

**Schriftliche Stellungnahme des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie zum SPD-Antrag „Infrastrukturausbau ermöglichen und Wasserstoffhochlauf systematisch voranbringen für klimaneutrale Industrie und Mittelstand in Nordrhein-Westfalen“ vom 12.09.2023**  
**Drucksache 18/5854**

**Autoren:**

Dr. Ing. Karin Arnold, Co-Leiterin Forschungsbereich „Systeme und Infrastrukturen“ in der Abteilung „Zukünftige Energie- und Industriesysteme“

Frank Merten, Co-Leiter Forschungsbereich „Systeme und Infrastrukturen“ in der Abteilung „Zukünftige Energie- und Industriesysteme“

## **1 Hintergrund**

Der oben genannte Antrag der SPD-Fraktion im Landtag von Nordrhein-Westfalen konstatiert, dass zur Sicherung von Beschäftigung und Wohlstand im Verarbeitenden Gewerbe der zügige Aufbau einer umfangreichen Wasserstoffinfrastruktur im Land unerlässlich sei. Dies liege im Wesentlichen daran, dass

- „Nordrhein-Westfalen als küstenferne Region ... nicht nur auf einen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Landesgebiet selbst sowie auf leistungsstarke Stromleitungen aus dem Norden, sondern als Energieimportland und Großverbraucher von Energie insbesondere auf eine leistungsstarke Wasserstoffinfrastruktur schon ab den 2030er Jahren angewiesen ist.“,
- „70 Prozent der mittelständischen Industrie nach Aussagen von Verteilnetzbetreibern ihre Prozesse aus technischen Gründen nicht elektrifizieren können und auf gasförmige Energieträger wie Wasserstoff angewiesen sind, um ihre Prozesse zu erhalten und damit verbundene Arbeitsplätze zu sichern“ und
- „gleichzeitig 80 Prozent der Industriebetriebe nicht wie einige Großabnehmer direkt an die Fernleitungsnetze angebunden sind, sondern ihre Energie ... über weiter verzweigte Verteilnetze von bspw. Westnetz oder kommunalen Stadtwerken beziehen“.

Im Folgenden wird zu ausgewählten Aussagen aus diesem Antrag Stellung genommen. In die Stellungnahme fließen die Erkenntnisse der wissenschaftlichen Arbeiten des Wuppertal Instituts der vergangenen Jahre zur zukünftigen Rolle von Wasserstoff in der Industrietransformation ein. Dem Ziel des Antrags, den Wasserstoffhochlauf und -Infrastrukturausbau für eine klimaneutrale Industrie und einen klimaneutralen Mittelstand in Nordrhein-Westfalen auf eine nachhaltige Weise voranzubringen, schließen wir uns an, auch wenn wir in Bezug auf einzelne Aussagen des Antrags zum Teil zu abweichenden Einschätzungen kommen.

## 2 Mittelständische Unternehmen können zwischen rd. 30% und 85% ihrer Prozessenergie elektrifizieren

Der oben genannte Antrag konstatiert, dass

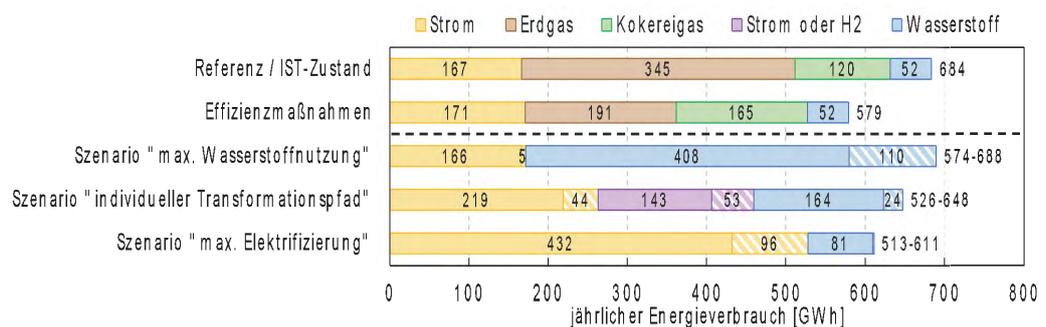
- „70 Prozent der mittelständischen Industrie nach Aussagen von Verteilnetzbetreibern ihre Prozesse aus technischen Gründen nicht elektrifizieren können und auf gasförmige Energieträger wie Wasserstoff angewiesen sind, um ihre Prozesse zu erhalten und damit verbundene Arbeitsplätze zu sichern“

