

Wasserstoffbedarfe 2030, 2035 und 2040

Top-down- und Bottom-up-Analyse der künftigen Wasserstoffbedarfe in Österreich

Bericht

Verfasst von: Martin Baumann, Felix Bettin,
Lukas Eggler,
Österreichische Energieagentur

Beauftragt von: Bundesministerium für Wirtschaft,
Energie und Tourismus

Ort, Datum: Wien, 20.8.2026

 Bundesministerium
Wirtschaft, Energie
und Tourismus

Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, ZVR 914305190

Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien

Telefon: +43 1 586 15 24, office@energyagency.at, energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Franz Angerer | Gesamtleitung: Dr. Martin Baumann

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

Die Österreichische Energieagentur hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Kurzfassung

Die Sicherung der nachhaltigen Wettbewerbsfähigkeit Österreichs unter Einhaltung seiner klima- und energiepolitischen Ziele erfordert die Dekarbonisierung von Industrie und Energieerzeugung, wobei Wasserstoff insbesondere in schwer elektrifizierbaren Prozessen eine zentrale Rolle spielen wird. Dafür ist der rechtzeitige und bedarfsgerechte Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur entscheidend, um die Verteilung zwischen Erzeugern, Speichern und Endkunden sowie den Import aus dem Ausland zu ermöglichen. Die vorliegende Studie verfolgt das Ziel, die zukünftige Nachfrage nach Wasserstoff (und den wichtigsten Derivaten) in Abhängigkeit von möglichen Preisentwicklungen zu ermitteln und so eine Orientierung über die zukünftig benötigten Mengen für die derzeit in Erarbeitung befindliche Wasserstoff-Importstrategie bereitzustellen.

Die Studie stützt sich auf eine Befragung zum aktuellen und zukünftig erwarteten Energieverbrauch in den relevanten energieintensiven Industriebranchen unter Berücksichtigung der jeweils relevanten Preiskippunkte für Investitionsentscheidungen in wasserstoffbasierte Produktionstechnologien. Interviews mit den wichtigsten Stakeholdern ermöglichten ein vertieftes Verständnis der wichtigsten Prozesse. Die Ergebnisse der Umfrage wurden schließlich auf das ganze Land hochgerechnet, um eine österreichweit gültige Nachfragekurve für Wasserstoff zu erhalten.

Die Ergebnisse zeigen eine stark preissensitive Wasserstoffnachfrage: Bei Erreichen der Preisparität zu Erdgas inklusive CO₂-Kosten könnte der Gesamtbedarf bis 2040 auf circa 33 TWh steigen, während sich bei einer weniger optimistischen an aktuellen Auktionsergebnissen orientierten Preisentwicklung (4,3 €/kg) lediglich 6 TWh einstellen würden. Ein signifikanter Sockelbedarf ergibt sich aus regulatorisch getriebenen Anwendungen wie der Produktion von Sustainable Aviation Fuels (SAF), die voraussichtlich in wesentlichen Teilen auf dem Import von flüssigem Methanol beruhen wird. Die Spannbreite der für die Dimensionierung der Infrastruktur maßgeblichen Pipeline-Wasserstoffnachfrage liegt daher, abhängig vom Wasserstoffpreis, im Jahr 2040 zwischen 3 und 27 TWh. Die geografische Verteilung der rückgemeldeten Bedarfe bestätigt im Wesentlichen frühere Annahmen wie die des integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP).

Die Interviews zeigten deutlich, dass aufgrund der hohen Investitionskosten, der langen Anlagenlebensdauern und der Umstellungszeiträume für den Wasserstoffhochlauf stabile Rahmenbedingungen erforderlich sind. Für Branchen, die primär lokalem oder regionalem Wettbewerb ausgesetzt sind (Fernwärme, Strom, Zement), schafft diese insbesondere der Europäische Emissionshandel (ETS). Für Branchen, die stärker am internationalen Markt exponiert sind (z. B. Eisen und Stahl, Nicht-Eisen-Metalle) betrifft dies zusätzlich den Carbon-Border-Adjustment-Mechanismus (CBAM). Weiters stellen die Vorgaben aus der Erneuerbaren-Richtlinie (REDII/III) sowie der ReFuelEU-Aviation-Verordnung wichtige Treiber für den Wasserstoffhochlauf zur Herstellung von chemischen Erzeugnissen und Treibstoffen dar.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	7
1.1	Hintergrund	7
1.2	Inhalt der Studie	7
1.2.1	Methodik	7
1.2.2	Betrachtete Bedarfe	8
2	Stakeholderbefragung.....	9
2.1	Methodik	9
2.1.1	Auswahl der Stakeholder.....	9
2.1.2	Fragebogen.....	9
2.1.3	Interviews	10
2.2	Auswertung der Fragebögen	10
2.2.1	Status der Planung.....	11
2.2.2	Derzeitige Nutzung von fossilen Energieträgern, Wasserstoff und Ammoniak	14
2.2.3	Zukünftiger Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff	15
2.2.4	Alternative Technologiepfade	19
2.3	Regionale Verteilung der Wasserstoffbedarfe	21
2.3.1	Vergleich der regionalisierten Bedarfe mit anderen Erhebungen.....	22
2.4	Interviews	24
2.4.1	Branchenübergreifende Aspekte.....	24
2.4.2	Bedeutung gesicherter Rahmenbedingungen	25
2.4.3	Regionalität der Märkte	25
2.4.4	Umstellungszyklen.....	25
2.4.5	Alternative Produktionspfade	26
2.4.6	Bedeutung von Wasserstoffderivaten.....	26
2.4.7	Branchenspezifische Aspekte	26
3	Modellierung der Bedarfe bis 2040	28
3.1	Methodik	28
3.2	Entwicklung des H ₂ -Bedarfs.....	29
3.2.1	Preissensitivität des Bedarfs.....	29
3.2.2	Wasserstoffnachfrage nach Sektor.....	31
3.2.3	Wasserstoffnachfrage nach Nutzenergie	32
3.2.4	Wasserstoffnachfrage nach Derivaten	33
3.2.5	Vergleich zu anderen Studien.....	34
3.2.6	Vergleich mit bekannten Erzeugungsprojekten	34
4	Diskussion	35
4.1	Ergebnisse des Fragebogens.....	35
4.2	Ergebnisse der Hochrechnung.....	36
4.3	Erkenntnisse aus den Interviews	37
4.4	Schlussfolgerungen.....	39
5	Anhang: Fragebogen	41
5.1	Allgemeine Informationen.....	41
5.2	Status der Planung.....	41
5.3	Derzeitige Nutzung von fossilen Energieträgern	43
	Derzeitige Nutzung von Wasserstoff und Ammoniak	44
5.4	Künftiger Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff.....	46
5.4.1	Investitionsentscheidende Preiskippunkte	46
5.4.2	Abschätzung zukünftiger Bedarfsmengen.....	46
5.4.3	Ort der Wasserstoffnutzung.....	51

5.5	Alternative Technologiepfade	51
5.5.1	Anmerkungen zum Fragebogen	52
6	Literaturverzeichnis.....	53
	Hilfsmittel	54
	Abbildungsverzeichnis	55
	Tabellenverzeichnis	56
	Abkürzungsverzeichnis	57

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die Sicherung der nachhaltigen Wettbewerbsfähigkeit Österreichs unter Einhaltung seiner klima- und energiepolitischen Ziele erfordert die tiefgreifende Dekarbonisierung der Industrie und der Energieerzeugung, da diese Sektoren wesentliche Anteile der österreichischen Treibhausgasemissionen verursachen. Wasserstoff wird dabei eine zentrale Rolle spielen, insbesondere in jenen Prozessen, die nicht oder nur schwer direkt elektrifizierbar sind.

Dafür ist der rechtzeitige und bedarfsgerechte Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur entscheidend, um die Verteilung zwischen Erzeugern, Speichern und Endkunden sowie den Import aus dem Ausland zu ermöglichen. Gleichzeitig ist die Abschätzung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da er stark von technologischen Alternativen, industriellen Transformationspfaden, politischen Rahmenbedingungen und nicht zuletzt Preisentwicklungen auf den internationalen Energiemärkten abhängt.

Bisherige Erhebungen und Studien (AGGM, 2025; Umweltbundesamt, 2025) zum zukünftigen Wasserstoffbedarf basieren überwiegend entweder auf Hochrechnungen der derzeitigen Nutzung gasförmiger Energieträger oder auf Befragungen potenzieller Anwender zu ihren erwarteten Mengenbedarfen. Diese Ansätze liefern zwar teils sehr detaillierte Abschätzungen für einen möglichen zukünftigen Bedarf an Wasserstoff, berücksichtigen jedoch wesentliche Einflussfaktoren nur unzureichend. Insbesondere Preisentwicklungen, spezifische Anforderungen an Energieträger sowie alternative Optionen zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse werden bislang kaum systematisch in die Bedarfsabschätzungen einbezogen.

1.2 Inhalt der Studie

Ziel dieser Studie ist es, eine Abschätzung der künftigen Wasserstoffbedarfe in Österreich vorzunehmen. Dabei wurden neben dem zukünftig erwarteten Wasserstoffpreis auch weitere wesentliche Einflussfaktoren wie die technische Substituierbarkeit in Produktionsprozessen, Lebensdauern von Anlagen oder Transportlogistik berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Studie stellen die aktualisierte Planungsannahme für die aktuell in Ausarbeitung befindliche Wasserstoffimportstrategie des Bundes sowie eine Grundlage für weitere energiepolitische Diskussionsprozesse dar.

1.2.1 Methodik

Für die Ermittlung der Wasserstoffbedarfe wurde eine Kombination aus einer Bottom-up- und einer Top-down-Analyse angewendet. In der Bottom-up-Analyse werden jene relevanten Nutzergruppen näher betrachtet, bei denen in Zukunft von einem maßgeblichen Wasserstoffbedarf ausgegangen werden kann (Liebreich, 2023). Dazu zählen insbesondere jene Branchen, in denen derzeit erhebliche Mengen an Erdgas (Methan) eingesetzt werden, sowie Bereiche, die Wasserstoff bereits stofflich nutzen oder mit entsprechender Wahrscheinlichkeit künftig nutzen könnten. Die so betrachteten Nutzergruppen umfassen die Industrie, differenziert nach Sektoren sowie nach energetischen und stofflichen Anwendungsbereichen von Wasserstoff

und dessen Derivaten, die Energiewirtschaft mit Kraftwerken und KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) sowie Raffinerien.

Aus diesen Nutzergruppen wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber 76 Unternehmen ausgewählt, bei denen aufgrund ihrer Größe, ihrer Produktionsverfahren sowie ihrer Energienutzungscharakteristik die höchsten potenziellen Wasserstoffbedarfe erwartet wurden. Diesen Unternehmen wurde ein detaillierter Fragebogen übermittelt, um sowohl den erwarteten Wasserstoffbedarf als auch die wichtigsten Einflussgrößen systematisch zu erfassen. Ergänzend dazu wurden mit einer Auswahl der rückmeldenden Unternehmen vertiefende Interviews geführt, um das Verständnis der Entscheidungsprozesse zur zukünftigen Nutzung von Wasserstoff sowie zur möglichen Höhe des Bedarfs weiter zu schärfen.

Auf Basis der Ergebnisse aus den Fragebögen und der gewonnenen Erkenntnisse aus den Interviews wurde mittels eines Top-down-Ansatzes der Wasserstoffbedarf für die betrachteten Sektoren österreichweit hochgerechnet.

1.2.2 Betrachtete Bedarfe

Im Fokus der Studie steht der direkte Einsatz von Wasserstoff, Ammoniak und Methanol für die stoffliche und energetische Nutzung. Die Wasserstoff- und Methanolbedarfe für die Herstellung von Sustainable Aviation Fuels (SAF) und Ammoniak in Österreich (aus Wasserstoff und Methanol) sind ebenfalls erfasst.

Im Rahmen dieser Studie werden E-Fuels für den Straßen- oder Schiffsverkehr sowie der direkte Import von SAF in Absprache mit dem Auftraggeber nicht berücksichtigt. Diese Bedarfe im Verkehrssektor ergeben sich aus den Zielvorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III, Richtlinie (EU) 2023/2413). Demnach muss der kombinierte Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas sowie erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) am Endenergiebedarf im Verkehr bis 2030 mindestens 5,5 % betragen, wobei davon mindestens ein Prozentpunkt durch RFNBO gedeckt werden muss. Der Bedarf an SAF-Importen wurde im Rahmen der Erarbeitung der SAF-Roadmap ermittelt (BMIMI, 2025).

Ebenfalls nicht berücksichtigt werden in dieser Studie Wasserstoffbedarfe für den Betrieb von Speichern und Pipelines sowie verbleibende Bedarfe an Methan.

Die Ermittlung der Wasserstoffbedarfe erfolgt für die Jahre 2030, 2035 und 2040, wobei die Jahre 2035 und 2040 für den Wasserstoffhochlauf und die dafür erforderlichen Importmengen von großem Interesse sind.

2 Stakeholderbefragung

Für die Ermittlung der Wasserstoffbedarfe wurde eine Kombination aus einer Bottom-up- und einer Top-down-Analyse angewendet. Zur Bottom-up-Ermittlung der zukünftigen Wasserstoffbedarfe erfolgte eine Befragung von Stakeholdern. Dazu wurde eine Auswahl dieser Stakeholder eingeladen, einen Fragebogen zu Aspekten ihrer derzeitigen und zukünftigen Wasserstoffbedarfe auszufüllen. Mit einer Auswahl der rückmeldenden Stakeholder wurden dann vertiefende Interviews geführt. Die Fragebögen und Interviews wurden anschließend ausgewertet und analysiert und bilden die Basis für die Top-down-Analyse (Kapitel 3).

2.1 Methodik

2.1.1 Auswahl der Stakeholder

In der Stakeholderbefragung wurden jene Branchen adressiert, die bereits heute maßgebliche Mengen an Erdgas (Methan) nutzen oder Wasserstoff stofflich einsetzen beziehungsweise mit hoher Wahrscheinlichkeit künftig nutzen könnten. Die Bereiche der adressierten Branchen sind:

- Herstellung von Metallen (Eisen- und Stahlherstellung, Nicht-Eisen-Metalle, Metallverarbeitung)
- Herstellung von chemischen Erzeugnissen und Treibstoffen
- Herstellung von nichtmetallischen Grundstoffen (Zement, Ziegel, Keramik, Glas)
- Herstellung von Papier
- Herstellung von Lebensmitteln
- Energieerzeugung

Aus diesen Branchen wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber 76 Unternehmen ausgewählt, bei denen aufgrund ihrer Größe, ihrer Produktionsverfahren sowie ihrer Energienutzungscharakteristik die höchsten potenziellen Wasserstoffbedarfe erwartet wurden.

2.1.2 Fragebogen

Der an die ausgewählten Stakeholder gesendete Fragebogen beinhaltete qualitative und quantitative Fragestellungen und war in sechs Abschnitte unterteilt, um die Wasserstoffbedarfe, die technischen Hintergründe, die Einschätzungen und den Planungsstand der Unternehmen abzufragen.

Der erste Abschnitt fragte nach allgemeinen Informationen zum Unternehmen und zur Kontaktaufnahme. Im zweiten Teil wurde der Status der Planung zur Umstellung der Prozesse auf einen Betrieb mit Wasserstoff abgefragt. Dazu gehört, ob und wie die Nutzung von Wasserstoff in Abläufen eingesetzt werden kann und wie weit diesbezügliche Überlegungen, Planungen und Umsetzungen dazu fortgeschritten sind.

In den nächsten beiden Abschnitten wurden die derzeitige Nutzung von Erdgas, Kohle, Wasserstoff und Ammoniak abgefragt. Dazu zählen neben den eingesetzten Energiemengen auch die Zwecke (z. B. Raumwärme, Hochtemperatur oder stoffliche Verwendung), für die diese Energieträger benötigt werden. Diese Informationen wurden im Weiteren auch für die Hochrechnung des Samples auf Österreich benötigt.

Nach der Abfrage des aktuellen Stands wurde im Anschluss der zukünftige Bedarf von klimaneutralem Wasserstoff abgefragt. Wasserstoff wird in manchen Anwendungen nicht direkt, sondern in

weiterverarbeiteter Form genutzt (z. B. Ammoniak, Methanol, E-Fuels ...). Diese Wasserstoffderivate können teilweise oder vollständig importiert oder auch in Österreich aus Wasserstoff hergestellt werden. Um den Wasserstoffbedarf in Österreich nicht systematisch zu unterschätzen, ist es daher wichtig, die Nachfrage für die wichtigsten Derivate mit abzubilden. Im Fragebogen wurde die Nachfrage nach Wasserstoff und Ammoniak abgefragt. Im Zuge der Interviews wurde klar, dass auch Methanol eine wesentliche Rolle als Wasserstoffträger spielen kann. Die Importe von E-Fuels waren nicht Teil der Analyse, da diese im Rahmen der SAF-Roadmap ermittelt wurden (BMIMI, 2025). Die Bedarfe an Wasserstoff und Methanol für die Herstellung von SAF in Österreich wurden hingegen inkludiert.

Der fünfte Teil des Fragebogens beinhaltete die Abfrage von Preiskippunkten, bei denen für das Unternehmen ein Umstieg auf die Nutzung von Wasserstoff ökonomisch sinnvoll ist. Dazu wurden im Fragebogen Erwartungen über die Preisentwicklungen von Erdgas, Strom, Wasserstoff und CO₂-Zertifikaten angegeben sowie die firmeneigenen Erwartungen über diese Entwicklungen abgefragt.

Im letzten Teil wurden die alternativen Technologiepfade abgefragt, die mit der Nutzung von Wasserstoff konkurrieren. Der für die Abfrage verwendete Fragebogen ist im Anhang enthalten.

Im Fragebogen wurden die Energiemengen in Heizwert (H_u beziehungsweise H_i) oder Brennwert (H_o beziehungsweise H_s) abgefragt, in der folgenden Arbeit sowie der Darstellung der Ergebnisse der Fragebögen wird hingegen einheitlich der Brennwert verwendet. Die in den Fragebögen angegebenen Nachfragemengen werden nach Branchen aggregiert und bilden die Basis für die Hochrechnung der Bedarfe auf Gesamtösterreich (siehe Kapitel 3).

2.1.3 Interviews

Ergänzend zum Fragebogen wurden mit einer Auswahl der rückmeldenden Unternehmen vertiefende Interviews geführt. Das Hauptziel dieser Interviews war es, das Verständnis der Entscheidungsprozesse zur zukünftigen Nutzung von Wasserstoff, zur möglichen Höhe des zukünftigen Bedarfs sowie für die Treiber, Hemmnisse und Schlüsselfaktoren dieser Umstellung weiter zu schärfen. Die Interviews orientierten sich in der Durchführung lose an der Struktur des Fragebogens, ließen aber Spielraum für weitere Themen. Die Auswahl der Unternehmen für die Durchführung eines Interviews erfolgte anhand von drei Aspekten: der Höhe des möglichen zukünftigen Bedarfs, der Charakteristik der Nutzung von Wasserstoff in den Produktionsprozessen sowie der Abdeckung der adressierten Bereiche (2.1.1).

