

Wasserstoff als Energieträger: Eine Systemanalyse

Sebastian Schiebahn¹, Thomas Grube¹, Martin Robinius¹, Vanessa Tietze¹, Detlef Stolten^{1,2} ¹Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik, Forschungszentrum Jülich GmbH, ²RWTH Aachen

Kurzfassung

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik erfordert neue Konzepte zur netztechnischen Integration, denn Erzeugung und Verbrauch sind zeitlich und räumlich immer schwerer im Gleichgewicht zu halten: die großtechnische Speicherung von elektrischer Energie wird notwendig. Lastverschiebungen und der Ausbau des europäischen Stromnetzes können den Bedarf an großen Energiespeichern zwar mindern, jedoch nicht ersetzen. Für die benötigte Energiespeicherung im TWh-Bereich sind chemische Energieträger als Speicher geeignet. Elektrolytisch produzierter Wasserstoff bietet hierfür das mit Abstand größte Potenzial. Dadurch eröffnet sich auch die Möglichkeit, die Energiewende vom Strom- auf den Verkehrssektor und auf die industrielle Nutzung auszuweiten.

In diesem Beitrag wird eine Systemanalyse für ein Szenario mit hohem Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2050 vorgestellt. Die zeitlich und örtlich hoch aufgelöste Analyse der Residuallast nach Stromnetzberechnung erlaubt die genaue Platzierung der Elektrolyseure. Aufbauend darauf wird eine kostenoptimierte H₂-Infrastruktur zur flächendeckenden Versorgung des deutschen Straßenverkehrs vorgestellt, welche geografische Limitationen hinsichtlich potentieller Untergrundspeicher sowie technische Restriktionen der jeweiligen Elemente berücksichtigt.

Einleitung

Ausgelöst durch wissenschaftliche Erkenntnisse, die den aktuellen Klimawandel als anthropogen verursacht einstufen, durchläuft die Energiewirtschaft eine radikale Transformation in Richtung einer erneuerbaren, treibhausgasarmen Basis. In diesem Rahmen hat sich die deutsche Bundesregierung ehrgeizige Ziele gesetzt mit dem Anspruch, eine Vorreiterrolle hinsichtlich der Energiewende zu übernehmen. So verpflichtet sich die deutsche Bundesregierung, die Treibhausgas- (THG-) Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber den Emissionen von 1990 zu reduzieren [1]. Das völkerrechtlich bindende Abkommen im Rahmen der Weltklimakonferenz in Paris 2015 erfordert sogar eine neutrale Bilanz der Treibhausgasemissionen in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts [2]. Die Komplexität dieser Aufgabe ist insofern groß, da neben der Reduktion der Emissionen weiterhin die Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben sowie das Wirtschaftswachstum durch zusätzliche finanzielle Belastung nicht gebremst werden soll. Durch den parallel dazu verlaufenden Ausstieg aus der Kernenergie wird die Schwierigkeit dieser Aufgabe noch weiter erhöht, da der Beitrag dieser bezüglich des Kohlendioxidausstoßes vorteilhaften Stromproduktionstechnologie ersetzt werden muss.

Zur Erreichung dieser Ziele bedarf es eines massiven Ausbaus der erneuerbaren Strombereitstellungstechnologien. Während Wasserkraft in Deutschland nur noch ein geringes Ausbaupotenzial hat und Biomasse aufgrund der Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion größtenteils auf die Reststoffverwertung begrenzt ist, verbleibt für Deutschland die Wind- und Sonnenenergie mit den größten Potenzialen. Beide Technologien haben die Eigenschaft, bedingt durch die direkte Wetterabhängigkeit stark fluktuierend zu sein. Die Nutzung der Sonnenenergie durch Photovoltaikanlagen hat neben den

Tag/Nachtzyklen auch eine starke saisonale Abhängigkeit. Durchschnittlich werden hier jährliche Volllaststunden in der Größenordnung von 1000 h/a erreicht, was einer Auslastung von gut 11 % entspricht [3]. Die Auslastung von Windenergieanlagen hängt in großem Maße von den Windbedingungen am Standort ab. Während Offshore-Anlagen mit über 4000 Volllaststunden pro Jahr eine vergleichsweise kontinuierliche Stromproduktion bereitstellen, ist diese bei Onshore-Anlagen mit 1500 bis 3000 h/a reduziert, jedoch höher als die von PV-Anlagen [3]. Windenergieanlagen unterliegen wetterlagenabhängigen Schwankungen, welche sowohl zu starken Auslastungen über viele Tage hinweg als auch zu kompletten Flaute von mehreren Wochen führen können. Saisonal betrachtet lässt sich beobachten, dass durch starke Stürme die Herbst- und Wintermonate vermehrt erhöhtes Windaufkommen aufweisen, während es im Frühling und Sommer im Durchschnitt öfter windstill ist [4]. Abbildung 1 zeigt exemplarisch für jeweils zwei Wochen im Januar und im Juli, welche Beiträge ein fortgeschrittener Ausbau (167 GW_e onshore und 70 GW_e offshore Windkraft) der erneuerbaren Stromproduktion im Verhältnis zum Strombedarf (rote Linie) liefert.

