffpfad aus Erdgas (Brennstoffzellenfahrzeug) wurden zu einer vergleichenden Einordnung der PtG-Methangaspfade mitgeführt. Bei den PtG-Pfaden wurde kein CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung fossiler Energieträger sondern ausschließlich CO<sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung, Verbrennung von Biomasse (hier: Holzhackschnitzel) sowie CO<sub>2</sub> aus Luft verwendet. Diese Vorgehensweise ist für PtG-

Szenarien mit 100% EE-Strom angemessen. Die Nutzung fossiler CO<sub>2</sub>-Quellen würde den weiteren Betrieb fossiler Kraftwerke voraussetzen, was der Zielsetzung einer zunehmend erneuerbar basierten Stromversorgung widerspräche.

Beim Wasserstoff-Pfad aus PtG wurde außerdem in zentrale Wasserstoffbereitstellung und Bereitstellung an der Tankstelle (= onsite) unterschieden, um zu analysieren, ob die Wahl der zukünftigen Wasserstoff-Verteilinfrastruktur einen Einfluss auf Kosten oder Umwelteffekte hat.

Die in dieser Studie untersuchten Energieketten sind in Abbildung 4 zusammengestellt.



VKM – Verbrennungskraftmaschine, BZ – Brennstoffzelle.

Örtlich zusammengefasste Einzelprozesse sind in einem gemeinsamen Rahmen zusammengefasst.

**Abbildung 4: Im Rahmen dieser Studie untersuchte Kraftstoffversorgungsketten**

## 4.2 Fahrzeuge

### PKW

Die Verbrauchswerte der diesen Well-to-Wheels-Analysen zu Grunde liegenden PKW im Jahr 2030 wurden auf Basis von [JEC 2013], [ICCT 2012] sowie eigenen Modellierungen abgeleitet. Die für den Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) in [JEC 2013] abgeleiteten Werte für Diesel- und Otto-Pkw wurden auf Basis von [ICCT 2012] angepasst (+ 21%), um

im Zyklus nicht berücksichtigte Verbraucher (z.B. Klimaanlage) und ein dynamischeres Fahrverhalten zu berücksichtigen. Hybridfahrzeuge mit Verbrennungsmotor profitieren zudem durch den NEFZ deutlich stärker als konventionelle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Die von [JEC 2013] modellierten Hybridverbräuche für 2020+, mit denen das Entwicklungspotenzial der Antriebstechnik ausgewiesen wird, liegen um 35% (Benziner) bzw. 25% (Diesel) unter denen der nicht hybridisierten Vergleichsfahrzeuge.

Modellierungen des IFEU mit realen Fahrzyklen zeigen, dass solche Verbrauchsvorteile allenfalls im Innerortsbereich realistisch erscheinen, der jedoch nur etwa 30% eines durchschnittlichen Fahrprofils ausmacht. Bei Autobahnfahrten wird der Verbrauchsvorteil hingegen im Wesentlichen durch das Mehrgewicht kompensiert. Der Realverbrauchsaufschlag für Hybridfahrzeuge, um die Langfrist-Annahmen von [JEC 2013] für ein Fahrzeug in 2030 zu übersetzen, wurde daher in erster Näherung doppelt so hoch angesetzt wie für nicht hybridisierte Fahrzeuge (+42%). Für das Benzin-Hybridfahrzeug ergibt sich somit real immer noch ein Verbrauchsvorteil von 23% gegenüber dem nicht hybridisierten Referenzfahrzeug. Beim Diesel-Hybrid-PKW liegt die Einsparung gegenüber dem konventionellen PKW bei ca. 13%.

Auch für die verbrennungsmotorisch angetriebenen CNG-PKW wurden in dem Vergleich Hybridantriebe zu Grunde gelegt, da ansonsten ungleiche Technologieevolutionsstufen miteinander verglichen würden. Da in [JEC 2013] im Gegensatz zu [JEC 2011] aber keine Verbrauchswerte für CNG-Hybridfahrzeuge mehr verwendet werden, wurde hier der Kraftstoffverbrauch des CNG-Hybrid-Fahrzeugs entsprechend dem Verhältnis der Verbrauchswerte an das Benzin-Hybrid-Fahrzeug angepasst<sup>5</sup>.

## **LKW**

Der Kraftstoffverbrauch des Diesel-LKW mit 40 t zulässigem Gesamtgewicht für 2030 wurde aus TREMOD, Version 5.3 (2025) entnommen. Der Kraftstoffverbrauch des CNG-LKW wurde aus den Verhältnissen zwischen dem Verbrauch eines CNG-LKW und eines Diesel-LKW heute, multipliziert mit dem Kraftstoffverbrauch des Diesel-LKW für 2030 abgeleitet.

In Ermangelung von Daten aus der Literatur, wurde für den Brennstoffzellen-LKW eine ähnliche Extrapolation angewendet. Der Verbrauchswert des heutigen Dieselfahrzeugs wurde dabei konservativ angesetzt, um dem größeren Entwicklungspotenzial der alternativen An-

---

<sup>5</sup> Verbrauch CNG-Hybrid-PKW = (Verbrauch CNG-PKW / Verbrauch Benzin-PKW)\* Verbrauch Benzin-Hybrid-PKW

triebstechnologien Rechnung zu tragen. Tabelle 1 zeigt die hier angenommenen Daten für den Kraftstoffverbrauch und die Emissionen der Vergleichsfahrzeuge.

**Tabelle 1: Kraftstoffverbrauch und Emissionen der Fahrzeuge „Tank-to-Wheel“ 2025-2030**

	Verbrauch	Abgas-Emissionen			
	MJ/km	CO <sub>2</sub> (g/km)	CH <sub>4</sub> (g/km)	N <sub>2</sub> O (g/km)	NO <sub>x</sub> (g/km)
<b>PKW (Hybrid)</b>					
<b>Benzin</b>	1,326	97	0,006	0,0004	0,050
<b>Diesel</b>	1,243	91	0,0090	0,0047	0,0600
<b>CNG</b>	1,351	74	0,0130	0,0000	0,0500
<b>Brennstoffzellen</b>	0,652	0	0	0	0
<b>LKW (40 t)</b>					
<b>Diesel</b>	9,78	717	0,0005	0,0500	0,310
<b>CNG</b>	12,71	699	0,0007	0,0500	0,310
<b>Brennstoffzellen</b>	7,82	0	0	0	0

Bei den PKW sind die Brennstoffzellenvarianten also etwa doppelt so effizient wie die mit Benzin und Diesel betriebenen Verbrennungsmotorfahrzeuge. Bei LKW mit 40 t zulässigem Gesamtgewicht liegt der Kraftstoffverbrauch des Brennstoffzellenfahrzeugs jedoch nur um ca. 20% unter dem des mit Diesel betriebenen Verbrennungsmotorfahrzeugs, da sich Dieselmotoren in LKW bereits heute durch einen technisch und betrieblich bedingten sehr hohen Wirkungsgrad auszeichnen.

In Tabelle 1 ist der für CNG-LKW (2030) um etwa 30% höhere Kraftstoffverbrauch als bei vergleichbaren Diesel-LKW auffällig. Der Grund dafür beruht auf der Annahme, dass in CNG-LKW künftig nur Ottomotoren zum Einsatz kommen werden, da mit Diesel-basierten Motoren beim Einsatz von CNG die geforderten minimalen Methanemissionen wie auch weitere Ziele nicht erreicht werden (siehe auch parallel durchgeführte MKS-Studie<sup>6</sup> [LNG 2014]). Ottomotoren weisen jedoch einen deutlich schlechteren Zykluswirkungsgrad auf.

---

<sup>6</sup> Bei den Diesel-basierten Motoren für den Einsatz von CNG handelt es sich um sogenannte Dual-Fuel-Motoren, bei denen dem CNG über einen Zündstrahl Dieseldieselkraftstoff zugemischt wird. Deutsche Nutzfahrzeughersteller erwarten, dass mit diesen die von der im Januar 2014 eingeführten EURO VI Regelung geforderten Methanemissions-Reduktionsziele nicht erreicht werden können. Diese Motoren könnten in den Sekundärmärkten nicht mehr im monovalenten Dieseldieselbetrieb eingesetzt werden – ein Weiterverkauf gebrauchter LKW wäre somit erschwert und die Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge durch den niedrigeren Wiederverkaufswert schlechter; ein weiterer wichtiger Grund der zögerlichen Haltung der Nutzfahrzeughersteller zur Entwicklung dieser Motorentechnik.

## 4.3 Ergebnisse der Kraftstoffkettenvergleichs

### 4.3.1 Energieeinsatz / Energieeffizienz

Abbildung 5 und Abbildung 6 vergleichen den Primärenergieeinsatz für die hier detailliert analysierten Kraftstoffversorgungsketten für PKW und LKW, gruppiert nach fossil basierten und PtG Energiepfaden und unter Aufzeigen des Einsatzes fossiler und erneuerbarer Energiequellen.

Während sich der fahrstreckenspezifische Primärenergieeinsatz für PKW nicht signifikant zwischen Benzin, Erdgas und Diesel unterscheidet ist dieser für CNG-Motoren in LKW aufgrund der angenommenen Verwendung von Otto-Motoren um nahezu 25% höher als für heute eingesetzte und mit Dieselkraftstoff betriebene Dieselmotoren.

Erneuerbare Anteile spielen in den fossil basierten Energieketten (z.B. in Form von Hilfsenergien) nahezu keine Rolle.

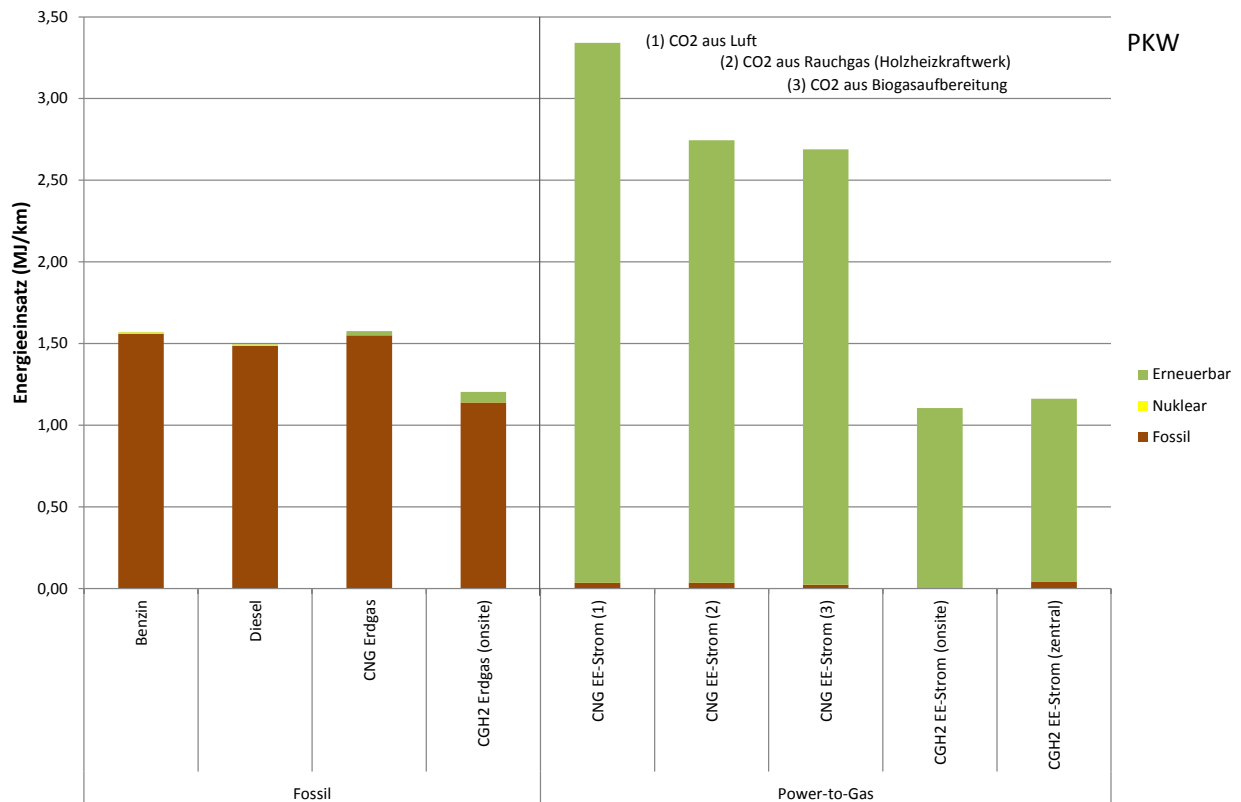
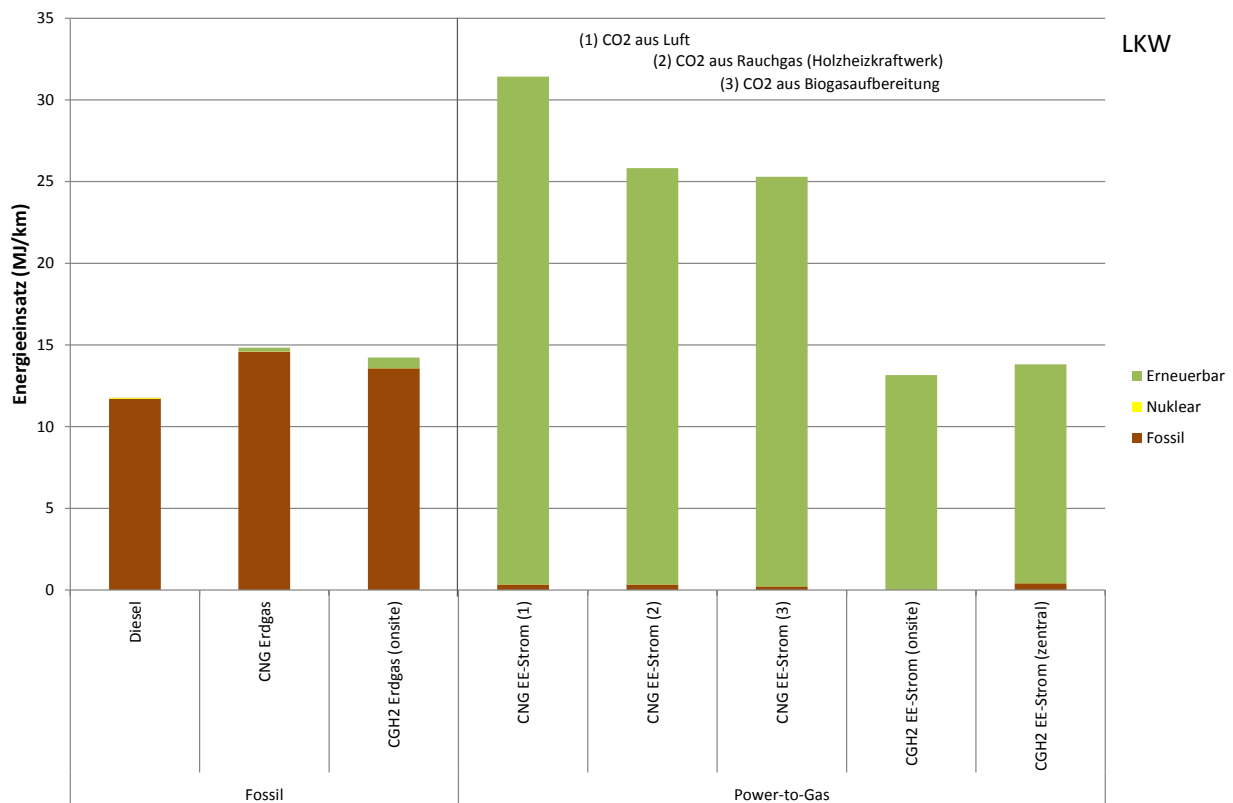


Abbildung 5: Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ PKW, 2030 (Erläuterungen im Anhang der Studie)



**Abbildung 6: Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ LKW, 2030 (Erläuterungen im Anhang der Studie)**

Brennstoffzellen-PKW betrieben mit Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung reduzieren den Primärenergiebedarf gegenüber konventionellen, mit fossilen Kraftstoffen betriebenen PKW um ca. 25%. Grund ist der fast doppelt so hohe Wirkungsgrad von Brennstoffzellen- im Vergleich zu Verbrennungsmotorantrieben.

Wegen des sehr hohen Wirkungsgrades von vornehmlich in Nennlast betriebenen Dieselmotoren in LKW, haben Brennstoffzellenantriebe im LKW keinen Primärenergienutzungsvorteil gegenüber mit Dieselmotoren; gegenüber dem CNG-Betrieb haben sie wegen des hier angenommenen Einsatzes von Ottomotoren aber einen Wirkungsgradvorteil ca. 10%.

Annahmebedingt kommen in den PtG Pfaden praktisch nur erneuerbare Energien zum Einsatz.

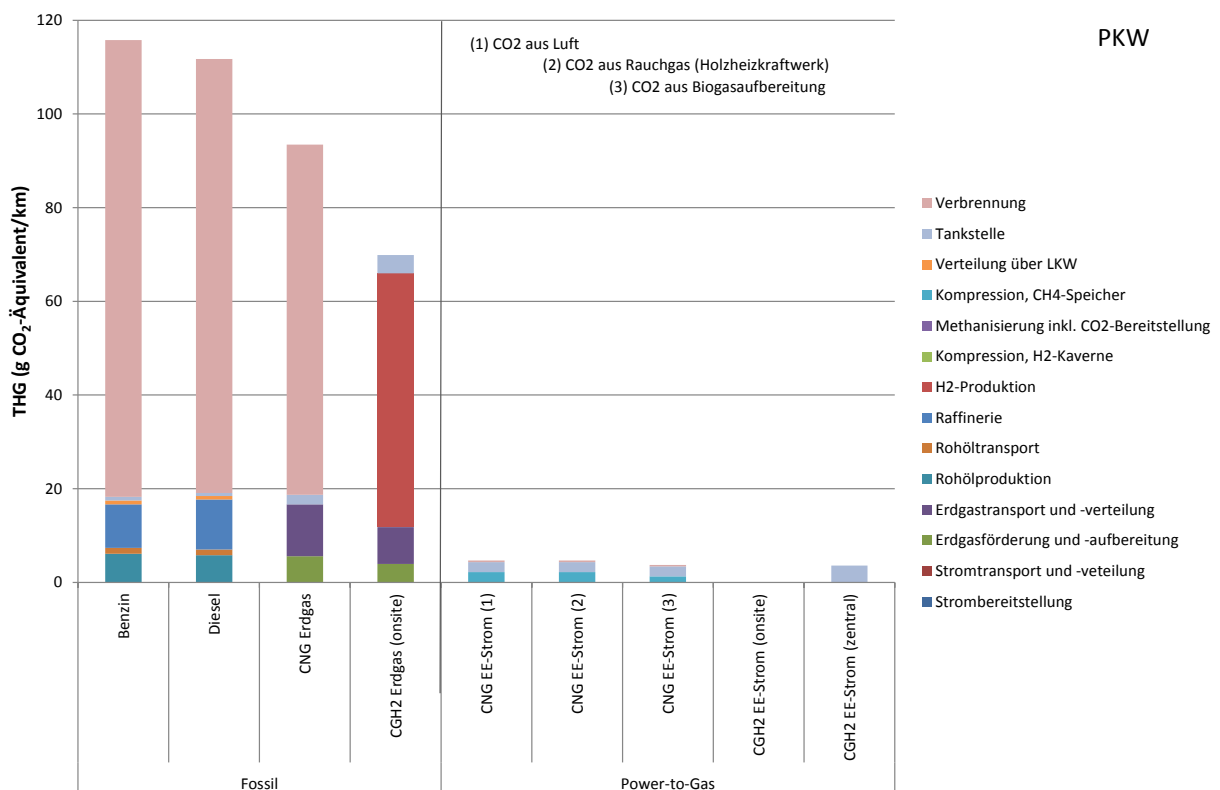
Im Vergleich der Methan- und Wasserstoff-basierten PtG Pfade fällt insbesondere der Wirkungsgradvorteil bei der Kraftstoffbereitstellung (zusätzliche Methanisierung) und durch den Fahrzeugantrieb (Brennstoffzellen statt Verbrennungsmotoren) auf. Der Energieeinsatz ist, abhängig von der CO<sub>2</sub>-Quelle für die Methanisierung aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub>, bei den PKW ca. zwei bis drei Mal höher für die methanbasierten PtG-Pfade als für die wasserstoffbasierten Pfade, bei LKW aus den genannten Gründen jedoch nur um einen Faktor Zwei. Insbesondere die energieaufwändigere Bereitstellung von CO<sub>2</sub> aus Luft führt dabei zu den höchsten Primärenergiebedarfen.



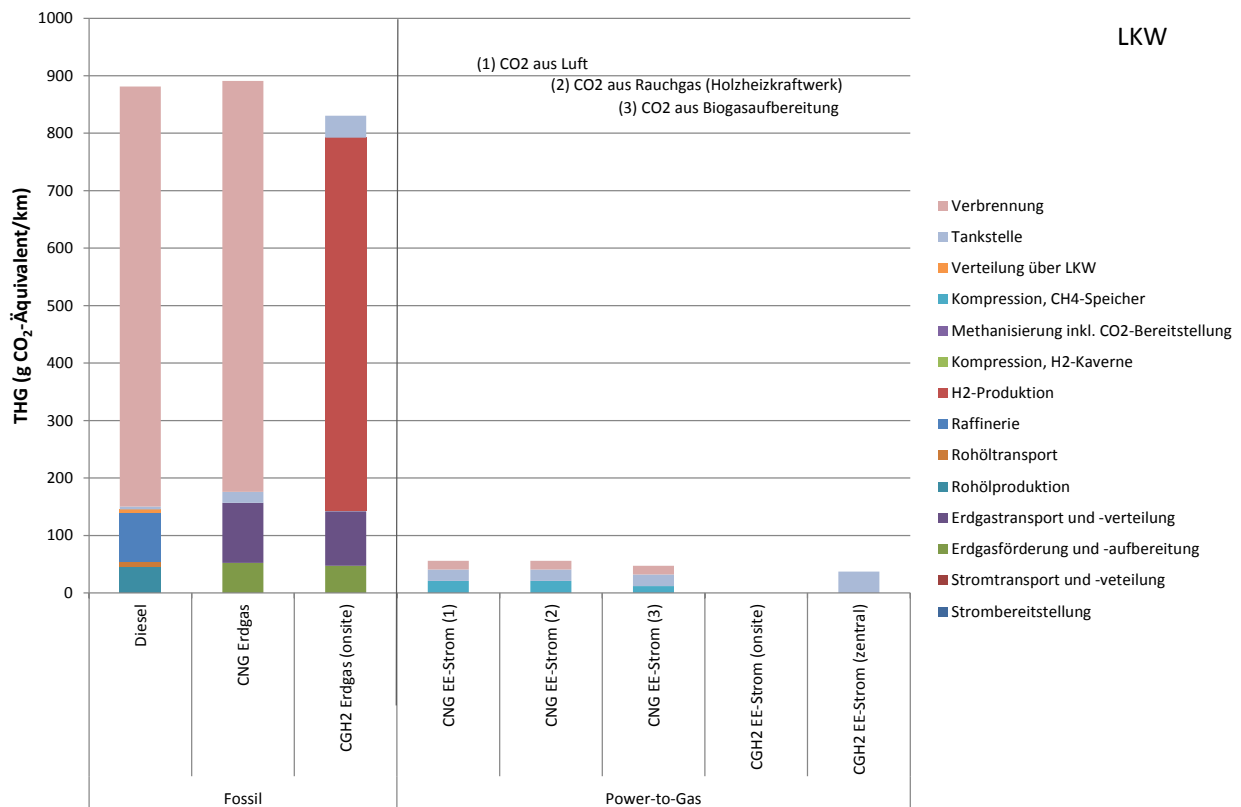
### 4.3.2 Treibhausgasemissionen

Gruppirt nach fossilen Pfaden und PtG-Pfaden und unterteilt nach Prozessschritten, zeigen Abbildung 7 und Abbildung 8 die spezifischen THG-Emissionen in Gramm CO<sub>2</sub> Äquivalent pro gefahrenem km, jeweils für PKW und LKW. Dazu wurden auch hier die in Kapitel 4.1 vorgestellten Kraftstoffbereitstellungspfade gewählt.

In Lebenszyklusanalysen finden sich häufig die Begriffe und „**Well-to-Tank**“ (**WtT**) und „**Tank-to-Wheel**“ (**WtW**). Beide Begriffe sind essenziell für die grundlegende Methodik zum ganzheitlichen Vergleich von Energieketten, unter Berücksichtigung des Ausgangspunktes einer Energiedienstleistung (Well = Quelle) bis hin zum Ort der eigentlichen Energienutzung (Wheel = Rad). Insbesondere für einen ganzheitlichen Vergleich von Energieketten zur Versorgung des Transportsektors wird dabei grundsätzlich in zwei Teile der Energiekette unterschieden, von der Energiequelle (Well) bis zum Kraftstoff im Fahrzeug (Tank), also „Well-to-Tank“ (Quelle bis zum Tank) und vom Kraftstoff (Tank) bis zum Rad (Wheel), also „Tank-to-Wheel“ (Tank bis Rad), d.h. dem Teil der Kette, die das Fahrzeug beschreibt. Werden beide Teile der Energiekette zusammengefasst, so spricht man auch von „**Well-to-Wheel**“ (Quelle bis zum Rad), d.h. von der eingesetzten Primärenergie bis zur Verkehrsdienstleistung, dem gefahrenen Kilometer.



**Abbildung 7: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ PKW, 2030 (Basis: erneuerbarer Strom, Erläuterungen im Anhang der Studie)**



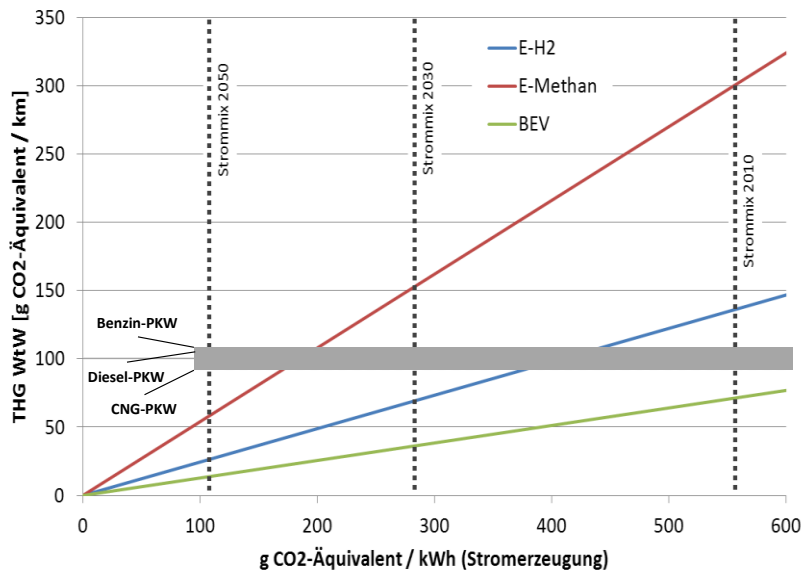
**Abbildung 8: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ LKW, 2030 (Basis: erneuerbarer Strom, Erläuterungen im Anhang der Studie)**

Die Analysen ergeben, dass im PKW-Betrieb CNG aus Erdgas insgesamt zu 10-15% niedrigeren THG-Emissionen führt als im Betrieb mit Benzin und Diesel aus Rohöl. Im Gegensatz dazu sind die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von CNG-LKW (Ottomotor) geringfügig höher als beim Diesel-LKW.

Um eine der wichtigsten Argumente der Brennstoffzellentechnologie in Straßenfahrzeugen zu belegen, die auch den PtG-Pfaden Gewicht verleihen können, wurde hier die Versorgung von PKW und LKW mit Wasserstoff aus Erdgas über Dampfreformierung mit analysiert. Es zeigt sich, dass die Treibhausgasemissionen durch die hohe Effizienz des Brennstoffzellenantriebs bei Herstellung des Wasserstoffs aus fossilem Erdgas mittels Erdgas-Dampfreformierung im Vergleich zum direkten Einsatz von Erdgas im CNG-Fahrzeug beim PKW um nahezu 25% reduziert werden können. Die zusätzlichen Verluste der Erdgas-Dampfreformierung werden also durch die hohe Effizienz der Endenergienutzung überkompensiert. Beim LKW betragen diese wegen der bereits genannten hohen Effizienz der Antriebe im Langstreckenbetrieb nur etwa 5%.

Aber erst durch die vollständige Ablösung fossiler Primärenergien wie in den hier ausgewählten PtG-Pfaden zeigt sich deren hohes Klimagasreduktionspotenzial für den Verkehrssektor. Bis auf geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen z.B. aus der Bereitstellung von Hilfsenergien reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen aller hier untersuchten Kraftstoffbereitstellungspfade auf nahezu

Null, unabhängig vom PtG-Bereitstellungspfad, d.h. via Wasserstoff oder synthetisches Methan.



Der graue Balken repräsentiert die Bandbreite der THG-Emissionen beim Betrieb eines mit Diesel- bzw. Ottokraftstoff betriebenen PKW. Verbräuche gemäß Kapitel 4.2.

### Abbildung 9: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ pro km für PKW in Abhängigkeit vom Strommix bzw. dessen CO<sub>2</sub>-Intensität

Grundsätzlich und begründet durch die begriffliche Definition kann PtG eine Bereitstellung von gasförmigen Energieträgern bzw. Kraftstoffen aus Strom beliebiger Herkunft vorsehen. Neben erneuerbar hergestelltem Strom, so wie in unseren Analysen zu Grunde gelegt, kann daher auch grundsätzlich nuklear oder fossil hergestellter Strom eingesetzt werden. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, gehen viele aktuelle Analysen davon aus, dass ein Elektrolyseur zumindest in einer längeren Übergangszeit neben erneuerbarem Strom auch zusätzlichen und preisgünstigen Strom, z.B. von der Strombörse EEX, bezieht [HyUnder 2014]. Dies resultiert aus folgenden Zusammenhängen:

- Die Kapitalkosten von Elektrolyseuren sind vergleichsweise hoch. Daher ist es betriebswirtschaftlich wünschenswert, sie an möglichst vielen Stunden im Jahr zu betreiben.
- ‚Überschussströme‘ erneuerbarer Energieanlagen, die zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht verbraucht werden können, treten auch in den kommenden Jahren nur an eini-

gen hundert Stunden im Jahr auf<sup>7</sup>. Das reicht nicht aus, um Elektrolyseure wirtschaftlich zu betreiben.

- Daher wurde auch ein selektiver Zukauf von ‚grauem‘, d.h. Börsenstrom mit erneuerbaren, fossilen und nuklearen Anteilen, angenommen, insbesondere zu Zeiten, wenn dieser einen günstigen Preis aufweist. Perioden mit niedrigen Börsenstrompreisen dürften jeweils auch ein Zeichen eines hohen REG-Stromanteils sein, wodurch nicht nur die resultierenden Kraftstoffkosten gesenkt werden sondern Strom auch dann aufgenommen wird, wenn er in großen Mengen verfügbar ist (daher der günstige Preis), bei gleichzeitig potenziell hohem REG-Stromanteil. In diesem Fall wird also neben wirtschaftlichen Vorteilen auch tendenziell ein stabilisierender Effekt auf das Energiesystem erzielt.

Eine wichtige Begründung für die Einführung von PtG in den Verkehr ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen. Zentral hierfür ist daher die Herkunft und Nachweisbarkeit des für PtG eingesetzten Stroms. Insbesondere müssen Methoden für den Nachweis regenerativer Strommengen für den Verkehr entwickelt werden.

Zur Veranschaulichung ist daher mit Hilfe des grauen Balkens in Abbildung 9 der ein CO<sub>2</sub>-Faktor für die Nutzung von PtG-Kraftstoffen in PKW über den spezifischen Treibhausgasausstoß im Verhältnis zu Benzin/Diesel abhängig vom Strommix (x-Achse) der Stromerzeugung auszurechnen. Es zeigt sich, dass mit dem heutigen Strommix bzw. auch noch mit dem Strommix in 2030 synthetisches Methan eine schlechtere THG-Bilanz als Benzin- und Dieselfahrzeuge hat. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen weiteren Änderung des Strommixes bis 2050 (nach [DLR 2012]), kehren sich nach 2030 jedoch die Verhältnisse um und die Produktion von synthetischem Methan schafft einen kilometerbezogenen THG-Vorteil. Bei Wasserstoff wird aufgrund des höheren Gesamtwirkungsgrades entlang der Kraftstoffversorgungskette eine THG-Reduzierung bereits nach etwa 2020 erreicht.

### 4.3.3 Versauerung von Böden und Gewässern

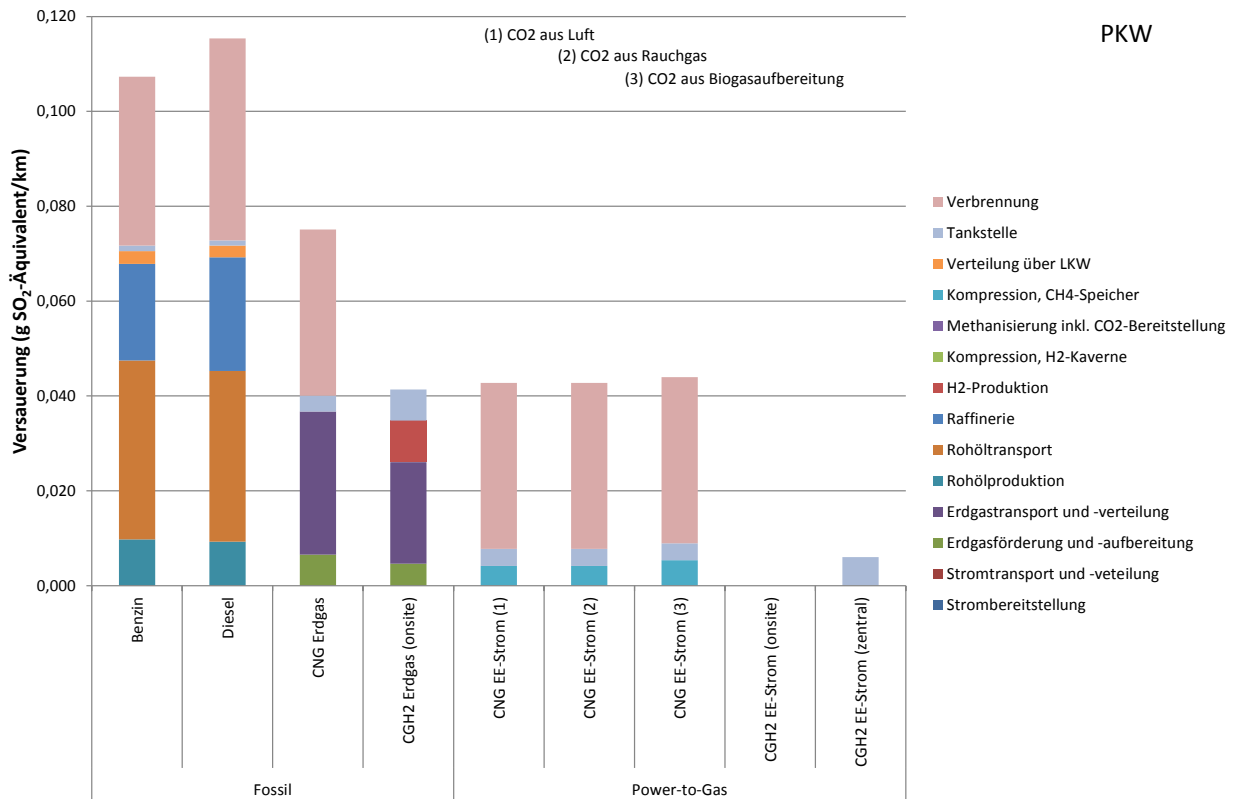
Beispielhaft für die Emission von Schadstoffen aus der Bereitstellung und Nutzung von Kraftstoffen wurden hier die Versauerungspotenzial (NO<sub>x</sub>-, SO<sub>2</sub>) analysiert, um sicher zu stellen, dass eine Reduktion von Treibhausgasemissionen durch PtG keine anderen negativen

---

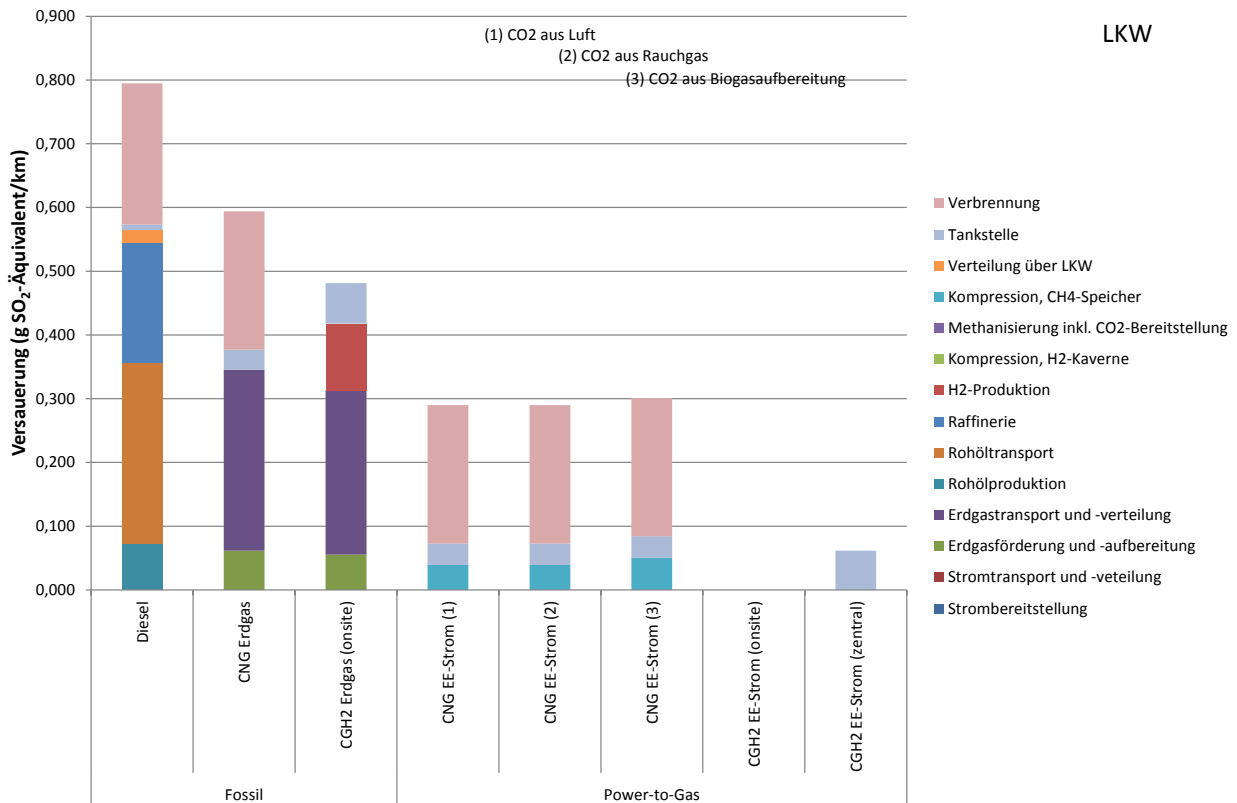
<sup>7</sup> Die abgeregelte erneuerbare Energiemenge in Deutschland (die durch PtG integriert werden könnte) macht derzeit nur etwa 0,1 % des deutschen Stromverbrauchs aus [BNA 2013].

