

Wasserstoff im Energiesystem

Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Wasserstoff des Forschungsprojektes ENSURE II

Louis Wayas, Joshua Jakob, Christian Perau und Dominik Husarek

Wasserstoff, Sektorenkopplung, ENSURE, Infrastruktur, Energiesystem

Im Kontext der Energiewende wird Wasserstoff als saubere Energiequelle sowie aufgrund seiner vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten als Schlüsselkomponente des zukünftigen Energiesystems mit hohem Potenzial angesehen. Das Forschungsprojekt ENSURE (Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende) ist eines der vom Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF geförderten Kopernikus-Projekte, das nach ca. sechs Jahren nun die Zweite von drei Phasen abgeschlossen hat. Obwohl der Fokus im Projekt auf der elektrischen Infrastruktur liegt, hat Wasserstoff als Sektorenkopplungsmöglichkeit auch in diesem Projekt stark an Relevanz gewonnen. Deshalb wurde für die zweite Projektphase eine Arbeitsgruppe gegründet. In dieser wurde der aktuelle Forschungsstand bezüglich der Integration von Wasserstoff in das Energiesystem untersucht. Der Fokus lag auf den Herausforderungen, die sich dabei für die Energieinfrastruktur ergeben. Bei der Betrachtung der aktuellen Studienlage zeigt sich, dass die systemische Notwendigkeit nach erneuerbaren Gasen unverändert gegenüber der Studienlage des letzten Jahrzehntes ist. Zunächst muss der Ausbau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE) weiter voranschreiten, damit auch die wirtschaftliche Möglichkeit eröffnet wird, den dort erzeugten Strom in speicherbaren Gasen dem Energiesystem bereitstellen zu können. Weitere Abnehmer werden, neben dem Energiewandlungssektor, aufgrund der einfachen Nutzung der Industrie- und Transportsektor sein. Wo eine Änderung in der Studienlage beobachtet werden kann, sind die installierten Leistungen an Elektrolyseuren und der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor. Ältere Planungsszenarien nahmen hierbei geringere Elektrolyseleistungen und größere Wasserstoffmengen im Verkehrssektor an als aktuellere.

Aus gesamtsystemischer Sicht wird in dem Projekt ENSURE außerdem mit eigenen Rechnungen auf mögliche Import-, Beimischungs- und Integriationsoptionen eingegangen.

Darüber hinaus wird auf Verteilnetzebene betrachtet, wie sich Elektrolyseure netzdienlich integrieren lassen. Dabei ist hervorzuheben, dass hinsichtlich Kosten, Infrastruktur und Regulierung noch viele Detailfragen zu klären sind.

1. Wasserstoff: aktueller Stand, öffentliche Wahrnehmung und Perspektiven

1.1 Die Rolle von Wasserstoff im Gesamtsystem

Heute wird Wasserstoff überwiegend in der Industrie genutzt und meist dezentral mittels Dampfpreformierung hergestellt. Die zukünftige Rolle wird sich zum einen durch den erweiterten Einsatz im Industrie-, Strom-, Wärme- oder Verkehrssektor verändern. Zum anderen kann vor allem die strombasierte Wasserstofferzeugung und spätere Rückverstromung eine ausgleichende und vor allem auch eine versorgungssichernde Rolle im zukünftigen Gesamtsystem bekommen. Dies bedeutet, dass eine Speicherung notwendig wird. Durch die im Vergleich zu Strom günstige und vielfältige Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff in Druckbehältern, unter Tage in Kavernen oder teilweise eingeschränkt Porenspeichern, organisch gebunden oder in flüssiger Form, wird es sinnvoll sein,

überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff umzuwandeln. Dies bietet die Möglichkeit, nachhaltige gewonnene Energie in Form von Wasserstoff und Derivaten in Speichern mittel- bis saisonal in großen Mengen zu lagern und entweder direkt zu verbrauchen oder in Zeiten hoher Stromnachfrage und geringer EE-Einspeisung via Brennstoffzellen und Gasturbinen in Strom umzuwandeln. Stoffliche Energieträger sind langfristig nahezu verlustfrei lagerbar und viele der genannten Speichervarianten sind schon heute im Erdgasnetz vorhanden. Zeiten mit Speicherbedarf und die verfügbaren Energiemengen aus überschüssiger oder generell hoher Stromerzeugung nehmen durch den weiteren Ausbau an EE-Stromerzeugungsanlagen zu.

Elektrolyseure können im Stromnetz der Zukunft netzdienlich betrieben werden und den Bedarf an anderen Speichertechnologien reduzieren. Bei einer zentralen Erzeugung

nahe großer PV oder Windparks kann die Abregelung erneuerbarer Energien reduziert und der benötigte Ausbau an Übertragungsnetzkapazität verringert werden [1]. Im Vergleich dazu kann eine Positionierung nahe großer Energieverbraucher (insbesondere Industrie) dazu führen, dass mehr Strom übertragen werden muss und somit ein Mehrbedarf an Strominfrastruktur notwendig wird.

Im Falle einer stromnetzdienlichen Positionierung der Elektrolyseanlagen ist ein Aufbau einer zentralen Wasserstofftransportinfrastruktur notwendig und sollte gesamtwirtschaftlich bewertet werden. Die Standorte der Wasserstoffherzeugung, Speicherung und Nutzung müssen dadurch verbunden werden. Zur Nutzung gehört ab einem gewissen Ausbaugrad der EE-(erneuerbare Energien)-Stromerzeugung auch die Verfügbarkeit von wasserstofffähigen Gaskraftwerken. Modellrechnungen der Langfristszenarien 3 aus dem Jahr 2022 ergaben Stromerzeugungsmengen aus Wasserstoffkraftwerken im Zieljahr 2045 zwischen 39 TWh (Szenario T45-Strom) und 74 TWh (Szenario T45-RedEff) [2]. Dabei werden Wasserstoffkraftwerke fast ausschließlich in den Wintermonaten abgerufen. Daher werden große saisonale Gasspeicher benötigt (Bild 1 und 2).

Neben dem direkten Einsatz von Wasserstoff können weitere wasserstoffbasierte Brenn- und Kraftstoffe die möglichen Endanwendungen erweitern (s. Kapitel 1.2). Zudem kann angebracht werden, dass mit diesen zusätzlichen Bedarfen die benötigte Erzeugungskapazität an erneuerbaren Energien aufgebaut werden müsste, um dann den Strom in grünen Wasserstoff umzuwandeln. In einem weitestgehend defossilisierten Energiesystem kann jedoch davon ausgegan-

gen werden, dass die Erzeugung von Strom aus EE-Anlagen den Verbrauch in mehreren Stunden im Jahr übersteigen wird. Dieser über die Direktnutzung hinausgehende überschüssige Strom könnte dann mittels Elektrolyse relativ günstig zu Wasserstoff umgewandelt werden. EE-Stromerzeugungsanlagen müssten dadurch weniger häufig abgeregelt werden.

Trotz der höheren Verluste kann es aufgrund der möglichen Endanwendungen und der Flexibilität gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein, Wasserstoff in Deutschland zu erzeugen, um nicht oder nur schwer zu elektrifizierende Bereiche zu adressieren. Damit könnte es einfacher sein, schnelle Umsetzungen zu schaffen und so das CO₂-Budget zu schonen. Da der Ausbau der Erneuerbaren langsamer als ökologisch angemessen voranschreitet und zudem das Potenzial an erneuerbaren Energien in Deutschland begrenzt ist, können hier europäische oder auch internationale Zusammenarbeit zielführend sein.

1.2 Verbrauchssektoren

Zurzeit dauern die Diskussionen um die sinnvollen Verbrauchssektoren des Energieträgers Wasserstoff noch an. Allgemein ist der Industriesektor der bedeutendste Sektor für grünen Wasserstoff. Dies liegt hauptsächlich an zwei Gründen. Schon heute besteht in der Industrie eine Wasserstoffnachfrage von ca. 57 TWh [3], die zurzeit jedoch aus Kostengründen überwiegend durch Wasserstoff aus Erdgasreformierung (grauer Wasserstoff) gedeckt wird. Außerdem gibt es in einigen Sparten der Industrie keine andere Möglichkeit, Prozesse zu defossilisieren.