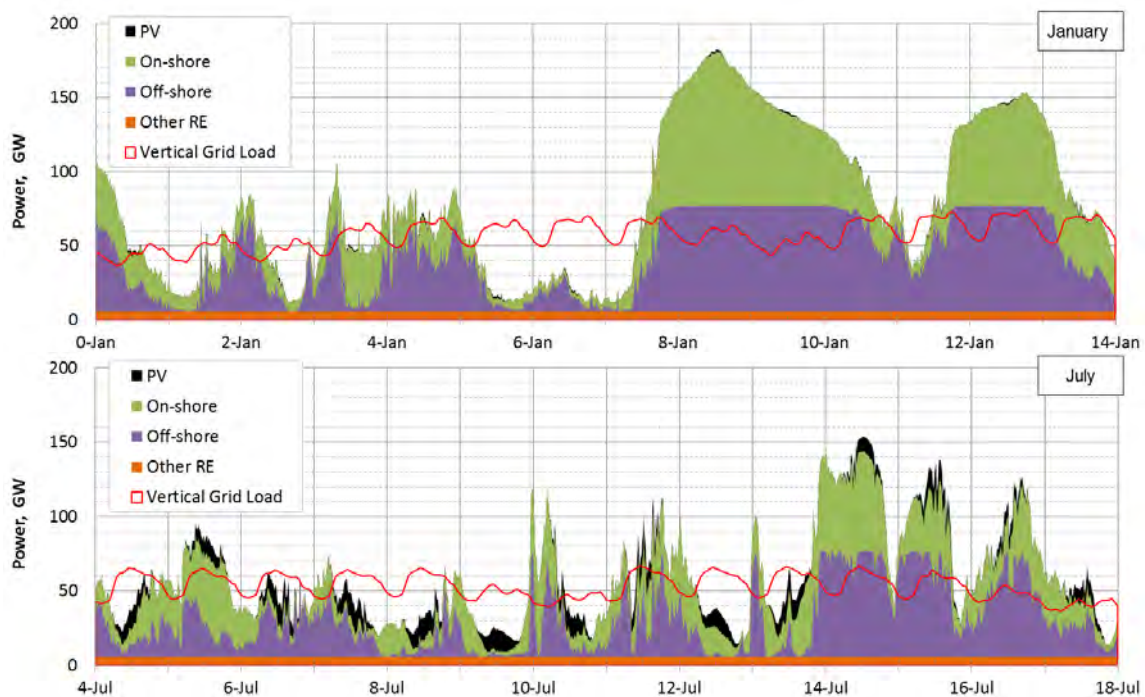


Abbildung 1: Vertikale Netzlast und Einspeisung aus erneuerbaren Energien für ein Szenario mit starkem Ausbau der Windkraft [5]. Die installierte Leistung der onshore- und offshore-Windkraftanlagen wurde entsprechend den Annahmen dieses Szenarios skaliert.

Diese starke Abhängigkeit der zukünftigen Stromproduktion von Ort und Zeit erfordert eine Umstellung des Energiesystems auf mehreren Ebenen. Zum einen ist das bisherige Stromnetz auf eine zentrale, bedarfsgesteuerte Stromproduktion in der Nähe der Verbraucher eingestellt. Dies ändert sich durch die vermehrt dezentrale und wetterabhängige erneuerbare Stromproduktion. Zum anderen erfordert der zeitliche Versatz von Angebot und Nachfrage den Aufbau von großskaligen Energiespeichern (siehe Abbildung 1). Diese müssen, insbesondere durch die saisonalen Schwankungen, Energiemengen im zweistelligen Terawattstundenbereich aufnehmen können [6].

Des Weiteren fällt auf, dass das größte regenerative Potenzial in der Strombereitstellung zu finden ist, die Emission von Treibhausgasen mit über 60 % jedoch in anderen Bereichen erfolgt [7]. Folglich reicht eine Dekarbonisierung der Stromproduktion nicht aus, sondern die

Energiewende muss sich auf alle energiebenötigenden Sektoren erstrecken. Im gesamten Mobilitätsbereich und Transportsektor sowie in der Wärmebereitstellung für Haushalte, in Gewerbe und Industrie sind dazu neben Effizienzmaßnahmen ebenfalls Umstellungen auf erneuerbare Energien notwendig. Dies erfordert eine zunehmende Kopplung des Stromsektors mit anderen Wirtschaftsbereichen.

Power-to-Gas als Systemlösung

Eine mögliche Kopplung bietet das Power-to-Gas-Prinzip mit Wasserstoff als einem zentralen Energieträger. Dabei wird ein Teil des erneuerbar produzierten Stroms, vorzugsweise der Anteil, der gerade nicht anderweitig im Stromnetz genutzt oder transportiert werden kann, in Elektrolyseanlagen genutzt, um damit Wasser getrennt in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Dies erlaubt sowohl die geforderte großskalige Stromspeicherung mit dem chemischen Energieträger Wasserstoff als auch dessen universellen Einsatz in anderen Wirtschaftsbereichen, etwa als Rohstoff in der Chemieindustrie, z.B. zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe. Stammt der dafür benötigte Kohlenstoff ebenfalls aus erneuerbaren Quellen, wie zum Beispiel aus Biomasse oder aus Kohlendioxid, welches aus nachhaltigen Quellen stammt, kann so theoretisch die gesamte erdölbasierte Wertschöpfungskette erneuerbar ersetzt werden. Allerdings muss bei all diesen technisch möglichen Optionen die Ausführbarkeit der Umsetzung sowie dessen Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit findet sich im Bereich der Elektromobilität bei Brennstoffzellenfahrzeuge, die reinen Wasserstoff benötigen. Damit bieten sie eine Alternative zu ebenfalls lokal emissionsfreien Batteriefahrzeugen, ermöglichen jedoch Fahrreichweiten von über 500 km und Betankungsdauern im Bereich von 3 bis 5 Minuten.

Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff bedarf einer Infrastruktur für dessen Verteilung und Speicherung. Die Art der Infrastruktur bestimmt zusätzliche Einsatzmöglichkeiten des Wasserstoffs. Generell lassen sich drei Optionen unterscheiden (siehe Abbildung 2) [8]:

- Option 1: Es wird eine eigene Transport- und Speicherinfrastruktur für reinen Wasserstoff errichtet. Zur großtechnischen Speicherung kommen dafür insbesondere Salzkavernen in Frage, welche unterirdische Hohlräume mit geometrischen Volumina in der Größenordnung von 500.000 m³ sind [9]. Diese existieren insbesondere im Norden Deutschlands und haben bereits heute das Potenzial, Wasserstoff im zweitstelligen Terawattstundenbereich zu speichern [10]. Der Transport des Wasserstoffs kann auf verschiedene Weisen erfolgen. Heute werden kleinere Mengen insbesondere in Form von Druck- oder Flüssigwasserstoff mittels Trailern transportiert. Größere Mengen können mittels dedizierter Wasserstoffpipelines transportiert werden, ein seit langem praktiziertes Verfahren. Der Vorteil dieser Option gegenüber der nachfolgenden Option 2 liegt darin, dass die Wertigkeit des Wasserstoffs als Reinstoff erhalten bleibt und dieser überall dort verwendet werden kann, wo reiner Wasserstoff erforderlich ist. Der Nachteil findet sich in der Notwendigkeit, eine neue Infrastruktur für den Wasserstoff errichten zu müssen.
- Option 2: Alternativ kann der Wasserstoff direkt ins bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Das flächendeckend verfügbare Erdgasnetz gewährleistet eine Versorgung sowohl der erdgasbasierten Kraftwerke, der Chemieindustrie und der Tankstellen als auch der Haushaltsebene. Allerdings begrenzen technische Anforderungen die maximal zulässige Einspeisemenge an Wasserstoff ins Erdgasnetz. Im Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) ist der maximal zulässige Anteil an Wasserstoff im Erdgas auf 5 Vol.-%

begrenzt [11, 12]. Die tatsächlichen technischen Restriktionen sind vor allem durch den Endverbraucher gegeben. Während Anwendungen im Haushalt auch höhere Wasserstoffkonzentrationen erlauben, sind Erdgasturbinen und Erdgasfahrzeuge auf niedrige H_2 -Konzentrationen limitiert [13]. Darüber hinaus verliert der Wasserstoff mit seiner Mischung im Erdgasnetz seine Wertigkeit als Reinstoff. In dieser Mischung trägt der Wasserstoff nur noch mit seinem eingebrachten Heizwert bei. Wird er wieder für Anwendungen gebraucht, welche reinen Wasserstoff benötigen, ist eine vorherige Trennung und Aufbereitung erforderlich.

Option 3: Um das Problem der begrenzten Einspeisekapazität zu umgehen, kann der Wasserstoff auch direkt mit CO_2 gemäß der Sabatier-Reaktion methanisiert werden. Dabei sollte vorzugsweise biogen bereitgestelltes CO_2 verwendet werden. Das synthetische Methan kann hier in beliebigen Mengen eingespeist werden und erfüllt naturgemäß alle Anforderungen bezüglich Reinheit und Brennverhalten zur Nutzung der Speicher sowie der verschiedenen Endanwendungen. Der Nachteil dieser Prozessroute findet sich in dem zusätzlichen Wirkungsgradverlust, welcher durch die Methanisierung entsteht, sowie in der Notwendigkeit einer lokal vorhandenen CO_2 -Quelle, was aufgrund der zunehmenden Dekarbonisierung zu einer zusätzlichen Hürde werden könnte.