Folgen auf die Umwelt nach sich zieht. Versauerung führt zu einer Reihe von Umweltwirkungen wie z.B. Schäden an der Vegetation und Gewässerökologie.

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen für PKW und LKW das aus der Emission von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> resultierende Versauerungspotenzial, aufgeteilt in die einzelnen Prozessschritte und jeweils für die Bereitstellung und Nutzung von Benzin und Diesel aus Rohöl, CNG aus Erdgas, CGH<sub>2</sub> aus Erdgasdampfpreformierung, CNG aus erneuerbarem Strom und CGH<sub>2</sub> aus erneuerbarem Strom.



**Abbildung 10: Versauerungspotenzial resultierend aus der Emission von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> „Well-to-Wheel“ PKW, 2030**



**Abbildung 11: Versauerungspotenzial aus der Emission von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> „Well-to-Wheel“ LKW, 2030**

Die Emissionen von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> und das damit verbundene Versauerungspotenzial sind für CNG und CGH<sub>2</sub> aus Erdgas deutlich niedriger als für Benzin und Diesel aus Rohöl. Die Versauerung für EE-Methan aus Wasserstoff, erzeugt über Elektrolyse und Methanisierung mit erneuerbarem Strom, resultiert hauptsächlich aus der Emission von NO<sub>x</sub> aus den Fahrzeugen, das bei der Verbrennung des Kraftstoffs entsteht. Brennstoffzellenfahrzeuge betrieben mit Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zeichnen sich durch eine sehr niedrige Versauerungsrelevanz aus. Damit trägt PtG einen wesentlichen Beitrag des Verkehrssektors zur deutlichen Senkung von Umweltbelastungen durch NO<sub>x</sub> und SO<sub>x</sub> bei.

#### 4.3.4 Spezifische Kosten pro gefahrenem Kilometer

Beim Vergleich der verschiedenen Technologiefade im Hinblick auf die spezifischen Kraftstoffgestehungskosten<sup>8</sup> für den Betrieb von PKW und LKW (in €/km) blieben die Fahrzeugkosten unberücksichtigt. Die Nichtberücksichtigung gründet auf der Annahme, dass sich die

<sup>8</sup> Spezifische Kraftstoffgestehungskosten: Die Kosten, die entstehen, um einen Kraftstoff aus einer bestimmten Energie oder einem Energiemix entlang einer oder mehrerer Umwandlungsprozessketten herzustellen, und zwar bezogen auf den gefahrenen Kilometer.

Kosten von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben mittelfristig nur unwesentlich von denen heutiger Antriebe unterscheiden werden. So beschreibt es beispielsweise auch die EU Coalition Study, auf deren Basis die internationale Automobilindustrie zu einer entsprechenden Einsicht für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge gelangt ist [EU Coalition 2010].

In Abbildung 12 sind die spezifischen Kraftstoffgestehungskosten für PKW ohne Steuern in €/km für die verschiedenen Kraftstoff- und Antriebsoptionen dargestellt. Abbildung 13 zeigt die spezifischen Kraftstoffgestehungskosten für LKW unter sonst identischen Annahmen.

Als Ergebnis einer Sensitivitätsanalyse der PtG-Kosten auf einen steigenden Benzin- bzw. Dieselpreis als Folge einer möglichen globalen Erdölverknappung wurde in Abbildung 12 und Abbildung 13 zusätzlich ein grauer Balken eingezeichnet. Dieser weist die spezifischen km-Kosten für eine Bandbreite mit einem Ölpreis von 93 €/bbl nach [IEA 2013, S. 491, „New Policies Scenario“] und 188 €/bbl nach [GermanHy 2008] (obere Grenze) aus. Für den mittleren Strompreis in 2030 wurde nach Leitstudie [BMU 2012] mit 8,5 Cent/kWh gerechnet.

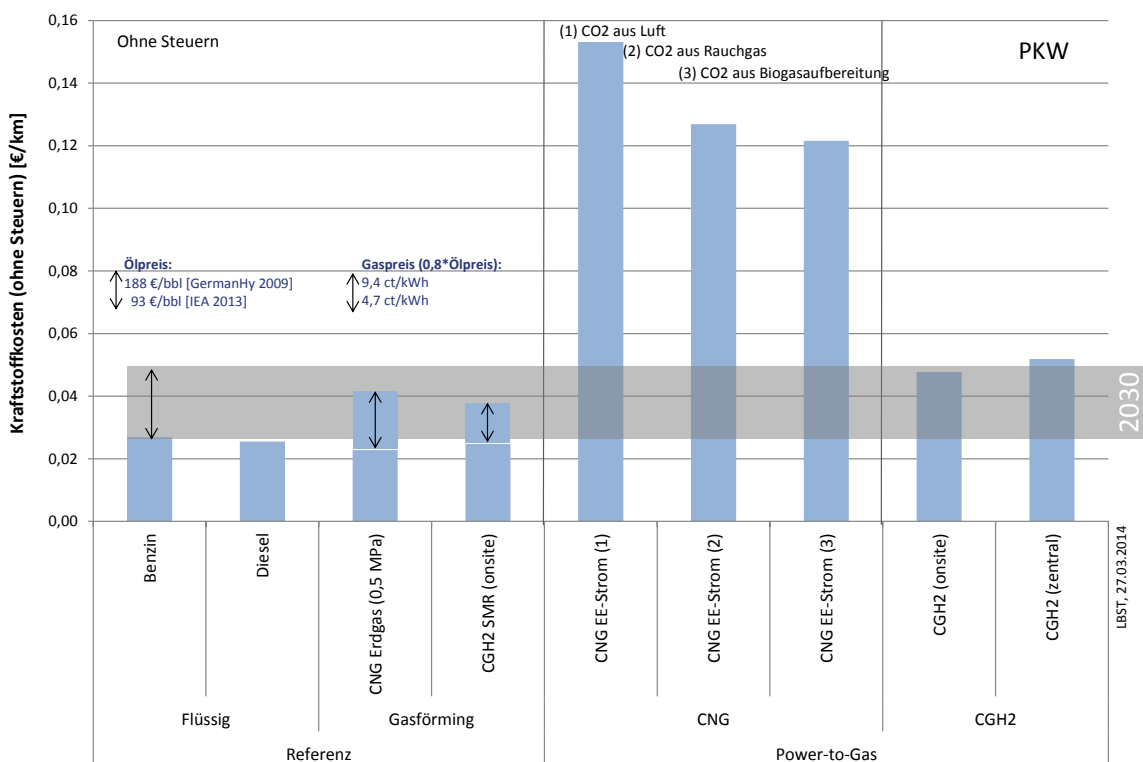
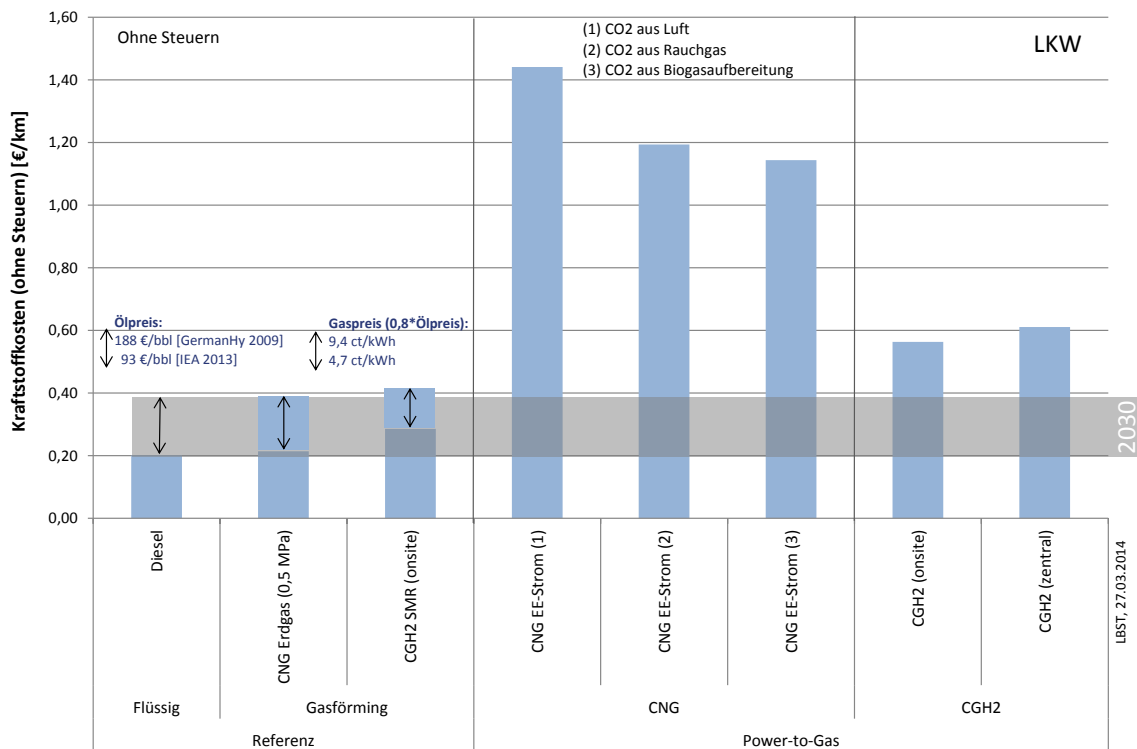


Abbildung 12: Kraftstoffgestehungskosten „Well-to-Wheel“ PKW, 2030



**Abbildung 13: Kraftstoffgestehungskosten „Well-to-Wheel“ LKW, 2030**

Für den niedrigeren Ölpreis sind die km-spezifischen Kosten von Brennstoffzellenfahrzeugen etwa um 70-100% höher als die der konventionellen Referenzfahrzeuge. Sollte sich der Ölpreis bis 2030 jedoch mehr als verdoppeln, so kann in etwa eine Kostengleichheit der Brennstoffzellen-PKW mit Benzin- bzw. Diesel-PKW für den gefahrenen km erreicht werden.

Für LKW liegen die Kosten aller alternativen Antriebe in beiden Preisszenarien höher als die für den Antrieb mit Verbrennungskraftmaschine und Dieselmotoren, wenn auch in geringerer Masse bei Antrieb mit Brennstoffzelle und Wasserstoff. Grund dafür ist auch hier der bereits sehr hohe Wirkungsgrad von LKW-Dieselmotoren, wodurch der Wirkungsgradunterschied zwischen Brennstoffzellenantrieben und Dieselantrieben bei LKWs im Langstreckenbetrieb entsprechend geringer als beim PKW ist.

Bei synthetischem Methan würde Kostengleichheit mit konventionellen Kraftstoffen selbst für sehr hohe Rohölpreise nicht erreicht werden.

#### 4.4 Wasserstoffkosten und konkurrenzfähige Wasserstoffpreise

In diesem Kapitel werden die hier zugrunde gelegten Wasserstoffgestehungskosten den Marktpreisen in den jeweiligen Absatzmärkten (Kraftstoff für die Mobilität, Rohstoff für die Industrie, Rückverstromung durch den Elektrizitätssektor, Nutzung/Speicherung im Erdgas-



netz durch die Erdgasindustrie) für 2030 einander gegenübergestellt. Dazu wurden in Anlehnung an das in anderen Studien gewählte Vorgehen [Stiller 2010], [Volkswagen 2012]

- die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung über PtG und
- die erzielbaren Marktpreise aus einer Referenzbetrachtung gegenüber den jeweiligen Alternativen

auf Basis der in dieser Arbeit getroffenen Annahmen berechnet. Der Vergleich berücksichtigt die Energieäquivalente, d.h. die Antriebs- bzw. Umwandlungswirkungsgrade der Referenz- bzw. neuen Technologie (zum Beispiel Verbrennungsmotorfahrzeug im Vergleich zu Brennstoffzellenfahrzeug). Die Referenzfälle wurden wie folgt definiert:

**Kraftstoff für die Mobilität:** Die Referenz ist ein mit Benzin- bzw. Dieselmotor betriebener PKW (Golf-Klasse) mit hybridisiertem Verbrennungsmotor im Vergleich zu einem Wasserstoff-brennstoffzellenbetriebenen Kompakt-PKW gleicher Größe (mit Annahmen für Infrastrukturkosten inkl. Tankstelle und Kraftstoffsteuern).

Dabei wurde untersucht, wie hoch die Wasserstoffkosten (d.h. pro gefahrenem km) sein dürfen, um eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu erreichen. Grundlage sind die vorne beschriebenen Verbrauchsdaten. Die Annahmen für die Produktion, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff sind in Kapitel 4.1 (Energieketten) beschrieben.

**Rohstoff für die Industrie:** Die Referenz ist die heute übliche Produktion von Wasserstoff aus zentraler Erdgas-Dampfreformierung – ohne Verteilinfrastruktur, da angenommen wird, dass sich die PtG-Anlage auf oder nahe dem Industriegelände wie zum Beispiel einer Erdölraffinerie befindet. Berücksichtigt wurden Investitions- und Betriebskosten (Erdgasbezug, Kosten für Wartung- und Instandhaltung, Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate).

**Nutzung bzw. Speicherung im Erdgasnetz durch die Erdgasindustrie (downstream):** Die Referenz ist hier der Erdgaspreis für industrielle Kunden mit den in dieser Studie getroffenen Annahmen (energetische Kopplung an den Rohölpreis: 80%, siehe Kapitel 4.1 „Energieketten“).

**Rückverstromung für den Elektrizitätssektor:** Die konkurrenzfähigen Wasserstoffgestehungskosten basieren hier auf der Annahme, dass im Referenzfall Strom mit einem Erdgaskraftwerk hergestellt wird, für das etwa die gleichen Auslegungsdaten gelten wie für ein gasturbinenbasiertes Kraftwerk zur Rückverstromung von Wasserstoff. Der Erdgaspreis entspricht dabei dem für die Gasindustrie angenommenen.

Tabelle 2 fasst die hier getroffenen Annahmen zur Ermittlung der konkurrenzfähigen Wasserstoffgestehungskosten für 2030 zusammen. Für die Benzin- und Dieselpreise wurden die in Kapitel 4.1 beschriebenen Annahmen zu Grunde gelegt.

**Tabelle 2: Konkurrenzfähige Wasserstoffgestehungskosten für unterschiedliche Absatzmärkte**

Absatzmarkt	Referenz	Schlüsselannahmen (2030)	Max. zulässige H <sub>2</sub> -Kosten [€/kg <sub>H2</sub> ]
			2030
<b>Kraftstoff für Mobilität</b>	Diesel, Benzin in Verbrennungsmotor-PKW	Benzinpreis ohne Steuern: 0,65-1,22 €/l Dieselpreis ohne Steuern: 0,74-1,39 €/l Diesel: 3,46 l/100km Benzin: 4,12 l/100km H <sub>2</sub> : 0,54 kg/100km (Brennstoffzelle)	4,7 - 9,3
<b>Rohstoff für Industrie</b>	Erdgas für Dampfreformierung in Raffinerie	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh H <sub>2</sub> -Produktionskapazität: 844 MW Wirkungsgrad: 76%, Lebensdauer: 25 Jahre Zinsen: 8% Jährliche Vollast-Äquivalenzbetriebsstunden: 7,000 h Anlageninvestment: 262 M€ CO <sub>2</sub> -Emissionszertifikate: 29,13 €/t <sub>CO2</sub>	2,5 - 4,5
<b>Nutzung/ Speicherung im Erdgasnetz durch NG-Industrie</b>	Durchschnittlicher Erdgaspreis	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh	1,6 - 3,1
<b>Rückverstromung durch Elektrizitätssektor</b>	Durchschnittlicher Strompreis aus Erdgas-GuD	Annahme: Strom wird aus Erdgas erzeugt	1,6 - 3,1

Aus den in Kapitel 4.1 (Energieketten) getroffenen Annahmen (Details siehe Anhang) ergeben sich für Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom und Großspeicherung in einer typischen großen Salzkaverne Herstellungskosten von 7,3 € pro kg Wasserstoff (ohne H<sub>2</sub>-Pipelinennetz und Tankstelle)<sup>9</sup>.

Im Vergleich dazu wurden in [Stiller 2010] die Wasserstoffgestehungskosten auf Basis des Börsenpreises (= grauer Strom) ermittelt. Die Wasserstoffgestehungskosten via Elektrolyse im Zusammenhang mit Wind-Wasserstoff Szenarien (inkl. dynamisch betriebener Elektroly-

<sup>9</sup> Die Analyse soll einen groben ersten Vergleich von tatsächlichen Wasserstoffbereitstellungskosten und am jeweiligen Markt erzielbaren Preisen ermöglichen. Ungenauigkeiten der Analyse bestehen unter anderem darin, dass für die anlegbaren Wasserstoffpreise aus den Referenzbetrachtungen für z.B. Benzin- oder Dieselpowerkraftstoff Margen enthalten sind, in den hier analysierten Wasserstoffgestehungskosten jedoch nicht.

se, Großspeicherung in einer typischen Salzkaverne, Strombezug von der Strombörse<sup>10</sup>) betragen heute nach verschiedenen Analysen ca. 4,5 bis 6,5 €/kg (zum Beispiel [Stiller 2010]). Würde Strom zu 0 €/kWh für die Elektrolyse zur Verfügung stehen, würde der so produzierte Wasserstoff als Kraftstoff 2,2 bis 3,6 €/kg kosten.

Während für die Verwendung in der Industrie, der Gasindustrie bzw. der Elektrizitätsindustrie keine Kosten für Transport und Verteilung und Abgabe berücksichtigt werden müssen, da sich die entsprechenden Anlagen in der Nähe des jeweiligen Speicherstandortes befinden, müssen diese für eine Versorgung des Straßenverkehrs hinzugerechnet werden. Für Fälle, in denen die Elektrolyse vor Ort an der Tankstelle stattfindet, entfällt dabei der Transport des Wasserstoffs. Inklusiv der Tankstelle und im Fall der zentralen Elektrolyse der erforderlichen H<sub>2</sub>-Rohrleitungen liegen die H<sub>2</sub>-Kosten an der Zapfsäule für den Verkehrssektor bei etwa 9,6 €/kg (unversteuert) bei Jahresnutzungsdauern von etwa 4.000 Stunden (auf Basis von Elektrolyseurkosten von ca. 700 €/kW<sub>el</sub>).

Aus Abbildung 14 lässt sich dann für 2030 erkennen, dass Einsatzfelder für Wasserstoff im Transportsektor unter den hier getroffenen Annahmen in diesem Zeitraum soeben gewinnbringend erschließbar sein können, selbst dann, wenn für Wasserstoff eine Kraftstoffsteuer erhoben werden würde. Allerdings sind unter den getroffenen Annahmen weder für die Industrie, noch für die Rückverstromung oder eine Nutzung im Erdgasnetz wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten in Sicht, da für diese Anwendungen die Produktionskosten deutlich über den am Markt erzielbaren Preisen liegen.

Unberücksichtigt bleiben in dieser Analyse allerdings volkswirtschaftliche Effekte, die sich aus den positiven Einflüssen von Speichern auf das elektrische Energiesystem ergeben können, wie zum Beispiel die Vermeidung von Netzausbau durch Energiespeicherung oder auch die Dämpfung von Erzeugungsschwankungen, die sonst ausgleichende Netzmaßnahmen erfordern würden. Betriebswirtschaftlich relevant werden diese erst, wenn sie durch entsprechende regulatorische Maßnahmen monetisierbar werden.

Aus Sicht des Energiesystems ergibt sich dadurch für den Einsatz von PtG bzw. die Verwendung des resultierenden Wasserstoffs in Übereinstimmung mit den Ergebnissen der län-

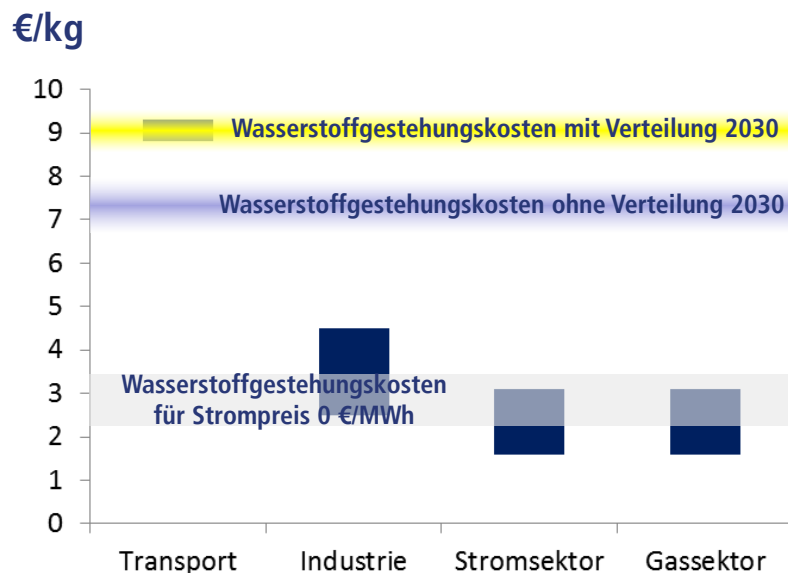
---

<sup>10</sup> Durch den dynamischen Elektrolysebetrieb lassen sich die niedrigsten Strompreise an der EEX-Börse abgreifen. In bisherigen Studien wird insbesondere für Norddeutschland davon ausgegangen, dass die Zeiten niedrigster Strompreise verknüpft sind mit der höchsten Produktion von erneuerbarem Strom. Mittel- und langfristig ist jedoch ungewiss, ob diese Koinzidenz immer zutrifft, das heißt zu welchen Anteilen der mit erneuerbarem Strom hergestellte Wasserstoff auch wirklich CO<sub>2</sub>-frei hergestellt wurde.

derspezifischen Fallstudien im europäischen HyUnder-Projekt [HyUnder 2014] eine klare Präferenz:

- auf der einen Seite gibt es die prinzipielle Einsicht, dass langfristig ausschließlich die chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder Methangas genügend Potenzial hat, um die erforderlichen langfristigen Energiespeichermengen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Netz (> 50%) verfügbar zu machen,
- auf der anderen Seite ergeben alle Modelle mittelfristig lediglich Geschäftsmöglichkeiten für den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff im Transportsektor; in allen anderen Sektoren (Strom, Gas, Industrie, Methan als Kraftstoff) erscheint PtG auch längerfristig nicht wirtschaftlich.

Dem Transportsektor kommt also hier eine wichtige Rolle als Vorreiter und Impulsgeber von wasserstoffbasierten PtG-Pfaden zu.



**Abbildung 14: Wasserstoffgestehungskosten für 2030 und Kostenbandbreiten konkurrierender Lösungsangebote je Marktsektor nach Tabelle 2**

#### 4.5 Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas

Solange Gas pro kWh deutlich billiger ist als Strom, kann Methan aus PtG nur bei hohen Preisen für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate wirtschaftlich werden; Methan verlustbehaftet aus teurem erneuerbarem Strom herzustellen muss zwangsläufig zu deutlich höheren Kosten als von Erdgas führen. Der Vorteil von synthetischem Methan besteht in seiner prinzipiellen Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Neutralität des Kraftstoffpfades. Solange diese sich nicht auch monetär widerspiegelt, kann für keine der genannten Anwendungen ein Markt entstehen.

Dieses gilt auch für den Transportsektor: Die Wirtschaftlichkeit von Methan-Pfaden aus PtG ist wegen der deutlichen Effizienzverluste entlang der Versorgungskette EE-Strom zum gefahrenen Kilometer (Methanisierung, CNG- statt Brennstoffzellenfahrzeugen) für alle Einsatzbereiche schlechter als für Wasserstoff aus PtG. Es wurde daher aufgrund der oben angeführten Ergebnisse in dieser Studie auf eine detaillierte Darstellung verzichtet.

Allerdings steht dem eine Einsparung für den entfallenden Aufbau einer Verteilinfrastruktur gegenüber. Im Falle der Methanerzeugung aus PtG kann hier die für Erdgas bestehende Infrastruktur uneingeschränkt verwendet werden, während sie für die Verteilung von Wasserstoff erst gebaut werden müsste. Die erforderlichen Wirtschaftlichkeitsanalysen sind wegen der unvorhersehbaren Marktentwicklung komplex. Weitere detaillierte Analysen sind sowohl für EE-H<sub>2</sub>- als auch EE-Methan-basierte PtG-Einsatzfelder in Vorbereitung potenzieller Märkte noch durchzuführen. Dazu gehört auch eine volkswirtschaftliche Gegenüberstellung der Zusatzkosten einer zu errichtenden Wasserstoff-Infrastruktur und der damit erzielbaren Vorteile in allen Verbrauchssektoren.

Den im Industriekonsortium von H<sub>2</sub> Mobility versammelten Industriepartnern kommt hier die wichtige Rolle zu, in Kooperationen mit den anderen Energiesektoren eine Basis für die Erschließung wirtschaftlicher Synergien zu schaffen, nach der Kosten für eine Allokation der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur gemäß dem Nutzen für die jeweiligen Märkte möglich wird.

#### **4.6 Technisches Potenzial für regenerativ bereitgestelltes CO<sub>2</sub>**

Die Methanisierung von Wasserstoff erfordert CO<sub>2</sub> als Rohstoff. Für dieses gibt es unterschiedliche Quellen. Neben der Nutzung von fossilen Quellen, wie z.B. den Abgasen von fossilen Kraftwerken, kann CO<sub>2</sub> aus biogenen Quellen, anderen industriellen Prozessen sowie aus der Luft abgeschieden werden.

Für eine langfristig nachhaltige Produktion von E-Methan kommt nur die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus ebenso nachhaltigen Quellen in Frage. Der Diskussion um den Begriff „nachhaltiges CO<sub>2</sub>“ ist noch nicht abgeschlossen. Grob lassen sich drei Kategorien von CO<sub>2</sub>-Quellen und deren Nachhaltigkeit unterscheiden:

- Voll nachhaltig: biogenes CO<sub>2</sub> (z.B. Biogasaufbereitung, Abgas aus Holzheiz(kraft)werken) oder CO<sub>2</sub> aus Luft,
- Eingeschränkt nachhaltig: industrielle, eingeschränkt substituierbare Prozesse (z.B. Zementherstellung) und
- Nicht nachhaltig: industrielle Prozesse auf fossiler Basis (z.B. Kohlekraftwerke, Stahlwerke).

In diesem Abschnitt wird die Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> aus den ersten beiden Kategorien untersucht. Bei den industriellen Prozessen wurden diejenigen berücksichtigt, bei denen davon auszugehen ist, dass sie auch langfristig CO<sub>2</sub> bereitstellen können, d.h. bei starker Verknappung oder ohne die Verfügbarkeit fossiler Energien.

Alle im Folgenden dargestellten Mengen basieren auf vereinfachten Annahmen und dienen der Orientierung. Die genaue Bestimmung des technischen CO<sub>2</sub>-Potenzials sowie die Bestimmung technischer und wirtschaftlicher CO<sub>2</sub>-Potenziale biogenen Ursprungs bedürfen weiterführender und detaillierter Analysen, bei denen u. a. die Verteilung der Rohstoffe, die Rohstoffeigenschaften, die Anlagengrößen und -kategorien sowie ihre Eigenschaften (zum Beispiel Wirkungsgrad) untersucht werden müssen. Weiterhin bedarf es einer technischen und ökonomischen Bewertung der Erschließung dieser Potenzialmengen, um das verfügbare bzw. praxisnahe Potenzial ermitteln zu können.

#### **4.6.1 Biogenes CO<sub>2</sub> Potenzial**

Unter Berücksichtigung der räumlichen und zeitlichen Verfügbarkeit ist CO<sub>2</sub> aus Bioenergieanlagen eine mögliche Option<sup>11</sup>. Daher wird im Folgenden das technische Potenzial für CO<sub>2</sub> aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan sowie aus der Verbrennung von Biomasse abgeschätzt.

##### **CO<sub>2</sub> aus Biogas**

Das DBFZ berichtet jährlich dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) gemeinsam mit weiteren Kooperationspartnern über die Entwicklung und Menge der Strombereitstellung aus Biomasse. Neben zahlreichen weiteren Datenquellen werden hier u. a. die Ergebnisse jährlicher Betreiberbefragungen ausgewertet. Demzufolge waren zum Stichtag 31.12.2012 in Deutschland etwa 120 Anlagen zur Produktion von Biomethan mit einer Einspeisekapazität von ca. 72 Tsd. m<sup>3</sup>/h in Betrieb [DBFZ et al. 2013]. Rohbiogas enthält 25-55 % CO<sub>2</sub> (abhängig u. a. vom Rohstoff), wovon maximal 6 % im Biomethan verbleiben [DVGW 2004], [DVGW 2008]. Ausgehend von einer Biomethanproduktion von 560 Mio. m<sup>3</sup>/a (i. N.) fallen ca. 330 Mio. m<sup>3</sup>/a (i.N.) CO<sub>2</sub> an<sup>12</sup>. Damit könnten etwa 11 PJ synthetisches Methan erzeugt werden, was für den Betrieb von etwa 600.000 CNG-Hybrid-PKW ausreichen würde (Verbrauch: 1,35 MJ/km; Fahrleistung: 14.000 km/a).

---

<sup>11</sup> Räumlich, da die Standorte von dezentral und über Deutschland verteilten Biogasanlage und PtG-Anlagen zusammenpassen sollten und zeitlich, da auch die Betriebsprofile zur Deckung gebracht werden müssen.

<sup>12</sup> Annahmen: 8.000 Volllaststunden pro Jahr, Auskopplung von 30 vol.% CO<sub>2</sub> aus Rohbiogas

Der Umbau von Biogasanlagen mit bisheriger Vor-Ort-Verstromung und deren Erweiterung um eine Methanisierungsanlage (und Einspeisung) ist aufwendiger als die Erweiterung von Anlagen, die bereits mit einer Biogasaufbereitungsanlage zur Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz ausgerüstet sind<sup>13</sup>. Der Umbau von Biogasanlagen kann daher erst ab einer Leistung von größer  $> 1 \text{ MW}_{\text{el}}$  sinnvoll diskutiert werden [Stockel 2013]. Ungeachtet der jeweiligen Gegebenheiten können somit maximal aus Biogas ca. 625 Mio.  $\text{m}^3/\text{a}$  (i. N.)  $\text{CO}_2$  als theoretisches Potenzial betrachtet werden (vgl. Tabelle 3). Daraus könnten etwa 22 PJ synthetisches Methan erzeugt werden, was für den Betrieb von etwa 1,2 Mio. CNG-Hybrid-PKW ausreichen würde. Das technische bzw. wirtschaftliche Potenzial ist deutlich kleiner (z.B. kein Umbau vor Anlagen mit großem Anteil an Wärmenutzung).

**Tabelle 3: Abschätzung des theoretischen  $\text{CO}_2$ -Potenzials aus Biogas in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012**

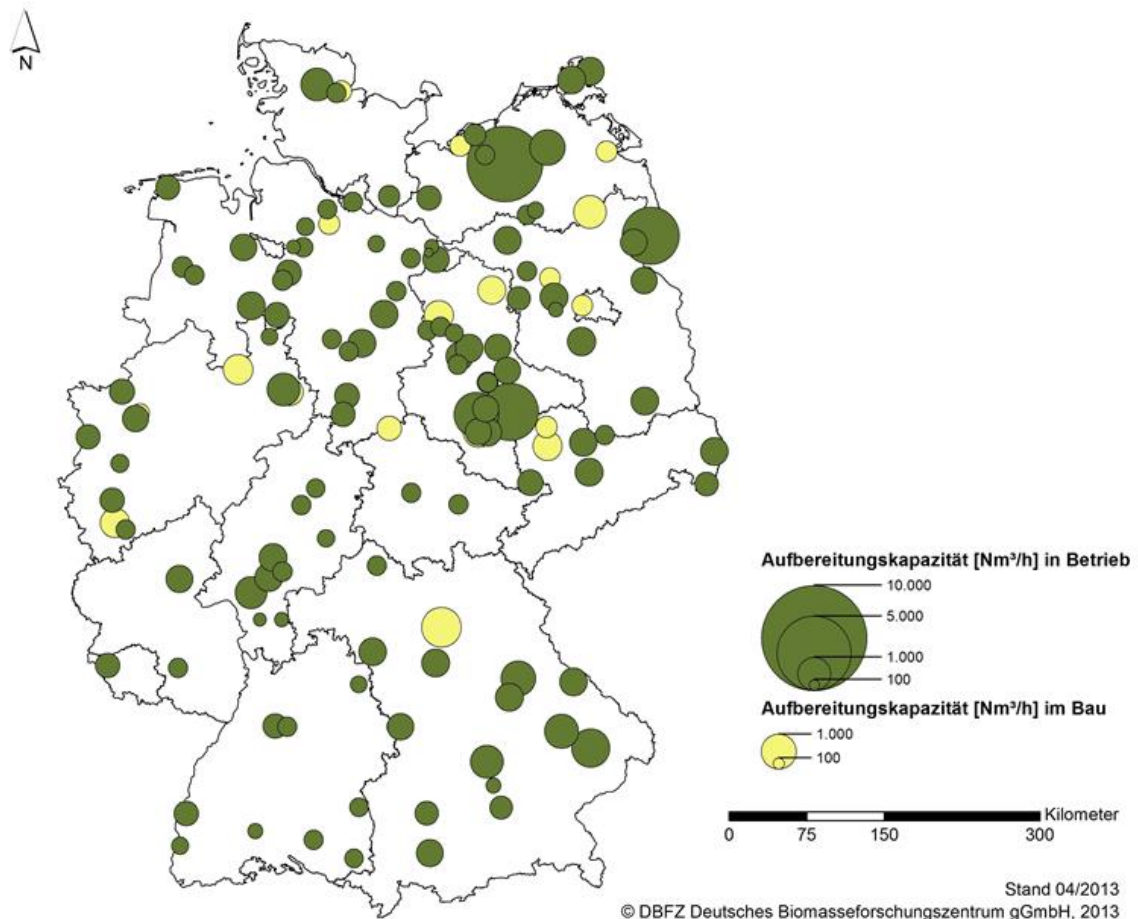
Anlagengröße	Biomethan			Biogas (optional)
	$< 350 \text{ m}^3/\text{h}$ (i.N.)	$350\text{-}700 \text{ m}^3/\text{h}$ (i.N.)	$> 700 \text{ m}^3/\text{h}$ (i.N.)	$> 1 \text{ MW}_{\text{el}}$
Anzahl Anlagen	24	83	13	375
Kapazität gesamt	ca. $71.700 \text{ m}^3/\text{h}$ (i.N.) $\text{CH}_4$			$600 \text{ MW}_{\text{el}}$
$\text{CO}_2$ -Potenzial	ca. $330 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ (i.N.) <sup>13</sup>			ca. $625 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ (i.N.) <sup>14</sup>

Anlagenanzahl, -größe und Kapazität nach [DBFZ et al. 2013]

Wie Tabelle 3 zeigt, ist eine Konzentration der räumlichen Verteilung von Anlagen zur Produktion und Einspeisung von Biomethan vor allem in den östlichen Bundesländern zu verzeichnen. Nahezu analog dazu ist die mittlere installierte Leistung [ $\text{kW}_{\text{el}}$ ] der Biogasanlagen ebenfalls in den östlichen Bundesländern sowie in Niedersachsen überdurchschnittlich hoch [DBFZ et al. 2013].

<sup>13</sup> Die geplante EEG-Novelle hat hier keine Auswirkung, da unserer Analyse nur Bestandsanlagen zu Grunde liegen. Es wurde darüber hinaus davon ausgegangen, dass der gesetzliche Rahmen auch in Zukunft einen Anreiz für die Stromerzeugung aus Biogas vorsehen wird, insbesondere in Kombination mit (Bio)-Gasspeichern zur Flexibilisierung der Stromspeisung. Entsprechend wird hier davon ausgegangen, dass die Bestandsanlagen auch in Zukunft vorwiegend zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

<sup>14</sup> Annahmen: 7.650 Volllaststunden pro Jahr [DBFZ et al. 2013],  $\emptyset$  Wirkungsgrad 33 %, Biogas:  $5,5 \text{ kWh}/\text{m}^3$  bei 55 %  $\text{CH}_4$ , Auskopplung von 30 vol.%  $\text{CO}_2$  aus Rohbiogas



**Abbildung 15: Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland differenziert nach Aufbereitungskapazität (Nm<sup>3</sup>Biomethan/h) [DBFZ et al. 2013]**

Mit den in Tabelle 3 angegebenen CO<sub>2</sub>-Potenzialen aus Biogasanlagen lassen sich etwa 955 Mio. m<sup>3</sup> (i.N.) bzw. etwa 9,5 TWh (34 PJ) synthetisches Methan pro Jahr erzeugen, was etwa 1,6% des heutigen Kraftstoffverbrauchs (ohne Flugverkehr) in Deutschland entspricht.