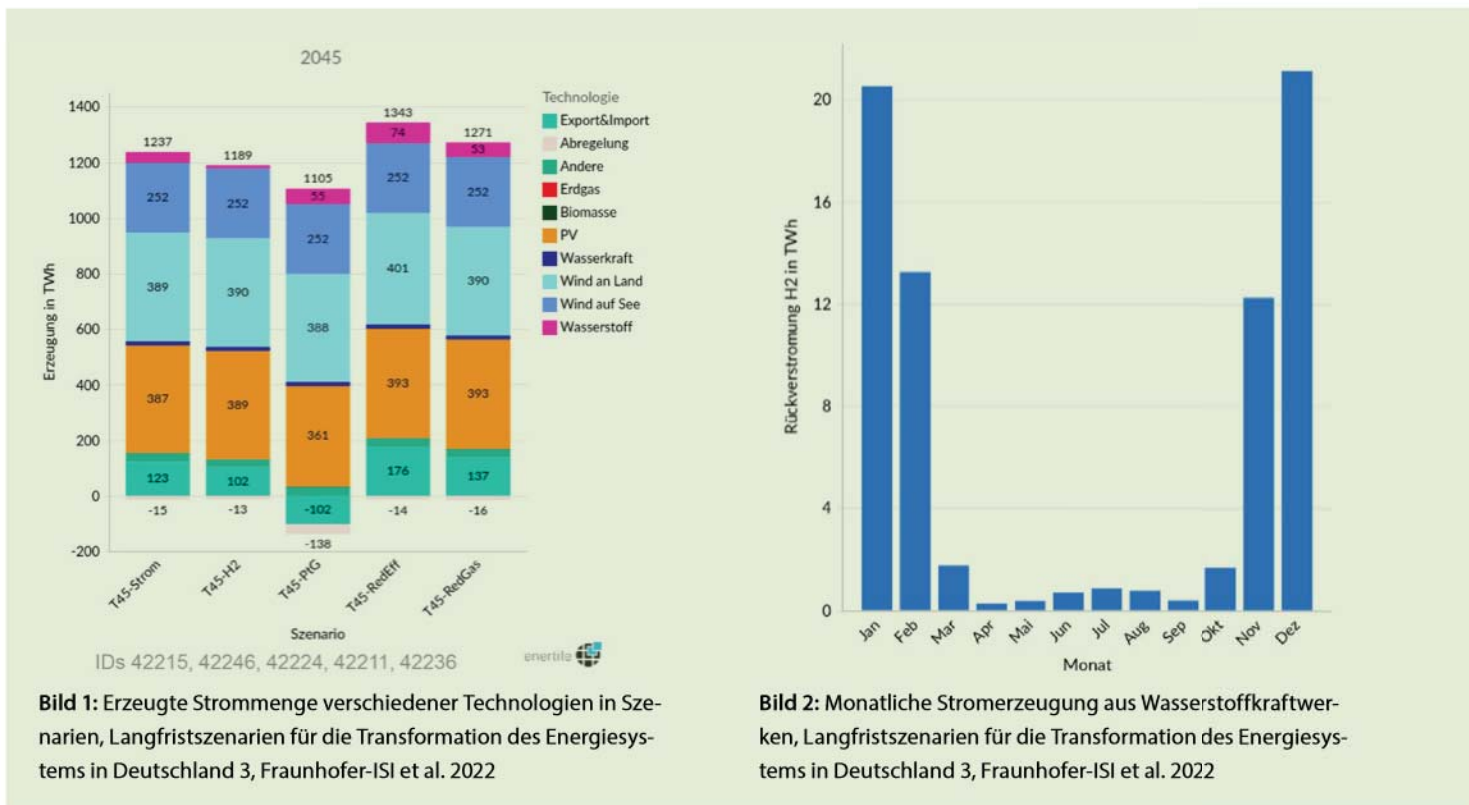


Bild 3: Gegenüberstellung der Endenergiebedarfe an Wasserstoff in verschiedenen Szenarien 1, eigene Darstellung

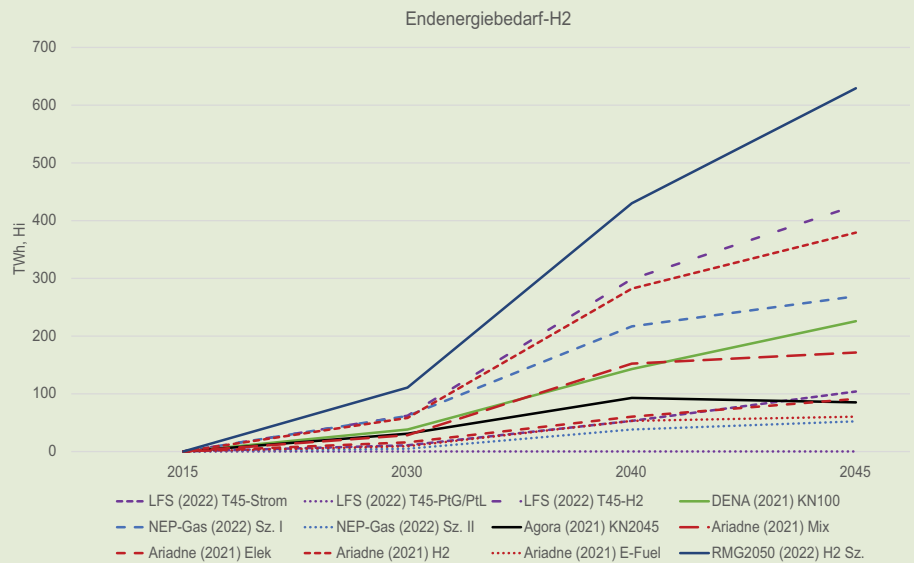
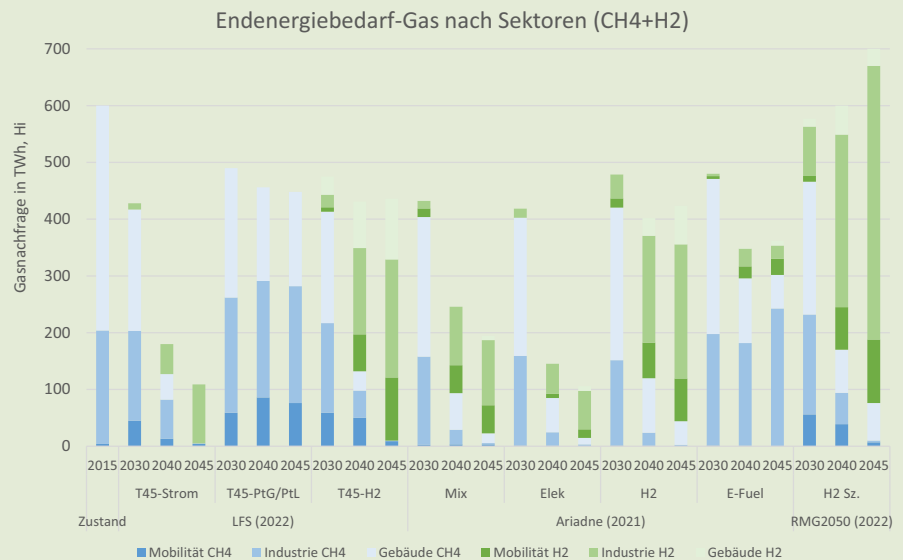


Bild 4: Gegenüberstellung der Endenergiebedarfe an Wasserstoff in verschiedenen Szenarien 2, eigene Darstellung



Weiterhin stellen andere Einsatzgebiete, die nicht einfach elektrifiziert werden können, potenzielle Nachfragen für Wasserstoff dar. In Industrieprozessen, z. B. in der Stahlindustrie und bei der Ammoniakproduktion, deren Defossilisierung technisch nicht immer auf rein elektrischer Basis vollzogen werden kann, ist der Einsatz von Wasserstoff sinnvoll. Für das Beispiel der Stahlindustrie liegt das einerseits an den hohen benötigten Temperaturen, die über elektrische Alternativen nicht einfach zu erreichen sind. Andererseits zum größeren Teil auch daran, dass Roheisen reduziert werden muss, wozu Wasserstoff genutzt werden kann. Weitere Sektoren, die nur schwer elektrifiziert werden können, sind u. a. der Luft- und Schiffsverkehr.

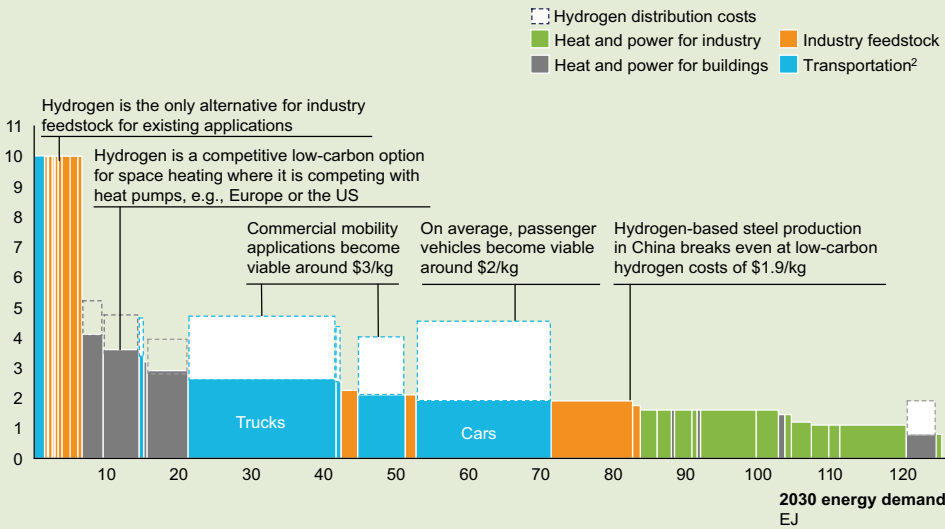
Unterschiedliche Szenarien kommen zu deutlich unterschiedlichen Aussagen bezüglich des zukünftig zu erwartenden Bedarfs an Wasserstoff (vgl. Bild 3). Während die Szenarien

der Ferngasnetzbetreiber mit einem Wasserstoffbedarf von deutlich unter 100 TWh rechnen, liegen die Szenarien RMG2050 (2022), LFS T45-H₂ und Ariadne H₂ bei ca. 400-600 TWh in 2045. Szenarien, welche zwischen 2015 und 2020 erstellt wurden, sehen den größten Bedarf von Wasserstoff im Verkehrssektor. Neuere Szenarien ordnen hingegen den Großteil des Bedarfs der Industrie zu (vgl. Bild 3 und 4).