2.2 Auswertung der Fragebögen

Zielgruppe der Befragung waren Industrieunternehmen, mit Schwerpunkt auf den energieintensiven Energiesektoren und Energieversorgungsunternehmen. Insgesamt gingen Rückmeldungen von 24 Unternehmen ein. Die rückgemeldeten Fragebögen unterscheiden sich stark in Bezug auf Vollständigkeit und Detailgrad, wodurch für manche Auswertungen nicht die volle Anzahl der Datenpunkte zur Verfügung stand. Die Anzahl der Rückmeldungen pro Sektor ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1: Rückmeldungen der Fragebögen nach Wirtschaftszweig

Wirtschaftszweig	Anzahl rückmeldender Unternehmen
Nicht-Eisen-Metalle	4
Steine und Erden, Glas	5
EVU	6
Papier und Druck	2
Chemie und Petrochemie	3
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	1
Eisen- und Stahlerzeugung	1
Maschinenbau	2
Insgesamt	24

2.2.1 Status der Planung

22 der 24 rückmeldenden Unternehmen haben der Frage, ob Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak in der langfristigen Unternehmensstrategie eine Rolle spielt, zugestimmt. Ein Unternehmen hat diese aber klar verneint, da dessen Prozess bereits elektrifiziert sei, bei einem weiteren Unternehmen ist die Nutzung aufgrund des Preises noch nicht klar.

Auf die Frage nach den wichtigsten Prozessen, die mit Wasserstoff oder Ammoniak betrieben werden sollen, wurden 14 verschiedene Anwendungen (Tabelle 2) insgesamt 34-mal genannt.

Tabelle 2: In Fragebögen genannte Prozesse, die auf H₂ oder NH₃ umgestellt werden sollen

Wichtige Prozesse für die Umstellung	Anzahl der Nennungen
Ersatz von Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung	8
Sinterprozesse	3
Reduktionsprozesse	3
Schmelzprozesse	3
Feuerung von Hochtemperaturöfen (Baustoffe)	3
Nutzung in chemischer Industrie; Synthese von Stickstoffverbindungen (Ammoniak, Düngemittel), Herstellung von alternativen Kraftstoffen (SAF, Biorohstoffe, Methanol), Hydrierung fossiler Rohstoffe	3
Ersatz von Ammoniak in der Abgasreinigung	2
Erzeugung von H ₂ für Verkauf	2
Ersatz von Erdgas (Prozessgas)	2
Energiespeicherung	1

Wichtige Prozesse für die Umstellung	Anzahl der Nennungen
Dampferzeugung	1
Ersatz von Kohle	1
Nutzung für Testanwendungen	1
Wärmebehandlung	1
Nicht eindeutig definierte Prozesse	1

Am häufigsten wurde die Anwendung von Wasserstoff als Ersatz von Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung angegeben, wobei unter den rückmeldenden Unternehmen sechs Energieversorgungsunternehmen waren. Weitere wichtige Anwendungen sind Hochtemperaturprozesse, die in verschiedene Technologien aufgeteilt werden, sowie die stoffliche Nutzung für Reduktionsprozesse und sonstige Prozesse der chemischen Industrie.

Zu diesen genannten Prozessen wurde nach den jeweiligen Schlüsselkomponenten gefragt. Für diese Komponenten sollte auch der Reifegrad anhand dieser fünf Stufen eingeschätzt werden:

1. Erste Ideen
2. Im Labor
3. In der praktischen Erprobung
4. Spezialentwicklungen in Zusammenarbeit mit dem Unternehmen
5. Frei am Markt verfügbar

In der folgenden Tabelle sind diese Komponenten mit der Anzahl der Nennungen und dem Median des Reifegrads dargestellt.

Tabelle 3: In Fragebögen genannte Schlüsselkomponenten mit Reifegrad

Schlüsselkomponenten	Anzahl Nennungen	Median des Reifegrads
Elektrolyseure	10	4
H ₂ -fähige Brenner (Schmelzprozesse, Feuerungsanlagen)	7	3,5
H ₂ -fähige Gasturbinen	6	3,5
Versorgung über Pipelinesetz oder Trailer	5	1
H ₂ -Hochtemperaturöfen	5	5
H ₂ -Speicherung	4	2
Dampfkesselfeuerung	2	2,5
H ₂ -Verdichter	2	4,5
H ₂ -Tankstelleninfrastruktur	2	5
H ₂ -Wärmebehandlungsöfen	2	4,25
Methanpyrolyse	2	3

Schlüsselkomponenten	Anzahl Nennungen	Median des Reifegrads
Direktreduktion	1	3
Abwärmenutzung des Elektrolyseurs	1	1
H ₂ -Aufreinigung	1	4,5
H ₂ -fähige Gasmotoren	1	3
NH ₃ -Gasmotoren	1	2
Brennstoffzelle	1	2
CCUS	1	3
Methanisierungsanlagen	1	3

Einige Technologien wie Speicherung und Versorgung wurden von einigen Unternehmen als sehr unreif eingeschätzt, obwohl diese schon am Markt verfügbar sind. Dies liegt wahrscheinlich an der unterschiedlichen Interpretation der Frage durch die ausfüllenden Personen: Während einige den allgemeinen technologischen Marktreifegrad angaben, scheinen sich andere Antworten auf den Reifegrad innerhalb des Unternehmens zu beziehen. Daher sind die rückgemeldeten Reifegrade, besonders bei wenigen Nennungen, mit Vorsicht zu interpretieren. Besonders hervorzuheben ist, dass die Hochtemperaturöfen bereits als marktreif, H₂-fähige Gasturbinen dagegen nur mit dem Reifegrad 3,5 eingeschätzt werden.

Das Stadium der Umstellungspläne sowie bereits konkrete technische Erfahrungen in den Unternehmen sind in Abbildung 1 sowie Tabelle 4 dargestellt.

Abbildung 1: In Fragebögen erhobene Stadien der Umstellungspläne

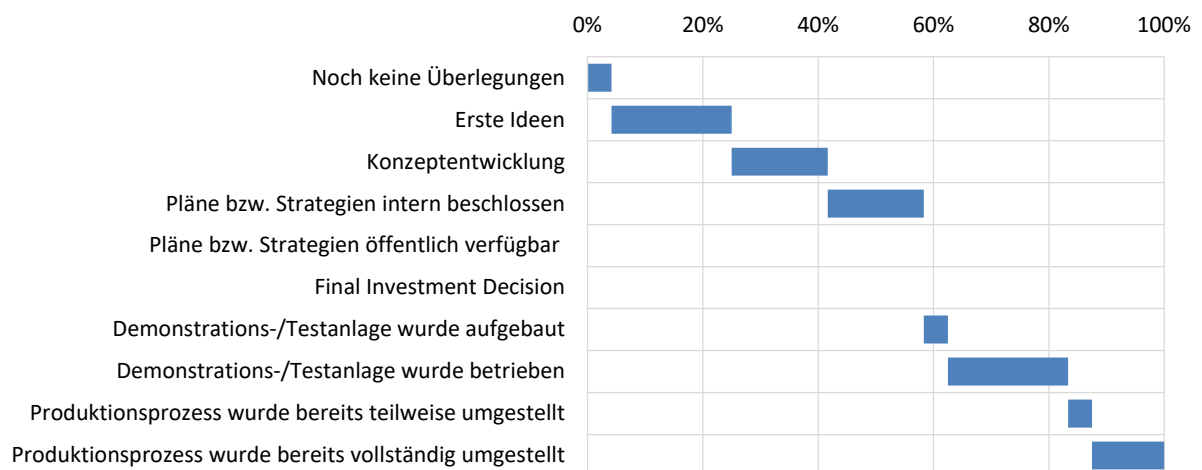


Tabelle 4: In Fragebögen erhobene Nennungen zu den technischen Erfahrungen mit den Umstellungsplänen auf H₂-Technologien

Technische Erfahrungen	Einsatz von Wasserstoff	Elektrolyse von Wasserstoff	Synthese von Ammoniak
Noch keine Erfahrung	6	9	20
Studie wurde durchgeführt	5	5	0
Demonstrations-/Testanlage wurde aufgebaut	0	0	0
Demonstrations-/Testanlage wurde betrieben	7	4	0
Produktionsprozess wurde bereits teilweise umgestellt	1	2	0
Produktionsprozess wurde bereits vollständig umgestellt	5	2	1

Der Fortschritt der Umstellungspläne in den Unternehmen lässt sich in zwei Gruppen gliedern. Insgesamt befanden sich 14 Unternehmen noch in einem frühen Stadium, das von fehlenden konkreten Ideen bis hin zu internen Planungen reicht. Zehn Unternehmen hingegen haben bereits erste Demonstrationsanlagen errichtet oder sogar Umstellungen ihrer Produktionsprozesse vorgenommen.

Bei den konkreten technischen Erfahrungen ist zu sehen, dass sich die Erfahrungen beim Einsatz noch ausgewogen aufteilen, während bei der Elektrolyse dagegen eher weniger Erfahrungen vorhanden sind. Die Ammoniaksynthese spielt nur für ein rückmeldendes Unternehmen eine Rolle.

2.2.2 Derzeitige Nutzung von fossilen Energieträgern, Wasserstoff und Ammoniak

In Tabelle 5 sind die abgefragten derzeitigen Nutzungsmengen (das heißt im Jahr 2024) von Erdgas und Kohle/Koks nach Verwendungszwecken aufgelistet. Ersatzbrennstoffe wurden dabei unter „Kohle/Koks“ berücksichtigt.

Tabelle 5: In Fragebögen angegebene Nutzung fossiler Energieträger im Betrachtungsjahr 2024

Verwendungszweck	Energiemenge Erdgas in GWh	Energiemenge Kohle/Koks in GWh	Summe Energiemenge in GWh
Energieumwandlung (inkludiert Energieeinsatz für E-Fuel-Herstellung und Raffinerieprozesse)	11.022	0	11.022
Prozesswärme < 200 °C	1.866	0	1.866
Prozesswärme > 200 °C	9.297	35.242	44.538
Raumwärme	634	< 1	635
Antriebe (ausgenommen Transport und Mobilität)	216	0	216

Verwendungszweck	Energiemenge Erdgas in GWh	Energiemenge Kohle/Koks in GWh	Summe Energiemenge in GWh
Energiebedarf im Rahmen von CCU zur Bindung von Kohlenstoff	0	0	0
Bedarf für nichtenergetische beziehungsweise stoffliche Nutzung, z. B. Dampfreformierung	6.017	0	6.017
Gesamt	31.824	35.242	67.066

Ebenso wurden der derzeitige Bedarf an Wasserstoff und Ammoniak sowie die Bereitstellungswege abgefragt. Teilweise gibt es bei Ammoniak Angaben über sehr geringe Mengen in Kühlsystemen. Obwohl es sich um zwei verschiedene Stoffe mit stark abweichendem Gewicht handelt, werden die Mengen in der nachfolgenden Tabelle in Tonnen angegeben, da besonders Ammoniak nicht energetisch, sondern stofflich genutzt wird.

Tabelle 6: In Fragebögen angegebene Nutzung von Wasserstoff und Ammoniak im Betrachtungsjahr 2024

Versorgungsweg	Einsatz im Jahr 2024 in t
Wasserstoff: Eigenerzeugung aus Erdgas (Dampfreformierung)	1.483
Wasserstoff: Eigenerzeugung aus Strom aus Netzbezug (Elektrolyse)	482
Wasserstoff: Eigenerzeugung aus Strom aus Eigenerzeugung (Elektrolyse)	2
Wasserstoff: Lieferung (klimaneutral)	0
Wasserstoff: Lieferung (fossil)	49
Ammoniak: Eigenerzeugung aus Erdgas (Haber-Bosch)	550.000
Ammoniak: Zukauf (klimaneutral)	0
Ammoniak: Zukauf (fossil)	614

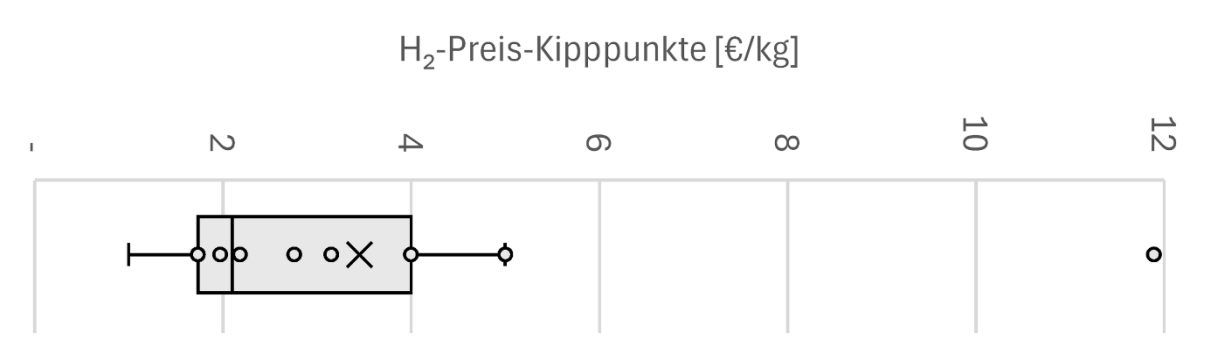
2.2.3 Zukünftiger Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff

Da die Kosten der Umstellung von den derzeit genutzten Energieträgern auf Wasserstoff einen maßgeblichen Einfluss auf die Wahl der Dekarbonisierungsoption haben, wurde im Fragebogen der Wasserstoffpreis abgefragt, ab dem eine Umstellung auf Wasserstoff bevorzugt würde. Dieser Schwellenwert wird als Preiskippunkt bezeichnet. Die entsprechende Frage im Fragebogen lautet wie folgt:

„Angenommen, Ihr Unternehmen hat seine Produktionsprozesse bislang nicht auf Wasserstoff umgestellt, sieht darin jedoch eine grundsätzlich realisierbare Option: Welcher Wasserstoffpreis müsste Ihrer Einschätzung nach erreicht oder unterschritten werden, damit die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff wirtschaftlich attraktiv und strategisch sinnvoll erscheint?“

Bei manchen Rückmeldungen wurden keine direkten Preise genannt, sondern der Kippunkt als Funktion von Erdgaspreis und CO₂-Preis angegeben. Wenn in den Fragebögen kein Preiskippunkt angegeben wurde, wurde als Ersatzwert der Paritätswert aus Erdgas- und CO₂-Preis entsprechend den im Fragebogen kommunizierten Preisannahmen (siehe Tabelle 7) angesetzt.

Abbildung 2: Boxplot der Preiskippunkte im Jahr 2040, ab denen Wasserstoff die bevorzugte Dekarbonisierungsoption darstellt



Um die Vergleichbarkeit der Antworten im Fragebogen zu gewährleisten, wurden Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Großhandelspreise bis 2040 vorgegeben. Zusätzlich hatten Unternehmen die Möglichkeit, eigene, davon abweichende Preisannahmen darzustellen.

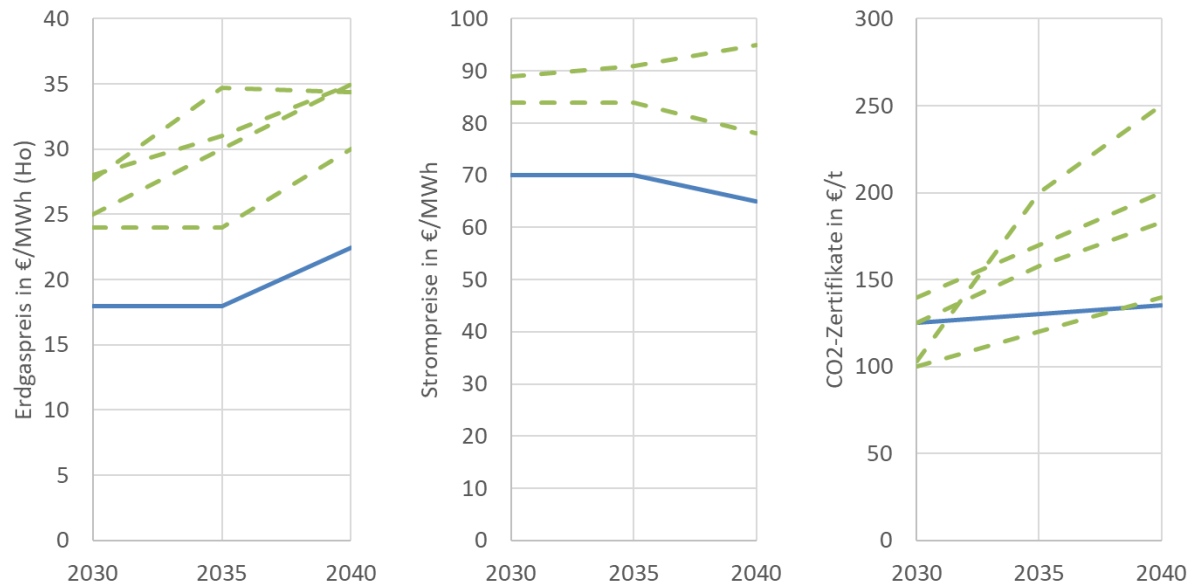
Die vorgegebenen Preisannahmen sind in Tabelle 7 dargestellt und werden in €/MWh (für den unteren Heizwert) angegeben. Die erwarteten Preise für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate stützen sich dabei auf das STEPS-Szenario des World Economic Outlook 2024 der IEA (2024). Der erwartete Wasserstoffpreis stützt sich maßgeblich auf die Ergebnisse der zweiten Innovation-Fund-Hydrogen-Auktion (European Commission, 2026). Der Wasserstoffpreis im Jahr 2030 ermittelt sich aus den durchschnittlichen Levelized Cost of RFNBO H₂ in Spanien aus der IF24-Auktion (5,5 €/kg) unter Berücksichtigung eines 60%-Aufschlags für Transport und Gewinn. Der resultierende Wert von 8,8 €/kg (beziehungsweise 265 €/MWh) liegt damit im Bereich der günstigsten Gebote derselben Auktion in Österreich. Der angenommene Wasserstoffpreis im Jahr 2040 beträgt 4,3 €/kg (beziehungsweise 130 €/MWh) und wurde – unter der Annahme von zunehmendem Lerneffekten und Wettbewerb – aus dem günstigsten Angebot aus Spanien (3,1 €/kg) zuzüglich eines Aufschlags von 40 % ermittelt. Der Wert für 2035 wurde aus den Werten für 2030 und 2040 interpoliert.

Tabelle 7: Annahmen für Großhandelspreise von Erdgas, Strom, Wasserstoff und CO₂-Zertifikate für die Jahre 2030, 2035 und 2040

Handelsgut	Einheit	2030	2035	2040	Quelle
Erdgas	€/MWh (H _u)	20	20	25	WEO 2024 (STEPS)
Strom	€/MWh (H _u)	70	70	65	AEA auf Basis WEO 2024 (STEPS)
Wasserstoff	€/MWh (H _u)	265	195	130	IF24 Auktion
CO ₂ -Zertifikate	€/t	125	130	135	WEO 2024 (STEPS)

Abbildung 3 stellt die im Fragebogen angegebenen Preisannahmen (blaue Linien) sowie davon abweichende Preisannahmen der Unternehmen (grün strichlierte Linien) dar. Während beim Wasserstoffpreis keine Abweichungen angegeben wurden, wurden für Erdgas-, Strompreis und CO₂-Zertifikate auch andere Werte genannt.