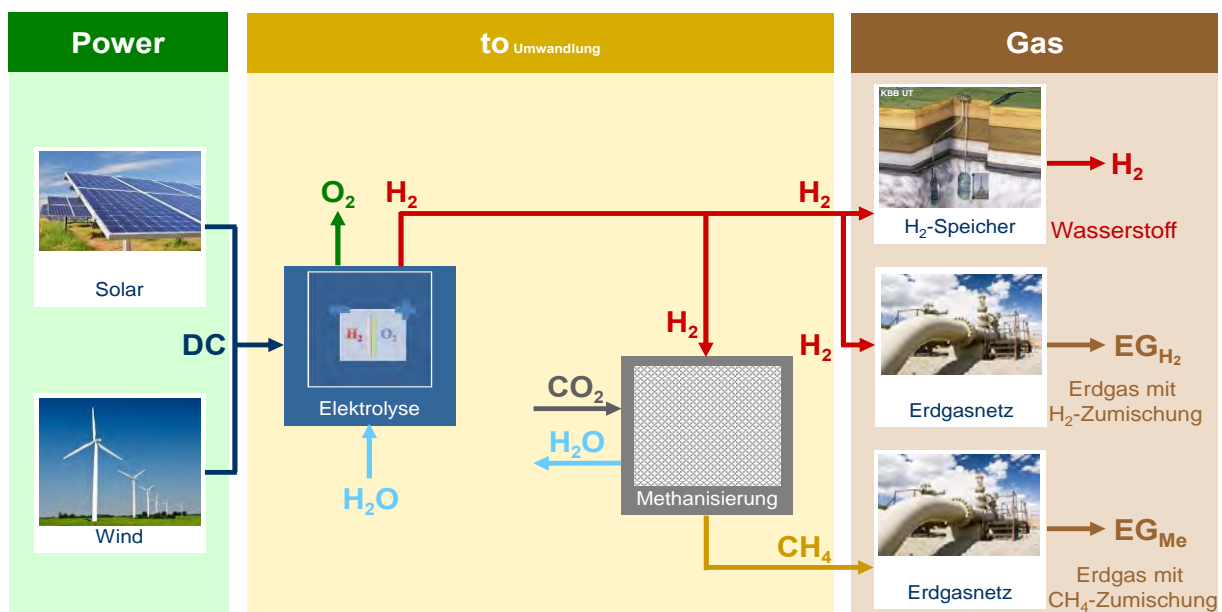


Abbildung 2: Prinzip der Power-to-Gas-Prozessrouten [13]

Wasserstoff als regenerativ erzeugter Kraftstoff im Straßenverkehr

Um die Verwendung von Wasserstoff als einem zentralen Energieträger wirtschaftlich zu bewerten, bedarf es einer fundierten technischen Auslegung des Energiesystems inklusive der zugehörigen Infrastrukturelemente. Unter den beschriebenen Optionen liegt in dieser Untersuchung der Fokus auf der direkten Nutzung des Wasserstoffs. Dazu wird im Folgenden zunächst ein Zukunftsszenario definiert, welches einen fortgeschrittenen Ausbaustand erneuerbarer Energien beinhaltet. Anschließend wird ein Wasserstoffbedarf für brennstoffzellenbasierte Mobilität festgelegt. Aufbauend auf diesen Voraussetzungen wird eine Wasserstoffinfrastruktur, bestehend aus Elektrolyseuren, Wasserstoffspeichern, Transportnetz und Wasserstofftankstellen ausgelegt, welche diesen Anforderungen gerecht wird.

Im gewählten Szenario basiert die erneuerbare Stromproduktion vornehmlich auf Windenergieanlagen, da diese hinsichtlich der Stromgestehungskosten die günstigste Technologieoption darstellen. Die angenommene installierte Windenergiekapazität beläuft sich dabei auf 170 GW_e an Land und 59 GW_e auf See. Bei der Positionierung der Windenergieanlagen wurden unter Einhaltung von Mindestabständen und basierend auf historischen Wetterdaten die kostenoptimalen Standorte gewählt [14]. Diese befinden sich in Deutschland naturgemäß vorzugsweise im Norden. Durch die großen Nabenhöhen und die bereits heute vorhandenen Leistungskennlinien ergeben sich durchschnittliche Volllaststunden für Onshore-Windenergieanlagen von über 2000 h/a und bei Offshore-Windenergieanlagen von knapp 4000 h/a. Die Photovoltaik hat hier mit einer Stromproduktion von 47 TWh nur einen kleineren Anteil an der gesamten Stromproduktion. Detailliertere Ausführungen zur örtlichen Platzierung sowie zu zeitaufgelösten Erzeugungsergebnissen finden sich in [14].

Die mittels Top-Down-Ansatz örtlich aufgelöste Last abzüglich der dort vorliegenden erneuerbaren Stromproduktion ergibt die örtlich aufgelöste Residuallast. Wird als positive Abschätzung angenommen, dass Deutschland zu diesem Zeitpunkt ein perfekt ausgebautes Stromnetz besitzt und innerhalb Deutschlands keine Netzengpässe vorliegen, ergibt sich, dass unter Verwendung der heute verfügbaren 40 GW_e Pumpspeicherkapazität eine Strommenge von 191 TWh_e an erneuerbarer Stromproduktion nicht genutzt werden kann. Zu Zeitpunkten mangelnder erneuerbarer Stromproduktion müssen 27 TWh_e via Erdgaskraftwerken bereitgestellt werden. Wird zur Worst-Case-Abschätzung das heutige Stromnetz mit begrenzten Leitungskapazitäten diesem Szenario zugrunde gelegt, erhöht sich die abzuregelnde Energie aufgrund von Netzengpässen auf 293 TWh_e. Wird diese Energiemenge via Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert von 70 % umgewandelt, dann ergibt sich eine Wasserstoffmenge von 4,0 bis 6,2 Millionen Tonnen. Die Szenariorahmendaten sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Erneuerbare Energien		
Erzeugungsart	Inst. Leistung [GW_e]	Prod. Strom [TWh_e]
Onshore-Wind	170	350
Offshore-Wind	59	231
Photovoltaik	55	47
Wasserkraft	6	21
Biomasse	7	44
Weitere Annahmen		
Strombedarf		528 TWh _e
Stromimporte		28 TWh _e
Stromexporte		45 TWh _e
Temporäre Stromüberschüsse		
Szenario „Kupferplatte mit Pumpspeicher“		191 TWh _e
Szenario „begrenzte Netzkapazitäten“		293 TWh _e

Tabelle 1: Stromseitige Szenarioannahmen und -ergebnisse [14]

Als Wasserstoffverbraucher werden Brennstoffzellenfahrzeuge untersucht. Bereits heute bieten Toyota und Hyundai mit dem Toyota Mirai und dem Hyundai ix35 Fuel Cell serienmäßig produzierte Brennstoffzellenfahrzeuge (Fuel Cell Vehicle: FCV) an. Zur