### CO<sub>2</sub> aus Biomasseheizkraftwerken

In Deutschland werden Anlagen, die feste Biomasse verbrennen, um Strom und Wärme zu produzieren, im Rahmen des EEG vergütet. Ende 2012 waren ca. 540 Biomasse(heiz)kraftwerke<sup>13</sup> (ohne Mitverbrennungsanlagen) mit einer elektrischen Leistung von rund 1.560 MW in Betrieb, davon wiederum ca. 200 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von > 1 MW (96% der Gesamtleistung). Durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas dieser Anlagen ergibt sich ein theoretisches CO<sub>2</sub>-Potenzial von insgesamt etwa 8 Mrd. m<sup>3</sup> (i.N.) bzw. 7,7 Mrd. m<sup>3</sup> (i.N.) (vgl. Tabelle 4).



**Tabelle 4: Abschätzung des theoretischen CO<sub>2</sub>-Potenzials aus Biomasseheizkraftwerken in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012**

	<b>Brennstoff</b>	<b>Brennstoffmenge</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Potenzial</b>
<b>Biomasseheizkraftwerke<sup>15</sup>, im EEG</b>	Holz <sup>16</sup>	8,7 Mio. t <sub>atro</sub>	ca. 8 Mrd. m <sup>3</sup> (i.N.) <sup>17</sup>
<b>Papier- und Zellstoff- industrie, nicht im EEG</b>	Laugen <sup>18</sup>	21,2 PJ (Holzäquiv. ~1,2 Mio. t <sub>atro</sub> )	- <sup>19</sup>
<b>Stromerzeugungsanlagen</b>	biogener Siedlungsabfall	87,7 PJ <sup>20</sup>	- <sup>24</sup>

Brennstoffmenge nach [DBFZ et al. 2013]

Bei der regionalen Verteilung der Biomasseheizkraftwerke ist ein deutliches Süd-Nord-Gefälle erkennbar (vgl. Abbildung 15). Die gesamte installierte Anlagenleistung ist in den Bundesländern Bayern (ca. 235 MW<sub>el</sub>), Nordrhein-Westfalen (ca. 215 MW<sub>el</sub>) sowie Baden-Württemberg (ca. 170 MW<sub>el</sub>) am größten.

---

<sup>15</sup> einschließlich Holzvergaseranlagen und i. R. d. EEG vergütete Heizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie

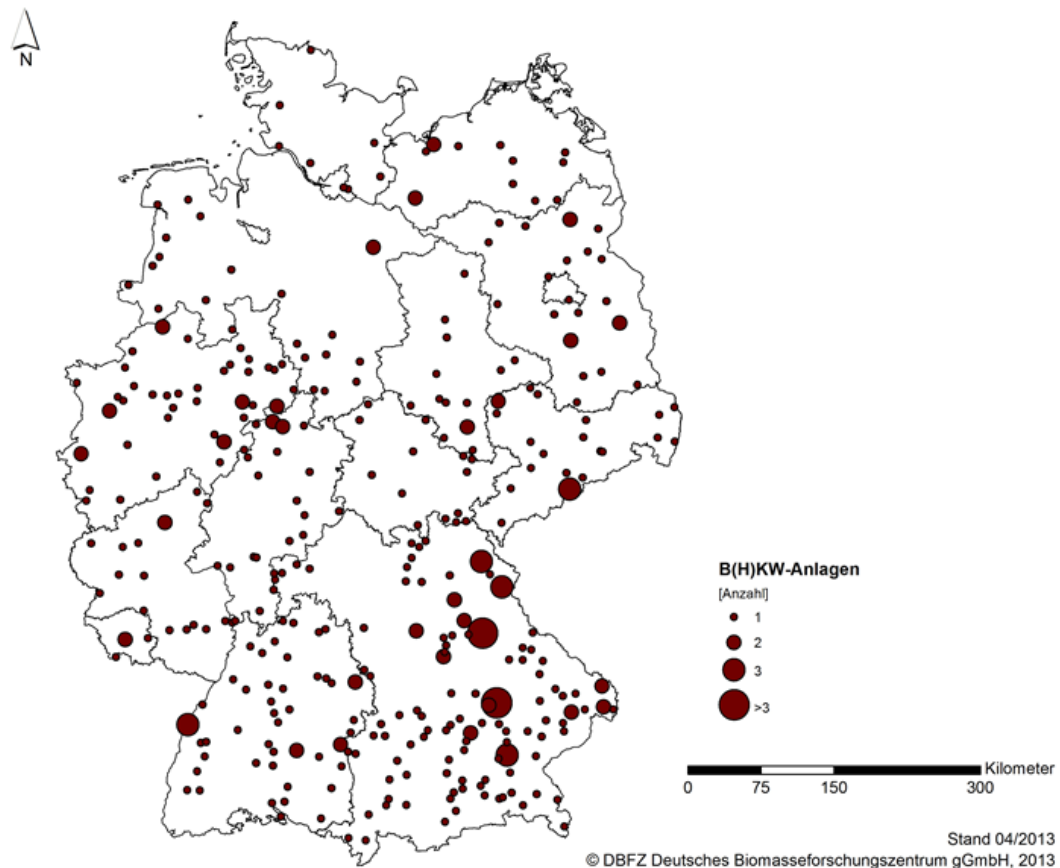
<sup>16</sup> 56% Altholz, 27% Wald- und Landschaftspflegeholz, Kurzumtriebsplantagen, 17% Reststoffe aus Holz-, Papier- und Zellstoffindustrie (Industrierestholz, Rinde, Ablaube)

<sup>17</sup> Annahmen: Kohlenstoffgehalt Altholz 50 Gew.-% bezogen auf die Trockensubstanz, 99% Umsetzung des Kohlenstoffs in CO<sub>2</sub>, 1% Kohlenstoff über Ascheaustag nicht als CO<sub>2</sub> verfügbar

<sup>18</sup> Überwiegend Mitverbrennung, d.h. kombinierter Einsatz mit fossilen Brennstoffen

<sup>19</sup> Für eine Quantifizierung des CO<sub>2</sub>-Potenzials sind belastbare Daten zur Elementarzusammensetzung erforderlich

<sup>20</sup> abweichendes Bezugsjahr: 2011



**Abbildung 16: Regionale Verteilung der Biomasseheizkraftwerke und Holzvergaseranlagen je Postleitzahlengebiet in Deutschland [DBFZ et al. 2013]**

Aus den 7,7 Mrd. m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> (i.N.) aus Holzheizkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW lassen sich etwa 7,7 Mrd. m<sup>3</sup> (i.N.) bzw. etwa 77 TWh (276 PJ) synthetisches Methan pro Jahr erzeugen, was etwa 12,9% des heutigen Kraftstoffverbrauchs (ohne Flugverkehr) in Deutschland entspricht und für den Betrieb von etwa 14 Mio. CNG-Hybrid-PKW ausreicht.

#### 4.6.2 CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen

Es wird auch diskutiert, ob CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen zur Methanisierung verwendet werden kann. Heute stammt CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen zum großen Teil aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe, was hier jedoch bewusst nicht berücksichtigt wird. Dieses Vorgehen begründet sich aus der Absicht, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland insgesamt zu reduzieren und nicht zwischen den Sektoren zu verschieben. Entsprechend wurde für die Potenzialabschätzung nur das bei gleichem Produktionsniveau nicht vermeidbare CO<sub>2</sub> berücksichtigt.

CO<sub>2</sub> kann auch aus industriellen Prozessen wie der Zementindustrie und der Stahlindustrie bezogen werden. Nach [Herrman et al 2012] wurden die Menge an CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen sowie die Potenziale zu deren Reduktion ermittelt.

Tabelle 5 zeigt das Potenzial an CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen vor und nach Ausschöpfung von Potenzialen zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen und Einsatzstoffen. CO<sub>2</sub> aus der Produktion von Ammoniak (7,4 Mio. t in 2008) wurde nicht berücksichtigt, da der dafür benötigte Wasserstoff prinzipiell auch erneuerbar erzeugt werden kann.

**Tabelle 5: CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen (Mio. t/a)**

	2008	davon Prozess bedingt*	„Top Gas Recycling“ beim Hochofenprozess	Eisen und Stahl über Direktreduktion mit EE-H <sub>2</sub> , inerte Anoden
<b>Zementproduktion</b>	21,0	13	13,7	13,7
<b>Kalkbrennen</b>	7,5	6,0	6,0	6,0
<b>Eisen und Stahl</b>	52,3	52,3	34,0 (-35%)	0
<b>Aluminium</b>	0,8	0,8	0,8	0
<b>Summe</b>	81,6	72,8	54,5	19,7

\* Ohne Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Deckung des Energiebedarfs der Anlage.

Erfolgt in Zukunft die Produktion von Eisen und Stahl über Direktreduktion mit Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und werden in der Aluminiumproduktion inerte Anoden eingesetzt, verbleiben noch etwa 20 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr (etwa 10 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a). Daraus könnten etwa 99 TWh synthetisches Methan pro Jahr produziert werden was etwa 16,6% des Kraftstoffverbrauchs (ohne Flugverkehr) in Deutschland entspricht. Dabei wurde angenommen, dass die Produktion von Zement, Kalk, Eisen und Stahl sowie Aluminium in Deutschland sich im Vergleich zu 2008 nicht verändert.

#### 4.6.3 CO<sub>2</sub>-Potenziale insgesamt

Tabelle 6 zeigt die CO<sub>2</sub>-Potenziale und die daraus resultierenden Potenziale für die Produktion von synthetischem Methan.

**Tabelle 6: CO<sub>2</sub>-Potenziale und daraus resultierende Potenziale für die Produktion von synthetischem Methan in Deutschland**

	Einheit	Biogasaufbereitung	Biomasseheizkraftwerke	Industrielle Prozesse
<b>CO<sub>2</sub>-Potenzial</b>	Mrd. Nm <sup>3</sup> /a	0,955	7,7	10,0
<b>Methanpotenzial</b>	Mrd. Nm <sup>3</sup> /a	0,955	7,7	10,0
	TWh/a	9,5	76,6	99,5
	PJ/a	34	276	358
<b>Summe Methanpotenzial</b>	PJ/a	667		

Insgesamt könnten mit CO<sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung, aus dem Abgas von Biomasseheizkraftwerken und aus industriellen Prozessen etwa 186 TWh (668 PJ) synthetisches Methan pro Jahr erzeugt werden, was etwa 31% des heutigen Kraftstoffverbrauchs (ohne Flugverkehr) in Deutschland entspricht und für den Betrieb von etwa 35 Mio. CNG-Hybrid-PKW ausreicht.

## 5 Szenarien für die Nutzung von PtG im Verkehr

### 5.1 Hintergrund

PtG bietet, wie die Analysen in den vorangegangenen Kapiteln zeigen, die prinzipielle Möglichkeit, den Teil des Verkehrssektors mit Hilfe von Brennstoffzellen- und CNG/LNG-Antrieben auf eine erneuerbare Basis zu stellen, für den eine direkte Stromnutzung bzw. ein batterieelektrischer Antrieb nicht (wirtschaftlich) zu realisieren ist und zugleich eine starke Reduktion der THG-Emissionen zu erreichen.

Mit Hilfe von drei Szenarien wird untersucht, welcher Einsatz von PtG (Wasserstoff, Methan) 2050 notwendig wäre, um Minderungen der THG-Emissionen des Straßen- und Binnenschiffsverkehrs um etwa 80% gegenüber 1990 zu erreichen und welche Strommengen dazu notwendig sind. Auf Basis der Ergebnisse der Analyse wird diskutiert, welche Chancen und Herausforderungen sich aus der Versorgung des Verkehrs mit PtG für den Energie- und Verkehrssektor ergeben.

Als Zeithorizont für die Szenarien wurde das Jahr 2050 gewählt, da für einen signifikanten Anteil von PtG-Kraftstoffen im Verkehr zunächst verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein müssen:

- Für eine großtechnische PtG-Herstellung ist noch erhebliche technische Entwicklungsarbeit zu leisten (v. a. hinsichtlich Kosten und Betriebscharakteristika der Elektrolyseure).
- Die Fahrzeugtechnik ist noch nicht für alle Fahrzeugtypen verfügbar (insbesondere im Nutzfahrzeugbereich) und derzeit preislich nicht konkurrenzfähig.
- Auch nach erfolgtem Markthochlauf der entsprechenden Fahrzeuge dauert es einige Zeit, bis eine signifikante Marktdurchdringung bei CNG/LNG- und Brennstoffzellenantrieben erreicht wird.
- Eine wirtschaftlich attraktive Bereitstellung von erneuerbarem Strom auch abseits der Spitzenzeiten ist eine Grundvoraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen.

Aus diesen Gründen erscheint es aus derzeitiger Sicht nicht realistisch, dass PtG-Kraftstoffe bereits im Jahr 2030 einen Anteil erreicht haben, der eine Abschätzung ihres Potentials zur Erreichung der Ziele der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie ermöglicht. Deshalb wird im Folgenden das Szenario Jahr 2050 betrachtet.

## 5.2 Rahmenbedingungen und Annahmen

### 5.2.1 Verkehrliche Rahmenbedingungen

In den Szenarien werden ausschließlich der **Straßenverkehr** sowie die **Binnenschifffahrt** betrachtet. Der Flugverkehr wird nicht betrachtet, da dieser aus technischen Gründen auf absehbare Zeit vornehmlich auf Flüssigkraftstoffe angewiesen sein wird<sup>21</sup>. Hier kommen beispielsweise Power-to-Liquid-Kraftstoffe (PtL) in Betracht, die aber nicht Gegenstand dieser Studie sind. Der Schienenverkehr ist in Deutschland bereits weitgehend elektrifiziert und bietet daher wenig Potenzial für den Einsatz von PtG, weshalb er ebenfalls hier nicht betrachtet wird. Es werden jeweils die THG-Emissionen über die gesamte Erzeugungs- und Nutzungskette der Energieträger berücksichtigt.

Der Wirkung des Einsatzes von PtG (Methan, Wasserstoff) im Straßenverkehr und der Binnenschifffahrt auf die THG-Emissionen sowie den Endenergie- und Stromverbrauch werden anhand von drei Szenarien für das Jahr 2050 ermittelt, siehe Tabelle 7.

Im Basis-Szenario (Szenario 1) wird eine Flottenentwicklung abgebildet, die die für eine umfassende EE-Methan-Nutzung notwendige CNG-Fahrzeugentwicklung zu Grunde liegt<sup>22</sup>. Aufbauend auf diesem Szenario werden in Szenario 2 die CNG-Fahrzeuge vollständig mit EE-Methan betrieben, in Szenario 3 ein Teil dieser Fahrzeuge mit Brennstoffzellenfahrzeugen ersetzt. Durch die Gegenüberstellung der Ergebnisse der Szenarien ist es damit möglich, die Auswirkung eines umfangreichen Einsatzes von EE-H<sub>2</sub> und von EE-Methan auf den Energieeinsatz und die THG-Emissionen des Straßenverkehrs und der Binnenschifffahrt darzustellen. Allen Szenarien liegen eine detaillierte Modellierung der Fahrzeugflotte, der Fahrleistungsentwicklung und der PtG-Herstellung zu Grunde und ermöglicht somit eine fundierte Abschätzung des Strombedarfs für die Szenarien.

---

<sup>21</sup> In früheren Analysen und Erprobungen wurde u. a. von Airbus, Dornier und Tupolew auch Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>) als möglicher Kraftstoff für die Zukunft der Luftfahrt untersucht, eine Alternative, die zurzeit jedoch wenig beachtet wird.

<sup>22</sup> Analyse des Umstiegs von Diesel- bzw. Otto-Kraftstoffen bzw. -Antrieben ist nicht Teil der Studie.

**Tabelle 7: Annahmen zu Flottenzusammensetzung und eingesetzten Energieträgern**

<p>Szenario 1: <b>„CNG / LNG ohne EE-Methan“</b> <b>(Basisszenario)</b></p>	<p>In diesem Szenario liegt der Fokus auf der Effizienzverbesserung konventioneller verbrennungsmotorischer Antriebe. Ab 2030 wird stark zunehmend Erdgas (mit 10% Biomethanbeimischung) als Kraftstoff eingesetzt, insbesondere bei den Nutzfahrzeugen und den Binnenschiffen, und ermöglicht eine starke Durchdringung des Bestandes mit CNG/LNG-Fahrzeugen bis 2050. Der Bestand batterieelektrischer Fahrzeuge erreicht im Jahr 2030 die Marke von 3 Mio. Fahrzeugen, danach stagnieren die Neuzulassungen dieser Fahrzeuge.</p>
<p>Szenario 2: <b>„CNG / LNG mit EE-Methan“</b></p>	<p>Abweichend von Szenario 1 wird hier das Erdgas bis zum Jahr 2050 sukzessive vollständig durch EE-Methan ersetzt. Zusätzlich werden die Plug-in-Hybrid-PKW bis 2050 vollständig auf CNG-Antrieb umgestellt (können dann also EE-Methan tanken). Damit zeigt dieses Szenario gegenüber Szenario 1 den Einfluss einer Einführung der PtG-Technologie bei ansonsten im Wesentlichen gleichen Annahmen.</p>
<p>Szenario 3: <b>„EE-Methan + Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge“</b></p>	<p>Wie in den anderen beiden Szenarien verlassen CNG/LNG-Antriebe bis zum Jahr 2030 den Nischenmarkt. Jedoch nehmen gleichzeitig elektrische Antriebe deutlich zu. Es wird angenommen, dass Brennstoffzellen-Fahrzeuge ab 2030 konkurrenzfähig sind und auch eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur etabliert ist. Damit steigt insbesondere der Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge an. Gleichzeitig verzeichnen batterieelektrische Fahrzeuge einen deutlich stärkeren Markthochlauf, da hier z. T. technologische Synergien mit der Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen bestehen. Methan und Wasserstoff werden aus erneuerbarem Strom erzeugt.</p>

Bei der Fahrleistungsentwicklung in den Szenarien wurde bis zum Jahr 2030 das TREMOD-Basisszenario zu Grunde gelegt [Knörr 2012], das auf der Verkehrsprognose 2025 [Intraplan 2007] aufbaut. Dieses weist Steigerungen der Fahrleistung von 13% im Personenverkehr und 49% im Güterverkehr aus (gegenüber 2010). Die Entwicklung bis 2050 wurde für den Güterverkehr nach [ProgTrans 2007] angenommen, was einer Erhöhung der Fahrleistung um 84% gegenüber 2010 entspricht. Durch den Trend hin zu größeren Fahrzeugen im Güterverkehr ist das angenommene Wachstum der Transportleistung (in tkm) hier mit +130% noch deutlich höher. Für den Personenverkehr wird die Fahrleistung nach 2030 aufgrund des prognostizierten Bevölkerungsrückgangs als konstant angenommen. Bei der Transportleistung der Binnenschiffe wird nach [ProgTrans 2007] für 2050 ein Wachstum von 60% gegenüber 2010 unterstellt.

Die Annahmen zum Anteil der verschiedenen Energieträger an den Fahrleistungen bzw. Transportleistungen sowie CNG- und PtG-Anteile sind den folgenden Tabellen zu entnehmen.

men. Die getroffenen fahrzeugtechnischen Annahmen werden in Anhang II kurz beschrieben und sind identisch mit denen der Szenarien „Verbrenner“ respektive „Brennstoffzelle“ der MKS-Kurzstudie „Erneuerbare Energien im Verkehr“.

**Tabelle 8: Anteile Energieträger an den Fahrleistungen (PKW) bzw. Transportleistungen (Nutzfahrzeuge und Binnenschiffe) in den Szenarien**

		<b>Szenario 1: „CNG / LNG ohne EE-Methan“</b>	<b>Szenario 2: „CNG / LNG mit EE-Methan“</b>	<b>Szenario 3: „EE-Methan + BZ-Fzge.“</b>
		<b>2050</b>	<b>2050</b>	<b>2050</b>
<b>PKW</b>	Otto/Diesel	46,7%	43,3%	27,4%
	CNG	28,8%	32,1%	10,0%
	H <sub>2</sub> in BZ	5,7%	5,7%	35,9%
	Batterie	18,9%	18,9%	26,7%
<b>LKW<sup>23</sup></b>	Diesel	12%	12%	5%
	CNG / LNG	80%	80%	35%
	H <sub>2</sub> in BZ	5%	5%	55%
	Batterie	3%	3%	5%
<b>Binnen-schiff</b>	Diesel	50%	50%	50%
	LNG	50%	50%	50%

**Tabelle 9: Anteil von PtG in den Szenarien**

	<b>Szenario 1: „ohne EE-Methan“</b>	<b>Szenario 2 + 3: „mit EE-Methan“</b>
	<b>2050</b>	<b>2050</b>
Anteil EE-H <sub>2</sub> an H <sub>2</sub>	100%	100%
Anteil EE-Methan an CNG/LNG	0%	100%

<sup>23</sup> Die anteiligen Transportleistungen der Energieträger in den Nutzfahrzeugsegmenten N1, N2 und N3, für die im Szenario differenzierte Annahmen getroffen wurden, wurden in dieser Tabelle der Übersicht halber aggregiert. Eine ausführliche Beschreibung der getroffenen Annahmen ist der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ zu entnehmen.

## 5.2.2 PtG-Prozesse und Strombereitstellung

Für die H<sub>2</sub>-Erzeugung wird in allen Szenarien 100% Elektrolyse angenommen. Andere Pfade, wie Erdgasdampfreformierung oder Kohlevergasung, sind im Sinne einer hohen THG-Minderung nicht zielführend und werden daher nicht berücksichtigt. Die Relevanz von „Abfall-Wasserstoff“ aus der Industrie ist mengenmäßig allenfalls für einen Übergangszeitraum von Interesse, in einem künftigen Massenmarkt jedoch vernachlässigbar.

Für die Strombereitstellung für batteriebetriebene Fahrzeuge wird für 2050 der Strommix nach Leitstudie 2011 [DLR 2012] angesetzt. Die Strombereitstellung für PtG (Wasserstoff, Methan) wird in den Szenarien als 100% erneuerbar angenommen, als Sensitivität wird zudem untersucht, wie sich die Treibhausgasemissionen verändern, wenn für PtG statt 100% erneuerbarer Energie der Strommix für 2050 angesetzt wird.

Bei den PtG-Szenarien (Szenarien 2 und 3) wird für die PtG-Prozesse im Jahr 2050 eine deutliche Effizienzsteigerung gegenüber dem Jahr 2030 angenommen (für das Annahmen in Kapitel 4.2 getroffen wurden), da bei der angenommenen großmaßstäblichen PtG-Produktion mit signifikanter technischer Entwicklung zu rechnen ist. Entsprechend [DLR 2012] wird der energetische Gesamtwirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert für die H<sub>2</sub>-Elektrolyse in 2050 mit 76% und der Gesamtwirkungsgrad für die Umwandlung von Strom in Methangas mit 61% angenommen.

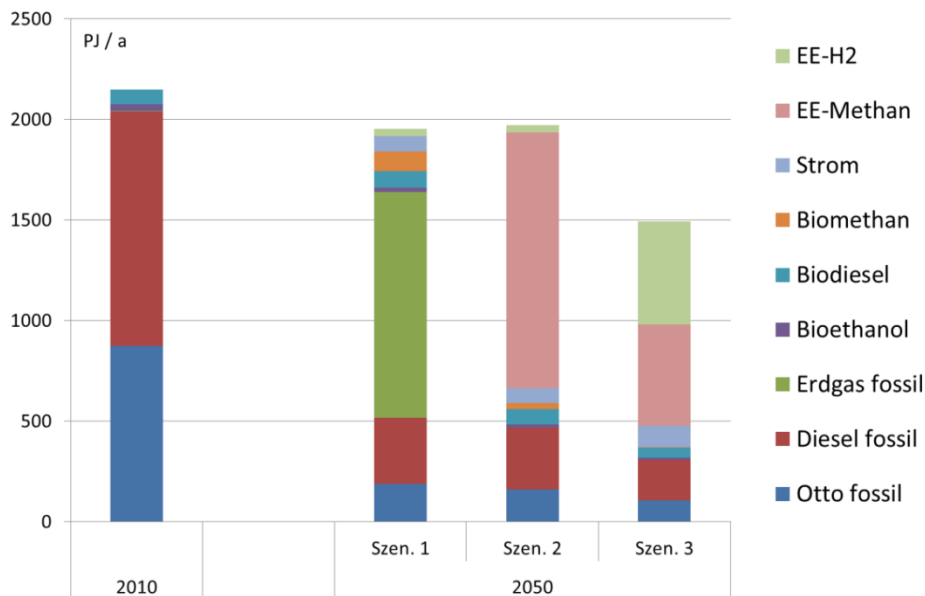
## 5.3 Ergebnisse der Szenarien Berechnungen

### 5.3.1 Endenergiebedarf

Trotz der Zunahme der Transport- und Verkehrsleistungen nimmt in allen Szenarien auf Grund der Effizienzsteigerungen der Endenergiebedarf der betrachteten Verkehrssektoren ab. In Szenario 1 reduziert sich der Endenergiebedarf bis 2050 gegenüber 2005 um 9%. Szenario 2, in welchem hauptsächlich eine Substitution von fossilem Erdgas durch EE-Methan betrachtet wird, führt zu keiner weiteren Reduktion. Erst die Einführung von größeren Mengen von Brennstoffzellenfahrzeugen und batterieelektrischen Antrieben, die eine höhere Endenergieeffizienz haben, führt zu einer weiteren Reduktion des Endenergiebedarfs um 24%. Damit wird in diesem Szenario (3) eine Reduktion von 33% gegenüber 2005 erreicht. Erst mit einem solchen Wandel hin zu elektrisch betriebenen Fahrzeugen kommt das Ziel der Bundesregierung in greifbare Nähe, den Endenergieverbrauch des Verkehrs bis 2050 um ca. 40% gegenüber 2005 zu senken. Die Detailbetrachtung zeigt, dass der Endenergieverbrauch des Personenverkehrs in Szenario 3 stark zurückgeht (um 57% gegenüber 2010), dass andererseits im Güterverkehr die gesteigerte Effizienz der Antriebe das angenommene Transportleistungswachstum aber nicht ausgleichen kann; im Güterverkehr steigt der



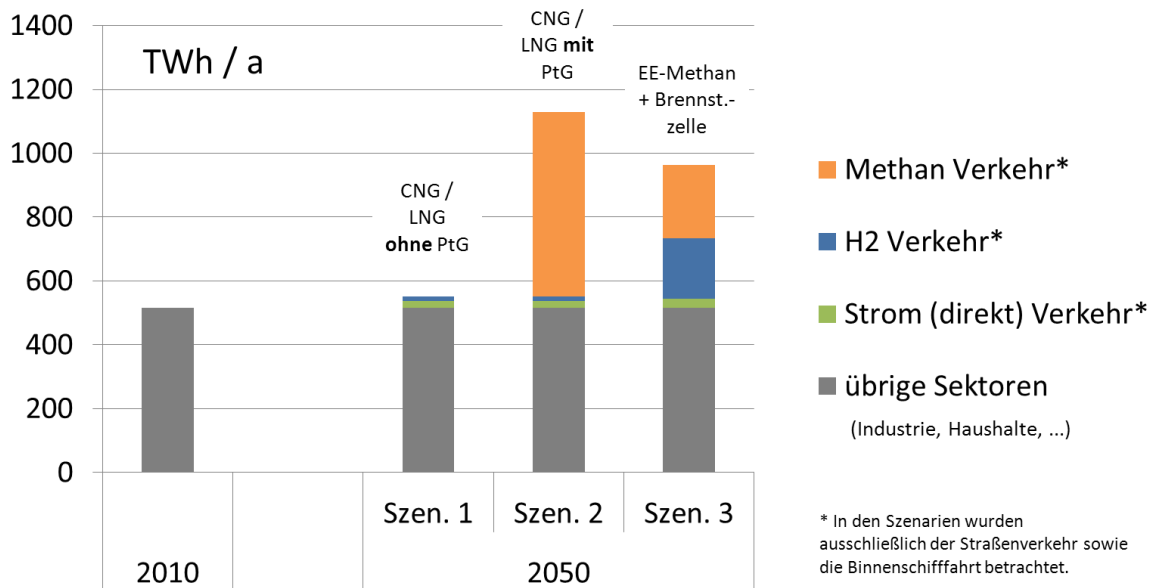
Endenergieverbrauch um etwa 28%. Es ist zu beachten, dass durch die Einführung von PtG-Kraftstoffen ein Teil des Energieverbrauchs in die Bereitstellung der Kraftstoffe (H<sub>2</sub> bzw. Methan) verlagert wird.



**Abbildung 17: Endenergieverbrauch in Straßenverkehr und Binnenschifffahrt**

### 5.3.2 Strombedarf

Eine breite Einführung von PtG würde bedeuten, dass ein großer Teil der derzeitigen Energienachfrage in Form fossiler Kraftstoffe in den Stromsektor verschoben würde. Gleichzeitig nimmt mit der Nutzung von PtG (Methan und Wasserstoff) sowie von batterieelektrischen Fahrzeugen der Strombedarf des Verkehrssektors stark zu. Im Szenario 2 wird für die Erzeugung der vom Verkehr (Straßenverkehr/Binnenschifffahrt) genutzten Energieträger (hauptsächlich Methan) 614 TWh Strom benötigt. Hier würde der Verkehrssektor (ohne Betrachtung der Sektoren Luftfahrt, Seeschifffahrt und Bahnen) demnach einen höheren Strombedarf haben als die übrigen Sektoren zusammen (Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen). Im Szenario 3, in welchem der Endenergiebedarf durch die effizienteren Brennstoffzellen und batterieelektrischen Fahrzeugen niedriger liegt, beträgt der Strombedarf bei gleicher Verkehrsleistung dagegen 447 TWh.



**Abbildung 18: Strombedarf in den Szenarien 1–3. Für den Bedarf der übrigen Sektoren wurde der derzeitige Strombedarf für das Jahr 2050 fortgeschrieben.**

Das nachhaltige Potenzial erneuerbarer Stromerzeugung (unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, technischer und ökologischer Potenzialbeschränkungen) in Deutschland, das für alle Sektoren zur Verfügung steht, liegt konservativ bei etwa 1.000 TWh pro Jahr (siehe MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“). Diese Menge würde im Szenario 2 leicht überschritten. Insbesondere dann, wenn noch andere Bereiche des Verkehrs (z.B. Flugverkehr mit PtL) mit erneuerbarer Energie versorgt werden sollen, müssten voraussichtlich zusätzliche Quellen erschlossen werden, wie z.B. der Import von EE-Strom oder EE-Kraftstoffen. Dies hat jedoch neben der technischen (Infrastruktur) auch erhebliche strategische Implikationen, die frühzeitig untersucht werden sollten. Durch einen höheren Anteil von batterieelektrischen Antrieben und Brennstoffzellen (Szenario 3) könnte die Situation etwas entschärft werden.

Weiterhin wäre im Szenario 2 der Aufbau einer PtG-Kapazität von ca. 150 GW an Elektrolyseleistung erforderlich (bei angenommenen 4.000 Volllaststunden pro Jahr), was mit hohen Investitionskosten verbunden ist; auch diese wären im Szenario 3 deutlich geringer, zumal hier weit weniger Anlagenkapazität zur Methanisierung erforderlich wäre.

### 5.3.3 THG-Emissionen

Während die THG-Emissionen des Straßenverkehrs und der Binnenschifffahrt bisher neben dem Verbrauch insbesondere auf den Kohlenstoffgehalt der fossilen Energieträger Diesel und Benzin zurückgehen, spielt in den untersuchten Szenarien die Effizienz der Energieträ-

gerherstellung (z.B. Elektrolyse)<sup>24</sup> und die Zusammensetzung des Kraftwerkparcs die herausragende Rolle.

Trotz der hohen Effizienzverbesserungen im Szenario 1 – insbesondere bei PKW mit Verbrennungsmotoren – kann ohne den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern nur eine Minderung der THG-Emissionen von 24% zwischen 2010 und 2050<sup>25</sup> erreicht werden. Dies ist insbesondere auf das begrenzte CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial durch den Einsatz von fossilem CNG/LNG im LKW-Bereich sowie das angenommene Wachstum der Transportleistung zurückzuführen: Die LKW-Emissionen nehmen in diesem Szenario zwischen 2010 und 2050 um 43% zu. Dies relativiert die starken Minderungen (-53%), die im PKW-Verkehr im gleichen Zeitraum erbracht werden.

Der Einsatz von PtG-Technologien, mit denen Methan vollständig aus erneuerbarem Strom erzeugt wird (Szenario 2), führt zu einer Reduktion der THG-Emissionen um 73% gegenüber 1990. Mit der Verringerung des Strombedarfs durch einen verstärkten Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen sowie Brennstoffzellenfahrzeugen (Szenario 3) vermindern sich beim Einsatz von 100% erneuerbarer Energie die Treibhausgasemissionen weiter auf -82% gegenüber 1990. Die restlichen Emissionen entstehen beim Betrieb der mit fossilen Kraftstoffen betriebenen Fahrzeuge.

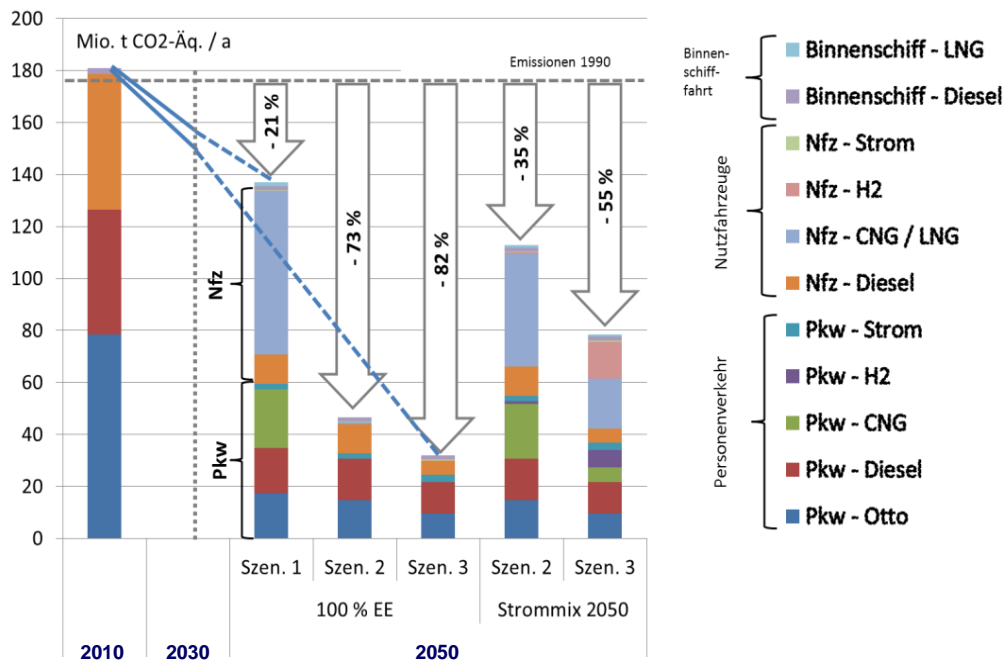
Simulationsrechnungen des Strommarkts zeigen, dass der Einsatz von PtG-Systemen zur Zwischenspeicherung in Energiesystemen mit hohen EE-Anteilen auch zu einer stärkeren wirtschaftlichen Nutzung fossiler Grundlastkraftwerke mit entsprechender Erhöhung der THG-Emissionen führen kann [VDE 2012, Pehnt 2010]<sup>26</sup>. In einer Sensitivitätsbetrachtung wurde deshalb beispielhaft untersucht, welche Minderungen für den Verkehr resultieren würden, wenn für PtG der Stromerzeugungsmix für 2050 verwendet wird. Die Emissionsfaktoren (inkl. Brennstoffvorketten) wurden auf Basis des Szenarios A der BMU-Leitstudie 2011 berechnet, das für 2050 einen EE-Anteil von 85% ausweist.

---

<sup>24</sup> Vereinfachend wurde in den Berechnungen angenommen, dass das für die Methanisierung notwendige CO<sub>2</sub> biogener Herkunft ist bzw. es sich um „Abfall-CO<sub>2</sub>“ handelt und damit nicht in die Bilanz eingeht. Das Potenzial von biogenem CO<sub>2</sub> wird im Kapitel 4.6 ausgeführt.

<sup>25</sup> Entspricht einer Minderung von 23% gegenüber 1990.

<sup>26</sup> Prinzipiell ist denkbar, dass auch ein verstärkter Netzausbau zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen führen könnte durch die Nutzungsmöglichkeit dieser Kapazitäten durch fossil betriebene Kraftwerke.



**Abbildung 19: THG-Emissionen in Straßenverkehr und Binnenschifffahrt**

Die spezifischen THG-Emissionen der Stromerzeugung sind dann mit 112 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh im Vergleich zu heute sehr niedrig. Dennoch würden sich in diesem Fall die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Straßen- und Schiffsverkehrs mehr als verdoppeln – die Minderung in 2050 gegenüber 1990 würde dann nur noch 35% (Szenario 2) bzw. 55% (Szenario 3) betragen. Auch Szenario 3 würde somit das Minderungsziel von 80% klar verfehlen. Es ist allerdings zu beachten, dass aufgrund der Größenordnung der PtG-Stromnachfrage in jedem Fall Rückwirkungen auf die Struktur der Stromerzeugung zu erwarten sind, so dass die Betrachtung des Strommixes 2050 nach BMU-Leitstudie 2011 hier nur als Anhaltspunkt dienen kann.