Abbildung 3: Annahmen der Entwicklung des Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatpreises vom Fragebogen (blau durchgezogene Linie) und den Rückmeldungen (gestrichelte grüne Linien), bezogen auf den Brennwert



Die Anzahl der Angaben zu eigenen Preisannahmen in den Rückmeldungen war gering. In mehreren Rückmeldungen wurden dabei nur für eine Preisannahme (Strom, Gas oder CO₂) eigene Erwartungen angegeben. Während bei Strom und Gas generell mit höheren Preisen gerechnet wird, gehen bei den CO₂-Zertifikaten die Erwartungen über die Entwicklungen besonders für die Jahre 2035 und 2040 stark auseinander und liegen 2040 teilweise deutlich über dem im Fragebogen angenommenen Wert von 135 €/t.

Bei der Frage nach Änderungserfordernissen an den Gerätschaften oder Maschinen bei der Umstellung auf Wasserstoff oder Ammoniak gab es eine Doppelnennung – unterschiedliche Anforderungen zu den jeweiligen Stoffen – und drei Nicht-Nennungen:

- 0-mal: Keine Änderungen notwendig
- 5-mal: Geringe Änderungen notwendig
- 17-mal: Umfangreiche Änderungen notwendig

Bei schwierig umzustellenden Prozessen spielen die langfristigen ökonomischen Aussichten sowie die Absicherung der Produktion während der Übergangsphase eine große Rolle.

Die folgenden zwei Fragen zielten auf den erwarteten Bedarf an Wasserstoff, Ammoniak und Methan in den betrachteten drei Zeiträumen 2030, 2035 und 2040 ab. Zusätzlich wurden auch noch die Nutzenergieformen für das Jahr 2040 erhoben. Die Bedarfe eines großen Verbrauchers wurden dabei wegen lückenhafter Angaben nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 8 und Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 8: In Fragebögen rückgemeldete voraussichtliche Bedarfe für Wasserstoff, Ammoniak und Methan in den Jahren 2030, 2035 und 2040

Jahr	H ₂ in GWh (H ₀)	NH ₃ in GWh (H ₀)	CH ₄ in GWh (H ₀)
2030	3.355	39	27.009
2035	11.357	52	19.865
2040	20.555	78	12.131

Tabelle 9: In Fragebögen rückgemeldete voraussichtliche Nutzenergiebereiche für Wasserstoff und (Bio-)Methan im Jahr 2040

Nutzenergiebereiche	Wasserstoff in GWh (H ₀)	(Bio-)Methan in GWh (H ₀)
Energieumwandlung (inkludiert Energieeinsatz für E-Fuel-Herstellung und Raffinerieprozesse)	7.653	2.426
Prozesswärme < 200 °C	467	1.368
Prozesswärme > 200 °C	6.274	7.957
Raumwärme	5	293
Antriebe (ausgenommen Transport und Mobilität)	95	20
Energiebedarf im Rahmen von CCU zur Bindung von Kohlenstoff	322	0
Energiebedarf für nichtenergetische beziehungsweise stoffliche Nutzung	5.739	68

Anmerkung: Ammoniak wurde in dieser Tabelle aufgrund der geringen Bedarfe nicht aufgelistet

Besonders stark wird der Einsatz bei der Energieumwandlung, bei Hochtemperaturprozessen sowie der nichtenergetischen Nutzung gesehen. Die Nutzung von Wasserstoff für Raumwärme ist wenig relevant.

In Tabelle 10 sind die Bezugsorte für den zukünftigen Bedarf dargestellt. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen den Bezugsorten – dem Herkunftsort – und den Bezugswegen, die im Fragebogen erhoben wurden.

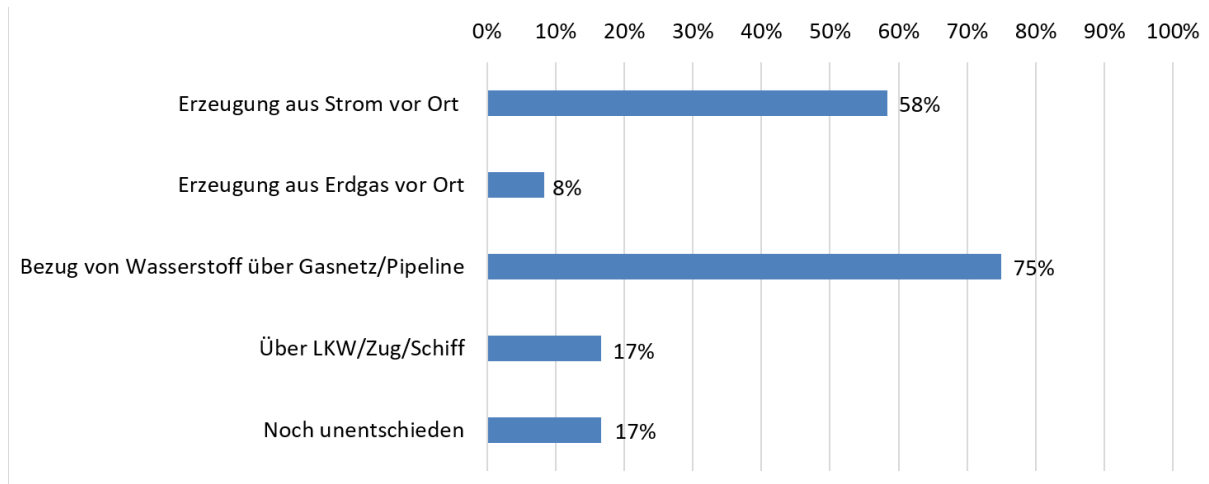
Tabelle 10: In Fragebögen rückgemeldete H₂-Bedarfe aufgeteilt auf angegebene Bezugsorte

Bezugsorte von Wasserstoff	Wasserstoff in GWh (H ₀)
Einkauf am österreichischen Marktplatz	7.035
Beschaffung im Ausland (internationales HPA)	7.837
Beschaffung in Österreich (nationales HPA)	1.859
Eigenerzeugung aus Strom	2.631
Noch keine Strategie	1.193

Die Beschaffung im Ausland und im Inland sind dabei relativ ausgewogen. Dagegen wird mit einer geringen Abdeckung durch Eigenerzeugung gerechnet.

In der folgenden Abbildung sind die abgefragten Bezugswege für zukünftige H₂- und NH₃-Bedarfe dargestellt. Da Doppelnennungen möglich waren, ergibt die Summe über 100 %. Zur Kategorie „Noch unentschieden“ zählen auch jene Firmen, bei denen generell die Nutzung von Wasserstoff noch unsicher ist.

Abbildung 4: In Fragebögen angegebene Bezugswege für zukünftigen H₂- und NH₃-Bedarf



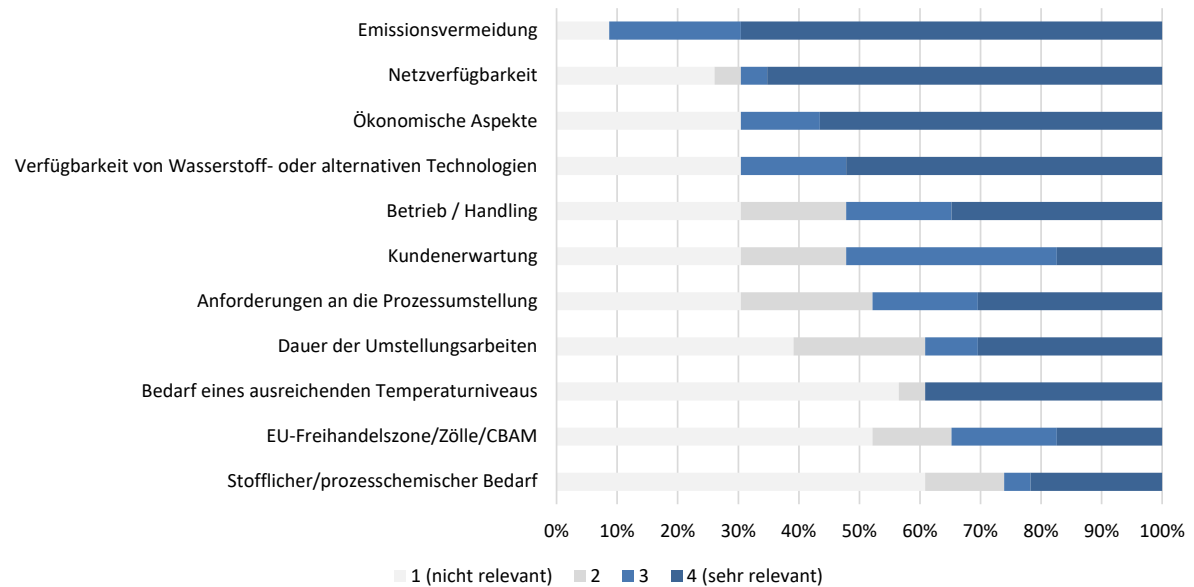
Mehr als die Hälfte der Unternehmen sieht die Eigenerzeugung aus Strom als einen der Bezugswege von Wasserstoff. Dabei gaben mehrere Unternehmen sowohl die Elektrolyse als auch den Bezug über eine Pipeline an, wobei das erste eine Zwischenlösung darstellt, falls die Wasserstoffinfrastruktur beziehungsweise entsprechende Importmengen nicht rechtzeitig zur Verfügung stehen.

2.2.4 Alternative Technologiepfade

Im letzten Teil des Fragebogens wurde untersucht, welche Faktoren die Entscheidung für einen Umstieg auf H₂-Technologien beeinflussen, wie stark diese Einflüsse bewertet werden und welche alternativen Technologien grundsätzlich infrage kommen.

Die folgende Abbildung zeigt, wie relevant die genannten Aspekte für die Entscheidung der Unternehmen sind, Produktionsprozesse auf die Nutzung von Wasserstoff oder Ammoniak umzustellen. Der Preisaspekt wurde in dieser Frage nicht berücksichtigt, da dieser bereits im vorherigen Abschnitt separat erhoben wurde. Die Unternehmen bewerteten die einzelnen Aspekte auf einer Skala von 1 bis 4, wobei 1 für „nicht relevant“ und 4 für „sehr relevant“ steht.

Abbildung 5: In Fragebögen bewertete Aspekte bei der Entscheidung der Unternehmen, die Produktionsprozesse auf Wasserstoff- beziehungsweise Ammoniaknutzung umzustellen (1 = nicht relevant, 4 = sehr relevant)



Als relevantester Aspekt wurde die Emissionsvermeidung genannt, gefolgt von den Aspekten der Verfügbarkeit eines Wasserstoffnetzes, ökonomischen Aspekten und der Technologieverfügbarkeit.

Abschließend wurde erhoben, ob ein Umstieg auf Wasserstoff oder Ammoniak die bevorzugte Dekarbonisierungsoption darstellt und welche weiteren Optionen aus Sicht der Unternehmen infrage kommen (siehe Tabelle 11). Die alternativen Optionen konnten im Fragebogen genannt werden und sind im Anschluss die Tabelle 12 aufgeführt.

Tabelle 11: In Fragebögen rückgemeldete Angaben zu alternativen Prozessen, insgesamt 23 Rückmeldungen

Dekarbonisierungsoptionen	Anzahl von Nennungen mit anderen Optionen zur Dekarbonisierung	Anzahl von Nennungen ohne andere Optionen zur Dekarbonisierung
Umstieg auf H ₂ /NH ₃ bevorzugt	10	2
Umstieg auf H ₂ /NH ₃ nicht bevorzugt	11	0

Obwohl fast alle Unternehmen am Anfang des Fragebogens angaben, dass Wasserstoff langfristig eine Rolle im Unternehmen spielen wird, ist dieser Energieträger nur bei weniger als der Hälfte der Unternehmen die bevorzugte Option zur Dekarbonisierung.

Dabei wurden die folgenden fünf alternativen Optionen zur Dekarbonisierung in den Rückmeldungen angegeben (siehe Tabelle 12). Einige Unternehmen nannten dabei mehrere Alternativen.

Tabelle 12: In Fragebögen genannte alternative Optionen zur Dekarbonisierung (Mehrfachnennungen möglich)

Alternative Optionen	Anzahl Nennungen
(Teilweise) Elektrifizierung	16
Alternative (Biomasse)-Brennstoffe	7
CO ₂ -Abscheidung (CCS/CCUS)	5
Sonstige Emissionsvermeidung	5
Andere Wärmequellen	2

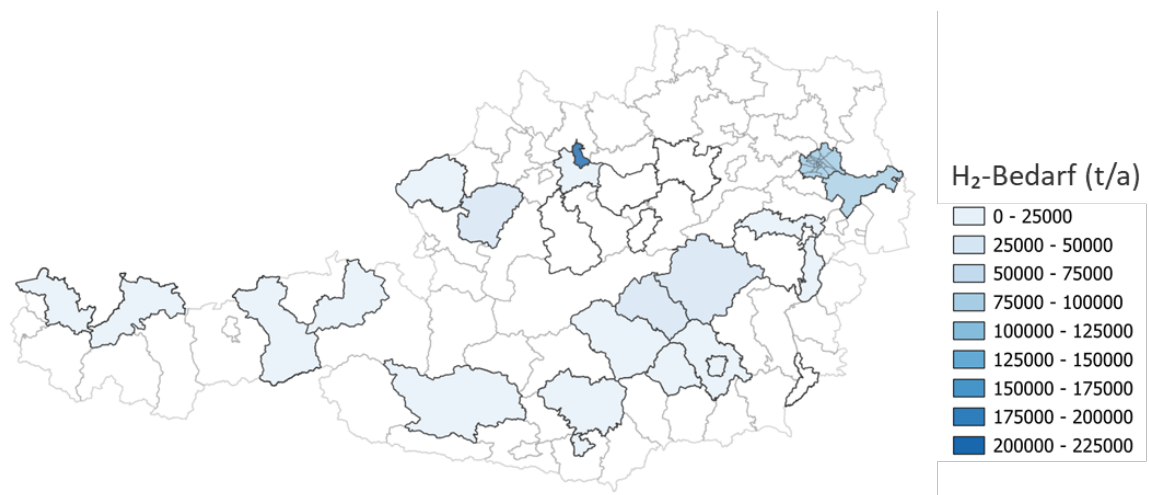
Dabei ist die Elektrifizierung – manchmal des gesamten Prozesses und manchmal nur von elektrifizierbaren Prozessabschnitten – eine Option, die aufgrund der vergleichsweise einfachen Anbindung an die bestehende Strominfrastruktur bevorzugt wird.

2.3 Regionale Verteilung der Wasserstoffbedarfe

Mit dem Fragebogen wurde zusätzlich erhoben, auf welche Bezirke – stellvertretend für die jeweiligen Unternehmensstandorte – sich der künftige Wasserstoffbedarf räumlich verteilt. Darüber hinaus wurde abgefragt, welcher Anteil der Wasserstoffnachfrage direkt vor Ort durch Elektrolyse gedeckt werden soll, um daraus jenen Bedarf abzuleiten, der über ein Wasserstoffnetz bereitgestellt werden muss.

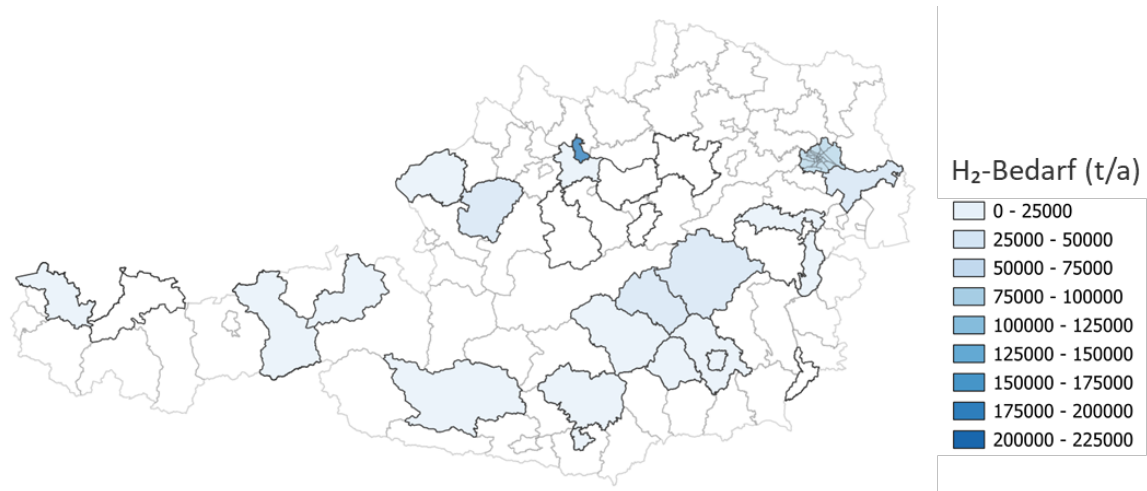
Auf Basis dieser Angaben wurden die Wasserstoffbedarfe der rückmeldenden Unternehmen für das Jahr 2040 auf Bezirksebene regionalisiert und in den folgenden Abbildungen visualisiert. Die erste Darstellung (Abbildung 6) zeigt dabei den gesamten Wasserstoffbedarf der beteiligten Unternehmen im Jahr 2040 auf Bezirksebene. Abbildung 7 stellt ergänzend jenen Anteil des Wasserstoffbedarfs dar, der über Pipelines gedeckt werden soll.

Abbildung 6: Ergebnisse des Fragebogens über den maximalen H₂-Bedarf (t/a) je Bezirk im Jahr 2040



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 7: Ergebnisse des Fragebogens über den maximalen über das H₂-Netz zu deckenden H₂-Bedarf (t/a) je Bezirk im Jahr 2040



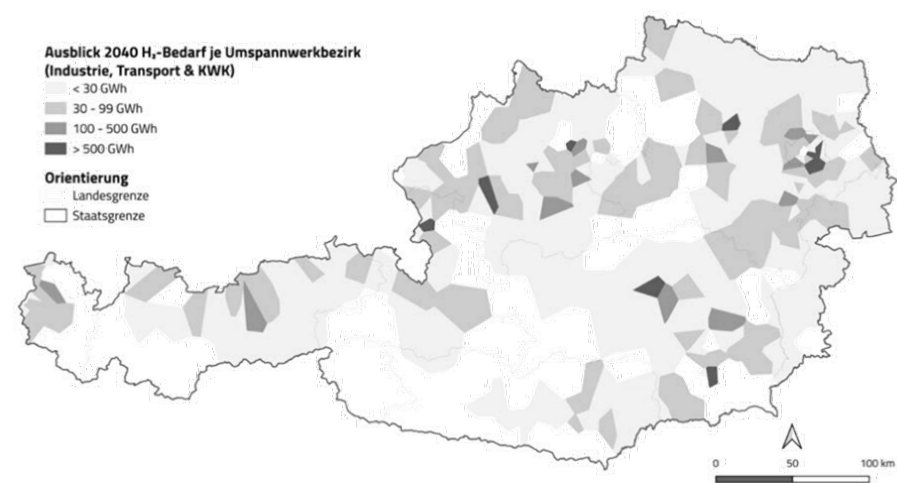
Quelle: eigene Darstellung

Beide Abbildungen zeigen, dass der Wasserstoffbedarf räumlich stark konzentriert und nicht flächendeckend verteilt ist. Besonders hohe Bedarfe treten nur in wenigen Bezirken auf. Diese liegen überwiegend in industriell geprägten Gebieten, insbesondere im Raum Linz sowie Wien. Ein mittleres Nachfrageband zeigt sich in der Steiermark und Teilen Kärntens, darüber hinaus gibt es Bedarf in einigen Bezirken Tirols und Vorarlbergs.