Abschätzung des Wasserstoffbedarfs wurde die Verbrauchsentwicklung der GermanHy-Studie [15] angenommen, welche eine Reduktion des H_2 -Verbrauchs von $0,92 \text{ kg}_{H_2}/100 \text{ km}$ auf $0,58 \text{ kg}_{H_2}/100$ in 2050 prognostiziert. Mit einer angenommenen FCV-Penetration von 75 % ergibt sich eine gesamte Brennstoffzellenfahrzeuganzahl von 33,9 Millionen. Diese wurde mittels der Bevölkerungsdichte und der angemeldeten Fahrzeuge in Deutschland auf die einzelnen Landkreise verteilt [16]. Bei einer jährlichen Fahrleistung von 14.000 km ergibt sich daraus ein maximaler Wasserstoffbedarf von 2,93 Millionen t_{H_2} pro Jahr. Zur flächendeckenden Versorgung der Brennstoffzellenfahrzeuge werden 9968 H_2 -Tankstellen eingesetzt.

Zur Bereitstellung des Wasserstoffs inklusive der Verluste und des Eigenbedarfs wird bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % bezogen auf den unteren Heizwert eine Überschussstrommenge von 148 TWh_e benötigt. Dadurch können die Elektrolyseure kostenoptimal positioniert werden. Aufgrund der hohen Stromüberschüsse im Norden Deutschlands resultiert dies in der Verteilung von 28 GW_e installierter Elektrolyseleistung gemäß Abbildung 3 (rote Punkte) mit durchschnittlich 5300 Volllaststunden pro Jahr [14]. Zur Verbindung der Elektrolyseure mit den Tankstellen wurde ein Pipelinesetz nach Krieg [17] ausgelegt und kostenmäßig bewertet. Das Transmissionsnetz zum Transport bis zum Landkreis umfasst dabei eine Gesamtlänge von 12.100 km, während das Distributionsnetz zur Verteilung innerhalb der Landkreise eine Gesamtlänge von 29.670 km aufweist. Die saisonale Speicherung des Wasserstoffs sowie ein 60-Tage-Reserve wird durch Wasserstoff-Salzkavernen mit einer Kapazität von 48 TWh_{H_2} realisiert.

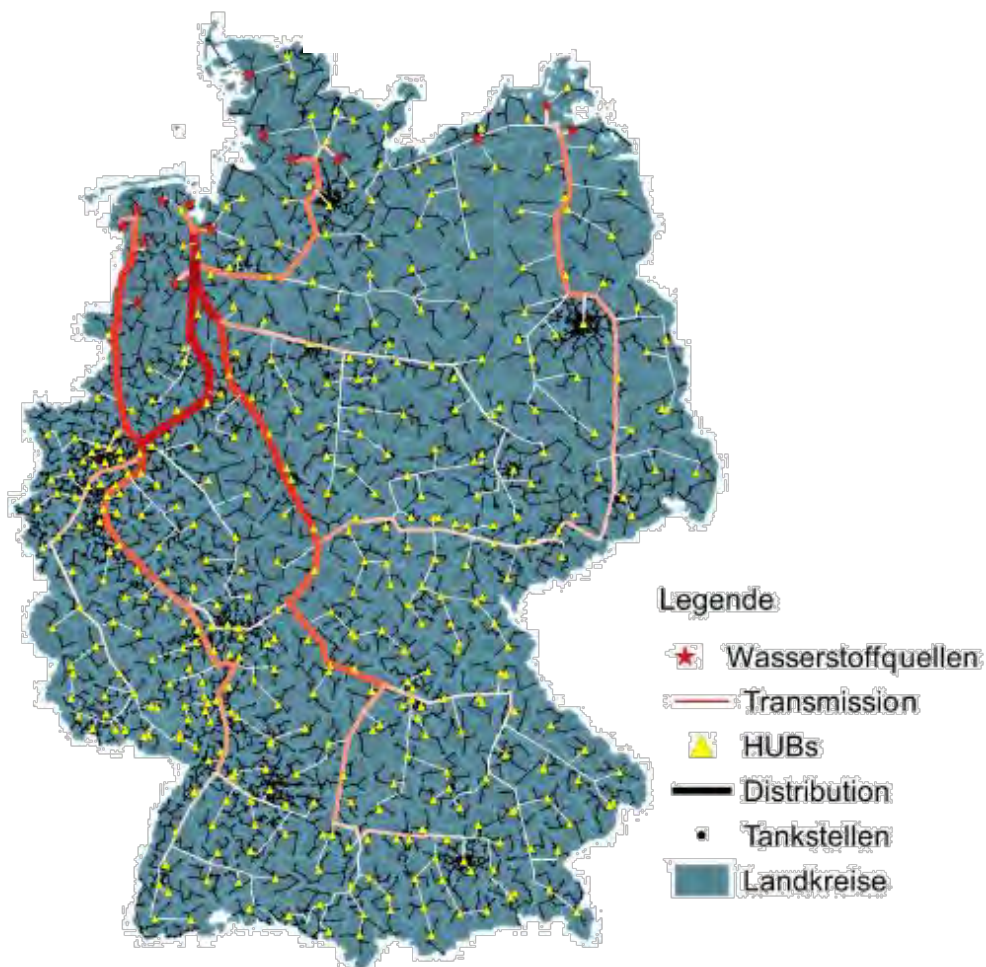


Abbildung 3 Wasserstoffpipelinesetz zur Versorgung von 9968 H_2 -Tankstellen [14]

Wirtschaftliche Bewertung

Aufbauend auf den vorangegangenen technischen Auslegungen lassen sich die verschiedenen Optionen von Power-to-Gas wirtschaftlich bewerten und untereinander vergleichen. Die Randbedingungen und Kostenannahmen sind in Tabelle 2 detailliert dargestellt.