Das Szenario basiert auf der aktuell vorliegenden Verkehrsprognose für 2025, in der signifikant steigende Verkehrsleistungen insbesondere beim Güterverkehr angenommen wurden. Nehmen die Verkehrsleistungen, insbesondere im Straßengüterverkehr, weniger stark zu, hat dies auch einen dämpfenden Effekt auf die PtG-Stromnachfrage.

### 5.3.4 Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> für die Methanisierung

Das CO<sub>2</sub> für die Methanisierung kann entweder aus biogenen oder industriellen Prozessen oder energieaufwändiger aus der Luft gewonnen werden. Bei heutigen Rahmenbedingungen liegt das theoretische Potenzial bei ca. 17 Mio. t (biogen) bzw. 20 Mio. t (aus industriellen

Prozessen<sup>27</sup>) pro Jahr in Deutschland. Damit ließen sich ca. 185 TWh<sub>chem</sub> EE-Methan erzeugen (siehe Abschnitt 4.6.3).

Dem steht ein Bedarf an EE-Methan von 350 TWh<sub>chem</sub> in Szenario 2 bzw. 140 TWh<sub>chem</sub> in Szenario 3 gegenüber. Damit überschreitet der CO<sub>2</sub>-Bedarf in einem Verkehrsszenario auf Basis von EE-Methan (Szenario 2) das verfügbare Angebot (biogen und industriell) deutlich. Um die 350 TWh<sub>chem</sub> EE-Methan heimisch zu erzeugen, müsste dann entweder biogenes CO<sub>2</sub> (z.B. in Form von Biomasse) importiert werden oder es würde ein höherer Strombedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Umgebungsluft bestehen. Im Szenario 2 mit höheren Anteilen von BZ-Fahrzeugen könnte dagegen der Bedarf an CO<sub>2</sub> vollständig heimisch gedeckt werden.

### 5.3.5 Fazit der Szenarien Analyse

PtG ist für den Verkehr eine prinzipielle Möglichkeit, hohe THG-Minderungen zu erreichen und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren. Bei den heute angenommenen Wachstumsraten des Verkehrs – insbesondere des Güterverkehrs – reichen Effizienzverbesserungen der Fahrzeuge alleine nicht aus. Erst die Nutzung von erneuerbarem Strom – in batterieelektrischen Fahrzeugen oder über PtG in Form von Methan oder Wasserstoff in Brennstoffzellen- und Verbrennungsmotor-Fahrzeugen – ermöglichen eine hohe THG-Reduktion um 80% bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990.

In einem Verkehrssystem mit einem hohen Anteil von LNG- und CNG-Fahrzeugen, die mit EE-Methan versorgt werden, ergibt sich aufgrund der Wirkungsgradketten ein Strombedarf von etwa 600 TWh. Dieser Strombedarf liegt höher als der gesamte heutige Strombedarf (alle Sektoren) in Deutschland und würde den in vielen Studien erwarteten Strombedarf für 2050 mehr als verdoppeln. Damit wäre das in Deutschland nachhaltig erzeugbare Potenzial von erneuerbarem Strom voraussichtlich ausgeschöpft. Ein deutlich geringerer Strombedarf ist erreichbar mit dem Ersatz von mit E-Methan betriebenen LNG- und CNG-Fahrzeugen durch Brennstoffzellen- und batterieelektrischen Fahrzeuge aufgrund der höheren Wirkungsgrade sowohl bei der Kraftstoffherzeugung und -bereitstellung als auch bei der Kraftstoffnutzung im Fahrzeug.

---

<sup>27</sup> Bei der Umweltbewertung von CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen ist entscheidend, ob ein kausaler Zusammenhang zwischen CO<sub>2</sub>-Entstehung und seiner Weiternutzung für die Methanisierung besteht.

### **Exkurs: Netzdienstleistungen durch Power-to-Gas im Verkehr**

In beiden Fällen – sowohl mit hohem Anteil von EE-Methan als auch EE-Wasserstoff – muss eine große Menge von Wasserstoff (und nachfolgend Methan) für den Verkehrssektor bereitgestellt werden. Im Szenario 2 werden pro Jahr 350 TWh (chemisch) EE-Methan benötigt. Das entspricht in deutlich mehr als der aktuellen installierten Speicherkapazität im deutschen Erdgasnetz in Höhe von 220 TWh. Soll der Monatsbedarf des Straßenverkehrs in Höhe von ca. 29 TWh (chemisch) im Erdgasnetz vorgehalten werden, dann entspricht das in etwa 15% der aktuellen Erdgasspeicherkapazität.

Die zeitliche flexible Stromnachfrage des Verkehrssektors, gekoppelt mit dem Aufbau von zusätzlichen erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, bietet damit prinzipiell die Möglichkeit, durch ihre zusätzlich geschaffenen Mengen an gespeichertem Wasserstoff/Methan als weiterer Puffer für erneuerbare Energien zu fungieren. PtG-Anlagen zur Kraftstoffproduktion könnten einen Teil des EE-Wasserstoffs bzw. EE-Methans für die Bereitstellung von sog. gesicherter Leistung verwenden. Die hierfür vorzuhaltenden Energiemengen sind im Vergleich zu den Kraftstoffmengen gering, ermöglichen jedoch eine sichere Stromversorgung auch bei sehr hohen Anteilen an fluktuierenden Erneuerbaren im System.

Die zentrale Komponente bei der Produktion von PtG ist die Elektrolyse. Durch die wahrscheinlich frühere Kostendeckung von PtG im Verkehr könnte der Ausbau der Wasserstoff- und Methanproduktion für den Verkehr durch Massenproduktion zu einer schnelleren Reduktion der Kosten führen.

Die PtG-Kraftstoffproduktion ist in allen Anlagengrößen technisch darstellbar. Netzsystemdienstleistungen wie Blindleistungsregelung, Lastmanagement oder die Bereitstellung gesicherter Leistung (in Verbindung mit einer Rückverstromung) können daher sowohl in zentralen als auch in dezentralen Einheiten realisiert werden: Dies erlaubt einen großen Gestaltungsspielraum für die Entwicklung des zukünftigen, erneuerbaren Energiesystems im Strom- und Kraftstoffsektor.

Daher sollte genauer geprüft werden, inwieweit der Verkehrssektor eine Schlüsselrolle durch Bereitstellung von Speicherkapazitäten oder Netzdienstleistungen für die Energiewende spielen kann und welche technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen hier eine Rolle spielen. Insbesondere sollte dabei geprüft werden, zu welchen Zeitpunkten welche Technologien in welchen Sektoren besonders vorteilhaft eingesetzt werden können.

Somit muss frühzeitig geprüft werden, wie sichergestellt werden kann, dass

- eine aus Kosten-, Umwelt- und Nutzungsgründen optimale Mischung von direkt elektrisch betriebenen Fahrzeugen, Brennstoffzellenfahrzeugen und konventionellen Fahrzeugen erreicht werden kann;
- die benötigten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen (unter wirtschaftlich, technisch und ökologisch nachhaltigen Bedingungen; unter Berücksichtigung von sowohl Inlandsproduktion und gegebenenfalls auch Importen);
- zur Deckung der Nachfrage ein möglichst hoher Anteil zusätzlicher erneuerbarer Energie verwendet wird (wie in Abbildung 9 gezeigt, können hier bereits geringe Mengen an fossilem Strom die Klimabilanz merklich verschlechtern) sowie
- weitere Maßnahmen, z.B. zur Verkehrsoptimierung und -vermeidung, zur Reduktion des Energiebedarfs des Verkehrs, durchgeführt werden.

## 6 Akteure

Potenziell haben mehrere Industriezweige ein Interesse daran, PtG einzusetzen. Die Beweggründe dafür können sich von Sektor zu Sektor unterscheiden und sich eher auf Wasserstoff oder synthetisches Methan fokussieren. Um ein Bild über die unterschiedlichen Interessen insbesondere auch im Sinne einer künftig möglicherweise gemeinsamen Erschließung gemeinsamer Gasinfrastrukturen zu entwickeln, werden im Folgenden die unterschiedlichen Interessen dargestellt. Diese befinden sich jedoch auf Grund der Aktualität des Themas und intensiver Diskussionen teilweise noch im Fluss. Bei den Sektoren/Industrien handelt es sich um die Elektrizitätsindustrie, den Verkehrssektor mit Automobil- und Erdölindustrie, die Erdgasindustrie und die Chemieindustrie.

### 6.1 Elektrizitätsindustrie – Ausreichendes Potenzial für Energiespeicherung, von zentral bis dezentral

Die Stromindustrie hat als erste das Thema der Nutzung von PtG zur Energiespeicherung aufgebracht, und zwar durch die Analysen zur Elektrizitätsgroßspeicherung in Form von Wasserstoff [VDE 2008]. Dabei standen zwei Aspekte im Vordergrund:

- die Entwicklung einer großtechnischen Speicheroption für fluktuierenden erneuerbaren Strom (Nutzung wachsender Mengen an überschüssigem erneuerbaren Strom, Optimierung des Netzbetriebs und -ausbaus, Teilnahme am Regelenergiemarkt) und
- die Nutzung von Strom zur Herstellung eines Energieträgers, der sich auch in anderen Energieverbrauchssektoren nutzen lässt und dadurch gegebenenfalls eine Diversifizierung heutiger Geschäftsfelder bzw. Erschließung neuer Märkte.

Durch den Anstieg der EE-Erzeugungskapazität – insbesondere von On- und Offshore-Windenergie in Norddeutschland – besteht neben dem Interesse der Nutzung von kostengünstigem Überschussstrom auch die Notwendigkeit, Maßnahmen zur Verhinderung von Netzengpässen vorzubereiten. Diese können zum einen auf Erzeugungsseite darin bestehen, nicht vom Netz aufnehmbaren Strom zur Herstellung und Speicherung von Wasserstoff zu nutzen und zum anderen auf Nutzungsseite zur Bereitstellung von Strom („gesicherte Leistung“) aus gespeichertem Wasserstoff bei Engpässen in der Erzeugung.

Da der Netzausbau bisweilen mit Akzeptanzproblemen verbunden ist, wird PtG von den Energieversorgern mittelfristig als eine Option gesehen, um die Folgen der oben beschriebenen Netzengpässe abzumildern (zum Beispiel [VKU 2013]). Dabei besteht weitgehend Einigkeit, dass PtG nicht als Alternative zum einem Ausbau der Stromnetze verstanden werden darf sondern vielmehr zur möglichen Reduktion der Ausbaumaßnahmen [Bayern 2013]. Dabei ist zu beachten, dass Netzausbau und Speicherung grundsätzlich verschiedene Aufga-



ben adressieren – während der Netzausbau zwischen Erzeugung und Verbrauch größere räumliche Entfernungen erlaubt, ermöglicht eine Speicherung deren zeitliche Entkopplung. Trotzdem können beide Maßnahmen zur Vermeidung gewisser Netzengpässe beitragen.

Die Rückverstromung von Elektrolysewasserstoff im großen Stil ist kurz- und mittelfristig aufgrund des geringen Gesamtwirkungsgrads unwirtschaftlich (vgl. Abschnitt 4.4). Auch aus Klimasicht ist sie nur begrenzt sinnvoll. Es lassen sich hier deutlich mehr Emissionen einsparen, wenn damit auf kurze Sicht der derzeit noch „graue“ Wasserstoff in der Industrie ersetzt wird bzw. auf mittlere Sicht Brennstoffzellenfahrzeuge betrieben werden. Möglicherweise lassen sich jedoch lokale Netzengpässe durch den Bau von Speichern vermeiden. Entsprechende Untersuchungen stehen noch aus.

Langfristig bzw. im Rahmen von Kapazitätsmechanismen ist die Rückverstromung allerdings ein systemtragender Bestandteil einer weitgehend erneuerbaren Energielandschaft. Kapazitätsmechanismen sollten im Zuge des EE-Ausbaus ebenfalls mit erneuerbaren Lösungen erfolgen. Technisch ist es ohne weiteres möglich, heute typischerweise mit fossilen Primärenergien betriebene, flexible Stromerzeugungskapazitäten wie Gas- und Dampfturbine, Gasturbine, Gasmotor oder Brennstoffzelle zukünftig mit erneuerbaren Energieträgern (PtG, Power-to-Liquid) zu betreiben und damit zur gesicherten Leistung beizutragen (neben anderen Optionen hierfür). Die Diskussion über den hierfür erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmen und entsprechende politische Maßnahmen hat erst begonnen.

Neben dem Betrieb von Wasserstofftankstellen in Demonstrationsprojekten hat sich die Stromindustrie in Studien mit regionalen Aspekten einer Wasserstoff-Infrastruktur befasst [EnBW 2011]. Nachdem die Potenziale der Großspeicherung von Wasserstoff in norddeutschen Salzkavernen hinlänglich genau untersucht wurde, gibt es auch bereits erste Erkenntnisse zur regionalen oder Vor-Ort-Speicherung von Wasserstoff an dezentralen Wasserstoffproduktionsorten wie zum Beispiel in Süddeutschland. Eine Wirtschaftlichkeit aus Gesamtsystemperspektive, das heißt bei gemeinsamer Nutzung durch verschiedene Sektoren, wurde noch nicht untersucht (siehe auch Kap. 6.7).

## **6.2 PKW – Wasserstoff und Brennstoffzellen halbieren Energiebedarf**

Die Automobilindustrie verfolgt derzeit unterschiedliche strategische Ansätze im Hinblick auf das Thema PtG. Die Mehrzahl entwickelt wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-PKW, AUDI unterstützt zusätzlich die Entwicklung eines PtG-Projektes zur Herstellung von CNG.

In der Entwicklung wasserstoffbetriebener Brennstoffzellenfahrzeuge gibt es zahlreiche Aktivitäten namhafter Autohersteller, derzeit mit einem Fokus in Asien: Hyundai hat als erster Automobilhersteller im Sommer 2013 mit der Serienproduktion eines Brennstoffzellenfahrzeuges begonnen [Hyundai 2013]. Geplant sind 1.000 Fahrzeuge in 2015; 10.000 sollen

kurze Zeit später folgen [Hyundai 2013]. Daimler hat die geplante Einführung um zwei Jahre auf 2017 verschoben und mit Ford und Nissan im Frühjahr 2013 für die Entwicklung der Brennstoffzelle eine Forschungsallianz gegründet. Im Jahr 2017 soll mit der Serienproduktion gestartet werden; ab 2017 wollen die drei Hersteller eine erste Brennstoffzellenserie von mindestens 100.000 Fahrzeugen auf einer gemeinsamen Fahrzeugplattform herstellen, das heißt etwa 30.000 Fahrzeuge pro Jahr und 10.000 Fahrzeuge pro Jahr und Hersteller<sup>28</sup>. BMW hat in Kooperation mit Toyota einen Serienstart seiner Brennstoffzellenfahrzeuge für 2020 angekündigt [BMW 2013].

Volkswagen (mit AUDI) betreibt Technologieentwicklung und Fahrzeugdemonstration in Vorbereitung einer späteren Markteinführung; in Publikationen wird dafür die Zeit nach dem Jahr 2020 genannt (grundsätzlich erkennt Volkswagen die Vorteile der Brennstoffzellenfahrzeuge an, sieht aber wegen der Fahrzeugflotte, mit der auf Basis von Hybrid- und Dieselmotoren die EC-CO<sub>2</sub>-Grenzwerte bis mindestens 2020 erfüllt werden können, keine Notwendigkeit zur früheren Serieneinführung).

Einzelne kleine Hersteller wie Mitsubishi haben bisher keine Brennstoffzellen-Entwicklungsaktivitäten (mangels Investitionsmitteln) begonnen. Andere Hersteller wie Fiat (mit Chrysler) und PSA haben sich von einer früheren Brennstoffzellen-Entwicklungsstrategie verabschiedet. Renault hat über seine Industriebeteiligung bei Nissan bei Bedarf einen schnellen Zugang zur Technologie, da Nissan zu den weltführenden Unternehmen auf diesem Sektor zählt. Dasselbe gilt für Suzuki, die über die Beteiligung von GM ebenfalls Zugriff darauf haben.

Trotz der nicht immer geradlinigen Entwicklungspfade der Brennstoffzellentechnik bei einzelnen Herstellern bzw. auch trotz Verschiebungen von Markteintrittszeitpunkten hin zur breiten Kommerzialisierung, sollte nicht die grundsätzliche und langjährige Kontinuität der strategischen Ausrichtung der Brennstoffzellenentwicklung übersehen werden. Obwohl die Zahlen nicht offengelegt sind, dürften allein seitens der Automobilindustrie zweistellige Milliarden-Eurobeträge in die Entwicklung der Brennstoffzellentechnik geflossen sein. Dazu kommen die Investitionen in die Material-, Komponenten- und Verfahrensentwicklung.

---

<sup>28</sup> Die drei Hersteller teilten mit, dass sie eine sechsstellige Zahl, also mindestens 100.000 Fahrzeuge in der ersten Generation herstellen wollen: „Um die Wettbewerbsfähigkeit der Brennstoffzellenfahrzeuge zu erreichen, wollen Daimler, Ford und Nissan die Kosten für den Antrieb auf das Niveau eines Dieselhybrids drücken - ohne dies näher zu beziffern. Insgesamt streben die drei Hersteller eine sechsstellige Stückzahl an - gemeinsam und über den Lifecycle der jeweiligen Fahrzeuge.“ [Daimler 2013]

Die vermutlich wichtigste Herausforderung für die Vermarktung von Brennstoffzellenfahrzeugen, auch für die Automobilindustrie, besteht im Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur. Daimler beteiligt sich als derzeit einziger Automobilhersteller aktiv am Konsortium "H<sub>2</sub> Mobility Initiative". Die Initiative verfolgt das Ziel, bis zu Jahr 2023 bundesweit 400 Wasserstofftankstellen zu errichten [H<sub>2</sub> Mobility 2013]. Von den meisten Herstellern wird die Verantwortung für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur eher beim Kraftstoffhandel (Beteiligung an CEP und frühe Stadien von H<sub>2</sub> Mobility) gesehen. Allerdings arbeitet Volkswagen an infrastrukturellen Grundlagen, wie zum Beispiel an Analysen zur Großspeicherung von Wasserstoff in Salzkavernen in Norddeutschland [Volkswagen 2012] [NOW 2013-1].

Als derzeit einziger Automobilhersteller befasst sich AUDI mit der Herstellung und Nutzung von **EE-Methan** und bietet für sein neues Erdgasfahrzeug A3 G-tron gegen Aufpreis ein Windgaspaket an, das heißt die Versorgung von synthetischem Methan aus erneuerbarem Strom. Für diese Premiumkunden wird EE-H<sub>2</sub> aus einem Offshore-Windpark mithilfe einer Anlage der Firma ETOGAS (in Methan umgewandelt Methanisierung mit CO<sub>2</sub> aus Biomasse) und ins Erdgasnetz eingespeist. Laut Aussage von AUDI rechnet sich das Projekt allerdings aufgrund der nach aktueller Rechtslage fälligen Letztverbraucherabgaben auf den Strombezug derzeit nicht.

Eine Nutzung von EE-H<sub>2</sub> als Beimischung zu Erdgas in CNG-Fahrzeugen ist derzeit kaum möglich, da der H<sub>2</sub>-Anteil im CNG für Kraftfahrzeuge durch die derzeit gültigen technischen Regeln für Motor und Tank auf 2% begrenzt ist<sup>29</sup>.

Im Vergleich zu batterieelektrischen Fahrzeugen CNG- bzw. Brennstoffzellen-PKW haben aus Sicht der Automobilindustrie den Vorteil, dass sie (im Falle einer ausreichenden Infrastruktur) keine Einschränkung der Reichweite mit sich bringen und dass daher die Risiken hinsichtlich der Akzeptanz durch Nutzerinnen und Nutzer geringer sind. Andererseits hat zumindest EE-Methan als Kraftstoff aus Sicht der Automobilhersteller den Nachteil, dass die erneuerbare Vorkette bei der Berechnung der direkten Emissionen für die Flottengrenzwerte bisher nicht angerechnet wird und somit keinen Beitrag zur Erreichung der Grenzwerte leisten kann<sup>30</sup>; gleiches gilt für eine Beimischung von EE-H<sub>2</sub> zum CNG für Kfz, sollten CNG-Fahrzeuge zu einem späteren Zeitpunkt technisch dafür ausgerüstet sein. Derzeit ist die am

---

<sup>29</sup> Grund ist, dass die in Erdgasfahrzeugen eingebauten Drucktanks für Wasserstoffanteile von mehr als 2 Volumenprozenten noch nicht geprüft sind.

<sup>30</sup> Künftig könnten die Anlagenbetreiber EE-Gas prinzipiell als 'eco-innovation' gemäß Artikel 12 EC/443/2009 anrechnen lassen.

Markt angebotene Modellpalette von CNG-Fahrzeugen noch relativ schmal. Ob die Automobilhersteller dies ändern, bleibt abzuwarten.

### **6.3 LKW – Methan bietet Potenzial für kurzfristig realisierbare Kraftstoffdiversifizierung auch im Langstreckenbetrieb**

Im Gegensatz zu PKW bringt der Methanantrieb im Bereich der LKWs derzeit noch Einschränkungen der Reichweite mit sich, weshalb verflüssigtes Methan (LNG) hier aufgrund seiner höheren Energiedichte Vorteile gegenüber CNG aufweist. Es werden derzeit einzelne LNG-Fahrzeuge am Markt angeboten, die teilweise auf Dual-Fuel Betrieb<sup>31</sup> ausgelegt sind (also einen gewissen Dieselparteil benötigen, siehe auch Ausführungen in Kapitel 4.2). Die Hersteller arbeiten sowohl an Effizienzverbesserungen dieser Antriebe als auch an der Schadstoffminderung (insbesondere bei den Dual-Fuel Antrieben).

Sehr viel verbreiteter ist der Einsatz von CNG in Stadtbussen, einerseits da die lokalen Schadstoff- und Lärmemissionen von Ottomotoren geringer sind, was im innerstädtischen Betrieb von besonderem Vorteil ist, zum anderen da durch die Platzverhältnisse eine Aufdachmontage der Erdgasdrucktanks leichter möglich ist als in LKWs. In Deutschland wurden Mitte 2013 ca. 1.500 Stadtbusse mit Erdgas betrieben und darüber hinaus ca. 90 mittelschwere und schwere LKW [NGVAE 2014].

Verstärkt gelten diese Argumente auch für den Brennstoffzellenstadtbuss (Schadstoffemissionsfreiheit, drastisch reduzierte Lärmemissionen, Dachintegration der Speicher). Weit über hundert dieser Busse sind in den letzten Jahren im Pilotbetrieb von verschiedenen Herstellern über Millionen von Kilometern erprobt worden. Eine Serieneinführung ist für 2020 geplant.

#### **Hersteller und ihre Aktivitäten:**

CNG- und LNG-LKW werden von verschiedenen Herstellern angeboten. CNG-LKW sind heute bereits für Verteilverkehrsanwendungen sowie für Müll-, Kommunal- und Spezialfahrzeuge auf dem Markt verfügbar und werden von Daimler, Iveco, MAN, Renault, Scania und Volvo angeboten. Praktisch alle diese Anwendungen arbeiten mit Ottomotoren.

Für Langstreckengütertransport sind gegenwärtig einige hundert LNG-LKW in Pilotflotten insbesondere in den Niederlanden und in Großbritannien im Einsatz. Dual-Fuel-Antriebe mit EURO V-Klassifizierung wurden in den letzten Jahren z.B. von Volvo und Hardstaff (Umrüs-

---

<sup>31</sup> Methan und Diesel

tung von z.B. MB Actros) in den Markt eingeführt. Ottomotor-LKW für Langstreckenverkehre werden insbesondere von Iveco angeboten. Iveco arbeitet nicht an Dual-Fuel-Motoren.

Zu Entwicklungen von potenziell künftig mit Wasserstoff angetriebenen LKW liegen kaum Informationen vor. In den USA wird eine kleine Anzahl LKW im Containerarrangier- und -verteilbetrieb im Hafen von Los Angeles eingesetzt, umgerüstet von Vision Motors („Tyrano“) [Vision 2013]. Die Daten dieses Fahrzeuges wurden den Annahmen dieser Studie zu Grunde gelegt.

Brennstoffzellenstadtbuse werden gegenwärtig von Daimler/Evobus (Deutschland), Hino/Toyota (Japan), SAIC (China), Solaris (Polen), TuttoTransporti (Brasilien), Van Hool (Belgien) und VDL/Phileas (Niederlande) entwickelt und in Flottenanwendungen erprobt.

#### **6.4 Mineralölindustrie – Prozesstechnisches Wissen einbringen**

Auch die Mineralölindustrie verfügt über ein umfassendes prozesstechnisches Wissen im industriellen Umgang mit Erdgas sowie zur kostengünstigen Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas und dessen Nutzung zur Hydrierung langkettiger Kohlenwasserstoffe. Außerdem ist die Erdölindustrie heute der wichtigste Betreiber von Tankstellen für konventionelle Kraftstoffe und hat maßgeblich zur Integration von CNG als Fahrzeugkraftstoff in ihre Handelsstrukturen beigetragen.

Einige Unternehmen der Erdölbranche haben sich aus dem Prozesswissen eine Kompetenz zur Errichtung und zum Betrieb von H<sub>2</sub>-Tankstellen angeeignet [Total 2012]. Dieses kann auf der Suche nach langfristigen Geschäftsmodellen jenseits der Bereitstellung konventioneller, das heißt fossiler, sowie biomassebasierter Kraftstoffe im Hinblick auf PtG-Konzepte eingebracht werden. Aus Sicht des Fahrzeugkunden wäre es vorteilhaft, wenn über die bestehenden Kraftstoffinfrastrukturen auch künftig die Kraftstoffalternativen CNG und Wasserstoff angeboten würden.

Die Mineralölindustrie spielt derzeit beim Thema PtG allerdings eine eher zurückhaltende Rolle, da die künftige Entwicklung der H<sub>2</sub>-Nachfrage im Verkehr noch ungewiss ist und EE-Methan gegenüber Erdgas vermutlich auf absehbare Zeit als nicht konkurrenzfähig eingeschätzt wird, zumindest bei Fortschreibung der derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen. Insbesondere die Möglichkeit einer Mehrfachanrechnung von PtG auf die Biokraftstoffquote könnte das Thema allerdings auch aus Sicht der Mineralölindustrie interessant machen.

#### **6.5 Erdgasindustrie – Erdgasnetz mit Speichern bereits vorhanden**

Der Erdgasabsatz für die Hausenergieversorgung in Deutschland zeigt seit 2003 einen deutlichen Abwärtstrend, einzige Ausnahme war das Jahr 2010 [ARGE 2013]. Dass dieser Trend

nachhaltig ist, zeigt auch die Entwicklung der Wärmeversorgung im Neubaubereich; während im Jahr 2000 noch ca. 77% Erdgasgeräte eingesetzt wurden, hat sich diese Zahl zugunsten von elektrischen Wärmepumpen, Fernwärmeanschlüssen und Pelletheizungen kontinuierlich auf ca. 48% in 2012 verringert [BDEW 2012]. Das Bestreben der Erdgasindustrie geht dahin, die spezifischen Erdgasverteilungskosten im bestehenden Verteilnetz auf dem bestehenden niedrigen Kostenniveau zu halten. Sie sieht daher in PtG einen neuen Absatzmarkt sowie Nutzungsmöglichkeiten des Netzes, die ohne Zeitverzug den Stromsektor bei Flexibilisierung der Strombereitstellung im Hinblick auf die Integration erneuerbarer Energien unterstützen können.

Die Energiespeicherfähigkeit des Erdgasnetzes bietet dabei eine Möglichkeit, dieses im Verbund mit Partnern aus der Stromindustrie zur Entwicklung gemeinsamer Geschäftsmöglichkeiten zur Stromnetzentlastung einzusetzen, da ja beide Unternehmenszweige häufig auch unter einem Dach vereint sind (z.B. bei E.ON, EnBW, EWE, Thüga). Denn die Stromindustrie verfügt bisher zwar über große Transportkapazitäten für Energie, aber nur über geringe Speicherkapazitäten. Pumpspeicherwerke haben heute etwa 38 GWh Energiespeicherkapazität, die bereits heute genutzten Erdgasspeicher demgegenüber ca. 220 TWh.

Für eine Integration von PtG stehen der Erdgasindustrie verschiedene Optionen offen, von denen die beiden ersten bereits innerhalb Deutschlands intensiv analysiert [DVGW 2013-2] bzw. auf europäischer Ebene gemeinsame Analysen angestoßen worden sind [DVGW 2013-3]:

- Beimischung von EE-H<sub>2</sub> zum Erdgas: zur Klärung der Frage nach den maximalen H<sub>2</sub>-Zumischraten zum Erdgasnetz wurde eine breite Analyse über alle betroffenen Technologien erarbeitet [DVGW 2013-3]. Demzufolge lassen heute manche gastechnischen Einrichtungen überhaupt keine Zumischung zu (Porenspeicher, Gasturbinen), andere wiederum nur 2 vol% (Erdgasdrucktanks in CNG-Fahrzeugen). Die Analysen ergaben aber auch, dass mit geringfügigen Maßnahmen (z.B. Umrüstungen, nachträgliche Untersuchungen/Zertifizierungen) höhere Zumischraten bis z.B. 10 vol% oder sogar weit darüber hinaus denkbar sind [DVGW 2013-2].
- Methanisierung von EE-H<sub>2</sub> und anschließende Einspeisung in beliebiger Menge: Aus der Sichtweise der heutigen Erdgasnetzbetreiber stellt die Methanisierung die technisch, sicherheitsspezifisch und infrastrukturkostenspezifisch bevorzugte Option von PtG dar. Dem stehen jedoch einige Nachteile gegenüber, insbesondere (a) ein um etwa 10% geringerer Wirkungsgrad der Methanisierung aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub>, (b) der Ausschluss der Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen für einen großen Teil der Verkehrsleistung, die gegenüber CNG-Fahrzeugen etwa doppelt so effizient sind

und (c) den begrenzten erneuerbar basierten CO<sub>2</sub>-Potenzialen und damit auch der Beschränkung die Gesamtpotenziale von synthetischem Methangas via PtG.

- Eine weitere Option, die bisher jedoch noch nicht im Detail untersucht wurde, ist die sukzessive Umstellung von Erdgasteilnetzen auf 100% Wasserstoffbetrieb. Analysen [SWM 1993], [NaturalHy 2009] sowie laufende Demonstrationsprojekte [Lolland 2013] haben die prinzipielle Machbarkeit dieses Konzeptes nachgewiesen bzw. in den Kontext einer lokalen, dezentralen Energieversorgung gestellt. Perspektivisch können sich vernetzte Wasserstoff-Inseln in späteren Entwicklungsphasen an Industriewasserstoffnetze und an auf 100% H<sub>2</sub> umgestellte Erdgasnetze anschließen bzw. Synergien durch eine Vernetzung dezentral versorgter Wasserstoff-Tankstellen mit stationären Energieverbrauchern schaffen. Ein Interesse der Erdgasindustrie an diesem Konzept ist aber derzeit nicht zu erkennen.

Prinzipiell sieht die Erdgasindustrie im Verkehrssektor zukünftig auch unabhängig von PtG einen relevanten Abnehmer, auch wenn die Zusammenarbeit mit der Automobilindustrie in der Vergangenheit nicht zur erwünschten Marktdurchdringung mit CNG-Fahrzeugen geführt hat.

## **6.6 Chemieindustrie – H<sub>2</sub>-Infrastrukturen ausbauen, THG-Emissionen senken**

Bereits heute wird Wasserstoff in sehr großen Mengen in der Chemieindustrie als Rohstoff eingesetzt. Die Marktgröße ist schwierig zu erfassen; in [SRI 2010] wurde eine Menge von ca. 9 Mt/Jahr in Europa abgeschätzt, wobei ein großer Teil davon in Raffinerien für die Aufhydrierung langkettiger Kohlenwasserstoffe eingesetzt wird. Mit einem Wasserstoffbedarf von ca. 2.700 bis 3.600 kt/Jahr hat Deutschland einen überproportionalen Anteil an der europäischen H<sub>2</sub>-verbrauchenden Industrie. Die in diesem Wasserstoff enthaltene Energiemenge beträgt ca. 90 bis 120 TWh, was etwa ca. 10-13% des Energieinhaltes des in Deutschland in 2012 verbrauchten Erdgases entspricht [BDEW 2013]. Davon werden etwa 56% in Raffinerien verbraucht, die den Wasserstoff in der Regel selber vor Ort herstellen. Mit diesen Mengen, kann sich die betroffene Industrie prinzipiell an PtG-Konzepten mit der Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom bzw. dessen Speicherung beteiligen.

Da der industrielle Wasserstoffbedarf als kostengünstigste Variante heute aus fossiler Energie (über Dampfreformierung aus Erdgas oder aus partieller Oxidation von Schweröl) gedeckt wird, sind damit entsprechende CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Wenn es künftig wirtschaftlich möglich sein sollte, z.B. über entsprechende Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, aus überschüssigem Windstrom mit Hilfe von Elektrolyseuren Wasserstoff großmaßstäblich erneuerbar herzustellen, so hätte die Chemieindustrie an dessen Nutzung prinzipiell ein großes Interesse. Im Rahmen eines Analysevorhabens hat daher die im Raum Unterelbe zu-

sammengeschlossene Chemieindustrie diese möglichen Potenziale quantifiziert [ChemCoast 2013].

Aus Klimasicht stellt die Substitution von „grauem“ Wasserstoff durch EE-H<sub>2</sub> in der chemischen Industrie ein beträchtliches Reduktionspotenzial dar. Für den Unterelektrolysebereich wurde für heute ein(e) Industrieproduktion/-bedarf von 230 kt Wasserstoff im Jahr ermittelt. Auf Deutschland hochgerechnet entspricht das Wasserstoff-Substitutionspotenzial seitens der Industrie prinzipiell der gesamten heute nachgefragten Wasserstoffmenge von 90 bis 120 TWh/Jahr.

In einigen chemischen Prozessen fällt Wasserstoff als Abfallprodukt an. Derzeit lohnt es sich nicht in allen Fällen, diesen stofflich weiterzuverwenden, daher wird er zum Teil in Gasturbinen zur Wärmeerzeugung verheizt. Eine verstärkte H<sub>2</sub>-Nachfrage, beispielsweise durch Brennstoffzellenfahrzeuge, könnte dazu führen, dass dieser Wasserstoff gewinnbringend verkauft werden kann und die Heizenergie durch Erdgas substituiert würde<sup>32</sup>. Insgesamt ist die potenzielle Rolle von Abfallwasserstoff in einer Wasserstoffwirtschaft jedoch in erster Näherung für eine Berücksichtigung im Rahmen von PtG-Konzepten zu vernachlässigen, denn insgesamt ist die Chemieindustrie ein Wasserstoffverbraucher.

Neben den klassischen Varianten der Wasserstofferzeugung (Erdgasdampfreformierung bzw. Kohlevergasung, partielle Oxidation von Schweröl) und der EE-Elektrolyse könnte es künftig weitere Technologien geben: Die Firma Linde arbeitet derzeit an einem Konzept zur Erzeugung von H<sub>2</sub> aus Glycerin, das unter anderem bei der Biodieselproduktion anfällt<sup>33</sup>. So wie Nebenprodukt-Wasserstoff sind allerdings auch die anfallenden Mengen an „Abfallglycerin“ begrenzt und erlauben eine Wasserstoffproduktion für eine maximal sechsstellige Zahl von Brennstoffzellenfahrzeugen in Deutschland.

Daneben gibt es Ansätze, die Erzeugung von chemischen Grundstoffen strombasiert zu gestalten: Evonik erprobt derzeit ein Verfahren, mit dem sich Methan unter Einsatz von Strom in H<sub>2</sub> und Acetylen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) spalten lässt [Markowz 2013]. Im Zusammenspiel mit einem Gaskraftwerk, das den erzeugten Wasserstoff bei Bedarf auch rückverstromen könnte, lassen sich hier verschiedene Betriebsmodi und potenziell eine hohe Auslastung der Anlage erreichen, wobei sich der Strombedarf dem momentanen EE-Angebot anpassen würde.

---

<sup>32</sup> <http://www.zeit.de/auto/2012-02/brennstoffzelle-wasserstoff/seite-3>

<sup>33</sup> <http://www.heise.de/tr/artikel/Wasserstoff-marsch-1726680.html>



## **6.7 Intersektorale Aspekte der Nutzung von Power-to-Gas**

Die bisher durchgeführten betriebswirtschaftlichen Studien zeigen, dass sich die Herstellung von Elektrolyse-Wasserstoff auf Basis heutiger Annahmen nur für die Nutzung im Verkehrsbereich rechnen könnte (vgl. Abschnitt 4.4). Für alle anderen Energiesektoren (Industrie, Elektrizität, Erdgaswirtschaft) konnte dagegen bisher keine kurz- oder mittelfristige Wirtschaftlichkeit nachgewiesen werden. Dasselbe gilt in verstärktem Maße auch für den Einsatz von synthetischem Methan via PtG.

Eine Wirtschaftlichkeit könnte sich perspektivisch jedoch unter anderem aus der intersektoralen Nutzung von Wasserstoff-Herstellungs- und -Infrastruktureinrichtungen (Transport/ Verteilung und Speicherung) ergeben. Diese Vorteile sind jedoch nicht schnell erschließbar und bedürfen langfristiger Abstimmungen zwischen den Sektoren und ihren Akteuren. Dafür fehlen jedoch heute alleine die Mengengerüste. Darüber hinaus sind weder Marktentwicklungen noch politische Vorgaben für die sektoralen Energie- und Emissionsziele hinreichend genau bekannt. Daher wird es im Hinblick auf eine Entwicklung gemeinsamer Energieinfrastrukturen gemeinsamer Aktivitäten aller Sektoren bedürfen, die in Ansätzen auch bereits erkennbar sind.