2.3.1 Vergleich der regionalisierten Bedarfe mit anderen Erhebungen

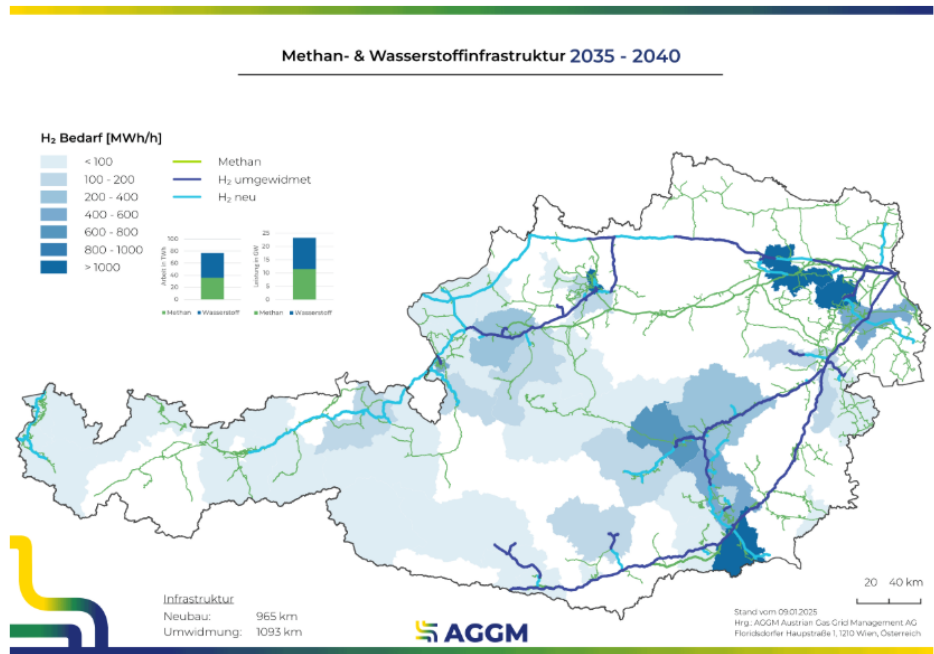
Der Vergleich von Abbildung 6 und Abbildung 7 mit den Darstellungen des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP, Abbildung 8) sowie der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM, Abbildung 9) zeigt eine sehr hohe Übereinstimmung hinsichtlich der regionalen Verteilung des Wasserstoffbedarfs. Abweichungen ergeben sich jedoch bei der absoluten Höhe der ausgewiesenen Bedarfe. Diese sind darauf zurückzuführen, dass Abbildung 6 und Abbildung 7 ausschließlich auf den Rückmeldungen aus den erhobenen Fragebögen basieren und damit nur einen Ausschnitt der potenziellen Nachfrage abbilden. Die Darstellungen der AGGM basieren auf einer umfassenderen, jedoch nicht preissensitiven Abfrage. Der ÖNIP hingegen berücksichtigt den gesamten Wasserstoffbedarf, der in einem Klimaneutralitätsszenario angenommen wird.

Abbildung 8: Regionalisierung des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2040 ÖNIP



Quelle: (BMK, 2024)

Abbildung 9: Geplante Methan- und Wasserstoffinfrastruktur der H2 Roadmap 2.0 im Zeitraum 2035 bis 2040



Quelle: AGGM 2025

2.4 Interviews

Aus der Liste der Unternehmen, die gebeten wurden, einen Fragebogen auszufüllen, wurden einige um ein ausführliches Interview zu ihren möglichen zukünftigen Bedarfen an Wasserstoff beziehungsweise dessen Derivaten gebeten. Die Auswahl dieser Unternehmen erfolgte in Hinblick auf die erwartete Höhe des zukünftigen Bedarfs, basierend auf der Höhe des derzeitigen Erdgasbedarfs oder des Bedarfs anderer durch Wasserstoff substituierbarer fossiler Energieträger, sowie auf eine relevante Abdeckung der Branchen.

Mit neun von insgesamt 16 kontaktierten Unternehmen wurden zwischen November 2025 und Februar 2026 teilstrukturierte Interviews geführt. Diese Unternehmen gaben einen Wasserstoffbedarf in der Höhe von insgesamt 15 bis 20 TWh im Jahr 2040 an. Jeweils zwei Unternehmen sind aus den Branchen Metallherstellung, Chemie und Petrochemie und Energieerzeugung, weitere drei Unternehmen sind in der mineralischen Grundstoffherstellung.

Die durchgeführten Interviews orientierten sich in ihrer Struktur grundsätzlich an einem vorab erstellten Fragebogen, ließen jedoch ausreichend Raum für vertiefende Nachfragen und unternehmensspezifische Schwerpunkte. Die Gespräche dauerten jeweils etwa eineinhalb bis zwei Stunden und ermöglichten eine detaillierte Auseinandersetzung mit den jeweiligen Fragestellungen.

Inhaltlich umfassten die Interviews mehrere zentrale Themenfelder. Zu Beginn standen die Erläuterung und Darstellung der konkreten Produktionsprozesse der Unternehmen sowie der damit verbundenen Energienutzung im Fokus, wobei insbesondere jene wesentlichen Aspekte und Parameter beleuchtet wurden, die die Wahl und den Einsatz von Energieträgern bestimmen. Darauf aufbauend wurden die Treiber für eine mögliche Umstellung auf alternative Energieträger – insbesondere Wasserstoff – diskutiert. Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Beschreibung alternativer Möglichkeiten der Energienutzung und der Dekarbonisierung, wobei der Elektrifizierung von Prozessen besondere Aufmerksamkeit zukam. Darüber hinaus wurden die unternehmensspezifischen Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen thematisiert. Ergänzend dazu erörterten die Interviewpartner ihre Einschätzungen zur zukünftigen Deckung eines potenziellen Wasserstoffbedarfs sowie zu den zeitlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen, die für eine Umstellung der bestehenden Produktionsanlagen erforderlich wären.

Aus der Auswertung der Interviews wurden sowohl branchenübergreifende als auch sehr branchenspezifische Erkenntnisse gewonnen, die im Folgenden angeführt werden.

2.4.1 Branchenübergreifende Aspekte

Besondere Bedeutung kam in den Interviews mehreren, branchenübergreifend relevanten Aspekten zu. Als zentraler Faktor wurde von allen Unternehmen, die potenziell einen zukünftigen Wasserstoffbedarf sehen, die Wirtschaftlichkeit hervorgehoben. Eine Umstellung auf Wasserstoff wird nur dann als realistisch eingeschätzt, wenn sie ökonomisch tragfähig ist. Der entscheidende Preiskippunkt, ab dem Wasserstoff gegenüber Methan Vorteile bietet, orientiert sich dabei maßgeblich am jeweiligen Erdgaspreis sowie am Niveau des CO₂-Preises. Unterschiede zeigten sich insbesondere zwischen Anwendungen mit energetischem und solchen mit stofflichem Wasserstoffbedarf: Bei Letzteren können teilweise durch die Umstellung auf Wasserstoff Effizienzgewinne erzielt werden, da hier die verlustbehaftete Umwandlungskette von Erdgas zu Wasserstoff umgangen und Wasserstoff direkt in den Produktionsprozess integriert werden kann.

Ein von nahezu allen Interviewpartnern angeführter Aspekt betrifft die ausreichende und rechtzeitige Verfügbarkeit von Wasserstoff. Dabei wurde nicht nur die Erzeugung selbst thematisiert, sondern ebenso der rechtzeitige Ausbau von Transportinfrastrukturen sowie Speicherlösungen als zentrale Voraussetzung für einen verlässlichen Einsatz von Wasserstoff genannt.

2.4.2 Bedeutung gesicherter Rahmenbedingungen

Die Umstellung auf wasserstoffbasierte Prozesse erfordert in vielen Branchen sehr hohe Investitionen in neue Produktionsanlagen. Daher betonten die Unternehmen neben einer gesicherten und verlässlichen Wasserstoffversorgung insbesondere die Bedeutung stabiler politischer Rahmenbedingungen. Planungssicherheit und gleiche Spielregeln für alle Marktteilnehmer gelten als zentrale Voraussetzung, um die oftmals sehr hohen zu tätigen Investitionen über den Absatz der jeweiligen Produkte wirtschaftlich rechtfertigen und damit diese Investitionsentscheidungen überhaupt treffen zu können.

Als derzeit wichtigste Anreize für den Hochlauf von Wasserstofftechnologien werden die Vorgaben der RED III beziehungsweise ReFuelEU Aviation in Bezug auf RFNBO genannt, insbesondere die verbindlichen Quoten für SAF. Im Gegensatz dazu wird der regulatorische Anreiz aus dem Emissionshandel als relevanter Kostenfaktor wahrgenommen, seine langfristige Wirkung auf Investitionsentscheidungen wird jedoch teilweise als schwer abschätzbar beschrieben. Vor diesem Hintergrund erschwert insbesondere die Unsicherheit über die künftige Entwicklung der CO₂-Preise die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit langfristiger Dekarbonisierungsinvestitionen.

2.4.3 Regionalität der Märkte

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor betrifft die Regionalität der Märkte, in denen die jeweiligen Unternehmen tätig sind und in Konkurrenz zu anderen Produzenten stehen. In global ausgerichteten Branchen wie Stahl, Aluminium oder Feuerfestmaterialien spielt der internationale Wettbewerb eine zentrale Rolle. Für österreichische Unternehmen ist in diesen Bereichen besonders die Effektivität des Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) von Bedeutung, um gleiche Wettbewerbsbedingungen gegenüber Produzenten in Ländern außerhalb der EU mit weniger strengen Klimavorgaben sicherzustellen.

Im Stromsektor hingegen besteht der relevante Markt vorwiegend auf europäischer Ebene, wodurch EU-weite Regelwerke und Marktmechanismen maßgeblich sind. Die Zementindustrie operiert deutlich regionaler: Der wirtschaftlich sinnvolle Liefer- und Wettbewerbsradius beträgt lediglich rund 70 Kilometer, da Transportkosten erheblich ins Gewicht fallen. Noch stärker lokal ausgeprägt ist der Markt in der Fernwärmeversorgung, wo Erzeugung und Verbrauch aufgrund der Netzinfrastruktur unmittelbar räumlich gekoppelt sind.

2.4.4 Umstellungszyklen

Die mögliche Umstellung auf Wasserstoff hängt in vielen Industrien stark von den jeweiligen Wartungs- und Erneuerungszyklen ihrer Anlagen ab. Unternehmen betonten, dass Umrüstungen in der Regel nur im Rahmen großer, ohnehin geplanter Stillstände realistisch sind. In Raffinerien etwa orientieren sich solche Zeitpunkte an umfangreichen Wartungsintervallen, während in der Feuerfest- und Glasindustrie die Wannenerneuerung den entscheidenden Umstellungszeitpunkt vorgibt. In der Aluminiumproduktion hingegen existieren zahlreiche kleine Schmelzen, was die Planung von Umstellungen kleinteiliger, aber auch komplexer macht. Insgesamt unterscheiden sich die Zyklen der Anlagenlebensdauer und der turnusmäßigen Wartungen je nach Branche deutlich und reichen je nach Industrie von etwa fünf bis sechs Jahren bis hin zu zehn bis 14 Jahren.

2.4.5 Alternative Produktionspfade

In einigen Branchen bestehen bereits alternative Produktionspfade, die eine Dekarbonisierung ohne den Einsatz von Wasserstoff ermöglichen. In der Stahlindustrie etwa kann die klassische Hochofenroute durch den Einsatz von importiertem Hot Briquetted Iron (HBI) ersetzt werden, das anschließend in elektrischen Lichtbogenöfen weiterverarbeitet wird. Dieser Ansatz reduziert den Bedarf an wasserstoffbasierter Direktreduktion, sofern ausreichend emissionsarm hergestelltes HBI verfügbar ist. Auch in der Zementindustrie existieren alternative Wege: Sogenannter „grüner Zement“, der CO₂-frei oder zumindest CO₂-arm hergestellt wird, stellt eine vielversprechende Option dar. Die Nutzung dieses Verfahrens ist jedoch derzeit durch die begrenzte Verfügbarkeit von Hochofenschlacke, die als wesentlicher Bestandteil für solche Zementprodukte benötigt wird, eingeschränkt.

Recycling spielt bereits heute eine zentrale Rolle bei der Reduktion des Energieeinsatzes in der Eisen- und Aluminiumherstellung und trägt maßgeblich dazu bei, den Verbrauch fossiler Energieträger sowie die damit verbundenen Treibhausgasemissionen zu verringern. Besonders im Aluminiumsektor ist der Recyclinganteil in Österreich bereits sehr hoch: Das im Inland produzierte Aluminium stammt aus Sekundäraluminium, während Primäraluminium aus energieintensiver Elektrolyse seit den 1990er-Jahren vollständig importiert wird. In der Stahlindustrie wird ebenfalls bereits ein signifikanter Schrottanteil eingesetzt, wodurch die energieintensive Primärproduktion teilweise ersetzt und der CO₂-Fußabdruck der Stahlherstellung reduziert wird.

2.4.6 Bedeutung von Wasserstoffderivaten

In den Interviews wurde der potenzielle Wasserstoffbedarf auch über reinen gasförmigen Wasserstoff hinaus betrachtet und auf andere Wasserstoffderivate ausgeweitet. Insgesamt zeigte sich, dass der Bedarf an Ammoniak in den meisten Branchen gering ist und sich überwiegend auf den Einsatz zur Abgasentstickung beschränkt. Ein substanzieller Ammoniakbedarf besteht jedoch in der Düngemittelherstellung und soll dort auf Basis von grünem Wasserstoff im Inland produziert werden, da erwartet wird, dass der Import per Bahn wegen der begrenzten Transportkapazitäten schwierig darstellbar sein wird.

Für die Produktion von SAF und E-Fuels ergibt sich hingegen kein zusätzlicher Bedarf an Ammoniak. Stattdessen entsteht hier ein relevanter Bedarf an Methanol, das jedoch vergleichsweise einfach als Flüssigkeit importiert werden kann und damit logistisch weniger problematisch ist als Ammoniak.

2.4.7 Branchenspezifische Aspekte

Weitere Aspekte der Nutzung beeinflussen maßgeblich den zukünftigen Bedarf an Wasserstoff in unterschiedlichen Branchen. Im Energiesektor wird insbesondere die Möglichkeit der saisonalen Energiespeicherung hervorgehoben: Wasserstoff kann in großen Mengen geologisch gespeichert und damit als Langzeitspeicher eingesetzt werden – ein Vorteil, den andere erneuerbare Technologien in diesem Ausmaß nicht bieten.

In der Zementindustrie spielt zudem die Mitverbrennung von Kunststoffen, den sogenannten Ersatzbrennstoffen, eine wichtige Rolle. Diese ermöglichen nicht nur die Energieversorgung der Anlagen, sondern leisten gleichzeitig einen Beitrag zur Abfallverwertung. Wird der Brennstoff durch Wasserstoff ersetzt, müsste dieser Zusatznutzen künftig auf anderem Wege realisiert werden.

Auch der erforderliche Reinheitsgrad bestimmt, wie Wasserstoff bereitgestellt werden kann. Besonders katalytische Verfahren benötigen hochreinen Wasserstoff der Qualität H₂ 5.0. Dieser kann über Pipelines oder

aus geologischen Porenspeichern nicht ohne Weiteres zur Verfügung gestellt werden, da beide Infrastrukturen Verunreinigungen eintragen können. Für solche Anwendungen wäre daher eine zusätzliche Aufreinigung erforderlich, was die Bereitstellungskosten und -wege beeinflusst.

3 Modellierung der Bedarfe bis 2040

Um eine für Gesamtösterreich gültige Aussage zu erhalten, wurden die Ergebnisse der Befragung hochgerechnet. Der methodische Ansatz für diese Hochrechnung wird in Kapitel 3.1 dargestellt, die Ergebnisse werden in Kapitel 3.2 dargestellt und diskutiert.

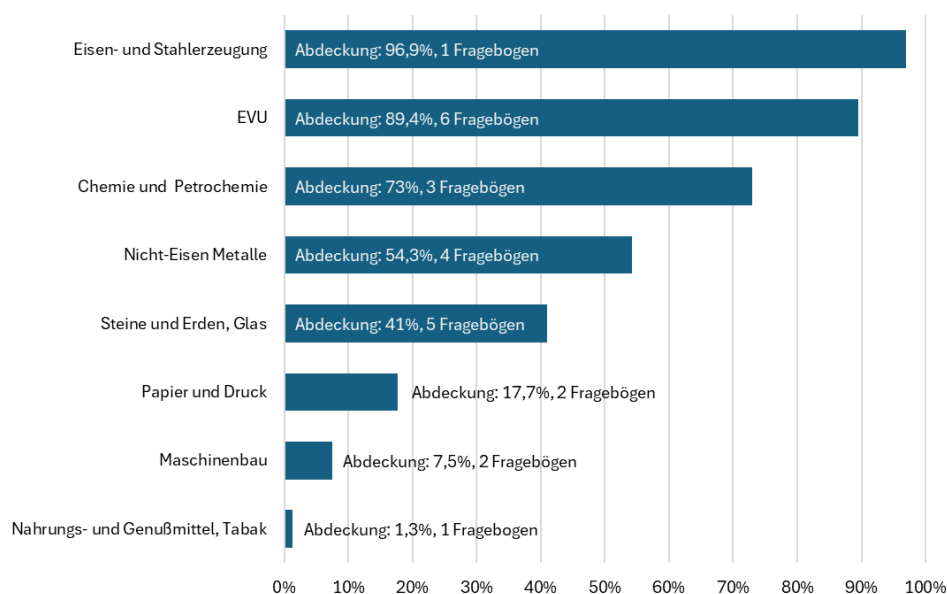
3.1 Methodik

Im ersten Schritt wurden die befragten Unternehmen entsprechend ihrer Zuordnung zu den Endverbrauchssektoren gemäß der Energiestatistik beziehungsweise als Energieversorgungsunternehmen dem Energiesektor entsprechend klassifiziert (Statistik Austria, 2023). In den Fragebögen wurden sowohl der aktuelle Energiebedarf für das Jahr 2024 als auch der erwartete zukünftige Bedarf an Wasserstoff erhoben.

Zur Einordnung des Fragebogensamples wurde die Summe der Energieverbräuche der teilnehmenden Unternehmen im Jahr 2024 dem gesamten relevanten Branchenenergieverbrauch gegenübergestellt. Für die Endverbrauchssektoren erfolgte dieser Vergleich anhand der Nutzenergieanalyse, für den Energiesektor auf Basis des Umwandlungseinsatzes der Energiebilanz. Auf diese Weise wurde der Abdeckungsgrad des Samples bestimmt.

Der relevante Energieverbrauch umfasst für alle Branchen den energetischen Gas- sowie den Kohle- beziehungsweise Ersatzbrennstoffbedarf, sofern dieser in der jeweiligen Branche eine Rolle spielt. Branchenspezifische Besonderheiten wurden berücksichtigt, um eine Vergleichbarkeit mit den gemeldeten Verbrauchswerten der Fragebögen sicherzustellen: Im Eisen- und Stahlsektor wurde der Umwandlungsausstoß von Kokerei- und Gichtgas einbezogen, während für den Chemiesektor zusätzlich der nichtenergetische Verbrauch von Erdgas berücksichtigt wurde.