Ausgangspunkt für viele Entscheidungen bezüglich eines Einsatzes von Wasserstoff werden voraussichtlich die Kosten sein. In Bild 5 wird die Bedeutung der Kosten des Wasserstoffes für die verschiedenen Verbrauchssektoren deutlich, da angegeben wird, ab welchen spezifischen Kosten ein Einsatz von Wasserstoff eine kostenähnliche Alternative zur Elektrifizierung darstellt [4]. Dabei ist zu erkennen, dass im Industriesektor aufgrund der zuvor genannten technischen Herausforderungen auch bei deutlich höheren Wasserstoffkosten eine

Breakeven hydrogen costs at which hydrogen application becomes competitive against low-carbon alternative in a given segment USD/kg

Bild 5: Vergleichskosten zu Wasserstoff verschiedener Sektoren und Anwendungen, Path to hydrogen competitiveness, Jan 2020, Hydrogen Council



1. Regions assessed are the US, China, Japan/Korea, and Europe
 2. Transportation segments breakeven calculated as weighted average
 SOURCE: McKinsey; IHS; expert interviews; DoE; IEA

Nachfrage zu erwarten ist. Um einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz im Wärmesektor oder Verkehrssektor zu gewährleisten, müssten die Kosten für Wasserstoff jedoch weit unterhalb der Kosten für alternativlose Sektoren sein. Einen großen Einfluss auf die Kosten für den Einsatz von Wasserstoff wird wohl auch die Skalierung der Technologien haben. Dementsprechend ist damit zu rechnen, dass die Kosten für Wasserstoff bei hohen Bedarfen und somit hohen Erzeugungskapazitäten sinken.

Die Studienlage zur Kapazität von Elektrolyseuren in Deutschland hat sich in den vergangenen Jahren ebenfalls stark verändert. Der NEP (2030) 2019 rechnete für das Jahr 2030 noch mit einer Kapazität von 0,8-2,4 GW [5].

Abgesehen von technischen und ökonomischen Herausforderungen gibt es auch noch andere Faktoren, die Treiber oder Hemmnis beim Einsatz von Wasserstoff sein können.

Der Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität in Personen- und Güterverkehr und auch im Wärmesektor ist weiterhin strittig. Da in diesen Sektoren eine Elektrifizierung wesentlich weniger Verluste bzw. deutlich höhere Effizienzen aufweist als eine Verwendung von Wasserstoff, ist die Sinnhaftigkeit dessen Verwendung fraglich. Eine Elektrifizierung durch Wärmepumpen und E-Mobilität erscheint vorteilhaft. Dies zeigt sich auch in den geringen Wasserstoffbedarfen in neuen Szenarien im Verkehrs- und Wärmesektor (vergleiche Abbildungen zu Wasserstoffbedarfen).

Wie in Kapitel 1.1 beschrieben, wird Wasserstoff voraussichtlich auch als Back-up-Kapazität in Form von Gaskraftwerken oder Brennstoffzellen benötigt werden, um in Zeiten geringer EE-Einspeisung elektrische Lasten zu decken. Da konventionelle Kraftwerke im Laufe der Defossilisierung

zwangsläufig wegfallen oder mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden müssen, scheint Wasserstoff eine geeignete Lösung zu sein. Dies würde eine große Wasserstoffnachfrage bedeuten. Es ist schwierig für die Versorgungssicherheit einen Preis auszuweisen. Es ist denkbar, dass heutige Mittel wie Mischkalkulationen und Zuschüsse zur Vorhaltung von Leistungsreserve in diesem Bereich angewandt werden.

1.3 Zeitbedarfe im Gasnetz und der Endgeräteumstellung Gasverteilnetz

Die Beimischung im Gasverteilnetz ist eine sehr schnell umsetzbare Möglichkeit die THG-Emissionen zu senken und somit den Umbau des Energiesystems voranzutreiben. Zumindest 10 Vol.-% Beimischung wäre regulatorisch sofort möglich und würde mit etwa der Hälfte der Wohneinheiten in Deutschland, trotz der geringen spezifischen Substitution, eine große Wirkung erzielen. Auch 20 Vol.-% Beimischung stellt gängige Endgeräte nicht vor Probleme [6]. Für sensible Abnehmer müssen dann jedoch Einzellösungen angestrebt werden. Es könnte aber auch mit einem überschaubaren Aufwand (ggf. subventioniert oder von einigen Abgaben befreiten) dem Erdgas 10 Vol.-%-20 Vol.-% grüner Wasserstoff beigemischt werden und wieder zurückgefahren werden, sobald dieser in anderen Sektoren besser einsetzbar ist.

Umstellung von Endanwendern

Wie zuvor beschrieben, müssen Endkundengeräte in Haushalten bei Beimischungen bis 20 Vol.-% nicht verändert werden. Bei einer Versorgung mit reinem Wasserstoff müssten

dagegen heute vorhandene Geräte ausgetauscht werden. Der Vorgang ist sehr ähnlich zur aktuell noch stattfindenden L-H-Gas-Umstellung. Die Planungsansätze sind also bekannt und weitestgehend übertragbar. Jedoch entsteht ein gewisser planerischer Mehraufwand. Ferner kann durch den Austausch von Geräten, die noch nicht das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben, auch ein wirtschaftlicher Mehraufwand entstehen. Bei der Umstellung wird ein Netzbezirk vom restlichen Netz abgetrennt und alle Geräte außerhalb einer Heizperiode ausgetauscht. Ein Monteurstupp (zwei Personen) kann zwischen 0,7-1,9 Neuinstallationen pro Schicht vornehmen, wie aus Erfahrungen der L-H-Gas-Umstellung hervorgeht. Heute verfügbare wasserstofffähige Endgeräte müssen nicht vollständig ausgetauscht werden. Diese sind bereits für Umrüstprozesse vorbereitet. Pro Schicht können 4-11 Umrüstungen vorgenommen werden, was den Zeitaufwand deutlich reduziert.

Industriestandorte, an denen heute schon Wasserstoff durch Anlieferung oder prozessinterne Produktion eingesetzt wird, können sehr schnell auf die Nutzung von grünem Wasserstoff umgestellt werden, da es sich lediglich um eine Substitution durch das selbe Gas handelt.

2. Projektspezifische Ausarbeitungen zu Wasserstoff im Rahmen von ENSURE II

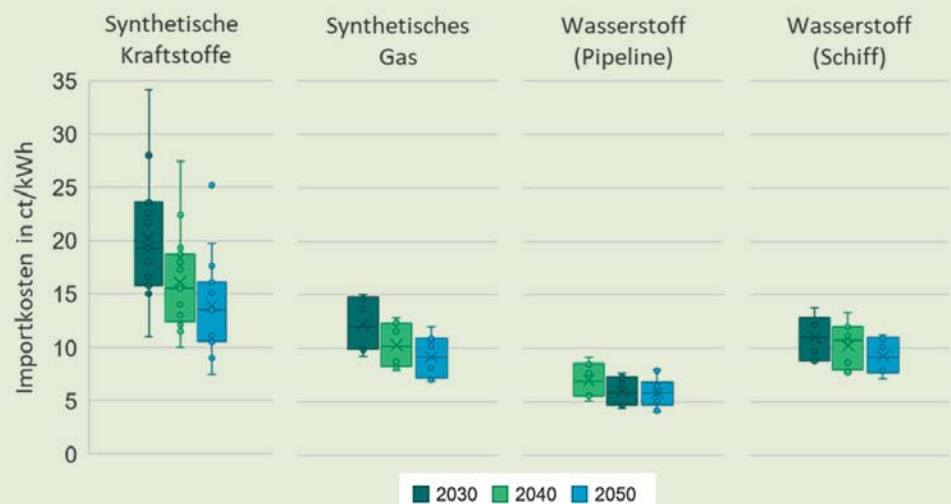
Bereitstellung von grünem Wasserstoff

Je wertvoller das transportierte Gas, desto ökonomisch wichtiger werden die Transportverluste. Da häufig das transportierte Gas selbst zum Antrieb der Verdichter zum Befördern entlang der Pipeline genutzt wird, werden Einsparungen hierbei in Zukunft immer wichtiger. Des Weiteren ist eine Umstellung bestehender Verdichterstationen von Erdgas auf Wasserstoff nur in sehr geringem Maße umsetzbar. Daher werden für ein potenzielles Wasserstoffnetz der Zukunft neue Verdichterstationen benötigt. Je nach zu transportierender Wasserstoffmenge können diese einen hohen Teil der Kosten ausmachen (ca. 6 Mio. €/MW für einen Wasserstoffverdichter im Fernleitungsnetz [7]).