Für die Option der direkten Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz setzen sich die H₂-Gestehungskosten aus den Kosten für die Elektrolyse sowie den bezogenen Stromkosten zusammen. Dabei ergeben sich Gesamtkosten von 10,8 ct/kWh_{H2}. Wird der Wasserstoff vor der Einspeisung methanisiert, steigen die Kosten aufgrund der Wirkungsgradverluste sowie der Kosten der Methanisierung auf 15,9 ct/kWh_{CH4}. Beide Optionen bieten den Vorteil, dass durch die direkte Einspeisung ins Erdgasnetz zusätzliche Kosten für die Infrastruktur vermieden werden. Jedoch muss durch die Beimischung das eingespeiste Gas kostenmäßig direkt mit dem Erdgas verglichen werden, das bei heutigen Kosten (rund 2,5 ct/kWh) 4 bis 6,5 mal günstiger ist als das eingespeiste erneuerbare Gas.

Komponente	Annahmen	Abschreibungsdauer	Kosten [Mrd. €]
Elektrolyseure ($\eta = 70\%$) Methanisierung ($\eta = 80\%$)	28 GW _e @ 500 €/kW _e	10 a	14
	28 GW _e @ 403 €/kW _e	10 a	11
Pipelinesystem	Pipeline-Transportnetz Verteilnetz	40 a	6,7
		20 a	12
Salzkavernen	48 TWh _{H2}	40 a	8
Tankstellen (9.968)	2 Mio. €/Tankstelle	20 a	20
Weitere Annahmen			
Diskontierungszins		8 %	
Strombezugskosten		5,9 ct/kWh _e	

Tabelle 2: Komponenten und Investitionskosten für die Bereitstellung von Wasserstoff bzw. Methan [14]

Wird Wasserstoff als Kraftstoff gemäß Option 1 eingesetzt, ergibt sich ein anderes Bild. Durch die zusätzlichen Kosten für die Infrastrukturelemente und den Transport erhöhen sich die Wasserstoffbereitstellungskosten auf 17,5 ct/kWh_{H2}. Die Referenzkosten sind in diesem Fall durch das Benzin definiert, welches mit 70 ct/l bzw. 8 ct/kWh vor Steuern gegeben sind [18]. Da in diesem Fall jedoch die Kosten pro gefahrenen Kilometer von Relevanz sind, wird der Kostenvergleich nicht auf einer energetischen Basis durchgeführt. Stattdessen muss der Wirkungsgrad der Bereitstellung der mechanischen Energie mit berücksichtigt werden. Dieser ist bei Brennstoffzellenfahrzeugen mit 1,0 kg_{H2}/100km ungefähr doppelt so hoch wie beim benzinbetriebenen Fahrzeug. Zusätzlich besteht das Potenzial, durch Effizienzsteigerungen den Verbrauch weiter zu reduzieren, wobei 0,7 kg_{H2}/100km als realistisch eingestuft wird. Bei gleichen Fahrtkosten ergeben sich somit zulässige Wasserstoffgestehungskosten von 16 bis 22 ct/kWh_{H2}. Daraus ergibt sich, dass trotz der zusätzlichen Investitionskosten die Verwendung von Wasserstoff im Straßenverkehr durch die hohe Effizienz der

Brennstoffzellenfahrzeuge ein ökonomisch rentables Geschäftsmodell darstellen kann, wohingegen die direkte Einspeisung ins Erdgasnetz um den Faktor 4 bis 6,5 zu teuer ist (siehe Abbildung 4).