Abbildung 10: Anzahl der Fragebögen und Abdeckungsgrad des Energieverbrauchs 2024 nach Branche



Quelle: Auswertung auf Basis der Datenerhebung und Energiestatistik

Aus dem Kehrwert des Abdeckungsgrades wurde jeweils ein Hochrechnungsfaktor abgeleitet. Dieser Faktor diente dazu, die angegebenen Wasserstoffbedarfe für die Jahre 2030, 2035 und 2040 vom Fragebogensample auf die jeweilige Grundgesamtheit hochzurechnen. Dieser Vorgehensweise liegt die implizite Annahme zugrunde, dass die befragten Unternehmen einen repräsentativen Durchschnitt der Branche darstellen.

Abbildung 10 gibt einen Überblick über die Branchen, die Anzahl der eingegangenen Fragebögen und den jeweils erreichten Abdeckungsgrad. Gerade bei den energieintensiven Branchen, bei denen ein hoher Anteil des Gasverbrauchs auf Prozesswärme > 200 °C entfällt (Eisen- und Stahl, Chemie und Petrochemie, Steine, Erden, Glas, Nicht-Eisen-Metalle), wurden durchwegs hohe Abdeckungsgrade über 40 % erreicht. Bezogen auf den gesamten Erdgasverbrauch der Industrie beträgt der Abdeckungsgrad des Fragebogensamples rund 56 %, bezogen auf den Erdgasverbrauch der energieintensiven Industrie sogar 75 %.

Für die Nahrungsmittelbranche ergab sich eine besondere Behandlung. Da diese im Sample deutlich unterrepräsentiert war und gleichzeitig ein hoher Wasserstoffbedarf angegeben wurde, hätte die direkte Hochrechnung zu unrealistisch hohen Gesamtbedarfen geführt. Der Hochrechnungsfaktor wurde daher um den Faktor 10 reduziert. Dieses Verhältnis entspricht näherungsweise dem Anteil des Erdgasverbrauchs in der Nutzenergiekategorie „Prozesswärme > 200 °C“ am gesamten Erdgasverbrauch der Branche und stellt somit eine plausible Korrekturgröße dar.

Neben Wasserstoff wurde im Fragebogen auch der Bedarf an Ammoniak erhoben. Da die gemeldeten Ammoniakmengen durchgehend sehr gering waren, wurde dieser Energieträger in der Hochrechnung nicht weiter berücksichtigt.

Es wurde rückgemeldet, dass ab 2040 die Einfuhr signifikanter Wasserstoffmengen in Form von Methanol zur Weiterverarbeitung zu Sustainable Aviation Fuels (SAF) geplant ist. Diese Mengen wurden in die Gesamtnachfrage aufgenommen.

Im Fragebogen wurden Informationen zu Preiskippunkten abgefragt („Welcher Wasserstoffpreis müsste Ihrer Einschätzung nach erreicht oder unterschritten werden, damit die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff wirtschaftlich attraktiv und strategisch sinnvoll erscheint?“). Die rückgemeldeten Preise wurden verwendet, um die branchenspezifischen preisabhängigen Nachfragekurven für die Jahre 2030, 2035 und 2040 zu berechnen. Fehlende Angaben zum Preiskippunkt wurden durch den Erdgas-Paritätswert ersetzt (Wasserstoffpreis, der dem Erdgaspreis inklusive CO₂-Kosten entspricht; davon ausgenommen ist der Bedarf für die Herstellung von SAF, siehe 3.2.1). Dieser beträgt bei den im Fragebogen getroffenen Preisannahmen 1,50 €/kg im Jahr 2030, 1,54 €/kg im Jahr 2035 und 1,74 €/kg im Jahr 2040.

3.2 Entwicklung des H₂-Bedarfs

3.2.1 Preissensitivität des Bedarfs

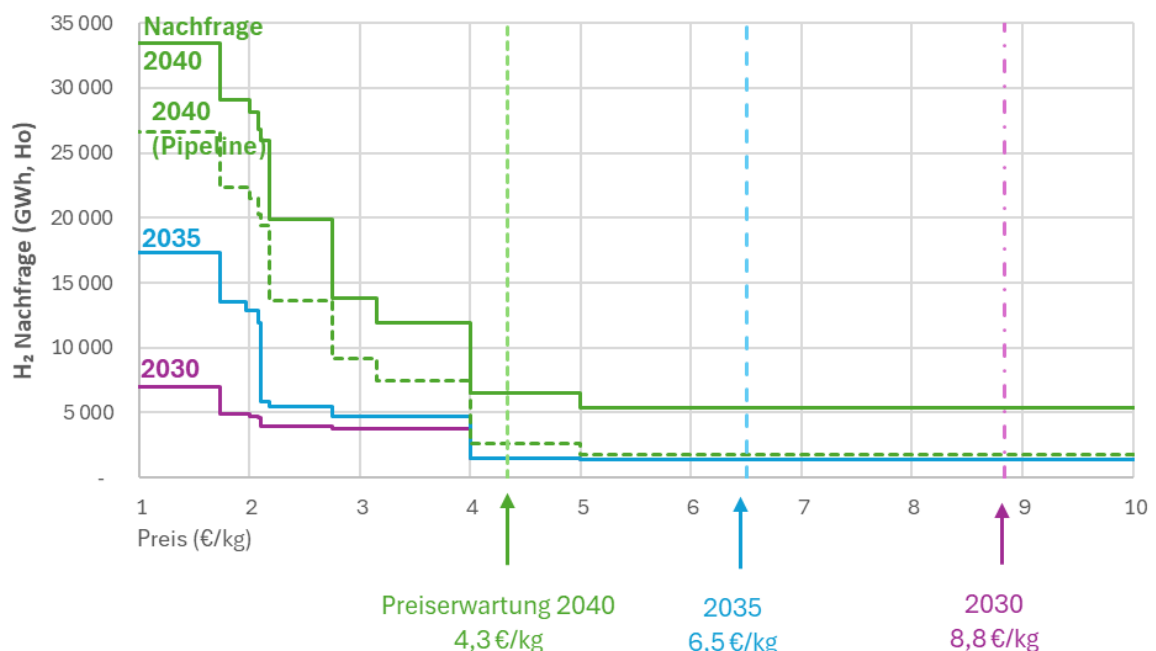
Abbildung 11 stellt die entsprechend der beschriebenen Methodik ermittelten Ergebnisse dar. Der maximale Gesamt-Wasserstoffbedarf (inklusive On-Site-Eigenerzeugung und Bedarf in Form von Methanol) stellt sich bei einem Preis von unter circa 1,8 €/kg ein und beträgt 7,0 TWh im Jahr 2030, 17,3 TWh im Jahr 2035 und 33,4 TWh im Jahr 2040. Im Gesamtbedarf ist auch Methanol als Wasserstoffträger enthalten, diese Mengen und Preise verstehen sich in diesen Fällen als Wasserstoffäquivalent. Die stärksten Nachfragezuwächse ergeben sich schließlich im Bereich von 1,7 bis 3 €/kg, also in etwa im Bereich des angenommenen Paritätspreises von Erdgas- und CO₂-Zertifikatskosten.

Auffällig ist der circa 5 TWh starke Sockel an Wasserstoffbedarf im Jahr 2040. Dieser wird zu circa 2/3 mittels Methanol sowie zu circa 1/3 aus lokal hergestelltem Wasserstoff gedeckt und für die Sustainable Aviation Fuel Herstellung benötigt. Für diesen Bedarf wurden keine Preiskippunkte angegeben, da er auf regulative Vorgaben aus der EU-Verordnung 2023/2405 („ReFuelEU Aviation“) zurückgeführt werden kann. Die lokale Wasserstofferzeugung befindet sich zudem bereits in der Umsetzungsphase.

Grün strichliert dargestellt ist die Nachfragekurve für Wasserstoff im Jahr 2040, der nicht von den Unternehmen on-site hergestellt oder in Form von Methanol bezogen wird. Dies ist die maßgebliche Nachfragekurve für die Dimensionierung eines zukünftigen H₂-Netzes. Dieser Bedarf beträgt für das Jahr 2040 rund 26,7 TWh und liegt damit deutlich unter dem Gesamtbedarf.

Unter der vereinfachten Annahme, dass aufgrund von Lerneffekten und Preisdegression das aktuell günstigste Angebot der letzten IF24-Auktion den Mittelwert der Auktionsergebnisse im Jahr 2040 widerspiegelt (siehe Tabelle 7), liegt der Wasserstoffpreis 2040 bei circa 4,3 €/kg. Bei diesem Preis würde sich ein über Pipelines zu deckender Bedarf von circa 2,6 TWh einstellen, wobei der Großteil davon bereits durch im Bau befindliche Projekte abgedeckt werden kann. Unter den im Fragebogen angegebenen Kostenannahmen (Erdgaspreis 2040 bei 25 €/MWh, CO₂-Zertifikate bei 135 €/t, siehe Tabelle 7) würde der äquivalente Wasserstoffpreis inklusive Zertifikatskosten (Preisparität) bei circa 1,7 €/kg liegen. Der preisabhängige Bedarf für Wasserstoff aus Pipelines im Jahr 2040 liegt somit im Bereich zwischen 2,6 TWh und 26,6 TWh.

Abbildung 11: Hochgerechnete Gesamtnachfrage für Wasserstoff als Summe von Pipelinebezug, On-Site-Eigenerzeugung und Methanol-Import in den Jahren 2030, 2035 und 2040 sowie Pipelinebezug von Wasserstoff im Jahr 2040 (strichlierte Nachfragekurve)



Quelle: eigene Berechnungen

In Tabelle 13 sind die wesentlichen Nachfragemengen bei Preisparität (2030: 1,5 €/kg; 2035: 1,5 €/kg; 2040: 1,7 €/kg) sowie bei erwarteten Marktpreisen (2030: 8,8 €/kg; 2035: 6,5 €/kg; 2040: 4,3 €/kg) für die Jahre 2030, 2035 und 2040 zusammengefasst. Sie stellt also die relevanten Schnitte durch die Nachfragekurven in Abbildung 11 dar.

Tabelle 13: Wasserstoffnachfrage gesamt (inklusive On-Site-Erzeugung und Methanol-Import) und Nachfrageabdeckung über Pipelinebezug für die Jahre 2030, 2035 und 2040 bei angenommenen Preisen

H ₂ -Nachfrage	2030	2035	2040
Gesamtnachfrage bei Preisparität (TWh)	7,0	17,3	33,4
Nachfragedeckung über Pipeline bei Preisparität (TWh)	6,7	16,3	26,7
Gesamtnachfrage bei erwarteten Preisen (TWh)	1,4	1,4	6,5
Nachfragedeckung über Pipeline bei erwarteten Preisen (TWh)	1,3	1,3	2,6

Quelle: eigene Berechnungen AEA

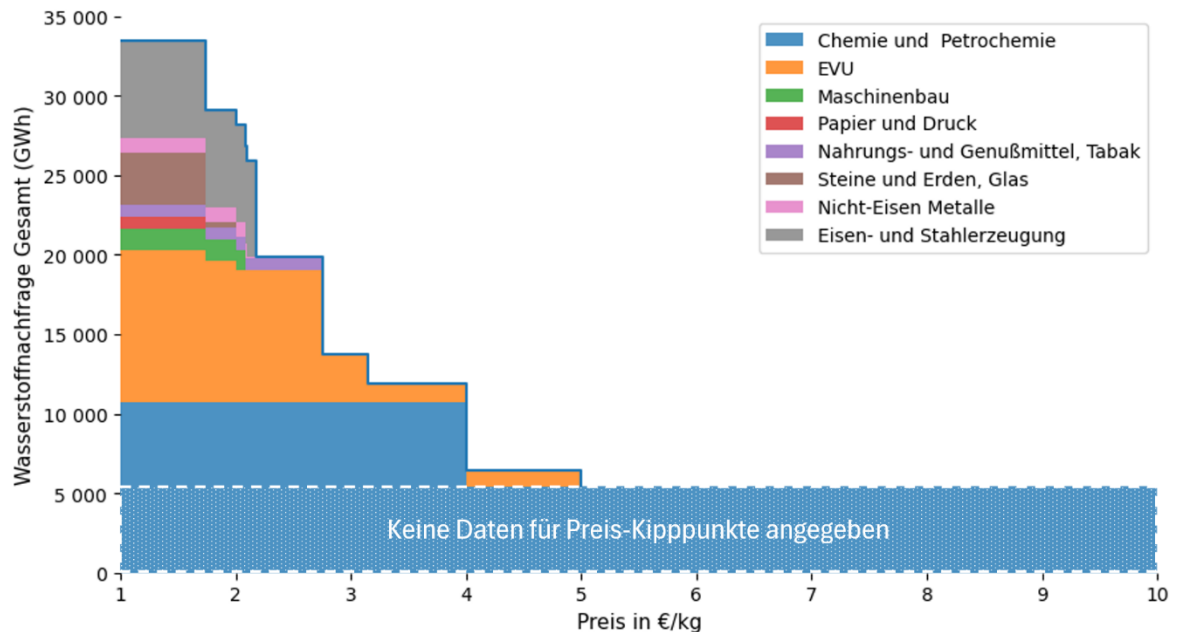
Unter den **im Fragebogen angenommenen Preisen** werden in den Jahren 2030 und 2035 insgesamt nur geringe Wasserstoffmengen abgerufen. Bei diesen handelt es sich hauptsächlich um stoffliche Nutzungen über bereits im Bau befindliche Pipelineabschnitte sowie im geringen Ausmaß um stoffliche Nutzungen im Sektor Nicht-Eisen-Metalle über On-Site-Elektrolyse. Im Jahr 2040 ergibt sich bei den erwarteten Wasserstoffpreisen eine Gesamtnachfrage von circa 6,5 TWh, wobei ein großer Teil in Form von Methanol-Import gedeckt wird.

Die ersten beiden Zeilen in Tabelle 13 zeigen die Wasserstoffnachfrage, die sich einstellen würde, wenn **die Preisparität zu Erdgas inklusive CO₂-Zertifikatskosten** (circa 1,5 bis 1,7 €/kg) erreicht oder unterschritten werden würde. Bei einem solchen Preisniveau wäre die H₂-Nachfrage deutlich höher als beim erwarteten Marktpreisniveau (Tabelle 7) und erreicht maximal 33,4 TWh im Jahr 2040.

3.2.2 Wasserstoffnachfrage nach Sektor

Abbildung 12 zeigt den gesamten Wasserstoffbedarf 2040 (inklusive On-Site-Eigenproduktion und Methanol-Importen) nach Sektor. Größere Wasserstoffbedarfe bei höheren Kosten ergeben sich in der Chemie und Petrochemie. Für den Bedarf der Petrochemie wurden keine Preiskippunkte angegeben, daher wird dieser aufgrund der ReFuelEU-Aviation-Verordnung als nicht preissensitiv angenommen (siehe 3.2.1). Der Bedarf der Chemie hat im Allgemeinen eine höhere Preissensitivität. Bei sinkenden Preisen kommen weitere Bedarfe aus dem Sektor Energieerzeugung hinzu. Weitere signifikante Bedarfe kommen aus der Eisen- und Stahlerzeugung, die Bedarfe aller übrigen Sektoren sind wesentlich niedriger.

Abbildung 12: Hochgerechnete Wasserstoff-Gesamtnachfrage (inklusive On-Site-Eigenerzeugung und Methanol-Importen) im Jahr 2040 nach Sektor



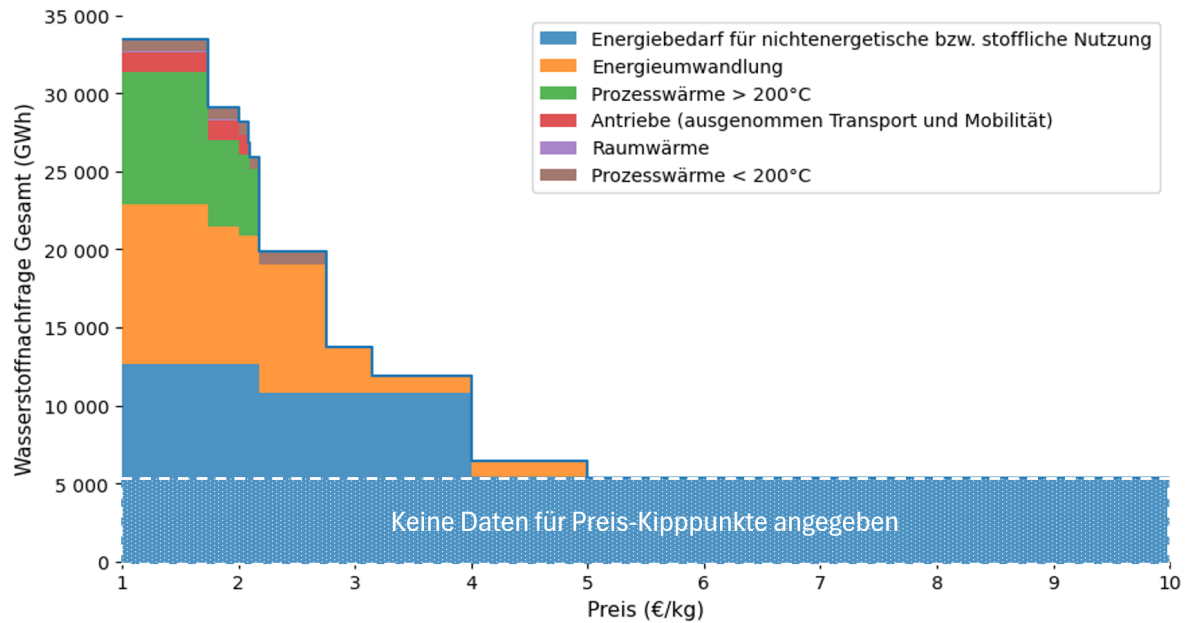
Quelle: eigene Berechnungen

3.2.3 Wasserstoffnachfrage nach Nutzenergie

In der Unternehmensbefragung wurde auch die Verwendung der nachgefragten Wasserstoffmengen adressiert. Die hochgerechnete Nachfragemenge 2040 wurde entsprechend der angegebenen Nutzenergieverteilung skaliert und als Nachfragekurve in Abbildung 13 dargestellt. Der Großteil der nachgefragten Mengen wird für stoffliche beziehungsweise nichtenergetische Zwecke verwendet, aufgrund von prozessbedingten Effizienzvorteilen gegenüber Erdgas auch bereits bei höheren Preisen. Die zweitgrößte Kategorie stellt die Energieumwandlung in Kraftwerken dar (oranger Bereich). Hier ist erst ab circa 2,5 €/MWh mit signifikanten Nachfragemengen zu rechnen.

Als letzte größere Nutzenergiekategorie folgt Prozesswärme > 200 °C (grüner Bereich). Dies umfasst klassische Hochtemperaturanwendungen in der Industrie, bei denen gasförmige Energieträger nur schwer ersetzbar sind. Dieser Anwendungsbereich ist sehr preissensitiv. Die restlichen Nutzenergiekategorien spielen für die Gesamtnachfrage nur eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 13: Wasserstoffnachfragekurve (inklusive On-Site-Erzeugung und Methanol-Importen) nach Nutzenergiekategorien

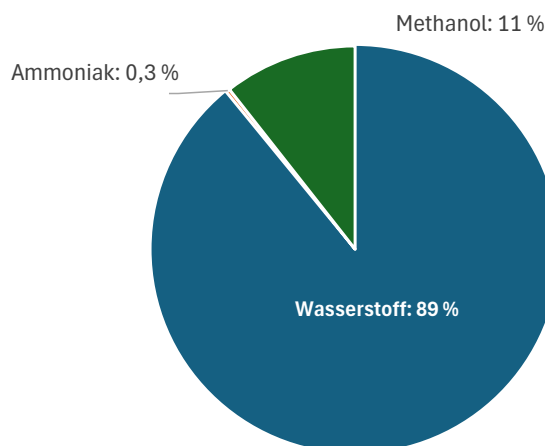


Quelle: eigene Berechnungen

3.2.4 Wasserstoffnachfrage nach Derivaten

Die Aufteilung des hochgerechneten Gesamtbedarfs im Jahr 2040 von circa 33 TWh ist in Abbildung 14 dargestellt. Der Großteil des Bedarfs erfolgt in Form von H_2 (89 %). 11 % des Bedarfs werden in Form von Methanol (CH_3OH) erwartet, dieses lässt sich einfach in flüssiger Form per Bahn oder Schiff transportieren. Der Bedarf an Ammoniak (NH_3) ist mit 0,3 % sehr gering und wird stofflich zur Entstickung von Verbrennungsprozessen benötigt, spielt aber energetisch als Wasserstoffderivat keine relevante Rolle.