Eine solche Aktivität am Beispiel synthetischen Methangases via PtG ist z.B. das von AUDI und der Erdgasindustrie gemeinsam umgesetzte Methanisierungsprojekt in Werlte. Ein weiteres Projektbeispiel für die Zusammenarbeit verschiedener Sektoren zu PtG auf Basis von Wasserstoff ist das am künftigen Flughafen Berlin (BER) geplante Hybrid-Kraftwerkprojekt. Parallel zu den praktischen Erprobungen im Kleinen müssen dazu gezielte Untersuchungen die Wirtschaftlichkeit für die Erschließung weiterer Geschäfts- und Zusammenarbeitsmöglichkeiten nachweisen.

Eine umfassende Übersicht aller derzeit weltweit durchgeführten PtG-Demonstrationsprojekte findet sich in Kapitel 7 und in Anhang III.

## 7 Aktivitäten

In diesem Abschnitt werden die PtG-Aktivitäten in Deutschland, Europa und weltweit dargestellt. Da eine Aufzählung relevanter Studien sehr aufwändig wäre, haben wir uns dabei auf die Darstellung der Demonstrationsprojekte konzentriert, die wir für einen guten Indikator des jeweiligen Aktivitätsniveaus halten. Es wurden sowohl die EE-Methan- als auch die EE-H<sub>2</sub>-Projekte berücksichtigt und der etwaige Bezug zum Transportsektor herausgearbeitet.

### 7.1 Deutschland

Die Aktivitäten zur Demonstration der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse aus PV-Strom in Deutschland begannen bereits im Jahr 1985 durch das baden-württembergisch/saudi-arabische HySolar-Projekt sowie im Jahr 1987 mit dem Solar-Wasserstoff-Bayern Projekt. Weitere Projekte mit onsite-Wasserstoffproduktion und H<sub>2</sub>-Tankstelle (v. a. für ÖPNV-Versuchsfahrzeuge) folgten unter anderem am Flughafen München, in Berlin und in Hamburg. Diese Projekte waren unterschiedlich begründet. Die ersten Projekte wurden noch in Folge der Eindrücke der Ölkrisen in den 70er Jahren und der Kernenergieunfälle in den 1980er Jahren<sup>34</sup> initiiert. Die späteren Demonstrationsprojekte wurden dagegen in Folge der Ankündigungen der Automobilindustrie zur Entwicklung der Wasserstofffahrzeuge und der erforderlichen Tankstelleninfrastruktur seit Anfang der 1990er Jahre gebaut.

Aktuell wurden im Rahmen dieser Studie insgesamt 27 individuelle laufende oder in Vorbereitung befindliche PtG-Projekte identifiziert, von denen 8 einen Bezug zum Transportsektor haben. Abbildung 20 zeigt ihre Verteilung über Deutschland, dabei sind die Projekte mit Verkehrsbezug rot umrandet, das Projekt „Werlte“ gestrichelt, da die Betankung nicht am Ort der PtG-Anlage erfolgt. Alle Projekte werden im Anhang auch im Detail vorgestellt. Die Struktur der Zusammenstellung unterscheidet nach EE-Methan- und EE-H<sub>2</sub>-Projekten bzw. nach Projekten mit Bezug zum Transportsektor.

Während die PtG-Projekte mit EE-Methan-Bezug entweder aus der Idee der unmittelbaren Umsetzbarkeit und Marktnähe entwickelt wurden<sup>35</sup>, lassen sich die Ambitionen für die EE-H<sub>2</sub>-basierten Projekte in zwei Gruppen unterteilen:

---

<sup>34</sup> Der Atomenergieunfall von Three-Mile Island geschah tatsächlich in 1979, also Ende der 70er Jahre.

<sup>35</sup> Mit den Demonstrationsanlagen von MicrobEnergie soll nachgewiesen werden, wie wirtschaftlich die Aufrüstung bestehende Biogasanlagen zur Energieertragssteigerung durch Nutzung dezentral überschüssiger Windenergie werden kann. Mit den Anlagen von SolarFuel (heute ETOGAS) soll ne-

- EE-H<sub>2</sub> zur Herstellung von Kraftstoff für den Verkehrssektor mit der Option der dezentralen Bereitstellung von Wasserstoff für stationäre Zwecke,
- Nutzung von kostengünstigem überschüssigem Windstrom oder anderen vorteilhaften lokalen Gegebenheiten<sup>36</sup>, um das Konzept einer EE-reichen Energiezukunft in dezentralen Gesamtenergieversorgungskonzepten zu demonstrieren. Das Hybridkraftwerk darf als politisch gefördertes Projekt hier als Vorbild dienen.

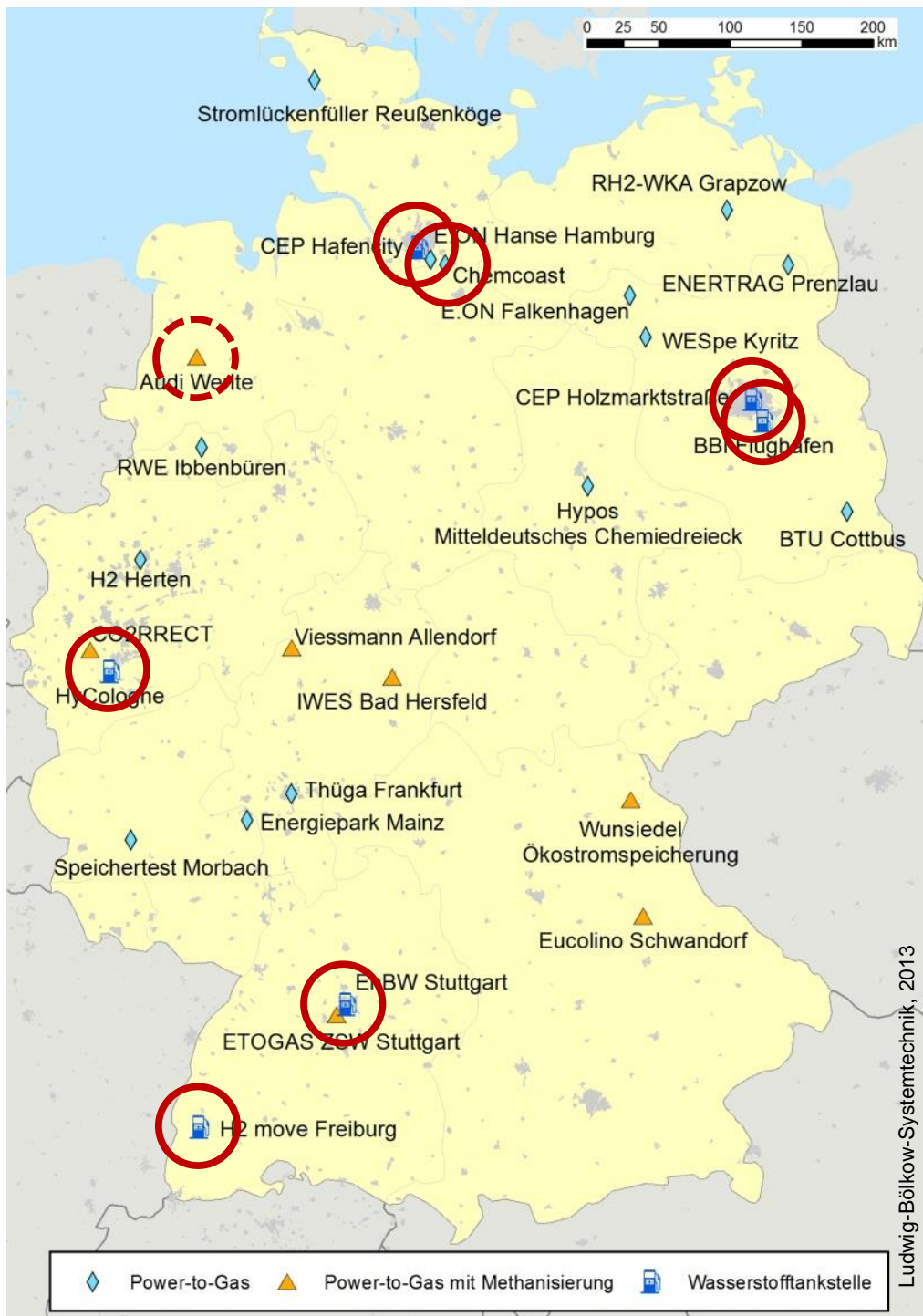
Zur deutschen Strategie bzgl. PtG heißt es im Strategiepapier des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellen (NIP) vom Juni 2013 [NOW 2013]:

*„Wasserstoff kann einfach aus erneuerbaren Quellen erzeugt und gespeichert werden. Brennstoffzellen ermöglichen eine höchst effiziente und emissionsfreie Umwandlung in Strom und Wärme. Sie tragen dazu bei, mit neuen Produkten, Dienstleistungen und Anwendungen Wertschöpfung und Beschäftigung am Standort Deutschland zu sichern und den Import fossiler Brennstoffe als einen wesentlichen Kostentreiber in der heutigen Energieversorgung zu reduzieren. Daher wird diese Technologie künftig eine wichtige Brückenfunktion bei der Verknüpfung der bislang noch getrennten Systeme zur Stromerzeugung (aus erneuerbaren Energien) und der Kraftstoffversorgung für den Verkehr wahrnehmen.“*

---

ben der grundsätzlichen Machbarkeit der Erzeugung von EE-Methan auch das Einsatzspektrum gezeigt werden. Insbesondere der Transportanwendung wird eine Wirtschaftlichkeit am ehesten zugeschrieben.

<sup>36</sup> Im Projekt Reußenköge oder im Hybridkraftwerk wird zum Beispiel eine vorhandene Biogasinfrasturktur genutzt, im WESpe-Projekt die Existenz einer unterirdischen Speicherkaverne.



**Abbildung 20: Verteilung der Power-to-Gas Projekte in Deutschland**

## 7.2 Europa

Nimmt man die Demonstrationsprojekte, die Zahl der Technologie- und Wirtschaftlichkeitsstudien oder die Fülle der aktuellen Veranstaltungen zu PtG als Indiz, so ist Europa mit Deutschland an der Spitze derzeit tonangebend. Als treibende Kraft dürften in allen beteiligten Ländern wohl die Ausbaupläne für Erneuerbare Energien, insbesondere für erneuerbar hergestellten Strom angesehen werden. Diese führen bei langfristig stark wachsenden EE-

Stromanteilen zur Diskussion um deren längerfristige Speicherbarkeit. Hierfür gilt PtG derzeit großtechnisch als alternativlos (mit Ausnahme von Ländern, in denen die topographischen Gegebenheiten Pumpspeicherkapazität in großem Ausmaß ermöglichen, wie zum Beispiel Norwegen). In [SFV 2013] wird ausführlich diskutiert, dass neben dem räumlichen Verteilungsungleichgewicht von Energieproduktion und -bedarf auch zeitliche Räume zu überbrücken sind, die durch andere Flexibilisierungsmaßnahmen als der Energiespeicherung nur teilweise und bei begrenzten EE-Mengen im Netz geleistet werden können. Insbesondere wird auf die Grenzen möglichen zusätzlichen Lastmanagements hingewiesen sowie auf Hürden beim Netzausbau (Kosten, Akzeptanz).

Ähnliche Diskussion werden, wenn auch ungleich weniger intensiv, in anderen Ländern mit entweder hohem Anteil regenerativer Energien (zum Beispiel Dänemark und Spanien) oder mit ausgeprägter Energieimportabhängigkeit (Japan) angestellt. Während in Dänemark neben dem Wind-H<sub>2</sub>-Projekt Lolland (siehe Anhang) der Einsatz von Wasserstoff aus Windenergie im Gasnetz zur Versorgung von Haushalten mit kleinen Brennstoffzellen im Alltagsbetrieb demonstriert wird, wird auch die Kopplung von Wind-H<sub>2</sub>-Anlagen zur Energiespeicherung an H<sub>2</sub>-Tankstellen untersucht<sup>37</sup>.

Das europäische Forschungsprojekt HyUnder hat sich zum Ziel gesetzt, die Übertragbarkeit der deutschen Erkenntnisse bzgl. der Nutzung von untertägiger Wasserstoff-Großspeicherung als wichtige PtG-Komponente auf andere Länder/Regionen Europas zu untersuchen. Durch dieses Projekt kommt die tragende Rolle Deutschlands im Thema PtG zum Ausdruck. Neben Deutschland, das im Rahmen dieses Projektes seine Analysenkompetenz bereitstellt, nehmen Spanien, die Niederlande, Frankreich, England und Rumänien als Partner am Projekt teil. Wesentliche Industriepartner aus den unterschiedlichen Branchen (Energie, Prozess, Automobil) und regionale Vertreter sind entweder als volle (12) oder unterstützende (17) Partner in die Arbeiten eingebunden [HyUnder 2014]. Die Ergebnisse werden im Frühjahr 2014 der Öffentlichkeit vorgestellt. Vorab kann jedoch als ein Zwischenergebnis kommuniziert werden, dass insbesondere die Niederlande ähnliche Voraussetzungen bzgl. der Möglichkeiten zur untertägigen Speicherung großer Erdgas- oder Wasserstoffmengen in Salzkavernen haben als auch ähnliche Energiemarkt- bzw. Energieinfrastrukturen. Damit bietet sich insbesondere eine enge Zusammenarbeit der Niederlande mit Deutschland zum Thema PtG an.

---

<sup>37</sup> [http://www.lg-action.eu/fileadmin/template/projects/lg-action/files/it/LG\\_Action\\_case\\_Lolland\\_climate\\_plan\\_DE.pdf](http://www.lg-action.eu/fileadmin/template/projects/lg-action/files/it/LG_Action_case_Lolland_climate_plan_DE.pdf)

In Europa wurden im Rahmen dieser Studie insgesamt 11 PtG-Projekte gezählt, die im Anhang nach EE-Wasserstoff und EE-Methan getrennt aufgelistet werden. Zusätzlich wurden 14 Tankstellenprojekte aufgeführt, die prinzipiell eine PtG-Kraftstoffversorgung erlauben, das heißt Transportbezug haben, in diesem Falle ausschließlich Wasserstofftankstellen mit on-site-Elektrolyse.

### 7.3 Weltweit

Außerhalb Europas wurden weltweit weitere 4 PtG-Projekte gezählt, wobei jedoch kein Methanisierungsprojekt bekannt ist. Zusätzlich sind 27 Wasserstoff-Tankstellen-Projekte aufgelistet, die Wasserstoff onsite bereitstellen, der sich prinzipiell auch für andere als transportbezogene PtG-Anwendungen nutzen ließe. Weitere Details dieser Projekte sind im Anhang aufgeführt.

Bezüglich seiner Sicht auf PtG ist insbesondere Japan interessant: Hier wurde 2009 die Institution HySUT „The Research Association of Hydrogen Supply Utilization Technology“ von namhaften Industrieunternehmen gegründet<sup>38</sup>. Ziel dieser Einrichtung ist die Untersuchung der Verwendung von Wasserstoff als neuem Energieträger für stationäre und mobile Anwendungen. Interessant ist, dass neben allen Ingredienzien einer Nutzung von Wasserstoff („Gas“) der Aspekt des „Power-to-“ zwar vorhanden aber offensichtlich nachrangig ist. Japan nähert sich der PtG Versorgungskette also von einer gänzlich anderen Seite und erklärt aktuell ein wachsendes Interesse an fossilen und erneuerbaren PtG-Strompfaden explizit unter dem Begriff PtG. Eine weitere interessante Entwicklung ist in den Ankündigungen der japanischen Automobilindustrie zu entnehmen, die bereits seit langer Zeit das „home-refuelling“ von Brennstoffzellen-PKW durch PV-basierte Anlagen entwickeln und in Japan und Kalifornien demonstriert haben<sup>39</sup> und seit kurzem zudem die Option aufzeigen, dass in Black-Out-Situationen Haushalte sich auch von davor geparkten Brennstoffzellen-PKW über mehrerer Tage versorgen lassen können<sup>40</sup>. Es darf angenommen werden, dass diese Entwicklungsvorhaben der Inselnation von Japan und den besonderen Umweltbedingungen (Erdbebengebiet) geschuldet sind, beschleunigt durch die Ereignisse in und um Fukushima in 2011.

---

<sup>38</sup> <http://hysut.or.jp/en/index.html>

<sup>39</sup> <http://automobiles.honda.com/fcx-clarity/home-energy-station.aspx>

<sup>40</sup> *“Fully fueled, the vehicle can provide enough electricity to meet the daily needs of an average Japanese home (10 kWh) for more than one week.”* [http://www.toyota-global.com/innovation/environmental\\_technology/fuelcell\\_vehicle/](http://www.toyota-global.com/innovation/environmental_technology/fuelcell_vehicle/)

## 8 Handlungsempfehlungen

Für die Erschließung der Potenziale von Wasserstoff und E-Methan („PtG“) im Verkehrssektor ergeben sich kurz- bis mittelfristig im Wesentlichen drei Handlungsfelder:

Erstens bedarf es zur technischen Anwendungsreife noch gezielter Forschung, Entwicklung und Validierung.

Zweitens sind zur Marktvorbereitung wirtschaftlich interessante Anwendungsfälle für die PtG-Technologie zu identifizieren und dafür Geschäftsmodelle zu entwickeln, auch unter Einbeziehung von Synergien mit den anderen Energiesektoren.

Drittens sind die politischen Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass sie solche Geschäftsmodelle unterstützen, die zur Erreichung der mit PtG verbundenen politischen Ziele beitragen.

### 8.1 F&E-Bedarf

Im Bereich der **Wasserstoffherzeugung** als Kerntechnologie von PtG sollten die bereits angestoßenen Anstrengungen zur Hebung von Effizienzsteigerungs- und Kostenreduktionspotenzialen bei den unterschiedlichen Elektrolysetechniken konsequent fortgeführt werden.

Die Umsetzung von Wasserstoff mit CO und CO<sub>2</sub> via **Methanisierung** zu Methan wird großtechnisch seit mehr als 50 Jahren durchgeführt, wie beispielsweise die Umwandlung von Kokereigasen zu Methan. Validierungsbedarf besteht unter anderem noch beim Betrieb von Methanisierungsanlagen in Verbindung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien, inklusive längerer Stillstandszeiten und damit verbundenem Wärmemanagement.

Die Verwendung von biogenem CO<sub>2</sub> bietet gute Voraussetzungen für eine ökologisch nachhaltige Umsetzung von Wasserstoff zu Methan, zum Beispiel via separater Methanisierung oder „In-situ“ im Fermenter einer Biogasanlage. Für eine umfassende Versorgung des Verkehrssektors mit EE-Methan reichen die analysierten inländischen biogenen Potenziale nicht aus. Die Erschließung weiterer CO<sub>2</sub>-Potenziale und deren ökologische und ökonomische Bewertung stehen noch aus.

Auf Seiten des **Fahrzeugantriebs** ergibt sich ein differenziertes Bild:

**CNG-Antriebe** sind sowohl für PKW als auch für Nutzfahrzeuge seit längerem am Markt verfügbar. Zur Steigerung der Nutzerakzeptanz wären hier eine größere Modellvielfalt bei den PKW und eine Weiterentwicklung von schweren Nutzfahrzeugantrieben notwendig. Im Übrigen sind bei CNG-Fahrzeugen vergleichbare Effizienzoptimierungen wie bei Benzinfahrzeugen möglich, die ausgeschöpft werden sollten. Mit EURO VI ist insbesondere auch die

Hybridisierung von CNG-Antriebssystem ein evolutionärer Schritt in Richtung Elektrifizierung von Fahrzeugantrieben.

Demgegenüber stehen **Brennstoffzellenantriebe** für PKW erst an der Schwelle zur Kommerzialisierung. Große Fortschritte wurden mittlerweile bei Lebensdauer, Leistungsdichte und Kostenreduktion erzielt, auch konnte das Tankgewicht deutlich reduziert werden. Weitere substanzielle Kostenreduktionen bedürfen der Großserienproduktion, vergleichbar der Kommerzialisierung von PV-Zellen und Modulen. Mit Blick auf Stadtbusse – sowie zeitlich verzögert auch auf schwere Nutzfahrzeuge – sollte die Entwicklung von Brennstoffzellenantrieben weiter vorangetrieben werden, insbesondere hinsichtlich der Lebensdauer. Da Brennstoffzellenfahrzeuge als Hybridfahrzeuge ausgeführt werden, profitieren sie auch von Fortschritten in der Batterieentwicklung für batterieelektrische Fahrzeuge sowie auch bei Superkondensatoren für stationäre Energiespeicher.

Mit steigenden Anteilen an (fluktuierendem) erneuerbarem Strom rücken zunehmend die Schnittstellen und Synergien zwischen den **verschiedenen Sektoren und ihren Infrastrukturkomponenten** in das Blickfeld. Die hierfür notwendigen konzeptionellen Entwürfe gehen dabei über die reine Technologieentwicklung hinaus und reichen weit hinein in langfristig strategische Fragestellungen und die Entwicklung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen. Dabei geht es unter anderem um die Anlagenmodularisierung und deren Integration in die Energie- bzw. Elektrizitätswirtschaft. Auch die Einbindung von dezentralen PtG-Anlagen im Hinblick auf den Stromsektor und die Kraftstoffbereitstellung sollte noch genauer analysiert werden, um Synergiepotenziale von Energie und Verkehr zu beschreiben.

Des Weiteren sind **Regelwerke** für den Betrieb der Netze zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen, was insbesondere die Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz betrifft sowie die Möglichkeiten für den Betrieb einzelner Netzteile mit fluktuierenden Wasserstoff-Zumischraten. In diesem Zusammenhang bedarf es auch noch technisch-ökonomischer Analysen zur potenziellen Umstellung von Erdgasteilnetzen auf reinen Wasserstoffbetrieb und Infrastruktursynergien mit bereits existierenden Industriewasserstoffnetzen. Auch bei Wasserstofftankstellen besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf in Bezug auf vereinfachte und standardisierte Genehmigungsverfahren sowie auf die Einzelkomponenten und eine optimierte Betriebsführung des Gesamtsystems.

Sollte PtG für den Verkehrssektor zusammen mit den anderen Energiesektoren die Nachfrage nach an erneuerbarem Strom derartig erhöhen, dass das nachhaltige inländische Potenzial überschritten wird, muss sichergestellt werden, dass weitere internationale Kapazitäten erschlossen werden können. Prinzipiell möglich ist der Transport in Form von Strom über HGÜ bzw. in Form von Wasserstoff oder Methan.



## 8.2 Marktvorbereitung

Zur Marktvorbereitung bedarf es weiterer detaillierter Wirtschaftlichkeitsanalysen für den Einsatz von Wasserstoff in unterschiedlichen Märkten. Besondere Bedeutung kommt dabei der wirtschaftlichen Bewertung indirekter Auswirkungen von PtG zu, für die bisher nur wenige Analysen vorliegen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht betrifft das insbesondere auch die Identifikation von Synergien bei der Infrastruktur, da die Energieträger Wasserstoff und Methan auf verschiedenen Märkten angeboten werden können: Als Energieträger im Verkehr, als chemischer Rohstoff für die Industrie, rückverstromt als gesicherte Leistung im Stromsystem, etc. Dabei ist nach den verschiedenen Zeithorizonten zu differenzieren.

Einige der indirekten Effekte einer Nutzung von PtG für den Verkehr müssen unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten im Rahmen einer Langfriststrategie für die Einführung von PtG weiter analysiert werden. Dabei geht es zum Beispiel um Kostenersparnisse durch die Flexibilisierung der Stromnachfrage, vermiedene Kosten für konventionelle Spitzenlastkraftwerke sowie potenzielle Kostenreduktionen des Stromnetzausbaus, die sich aus der Optimierung des Energiesystems als Ganzes ergeben. Zudem ist zu prüfen, welche Synergien und Finanzierungsmöglichkeiten sich für PtG aus ohnehin mittelfristig geplanten Infrastrukturinvestitionen ergeben, zum Beispiel infolge der EU-Infrastrukturrichtlinie Clean Power for Transport (Stand 12/2013: Entwurf).

Maßnahmen zur Marktvorbereitung sollten in jedem Fall die bereits realisierten oder geplanten Pilotvorhaben bzw. die Erfahrungen hieraus einbeziehen. Mit Hilfe der in den jeweiligen Regionen angesiedelten Akteure können Untersuchungen zu örtlichen Besonderheiten hinsichtlich der Einführung von PtG durchgeführt werden. Der Dialogprozess zwischen den Akteuren sollte weiter vorangetrieben werden, um frühzeitig Synergien zu identifizieren und Akteurskooperationen anzuregen. Auch sollten internationale PtG-Aktivitäten hierzu aufmerksam verfolgt werden, insbesondere in anderen europäischen Ländern sowie in Japan.

Bei der Marktvorbereitung für zentrale PtG-Anlagen sind mitunter lange Vorlaufzeiten zu berücksichtigen, da zum Beispiel der Bau eines unterirdischen Salzkavernenspeichers ca. 10 Jahre vom Zeitpunkt der Entscheidung bis zur Inbetriebnahme benötigt. Ein weiterer wichtiger Pfeiler sind daher dezentrale PtG-Konzepte, zum Beispiel direkt an Wasserstofftankstellen. Dezentrale Lösungen bieten darüber hinaus EE-Integrationsleistungen bis hinunter auf der Niederspannungsverteilnetzebene, und können auch zur Versorgung von dezentralen stationären Anwendungen genutzt werden.

Neben der Beantwortung technischer Fragen besteht der Bedarf zur Entwicklung von Geschäftsmodellen insbesondere zum Aufbau, Ausbau und Betrieb der PtG-Infrastrukturen (Netz und Tankstellen). Synthetisches Methan profitiert von einem bereits ausgebauten Erdgas- und Tankstellennetz. Im Falle der Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur sind die ersten

Schritte zur Kommerzialisierung bereits gegangen. Dort bedarf es in naher Zukunft eines Monitorings über die Erfahrungen aus ersten Geschäftsmodellen und einem Vergleich mit alternativen Ansätzen. Dazu gilt es, insbesondere die bereits etablierten Strukturen für die europäische Zusammenarbeit (Hydrogen Infrastructure for Transport - HIT) sowie die internationale Zusammenarbeit (International Partnership for Hydrogen in the Economy - IPHE) zu nutzen. Ein Infrastrukturaufbau von Wasserstofftankstellen im deutschen Alleingang erscheint wenig zielführend.

### **8.3 Politische Maßnahmen**

Wie in den Szenarien dieser Studie gezeigt, stellt PtG eine gute Option für den Verkehrssektor dar:

- die THG-Emissionen signifikant zu reduzieren,
- durch Kraftstoffdiversifizierung die Ölimportabhängigkeit zu mindern,
- die Marktdurchdringung alternativer Antriebe zu begünstigen und
- die bisherige Dynamik der Energiewende im Stromsektor aufzunehmen und den weiteren EE-Ausbau perspektivisch durch Systemdienstleistungen zu unterstützen.

Der Verkehrssektor kann mit der Einführung von PtG ein wesentlicher Treiber für den weiteren Ausbau (fluktuierender) erneuerbarer Energien sein. Um die genannten Potenziale von PtG zu heben, sind bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zentrale Punkte zu beachten, die nachfolgend ausgeführt werden.

#### **THG-Emissionsreduktionsziele festlegen**

Um die Entwicklung einer klaren Strategie für die Einführung von PtG im Verkehrssektor zu fördern, ist die Politik aufgefordert, eindeutige Ziele für die Reduktion von THG-Emissionen im Verkehr auf dem Pfad bis 2050 zu definieren, wie das in den anderen Energiesektoren bereits geschehen ist.

#### **Voraussetzungen für einen tatsächlichen Umweltnutzen von PtG schaffen**

THG-Minderungen im Verkehrsbereich lassen sich durch PtG nur dann erreichen, wenn die Elektrolyse zumindest teilweise mit zusätzlichen erneuerbaren Energien oder mit bisher nicht integrierbaren Strommengen aus Erneuerbaren Energien betrieben wird. PtG-Anlagen können dabei durch Systemdienstleistungen die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energieanlagen in das Stromsystem befördern. Es ist zu klären, inwieweit eine temporäre (partielle) Nutzung von Börsenstrom in der Marktvorbereitungsphase in Kauf genommen werden kann. In jedem Fall sollte ein Instrumentarium entwickelt werden, mit dem die THG-Minderungspotenziale durch PtG-Kraftstoffe zuverlässig bestimmt werden können. Darauf aufbauend können dann entsprechende Förder- bzw. Rahmenbedingungen entwickelt werden, wie zum Beispiel Regulierung, Quoten etc.

## PtG in Kraftstoffgesetzgebung integrieren

Die aktuell unter anderem von der dena-Strategieplattform Power to Gas geforderte<sup>41</sup> Mehrfachanrechnung auf die deutsche Biokraftstoffquote bietet eine Möglichkeit, den Einsatz von erneuerbarem PtG im Verkehr zu fördern. Einige Aspekte sind dabei zu berücksichtigen bzw. zu klären:

- Für PtG-Kraftstoffe sollten Anforderungen an die zu erzielende THG-Reduktion gegenüber dem Referenzkraftstoff gestellt werden. Dabei müssen die Stromerzeugungspfade und Wirkungen auf das Energiesystem berücksichtigt werden. Als Ziel sollten Vorgabe-Werte für verschiedene erneuerbare PtG-Pfade in der EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (RED) aufgenommen werden (transparente Anrechnungsmethode, sichere Nachweisführung).
- Insbesondere sollte für die Mengen, die als CO<sub>2</sub>-frei angerechnet werden sollen, ein auch für den Endverbraucher sichtbarer Nachweis gefordert werden für den zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazität („additionality“) bzw. die nachgewiesene Integration von signifikanten Mengen erneuerbaren Stroms, der sonst hätte abgeregelt werden müssen.
- Besondere Vergünstigungen, zum Beispiel zur Marktvorbereitung (wie beispielsweise eine Mehrfachanrechnung auf die Biokraftstoffquote), sollten degressiv und zeitlich befristet bzw. justierbar gestaltet werden. Die Erfahrungen aus 10 Jahren EEG geben Hinweise, die richtige Balance zwischen Anpassungsflexibilität und Planungssicherheit für alle Akteure zu finden.

Die EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (RED) strebt bis zum Jahr 2020 einen erneuerbaren Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr von 10% an. Für den Fall einer Mehrfachanrechnung von PtG-Kraftstoffen innerhalb dieser Quote sollte Folgendes beachtet werden:

- Die angerechnete PtG-Menge sollte entsprechend dem Anteil des verwendeten erneuerbaren Stroms bestimmt werden, wie dies bereits bei der Anrechnung direkt genutzten Stroms der Fall ist.
- Wasserstoff und Methan müssen separat betrachtet werden: Bei Wasserstoff ist eine Mehrfachanrechnung aufgrund der höheren Effizienz des Brennstoffzellen-Antriebs begründbar; bei Batteriefahrzeugen existiert bereits eine vergleichbare Regelung. Bei

---

<sup>41</sup> dena-Strategieplattform Power to Gas: „Eckpunktepapier. Der Beitrag von Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende.“ Berlin, 04.11.2013

synthetischem Methan in Verbindung mit einem Verbrennungsmotor ist dies nicht gegeben.

- Mehrfachanrechnungen als Markteinführungsinstrumente sollten zeitlich begrenzt sein.

### **Kostenverteilung und Umlagen überprüfen**

Es ist derzeit juristisch strittig, ob PtG-Anlagen, die Wasserstoff durch Wasserelektrolyse oder Methan durch Elektrolyse und anschließende Methanisierung erzeugen, nach dem Energiewirtschaftsgesetz §118 Absatz 6 für 20 Jahre von den **Netznutzungsentgelten** befreit sind oder nicht, wenn die entnommene elektrische Energie nicht wieder in das Entnahmenetz eingespeist wird. Eine belastbare Netzentgeltbefreiung für nicht-rückspeisende PtG-Anlagen ist daher in einem ersten Schritt sicher zu stellen.

Damit die PtG-Technologie zur Treibhausgasreduktion relevant beiträgt, ist ein weiterer Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms notwendig. An dessen Finanzierung sollte sich der Verkehrssektor langfristig grundsätzlich beteiligen. Vorübergehende Ausnahmeregelungen zur Einführung oder bei der Nutzung von Eigenstrom sind zu diskutieren.

### **Finanzierung und Förderinstrumente in der Einführungsphase**

Ein großes Hemmnis bei der Systemtransformation hin zu einem auf PtG-Kraftstoffen basierenden System sind die Anfangskosten, zum Beispiel für die Infrastruktur als auch für die notwendigen Elektrolyseure. Wenn solch eine Transformation gewünscht wird, dann müssen entsprechende Anreize gesetzt werden (zum Beispiel Umlagesystem analog EEG). Hier sollten Impulse aus der nationalen und internationalen Diskussion aufgenommen und mit den entsprechenden Interessengruppen diskutiert werden.

### **Erneuerbaren Strom für PtG im Verkehr verfügbar machen**

Im Rahmen einer PtG-Strategie für den Verkehr auf Basis erneuerbarer Energien sollten die Ausbauziele des EEG frühzeitig nach oben angepasst werden. Insbesondere die Notwendigkeit zum dedizierten Zubau zusätzlicher Kapazitäten erneuerbarer Energien muss im Fokus des Verkehrssektors sein.

Dezentrale PtG für die Kraftstoffbereitstellung erlaubt die Erschließung zusätzlicher EE-Kapazitäten ohne die Erfordernis eines zusätzlichen Netzausbaus, der zunehmend an öffentliche Akzeptanzgrenzen stößt. Denkbar wäre zum Beispiel die Versorgung von ÖPNV-Flotten mit Brennstoffzellenantrieb insbesondere in Regionen mit hohen Anteilen an (fluktuie-

rendem) erneuerbaren Strom. Synergien mit der Bereitstellung von Strom und Wärme sind dabei prinzipiell denkbar, allerdings sind hierbei stets Kosten und Nutzen (insbesondere hinsichtlich CO<sub>2</sub>-Vermeidung) gegenüber der direkten Einspeisung des erneuerbaren Stroms ins Stromnetz via Netzausbau zu prüfen.

### **Verkehrssektor optimieren**

In Bezug auf PtG sind Brennstoffzellenfahrzeuge aus Sicht der Energieeffizienz und des Schadstoffausstoßes Methan-angetriebenen Fahrzeugen vorzuziehen. Die politische Unterstützung für diesen Bereich sowie für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sollten daher aufrechterhalten und weiter vorangetrieben werden, wobei die Vorteile der Brennstoffzellenfahrzeuge auch entsprechend einer Bilanzierung entlang der gesamten Versorgungskette nachgewiesen werden müssen.

Sollte der Verkehrssektor zukünftig zu großen Teilen mit PtG-Energieträgern betrieben werden, so ergeben sich daraus Steigerungen des gesamten Strombedarfs in einer Größenordnung von 50% bis über 100% gegenüber der heutigen Stromnachfrage. Diese erneuerbar erzeugte Stromnachfrage zu decken, bedeutet enorme planerische, wirtschaftliche und infrastrukturelle Herausforderungen. Es sollten daher alle zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Reduktion des Energiebedarfes im Verkehr und zur Steigerung der Fahrzeugeffizienz genutzt werden.

### **Internationale Kooperation vorantreiben**

Die Nutzung wirtschaftlicher Synergien durch PtG setzt die Einbettung des Verkehrs in eine gesamtdeutsche Energiestrategie voraus. Hier sollte eine ressortübergreifende Abstimmung als wichtiges Instrument unterstützt werden. Auch sollten auf politischer Ebene Kooperationen mit anderen Ländern angestrebt werden, die ähnliche Voraussetzungen für PtG mitbringen bzw. ein ähnliches Interesse zeigen (zum Beispiel in Europa die Niederlande und weltweit Japan).

## Anhang I: Detaillierte Annahmen zu den in dieser Studie untersuchten Energieketten

### Otto- und Dieselkraftstoff aus Rohöl

Für die Bereitstellung von Benzin und Diesel wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2013]. Die Schadstoffemissionen aus der Rohölproduktion wurden aus [ETSU 1996], aus dem Rohöltransport aus [Ökoinventare 1996] und aus der Erdölraffinerie aus [FEA 1999] abgeleitet. Dazu kommen noch Schadstoffemissionen aus der Verteilung der Kraftstoffe inklusive des Stromverbrauchs der Tankstellen. Die Verdampfungsverluste aus Lagerung und Fahrzeugbetankung wurden nach [Krause 2002] abgeleitet.

**Tabelle 10: Energieeinsatz und Emissionen bei der Bereitstellung von Benzin und Diesel aus Rohöl 2010**

	Einheit	Benzin	Diesel
<b>Energieeinsatz</b>	MJ <sub>PE</sub> /MJ <sub>Kraftstoff</sub>	1,19	1,21
<b>Emissionen</b>			
<b>CO<sub>2</sub></b>	g/MJ	13,1	14,6
<b>CH<sub>4</sub></b>	g/MJ	0,028	0,029
<b>N<sub>2</sub>O</b>	g/MJ	0,000	0,000
<b>NMVOC</b>	g/MJ	0,053	0,025
<b>NO<sub>x</sub></b>	g/MJ	0,037	0,040
<b>SO<sub>2</sub></b>	g/MJ	0,028	0,031
<b>CO</b>	g/MJ	0,009	0,010
<b>Staub/Partikel</b>	g/MJ	0,001	0,001

PE: Primärenergie

Die vom JEC-Konsortium (JRC, EUCAR, CONCAWE) gewählte Berechnungsmethodik (zusätzlicher Energieaufwand und damit verbundene Treibhausgasemissionen für die Produktion einer zusätzlichen Energieeinheit Benzin oder einer zusätzlichen Energieeinheit Diesel in einer Erdölraffinerie) führt bei Benzin zu geringfügig geringeren Treibhausgasemissionen als bei Diesel.