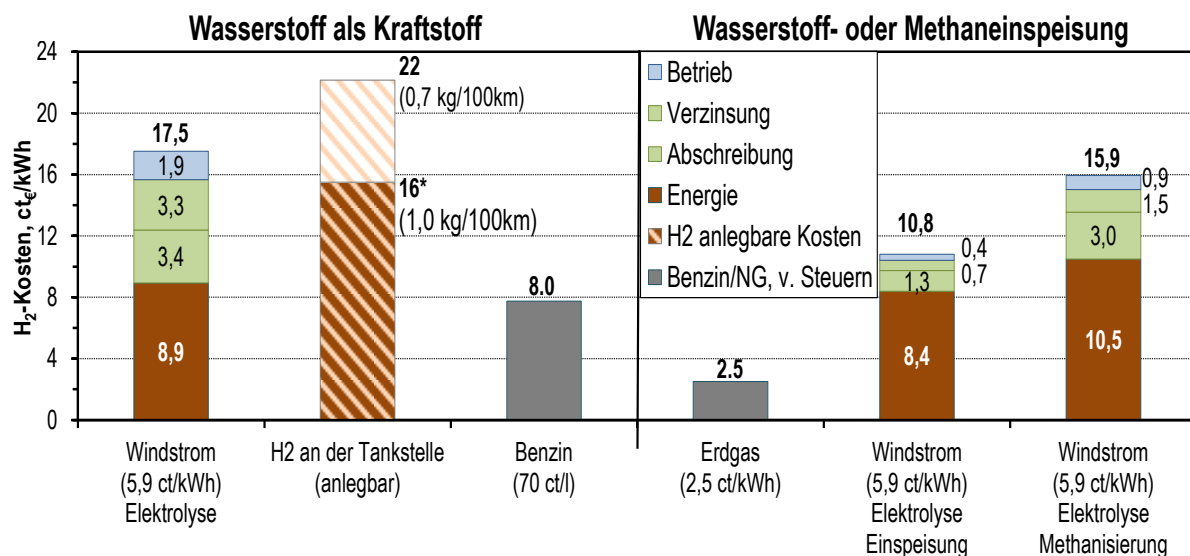


Abbildung 4 Kostenvergleich vor Steuern von Power-to-Gas Nutzungsoptionen

Zusammenfassung

Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen ist ein massiver Ausbau an erneuerbaren Energien erforderlich. Für Deutschland bietet die Windenergie das größte Potenzial hinsichtlich der erzeugbaren Energiemenge. Aufgrund der fluktuierenden Natur der erneuerbaren Stromproduktion werden Energiespeicher dabei eine zunehmende Bedeutung gewinnen. Die notwendigen Speicherkapazitäten im zweistelligen Terawattstundenbereich erfordern dabei den Einsatz von chemischen Speichern. Wasser-Elektrolyseure können in diesem System sowohl durch ihre flexible Betriebsweise den Stromsektor entlasten, als auch eine Kopplung des Stromsektors mit anderen Wirtschaftsbereichen durch den universell einsetzbaren Energieträger und Rohstoff Wasserstoff erzielen.

In diesem Beitrag wird ein erneuerbar basiertes Energiekonzept vorgestellt, in welchem die verschiedenen Nutzungsoptionen des Wasserstoffs untereinander verglichen werden. Durch den Ausbau der installierten onshore und offshore Windleistung auf 170 beziehungsweise 59 GW_e, ergeben sich Überschussstrommengen von mindestens 191 TWh_e. Ein Teil dieser Überschüsse wird in dem betrachteten Konzept zur Versorgung von rund drei Vierteln des deutschen Pkw-Bestands in Form von Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt. Zur Beurteilung dieser Option wurde dazu die gesamte Infrastrukturkette, inklusive Elektrolyseure, Speicher, Pipeline und Tankstellen technisch ausgelegt und kostenmäßig bewertet.

Die resultierenden Bereitstellungskosten des Wasserstoffs liegen bei 17,5 ct/kWh_{H2}. Durch die höhere Nutzungseffizienz von Brennstoffzellenfahrzeugen gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen ergibt sich ein zulässiges Kostenniveau von 16 bis 22 ct/kWh_{H2} vor Steuern, so dass im Rahmen dieser Option ein ökonomisch attraktives Geschäftsmodell gefunden werden kann, welches langfristig ohne Subventionen auskommen kann. Demgegenüber liegen die Kosten von Wasserstoff, der direkt ins Erdgasnetz eingespeist bzw. in einem weiteren Verfahrensschritt in Methan umgewandelt wird, mit 10,8 ct/kWh_{H2} bzw. 15,9 ct/kWh_{CH4} um den Faktor 4 bis 6,5 oberhalb derer von Erdgas, so dass hier eine wirtschaftliche Perspektive nicht gesehen wird.