Abbildung 14: Wasserstoffbedarfe nach Derivaten



3.2.5 Vergleich zu anderen Studien

In Tabelle 14 wird die in dieser Studie ermittelte Bandbreite des zukünftigen Wasserstoffbedarfs den Ergebnissen ausgewählter, oft zitierter Studien und Szenarien, die hinsichtlich ihrer Abdeckung vergleichbar sind und in den letzten beiden Jahren erarbeitet wurden, gegenübergestellt.

Man sieht, dass die in dieser Studie ermittelten oberen Werte der Bandbreite (33 TWh) über den Werten des WAM-Szenarios (14 TWh), jedoch unter jenen des ÖNIP (48 TWh) oder der AGGM-Szenarien (bis zu 65 TWh) liegen, was auf die Annahmen der Szenarien nicht zuletzt hinsichtlich der zukünftigen Elektrifizierung zurückzuführen sein dürfte. Die unteren Werte der ermittelten Bandbreite (5 TWh) liegen aufgrund des Einflusses höherer Preisannahmen für Wasserstoff signifikant unter den Werten der anderen Szenarien.

Tabelle 14: Wasserstoffnachfrage für das Jahr 2040 aus verschiedenen Studien

Studien	Wasserstoffbedarf 2040	Quelle
Vorliegende Studie	5 bis 33 TWh (je nach Preisentwicklung)	-
WAM	14 TWh	(Umweltbundesamt, 2025)
ÖNIP	48 TWh	(BMK, 2024)
AGGM	20 bis 65 TWh (je nach Szenario)	(AGGM, 2025)

3.2.6 Vergleich mit bekannten Erzeugungsprojekten

Zur Gegenüberstellung der ermittelten Wasserstoffbedarfe mit den derzeit bekannten Elektrolyseprojekten wurden die auf der Seite der Hydrogen Partnership Austria (HyPA, 2026) angeführten Elektrolyseprojekte nach dem jeweiligen Projektstatus gruppiert und die jeweiligen Elektrolyseleistungen aufsummiert. Mittels einfacher Annahmen zu Effizienz und Vollaststunden wurden anschließend die aus diesen Projekten erzeugbaren Wasserstoffmengen abgeschätzt (Tabelle 15).

Die Abschätzung ergibt ein Erzeugungspotenzial von ungefähr 400 GWh Wasserstoff aus Anlagen, die Bedarfsträgern zugeordnet werden können, sowie weiteren 2000 GWh aus Anlagen, die an ein Wasserstoffnetz angeschlossen sind. Dabei stammen nur 5 % der Erzeugung aus Anlagen, die bereits in Betrieb sind, und weitere 34 % aus in Bau befindlichen Projekten. Nahezu zwei Drittel der abgeschätzten zukünftigen Erzeugung entstammt Projekten, die sich noch in der Konzept- oder Planungsphase befinden.

Tabelle 15: Elektrolysekapazität und abgeschätzte Erzeugung von Wasserstoff

Status des Projekts	Kapazität on-site (MW)	Kapazität / Netz (MW)	Erzeugung on-site (GWh)	Erzeugung / Netz (GWh)
In Betrieb	22,00	3,65	104	17
In Bau	34,00	140,00	161	662
Konzept & Planung	30,00	282,25	142	1.334
Summe	86,00	425,90	407	2.014

Quelle: (HyPA, 2026), eigene Berechnungen

Anmerkung: Abweichungen in den Summen sind rundungsbedingt.

4 Diskussion

4.1 Ergebnisse des Fragebogens

Die Stakeholderbefragung liefert ein differenziertes Bild der potenziellen zukünftigen Wasserstoffnachfrage in Österreich. Insgesamt wurden 76 Unternehmen aus energieintensiven Industriesektoren angefragt (Chemie und Petrochemie, Eisen- und Stahlerzeugung, Nicht-Eisen-Metalle, Stein/Erden/Glas, Maschinenbau, Papier und Druck und Energieversorgung). Die Rücklaufquote lag mit 24 Rückmeldungen bei circa 34 %, diese bilden aber 56 % des Erdgasverbrauchs der gesamten Industrie beziehungsweise 75 % der energieintensiven Industrie ab.

Ein zentrales Ergebnis der Befragung ist, dass Wasserstoff in der langfristigen Unternehmensstrategie fast aller rückmeldenden Unternehmen eine Rolle spielt. 22 von 24 Unternehmen gaben an, Wasserstoff oder wasserstoffbasierte Energieträger künftig grundsätzlich zu berücksichtigen. Gleichzeitig zeigt sich jedoch, dass Wasserstoff nicht automatisch die bevorzugte Dekarbonisierungsoption darstellt. Weniger als die Hälfte der Unternehmen sieht den Umstieg auf Wasserstoff oder Ammoniak als primäre Lösung. Häufig genannte Alternativen sind insbesondere Elektrifizierung, Biomasse beziehungsweise alternative Brennstoffe sowie CCS/CCUS (bei entsprechender preislicher Entwicklung).

Die wichtigsten vorgesehenen Anwendungen von Wasserstoff liegen in drei Bereichen:

- Ersatz von Erdgas in Strom- und Wärmeerzeugung, insbesondere bei Energieversorgungsunternehmen
- Hochtemperaturprozesse, etwa in der Glas-, Zement-, Metall- und Feuerfestindustrie
- stoffliche Nutzung, etwa in der chemischen Industrie, bei Reduktionsprozessen oder zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe

Bei den geplanten zukünftigen Bedarfen ergibt sich aus den Fragebögen (ohne Hochrechnung auf Österreich) ein deutlicher Anstieg der Wasserstoffnachfrage im zeitlichen Verlauf: von rund 3,4 TWh im Jahr 2030 auf 11,4 TWh im Jahr 2035 und 20,6 TWh im Jahr 2040 im Fragebogensample. Parallel dazu sinkt der erwartete (Bio-)Methanbedarf deutlich. Dies deutet darauf hin, dass die Unternehmen grundsätzlich mit einer schrittweisen Substitution fossiler Gase rechnen, diese aber nicht vollständig vollziehen (können).

Auffällig ist die starke Bedeutung des Preises. Viele Unternehmen nennen Wasserstoff nur dann als realistische Option, wenn er wirtschaftlich mit Erdgas inklusive CO₂-Kosten konkurrieren kann. Die angegebenen Preiskippunkte, ab denen laut Einschätzung der Unternehmen der Einsatz von Wasserstoff wirtschaftlich und strategisch sinnvoll erscheint, liegen im Schwerpunkt deutlich unter den angenommenen zukünftigen Marktpreisen für klimaneutralen Wasserstoff. Daraus folgt, dass Wasserstoff bei den angenommenen Preisentwicklungen zwar strategisch relevant bleiben würde, aber ohne zusätzliche politische oder regulatorische Impulse nur in begrenztem Umfang eingesetzt würde.

Auch die technische Umstellung stellt eine wesentliche Hürde dar. Kein Unternehmen gab an, dass für eine Wasserstoffnutzung keinerlei Änderungen notwendig wären. Die Mehrheit erwartet umfangreiche Anpassungen bei Anlagen, Maschinen oder Prozessen. Besonders bei Hochtemperaturanwendungen, Gasturbinen, Brennern, Speichern und Versorgungslösungen bestehen Unsicherheiten hinsichtlich technischer Reife, Verfügbarkeit und betrieblicher Integration.

Als wichtigster Aspekt für den Wasserstoffeinsatz wird die Dekarbonisierung gesehen. Ökonomische Aspekte, Infrastruktur- und Technologieverfügbarkeit werden ebenfalls als wesentlich eingeschätzt.

Regional zeigen die Fragebogenergebnisse eine deutliche Konzentration der künftigen Wasserstoffbedarfe entlang bestehender industrieller Nachfragecluster. Hohe Bedarfe treten insbesondere in industriell geprägten Regionen wie dem Raum Linz und Wien auf. Weitere relevante Nachfragezentren finden sich in Teilen der Steiermark, Kärntens sowie punktuell in Tirol und Vorarlberg. Demnach stimmt die geografische Verteilung der gemeldeten Wasserstoffmengen gut mit dem geplanten Wasserstoff-Startnetz überein.

4.2 Ergebnisse der Hochrechnung

Die Hochrechnung dient dazu, auf Basis der gemeldeten Nachfragemengen der Stichprobe eine für ganz Österreich gültige Gesamtnachfrage zu ermitteln. Methodisch wurde dazu der aktuelle Energieverbrauch der teilnehmenden Unternehmen mit dem gesamten relevanten Branchenenergieverbrauch verglichen. Daraus wurden branchenspezifische Hochrechnungsfaktoren abgeleitet. Bei der Industrie wurde ein hoher Abdeckungsgrad erreicht: Bezogen auf den Erdgasverbrauch der gesamten Industrie beträgt die Abdeckung rund 56 %, im Vergleich zum Energieverbrauch der energieintensiven Industrie (die im Sample hauptsächlich vertreten war) sogar etwa 75 %. Im Bereich der Energieversorgungsunternehmen betrug der Abdeckungsgrad sogar 89 %. Damit kann die Hochrechnung für die zentralen Verbrauchssektoren als belastbar betrachtet werden.

Die Hochrechnung zeigt eine sehr große Bandbreite möglicher Wasserstoffbedarfe. Bei sehr niedrigen Preisen, ungefähr auf dem Niveau der Preisparität zu Erdgas inklusive CO₂-Kosten, ergibt sich ein maximaler Gesamtbedarf von:

- 7,0 TWh im Jahr 2030
- 17,3 TWh im Jahr 2035
- 33,4 TWh im Jahr 2040

Diese Werte umfassen Pipelinebezug, On-Site-Erzeugung sowie Wasserstoffimporte in Form von Methanol (Ammoniak spielt eine untergeordnete Rolle).

Bei den im Fragebogen angenommenen erwarteten Wasserstoffpreisen fällt die Nachfrage hingegen deutlich geringer aus:

- 1,4 TWh im Jahr 2030
- 1,4 TWh im Jahr 2035
- 6,5 TWh im Jahr 2040

Für die Dimensionierung eines Wasserstoffnetzes ist insbesondere die Nachfrage über Pipelinebezug relevant. Diese beträgt im Jahr 2040 bei Preisparität rund 26,7 TWh, bei den erwarteten Marktpreisen von Wasserstoff jedoch nur etwa 2,6 TWh.

Ein wichtiges Ergebnis ist der Sockelbedarf von etwa 5 TWh im Jahr 2040. Dieser entsteht vor allem durch Methanolbedarf und lokal erzeugten Wasserstoff für die Herstellung von Sustainable Aviation Fuels. Dieser Bedarf ist hauptsächlich durch regulatorische Vorgaben auf EU-Ebene (REDII/III, ReFuelEU Aviation) getrieben und unterscheidet sich damit von anderen industriellen Anwendungen, bei denen die Wasserstoffnutzung stark preisabhängig bleibt.

Nach Sektoren betrachtet entfällt ein wesentlicher Teil der hochgerechneten Nachfrage auf Chemie und Petrochemie, Energieumwandlung, Eisen- und Stahl sowie die Steine/Erden/Glas-Herstellung. Gemeinsam stehen diese vier Sektoren 2040 für rund 89 % der gesamten Wasserstoffnachfrage (gerechnet bei Erreichen der Preisparität).

Nach Nutzenergiekategorien dominiert die stoffliche beziehungsweise nichtenergetische Nutzung (rund 38 % der Gesamtnachfrage). Hier besteht offenbar eine höhere Zahlungsbereitschaft, da Wasserstoff fossile Energieträger nicht nur ersetzt, sondern teilweise direkt und unter Nutzung von Effizienzvorteilen in Produktionsprozesse eingebunden werden kann. Danach folgen Energieumwandlung (31 %) und Hochtemperaturprozesswärme (25 %). Besonders Letztere ist stark preissensitiv, da Wasserstoff hier bei manchen Anwendungen in direkter Konkurrenz zu Erdgas, Biomasse, Elektrifizierung oder anderen Dekarbonisierungspfaden steht.

Bei den Derivaten zeigt sich, dass der künftige Bedarf überwiegend in Form von gasförmigem Wasserstoff erwartet wird. Rund 89 % des hochgerechneten Gesamtbedarfs 2040 entfallen auf H_2 . Etwa 11 % entfallen auf Methanol als Wasserstoffträger, vor allem im Zusammenhang mit SAF- und E-Fuel-Produktion.

Ammoniak spielt mit nur 0,3 % mengenmäßig eine untergeordnete Rolle und wird vor allem stofflich, etwa zur Entstickung oder als Kühlmittel, benötigt. In der Düngemittelproduktion spielt Ammoniak eine wichtige Rolle als Zwischenprodukt. Es ist jedoch geplant, diesen vor Ort aus H_2 zu synthetisieren, sodass sich daraus keine Ammoniaknachfrage ergibt.

Im Vergleich zu anderen Studien liegt der obere Wert der ermittelten Bandbreite für die Wasserstoffnachfrage von 33 TWh im Jahr 2040 über dem WAM-Szenario mit 14 TWh, aber unter den Werten des ÖNIP mit 48 TWh sowie unter den oberen AGGM-Szenarien mit bis zu 65 TWh (je nach Szenario). Der untere Wert von rund 5 bis 6,5 TWh liegt dagegen deutlich unter den meisten anderen Szenarien. Dies verdeutlicht, dass die explizite Berücksichtigung von Wasserstoffpreisen zu deutlich vorsichtigeren Nachfrageabschätzungen führt als rein mengen- oder zielbasierte Szenarien.

Der Vergleich der Ergebnisse zur Erzeugungskapazität von heute bereits existierenden beziehungsweise geplanten Elektrolyseprojekten in Österreich liefert eine weitere wertvolle Einordnung. Die derzeit bekannten Projekte ergeben ein potenzielles Volumen von rund 0,4 TWh durch On-Site-Erzeugung und etwa 2,0 TWh durch netzgebundene Erzeugung. Ein erheblicher Teil dieser Kapazitäten befindet sich jedoch erst in Konzept- oder Planungsphasen. Selbst bei vollständiger Umsetzung reichen diese Mengen nur für einen kleinen Teil der potenziellen Nachfrage, insbesondere wenn sich die obere Bandbreite des Wasserstoffbedarfs realisieren sollte. Daraus ergibt sich ein deutlicher Bedarf für weitere Elektrolyseprojekte beziehungsweise für Wasserstoffimporte und die dazu erforderliche Infrastruktur.

4.3 Erkenntnisse aus den Interviews

Mit neun Unternehmen wurden ausführliche Interviews geführt. Diese Interviews vertiefen die Ergebnisse der Fragebögen und zeigen insbesondere, welche Abläufe und Entscheidungslogiken hinter den angegebenen Wasserstoffbedarfen stehen. Diese Unternehmen repräsentieren zusammen einen potenziellen Wasserstoffbedarf von etwa 15 bis 20 TWh im Jahr 2040 und stammen aus den Bereichen Metallherstellung, Chemie und Petrochemie, Energieerzeugung sowie mineralische Grundstoffe.

Ein branchenübergreifendes Ergebnis ist, dass Wirtschaftlichkeit der zentrale Entscheidungsfaktor für den Einsatz von Wasserstofftechnologien bleibt. Wasserstoff wird zwar vielfach als technisch mögliche und

klimapolitisch relevante Option gesehen, eine tatsächliche Umstellung erfolgt aber nur, wenn sie betriebswirtschaftlich tragfähig ist. Entscheidend sind daher der Wasserstoffpreis, der Erdgaspreis, der CO₂-Preis sowie mögliche Förderungen oder regulatorische Verpflichtungen.

Ein zweiter gemeinsamer Punkt ist die Bedeutung einer rechtzeitigen und verlässlichen Versorgung. Unternehmen betonen, dass Wasserstoff nicht nur verfügbar, sondern auch in ausreichenden Mengen, mit geeigneter Qualität, zu wettbewerbsfähigen Preisen und über stabile Infrastrukturen bereitgestellt werden muss. Dazu gehören Pipelines, Speicher, Importmöglichkeiten und gegebenenfalls Aufreinigungskapazitäten.

Aus den Interviews ging hervor, dass die erforderlichen Investitionsentscheidungen stark von politischen Rahmenbedingungen abhängen. Viele Umstellungen erfordern hohe Investitionen in neue Anlagen oder tiefgreifende Anpassungen bestehender Produktionsprozesse. Unternehmen benötigen klare, langfristig ausgerichtete und stabile regulative Rahmenbedingungen, um gleichbleibende Wettbewerbsbedingungen sicherzustellen.

Dabei sind Unternehmen je nach Marktexposition unterschiedlich betroffen: Für lokale und regionale Märkte (z. B. Energieversorgung, Zement) ist beispielsweise das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) besonders relevant. Der Emissionshandel wird als relevanter Kostenfaktor wahrgenommen, seine langfristige Wirkung auf Investitionsentscheidungen wird jedoch teilweise als schwer abschätzbar beschrieben. Vor diesem Hintergrund erschwert insbesondere die Unsicherheit über die künftige Entwicklung der CO₂-Preise die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit langfristiger Dekarbonisierungsinvestitionen. Treten diese Preiserwartungen nicht ein, ergeben sich daraus Wettbewerbsnachteile gegenüber Mitbewerbern. Unsichere Zielvorgaben wirken hier investitionsverzögernd, indem sich Unternehmen alternative Ausbau- und Transformationspfade offenhalten wollen.

Für Branchen, die stark an internationalen Märkten exponiert sind (z. B. Stahl, Nicht-Eisen-Metalle oder Feuerfestmaterialien) ist hingegen ein wirksamer Carbon-Border-Adjustment-Mechanismus entscheidend, um Wettbewerbsnachteile gegenüber Produzenten außerhalb der EU zu vermeiden. Die Wirksamkeit der bestehenden Instrumente wird von den Akteuren dabei teilweise kritisch beurteilt.

Als verhältnismäßig verlässlicher regulatorischer Treiber für die zukünftige Wasserstoffnachfrage werden die Vorgaben zur SAF-Quote aus der ReFuelEU-Aviation-Verordnung beziehungsweise der Richtlinien zur Förderung erneuerbarer Energieträger und Nachhaltigkeitskriterien (RED) gehandelt, die dadurch konkrete Nachfrageimpulse schaffen.