Die Möglichkeiten zur Elektrifizierung von technischen Prozessen sind differenziert zu betrachten, da sie von mehreren Faktoren abhängen. Dazu gehört zum einen die Einbindung des einzelnen Prozesses in den gesamten Betriebsablauf, während die Anbindung an gegebene und auszubauende Infrastruktur ebenfalls eine wichtige Rolle spielt. Vor allem aber ist bei der Bereitstellung von Prozesswärme auf das benötigte Temperaturniveau zu achten. Prozesswärme lässt sich anhand der benötigten Temperaturen in drei Bereiche unterteilen:

- Niedertemperatur (< 200 °C): hier ist in der Regel eine vollständige Elektrifizierung der Prozesswärmeversorgung umsetzbar und je nach Verfahren und Temperaturniveau um den Faktor zwei bis fünf effizienter als der Einsatz von Wasserstoff.
- Mittlerer Temperaturbereich 200 bis 500 °C: Auch in diesem Temperaturbereich ist eine Elektrifizierung in der Regel technisch umsetzbar, allerdings ist der Effizienzgewinn (Faktor eins bis zwei bezogen auf Endenergie) geringer als im Niedertemperaturbereich. Daher konkurriert die Elektrifizierung in diesem Bereich verstärkt mit wasserstoff- oder biomassebasierten Verfahren.
- Hochtemperatur (500 bis 1200°C): Hier kommen bei der Elektrifizierung bereits heute verschiedene technisch-physikalische Verfahren wie Widerstands-Erwärmung, induktive, konduktive sowie Plasma- oder Lichtbogen-Verfahren z.B. bei der Sekundärstahlerzeugung, der Metallverarbeitung oder bei der Glasschmelze zum Einsatz. Für einige Anwendungen (z.B. in der Zementindustrie) besteht jedoch insbesondere bei der Elektrifizierung, aber teilweise auch beim Einsatz von Wasserstoff noch Forschungsbedarf. Hinsichtlich der Energieeffizienz hat der Einsatz von Strom in diesem Temperaturbereich nur noch leichte Vorteile.

Im Projekt „Klimahafen Gelsenkirchen“ (Arnold et al. 2022) sind für ein Cluster von sechs Industrieunternehmen mögliche Transformationspfade bestimmt worden, wobei die betrachteten Prozesse technologiescharf analysiert worden sind und diese Analyse mit den teilnehmenden Unternehmen abgestimmt worden ist. Das betrachtete Industrie-Cluster ist somit einer bottom-up-Untersuchung unterzogen worden und die Ergebnisse mit anderen top-down-Studien (Ariadne 2021a) verglichen worden. Es hat sich gezeigt, dass sich die Bottom-Up-Erkenntnisse aus dem Klimahafen passgenau in den Rahmen der bestehenden Top-down-Studien einordnen. Dies deutet auf eine Übertragbarkeit der Erkenntnisse auch auf andere Prozesse und Industrieunternehmen hin.

In Bezug auf die Frage, welcher Anteil von Prozessenergie mittelständischer Unternehmen sich elektrifizieren lässt, lässt sich aus den Ergebnissen von (Arnold et al. 2022) eine Bandbreite zwischen 29 % (für das Szenario „max Wasserstoffnutzung“) und 85 % (für das Szenario „max Elektrifizierung“) errechnen. Unter Berücksichtigung bereits bestehender Strategien und Gegebenheiten ist im Szenario „individueller Transformationspfad“ ein Elektrifizierungsgrad von 55% erzielt worden.



