

**Diskussionspapier, Juni 2024**

# **Wasserstoff für die Energiewende: Große Unsicherheiten über Bedarf, voraussichtlich Engpässe bei Bereitstellung**

**Christian Lininger, Karl W. Steininger, Veronika Kulmer und Matthias Salomon**

Wegener Center für Klima und Globalen Wandel, Universität Graz

## **Inhalt**

1. Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff .....	2
2. Aufbringung von klimaneutralem Wasserstoff.....	11
3. Angebot an klimaneutralem Wasserstoff erhöhen, Bedarf senken.....	16
Literatur.....	20

## **Überblick**

Klimaneutral produzierter Wasserstoff ist ein Schlüsselement für die Energiewende: Sein Einsatz erlaubt die Einsparung von Treibhausgasen in Wirtschaftssektoren wie der Stahl- und der chemischen Industrie oder dem Luftverkehr, für die keine alternativen technisch oder wirtschaftlich sinnvollen Möglichkeiten einer Dekarbonisierung existieren. Doch auch aus anderen Gründen erscheint ein rasches Hochfahren einer Wasserstoffwirtschaft sinnvoll: Es könnte beim Ausstieg aus russischem Erdgas helfen, und es könnte - weil es der Industrie Möglichkeiten zur klimafreundlichen Produktion eröffnet - Befürchtungen entgegenwirken, dass die Energiewende zu einer „Deindustrialisierung“ Europas führt. All dies deutet auf einen hohen Bedarf an grünem Wasserstoff hin; Prognosen für Österreich kommen allerdings zu sehr unterschiedlichen Werten für die in den nächsten Jahrzehnten erforderliche Menge. Ebenso sind auch bei der Bereitstellung von grünem Wasserstoff noch viele Fragen offen. Jüngste Studien schätzen die Importmöglichkeiten bis weit in die 2030er Jahre hinein als beschränkt ein. Der Produktion im Inland wiederum stehen das realisierbare Potenzial für den Ausbau von für die Wasserstoff-Erzeugung erforderlichen erneuerbaren Energien und deren möglicherweise im internationalen Vergleich hohe Kosten entgegen. Die heimische Nachfrage nach Wasserstoff könnte daher, je nach Szenario und Anwendungsfall, kurz- und mittelfristig das Angebot deutlich übersteigen. Im vorliegenden INTEGRATE-Diskussionspapier werden - nach einer kurzen Erörterung der Bestimmungsgründe für Bedarf und Angebot - Maßnahmen vorgeschlagen, um diesem Ungleichgewicht entgegenzuwirken und den Umstieg von fossilen Brennstoffen auf Wasserstoff in Österreich zu unterstützen.

## 1. Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff

In den letzten Jahren wurden mehrere Studien veröffentlicht, die den Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff in Österreich für die nächsten Jahrzehnte abschätzen. Die Ergebnisse einiger davon werden in Tabelle 1 gegenübergestellt. Aufgenommen wurden nur Szenarien, die ein Erreichen von Klimaneutralität für Österreich ermöglichen – entweder im Jahr 2040 (wie von Österreich angestrebt; Wasserstoffstrategie für Österreich, UBA-Szenario Transition 2040, AGGM-H<sub>2</sub>-Roadmap, Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan) oder 2050 (wie von der EU angestrebt; NEFI-Studie). Zusätzlich werden auch die Ergebnisse einer Bedarfserhebung unter industriellen bzw. gewerblichen Gaskunden angeführt. Neben Werten für den Wasserstoffbedarf werden auch solche für den Bedarf an klimaneutralen Gasen insgesamt angegeben; diese umfassen auch Biomethan (chemische Formel für Methan: CH<sub>4</sub>), das in vielen Anwendungen ein Substitut für Wasserstoff (H<sub>2</sub>) ist.

Alle angeführten Studien halten sich im Wesentlichen an die Vorgabe der Wasserstoffstrategie für Österreich (BMK 2022), Wasserstoff als hochwertigen und teuren Energieträger bzw. chemischen Grundstoff fast ausschließlich in Bereichen einzusetzen, in denen es keine effizienten Alternativen zur Dekarbonisierung mittels Wasserstoff gibt: zur Prozessdekarbonisierung in Stahl- und chemischer Industrie, für Hochtemperaturprozesse in der Industrie, im Flug- und Schiffsverkehr, zum Teil für Fernverkehrs-LKW und im Energiesystem für den Spitzenlastausgleich und eventuell zur Energiespeicherung (bei den in der Wasserstoffstrategie für Österreich angegebenen Zahlen ist ein Einsatz im Energiesystem allerdings nicht miteingerechnet). Trotz dieser ähnlichen Annahmen über die Einsatzfelder für Wasserstoff klaffen die Prognosen über den künftigen Bedarf weit auseinander – zum Teil um das fast Zweieinhalbfache. Ein Vergleich der genannten Studien zeigt einige Gründe für die unterschiedlichen Bedarfsprognosen auf und erlaubt, Fragen zu identifizieren, die für die weitere Planung des Einsatzes von Wasserstoff in Österreich entscheidend sind.

**Der Wasserstoffbedarf der Industrie ist hoch - Recycling, Importe von Zwischenprodukten oder eine Reduktion des Outputs können den Bedarf aber stark senken**

Der Bedarf der Industrie an Wasserstoff macht den bei weitem größten Teil des Gesamtbedarfs an diesem Energieträger aus – in den hier verglichenen Studien mehr als 80 Prozent (im UBA-Szenario Transition teilt sich der Bedarf der Industrie in Tabelle 1 auf die Kategorien „Industrie“, „Nutzung als chemischer Grundstoff“ und „Verbrauch Sektor Energie“ auf – näherungsweise entspricht er der Summe der Werte in diesen 3 Kategorien). Die Dekarbonisierung der Industrie durch den Ersatz von fossilen Brennstoffen durch elektrischen Strom und Wasserstoff führt – sofern das Produktionsniveau konstant gehalten wird – überdies zu einem deutlichen Anstieg des Energiebedarfs: Im NEFI-Zero-Emission-Szenario zum Beispiel erhöht sich der Energiebedarf der Industrie (Endenergie, industrieller Einsatz im Sektor Energie und materieller Bedarf (feedstock)) um rund 30 Prozent von 132 auf 172 TWh<sup>1</sup>.

Um Energie zu sparen und auch wegen der voraussichtlich bis weit in die 2030er Jahre hinein mangelnden Verfügbarkeit von Wasserstoff erscheint die Reduktion seines Einsatzes

---

<sup>1</sup> NEFI (2022), S. 6, S. 65.

erstrebenswert. Das UBA-Szenario „Transition 2040“ zeigt auf, dass dies durch eine äußerst ambitionierte Steigerung der Produktlebensdauer, durch umfassendes Recycling, durch Wiederverwendung, Materialeffizienz und andere Aspekte der Kreislaufwirtschaft (zumindest theoretisch) möglich ist: Der Wasserstoffbedarf der Industrie ist im UBA-Szenario „Transition“ mit unter 24 TWh<sup>2</sup> deutlich niedriger als im NEFI-Zero-Emission-Szenario (51 TWh im Jahr 2050<sup>3</sup>) und in der österreichischen Wasserstoffstrategie (59,4 TWh<sup>4</sup>). Erreicht wird diese Reduktion einerseits durch einen physischen Rückgang des aus Rohstoffen (im Gegensatz zu recycelten Materialien) hergestellten Industrie-Outputs, so etwa in der Eisen- und Stahlindustrie<sup>5</sup> oder der Kunststoffproduktion<sup>6</sup>, und andererseits – bei nicht recyclebaren Produkten – durch eine Verringerung des Einsatzes dieser Produkte, so etwa bei Kunstdünger<sup>7</sup>. Umgekehrt argumentiert dürfte eine deutliche Senkung des Wasserstoffeinsatzes in der Industrie ohne einen Umstieg von rohstoffbasierten Produktionsverfahren auf Recycling-Verfahren bzw. ohne eine physische Reduktion des Outputs kaum möglich sein. Einer der Gründe dafür ist, dass bei rohstoffbasierten Produktionsverfahren ein großer Teil des Wasserstoffs nicht zur Erzeugung von Wärme, sondern für chemische Prozesse benötigt wird, in denen der Einsatz von Wasserstoff die Senkung von Prozessemissionen ermöglicht. In diesen Prozessen besteht aber ein durch die chemische Gleichung des Prozesses gegebenes fixes Mengenverhältnis zwischen Wasserstoff-Input und der physischen Output-Menge des erzeugten Produktes – und ist kein alternativer, beim Einsatz von Wasserstoff sparsamerer Prozess verfügbar, so kann dieses Mengenverhältnis auch nicht verändert werden.<sup>8</sup> Recycling bietet hier oft einen Ausweg, da dadurch in vielen Fällen die besonders wasserstoffintensiven Produktionsschritte eingespart werden können (z.B. die Reduktion von Eisenerz oder in der Kunststoffproduktion die Herstellung von Methanol).

Eine weitere Möglichkeit der Reduktion des Wasserstoffbedarfs im Inland ist die Verlagerung von besonders wasserstoffintensiven Produktionsschritten ins Ausland. So könnte z.B. die Eisen- und Stahlindustrie das Zwischenprodukt Eisenschwamm importieren und die chemische Industrie Methanol (siehe auch die Diskussion dazu in Abschnitt 2 „Aufbringung“ im Folgenden). Expert:innen gehen davon aus, dass der Großteil der Wertschöpfung in diesem Fall in Österreich bleiben, der Wasserstoffbedarf der heimischen Industrie aber um bis zu 85 Prozent geringer ausfallen würde.<sup>9</sup> Um – falls man sich für diese Strategie entscheidet – eine damit zugleich erfolgende bloße Verlagerung von Emissionen

---

<sup>2</sup> Bedarf der Industrie und Nutzung als chemischer Grundstoff addieren sich zu 14,8 TWh (Tabelle 1), dazu kommt noch der Anteil der Industrie am Verbrauch des „Sektors Energie“ (der insgesamt für 9,2 TWh verantwortlich zeichnet).

<sup>3</sup> Siehe Tabelle 1 und dort angegebene Quelle.

<sup>4</sup> Siehe Tabelle 1 und dort angegebene Quelle.

<sup>5</sup> UBA 2023a, Abbildung A2, S. 105.

<sup>6</sup> UBA 2023a, S. 29.

<sup>7</sup> UBA 2023a, S. 29, 44, 84.