Verschiedene Projekte widmen sich dem zukünftigen Wasserstoffnetz. Zwei der relevantesten Projekte für Deutschland sind „TransHyDE“ und „The European Hydrogen Backbone“, die sich mit dem Transport des Energieträgers beschäftigen. Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen stellt sich jedoch die Frage, inwieweit die in den Projekten vorgesehene Umwidmung bestehender Erdgasinfrastruktur zu Wasserstoffinfrastruktur möglich ist, wenn sich die Importrouten des Energieträgers Erdgas stark ändern. Wie viel Wasserstoff in die EU und schließlich nach Deutschland importiert wird, ist auch von den Transportkosten abhängig.

Das Henne-Ei-Problem zwischen Wasserstoffnachfrage, -erzeugung und -transport muss gelöst werden, damit sich ein resilientes System entwickeln kann. Der Beginn des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur mit wenigen einzelnen Leitungssträngen, auch durch Umstellung bestehender Leitungen, zur Versorgung einzelner Großabnehmer begegnet dem Problem, nach eigener Einschätzung, zielführend und mit den geringstmöglichen Lock-In Effekten.

Das Henne-Ei-Problem zwischen Wasserstoffnachfrage, -erzeugung und -transport muss gelöst werden, damit sich ein resilientes System entwickeln kann. Der Beginn des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur mit wenigen einzelnen Leitungssträngen, auch durch Umstellung bestehender Leitungen, zur Versorgung einzelner Großabnehmer begegnet dem Problem, nach eigener Einschätzung, zielführend und mit den geringstmöglichen Lock-In Effekten.



Sources

- Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zottl, G., Grimm, V., 2020. Economic Comparison of Electric Fuels Produced at Excellent Locations for Renewable Energies: A Scenario for 2035. SSRN Journal <https://doi.org/10.2139/ssrn.3623514>
- Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M., Kneiske, D.T., 2020. Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Hannover.
- G. Brändle, M. Schönfisch, and S. Schulte, "Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen," EWI Working Paper, p. 72, Nov. 2020
- Robinus, M., 2020. Wege für die Energiewende kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/making-rotterdam-europes-hydrogen-hub>
- J. Harmp, M. Düren, and T. Brown, "Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany," arXiv 2107.01092 [physics], Jul. 2021, Accessed Feb. 09, 2022. [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2107.01092>
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, and Frontier Economics, "The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels," Cologne, Germany, Sep. 2018. Accessed Mar. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.agora-verkehrswende.de/en/publications/the-future-cost-of-electricity-based-synthetic-fuels/#~:text=Costs%20can%20fall%20to%2010.in%20electrolysers%20and%20CO2%20absorbers>

Bild 6: Überblick zukünftiger Importkosten für synthetische Kraftstoffe, synthetische Gase und Wasserstoff, eigene Darstellung aus mehreren Quellen [13]

Prinzipiell kann die Bereitstellung von Wasserstoff in Deutschland entweder durch inländische Erzeugung, worauf im Folgenden noch eingegangen wird, oder durch Importe gedeckt werden. Der Import von grünem Wasserstoff per Pipeline nach Deutschland kann in Zukunft die günstigste Alternative für den Import grüner Energieträger im Vergleich zu synthetischen Kraftstoffen und Gasen sein (vgl. **Bild 6**). Per Pipeline importierter grüner Wasserstoff könnte zu Preisen zwischen 5-9 ct/kWh_{H₂} in Nord Europa, Südeuropa und Nordafrika hergestellt werden. Wird der Wasserstoff aus weiter entfernten Regionen importiert, sollte der Transport per Schiff in Betracht gezogen werden. Die in **Bild 6** dargestellten Importpreise per Schiff beziehen sich auf den Transport von Flüssigwasserstoff. Zusätzlich wird für den Transport von Wasserstoff über weite Strecken Ammoniak als Alternative in Betracht gezogen. Da die Anwendung von Wasserstoff gerade in der Industrie zur Dekarbonisierung beitragen kann, kann der Import von Wasserstoff in Form von Ammoniak zielführend sein. Viele aktuelle internationale Wasserstoffprojekte planen Wasserstoff in Ammoniak umzuwandeln und zu verschiffen [8]. Zwei konkrete Beispiele sind das ACE Terminal Projekt [9] in Rotterdam sowie das NEOM Projekt in Saudi Arabien [10]. Wenige Projekte, wie zum Beispiel eine Kooperation zwischen Japan und Australien [11], setzen hier auf den Transport von Flüssigwasserstoff.

Wenn Wasserstoff in flüssiger Form importiert werden soll, müssen neue LH₂-Terminals gebaut werden, da eine Umrüstung bestehender LNG-Anlagen nur mit hohen Kosten möglich ist [12].

Die Erzeugung von Wasserstoff in Deutschland kann prinzipiell in zentrale und dezentrale Anwendungen unterteilt werden. Dezentrale Anwendungen können in der Industrie oder zum Beispiel an Wasserstofftankstellen zum Einsatz kommen. Eine dezentrale Erzeugung ermöglicht eine Umstel-

lung auf Wasserstoff unabhängig von internationalen Lieferketten und dem Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur. Zentrale Erzeugungsanlagen könnten langfristig zu einer günstigeren Erzeugung von Wasserstoff beitragen. Eine Platzierung in der Nähe von Erneuerbaren-Energien-Anlagen kann den Stromnetzausbaubedarf sowie die Abregelung der Anlagen reduzieren. Der Wasserstoff kann anschließend über Pipelines transportiert und verteilt werden.

Einerseits ist für die inländische Erzeugung ein wirtschaftlicher Betrieb der Elektrolyseure notwendig, welcher mit Importpreisen von Wasserstoff konkurriert. Es ist jedoch auch denkbar, dass aufgrund aktueller geopolitischer Entwicklungen ein höherer Autarkiegrad angestrebt werden könnte, was die inländische Erzeugung begünstigen könnte. Der resultierende Stromverbrauch für die Elektrolyseure könnte laut Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045 (2023) demnach zwischen 100 TWh und 500 TWh liegen.

In einer Analyse im Rahmen von ENSURE wurde die Wasserstoffherzeugung in 38 NUTS2 Regionen für das Jahr 2045 in einer multi-modalen Energiesystemoptimierung bestimmt [13]. Die betrachteten CO₂-neutralen Szenarien mit einem Wasserstoffbedarf zwischen 104-285 TWh zeigen, dass aus gesamtwirtschaftlicher Sicht die Regionen der inländischen Erzeugung von Wasserstoff mit Regionen eines hohen Windpotenzials korrelieren. Die untersuchten Szenarien zeigen eine installierte elektrische Kapazität von Elektrolyseuren von 29-69 GW auf. Der Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (2023) berücksichtigt im Vergleich in Deutschland eine Kapazität von 50-80 GW in 2045.

Darüber hinaus zeigt die Modellierung auch, dass bei bereits geringen Importkosten von 5-12 ct/kWh_{H₂} (vgl. **Bild 6**) eine Erzeugung von Wasserstoff in einer Größenordnung von 71-215 TWh in Deutschland kosteneffizient sein kann. Der Grund hierfür sind vor allem Erzeugungsüberschüsse von

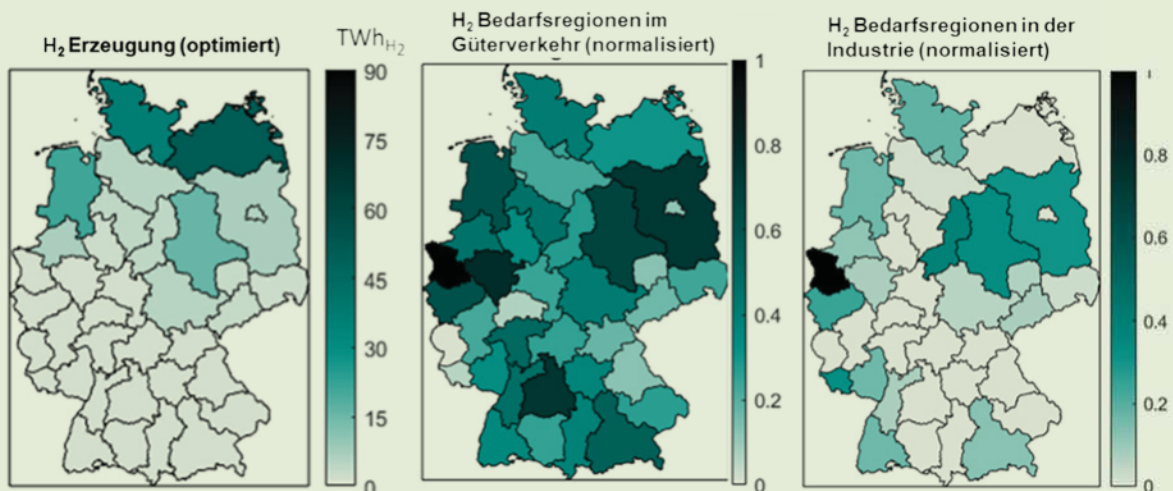


Bild 7: Links: Erzeugter Wasserstoff in Deutschland in 2045 in TWh nach NUTS2 Region (aus Energiesystemoptimierung); mitte: Verteilung des Wasserstoffbedarfs bei Anwendung im Güterstraßenverkehr; rechts: Verteilung des Wasserstoffbedarfs bei Anwendung in Stahlwerken, Ammoniakherzeugung und Raffinerien [13].