**Abbildung 1: Gegenüberstellung von Szenarien zur Umrüstung auf Strom oder H<sub>2</sub> nach**

Quelle: (Arnold et al. 2022)

Aus technischer Sicht lassen sich die meisten Prozesse (ca. 85%, siehe oben) elektrifizieren und in energetischer Sicht ist die Elektrifizierung dem Einsatz von Wasserstoff im Nieder- und Mitteltemperaturbereich weit überlegen. Das gemeinsam vom Thinktank IN<sub>4</sub>Climate.NRW mit Industrieunternehmen, Politik und Wissenschaft ausgearbeitete 4-Stufen-Modell (Schüwer und Holtz 2023, IN<sub>4</sub>climate.NRW 2021) priorisiert daher grundsätzlich die Elektrifizierung vor dem Einsatz von Wasserstoff. Daneben spielen jedoch weitere betriebliche, infrastrukturelle und ökonomische Faktoren eine Rolle, so dass im Einzelfall abzuwägen ist, ob Strom oder Wasserstoff der geeignetere Energieträger ist.

### 3 Das wenig redundante Verteilnetz mit seiner gemischten Verbraucherstruktur erfordert individuelle Konzepte für eine H<sub>2</sub>-Versorgung mittelständischer Unternehmen

Im genannten Antrag wird ferner geschrieben, dass

- „gleichzeitig 80 Prozent der Industriebetriebe nicht wie einige Großabnehmer direkt an die Fernleitungsnetze angebunden sind, sondern ihre Energie ... über weiter verzweigte Verteilnetze von bspw. Westnetz oder kommunalen Stadtwerken beziehen“.

Diese Zahl ist an dieser Stelle nicht geprüft worden; sie scheint aber plausibel. Allerdings ist nach den Erfahrungen der Autor\*Innen<sup>1</sup> ein Anschluss an die Fernleitungsnetze nicht zwingende Voraussetzung für den Bezug von Wasserstoff.

<sup>1</sup> Aus dem genannten Projekt „Klimahafen“ aber auch aus vielfältigen Akteurskontakten, etwa im Rheinischen Revier (<https://wupperinst.org/p/wil/p/s/pd/1962>) oder über SCI4climate (<https://wupperinst.org/p/wil/p/s/pd/2206>).

Solch ein Anschluss ist in der Tat wenigen Großabnehmern (rund 20% der Abnehmer sind direkt ans Fernleitungsnetz angeschlossen) vorbehalten.

Über einen [kommunalen] Gasversorger kann zukünftig der Anschluss von mittelständischen Unternehmen an ein Wasserstoffnetz erfolgen; das Vorgehen ist analog zum bisherigen Erdgas-Bezug und stellt keinen gesonderten Untersuchungsgegenstand für den Ausbau einer Wasserstoff-Wirtschaft dar.

Zudem lässt sich allein aus dem Anteil der Betriebe ohne Fernleitungsanschluss nicht auf deren H<sub>2</sub>-Bedarfmengen schließen. Es ist davon auszugehen, dass davon wiederum nur ein Teil der Betriebe (s. o.) „zwingend“ Wasserstoff für die Defossilierung seiner Prozesse benötigen wird und ein anderer Teil seine Prozesse wie z. B. Prozesswärme (s. o.) auch elektrifizieren kann.

Die Ausspeisemengen an Erdgas im Verteilnetz liegen zwar mit rd. 740 TWh (davon 60 TWh an Gaskraftwerke) insgesamt höher als diejenigen (ca. 200 TWh) aus dem Transportnetz (Stand 2020). Allerdings sind am Verteilnetz zugleich auch erheblich mehr Endkunden (ca. 14,6 Mio. Letztverbraucher, davon ca. 1,7 Mio. Gewerbe- und Industriekunden) als am Transportnetz (ca. 500 Gewerbe- und Industriekunden) angeschlossen (‘Monitoringbericht 2022’ 2022). Die durch Wasserstoff zu substituierenden spezifischen Gasmengen pro Unternehmen im Verteilnetz sind daher geringer als im Transportnetz und dürften häufig von wenigen Großverbrauchern dominiert sein. Das ist jedoch für die Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff nicht automatisch ein Vorteil, da es im Verteilnetz (anders als im Transportnetz) wenig parallele Leitungen bzw. Redundanzen sowie heterogene Mischungen von Endkudentechnologien gibt. Eine H<sub>2</sub>-Versorgung von mittelständischen Industriebetrieben im Verteilnetz erfordert daher entweder einen kostspieligen Aufbau eines parallelen Netzes oder eigene Stickleitungen. Dies kann individuell gut machbar sein, ist jedoch in der Regel im Einzelfall zu bewerten.