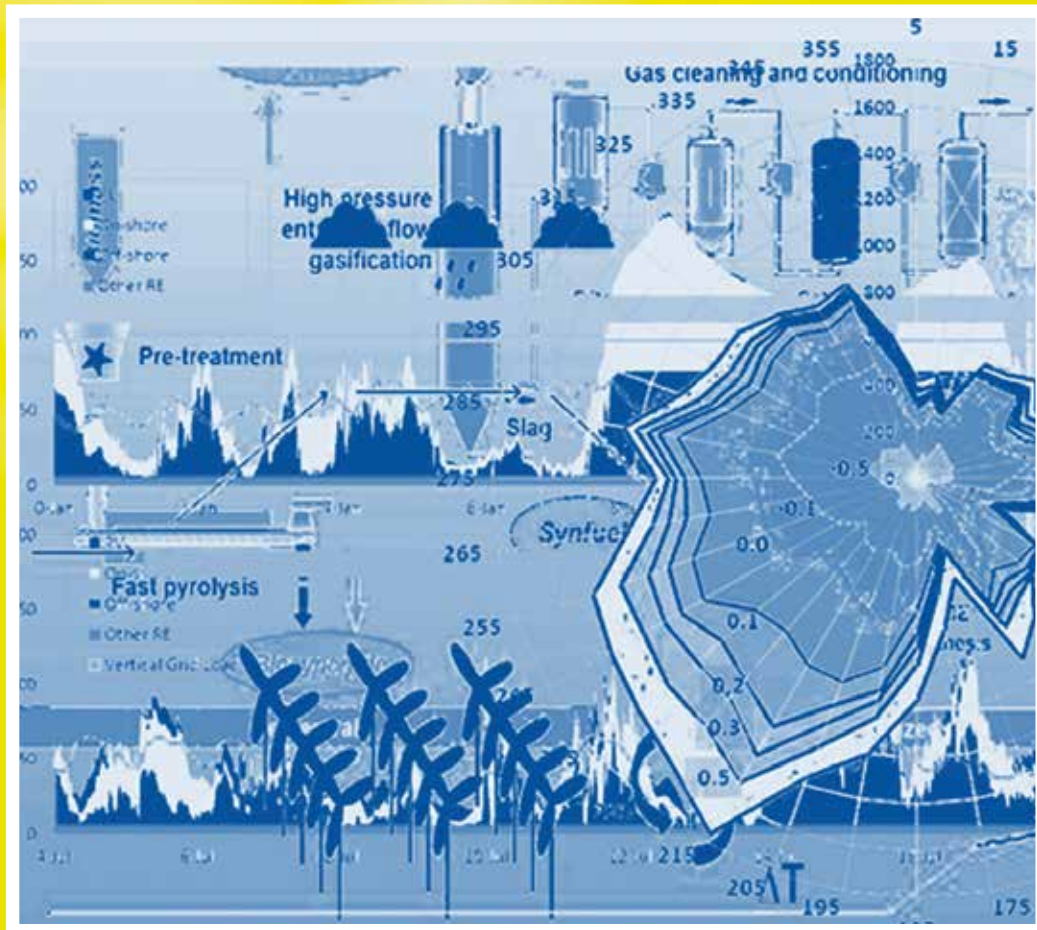
Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"*. 2014.
- [2] United Nations. *ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Proposal by the President*. 2015 21.03.2016]; Available from: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>.
- [3] Kost, C., et al., *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. 2013, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Freiburg, Deutschland.
- [4] Rohrig, K., *Windenergie Report Deutschland 2014*. 2015, Fraunhofer IWES: Stuttgart, Deutschland.
- [5] Stolten, D., et al. *Eine Systemanalyse zur Implementierung erneuerbarer Energien in Deutschland*. in *4. Energiekolloquium der Chemie-Gesellschaften - Wind-to-Gas*. 2013. Frankfurt/M.: DECHEMA.
- [6] Ausfelder, F., et al., *Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung*. Chemie Ingenieur Technik, 2015. **87**(1-2): p. 17-89.
- [7] Umweltbundesamt, *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2014*. 2016, Dessau-Roßlau, Deutschland.
- [8] Schiebahn, S., et al., *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*. International Journal of Hydrogen Energy, 2015. **40**(12): p. 4285-4294.
- [9] Crotogino, F., *Wasserstoff-Speicherung in Kavernen*, in *PRO H2 Technologie Forum*. 2011.
- [10] Sedlacek, R., *Untertage-Gasspeicherung in Deutschland*. Erdöl Erdgas Kohle 131, **11** 2015.
- [11] DVGW, *Technische Regel*, in *Arbeitsblatt G 260 - Gasbeschaffenheit*. 2008.
- [12] Müller-Syring, G., et al., *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. 2013, DVGW: Bonn, Germany.
- [13] Schiebahn, S., et al., *Power to Gas*, in *Transition to Renewable Energy Systems*, D. Stolten and V. Scherer, Editors. 2013, WILEY-VCH: Weinheim.
- [14] Robinius, M., *Strom- und Gasmärktedesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, in *RWTH Aachen University*. 2015: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag. p. 255.
- [15] GermanHy. *Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?* 2009; Available from: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/germanHy_Abschlussbericht.pdf.
- [16] Tietze, V., *Techno-ökonomische Bewertung von pipelinebasierten Wasserstoffversorgungssystemen für den deutschen Straßenverkehr*. to be published.
- [17] Krieg, D., *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Strassenverkehrs mit Wasserstoff*. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ; 144. 2012, Jülich: Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek. 228 S.
- [18] Mineralölwirtschaftsverband. *Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin (95 Oktan, E5)*. Available from: <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=1>.

Sebastian Schiebahn² (+49 2461 61 8731, E-Mail: s.schiebahn@fz-juelich.de), Thomas Grube¹, Martin Robinius¹, Vanessa Tietze¹, Detlef Stolten^{1,2}

¹ Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., D-52428 Jülich; ² Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen Universität, c/o Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., D-52428 Jülich

Keywords: Power-to-Gas, Energiespeicher, Brennstoffzellenfahrzeug, Wasserstoff, Systemanalyse



Energie

Forschung und Perspektiven

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung
Regensburg 2016

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Energie

Forschung und Perspektiven

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Regensburg 2016

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, August 2016

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Regensburg, 6. bis 9. März 2016

Haupt- und Fachvorträge

Inhaltsverzeichnis / Table of Contents

Introduction	7
Fachsitzungen / Sessions	8
Abstracts	9
Globale Klimavariabilität im Industriezeitalter – Phänomene und Ursachen - vorgetragen von Ch. Schönwiese	23
The 2°C climate policy goal: Chances & Challenges - presented by H. Held	35
The reactor accident of Fukushima Dai-ichi and its radiological consequences for the Japanese population - presented by R. Michel	53
Monolithic Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells - presented by St. Albrecht	69
Processes for Advanced Fuel Production from Biomass - presented by J. Sauer	83
Methodische Aspekte der Systemanalyse zur Energiewende - vorgetragen von M. Robinius	95

Wasserstoff als Energieträger: Eine Systemanalyse - vorgetragen von S. Schiebahn	103
Offshore Wind Energy - Chances, Challenges, and Impact from a Meteorological Point of View - presented by S. Emeis	113
Wärmepumpe oder KWK – was passt zur Wärmewende? - vorgetragen von G. Luther	123
Impressum	140

Der vorliegende Band versammelt schriftliche Ausarbeitungen von Vorträgen auf der Tagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft des Jahres 2016 in den Räumen der Universität Regensburg. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der meisten Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Düsseldorf, im August 2016

Hardo Bruhns