| Verfügbares Potenzial für 2045 in GW | Fraunhofer ISE (2021) Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem | Agora (2021) Klimaneutralität 2045 | Öko-Institut (2019) Germanys electric future II |
|--------------------------------------|--|------------------------------------|---|
| PV Dach | 456,97 | | |
| PV Freifläche | 202,81 | | |
| PV gesamt | 659,78 | 384,90 | 154 |
| Wind onshore | 198,84 | 145,10 | 178 |
| Wind offshore | 65,98 | 70,24 | 51 |

Tabelle 1: Maximal verfügbare Leistungen auf Flächen für Windkraft- und Photovoltaikanlagen

PV- und Windkraftanlagen in Deutschland, welche in einem CO₂-neutralen Energiesystem durch hohe Kapazitäten von EE-Anlagen kostengünstig genutzt werden können.

Die regionale Erzeugung von Wasserstoff kann für potenzielle Erzeugungsregionen, wie z. B. Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein oder Weser-Ems ein Wirtschaftszweig sowie Standortfaktor für Industrien mit Wasserstoffbedarf bedeuten. Dabei ist die regionale Nachfrage von Wasserstoff stark vom Anwendungsfall abhängig (vgl. Bild 7). Eine Anwendung im Verkehrssektor würde zu einer eher flächendeckenden Nachfrage mit Konzentration in bevölkerungsreichen Regionen führen. Eine Nachfrage in der Industrie (z. B. Stahl, Ammoniak) könnte zu erhöhten Nachfragezentren im Osten und Westen von Deutschland führen.

Die Menge Wasserstoff, die innerhalb Deutschlands produziert werden kann, ist insbesondere durch die verfügbaren Flächen für erneuerbare Energien und daraus resultierende Erzeugungskapazitäten begrenzt. Das Joint Research Center (JRC, der Europäischen Kommission) weist in der Studie "Wind potentials for EU and neighbouring countries: Input datasets for the JRF EU-TIMES Model" für Deutschland Wind Onshore Kapazitäten gemäß den aktuellen Gesetzgebungen in jedem Land aus. Zusätzlich werden Szenarien mit geringeren und verstärkten Restriktionen aufgezeigt. Dabei liegt das Potenzial bei hohen Restriktionen bei 62 GW, während 308 GW im Szenario mit sehr geringen Restriktionen verwirklicht werden könnten. Das Referenzszenario sieht die maximale Kapazität bei 107 GW.

Aus einer anderen Zusammenstellung sind für die Fraunhofer ISE Langfristszenarien und die Agora Klimaneutralität 2045 die Daten in Tabelle 1 zusammengestellt. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass für die 2045er Szenarien die Potenzialflächen massiv ausgenutzt werden. Dementsprechend liegen die Daten hier nahe an den Potenzialgrenzen. Die größten Differenzen sind bei PV zu sehen. Für Wind onshore ist es demnach notwendig, dass die Flächenrestriktionen massiv abgebaut werden müssen, um die benötigten Potenziale in den Studien des Fraunhofer ISE und der Agora zu verwirklichen.

2.1 Die Rolle von Wasserstoff im Verteilnetz

Wasserstoff kann eine Schlüsselrolle in Verteilnetzen spielen, vor allem im Kontext der Energiewende und der Förderung von erneuerbaren Energien. So bietet Wasserstoff u. a. großes

Potenzial bei der dezentralen Energiespeicherung, der -erzeugung und dem -transport. Weiterhin können dezentrale Elektrolyseure netzdienlich eingesetzt werden und somit im Rahmen der Sektorenkopplung zu einer Effizienzsteigerung des Energiesystems beitragen.

In ENSURE werden im Rahmen der integrierten Strom- und Gasverteilnetzplanung zwei Nutzungspfade für Wasserstoff detaillierter untersucht. Diese sind in Bild 8 (H₂-Nutzungspfad 1 und H₂-Nutzungspfad 2) dargestellt und werden anschließend beschrieben.

H₂-Nutzungspfad 1: Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

In diesem Wasserstoffnutzungspfad wird der Wasserstoff direkt in ein bestehendes Erdgasnetz eingespeist. Das somit entstehende Erdgas-Wasserstoff-Gemisch kann dem Erdgasnetz von den Endkunden wieder entnommen und für Endanwendungszwecke genutzt werden.

H₂-Nutzungspfad 1.1: Wasserstoff als Substitutionsprodukt für Erdgas

Wird Wasserstoff als direktes Substitutionsprodukt für Erdgas angenommen, liegt die These nahe, dass dieser Wasserstoff mit dem Erdgaspreis vergütet wird. In Bild 9 sind Preiszeitreihen für unterschiedliche, betrachtete Preiszeitreihen für Strom und Gas als Box-Plot dargestellt. In Grün dargestellt ist der an der EPEX-Spot gehandelte Strompreis am Day Ahead Markt in den Jahren 2019 bis 2021. Weiterhin ist ein Strompreisszenario für das Jahr 2050 (Szenario D mit Fokus auf einer dezentralen Energiewende aus dem Projekt ENSURE II) in Lila abgebildet. In Grau dargestellt folgt der Strompreis im Jahr 2022. Weiterhin sind verschiedene Gaspreise als Vergleich zu sehen: der historische Erdgaspreis zwischen 2013 und 2020, der Erdgaspreis im Jahr 2022 sowie Wasserstoffpreise von 2 bis 5 € pro kg Wasserstoff. Zu sehen ist, dass die Energiepreise infolge der Ukraine Krise 2022 extrem angestiegen sind. Durch die aktuell vorherrschenden Marktmechanismen sind die Strompreise [14] analog zu den Gaspreisen [15] während der Ukraine-Krise auch stark angestiegen. Der Mittelwert des Strompreises vor der Ukraine-Krise lag bei 55 €/MWh und ist infolge der Krise auf 222 €/MWh (+304 %) gestiegen. Der Mittelwert des Gaspreises ist hingegen von 18 €/MWh auf 120 €/MWh (+567 %) gestiegen.

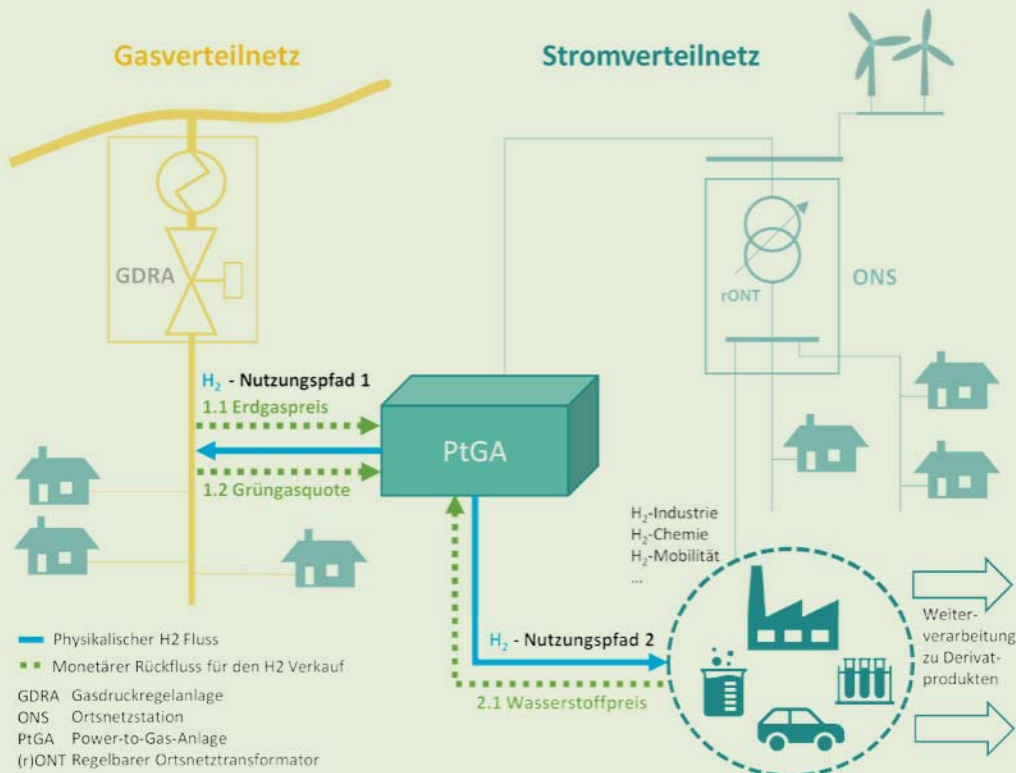


Bild 8: Untersuchte Nutzungspfade von Wasserstoff

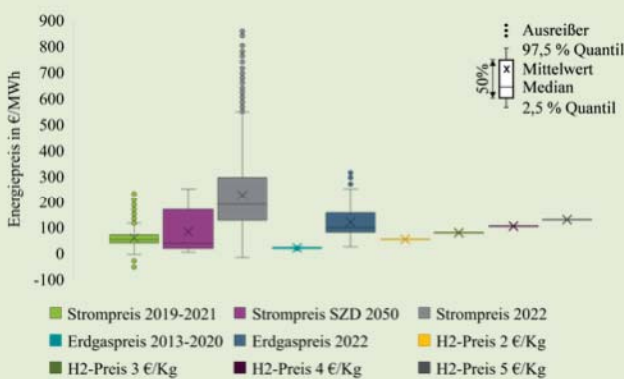


Bild 9: Preiszeitreihen für Strom und Gas für die untersuchten Szenarien und historischer Vergleich dieser

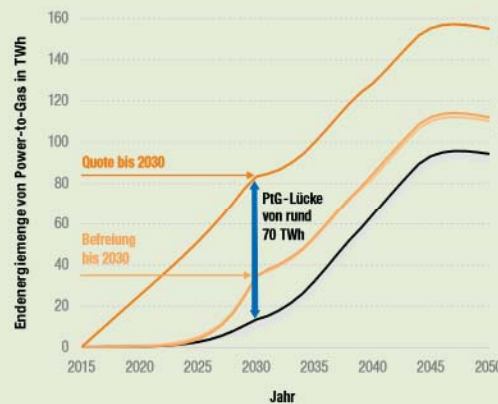


Bild 10: Prognostizierter Zuwachs an durch PtGA gelieferte Energie für ganz Deutschland unter der Annahme verschiedener Förderinstrumente [18]

- Szenarien:**
- III Basis + Einführung einer PtX-Quote
 - II Basis + komplette Befreiung von Umlagen, Abgaben und Steuern
 - I Basis + Befreiung von EEG und Stromsteuer, Einführung einer CO₂-Steuer* und Anrechnung von PtG im Emissionshandel
- Basis: 95 % Treibhausgas-Minderung bis 2050 vs. 1990
- Basis + verschiedene Einzelmaßnahmen

Es sticht jedoch weiterhin ins Auge, dass die Strompreise im Mittel deutlich über den Gaspreisen liegen. Eine Elektrolyse von Strom zu Wasserstoff bleibt demzufolge insbesondere dann nicht rentabel, wenn der Erdgaspreis als Erlös angesetzt wird.

H₂-Nutzungspfad 1.2: Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasverteilnetz unter Einbeziehung einer Grüngasquote
Wie in [16] beschrieben ist auf Basis der Szenarien nicht davon auszugehen, dass Wasserstoff auf lange Frist die Gebäudewärmeversorgung flächendeckend garantieren wird, allerdings

können natürlich neue Entwicklungen auch andere Notwendigkeiten schaffen. Grundsätzlich ist durchaus denkbar, dass Wasserstoff in die Erdgasnetze eingespeist wird, sodass zwischenzeitlich eine geeignete Transport-Infrastruktur aufgebaut werden kann und der Hochlauf der Technologie (PtG) beginnen kann. Das erleichtert einen späteren Umstieg hin zu einer direkten Nutzung von Wasserstoff deutlich. Ein geeignetes Instrument zur Gestaltung dieses Transformationsprozesses kann die Einführung einer Grüngasquote sein [17]. Wie in dem Abschlussbericht des Projekts SMARAGD beschrieben, könnte eine solche Quote (in dem Bericht auch PtX-Quote

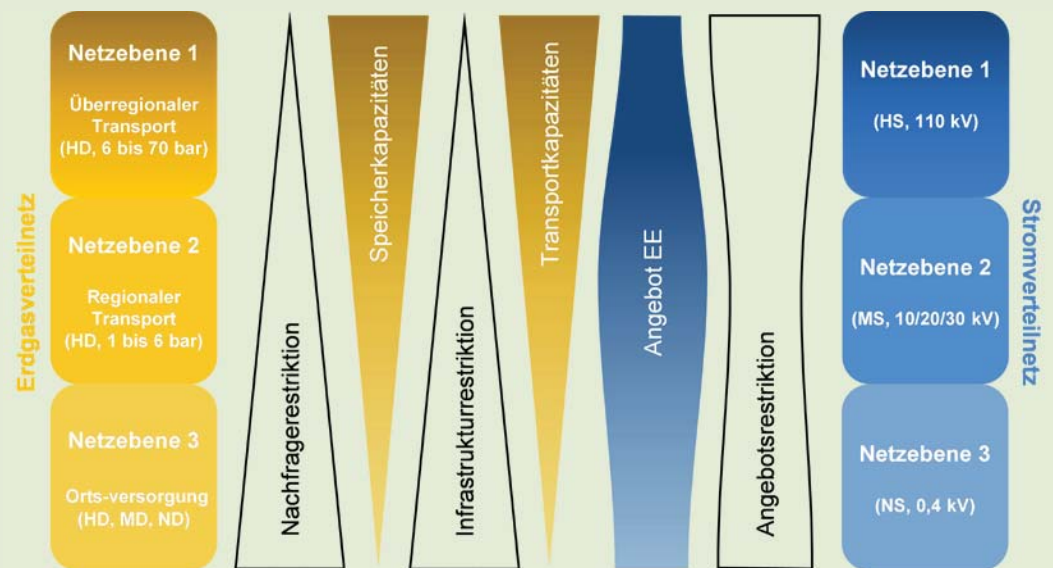


Bild 11: Modell zur Einschätzung der Restriktionen für den wirtschaftlichen Betrieb von PtGA

genannt) gesetzlich bspw. im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) im § 37a (Nutzung fortschrittlicher Kraftstoffe) verankert werden. Wie in **Bild 10** zu sehen ist, würde eine solche Quote laut der Quelle dazu führen, dass wesentlich früher, wesentlich mehr Elektrolyseure wirtschaftlich betrieben werden können. Für die dargestellten Ergebnisse wurde von einer von 0,5 % (2015) auf 5 % (2030) ansteigenden Grüngasquote, bezogen auf den gesamten Gasabsatz in Deutschland, ausgegangen. Weiterhin wurde angenommen, dass nach 2030 diese Quote außer Kraft gesetzt wird. Die Quote erzielt ihre Wirkung insbesondere im frühen Stadium, in dem nicht von einem alternativen, wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas Anlagen (PtGA) ausgegangen werden kann. Ab ca. 2030 kann man z. B. durch die Kostendegression der Investitionskosten, die steigende Nachfrage für grünen Wasserstoff und den geschaffenen regulatorischen Rahmen davon ausgehen, dass PtGA auch ohne eine solche Förderung wirtschaftlich betrieben werden können. Vor diesem Hintergrund eignet sich dieses Förderinstrument insbesondere gegenüber anderen Förderinstrumenten zur Gestaltung des Transformationspfades von Nutzungspfad 1 hin zu Nutzungspfad 2.

H₂-Nutzungspfad 2: Direkte Nutzung von Wasserstoff

Im Folgenden werden drei Arbeitshypothesen zur künftigen Entwicklung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff (Nutzungspfad 2) aufgestellt, um den Betrachtungsrahmen abzustechen.

Hypothese 1: Bei einem ambitionierten Klimaziel übersteigt der Bedarf an grünem Wasserstoff die sinnvollen Produktionspotenziale in Deutschland. Ein Import von Wasserstoff ist dementsprechend unabdingbar.

Hypothese 2: Nachfrage-, angebots-, infrastrukturbedingte Restriktionen bestimmen im Wesentlichen den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen.

Hypothese 3: Aus einer wirtschaftlichen Perspektive stehen die Restriktionen in einem direkten Verhältnis mit dem Import aus dem Ausland.

Im Folgenden wird ein Modell zur Abschätzung der Restriktionen für den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen beschrieben.