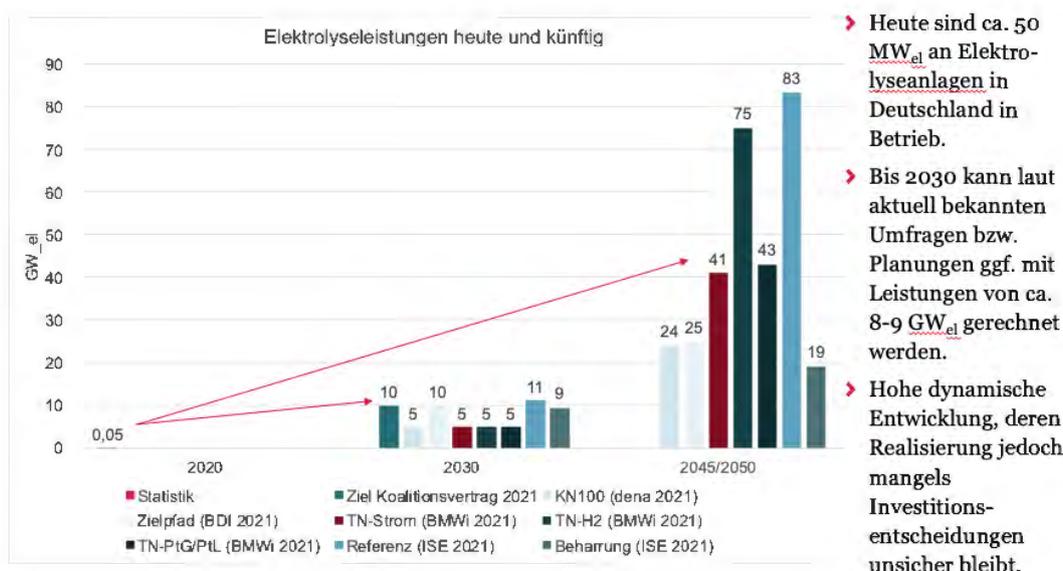
Die künftige Versorgung von mittelständischen Unternehmen mit grünem Wasserstoff ist - im Rahmen des notwendigen Umfangs und unter Berücksichtigung der Potenziale für die Elektrifizierung - gleichwohl schon heute mitzudenken, gut vorzubereiten und auf den Weg zu bringen, damit sie zeitnah umgesetzt werden kann, wenn Hochlauf und Umstellung der Transportleitungen vor Ort gelingen.

#### **4 Grüner bzw. CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff wird noch bis mindestens 2030 ein sehr knappes Gut bleiben**

Der heutige Verbrauch an konventionellen, grauen Wasserstoff beträgt ca. 55 TWh pro Jahr. Bis zum Jahr 2030 erwarten große, aktuelle Transformationsstudien eine zusätzliche Nachfrage nach klimaverträglichem Wasserstoff zwischen 29 und 101 TWh pro Jahr, während die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) bis dahin einen zusätzlichen Wasserstoffbedarf von 35 bis 55 TWh/a prognostiziert (Merten and Scholz 2023). Es bestehen demnach hohe Unsicherheiten über die mittelfristig tatsächlich zu deckende H<sub>2</sub>-Nachfrage in Deutschland. Diese erschweren eine bedarfsorientierte Steuerung des Hochlaufs und des Infrastrukturaufbaus. Prioritätensetzungen für den H<sub>2</sub>-Einsatz zumindest in der Hochlaufphase sind daher diesbezüglich als vorteilhaft und sinnvoll anzusehen (s.u.).

Dafür spricht insbesondere auch, dass bis zum Jahr 2030 nicht mit ausreichend verfügbaren Mengen an grünem bzw. CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff gerechnet werden kann. Für die inländische Erzeugung sollen bis 2030 Elektrolysekapazitäten von 10 GW<sub>el</sub> errichtet werden. Diese könnten dann rechnerisch, maximal eine Menge von ca. 28 TWh an grünem Wasserstoff erzeugen (bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 70% und Verwendung von offshore Windstrom mit schätzungsweise 4.000 Volllaststunden). Dadurch könnte lediglich die untere Bandbreite an zusätzlich erwartetem Wasserstoff gedeckt werden.