Bei der Verbrennung von Benzin entstehen 73,3 g CO<sub>2</sub> pro MJ Kraftstoff, bei der Verbrennung von Diesel entstehen etwa 73,2 g pro MJ Kraftstoff.

Die Kosten für Benzin und Diesel wurden auf Basis der in dieser Studie getroffenen Annahmen für den Rohölpreis von 124 bis 250 US\$/bbl getroffen (93 bis 188 €/bbl bzw. 16,2 bis 32,8 €/GJ). Der untere Wert für den Rohölpreis wurde aus [IEA 2013] entnommen, der obere Wert aus [GermanHy 2008]. Die Kosten für die Erdölraffinerie, die Verteilung des Kraftstoffs und die Tankstellen wurden aus [JEC 2007] abgeleitet.

**Tabelle 11: Kosten für Otto- und Dieselmotorkraftstoff (ohne Steuern)**

	Einheit	Unterer Wert	Oberer Wert
<b>Benzin</b>	€/l	0,65	1,22
	€/kg	0,87	1,64
	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,073	0,137
	€/GJ <sub>Hi</sub>	20,2	38,0
<b>Diesel</b>	€/l	0,74	1,39
	€/kg	0,89	1,67
	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,074	0,139
	€/GJ <sub>Hi</sub>	20,5	38,7

### CNG aus Erdgas

Erdgas wird direkt am Gasfeld gefördert und aufbereitet. Der hierfür notwendige Energiebedarf und Treibhausgasemissionen wurden nach [JEC 2013] angenommen. Die Luftschadstoffemissionen wurden aus Angaben in [ETSU 1996] abgeleitet.

**Tabelle 12: Energieflüsse und Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas**

	I/O	Einheit	Wert
<b>Erdgas aus Erdgasfeld</b>	Input	MJ/MJ	1,024
<b>Erdgas</b>	Output	MJ	1,000
<b>Emissionen</b>			
<b>CO<sub>2</sub></b>	-	g/MJ	1,65
<b>CH<sub>4</sub></b>	-	g/MJ	0,083
<b>N<sub>2</sub>O</b>	-	g/MJ	0,000
<b>NM VOC</b>	-	g/MJ	0,001
<b>NO<sub>x</sub></b>	-	g/MJ	0,005
<b>SO<sub>2</sub></b>	-	g/MJ	0,001
<b>CO</b>	-	g/MJ	0,004
<b>Staub/Partikel</b>	-	g/MJ	0,000

Der Energie-Input bezieht sich auf den unteren Heizwert des gelieferten Erdgases, das heißt der Energie-Input ist umgekehrt proportional zum Wirkungsgrad. Das aufbereitete Erdgas wird über eine Entfernung von 4.000 km über Pipeline vom Erdgasfeld in die EU transportiert.

Der Erdgastransport via Pipeline über eine Entfernung von 4.000 km benötigt eine mechanische Arbeit von ca. 0,36 MJ/tkm [JEC 2013]. Der untere Heizwert von Erdgas beträgt ca. 50 MJ/kg. Die Erdgasverluste durch Leckagen entlang der Transportroute wurden aus [Wuppertal 2004] und [Wuppertal 2008] abgeleitet.

Die mechanische Arbeit für den Erdgastransport in Pipelines wird durch Gasturbinen erbracht, die mit Erdgas betrieben werden. Es wurde eine Gasturbine mit einem Wirkungsgrad

von ca. 32% angenommen. Der Energiebedarf und die Emissionen für die Gasturbine wurden aus [GEMIS 2011] entnommen.

Analog zu [JEC 2013] wurde die mittlere Entfernung für die Verteilung von Erdgas über das Hochdruckpipelinennetz mit 500 km angenommen. Die mittlere Entfernung für die Erdgasverteilung über das lokale Pipelinennetz wurde mit 10 km angenommen. Die Methanverluste bei der Verteilung von Erdgas über das Hochdrucknetz liegen nach [GEMIS 2002] bei ca. 0,0006% pro 100 km. Die für die Zwischenverdichtung benötigte mechanische Arbeit beträgt etwa 0,003 MJ pro MJ Erdgas. Der Wirkungsgrad der für die Bereitstellung der mechanischen Arbeit eingesetzten Gasturbinen wurde hier für den Zeithorizont ab 2020 mit 33% angenommen. Der Druck des lokalen Erdgasnetzes, an dem die CNG-Tankstellen angeschlossen sind, beträgt in der Regel etwa 0,5 MPa.

Der Stromverbrauch einer CNG-Tankstelle beträgt typischerweise 0,024 MJ pro MJ CNG. Der Strom dafür wird aus dem Stromnetz (Strommix Deutschland 2030, 0,4 kV-Ebene) bezogen.

Die Kosten für Erdgas inklusive Transport in die EU, aber ohne Verteilung wurden aus dem Rohölpreis abgeleitet. Analog zu [JEC 2007] wurde angenommen, dass der Erdgaspreis 80% des Rohölpreises beträgt.

Die Kosten für Transport und Verteilung von Erdgas zu den CNG-Tankstellen betragen etwa 1,8 €/GJ auf Basis von Angaben in [Moosbach 2011]. Dazu kommen die Kosten für die Erdgastankstelle (Tabelle 13). Die Kostenangaben basieren auf Herstellerangaben ([m-tec 2002], [Schwelm 2002]).



**Tabelle 13: Technische und ökonomische Daten einer typischen CNG-Tankstelle**

	Heute/2030
Anzahl Dispenser (2 Füllschläuche, 1 Messwerk)	1
Kraftstoffabsatz	0,6 Mio. l DÄ/a
Abschreibungsdauer	15 a
Zinssatz	8%
Investition	
Dispenser	30.500 €
CNG-Speicher	50.000 €
Kompressor	48.800 €
Gebäude	20.000 €
Installation (10% der Investition für Komponenten)	14.930 €
Summe	164.230 €
Sonstige Kosten	
Wartung und Instandhaltung Kompressor	4.880 €/a
Wiederkehrende Sicherheitsüberprüfung*	1.440 €/a
Kalibrierung Dispenser	716 €/a

\*150 € pro Druckbehälter und 5 Jahre; DÄ: Dieseläquivalent

CNG-Tankstellen sind inzwischen eine etablierte Technik. Eine signifikante Kostenreduktion bis 2030 ist daher nicht zu erwarten.

### **Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub>) aus Erdgasdampfreformierung vor Ort an der Tankstelle**

In diesem Pfad wird Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub>) über Dampfreformierung vor Ort an der Tankstelle bereitgestellt. Alternativ könnte der Wasserstoff auch über CGH<sub>2</sub>-Druckflaschentrailer aus zentralen Dampfreformieranlagen (zum Beispiel in Erdölraffinerien) angeliefert werden. Bei großen H<sub>2</sub>-Mengen zum Beispiel für Autobahntankstellen müssten die Anlieferungen sehr häufig (zum Teil mehrmals am Tag) erfolgen, insbesondere wenn auch LKWs mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Große Tankstellen befinden sich auch an Autohöfen. Daher wurde hier die Produktion von Wasserstoff vor Ort an der Tankstelle angenommen.

Es wurden die gleichen Annahmen getroffen wie für Pfad „GPCH1b“ in [JEC 2013]. Die Bereitstellung des Erdgases erfolgt nach den gleichen Annahmen wie für CNG. Die Produktion des Wasserstoffs über Erdgasdampfreformierung erfolgt an der Tankstelle. Für den Betrieb der Reformieranlage muss das Erdgas von 0,5 MPa auf einen Druck von 1,6 MPa komprimiert werden. Der Stromverbrauch beträgt dabei etwa 0,006 MJ pro MJ Erdgas. Die technischen und ökonomischen Daten für die in dieser Studie verwendete Reformieranlage basieren auf einem Angebot von Haldor Topsoe aus 1998. Tabelle 14 zeigt die Energieströme und Emissionen bei der Produktion von Wasserstoff über Erdgasdampfreformierung vor Ort an der Tankstelle.

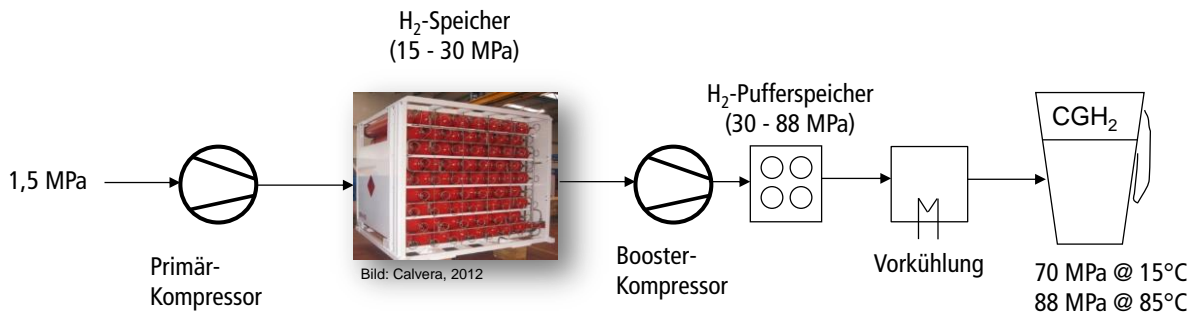
**Tabelle 14: Energieströme und Emissionen bei der Produktion von H<sub>2</sub> über Erdgasdampfreformierung**

	I/O	Einheit	Wert
<b>Erdgas</b>	Input	MJ/MJ	1,4406
<b>Strom</b>	Input	MJ/MJ	0,0161
<b>Wasserstoff</b>	Output	MJ	1,0000
<b>Emissionen</b>			
<b>CO<sub>2</sub></b>	-	g/MJ	79,3
<b>CH<sub>4</sub></b>	-	g/MJ	0,021
<b>N<sub>2</sub>O</b>	-	g/MJ	0,000
<b>NMVOC</b>	-	g/MJ	0,000
<b>NO<sub>x</sub></b>	-	g/MJ	0,015
<b>SO<sub>2</sub></b>	-	g/MJ	0,000
<b>CO</b>	-	g/MJ	0,029
<b>Staub/Partikel</b>	-	g/MJ	0,000

Der Investitionsbedarf für die Dampfreformieranlage mit einer Wasserstoffproduktionskapazität von 560 Nm<sup>3</sup> pro Stunde beträgt etwa 2,2 Mio. € [Haldor Topsoe 1998]. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit 1% der Investition pro Jahr angegeben.

Die Dampfreformieranlage stellt Wasserstoff mit einem Druck von etwa 1,5 MPa bereit. Der produzierte Wasserstoff wird auf 30 MPa komprimiert und in einem Flaschenbündel gespeichert. Zur Befüllung des Hochdruck-H<sub>2</sub>-Pufferspeichers und des Fahrzeugs wird der Wasserstoff auf einen Druck von 45 MPa (für LKW und Busse) bzw. 88 MPa (für PKW) komprimiert. Dabei wird die Temperaturerhöhung bei der Schnellbefüllung berücksichtigt, um einen Druck von 70 MPa bei 15°C im voll befüllten Fahrzeugtank in jedem Fall zu gewährleisten.

Der Stromverbrauch der H<sub>2</sub>-Tankstelle inklusive Komprimierung des Wasserstoffs und Vor Kühlung beträgt etwa 0,093 MJ pro MJ Wasserstoff im Fall der Befüllung von PKW bzw. 0,081 MJ pro MJ Wasserstoff im Fall der Befüllung von LKW und Bussen. Der Strom wird aus dem Stromnetz (Strommix Deutschland 2030, 0,4 kV-Ebene) bezogen.



**Abbildung 21: Prinzipieller Aufbau einer CGH<sub>2</sub>-Tankstelle**

Für die Kombination mit einer H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort über Dampfpreformierung wurde der stationäre H<sub>2</sub>-Speicher der Tankstelle auf 40% des mittleren Tagesabsatzes ausgelegt. Die ökonomischen Daten für die CGH<sub>2</sub>-Tankstelle (Tabelle 15) wurden aus Herstellerangaben ([Linde 2000], [Linde 2001] und [Linde 2005]) abgeleitet. Für 2030 wurden Lernkurven für die Kostenreduktion der verschiedenen Komponenten angenommen.

**Tabelle 15: Technische und ökonomische Daten für eine CGH<sub>2</sub>-Tankstelle (für Kombination mit Dampfpreformierung vor Ort)**

	Heute		2030	
<b>Für Fahrzeuge mit Druckniveau</b>	35 MPa	70 MPa	35 MPa	70 MPa
<b>Anzahl Dispenser</b>	1	1	1	1
<b>Kraftstoffabsatz (120 t H<sub>2</sub>/a, 329 kg H<sub>2</sub>/d)</b>	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a
<b>Abschreibungsdauer</b>	15 a	15 a	15 a	15 a
<b>Zinssatz</b>	8%	8%	8%	8%
<b>Investition (€)</b>				
<b>H<sub>2</sub>-Speicher (30 MPa)</b>	84.640	84.640	47.124	47.124
<b>H<sub>2</sub>-Pufferspeicher</b>	5.750	16.714	3.201	9.306
<b>Kompressor (primär)</b>	124.342	124.342	69.229	69.229
<b>Kompressor (Booster)</b>	225.739	327.466	125.683	182.321
<b>Vorkühlung</b>	130.000	130.000	72.379	72.379
<b>Dispenser, Software, Verrohrung</b>	92.299	129.795	51.389	73.932
<b>Sicherheitsüberprüfung</b>	12.650	12.650	12.650	12.650
<b>Installation</b>	6.353	6.353	6.353	6.353
<b>Summe</b>	<b>681.773</b>	<b>831.960</b>	<b>388.009</b>	<b>473.295</b>
<b>Sonstige Kosten (€/a)</b>				
<b>Wiederkehrende Sicherheitsüberprüfung*</b>	2.880	2.880	2.880	2.880
<b>Kalibrierung Dispenser</b>	716	716	716	716
<b>Wartung- und Instandhaltung Kompressoren</b>	19.206	22.258	10.693	12.393

\*150 € pro Druckbehälter und 5 Jahre; DÄ: Dieseläquivalent

## **Komprimiertes EE-Methan aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse und Methanisierung**

In diesem Pfad wird EE-Methan aus Wasserstoff über Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen und nachgeschalteter Methanisierung mit CO<sub>2</sub> hergestellt.

Es wurden Stromkosten von 8,5 Cent/kWh plus Kosten für die Nutzung des Stromnetzes und der Netzverluste angenommen. Die Jahresvollbenutzungsdauer der Elektrolyse- und Methanisierungsanlage wurde mit 4.000 Stunden pro Jahr angenommen. Insgesamt ergeben sich daraus 13,1 Cent/kWh an der PtG-Anlage. Die PtG-Anlage ist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Die Wasserelektrolyse wird seit etwa 100 Jahren für die Produktion von Wasserstoff eingesetzt. Die erste große Elektrolyseanlage wurde in Norwegen von Norsk Hydro im Jahr 1927 errichtet. Als Elektrolyt werden heute Kalilauge (KOH) oder Protonen leitende Membranen (Proton Exchange Membrane – PEM) eingesetzt. Bei einer der ersten, im Jahr 1927 in Norwegen errichteten Anlage, wurde Kalilauge als Elektrolyt eingesetzt. Die alkalische Elektrolyse ist auch heute die am häufigsten eingesetzte Technologie. Siemens entwickelt derzeit PEM-Elektrolyseure im Multi-MW-Bereich [Waidhas 2011].

Der Stromverbrauch inklusive aller Hilfsaggregate (Gleichrichter, Pumpen, Kompressoren, Steuerung, ggf. Gasaufbereitung) heute verfügbarer Elektrolyseure liegt zwischen 4,3 und 5,2 kWh pro Nm<sup>3</sup> Wasserstoff, was bezogen auf den unteren Heizwert des erzeugten Wasserstoffs zu einem Wirkungsgrad von 58 bis 70 % führt. In dieser Studie wurde für die Elektrolyse ein Stromverbrauch von 4,5 kWh pro Nm<sup>3</sup> Wasserstoff angenommen. Der Wasserstoff wird mit einem Druck von 3 MPa bereitgestellt (Druckelektrolyse).

Der Investitionsbedarf für den Elektrolyseur wurde für 2030 mit etwa 700 € pro kW<sub>el</sub> angenommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit 32 € pro kW<sub>el</sub> und Jahr angenommen, wenn die Anlage 8.760 h pro Jahr betrieben wird. Bei einer Jahresnutzungsdauer von 4.000 h pro Jahr ergeben sich etwa 15 € pro kW<sub>el</sub> und Jahr.

Anschließend erfolgt die Methanisierung mit CO<sub>2</sub>. Die Umsetzung von Wasserstoff zu Methan erfolgt über folgende Reaktion:



Die Reaktion verläuft exotherm. Die katalytische Methanisierung erfolgt bei einer Temperatur von etwa 200 bis 400°C. Es werden Katalysatoren auf Basis von Ni oder Ru, Rh, Pt, Fe, und Co eingesetzt [Lehner 2012]. Die katalytische Methanisierung läuft bei einem Druck von 0,5 MPa ab.

In [Breyer et al 2011] wird der Investitionsbedarf für die Methanisierung mit 400 € pro kW angegeben, wobei sich die Angaben auf die elektrische Leistungsaufnahme des Elektroly-

seurs beziehen, der den Wasserstoff für die Methanisierung produziert. Der in [Breyer et al 2011] angenommene Stromverbrauch für die Elektrolyse bezogen auf den unteren Heizwert des Methans beträgt etwa 1,65 kWh. Daraus ergibt sich für die Methanisierungsanlage ein Investitionsbedarf von etwa 660 € pro kW Methan bezogen auf den unteren Heizwert ( $H_i$ ). Die Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit 2% der Investition angegeben.

Die  $\text{CO}_2$ -Abtrennung aus Luft erfolgt über Auswaschung mit Kalilauge (KOH) und Regenerierung des Waschmittels über Elektrodialyse. Der Stromverbrauch beträgt 8,2 MJ pro kg  $\text{CO}_2$  [Sternner 2009]. Anschließend wird das  $\text{CO}_2$  von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert.

Der Investitionsbedarf für die Abtrennung von  $\text{CO}_2$  aus Luft wird in [Breyer et al 2011] mit 500 € pro kW angegeben, wobei sich die Angaben auch hier auf die elektrische Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs beziehen, der den Wasserstoff für die Methanisierung produziert. Mit dem in [Breyer et al 2011] angenommenen Stromverbrauch für die Elektrolyse ergeben sich daraus 825 € pro kW Methan.

Die  $\text{CO}_2$ -Abtrennung aus Abgas erfolgt über Auswaschung mit Monoethanolamin (MEA). Für die Regenerierung des Waschmittels und die Abtrennung des  $\text{CO}_2$  sind 4,3 MJ Wärme erforderlich [Specht et al 1995]. Daneben sind noch 0,0334 kWh Strom für den Betrieb von Pumpen und Lüftern erforderlich [Socolow et al 2011]. Anschließend wird das  $\text{CO}_2$  von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert. Der Wärmebedarf wird zum Teil aus der bei der Methanisierungsreaktion freigesetzten Wärme gedeckt.

Der Investitionsbedarf für die  $\text{CO}_2$ -Abtrennung aus Rauchgas wurde aus [Socolow et al 2011] abgeleitet. Es ergeben sich etwa 200 € pro kW Methan.

Für den Fall, dass das für die Methanisierung erforderliche  $\text{CO}_2$  aus der Biogasanlage stammt, wurde angenommen, dass die Biogasanlage bereits mit einer Anlage zur Aufbereitung von Biogas zu reinem Methan für die Einspeisung in das Gasnetz ausgerüstet ist. Der Strombedarf der  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung stammt aus der Komprimierung des  $\text{CO}_2$  von Umgebungsdruck auf das Druckniveau von 0,5 MPa der Methanisierungsanlage.

Tabelle 16 zeigt die Energie- und Stoffströme für die Produktion von Methan aus  $\text{H}_2$  und  $\text{CO}_2$ .

**Tabelle 16: Energie und Stoffströme bei der Produktion von Methan aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>**

	I/O	Einheit	CO <sub>2</sub> aus Luft	CO <sub>2</sub> aus Abgas	CO <sub>2</sub> aus BGA
H <sub>2</sub>	Input	MJ/MJ		1,200	
CO <sub>2</sub>	Input	kg/MJ		0,055	
<b>Strom für CO<sub>2</sub>-Bereitstellung</b>	Input	MJ/MJ	0,4590	0,0098	0,0080
<b>Wärme für CO<sub>2</sub>-Bereitstellung</b>	Input	MJ/MJ	-	0,2365	-
CH <sub>4</sub>	Output	MJ		1,000	
Wärme	Output	MJ/MJ		0,200	

BGA: Biogasaufbereitung

Das produzierte Methan wird über das Erdgasnetz zu den Tankstellen transportiert. Der Stromverbrauch der CNG-Tankstellen beträgt typischerweise 0,024 MJ pro MJ CNG. Der Strom wird aus dem Stromnetz (Strommix Deutschland 2030, 0,4 kV-Ebene) bezogen.

### **Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub>) aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse vor Ort an der Tankstelle**

In diesem Pfad wird Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen vor Ort an der H<sub>2</sub>-Tankstelle hergestellt.

Es wurden Stromkosten von 8,5 Cent/kWh plus Kosten für die Nutzung des Stromnetzes und der Netzverluste angenommen. Die Jahresvollbenutzungsdauer der Elektrolyseanlage wurde mit 4.000 Stunden pro Jahr angenommen. Insgesamt ergeben sich daraus spez. Kosten von 13,1 Cent/kWh an der CGH<sub>2</sub>-Tankstelle mit Elektrolyseur.

Der Stromverbrauch für die Elektrolyse wird mit 4,5 kWh pro Nm<sup>3</sup> Wasserstoff angenommen, was zu einem Wirkungsgrad von etwa 67% bezogen auf den unteren Heizwert führt. Der Wasserstoff wird mit einem Druck von 3 MPa bereitgestellt (Druckelektrolyse).

Der Investitionsbedarf für den Elektrolyseur wurde für 2030 mit etwa 700 € pro kW<sub>el</sub> angenommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit 32 € pro kW<sub>el</sub> und Jahr angenommen, wenn die Anlage 8.760 h pro Jahr betrieben wird. Bei einer Jahresvollbenutzungsdauer von 4.000 h pro Jahr ergeben sich etwa 15 € pro kW<sub>el</sub> und Jahr.

Der produzierte Wasserstoff wird auf 30 MPa komprimiert und in Flaschenbündeln gespeichert. Zur Befüllung des Hochdruck-H<sub>2</sub>-Pufferspeichers und des Fahrzeugs wird der Wasserstoff auf einen Druck von 45 MPa (für LKW und Busse) bzw. 88 MPa (für PKW) komprimiert. Dadurch wird die Temperaturerhöhung bei der Schnellbefüllung berücksichtigt und ein Druck von 70 MPa bei 15°C im voll befüllten Fahrzeugtank in jedem Fall zu gewährleistet.

Der Stromverbrauch der H<sub>2</sub>-Tankstelle inklusive Komprimierung des Wasserstoffs und Vorkühlung beträgt etwa 0,079 MJ pro MJ Wasserstoff im Fall der Befüllung von PKW bzw. 0,067 MJ pro MJ Wasserstoff im Fall der Befüllung von LKW und Bussen. Der Strom für die Tankstelle wird ebenfalls aus erneuerbaren Stromerzeugungsquellen bezogen. Die H<sub>2</sub>-Tankstelle zusammen mit der Elektrolyseanlage ist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen (elektrische Anschlussleistung > 1 MW).

Für die Kombination mit einer H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort über Elektrolyse wurde der stationäre H<sub>2</sub>-Speicher der Tankstelle auf 200% des mittleren Tagesabsatzes ausgelegt. Die ökonomischen Daten für die CGH<sub>2</sub>-Tankstelle (Tabelle 17) wurden aus Herstellerangaben ([Linde 2000], [Linde 2001] und [Linde 2005]) abgeleitet. Für 2030 wurden Lernkurven für die Kostenreduktion der verschiedenen Komponenten angenommen.

**Tabelle 17: Technische und ökonomische Daten einer typischen CGH<sub>2</sub>-Tankstelle (für Kombination mit Elektrolyse vor Ort)**

	Heute		2030	
	35 MPa	70 MPa	35 MPa	70 MPa
<b>Für Fahrzeuge mit Druckniveau</b>	35 MPa	70 MPa	35 MPa	70 MPa
<b>Anzahl Dispenser</b>	1	1	1	1
<b>Kraftstoffabsatz (120 t H<sub>2</sub>/a, 329 kg H<sub>2</sub>/d)</b>	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a
<b>Abschreibungsdauer</b>	15 a	15 a	15 a	15 a
<b>Zinssatz</b>	8%	8%	8%	8%
<b>Investition (€)</b>				
<b>H<sub>2</sub>-Speicher (30 MPa)</b>	402.040	402.040	223.841	223.841
<b>H<sub>2</sub>-Pufferspeicher</b>	5.750	16.714	3.201	9.306
<b>Kompressor (primär)</b>	165.152	165.152	91.950	91.950
<b>Kompressor (Booster)</b>	225.739	327.466	125.683	182.321
<b>Vorkühlung</b>	130.000	130.000	72.379	72.379
<b>Dispenser, Software, Verrohrung</b>	92.299	129.795	51.389	73.932
<b>Sicherheitsüberprüfung</b>	12.650	12.650	12.650	12.650
<b>Installation</b>	6.353	6.353	6.353	6.353
<b>Summe</b>	1.039.983	1.190.169	587.447	672.733
<b>Sonstige Kosten (€/a)</b>				
<b>Wiederkehrende Sicherheitsüberprüfung*</b>	13.680	13.680	13.680	13.680
<b>Kalibrierung Dispenser</b>	716	716	716	716
<b>Wartung- und Instandhaltung Kompressoren</b>	23.287	26.339	12.966	14.665

\*150 € pro Druckbehälter und 5 Jahre; DÄ: Dieseläquivalent

## **Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub>) aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse zentral an einer Salzkaverne und Verteilung des Wasserstoffs über Pipeline**

In diesem Fall wird Wasserstoff über Elektrolyse zentral in der Nähe einer Salzkaverne erzeugt und in einer Salzkaverne gespeichert. Der aus der Kaverne entnommene Wasserstoff wird über ein Pipeline-Netz zu den Tankstellen transportiert.

Es wurden Stromkosten von 8,5 Cent/kWh plus Kosten für die Nutzung des Stromnetzes und der Netzverluste angenommen. Die Jahresvollbenutzungsdauer der Elektrolyseanlage wurde mit 4.000 Stunden pro Jahr angenommen. Insgesamt ergeben sich Stromkosten von 11,2 Cent/kWh an der Elektrolyseanlage.

Der Stromverbrauch für die Elektrolyse wird mit 4,5 kWh pro Nm<sup>3</sup> Wasserstoff angenommen, was zu einem Wirkungsgrad von etwa 67% bezogen auf den unteren Heizwert führt. Der Wasserstoff wird mit einem Druck von 3 MPa bereitgestellt (Druckelektrolyse).

Der Investitionsbedarf für den Elektrolyseur wurde für 2030 mit etwa 700 € pro kW<sub>el</sub> angenommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit 32 € pro kW<sub>el</sub> und Jahr angenommen, wenn die Anlage 8.760 h pro Jahr betrieben wird. Bei einer Jahresnutzungsdauer von 4.000 h pro Jahr ergeben sich etwa 15 € pro kW<sub>el</sub> und Jahr.

Der produzierte Wasserstoff wird zunächst auf das maximale Druckniveau des oberirdischen Pufferspeichers (6.4 MPa) verdichtet. Der Pufferspeicher wird nach [NIP 2013] auf einen minimalen Druck von 2 MPa entleert. Für die Befüllung der Salzkaverne wird der Wasserstoff auf 18 MPa komprimiert.

Die technischen und ökonomischen Daten für die Salzkaverne wurden auf Basis von Daten in [NIP 2013] berechnet. Der aus der Salzkaverne entnommene Wasserstoff muss gereinigt werden. Bei der Gasreinigung mittels Druckwechseladsorption werden etwa 5% des Wasserstoffs als Spülgas benötigt. Das Spülgas kann energetisch genutzt werden zum Beispiel in einem Gasmotor oder einer Gasturbine (statt nur verbrannt zu werden), was aber in dieser Studie vernachlässigt wurde. H<sub>2</sub>-Verluste durch Undichtigkeiten der Kaverne selbst liegen bei weniger als 0,02% pro Jahr. Das Kissengas<sup>42</sup> wurde bei der Investition berücksichtigt.

---

<sup>42</sup> Als „Kissengas“ wird der Anteil des Kaverneninhaltes bezeichnet, der zur minimalen Druckhaltung in der Kaverne als „Inventar“ verbleiben muss. Die Bereitstellungskosten dafür werden generell den Investitionskosten für die Kaverne zugeschlagen und machen einen beträchtlichen Teil derselben aus.



**Tabelle 18: Technische und ökonomische Daten einer typischen Salzkaverne, inklusive obertägiger Anlagen**

	<b>Heute/2030</b>
<b>Geometrisches Volumen</b>	500.000 m <sup>3</sup>
<b>Rohrschuhöhe</b>	1.000 m
<b>Maximaler Druck</b>	18 MPa
<b>Minimaler Druck</b>	6 MPa
<b>Nettospeicherkapazität (Arbeitsgas)</b>	3.733 t H <sub>2</sub> (124 GWh H <sub>2</sub> )
<b>Maximaler Massenstrom (Ausspeichern)</b>	13.500 kg H <sub>2</sub> /h
<b>Kompressorkapazität (zum Einspeichern)</b>	10.500 kg H <sub>2</sub> /h
<b>Leistungsaufnahme Kompressoren</b>	10,1 MW <sub>el</sub>
<b>Investition</b>	106,8 Mio. €
<b>davon Kaverne</b>	35,6 Mio. €
<b>davon obertägige Anlagen</b>	60,2 Mio. €
<b>davon Kissengas</b>	11,1 Mio. €
<b>H<sub>2</sub>-Verlust Kaverne</b>	0,02%/a
<b>H<sub>2</sub>-Verlust Gasreinigung</b>	5%
<b>Anzahl Vollzyklenäquivalente</b>	12

Über ein H<sub>2</sub>-Pipelinennetz wird der Wasserstoff zu den Tankstellen verteilt. Tabelle 19 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für das H<sub>2</sub>-Pipelinennetz.

**Tabelle 19: Technische und ökonomische Daten H<sub>2</sub>-Pipelinennetz**

	<b>Heute/2030</b>
<b>Länge Pipelinennetz ND 300 mm</b>	500 km (zum Beispiel 10 Pipelines mit je 50 km)
<b>Spezifische Investition ND 300 mm</b>	650 €/m
<b>Länge Pipelinennetz ND 100 mm</b>	500 km (zum Beispiel 100 Pipelines mit je 5 km)
<b>Spezifische Investition ND 100 mm</b>	352 €/m
<b>Investition Pipelinennetz gesamt</b>	501 Mio. €
<b>H<sub>2</sub>-Durchsatz</b>	1.404 GWh/a (H <sub>i</sub> )

Der Druck des an den Tankstellen angelieferten Wasserstoffs beträgt 2 MPa. Die H<sub>2</sub>-Tankstelle ist ähnlich aufgebaut wie bei der Produktion von Wasserstoff vor Ort an der Tankstelle mit Ausnahme eines niedrigeren Vordrucks von 2 MPa statt 3 MPa.

Der Stromverbrauch der H<sub>2</sub>-Tankstelle inklusive Komprimierung des Wasserstoffs und Vorkühlung beträgt etwa 0,086 MJ pro MJ Wasserstoff im Fall der Befüllung von PKW bzw. 0,074 MJ pro MJ Wasserstoff im Fall der Befüllung von LKW und Bussen. Der Strom wird aus dem Stromnetz (Strommix Deutschland 2030, 0,4 kV-Ebene) bezogen.

Für die Kombination mit einer H<sub>2</sub>-Anlieferung über Pipeline wurde der stationäre H<sub>2</sub>-Speicher der Tankstelle auf 40% des mittleren Tagesabsatzes ausgelegt. Die ökonomischen Daten für die CGH<sub>2</sub>-Tankstelle (Tabelle 20) wurden aus Herstellerangaben ([Linde 2000], [Linde 2001])

und [Linde 2005]) abgeleitet. Für 2030 wurden Lernkurven für die Kostenreduktion der verschiedenen Komponenten angenommen.

**Tabelle 20: Technische und ökonomische Daten einer typischen CGH<sub>2</sub>-Tankstelle (für Kombination mit H<sub>2</sub>-Anlieferung über Pipeline)**

	Heute		2030	
Für Fahrzeuge mit Druckniveau	35 MPa	70 MPa	35 MPa	70 MPa
Anzahl Dispenser	1	1	1	1
Kraftstoffabsatz (120 t H <sub>2</sub> /a, 329 kg H <sub>2</sub> /d)	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a	0,4 Mio. l DÄ/a
Abschreibungsdauer	15 a	15 a	15 a	15 a
Zinssatz	8%	8%	8%	8%
Investition (€)				
H <sub>2</sub> -Speicher (30 MPa)	84.640	84.640	47.124	47.124
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	5.750	16.714	3.201	9.306
Kompressor (primär)	124.342	124.342	69.229	69.229
Kompressor (Booster)	225.739	327.466	125.683	182.321
Vorkühlung	130.000	130.000	72.379	72.379
Dispenser, Software, Verrohrung	92.299	129.795	51.389	73.932
Sicherheitsüberprüfung	12.650	12.650	12.650	12.650
Installation	6.353	6.353	6.353	6.353
Summe	681.773	831.960	388.009	473.295
Sonstige Kosten (€/a)				
Wiederkehrende Sicherheitsüberprüfung*	2.880	2.880	2.880	2.880
Kalibrierung Dispenser	716	716	716	716
Wartung- und Instandhaltung Kompressoren	19.206	22.258	10.693	12.393

\*150 € pro Druckbehälter und 5 Jahre; DÄ: Dieseläquivalent

## Anhang II: Szenarien Annahmen

### Annahmen Szenario 1: „CNG / LNG ohne EE-Methan“

- Fokus auf Effizienzverbesserung konventioneller Antriebe,
- aus Kosten- und Verfügbarkeitsgründen geht der Fokus dabei von Diesel und Benzin weg und hin zu Erdgasantrieben, insbesondere im stark wachsenden Segment der schweren Nutzfahrzeuge, Bei den Nutzfahrzeugen erreichen CNG/LNG-Antriebe daher bereits im Jahr 2030 einen Transportleistungsanteil von etwa 20%, der sich bis 2050 auf 80% steigert.
- Der Markthochlauf der Batterie-Elektromobilität bei PKW findet entsprechend den derzeitigen mittleren Projektionen statt<sup>43</sup>. Die Neuzulassungen von Batterie-Elektrofahrzeugen stagnieren aber nach 2030; das Szenario spiegelt damit eine eher geringe Nutzerakzeptanz dieser Fahrzeuge wider.
- in der Binnenschifffahrt der LNG-Anteil zunehmen; im Jahr 2050 wird hier die Hälfte des Endenergiebedarfs aus LNG gedeckt.
- **kein EE-Methan**; der geringe Anteil an Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen wird mit EE-H<sub>2</sub> versorgt.
- entspricht für den Straßenverkehr dem Szenario „Verbrennungsmotor“ der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“.

### Annahmen Szenario 2: „CNG / LNG mit EE-Methan“

- wie Szenario 1, allerdings wird das CNG bzw. LNG zu einem steigenden Anteil mittels PtG hergestellt. **Im Jahr 2050 wird der Bedarf an CNG und LNG vollständig mittels PtG gedeckt.**
- Abweichend von Szenario 1 werden ab 2030 keine Benzin- und Diesel-PHEV, sondern ausschließlich CNG-PHEV zugelassen (für die der Einsatz von EE-Methan in Frage kommt). Die Anwendung von CNG-Motoren in PHEV erscheint aus Gewichts- und Kostengründen aus heutiger Sicht als eine attraktive Option.

---

<sup>43</sup> Szenario „mittlerer Hochlauf“ aus NPE 2013 (bis zum Jahr 2020), , danach weiterer Markthochlauf auf 3 Mio. Fahrzeuge in 2030

### **Annahmen Szenario 3: „EE-Methan + Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge“**

- bei PKW auch über 2030 hinaus steigende Marktdurchdringung mit Batterie-Elektrofahrzeugen, dazu ab 2030 starker Markthochlauf von Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen
- bei Nutzfahrzeugen gewinnt die Brennstoffzelle ab 2030 Marktanteile und dämpft damit ggü. den Szenarien 1 und 2 den weiteren Markthochlauf von CNG/LNG bis 2050

## Anhang III: Detaillierte Beschreibung der Demonstrationsprojekte

### Aktivitäten in Deutschland

#### Synthetisches Methan

##### AUDI Werlte – Werlte

**Status:** In Betrieb seit Juni 2013.

**Beteiligte Firmen:** AUDI AG, ETOGAS, EWE AG, MT BioMethan GmbH, ZSW, IWES

**Charakteristik:** 6 MW komplette Anlage, Methanisierung, CO<sub>2</sub> aus Biogas, Methan Einspeisung ins Erdgasnetz.

**Beschreibung:** Die Anlage mit alkalischem Elektrolyseur und Abwärmenutzung erzeugt 1.300 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> bzw. 300 Nm<sup>3</sup>/h synthetisches Methan (CH<sub>4</sub>). Das CO<sub>2</sub> stammt aus einer Biogas Anlage. Die Jahresproduktion an Methan wird durchschnittlich 3 Mio. Nm<sup>3</sup> betragen. Die Anlage soll umweltfreundliches Erdgas Tanken ermöglichen. Vorbild für die Methanisierungs-Anlage war die Pilotanlage am ZSW in Stuttgart.

Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Biogas erfolgt über Wäsche mit Monoethanolamin (MEA). Die Regenerierung des Waschmittels erfolgt mit Wärme aus der exotherm ablaufenden Methanisierung. Bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von 6.300 kW inklusive aller Nebenaggregate (zum Beispiel Gleichrichter, Pumpen, Lüfter, Steuerung) und 320 Nm<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> nach [Schoeber 2012] werden 3.184 kW CH<sub>4</sub> (berechnet aus CO<sub>2</sub>-Verbrauch über Reaktionsgleichung) bezogen auf den unteren Heizwert erzeugt, was zu einem Gesamtwirkungsgrad von etwa 51% führt. Die in [Schoeber 2012] angegebenen 350 Nm<sup>3</sup> Produktgas pro Stunde enthalten vermutlich auch Verunreinigungen. Wird angenommen, dass die 350 Nm<sup>3</sup> Produktgas aus reinem Methan bestehen, ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von etwa 55%, was nahe an den von AUDI zitierten 54% liegt. In [Rieke 2013] wird für die Produktion von 1.000 t CH<sub>4</sub> (13.890 MWh bezogen auf den unteren Heizwert) ein Stromverbrauch von 27.600 MWh angegeben, was zu einem Wirkungsgrad von etwa 50% führt.

##### CO<sub>2</sub>RRECT – Niederaußem

**Status:** In Betrieb seit Februar 2013.

**Beteiligte Firmen:** Bayer Technology Services BTS, RWE Power, Siemens, Bayer Material Science BMS, ...

**Charakteristik:** 300 kW Elektrolyseur, Methanisierung, CO<sub>2</sub> aus der Rauchgaswäsche des Braunkohlekraftwerks.

**Beschreibung:** CO<sub>2</sub>RRECT = CO<sub>2</sub> -Reaction using Renewable Energies and Catalytic Technologies. In dieser Forschungsanlage bei der RWE Power werden am Katalysestand verschiedene Katalysatoren zur Methanisierung untersucht. Der Elektrolyseur stammt von Siemens und wird auf seine Flexibilität erprobt. Auch die Produktion von Methanol wird untersucht. Die Wasserstoffherzeugung beträgt 50 Nm<sup>3</sup>/h.



**Abbildung 22: Elektrolyseanlage am Kraftwerk Niederaußem (Quelle: RWE)**

### **Ökostromspeicherung Wunsiedel – Wunsiedel**

**Status:** Geplant.

**Beteiligte Firmen:** Stadtwerke Wunsiedel

**Charakteristik:** Methanisierung mit CO<sub>2</sub> aus industrieller Produktion.

**Beschreibung:** Das Projekt wird frühestens 2015 realisiert. Das Budget beträgt 20 Mio. €, die Förderung 4,3 Mio. €. Nach der Genehmigung der Fördermittel im Juli wird nun mit der Feinplanung begonnen. Mit überschüssigem Wind- und Solarstrom soll Wasserstoff produziert werden, der mit CO<sub>2</sub> aus einem Wunsiedler Industriebetrieb methanisiert werden soll.

### **Speichertest für die Energiewende – Morbach**

**Status:** Geplant für Januar 2014.

**Beteiligte Firmen:** ETOGAS, juwi technologies GmbH, ZSW, Reiner Lemoine Institut RLI, RWE Deutschland AG

**Charakteristik:** 25 kW Versuchsanlage, theoretische Studien.

**Beschreibung:** Das Forschungsprojekt untersucht in kleinem Maßstab, welchen Beitrag PtG für die Energiewende leisten kann. An einer Modellregion soll erforscht werden, welche Anforderungen eine rein regenerative Versorgung mit PtG-Anlagen stellt. Das Vorhaben beinhaltet neben Potenzialabschätzungen und Simulationen auch den Aufbau einer Versuchsanlage und den Betrieb unter Realbedingungen. Das Projekt beginnt im Januar 2014, dauert 2 Jahre und wird vom Umweltministerium gefördert.

### **Kompaktbiogasanlage „EUCOLino“ mit „in-situ“-Methanisierung– Schwandorf**

**Status:** In Betrieb seit November 2012.

**Beteiligte Firmen:** MicrobEnergy GmbH (eine Tochter von Viessmann)

**Charakteristik:** 108 kW, Methanisierung.

**Beschreibung:** Die Anlage erzeugt 21 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> bzw. 5 Nm<sup>3</sup>/h synthetisches Methan. Als CO<sub>2</sub> Quelle wird Biogas eingesetzt. Im Gegensatz zur katalytischen Methanisierung zum Beispiel in Werlte erfolgt hier die Methanisierung biologisch durch Mikroorganismen. Die Methanisierung erfolgt „in-situ“ im Fermenter der Biogasanlage. Dadurch erhöht sich der Methangehalt des Biogasstroms am Ausgang des Fermenters. Das synthetische Methan wird wie das Biogas zur Stromerzeugung eingesetzt.



**Abbildung 23: Kompaktbiogasanlage „EUCOLino“ in Schwandorf  
(Quelle: MicrobEnergy GmbH)**

### **Viessmann Versuchsanlage - Allendorf (mit „in-situ“-Methanisierung)**

**Status:** In Planung.

**Beteiligte Firmen:** Viessmann

**Charakteristik:** Biogasanlage mit zusätzlicher PtG Anlage.

**Beschreibung:** Viessmann weihte im August 2013 eine neue Biogasanlage am Firmensitz in Allendorf ein. Geplant ist die Biogasanlage um eine PtG Anlage zu ergänzen. Der mit einem Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff wird nach der Methanisierung mit dem auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogas ins Erdgasnetz eingespeist. Wie bei der Anlage von MicrobEnergy/Viessmann in Schwandorf erfolgt die Methanisierung biologisch „in-situ“ im Fermenter der Biogasanlage.

### **ETOGAS ZSW Pilotanlage – Stuttgart**

**Status:** In Betrieb seit Oktober 2012.

**Beteiligte Firmen:** ZSW, IWES, ETOGAS, Hydrogenics

**Charakteristik:** 250 kW komplette Anlage, Methanisierung, Methan Einspeisung ins Erdgasnetz.

**Beschreibung:** Am ZSW werden seit mehreren Jahren PtG-Anlagen mit verschiedenen Konfigurationen entwickelt und getestet. Bisher wurde ein alkalischer Druckelektrolyseur verwendet. Das neue System arbeitet mit einem alkalischen Elektrolyseur, Modell HySTAT 60 der Firma Hydrogenics und produziert 60 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>, die in der nachgeschalteten Methanisierungsanlage zu 15 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> pro Stunde. Die tägliche Methanproduktion wird mit 300 Nm<sup>3</sup> bzw. 12,5 Nm<sup>3</sup> pro Stunde angegeben. Der Stromverbrauch des Elektrolyseurs beträgt nach Herstellerangaben 5,2 kWh pro Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>. Die elektrische Leistungsaufnahme würde dann bei voller Auslastung des Elektrolyseurs 312 kW betragen.

In [Etogas 2/2013] wird eine maximal elektrische Leistungsaufnahme von 280 kW Gleichstrom (DC) bei einer H<sub>2</sub>-Produktion von 65 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff pro Stunde angegeben (inklusive Gleichrichter würde die elektrische Leistungsaufnahme höher liegen).

In [ZSW 2012] wird eine elektrische Leistungsaufnahme von 295 kW DC bei ebenfalls 65 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff pro Stunde angegeben, die in der nachgeschalteten Methanisierungsanlage zu 15 Nm<sup>3</sup> Methan pro Stunde umgesetzt werden. Sowohl [Etogas 2/2013] als auch [ZSW 2012] geben ihre Werte bei einer Stromdichte von 430 mA/cm<sup>2</sup> an, also bei gleicher Auslastung des Elektrolyseurs. Wird der Wirkungsgrad des Gleichrichters mit 95% angenommen, würde sich eine elektrische Leistungsaufnahme von etwa 311 kW ergeben, was nahe an den oben genannten 312 kW auf Basis des Datenblattes von Hydrogenics liegt. Bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von 312 kW und einer Methanproduktion von 15 Nm<sup>3</sup>/h ergibt sich ein Wirkungsgrad von etwa 48%.

Die 12,5 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> pro Stunde werden wahrscheinlich bei einer niedrigeren Auslastung des Elektrolyseurs erreicht. Bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von 250 kW und einer CH<sub>4</sub>-Produktion von 12,5 Nm<sup>3</sup> pro Stunde würde sich ein Gesamtwirkungsgrad von etwa



50% ergeben. Die  $250 \text{ kW}_{\text{el}}$  beziehen sich offensichtlich auf die elektrische Leistungsaufnahme nach dem Gleichrichter (DC) und bei nicht voller Auslastung des Elektrolyseurs.

Die Abwärme wird am Institut genutzt. Im August 2013 erreichte das erzeugte Gas Erdgasqualität (hoher Methananteil).



**Abbildung 24: PtG Anlage am ZSW in Stuttgart (Quelle: ZSW Stuttgart)**

#### **Landwirtschaftszentrum am Eichhof – Bad Hersfeld**

**Status:** In Betrieb seit Januar 2012.

**Beteiligte Firmen:** Fraunhofer IWES, ZSW, ETOGAS

**Charakteristik:** 25 kW Elektrolyseur, Methanisierung.

**Beschreibung:** In Stromüberschusszeiten soll Wasserstoff produziert und mit dem  $\text{CO}_2$  einer Biogasanlage methanisiert werden. In Bad Hersfeld wird das  $\text{CO}_2$  nicht vom Biogasstrom abgetrennt, sondern der Biogasstrom zusammen mit dem  $\text{CO}_2$  der Methanisierungsanlage zugeführt („direkte Methanisierung“). Eine separate  $\text{CO}_2$ -Abtrennung über eine Biogasaufbereitungsanlage ist nicht erforderlich. Durch die Methanisierung des  $\text{CO}_2$  wird der Methananteil des Gasstroms auf mehr als 90% erhöht. Wenn das Gas lokal (zum Beispiel in Ballonspeichern) gespeichert wird und daher auf weitere kostenintensive Anpassungsmaßnahmen verzichtet werden kann, eignet sich das Verfahren auch für kleinere Biogasanlagen ab  $250 \text{ kW}_{\text{el}}$  (was etwa  $750 \text{ kW CH}_4$  entspricht) [IWES 2012], [IWES 2013], [Etogas 1/2013]. Das entstehende Methan wird wie das Biogas verstromt. Die Erzeugung beträgt  $6 \text{ Nm}^3/\text{h H}_2$  bzw.  $1,5 \text{ Nm}^3/\text{h Methan}$  [DVGW 2013].

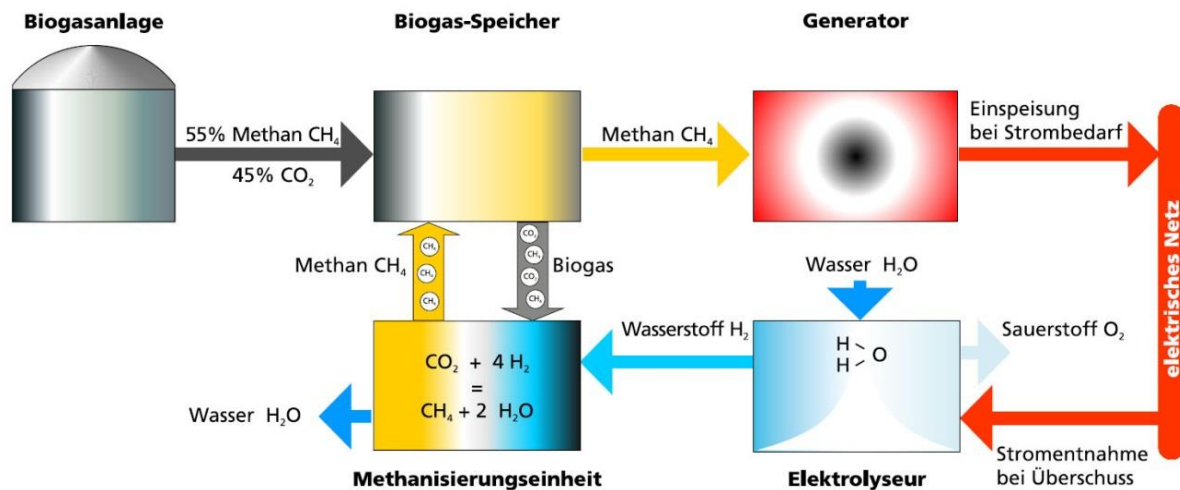


Abbildung 25: Schema der PtG Anlage kombiniert mit Biogas (Quelle: IWES)

## Wasserstoff direkt

### ENERTRAG Hybridkraftwerk – Prenzlau

**Status:** In Betrieb seit Oktober 2011.

**Beteiligte Firmen:** Total, Vattenfall, Deutsche Bahn

**Charakteristik:** 500 kW Elektrolyseur, Vor-Ort Rückverstromung, H<sub>2</sub>-Speicherung, H<sub>2</sub> Einspeisung ins Gasnetz und Trailer Abfüllung für Tankstellenbelieferung.

**Beschreibung:** Das hier gebaute Hybridkraftwerk dient zur bedarfsgerechten Kombination der Herstellung von Strom, Treibstoff und Wärme aus erneuerbaren Quellen: Windkraft + Biogas + Wasserstoffherzeugung + Speicherung + Tankstelle + bedarfsgerechte Stromerzeugung aus BHKW + Regelenergie. Der Windstrom stammt von drei Windturbinen des Typs Enercon E-82, jede mit einer Nennleistung von 2,3 Megawatt (MW), die über ein Mittelspannungskabel mit der Elektrolyseanlage direkt elektrisch verbunden sind. Dieses Mittelspannungskabel ist zudem eingebunden in das Mittelspannungsnetz, das über das Umspannwerk Bertikow direkt in das 220 kV-Höchstspannungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH einspeist. Der Wirkungsgrad der Wasserstoffherzeugung beträgt 75 - 82%, die anfallende Wärme kann ebenfalls genutzt werden, so dass über 90% der Energie genutzt werden können. Die Nutzung des Wasserstoffs im Auto hat den doppelten Wirkungsgrad von Ottomotoren, also 50%, so dass sich insgesamt 45% Wirkungsgrad für den Treibstoffpfad ergeben. Die Rückverstromung im BHKW hat 38% Wirkungsgrad plus 40% Wärmenutzung, hier werden 80% Gesamtwirkungsgrad erreicht.

Der (alkalische) Elektrolyseur produziert bei Nennlast 120 Nm<sup>3</sup>/h Wasserstoff und 60 Nm<sup>3</sup>/h Sauerstoff. Der Wasserstoff wird über 2 Kompressoren auf einen Druck von 42 bar verdichtet

und in 3 stationäre Gasspeicher mit einem Gesamtfassungsvermögen von 1.150 kg (@42 bar) eingeleitet. Das Hybridkraftwerk bedient alle drei Energiesektoren (Strom, Treibstoff, Wärme). Also muss der Gesamtwirkungsgrad über alle drei Energiesektoren betrachtet werden. Dieser beträgt je nach Fahrweise bis zu 65 %.

Die Investitionen in das Wasserstoffsystem betragen rund 10 Mio. Euro. Die Gesamtinvestitionen für alle im Projekt errichteten Anlagenteile betragen mehr als 21 Mio. Euro. Gefördert wurde das Pilotprojekt im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe Ost und nach dem 7. Rahmenplan für FuE vom Land Brandenburg. ENERTRAG stellt aus eigenen Mitteln für die Erforschung und Entwicklung des Hybridkraftwerkes mehr als 2 Mio. Euro zur Verfügung. TOTAL, Vattenfall und die Deutsche Bahn beteiligen sich mit jeweils EUR 500.000.



**Abbildung 26: PtG Anlage von ENERTRAG in Prenzlau (Quelle: ENERTRAG)**

## **E.ON Falkenhagen – Falkenhagen**

**Status:** Fertiggestellt, Eröffnung 28.08.2013

**Beteiligte Firmen:** E.ON, Hydrogenics, Swissgas AG

**Charakteristik:** 2 MW Elektrolyseur, H<sub>2</sub>-Einspeisung ins Gasnetz

**Beschreibung:** Die Anlage umfasst 6 PEM Elektrolyseure des Typs HySTAT 60 Outdoor. Hydrogenics ist für den Service und den Betrieb der Anlage für die ersten fünf Jahre verantwortlich. Die Testphase begann im Juni 2013. Die Anlage wird über 24 Stunden eine Energie von 30 MWh speichern können, um das Stromnetz in kritischen Phasen entlasten zu können. Ein Container enthält 2 Kompressoren, um den Wasserstoff auf 55 bar zu komprimieren und

in das Erdgasnetz einzuspeisen. In der Testphase wurden zunächst 160 Nm<sup>3</sup>/h Wasserstoff erzeugt. Im Normalbetrieb sollen 360 Nm<sup>3</sup>/h erzeugt werden.

Aus 6 Elektrolyseureinheiten mit je 330 kW elektrischer Leistungsaufnahme werden 360 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h (60 Nm<sup>3</sup>/h je Elektrolyseureinheit) erzeugt [Steiner et al 2012], was etwa 1.080 kW H<sub>2</sub> bezogen auf den unteren Heizwert entspricht. Daraus ergibt sich ein Wirkungsgrad von etwa 55% bezogen auf den unteren Heizwert.

Nach [Bihler 2012] soll der Investitionsbedarf für die gesamte Anlage bei etwa 5 Mio.€ liegen.

### **E.ON Hanse Hamburg – Hamburg Reitbrook**

**Status:** Im Bau, Fertigstellung geplant für Ende 2014.

**Beteiligte Firmen:** E.ON Hanse, Stadt Hamburg, Hydrogenics, SolviCore, DLR, ISE

**Charakteristik:** 1 MW Elektrolyseur, H<sub>2</sub>-Einspeisung ins Gasnetz.

**Beschreibung:** Der Elektrolyseur von Hydrogenics ist der weltgrößte PEM-Einzel-Elektrolyseur. Das dreijährige Modellprojekt hat ein Gesamtvolumen von 13,5 Mio. € und ein Investitionsvolumen von 5 Mio. €. Die Wasserstoff Erzeugung wird 265 Nm<sup>3</sup>/h betragen.

Bei einer Leistungsaufnahme von 1,2 MW bzw. 1.000 kW und einer H<sub>2</sub>-Produktion von 265 Nm<sup>3</sup>/h würde sich ein Wirkungsgrad von 79,8% bezogen auf den unteren Heizwert ergeben (94,0% bezogen auf den oberen Heizwert), was extrem hoch wäre. Vermutlich handelt es sich bei den 1.000 kW entweder um die Leistungsaufnahme des Elektrolyseblocks ohne jegliche Nebenaggregate oder um einen abgerundeten Wert (zum Beispiel aus 1,2 MW).

### **Thüga Demoanlage – Frankfurt a.M.**

**Status:** Im Bau, Fertigstellung geplant für Ende 2013.

**Beteiligte Firmen:** Thüga (Projektleiter), ITM Power, badenova AG & Co. KG, Erdgas Mittelsachsen GmbH, Energieversorgung Mittelrhein GmbH, erdgas schwaben gmbh, ESWE Versorgungs AG, Gasversorgung Westerwald GmbH, Mainova Aktiengesellschaft, Stadtwerke Ansbach GmbH, Stadtwerke Bad Hersfeld GmbH, Thüga Energienetze GmbH, WEMAG AG, e-rp GmbH

**Charakteristika:** 320 kW, H<sub>2</sub>-Einspeisung ins Gasnetz.

**Beschreibung:** Der PEM Elektrolyseur wird von der Firma ITM geliefert. Die Erzeugung beträgt 60 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> bzw. 3000 Nm<sup>3</sup>/h mit H<sub>2</sub> angereichertes Erdgas. Der Demonstrationsbetrieb soll drei Jahre dauern. Danach ist eine Erweiterung der Anlage um eine Methanisierung geplant.

Bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von 320 kW und einer H<sub>2</sub>-Produktion von 180 kW bezogen auf den unteren Heizwert ergibt sich ein Wirkungsgrad von etwa 56% bezogen auf den unteren Heizwert.

### **Windpark RH2-WKA – Grapzow**

**Status:** Im Testbetrieb seit Dezember 2012, Einweihung 19.09.2013.

**Beteiligte Firmen:** WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co KG, WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH, Hydrogenics

**Charakteristik:** 1 MW Elektrolyseur, Vor-Ort Speicherung, Rückverstromung.

**Beschreibung:** Dieses Wind-Wasserstoff-System speichert diskontinuierlich bereitstehende Windenergie von 28 WEA zeitunabhängig und kann diese zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsorientiert in Form von Strom wieder zurückspeisen. Die Rückverstromung erfolgt über ein BHKW mit 250 kW<sub>el</sub> / 400 kW<sub>th</sub>. Die Wasserstofferzeugung beträgt bis zu 210 Nm<sup>3</sup>/h. Im Testbetrieb war das Energiesystem so ausgelegt, dass es sich vorerst selbst mit Eigenstrom versorgen konnte. Dabei stellte der Windpark den Stromverbraucher dar, den es galt, bedarfsgerecht mit Strom zu versorgen. Zu Windzeiten geschah das über die Windenergieanlagen selbst und zu Zeiten mit Windflaute über die integrierte Wasserstoffanlage. Dadurch trat der Windpark allein als Energielieferant gegenüber dem Versorgungsnetz auf. Nach Fertigstellung eines zugehörigen Umspannwerkes wurde die gesamte Anlage im September 2013 eingeweiht.

### **H2 Herten – Herten**

**Status:** In Betrieb seit Mai 2013,

**Beteiligte Firmen:** Hydrogenics, Evonik, Bundesland NRW

**Charakteristik:** 280 kW Elektrolyseur, evt. H<sub>2</sub>-Tankstelle geplant, Rückverstromung, H<sub>2</sub>-Speicherung.

**Beschreibung:** Die Anlage verfügt über ein Hydrogenics HyPM-R 50 kW Brennstoffzellensystem, einen HySTAT 30 Indoor Elektrolyseur mit 30 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> Erzeugung und einen Speicher für 500 kg Wasserstoff. Die Anlage soll jährlich rund 250 Megawattstunden Strom und etwa 6.500 Kilogramm Wasserstoff für den Eigenbedarf des Anwenderzentrums h2herten erzeugen. Basis für die Energieversorgung aus erneuerbarer Energie ist die benachbarte Windkraftanlage Hoppenbruch. Dazu wurde ein Energiekomplementärsystem auf Basis von Wasserstoff entwickelt, das die fluktuierende Windkraft ergänzt. Bei überschüssiger Windenergie wird Wasserstoff erzeugt, der wiederum bei Flaute sowie zum Ausgleich von Spitzenlasten und zur Stabilisierung des Netzes in dem Brennstoffzellensystem rückverstromt

werden kann. In der Nähe des Anwenderzentrums befindet sich eine kleine Wasserstofftankstelle. Eventuell wird auf dem Gelände des Anwenderzentrums eine neue, größere Tankstelle gebaut, die den Wasserstoff verwenden kann.

### **RWE Demonstrationsanlage Ibbenbüren – Ibbenbüren**

**Status:** Im Bau, Fertigstellung geplant für Ende 2013.

**Beteiligte Firmen:** RWE, CERAM HYD

**Charakteristik:** 100 kW Elektrolyseur, H<sub>2</sub>-Einspeisung ins Erdgasnetz.

**Beschreibung:** In der Anlage wird ein neuer PEM-Elektrolyseur getestet und optimiert. Es werden 20 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> erzeugt.

### **Stromlückenfüller – Reußenköge**

**Status:** Im Bau, Fertigstellung geplant für August 2013.

**Beteiligte Firmen:** North-Tec Maschinenbau GmbH, GP Joule GmbH, H-TEC Systems GmbH

**Charakteristik:** 200 kW Elektrolyseur, H<sub>2</sub> vor Ort Speicherung und Rückverstromung.

**Beschreibung:** Es handelt sich um eine Biogas Anlage, bei der der Strom in Überschusszeiten genützt wird, um Wasserstoff zu erzeugen. Der Wasserstoff wird gespeichert und bei Bedarf dem Biogas beigemischt, um dessen Brennwert zu erhöhen und damit rückverstromt. Es werden bis zu 40 Nm<sup>3</sup>/h Wasserstoff erzeugt.

### **WESpe Kyritz Ruppiner Heide – Kyritz**

**Status:** Geplant.

**Beteiligte Firmen:** Enertrag, Vattenfall, Gasag, Total, Linde, Fraunhofer ISE, DLR, btu, Deutsche Umwelthilfe, DBI GTI

**Charakteristik:** 6,7 MW Anlage mit H<sub>2</sub>-Kavernen Speicherung, Einspeisung ins Erdgasnetz, Trailer-Abfüllung und Einspeisung in eine H<sub>2</sub>-Pipeline.

**Beschreibung:** Geplant ist ein systemübergreifendes Kraftwerk als Konzept für „Strom-Speicher-Verkehr“, bei dem der mittels alkalischer Druckelektrolyse (6,7 MW) erzeugte Wasserstoff in eine vorhandene Erdgasleitung eingespeist wird und in einem Kavernenspeicher mit ca. 200.000 m<sup>3</sup> gespeichert wird. Der Wasserstoff soll für Mobilitätsanwendungen genutzt werden. Die Investitionssumme beträgt um die 700 Mio. €, die Fördersumme liegt bei 12 Mio. €.

## **Energiepark Mainz – Hechtsheim**

**Status:** Geplant für März 2015.

**Beteiligte Firmen:** Stadtwerke Mainz, Linde, Siemens, Hochschule RheinMain

**Charakteristik:** 6 MW Elektrolyseur, H<sub>2</sub>-Speicherung, Rückverstromung, Einspeisung ins Erdgasnetz, Trailerbefüllung.

**Beschreibung:** Anfang 2014 soll mit dem Bau begonnen werden. Die Inbetriebnahme soll im Frühling 2015 stattfinden. Das Investitionsbudget beträgt ca. 17 Mio €. Wasserstoff soll mit Strom aus Windenergie produziert werden, dann z.B: per Tankwagen zu Wasserstofftankstellen geliefert werden und auch ins Erdgasnetz eingespeist werden. Im Rahmen des Projekts soll auch untersucht werden, ob der produzierte Wasserstoff im Gas- und Dampfturbinenkraftwerk der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG auf der Ingelheimer Aue als Brennstoff zur Rückverstromung genutzt werden kann. Die drei Elektrolyseure mit je 2 MW stammen von der Firma Siemens. Der ionische Kompressor zur Kompression des Wasserstoffs zur Speicherung, Trailerbefüllung und Gasnetzeinspeisung wird von der Firma Linde geliefert. Das Projekt wird vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert.

## **HYPOS – Sachsen-Anhalt**

**Status:** Geplant.

**Beteiligte Firmen:** Insgesamt 92 Partner, darunter Fraunhofer Institut für Werkstoffmechanik, Wirtschaftsinitiative für Mitteldeutschland GmbH, Cluster Chemie/Kunststoffe Mitteldeutschland.

**Charakteristik:** H<sub>2</sub>-Erzeugung im industriellen Maßstab zur Einspeisung ins Erdgasnetz und in eine H<sub>2</sub>-Leitung zur Verwendung als Kraftstoff und als chemischen Grundstoff.

**Beschreibung:** Unternehmen der chemischen und Kunststoffindustrie haben sich unter Führung des Fraunhofer Instituts für Werkstoffmechanik zusammengeschlossen, um eine PtG Anlage im industriellen Maßstab zu verwirklichen. Für den erzeugten Wasserstoff soll neben dem Erdgasnetz auch eine Wasserstoff-Pipeline zur Verteilung an die chemische Industrie dienen. Das Projekt ist noch in der Anfangsphase. Fördergelder wurden im Juli 2013 genehmigt.

## **ChemCoast – Region Unterelbe**

**Status:** In Diskussion.

**Beteiligte Firmen:** ChemCoast als Koordinator von folgenden (Chemie-) Industrieunternehmen ArcelorMittal, Arge Netz, Aurubis, Bayer Material Science, BeBa Energie, DOW, E.ON

Gas Storage, Hamburg Energie, IHK Hamburg, H&R Ölmühle Schindler, IVG, Industrieverband Hamburg, Kreis Dithmarschen, Landkreis Harburg, Landkreis Stade, Linde, Offshore Windenergie, Sasol, Shell, Solvay, SWB, Vattenfall, Wasserstoffgesellschaft Hamburg, Yara und den Ländern Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein

**Charakteristik:** Konzept zur Nutzung von Wind-Wasserstoff in der Industrie und dem Verkehrssektor im Großraum Unterelbe durch Bau eines Wasserstoffrohrleitungsnetzwerkes in Verbindung mit einem daran angeschlossenen Wasserstoffspeicher (Salzkaverne).

**Beschreibung:** In 2012 hat das oben beschriebene Konsortium eine Studie zur Untersuchung möglicher Business Cases und die Beratungsunternehmen E&Y, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik und BBH vergeben, um zu identifizieren, ob und wann erste Business Cases in der Nutzung von Wind-Wasserstoff im Raum Unterelbe durch die Industrie und den Verkehrssektor möglich sein werden. Ergebnis war, dass erst die Entwicklung eines Wasserstoffmarktplatzes durch Bau eines ca. 150 km langen Rohrleitungsnetzwerkes, das die relevanten Standorte in Hamburg, Stade, Brunsbüttel und Heide miteinander verbindet, die Nutzung von Wind-H<sub>2</sub> ermöglicht. In diesem würden zunächst die heute nur thermisch genutzten Mengen kostengünstig an Nebenprodukt-Wasserstoff zum Einsatz kommen, um dann sukzessive gelben (Elektrolyse mit Börsenstrom und hohem EE-Stromanteil) und grünen Wasserstoff (reiner EE-Wasserstoff) einzuführen. Dazu wurde die Gründung einer privat-öffentlichen Partneraktivität zur Finanzierung vorgeschlagen. Eine Umsetzung erscheint jedoch nur möglich, wenn die öffentliche Hand ein gesetzliches Rahmenwerk schafft, damit grüner Wasserstoff in den Markt kommen kann, wie zum Beispiel der Erlass der Netznutzungsentgelte. Der weitere Diskussionsprozess wurde eingeleitet. Es bleibt abzuwarten, ob sich die beteiligten Akteure auf ein konkretes Vorgehen und eine entsprechend langfristig abgesicherte Finanzierung einigen können.

### **BTU Cottbus – Cottbus**

**Status:** In Betrieb seit Januar 2012.

**Beteiligte Firmen:** Wasserstoff-Forschungszentrum Brandenburgische Technische Universität Cottbus

**Charakteristik:** 145 kW Elektrolyseur, Forschungsanlage.

**Beschreibung:** Die BTU Cottbus baut im Rahmen ihres Teilprojekts die notwendigen personellen und technischen Ressourcen für die Forschung und Entwicklung an der nächsten Generation von alkalischen Druckelektrolyseanlagen auf. Untersucht werden soll das Elektrolysesystem in Hinblick auf den Einsatz als Komponente zur Energiespeicherung und Stromnetzregelung in Hinblick auf den starken Ausbau regenerativer Energien. An dem Teilprojekt



der BTU Cottbus sind die Lehrstühle Kraftwerkstechnik und Anlagen- und Sicherheitstechnik beteiligt.

## **Wasserstofftankstellen in Deutschland mit H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort**

### **CEP Tankstelle Total Holzmarkstraße – Berlin**

**Status:** In Betrieb seit Mai 2010.

**Beteiligte Firmen:** Total, Linde, Statoil, Hofer, Hexagon, Clean Energy Partnership CEP

**Charakteristik:** Wasserstofftankstelle mit Vor-Ort Elektrolyse.

**Beschreibung:** Der Wasserstoff für die CEP Tankstelle in Berlin, Holzmarktstraße wird zum Teil vor Ort produziert und zum Teil von der Wind-Wasserstoff Anlage in Prenzlau geliefert. Die Wasserstoffbereitstellung reicht täglich für 5 Busse oder 50 PKWs.

### **H2 move – Freiburg**

**Status:** In Betrieb seit Dezember 2011.

**Beteiligte Firmen:** Fraunhofer Institut für Solare Energie Systeme ISE, Air Products, Proton Energy Systems, Stadt Freiburg, Badenova AG & Co. KG, Baden-Württemberg

**Charakteristik:** Wasserstofftankstelle mit Vor-Ort Elektrolyse.

**Beschreibung:** Die Tankstelle produziert 6 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>. Es ist sowohl 35 MPa (Langsambefüllung) als auch 70 MPa (schnelle Betankung) mit SAE J2601 Standard möglich.



**Abbildung 27: Wasserstoff Tankstelle mit PV in Freiburg (Quelle: LBST)**

### **Wasserstofftankstelle Hafencity – Hamburg**

**Status:** In Betrieb seit Februar 2012.

**Beteiligte Firmen:** Vattenfall, Shell, Hydrogenics, CleanEnergyPartnership CEP

**Charakteristik:** 120 kW Elektrolyseur, Wasserstofftankstelle mit vor-Ort Elektrolyse.

**Beschreibung:** Es handelt sich um eine öffentliche Wasserstofftankstelle mit CGH<sub>2</sub> Anlieferung und Vor-Ort Elektrolyse. Es stehen 35 MPa und 70 MPa Druckniveaus zum Tanken bereit. Mit Wasserstoff bei 35 MPa können auch Busse betankt werden. Das 70 MPa Druckniveau hat SAE J 2601 Tankstandard. Die Tankstelle verfügt über zwei (optional drei) Elektrolyseure des Typs HySTAT 60 von Hydrogenics zur Produktion von 260 kg/Tag H<sub>2</sub>, zwei Mitteldrucktanks mit je 215 kg H<sub>2</sub> bei 45 bar und 120 830 bar-Hochdruckflaschen für ca. 250 kg H<sub>2</sub>. Der für die Elektrolyse verwendete Strom ist als „grüner“ Strom zertifiziert.

### **EnBW Wasserstofftankstelle – Stuttgart**

**Status:** In Betrieb seit März 2013.

**Beteiligte Firmen:** EnBW, Linde, Hydrogenics

**Charakteristik:** 400 kW, Wasserstofftankstelle mit vor Ort Elektrolyse.

**Beschreibung:** Der PEM Elektrolyseur von Hydrogenics produziert 60 Nm<sup>3</sup>/h bzw. 120 kg/Tag H<sub>2</sub>. Die Tankbefüllung erfolgt für 700 bar.

### **Flughafentankstelle BBI – Berlin**

**Status:** Im Bau, Fertigstellung geplant für Ende 2013.

**Beteiligte Firmen:** Total, Linde, Enertrag, Berliner Flughafen

**Charakteristik:** 500 kW Elektrolyseur, Wasserstofftankstelle mit vor-Ort Elektrolyse, H<sub>2</sub>-Speicherung, Rückverstromung, Einspeisung ins Erdgasnetz.

**Beschreibung:** Auch andere alternative Kraftstoffe sollen angeboten werden. Die Tankstelle wird CO<sub>2</sub>-neutral betrieben werden, da ihr Energiebedarf über Wind- und Solarenergie gedeckt werden wird. Der Elektrolyseur mit 500 kW stammt von der Firma Enertrag und liefert 200 kg/Tag H<sub>2</sub>. 1.000 bis 2.000 kg Wasserstoff können bei 45 bar gespeichert werden. Die Installation und der technische Betrieb erfolgen durch Linde. Es besteht die Option zur nachfragegesteuerten Rückverstromung im Mischbiogas-BHKW und zur Einspeisung ins Erdgasnetz.

## **Aktivitäten in Europa**

### **Synthetisches Methan**

#### **Demoprojekt Apartment Komplex Rozenburg – Niederlande**

**Status:** Geplant.

**Beteiligte Firmen:** Stedin, DNV KEMA, Stadt Rotterdam Rozenburg, Ressort Wohnen

**Charakteristik:** Kleine PtG Anlage zur Erzeugung, Methanisierung und Einspeisung ins lokale Gasnetz für Nutzung im Wohnbereich.

**Beschreibung:** Das Demoprojekt soll Ende 2013 starten und drei Jahre dauern. Mit einem Elektrolyseur soll Wasserstoff erzeugt werden. Nach der Methanisierung wird das Gas (1-2 Nm<sup>3</sup>/h CH<sub>4</sub>) in das lokale Gasnetz eingespeist und in einem Apartment Komplex genutzt.

### **Wasserstoff direkt**

#### **Forschungsprojekt Oberösterreich, Haid/Ansfelden – Österreich**

**Status:** Seit Ende 2012 in Betrieb.

**Beteiligte Firmen:** OÖ.Ferngas, Fronius International GmbH

**Charakteristik:** Kleinstanwendung für privaten Gebrauch.

**Beschreibung:** Der Strom, den eine Photovoltaik-Anlage produziert, wird genutzt um in einer Fronius Energy Cell mittels Elektrolyse Wasserstoff (1,2 Nm<sup>3</sup>/h) zu erzeugen. Der Wasserstoff wird in das Gasnetz eingespeist und die Abwärme des Gerätes wird genutzt.

#### **Haus der Zukunft Wels – Österreich**

**Status:** In Betrieb.

**Beteiligte Firmen:** Fronius, Sauter, Linde, ECOScience, Banner, Samsung

**Charakteristik:** Kleinstanwendung für privaten Gebrauch.

**Beschreibung:** Das Ziel dieser Installation ist den Eigenverbrauch von Photovoltaik-Anlagenbetreibern zu erhöhen. Abhängig vom Nutzerverhalten und den Wetterverhältnissen kann eine komplette Eigenversorgung mit Strom und Wärme erreicht werden. Die Fronius Energy Cell enthält sowohl einen Elektrolyseur als auch eine Brennstoffzelle und kann kombiniert mit einem Wasserstofftank Energie für das ganze Jahr speichern.