Ein weiterer zentraler Befund betrifft die Lebensdauern und Austauschzyklen von Anlagen. Eine Umstellung auf Wasserstoff ist in vielen Industrien nicht zu beliebigen Zeitpunkten möglich, sondern muss mit größeren Wartungs-, Revisions- oder Erneuerungszyklen abgestimmt werden. In Raffinerien, Glaswannen, Feuerfestanlagen oder Schmelzöfen sind Investitions- und Erneuerungszyklen von mehreren bis über zehn Jahren üblich. Wird ein Umstellungsfenster verpasst, kann sich die nächste Gelegenheit deutlich verzögern. Dies macht frühzeitige Infrastruktur- und Investitionsentscheidungen besonders wichtig.

Die Interviews verdeutlichen auch, dass alternative Dekarbonisierungspfade einen wesentlichen Einfluss auf den zukünftigen Wasserstoffbedarf haben. In der Stahlindustrie können beispielsweise importiertes HBI und Elektrostahlrouten den Bedarf an wasserstoffbasierter Direktreduktion verringern. In mehreren Branchen reduziert Recycling bereits heute den Primärenergiebedarf erheblich, etwa bei Aluminium und Stahl.

Bei Wasserstoffderivaten bestätigen die Interviews die begrenzte Rolle von Ammoniak außerhalb spezifischer Anwendungen (beispielsweise bei der Abgasentstickung und als Kältemittel in Kühlanlagen). Im Gegensatz dazu

sind jedoch signifikante Nachfragemengen nach Methanol für die SAF-Produktion erwartbar, welches sich im Vergleich zu Ammoniak auch einfacher und kostengünstiger transportieren lässt.

Zusätzlich zeigen die Interviews nutzungsspezifische Anforderungen: Für manche katalytische Prozesse wird hochreiner Wasserstoff benötigt, der nicht ohne Weiteres aus Pipelines oder geologischen Speichern bereitgestellt werden kann. In solchen Fällen sind zusätzliche Aufbereitungsschritte erforderlich, was Kosten und Infrastrukturplanung beeinflusst.

Im Energiesektor wird Wasserstoff besonders als saisonaler Speicher gesehen, da er in großen Mengen langfristig gespeichert werden kann.

4.4 Schlussfolgerungen

Die Studie zeigt, dass Wasserstoff für die Dekarbonisierung der österreichischen Industrie und Energiewirtschaft eine wichtige Rolle spielen kann – insbesondere dort, wo der direkten Elektrifizierung von Prozessen technische Grenzen gesetzt sind.

Die im Projekt erhobene und für Österreich hochgerechnete Nachfragekurve für Wasserstoff demonstriert eine starke Preisabhängigkeit: Für 2040 reicht die Bandbreite in der Hochrechnung von etwa 6,5 TWh bei derzeit erwartbaren Marktpreisen bis zu 33,4 TWh bei Preisparität zu Erdgas inklusive CO₂-Kosten und gleichbleibender wirtschaftlicher Aktivität. Die höheren Werte innerhalb der angegebenen Bandbreite stellen im Vergleich zum ÖNIP zwar eine geringere Nachfragekurve dar, lassen jedoch weiterhin einen eindeutigen Importbedarf erkennen.

Für die Pipelineinfrastruktur ist die Nachfrage nach stofflichem H₂, das heißt ausgenommen der On-Site-Elektrolyse und der Importe von Wasserstoffderivaten, maßgeblich. Hier ergibt sich eine preisabhängige Spannweite von 2,6 bis 26,7 TWh im Jahr 2040. Diese Unsicherheit ist für die Planung der Wasserstoffinfrastruktur von großer Relevanz und unterstreicht die Bedeutung übergeordneter Koordination für die Verfügbarkeit von Wasserstoffinfrastruktur und der Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für eine entsprechende Nachfrage für den erfolgreichen Wasserstoffhochlauf.

Die Ergebnisse legen nahe, dass Wasserstoff vorrangig dort eingesetzt werden wird, wo Alternativen begrenzt vorhanden sind oder Wasserstoff stofflich benötigt wird. Besonders relevant sind in diesem Zusammenhang chemische Prozesse, SAF-Produktion, Reduktionsprozesse, Hochtemperaturanwendungen sowie flexible Energieumwandlung.

Die Studie zeigt auch, dass ohne politische Flankierung nur ein begrenzter Wasserstoffhochlauf zu erwarten ist. Bei den angenommenen Marktpreisen bleibt die Nachfrage deutlich unter dem technisch beziehungsweise strategisch möglichen Bedarf. Soll der obere Bereich der Nachfrage realisiert werden, sind Förderinstrumente, regulatorische Vorgaben, CO₂-Preissignale, langfristige Abnahmeverträge und gezielte Infrastrukturmaßnahmen erforderlich.

Besonders wichtig ist Planungssicherheit. Unternehmen werden hohe Investitionen nur tätigen, wenn sie davon ausgehen können, dass Wasserstoff langfristig verfügbar, wirtschaftlich tragfähig und regulatorisch abgesichert ist. Dies betrifft nicht nur die Erzeugung, sondern auch Transport, Speicherung, Importstrategie, Qualitätsanforderungen und internationale Wettbewerbsbedingungen.

Insgesamt verdeutlicht die Studie, dass Wasserstoff ein zentraler, aber selektiv einzusetzender Baustein der Dekarbonisierung ist. Für den österreichischen Wasserstoffhochlauf ergibt sich daraus die Notwendigkeit, die

zukünftige Nachfrage, die erforderlichen Importmengen und die Entwicklung der notwendigen Infrastruktur eng aufeinander abzustimmen und die mit dem weiteren Hochlauf verbundenen Unsicherheiten durch geeignete strategische Maßnahmen zu adressieren. Die Ergebnisse bilden damit eine wesentliche Grundlage für die derzeit in Ausarbeitung befindliche österreichische Wasserstoffimportstrategie.

5 Anhang: Fragebogen

5.1 Allgemeine Informationen

Bitte beantworten Sie diese kurzen allgemeinen Informationen zu Ihrem Unternehmen.

Allgemeine Informationen	Antworten
Unternehmensname	Unternehmensname
Wirtschaftsbereich	Branche (ÖNACE Klassifizierung gemäß Unternehmensserviceportal)
Unternehmenssitz	Postleitzahl und Ort
Kontakt für Rücksprache	Name, E-Mail, Telefonnummer

5.2 Status der Planung

In diesem Abschnitt geht es darum zu verstehen,

- ob und in welchem Ausmaß die Nutzung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern („Derivaten“, insbesondere Ammoniak) für die Produktionsprozesse in Ihrem Unternehmen möglich ist,
- welche Schlüsseltechnologien dafür notwendig sind,
- ob diese bereits verfügbar sind, und
- ob es in Ihrem Unternehmen bereits konkrete Pläne und Strategien in diesem Zusammenhang gibt.

Bitte beantworten Sie die folgenden Fragen zu Schlüsseltechnologien für die Wasserstoff- beziehungsweise Ammoniaknutzung in ihrem Unternehmen:

Schlüsseltechnologien	Beschreibung
Spielen Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak in Ihrer langfristigen Unternehmensstrategie eine Rolle?	Ja/Nein
Falls Ja: Was sind die wichtigsten Prozesse in Ihrem Unternehmen, die Sie mit Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak betreiben möchten?	Auflistung der relevanten Prozesse (z. B. Ersatz von Erdgas im Sinterofen, chemische Prozesse ...)
Falls Ja: Welche Schlüsseltechnologien konnten Sie in diesem Zusammenhang für Ihr Unternehmen identifizieren?	Auflistung der wichtigsten Schlüsseltechnologien, z. B. • H₂-fähige Sinteröfen, • Elektrolyseure • ...

Schlüsseltechnologien	Beschreibung
Falls Ja: Wie schätzen sie den Reifegrad der genannten Technologien ein?	Bitte geben Sie kurz für jede identifizierte Schlüsseltechnologie den Reifegrad in folgenden Abstufungen an: • Frei am Markt verfügbar • Spezialentwicklungen in Zusammenarbeit mit dem Unternehmen • In der praktischen Erprobung • Im Labor • Erste Ideen
Falls Nein: Bitte erläutern Sie, warum Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak keine Rolle in Ihrer Unternehmensstrategie spielen.	Freier Text

In welchem Stadium befinden sich Umstellungspläne in Ihrem Unternehmen? (Bitte wählen Sie eine Antwort mit „X“)

Stadium der Umstellungspläne	Bitte hier ankreuzen
Noch keine Überlegungen	☐
Erste Ideen	☐
Konzeptentwicklung	☐
Pläne beziehungsweise Strategien intern beschlossen	☐
Pläne beziehungsweise Strategien öffentlich verfügbar	☐
Final Investment Decision	☐
Demonstrations-/Testanlage wurde aufgebaut	☐
Demonstrations-/Testanlage wurde betrieben	☐
Produktionsprozess wurde bereits teilweise umgestellt	☐
Produktionsprozess wurde bereits vollständig umgestellt	☐

Haben Sie schon konkrete technische Erfahrungen mit der Herstellung oder Einsatz von Wasserstoff oder Ammoniak gemacht? (Bitte wählen Sie eine Antwort mit „X“)

Ihre Erfahrungen	Einsatz von Wasserstoff	Elektrolyse von Wasserstoff	Synthese von Ammoniak
Noch keine Erfahrung	☐	☐	☐
Studie wurde durchgeführt	☐	☐	☐

Ihre Erfahrungen	Einsatz von Wasserstoff	Elektrolyse von Wasserstoff	Synthese von Ammoniak
Demonstrations-/Testanlage wurde aufgebaut	☐	☐	☐
Demonstrations-/Testanlage wurde betrieben	☐	☐	☐
Produktionsprozess wurde bereits teilweise umgestellt	☐	☐	☐
Produktionsprozess wurde bereits vollständig umgestellt	☐	☐	☐
Anmerkungen	Text	Text	Text

5.3 Derzeitige Nutzung von fossilen Energieträgern

Im folgenden Abschnitt geht es um Ihre derzeitigen Betriebsprozesse, die perspektivisch durch Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak ersetzt werden könnten.

Diese Informationen ermöglichen es uns, die im nächsten Kapitel abgefragten Wasserstoffbedarfe auf ganz Österreich hochzurechnen.

Bitte geben Sie den aktuellen Energiebedarf Ihres Unternehmens in der folgenden Tabelle je Energieträger an.

Energieträger	Energiebedarf im Jahr 2024 Auch Angabe einer Bandbreite möglich	Einheit
Erdgas	Energiemenge 2024 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	MWh (kWh, GWh, Nm ³)
Erdgas	Netzanschlussleistung 2024 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	MW (kg/h, Nm ³ /h, kWh/h)
Erdgas	Beschreibung von Nutzungsmustern, Saisonalität et cetera	Text
Kohle/Koks	Energiemenge 2024 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	MWh (kWh, TJ, GWh, t ...)

Anmerkung 1: Die Einheit kann frei gewählt werden. Wichtig ist die Eindeutigkeit der Angabe.

Anmerkung 2: Es kann ein Wert oder eine aussagekräftige Bandbreite für den Energieverbrauch im Jahr 2024 angegeben werden.

Die Angabe von Nutzenergiekategorien erlaubt den Vergleich mit statistischen Durchschnittswerten und ermöglicht eine Einschätzung, wie gut sich dieser Energiebedarf künftig durch alternative Technologien oder Energieträger ersetzen lässt.

Bitte geben Sie in der folgenden Tabelle an, für welche Zwecke Erdgas, Kohle oder Koks derzeit in Ihrem Unternehmen eingesetzt werden (Die Spaltensumme muss 100 % ergeben).

Wofür wird Erdgas in Ihrem Unternehmen aktuell eingesetzt?	Anteil Erdgas (Summe aller Anteile muss 100 % ergeben)	Anteil Kohle/Koks (Summe aller Anteile muss 100 % ergeben)
Energieumwandlung (inkludiert Energieeinsatz für E-Fuel-Herstellung und Raffinerieprozesse)	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Prozesswärme < 200 °C	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Prozesswärme > 200 °C	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Raumwärme	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Antriebe (ausgenommen Transport und Mobilität)	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Energiebedarf im Rahmen von CCU zur Bindung von Kohlenstoff	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Bedarf für nichtenergetische beziehungsweise stoffliche Nutzung, wie z. B. Dampfreformierung	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...

Derzeitige Nutzung von Wasserstoff und Ammoniak

Der folgende Fragenblock dient dazu, einen Überblick darüber zu gewinnen, in welchem Umfang Wasserstoff und Ammoniak bereits heute in Ihrem Unternehmen eingesetzt werden.

Bitte geben Sie an, für welche Zwecke Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak derzeit in Ihrem Unternehmen eingesetzt werden.

Energieträger	Verwendungszweck
Wasserstoff	Freier Text (z. B. Produktionsprozess, chemischer Prozess, Reinigungsprozess ...)
Ammoniak	Freier Text (z. B. Produktionsprozess, chemischer Prozess, Reinigungsprozess ...)

Bitte geben Sie an, welche Mengen Wasserstoff oder Ammoniak derzeit in Ihrem Unternehmen eingesetzt werden.

Energieträger	Wasserstoff- beziehungsweise Ammoniakbedarf im Jahr 2024 Auch Angabe einer Bandbreite möglich	Einheit
Wasserstoff	Energiemenge 2024 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	kg (kWh, Nm ³ , MWh ...)
Ammoniak	Energiemenge 2024 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	kg (kWh, Nm ³ , MWh ...)

Bitte geben Sie an, auf welchem Weg der in Ihrem Unternehmen eingesetzte Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak derzeit bereitgestellt werden.

Energieträger	Anteil (Summe aller Anteile pro Energieträger muss 100 % ergeben)
Wasserstoff: Eigenerzeugung aus Erdgas (Dampfreformierung)	z. B. 10 %, 20 % ...
Wasserstoff: Eigenerzeugung aus Strom aus Netzbezug (Elektrolyse)	z. B. 10 %, 20 % ...
Wasserstoff: Eigenerzeugung aus Strom aus Eigenerzeugung (Elektrolyse)	z. B. 10 %, 20 % ...
Wasserstoff: Lieferung (klimaneutral)	z. B. 10 %, 20 % ...
Wasserstoff: Lieferung (fossil)	z. B. 10 %, 20 % ...
Ammoniak: Eigenerzeugung aus Erdgas (Haber-Bosch)	z. B. 10 %, 20 % ...
Ammoniak: Zukauf (klimaneutral)	z. B. 10 %, 20 % ...
Ammoniak: Zukauf (fossil)	z. B. 10 %, 20 % ...

Anmerkung: Definition von Eigenerzeugung: das Unternehmen beziehungsweise ein mit dem Unternehmen gesellschaftlich verbundenes Unternehmen erzeugt Wasserstoff / Ammoniak vor Ort ohne die Inanspruchnahme von Leitungsinfrastruktur (außer Strom).

5.4 Künftiger Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff

Im folgenden Abschnitt bitten wir Sie um Ihre Einschätzung, welchen Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten Ihr Unternehmen unter verschiedenen Annahmen in Jahren 2030, 2035 und 2040 erwartet.

5.4.1 Investitionsentscheidende Preiskipppunkte

Wir möchten von Ihnen erfahren, bei welchem Wasserstoffpreis Sie Investitionen als wirtschaftlich sinnvoll erachten würden. Bitte beziehen Sie Ihre Einschätzung auf die aktuellen Großmarktpreise für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate – also die zentralen Kostenfaktoren im heutigen Energiemarkt.¹

Frage	Antwort
Angenommen, Ihr Unternehmen hat seine Produktionsprozesse bislang nicht auf Wasserstoff umgestellt, sieht darin jedoch eine grundsätzlich realisierbare Option: Welcher Wasserstoffpreis müsste Ihrer Einschätzung nach erreicht oder unterschritten werden, damit die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff wirtschaftlich attraktiv und strategisch sinnvoll erscheint?	Preis oder Preisspanne in €/kg (oder €/Nm ³ , €/MWh Heizwert ...)
Haben Sie weitere Anmerkungen zu diesem Preiskipppunkt?	Freier Text: z. B. notwendige Rahmenbedingungen für die Umstellung (außer dem Wasserstoffpreis)
Unter der Annahme, dass Ihr Unternehmen die Produktionsprozesse bereits auf klimaneutralen Wasserstoff umgestellt hat: Wie hoch dürfte der Wasserstoffpreis maximal sein, damit Sie Ihre Prozesse weiterhin wirtschaftlich betreiben können?	Preis oder Preisspanne in €/kg (oder €/Nm ³ , €/MWh Heizwert ...)
Haben Sie weitere Anmerkungen zu diesem Preiskipppunkt?	Freier Text, z. B. Informationen zu getroffenen Annahmen

5.4.2 Abschätzung zukünftiger Bedarfsmengen

Wir möchten Sie im folgenden Frageblock bitten, uns Ihre Erwartungen über den zukünftigen Bedarf Ihres Unternehmens an klimaneutralem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten (im besonderen Ammoniak) mitzuteilen. Diese Erwartungen sind nicht zuletzt von zwei Aspekten abhängig: der allgemeinen Wirtschaftsentwicklung einerseits, sowie den Preisen von Wasserstoff beziehungsweise Wasserstoffderivaten und den dazu alternativen Energieträgern andererseits.

Wir bitten Sie, Ihre Einschätzungen auf Basis einer **moderaten wirtschaftlichen Entwicklung von 1 % p.a.** (gemessen am österreichischen Bruttoinlandsprodukt) sowie auf der in Tabelle 1 angenommenen Entwicklung der relevanten Energiepreise bis 2040 abzugeben. Sofern Ihre Unternehmensstrategie von stark abweichenden

¹ Die Tabelle wurde gegenüber dem Originalfragebogen zur besseren Lesbarkeit im Layout leicht angepasst.

Annahmen über die zukünftige Preisentwicklung ausgeht, können Sie die Bedarfsmengen auch auf dieser Basis angeben.

Der Wasserstoffpreis wurde aus den Ergebnissen der IF24 Auktion ermittelt. Dahinter steht die Annahme, dass zusätzliche H₂-Importe aus dem europäischen Süden sowie Nicht-EU-Ländern, gemäß dem „international leg“ der europäischen Wasserstoffbank, verfügbar sein werden.

Tabelle16: Großhandelspreis – nur Energiepreis

Preise	Einheit	2030	2035	2040	Quelle
Erdgas	€/MWh	20	20	25	WEO 2024 (STEPS)
Strom	€/MWh	70	70	65	AEA auf Basis WEO 2024 (STEPS)
Wasserstoff	€/MWh	265	195	130	IF24 Auktion
CO ₂ -Zertifikate	€/t	125	130	135	WEO 2024 (STEPS)

Anmerkung 1: Steuern und Abgaben, Ökostrom Förderbeitrag sowie die Umsatzsteuer und Netzentgelte sind nicht in den Preisen enthalten.

Anmerkung 2: Das Stated Policies Scenario (STEPS) des World Energy Outlook 2024 der IEA zeigt den aktuellen Kurs der globalen Energieentwicklung basierend auf bestehenden und angekündigten politischen Maßnahmen, ohne deren vollständige Umsetzung vorauszusetzen.

Für den Fall, dass Ihre Unternehmensstrategie auf Preisentwicklungen basiert, die stark von obiger Tabelle abweichen, beschreiben Sie diese bitte kurz.

