

# FACT SHEET – GRÜNER WASSERSTOFF

Bestandsaufnahme regulatorischer und infrastruktureller Rahmenbedingungen  
für die industrielle Transformation in Nordrhein-Westfalen

Ein Ergebnis des Themenfeldes 4 – Rahmenbedingungen des Forschungsprojektes  
SCI4climate.NRW

**SCI4climate.NRW** ist ein vom Land Nordrhein-Westfalen unterstütztes Forschungsprojekt zur Entwicklung einer klimaneutralen und zukunftsfähigen Industrie im Jahr 2050. Das Projekt ist innerhalb der Initiative IN4climate.NRW verankert und repräsentiert die Seite der Wissenschaft. Das Projekt erforscht die technologischen, ökologischen, ökonomischen, institutionellen und (infra)-strukturellen Systemherausforderungen für produzierende Unternehmen in Nordrhein-Westfalen. Ein transdisziplinärer Prozess mit den Partnerinnen und Partnern aus der Industrie und Wissenschaft erarbeitet gemeinsam mögliche Pfade und deren Auswirkungen hin zu einer klimaneutralen Industrie.



### **Bibliographische Angaben**

Herausgeber: SCI4climate.NRW  
Veröffentlicht: Mai 2020  
AutorIn/nen: Malte Küper, Institut der deutschen Wirtschaft  
Kontakt: kueper@iwkoeln.de  
Bitte zitieren als: SCI4climate.NRW 2020: *Fact Sheet Grüner Wasserstoff, Bestandsaufnahme regulatorischer und infrastruktureller Rahmenbedingungen für die industrielle Transformation in Nordrhein-Westfalen, Köln*

## Ausgangslage

Grüner Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien ist einer der vielversprechendsten Energieträger auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Industrie und kann in vielen Branchen eingesetzt werden, in denen eine Prozesselektrifizierung nicht oder nur in begrenztem Maße möglich ist. Um großskalige Investitionen im Bereich der industriellen Nutzung von grünem Wasserstoff zu ermöglichen, sind transparente und langfristig zuverlässige Rahmenbedingungen für die beteiligten Akteure unabdingbar. Gleichzeitig erfordert der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft eine bedarfsgerechte Infrastruktur, die von der Erzeugung des Wasserstoffs in Elektrolyseuren, über den Transport des klimaneutralen Gases zu den Verbrauchszentren, bis hin zum Einsatz bei den Endanwendern technisch und wirtschaftlich umsetzbar ist.

Im vorliegenden Fact Sheet wurden, unterteilt in die Bereiche *Erzeugung*, *Transport* und *Anwendung*, die regulatorischen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen des Einsatzes von grünem Wasserstoff analysiert und in kompakter Darstellung zusammengefasst. Ziel ist es, eine kurze Einführung der derzeitigen Rahmenbedingungen zu liefern. Mit Blick auf die anstehende Veröffentlichung der deutschen Wasserstoffstrategie kann es in den nächsten Monaten zu deutlichen Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen kommen, dies sollte bei der Betrachtung des Dokuments zu einem späteren Zeitpunkt berücksichtigt werden.