## **Projekt INGRID in Troia, Apulien – Italien**

**Status:** Geplant.

**Beteiligte Firmen:** Enel, Hydrogenics, Engineering Ingegneria Informatica, Agenzia per la tecnologia e l'innovazione ARTI, McPhy Energy SA, Ricerca sul Sistema Energetico RSE, Tecnalia

**Charakteristik:** 1,2 MW Demonstrationsanlage zur H<sub>2</sub>-Erzeugung und zur Netzstabilisierung.

**Beschreibung:** In diesem EU-Projekt wird der Wasserstoff über Elektrolyse produziert, in Hydriden gespeichert und über Brennstoffzellen rückverstromt oder als Rohstoff bzw. Energieträger zur Verfügung gestellt. Die Wasserstoffspeicherkapazität beträgt über eine Tonne H<sub>2</sub> bzw. über 33 GWh.

## **GHRYD Dunkerque Frankreich**

**Status:** Projekt in Planung

**Beteiligte Firmen:** GDF SUEZ, GrDF, AREVA, McPhy, INERIS, CETH2, CETIAT, CEA, DK'BUS, Dunkerque

**Charakteristik:** PtG Anlage mit H<sub>2</sub> Einspeisung ins Erdgasnetz und Bereitstellung von Hythan®.

**Beschreibung:** In einen lokalen Bezirk soll Wasserstoff ins Erdgasnetz eingespeist werden. Gleichzeitig soll Wasserstoff gemischt mit Erdgas in Form von Hythan® als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge bereitgestellt werden. In Dunkerque wurden bereits im Rahmen des Projekts ALT-HY-TUDE Busse mit Hythan® betrieben.

## **HyCUBE / MYRTLE Projekt auf Korsika - Frankreich**

**Status:** In Betrieb seit Januar 2012.

**Beteiligte Firmen:** AREVA, KIC InnoEnergy / CCAV Alps Valleys, CEA-LITEN, the Pasquale Paoli University of Corsica in Ajaccio, McPhy

**Charakteristik:** 50 kW PtG Anlage zur Stromspeicherung und Netzausgleich mit Rückverstromung via Brennstoffzelle.

**Beschreibung:** Eine 560 kWp Photovoltaik-Anlage ist mit einem von AREVA entwickelten Energiespeichersystem, bestehend aus Elektrolyseur (50 kW PEM, 10 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>) und Brennstoffzelle (100 kW), verbunden. Die Gasspeicher fassen 1400 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> bzw. 700 Nm<sup>3</sup> O<sub>2</sub> bei 35 bar Speicherdruck. Die gespeicherte Energie beträgt 1,75 MWh.



**Abbildung 28: PtG Anlage auf Korsika (Quelle: McPhy Energy, Photo: Sébastien Aude, Balloide Photo)**

### **Sotavento Netzstabilisierung in Galizien - Spanien**

**Status:** In Betrieb.

**Beteiligte Firmen:** gasNatural fenosa, Hydrogenics

**Charakteristik:** Windpark mit Vor-Ort Elektrolyse zur H<sub>2</sub>-Produktion und Verstromung über Verbrennungsmotor.

**Beschreibung:** Es handelt sich um eine Forschungs- und Technologiedemonstrationsanlage mit der die Implementierung von erneuerbaren Energiesystemen verbessert werden soll. Der Windpark umfasst 24 Windkraftanlagen unterschiedlicher Technologien. Das System umfasst einen Hydrogenics HySTAT 60 Outdoor Elektrolyseur, der 60 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> erzeugt, einen Kompressor, einen Speicher und einen Verbrennungsmotor zur Rückverstromung.

### **Wasserstoffdorf Vestenskov – Lolland Dänemark**

**Status:** Projektbeginn 2006

**Beteiligte Firmen:** Stadt Vestenskov, Dansk Mikrokraftvarme, IRD

**Charakteristik:** Aufbau eines Wasserstoffgasnetzes für Privatverbraucher.

**Beschreibung:** In Vestenskov wird Wasserstoff per Elektrolyse aus überschüssiger Windenergie erzeugt in ein Wasserstoffgasnetz eingespeist und von privaten Haushalten mittels Brennstoffzellen Klein-BHKW zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt. Das Projekt begann 2006 und endete 2012. Bisher sind ca. 30 Haushalte an das Wasserstoffnetz angeschlossen. Das Projekt soll jedoch fortgesetzt und weitere Haushalte angeschlossen werden.

### **Wind-Wasserstoff Anlage Utsira – Norwegen**

**Status:** Projektdauer 2004 – 2010

**Beteiligte Firmen:** Norsk Hydro, Enercon, Enova, NFR, SFT

**Charakteristik:** Autarke Energieversorgung mittels Wind-Wasserstoff für 10 Haushalte

**Beschreibung:** Eine 600 kW Windkraftanlage versorgte über eine Niederspannungs Mininetz 10 Haushalte. Zusätzlich wurde mittels eines 50 kW Elektrolyseurs Wasserstoff erzeugt und gespeichert. Dieser wurde bei Bedarf über eine Brennstoffzelle und über einen Wasserstoffverbrennungsmotor rückverstromt. Zusätzlich war ein Schwungrad und Batterie installiert. Das Projekt war ursprünglich nur für zwei Jahre geplant. Die Anlage wurde aber fast 6 Jahre betrieben.

### **Glamorgan Smart Grid Projekt Port Talbot – Großbritannien**

**Status:** In Betrieb seit 2008.

**Beteiligte Firmen:** Air Liquide, Hydrogenics, Universität Glamorgan

**Charakteristik:** Kleine PtG Anlage mit Wasserstofftankstelle.

**Beschreibung:** Im Baglan Energy Park wird mittels Photovoltaik und Windkraft ein Hydrogenics HySTAT 10 Indoor Elektrolyseur betrieben der 10 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> erzeugt. Der Wasserstoff wird teils über eine Brennstoffzelle rückverstromt und teils als Kraftstoff für einen Minibus der Universität genutzt.

### **Trial for domestic wind turbine energy storage in Cheshire - Großbritannien**

**Status:** In Planung.

**Beteiligte Firmen:** Clean Power Solutions Ltd, Acta S.p.A

**Charakteristik:** Kleinanlage für privaten Gebrauch.

**Beschreibung:** Der erste Versuch besteht darin, den von einer 20 kW Windkraftanlage produzierten Strom nur teilweise in das Stromnetz einzuspeisen. Der nicht eingespeiste Strom wird genutzt, um via Elektrolyse Wasserstoff zu erzeugen. Dieser wird vor Ort gespeichert und bei Bedarf zu Heizzwecken verwendet.

### **Wasserstofftankstellen in Europa mit H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort**

In Tabelle 21 sind derzeit in Betrieb befindliche Wasserstofftankstellen aufgelistet, bei denen der Wasserstoff vor Ort (onsite) mittels Elektrolyse produziert wird. Wo bekannt wurde die Erzeugungskapazität mitangegeben.

**Tabelle 21: In Betrieb befindliche Wasserstofftankstellen in Europa (ohne Deutschland) mit Wasserstofferzeugung vor Ort <sup>44</sup>**

ID	Land	Stadt	Name	Bemerkung/ Kapazität
199	AT	Graz	HycentA Hydrogen Center Austria	
400	BE	Halle	WaterstofNet station Brussels	65 kg/day with "green" electricity; to be doubled to 130 kg/day
416	CH	Brugg	Brugg CHIC station (stationary and mobile)	onsite, with electricity from renewable sources; up to 130 kg/day, 60Nm <sup>3</sup> /h
315	DK	Copenhagen	Copenhagen 1	new station with electrolysis onsite with certified renewable electricity 100kg/day
205	ES	Zaragoza	EXPO ZARAGOZA 2008	onsite; 24 kg/ day; 12 Nm <sup>3</sup> /h
393	ES	Sanlúcar la Mayor - Seville	Hercules Project in Seville	onsite with electricity from solar power
273	GB	Stornoway, Isle of Lewis	H2 SEED Facility: Hebridean Hydrogen Park	using renewable electricity. Alkaline electrolyser (rated at 5 Nm <sup>3</sup> /h at pressures up to 1.2MPa). Renewable electricity sourced from onsite biogas CHP unit and wind turbine
327	GB	Leicestershire	Loughborough Hydrogen Vehicle Refuelling Station	
357	GB	Nottingham	Midlands Hydrogen ring - Nottingham	5kg/day
378	GB	Sheffield	ITM Power Green Hydrogen Refuelling Station	
418	IT	Milano -San Donato	Milano CHIC station	with solar energy
388	NO	Oslo - Opegaard	Oslo Bus station CHIC	60 Nm <sup>3</sup> /h, 250 kg/day; electricity from renewable energy
389	NO	Skedsmo - Kjeller	HyNor Lillestrom hydrogen station	onsite electroysis via photovoltaic 10 Nm <sup>3</sup> /h; steam reforming of land fill gas 10 Nm <sup>3</sup> /h
426	TR	Istanbul Eyup	Istanbul boat and bus station	onsite 65 kg/day 30 Nm <sup>3</sup> /h

Zwei weitere Tankstellen mit Vorort Erzeugung sind derzeit in Großbritannien in Rotherham und Aberdeen konkret geplant.

<sup>44</sup> Die ID Nummer gibt die Erfassungsnummer der Tankstelle in der Online Datenbank <http://www.h2stations.org> an.

## **Aktivitäten restliche Welt**

### **Synthetisches Methan**

Außerhalb Europas sind keine Anlagen zur Produktion von synthetischem Methan aus Wasserstoff über Elektrolyse und nachgeschalteter Methanisierung mit CO<sub>2</sub> bekannt.

### **Wasserstoff direkt**

#### **Ontario Netzfrequenz-Regulierung – Kanada**

**Status:** In Betrieb.

**Beteiligte Firmen:** ieso, Hydrogenics

**Charakteristik:** Untersuchung der Reaktionsfähigkeit eines Hydrogenics HySTAT Wasserstoffgenerators.

**Beschreibung:** Eine HySTAT S 4000 „Indoor“ Anlage, die 100 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> produziert, wird zur Frequenzregulierung des Stromnetzes genutzt.

#### **Emerald H2 wind to hydrogen facility – Minnesota USA**

**Status:** Geplant.

**Beteiligte Firmen:** Emmerald H2, Norfolk Wind Energy, Millennium Reign Energy

**Charakteristik:** 10 MW Windpark für Spitzenlaststrom.

**Beschreibung:** Das System besteht aus einem 10 MW Windpark, Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und einer 1 MW Brennstoffzelle zur Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs. Die Windstromeinspeisung und Rückverstromung soll nur zu Spitzenlastzeiten erfolgen. Es werden 500 t H<sub>2</sub> pro Jahr erzeugt werden. Das Projekt ist in der Planungsphase und soll im August 2014 beginnen.

#### **Wind2H2 Wind to hydrogen Projekt Boulder – Colorado USA**

**Status:** In Betrieb seit 2009.

**Beteiligte Firmen:** NREL, Xcel

**Charakteristik:** Forschungsanlage.

**Beschreibung:** PEM Elektrolyseure der Firma Proton Energy Systems und ein alkalischer Elektrolyseur der Firma Teledyne produzieren mit dem Strom von Windturbinen verschiedener Größe (10 und 100 kW) Wasserstoff, der zum Teil über eine Brennstoffzelle zu Spit-



zenlastzeiten rückverstromt wird. Eine kleine Wasserstofftankstelle ist ebenfalls vorhanden. 2009 wurde ein Mercedes FC Fahrzeug betrieben.

### **Smart City Portal – Kitakyushu Japan**

**Status:** In Betrieb seit 2010.

**Beteiligte Firmen:** Japan's Ministry of Economy, Trade and Industry METI, City of Yokohama, Toyota City, Keihanna, Iwatani Corp., Yaskawa Electric Corp.

**Charakteristik:** Kommunales Energiemanagement zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energie.

**Beschreibung:** In Kitakyushu City befinden sich Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 100 kWp und eine kleine Windkraftanlage am Netz. Durch ein kommunales Energiemanagement System wird Überschussenergie in Form von Wasserstoff gespeichert und über eine Brennstoffzelle bei Bedarf rückverstromt.

### **Wasserstofftankstellen weltweit mit H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort**

In Tabelle 22 sind die Tankstellen außerhalb Europas zusammengefasst, die über eine Onsite Wasserstoffproduktion verfügen und sich derzeit in Betrieb befinden. Wo bekannt wurde die Erzeugungskapazität mitaufgeführt.

**Tabelle 22: In Betrieb befindliche Wasserstofftankstellen weltweit (ohne Europa) mit Wasserstofferzeugung vor Ort.<sup>45</sup>**

ID	Land	Stadt	Name	Bemerkung/Erzeugungskapazität
148	CA	Surrey	Powertec Station	
220	IN	Faridabad	Faridabad Hydrogen-CNG Dispensing Station	
208	JP	Fukuoka City	Kyushu University	10 Nm <sup>3</sup> /h
452	JP	Saitama-shi	Honda Solar Hydrogen Station	onsite with solar power and grid power; capacity 1,5 kg/day
076	US	Fort Collins	Hydrogen in Fort Collins	onsite with wind power
088	US	Taos	Angel's Nest	onsite, with solar power and wind power (2 kg of hydrogen per day with 2.5 amps @ 120 v AC)
074	US	Crane	NSWC Hydrogen Fueling Station	2 kg/day
201	US	Burlington	Vermont PEM Electrolysis H2 Fueling System	electricity from renewable energy; H2 production 12 kg/day
289	US	Wallingford	Proton Energy headquarter - East Coast Hydrogen Highway	onsite by solar power (75kW) 100 kg/day
109	US	Lake Havasu National Park	Lake Havasu Ford Filling Station	1 kg/h and can fuel up to 50 vehicles a week.
022	US	Phoenix	Arizona Public Service Alternative Fuel Pilot Plant	onsite and off-site production
272	US	Arcata	Humbolt State University`s Schatz Energy Research Center	
200	US	Emeryville	AC Transit - Emeryville	electrolysis onsite with 575 kW solar power plant; capacity 65 kg/ day; combined with delivered H2 capacity up to 600kg/day
056	US	Oakland	AC Transit Chevron-Texaco Hydrogen Energy Station	electrolysis onsite with solar power and steam reforming of natural gas, capacity 360 kg/day
045	US	Torrance	Torrance Toyota Station	
023	US	Torrance	Honda Solar Hydrogen Refueling Station	with electricity from solar power or from the grid
118	US	Santa Monica	Santa Monica - South Coast Air Quality Management District Program - SCAQMD	electricity from Santa Monica´s "green" electricity (wind, biomass and geothermal)

<sup>45</sup> Die ID-Nummer gibt die Erfassungsnummer der Tankstelle in der Online Datenbank <http://www.h2stations.org> an.

ID	Land	Stadt	Name	Bemerkung/Erzeugungskapazität
054	US	Diamond Bar	SCAQMD Hydrogen Highway Network Fueling Station in Diamond Bar	12 kg/day; planned for 2015: 180 kg/d
112	US	Los Angeles	California State University Los Angeles (CSU LA) Hydrogen Fueling Station	electricity from renewable energy 65 kg / day
062	US	Burbank	SCAQMD Burbank	Proton Hogen 200 electrolyzer; 116 kg/day
332	US	West Los Angeles	Shell station	with "green electricity", 32 kg/day 15 Nm <sup>3</sup> /h
337	US	Charleston	Charleston´s Yeager Airport station	onsite with off-peak electricity from fossil plants 12 kg/day
354	US	Hempstead - Point Lookout	Hempstead Long Island	12 kg/day; electricity from wind power
379	US	Boulder	National Wind Technology Center NWTC	electricity by wind power
395	US	Brookville	Dull Farm Hydrogen Station	with electricity from wind and solar power 2,5 kg/day
401	US	Honolulu Oahu	Hawaii hydrogen infrastructure	onsite 10 - 20 kg /day
461	US	Honolulu	Fuel Cell Scooter Station	onsite by solar power 200l/h

## Literaturverzeichnis

- [ARGE 2013] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012 - Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes. Stand: Juli 2013.
- [Bayern 2013] Handlungsempfehlungen „Power to Gas“. Positionspapier 03: Arbeitsgruppe Power to Gas aus den Arbeitsforen „Kraftwerke und Speicher“ und „Strom- und Gasnetze“ der Bayerischen Energie Agentur Bayern Innovativ, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, April 2013.
- [BDEW 2012] Kiesel, F.: Entwicklungen in der Gaswirtschaft 2012. Vortrag BDEW bei der Sitzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Hamburg, 18. Dezember 2012.
- [BDEW 2013] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Energie-Info: Entwicklung der Energieversorgung 2012, Berlin, 21. März 2013.
- [Bihler 2012] Bihler, C.: Pilotanlage der Eon in Falkenhagen soll Erkenntnisse zu Laststeuerung und Einspeisung bringen; Märkische Allgemeine, 28 August 2012;  
<http://www.maerkischeallgemeine.de/cms/beitrag/12382928/61469/Pilotanlage-der-Eon-in-Falkenhagen-soll-Erkenntnisse-zu.html>
- [BMW 2013] <http://www.berliner-zeitung.de/wirtschaft/bmw-startet-durch-nachdem-e-auto-kommt-die-brennstoffzelle,10808230,23889398.html>
- [BMW 2013] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi),  
<http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, 2013
- [BNA 2013] Bundesnetzagentur: Monitoring Bericht 2013. Bonn, 2013.
- [Brinkmann 2012] Brinkmann, N.; Eberle, U.; Formanski, V, Grebe, U.D.; Matthé, R.: Vehicle Electrification – Quo Vadis? 33<sup>rd</sup> International Vienna Motor Symposium 26-27 April 2012.
- [Breyer et al 2011] Breyer, Ch, Reiner Lemoine Institut gGmbH, Berlin, Germany.; Rieke, S.Solar Fuel GmbH, Stuttgart, Germany; Sterner, M., IWES, Kassel, Germany; Schmid, J., IWES, Kassel, Germany: Hybrid PV-Wind-Renewable Methane Power Plants - A Potential Cornerstone of

- Global Energy Supply; preprint to be published of the 26<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 5-9 September 2011, Hamburg, Germany.
- [ChemCoast 2013] Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe. Studie von Ernst&Young, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Becker-Büttner & Held für ChemCoast, August 2013, [http://www.chemcoast.de/uploads/130812\\_ChemCoast\\_Windwasserstoff\\_Unterelbe.pdf](http://www.chemcoast.de/uploads/130812_ChemCoast_Windwasserstoff_Unterelbe.pdf).
- [Daimler 2013] <http://www.automobilwoche.de/apps/pbcs.dll/article?AID=2013130129951&NL=1>
- [DBFZ et al. 2013] DBFZ, Fraunhofer IWES, INL, & bosch & partner: Stromerzeugung aus Biomasse. i.A. des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Leipzig 2013  
[http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_PDFs\\_/biomassemonitoring\\_zwischenbericht\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs_/biomassemonitoring_zwischenbericht_bf.pdf).
- [dena 2012] Strategieplattform PtG: Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln, Mai 2012.
- [DGS 2013] [www.energymap.info](http://www.energymap.info)
- [DLR 2012] Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Berlin, März 2013.
- [DVGW 2004] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Arbeitsblatt 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“, 2004.
- [DVGW 2008] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW): Arbeitsblatt G262 „Gasbeschaffenheit, 2008.
- [DVGW 2013-1] Rasmusson, H., Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) e. V.: Eine Übersicht der PtG-Projekte in Deutschland; greenfacts, September 2013.
- [DVGW 2013-2] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, Th.: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW Forschung, 19. Februar 2013.

- [DVGW 2013-3] Müller-Syring, G., Henel, M.: Sachstandsanalyse „Wasserstoff im Erdgasnetz“ national (DVGW) und europäisch (GERG). Vortrag der DBI Gas- und Umwelttechnik, IV. DBI Fachforum Energiespeicher – Pilotprojekte, Berlin, 17./18. September 2013.
- [eclareon 2012] eclareon, Öko-Institut: Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION – Final Report; commissioned by the European Commission, DG Energy; Berlin, 13. März 2012.
- [EnBW 2011] Bünger, U.; Michalski, J.; Raksha, T.; Weindorf, W.: EE zu H<sub>2</sub> – Integration von erneuerbaren Energien und H<sub>2</sub>-Elektrolyse in Deutschland und Baden-Württemberg. Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik für die EnBW, September 2011.
- [Etogas 1/2013] Rieke, S., Etogas: PtG: Aktueller Stand; 17. Juni 2013.
- [Etogas 2/2013] Rieke, S., Etogas: Methanisierung: PtG als Alternative zum PSW Atdorf; 17. April 2013; S. 36.
- [ETSU 1996] Gover, M. P.; Collings, S. A.; Hitchcock, G. S.; Moon, D. P.; Wilkins, G. T.: Alternative Road Transport Fuels - A Preliminary Life-cycle Study for the UK, Volume 2; A study co-funded by the Department of Trade and Industry and the Department of Transport; ETSU, Harwell March 1996.
- [EU Coalition Study 2010] BMW AG et al.: The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles; 2010; [http://www.fch-ju.eu/sites/default/files/documents/Power\\_trains\\_for\\_Europe.pdf](http://www.fch-ju.eu/sites/default/files/documents/Power_trains_for_Europe.pdf).
- [FEA 1999] Federal Environment Agency - Austria: State of the art in the refining industry with regard to the IPCC-directive - Summary; IB 610 (1999).
- [GEMIS 2002] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.1.3.2; 2002; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [GEMIS 2011] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.7, 2011; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>.
- [Gerbaulet 2013] Gerbaulet, C.; Kunz, F.; von Hirschhausen, C.; Zerrahn, A.: Netzsituation in Deutschland bleibt stabil. DIW Wochenbericht Nr. 20+21, 2013.
- [GermanHy 2008] GermanHy: A Study Addressing the Question: 'Where Will the Hydrogen in Germany Come from by 2050?' Financed by the German

- Federal Ministry of Transport, Building and Urban Affairs (BMVBS) in Collaboration with the German National Organization Hydrogen and Fuel Cell Technology (NOW); Summary of Results, 26 June 2008.
- [GM 2010] Eberle, U.; von Helmolt, R.: Sustainable transportation based on electric vehicle concepts: a brief overview. *Energy Environ. Sci.*, 2010, 3, 689–699.
- [GVR 2013] Gas Vehicles Statistics. Gas Vehicles Report (GVR), Vol. 12, #10, Number 143, Dezember 2013.
- [Haldor Topsoe 1998] Haldor Topsoe, quotation steam reformer 320 Nm<sup>3</sup>/h and 560 Nm<sup>3</sup>/h, 17 December 1998.
- [Haldor Topsoe 2012] Haldor Topsoe, Lyngby, Denmark: From coke oven gas to SNG using TREMP™ process; 2012.
- [Herrman et al 2012] Herrman, H., Öko-Institut; Matthes, F., Chr., Öko-Institut; Athmann, U., dezentec: Potenziale und Chancen der Technologie zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und –Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen; Kurzstudie für die Umweltstiftung WWF Deutschland; Berlin, Juni 2012;  
<http://www.oeko.de/oekodoc/1504/2012-070-de.pdf>.
- [H<sub>2</sub> Mobility 2013] Pressemitteilung der Industrieinitiative H<sub>2</sub> Mobility: Führende Industrieunternehmen beschließen Aktionsplan zum Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellennetzes in Deutschland, 30. September 2013,  
<http://www.lifepr.de/pressemitteilung/bundesministerium-fuer-verkehr-bau-und-stadtentwicklung/Ramsauer-Elektromobilitaet-gewinnt-weiter-an-Fahrt/boxid/443626>
- [Hyundai 2013] <http://www.hyundai.co.uk/about-us/environment/hydrogen-fuel-cell>
- [HyUnder 2014] HyUnder – Developing an Implementation Plan for the Large Scale Storage of Hydrogen in Europe. AP6 Fallstudien, Modellierungsansatz, hier insbesondere German Case Study. HyUnder Workshop, Paris, 12. Februar 2014.
- [IEA 2013] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook; 2013
- [ICCT 2012] Mock, P.; German, J.; Bandivadekar, A.; International Council on Clean Transportation (ICCT) Riemersma, I., Sidekick Project Support: Discrepancies between type- approval and “real-world” fuel-consumption and CO<sub>2</sub> value; Working paper 2012–02; April 2012.

- [Intraplan 2007] Intraplan Consult: Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen 2025; November 2007, München/Freiburg.
- [ISE 2012] Henning, H.-M.; Palzer, A.: 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland, FhG-ISE, im Rahmen von Eigenforschung erstellte Studie, Freiburg, 12. November 2012.
- [ISE 2013] Henning, H.-M.; Palzer, A.: Energiesystem Deutschland – 2050 – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. FhG-ISE, Studie im Rahmen eines BMWi-Projektes, Freiburg, November 2013.
- [IWES 2012] Schmid, J., Fraunhofer IWES; Specht, M., ZSW: Power to Gas - Speicherung erneuerbarer Energien im zukünftigen Energiesystem; November 2012.
- [IWES 2013] Fraunhofer IWES: PtG läuft auch an kleinen Biogasanlagen – Pilotversuch am Hessischen Biogas-Forschungszentrum zur direkten Methanisierung erfolgreich abgeschlossen; Presseinformation 16. Januar 2013;  
[http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/power-to-gas-laeuft-auch-an-kleinen-biogasanlagen/\\_jcr\\_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/PI\\_Pressegespraeche\\_P2G\\_InSituMethan\\_BK\\_JB\\_CH\\_final.pdf](http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/power-to-gas-laeuft-auch-an-kleinen-biogasanlagen/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/PI_Pressegespraeche_P2G_InSituMethan_BK_JB_CH_final.pdf).
- [IWES 2014] Gerhardt, N.; Sandau, F.; Zimmermann, B.; Pape, C.; Bofinger, St.; Hoffmann, C.: Geschäftsmodell Energiewende - Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument, Studie des IWES, Kassel, Januar 2014.
- [JEC 2007] CONCAWE, European Council for Automotive R&D (EUCAR), European Commission Directorate General, Joint Research Center (JRC): Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Well-to-Wheels Report, version 2c, March 2007; <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>.
- [JEC 2011] JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 3c; Report EUR 24952 EN - 2011; <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>.



- [JEC 2013] JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 4.0; Report EUR 26028 EN - July 2013; ISBN 978-92-79-31196-3 (pdf); <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>.
- [Knörr 2012] Knörr, W.: Aktualisierung "Daten- und Rechenmodell : Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030" (TREMODO, Version 5.3); Heidelberg, September 2012.
- [Krause 2002] Krause, B, Umweltbundesamt: Anlass und Ziel der VOC-Emissionsbegrenzung bei der Betankung von Kraftfahrzeugen an Tankstellen; Vortrag gehalten anlässlich der DGMK-Fachtagung "Gasrückführsysteme" im Mai 2001 in Hamburg, aktualisiert Juni 2002.
- [Lehner 2012] Lehner, M., Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität Leoben, et al.: Carbon Capture and Utilization (CCU) – Verfahrenswege und deren Bewertung; 12. Symposium Energieinnovation 15. - 17.02.2012, TU Graz.
- [Linde 2000] Adler, R., Linde Gas GmbH & Co. KG, Wien, Österreich: Linde Wasserstofftankstelle H2-450-20-20-HB; 14. Dezember 2000.
- [Linde 2001] Adler, R., Linde Gas GmbH & Co. KG, Wien, Österreich: Linde Wasserstofftankstelle H2-850-20-20-HB; 2001.
- [Linde 2005] Adler, R., Linde, 10. Januar 2005.
- [LNG 2014] Heidt, C.; Lambrecht, U.; Lischke, A.; Müller, S.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Wurster, R.; Zittel, W.: LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags „Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima“ des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 13. Februar 2014.
- [Lolland 2013] Vestenskov: The world's first hydrogen community: <http://www.dac.dk/en/dac-cities/sustainable-cities/all-cases/energy/vestenskov-the-worlds-first-hydrogen-community/?bbredirect=true#!:>  
<http://www.dac.dk/en/dac-cities/sustainable-cities/all-cases/energy/vestenskov-the-worlds-first-hydrogen-community/?bbredirect=true#!:>

- [Markowz 2013] Markowz, G.: Vortrag von Evonik beim PtG-Kolloquium der EDECHEMA, Frankfurt, 7. März 2013.
- [MKS 2004] Fortschrittsbericht 2004 – Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Die Kraftstoffstrategie - Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebe, Abschnitt E.III, S. 170-196, 40, Oktober 2004.
- [MKS 2004] Bericht der Unterarbeitsgruppe „Kraftstoffmatrix“ zum „Matrixprozess“; Berlin, November 2004;  
[http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-matrixbericht-2004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-matrixbericht-2004.pdf?__blob=publicationFile).
- [MKS 2013] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS): Energie auf neuen Wegen; Juni 2013.
- [Moosbach 2011] Stadtwerke Mosbach 2011;  
[http://www.swm-online.de/fileadmin/pdf/gasnetz/Preisblatt\\_Netz\\_entgelte\\_ab\\_01\\_01\\_2011\\_2\\_.pdf](http://www.swm-online.de/fileadmin/pdf/gasnetz/Preisblatt_Netz_entgelte_ab_01_01_2011_2_.pdf).
- [m-tec 2002] Landinger, H., m-tec, Dezember 2002.
- [NaturalHy 2007] De Vries, H.; Florisson, O.; Tiekstra, G.C.: Safe operation of natural gas appliances fuelled with hydrogen / natural gas mixtures (progress obtained in the the NaturalHy project). ICHS Conference, Pisa,  
[http://conference.ing.unipi.it/ichs2007/fileadmin/user\\_upload/CD/PAPERS/13SEPT/6.0.00.pdf](http://conference.ing.unipi.it/ichs2007/fileadmin/user_upload/CD/PAPERS/13SEPT/6.0.00.pdf), 2007.
- [NGVAE 2014] Gas Vehicles Report: NGVs and refuelling stations in Europe. NGVAE, <https://www.ngvaeurope.eu/european-ngv-statistics> .
- [NIP 2013] Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem; 28. Januar 2013, Berlin;  
<http://www.now-gmbh.de/de/presse/2013/studie-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen.html>.
- [NOW 2013-1] Stolzenburg, K.: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Fragestellung - Vorgehen – Konzept. Vortrag über ein NOW-gefördertes Projekt „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“, Berlin, 28. Januar 2013 .

- [NPE 2013] Plötz, P. et al.: Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge, Studie im Auftrag von acatech und NPE; 18. September 2013, Karlsruhe.
- [Ökoinventare 1996] Frischknecht, R. et al, Eidgenössische Technische Hochschule, Gruppe Energie - Stoffe, Umwelt (ESU), Zürich, Schweiz: Ökoinventare von Energiesystemen, 3. Auflage, Teil 1, Teil IV Erdöl; Projekt gefördert durch das Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) und den Projekt- und Studien-fonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL), Juli 1996.
- [Öko-Institut 2014] Hermann, H.; Emele, L.; Loreck, Ch.: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, Studie des Öko-Instituts, Berlin, März 2014.
- [Pehnt 2010] Pehnt, M. et al.: Elektroautos in einer von erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft; Zeitschrift für Energiewirtschaft Bd. 35, S. 221.
- [ProgTrans 2007] Ickert, L., Matthes, U. Rommerskirchen, S. et al.: Abschätzung der langfristigen Entwicklung des Güterverkehrs in Deutschland bis 2050, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Basel, Mai 2007.
- [R2H 2007] Perrin, J.: European Hydrogen Infrastructure Atlas - Industrial Excess Hydrogen Analysis, Part III: Industrial distribution infrastructure. Deliverable 2.1 AND 2.1a, Herausgeber: R. Steinberger-Wilckens, S.Ch. Trümper, EU Förderprojekt Roads2HyCOM, Juli 2007.
- [Rieke 2013] Rieke, S., SolarFuel GmbH: PtG – Gas-Speicherung aus Sonne und Wind; EMPA, 28. Februar 2013.
- [Schoeber 2012] Schoeber, W., EWE AG: Power to Gas: Eine zukunftsweisende Innovation für integrierte Energieversorger? Berlin, 13. Juni 2012; [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Veranstaltungen/2012/Vortrag\\_Power\\_to\\_Gas/120612\\_Praesentation\\_Power\\_to\\_gas\\_dena-Internet5.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortrag_Power_to_Gas/120612_Praesentation_Power_to_gas_dena-Internet5.pdf).
- [Schwelm 2002] Pütz, D., Schwelm, Dezember 2002.
- [SFV 2013] BMU diskutiert Stromspeicher unter falschen Voraussetzungen und unzureichender Zielsetzung. Kommentar des SFV zur Veranstaltung „Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende“ des BMU am 25. Februar 2013, Solarbrief 1/13 des Solarenergie-Fördervereins Deutschland.

- [Socolow et al 2011] Socolow, R., et al., American Physical Society (APS): Direct Air Capture of CO<sub>2</sub> with Chemicals: A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs; June 1, 2011.
- [Specht et al 1995] Specht, M.; Bandi, A.; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart, Baden-Württemberg: Herstellung von flüssigen Kraftstoffen aus atmosphärischen Kohlendioxid; Forschungsverbund Sonnenergie, Themen 94/95, "Sonnenenergie - chemische Speicherung und Nutzung".
- [Steiner et al 2012] Schoof, E.; Steiner, K.: E.ON's Power to Gas Pilotanlage in Falkenhagen; DBI Fachforum Energiespeicher-Hybridnetze, Berlin, 11.-12.9.2012;  
[http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5\\_Veroeffentlichungen/Tagungen\\_Workshops/2012/H2-FF\\_2012/05\\_Steiner\\_E.ON.pdf](http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/2012/H2-FF_2012/05_Steiner_E.ON.pdf)
- [Sternner 2009] Sternner, M., Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems Limiting global warming by transforming energy systems, kassel university press, ISBN: 978-3-89958-798-2, 2009 (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz - Renewable Energies and Energy Efficiency 14), Kassel, Univ., Diss. 2009; <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>.
- [Stiller 2010] Stiller, Ch.; Schmidt, P.; Michalski, J.; Wurster, R.; Albrecht, U.; Bünger, U.; Altmann, M.: Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein. Studie im Auftrag der Wasserstoffgesellschaft Hamburg e.V. und der Freien und Hansestadt Hamburg sowie des Landes Schleswig-Holstein, 1. April 2010 .
- [Stockel 2013] Stockel, W.: Repowering von Biogasanlagen – Praxiserfahrungen, Leipziger Biogas Fachgespräche, Leipzig 06.11.2013.
- [SRI 2010] Suresh, B.; Schlag, St.; Kumamoto, T.; Ping, Y.: CEH Marketing Research Report HYDROGEN, Chemical Economics Handbook – SRI Consulting, 2010.
- [SWM 1999] Bünger, U.; Zittel, W.; Schmalschläger, Th.: Durchführbarkeitsstudie für einen räumlich begrenzten H<sub>2</sub>-Einsatz im Versorgungsgebiet der Stadtwerke München. Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH für die Stadtwerke München, 1993.

- [Total 2012] [http://www.total.de/uebertotal/nachhaltigkeit/nachhaltigkeit\\_weiterentwicklung\\_produkte/wasserstoff/wasserstoff\\_projekte.html](http://www.total.de/uebertotal/nachhaltigkeit/nachhaltigkeit_weiterentwicklung_produkte/wasserstoff/wasserstoff_projekte.html)
- [UBA 2012] UBA: Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). In Kraft getreten am 1. Januar 2012, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/ausbauziele-der-erneuerbaren-energien#textpart-1>, 22.8.2013.
- [VDE 2008] ETG Task Force Energiespeicher: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf; VDE/ETG, 2008.
- [VDE 2012] ETG Task Force Energiespeicherung, Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, VDE/ETG, Juni 2012.
- [VES 2001] Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES) – Eine gemeinsame Initiative von Politik und Wirtschaft. Zweiter Statusbericht der Task-Force an das Steering Committee, ARAL, BMW, BP, Daimler Chrysler, Deutsche Shell, GM Europe, MAN Nutzfahrzeuge, RWE, Volkswagen, 13.06.2001.
- [Vision 2013] <http://visionmotorcorp.com/tyrano.asp>.
- [VKU 2013] Kommunale Energiewirtschaft – Power to Gas Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen. Informationsbroschüre des Verbandes der Kommunalen Unternehmen (VKU), Berlin, Mai 2013 .
- [Volkswagen 2012] Bünger, U.; Michalski, J.; Stiller, Ch.; Crotogino, F.; Donadei, S.; Kruck, O.; Zündel, F.; Muth, J.; Hentschel, J.; Schmerbeck, St.; Seyfried, F.: The role of hydrogen in future energy markets - Beyond transport fuel. Ausgewählte Ergebnisse der Studie „Wasserstoff aus erneuerbaren Energien: Produktion, Kavernenspeicherung, und Nutzung – detaillierte techno-ökonomische Betrachtung anhand realitätsnaher Annahmen“ durch LBST, KBB und DEEP. für die Volkswagen AG, Februar 2011, World Hydrogen Energy Conference XXIX, Toronto, 6 June 2012.
- [Waidhas 2011] Waidhas, M.; Farchmin, F. (Siemens AG), PEM-Elektrolyse-System als dynamische Komponente für Regelenergie, Erlangen, 05.05.2011.
- [Wuppertal 2004] Dienst, C.; Fishedick, M.; Hanke, Th.; Langrook, Th.; Lechtenbömer, St. (Wuppertal Institut); Assonov, S.; Brenninckmeijer, C. (Max-

Planck-Institut): Treibhausgasemissionen des russischen Exportpipeline-System – Ergebnisse und Hoch-rechnungen empirischer Untersuchungen in Russland; Mainz, Germany, 2004.

[Wuppertal 2008]

Lechtenböhrer, St.; Dienst, C.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Forschungsgruppe I Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen: Energie- und klimapolitische Bewertung der Erdgasprozesskette unter Berücksichtigung dynamischer Veränderungen: Darstellung der Endergebnisse; Präsentation; 6 November 2008.

[ZSW 2012]

ZSW: Technik und Ziele der 250 kW<sub>el</sub>-PtG-Forschungsanlage; 30. Oktober 2012, S. 11-12.