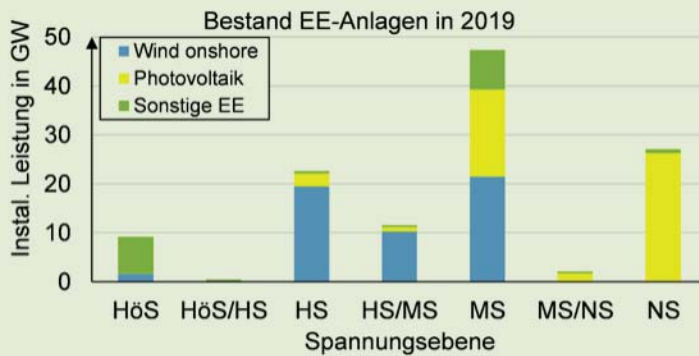
Restriktionen in den Verteilnetzen: Nachfrage-, Angebots- und Infrastrukturrestriktionen

Nachfragerestriktion

Die Nachfragerestriktion kann vornehmlich auf die zeitliche Differenz zwischen Angebot und Nachfrage des Gases zurückgeführt werden. Zu Zeitpunkten, in denen das Angebot die Nachfrage übersteigt, greift die Nachfragerestriktion und das produzierte Gas kann prinzipiell nicht vollständig abgesetzt werden. Diesem Umstand kann allerdings mit der Hilfe von Speichern begegnet werden. Daraus lässt sich auch eine Abhängigkeit der Nachfragerestriktion von der Gasnetzebene ableiten. In den höheren Gasnetzebenen (überregionaler Transport, siehe **Bild 11**) sind höhere Speicherkapazitäten (insbesondere durch die Untertagespeicher) vorhanden, während in den unteren Gasnetzebenen kaum Speicherkapazitäten vorhanden sind [19]. Durch diesen Umstand ist davon auszugehen, dass die Nachfragerestriktion in den unteren Netzebenen einen höheren Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb von PtGA hat.

Infrastrukturrestriktionen

Infrastrukturelle Restriktionen lassen sich insbesondere von den Möglichkeiten des Transports des erzeugten Gases ableiten. Dazu können die Transportkapazitäten des Erdgasnetzes herangezogen werden. Auch hier ist in Analogie zu den Speicherkapazitäten festzustellen, dass die Transportkapazitäten in den höheren Gasnetzebenen, einhergehend mit den höhe-



Quelle: Bundesnetzagentur

Bild 12: Installierte EE-Anlagen pro Stromnetzebene in 2019

ren Druckniveaus und den größeren Rohrleitungsdurchmessern, sehr viel höher sind als in den unteren Netzebenen (siehe Bild 11). Demzufolge lässt sich auch ableiten, dass die infrastrukturellen Restriktionen in den höheren Gasnetzebenen geringer als in den unteren Gasnetzebenen einzuschätzen sind. Zusätzlich sind weitere Faktoren, wie das Vorhandensein einer Transportinfrastruktur, Materialien der Betriebsmittel, Gasgemische etc. zu berücksichtigen.

Angebotsrestriktionen

Angebotsrestriktionen lassen sich insbesondere von der Verfügbarkeit an EE ableiten, aus denen mittels Elektrolyseverfahren synthetische Gase erzeugt werden können. Zu der Angebotsrestriktion gehört sowohl die zeitliche Verfügbarkeit als auch die Verfügbarkeit der benötigten Energiemengen. In DE sind die EE-Anlagen gemäß Bild 12 in den Stromnetzebenen installiert. Zu sehen ist, dass der Großteil der EE-Anlagen in der Mittelspannungsebene installiert wurde. Zusätzlich ist zu sehen, dass in der Niederspannungsebene insbesondere PV-Anlagen und in der Hochspannungsebene vorwiegend Windkraftanlagen installiert sind. Daraus lässt sich eine Angebotsrestriktion ableiten, die das EE-Angebot spiegelt (vgl. Bild 11). Anzumerken ist, dass die Skalierbarkeit der PtGA zu berücksichtigen ist. Kleinere Anlagen, bspw. im Haushaltssektor, können durch kleinere PV-Anlagen gespeist werden, während große PtGA eher von größeren Windkraftanlagen oder Freiflächenphotovoltaikanlagen gespeist werden.

Die beschriebenen Nutzungspfade und Restriktionen wurden als Grundlage für die Arbeiten im Projekt genutzt. Erste Ergebnisse bezüglich der darauf aufbauenden verteilnetzdienlichen Dimensionierung und Positionierung von dezentralen Elektrolyseuren sind in [20, 21 und 22] veröffentlicht worden.

3. Zusammenfassung

Das Forschungsprojekt ENSURE untersucht neue Energieinfrastrukturen zur Unterstützung der auf den Stromsektor

fokussierten Energiewende, einschließlich der Rolle von Wasserstoff als Flexibilitäts- und Speicheroption. Bereits heute gibt es die Nachfrage nach Wasserstoff in verschiedenen Industriezweigen, wie z. B. in der Chemie- oder Stahlindustrie. In Zukunft könnten auch andere Sektoren eine Wasserstoffnachfrage entwickeln, da dieser genutzt werden kann, um erneuerbare Energien in andere Sektoren ohne größere Infrastrukturmaßnahmen zu integrieren. Zurzeit wird Wasserstoff hauptsächlich auf Basis fossiler Rohstoffe gewonnen. Durch die Integration von Elektrolyseuren in das Strom- und Gasnetz könnte Wasserstoff eine Schlüsselrolle für das Gelingen der Energiewende einnehmen, um überschüssige erneuerbare Energien zu speichern, die Volatilität der Stromerzeugung von Wind und PV auszugleichen und Teile von Sektoren zu defossilisieren, die sonst erst langsam bzw. schlecht elektrifiziert werden könnten. Der in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2045 in Deutschland berechnete Mengenbedarf an Wasserstoff liegt in einem relativ weiten Bereich zwischen 100-600 TWh_{H₂}.

Die durch Elektrolyseure bereitgestellte Flexibilität kann aus gesamtsystemischer Sicht für die Erzeugung des Wasserstoffes in Deutschland sprechen. Eine regional aufgelöste, multi-modale Energiesystemoptimierung für das Jahr 2045 konnte im Rahmen von ENSURE zeigen, dass selbst bei Importkosten von 5-12 ct/kWh_{H₂} eine Erzeugung von Wasserstoff in einer Größenordnung von 71-215 TWh in Deutschland kosteneffizient sein kann. Dabei zeigte die Modellierung, dass eine Platzierung der Elektrolyseure vor allem in windstarken Regionen im Norden Deutschlands optimal ist, wobei der Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur dabei zwingend ist. Ein zusätzlicher Import von Wasserstoff wird dennoch notwendig sein, um die prognostizierte inländische Nachfrage in allen Sektoren zu decken.

Der Einsatz von Wasserstoff in Verteilnetzen könnte zur Effizienzsteigerung des Energiesystems beitragen, insbesondere wenn dezentrale Elektrolyseure zur Umwandlung von überschüssigem erneuerbarem Strom verwendet werden. Die Umstellung bestehender Erdgasnetze könnte somit einen

wichtigen Beitrag für die Umsetzung der Energiewende leisten. Schon heute können daher erste Umstellprojekte von Erdgasnetzen auf Wasserstoff zur Erprobung der Wasserstofftechnologien wichtige Erkenntnisse für den zukünftigen Hochlauf leisten und so die Infrastrukturentwicklung unterstützen. Untersuchungen haben bereits gezeigt, dass heutige Erdgasheizungen bis zu 20 Vol.-% von Wasserstoff vertragen. Damit könnten in der An- und Hochlaufphase der Integration von grünem Wasserstoff in unsere Energieversorgung viele Kunden erreicht und kurzfristig große Mengen Treibhausgasemissionen eingespart werden. Die Einführung einer Grün-gasquote könnte somit ein wirksames Instrument zur Förderung der Wasserstofftechnologie darstellen.

Für eine breite Wasserstoffnutzung sind jedoch noch viele Detailfragen zu Kosten, Infrastruktur und Regulierung zu klären.

In der dritten Phase von ENSURE werden weitere Themen in Bezug auf die Rolle von Wasserstoff im Energiesystem untersucht. Sowohl Fragen auf (inter-)nationaler Ebene bzgl. einer kombinierten Ausbauplanung der Strom-, Gas- und Wasserstofftransportnetze als auch lokale Fragen mit besonderem Bezug auf den Wärmesektor sollen untersucht werden.