<sup>8</sup> Die Werte für den Wasserstoffbedarf der Industrie im Integrierten österreichischen Netzinfrasturplan (BMK 2024c) – siehe Tabelle 1 – deuten darauf hin, dass die österreichische Industrie derzeit nicht von Recycling in jenem Ausmaß ausgeht, wie es im Szenario Transition 2040 des Umweltbundesamts angenommen wird. Der Netzinfrasturplan baut auf dem Szenario Transition 2040 auf, der Wasserstoffbedarf der Industrie wurde aber aufgrund von Stakeholder-Rückmeldungen aus dem Industriebereich angepasst (BMK 2024c, S. 42). Die Folge ist, dass für den Verbrauch des Sektors Energie, der Großteils die Verwendung von Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Eisenerzeugung widerspiegelt, im Netzinfrasturplan ein mehr als doppelt so hoher Wert ausgewiesen ist wie im UBA-Szenario Transition 2040 (21 statt 9,2 TWh). Auch der Bedarf an Wasserstoff als chemischer Grundstoff (hauptsächlich für die Kunststoff- und Düngemittelherstellung) ist im Netzinfrasturplan mit 5 TWh deutlich höher als im UBA-Szenario Transition 2040 mit 3,1 TWh.

<sup>9</sup> Wir danken Christian Schützenhöfer für seine Auskunft zur Größenordnung.

**Tabelle 1: Bedarf an klimaneutralen Gasen**

in TWh pro Jahr	2030		2040		2050		
Szenario	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> + CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> + CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> + CH <sub>4</sub>	Charakteristik des Szenarios
<b>Wasserstoffstrategie für Österreich*</b>	-	-	<b>71,1</b>	<b>85,9</b>	-	-	„Grüne“ Technologien in Industrie und Verkehr.
- Industrie <sup>a</sup>	-	-	59,4	63,8	-	-	Kein Rückgang der Industrieprod. / mäßige Verkehrsverlagerung
- Verkehr <sup>b</sup>	-	-	11,7	11,8	-	-	Produktion von Flugzeugtreibstoff
- Stromerzeugung/Fernwärme <sup>c</sup>	-	-	0	10,3	-	-	
<b>UBA-Szenario Transition 2040**</b>	<b>5</b>	<b>11,8</b>	<b>29,4</b>	<b>39,5</b>	<b>28,3</b>	<b>37,7</b>	Starke Steigerung der Energieeffizienz, Produktlebensdauer. Recycling.
- Industrie <sup>d</sup>	3,1	8	11,7	17,2	10,8	17,2	„Grüne“ Technologien, z. T. starker Rückgang d. Prod. v. Kunststoffen, Dünger, Stahl.
- Nutzung als chem. Grundstoff <sup>e</sup>	0,6	0,8	3,1	3,1	2,8	3,1	Starke Verkehrsvermeidung, -verlagerung. Keine Produktion von Flugzeugtreibstoff
- Verbrauch Sektor Energie (v.a. Reduktionsmittel Eisenind.) <sup>f</sup>	0	0,1	9,2	10,1	8,9	9,7	
- Verkehr <sup>g</sup>	0,8	1	2,2	2,2	2,8	2,8	
- Stromerzeugung/Fernwärme <sup>h</sup>	0,3	0,3	3,1	5,6	3,1	4,7	
- andere (Gebäude, LW, Verluste) <sup>i</sup>	0	1,2	0	1,1	0	0,6	
<b>Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan***</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>48</b>	<b>58</b>	-	-	Baut auf UBA-Szenario Transition 2040 auf.
- Industrie <sup>j</sup>	2	7	7	12	-	-	Aber: deutlich höherer Bedarf zur Stromerzeugung (Abdeckung von Lastspitzen)
- Nutzung als chem. Grundstoff <sup>k</sup>	1	2	5	5	-	-	Und: höherer Bedarf in Eisenindustrie (als Reduktionsmittel) und chem. Industrie (als Grundstoff)
- Verbrauch Sektor Energie (v.a. Reduktionsmittel Eisenind.)	0	0	21	21	-	-	
- Verkehr	1	1	2	2	-	-	
- Stromerzeugung/Fernwärme <sup>m</sup>	0	0	13	18	-	-	
- andere (Gebäude, LW, Verluste)	0	1	0	0	-	-	
<b>NEFI – Zero-Emission-Szenario für die Industrie****</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>44</b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>57</b>	Nur Industrie. “Grüne” Technologien, CCU, kein Produktionsrückgang
<b>AGGM-Wasserstoff-Bedarfserhebung 2022*****</b>	<b>23</b>	-	<b>51</b>	-	<b>65</b>	-	Befragung Großabnehmer (Industrie)
<b>AGGM-H<sub>2</sub>-Roadmap*****</b>	-	-	<b>50</b>	<b>105</b>	-	-	Prognose lt. Bedarfs-erhebung u. Energie-systemstudie ONE100

Gerundete Werte, bei der Summenbildung können sich daher Differenzen ergeben

\* Wasserstoffstrategie für Österreich (BMK 2022), basierend auf Prognosen in *Erneuerbares Gas in Österreich 2040* (AEA 2021). Die hier angegebenen Werte beziehen sich auf die Nutzung der H<sub>2</sub>-Prozessrouten in Chemie- und Stahlindustrie und sind etwas niedriger als sie sich bei Nutzung der CH<sub>4</sub>-Prozessrouten ergeben würden (siehe auch Fußnote 6).

- <sup>a</sup> AEA 2021, Tabelle 9; BMK (2022), Tabelle 1
- <sup>b</sup> AEA 2021, Tabelle 12
- <sup>c</sup> AEA 2021, Tabelle 12
- \*\* Umweltbundesamt (UBA 2023a)
- <sup>d</sup> UBA 2023a, Tabelle 20 (Wasserstoff) bzw. Tabelle 22 (Biomethan), von PJ in TWh übertragen
- <sup>e</sup> UBA 2023a, Tabelle 20 bzw. Tabelle 22, jeweils: „nicht energetischer Verbrauch“
- <sup>f,g</sup> UBA 2023a, Tabelle 20 bzw. Tabelle 22
- <sup>h</sup> UBA 2023a, Tabelle 20 bzw. Tabelle 22, jeweils: „Umwandlungseinsatz“
- <sup>i</sup> UBA 2023a, Tabelle 20 bzw. 22
- \*\*\*\* Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (BMK 2024c), Tabelle 7 (Biomethan) und 8 (Wasserstoff)
- <sup>j</sup> BMK 2024c, Tabelle 7 und 8 sowie S. 142
- <sup>k</sup> BMK 2024c, Tabelle 7 und 8, jeweils: „nichtenergetischer Verbrauch“
- <sup>m</sup> BMK 2024c, Tabelle 7 und 8, jeweils: „Umwandlungseinsatz“
- \*\*\*\* New Energy for Industry (NEFI 2022), S. 67
- \*\*\*\*\* Austrian Gas Grid Management AG (AGGM 2023), S. 17, S. 33/34

ins Ausland zu vermeiden, ist aber darauf zu achten, dass die importierten Zwischenprodukte im Ausland klimaneutral (im Regelfall ebenfalls unter Einsatz von Wasserstoff) produziert werden.

### **Weniger optimistische Annahmen über die Verfügbarkeit von Biomethan haben einen erhöhten Wasserstoffbedarf zur Folge**

Wasserstoff und Biomethan sind in vielen Anwendungen in der Industrie Substitute; die Frage, wie viel Biomethan verfügbar ist, hat daher eine unmittelbare Auswirkung auf den Bedarf an Wasserstoff. Laut der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (AEA 2021), auf der die Wasserstoffstrategie für Österreich beruht, müssen – am Beispiel des Szenarios mit der geringeren Gesamtnachfrage – nur 16 TWh des Gesamtbedarfs von mehr als 85 TWh<sup>10</sup> an erneuerbarem Gas zwingend Wasserstoff sein, für den Rest kann auch Biomethan zum Einsatz kommen (für die Werte in Tabelle 1 wurden alle Bereiche, in denen sowohl Wasserstoff als auch Biomethan verwendet werden kann, dem Wasserstoff zugeschlagen). Die Studie geht davon aus, dass 2040 20,3 TWh<sup>11</sup> an erneuerbarem Methan produziert werden können, davon 10,7 TWh durch Vergärung von organischen Reststoffen und 9,6 TWh durch Holzvergasung<sup>12</sup>. Das im Februar 2024 vom Ministerrat verabschiedete und in Begutachtung geschickte Erneuerbares-Gas-Gesetz (Parlament Österreich 2024) wird, so es in dieser Form vom Parlament beschlossen wird, die Gasversorger verpflichten, bis 2030 7,5 TWh und ab 2035 mindestens 15 TWh an Biogas ins Gasnetz einzuspeisen<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> Die Wasserstoffstrategie für Österreich gibt für den Gesamtbedarf an erneuerbaren Gasen den Wert von 89 TWh an (BMK 2022, S.21), der auf Berechnungen für das Szenario „Exergieeffizienz“ in der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ beruht. Dort wird für die Erstellung von Tabelle 12 (AEA 2021, S. 57) angenommen, dass bei Industrieprozessen, bei denen sowohl eine H<sub>2</sub>-Prozessroute als auch eine CH<sub>4</sub>-Prozessroute möglich ist, die jeweils effizientere Prozessroute gewählt wird (AEA 2021, S. 56). Wir nehmen hier wegen der mangelnden Verfügbarkeit von Biomethan hingegen an, dass wenn möglich in der Industrie stets die H<sub>2</sub>-Prozessroute gewählt wird. Damit ergibt sich in der Industrie ein Bedarf an erneuerbaren Gasen von 63,8 TWh (AEA 2021, Tabelle 9, S. 39) und somit unter Verwendung der Werte aus Tabelle 12 für die anderen Sektoren (AEA, S. 57) ein Gesamtbedarf an erneuerbaren Gasen von 85,9 TWh.

<sup>11</sup> AEA (2021), Tabelle 13, S. 57.

<sup>12</sup> AEA (2021), Tabelle 13, S. 57.

<sup>13</sup> Parlament Österreich (2024), § 5(3) bzw. § 5(6).