Erwartete Preisentwicklungen	Antwort
Hat Ihr Unternehmen eine andere Einschätzung der Preisentwicklungen für Erdgas, Strom, Wasserstoff und CO ₂ -Zertifikate?	Ja/Nein
Bitte beschreiben Sie die wesentlichen Abweichungen Ihrer Annahmen von den in der Tabelle dargestellten Preisannahmen.	Beschreibung der wesentlichen Parameter der Unternehmensstrategie (Angenommener CO ₂ Preis, Wasserstoffpreis et cetera)

Bitte geben Sie an, welche Prozesse Ihr Unternehmen voraussichtlich bis 2040 auf Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak umstellen wird. Bitte beziehen Sie Ihre Einschätzung auf die aktuelle Strategie Ihres Unternehmens sowie die preislichen Rahmenbedingungen aus Tabelle 1 (oder auf die unternehmenseigenen Preisannahmen).

Es konnte hier markiert werden, ob keine, geringfügige oder umfangreiche Änderungen notwendig waren.

Energieträger	Prozess
Wasserstoff	Beschreibung der Prozesse, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, und welcher Energieträger dadurch ersetzt wird.
Ammoniak	Beschreibung der Prozesse, die auf Ammoniak umgestellt werden sollen, und welcher Energieträger dadurch ersetzt wird.
Erfordert die Umstellung auf Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak Änderungen an den Gerätschaften/Maschinen/Prozessen?	☐ Keine ☐ Geringe ☐ Umfangreiche
Optional: Bitte beschreiben Sie die erforderlichen Änderungen	Bitte beschreiben Sie hier

Bitte schätzen Sie den voraussichtlichen Bedarf Ihres Unternehmens für Wasserstoff, Ammoniak und Methan in den Jahren 2030, 2035 und 2040. Grundlage der Einschätzung sollten die geplanten Prozessumstellungen sowie die in Tabelle 1 beschriebenen preislichen Rahmenbedingungen sein (oder die unternehmenseigenen Preisannahmen).

Energieträger	Erwarteter Energiebedarf 2030	Erwarteter Energiebedarf 2035	Erwarteter Energiebedarf 2040	Einheit
Wasserstoff	Energiemenge 2030 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	Energiemenge 2035 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	Energiemenge 2040 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	MWh (oder kWh, GWh, Nm ³ , kg ...)
Ammoniak	Energiemenge 2030 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	Energiemenge 2035 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	Energiemenge 2040 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	MWh (oder kWh, GWh, Nm ³ , kg ...)
Methan (Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan)	Energiemenge 2030 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	Energiemenge 2035 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	Energiemenge 2040 (Zahl beziehungsweise Bandbreite)	MWh (oder kWh, GWh, Nm ³ , kg ...)

Im Folgenden geht es um die wesentlichen Faktoren bei der Angabe von Bandbreiten bei Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak:²

Frage	Antwort
Bitte erläutern Sie, welche wesentlichen Faktoren (wirtschaftlich, technologisch, politisch, gesellschaftlich ...) aus Ihrer Sicht zu höherer oder niedrigerer Nutzung von Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak aus erneuerbaren Quellen führen würde	Freier Text
Sonstige Anmerkungen	Freier Text

Anmerkung: Wenn keine Werte für 2030 und 2035 angegeben werden, werden die Werte anhand der anderen Angaben interpoliert.

Bitte geben Sie an, wie sich der zukünftige Einsatz von Wasserstoff, Ammoniak und Methan in Ihrem Unternehmen im Jahr 2040 voraussichtlich auf die verschiedenen Nutzenenergiebereiche verteilen wird.

Berücksichtigen Sie dabei die geplanten Prozessumstellungen sowie die in Tabelle 1 beschriebenen preislichen Rahmenbedingungen (oder die unternehmenseigenen Preisannahmen).

Nutzenenergiebereich	Erwartete Nutzung von Wasserstoff (muss 100 % ergeben)	Erwartete Nutzung von Ammoniak (muss 100 % ergeben)	Erwartete Nutzung von Methan (Erdgas, synthetisches Methan, Biomethan; muss 100 % ergeben)
Energieumwandlung (inkludiert Energieeinsatz für E-Fuel-Herstellung und Raffinerieprozesse)	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Prozesswärme < 200 °C	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Prozesswärme > 200 °C	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Raumwärme	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Antriebe (ausgenommen Transport und Mobilität)	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Energiebedarf im Rahmen von CCU zur Bindung von Kohlenstoff	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Energiebedarf für nichtenergetische beziehungsweise stoffliche Nutzung	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...

Anmerkung: Die Aufteilung spiegelt die zur Anwendung kommenden Prozesse im Jahr 2040 wider.

² Die Tabelle wurde gegenüber dem Originalfragebogen zur besseren Lesbarkeit im Layout leicht angepasst.

Wie erwarten Sie, den Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff und Ammoniak in Zukunft zu beschaffen?

Bezugsquelle	Anteil Wasserstoff nach Bezugsquelle (muss 100 % ergeben)	Anteil Ammoniak nach Bezugsquelle (muss 100 % ergeben)
Einkauf am österreichischen Marktplatz	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Beschaffung im Ausland (internationales HPA)	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Beschaffung in Österreich (nationales HPA)	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Eigenerzeugung aus Strom	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Noch keine Strategie	z. B. 10 %, 20 % ...	z. B. 10 %, 20 % ...
Kommentar	Gegebenenfalls Erläuterungen zur Deckung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs	Gegebenenfalls Erläuterungen zur Deckung des zukünftigen Ammoniakbedarfs

Anmerkung 1: HPA = Hydrogen Purchase Agreement; Damit sind direkte Verträge mit dem Produzenten von Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak (aus erneuerbaren Quellen) gemeint. Im Gegensatz dazu bedeutet „Einkauf am österreichischen Markt“ die Beschaffung über Energieversorger, wobei die Herkunft nicht relevant ist.

Anmerkung 2: Definition von Eigenerzeugung: das Unternehmen beziehungsweise ein mit dem Unternehmen gesellschaftlich verbundenes Unternehmen erzeugt Wasserstoff / Ammoniak vor Ort ohne die Inanspruchnahme von Leitungsinfrastruktur (außer Strom).

Auf welchen Wegen erwarten Sie, den Bedarf für Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak für Ihr Unternehmen in Zukunft zu decken? Bitte füllen Sie dazu die folgende Tabelle aus.

Bezugsquellen	Wasserstoff	Ammoniak
Erzeugung aus Strom vor Ort	Bitte mit „X“ auswählen	Bitte mit „X“ auswählen
Erzeugung aus Erdgas vor Ort	Bitte mit „X“ auswählen	Bitte mit „X“ auswählen
Bezug von Wasserstoff über Gasnetz/Pipeline	Bitte mit „X“ auswählen	-
Bei Bezug von Wasserstoff über Gasnetz/Pipeline: Welche Anschlussleistung erwarten Sie?	Zahl oder Bandbreite (MW, m ³ /h, kg/h)	-
Über LKW/Zug/Schiff	Bitte mit „X“ auswählen	Bitte mit „X“ auswählen
Noch unentschieden	Bitte erläutern Sie	Bitte erläutern Sie

5.4.3 Ort der Wasserstoffnutzung

Für die Planung der Wasserstoffinfrastruktur ist es wichtig zu wissen, wie sich der Wasserstoffbedarf räumlich verteilt.

Wenn Ihr Unternehmen an mehreren Standorten größere Mengen Wasserstoff verbraucht, teilen Sie bitte in der folgenden Tabelle mit, wie sich dieser Verbrauch auf die wichtigsten Standorte verteilt.

Standort	Bundesland	Postleitzahl	Wasserstoffbedarf
Produktionsstandort 1	Bundesland	PLZ	%
Produktionsstandort 2	Bundesland	PLZ	%
Produktionsstandort 3	Bundesland	PLZ	%
Produktionsstandort 4	Bundesland	PLZ	%
Produktionsstandort 5	Bundesland	PLZ	%
Produktionsstandort 6	Bundesland	PLZ	%

Anmerkung: Ohne entsprechende Angaben gehen wir davon aus, dass sich der gesamte Wasserstoffbedarf auf einen Produktionsstandort am Unternehmenssitz konzentriert.

5.5 Alternative Technologiefade

In diesem Abschnitt geht es um die Entscheidung, ob die Prozesse auf Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak umgestellt werden sollen oder es stattdessen auch andere Möglichkeiten gibt. Dabei sollen die Gründe für die Umstellung und die bevorzugte Technologie ermittelt werden.

Wie relevant sind die folgenden Aspekte (außer dem Wasserstoffpreis) für die Entscheidung Ihres Unternehmens, die Produktionsprozesse auf Wasserstoff- beziehungsweise Ammoniaknutzung umzustellen? (1 = nicht relevant, 4 = sehr relevant)

Aspekte	Bitte bewerten Sie (1 = nicht relevant, 4 = sehr relevant)
Emissionsvermeidung	1 ... 4
Bedarf eines ausreichenden Temperaturniveaus	1 ... 4
Stofflicher/prozesschemischer Bedarf	1 ... 4
Ökonomische Aspekte	1 ... 4
Verfügbarkeit von Wasserstoff- oder alternativen Technologien	1 ... 4
Betrieb/Handling	1 ... 4
Anforderungen an die Prozessumstellung	1 ... 4
Netzverfügbarkeit	1 ... 4
Dauer der Umstellungsarbeiten	1 ... 4

Aspekte	Bitte bewerten Sie (1 = nicht relevant, 4 = sehr relevant)
EU-Freizhandelszone/Zölle/CBAM	1 ... 4
Kundenerwartung	1 ... 4
Weitere Aspekte ...	Bitte beschreiben Sie

Bitte beantworten Sie die folgenden Fragen zu Alternativen zur Nutzung von Wasserstoff

Alternative Dekarbonisierungsoptionen	Beschreibung zur Umstellung
Ist der Umstieg auf Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak im beschriebenen Szenario Ihre bevorzugte Dekarbonisierungsoption?	Ja/Nein
Sind andere Optionen zur Dekarbonisierung (außer der Umstellung auf Wasserstoff beziehungsweise Ammoniak) möglich?	Ja/Nein
Welche anderen Optionen kommen für Ihr Unternehmen in Frage?	Bitte beschreiben Sie hier die Optionen (z. B.: Elektrifizierung der Prozesse, Import eines Roh- oder Zwischenprodukts, Verlagerung von Prozessschritten ins Ausland ...)

5.5.1 Anmerkungen zum Fragebogen

Vielen Dank für das Ausfüllen dieses Fragebogens.

Falls es von Ihrer Seite beim Ausfüllen des Fragebogens zu Unklarheiten kam oder Sie Anmerkungen dazu haben, bitten wir Sie, uns dies hier mitteilen.

Anmerkungen	Mitteilung
Ihre Anmerkungen	Freier Text

6 Literaturverzeichnis

AGGM, 2025. *H2 Roadmap 2.0 - Wasserstoff als Energieträger der Zukunft*. [Online]

Available at: aggm.at/energiewende/h2-roadmap/

[Zugriff am März 2026].

AGGM, 2025. *Langfristige und integrierte Planung 2024*, Wien: s.n.

BMIMI, 2025. SAF-Roadmap: Strategie zur Einführung nachhaltiger Kraftstoffe im Flugverkehr in und aus Österreich, Wien: s.n.

BMK, 2024. *Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan*, Wien: s.n.

European Commission, 2026. *Results of the 2024 Innovation Fund Hydrogen Auction*. [Online]

Available at: climate.ec.europa.eu/document/download/4ee6ff31-2dea-41e1-a057-892b86934156_en?filename=if24_preliminary_information_auction_en.pdf

[Zugriff am 29.04.2026].

HyPA, 2026. *Elektrolyseure in Österreich*. [Online]

Available at: hypa.at/umsetzung/elektrolyseure

[Zugriff am 23.04.2026].

IEA, 2024. *World Energy Outlook 2024*. [Online]

Available at: [iea.org/reports/world-energy-outlook-2024](https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024)

[Zugriff am 29.04.2026].

Liebreich, M., 2023. *Clean Hydrogen Ladder 5.0*. [Online]

Available at: doi.org/10.5281/zenodo.10793833

[Zugriff am 04.04.2026].

Parlament, E., 2026. *EU-Klimagesetz: Emissionsminderung von 90 % bis 2040*. [Online]

Available at: europarl.europa.eu/news/de/press-room/20260205IPR33620/eu-klimagesetz-emissionsminderung-von-90-bis-2040

[Zugriff am 18. März 2026].

Statistik Austria, 2023. *Standard-Dokumentation (Definitionen, Erläuterungen, Methoden, Qualität) zur Nutzenergieanalysen*. Wien: s.n.

Umweltbundesamt, 2025. *Energie- und Treibhausgasszenarien 2025*, Wien: s.n.

Hilfsmittel

Die Österreichische Energieagentur setzt mitunter Werkzeuge ein, die künstliche Intelligenz verwenden, und verpflichtet sich dabei unter anderem zu folgenden Grundsätzen:

- Transparenz: KI-Verwendung wird offengelegt.
- Datensichere Verwendung: Daten, die nicht öffentlich zugänglich sind, werden ausschließlich KI-Werkzeugen zur Verfügung gestellt, die eine datensichere Verwendung garantieren und einen Abfluss der Daten zu Dritten beziehungsweise die Verwendung der Daten in Modelltrainings verhindern.
- Human-in-the-Loop: Die Mitarbeiter:innen der Österreichischen Energieagentur stehen für die Qualität ihrer Arbeit ein. Jedes Ergebnis wird von Expert:innen geprüft.

Im vorliegenden Projekt wurden KI-Werkzeuge für folgende Zwecke eingesetzt:

- Recherche und Screening von Literatur.
- Alternativtexte für Grafiken, Formulierungen und zur sprachlichen Glättung.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: In Fragebögen erhobene Stadien der Umstellungspläne.....	13
Abbildung 2: Boxplot der Preiskippunkte im Jahr 2040, ab denen Wasserstoff die bevorzugte Dekarbonisierungsoption darstellt.....	16
Abbildung 3: Annahmen der Entwicklung des Erdgas-, Strom- und CO ₂ -Zertifikatpreises vom Fragebogen (blau durchgezogene Linie) und den Rückmeldungen (gestrichelte grüne Linien), bezogen auf den Brennwert	17
Abbildung 4: In Fragebögen angegebene Bezugswege für zukünftigen H ₂ - und NH ₃ -Bedarf	19
Abbildung 5: In Fragebögen bewertete Aspekte bei der Entscheidung der Unternehmen, die Produktionsprozesse auf Wasserstoff- beziehungsweise Ammoniaknutzung umzustellen (1 = nicht relevant, 4 = sehr relevant)	20
Abbildung 6: Ergebnisse des Fragebogens über den maximalen H ₂ -Bedarf (t/a) je Bezirk im Jahr 2040	21
Abbildung 7: Ergebnisse des Fragebogens über den maximalen über das H ₂ -Netz zu deckenden H ₂ -Bedarf (t/a) je Bezirk im Jahr 2040.....	22
Abbildung 8: Regionalisierung des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2040 ÖNIP	23
Abbildung 9: Geplante Methan- und Wasserstoffinfrastruktur der H2 Roadmap 2.0 im Zeitraum 2035 bis 2040	23
Abbildung 10: Anzahl der Fragebögen und Abdeckungsgrad des Energieverbrauchs 2024 nach Branche	28
Abbildung 11: Hochgerechnete Gesamtnachfrage für Wasserstoff als Summe von Pipelinebezug, On-Site-Eigenerzeugung und Methanol-Import in den Jahren 2030, 2035 und 2040 sowie Pipelinebezug von Wasserstoff im Jahr 2040 (strichlierte Nachfragekurve)	30
Abbildung 12: Hochgerechnete Wasserstoff-Gesamtnachfrage (inklusive On-Site-Eigenerzeugung und Methanol-Importen) im Jahr 2040 nach Sektor	32
Abbildung 13: Wasserstoffnachfragekurve (inklusive On-Site-Erzeugung und Methanol-Importen) nach Nutzenergiekategorien.....	33
Abbildung 14: Wasserstoffbedarfe nach Derivaten	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Rückmeldungen der Fragebögen nach Wirtschaftszweig.....	11
Tabelle 2: In Fragebögen genannte Prozesse, die auf H ₂ oder NH ₃ umgestellt werden sollen	11
Tabelle 3: In Fragebögen genannte Schlüsselkomponenten mit Reifegrad	12
Tabelle 4: In Fragebögen erhobene Nennungen zu den technischen Erfahrungen mit den Umstellungsplänen auf H ₂ -Technologien	14
Tabelle 5: In Fragebögen angegebene Nutzung fossiler Energieträger im Betrachtungsjahr 2024	14
Tabelle 6: In Fragebögen angegebene Nutzung von Wasserstoff und Ammoniak im Betrachtungsjahr 2024.....	15
Tabelle 7: Annahmen für Großhandelspreise von Erdgas, Strom, Wasserstoff und CO ₂ -Zertifikate für die Jahre 2030, 2035 und 2040.....	16
Tabelle 8: In Fragebögen rückgemeldete voraussichtliche Bedarfe für Wasserstoff, Ammoniak und Methan in den Jahren 2030, 2035 und 2040	18
Tabelle 9: In Fragebögen rückgemeldete voraussichtliche Nutzenergiebereiche für Wasserstoff und (Bio-)Methan im Jahr 2040	18
Tabelle 10: In Fragebögen rückgemeldete H ₂ -Bedarfe aufgeteilt auf angegebene Bezugsorte	18
Tabelle 11: In Fragebögen rückgemeldete Angaben zu alternativen Prozessen, insgesamt 23 Rückmeldungen.	20
Tabelle 12: In Fragebögen genannte alternative Optionen zur Dekarbonisierung (Mehrfachnennungen möglich)	21
Tabelle 13: Wasserstoffnachfrage gesamt (inklusive On-Site-Erzeugung und Methanol-Import) und Nachfrageabdeckung über Pipelinebezug für die Jahre 2030, 2035 und 2040 bei angenommenen Preisen.....	31
Tabelle 14: Wasserstoffnachfrage für das Jahr 2040 aus verschiedenen Studien	34
Tabelle 15: Elektrolysekapazität und abgeschätzte Erzeugung von Wasserstoff.....	34
Tabelle 16: Großhandelspreis – nur Energiepreis	47

Abkürzungsverzeichnis

AEA	Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMWET	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
ETS	Emissionshandelssystem (European Emissions Trading System)
E-Fuels	synthetische Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energieträger
EVU	Energieversorgungsunternehmen
H ₂	Wasserstoff
HBI	Hot Briquetted Iron
H _i /H _u	Heizwert (unterer Heizwert)
H _o /H _s	Brennwert (oberer Heizwert)
HPA	Hydrogen Purchase Agreement
HyPA	Hydrogen Partnership Austria
IF24	Innovation Fund Hydrogen Auction 2024
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NH ₃	Ammoniak
ÖNIP	integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
RED II / RED III	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union
SAF	Sustainable Aviation Fuels
STEPS	Stated Policies Scenario
THG	Treibhausgas
WEO	World Energy Outlook

Über die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)

Die Österreichische Energieagentur steht für fundiertes Fachwissen und praxistaugliche Lösungen. Wir liefern verlässliche Antworten für eine sichere, saubere und leistbare Energiezukunft. Wir geben Orientierung in instabilen Zeiten und zeigen, wie Österreich mit erneuerbarer Energie, Effizienz und innovativen Technologien unabhängiger und langfristig wettbewerbsfähig wird.

Mehr als 100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen für eine gelungene Energiewende und industrielle Transformation.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative klima**aktiv** um.

Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder unserer Agentur. Und das seit 1977.

Besuchen Sie uns auf unserer Webseite: energyagency.at.