Die heutigen Kapazitäten liegen jedoch erst im MW-Bereich und dienen überwiegend der Forschung, Entwicklung und Demonstration. Für den obigen Ausbau sind daher sehr große Sprünge in kurzer Zeit nötig sind, um die Ziele erfüllen zu können (siehe Abbildung 2). Die Ankündigungen und Planungen für den Elektrolyseausbau entwickeln sich zuletzt zwar sehr dynamisch positiv, sie sind jedoch aufgrund fehlender Investitionsentscheidungen und mangelnder Fertigungskapazitäten noch nicht als belastbar anzusehen.



**Abbildung 2: Erforderliche Entwicklung der Elektrolysekapazitäten in Deutschland zur Erfüllung der politischen Ziele in 2030 bzw. der Szenarioergebnisse von verschiedenen Transformationsstudien in 2045/2050**

Quellen: eigene aktualisierte Darstellung gemäß Szenario-Metaanalysen (Merten and Scholz 2023) und (EON 2023)

Die Ausbauziele in den Nachbarländern bis 2030 sind im Vergleich zu Deutschland auch nicht ambitionierter und liegen z. B. zwischen 6 bis 8 GW<sub>el</sub> in den Niederlanden und Frankreich bis 6 GW<sub>el</sub> in Dänemark sowie 1 bis 2 GW<sub>el</sub> in Österreich bzw. Polen. Die dadurch erzeugbaren Mengen werden jedoch aufgrund von Eigenbedarfen (Niederlande) und politischen Randbedingungen (Österreich) nicht vollständig für einen Export nach Deutschland zur Verfügung stehen. Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung ist in vielen Nachbarländern zudem (teils weit) weniger fortgeschritten als in Deutschland. Dies wird die Verfügbarkeit von (nachweisbar) grünen H<sub>2</sub>-Importen wahrscheinlich weiter einschränken. Auch aus weiter

entfernten Ländern wie z. B. Spanien mit hohen und sehr kostengünstigen Potenzialen für die grüne H<sub>2</sub>-Erzeugung ist bis 2030 nicht mit ausreichend hohen H<sub>2</sub>-Importen zu rechnen (SCI4climate.NRW 2021 2021). Weitere Gründe dafür liegen in den noch fehlenden Infrastrukturen für den H<sub>2</sub>-Transport. Mit H<sub>2</sub>-Leitungen aus den Nachbarländern wird ab 2028 gerechnet, Schiffe für den H<sub>2</sub>-Transport sind dagegen erst noch zu entwickeln und hoch zu skalieren.

Auch wenn klimaverträglicher Wasserstoff bis zum Jahr 2030 aus heutiger Sicht ein sehr knappes Gut bleiben dürfte, ist der Hochlauf von Erzeugung und der Ausbau von Infrastrukturen für den Transport und Handel auf allen Ebenen weiter zu stärken und unterstützen. Dabei sind jedoch die Randbedingungen für einen nachhaltigen H<sub>2</sub>-Hochlauf zu berücksichtigen. Dazu gehören unter anderem die Anforderungen an grünen Wasserstoff sowie effizienten und systemdienlichen Einsatz.

## 5 Die Produktion von grünem Wasserstoff sollte vorrangig nahe der Stromerzeugung beginnen und ausgebaut werden

Im Antrag steht ferner:

- „Ein bedarfsorientierter Ausbau des Wasserstoffnetzes bedeutet, dass Nordrhein-Westfalen am Ort des Energieverbrauchs auch umfangreiche Elektrolyseurkapazitäten anstrebt. Andernfalls drohen die Energieverbraucher, d. h. die industriellen Abnehmer, an den Standort der Elektrolyseure abzuwandern.“

Der geplante Ausbau des H<sub>2</sub>-Kernnetzes dient sowohl einer kostengünstigen, netz-/systemdienlichen grünen H<sub>2</sub>-Erzeugung im windstarken Norden Deutschlands und der Aufnahme von H<sub>2</sub>-Importen aus den Nachbarländern inländischen Verbraucher. Dies reduziert den ggf. nötigen Ausbau von Elektrolysekapazitäten an Orten der Nachfrage in Regionen ohne überschüssige EE-Potentiale auf etwaige Reserveleistungen für eine Absicherung der leitungsgebundenen Versorgung. Eine frühzeitige Integration von Elektrolyseuren in bestehende Industriestrukturen, um im Rahmen von Demonstrationsprojekten Betriebserfahrungen zu sammeln, kann weiterhin wichtig und sinnvoll sein. Ein (starker) nachfrageorientierter Ausbau von Elektrolyseanlagen würde jedoch in nennenswertem Maße neue Leitungen<sup>2</sup> sowie Umspannwerke erfordern. Dies würde den ohnehin schon verzögerten, jedoch dringend erforderlichen Ausbau des Stromnetzes zusätzlich unter Druck setzen und eher hemmen als fördern.

Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 wird aus integrierter Sicht „eine Verortung der Wasserstoffelektrolyseleistung zu 2/3 im nördlichen Teil Deutschlands und zu 1/3 im südlichen Teil“ als vernünftig angesehen.“

Unabhängig vom Ort der H<sub>2</sub>-Erzeugung sollte ein weiterer/stärkerer Fokus auf der rechtzeitigen Umstellung von bestehenden Gasspeichern und die neue Erschließung von Kavernenspeichern für die Speicherung von Wasserstoff zur Erhöhung der Versorgungssicherheit liegen.

---

<sup>2</sup> Insbesondere leistungsstarke Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ), für die es jedoch im Unterschied zur Verstärkung und Optimierung des vorhandenen Stromnetzes neue, aufwändigere Planungs- und Genehmigungsverfahren bräuchte.

## 6 Eine vorrangige Versorgung der THG-intensiven Industrie mit grünem Wasserstoff hilft nicht nur dem Klimaschutz sondern auch den Industriestandorten in NRW

Die grünen H<sub>2</sub>-Bedarfe werden bis 2030 aus heutiger Sicht viel schneller steigen als die verfügbaren Erzeugungsmengen, sei es via Eigenerzeugung oder über Importe von Wasserstoff (s.o.). Daher stellt sich für den H<sub>2</sub>-Hochlauf die zentrale Frage, wie bzw. wofür die knappen H<sub>2</sub>-Mengen am besten eingesetzt werden. Entscheidendes Kriterium dafür sollte die Verringerung der THG-Emissionen sein. Bei den Anwendungen sollten daher diejenigen vorrangig bedient werden, die sich technisch bzw. ökonomisch nicht sinnvoll durch erneuerbaren Strom (Elektrifizierung) bzw. anderweitig (z. B. mittels CCUS) „dekarbonisieren“ lassen. Zu diesen sogenannten „no-regret“ Anwendungen gehören (Ariadne 2021b; Wietschel, M. et al. 2021):

- Ammoniak- und Primärstahlproduktion sowie
- Grundstoffchemie und Raffinerien
- Sowie ggf. noch die Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie oder der Schwerlasttransport

Für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit insbesondere im Fall von künftigen „Dunkelflauten“ sollten zudem auch die Rückverstromung von grünem Wasserstoff in Gaskraftwerken sowie die Speicherung in Kavernen zu den no-regret-H<sub>2</sub>-Anwendungen hinzugezählt werden.

Zu den „no-regret“ Anwendungsfeldern in NRW gehören insbesondere die Stahlindustrie, die Grundstoffchemie und die Raffinerien sowie Gaskraftwerke.

Für die Stahlindustrie in Deutschland<sup>3</sup> erwartet der Nationale Wasserstoffrat für das Jahr 2030 eine Nachfrage zwischen 20 und 28 TWh H<sub>2Hu</sub> durch die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 15 bis 20 Mio t pro Jahr vermieden werden können. Demgegenüber würde ein nachfragebedingter Einsatz von 17 TWh H<sub>2Hu</sub> für den Schwerlastverkehr zu einer Einsparung von „nur“ 3,5 Mio.t CO<sub>2</sub> p.a. führen (Nationaler Wasserstoffrat 2023). Die spezifische CO<sub>2</sub>-Einsparung von grünem Wasserstoff beträgt also ca. 0,75 t CO<sub>2</sub>/TWh H<sub>2hu</sub> beim Einsatz für die Stahlproduktion und liegt damit etwa vierfach über der Einsparung als Kraftstoff im Schwerlastverkehr mit ca. 0,2 t CO<sub>2</sub>/TWh H<sub>2hu</sub>.