ERZEUGUNG	
Regulierung	Infrastruktur
<p><b>Erzeugungskosten</b> Die Wasserelektrolyse wird als zentrale Technologie zur Erzeugung grünen Wasserstoffs (H<sub>2</sub>) angesehen (Fraunhofer 2019). Die Erzeugungskosten der Elektrolyse liegen gegenwärtig zwischen 8 ct/kWh (Agora Energiewende 2018) beziehungsweise 18 ct/kWh (<math>\approx 3 - 6 \text{ €/kgH}_2</math>) (Energy Brainpool 2018), während die Kosten der fossilen Erdgasdampfpreformierung bei etwa 4 ct/kWh liegen (<math>\approx 1,30 \text{ €/kgH}_2</math>) (Energy Brainpool 2018). Bloomberg New Energy Finance (2020) geht davon aus, dass grüner Wasserstoff bis zum Jahr 2030 zu Kosten von unter 2 €/kgH<sub>2</sub> und bis 2050 unter 1 €/kgH<sub>2</sub> produzierbar sein wird. Agora Energiewende sieht Preise von 4 €/kgH<sub>2</sub> (2030) beziehungsweise 2,80 €/kgH<sub>2</sub> (2050) als realistisch (Greenpeace Energy 2020). Wesentliche Kostentreiber der Wasserstoffherstellung sind neben den Umwandlungsverlusten, der Auslastung und den Investitionskosten der Anlagen die Strombezugskosten (Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018). Ein Großteil davon entfällt dabei unter aktuellen Rahmenbedingungen bei Netzstrombezug auf Steuern, Abgaben und Umlagen – auch weil Elektrolyseure gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als Letztverbraucher definiert werden.</p> <p><b>Ausnahmeregelungen für Elektrolyseure bei Netzstrombezug</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Netzentgelte</i>: Elektrolyseure sind nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG für 20 Jahre von Netzentgelten befreit.</li> <li>• <i>EEG-Umlage</i>: Eine besondere Befreiung von der EEG-Umlage für Elektrolyseure ist nicht gegeben, da das EEG nur eine Befreiung von Speichern mit dem Zweck der Zwischenspeicherung vorsieht. Eine Reduzierung um bis zu 20 Prozent für bestimmte stromkostenintensive Unternehmen § 64 EEG 2017 ist laut dena (2018) in den meisten Fällen nicht anwendbar.</li> <li>• <i>Stromsteuer</i>: Eine Stromsteuerbefreiung des für die Elektrolyse bezogenen Stroms kann für Unternehmen des produzierenden Gewerbes gemäß StromStG § 9a Abs. 1 erfolgen.</li> <li>• <i>Sonstige Abgaben (KWKG-Umlage, Konzessionsabgabe, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Abschaltbare-Lasten-Umlage)</i>: Nach derzeitiger Kenntnis sind diese Abgaben bei Netzstrombezug vollständig zu entrichten.</li> </ul> <p><b>Ausnahmeregelungen für Elektrolyseure bei Eigenstromversorgung</b> Bei der Eigenversorgung ist lediglich die EEG-Umlage zu entrichten. Eine (teilweise) Befreiung von der EEG-Umlage nach §§ 61 – 61e EEG 2017 ist unter Umständen zusätzlich möglich.</p>	<p><b>Elektrolysekapazitäten</b> Im Jahr 2018 wurden 99 Prozent des weltweit verwendeten Wasserstoffs auf Basis fossiler Energien erzeugt (Bloomberg New Energy Finance 2020), die Wasserelektrolyse hat gegenwärtig einen vernachlässigbaren Anteil an der Wasserstoffproduktion. Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE (2019) gehen von einem Elektrolysebedarf in Deutschland von 4 bis 20 GW bis zum Jahr 2030, beziehungsweise 50 bis 80 GW bis 2050 aus. Im Jahr 2019 waren in Deutschland gemäß DVGW (2020) circa 35 Pilot- und Demonstrationsanlagen mit einer Leistung von 30 MW in Betrieb (NRW: 3 Anlagen mit einer Gesamtleistung &lt; 3 MW). Etwa 20 weitere Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 250 MW sind in Planung, darunter zwei Elektrolyseure mit einer Leistung von jeweils &gt; 100 MW (NRW: 3 Anlagen mit einer Gesamtleistung von circa 10 MW).</p> <p><b>Elektrolyseverfahren</b> Derzeit gibt es vor allem drei Verfahren, die sich sowohl im Stand der Technik (Technology Readiness Level, TRL) als auch bei den Investitionskosten (CAPEX) deutlich unterscheiden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Alkalische Elektrolyse</i>: Niedrigtemperaturverfahren   Investitionskosten 800 – 1.500 €/kW   TRL 9   Deutschland: 15 Anlagen in Betrieb und 4 in Planung (NRW: 1/1)</li> <li>• <i>PEM-Elektrolyse</i>: Niedrigtemperaturverfahren   Investitionskosten 900 – 1.850 €/kW   TRL 6 – 8   Deutschland: 17 Anlagen in Betrieb und 13 in Planung (NRW: 2/2)</li> <li>• <i>Festoxid-Elektrolyse</i>: Hochtemperaturverfahren   Investitionskosten 2.200 – 6.500 €/kW   TRL 4 – 6   Deutschland: 2 Anlagen in Betrieb und 0 in Planung (NRW: 0/0)</li> </ul> <p>Die Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) belaufen sich laut Angaben von Energy Brainpool (2018) auf etwa 4 Prozent der Investitionskosten und die wirtschaftliche Lebensdauer bei einer konservativen Schätzung auf zehn Jahre. Perspektivisch ist bei allen drei Elektrolysetechnologien durch Skaleneffekte, Forschung und Entwicklung sowie Automatisierung der derzeitigen Manufakturfertigung (Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE 2019) mit deutlichen Kostenreduktionen zu rechnen (dena 2018).</p> <p><b>Elektrolysetechnologie in Deutschland</b> Deutschland verfügt bereits heute über eine im europäischen Vergleich gut aufgestellte Forschungslandschaft der verschiedenen Elektrolysetechnologien (Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE 2019) und kann als weltweit größter Exporteur von Elektrolyseuren (frontier economics und IW 2018) zudem auf bereits vorhandene Expertise für den Aufbau einer Erzeugungsinfrastruktur zurückgreifen.</p>