Literatur

- [1] *Raheli, E. et al.*: „Optimal coordinated operation of integrated natural gas and electric power systems: A review of modeling and solution methods“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021
- [2] Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Fraunhofer-ISI et al. 2022
- [3] dena Factsheet Wasserstoff, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-FACTSHEET_Wasserstoff_PtG.pdf Letzter Zugriff: 2023-03-24 11:05
- [4] Path to hydrogen competitiveness, Jan 2020, Hydrogen Council
- [5] Netzentwicklungsplan, Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, Bundesnetzagentur, 15. Juni 2018, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf Letzter Zugriff: 2023-11-23 14:56
- [6] DVGW e.V.; RoadmapGas 2050; Forschungsvorhaben G 201824; beendet Dezember 2022
- [7] Roadmap Gas 2050, Deliverable 2.3, J. Sperlich, J. Hüttenrauch, DBI, 2022
- [8] <https://www.iea.org/reports/hydrogen-supply> Letzter Zugriff: 2023-03-24 11:14
- [9] <https://www.aceterminal.nl/en> Letzter Zugriff: 2023-03-24 11:14
- [10] <https://energy-utilities.com/financial-close-nears-for-neom-green-hydrogen-news117459.html> Letzter Zugriff: 2023-03-24 11:14
- [11] <https://power-to-x.de/japan-foerdert-aufbau-von-fluessigwasserstoff-lieferkette-in-australien-mit-15-milliarden-euro/> Letzter Zugriff: 2023-03-24 11:15; <https://www.offshore-energy.biz/suiso-frontier-brings-worlds-1st-lh2-shipment-to-japan/> Letzter Zugriff: 2023-03-24 11:15
- [12] <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2022/presseinfo-25-Ing-terminals-wasserstoff-ammoniak.html> Letzter Zugriff: 2023-03-24 11:15
- [13] Husarek, Dominik, 2023. Analysis of sector-coupling effects between the mobility sector and the energy system under consideration of energy transport and charging infrastructure. <https://doi.org/10.26083/TUPRINTS-00023140>
- [14] Börsenpreise EPEX Spot DE-LU (PHELIX) Day Ahead
- [15] Börsenpreise EEX-THE-DAY Day Ahead
- [16] *Gerhardt, N.; Bard, J.; Schmitz, R.; Beil, M.; Pfennig, M. und Kneiske, D. T.*: „Wasserstoff IM zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf
- [17] *Ahnis, E. et al.*, „Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengestützten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens „SMARAGD“, 2018
- [18] „Klimaschutz-gruene-gase-smaragd-projekt“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/klimaschutz-gruene-gase-smaragd-projekt.pdf>
- [19] *Konstantin, P.*: Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 4. Aufl. Berlin: Springer Berlin; Springer Vieweg, 2017
- [20] *Jakob, J. et al.*: „Simulation of an Integrated Planning of Power and Gas Distribution Grids Considering Power-to-Gas and Gas-to-Power Units“, *Proceedings of the CIRED Workshop 2020, Berlin (2020)*
- [21] *Jakob, J. et al.*: „Optimal Dimensioning of Power-to-Gas Units in the Context of Integrated Power and Gas Grid Planning in Distribution Grids“, *4th International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Vaasa, Finland (2021)*
- [22] *Jakob, J. et al.*: „Economic and Technical Benefits of Integrated Power and Gas Grid Planning in Distribution Grids“, *27th International Conference and Exhibition on ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED), Rome (2023)*

Diskutierte Studien

Es wurden im Austausch der Arbeitsgruppe viele Studien besprochen und in Teilen diskutiert. In dieser Liste sind sie für den späteren Gebrauch aufgelistet und kurz beschrieben.

Dazu gehören:

- Roadmap Chemie 2050 (DECHEMA, 2019) – Die Studie fokussiert die Defossilisierung in der Chemieindustrie: Es wird für die verschiedene Industrien untersucht, ob eine Elektrifizierung oder eine Substitution des Energieträgers bzw. Feedstocks mit Hinblick auf die Defossilisierung der Endprodukte sinnvoll ist.
- Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050 – Gas for Climate (Navigator/Guidehouse, 2020): Europäische Studie zur Dekarbonisierung des Gasverbrauchs in den Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Strom unter Berücksichtigung der Gasinfrastruktur. In der Studie werden die Investitionen im Energiesystem von 2020–2050 berechnet. Biomethan und Wasserstoff werden als zentrale Bausteine in den Szenarien gesehen, wobei der Großteil des Wasserstoffes in der Industrie und im Stromsektor zum Einsatz kommen soll.
- Wasserstoff Roadmap für Deutschland (Fraunhofer-ISI und -ISE, 2019) – Wissenschaftliches Positionspapier zur Wasserelektrolyse und Wasserstoffnutzung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung ISI und des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE. In diesem wird ein möglicher Transformationspfad, wie sich die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland entwickeln kann, vorgestellt. Dabei liegt der Fokus auf der Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse und dem Wasserstoffverbrauch in den Verbrauchergruppen Industrie, Verkehr, Gebäude und Stromerzeugung.
- Europäische/Nationale Absichtsbekundungen aus der Politik (u. a. nat. Wasserstoffstrategie)
 - Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung (BMWi, 2020)
 - Nennung von bewilligten Fördersummen und Ausbauzielen.

Wasserstoffbedarf in DE bis 2030 zwischen 90 und 110 TWh, Elektrolyseleistung bis 2030 5 GW, bis 2040 10 GW.

- EU Green Deal (Europäische Kommission 2019/2020) -- Absichtsbestimmungen zu Klimaneutralität bis 2050, sowie einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft in der auch Wasserstoff und Wasserstoffnetze genannt werden.
- Infrastrukturanalyse FZ Jülich und H2MOBILITY (2018) – Vergleich von Infrastrukturinvestitionen (bis ins Verteilnetz) für verschiedene Durchdringung von Elektromobilität und Mobilität auf Basis von Wasserstoff. Dabei wird sowohl auf Stärken als auch Schwächen der jeweiligen Infrastrukturoptionen eingegangen. Ergebnis ist, dass bei hoher Durchdringung von Wasserstoffmobilität die benötigten Investitionen deutlich geringer sein können.
- European Hydrogen Backbone (2020) -- Initiative europäischer Netzbetreiber zum Aufbau eines Leitungsnetzes für Wasserstoff. Mischung aus Umstellung existierender Leitungsstränge und Neubau ausgehend von der niederländischen und deutschen Nordseeküste.
- IndWeDe (NOW GmbH, 2018) - Die Studie liefert eine umfassende Übersicht über Alkalische-, PEM- und SO-Wasserelektrolysen. Dazu sind Potenzialschätzungen zur Industrie und Kostenentwicklungen, sowie ökonomische Betrachtungen verschiedener Sektoren enthalten.
- H2vorOrt (DVGW, VKU, 2021) – Initiative deutscher Gasverteilnetzbetreiber zur Eignung und Umstellung eigener Gasnetzgebiete. Reiner Wasserstoff in Fernleitungen wird, je nach Anforderungen, regional eingespeist, beigemischt oder methanisiert.
- Quo Vadis Elektrolyse (Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Thyssengas GmbH, TenneT TSO GmbH, 2021) - Standortanalyse von netzdienlichen Elektrolyseuren auf Übertragungsnetzebene zur Reduktion von Redispatchmaßnahmen im nordwestlichen Niedersachsen und Schleswig-Holstein.
- Netzdienliche Wasserstoffherzeugung (Reiner Lemoine Institut 2022) - Analyse netzdienlicher Elektrolyseure auf Mittelspannungsebene. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf der geeigneten Standortwahl sowie der Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure.
- Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsgesetz Abschnitt 3b §§ 28j ff. (2021) – Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 26. Juli 2021 sind neue Regelungen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen in Kraft getreten.
- World Energy Outlook, IEA (2022): Jährlich erscheinende Studie zur Entwicklung von Stromerzeugung und Verbrauch sowie den Auswirkungen auf Energiesicherheit, Umweltschutz und ökonomische Entwicklung in den betrachteten Ländern. Die Studie kommt zu der Aussage, dass aktuelle Energiepreisentwicklungen und Diskussionen um die Energiesicherheit den Einsatz wasserstoffbasierter Energieträger weltweit befördern - zunächst mit Produktionen nahe dem Verbrauch, dann aber auch zunehmend mit internationalen Projekten.
- Auswirkungen von Wasserstoff auf die Atmosphäre: Verschiedene Publikationen adressieren mögliche Einflüsse von Wasserstoffemissionen in der Atmosphäre. Da diese Thematik nicht im Fokus der Arbeiten in ENSURE war, wurde dieses Thema zwar teilweise erwähnt, jedoch nie in aller Tiefe diskutiert und wird daher auch im Weiteren nicht betrachtet. Die Interessierten Leser werden auf folgende Artikel verwiesen: Wirkzusammenhänge der Abbaupläufe der Treibhausgase[L1]; Bedeutung von Hydroxyl für den Abbau klimaschädlicher Gase[L2]; Einfluss von Wasserstoff auf die Atmosphäre[L3].

- Agora Energiewende – 12 Thesen zu Wasserstoff (2022): 12 Thesen zum Thema Wasserstoff. Besonderer Fokus liegt dabei auf sogenannten No-Regret-Maßnahmen, die unabhängig von der Diffusion von Wasserstofftechnologien getätigt werden sollten.

[L1] Warwick, N. et al., „Atmospheric implications of increased Hydrogen use“, 2022

[L2] Montzka, S.A., et al., „Small Interannual Variability of Global Atmospheric Hydroxyl“, Science, 2011

[L3] Bertagni, M.B., et al., „Risk of the hydrogen economy for atmospheric methane“, nature communications, 2022

Autoren



Louis Wayas, M.Sc.

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe | wayas@dvwg-ebi.de



Joshua Jakob, M.Sc.

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal | Wuppertal | jakob@uni-wuppertal.de



Christian Perau, M.Sc.

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe | christian.perau@kit.edu



Dr.-Ing. Dominik Husarek

Siemens AG | München | dominik.husarek@siemens.com