Bei knappem H<sub>2</sub> Angebot ist es daher aus Klimaschutzsicht sinnvoll und zielführender den Wasserstoffeinsatz auf no-regret Anwendungen wie die Stahlproduktion zu begrenzen. Ein zusätzlicher Vorteil ist in dem Fall, dass die nötigen Infrastrukturen dafür nicht schon zu Beginn in der Fläche sondern standortbezogen ausgebaut bzw. angepasst werden brauchen. Diese Infrastrukturen können dann als Keimzellen für eine spätere flächige Verteilung dienen.

Langfristig (2040-2050) wird die Stahlindustrie in Deutschland ca. 73 TWh Wasserstoff brauchen, also zusätzlich zum Hochlauf noch etwa 45 bis 53 TWh,

---

<sup>3</sup> Im Szenariorahmen zum NEP Strom 2035 wird für NRW in 2030 ein H<sub>2</sub>-Bedarf in Höhe von 35 TWh unterstellt, entsprechend einem bundesweiten Anteil von ca. 45%.  
Allein Thyssen-Krupp rechnet für die Umstellung eines Hochofens auf Direktreduktion und Wasserstoff mit einem Bedarf von ca. 20.000 t pro Jahr, was einer Energiemenge von ca. 0,7 TWh H<sub>2Hu</sub> entspricht (Thyssenkrupp n.d.).

sodass die Fokussierung auch über den Hochlauf hinaus bedeutsam und vorteilhaft bleibt.

Eine solche **Prioritätensetzung** ist eine wichtige politische Aufgabe, zum einen um Richtungs- und damit Entscheidungssicherheit zu geben und zum anderen, um Fehlinvestitionen und Lock-In Effekte (Pfadabhängigkeiten) zu reduzieren bzw. zu vermeiden.

## 7 Quellen

*Ariadne (2021a): Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich.*

*Ariadne (2021b): Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie.*

*Arnold, K.; Budt, M.; Hadam, M.; Taubitz, A. (2022): Klimahafen Gelsenkirchen: Bottom-Up-Studie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme. Oberhausen / Wuppertal: Fraunhofer UMSICHT; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. [https://www.klimahafen-gelsenkirchen.de/fileadmin/user\\_upload/KlimahafenGelsenkirchen/2022-12-06-DBU-Studie\\_Klimahafen\\_GE\\_Langfassung.pdf](https://www.klimahafen-gelsenkirchen.de/fileadmin/user_upload/KlimahafenGelsenkirchen/2022-12-06-DBU-Studie_Klimahafen_GE_Langfassung.pdf)*

*EON (2023): Wasserstoffhochlauf in Deutschland verliert an Tempo: E.ON-Studie zeigt Optionen zur Beschleunigung auf. <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2023/wasserstoffhochlauf-verliert-an-tempo-eon-studie-zeigt-optionen.html>. Last access: 28 November 2023.*

*IN4climate.NRW (Hrsg.) 2021: Industrierwärme klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Wärme, Gelsenkirchen. [www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse\\_IN4climate.NRW/2021/diskussionspapier-klimaneutrale-waerme-industrie-cr-in4climatenrw.pdf](http://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/diskussionspapier-klimaneutrale-waerme-industrie-cr-in4climatenrw.pdf)*

*Merten, F.; Scholz, A. (2023): Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO<sub>2</sub>-neutrale Transformation.*

*Nationaler Wasserstoffrat (2023): Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland – Grundlagenpapier.*

*Schüwer und Holtz 2023: Bereitstellung klimaneutraler Prozesswärme für die Industrie: Ein 4-Stufen-Modell. Energiewirtschaftliche Tagesfragen et 10/2023, S. 37ff. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-84165>*

*SCI4climate.NRW 2021 (2021): Wasserstoffimporte Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030.*

*Thyssenkrupp (n.d.): Grüner Wasserstoff für grünen Stahl aus Duisburg: STEAG und thyssenkrupp planen gemeinsames Wasserstoffprojekt. thyssenkrupp. <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/presdetailseite/gruner-wasserstoff-fur-grunen-stahl-aus-duisburg--steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt-91318>. Last access: 28 November 2023.*

*Wietschel, M. et al. (2021): Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen – HYPAT Working Paper 01/2021.*