## TRANSPORT

### Regulierung

#### Regulatorische Weichenstellung für Umwidmungen und reine H<sub>2</sub>-Leitungen

Damit energieintensive Unternehmen, beispielsweise der Stahl- und Chemiebranche, ihre Prozesse schrittweise auf klimaneutralen Wasserstoff umstellen können, muss auf regulatorischer Seite die Basis für den Aufbau einer Transports- und Handelsinfrastrukturen geschaffen werden. Gemäß des Regelwerks des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW), kann Wasserstoff bereits heute überall dort mit bis zu 10 Prozent in das bestehende Gasnetz eingespeist werden, wo es keine Einschränkungen durch spezifische Anwendungen gibt. Bis zum Jahr 2030 soll dies ohne Einschränkungen regulatorisch verbindlich gelten. Eine Beimischung von 20 Prozent gilt des Weiteren als technisch machbar und wird als Zielgröße verfolgt (DVGW 2019b), langfristig wird sogar eine Beimischung von bis zu 50 Prozent als möglich erachtet (Deutscher Bundestag 2019). Ein gemeinsamer Verbändevorschlag (FNB GAS et al. 2020) zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze im April 2020 forderte unter anderem die:

- Einführung einer eigenen Definition für reine Wasserstoffnetze und Anpassungen im Energiewirtschaftsgesetz und der Gasnetzzugangsverordnung, um den Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen mit separater Bilanzierung zu ermöglichen.
- Genehmigung zur Umstellung bestehender Infrastrukturen auf Wasserstoff, da Betreiber von Fernleitungsnetzen nach geltender Rechtsauffassung nicht berechtigt sind, regulierte reine Wasserstoffnetze zu errichten und zu betreiben.
- Sortenreine Einspeisung von Gasen (z. B. Wasserstoff) in das jeweilige Netz, auch auf Fernleitungsebene, zu ermöglichen, um eine sortenreine Versorgung der Kunden zu gewährleisten.

#### Anpassungen zum grenzüberschreitenden Handel

Der DVGW (2019a) kritisiert in einem Positionspapier zur Nationalen Wasserstoffstrategie, dass der aktuelle Rechtsrahmen „keinen grenzüberschreitenden Handel und Transport von erneuerbaren Gasen“ erlaube, „Dekarbonisierte und teildekarbonisierte Gase nicht anerkannt“ und unterschiedliche Definitionen für erneuerbare Gase im nationalen und europäischen Rechtsrahmen existierten.

### Infrastruktur

#### Nutzung vorhandener Gasinfrastruktur

Derzeit werden nur 5 Prozent des weltweit erzeugten Wasserstoffs gehandelt (Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE 2019), weshalb es bisher keinen signifikanten Wasserstofftransport gibt. Für den schnellen Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft wird eine Nutzung des bestehenden Erdgasnetzes angeregt, entweder durch die anteilige Beimischung von Wasserstoff oder durch die Umwidmung von Gas- zu Wasserstoffnetzen. Dadurch kann zunächst auch ohne größere Zusatzinvestitionen und eine sich erst entwickelnde Wasserstoffnachfrage, eine Transportinfrastruktur geschaffen werden. Gleichzeitig wird so auf die durch Klimaschutzmaßnahmen erwartete, rückläufige Erdgasnachfrage und damit verbundene frei werdende Leitungskapazitäten reagiert (MWIDE 2019). Um auf nationaler Ebene einen großflächigen Netzausbau zu ermöglichen, veröffentlichten die Gasfernleitungsbetreiber (FNB) Anfang 2020 einen ersten Entwurf für ein knapp 6.000 km langes Wasserstoffnetz, das zu 90 Prozent auf dem existierenden Erdgasnetz basiert (Handelsblatt 2020).