Die H<sub>2</sub>-Roadmap der Austrian Gas Grid Management AG geht für 2040 sogar von einem inländischen Produktionspotential von 15 TWh Biogas aus Reststoffen und 25 TWh durch Holzvergasung aus, sowie zusätzlich von einem Import von 14 TWh an Biomethan.<sup>14</sup>

Das Umweltbundesamt (2023a) weist allerdings darauf hin, dass für die EU-Staaten auch Ziele für Treibhausgasenken durch Waldbewirtschaftung bestehen und dass die Nutzung von Holz (etwa für die Holzvergasung) daher nicht über die jetzige Nutzungsmenge hinaus ausgeweitet werden sollte. Im Szenario „Transition 2040“ des Umweltbundesamts wird daher keine nennenswerte Holzvergasung angenommen; 2040 kommen in diesem Szenario rund 10 TWh Biogas<sup>15</sup>, gewonnen aus inländischen Reststoffen, zum Einsatz. Laut Umweltbundesamt wird auch die Möglichkeit des Imports von Biomasse jeder Art bis 2050 im Vergleich zu heute kleiner werden, da alle EU-Staaten klimaneutral werden wollen und die EU-Ziele für Treibhausgasenken verfolgen müssen. Diese Überlegung lassen die Prognosen zum Einsatz von Biogas in der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich“ und in der H<sub>2</sub>-Roadmap der AGGM, aber auch den Entwurf zum Erneuerbares-Gas-Gesetz überaus optimistisch erscheinen. Es stellt sich die Frage, ob die Produktion von Biogas über die Menge von rund 10 TWh in Österreich unter Einhaltung der Waldschutzaufgaben grundsätzlich möglich und aus Umweltschutzgründen sinnvoll ist. Ähnliche Beschränkungen der Nutzung von Biomasse empfiehlt auch eine von mehreren Umweltorganisationen in Auftrag gegebene Studie – sie hält die Produktion von rund 11 TWh Biogas (Veigl 2017) für machbar<sup>16</sup>. Pessimistischere Annahmen zur Verfügbarkeit von Biogas haben aber zur Folge, dass der Bedarf an Wasserstoff größer wird.

### **Eine Produktion von „grünem“ Flugzeugtreibstoff im Inland würde den Wasserstoffbedarf deutlich erhöhen**

Die Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ geht von einem Bedarf von 11,4 TWh<sup>17</sup> an Wasserstoff zur Erzeugung von E-Fuels aus, die als Flugzeugtreibstoff zum Einsatz kommen. Annahme ist, dass der in Österreich getankte Flugzeugkraftstoff im Inland erzeugt wird und dass die nachgefragte Menge im Vergleich zu heute nur minimal abnimmt. Im Gegensatz dazu nimmt das UBA-Szenario Transition 2040 keine Produktion von Flugzeugtreibstoff im Inland an – die benötigte Menge wird importiert. Was die weltweiten Treibhausgasemissionen betrifft, macht es keinen Unterschied, ob E-Fuels in Österreich oder im Ausland produziert werden: Sustainable Aviation Fuels (SAF) unterliegen einem strengen Freigabeprozess, somit kann davon ausgegangen werden, dass die Erzeugung in beiden Fällen unter Nutzung erneuerbarer Energiequellen erfolgt. Für eine Produktion im Ausland spricht, dass E-Fuels in Ländern, die ein großes Potential für Sonnen- und Windenergie oder Wasserkraft haben, vermutlich billiger produziert werden können. Für die Produktion (zumindest eines Teils) des benötigten Flugzeugkraftstoffs in Österreich spricht, dass eine Produktion im Inland auch die Entwicklung des entsprechenden Know-hows im Inland fördert und dass dies ein neues Aufgabengebiet für die Raffinerie in Schwechat und die dortigen Arbeitskräfte werden könnte (die Produktion von fossilen Brennstoffen in

<sup>14</sup> AGGM (2023), S. 35.

<sup>15</sup> UBA (2023a), S. 67.

<sup>16</sup> So die Interpretation der Auftraggeber im Global2000 Folder „Faktencheck Erneuerbares Gas“ mit Verweis auf Veigl (2017), im Detail: gesamt rund 40 TWh an grünen Gasen verteilen sich auf 11 TWh Biomethan, 9 TWh synthetisches Methan und 20 TWh grüner Wasserstoff (Folder, S. 4).

<sup>17</sup> AEA 2021, Tabelle 12 (Kategorie „E-Fuels“: 11 528 GWh. E-Fuels werden im Szenario „Exergieeffizienz“ im Straßenverkehr nicht eingesetzt (S. 42). Auf die Binnenschifffahrt entfallen rund 137 GWh (S. 20), daher auf den Flugverkehr 11.391 GWh).

Schwechat wird ja mit der Dekarbonisierung der Wirtschaft zurückgehen). Wie groß der Bedarf an E-Fuels als Flugzeugtreibstoff tatsächlich sein könnte und wie genau die Vorhersage der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ letztlich eintreten wird, lässt sich allerdings nur schwer abschätzen. Die Studie weist einerseits auf große Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung klimafreundlicher Technologien für den Flugverkehr hin, die eine Alternative zum Einsatz von E-Fuels werden könnten (Brennstoffzellenantriebe, batterieelektrische Antriebe).<sup>18</sup> Andererseits sind aber auch Prognosen über eine Zu- oder Abnahme des Flugverkehrs über einen Zeitraum von mehr als 15 Jahren schwierig. Ob die Produktion von Sustainable Aviation Fuels in Österreich gefördert werden soll, ist letztlich eine politische Entscheidung. Eine Erzeugung im Inland dürfte jedenfalls nicht kosteneffizient und damit gegenüber Importen nicht wettbewerbsfähig sein. Stützt man sie dennoch, so müssten die Kosten der Förderungsmaßnahmen und die Auswirkungen auf den Industriestandort und den Arbeitsmarkt gegeneinander abgewogen werden. Klar sollte überdies sein, dass der Einsatz von E-Fuels eine vergleichsweise ineffiziente Technologie ist<sup>19</sup> und dass für ihre Erzeugung große Mengen an Wasserstoff erforderlich sind.

### **CCU ermöglicht eine Senkung der Emissionen, aber keine Reduktion auf null - und erfordert viel Wasserstoff**

Das NEFI-Zero-Emission-Szenario setzt auf den Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU), um so Emissionen von 5,1 Mt CO<sub>2</sub> durch Wiederverwertung einzusparen.<sup>20</sup> Das ist keine unbedeutende Menge - die Gesamtemissionen der österreichischen Industrie betragen zurzeit rund 25 Mt CO<sub>2</sub>e.<sup>21</sup> Die hauptsächlich verwendete Prozessroute läuft wie folgt: CO<sub>2</sub>-Emissionen z.B. der Zementindustrie werden abgeschieden und dann von der chemischen Industrie verwendet, um mit Hilfe von Wasserstoff Methanol zu synthetisieren. Dieses wird in Folge hauptsächlich für die Produktion von Kunststoffen verwendet. Die Autor:innen weisen darauf hin, dass auf diese Weise zwar innerhalb der Systemgrenze der österreichischen Industrie alle Treibhausgasemissionen eingespart werden können, dass dies aber nicht gilt, wenn man die Systemgrenze weiter zieht (z.B. alle Emissionen im Inland berücksichtigt). Der produzierte Kunststoff wird nämlich hauptsächlich über Müllverbrennungsanlagen entsorgt; bei der Verbrennung wird das CO<sub>2</sub> wieder freigesetzt. Letztlich ermöglicht CCU (unter der Annahme einer 100-prozentigen CO<sub>2</sub>-Abscheidung, die in der Praxis aber nicht möglich ist) also eine Halbierung der Emissionen der Zement- und Kunststoffproduktion im Vergleich zu einem Szenario, in dem Kunststoff aus fossilen Rohstoffen produziert wird: Die Emissionen werden bei Einsatz von CCU nur bei der Kunststoffverbrennung freigesetzt und nicht sowohl bei der Zementproduktion als auch bei der Kunststoffverbrennung. Dass eine vollständige CO<sub>2</sub>-Reduktion durch CCU unmöglich ist, gilt aber nicht nur, wenn das Endprodukt des Prozesses Kunststoff ist, der nicht vollständig im Kreislauf geführt wird. Laut Umweltbundesamt (2023b) gibt es derzeit auch keine andere Anwendung von CCU, in der das Endprodukt eine derart lange Produktlebenszeit hat, dass es als Treibhausgassenke dienen könnte.

Diese Überlegungen werfen die Frage auf, ob CCU in größerem Stil eine zielführende Strategie ist, um Treibhausgasneutralität zu erreichen, jedenfalls solange der Kohlenstoff in

<sup>18</sup> AEA 2021, S. 21

<sup>19</sup> Wirkungsgrade im Straßenverkehr: E-Fuels ca. 13 %, Brennstoffzellenantriebe ca. 22 %, batterieelektrische Antriebe ca. 73 % (AEA 2021, S.45). Ähnliche Größenordnungen im Flugverkehr.

<sup>20</sup> NEFI (2022), S. 65.

<sup>21</sup> Bezugsjahr 2019; NEFI (2022), S. 5.

den erzeugten Produkten nicht vollständig im Kreislauf geführt werden kann. Für die verbliebenen „Restemissionen“ muss ja eine andere Senke gefunden werden. Alternative Strategien für die Zement- und die Kunststoffindustrie wären zum Beispiel mehr Recycling, ein Zurückfahren der Produktionsmenge und eventuell auch CCS (Carbon Capture and Storage; Kohlenstoff-Abscheidung und Speicherung) für die verbliebenen „Restemissionen“. Für welche Strategie sich Österreich letztlich entscheidet, hat große Auswirkungen auf den Wasserstoffbedarf (im UBA-Szenario Transition 2040 ist der Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie deutlich niedriger als im NEFI-Szenario). Setzt die Zementindustrie z.B. auf Recycling und CCS, so könnte die chemische Industrie Methanol auch (weniger energieintensiv als aus Wasserstoff) aus Biomethan herstellen oder importieren.

**Wasserstoff kann helfen, das Energiesystem zu stabilisieren - dies ist aber eine teure Option, zu der weitere Forschung wünschenswert wäre**

Der Umstieg auf erneuerbare Energien bringt ein zunehmendes Auseinanderklaffen zwischen Strom-Erzeugungsspitzen (z.B. bei Sonnenenergie zur Mittagszeit bzw. im Sommer) und (bisherigen) Verbrauchsspitzen mit sich. Mit Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffproduktion könnten Erzeugungsspitzen aufgefangen werden, die Verbrennung von Wasserstoff in Wärmekraftwerken könnte Verbrauchsspitzen abdecken. Mithilfe von Wasserstoff könnte somit das Elektrizitätssystem sowohl im Tagesverlauf als auch über die Jahreszeiten stabilisiert werden. Dies ist allerdings eine teure Option, da einerseits der Wirkungsgrad der Wasserstofferzeugung für die anschließende Wiederverstromung aufgrund der doppelten Umwandlungsverluste niedrig ist (Ramsebner und Haas (2021) gehen in einer Studie zur Sektorkopplung in Österreich für 2030 von einem Wirkungsgrad von 38,5 % und für 2040 von 45 % aus) und andererseits ein Bereithalten von Elektrolyseanlagen und Wärmekraftwerken für den ausschließlichen Einsatz in Spitzenzeiten eine niedrige Auslastung der Anlagen und somit - auf den Output bezogen - hohe Kapitalkosten zur Folge hat.

Von den hier diskutierten Studien untersucht nur der Integrierte österreichische Netzinfrstrukturplan (OENIP; BMK 2024c) die Verwendung von Wasserstoff zur Stabilisierung des Elektrizitätssystems im Detail. Er geht vom Szenario Transition 2040 des Umweltbundesamtes aus, bricht die Analyse aber örtlich auf einzelne Umspannwerkbezirke und zeitlich auf Stunden herunter, was Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch an bestimmten Orten zu bestimmten Zeitpunkten erkennbar macht, die bei einer aggregierten Betrachtungsweise verborgen bleiben. Die im OENIP angenommene Elektrolysekapazität entspricht jener des UBA-Szenarios Transition 2040 (allerdings mit einem geringfügig niedrigeren Wirkungsgrad der Elektrolyseure), der Einsatz von Gaskraftwerken wird aber mit einem ökonomischen Optimierungsmodell ermittelt, was zu einem deutlich höheren Wasserstoffbedarf als im UBA-Szenario Transition führt (13 statt 3,1 TWh im Jahr 2040; auch der Bedarf an Biomethan ist mit 5 anstelle von 2,5 TWh deutlich höher). Mehr als ein Viertel des Gesamtbedarfs an Wasserstoff entfällt somit 2040 laut der Prognose des OENIP auf thermische Kraftwerke. Der Netzinfrstrukturplan weicht in diesem Punkt von der Wasserstoffstrategie für Österreich ab - diese diskutiert zwar die Möglichkeit der Verwendung von Elektrolyse-Anlagen zur Stabilisierung des Energiesystems, die Verstromung von Wasserstoff in kalorischen Kraftwerken ist in der Studie „Erneuerbare Gase in Österreich 2040“, aus der die Werte für den Wasserstoffbedarf in der Wasserstoffstrategie stammen, hingegen nicht vorgesehen.



Anders als in der Industrie, die in vielen Fällen kaum Alternativen zu einer Dekarbonisierung mithilfe von Wasserstoff hat, ist der Einsatz von Wasserstoff für die Stabilisierung des Energiesystems allerdings nicht zwingend: Im Stromsystem können Differenzen zwischen Produktion und Verbrauch auch mit Batteriespeichern, Pumpspeicherkraftwerken und Importen und Exporten ausgeglichen und vor allem mit Lastmanagement auch deutlich verringert werden, bei der Versorgung mit Wärme z.B. mit Großwärmespeichern. Angesichts der vermutlich noch bis in die 2030er Jahre mangelnden Verfügbarkeit von Wasserstoff (siehe Abschnitt 2 „Aufbringung“ im Folgenden) und der zu erwartenden hohen Kosten erscheint es daher wünschenswert, all diese Optionen zur Stabilisierung des Energiesystems im Vergleich zu Wasserstoff in weiteren Studien genauer zu prüfen.

Zu diesen eher „technischen“ Bestimmungsgründen des Wasserstoffbedarfs Österreichs sind in den letzten Jahren auch zwei internationale politische Entwicklungen dazugekommen, die den Bedarf zusätzlich erhöhen könnten: der Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine und die massiven Förderprogramme für grüne Technologien in den USA und China.

### **Rascherer Umstieg auf Wasserstoff beschleunigt Ausstieg aus russischem Gas**

Die EU hat sich als Reaktion auf den russischen Angriff auf die Ukraine Anfang 2022 das Ziel gesetzt, ihre Abhängigkeit vom Import fossiler Brennstoffe aus Russland zu beenden. Zur Umsetzung dieses Ziels wurde der Plan REPowerEU beschlossen, der unter anderem eine Steigerung der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff auf 20 Mt pro Jahr (das entspricht ca. 667 TWh) bis 2030 vorsieht (Europäische Kommission 2022a, S. 9). In Österreich war bis zum Beginn des Krieges der Anteil des russischen Gases am Gesamtimport mit durchschnittlich rund 80 Prozent lange Zeit besonders hoch (BMK 2024a), er betrug aber auch 2023 noch 65 Prozent<sup>22</sup>. Was den Gasverbrauch nach Sektoren betrifft, so liegt in Österreich die Industrie mit durchschnittlich etwas mehr als 40 Prozent des Gesamtverbrauchs voran, gefolgt von der Stromerzeugung und den Haushalten. Bei Haushalten und Stromerzeugung wird die Reduktion des Gasverbrauchs nicht oder nur in geringem Ausmaß durch einen Umstieg auf Wasserstoff erfolgen – Österreich setzt speziell bei der Wärmeerzeugung auf andere und vor allem effizientere Energieträger.<sup>23</sup> Anders ist es bei der Industrie: In diesem Sektor ist der verstärkte Einsatz von Wasserstoff (neben der Elektrifizierung) die effektivste Maßnahme, um den Erdgasverbrauch zu reduzieren. Die EU-Kommission schätzt, dass durch das Programm REPowerEU der Erdgasverbrauch der Industrie bis 2030 um rund 38 Prozent zurückgehen<sup>24</sup> und sich der Wasserstoffverbrauch um den Faktor 2,8 erhöhen wird<sup>25</sup> – jeweils im Vergleich zum ursprünglichen EU-Klimaschutzprogramm Fit-for-55 (Europäische Kommission 2022b). Beschreitet Österreich diesen von der EU angestrebten Weg, so würde dies eine deutliche Steigerung des Wasserstoffbedarfs schon in diesem Jahrzehnt bedeuten.

---

<sup>22</sup> BMK 2024b, berechnet als gewichtetes Mittel aus den angegebenen Monatswerten

<sup>23</sup> BMK 2022, S. 14/15.

<sup>24</sup> Europäische Kommission 2022b, Tabelle 5, S. 19.

<sup>25</sup> Europäische Kommission 2022b, Tabelle 8, S. 21 (Sektoren Refineries, Industrial heat, Petrochemicals und Blast furnaces)

## **Wasserstoff ist ein zentraler Faktor für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie**

Die USA haben den Aufbau einer „grünen“ Wasserstoffwirtschaft zu einem Kernelement ihrer Industrie- und Klimapolitik gemacht. Es gibt umfangreiche staatliche Unterstützungsprogramme für Technologieentwicklung und Anwendungsprojekte in der Industrie. Aber auch ohne staatliche Subventionen hätten die USA die besten Voraussetzungen, zu einem Vorreiter einer künftigen Wasserstoffwirtschaft zu werden: Sie besitzen einerseits das Potenzial, billig erneuerbare Energien und damit Wasserstoff zu produzieren, haben andererseits aber auch tiefe Finanzmärkte und eine hochentwickelte Industrie mit dem nötigen Know-how für die Erzeugung hochwertiger Produkte mithilfe wasserstoffbasierter Produktionsverfahren. Doch auch China hat Potential für eine billige Wasserstofferzeugung und viel Erfahrung mit Schlüsselprodukten der künftigen Wasserstoffwirtschaft wie Ammoniak oder Stahl und dürfte somit ebenfalls zu einem Vorreiter der wasserstoffbasierten Industrieproduktion werden (Eicke und De Blasio 2022). Demgegenüber mit einer Verzögerung von zumindest einigen Jahren könnte auch Indien in den Kreis dieser Länder vorstoßen. In europäischen Ländern mit weniger großem Potenzial für billige erneuerbare Energie wachsen hingegen die Befürchtungen, dass die dortige Industrie im Wettbewerb mit den USA oder China nicht bestehen wird können. Ein öfter gemachter Vorschlag ist, die Energiewende in Europa zu bremsen, um so die Unternehmen von den Kosten dieser Wende zu entlasten. Dies könnte der europäischen Industrie aber höchstens kurzfristig helfen – längerfristig würde sie nämlich beim Umstieg auf die (Wasserstoff-)Technologie der Zukunft immer weiter zurückfallen, was langfristig auch weitaus höhere Kosten verursachen würde. Will man einer für den Fall des Umstiegs auf erneuerbare Energien und Wasserstoff befürchteten „Deindustrialisierungswelle“ in Europa entgegenwirken, so erscheint nicht ein Bremsen, sondern im Gegenteil eine Beschleunigung dieses Umstiegs zielführend. Ansari und Pepe (2022) argumentieren aus diesem Grund, „a successful and swift ramp-up of [hydrogen] imports is more important than an affordable one“. Diese Empfehlung dürfte von Wasserstoffimporten auf den Einsatz von Wasserstoff im Allgemeinen übertragbar sein. Auch aus diesen Überlegungen folgt, dass der Wasserstoffbedarf für Österreich größer sein und schneller aktuell werden könnte als bisher angenommen.

## **Industrie sieht Bedarf schon in naher Zukunft**

Der Frage, wie die österreichischen Unternehmen selbst ihren Bedarf an Wasserstoff einschätzen, ist die Austrian Gas Grid Management AG 2022 in einer Erhebung nachgegangen (AGGM 2023). Ergebnis war, dass schon für 2025 der Wunsch nach dem Bezug von 2,3 TWh und für 2030 von 23 TWh Wasserstoff besteht.<sup>26</sup> Das ist deutlich mehr als in den meisten Prognosen angenommen. Die Antworten in der Erhebung waren unverbindlich und bezogen sich auch nicht auf einen bestimmten Preis für Wasserstoff. Es ist daher zu vermuten, dass das Interesse deutlich zurückgehen würde, wenn die potentiellen Kund:innen den derzeit im Vergleich zu anderen Energieträgern sehr hohen Preis für Wasserstoff selbst tragen müssten. Andererseits zeigt die Erhebung aber, dass – entsprechende Unterstützungsmaßnahmen vorausgesetzt – viele Unternehmen schon in diesem Jahrzehnt zu einem Wechsel des Energieträgers bereit wären. Auffallend bei der Erhebung war auch, dass der Bedarf an Methan zwar zurückgeht, bis 2040 aber nur um 55

---

<sup>26</sup> AGGM (2023), S. 17.

Prozent.<sup>27</sup> Zu diesem Zeitpunkt sollte in Österreich kein Erdgas, sondern nur noch Biomethan angeboten werden. Die verfügbare Menge an Biogas (siehe Diskussion oben) dürfte aber weit unter den bei der Befragung angegebenen Mengen liegen – was, so es sich um durch Wasserstoff substituierbaren Bedarf handelt, eine noch höhere Nachfrage nach Wasserstoff zur Folge hätte.

Aus der bisherigen Diskussion ergibt sich folgendes Gesamtbild: Der Bedarf an Wasserstoff ist hoch – aus mehreren Gründen wie etwa dem Ziel, aus russischem Gas auszusteigen oder einer Abwanderung von Industriebetrieben entgegenzuwirken, und auch wegen der mangelnden Verfügbarkeit von Biogasen vermutlich höher als bisher angenommen; und er könnte auch schneller als bisher erwartet konkret werden. Da es speziell in der Industrie für viele Produktionsprozesse aber keine klimafreundlichen Alternativen zu einem Einsatz von Wasserstoff gibt, ist eine Senkung des Wasserstoffbedarfs schwierig und kann in vielen Fällen nur durch äußerst ambitioniertes Recycling, durch eine Senkung des physischen Outputs der mithilfe von Wasserstoff erzeugten Produkte oder durch den Import von wasserstoffintensiv hergestellten Zwischenprodukten erreicht werden. All diese Optionen erfordern einen tiefgreifenden Umbau der Wirtschaft.

## 2. Aufbringung von klimaneutralem Wasserstoff

In allen für Österreich vorliegenden Studien wird die Produktion von klimaneutralem Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser durch Strom aus erneuerbaren Quellen angenommen. Die Wasserstoffproduktion aus fossilen Quellen mit anschließender CO<sub>2</sub>-Abscheidung (bei der derzeit in der Praxis keine 100-prozentige Abscheidung erzielt wird; IEA 2023) ist in der österreichischen Wasserstoffstrategie nicht vorgesehen. Alle anderen Produktionsverfahren sind noch nicht technisch ausgereift. Allgemein wird angenommen, dass Österreich seinen Bedarf sowohl durch Produktion im Inland als auch durch Importe deckt. Ein Konsens, in welchem Verhältnis das erfolgen soll, besteht derzeit nicht. Das UBA-Szenario Transition 2040 geht von einem Ausbau der österreichischen Elektrolysekapazitäten auf ca. 3 GW<sub>el</sub> aus, was die Produktion von rund 11 TWh Wasserstoff ermöglichen würde<sup>28</sup> – das wären weniger als 40 Prozent des in diesem Szenario prognostizierten Bedarfs. Der Integrierte österreichische Netzinfrastrukturplan (BMK 2024c) baut auf diesem Szenario auf, nimmt aber einen geringfügig niedrigeren Wirkungsgrad der Elektrolyse an<sup>29</sup>. In der AGGM-H<sub>2</sub>-Roadmap wird hingegen ebenfalls für 2040 eine fast zweieinhalbmal so große inländische Wasserstoff-Produktion von 25 TWh angenommen – rund 50 Prozent des von der AGGM prognostizierten (höheren) Bedarfs<sup>30</sup>. Die österreichische Wasserstoffstrategie nennt als Ziel für 2030 1 GW Elektrolyseleistung<sup>31</sup> (das erlaubt die Produktion von ca. 3,75 TWh Wasserstoff), für 2040 wird aber kein Ziel angegeben; und auch für das Verhältnis zwischen Import und heimischer Produktion gibt es kein Ziel. Angenommen wird in den diskutierten Studien aber implizit, dass heimische Elektrolyseanlagen durch in Österreich produzierten erneuerbaren Strom gespeist werden.

Die wichtigsten Gründe, zumindest teilweise auf Importe von Wasserstoff zu setzen, sind die vermutlich niedrigeren Produktionskosten in Ländern mit einem größeren Potential für die

---

<sup>27</sup> AGGM (2023), S. 17.

<sup>28</sup> UBA (2023a), S. 66, Annahme: 1 GW<sub>el</sub> erlaubt die Produktion von 3,75 TWh Elektrizität (z.B. mittels 5000 Vollaststunden bei Wirkungsgrad von 75%).

<sup>29</sup> UBA 2024c, S. 42/43

<sup>30</sup> Bedarf gemäß AGGM (2023), S. 33.

<sup>31</sup> BMK (2022), S. 17.

Erzeugung von erneuerbaren Energien als Österreich und die Vermutung, dass die österreichischen Kapazitäten für die Erzeugung erneuerbarer Energien nicht ausreichen werden, um allen benötigten Wasserstoff im Inland herzustellen (wollte man z.B. die – vergleichsweise große – Menge an Wasserstoff, die laut Wasserstoffstrategie benötigt wird, in Österreich produzieren, so wäre allein dafür fast 1,4 mal so viel Strom aus erneuerbaren Quellen erforderlich, wie derzeit in Österreich insgesamt an Strom – aus erneuerbaren und fossilen Quellen – erzeugt wird.<sup>32</sup> Dies wäre selbst bei extrem ambitioniertesten Annahmen über den Ausbau erneuerbarer Energien unmöglich). Für die Produktion zumindest eines Teils des Wasserstoffbedarfs im Inland spricht aber die in diesem Fall größere Versorgungssicherheit; die Möglichkeit, durch einen raschen Ausbau der Elektrolysekapazitäten Wasserstoff bereits zu einem früheren Zeitpunkt zur Verfügung zu stellen als dies durch Importe möglich wäre; die Förderung der heimischen Forschung und Entwicklung bei Wasserstofftechnologie; die Stabilisierung des Stromnetzes; und die Einsparung teurer Leitungen und Pipelines in Fällen, wo der Ort der Stromerzeugung und des Wasserstoffverbrauchs zusammenfallen. Neben dem Import von Wasserstoff und der heimischen Erzeugung mit heimischer erneuerbarer Energie bestehen aber noch zwei weitere Möglichkeiten der Versorgung Österreichs, nämlich Wasserstoff im Inland mit im Ausland erzeugter erneuerbarer Energie herzustellen und statt reinen Wasserstoffs mithilfe von „grünem“ Wasserstoff im Ausland erzeugte Wasserstoffderivate oder Zwischenprodukte für die Industrie zu importieren (z.B. Eisenschwamm, Ammoniak oder Methanol).

Einen guten Überblick über neuere Studien zu Importmöglichkeiten für Wasserstoff und Wasserstoff-Derivate für Europa bietet ein Impulspapier des deutschen Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (Wietschel et al. 2024). Die Autoren stellen zwar fest, dass weiterhin hohe Unsicherheiten über Kosten und Importpotentiale bestehen – dennoch lassen sich einige Tendenzen bereits erkennen:

### **Die Preise für Wasserstoff werden oft unterschätzt, seine Verfügbarkeit für baldige Importe überschätzt**

Der Aufbau einer Elektrolyse-Infrastruktur steht erst am Anfang. Weltweit sind erst 0,7 GW an Elektrolyseleistung installiert (IEA 2023) – weniger, als allein Österreich bis 2030 errichten will. Viele Staaten wollen zuerst ihren Inlandsbedarf abdecken, bevor sie exportieren. Laut einer Prognose der International Renewable Energy Agency (IRENA 2022) wird aber auch 2050 noch nur etwa ein Viertel des weltweit produzierten Wasserstoffs international gehandelt, der Rest wird lokal produziert und verbraucht. Der Aufbau einer internationalen Transportinfrastruktur braucht ebenfalls Zeit, die Transportkosten können bis zu 50 Prozent der Importkosten betragen<sup>33</sup>. Dazu kommt, dass in Ländern, die ein hohes Potential für Sonnenenergie haben, oft wegen politischen Risikos die Kapitalkosten sehr hoch sind. Wietschel et al. (2024) argumentieren, dass frühere Studien all diese Kosten oft unterschätzt haben und stellen fest, dass Wasserstoff und seine Derivate kurz- und mittelfristig „knapp und teuer“ bleiben werden. Mit größeren Importmöglichkeiten ist ihrer Einschätzung nach erst nach 2030 zu rechnen.

<sup>32</sup> Der Wasserstoffbedarf laut Wasserstoffstrategie beträgt 2040 71,1 TWh – siehe Tabelle 1. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 75 Prozent sind zur Erzeugung dieser Menge 94,8 TWh an elektrischer Energie notwendig. 2020 wurden in Österreich 69 TWh an Strom hergestellt (UBA 2023a, Tabelle 16, S. 63)

<sup>33</sup> Genge et al. 2023, Fig.4; Wietschel et al. 2023, S. 7.

## **Reiner Wasserstoff wird aus benachbarten Regionen importiert und per Pipeline transportiert werden; Wasserstoffderivate werden hingegen weltweit gehandelt und per Schiff transportiert werden**

Diese Aufteilung ergibt sich aus Kostengründen. Flüssigen Wasserstoff per Schiff zu importieren, ist laut Wietschel et al. (2024) um 20 bis 40 Prozent teurer als der Import von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline.<sup>34</sup> Bei teureren Wasserstoff-Folgeprodukten wie Ammoniak, Methanol oder auch E-Fuels fallen hingegen die Kosten für den Schiffstransport prozentuell deutlich weniger ins Gewicht.

Als Ursprungsländer für den Pipeline-Transport von reinem Wasserstoff nach Mitteleuropa kommen andere EU-Regionen und einige wenige EU-Nachbarländer wie etwa Norwegen in Frage. Die EU kann sich mit reinem Wasserstoff selbst versorgen und dies ist, wie Langfristszenarien mehrerer deutscher Forschungsinstitutionen ergeben, auch wirtschaftlich sinnvoll (Sensfuß et al. 2022). Quitzow et al. (2023) nennen z.B. Spanien, Frankreich und Schweden als EU-Länder mit großem Produktionspotential für Wasserstoff. Informationen darüber, wo innerhalb des EWR<sup>35</sup> die Wasserstoffproduktion besonders kostengünstig ist, lassen sich auch aus dem Ergebnis einer von der Europäischen Wasserstoffbank organisierten ersten EWR-weiten Auktion (IF23)<sup>36</sup> für die Vergabe von Subventionen für Elektrolyseure ableiten. Potenzielle Wasserstoff-Hersteller konnten um Subventionen bieten; diejenigen, die sich mit der niedrigsten Förderung pro Kilogramm produzierten RFNBO-Wasserstoff<sup>37</sup> zufrieden gaben, bekamen den Zuschlag. Insgesamt wurden 132 Projekt-Angebote aus 17 europäischen Ländern eingereicht; die sieben siegreichen Projekte, die sich fast 720 Millionen Euro an Förderungen aus dem Innovationsfonds für die Produktion von RFNBO-Wasserstoff sichern konnten, stammen aber aus nur 4 Ländern: aus Portugal, Spanien, Norwegen und Finnland (Europäische Kommission 2024). Portugal und Spanien haben ein hohes Potential für Photovoltaik, Norwegen und Finnland für Wasserkraft (Kurmayer 2024). Ob Importe von reinem Wasserstoff darüber hinaus auch aus dem Nahen Osten oder Nordafrika kostenmäßig attraktiv sein könnten, ist nicht ganz klar – in vielen Ländern in diesen Regionen sind das politische Risiko und die Kapitalkosten hoch. Wasserstoffderivate hingegen können am kostengünstigsten aus sonnenreichen Regionen außerhalb der EU bezogen werden, in denen zugleich die Kapitalkosten niedrig sind (Wietschel et al. 2024).

## **Die Umstellung auf wasserstoffbasierte Produktionsverfahren birgt Risiken für die europäische Industrie**

Etliche potenzielle Wasserstoffexportländer verfolgen die Strategie, nicht reinen Wasserstoff auf dem Weltmarkt anbieten zu wollen, sondern aus Wasserstoff hergestellte Produkte, um so einen Teil der Wertschöpfungskette auf ihr Gebiet zu verlagern. Die Palette der möglichen international angebotenen Erzeugnisse reicht von „einfachen“ Wasserstoffderivaten wie Ammoniak bis zu höherwertigen Produkten wie E-Fuels, Eisenschwamm oder sogar Stahl; und die Reihe der möglichen Exporteure von den Golfstaaten (Ansari 2022) bis zu den USA und Kanada (Eicke und De Blasio 2022). Nach Berechnungen der IRENA (2022) reichen schon kleine Unterschiede in den Kosten für erneuerbare Energie in verschiedenen Ländern aus, um den Handel höherwertiger mit Hilfe von Wasserstoff hergestellter Produkte

<sup>34</sup> Wietschel et al. (2024), S. 17.

<sup>35</sup> Europäischer Wirtschaftsraum: EU plus Norwegen, Island, Liechtenstein

<sup>36</sup> Details hier: [Competitive bidding - European Commission \(europa.eu\)](https://www.europa.eu)

<sup>37</sup> RFNBO: Renewable fuels of non-biological origin

wirtschaftlich zu machen. Das bedeutet, dass für die Eisen- und Stahl- sowie die chemische Industrie in Europa der Umstieg auf wasserstoffbasierte Produktionswege ein zusätzliches Risiko mit sich bringt, dass zumindest ein Teil der Produktion ins Ausland verlagert wird (Verpoort et al. 2023). Länder wie die USA, Kanada oder auch China könnten zu Konkurrenten bei sehr hochwertigen Produkten wie Stahl werden.

Die Alternative zum Import von Wasserstoff ist die Erzeugung im Inland. Wenn man annimmt, dass dazu nur im Inland produzierter erneuerbarer Strom verwendet wird, sind der Wasserstoffherzeugung damit durch das maximale Potenzial zur Stromerzeugung einerseits und den Stromverbrauch der anderen Wirtschaftssektoren andererseits Grenzen gesetzt. Ein Blick auf das UBA-Szenario Transition 2040 vermittelt eine Vorstellung von den Größenordnungen: In diesem Szenario werden 2040 127 TWh Strom erzeugt<sup>38</sup>. Die Annahmen zum Erneuerbaren-Ausbau sind extrem ambitioniert, man kann die 127 TWh daher als eine Obergrenze für den maximal möglichen Ausbau betrachten. Von diesen 127 TWh werden knapp 16 TWh<sup>39</sup> für die Erzeugung von Wasserstoff verwendet, was dann (wegen der Umwandlungsverluste) etwas mehr als 11 TWh Wasserstoff ergibt. In dem Szenario exportiert Österreich 2040 2 TWh Strom, und 2050 sogar 13,5 TWh<sup>40</sup> – es gäbe also eine „Reserve“ für die Steigerung der Wasserstoffproduktion mit heimischer Energie. Aber es ist auch erkennbar, dass diese „Reserve“ nicht ausreicht für die Erzeugung des gesamten Wasserstoffbedarfs von 29,4 TWh in diesem Szenario<sup>41</sup>; und noch weniger für die Erzeugung von mehr als 70 TWh Wasserstoff, wie sie laut der österreichischen Wasserstoffstrategie<sup>42</sup> (bei begrenzter Verfügbarkeit von Biomethan) erforderlich sind. Österreich wird also in jedem Fall auf den Import von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten angewiesen sein.

Eine zweite Frage ist, ob die heimische Produktion von Wasserstoff (wie oft angenommen) wesentlich teurer ist als der Import. Für Österreich gibt es keine Studien, die die voraussichtliche Kostenentwicklung genauer untersuchen; für Deutschland hat aber das Wuppertal-Institut (Merten und Scholz 2023) eine Meta-Analyse zu Wasserstoffkosten durchgeführt. Die Hauptergebnisse sind, dass die prognostizierten Produktionskosten in Deutschland im Vergleich zu früheren Studien gesunken sind – auf 7 bis 13 ct/kWh im Jahr 2030 und 7 bis 9 ct/kWh 2050. Sie liegen damit nun meist unterhalb der Kosten für den Wasserstoffimport per Schiff aus weiter entfernten Regionen (ca. 9 bis 21 ct/kWh 2030 und 7 bis 11 ct/kWh 2050) und in einem ähnlichen Bereich wie die Kosten für den Import per Pipeline (ca. 5 bis 15 ct/kWh 2030 und 4 bis 12 ct/kWh 2050).<sup>43</sup> Das bedeutet, dass in Deutschland Wasserstoff aus heimischer Produktion gegenüber vielen Importangeboten konkurrenzfähig werden könnte. Wie weit sich die Ergebnisse auf Österreich übertragen lassen, ist nicht ganz klar; Deutschland gilt aber als Land mit vergleichsweise geringen Kapazitäten (gemessen am Stromverbrauch) und hohen Kosten für die Produktion von erneuerbaren Energien, die Voraussetzungen in Österreich sind deutlich besser (Quitow et al. 2023).

Hinweise auf die relativen Produktionskosten von „grünem“ Wasserstoff in verschiedenen EU-Ländern liefert auch die oben bereits erwähnte Subventions-Auktion (IF23)<sup>44</sup> der

---

<sup>38</sup> UBA (2023a), S. 63, Tabelle 16.

<sup>39</sup> UBA (2023a), S. 60, Tab 15, Umrechnung von PJ.

<sup>40</sup> UBA (2023a), S. 63, Tabelle 16.

<sup>41</sup> Siehe Tabelle 1 und dort angegebene Quellen.

<sup>42</sup> Siehe Tabelle 1 und dort angegebene Quellen.

<sup>43</sup> Merten und Scholz 2023, S. 22.

<sup>44</sup> Details hier: [Competitive bidding - European Commission \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/competition/subsidies/if23_en)

Europäischen Wasserstoffbank vom April 2024. Bei der Auktion konnte sich keines der eingereichten Projekte aus Deutschland oder Österreich durchsetzen. Auffallend war, dass die letztlich erfolgreichen Gebote aus Portugal, Spanien, Norwegen und Finnland planen, mit äußerst niedrigen Subventionen auszukommen – die Bandbreite reicht von 0,37 Euro bis zu 0,48 Euro pro Kilogramm RFNBO-Wasserstoff (das entspricht 1,11 bis 1,45 ct/kWh) und liegt damit deutlich unter den geschätzten derzeitigen Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Europa von 5 bis 12 Euro pro Kilo und auch deutlich unter der Kostendifferenz zwischen „grünem“ und „fossilem“ Wasserstoff von geschätzten 4 bis 6 Euro pro Kilogramm (Kneebone & McWilliams 2024). Wasserstoffanalyt:innen sprechen von „systematischer Unterbietung“ (Kurmayer 2024). Mögliche Erklärungen für dieses Phänomen sind einerseits mögliche zusätzliche Förderungen, die die siegreichen Projekte in Anspruch nehmen können (z.B. die Förderung des verwendeten erneuerbaren Stroms), und andererseits die (eventuell durch Quotenregelungen erzwungene) Bereitschaft der Wasserstoffabnehmer, einen Aufpreis zu zahlen (Kneebone & McWilliams 2024). Das Ergebnis der Subventionsauktion der Wasserstoffbank lässt also zwar nicht den Schluss zu, dass österreichische Elektrolyseure in Europa konkurrenzfähig sind, positiv im Sinne eines raschen Ausbaus einer Wasserstoffwirtschaft in Europa war aber das große Interesse an der Auktion und die Tatsache, dass die gewährten Subventionen überraschend niedrig sind (was bedeutet, dass mit derselben Summe an Förderungen eine größere Zahl an Wasserstoffprojekten angestoßen werden kann). Bei dieser Auktion wurden Subventionen für Projekte mit einer Gesamtkapazität von 1,5 GW<sub>el</sub> vergeben, die über einen Zeitraum von 10 Jahren 1,58 Millionen Tonnen grünen Wasserstoff erzeugen sollen. Das sind gerade einmal 1,5 Prozent des EU-Ziels einer Produktion von 10 Millionen Tonnen im Jahr (Kurmayer 2024), was zeigt, dass die EU bei der Vergabe der Förderungen für die in den nächsten 6 Jahren zu verwirklichenden Projekte erst am Anfang steht.

**Zusammenfassend ist Wasserstoff weltweit knapp und teuer; die Importmöglichkeiten werden bis weit in die 30er Jahre hinein beschränkt bleiben. Die Produktion im Inland hingegen könnte günstiger sein als bisher angenommen. Für einen großen Teil seines Bedarfs wird Österreich aber auf Importe angewiesen bleiben.**

### **3. Angebot an klimaneutralem Wasserstoff erhöhen, Bedarf senken**

Die bisherige Diskussion zeigt, dass ohne rasche Gegenmaßnahmen kurz- und mittelfristig eine große Lücke zwischen dem Angebot an klimaneutralem Wasserstoff und dem Bedarf klaffen wird. Die hohen Kosten und die mangelnde Verfügbarkeit von Importen könnten das Hochfahren einer Wasserstoffwirtschaft in Österreich bremsen. Dies wäre nicht nur aus Klimaschutzgründen problematisch, es würde auch den Ausstieg aus russischem Gas verzögern und könnte die Eignung Österreichs als Industriestandort zumindest für gewisse Branchen gefährden. Klessmann et al. (2022) warnen z.B. eindringlich davor, dass Deutschland die Produktion von „grünem“ Stahl an China verlieren könnte, wenn es nicht rasch Wasserstoffprojekte umsetzt. Etwas ähnliches könnte Österreich drohen. Ansari und Pepe (2023) wiederum drücken ihre Befürchtung aus, dass Europa, wenn es nicht jetzt handelt, den Anschluss bei der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft gänzlich verpassen könnte – mit der Folge, dass diese dann zwar in anderen Erdteilen entsteht, aber nicht mehr in Europa.

Die Lücke zwischen Bedarf und Angebot an Wasserstoff ist derart groß, dass es, wie viele Autor:innen argumentieren (z.B. Merten und Scholz 2023, Klessmann et al. 2022), nicht ausreichen wird, nur den Bedarf einzubremsen oder das Angebot zu erhöhen – beides sollte gleichzeitig erfolgen. Man kann sich dabei nicht auf Marktkräfte allein verlassen – Wasserstoffangebot und -nachfrage sind ein Beispiel für ein sogenanntes „Henne-oder-Ei“-Problem (Ansari und Pepe 2023), das Angebot wird sich nicht bilden, wenn die Nachfrage nicht da ist und umgekehrt; der Staat sollte also koordinierend eingreifen, um Angebot und Nachfrage simultan hochzufahren.

Österreich hat seit 2022 eine Wasserstoffstrategie, die nicht nur Ziele und ein Leitbild vorgibt, sondern auch Umsetzungsmaßnahmen empfiehlt: Die Förderung und die Schaffung von Anreizen sowohl für die Produktion als auch für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in der Industrie; Vorzeigeprojekte; ein Konzept für eine sinnvolle Integration von Wasserstoff in der Mobilität; die Schaffung von Infrastruktur und Importmöglichkeiten; die Intensivierung von Forschung und Entwicklung; auf nationaler Ebene mehr Kooperation zwischen Stakeholdern und Entscheidungsträgern; und auf EU-Ebene die Schaffung eines einheitlichen Rechtsrahmens und einheitlicher technischer Standards, den Ausbau der Infrastruktur und die Schaffung eines Wasserstoffmarkts. Vorerst sind aber nur einige wenige der Ziele durch Angabe von Zeit- oder Mengenvorgaben präzise formuliert: 80 Prozent des derzeitigen Verbrauchs von fossil erzeugtem Wasserstoff von rund 4,7 TWh<sup>45</sup> (hauptsächlich in der chemischen und petrochemischen Industrie) sollen durch klimaneutralen Wasserstoff ersetzt werden, und bis 2030 soll 1 GW Elektrolysekapazität aufgebaut werden (damit lassen sich bei 5.000 Volllaststunden im Jahr und einem Wirkungsgrad von 70 Prozent 3,5 TWh Wasserstoff produzieren). Empfehlenswert erscheinen nun in einem nächsten Schritt eine Konkretisierung und Präzisierung der österreichischen Wasserstoffstrategie und die Formulierung von Zielen nicht nur für 2030, sondern auch für 2040. Außerdem sollte möglichst bald der Schritt von der Erörterung und Planung von Wasserstoffprojekten zu ihrer Umsetzung vollzogen werden.

---

<sup>45</sup> BMK (2022), S. 23, 140.000 t Wasserstoffbedarf der Industrie pro Jahr, entspricht rund 4,7 TWh.



## Aus den Analysen im Projekt INTEGRATE lässt sich die Empfehlung konkreter folgender Maßnahmen ableiten:

### Zum Management des Wasserstoffeinsatzes:

- Beschränkung des Wasserstoffeinsatzes auf jene Anwendungen, bei denen es keine technisch oder ökonomisch sinnvollen alternativen Möglichkeiten zur Dekarbonisierung gibt. Das sind jedenfalls die Nutzung von Wasserstoff als chemischer Ausgangsstoff sowie zur Reduktion von Prozessemissionen, speziell in der chemischen und der Stahlindustrie, und seine Verwendung als Treibstoff im Flug- und (für Österreich mengenmäßig weniger bedeutend) Schiffsverkehr. Nicht genutzt werden sollte Wasserstoff hingegen für den PKW- und den Verteiler-LKW-Verkehr sowie für die Gebäudebeheizung. Daneben gibt es einige Anwendungsfelder, in denen die Grenzen zwischen sinnvollem und weniger sinnvollem Einsatz von Wasserstoff noch nicht völlig klar sind. In all diesen Anwendungen sollte, wenn immer möglich, auf den Einsatz von Wasserstoff verzichtet werden. Derartige Anwendungen sind der LKW-Fern- und Reisebusverkehr (die ständige Verbesserung der Batterietechnologie könnte helfen, ohne Wasserstoffantrieb auszukommen), die Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie (für Niedertemperaturprozesse ist Wasserstoff nicht das Mittel der Wahl, für Hochtemperaturprozesse in vielen Fällen schon - auch hier sollten aber Alternativen geprüft werden) und für den Spitzenlastausgleich und die Energiespeicherung im Stromsystem (Elektrolyseanlagen für den Spitzenlastausgleich sind wegen der geringen Auslastung teuer; die Speicherung und Wiederverstromung von Wasserstoff hat einen niedrigen Wirkungsgrad - entsprechende Projekte mögen im Einzelfall sinnvoll sein, sollten aber jedenfalls auf Alternativen geprüft werden).
- Ambitionierte Effizienzsteigerungen und Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft. Das oben diskutierte UBA-Szenario Transition zeigt auf, dass theoretisch eine Reduktion des Wasserstoffeinsatzes auf rund die Hälfte oder sogar noch weniger möglich ist. In der Praxis ist die vollständige Umsetzung dieses Szenarios sicher schwierig; das Szenario weist aber den Weg, in welche Richtungen die Anstrengungen gehen sollten.
- Entwicklung einer Strategie für den Umgang mit ausländischer Konkurrenz bei wasserstoffbasierten Industrie-Zwischenprodukten. Wie oben erörtert, setzen viele Exportländer auf die Ausfuhr von Wasserstoffprodukten wie Ammoniak oder Eisenschwamm anstelle von reinem Wasserstoff. Diese Zwischenprodukte sind mit europäischen konkurrenzfähig (IRENA 2022). Klessmann et al. (2022) argumentieren für Deutschland, dass eine Abwanderung einzelner, energieintensiver Wertschöpfungsstufen ins Ausland kaum verhindert werden kann und daher akzeptiert werden sollte - man sollte dies als Chance begreifen, sich auf höhere Wertschöpfungsstufen zu spezialisieren. So könnte z.B. Eisenschwamm importiert und dann in Deutschland veredelt werden. Die Argumentation erscheint auf Österreich übertragbar. Die österreichische Industrie und die österreichische Industriepolitik sind somit gefordert, eine Strategie für den Umgang mit dieser Herausforderung zu entwickeln.

- Klärung folgender Fragen, die über den Bedarf Österreichs an Wasserstoff entscheiden:
  - Soll Österreich Flugzeugtreibstoff produzieren?
  - In welchen Bereichen soll CCU eingesetzt werden?
  - Entwicklung einer realistischen, gesamtwirtschaftlichen Abschätzung der heimischen Produktionsmöglichkeiten für Biomethan unter Berücksichtigung der Tatsache, dass mehrere Wirtschaftssektoren um Biomasse konkurrieren und Österreich die EU-Vorgaben für natürliche Treibhausgasenken einhalten muss.

### **Zur Sicherstellung des Wasserstoffangebots:**

- Prüfung einer Ausweitung der heimischen Wasserstoffproduktion. Als Reaktion auf den russischen Angriff auf die Ukraine haben sowohl die EU als auch Deutschland die Ziele für die Produktion auf ihrem Staats- bzw. Unionsgebiet deutlich ausgeweitet. Österreich hat dies bisher nicht getan. Die von Österreich geplante inländische Wasserstoffproduktionskapazität von 1 GW würde nicht einmal ausreichen, um den derzeit von der Industrie produzierten fossilen Wasserstoff durch erneuerbaren zu ersetzen – ein Beginn der Umrüstung der Industrie auf Wasserstoffeinsatz wäre somit bis 2030 mit heimisch produziertem Wasserstoff kaum möglich. Importe sind in näherer Zukunft aber keine Alternative zu heimischer Produktion, da laut neueren Studien (siehe oben) bis weit in die 2030er Jahre hinein kaum Importmöglichkeiten bestehen werden. Ein rascher Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft ist somit nur durch einen Ausbau der heimischen Produktion möglich. Neuere deutsche Untersuchungen ergeben, dass die Produktion im Inland nicht teurer ist als zumindest ein Teil der möglichen Importe. Sollte dies auch für Österreich gelten, so wäre eine Erhöhung der Wasserstoffproduktionsziele für 2030 eine Option. Selbst das in Bezug auf den künftigen Wasserstoffbedarf zurückhaltende UBA-Szenario Transition 2040 geht davon aus, dass Österreich 2040 über rund 3 GW inländische Elektrolysekapazität verfügen wird – zum Teil aus Gründen der Versorgungssicherheit. Somit ist davon auszugehen, dass ein Ausbau bis zu diesem Niveau nicht zu Fehlinvestitionen führt. Ein Vorziehen eines Teils des erst für nach 2030 geplanten Elektrolyseausbau auf den Zeitraum vor 2030 sollte daher geprüft werden. Dies würde natürlich auch einen beschleunigten Ausbau der Produktionskapazitäten für erneuerbare Energie erfordern, was auch in der Strategie zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen wäre.
- Ausarbeitung einer Wasserstoff-Importstrategie. Längerfristig wird Österreich auf den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten angewiesen sein. Abgestimmt auf die Wünsche der Industrie, welche Derivate sie beziehen will (siehe oben), sollte daher eine Strategie erarbeitet werden. Die oben diskutierten Studien lassen einige Eckpunkte erkennen: Reiner Wasserstoff sollte per Pipeline aus der EU und EU-Nachbarstaaten wie Norwegen bezogen werden. Die Frage, ob auch ein Bezug aus dem Nahen Osten oder Nordafrika kosteneffektiv ist und Versorgungssicherheit garantiert, lässt sich nicht allgemein beantworten und müsste im Einzelfall genau geprüft werden. Importe von Wasserstoffderivaten per Schiff werden ebenfalls erst nach 2030 in größerer Menge verfügbar sein (Wietschel et al. 2024). Ansari und Pepe (2023) nennen Brasilien, Kanada und den Oman als jene Länder, die als erste Exportkapazitäten aufbauen könnten. Die Exporteure werden wegen der auf Jahrzehnte zu erwartenden Knappheit von Wasserstoff große Marktmacht besitzen. Die

EU sollte zur Verringerung bilateraler Abhängigkeiten daher eine multilaterale Allianz mit den wichtigsten Exportländern gründen (Ansari und Pepe 2023, Wietschel 2024).

- Rascher Ausbau der Infrastruktur. Die Schätzungen des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (OENIP; BMK 2024c) und des Marktgebietsmanagers Austrian Gas Grid Management AG (AGGM 2023) über die künftig im Inland produzierten Mengen an Wasserstoff und Biomethan und über den Bedarf an diesen beiden Gasen klaffen weit auseinander: Der Netzinfrastukturplan baut auf dem vergleichsweise „sparsamen“ UBA-Szenario Transition 2040 auf und geht von einem im Vergleich zu diesem etwas höheren Bedarf von 58 TWh an erneuerbaren Gasen aus, die AGGM hingegen prognostiziert für 2040 einen deutlich höheren Bedarf an 105 TWh<sup>46</sup>. Dennoch decken sich laut OENIP die im OENIP und die in den Planungen der AGGM für notwendig erachteten Wasserstoffleitungen – zumindest was deren Ausbau bis 2030 betrifft – weitgehend.<sup>47</sup> Es gibt also einen von Angebots- und Nachfrageschätzungen weitgehend unabhängigen Mindestbedarf an Infrastruktur. Dieser kann damit – und sollte auch – rasch umgesetzt werden.

#### **Für Wasserstoffeinsatz und -angebot:**

- Rascher Beschluss von Förder- und Anreizmaßnahmen
- Rasche Festlegung von technischen und rechtlichen Standards und Regulierungen (bzw. Einsatz für eine baldige entsprechende Festlegung durch die EU)

**Wasserstoffprojekte haben eine lange Vorlaufzeit von durchschnittlich 4 bis 6 Jahren (Ansari und Pepe 2023, S. 24). Um die für das Jahr 2030 gesetzten Ziele nicht zu verfehlen, ist also schnelles Handeln erforderlich: Die bis 2030 vorgesehenen Projekte gilt es noch dieses Jahr zu starten.**

---

<sup>46</sup> Siehe Tabelle 1 und dort angegebene Quellen.

<sup>47</sup> BMK 2024c, S. 154

## Literatur

- AEA (2021). *Erneuerbares Gas in Österreich 2040. Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot*. Österreichische Energieagentur (AEA). Wien.  
[https://www.energyagency.at/fileadmin/1\\_energyagency/presseaussendungen/allg\\_p\\_a/2021/06\\_erneuerbares\\_gas\\_2040\\_final\\_barrierefrei\\_juni21.pdf](https://www.energyagency.at/fileadmin/1_energyagency/presseaussendungen/allg_p_a/2021/06_erneuerbares_gas_2040_final_barrierefrei_juni21.pdf)
- AGGM (2023). *Langfristige und integrierte Planung 2022*. Austrian Gas Grid Management AG. Wien.  
[https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Gasnetz/Netzplanung/LFiP/2023/LFiP22\\_Bericht\\_A4\\_inkl.Anhang\\_xxxBGG.pdf](https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Gasnetz/Netzplanung/LFiP/2023/LFiP22_Bericht_A4_inkl.Anhang_xxxBGG.pdf)
- Ansari, D. (2022). *The hydrogen ambitions of the Gulf States: Achieving economic diversification while maintaining power*. SWP Comment 2022/C 44. Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin. <https://www.swp-berlin.org/10.18449/2022C44/>
- Ansari, D.; Pepe, J.M. (2023): *Toward a hydrogen import strategy for Germany and the EU. Priorities, countries, and multilateral frameworks*. SWP Research Division Global Issues, Working Paper Nr. 01, June 2023. Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin.  
[https://www.swp-berlin.org/publications/products/arbeitspapiere/Ansari\\_Pepe\\_2023\\_Hydrogen\\_Import\\_Strategy\\_WP.pdf](https://www.swp-berlin.org/publications/products/arbeitspapiere/Ansari_Pepe_2023_Hydrogen_Import_Strategy_WP.pdf)
- BMK (2022). *Wasserstoffstrategie für Österreich*. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Wien.  
<https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html>
- BMK (2024a). *Import von russischem Gas*. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Wien. URL:  
<https://energie.gv.at/hintergrund/import-von-russischem-gas> [Zugriff am 18. Mai 2024].
- BMK (2024b). *Diversifizierungspflicht soll Österreichs Importe von russischem Gas senken, Monatlicher Anteil von russischem Gas an den gesamten österreichischen Netto-Gasimporten*. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Wien. URL: <https://energie.gv.at/> [Zugriff am 19. Mai 2024]
- BMK (2024c). *ÖNIP. Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan*. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Wien.  
<https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d4d6888b-8e57-4ec6-87c3-0ffec220d83f/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrastukturplan.pdf>
- Eicke, L.; & De Blasio, N. (2022). *Green hydrogen value chains in the industrial sector – Geopolitical and market implications*. Energy research & social science, 93: 102847. doi:10.1016/j.erss.2022.102847.
- Europäische Kommission 2022a). *REPowerEU-Plan* (COM(2022) 230 final). Brüssel.  
[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF)
- Europäische Kommission 2022b). *Implementing the REPower EU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-Methane Targets* (SWD(2022) 230 final). Brüssel.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230>

- Europäische Kommission (2024), *Competitive bidding - A new tool for funding innovative low-carbon technologies under the Innovation Fund*  
[https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en) [Zugriff Juni 2024]
- Genge, L.; F. Scheller; F. Müsgens (2023). Supply costs of green chemical energy carriers at the European border: A meta-analysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 48: 38766 - 38781. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.180>
- IEA (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. International Energy Agency, Paris.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>
- IRENA (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I - Trade outlook for 2050 and way forward*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA\\_Global\\_hydrogen\\_trade\\_part\\_1\\_2022\\_.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf)
- Klessmann, C.; Vogel, S.; Engelhart, J.; Blanke, J. (2022). *Wasserstoff-Importstrategie für den Markthochlauf*. Policy Paper. Epico Klimainnovation und Konrad Adenauer Stiftung, Berlin.  
<https://epico.org/de/veroeffentlichungen/ergebnisse-vom-policy-accelerator-for-climate-innovation-2022>
- Kneebone, J. & B. McWilliams. *The EU's inaugural Hydrogen subsidy auction. What have we learned?* *Enerypost.eu*. 20. 5. 2024.  
<https://energypost.eu/the-eus-inaugural-hydrogen-subsidy-auction-what-have-we-learned/>
- Merten, F.; & Scholz, A. (2023). *Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO2-neutrale Transformation*. Wuppertal Institut, Wuppertal.  
[https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8417/file/8417\\_Hydrogen.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8417/file/8417_Hydrogen.pdf)
- NEFI (2022). *Pathway to industrial decarbonization. Scenarios for the development of the industrial sector in Austria*. New Energy for Industry. Wien.  
[https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI\\_Szenarienbericht\\_v15\\_WHY\\_Design.pdf](https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI_Szenarienbericht_v15_WHY_Design.pdf)
- Kurmayer, N.J. (2024). *EU-Wasserstoffsubventionen: Spanien und Portugal erhalten den größten Teil*. *Euractiv*. 30. 4. 2024.  
<https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/eu-wasserstoffsubventionen-spanien-und-portugal-erhalten-den-groessten-teil/>
- Parlament Österreich (2024). *Bundesgesetz über die Einführung einer Versorgerverpflichtung für Gas aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbares-Gas-Gesetz - EGG)*. 251/ME XXVII. GP - Ministerialentwurf - Gesetzestext  
<https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/251>
- Ramsebner, J. & R. Haas (2021). *Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht - Kurzstudie*. Technische Universität Wien - Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group, Wien.  
[https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d71c7b04-e9a2-407d-9320-b352e83ca6b4/studie\\_perspektiven-sektorkopplung.pdf](https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d71c7b04-e9a2-407d-9320-b352e83ca6b4/studie_perspektiven-sektorkopplung.pdf)

- Quitow, R.; Triki, A.; Wachsmuth, J.; Fragoso Garcia, J.; Kramer, N.; Lux, B.; Nunez, A. (2023): *Mobilizing Europe's Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States*. HYPAT Discussion Paper No 5/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Ed.).  
<https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/6eb07f2f-f7c9-42dc-8b8c-41f09b415eab/content>
- Sensfuß, F.; Lux, B.; Bernath, C.; Kiefer, C.; Pfluger, B.; Kleinschmitt, C.; Franke, K.; Fragoso Garcia, J.; Deac, G.; Männer, W.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Manz, P.; Neuwirth, M.; Wietschel, M.; Gnann, T.; Speth, D.; Krail, M.; Mellwig, P.; Blömer, S.; Köppen, S.; Tersteegen, B.; Maurer, C.; Ladermann, A.; Dröscher, T.; Willemsen, S.; Müller-Kirchenbauer, J.; Evers, M.; Akça, O.; Jiang, D.; Hollnagel, J.; Giehl, J.; Mielich, T. (2022). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Szenarien T45. Webinar zum Energieangebot. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Fraunhofer ISI, Karlsruhe.  
[https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_T45\\_Webinar\\_Angebot\\_Nov\\_2022\\_final\\_webinarversion.pdf](https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Angebot_Nov_2022_final_webinarversion.pdf)
- Veigl, A. (2017). *Energie- und Klimazukunft Österreich: Szenario für 2030 und 2050*. Wien.  
[https://www.global2000.at/sites/global/files/Energie\\_und\\_Klimazukunft\\_Oesterreich\\_2017.pdf](https://www.global2000.at/sites/global/files/Energie_und_Klimazukunft_Oesterreich_2017.pdf)
- Verpoort, Ph.; Gast, L.; Hofmann, A.; Ueckerdt, F. (2023). *Future global green value chains: estimating the renewables pull and understanding its impact on industrial relocation*. Institute for Climate Impact Research, Potsdam. DOI [10.5281/zenodo.7826080](https://doi.org/10.5281/zenodo.7826080).
- Wietschel, M.; Weißenburger, B.; Wachsmuth, J.; Müller, V. P. (2024). *Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten?* HYPAT Impulspapier Nr. 1/2024. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.)  
[https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2024/HyPAT\\_Impulspapier\\_Importstrategie\\_Wasserstoff.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2024/HyPAT_Impulspapier_Importstrategie_Wasserstoff.pdf)
- UBA (2023a). *Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040*. Umweltbundesamt, Wien.  
<https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0880.pdf>
- UBA (2023b). *Energie- und Treibhausgas-Szenarien 2023*. Umweltbundesamt, Wien.  
<https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0882.pdf>