#### H<sub>2</sub>-Netz in NRW

Das existierende Wasserstoffpipelinennetz der Air Liquide GmbH in NRW umfasst im Rhein-Ruhr-Gebiet eine Gesamtlänge von rund 240 km und beliefert industrielle Großabnehmer (EnergieAgentur.NRW 2017; UBA 2016). Damit gehört das Ruhrgebiet zu einem der drei großen industriellen Wasserstoffcluster in Deutschland, die derzeit mit grauem Wasserstoff versorgt werden. Im Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 wurde das Ruhrgebiet, aufgrund der hohen Anzahl relevanter Industrieanlagen, bereits als „attraktives Zielgebiet für Wasserstoff“ vermerkt (FNB GAS 2019).

#### Internationaler H<sub>2</sub>-Transport

Den erwarteten, hohen Bedarf an grünem Wasserstoff wird Deutschland durch nationale Erzeugung mittel- und langfristig nicht alleine decken können, daher kommt parallel zur Etablierung einer inländischen Infrastruktur dem Aufbau einer Wasserstoffimportinfrastruktur eine entscheidende Bedeutung zu (Agora Energiewende 2019; DVGW 2019a).

## ANWENDUNG

Regulierung	Infrastruktur
<p><b>Umsetzung RED II</b></p> <p>Im Dezember 2018 trat die überarbeitete europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (2018/2011/EU) in Kraft. Kraftstoffanbieter werden darin verpflichtet, bis 2030 einen Mindestanteil an erneuerbaren Energien von 14 Prozent am Endenergieverbrauch vorzuweisen. Durch die Novellierung können dabei nicht mehr nur Kraftstoffe biogenen Ursprungs, sondern auch gasförmige Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien auf die Treibhausgasminderungsquote im Kraftstoffsektor angerechnet werden, sofern diese als Zwischenprodukt zur Herstellung konventioneller Kraftstoffe Verwendung finden (Europäische Union 2018). Die Umsetzung von RED II in nationales Recht, zu der die Mitgliedsstaaten bis Ende Juni 2021 verpflichtet sind, würde so zur Etablierung eines ersten bedeutenden Absatzmarktes für klimaneutralen Wasserstoff beitragen.</p> <p><b>Politikinstrumente</b></p> <p>Um der Industrie den Umstieg auf grünen Wasserstoff zu ermöglichen, werden in der politischen Diskussion verschiedene Instrumente diskutiert, mit denen die derzeitigen Mehrkosten gegenüber fossilen Energieträgern ausgeglichen (Contracts for Difference, Steuer- und Umlagenbefreiung) beziehungsweise die Nachfrage erhöht werden soll (Grüngas-Quote).</p> <p><b>EU-Emissionshandel ETS</b></p> <p>Der Wasserstoffeinsatz in am EU-Emissionshandel (ETS) teilnehmenden Branchen, kann sich positiv auf die Kosten der Anlagen auswirken, da durch die geringeren Emissionen weniger CO<sub>2</sub>-Zertifikate erworben werden müssen. Dazu gehören laut dena (2019) beispielsweise Raffinerien, die chemische Grundstoffindustrie, aber auch weitere am ETS-Handel teilnehmende Unternehmen, in denen sich zum Beispiel durch die Bereitstellung von Prozesswärme auf Basis von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern (z. B. synthetisches Methan), CO<sub>2</sub>-Einsparungen ergeben. Allerdings würden für innovative Verfahren wie der klimafreundlichen Stahlproduktion mittels Direktreduktion, auch „weniger Zertifikate kostenlos zugeteilt, da der Benchmark für dieses Verfahren geringer ist.“ Unter aktuellen Rahmenbedingungen wird der Anreiz des ETS zur Umstellung der Stahlherstellung daher als gering eingeschätzt (dena 2019).</p>	<p><b>Industrielle Einsatzgebiete</b></p> <p>Etwa 60 TWh Wasserstoff pro Jahr werden derzeit vor allem für die Anwendung in der Stahl- und Chemieindustrie sowie in Raffinerieprozessen eingesetzt (DVGW 2019b), NRW hat dabei mit etwa 40 Prozent den höchsten Anteil (FZ Jülich 2019). Um die Emissionen in diesen Branchen zu senken, wird der gegenwärtig eingesetzte fossile Wasserstoff sukzessive durch klimaneutralen Wasserstoff ersetzt werden müssen. Gleichzeitig wird Wasserstoff auch überall dort Anwendung finden, wo eine Elektrifizierung allein nicht oder nur unter sehr großem Mehraufwand möglich wäre. Das Fraunhofer Institut erwartet, dass sich die gesamte Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2050 zwischen 250 und 800 TWh bewegen wird. Besonders große Potenziale bieten sich in der Stahl- und chemischen Grundstoffindustrie aber auch im Schwerlastverkehr (Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE 2019).</p> <p><b>Stahlindustrie</b></p> <p>Mit der Umstellung der Stahlerzeugung von der fossilen Hochofenerzeugung auf die Direktreduktion von Eisenerz unter Einsatz von Wasserstoff, kann Stahl mit um bis zu 95 Prozent geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen produziert werden (dena 2019). Gemäß dena liegt der Produktionspreis bei Stahl aus Direktreduktion allerdings noch etwa 200 – 400 Euro pro Tonne über den Kosten der konventionellen Stahlproduktion im Hochofen. Bis zum Jahr 2050 wird die Wasserstoffnachfrage in der Stahlindustrie auf 38 bis 56 TWh steigen (Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE 2019). Eine mögliche technische Verfügbarkeit der Direktreduktion wird ab dem Jahr 2025 – 2030 erwartet (Agora Energiewende 2019).</p> <p><b>Chemieindustrie</b></p> <p>Fossiler Wasserstoff wird bereits heute als Grundstoff zur Produktion von Chemikalien wie Ammoniak und Methanol eingesetzt. Durch Umstellung auf klimaneutralen Wasserstoff können die prozessbedingten Emissionen vollständig vermieden werden. Die Kosten von CO<sub>2</sub>-freiem, synthetischem Ammoniak und Methanol sind aktuell um ein Vielfaches höher als die der konventionellen Erzeugung (dena 2019). Der derzeitige Wasserstoffbedarf der Ammoniak- und Methanolherstellung beläuft sich auf etwa 30 TWh und wird laut Umweltbundesamt bis zum Jahr 2050 etwa konstant bleiben (UBA 2016). Agora Energiewende (2019) schätzt, dass die technische Verfügbarkeit der Elektrolyse von grünem Wasserstoff für die Chemieindustrie ab 2025 – 2035 möglich ist.</p>

## Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2018): Die Zukunft strombasierter Brennstoffe: Verwendung, Kosten, Nachhaltigkeit.
- Agora Energiewende (2019): Klimaneutrale Industrie Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement.
- Agora Verkehrswende; Agora Energiewende (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.
- Bloomberg New Energy Finance (2020): Hydrogen Economy Outlook.
- dena (2018): Power to X Technologien.
- dena (2019): Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels.
- Deutscher Bundestag (2019): Grenzwerte für Wasserstoff (H<sub>2</sub>) in der Erdgasinfrastruktur.
- DVGW (2019a): DVGW-POSITIONSPAPIER vom 5. Dezember 2019 zur Nationalen Wasserstoff-Strategie.
- DVGW (2019b): Wasserstoff: Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in allen Sektoren.
- DVGW (2020): Power-to-Gas Interaktive Karte. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/power-to-gas/interaktive-power-to-gas-karte/>, zuletzt geprüft am 30.04.2020.
- EnergieAgentur.NRW (2017): Sektorenkopplung in Nordrhein-Westfalen.
- Energy Brainpool (2018): Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs.
- Europäische Union (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). 2018/2001/EU. In: Amtsblatt der Europäischen Union (L 328/82).
- FNB GAS (2019): Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Szenariorahmen 2020.
- FNB GAS; BDI; BDEW; VIK; DIHK (2020): Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt.
- Fraunhofer ISI; Fraunhofer ISE (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland.
- FZ Jülich (2019): Transformationsstrategien für das Energiesystem und industrielle Wasserstoffnachfrage.
- Greenpeace Energy (2020): Kurzstudie Blauer Wasserstoff.
- Handelsblatt (2020): Gasnetzbetreiber legen Plan für deutschlandweites Wasserstoffnetz vor 2020, 28.01.2020.
- MWIDE (2019): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen.
- UBA (2016): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger.