

Roadmap für Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor

Endversion

Dr. Anton BURGER
Gerald AUE
Malte NUSSBERGER

25. Oktober 2023

VERTRAULICH

Erstellt für:  **oesterreichs
energie.**

Disclaimer

Diese Unterlage wurde von FTI France S.A.S., Handelsname Compass Lexecon („Compass Lexecon“), für den Verein "Österreichs E-Wirtschaft" („Österreichs Energie“, OE) gemäß den Bedingungen des Vertrags zwischen dem Österreichs Energie und Compass Lexecon („Vertrag“) erstellt. Diese Unterlage wurde ausschließlich für den Österreichs Energie erstellt und keine andere Partei ist berechtigt, sich zu irgendeinem Zweck darauf zu verlassen. Compass Lexecon übernimmt keine Haftung oder Sorgfaltspflicht gegenüber Personen (außer gegenüber dem Österreichs Energie gemäß den entsprechenden Vertragsbedingungen) für den Inhalt dieser Unterlage. Dementsprechend lehnt Compass Lexecon jede Verantwortung für die Folgen für eine Person (außer dem Österreichs Energie auf der oben genannten Grundlage) ab, die im Vertrauen auf diese Unterlage handelt oder Handlungen unterlässt, oder für Entscheidungen, die auf Grundlage der Studie getroffen oder nicht getroffen werden. Die Unterlage enthält Informationen, die aus einer Vielzahl von Quellen gewonnen oder abgeleitet wurden. Compass Lexecon übernimmt keine Verantwortung für die Überprüfung oder Feststellung der Zuverlässigkeit dieser Quellen oder die Überprüfung der so bereitgestellten Informationen. Compass Lexecon gibt gegenüber keiner Person (außer gegenüber dem Österreichs Energie gemäß den relevanten Vertragsbedingungen) Zusicherungen oder Gewährleistungen jeglicher Art (ob ausdrücklich oder stillschweigend) hinsichtlich der Richtigkeit oder Vollständigkeit dieser Unterlage. Die Unterlage basiert auf Informationen, die Compass Lexecon zum Zeitpunkt der Erstellung zur Verfügung standen, und berücksichtigt keine neuen Informationen, die uns nach dem Datum der Publikation bekannt werden. Wir übernehmen keine Verantwortung dafür, diese Unterlage zu aktualisieren oder einen Empfänger der Unterlage über solche neuen Informationen zu informieren. Jeder Empfänger dieser Unterlage (außer dem Österreichs Energie) erwirbt keine Rechte in Bezug auf diese Unterlage. Die in dieser Unterlage dargelegten Ansichten sind die der genannten Verfasser und nicht unbedingt die Ansichten von Compass Lexecon, dessen Management oder Muttergesellschaft oder anderer Fachleute von Compass Lexecon. Alle Urheber- und sonstigen Eigentumsrechte an dieser Unterlage bleiben Eigentum von Compass Lexecon und alle Rechte bleiben vorbehalten.

© 2023 FTI France S.A.S. Alle Rechte vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

0.

Executive Summary

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Executive Summary

Übersicht über die Executive Summary

1. Ausgangssituation

- Ziel der Studie
- Wasserstofftechnologien
- Wasserstoffanwendungen im Stromsystem

2. Wasserstoffprojekte in Österreich

- H2 in Österreich bis 2030
- Projekte der Skalierungsphase (ab 2030)

3. Analysen der Treiber und Hürden

- Analyse von marktseitigen, finanziellen und regulatorischen Hürden
- Zusammenfassung der Hürden

4. Roadmaps

- Erläuterung der Roadmaps
- Entwicklung Elektrolyseure in Österreich
- Entwicklung H2-Stromerzeugungsanlagen in Österreich
- Entwicklung H2-Speicher in Österreich

5. Mögliche regulatorische Maßnahmen

- Überblick
- Elektrolyseure
- Stromerzeugung
- Infrastruktur

1: Ausgangssituation – Ziele der Studie

Aufbauend auf der Stromstrategie 2040 und den darin identifizierten Bedarfen, wurde die Rolle von H₂ im zukünftigen österreichischen Stromsektor untersucht

Studienziel

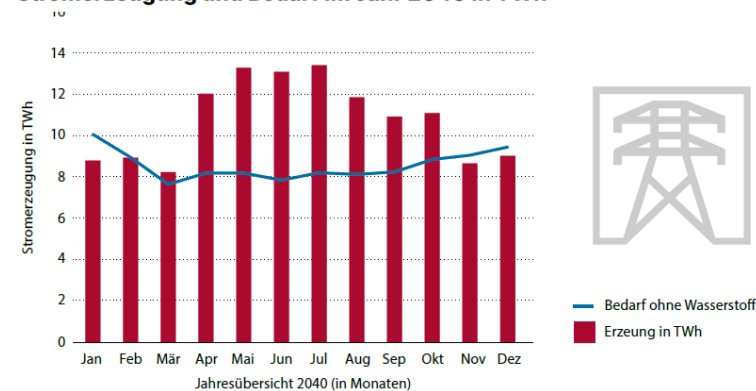
- Aufbauend auf der **Stromstrategie 2040**, soll die Wasserstoffstrategie des BMK für den Stromsektor besser umsetzbar gemacht werden. Das Projekt hat drei Hauptziele:
 - Die **effiziente Einbindung von Wasserstoff ins Stromsystem** thematisieren.
 - Die Zeitachse durch Berücksichtigung der notwendigen Pilotprojekte in einer **Roadmap** abbilden.
 - **Regulatorische und finanzielle Hemmnisse** herausarbeiten und darstellen.
- Die Studie wurde erarbeitet durch Compass Lexecon in einem **interaktiven Prozess** mit Österreichs Energie und den Mitgliedsunternehmen.

Erzeugung und Verbrauch saisonal gegenläufig

- Gerade der Ausbau der PV lässt die Erzeugung in den Sommermonaten ansteigen.
- Im Gegensatz dazu ist Österreich ein sogenannter „Winter Peaking Market“ – d.h. die größte Nachfrage ist infolge der Heizsaison und der Lichtverhältnisse im Winter zu erwarten.

Stromerzeugung vs. Bedarf in Österreich in 2040 (TWh)

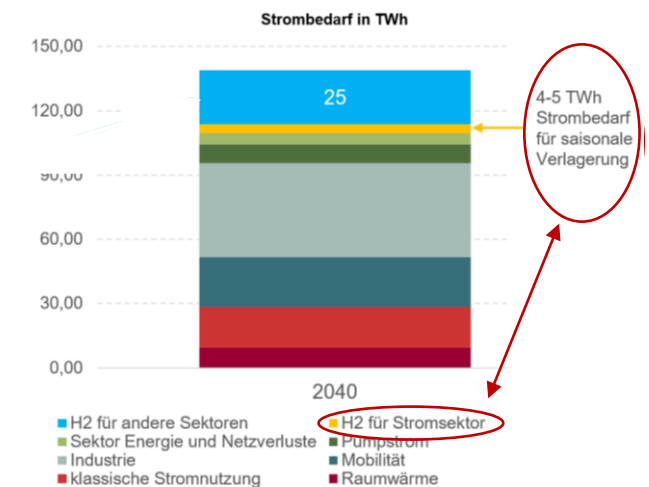
Stromerzeugung und Bedarf im Jahr 2040 in TWh



Bedarf für saisonale Verlagerung durch H₂




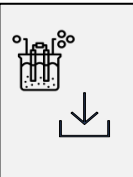
- Wasserstoff könnte dort ergänzen, wo Pumpspeicher an ihre Grenzen kommen. Es ist für Pumpspeicher ggf. profitabler, kurz- und mittelfristige Preisvariationen abzufahren – H₂ könnte die Lösung für eine saisonale Stromspeicherung sein.
- Elektrolyseure könnten bei der Wasserstoffproduktion neben langfristiger Flexibilität auch mittelfristige und ggf. kurzfristige Flexibilitäten bereitstellen.

Strombedarf aus H₂ für saisonale Verlagerung (TWh)



1: Ausgangssituation – Wasserstofftechnologien

Für die Anwendung im Stromsektor stehen eine Reihe von Wasserstofftechnologien zur Verfügung

	Wasserstoff Gasturbine	<ul style="list-style-type: none">▪ Anwendung zur Strom- und Wärmeproduktion▪ (auf Wasserstoff umgewidmete) Gaskraftwerke, ggf. als KWK-Anlagen▪ Eignung für sowohl Band- als auch Spitzenlast. Aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien ist eher die Nutzung als Spitzenkapazität wahrscheinlich
	Wasserstoff Brennstoffzelle	<ul style="list-style-type: none">▪ Anwendung zur Stromproduktion oder als KWK▪ Unterschiedliche Brennstoffzellentechnologien in entsprechend verschiedenen Reifegraden vorhanden▪ Möglicherweise höhere elektrische Effizienz als bei der Verbrennung von Wasserstoff in Gasturbine
	Elektrolyseur	<ul style="list-style-type: none">▪ Neben Dampfmethanreformierung (mit CCS) die dominante Methode, um CO₂-neutralen Wasserstoff herzustellen▪ Mögliche Technologien in unterschiedlichen Reifegraden▪ Eignung für Band- oder Spitzenlast abhängig von der genutzten Technologie
	Elektrolyseur + Speicher	<ul style="list-style-type: none">▪ Reifegrad von Wasserstoffspeichern je nach Technologie unterschiedlich▪ Verluste bei Einspeicherung sowie geographische Anforderungen mitunter sehr unterschiedlich

1: Ausgangssituation – Wasserstoffanwendungen im Stromsystem

Es gibt eine Reihe von Rollen für H₂ im Stromsystem – Bereitstellung von Wärme+Strom, saisonale Speicherung, Ressource Adequacy, Flexibilität und Netzunterstützung

Technologie	Funktion und Nutzung im Stromsystem				
	Wärme + Strom (effizient)	Saisonaler Speicher	Versorgungssicherheit (Ressource Adequacy)	Flexibilität	Netzunterstützung
Wasserstoff Gasturbine	... Spitzenlast/Flexibel		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	...Wärme und Strom (KWK)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Wasserstoff-Brennstoff-zelle	... Spitzenlast/Flexibel		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	...Wärme und Strom (KWK)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Elektrolyseur	...Spitzenlast/Flexibel			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	...Bandlast				
Elektrolyseur + Speicher	Großer Speicher	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Kleiner Speicher		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

2: Wasserstoffprojekte Stromsektor – H2 in Österreich bis 2030

Aktuell wird eine Reihe von H2-Projekten entwickelt, wobei der Schwerpunkt auf Band-Elektrolyseuren liegt. Auch Beimischung in Gasturbinen und Speicher wird erprobt.

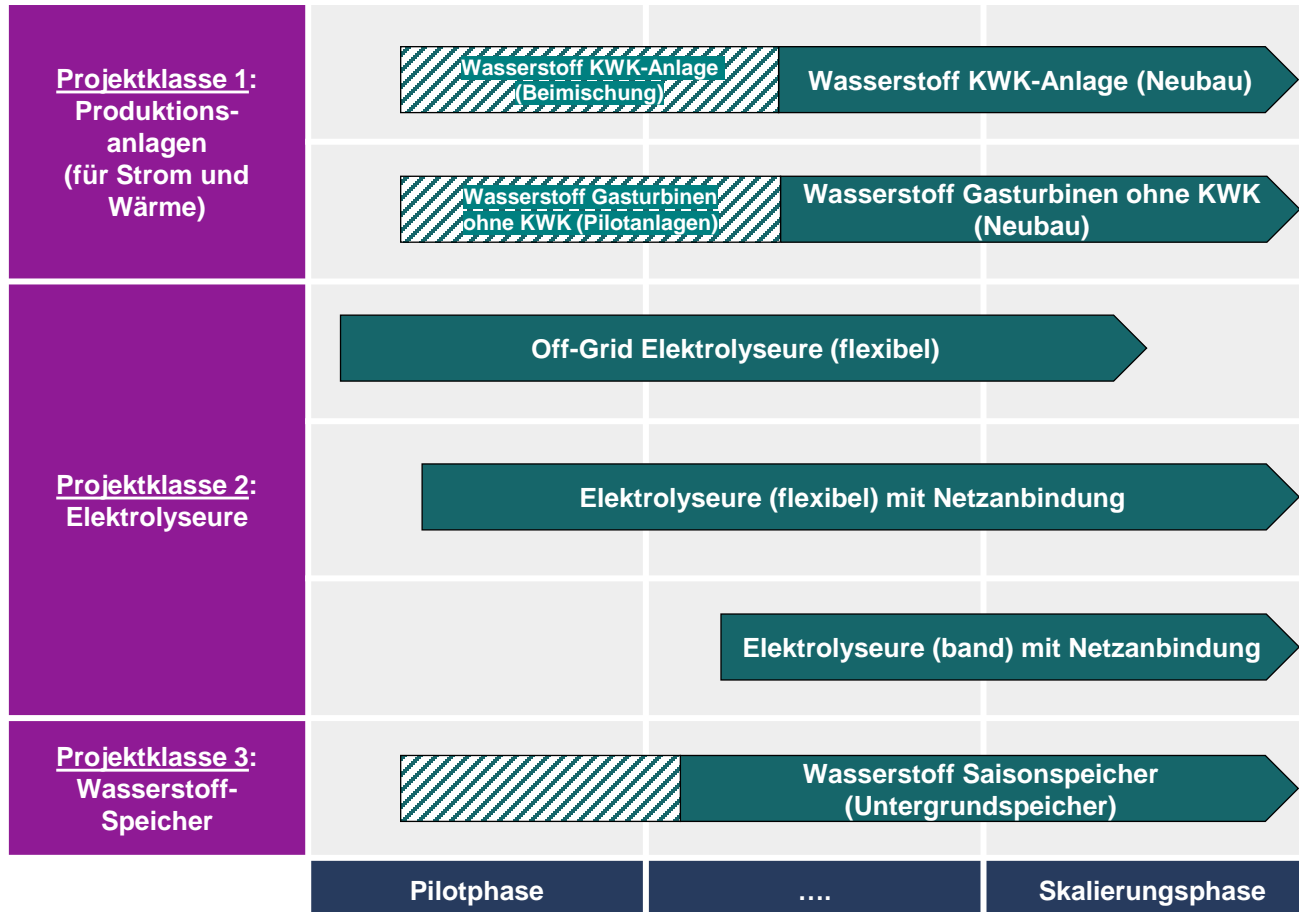
Inbetriebnahme Projekttyp ▼	Pilotphase							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wasserstoff-Gasturbine						H2-Gasturbine (2*75 MW)		
Wasserstoff-Gasturbinen KWK	H2-KWK Feldtest (360MW)				Weiterer H2-Feldtest (mit höheren H2-Gehalten)			
Wasserstoff-Brennstoffzelle mit/ohne Wärmeauskopplung								
Elektrolyseur (flexibel)	Elektrolyseur Simmering (3MW)	Elektrolyseur @ Underground Sun Storage (2MW)			PanHy (60-300MW)			
Elektrolyseur (band)			ZEMoS (7.5 MW)	GrAmLi (60 MW)	Weitere Elektrolyseprojekte			
Wasserstoff Saisonspeicher	Underground Sun Storage (8000 MWh/a)							
Wasserstoff-speicher am Produktionsstandort			(ZEMoS)					

- Bis 2030 sind **überwiegend Elektrolyseprojekte** geplant. Adressat der jeweiligen Projekte unterscheiden sich: es gibt industrielle Nachfrager, Bedarf im Transportsektor, und die Möglichkeit der Sektorkopplung zur Verringerung von Netzengpässen. Das avisierte Inbetriebnahmejahr ist mitunter getrieben durch die regulatorischen Additionalitäts-Bestimmungen
- In Wien wurde bereits die **Beimischung erprobt** für Wasserstoff in einer Gasturbine; Investitionen in H2-ready Gasturbinen werden überprüft, aber der Business Case ist noch nicht gesichert.
- In Oberösterreich wird ein Wasserstoffspeicher entwickelt.
- Absehbar spielen **Brennstoffzellen keine Rolle**

2: Wasserstoffprojekte Stromsektor – Projekte Skalierungsphase (ab 2030)

Die Skalierungsphase ist abhängig von den Pilotprojekt-Resultaten, der Kostendegression technologischen Entwicklungen, und der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur.

Zukünftige Projekte im Zeitablauf



Charakterisierung

- In der Pilotphase...
 - ...kann Wasserstoff in (umgerüsteten) KWK Anlagen zur Stromerzeugung beigemischt werden (derzeit offen: ökonomischer Anreiz zur Beimischung im Dauerbetrieb).
 - ...sind erste kleinere, offene Gasturbinen nur zur Stromerzeugung geplant (derzeit offen: tragfähiger Business Case).
- In der Skalierungsphase werden bestehende Anlagen absehbar ihr Lebensdauerende erreichen. Sowohl im Bereich der KWK-Anlagen als auch bei offenen Gasturbinen zur Spitzenlastdeckung und als Back-up Kapazitäten wären absehbar (unklar: wann?) neue Kapazitäten erforderlich.
- Die Direktleitung zu EE-Erzeugungsanlagen stellt insbesondere in der Pilotphase – aufgrund bestehender Engpässe im Stromnetz – eine ggfs. attraktive Option zum kombinierten Ausbau von Elektrolyseuren und erneuerbaren Kapazitäten dar.
- Elektrolyseure mit Netzanbindung – die grünen Wasserstoff auf Basis von PPAs erzeugen – werden vor Anwendbarkeit der Ausnahmen gem. EU delegated act in der Regel flexibel, der EE-Stromerzeugung folgend, betrieben werden müssen.
- In späteren Phasen ergeben sich ggfs. Business Cases für flexible Elektrolyseure die besonders geringe Strompreise nutzen und/oder Abregelungen erneuerbarer Kapazitäten vermeiden.
- Der Einsatz von Elektrolyseuren zur Herstellung grünen Wasserstoffs im Bandbetrieb erfordert in der Regel den Netzbezug von Strom – und damit die Anwendbarkeit der Ausnahmen gem. EU delegated act
- Die Verfügbarkeit von Wasserstoff Saisonspeichern ist Voraussetzung für verschiedene H2-Anwendungen, insb. für die Rückverstromung in Gasturbinen und KWK-Anlagen
- Umwidmung bzw. Neubau von Speicher erfordert erhebliche Vorlaufzeiten und Investitionen, sodass großvolumige Verfügbarkeit absehbar erst in der Skalierungsphase gegeben sein wird.

3: Analyse Treiber u. Hürden – marktseitige, finanzielle, regulator. Hürden

Alle Projekttypen sehen sich bislang mit verschiedenen Hemmnissen konfrontiert. Die Treiber sind teilweise situationsabhängig und überwinden die Hürden meist noch nicht.

	Marktseitige Perspektive	Regulatorische Perspektive	Finanzseitige Perspektive
 Wasserstoff Gasturbine	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bedarf zur Wahrung der Versorgungssicherheit ▪ Alternativen wie bspw. Stromerzeugung auf Basis von Biogas oder Stromimport 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bislang keine Treiber identifiziert ▪ Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren unklar 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verschiedene „Revenue Streams“ (Strom, Wärme, Systemdienstleistungen, etc.) ▪ Förderung bislang nur für Forschungsprojekte teilweise gegeben ▪ Hohe Unsicherheit zukünftiger Erlöse (Kosten, Preise, Mengen)
 Elektrolyseur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichkeit der Überbrückung von Stromnetzengpässen ▪ Langfristig Konkurrenz durch Importe und alternative Energieträger ▪ H2-Nutzung zunächst noch teurer als Erdgasnutzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigender Dekarbonisierungsdruck wie bspw. durch Grüngasquoten ▪ Ggf. Netzentgeltbefreiung ▪ Entflechtungs- und Zertifizierungsanforderungen unklar bzw. hinderlich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verschiedene „Revenue Streams“ (H2, Systemdienstleistungen, Netzentlastung etc.) ▪ Förderung in den meisten Fällen notwendig und noch nicht hinreichend gegeben
 Elektrolyseur + Speicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ H2 bis dato einzige skalierbare Option mit ausreichend Kapazität für Saisonspeicher ▪ Internationale Konkurrenz ▪ Bedarf nach H2-Speichern und Auswirkung auf Qualität unsicher 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bislang vergleichbar einfache Genehmigungsverfahren ▪ Entflechtungsanforderungen und Übergang in regulierten Betrieb unklar 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Langfristig ermöglicht regulierter Betrieb ggf. eine sichere Finanzierung ▪ Unsicherheit über Höhe der Erlöse ▪ Unklarer Rahmen zum Übergang in den regulierten Betrieb

3: Analysen der Treiber und Hürden – Zusammenfassung der Hürden

Gem. Rückmeldung der Mitgliedsunternehmen stellen schwer beherrschbare Marktrisiken für Investoren, sowie die Koordination der Infrastruktur die größten Hürden für H2 dar.

	„Gewichtigere“ Fragen	Elektrolyseure	Speicher	Erzeugungsanlagen (Gasturbinen und Brennstoffzellen)
Marktrisiko / Fehlende Förderung	Geschäftsmodell schwer kontrollierbarem Marktrisiko ausgesetzt?	▪ Ja	▪ Ja	▪ Ja
Infrastruktur Henne-Ei Problem	Abhängigkeit von Infrastrukturentwicklung	▪ Ja	▪ Ja	▪ Ja
Fehlende technisch/ rechtliche Grundlagen	Fehlende Standards und Definitionen	▪ Ja	▪ Nein	▪ Ja
Offene Zertifizierungs- fragen	Risiko einer Nichtanerkennung als grüne Energie	▪ Ja	▪ Nein	▪ Nein
Offene technische Fragen	Noch zu klärende technische Fragen	▪ Ja	▪ Ja	▪ Ja

3: Analysen Treiber und Hürden – Meldungen der Mitgliedsunternehmen

	Elektrolyseure	Speicher	Strom- und ggfs. Wärme-Erzeugung
Markt	Pilot	Unsicherheit bzgl. Zeitlichkeit und Umfang des Bedarfs nach H ₂ -befeuertem Strom- sowie Fernwärmeproduktionskapazitäten und verbundenen Speicherbedarfen	
	Skalierung	Offene technische Fragen (erreichbare H ₂ -Qualität & Speicherkosten)	Unsicherheit über Spread zwischen Strom- und Wasserstoffpreis
Regulatorisch	Klassische Infrastruktur-Regulierungsrisiko und Henne-Ei-Problematik (Verfügbarkeit H ₂ -Netzinfrastruktur, unklarer <u>Unbundling Rechtsrahmen</u> , politisches Risiko privater Investitionen, ...)		
	Pilot	Schwierige Koordinierung des Ausbaus	Verfügbarkeit Speicherinfrastruktur Unklare Genehmigungshürden (fehlende Erfahrung/technische Richtlinien, Unklarheit NOX-Emissionsgrenzen)
	Skalierung	Zertifizierungs- und Taxonomiefragen (RED III, ggf. anspruchsvolle Zertifizierung gemäß EU-Taxonomie)	
Finanziell	Pilot	Fehlende Kapazitätsremuneration	
	Skalierung	Kostendeckendes Finanzierungsmodell (Zeitarbitrage volatil, geringere Speicherkapazität relativ zu Methan, Unsicherheit zukünftige Tarifregulierung, ...)	Unklare / nicht standardisierte / fehlende Fördersysteme?

3: Analysen Treiber und Hürden – (relativ) rasch umsetzbare Maßnahmen bzw. Liste and zu klärenden Fragen

	Elektrolyseure	Speicher	Strom- und ggfs. Wärme-Erzeugung
Regulatorisch	Klare Definition der Regulierungszuständigkeiten		
	Vereinfachung von Regelungen zu Transport und Lagerung von Wasserstoff als Energieträger (siehe etwa SEVESO III Richtlinie)		
	Identifikation von regionalen Wasserstoffclustern und internationalen Transportstrecken		
	Entwicklung der koordinierten Netzplanung und Regulierung von Wasserstoffinfrastruktur (im Einklang mit Gas-Binnenmarkt-VO)		
	Erarbeitung klarer Genehmigungsrichtlinien		
	Klärung offener Taxonomiefragen (u.a. Definition syn.-Methan)		Klärung eventueller NOx Emissionsgrenzwerte
	Zügige nationale Umsetzung RED III (u.a. Pönalen, Industriequote)		
Finanziell	Bereitstellen bereits beschlossener Fördermittel im Rahmen des EAG	Definition eines langfristigen Finanzierungsmodells für Speicher	Etablierung eines gangbaren Fördersystems (ggfs. durch Kapazitätsremuneration)
	Klärung des Fortbestandes der Befreiungen von Netzentgelten		

4: Roadmaps – Erläuterung zu den Roadmaps

Die entwickelten Roadmaps stellen folgende Aspekte im Zeitverlauf dar.

Roadmap Entwicklung H2-Stromerzeugungsanlagen in Österreich

- **Projekte:** in der Pilotphase werden Forschungs-projekte zur Erprobung von Beimischung, und später 100% H2-Verbrennung realisiert. Bei Erfolg wird die Beimischung ggfs. skaliert, um Emissionen zu reduzieren bzw. es werden neue H2-ready Gasturbinen (inkl. KWK) gebaut.
- **Infrastruktur:** Die Forschungsprojekte werden mit Trailern beliefert. Zur Skalierung der Projekte ist jedoch der Ausbau von Leitungsinfrastruktur erforderlich.
- **Technologie:** Vollständig H2-betriebene Gasturbinen sind noch nicht verfügbar, grundsätzliche technische Probleme werden jedoch nicht erwartet. Brennstoffzellen-basierte Großprojekte sind auf Grund technischer Unsicherheiten absehbar nicht geplant.
- **Finanzierung:** Die Finanzierung ist derzeit unsicher, da keine tragfähigen Business Cases absehbar sind. Profitabilität ist jedoch Voraussetzung für Skalierung.
- **Regulierung:** Anforderungen für Wasserstoffnetze und Stromzertifizierungen müssen in der Pilotphase geklärt werden.
- **Markt:** Der Bedarf für H2-basierte Stromerzeugung steigt mit der Zunahme von EE-Kapazitäten und der Elektrifizierung der Nachfrage.

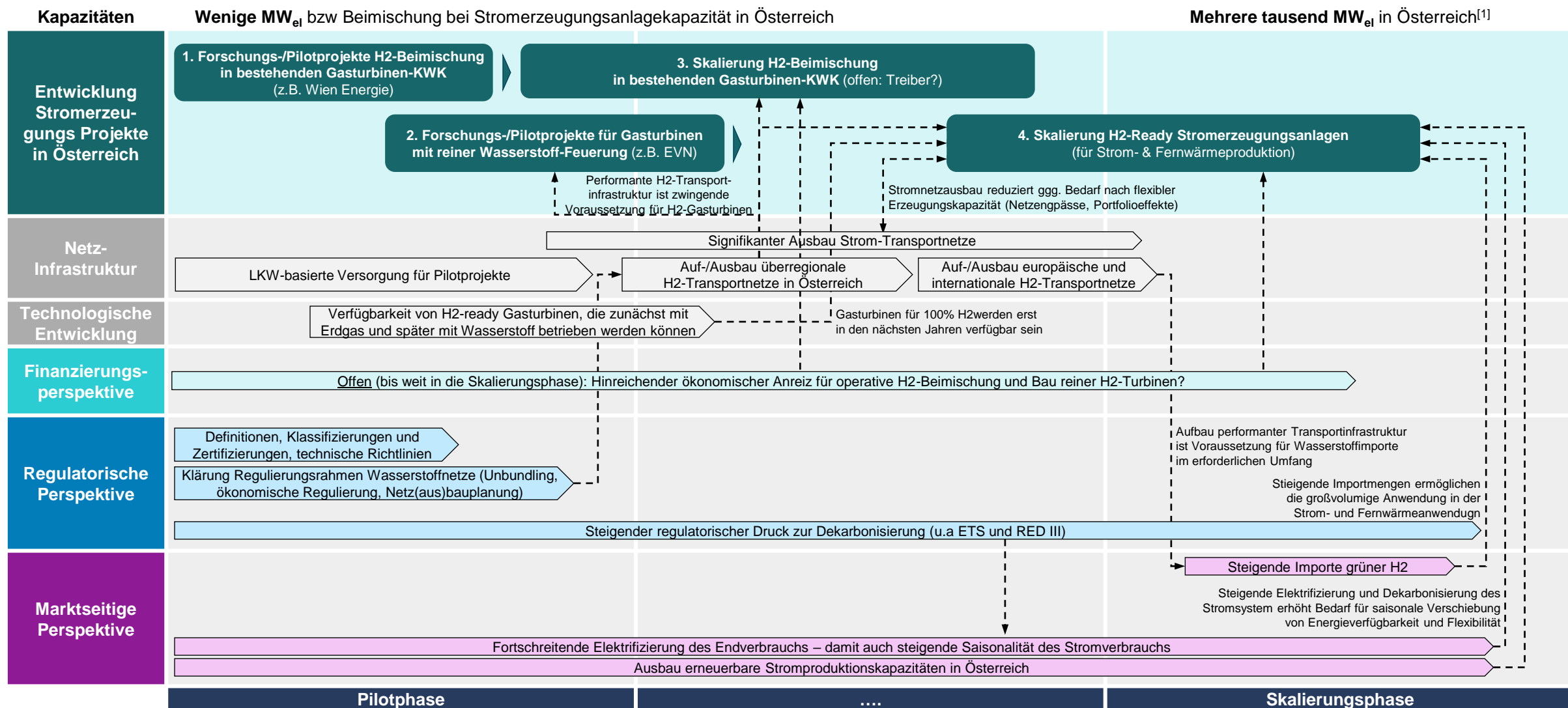
Roadmap Entwicklung Elektrolyseure in Österreich

- **Projekte:** Zunächst werden Forschungsprojekte, Projekte für die Industrie, sowie zur Behebung von Stromnetzengpässen entwickelt. Diese Anlagen werden dann mit flexiblem Betrieb skaliert. Langfristig (mit Erreichen von Ausnahmeregeln des delegated act) sind bandbetriebene skalierte Elektrolyseanlagen denkbar.
- **Infrastruktur:** Für erste (flexible) on-site Projekte bedarf es keiner Infrastruktur. Leitungsinfrastruktur wird gebraucht, sobald Elektrolyseure skaliert werden.
- **Technologie:** Der mögliche Hochlauf basiert u.A. auf der Kostendegression der Elektrolysetechnologien.
- **Finanzierung:** Die Pilotphase braucht in fast allen Fällen staatliche Förderung. Für die Skalierung wird absehbar Projektfinanzierung erforderlich. Langfristig besteht das Risiko von Preiskannibalisierung im Regelleistungsmarkt, welcher für Elektrolyseure einen wichtigen Revenue-Stream ausmacht.
- **Regulierung:** Zertifizierungen (insb. für „grünen“ H2), technische Standards, und Netzregulierung müssen in der Pilotphase festgesetzt werden.
- **Markt:** Zunächst ist der Markt weitgehend illiquide und basiert auf Langfristverträgen. Langfristig kann bei verfügbarer Leitungsinfrastruktur ein liq. Markt entstehen.

Roadmap Entwicklung H2-Speicher in Österreich

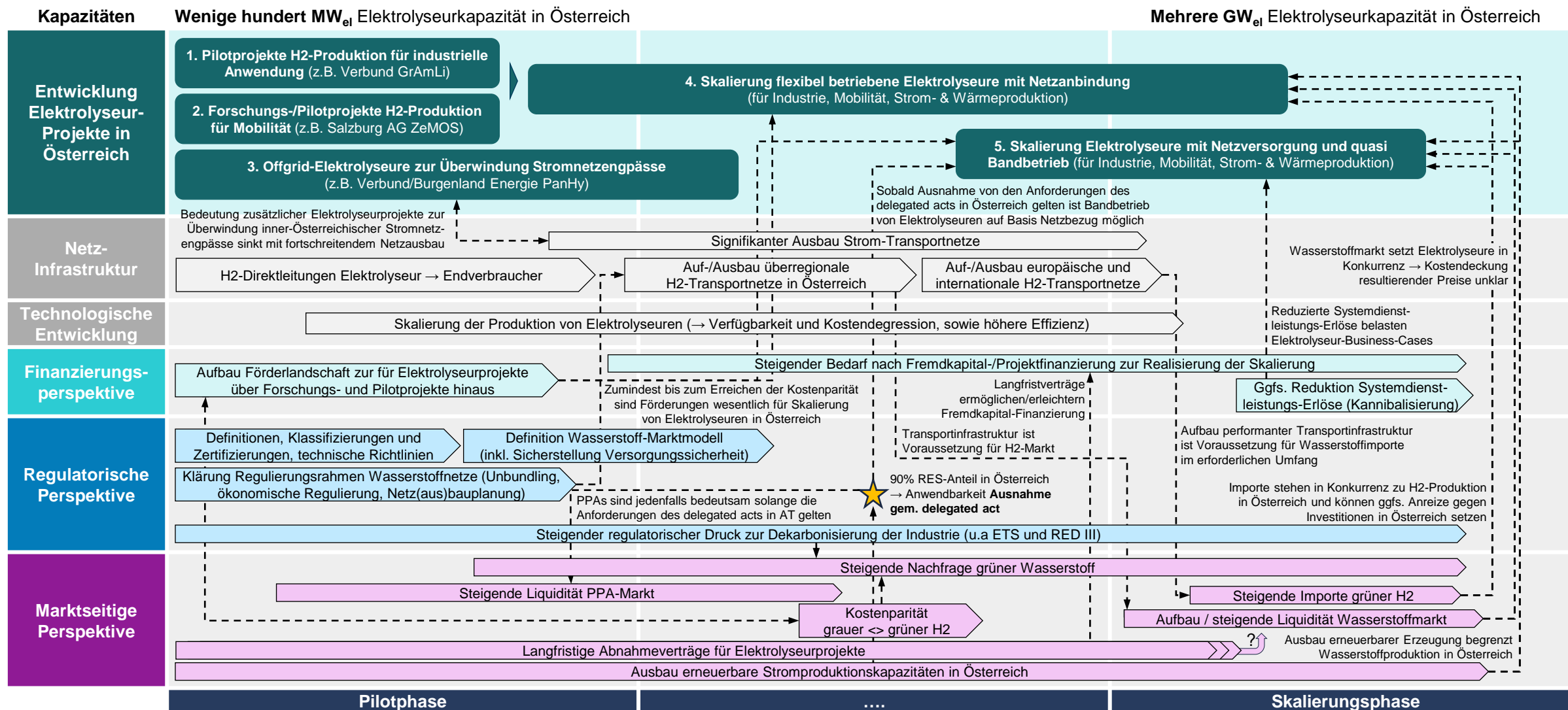
- **Projekte:** In der Pilotphase werden Untergrundspeicher erprobt. Für Elektrolyseprojekte werden kleine Speicher vor Ort genutzt. Große Elektrolyseure und H2-Gasturbinen erfordern absehbar zwingend Untergrundspeicher
- **Infrastruktur:** Untergrundspeicher erfordern eine H2-Leitungsinfrastruktur – diese setzt sie dann aber absehbar auch in internationaler Konkurrenz.
- **Technologie:** In der Pilotphase wird überprüft, wie sich die Wasserstoffqualität durch die Speicherung verändert und wie entsprechende Rückwirkungen vermieden werden können.
- **Finanzierung:** Die Skalierung von Speichern bedarf absehbar der Möglichkeit zur Projektfinanzierung.
- **Regulierung:** Aktuell (Gas-Binnenmarkt-VO) werden Entflechtungsvorschriften geklärt. Langfristig werden H2-Speicher absehbar eher reguliert werden. Die Ausgestaltung der Regulierung beeinflusst dabei die Finanzierbarkeit und damit die Skalierung der Projekte.
- **Markt:** Der Bedarf für Speicher hängt stark von den H2-Anwendungen und der saisonalen Nachfrage ab.

4: Roadmaps – Entwicklung H2-Stromerzeugungsanlagen in Österreich

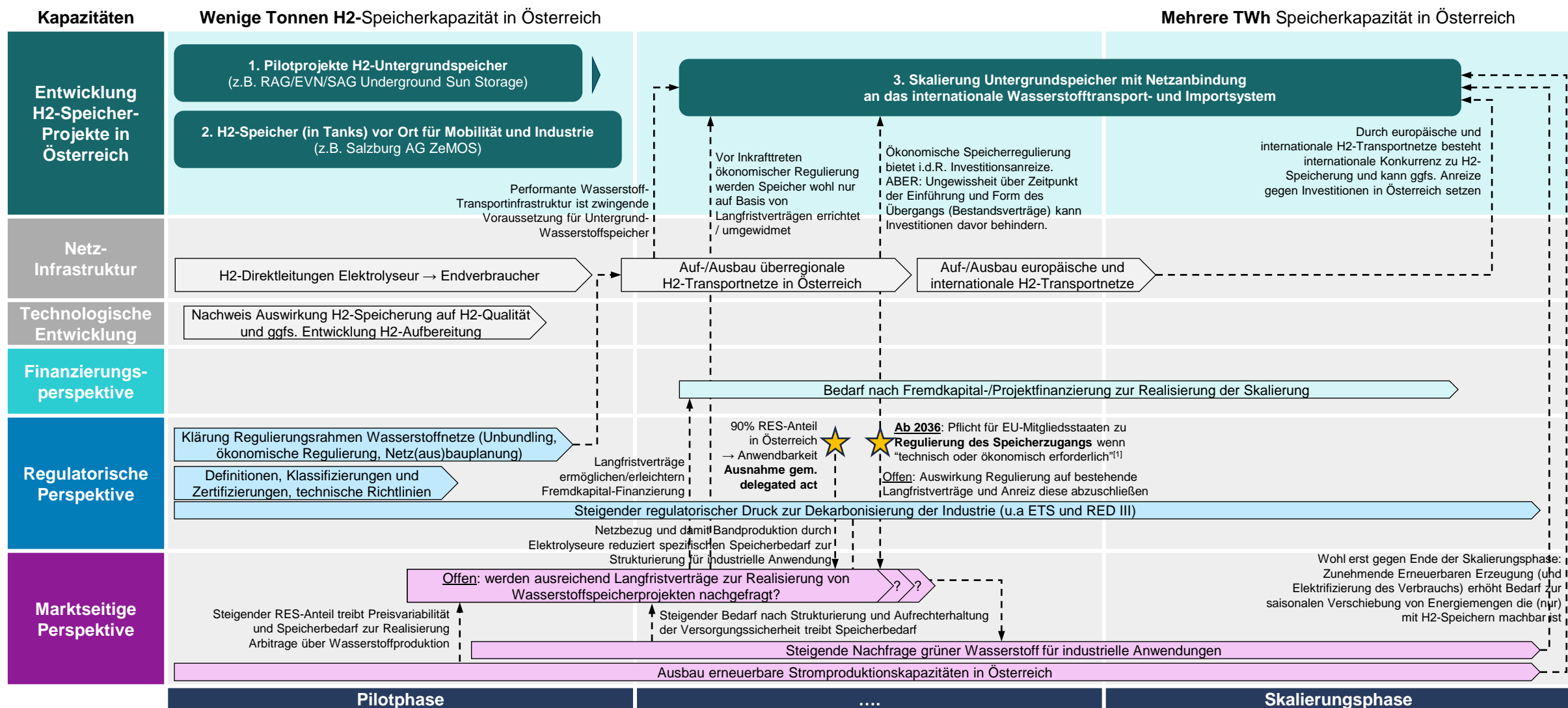


Legende:
 Projekte
 Entwicklungen
 Effekte

4: Roadmaps – Entwicklung Elektrolyseure in Österreich



4: Roadmaps – Entwicklung H2-Speicher in Österreich

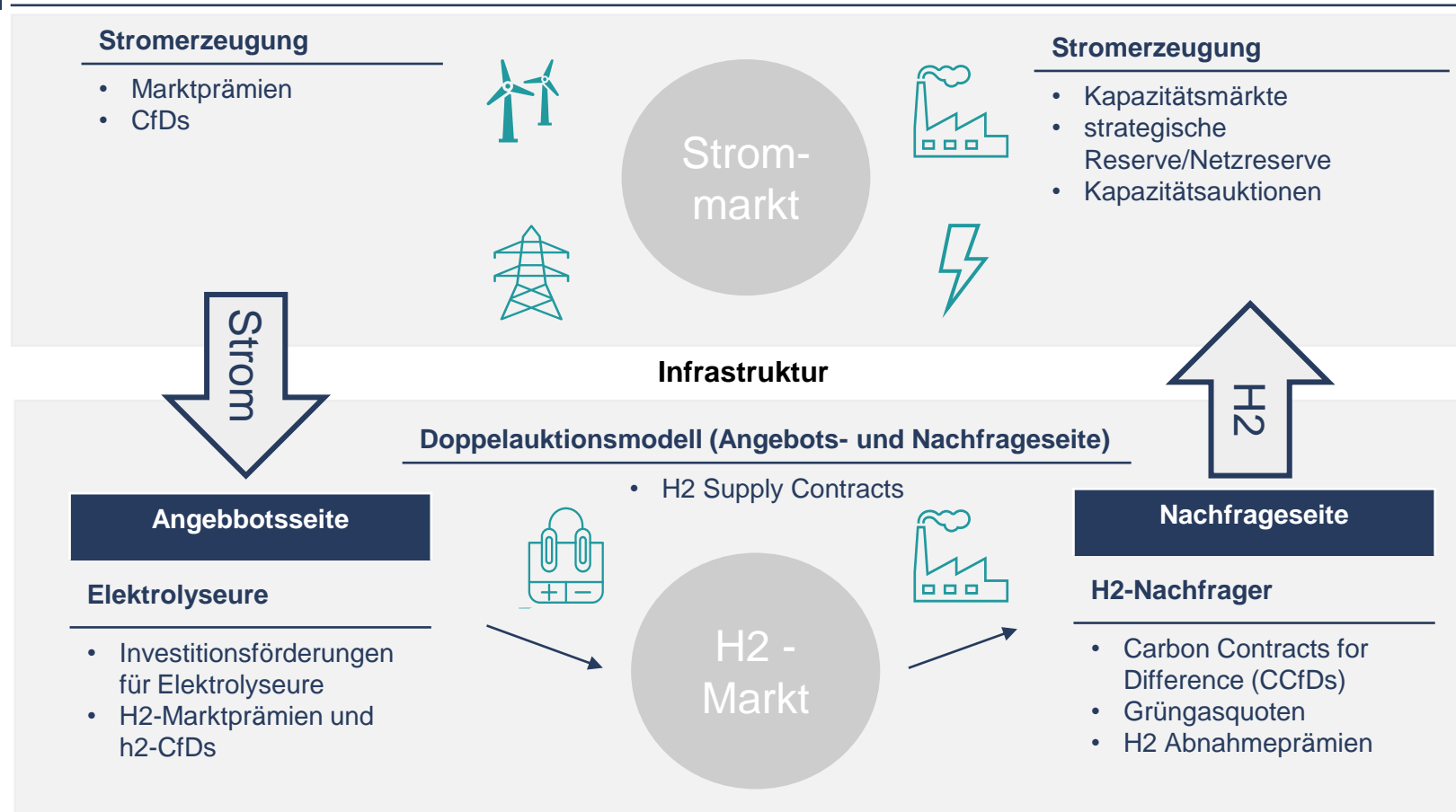


Mögliche regulatorische Maßnahmen - Überblick

Fördersysteme für H2 beziehen sich entweder auf den Bereich Stromerzeugung oder den Wasserstoffmarkt, wo wiederum Angebots- oder Nachfrageseitig gefördert werden kann.



Interaktionen zwischen H2- und Strommarkt























Marktrisiken

- Preisrisiko
- Mengenrisiko
- Counterparty-Risiko
- Vertragsdauer

Mögliche Regulatorische Maßnahmen – Elektrolyseure

Die Fördermechanismen für Elektrolyseure unterscheiden sich hinsichtlich der Aufteilung von Risiken zwischen privaten Akteuren und der öffentlichen Hand.

 Erzeuger  Öffentliche Hand

	Risikoaufteilung (Staat vs. Privat) aus Erzeuger-Perspektive				Weitere Bewertungskriterien			Erklärung / Kommentar
	Preisrisiko	Mengenrisiko	Counterparty-Risiko	Fristentransformation	Marktorientiert	Kosten / Risiko für öff. Hand	Risiko Carbon Leakage	
Investförderung					✓	Vergleichsweise gering	Nein	<ul style="list-style-type: none"> Investitionsförderung belässt alle Risiken beim Elektrolyseurbetreiber, und wird daher generell als „minimalinvasive“ Förderlösung betrachtet, welche die geringstmöglichen Marktverzerrungen verursacht. Ist bei größeren und über längere Zeit bestehenden Förderlücken oft nicht ausreichend oder müsste zu großzügig bemessen werden
Grüngasquote					✓	keine	Ja	<ul style="list-style-type: none"> Schreibt die Verwendung grüner Gase vor, und erzwingt somit deren Verwendung. Kann daher die Preise für (grün)Gas stark erhöhen, und Industrieabwanderung (Carbon Leakage) verursachen.
Marktprämien					✓	Mittel	Nein	<ul style="list-style-type: none"> Marktprämien bedeuten eine Zuzahlung zu ggf. vorhandenen Markterlösen. In Ermangelung eines Marktpreises werden die Zuzahlungen zu H₂ aktuell unabhängig vom erzielten Marktpreis gewährt.
CfDs					✓	Mittel	Nein	<ul style="list-style-type: none"> CfDs garantieren dem Elektrolyseur einen Abnahmepreis für den Wasserstoff. Mindererlöse relativ zum garantierten Abnahmepreis werden durch Zuzahlungen, Mehrerlöse durch Rückzahlungen ausgeglichen (Im Falle des zweiseitigen CfDs).
Doppelauktion				 (optional)	✗	Hoch	verhindert ggf. Carbon Leakage	<ul style="list-style-type: none"> Öffentliche Hand tritt als „Market Maker“ auf - der Staat geht langfristige Abnahmeverträge mit Produzenten ein und verkauft die erworbenen Mengen in meist kurzfristigeren Verträgen an Abnehmer weiter. So spielt der Staat auch eine Rolle bei der Koordination von Angebot und Nachfrage. Dieses Vorgehen ist komplex und eher neu, und belässt nicht unerhebliche Risiken bei der öffentlichen Hand.

Mögliche Regulatorische Maßnahmen – Stromerzeugung

Ein Nachdenken über Fördermöglichkeiten für H₂ basierte Stromerzeugung, führt zum Thema Kapazitätsmechanismen.

- H₂-Kraftwerken kommt im zukünftigen Stromsystem als steuerbare und klimaneutrale Erzeugungseinheit eine wesentliche Rolle mit Blick auf die Versorgungssicherheit zu.
- Aufgrund voraussichtlich begrenzter Vollaststunden, bei gleichzeitig hohen CAPEX sowie OPEX (abhängig von H₂-Preisen) Kosten, ist eine **Finanzierung über den „Energy Only Markt“ für manche Marktteilnehmer mit Risiken verbunden**
- Dieses Problem ist nicht neu – auch andere Kraftwerke, z.B. Gaskraftwerke, würden sich ggf. bevorzugt zusätzlich über Kapazitätzahlungen finanzieren.
- Daher wurde bereits ein Instrumentarium für die Sicherstellung ausreichender Kapazität auf Strommärkten entwickelt, die sogenannten Kapazitätsmechanismen. Diese könnten dahingehend erweitert werden, dass z.B. „H₂-Readiness“ als Kriterium festgeschrieben wird.
- Es sind drei Grundtypen von Kapazitätsmechanismen für die Sicherstellung ausreichender H₂-Stromerzeugungskapazitäten denkbar:
 - **Kapazitätsmärkte:** legen auf der Basis von Kapazitätsangebot- und Nachfrage einen Preis für Kapazität fest, welchen sowohl neue als auch bestehende Kapazitäten erhalten (siehe Tabelle rechts für weitere Details).
 - **Strategische Reserven / Netzreserven:** Wie der Name nahelegt, handelt es sich hierbei nur um die Bereitstellung von Reservekapazitäten, welche eigentlich gar nicht am Strommarkt teilnehmen sollten.
 - **Kapazitätsauktionen** schaffen Abhilfe indem sie die Bereitstellung steuerbarer Kapazität vergüten und somit rentable Investitionen ermöglichen (siehe Tabelle rechts für weitere Details).

	Vorteile für Stromerzeuger	Nachteile für Erzeuger	Möglicher Standpunkt von E-Control / Kommission
Kapazitätsmarkt	Kapazitätzahlung für neue und bestehende Erzeugungskapazitäten	Kapazitätspreis kann stark schwanken	Umfangreiche Präzedenzfälle für beihilfenkonforme Ausgestaltung (z.B. Belgien) verfügbar.
Strategische Reserve / Netzreserve	Eher geringe Komplexität	Streng regulierter Ansatz – z.B. keine Teilnahme am Strommarkt	Wird oft als „minimalinvasiver“ Ansatz gesehen, und somit zunächst bevorzugt
Direkte Auktion von Kapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> – Auktionsergebnis bietet gewisse Planungssicherheit – Chance, Kraftwerke auch auf Strommarkt einsetzen zu können 	Ergebnis der Auktionen kann unvorhersehbar sein	Aus Beihilfensicht könnte es Kritikpunkte geben (z.B. nicht automatisch technologieneutral).

Mögliche regulatorische Maßnahmen – Infrastruktur

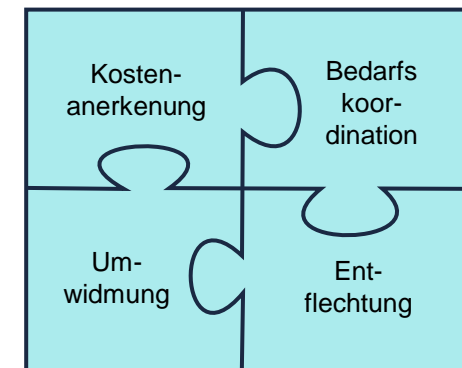
Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffinfrastruktur sollte die Fragen nach Kostenanerkennung, Bedarfskoordination, Umwidmung und Entflechtung glaubwürdig festlegen, um die entsprechenden Infrastrukturinvestitionen auszulösen.

- **Henne-Ei Problem:** Bei der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft gibt es ein „**Henne-Ei**“ Problem – Fehlende Infrastruktur hält Wasserstoffproduzenten und Verbraucher von Investitionen ab, und umgekehrt (siehe Abbildung rechts).
- Ein derartiges ökonomisches Koordinationsproblem kann man lösen, indem man privaten Akteuren erlaubt langfristige Verträge auf privater Basis abzuschließen. Infrastrukturentwickler würden dann ein eher hohes Risiko eingehen, und entsprechende Infrastrukturen entwickeln. Da diese Infrastruktur dann jedoch nicht reguliert wäre, kann die Aussicht auf Gewinne für den Investor einen ausreichenden Anreiz darstellen.
- Es ist auch möglich, die Infrastruktur von Anfang an eher auf regulierter Basis zu entwickeln, für den Infrastrukturinvestor wären dann zwar die möglichen Erträge, dafür aber auch das Risiko durch die Regulierung reduziert. Auch dieser Weg ist grundsätzlich möglich.
- Betrachtet man die Entwicklung der Diskussion auf europäischer Ebene, so erscheint klar, dass eher ein regulierter Weg für die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur beschritten werden soll.
- **Wichtigkeit glaubwürdiger Regulierung:** Dies bedeutet jedoch auch, dass das Thema **Kostenanerkennung** geklärt werden sollte. Aus Investorensicht ist eine „schwebende Regulierung“ oft ausgesprochen risikoreich, da dann im Erfolgsfall durch eine dann eingeführte Regulierung die Gewinne beschränkt, und im Misserfallsfall durch ein Ausbleiben der Regulierung die Verluste nicht beschränkt werden würden (dies ist dann der Fall, wenn sich der Regulator opportunistisch verhält).
- In Österreich gibt es bereits mit dem ÖNIP durch AGGM ein Instrument zur **Bedarfskoordination**.
- Zusätzlich sollte auch geklärt werden, ab wann E-Control einem Investor auf jeden Fall eine **Kostenanerkennung** für regulierte H₂-Infrastruktur erlauben würde. Dazu muss auch noch geklärt werden, wie die Infrastruktur finanziert werden soll, wenn die H₂-Infrastruktur noch nicht ausgelastet ist.
- Auch die Fragen nach der **Umwidmung** von Gasleitungen, sowie der regulatorischen **Entflechtung** müssen noch geklärt, bzw. aus dem europäischen Recht umgesetzt werden.

Henne-Ei Problem:



Wichtigkeit glaubwürdiger Regulierung:



1.

Einleitung

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
1.1	Kontext	▪ Die Strom- und Wasserstoffstrategien für Österreich bilden den Rahmen für die Studie.
1.2	Übersicht der Anwendungsfälle	▪ Wasserstoff ist als Energieträger für Stromerzeugungsanlagen und durch die Elektrolyseure als Stromnachfrage für den Stromsektor relevant.
1.3	Funktionen im Stromsektor	▪ Die Wasserstoffanwendungsfälle können verschiedene Funktionen im Stromsektor übernehmen.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

1.1

Kontext

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
1.1	Kontext	▪ Die Strom- und Wasserstoffstrategien für Österreich bilden den Rahmen für die Studie.
1.2	Übersicht der Anwendungsfälle	▪ Wasserstoff ist als Energieträger für Stromerzeugungsanlagen und durch die Elektrolyseure als Stromnachfrage für den Stromsektor relevant.
1.3	Funktionen im Stromsektor	▪ Die Wasserstoffanwendungsfälle können verschiedene Funktionen im Stromsektor übernehmen.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Roadmap für Wasserstoff im österreichischen Stromsektor 2030/ 2040

Projektziel

Aufbauend auf der **Stromstrategie 2040**, soll die Wasserstoffstrategie des BMK für den Stromsektor umsetzbar gemacht werden. Das Projekt hat drei Hauptziele:

- Die **effiziente Einbindung von Wasserstoff ins Stromsystem** sicherstellen.
- Die Zeitachse durch Berücksichtigung der notwendigen Pilotprojekte in einer **Roadmap** abbilden.
- **Regulatorische und finanzielle Hemmnisse** herausarbeiten und darstellen.

Dies erfolgt durch einen **interaktiven Prozess** mit den Mitgliedsunternehmen und dem Team von Österreichs Energie, unterstützt durch Fachkompetenz und Moderation von Compass Lexecon.

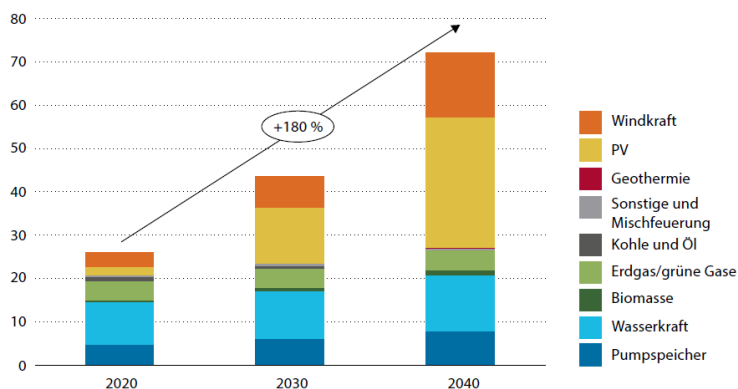
Kontext (1/2)

Die Stromstrategie 2040 sieht Bedarf nach saisonalen Speichern infolge des EE-Ausbaus

Massiver Ausbau Erneuerbarer Energien in Österreich geplant

- Besonders Wind, PV und Pumpspeicher sollen stark ausgebaut werden
- Erdgas bzw. grüne Gase können/sollen auch in Zukunft ein gewisses Maß an zuverlässiger Kapazität bereitstellen

Installierte Leistung in Österreich (GW)

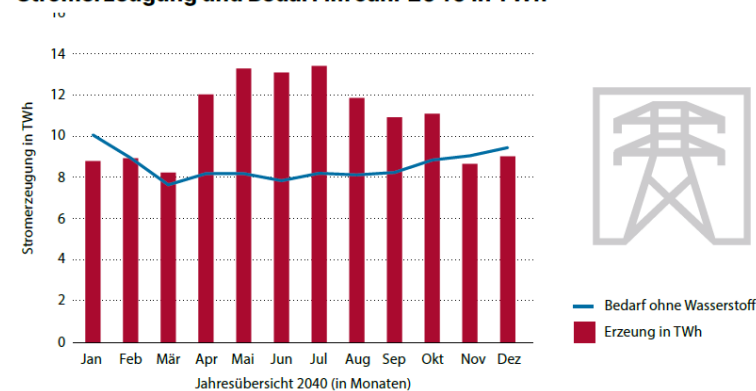


Erzeugung und Verbrauch sind saisonal gegenläufig

- Gerade der Ausbau der PV lässt die Erzeugung in den Sommermonaten ansteigen
- Im Gegensatz dazu ist Österreich ein sogenannter „Winter Peaking Market“ – d.h. die größte Nachfrage ist infolge der Heizsaison und der Lichtverhältnisse im Winter zu erwarten

Stromerzeugung vs. Bedarf in Österreich in 2040 (TWh)

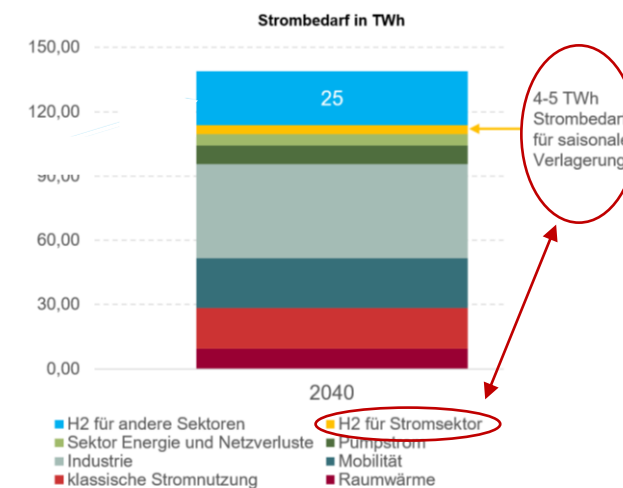
Stromerzeugung und Bedarf im Jahr 2040 in TWh



Speicherbedarfe wurden bereits quantifiziert

- Wasserstoff könnte dort ergänzen, wo Pumpspeicher an ihre Grenzen kommen - es ist für Pumpspeicher ggf. profitabler, kurz- und mittelfristige Preisvariationen abzufahren – Wasserstoff könnte die Lösung für eine Saisonale Stromspeicherung sein
- Elektrolyseure könnten bei der Wasserstoffproduktion neben langfristiger Flexibilität auch mittelfristige und ggf. kurzfristige Flexibilitäten bereitstellen

Strombedarf aus H. für saisonale Verlagerung (TWh)



Quelle: Stromstrategie 2040

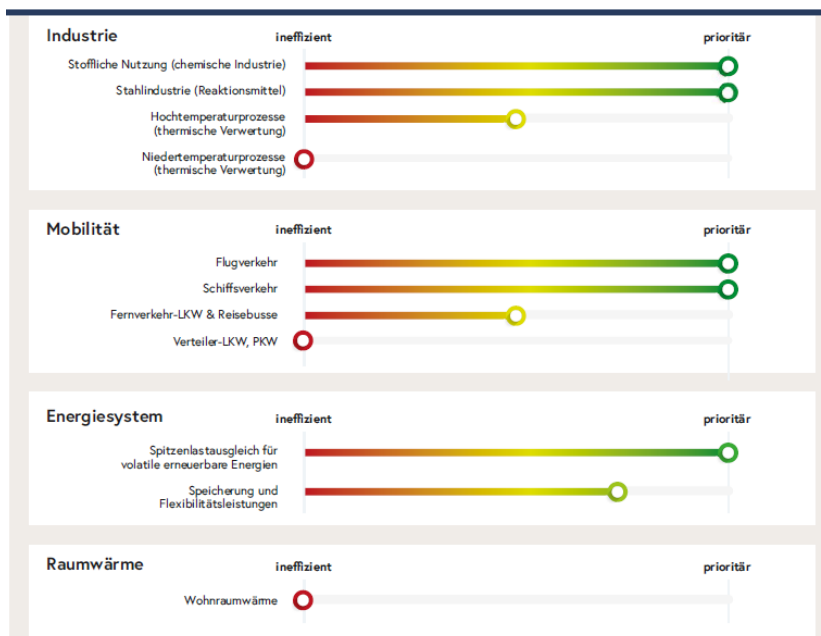
Kontext (2/2)

Österreichische Wasserstoffstrategie

Ziel: Klimaneutralität 2040

- Das Ziel einer Dekarbonisierung bis 2040 soll hauptsächlich durch Elektrifizierung erreicht werden
- Wie in vergleichbaren Studien in Deutschland und europaweit, wird Wasserstoff für sonst schwer zu dekarbonisierende Sektoren empfohlen

Einsatzgebiete für grünen Wasserstoff in Österreich



Quelle: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2022): Wasserstoffstrategie für Österreich

Wasserstoffstrategie macht bereits erste Aussagen zur Verwendung von Elektrolyseuren im Stromsystem

- Grundsätzlich wird Wasserstoff eine wichtige Rolle im Stromsystem zugestanden:

„Mit seiner **Funktion als Energiespeicher** kommt dem Wasserstoff zudem eine grundlegende Rolle als Baustein und Wegbereiter für ein erneuerbares Energiesystem zu.“

- Auf Fragen der Einbindung von Elektrolyseuren ins Stromsystem wird eingegangen:

[zu den Faktoren für die **Standortwahl** von Elektrolyseuren] zählen neben der ausreichenden Verfügbarkeit von erneuerbaren **Produktionskapazitäten** und sonstigen systemrelevanten Einrichtungen, wie etwa **Umspannwerke** oder **Gasspeicherstätten**, vor allem auch die geografische Nähe zu **Direktabnehmern** des Wasserstoffs sowie auch des produzierten Sauerstoffs und der anfallenden Prozesswärme. [sowie die **Netzplanung**]

- Es gibt jedoch einen möglichen Zielkonflikt zwischen der Rolle von Elektrolyseuren im Stromsystem, und der Profitabilität von Elektrolyseuren:

„Durch Bereitstellung von **netzdienlichen Systemdienstleistungen** soll die Integration von Elektrolyseanlagen zudem einen ausgleichenden Beitrag im Stromsystem leisten. Der **reine Betriebseinsatz** von Elektrolyseuren bei **punktuellen Produktionsspitzen** ist auf absehbare Zeit **nicht als wirtschaftlich realisierbares Betriebsmodell** zu betrachten, insbesondere im Hinblick auf die zukünftig hohen Bedarfsmengen an erneuerbarem Wasserstoff.“

- In den Zielsetzungen wird dabei erwähnt dass mit 1GW Elektrolyseleistung und 5000 Volllaststunden der aktuelle industrielle Bedarf in Österreich gedeckt werden könnte.
- Diese Aussage ist nicht kompatibel mit den Analysen einer Studie der TU-Wien, welche in der Wasserstoffstrategie zitiert wird.¹ Die Studie geht von 650 bis zu knapp 3000 Volllaststunden für Elektrolyseure in Österreich aus, und stellt darüber hinaus a) den Zielkonflikt zwischen der Verwendung von Wasserstoff im Stromsystem und anderswo, sowie b) den Zielkonflikt zwischen der Profitabilität der Elektrolyseure und dem Wunsch, möglichst alle Stromspitzen zu nutzen, dar.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group EEG (2021), Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht; Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie






















1.2

Übersicht der Anwendungsfälle

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
1.1	Kontext	▪ Die Strom- und Wasserstoffstrategien für Österreich bilden den Rahmen für die Studie.
1.2	Übersicht der Anwendungsfälle	▪ Wasserstoff ist als Energieträger für Stromerzeugungsanlagen und durch die Elektrolyseure als Stromnachfrage für den Stromsektor relevant.
1.3	Funktionen im Stromsektor	▪ Die Wasserstoffanwendungsfälle können verschiedene Funktionen im Stromsektor übernehmen.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Es gibt eine Reihe von potenziellen Anwendungen für H2 im Stromsystem

... es ist jedoch nicht sicher, dass sich alle Anwendungen durchsetzen

Technologie	Funktion und Nutzung					Alternative
	Wärme + Strom (effizient)	Saisonaler Speicher	Versorgungssicherheit (Resource Adequacy)	Flexibilität	Netzdienlichkeit	
Wasserstoff Gasturbine	... Spitzenlast/Flexibel		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	   
	...Wärme und Storm (KWK)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	   
Wasserstoff-Brennstoffzelle	... Spitzenlast/Flexibel		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	   
	...Wärme und Storm (KWK)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	   
Elektrolyseur	...Spitzenlast/Flexibel			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Demand side response
	...Bandlast					
Elektrolyseur + Speicher	Großer Speicher		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	 Nicht beliebig erweiterbar
	Kleiner Speicher		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	   

Legende



Biomasse/Biogas



Geothermie



Pumpspeicherung



E-Heizung und Wärmepumpe







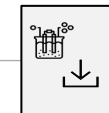
Batteriespeicher



Netzausbau und diverse Speicher

Überblick der Wasserstofftechnologien

	Wasserstoff Gasturbine	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anwendung zur Strom- und Wärmeproduktion ▪ (auf Wasserstoff umgewidmete) Gaskraftwerke, ggf. als KWK-Anlagen ▪ Eignung für sowohl Band- als auch Spitzenlast. Aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien ist eher die Nutzung als Spitzenkapazität wahrscheinlich
	Wasserstoff Brennstoffzelle	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anwendung zur Stromproduktion oder als KWK ▪ Unterschiedliche Brennstoffzellentechnologien in entsprechend verschiedenen Reifegraden vorhanden ▪ Höhere elektrische Effizienz als bei der Verbrennung von Wasserstoff in Gasturbine
	Elektrolyseur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neben Dampfmethanreformierung (mit CCS) die dominante Methode, um CO₂-neutralen Wasserstoff herzustellen ▪ Mögliche Technologien in unterschiedlichen Reifegraden ▪ Eignung für Band- oder Spitzenlast abhängig von der genutzten Technologie
	Elektrolyseur + Speicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reifegrad von Wasserstoffspeichern je nach Technologie unterschiedlich ▪ Verluste bei Einspeicherung sowie geographische Anforderungen mitunter sehr unterschiedlich



Die Schwierigkeit bei der Speicherung von Wasserstoff liegt in dessen geringer volumetrischer Dichte

Speichermöglichkeiten bestehen in unterirdischen Kavernen, in Tanks sowie im Gasnetz

- Die Speicherung von Wasserstoff stellt aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften eine Herausforderung dar:
 - Gemessen an der Masse hat Wasserstoff einen ~3-mal höheren Energiegehalt als Benzin.
 - Auf Volumenbasis hat flüssiger Wasserstoff aber nur eine Dichte, die ein Viertel der von Benzin beträgt.
- Um dies zu überwinden, muss Wasserstoff komprimiert, verflüssigt oder in Energieträger eingebettet werden (z.B. Ammoniak, LOHC, etc.). Dies geht jedoch auf Kosten von Energieverlusten.

Geologisch	Tanks			Netz
Geologische Speicherung	Druckgas-speicherung	Flüssiggas-speicherung	Eingebettete Speicherung	Speicherung im Netz
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sowohl Hohlräume von Salzkavernen als auch ehemalige Gas- und Öllagerstätten eignen sich für die Speicherung. ▪ In diesen Anlagen kann der Wasserstoff langfristig verbleiben und zur saisonalen Lastverschiebung beitragen. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei der Druckgas-speicherung wird H₂ unter hohem Druck verdichtet und in Drucktanks gespeichert. ▪ Solche Hochdruckspeicher eignen sich vor allem für kleine Speichermengen. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flüssiger H₂ ist aufgrund seiner höheren volumetrischen Energiedichte einfacher zu transportieren als gasförmiger H₂ ▪ Die Verflüssigung bei -253 °C erfordert jedoch mehr Energie als die Komprimierung. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eine noch höhere Energiedichte wird durch die Einbettung in andere Elemente erreicht ▪ Verbreitete Möglichkeiten: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ammoniak ▪ LOHC* ▪ Ammoniak bietet eine höhere Energiedichte, aber benötigt mehr Energie als LOHC 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Das im Netz gespeicherte Gasvolumen („Linepack“) bietet Spielräume. ▪ Durch Zu- und Abnahme des Drucks lässt sich Wasserstoff temporär speichern

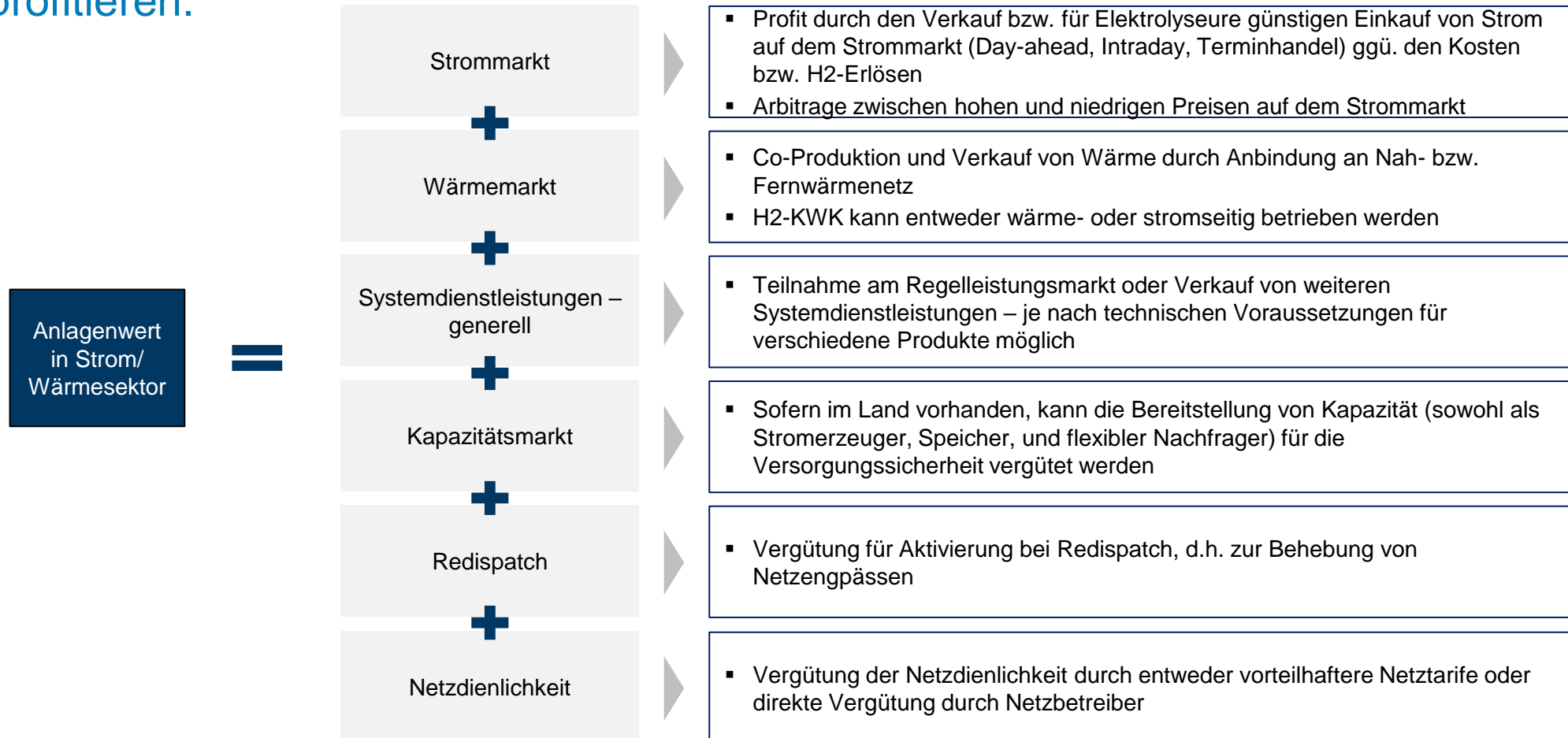
1.3

Funktionen im Stromsektor

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
1.1	Kontext	▪ Die Strom- und Wasserstoffstrategien für Österreich bilden den Rahmen für die Studie.
1.2	Übersicht der Anwendungsfälle	▪ Wasserstoff ist als Energieträger für Stromerzeugungsanlagen und durch die Elektrolyseure als Stromnachfrage für den Stromsektor relevant.
1.3	Funktionen im Stromsektor	▪ Die Wasserstoffanwendungsfälle können verschiedene Funktionen im Stromsektor übernehmen.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren

Anlagenwert im Stromsektor

Eine H₂-Anlage kann in verschiedenen Funktionen von der Teilnahme am Strommarkt profitieren.



Strom- und Wärmeerzeugung

Ein zentraler Punkt für Wasserstoffanlagen ist die Teilnahme am Strommarkt. Für KWK ist zusätzlich der Wärmemarkt von großer Bedeutung.

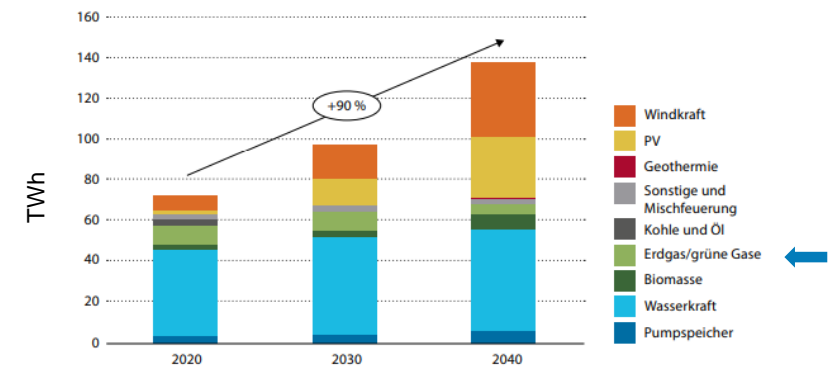
Erläuterung

- Wasserstoffanlagen können am **physischen Strommarkt** und **Terminmarkt** – je nachdem als Erzeuger oder Nachfrager – teilnehmen.
- Zusätzlich können H₂-KWK ebenso am **Wärmemarkt** teilnehmen.
- Die jeweilige Anlage kann als Spitzenlastkraftwerk – bzw. Heizwerk genutzt werden, oder Band laufen.

Anforderungen

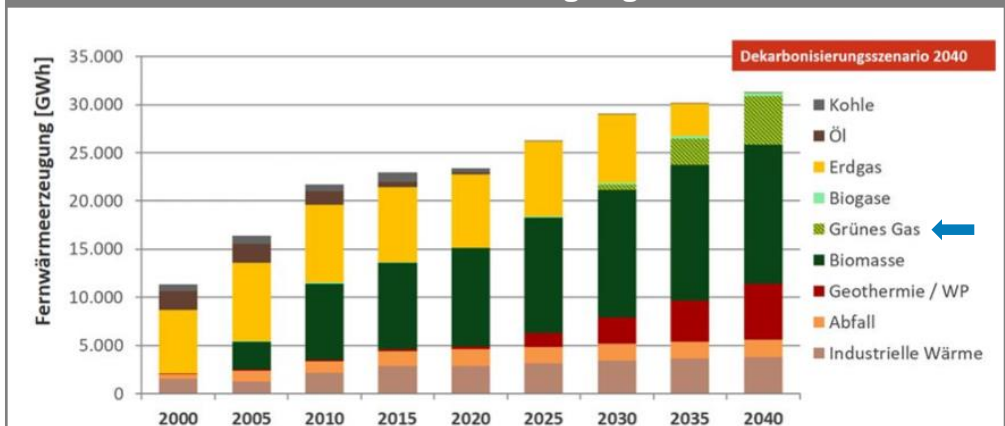
- Es bestehen **keine gesonderten Anforderungen** in Bezug auf Ramping Rates, Mindestlaufdauer und Mindestgröße
- Für die Teilnahme am Wärmemarkt, muss es sich um eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage handeln, die an ein Nah- oder Fernwärmenetz angeschlossen ist
- Gegebenenfalls besteht Bilanzkreisverantwortung im Strommarkt, die ausgelagert werden kann

Avisierte Erzeugungsmenge in Österreich



Quelle: Stromstrategie 2040

Avisierte Fernwärmeerzeugung in Österreich

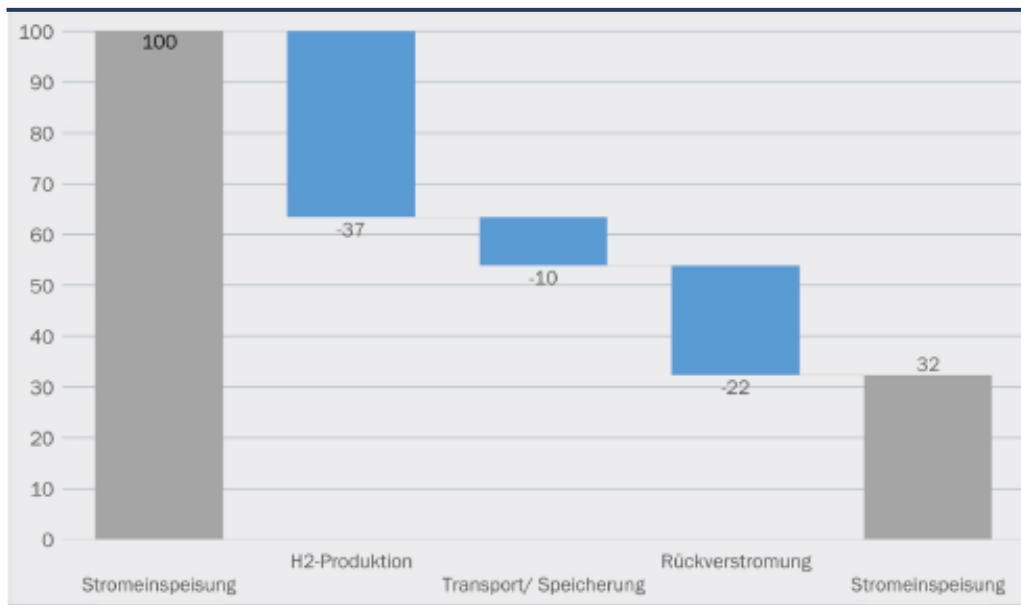


Quelle: Austrian Energy Agency 2022

Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffrückverstromung

Die Herstellung und der Einsatz von Wasserstoff zur Stromproduktion ist mit erheblichen Effizienzverlusten über die gesamte Herstellungskette verbunden

Effizienzketten Wasserstoffrückverstromung (2050)



Darstellung der heizwertbezogenen Wirkungsgrade, diese liegen um rund 18 % niedriger als die Brennwertbezogenen.

Quelle: [Energieperspektiven 2050+: Exkurs Wasserstoff](#) (2022)

Verluste über die gesamte Herstellungskette

- Die größten Verluste entstehen bei der Wasserstoffproduktion sowie der Rückverstromung.
- Dies liegt an den Wirkungsgraden der Elektrolyse und dem Stromwirkungsgrad von Gasturbinen.
- Kleinere Verluste entstehen auch beim Wasserstofftransport

Der Einsatz von H₂ in KWK Anlagen erhöht die Effizienz, aber nicht auf das Niveau der direkten Stromproduktion aus Erneuerbaren

- Der Einsatz von Wasserstoff in der Strom- und Fernwärmeerzeugung in gekoppelten Systemen weist einen höheren Gesamtwirkungsgrad auf als der Einsatz in ungekoppelten Systemen.
- Die Kosteneffizienz bleibt jedoch weit hinter der direkten Erzeugung durch andere Technologien wie z.B. der PV-Erzeugung zurück.

Saisonale Speicher

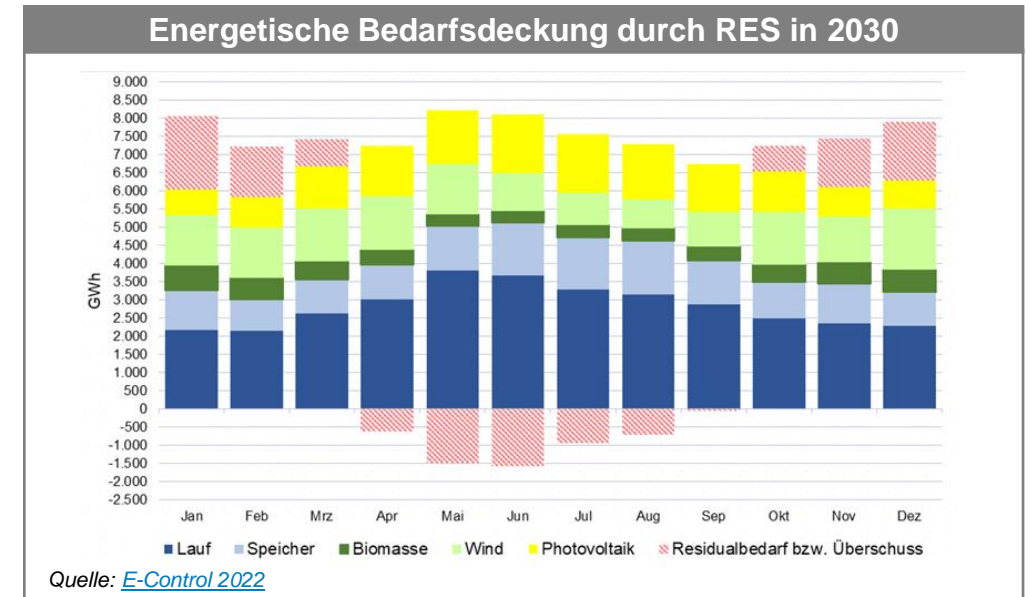
Wasserstoffanwendungen stellt eine der wenigen Technologien dar, die saisonale Ausgleiche ermöglichen könnten.

Erläuterung

- **Kombinierte Wasserstoffanlagen** können als saisonaler Speicher genutzt werden. Das bedeutet, dass sie in Perioden Wasserstoff produzieren, in denen (in Relation) ein Überangebot an Strom besteht (d.h. in denen Strom günstig ist). Der Wasserstoff wird dann gespeichert bis zu Perioden mit Stromangebotsknappheit, sodass dann durch den Wasserstoff Strom generiert wird.
- Der Profit erfolgt durch das **Preisdelta zwischen Stromeinkauf und -verkauf**, in Abhängigkeit der Speicherkosten
- Die jeweilige Anlage kann als Spitzenlastkraftwerken (ggfs. mit KWK) genutzt werden, oder Band laufen.
- Andere Speichertechnologien, allen voran Batteriespeicher, eignen sich aufgrund ihrer Größe und Ladungsverlusten über längere Zeiträume weniger gut für die saisonale Speicherung.

Anforderungen

- Es bestehen **keine gesonderten Anforderungen** in Bezug auf Ramping Rates, Mindestlaufdauer und Mindestgröße
- Gegebenenfalls besteht Bilanzkreisverantwortung im Strommarkt, die ausgelagert werden kann

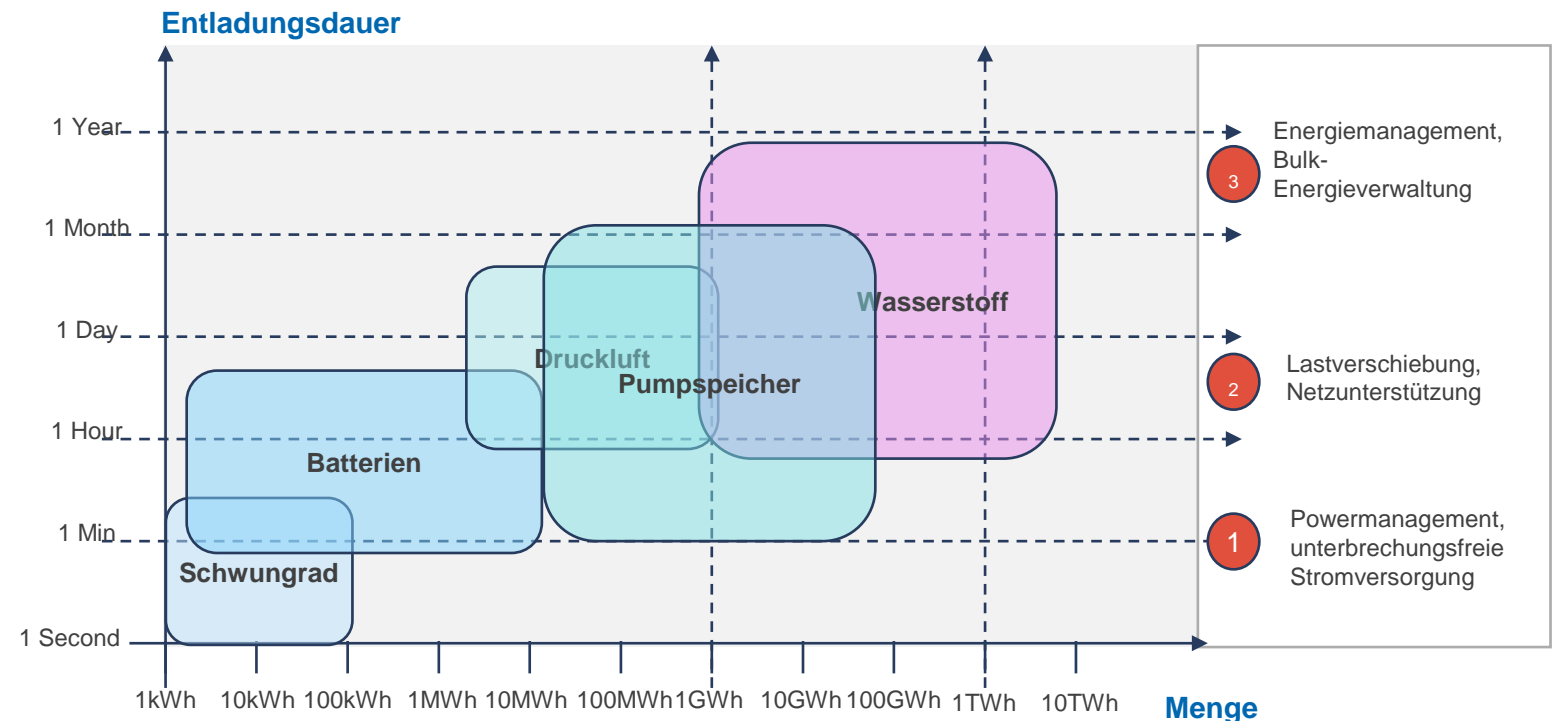


Anmerkung: Die hier gezeigte Grafik dient der Illustration des Bedarfs an Speicherkapazitäten zur Deckung energetischer Bedarfe in 2030. Es gilt zu beachten, dass nicht jede Erzeugung aus erneuerbaren Quellen als sinnvolle Ressource zur Wasserstoffherzeugung in Betracht kommt. Insbesondere den Einsatz von Biomasse in den Sommermonaten gilt es auf KWKs, Reserven oder nächtliche Bedarfe zu beschränken, nicht jedoch den auf diese Weise gewonnenen Strom zur Herstellung von Wasserstoff einzusetzen.

Saisonale Speicher – Einordnung diverser Technologien

Wasserstoffspeicherung ist eine der wenigen verfügbaren beliebig skalierbaren saisonalen Speicherlösungen

- Grüner H2 kann zur Integration kostengünstiger erneuerbarer Energien beitragen, und Gesamtenergiesystemkosten senken, da er über **verschiedene Zeiträume hinweg relativ kostengünstig gespeichert** werden kann. Seine Vielseitigkeit ermöglicht es, dass Wasserstoffspeicher eine Vielzahl von Energie- bzw. Leistungsanforderungen erfüllen können.
- Im Vergleich zu mechanischen Energiespeichern bietet (z. B. gepumpte Wasserkraft und Druckluft) Wasserstoff **als chemischer Energieträger eine höhere Energiedichte** (z. B. eine ~100-mal höhere Energiedichte als Druckluft bei gleichem Volumen).
- Wasserstoff hat Vorteile als Speichermedium: Wasserstoff kann über einen **langen Zeitraum und in großem Maßstab** (in der Größenordnung von 1 GWh bis 1 TWh) gespeichert werden.



Resource-Adequacy für Versorgungssicherheit

Je nach Marktdesign kann der Beitrag zur Versorgungssicherheit vergütet werden.

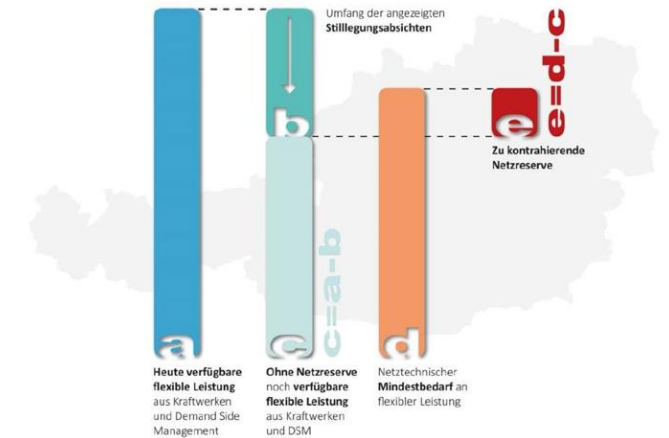
Erläuterung

- Je nach Marktbedingungen kann es vorkommen, dass die **Versorgungssicherheit** eines Landes durch die bestehenden Anreize im Strommarkt nicht sichergestellt werden kann. Für diesen Fall werden mitunter Vergütungen für die Bereitstellung von Kapazitäten gezahlt.
- Wasserstoffanlagen können als Stromerzeuger oder flexible Nachfrager (durch Demand Side Response) für eine entsprechende **Kapazitätsbereitstellung vergütet** werden.
- Dies bedingt eine erfolgreiche Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt im **In- oder Ausland**: Bspw. hat derzeit Italien ein Kapazitätsmarkt.
- Eine teilnehmende Anlage muss in vorgeschriebenen Situationen verfügbar sein, oder aktiviert werden

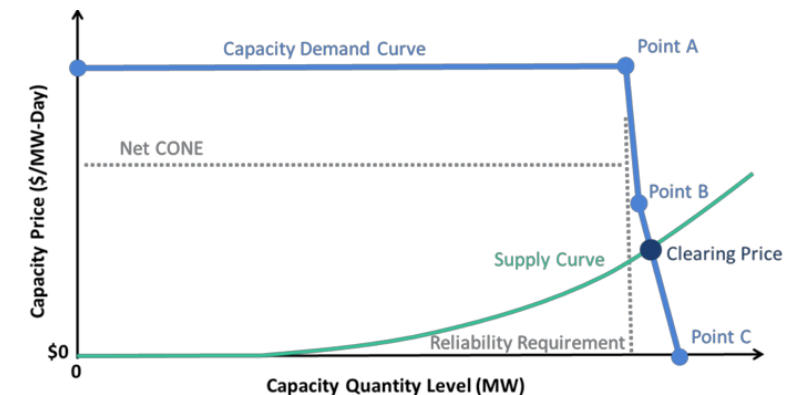
Anforderungen

- Es können **bestimmte Anforderungen** in Bezug auf Ramping Rates, Mindestlaufdauer und Mindestgröße, etc. bestehen

Möglicher Ansatz zur Feststellung der notwendigen Menge an Ressourcen (stark vereinfacht)



Möglicher Ansatz zur Vergütung der notwendigen Ressourcen



Flexibilitätsbereitstellung

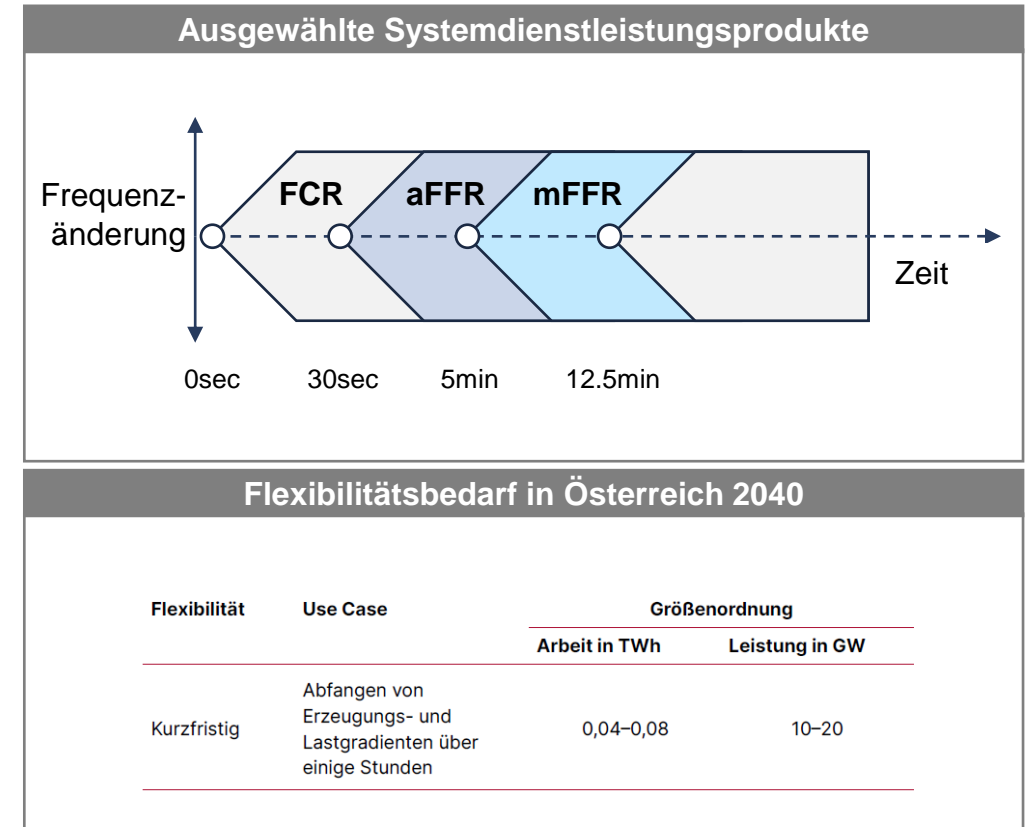
Elektrolyseure können absehbar einen signifikanten Beitrag zur Flexibilitätsbereitstellung im Netz leisten.

Erläuterung

- Wasserstoffanlagen können **Flexibilität für Systemdienstleistungen** bereitstellen.
- Hierbei können je nach technischen Voraussetzungen unterschiedliche Produkte infrage kommen: Allen voran kann die Teilnahme am **Regelleistungs- bzw. arbeitsmarkt** für die Anlagen sinnvoll sein
- Neben Wasserstoffanwendungen eignen sich insbesondere auch Batteriespeicher oder Demand Side Response zur Bereitstellung von Regelleistung

Anforderungen

- Es können **bestimmte Anforderungen** in Bezug auf Ramping Rates, Mindestlaufdauer und Mindestgröße, etc. bestehen



Netzdienlichkeit

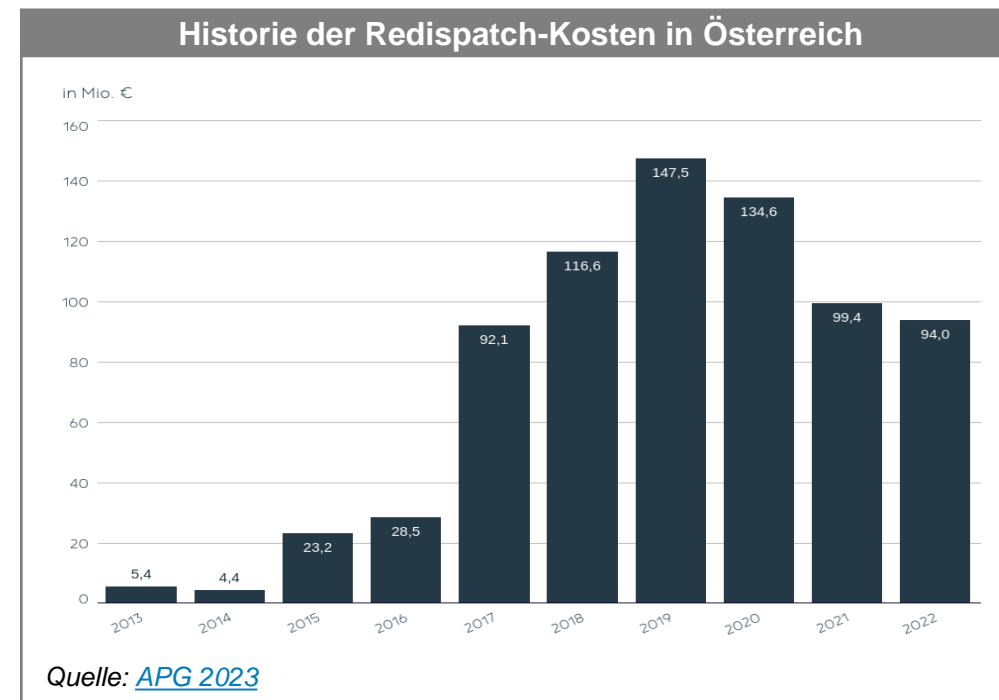
Redispatchmaßnahmen sind ein häufig genutztes Mittel, um Netzengpässe zu beheben.

Erläuterung

- Wasserstoffanlagen können für ihren **Beitrag zur Netzsicherheit** vergütet werden.
- **Redispatch:** Eine Sonderform der Systemdienstleistungen ist das Redispatch, bei dem Anlagen in einem bestimmten Gebiet aktiviert werden, um Netzengpässe zu beheben. H2-Verstromungskapazitäten und ggf. auch Elektrolyseure (wenn Sie im Gebiet mit „Stromüberschuss“ stehen) sind für einen Redispatch-Einsatz **geeignet**.
- **Netzreserve:** Kapazitäten können auch zur Unterstützung der Netzsicherheit ähnlich wie für die Versorgungssicherheit durch gesonderte Vergütungsmodelle genutzt werden. Bspw. existiert derzeit in Österreich eine Netzreserve, d.h. bestimmte Anlagen werden vergütet, um zur Behebung von Netzengpässen aktiviert werden zu können. Diese Marktform (Reserven) ist für Wasserstoffanwendungen **eher nicht geeignet**, da die teilnehmenden Anlagen nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen.
- Die Stromnetzkonforme Positionierung von Elektrolyseuren oder Wasserstoffpeakern, kann jedoch z.B. über **Netzentgeltersparnisse** monetarisiert werden.

Anforderungen

- Es können bestimmte Anforderungen in Bezug auf Ramping Rates, Mindestlaufdauer und Mindestgröße, etc. bestehen



2.

Projektbeschreibung

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
2.1	Projekte der Stromwirtschaft bis 2030	▪ Eine Auswahl derzeit geplanter Wasserstoffprojekte der Mitgliedsunternehmen von ÖsterreichsEnergie wird hier dargestellt.
2.2	Projekte der Stromwirtschaft ab 2030	▪ Langfristig denkbare Wasserstoffprojekte der Stromwirtschaft werden hier zusammengefasst.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

2.1

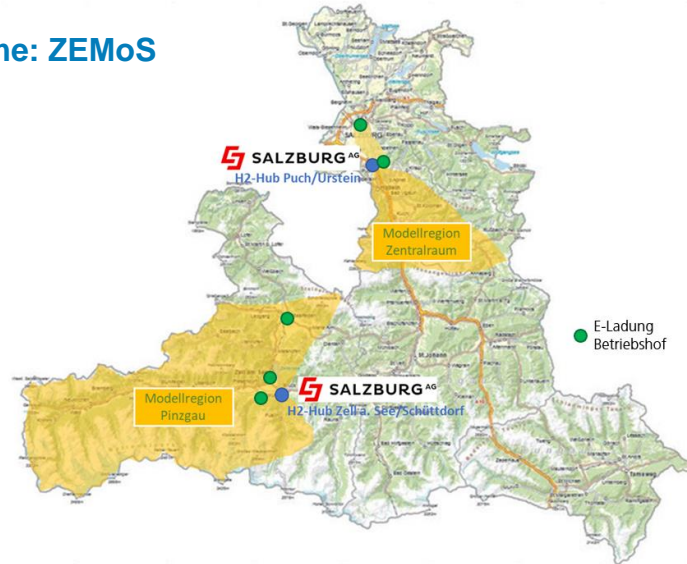
Projekte der Stromwirtschaft bis 2030

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
2.1	Projekte der Stromwirtschaft bis 2030	▪ Eine Auswahl derzeit geplanter Wasserstoffprojekte der Mitgliedsunternehmen von ÖsterreichsEnergie wird hier dargestellt.
2.2	Projekte der Stromwirtschaft ab 2030	▪ Langfristig denkbare Wasserstoffprojekte der Stromwirtschaft werden hier zusammengefasst.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Salzburg AG: ZEMoS

Zero Emission Mobility Salzburg

Projektname: ZEMoS



Beschreibung:

- Ausrollung der EE-Antriebstechnologie im Bundesland Salzburg, durch Einrichtung zweier EE-Modellregionen, mit:
 - Vergleich der Antriebstechnologien Elektro und H₂ im urbanen und alpinen Raum
 - flächendeckenden Elektro- und H₂-Regionalbusslinien im ÖPNV
 - jeweils einem H₂-Schwerlastverkehr-Pilotprojekt
 - Aufbau einer grünen H₂-Infrastruktur (Projekt Puch/Urstein & Schüttdorf)
- 7,5 MW_{el} PEM Elektrolyseanlage samt H₂-Tankstelle (350 bar & 700 bar) und 1 MW_{th} Wärmeauskopplung in Puch/Urstein
- Dezentrale H₂-Tankstelle (350 bar & 700 bar) in Schüttdorf welche mittels einer Trailer-Logistik aus Puch/Urstein versorgt wird

Derzeitiger Nutzen oder Effekt im Stromsystem:

- Stellt positive und negative Flexibilität in Form von sekundärer Regelenergie (SRE) zu Verfügung

Verbund AG: GrAmLi (Elektrolyse)

Projektname: GrAmLi – Green Ammonia Linz

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Kurzbeschreibung:

- **60 MW PEM Elektrolyseur** im Chemiepark Linz
- Integration in die dortige Infrastruktur
- Verwendung des grünen Wasserstoffs in der **Ammoniakproduktion** von Borealis
- Verwendung der beiden Nebenprodukte:
 - Verwendung von **Sauerstoff** in der Salpeterproduktion von Borealis
 - **Abwärme** soll in einem Folgeprojekt in das lokale Fernwärmenetz in Linz eingespeist werden
- Einsatz der Elektrolyseanlage für **peak-shaving** und Teilnahme an **Regelenergiemärkten**

Projektübersicht	
Projektname	GrAmLi – Green Ammonia Linz
Projektlogo	-
Ort	Chemiepark Linz
Größe (MW _{el})	60 MW _{el}
Bedarf (MWh _{el})	420.000 MWh _{el}
Kunde	Grüner Wasserstoff: wird von Borealis zur Produktion von grünem Ammoniak eingesetzt Grüner Sauerstoff: wird von Borealis in der Salpetersäureproduktion verwendet In einem Folgeprojekt: Abwärme: wird ins lokale Fernwärmenetz in Linz eingespeist
Stromnetzanbindung	Netzebene 3
Inbetriebnahme	2026
Infrastrukturnutzung	Vorort Nutzung
Projektverknüpfung	Nein

EVN: Wasserstoff Gasturbine – Zusammenfassung

Projektübersicht	
Projektname	<i>Mit H2 & CH4 betreibbare Gasturbinenanlage (Status: Basic Engineering, Vorbereitung Einreichung)</i>
Projektlogo	-
Ort	<i>Dürnrohr</i>
Größe (MW _{el})	<i>2*75 MW</i>
Bedarf (Mwh _{el})	<i>150 GWh (Stromerzeugung)</i>
Kunde	<i>APG und Markt</i>
Stromnetzanbindung	<i>HV</i>
Start technischer Umsetzung	<i>2028</i>
Infrastrukturnutzung	<i>Vorhandene Gas- und Stromleitungen</i>
Projektverknüpfung	<i>nein</i>
Kurzbeschreibung	<i>Errichtung von Wasserstofffähigen schnellstartenden Gasturbinen für den Strommarkt. Aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von Gasturbinen mit 100% H2-Readiness werden voraussichtlich Mix-Turbinen zum Einsatz kommen.</i>

EVN: Elektrolyseur beim H2-Porenspeicher – Zusammenfassung

Projektübersicht	
Projektname	<i>Underground Sun Storage (2030)</i>
Projektlogo	--
Ort	<i>Rubensdorf</i>
Größe (MW _{el})	2
Bedarf (MWh _{el})	<i>8000 MWh/a</i>
Kunde	<i>RAG, Eigenbedarf</i>
Stromnetzanbindung	<i>30 kV</i>
Start technischer Umsetzung	<i>Nach 2024</i>
Infrastrukturnutzung	<i>H2-Speicher vor Ort, H2-Pipeline nach Pilsbach, H2-Motor, Einspeisung ins Erdgasnetz</i>
Projektverknüpfung	<i>nein</i>
Kurzbeschreibung	<i>www.uss-2030.at</i>

EVN: Wasserstoffpipeline „H₂-Kollektor Ost” – Zusammenfassung

Projektübersicht	
Projektname	<i>H₂-Kollektor Ost</i>
Projektlogo	--
Ort	<i>Neusiedl nach Wien</i>
Größe	<i>Ca. 1 Mio m³/h H₂</i>
Bedarf (Mwh _{el})	<i>0</i>
Kunde	<i>OMV, Wien Energie, ggf. Biomethananlage Bruck an der Leitha, Magarethen am Moos</i>
Stromnetzanbindung	<i>Nein</i>
Start technischer Umsetzung	<i>Ca. 2026-30</i>
Infrastrukturnutzung	<i>Umwidmung von Bestand und Neubau</i>
Projektverknüpfung	<i>Nutzung des Wasserstoffs in der Industrie, Wasserstoffeinspeisung in Burgenland Nord (PanHy)</i>
Kurzbeschreibung	<i>Siehe NIP</i>

Wien Energie: Feldtest H2-Gasturbine mit KWK – Zusammenfassung

Projektübersicht	
Projektname	<i>H2-Feldtest am Wiener Kraftwerksstandort Donaustadt</i>
Projektlogo	-
Ort	<i>Wien</i>
Größe (MW _{el})	<i>360 MW_{el} (Gesamtanlage GuD)</i>
Bedarf (Mwh _{el})	-
Kunde	<i>Mit dem erzeugten Strom und der generierten Fernwärme werden die Kunden der Wien Energie versorgt.</i>
Stromnetzanbindung	<i>HV (110 kV)</i>
Start technischer Umsetzung	<i>Start H2-Feldtest am 01.07.2023, Testdauer 3 Monate</i>
Infrastrukturnutzung	<i>H2-Trailer/ Container zur H2-Anlieferung</i>
Projektverknüpfung	<i>Das Projekt wird im Förderprogramm H2REAL gemeinsam mit einer Elektrolyse gefördert.</i>
Kurzbeschreibung	<i>In einem erstmaligen Betriebsversuch wird in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage dieser Leistungs- und Effizienzklasse Wasserstoff unter Realbedingungen zum Einsatz kommen. Wasserstoff wird dem Brennstoff Erdgas beigemischt und in einer Heavy-Duty Gasturbine verbrannt, dabei wird Strom und Fernwärme erzeugt.</i>

Wien Energie: Elektrolyseur Simmering – Zusammenfassung

Projektübersicht	
Projektname	<i>Wasserstoffherzeugungsanlage Simmering</i>
Projektlogo	<i>Siehe rechts (kein Projektlogo)</i>
Ort	<i>Erdbergstraße 236, 1110 Wien</i>
Größe (MW _{el})	<i>3MW</i>
Bedarf (Mwh _{el})	<i>Von vielen Faktoren abhängig (Strompreis, Nachfrage,...)</i>
Kunde	<i>Wasserstoffabnehmer in Mobilität (Wiener Linien, Busse, Schwerverkehr etc.) und Industrie (Lebensmittel, Produktion etc.)</i>
Stromnetzanbindung	<i>Mittelspannung (10kV)</i>
Start technischer Umsetzung	<i>September 2023</i>
Infrastrukturnutzung	<i>Elektrolyse (3MW), H2-Tankstelle vor Ort (350bar und 700bar, Teil des Projekts), H2-Trailer zur Auslieferung des Wasserstoffs an Kunden, H2-Verdichter, H2-Speicher (Hoch-, Mittel- und Niederdruck),</i>
Projektverknüpfung	<i>Ja, verknüpft mit Projekt Wasserstofftankstelle Leopoldau (Wiener Linien Busgarage). Hier wird ein Teil des produzierten Wasserstoffs vertankt.</i>
Kurzbeschreibung	<i>Die Wasserstoffherzeugungsanlage Simmering produziert grünen Wasserstoff, der vor Ort gespeichert und an Mobilitätskunden wie die Wiener Linien vertankt, bzw. mittels Trailer an Kunden z.B. zur Bereitstellung von grünem Wasserstoff für Industrie und Gewerbe, geliefert werden kann</i>

Burgenland Energie & Verbund: PanHy Elektrolyse – Zusammenfassung

Projektübersicht	
Projektname	<i>PanHy - Pannonian Green Hydrogen</i>
Projektlogo	
Ort	<i>Nördliches Burgenland</i>
Größe (MW _{el})	<i>Ausbaustufe 1: 60 MW; Ziel 2030: 300 MW</i>
Bedarf (Mwh _{el})	<i>ca. 225 GWh pA</i>
Kunde	<i>Industriekunden</i>
Stromnetzanbindung	<i>Direktleitung aus RES-Erzeugung sowie MV-Anschluss für Residualbezug</i>
Start technischer Umsetzung	<i>Ende 2027</i>
Infrastrukturnutzung	<i>H2-Netz, Strom-Netz</i>
Projektverknüpfung	<i>Ja, RES-Erzeugungsanlagen (Wind und PV) sowie H2 Collector Ost (H2 Leitung)</i>
Kurzbeschreibung	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Kooperationsprojekt Burgenland Energie & VERBUND</i> • <i>Mehrstufiger Ausbau: 1. IBN von 60 MW in 2027 zur Produktion von bis zu 9.000 t p.a., gesamte Elektrolyseleistung im Endausbau von bis zu 300 MW</i> • <i>Einsparung von bis zu 400.000 t CO2 p.a. im Vollausbau</i> • <i>Direktverbindung zu neuen Off-Grid Wind- und PV-Anlagen, ergänzender Netzbezug möglich</i> • <i>Neue Erzeugungsanlagen könnten sonst nicht an das Stromnetz gebracht werden</i> • <i>Langfristig preisstabile Produktion von grünem Wasserstoff</i> • <i>Wasserstoff-Transport über Neuentwicklung einer regionalen, dedizierten Wasserstoff Leitung</i> • <i>Bereitstellung des grünen Wasserstoffs für Großabnehmer in der Region Ostösterreich</i>

Wasserstoffprojekte in Österreich – H2 in Österreich bis 2030

Aktuell wird eine Reihe von H2-Projekten entwickelt, wobei der Schwerpunkt auf Band-Elektrolyseuren liegt. Auch Beimischung in Gasturbinen und Speicher werden erprobt.

Inbetriebnahme Projekttyp	Pilotphase							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wasserstoff-Gasturbine						H2-Gasturbine (2*75 MW)		
Wasserstoff-Gasturbinen KWK	H2-KWK Feldtest (360MW)				Weiterer H2-Feldtest (mit höheren H2-Gehalten)			
Wasserstoff-Brennstoffzelle mit/ohne Wärme- auskopplung								
Elektrolyseur (flexibel)	Elektrolyseur Simmering (3MW)	Elektrolyseur @ Underground Sun Storage (2MW)			PanHy (60-300MW)			
Elektrolyseur (band)			ZEMoS (7.5 MW)	GrAmLi (60 MW)	Weitere Elektrolyseprojekte			
Wasserstoff Saisonspeicher	Underground Sun Storage (8000 MWh/a)							
Wasserstoff- speicher am Produktions- standort			(ZEMoS)					

- Bis 2030 sind **überwiegend Elektrolyseprojekte** geplant. Adressat der jeweiligen Projekte unterscheiden sich: s gibt industrielle Nachfrage, Bedarf im Transportsektor, und die Möglichkeit der Sektorkopplung zur Verringerung von Netzengpässen. Das avisierte Inbetriebnahmejahr ist mitunter getrieben durch die regulatorischen Additionalitäts-Bestimmungen
- In Wien wurde bereits die **Beimischung erprobt** für Wasserstoff in einer Gasturbine; Investitionen in H2-ready Gasturbinen werden überprüft, aber der Business Case ist noch nicht gesichert.
- In Oberösterreich wird ein Wasserstoffspeicher entwickelt.
- Absehbar spielen **Brennstoffzellen keine Rolle**

2.2

Projekte der Stromwirtschaft ab 2030

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
2.1	Projekte der Stromwirtschaft bis 2030	▪ Eine Auswahl derzeit geplanter Wasserstoffprojekte der Mitgliedsunternehmen von ÖsterreichsEnergie wird hier dargestellt.
2.2	Projekte der Stromwirtschaft ab 2030	▪ Langfristig denkbare Wasserstoffprojekte der Stromwirtschaft werden hier zusammengefasst.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Übersicht: Zukünftige/weitere Wasserstoffprojekte in Österreich ab 2030

Inbetriebnahme ► Projekttyp ▼	Skalierungsphase	
	2030-40	Ab/nach 2040
Wasserstoff-Gasturbine	<ul style="list-style-type: none"> Wohl für AT erforderlich aber nicht für alle Regionen / Regionalversorger 	<ul style="list-style-type: none"> Ggfs. GuD (nicht nur OGT) als Ersatz für fossile Kraftwerke
Wasserstoff-Gasturbinen KWK	<ul style="list-style-type: none"> Ggfs. Bau neuer Anlagen (abhängig von Regulierung, Importen und Alternativen) 	
Wasserstoff-Brennstoffzelle ohne Wärmeauskopplung	<ul style="list-style-type: none"> (aktuell nicht absehbar) 	
Wasserstoff-Brennstoffzelle mit Wärmeauskopplung	<ul style="list-style-type: none"> Wenn überhaupt dann im industriellen Bereich Utility scale wäre ggfs. interessant (Effizienz) aber noch nicht marktreif 	<ul style="list-style-type: none"> Utility scale unklar (Marktreife?)
Elektrolyseur (flexibel)	<ul style="list-style-type: none"> Starker Ausbau erforderlich um nationale Ziele zu erreichen Weitere Off-Grid Projekte wohl möglich 	
Elektrolyseur (band)	<ul style="list-style-type: none"> Ggfs. für Industrie Für Methanisierung (technisch erforderlich) 	
Wasserstoff Saisonspeicher	<ul style="list-style-type: none"> Voraussetzung für H₂-Gasturbinen sowie zur Bereitstellung von H₂ in der Heizsaison 	<ul style="list-style-type: none"> Erforderlich als Ergänzung zum Ersatz für fossile Kraftwerke
Wasserstoffspeicher am Produktionsstandort		

Wasserstoffprojekte in Österreich – Projekte Skalierungsphase (ab 2030)

Die Skalierungsphase abhängig von den Resultaten Pilotprojekte, der Kostendegression und technologischen Entwicklung, und der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur.

Zukünftige Projekte im Zeitablauf

Charakterisierung



3.

Analyse von Treibern und Hürden

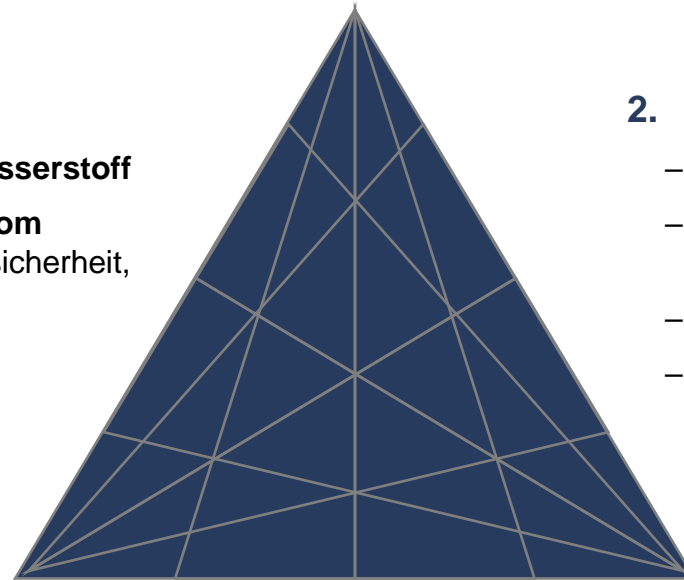
Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
3.1	Marktseitige Analyse	▪ Zunächst diskutieren wir Aspekte zu Angebot und Nachfrage für Strom, H2, und Wärme.
3.2	Regulatorische Analyse	▪ Dann betrachten wir Fragen zu Genehmigung und Entflechtungen sowie andere Anforderungen.
3.3	Finanzseitige Analyse	▪ Die dritte Perspektive der Analyse befasst sich mit Treibern und Hürden der Finanzierbarkeit.
3.4	Zusammenfassung	▪ Abschließend fassen wir zusammen, welche Hürden maßgeblich erscheinen.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Überblick Analyserahmen

Wasserstoff im Stromsektor betrifft mehrere Dimensionen. Nicht alle Dimensionen sind in gleicher Weise für die alle Anwendungen relevant.

1. Markt

- Angebot & Nachfrage **Wasserstoff**
- Angebot & Nachfrage **Strom**
(Flexibilität, Versorgungssicherheit, Netzsicherheit)
- Nachfrage **Wärme**



2. Regulierung

- Entflechtung
- Definition “grüner Wasserstoff” im “delegated act”
- Netztarifierung, Steuern, Umlagen
- Genehmigungen

3. Finanzierung

- Klassifizierung gem. EU Taxonomie
- Revenue stacking
- Fördersysteme

3.1

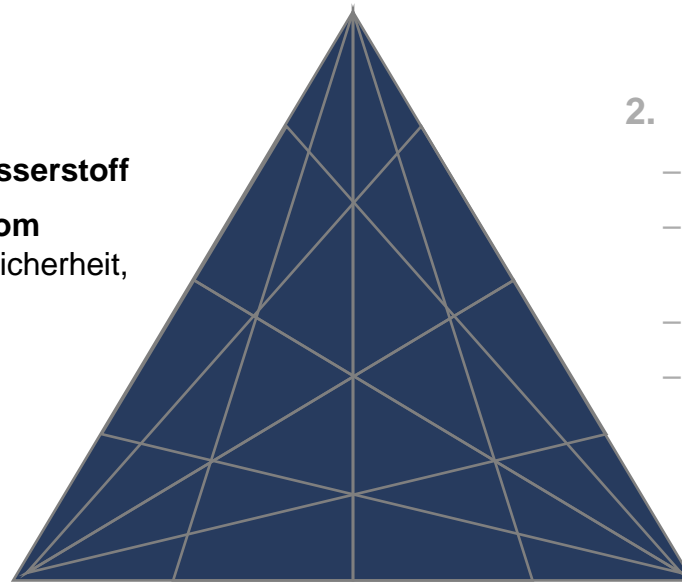
Marktseitige Analyse von Wasserstoffprojekten

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
3.1	Marktseitige Analyse	▪ Zunächst diskutieren wir Aspekte zu Angebot und Nachfrage für Strom, H₂, und Wärme.
3.2	Regulatorische Analyse	▪ Dann betrachten wir Fragen zu Genehmigung und Entflechtungen sowie andere Anforderungen.
3.3	Finanzseitige Analyse	▪ Die dritte Perspektive der Analyse befasst sich mit Treibern und Hürden der Finanzierbarkeit.
3.4	Zusammenfassung	▪ Abschließend fassen wir zusammen, welche Hürden maßgeblich erscheinen.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Perspektive 1: Marktsicht

1. Markt

- Angebot & Nachfrage **Wasserstoff**
- Angebot & Nachfrage **Strom**
(Flexibilität, Versorgungssicherheit, Netzsicherheit)
- Nachfrage **Wärme**



2. Regulierung

- Entflechtung
- Definition “grüner Wasserstoff” im “delegated act”
- Netztarifierung, Steuern, Umlagen
- Genehmigungen

3. Finanzierung

- Klassifizierung gem. EU Taxonomie
- Revenue stacking
- Fördersysteme

Angebot & Nachfrage von Wasserstoff

Der Markt für Wasserstoff ist auch für Anwendungen im Stromsektor entscheidend.

Ziel der Wasserstoffstrategie:

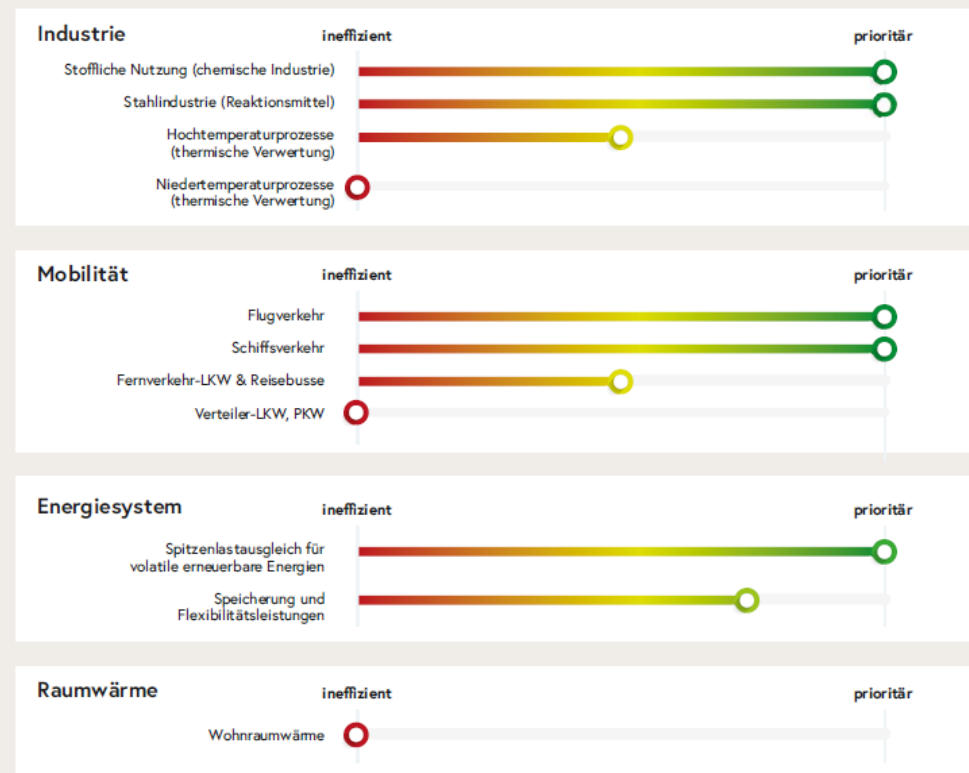
- **Ersatz von 80% des derzeitigen Verbrauchs von grauem Wasserstoff** (z. B. bei Raffinerien oder zur Düngemittelproduktion) durch dekarbonisierten Wasserstoff bis 2030
- Aufbau von **1 GW Elektrolysekapazität** bis 2030
- **Bereitstellung von Flexibilitäts- und Speicherdiensten** durch Elektrolyseure für ein zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen bestehendes System
- Investitionen in die Forschung im Bereich der Wasserstofferzeugung, -speicherung, -transport und -anwendungstechnologien

Angebot und Nachfrage von Wasserstoff hängt insbesondere von den folgenden **Faktoren** ab:

- Strompreis und -volatilität
- CO₂-Preise und Grüngas-Gebote
- Verfügbarkeit von Biogas
- H₂-Infrastrukturentwicklung

Einsatzgebiete für grünen Wasserstoff in Österreich

Wo Wasserstoff eingesetzt werden soll



Quelle: angelehnt an Agora Energiewende 2021, eigene Darstellung BMK 2022

Angebot & Nachfrage Strom

Die Verfügbarkeit von günstigem grünen Strom und Bedarf an (saisonaler) Flexibilität ist ein starker Treiber für H₂-Anwendungen vor Ort.

- Erzeugungskapazitäten und Bedarfseinheiten können nach ihren **Einsatzmöglichkeiten** unterschieden werden
- Grundlegende **Typen der Stromproduktion** sind feste Kapazität, flexible Kapazität und CO₂-arme Erzeugung. Zusätzlich gibt es Anforderungen an die Einrichtungen für Netzanwendungen.
- Der Bedarf nach den verschiedenen Arten der Stromproduktion hängt stark davon ab, wie das bestehende Energiesystem aufgebaut ist und welche Zielsetzungen dafür bestehen
- **Wasserstoffanwendungen** können als Erzeugungs- oder Bedarfseinheit einen Beitrag zu den verschiedenen Typen der Stromproduktion leisten, oder von davon profitieren, wenn gewisse Arten reichlich verfügbar sind.

Feste Kapazität

Eine stabile Basis für die Stromversorgungssicherheit

- Feste Kapazität bezieht sich auf die Gesamtheit der Erzeugungsmethoden, mit denen die Energienachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt gedeckt werden kann.
- Sie umfasst planbare Erzeugung.

Flexible Kapazität

Sicherung flexibler Ressourcen zur Bewältigung von Systemvolatilität

- **Flexible Kapazität** kann genutzt werden, um während auf Abweichungen im Betrieb reagieren zu können
- Sie umfasst Regelenergie, DSR und Speichieranwendungen.

CO₂-arme Stromerzeugung

Bereitstellung variabler erneuerbarer Erzeugung zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele

- **CO₂-arme Stromerzeugung** bezieht sich auf Stromquellen mit niedrigen bzw. keinen Treibhausgasemissionen
- Sie ist i.d.R. abhängig von meteorologischen Bedingungen wie Wind und Sonneneinstrahlung.

Netzwerkkoordination

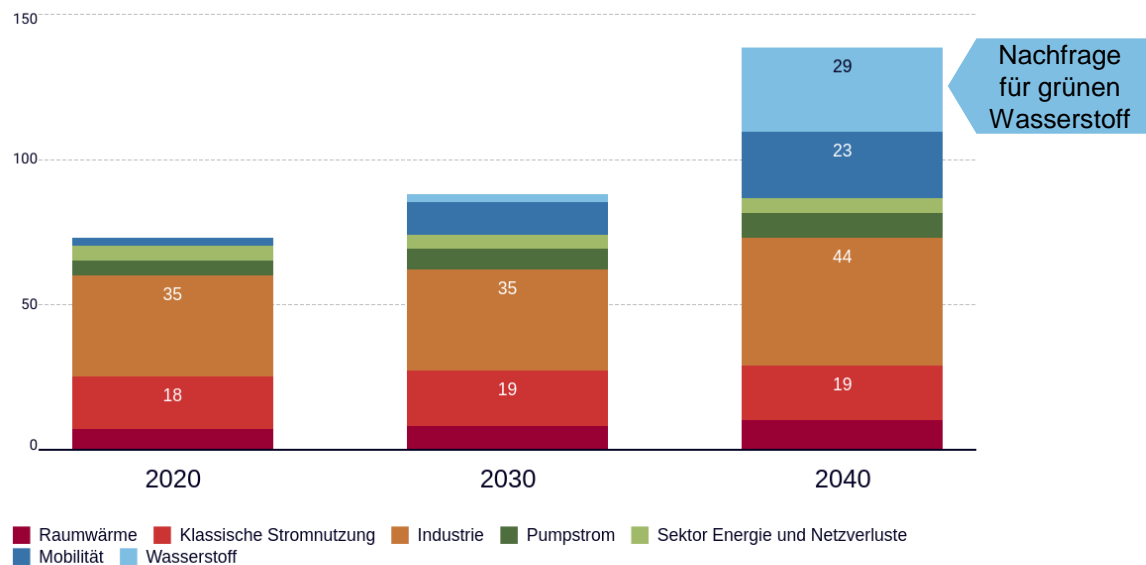
Angleichung von Netz- und Kapazitätsentwicklung; transparenter Netzbetrieb und Engpassmanagement

- **Netzkoordination** bedeutet, dass Netzbetrieb und -ausbau mit der Kapazitätsentwicklung koordiniert wird.
- Sie umfasst insb. Engpassmanagement und die Abstimmung von Netz- und Energieversorgungselementen.

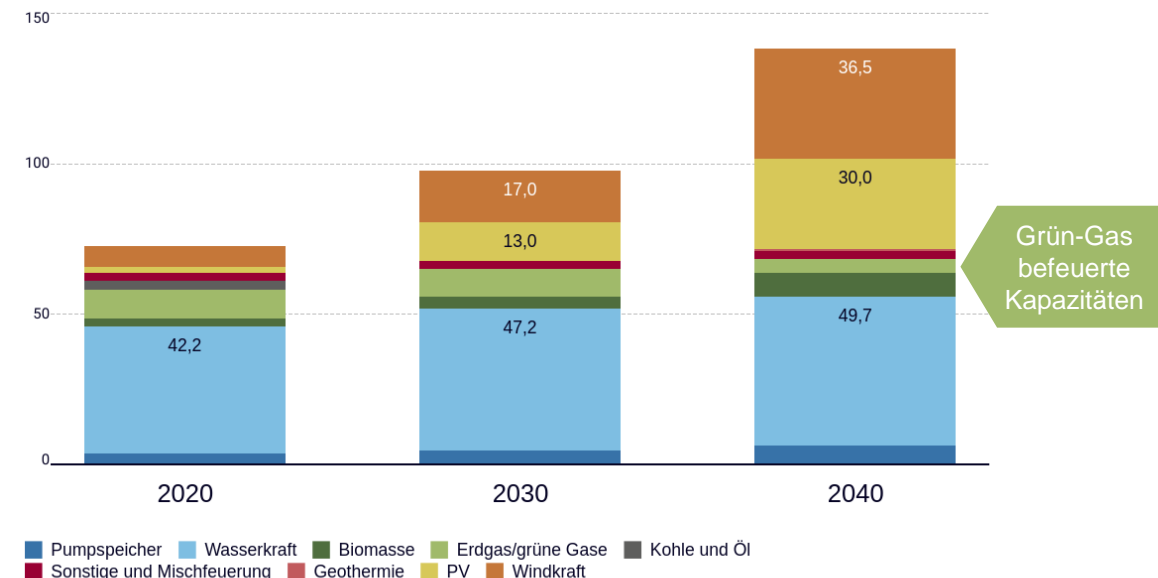
Entwicklung Stromproduktionskapazitäten

Die Stromstrategie von Österreichs Energie sieht in erheblichem Umfang erneuerbare Erzeugung (auch für Wasserstoffproduktion) und relevante gas-gefeuerte Kapazitäten vor.

Entwicklung Stromnachfrage in Österreich [TWh]



Entwicklung Erzeugungskapazitäten in Österreich [GW]

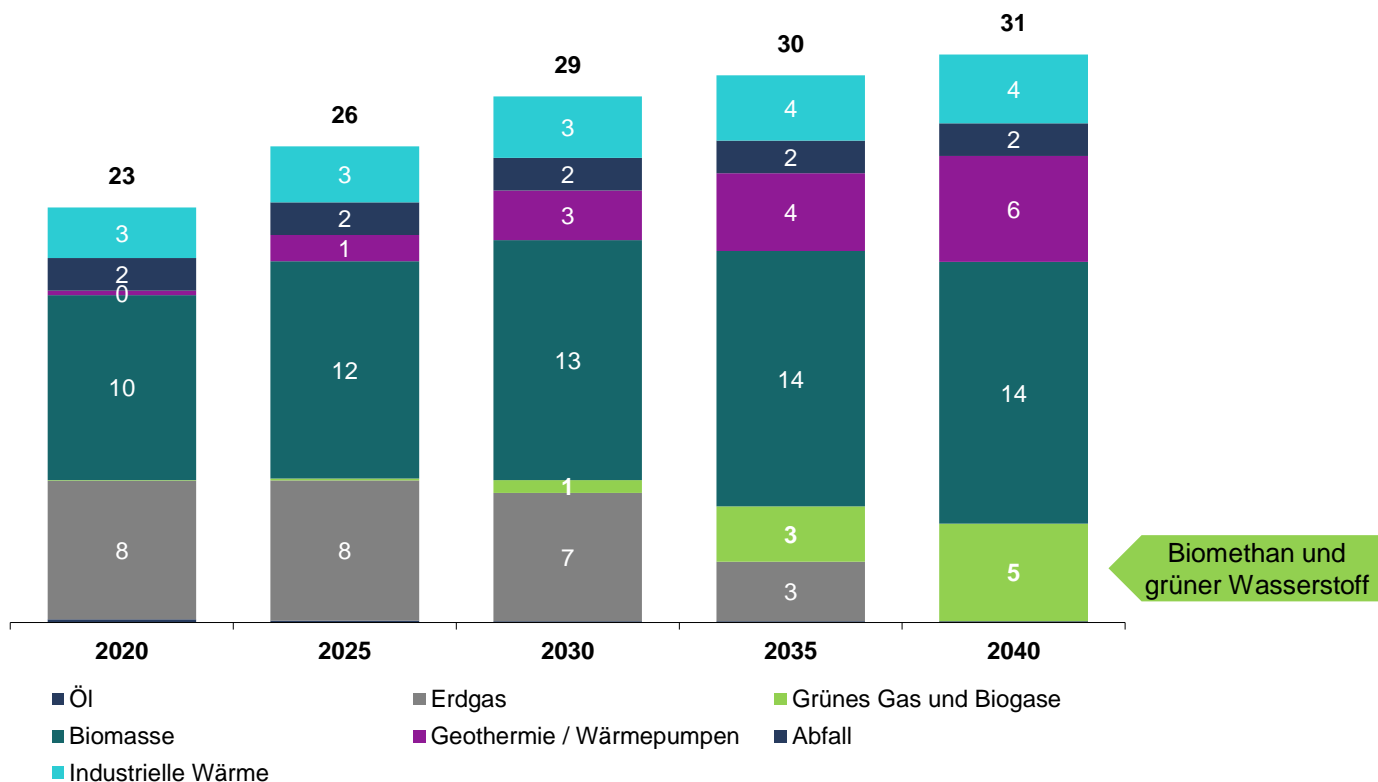


Nachfrage Wärme

Als KWK genutzte H₂-betriebene Gasturbinen und Brennstoffzellen sind zusätzlich zum Strom- und Wasserstoffmarkt auch vom örtlichen Wärmemarkt abhängig.

- Im Dekarbonisierungsszenario 2040 der *FGW Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich* steigt die gesamte **Fernwärmenachfrage bis 2040 auf 27 TWh**.
- Dieses Wachstum wird hauptsächlich durch Energieträger- und Technologiewechsel im Wärmemarkt und die damit verbundene **50%ige Steigerung der Anzahl an Fernwärmekunden** erreicht.
- Um die Fernwärmeerzeugung und Zuwachs zu dekarbonisieren, müssen **zusätzlich 16 TWh erneuerbare Fernwärme** aufgebracht werden
- Bis 2040 steigt gemäß Szenario die Fernwärmeerzeugung aus grünem Gas (Biomethan und **grüner Wasserstoff**) und Biogas insgesamt auf 5,4 TWh.

Entwicklung Technologiemitmix Fernwärmeaufbringung [TWh]



Marktseitige Treiber und Hürden für **Elektrolyseure** bis 2030

Welche marktseitigen Treiber und Hürden sehen Sie für Elektrolyseurprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Angebot grüner Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Kurz- bis mittelfristig: beschränkte Konkurrenz durch regional begrenzte Märkte 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Konkurrenz mit Biogas/Biomethan ▼ Teilweise: Konkurrenz mit Elektrifizierung ▼ (Langfristig: Konkurrenz mit Importen)
Nachfrage grüner Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender CO2-Preis ▲ Ggfs. freiwillige Dekarbonisierungsanstrengungen für bestehenden H2-Anwendungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Ungewissheit über Umfang und Hochlauf der Nachfrage ▼ Zahlungsbereitschaft (absolute Höhe und langfristige Bindung)?
Angebot Strom	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender Erneuerbaren-Anteil kann zeitlich begrenzt zu sehr niedrigen Preisen führen 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Abhängigkeit von reg. Wetterbedingungen kann ggfs. zu erhöhten Netzengpässen (→ Problem zur Versorgung von Elektrolyseuren und/oder Chance für Dienstleistungen zur Engpassbehebung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ —
Nachfrage Strom	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender Erneuerbaren-Anteil treibt absehbar Bedarf an flexibler Strombereitstellung (für Elektrolyseure: Nachfrageflexibilität) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Wasserstoffbedarf zur Rückverstromung (hinsichtlich Umfang und Zeitraum) unsicher
Nachfrage Wärme	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Zusatzerlöse 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Fernwärme aus Wasserstoff steht in Konkurrenz zu anderer Wärmeaufbringungen (Biomasse, Wärmepumpen, ...)
Wasserstoffinfrastruktur (Netze / Speicher)	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Möglichkeit zur Überbrückung Stromnetz-Engpass durch Wasserstoffnetze 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Unklare Verfügbarkeit H2-Netzinfrastruktur zum Wasserstoff-Abtransport (siehe auch Regulierungshürden)

Marktseitige Treiber & Hürden für Elektrolyseure ab 2030

Welche marktseitigen Treiber und Hürden sehen Sie für Elektrolyseurprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Angebot grüner Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▲ gemäß AFIR müssen ab 2030 entlang des TEN-T Netzes H2-Tankstellen alle 200 km bereitstehen 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Konkurrenz mit Wasserstoffimporten ▼ (erhoffte) hohe Lernkurveneffekte machen früh investierte Elektrolyseure absehbar schnell vergleichsweise ineffizient
Nachfrage grüner Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender CO2-Preis treibt Nachfrage für dekarbonisierte Energieträger ▲ Regulat. Dekarbonisierungsdruck (RED III) ▲ Kostenparität zwischen grünem und grauem Wasserstoff führt zu Nachfrage bei bestehenden H2-Anwendungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ (Eingeschränkt, da ggfs. zunehmend an Potentialgrenzen stoßend) Konkurrenz mit Biogas/Biomethan ▼ Teilweise: Konkurrenz mit Elektrifizierung ▼ Offen: Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff (Gefahr: Industrieabwanderung)
Angebot Strom	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender Erneuerbaren-Anteil (auch in Nachbarländern) kann zeitlich begrenzt zu sehr niedrigen Preisen führen 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Steigende erneuerbare Erzeugung kann ggfs. zu erhöhten Netzengpässen führen (→ Problem zur Versorgung von Elektrolyseuren und/oder Chance für Dienstleistungen zur Engpassbehebung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Steigender CO2-Preis (relevant bis 2050) sowie zeitweise reduzierte RES-Erzeugung führt zu zeitweise hohen Strompreisen ▼ Langfristig stellt RES-Ausbau eine Grenze für Wasserstoffproduktion in Österreich dar
Nachfrage Strom	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Zunehmender Anteil volatiler Stromproduktion bei gleichzeitigem Rückgang fossiler Produktion in Österreich erhöht Bedarf nach flexiblen Kapazitäten zur Strombereitstellung (für Elektrolyseure bedeutet dies einen wachsenden Markt für Nachfrageflexibilität) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Abhängig von Dekarb-Zielen in, Erneuerbaren-ausbau in und Kopplungskapazitäten zu Nachbarländern bis 2050 ggfs. nur geringer H2-Bedarf zur Rückverstromung in Österreich ▼ Ggfs. Kannibalisierung von Elektrolyseuren am Flexibilitätsmarkt
Nachfrage Wärme	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender Dekarbonisierungsdruck auf Fernwärme ermöglicht Zusatzerlöse aus Wärmeverkauf 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Fernwärme aus Wasserstoff steht in Konkurrenz zu anderen Technologien zu Wärmeproduktion
H2-Infrastruktur (Netze / Speicher)	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Wasserstoffleitungen ermöglichen großvolumige Produktion auch abseits von Verbrauchsorten. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Infrastruktur ermöglicht die Entwicklung eines Wasserstoffmarkts die Elektrolyseure in Konkurrenz setzt und ggfs. nicht zu Preisen führt die Vollkosten decken.

Ersteinschätzung marktseitige Treiber und Hürden für H₂-Speicher

Welche marktseitigen Treiber und Hürden sehen Sie für H₂-Speicherprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Angebot grüner Wasserstoff	▲ Steigende (grüne) Wasserstoffproduktion treibt tendenziell Speicherbedarf da H ₂ -Produktion nicht immer zeitgleich verbraucht wird (zeitliche Brücke)	▶ —	▼ —
Nachfrage grüner Wasserstoff	▲ Steigende (grüne) Wasserstoffnachfrage treibt tendenziell Speicherbedarf da Produktions- und Verbrauchsstruktur vielfach nicht übereinstimmen	▶ —	▼ H₂-Qualität wird ggf. durch die Speicherung beeinträchtigt, sodass Nachfrage von gespeichertem H ₂ ggf. niedriger ausfällt ▼ Speicherkosten reduzieren die Nachfrage nach gespeichertem H ₂
Angebot Strom	▲ Steigender Erneuerbaren-Anteil kann zeitlich begrenzt zu sehr niedrigen Preisen führen. Diese Volatilität kann durch H ₂ -Speicher besser ausgenutzt werden	▶ —	▼ —
Nachfrage Strom	▲ Steigender saisonalen Strombedarf (Wärmepumpen) treibt absehbar Bedarf nach flexibler saisonaler Strombereitstellung – bei Produktion über Wasserstoff-befeuerten Kapazitäten steigt der H ₂ -Speicherbedarf absehbar an	▶ —	▼ Zeitlichkeit und Umfang des Bedarfs nach Wasserstoff-befeuerten Strom-Produktionskapazitäten und dafür benötigtem Wasserstoff (und im Ergebnis daher der erforderlichen Speicherkapazitäten) ist unsicher
Nachfrage Wärme	▲ Sofern der steigende Fernwärmebedarf über Wasserstoff-befeuerten Kapazitäten gedeckt wird, treibt er absehbar Bedarf nach H ₂ -Speicherbedarf	▶ —	▼ Zeitlichkeit und Umfang des Bedarfs nach Wasserstoff-befeuerten Fernwärme-Produktionskapazitäten und dafür benötigtem Wasserstoff (und im Ergebnis daher der erforderlichen Speicherkapazitäten) ist unsicher
Wasserstoffinfrastruktur (Netze / Speicher)	▲ —	▶ (Ab Verfügbarkeit internationaler H ₂ -Transport-Infrastruktur: Konkurrenz mit internationalen H₂-Speichern)	▼ Unklare Verfügbarkeit H₂-Netzinfrastruktur zur Speicheranbindung (siehe auch Regulierungshürden)

Marktseitige Treiber & Hürden für H₂-Speicher

Welche marktseitigen Treiber und Hürden sehen Sie für H₂-Speicherprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Angebot grüner Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigende (grüne) Wasserstoffproduktion treibt tendenziell Speicherbedarf da H₂-Produktion nicht immer zeitgleich verbraucht wird (zeitliche Lücke) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Importierter Wasserstoff weist ggfs. eine dem industriellen Verbrauch besser angepasste Struktur auf die weniger Speicher zur Strukturierung erfordert
Nachfrage grüner Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigende (grüne) Wasserstoffnachfrage treibt tendenziell Speicherbedarf da Produktions- und Verbrauchsstruktur vielfach nicht übereinstimmen und Speicher zur Erhöhung der Versorgungssicherheit benötigt werden 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Offen: welcher Wasserstoffbedarf kann (technisch bzw. ökonomisch) mit gespeichertem Wasserstoff bedient werden (→ H₂-Qualität durch Verunreinigungen bzw. Kosten zu deren Beseitigung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ —
Angebot Strom	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender Erneuerbaren-Anteil (auch in Nachbarländern) erhöht tendenziell die Strompreisvolatilität und macht Speichernutzung ökonomisch attraktiver ▲ Zunehmender Anteil volatiler Stromproduktion bei gleichzeitigem Rückgang fossiler Produktion in Österreich erhöht Bedarf nach flexiblen Kapazitäten und Speichern 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Sobald Elektrolyseure bandförmig produzieren können (→ Ausnahme gem. delegated act) reduziert sich der spezifische Speicherbedarf für Industrie (wächst jedoch ggfs. trotzdem absolut) ▼ Ggfs. bis 2050: Konkurrenz der H₂-basierter Stromproduktion gegen nicht-dekarbonisierte Technologie (auch in Nachbarländern)
Nachfrage Strom	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Steigender saisonaler Strombedarf (Wärmepumpen) treibt absehbar Bedarf nach flexibler saisonaler Strombereitstellung – bei Produktion über Wasserstoff-befeuerten Kapazitäten steigt der H₂-Speicherbedarf absehbar an 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ — 	
Nachfrage Wärme	<ul style="list-style-type: none"> ▲ — 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Sofern der steigende Fernwärmebedarf über H₂-befeuerten Kapazitäten gedeckt wird, treibt er absehbar Bedarf nach H₂-Speicherbedarf 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ —
H ₂ -Netze	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Wasserstoffleitungen ermöglichen Nutzung großer saisonaler H₂-Untergrundspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Konkurrenz mit internationalen H₂-Speichern 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ —

Ersteinschätzung marktseitige Treiber & Hürden **Strom-Erzeugungsanlagen**

Welche marktseitigen Treiber und Hürden sehen Sie für Erzeugungsprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Angebot grüner Wasserstoff	▲ —	▶ —	▼ Auf Grund der Bedarfsleistung und der strukturell zu anderen Zeiten erfolgenden Wasserstoffproduktion und Rückvestromung benötigen Wasserstoffturbinen absehbar eine Wasserstofftransport- und Speicher-Infrastruktur
Nachfrage grüner Wasserstoff	▲ Nachfrage nach direkt genutztem grünem Wasserstoff kann den Bau notwendige Wasserstofftransport- und Speicher-Infrastruktur treiben	▶ —	▼ Nachfrage nach direkt genutztem grünem Wasserstoff steht in Konkurrenz zur Nachfrage in Wasserstoff-befeuerten Erzeugungsanlagen ▼ Nachfrage für Erzeugungsanlagen abhängig von H₂-readiness der Anlagen
Angebot Strom	▲ Zunehmender Anteil volatiler Stromproduktion bei gleichzeitigem Rückgang fossiler Produktion erhöht den Bedarf nach dekarbonisierten, steuerbaren Produktionskapazitäten – inkl. Wasserstoff-befeuerten Erzeugungsanlagen	▶ —	▼ Ggfs. bis 2050: teilweise Konkurrenz der Wasserstoff-basierten Stromproduktion gegen nicht-dekarbonisierte Erzeugungstechnologie (auch in Nachbarländern)
Nachfrage Strom	▲ Steigender saisonalen Strombedarf (Wärmepumpen) treibt absehbar Bedarf nach flexibler saisonaler Strombereitstellung u.a. über Wasserstoff-befeuerten Kapazitäten	▶ —	▼ Zeitlichkeit und Umfang des Bedarfs nach Wasserstoff-befeuerten Stromproduktionskapazitäten ist unsicher ▼ Andere Technologien, insb. Biogasanlagen , konkurrieren um die Stromnachfrage
Nachfrage Wärme	▲ Der steigender Fernwärmebedarf kann ggfs. (→ KWK-Kapazitäten) den Bedarf nach H ₂ -gefeuerten Erzeugungskapazitäten treiben	▶ —	▼ Zeitlichkeit und Umfang des Bedarfs nach Wasserstoff-befeuerten Fernwärme-Produktionskapazitäten ist unsicher
Wasserstoffinfrastruktur (Netze / Speicher)	▲ —	▶ —	▼ Unklare Verfügbarkeit H₂-Netzinfrastruktur zur Wasserstoffversorgung und Anbindung and Speicher (siehe auch Regulierungshürden)

Marktseitige Treiber & Hürden Strom-Erzeugungsanlagen

Welche marktseitigen Treiber und Hürden sehen Sie für Erzeugungsprojekte

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Angebot grüner Wasserstoff	▲ Importe machen Wasserstoff in Mengen verfügbar die über Bedarfe in der Industrie hinausgehen und die Konkurrenz zwischen industrieller Nutzung und Nutzung in der Stromerzeugung reduzieren.	▶ —	▼ —
Nachfrage grüner Wasserstoff	▲ —	▶ —	▼ Nachfrage nach direkt genutztem grünem Wasserstoff steht in Konkurrenz zur Nachfrage in Wasserstoff-befeuerten Erzeugungsanlagen
Angebot Strom	▲ Zunehmender Anteil volatiler Stromproduktion bei gleichzeitigem Rückgang fossiler Produktion in Österreich erhöht Bedarf nach flexiblen Kapazitäten zur Strombereitstellung-inkl. Wasserstoff-befeuerten Erzeugungsanlagen	▶ Offen: Treiber für Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas zur Nutzung in Gasturbinen?	▼ Ggfs. bis 2050: Konkurrenz der H2-basierter Stromproduktion gegen nicht-dekarbonisierte Technologie (auch in Nachbarländern)
Nachfrage Strom	▲ Steigender saisonaler Strombedarf (Wärmepumpen) treibt absehbar Bedarf nach saisonaler Strombereitstellung u.a. über Wasserstoff-befeuerten Kapazitäten	▶ —	
Nachfrage Wärme	▲ Der steigende Fernwärmebedarf und die Dekarbonisierung der Aufbringung kann ggfs. (→ KWK-Kapazitäten) den Bedarf nach H2-gefeuerten Erzeugungskapazitäten treiben	▶ —	▼ Wasserstoff-KWK stehen in Konkurrenz zu anderen Technologien für die FW-Produktion ▼ Ggf. Reduktion des Bedarfs nach Hochtemperaturfernwärme
H2-Infrastruktur (Netze / Speicher)	▲ Wasserstoffleitungen und -speicher ermöglichen Nutzung von Gasturbinen (mit hohen Wasserstoff-Leistungsaufnahmen und Nutzung vor allem in Zeiten in denen kein Wasserstoff produziert wird)	▶ —	▼ —

3.2

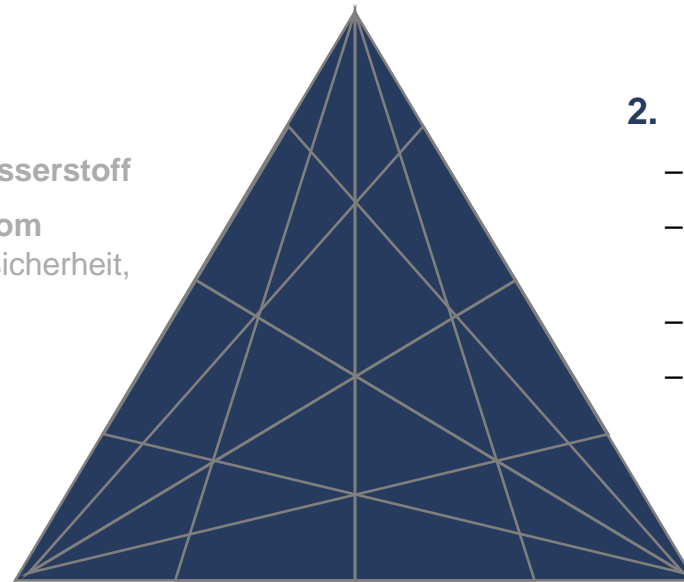
Regulatorische Analyse von Wasserstoffprojekten

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
3.1	Marktseitige Analyse	▪ Zunächst diskutieren wir Aspekte zu Angebot und Nachfrage für Strom, H2, und Wärme.
3.2	Regulatorische Analyse	▪ Dann betrachten wir Fragen zu Genehmigung und Entflechtungen sowie andere Anforderungen.
3.3	Finanzseitige Analyse	▪ Die dritte Perspektive der Analyse befasst sich mit Treibern und Hürden der Finanzierbarkeit.
3.4	Zusammenfassung	▪ Abschließend fassen wir zusammen, welche Hürden maßgeblich erscheinen.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Perspektive 2: Regulierung

1. Markt

- Angebot & Nachfrage **Wasserstoff**
- Angebot & Nachfrage **Strom**
(Flexibilität, Versorgungssicherheit, Netzsicherheit)
- Nachfrage **Wärme**



2. Regulierung

- Entflechtung
- Definition “grüner Wasserstoff” im “delegated act”
- Netztarifierung, Steuern, Umlagen
- Genehmigungen

3. Finanzierung

- Klassifizierung gem. EU Taxonomie
- Revenue stacking
- Fördersysteme

Unbundling-Anforderungen

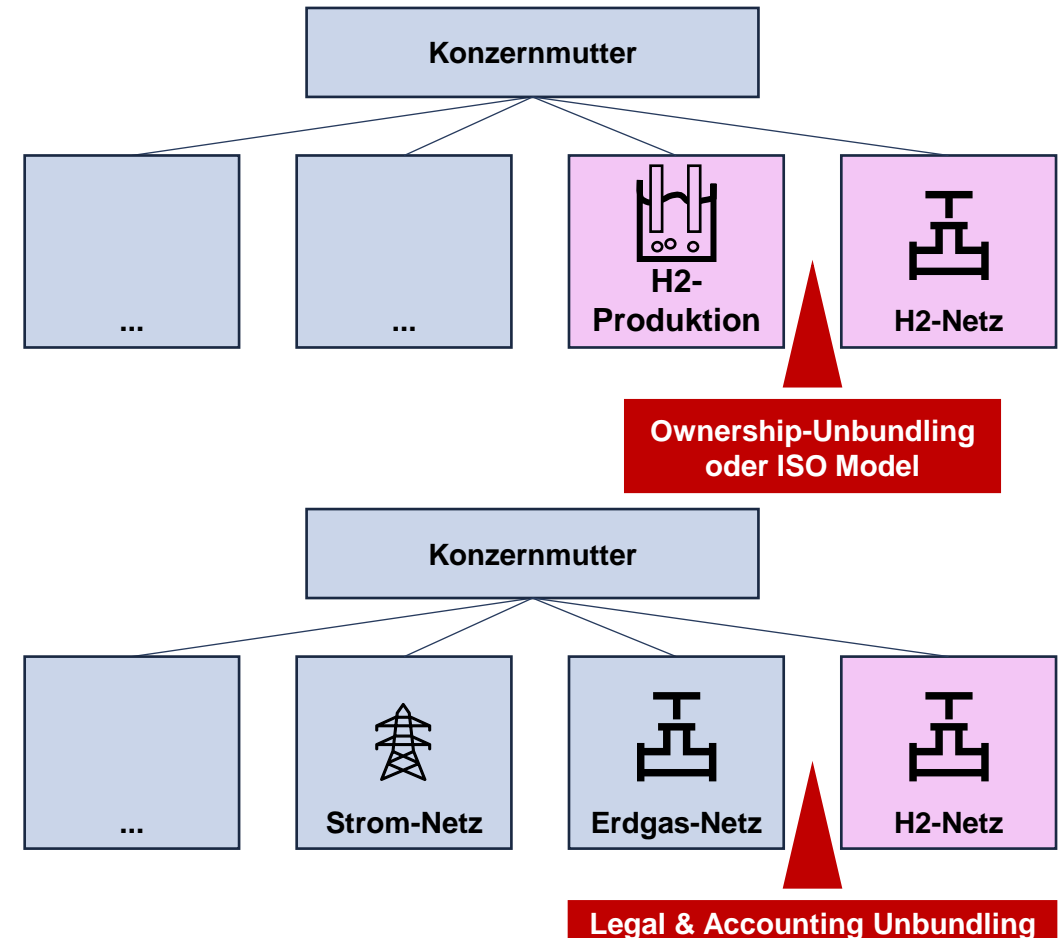
Die geplante Novelle der Gas-Binnenmarktverordnung sieht derzeit strikte Entflechtungsvorgaben auch für Wasserstoff- Verteilnetze sowie die schrittweise Tarifregulierung für Wasserstoffnetze vor.

Entflechtungsvorschriften für Wasserstoffnetzbetreiber

- Der aktuelle Vorschlag zur Novelle der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie sieht horizontale und vertikale Entflechtungsvorschriften für Wasserstoffnetzbetreiber vor.
- Standardmodell ist die **Eigentumsrechtliche Entflechtung** von Wasserstoffnetzen von allen Aktivitäten der Wasserstoffproduktion
- Alternativ kann ein Mitgliedsstaat auch das Modell des Independent System Operator (**ISO**) für die vertikale Entflechtung von Wasserstoffnetzen zulassen
- Jedenfalls ist zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreiber eine **Entflechtung der Rechnungslegung und Rechtsform** umzusetzen
- Anders als im Erdgasbereich gilt der Vorschlag aktuell **auch für die Verteilerebene**.
- Die Unbundlingvorschriften sind mit die meist-diskutiertesten neuen Regeln der Gasbinnenmarkt-Richtlinie

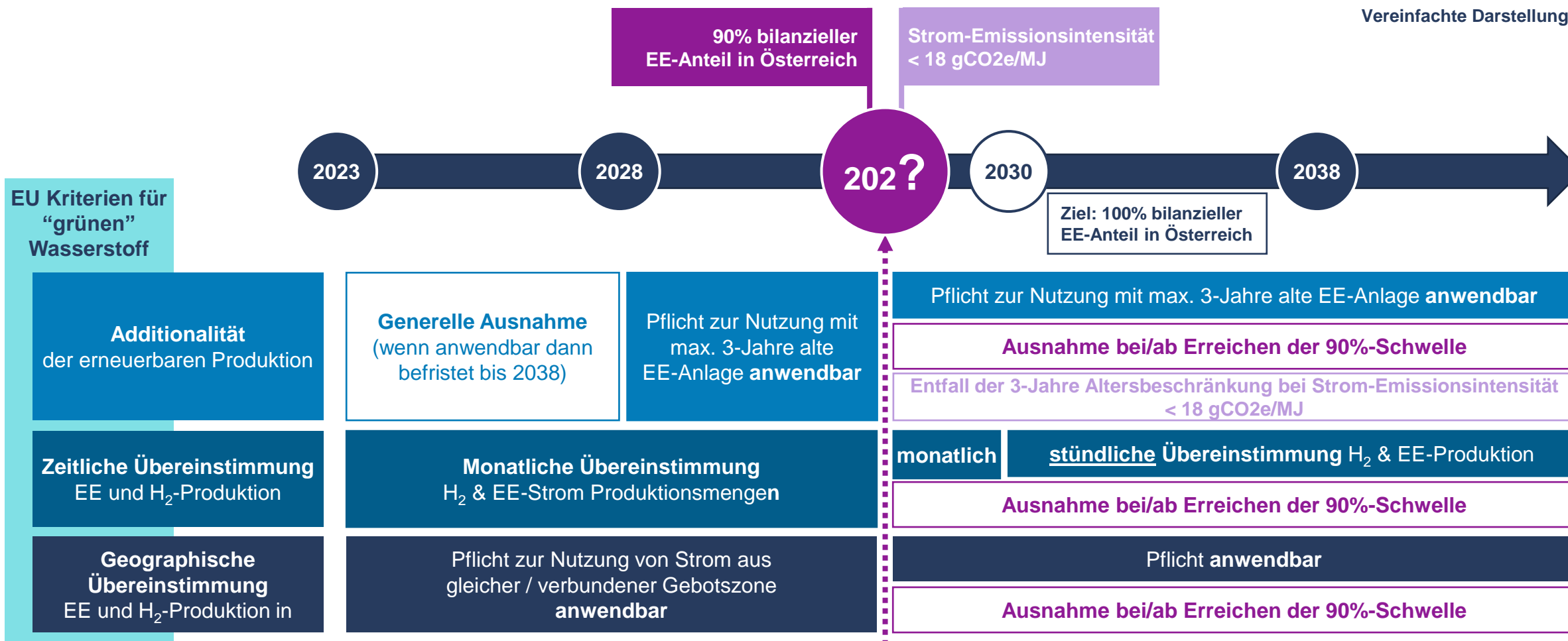
Netzzugangs- und Tarifierungsvorgaben

- Bis 2026 soll zunächst soll "verhandelter Netzzugang" angewandt werden; ab 2036 soll der Netzzugang (und die Tarife) reguliert werden.



Bedeutung der EU-Definition “grünen Wasserstoffs” für Österreich

Es gibt Anforderungen an grünen Wasserstoff, welche aktuell noch nicht erfüllt werden.

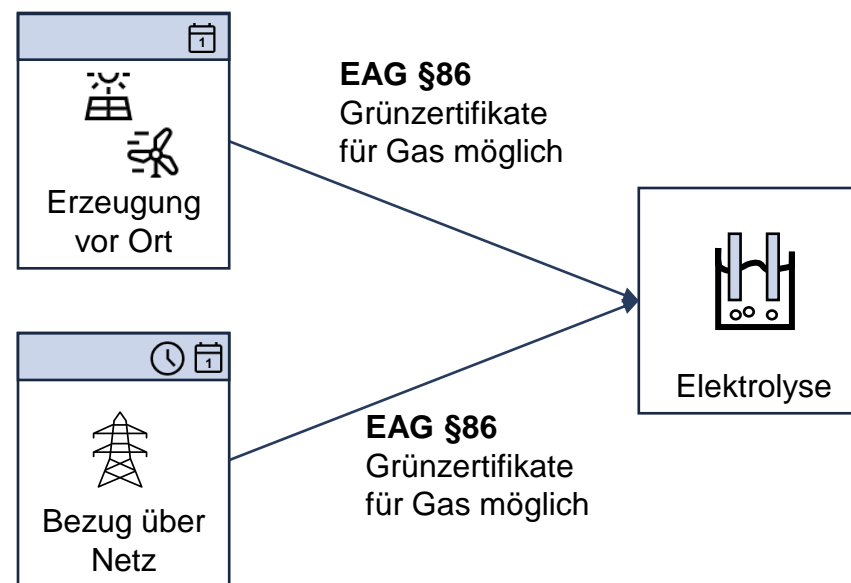


Österreichische Zertifizierung grünen Wasserstoffs

Das österreichische Zertifizierungssystem für grünen Wasserstoff entsprechen bislang noch nicht den Anforderungen der Europäischen Regulierung.

- Im **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz** ist für die Grün-Gas-Quote geregelt, wie Wasserstoff mit einem Grünzertifikat versehen werden kann. Dafür muss der Elektrolyseur
 - **entweder direkt und ausschließlich an einer erneuerbaren Stromquelle angebunden sein,**
 - **oder bei einer Anbindung am öffentlichen Stromnetz die Stromquelle durch gehandelte Herkunftsnachweise festgestellt werden**
- **EU Anforderungen** an grünen Wasserstoff benötigen eine Grüngas-Zertifizierung, die über den bestehenden Ansatz hinaus geht:
 - **Die Stromerzeugungsanlage darf nicht älter als drei Jahre bei Start der grünen Wasserstoffproduktion sein**
 - **Die Strom-Herkunftsnachweise müssen auf die Stunde (bzw. Zunächst auf den Monat) genau mit der Wasserstoffproduktion übereinstimmen**

Zusammenhang zwischen Stromquelle und H2-Produktion



Zusätzliche Anforderungen für grünen Wasserstoff gemäß EU Delegated Act (sofern keine Ausnahmen zutreffen):

📅 **Additionalität:** EE-Anlage max. 3 Jahre alt bei Start

🕒 **Zeitlicher Zusammenhang:** Monatliches bzw. Stündliches Matching mit EE

Netz-Tarifierung und Steuern für Wasserstoffprojekte – Status Quo

Elektrolyseanlagen sind im EAG von stromseitigen Endverbraucherentgelten ausgenommen

- Für die Herstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse bestehen hinsichtlich Netzentgelten sowie Steuern und Abgaben einige Sonderregelungen im **Eneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)** sowie im Elektrizitätsabgabengesetz und im EIWOG

Ausnahmen und Befreiung von Elektrolyseanlagen

Netznutzungsentgelte	Elektrolyseure > 1 MW sind gemäß §111 Abs. 3 EIWOG ab Inbetriebnahme für 15 Jahre von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten befreit
Netzbereitstellungsentgelte	Im Rahmen des EAG sind Elektrolyseanlagen > 1 MW von Netzbereitstellungsentgelten befreit , sofern diese: <ul style="list-style-type: none"> – ausschließlich erneuerbaren Strom beziehen – <u>nicht</u> in das Gasnetz einspeisen
Netzzutrittsentgelte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusätzlich sind Anlagen bis zu einem Netzanschlussquotienten von 200 lfm/MW_{el}, sofern sie die Kriterien zur Befreiung von Netzbereitstellungsentgelten erfüllen, auch von Netzzutrittsentgelten befreit. ▪ Für Leitungslängen, die über 200 lfm/MW_{el} hinausgehen, sind 50% der Kosten vom Betreiber der Anlage zu tragen
Erneuerbaren-Förderpauschale sowie -Förderbeitrag	Elektrolyseure > 1 MW können zudem um Ausnahmen oder Ermäßigungen von der Verrichtung von Erneuerbaren-Förderpauschale sowie -Förderbeitrag ansuchen
Elektrizitätsabgabe	Weiters ist der Verbrauch elektrischer Energie bei der Elektrolyse gemäß den Richtlinien des BMF zum Elektrizitätsabgabengesetz von der Elektrizitätsabgabe befreit
Weitere Begleitmaßnahmen	
Netznutzungsentgelte Gas	Für das zum Zweck der Vermischung mit Wasserstoff entnommene und danach wieder eingespeiste Gas ist nach §73 Abs. 8 GWG kein Netznutzungsentgelt zu entrichten.
Erdgasabgabe	Die Lieferung und der Verbrauch von grünem Wasserstoff sind von der Erdgasabgabe ausgenommen

Quellen: [Erneuerbaren Ausbau Gesetz](#), [Richtlinien des BMF zum Elektrizitätsabgabengesetz](#), [BMK](#)

Diskussion regulatorischer Hürden für **Elektrolyseure**

Welche regulatorischen Treiber und Hürden sehen Sie für Elektrolyseprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Netztarifierung, Steuern, Umlagen	▲ Befreiung von Netzentgelten, Stromsteuer und Erdgasabgabe	▶ —	▼ Unklarheit über die Nachhaltigkeit der Befreiungen?
Entflechtungsanforderungen	▲ Aktuell: keine Beschränkungen der Wasserstoffproduktion im vertikal integrierten Unternehmen.	▶ —	▼ Zukünftig: unklarer und ggfs. unvorteilhafter Unbundling-Rechtsrahmen (→ Novell der Gas-Binnenmarkt-VO)
Genehmigungen	▲ —	▶ —	▼ Fehlende Rechtsgrundlage / Erfahrung Genehmigungsbehörden ▼ Fehlende technische Richtlinien
Grüngasdefinition	▲ Grüngasquoten , und Dekarbonisierungsziele (bspw. Im Transportsektor)	▶ —	▼ Unsicherheit über Zeitpunkt des Erreichens der Grenzen für die Ausnahmen des EU delegated act für Österreich ▼ (Nationale Umsetzung) RED III – u.a. Pönalen Industriequote ▼ Fehlend Definition synMethan (GWG/EGG) ▼ Unklarheiten bezüglich Definition grünen Wasserstoffs (RED II und III)
Sonderthema: Transportinfrastruktur	▲ —	▶ —	▼ Unklare Verfügbarkeit H2-Netzinfrastruktur zum Wasserstoff-Abtransport ▼ Fehlende Langfristplanung für H2-Leitungen ▼ Unklare Regulierungszuständigkeit ▼ Politisches Risiko für privatwirtschaftlich finanzierten H2-Leitungen
Weitere...	▲ —	▶ —	▼ Unklare / fehlende Anrechnung synthetischen Methans auf den Bedarf nach CO2-Zertifikaten

Regulatorische Treiber & Hürden für Elektrolyseure

Welche regulatorischen Treiber und Hürden sehen Sie für Elektrolyseprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Netztarifierung, Steuern, Umlagen	▲ —	▶ Noch offen (in der Skalierungsphase aber absehbar geklärt): Höhe (und ggfs. Struktur) von Netzentgelten, Stromsteuer und Erdgasabgabe	▼ —
Entflechtungsanforderungen	▲ —	▶ Noch offen (in der Skalierungsphase aber absehbar geklärt): Ausgestaltung des Unbundling-Rechtsrahmens (→ Novell der Gas-Binnenmarkt-VO)	▼ —
Genehmigungen	▲ —	▶ —	▼ —
Grüngasdefinition	▲ In der Skalierungsphase (unklar wann genau) wird planmäßig die Grenzen für die Ausnahmen von den restriktiven Anforderungen zur Produktion von grünem Wasserstoff des EU delegated act in Österreich anwendbar	▶ —	▼ —
Sonderthema: Transportinfrastruktur	▲ Verfügbarkeit H2-Netzinfrastruktur zum Wasserstoff-Abtransport	▶ —	▼ —
Weitere...	▲ Grüngasquoten , und Dekarbonisierungsziele (bspw. im Transportsektor) ▲ (Nationale Umsetzung) RED III Dekarbonisierungsanforderungen – u.a. Pönalen Industriequote	▶ —	▼ Ggfs. noch unklarer Rahmen zur Monetarisierung eines Beitrags zur Versorgungssicherheit

Diskussion regulatorischer Hürden für H₂-Speicher

Welche regulatorischen Treiber und Hürden sehen Sie für H2-Speicherprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Netztarifierung, Steuern, Umlagen	▲ —	▶ —	▼ —
Entflechtungsanforderungen	▲ Aktuell: keine Beschränkungen der Wasserstoffspeicherung im vertikal integrierten Unternehmen.	▶ —	▼ Zukünftig: unklarer und ggfs. unvorteilhafter Unbundling-Rechtsrahmen (→ Novell der Gas-Binnenmarkt-VO)
Genehmigungen	▲ Genehmigung gem. "Bergrecht" (MinroG) ggfs. (noch) nicht an Wasserstoffspeicherung adaptiert?	▶ —	▼ —
Grüngasdefinition	▲ —	▶ —	▼ —
Sonderthema: Transportinfrastruktur	▲ —	▶ —	▼ Unklare Verfügbarkeit H2-Netzinfrastruktur zur Speichieranbindung (siehe auch Regulierungshürden) ▼ Fehlende Langfristplanung für H2-Leitungen ▼ Unklare Regulierungszuständigkeit ▼ Politisches Risiko für privatwirtschaftlich finanzierten H2-Leitungen
Weitere...	▲ —	▶ —	▼ —

Regulatorische Treiber & Hürden für H₂-Speicher

Welche regulatorischen Treiber und Hürden sehen Sie für H₂-Speicherprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Netztarifierung, Steuern, Umlagen	▲ —	▶ —	▼ Unklarer (grundsätzlich und zeitlich) Übergang auf regulierten Speicherzugang erschwert ggfs. Vermarktung von Speicherkapazitäten über Langfristverträge und damit die Fremdkapital-Finanzierung von Umwidmungs- oder Neubauprojekten
Entflechtungsanforderungen	▲ —	▶ Noch offen (in der Skalierungsphase aber absehbar geklärt): Ausgestaltung des Unbundling-Rechtsrahmens (→ Novell der Gas-Binnenmarkt-VO)	▼ —
Genehmigungen	▲ —	▶ —	▼ —
Grüingasdefinition	▲ —	▶ —	▼ —
Sonderthema: Transportinfrastruktur	▲ Verfügbarkeit H₂-Netzinfrastruktur zum Wasserstoff-An- und Abtransport	▶ —	▼ —
Weitere...	▲ —	▶ Ggfs. noch unklarer Rahmen zur Monetarisierung eines Beitrags zur Versorgungssicherheit	▼ —

Diskussion regulatorischer Hürden für **Strom-Erzeugungsanlagen**

Welche regulatorischen Treiber und Hürden sehen Sie für Erzeugungsprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Netztarifierung, Steuern, Umlagen	▲ —	▶ —	▼ —
Entflechtungsanforderungen	▲ —	▶ —	▼ —
Genehmigungen	▲ —	▶ —	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Unklare Genehmigungshürden. ▼ Fehlende Erfahrung Genehmigungsbehörden ▼ Fehlende technische Richtlinien
Weitere...	▲ —	▶ —	<ul style="list-style-type: none"> ▼ NOX-Emissionen ▼ Fehlende Kapazitätsremuneration

Regulatorische Treiber & Hürden für Strom-Erzeugungsanlagen

Welche regulatorischen Treiber und Hürden sehen Sie für Erzeugungsprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Netztarifierung, Steuern, Umlagen	▲ —	▶ —	▼ —
Entflechtungsanforderungen	▲ —	▶ —	▼ —
Genehmigungen	▲ —	▶ —	▼ —
Weitere...	▲ —	▶ Ggfs. noch unklarer Rahmen zur Monetarisierung eines Beitrags zur Versorgungssicherheit	▼ —

3.3

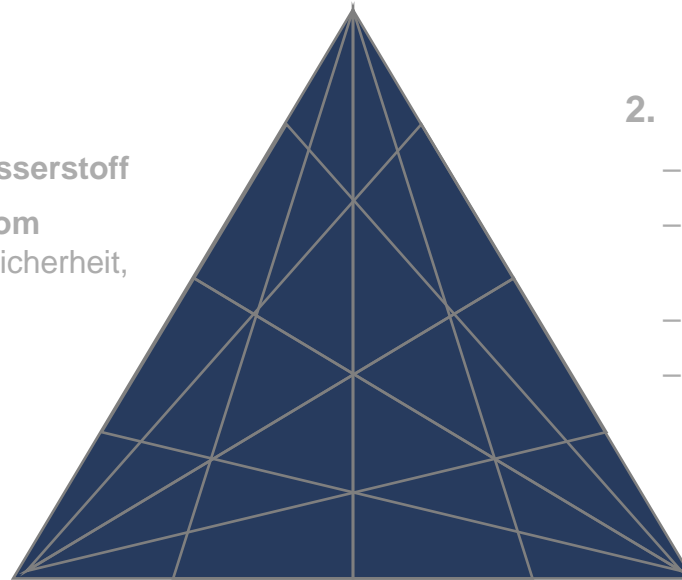
Finanzseitige Analyse von Wasserstoffprojekten

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
3.1	Marktseitige Analyse	▪ Zunächst diskutieren wir Aspekte zu Angebot und Nachfrage für Strom, H2, und Wärme.
3.2	Regulatorische Analyse	▪ Dann betrachten wir Fragen zu Genehmigung und Entflechtungen sowie andere Anforderungen.
3.3	Finanzseitige Analyse	▪ Die dritte Perspektive der Analyse befasst sich mit Treibern und Hürden der Finanzierbarkeit.
3.4	Zusammenfassung	▪ Abschließend fassen wir zusammen, welche Hürden maßgeblich erscheinen.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Perspektive 3: Finanzierung

1. Markt

- Angebot & Nachfrage **Wasserstoff**
- Angebot & Nachfrage **Strom**
(Flexibilität, Versorgungssicherheit, Netzsicherheit)
- Nachfrage **Wärme**



2. Regulierung

- Entflechtung
- Definition “grüner Wasserstoff” im “delegated act”
- Netztarifierung, Steuern, Umlagen
- Genehmigungen

3. Finanzierung

- Klassifizierung gem. EU Taxonomie
- Revenue stacking
- Fördersysteme

Klassifizierung grünen Wasserstoffs in der EU-Taxonomie

Sowohl für die Herstellung als auch für die Speicherung grünen Wasserstoffs gibt die EU Taxonomie Kriterien zur Klassifizierung als nachhaltige oder nicht beeinträchtigende Technologie vor.

	Herstellung	Speicherung	Stromproduktion aus Wasserstoff
Kriterien für: Wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz	<p>Reduktion von Lebenszyklus-THG-Emissionen ggü. der fossilen Alternative</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ um 73,4 % für Wasserstoff (ergibt Lebenszyklus-THG-Emissionen von weniger als 3 t CO₂-Äq/t H₂) <u>und</u> ▪ um 70 % für wasserstoffbasierte synthetische Brennstoffe 	<p>Kriterium gilt als erfüllt für:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Bau von Wasserstoffspeichieranlagen ▪ Umwandlung unterirdischer Gasspeicher in Wasserstoffspeicher ▪ Betrieb von Wasserstoffspeichern sofern der darin gespeicherte Wasserstoff die Kriterien für dessen Herstellung (siehe links) erfüllt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lebenszyklus-THG-Emissionen unter 100g/kWh <u>und</u> ▪ Nutzung Taxonomie-konformen Wasserstoffs (siehe links) und ▪ Laufende Emissionsüberwachung
Kriterien für: Vermeidung erheblicher Beeinträchtigungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Emissionen entsprechen zumindest den mit besten verfügbaren Techniken assoziierten Emissionswerten (laut Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT)) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abfallbewirtschaftungsplan: größtmögliche Wiederverwendung, -aufbereitung und Recycling ▪ Einhaltung der Richtlinie zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen 	
	<p>Nach Relevanz: allgemeine Bedingungen zur Anpassung an den Klimawandel, Schutz von Biodiversität und der Ökosysteme, zur nachhaltigen Nutzung von Wasser- und Meeresressourcen, zum Übergang zur Kreislaufwirtschaft, und zur Vermeidung / Verminderung von Umweltverschmutzung</p>		

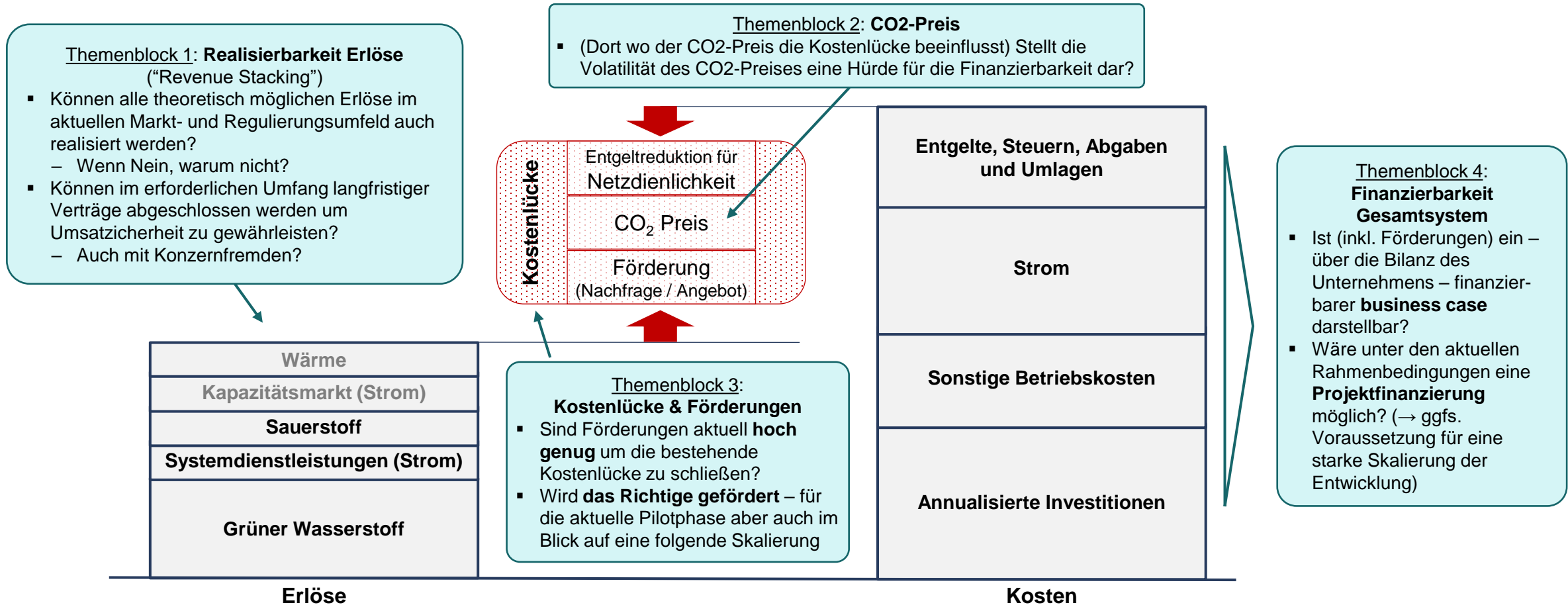
Revenue Stacking

Eine H₂-Anlage kann in verschiedenen Funktionen von der Teilnahme am Strommarkt profitieren.

		Elektrolyseure	Speicher	Erzeugungsanlagen (Gasturbinen und Brennstoffzellen)
Erlös Wasserstoff	Verkauf von Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> Ja: Infrastruktur ggf. Notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> Ja, durch Arbitrage 	<ul style="list-style-type: none"> Nein
Erlös Wärme	Verkauf von Wärme	<ul style="list-style-type: none"> Ja: Infrastruktur notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> Nein 	<ul style="list-style-type: none"> Ja: Infrastruktur notwendig
Erlös Sauerstoff	Verkauf von Sauerstoff	<ul style="list-style-type: none"> Ja 	<ul style="list-style-type: none"> Nein 	<ul style="list-style-type: none"> Nein
Erlös Strom	Verkauf von Strom	<ul style="list-style-type: none"> Nein 	<ul style="list-style-type: none"> Nein 	<ul style="list-style-type: none"> Ja
	Verkauf von Systemdienstleistungen z.B. am Regenergiemarkt	<ul style="list-style-type: none"> Ja: sofern technisch möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Nein 	<ul style="list-style-type: none"> Ja: sofern technisch möglich
	Verkauf von Kapazität als Beitrag zu Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> Wenn technisch möglich, und Sofern Kapazitätsmarkt eingerichtet 	<ul style="list-style-type: none"> Nein 	<ul style="list-style-type: none"> Wenn technisch möglich, und Sofern Kapazitätsmarkt eingerichtet

Kostenlücke Elektrolyseure

Die Finanzierbarkeit von Projekten hängt vom Zusammenspiel vieler Elemente ab.



Diskussion finanzieller Hürden für **Elektrolyseure**

Welche finanziellen Treiber und Hürden sehen Sie für Elektrolyseprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Klassifizierung gem. EU-Taxonomie	▲ —	▶ In EU Taxonomie enthalten und als Tätigkeit unter Vorgaben v.a. an Lebenszyklus-Emissionen als Nachhaltig klassifiziert (Wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz) → realisierbar?	▼ Zertifizierung ggf. anspruchsvoll?
Erlöse	▲ Regional spezifisch: Bei langfristigen Netzengpässen sind Erlöse auf dem Strommarkt nicht die Opportunitätskosten für EE-Anlagen	▶ Erlöse für grünen Wasserstoff (→ Zahlungsbereitschaft? Langfristige vertragliche Bindung?, ...) ▶ Erlöse aus Strom-Systemdienstleistungen?	▼ Zunächst unzureichende Erlöse, weil noch zu viele Alternativen zu grünem H₂ bestehen (Problem sind insbesondere die Strompreise)
Fördersysteme	▲ (theoretisch) mehrere Fördersysteme vorhanden: z.B. Förderung in Kraftstoffverordnung für Mobilität	▶ —	▼ Aktuell ist die im EAG vorgesehene Investitionsförderung nicht verfügbar
Weitere...	▲ —	▶ —	▼ —

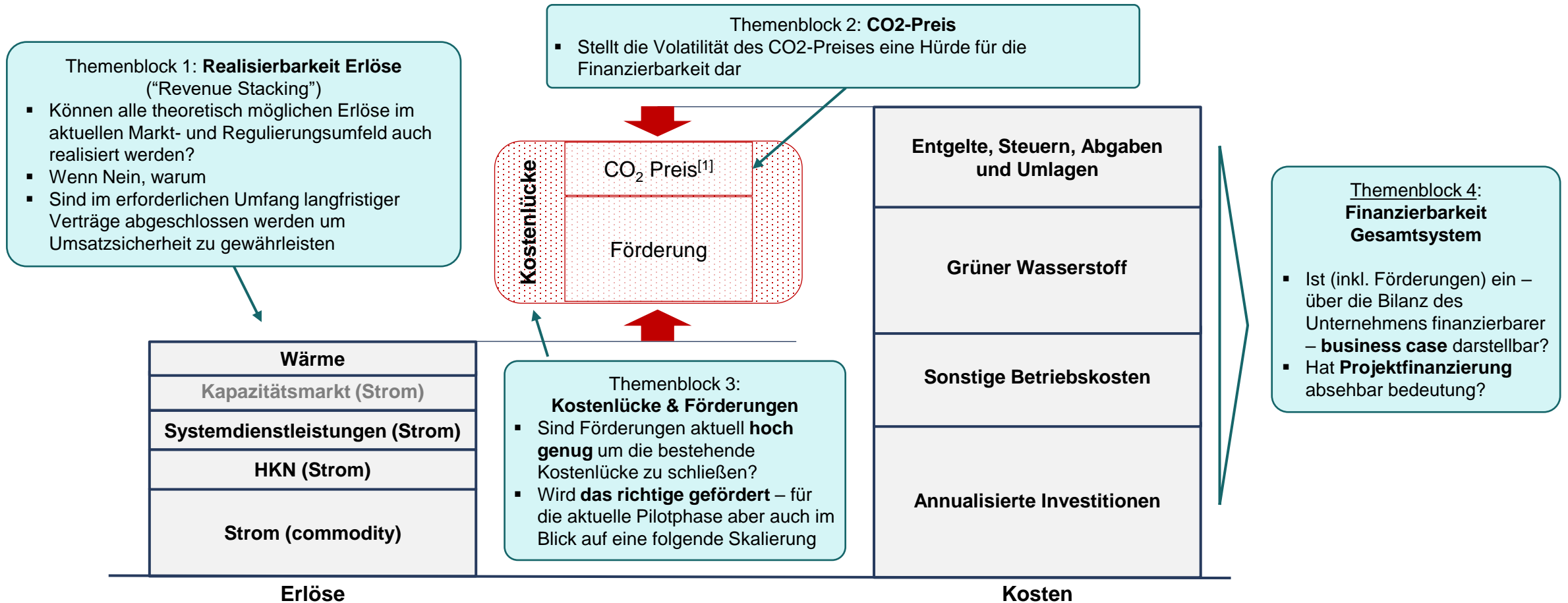
Finanzielle Treiber & Hürden für Elektrolyseure

Welche finanziellen Treiber und Hürden sehen Sie für Elektrolyseprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Klassifizierung gem. EU-Taxonomie	▲ In EU Taxonomie enthalten und als Tätigkeit unter Vorgaben v.a. an Lebenszyklus-Emissionen als Nachhaltig klassifiziert (Wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz)	▶ —	▼ —
Erlöse		▶ —	▼ Im Zeitablauf sinkende Anreize zum Abschluss von Langfristverträgen erschwert Fremdkapital-/Projektfinanzierung (zur Skalierung aber wohl notwendig) – u.a. durch <ul style="list-style-type: none"> ▪ Konkurrenz durch Importe ▪ Entwicklung eines Wasserstoffmarkts ▪ Lernkurven die immer günstigere Produktion erwarten lassen ▼ Ggfs. Reduktion von Zusatzerlösen aus Systemdienstleistungen (Kannibalisierung)
Fördersysteme	▲ —	▶ —	▼ Mit Kostenparität grüner und grauer Wasserstoff ggfs. Reduktion oder Entfall von Förderungen für Neuanlagen?
Weitere...	▲ —	▶ Ggfs. noch unklarer Rahmen zur Monetarisierung eines Beitrags zur Versorgungssicherheit	▼ —

Kostenlücke Strom-Erzeugungsanlagen

Die Finanzierbarkeit von Projekten hängt vom Zusammenspiel vieler Elemente ab.



Diskussion finanzieller Hürden für **Strom-Erzeugungsanlagen**

Welche finanziellen Treiber und Hürden sehen Sie für Erzeugungsprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Klassifizierung gem. EU-Taxonomie	▲ —	▶ In EU Taxonomie enthalten und als Tätigkeit unter Vorgaben v.a. an Lebenszyklus-Emissionen als Nachhaltig klassifiziert (Wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz) → realisierbar?	▼ Zertifizierung ggf. anspruchsvoll
Erlöse	▲ Erlöse für Strom und Systemdienstleistungen klassisch verfügbar	▶ —	▼ Ggfs. bis 2050: teilweise Konkurrenz der Wasserstoff-basierten Stromproduktion gegen nicht dekarbonisierte Erzeugungstechnologie (auch in Nachbarländern)
Fördersysteme	▲ —	▶ —	▼ Unklare / nicht standardisierte / fehlende Fördersysteme?
Weitere...	▲ —	▶ —	▼ —

Finanzielle Treiber & Hürden für Strom-Erzeugungsanlagen

Welche finanziellen Treiber und Hürden sehen Sie für Erzeugungsprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Klassifizierung gem. EU-Taxonomie	▲ In EU Taxonomie enthalten und als Tätigkeit unter Vorgaben v.a. an Lebenszyklus-Emissionen als Nachhaltig klassifiziert (Wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz)	▶ —	▼ —
Erlöse	▲ —	▶ Ggfs. noch unklarer Rahmen zur Monetarisierung eines Beitrags zur Versorgungssicherheit	▼ Hohe Unsicherheit über Höhe und Häufigkeit von Strompreisspitzen verteuert (Risiko-adäquate Verzinsung) oder verunmöglicht ggfs. Investments in Wasserstoff-gefeuerte Stromproduktion ▼ Ggfs. bis 2050: teilweise Konkurrenz der Wasserstoff-basierten Stromproduktion gegen nicht dekarbonisierte Erzeugungstechnologie (auch in Nachbarländern)
Fördersysteme	▲ —	▶ —	▼ —
Weitere...	▲ —	▶ —	▼ —

Diskussion finanzieller Hürden für H₂-Speicher

Welche finanziellen Treiber und Hürden sehen Sie für H2-Speicherprojekte bis 2030?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Klassifizierung gem. EU-Taxonomie	▲ In EU Taxonomie enthalten und als Tätigkeit grundsätzlich als Nachhaltig klassifiziert (Wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz)		▼ —
Erlöse	▲ —	▶ —	▼ Zeitarbitrage (→ als wesentlicher Treiber der Speichorentgelte) volatil und ggfs. nicht kostendeckend
Fördersysteme	▲ —	▶ —	▼ —
Weitere...	▲ —	▶ —	▼ —

Finanzielle Treiber & Hürden für H₂-Speicher

Welche finanziellen Treiber und Hürden sehen Sie für H₂-Speicherprojekte in der Skalierungsphase?

Teilaspekt	Treiber & Hürden		
Klassifizierung gem. EU-Taxonomie	▲ In EU Taxonomie enthalten und als Tätigkeit grundsätzlich als Nachhaltig klassifiziert ("wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz")	▶ —	▼ —
Erlöse	▲ Ab 2036 (aktueller Plan ^[1]) ggfs. (wohl nationale Entscheidung) regulierter Zugang zu Wasserstoffspeichern	▶ Ggfs. noch unklarer Rahmen zur Monetarisierung eines Beitrags zur Versorgungssicherheit	▼ <u>Sofern bzw. so lange keine Tarifregulierung etabliert ist:</u> große Projekte (Umwidmung bestehender Erdgasspeicher) sind ggfs. inkongruent zu sich entwickelndem Markt → Schwierigkeit zur bereits initial vollständigen Vermarktung erschwert (verunmöglicht?) Fremdkapitalfinanzierung ▼ Unklarer (grundsätzlich und zeitlich) Übergang auf regulierten Speicherzugang erschwert ggfs. Vermarktung von Speicherkapazitäten über Langfristverträge und damit die Fremdkapital-Finanzierung von Umwidmungs- oder Neubauprojekten ▼ <u>Sofern bzw. so lange keine Tarifregulierung etabliert ist:</u> Zeitarbitrage (→ als wesentlicher Treiber der Speicherentgelte) volatil und ggfs. nicht kostendeckend → hohes Erlösrisiko bei gleichzeitig langfristig zu finanzierenden Investitionen belastet den Business Case
Fördersysteme	▲ —	▶ —	▼ —
Weitere...	▲ —	▶ —	▼ —

3.4

Zusammenfassung der Analyse der Hürden

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
3.1	Marktseitige Analyse	▪ Zunächst diskutieren wir Aspekte zu Angebot und Nachfrage für Strom, H2, und Wärme.
3.2	Regulatorische Analyse	▪ Dann betrachten wir Fragen zu Genehmigung und Entflechtungen sowie andere Anforderungen.
3.3	Finanzseitige Analyse	▪ Die dritte Perspektive der Analyse befasst sich mit Treibern und Hürden der Finanzierbarkeit.
3.4	Zusammenfassung	▪ Abschließend fassen wir zusammen, welche Hürden maßgeblich erscheinen.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Übersicht Hemmnisse in der Pilot- und Skalierungsphase

	Elektrolyseure	Speicher	Strom- und ggfs. Wärme-Erzeugung	
Markt	Pilot	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Konkurrenz mit Biogas/Biomethan ▼ Teilweise: Konkurrenz mit Elektrifizierung ▼ Ungewissheit über Umfang und Hochlauf der Nachfrage 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Unsicherheit bzgl. Zeitlichkeit und Umfang des Bedarfs an H₂-befeuelten Strom- sowie Fernwärme-Produktionskapazitäten und dafür benötigten H₂-Mengen. - im Ergebnis der erforderlichen Speicherkapazitäten 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Zeitlichkeit und Umfang des Bedarfs nach Wasserstoff-befeuelten Strom- sowie Fernwärme-produktionskapazitäten ist unsicher
	Skalierung	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Konkurrenz mit Importen ▼ Zahlungsbereitschaft (Höhe und langfristige Bindung)? ▼ Ggf. Knappheit bei der Stromproduktion führt zu zeitlich begrenzt sehr hohen Preisen ▼ Ggf. geringer Wasserstoffbedarf zur Rückverstromung ▼ Fernwärme aus H₂ steht in Konkurrenz zu anderen Wärmeaufbringungen (Biomasse, Wärmepumpen, ...) ▼ Alternativen zu H₂ und Risiko hoher Strompreise 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ H₂-Qualität wird ggf. durch die Speicherung beeinträchtigt, sodass Nachfrage von gespeichertem H₂ ggf. niedriger ausfällt ▼ Speicherkosten reduzieren die Nachfrage nach gespeichertem H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Nachfrage nach direkt genutztem grünem Wasserstoff steht in Konkurrenz zur Nachfrage in Wasserstoff-befeuelten Erzeugungsanlagen ▼ Ggfs. bis 2050: teilweise Konkurrenz der Wasserstoff-basierten Stromproduktion gegen nicht-dekarbonisierte Erzeugungstechnologie (auch in Nachbarländern)
Regulatorisch	Pilot	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Fehlende Rechtsgrundlage Genehmigungsbehörden ▼ Unsicherheit über Zeitpunkt des Erreichens der Grenzen für die Ausnahmen des EU delegated act für AT ▼ Zukünftig: Unbundling-Rechtsrahmen unklar und ggfs. unvorteilhaft (Novelle Gas-Binnenmarkt-VO) ▼ Unklare Verfügbarkeit H2-Netzinfrastruktur ▼ Fehlende Langfristplanung für H2-Leitungen ▼ Unklare Regulierungszuständigkeit ▼ Politisches Risiko für privat finanzierte H2-Leitungen ▼ Unklare Definition syn.-Methan (GWG/EGG) sowie Anrechnung auf den Bedarf nach CO2-Zertifikaten 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Zukünftig: unklarer und ggfs. unvorteilhafter Unbundling-Rechtsrahmen (→ Novelle der Gas-Binnenmarkt-VO) ▼ Unklare Verfügbarkeit H2-Netzinfrastruktur zur Speicheranbindung (siehe auch Regulierungshürden) ▼ Fehlende Langfristplanung für H2-Leitungen ▼ Unklare Regulierungszuständigkeit ▼ Politisches Risiko für privatwirtschaftlich finanzierten H2-Leitungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Unklare Verfügbarkeit H2-Netzinfrastruktur zur Wasserstoffversorgung und Anbindung and Speicher (siehe auch Regulierungshürden) ▼ Auf Grund der Bedarfsleistung und der strukturell zu anderen Zeiten erfolgenden H₂-Produktion und Rückverstromung benötigen H₂-Turbinen absehbar eine Wasserstofftransport- und Speicher-Infrastruktur ▼ Unklare Genehmigungshürden. ▼ Fehlende Erfahrung Genehmigungsbehörden ▼ Fehlende technische Richtlinien ▼ NOX-Emissionen
	Skalierung	<ul style="list-style-type: none"> ▼ RED III (AT Umsetzung) – u.a. Pönalen Industriequote ▼ Zertifizierung gemäß EU-Taxonomie ggf. anspruchsvoll 		
Finanziell	Pilot	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Unklarheit über die Nachhaltigkeit der Befreiungen ▼ EAG Investitionsförderung aktuell nicht verfügbar 		<ul style="list-style-type: none"> ▼ Fehlende Kapazitätsremuneration
	Skalierung		<ul style="list-style-type: none"> ▼ Zeitarbitrage (als wesentlicher Treiber der Speicher-entgelte) volatil und ggfs. nicht kostendeckend ▼ 1/3 der volum. Dichte von CH₄ → 3-fache Marge für H₂? 	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Unklare / nicht standardisierte / fehlende Fördersysteme?

Anmerkung: Erhebung hat auch gezeigt, dass gewisse Probleme nicht so stark auftreten:

- keine Probleme mit revenue stacking bzw. Teilnahme an Flexibilitätsmärkten
- Frage der Volllaststunden schon stark auf EU-Ebene reguliert (Direktleitungen erlaubt), und in weiterer Folge wahrscheinlich durch den Marktpreis geregelt

Zusammenfassung der Hemmnisse

Es zeigt sich, dass schwer allein durch die Investoren beherrschbare Marktrisiken, sowie die Koordination der Infrastruktur die größten Probleme darstellen

		Elektrolyseure	Speicher	Erzeugungsanlagen (Gasturbinen und Brennstoffzellen)
	„Gewichtigere“ Fragen			
Marktrisiko / Fehlende Förderung	Geschäftsmodell schwer kontrollierbarem Marktrisiko ausgesetzt?	▪ Ja	▪ Ja	▪ Ja
Infrastruktur Henne-Ei Problem	Abhängigkeit von Infrastrukturentwicklung	▪ Ja	▪ Ja	▪ Ja
Fehlende technisch/ rechtliche Grundlagen	Fehlende Standards und Definitionen	▪ Ja	▪ Nein	▪ Ja
Offene Zertifizierungs- fragen	Risiko einer Nichtanerkennung als grüne Energie	▪ Ja	▪ Nein	▪ Nein
Offene technische Fragen	Noch zu klärende technische Fragen	▪ Je nach Technologie	▪ Ja	▪ Nein

4.

Roadmap

Kapitel		
0	Executive Summary	<ul style="list-style-type: none">Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	<ul style="list-style-type: none">Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	<ul style="list-style-type: none">In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	<ul style="list-style-type: none">Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	<ul style="list-style-type: none">Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
4.1	Merkmale der Phasen des Hochlaufs	<ul style="list-style-type: none">Der Hochlauf je Projektklasse lässt sich in eine Pilot- und eine Skalierungsphase gliedern. Hier werden die Merkmale und Anforderungen für den Eintritt in die nächste Phase erläutert.
4.2	Roadmaps	<ul style="list-style-type: none">Die drei Roadmaps für die jeweiligen Projektklassen umfassen eine Darstellung der verschiedenen Analyseperspektiven über die Zeit.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	<ul style="list-style-type: none">Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

4.1

Merkmale der Phasen des Hochlaufs

Kapitel		
0	Executive Summary	<ul style="list-style-type: none">Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	<ul style="list-style-type: none">Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	<ul style="list-style-type: none">In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	<ul style="list-style-type: none">Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	<ul style="list-style-type: none">Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
4.1	Merkmale der Phasen des Hochlaufs	<ul style="list-style-type: none">Der Hochlauf je Projektklasse lässt sich in eine Pilot- und eine Skalierungsphase gliedern. Hier werden die Merkmale und Anforderungen für den Eintritt in die nächste Phase erläutert.
4.2	Roadmaps	<ul style="list-style-type: none">Die drei Roadmaps für die jeweiligen Projektklassen umfassen eine Darstellung der verschiedenen Analyseperspektiven über die Zeit.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	<ul style="list-style-type: none">Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

Merkmale der Phasen des Hochlaufs: Netzinfrastruktur

Pilotphase

- **Machbarkeitüberprüfungen** zur Beimischung in und Umwidmung von bestehenden Gasleitungen
- Identifikation von regionalen **Wasserstoffclustern** und internationalen Transportstrecken
- Entwicklung der koordinierten **Netzplanung und Regulierung** von Wasserstoffinfrastruktur
- Für Pilotprojekte ggf. Rückgriff auf bestehende Infrastruktur (insb. **Trailer**)



Skalierungsphase

- Erweiterung von **Wasserstoffclustern**
- **Aufbau nationaler und internationaler Wasserstofftransportrouten**
- Verhandelter später (aktueller Plan: 2036) regulierter **Third Party Access (TPA)**¹

Merkmale der Phasen des Hochlaufs: Technologie

Pilotphase

- **Machbarkeitsüberprüfungen** einzelner Technologien und Ausgestaltungsoptionen
- **Marktreife der Technologie ggfs. noch nicht erreicht** (Wasserstoff-Turbinen, Wasserstoff-Speicher, Elektrolyseurtechnologien, Anwendungstechnologien)
- **Hohe Stückkosten** und ggfs. **limitierte Verfügbarkeit**
- **Gewinnende Technologie noch nicht in allen Anwendungsbereichen klar** (Elektrifizierung vs. Wasserstoff-Nutzung)



Skalierungsphase

- **Projekt-Standardisierung**
- **Technologische Reife und Verfügbarkeit** bei erforderlichen Technologien erreicht
- Hohe Stückzahlen führen zu **Skaleneffekten** bei den Kosten
- **Technische Konkurrenz** (Elektrifizierung vs. Wasserstoff-Nutzung) weitestgehend **entschieden**
- Wasserstoffanwendungen **ersetzen fossile Anwendungen**

Merkmale der Phasen des Hochlaufs: Finanzierung

Pilotphase

- Projekte sind ohne **Förderung** i.d.R. nicht profitabel (fehlende Zahlungsbereitschaft trifft auf noch hohe Kosten)
- **Langfristverträge als wesentlichste Umsatzquelle**
- Zusatzerlöse v.a. durch **Flexibilitätsvermarktung (Strom-System-DL)**
- Projekte haben vielfach noch Fokus auf Forschung, Entwicklung und Pilotanwendung mit entsprechend **(nicht-skalierbarer) Förderung**
- **Finanzierung in der Regel mit hohem Eigenkapitalanteil** (bzw. ausschließlich über Eigenkapital)



Skalierungsphase

- **Übergang zur Fremdkapital- / Projektfinanzierung** erforderlich zur Skalierung
- Absehbar in der Skalierungsphase: Erreichen **Kostenparität** zwischen grauem und grünem Wasserstoff bzw. zwischen Erdgas und Wasserstoff (jeweils unter Berücksichtigung des CO2-Preises)

Merkmale der Phasen des Hochlaufs: Regulierung

Pilotphase

- Fehlende Erfahrung und Expertise im **Genehmigungsprozess** (→ **Einzelfallcharakter**)
- **(Iterative) Anpassung / Erarbeitung des ordnungsrechtlichen Regelungsrahmens** für Wasserstoffprojekte (technische Normen, Genehmigungsprozesse)
- Etablierung (bzw. Verankerung Roadmap für) **Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze** (Entflechtung, Netzplanung, Netzzugang, ökonomische Regulierung).
- Etablierung (bzw. Verankerung Roadmap für) **Marktmodell Wasserstoffmarkt**
- Etablierung (bzw. Verankerung Roadmap für) **Verschärfung regulatorischer Druck** zur Dekarbonisierung der Energieanwendung



Skalierungsphase

- **Standardisierte Genehmigung** und Zertifizierung
- (Vor bzw. Spätestens in der Skalierungsphase) **Ausnahmen gem. EU delegated act** gelten in Österreich (90% EE-Ziel erreicht)
- **Feinjustierung des Regelungsrahmens** für Wasserstoffproduktion, Transport, Speicherung und Anwendung
- Offen: Interaktion mit dem Regelungsrahmen und der **Entwicklung im Erdgasmarkt und der Regulierung der Erdgasinfrastruktur**

Merkmale der Phasen des Hochlaufs: Markt

Pilotphase

- **Unsicherheit über Wasserstoffnachfrage** (mittel und langfristige)
- **Geringe Wasserstoffnachfrage** in der Direktanwendung, (fehlende ökon. Attraktivität und limitierter Dekarbonisierungsdruck)
- **Geringer Wasserstoffbedarf im Umwandlungssektor** (Strom- und Wärmeproduktion) durch hohe Konkurrenz durch nicht dekarbonisierte Technologien
- **Geringer Bedarf nach Wasserstoffspeicher** durch limitierten Wasserstoffeinsatz und noch beschränkte Saisonalität des Bedarfs
- Markt geprägt von im Einzelfall verhandelten **Langfristverträgen**



Skalierungsphase

- Verbessertes **Verständnis zu Ausmaß der Nachfrage** im Mobilitäts-, Wärme- und Industriesektor
- Unsicherheit der H₂-Nachfrage für den Stromsektor aufgrund der **Transformationen in Nachbarländern** (ggf. Möglichkeit des Stromimports)
- Konkurrenz inländischer Wasserstoffproduktion zu **Importen**
- Etablierung eines zunehmend liquiden **Wasserstoffmarkts**

Zusammenfassung Anforderungen Skalierungsphase

Ein Eintritt in die Skalierungsphase ist absehbar nur möglich, wenn infrastrukturelle, technische, finanzielle, regulatorische, und marktseitige Anforderungen erfüllt werden.

Netzinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Machbarkeit bzgl. Neubau und Umwidmung muss festgestellt sein ▪ Erste überregionale Infrastruktur und weiterer Ausbauplan muss bestehen
Technologie	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erforderliche Technologien sind hinreichend ausgereift ▪ Produktionskapazitäten für die erforderlichen Kapazitäten bestehen, um Skalierung zu ermöglichen ▪ (Wirtschaftlichkeit der) Anwendungsfälle ist weitgehend identifiziert
Finanzierungsperspektive	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fremdkapitalfinanzierung / Projektfinanzierung für Skalierungsprojekte ist möglich
Regulatorische Perspektive	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regulatorischer Rahmen bzgl. Genehmigungen und Zertifizierungen steht fest ▪ Regulatorischer Rahmen zur Infrastrukturentwicklung steht fest
Marktseitige Perspektive	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mengengerüst für Wasserstoffnachfrage, und -angebot sowie Systemdienstleistungen im Stromsystem ist hinreichend absehbar

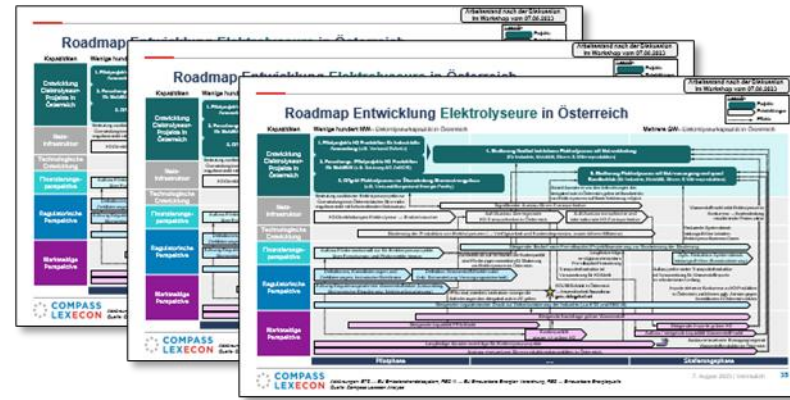
4.2

Roadmaps

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
4.1	Merkmale der Phasen des Hochlaufs	▪ Der Hochlauf je Projektklasse lässt sich in eine Pilot- und eine Skalierungsphase gliedern. Hier werden die Merkmale und Anforderungen für den Eintritt in die nächste Phase erläutert.
4.2	Roadmaps	▪ Die drei Roadmaps für die jeweiligen Projektklassen umfassen eine Darstellung der verschiedenen Analyseperspektiven über die Zeit.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.

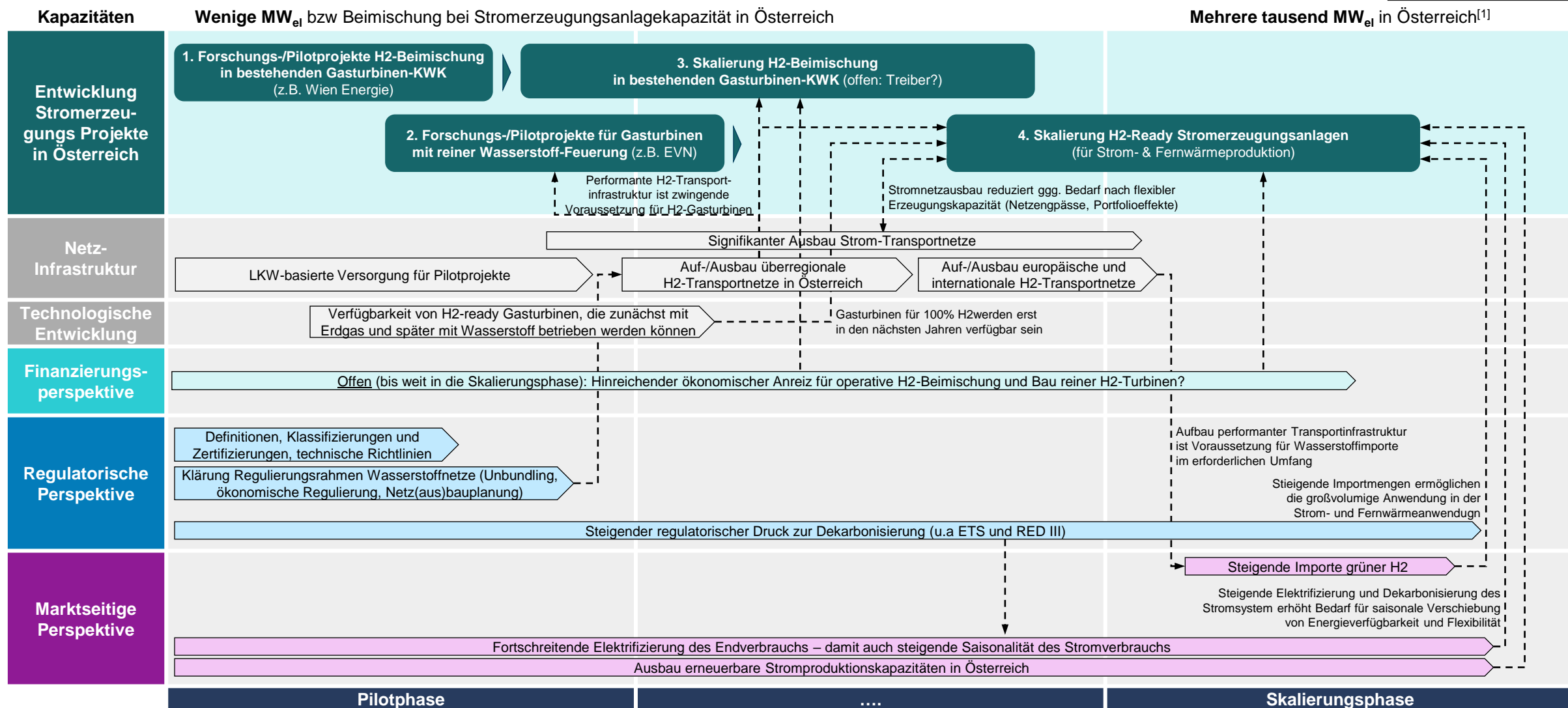
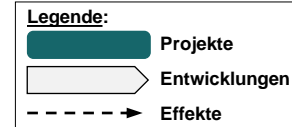
Struktur und Elemente der Roadmaps

Nachfolgende werden zunächst die einzelnen Elemente und dann die Entwürfe für die Roadmaps vorgestellt..

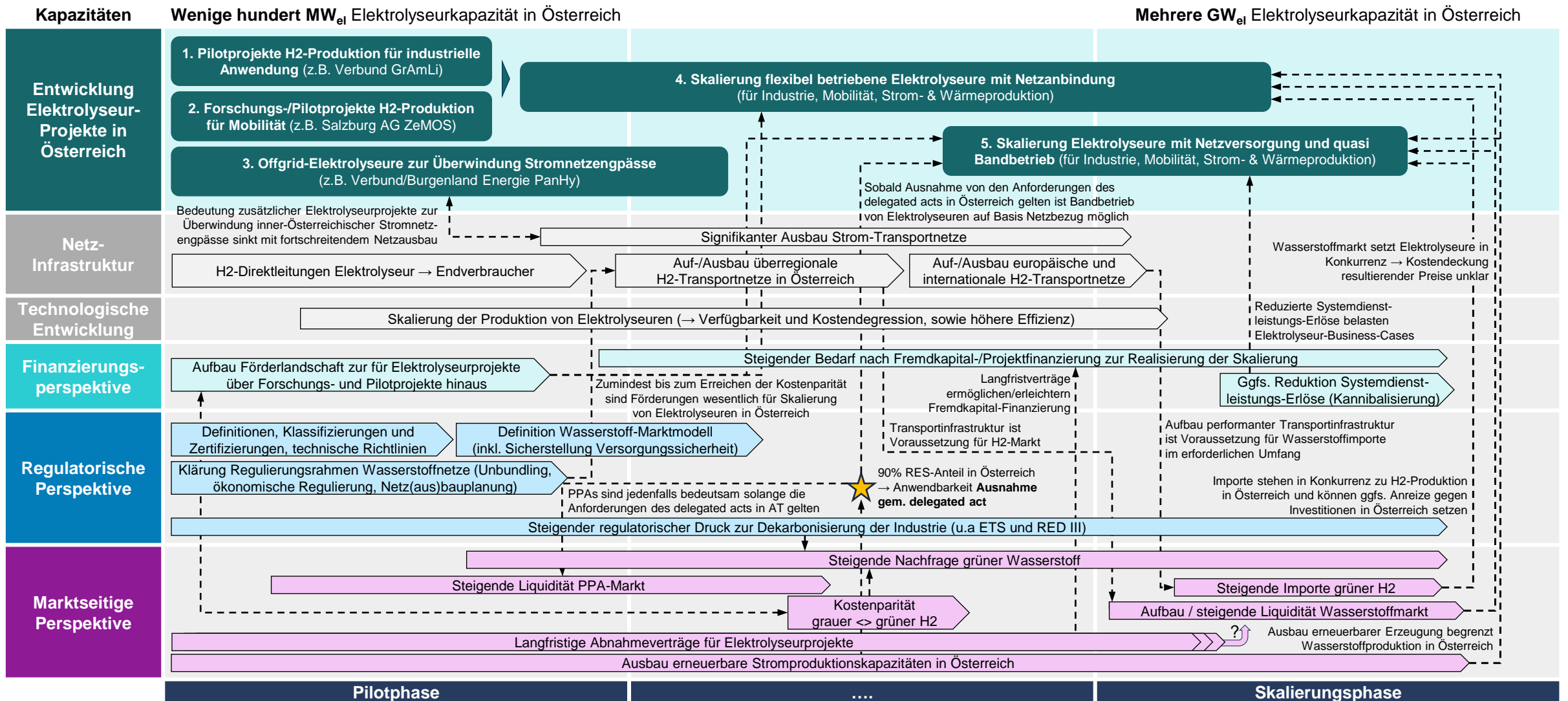
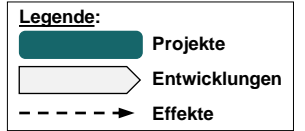


Drei Roadmaps für die drei Projektclassen		Von heute bis 2040	Analysiert aus fünf Betrachtungsperspektiven		Zur Einordnung von Pilot- und Zukunftsprojekten
Projektklasse 1: Produktionsanlagen (für Strom und Wärme)	H2-Gasturbine	Gliederung des Wasserstoffhochlaufs in <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pilotphase: Erstanwendungen und kleine Anlagen in einem sich entwickelnden Umfeld ▪ Skalierungsphase: größere (Anzahl an) Projekten in etabliertem Umfeld 	Netz-Infrastruktur	Auswirkung und Bedarf an Netzinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pilotprojekte: >9 heute bereits kommuniziert (→ letzter Workshop) ▪ Zukunftsprojekte: 6 geplante oder absehbar erforderliche Projekte (→ Diskussion heute)
	H2-Gasturbinen mit KWK		Technologische Entwicklung	Technologische Veränderungen und Meilensteine	
	H2-Brennstoffzelle		Finanzierungsperspektive	Umsatzquellen, Förderungen und Finanzierungsauswirkungen	
H2-Brennstoffzelle mit KWK	Regulatorische Perspektive		Auswirkung von und Bedarf nach regulatorischen Eingriffen		
Projektklasse 2: Elektrolyseure	Elektrolyseur (flexibel)		Marktseitige Perspektive	Aspekte von Angebots- und Nachfrageentwicklungen	
	Elektrolyseur (band)				
Projektklasse 3: Wasserstoff-Speicher	H2-Saisonspeicher				
	H2-Speicher am Produktionsstandort				

Roadmap Entwicklung H2-Stromerzeugungsanlagen in Österreich



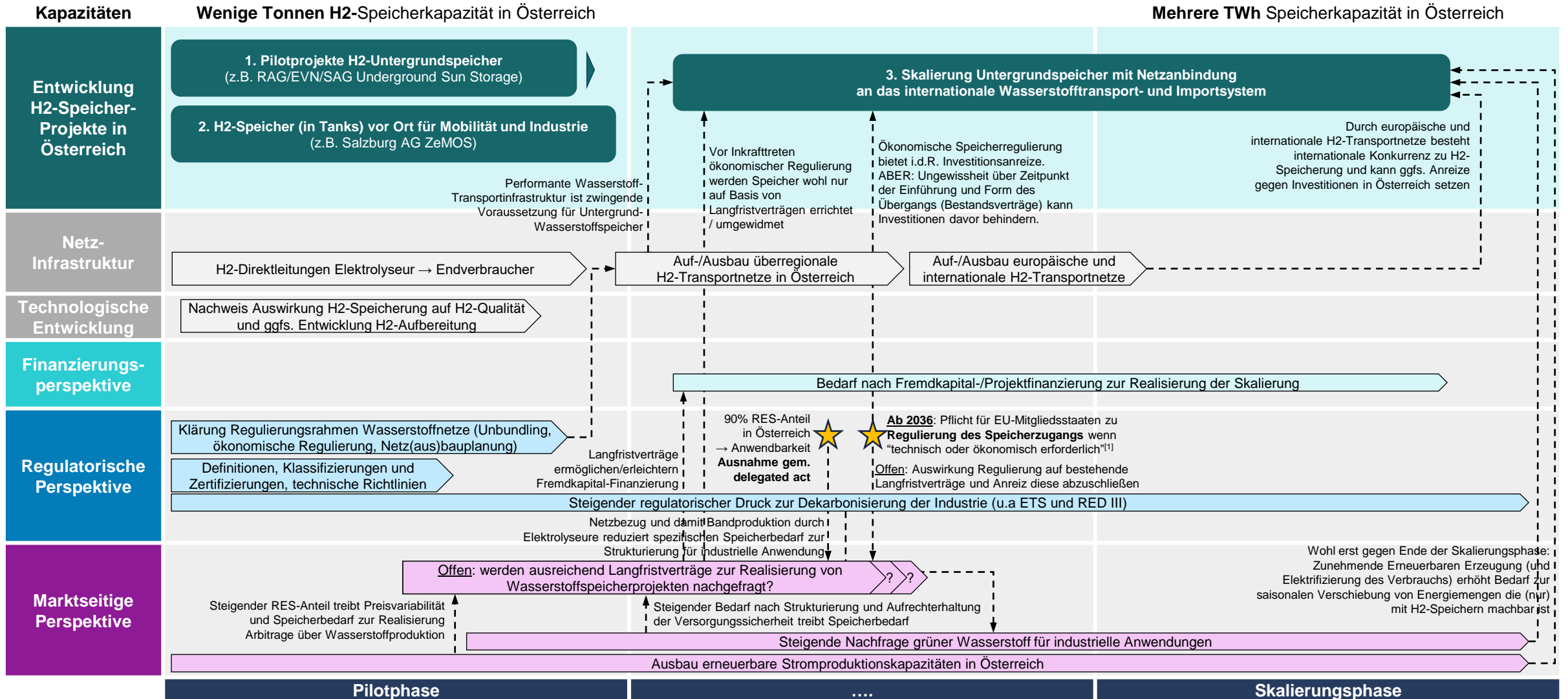
Roadmap Entwicklung Elektrolyseure in Österreich



Roadmap Entwicklung H2-Speicher in Österreich

Legende:

- █ Projekte
- ➡ Entwicklungen
- - - - ➡ Effekte



5.

Regulatorische Änderungen

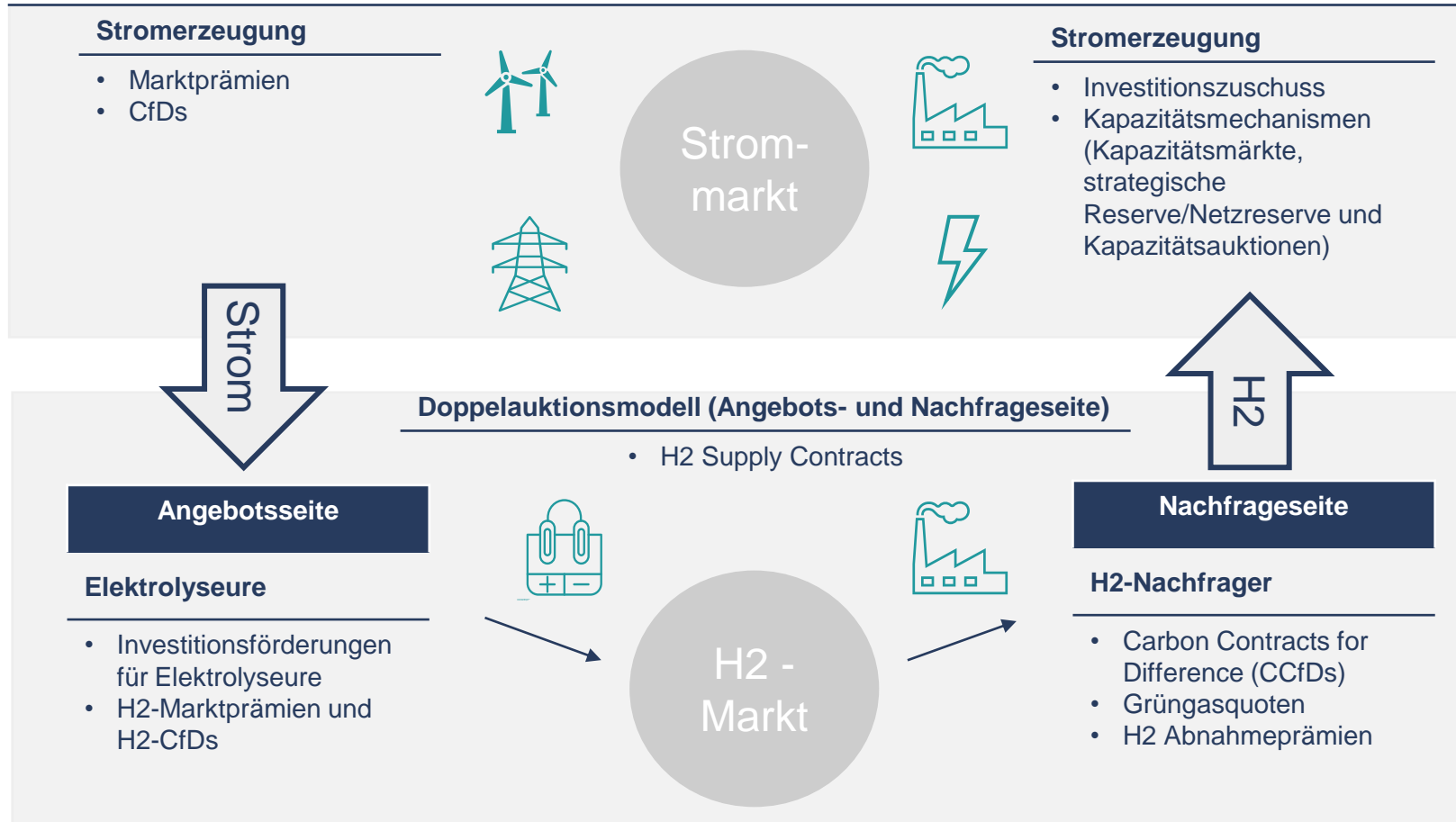
Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren
5.1	Marktrisiko: H2-produktion	▪ Wir zeigen eine Auswahl von Fördersystemen für Wasserstoffproduktionsanlagen auf.
5.2	Marktrisiko: Stromerzeugung	▪ Davon separat geben wir einen ersten Überblick über Fördersysteme für H2 in der Stromerzeugung.
5.3	Koordinationsproblem Infrastruktur	▪ Zuletzt stellen wir den derzeitigen Entwicklungsstand des Koordinationsproblems in der Infrastruktur dar.

Möglichkeiten für Fördermechanismen

Vernetzung von H₂- und Strommarkt führt zu beidseitigen Marktrisiken – Förderung kann an verschiedenen Stellen ansetzen, jedoch ist Risiko einer Überförderung zu bedenken



Interaktionen zwischen H₂- und Strommarkt



Marktrisiken

- Preisrisiko
- Mengenisiko
- Counterparty-Risiko
- Vertragsdauer

5.1

Long-List Marktrisiko – Wasserstoffherzeugung

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.
5.1	Marktrisiko: H2-Produktion	▪ Wir zeigen eine Auswahl von Fördersystemen für Wasserstoffproduktionsanlagen auf.
5.2	Marktrisiko: Stromerzeugung	▪ Davon separat geben wir einen ersten Überblick über Fördersysteme für H2 in der Stromerzeugung.
5.3	Koordinationsproblem Infrastruktur	▪ Zuletzt stellen wir den derzeitigen Entwicklungsstand des Koordinationsproblems in der Infrastruktur dar.

Long-List Marktrisiko – Wasserstoffherzeugung

Überblick

- **Beschreibung der verschiedenen Modelle zur Förderung (Risikoreduktion)**
 - **Angebotsseite: Investitionsförderung für Elektrolyseure**
 - **Angebots – und Nachfrageseite: H2 Supply contracts**
 - **Nachfrageseite: Grüngasquote**
 - **Nachfrageseite: CCfDs bzw. Klimaschutzverträge**
 - **Nachfrageseite: H2-Abnahmeprämien**

Angebotsseite – H₂-Marktprämien und H₂-CfDs

Angebotsseitige Auktionen über Fördermittel nehmen H₂-Erzeugern das Preisrisiko ab, doch überlassen den privaten Akteuren das Finden eines Abnehmers



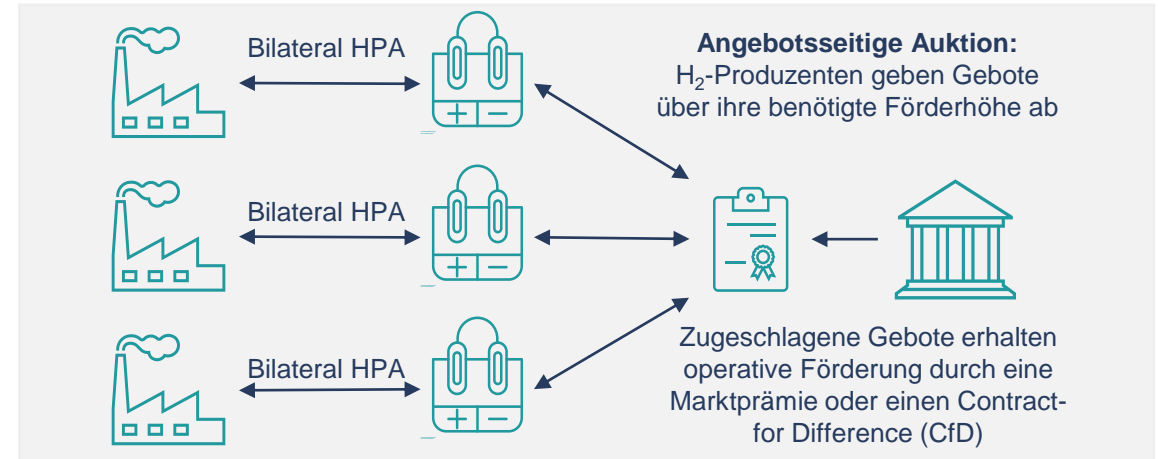
Ziel

- Ähnlich wie bei Erneuerbaren Energien können angebotsseitige Marktprämien und CfDs die Kostenlücke zur Investition in Elektrolysekapazität decken.
- Im Gegensatz zu H₂ Supply Contracts **übernimmt der Staat in diesem Modell lediglich das Preisrisiko, überlässt das Mengen- bzw. Counterparty-Risiko jedoch den Marktakteuren**



Funktionsweise

- Mithilfe von Auktionen schlägt der Staat den Bietern mit dem geringsten Förderbedarf eine Förderzahlung je produzierter Einheit (kg oder kWh) grünen Wasserstoffs zu
- **In der Hochlaufphase könnten vorab geschlossene bilaterale HPAs zur Teilnahmevoraussetzung werden** um sicherzustellen, dass in Abwesenheit eines umfassenden Leitungsnetzes im Gebotspreis eine Transportmöglichkeit berücksichtigt ist und H₂ Angebot und Nachfrage im Gleichlauf hochgefahren werden
- Es bestehen **verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung der Förderung**:
 - **Marktprämie**: Ein fixer Aufschlag auf den Marktpreis bietet Klarheit über finanzielle Belastung für den Staat, jedoch bleibt für den Produzenten ein Restrisiko bestehen
 - **CfD**: Ein CfD schreibt einen H₂-Preis fest und führt zu Auszahlungen an den Produzenten, wenn der erzielte Preis unter dem „Strike-Preis“ liegt. Dies bietet größere Sicherheit hinsichtlich erzielbaren Erlösen für den Produzenten
- Der Auktionator kann bei Bedarf steuern, in welchen Sektoren der erneuerbare Wasserstoff eingesetzt werden soll, indem er Zielnachfragesektoren oder sogar spezifische Anwendungen bzgl. der Vertragspartner definiert.



Einschätzung

- +
 - **Preisrisiko**: Der Staat nimmt Produzenten Risiken hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung (insb. bei CfD, in geringerem Maße bei fixer Marktprämie)
 - **Marktorientierung**: Produzenten treten in bilaterale Verträge mit Abnehmern ein und tragen damit verbundene Counterparty-Risiken selbst. Damit wird der Entstehung des Instrumentariums eines liquiden Marktes Vorschub geleistet.
 - **Kosten**: Geringere staatliche Risikoübernahme verringert Finanzierungsbedarf
- - **Restrisiken**: Die beschriebene Marktorientierung kann sich gleichzeitig nachteilig auswirken, da bleibende Counterparty-Risiken Investitionen hemmen können
 - **CfD-Referenzpreis**: Ohne einen liquiden Markt inkl. Marktpreis ist nicht klar wie der Referenzpreis für CfDs über für grünen Wasserstoff festgelegt werden soll

Doppelauktionsmodell – H₂ Supply Contracts

Im Doppelauktionsmodell übernimmt der Staat die Rolle des „Market Makers“ und führt in Abwesenheit eines liquiden Marktes Angebot und Nachfrage zusammen



Ziel

- H₂ Supply Contracts **schließen die Kostenlücke zwischen den Produktionskosten und der Zahlungsbereitschaft** für grünen Wasserstoff
- Ziel des Doppelauktionsmodells ist die Schaffung eines liquiden H₂-Marktes.
- Dazu **übernimmt Staat als Intermediär sowohl Preis- als auch Mengenrisiken** und befreit private Marktakteure damit weitgehend von relevanten Investitionshürden
- Zusätzlich ermöglicht die öffentliche Hand als Intermediär eine **Fristentransformation** zwischen Produzenten, die zur Projektfinanzierung langfristige Absatzverträge anstreben, und Abnehmern, die sich im Zuge des Markthochlaufs (noch) nicht langfristig binden wollen/können



Funktionsweise

- In Abwesenheit eines liquiden Marktes **übernimmt die öffentliche Hand die Rolle des „Market Makers“**. Dazu geht der Staat langfristige Abnahmeverträge mit Produzenten ein und verkauft die erworbenen Mengen in meist kurzfristigeren Verträgen an Abnehmer weiter
- Durch separate Auktionen auf der Produktions- und der Nachfrageseite werden die **günstigsten Produzenten mit den höchsten Zahlungsbereitschaften zusammengeführt**
- Bieter berücksichtigen in ihrem Gebot (soweit nicht durch einen Preisdeckel begrenzt) ihre OPEX und CAPEX sowie Transportkosten zu einem festgelegten Handelsplatz*
- Zugeschlagene Anbieter erhalten einen festen Förderbetrag für eine festgelegte Absatzmenge, während zugeschlagene Abnehmer dem Intermediär eine fixierte Menge zu einem geringeren, fixierten Preis abnehmen



Einschätzung

- +** **Risikominderung:** Volle Deckung von Preis- und Mengen-/Counterpartyrisiken sowohl für Produzenten als auch für Abnehmer reduziert Investitionsrisiken effektiv und ermöglicht Markthochlauf
- +** **Koordination:** Ohne bestehende Transportinfrastruktur koordiniert der Staat in der Hochlaufphase das Zusammenfinden von Angebot und Nachfrage
- **Marktorientierung:** Intermediär übernimmt jegliche Preis- und Mengenrisiken und hemmt die Entwicklung privater Risk-Hedging Mechanismen
- **Komplexität:** Komplexe Verträge und Vermarktung für den Intermediär
- **Kosteneffizienz:** Hoher staatlicher Finanzierungsbedarf da die gesamte Kostenlücke gedeckt wird und sämtliche Mengenrisiken übernommen werden

Nachfrageseite – H₂-Abnahmeprämien

Nachfrageseitige Auktionen ermöglichen einen anwendungsgetriebenen Markthochlauf, indem der Staat die Preisrisiken der Abnehmer übernimmt



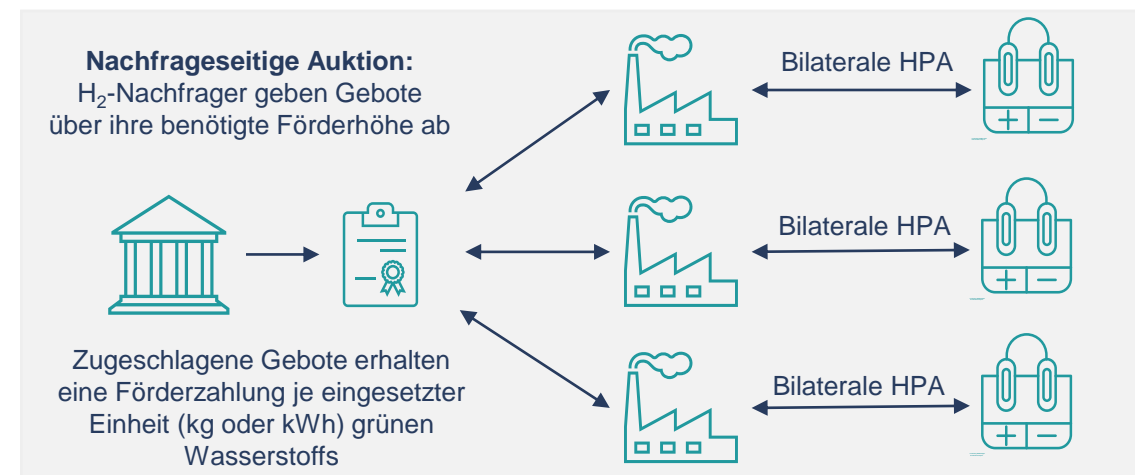
Ziel

- Das Ziel von H₂-Abnahmeprämien ist es den **Markthochlauf nachfrageseitig anzutreiben** indem Investitionen in Wasserstoffanwendungen gefördert werden
- Dazu **übernimmt der Staat wie bei angebotsseitigen H₂-Marktprämien das Preisrisiko, überlässt den Marktakteuren jedoch Mengengerisiken** und das Finden geeigneter Projektpartner



Funktionsweise

- Mithilfe von Auktionen schlägt der Staat den Bietern mit dem geringsten Förderbedarf eine Förderzahlung je eingesetzter Einheit (kg oder kWh) grünen Wasserstoffs zu
- Wie bei der angebotsseitigen Auktion kann **in der Hochlaufphase vorab geschlossene bilaterale HPAs zur Teilnahmevoraussetzung werden** um die Tragbarkeit des Vorhabens zu gewährleisten
- Wiederum besteht die **Möglichkeit zur Ausgestaltung als Marktprämie oder CfD**. Letzterer bietet umfänglichere Abdeckung des Preisrisikos, während erstere die durch den Staat zu tragenden Kosten klarer begrenzt.
- Den unterschiedlichen Förderbedarfen diverser Abnehmer kann durch separate Auktionen Rechnung getragen werden:
 - Für **bestehende H₂-Anwender** (etwa in der Industrie) kann z.B. der fossile H₂-Preis als Referenzpreis für einen CfD herangezogen werden
 - Für **neue H₂-Anwendungen** sind i.d.R. größere Förderbeträge erforderlich, weshalb sich eine separate Auktion mit höherem (potentiell anwendungsspezifischem) Referenzpreis anbietet



Einschätzung

- Preisrisiko:** Der Staat nimmt Abnehmern Risiken hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung (insb. bei CfD, in geringerem Maße bei fixer Marktprämie)
- Marktorientierung:** Abnehmer treten in bilaterale Verträge mit Produzenten ein und tragen damit verbundene Counterparty-Risiken selbst. Damit wird der Entstehung des Instrumentariums eines liquiden Marktes Vorschub geleistet.
- Kosten:** Geringere staatliche Risikoübernahme verringert Finanzierungsbedarf
- Restrisiken:** Die beschriebene Marktorientierung kann gleichzeitig nachteilig auswirken, da verbleibende Counterparty-Risiken Investitionen hemmen können
- Heterogenität:** Der Wettbewerb bei angebotsseitigen Auktionen kann höher und homogener sein als bei nachfrageseitigen Auktionen, weshalb die Ausgestaltung letzterer mehr Komplexitäten birgt

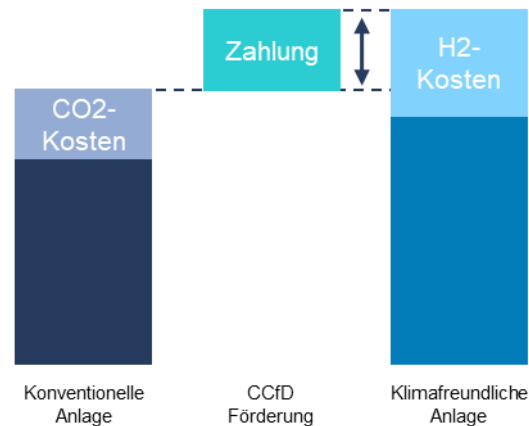
Nachfrageseite – Carbon Contracts for Difference (CCfDs)

CCfDs decken die Kostenlücke zwischen dem tatsächlichen CO₂-Preis und dem erforderlichen CO₂-Preis, um Wasserstoffanwendungen kompetitiv zu machen



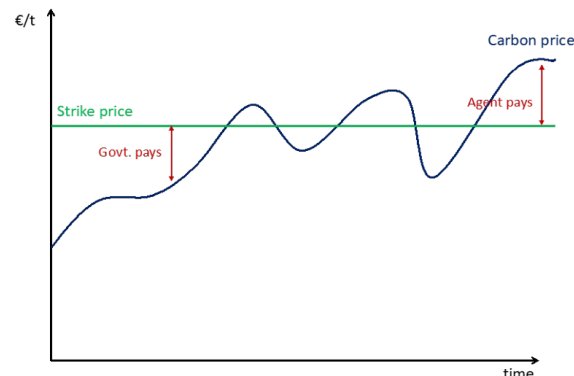
Ziel

- CCfDs sind eine spezifische Form **nachfrageseitiger CfDs**, die sich als **Referenzpreis auf den CO₂-Preis bezieht**
- Sie **reduzieren die Investitionsrisiken** für grüne Prozessumstellungen, **deren Wirtschaftlichkeit einen hohen CO₂-Preis voraussetzt**.
- Sie **finanzieren die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion** im Vergleich zur Referenztechnologie und dienen als Absicherungsmechanismus für Unternehmen.



Funktionsweise

- CCfDs dienen als **Absicherung gegen schwankende CO₂-Preise**.
- Im Rahmen eines CCfD-Systems wird Investoren vom Staat ein **CO₂-Preis garantiert**, der für die Finanzierung ihres Projekts erforderlich ist.
- Liegt der tatsächliche CO₂-Preis unter dem festgelegten Preis, erhält das Projekt für jede verdrängte Einheit CO₂ einen **Ausgleich für die Differenz**.



Höhe der Förderung

1

Das Unternehmen berechnet seine Transformationskosten und legt diese auf die Tonne Grundstoff um. Daraus ergeben sich die **Mehrkosten (€/t_{GS})**. Mehrkosten bei Investitionen [Δ CAPEX] werden dafür annualisiert und zusammen mit den Mehrkosten beim Betrieb [Δ OPEX] auf das Produktionsvolumen umgelegt.

$$\text{Mehrkosten (€/t}_{\text{GS}}) = \frac{\Delta \text{CAPEX}}{t_{\text{GS}}} + \frac{\Delta \text{OPEX}}{t_{\text{GS}}}$$

2

Die **CO₂-Minderungskosten (€/t CO₂)** sind der Quotient aus den Mehrkosten (€/t_{GS}) und der CO₂-Minderung, die sich aus der Umstellung der Produktion von Referenz- [x] auf Klimaschutztechnologie [y] ergeben.

$$\text{CO}_2\text{-Minderungskosten (€/t CO}_2) = \frac{\text{Mehrkosten (€/t}_{\text{GS}})}{\text{Minderung der CO}_2\text{-Emissionen [x-y] (t CO}_2\text{/t}_{\text{GS}})}$$

3

Auf Basis der CO₂-Minderungskosten (€/t CO₂) wird ein CCfD zwischen Unternehmen und Staat geschlossen. Um den effizienten Einsatz staatlicher Mittel zu gewährleisten besteht hier die **Möglichkeit zur Vergabe durch eine Auktion**.



Staat



Unternehmen

4

Der Vertragspreis (bzw. Gebotspreis) ist die Grundlage für die Berechnung einer dynamischen Förderungszahlung (Klimaschutzprämie). Die **Dynamisierung** soll den Einfluss von über die Zeit schwankenden Mehrkosten ausgleichen.

$$\text{Dynamisierung} = f(\text{Mehrkosten, Zeit})$$

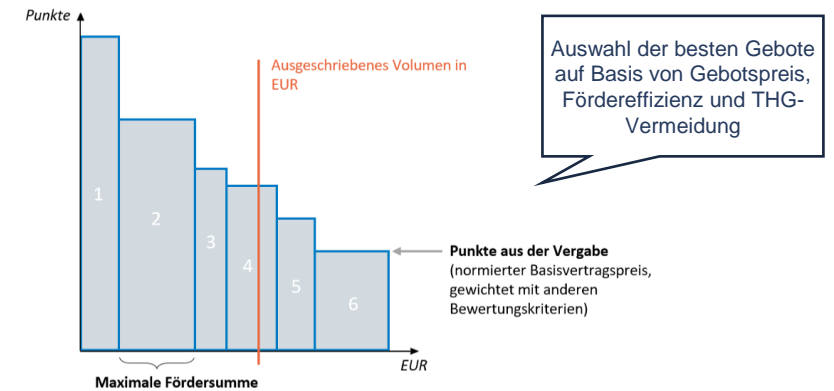


Nachfrageseite – Exkurs: Klimaschutzverträge in Deutschland

In Deutschland werden CCfDs aktuell in Form von *Klimaschutzverträgen* implementiert – via Auktionen werden dynamische Förderprämien über 15 Jahre vergeben

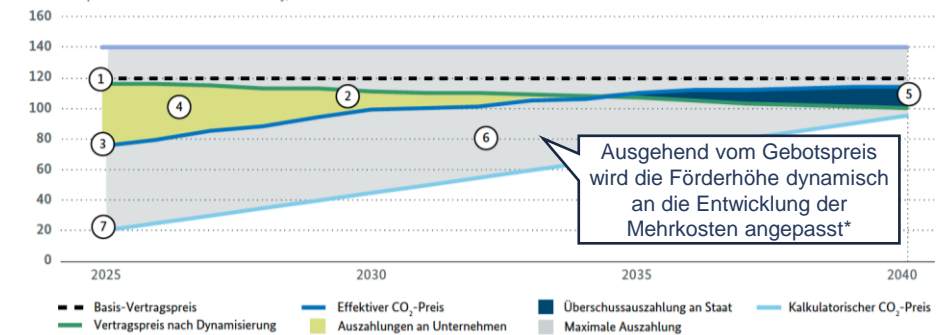
Berechtigung zur Teilnahme 	1	Unternehmen, die eine klimafreundliche Anlage in der emissionsintensiven Industrie errichten und betreiben wollen, (z.B. in den Branchen Glas und Keramik, Grundstoffe, Kalk und Zement sowie Stahl und Lebensmittel).
	2	Die Anlage muss am Ende mindestens 90 Prozent weniger CO₂-Äquivalent emittieren können als die aktuell emissionseffizienteste konventionelle Anlage (ETS-Referenzanlage).
	3	Die Projektgröße gemessen an den jährlichen THG-Emissionen im Referenzsystem (ETS-Referenzanlage) beträgt mind. 10 kt CO₂-Äq. pro Jahr .
Gebotsverfahren 	1	Der Bieter berechnet seine Förderlücke , indem er die betriebswirtschaftliche Kalkulation einer konventionellen Anlage mit der einer klimafreundlichen Anlage vergleicht und gibt basierend darauf ein Gebot ab .
	2	Für jedes Vorhaben wird eine Punktzahl aus zwei Bewertungskriterien berechnet. a. Fördereffizienz (berechnet aus Gebotspreis und anderweitig erhaltenen Förderungen) b. Relative THG-Vermeidung in den ersten fünf Jahren
	3	Zugeschlagene Gebote erhalten einen Klimaschutzvertrag über 15 Jahre
Entwicklung der Förderhöhe über die Laufzeit 	①	Das Unternehmen bietet einen Basis-Vertragspreis
	②	Dieser wird dynamisch angepasst , entsprechend der Preisentwicklung bei den in der klimafreundlichen Anlage eingesetzten Energieträgern
	③	Abgezogen wird der effektive CO₂-Preis . Dieser ergibt sich aus der Differenz von 1. Kosten des nicht von frei zugeteilten CO ₂ -Zertifikaten gedeckten Teils der THG-Emissionen der Referenzanlage und 2. Erlösen der geförderten Anlage infolge der Veräußerung frei zugeteilter CO ₂ -Zertifikate.
	④	Das führt zu Auszahlungen an das Unternehmen bzw. ⑤ Überschusszahlungen an den Staat
	⑥	Die graue Fläche zeigt die maximale Auszahlung , die zum Zeitpunkt des Gebots berechnet wird. ⑦ Diese sinkt jährlich, da mit einem steigenden CO₂-Preis gerechnet wird.

Gebotsverfahren



Illustrative Entwicklung der Förderhöhe über die Laufzeit

Förderhöhe pro Produkteinheit im Zeitverlauf, in EUR



Nachfrageseite – Grüngasquote

Grüngasquoten sind ein eher marktbasierter Ansatz, bergen jedoch das Risiko von hohen Preisschwankungen

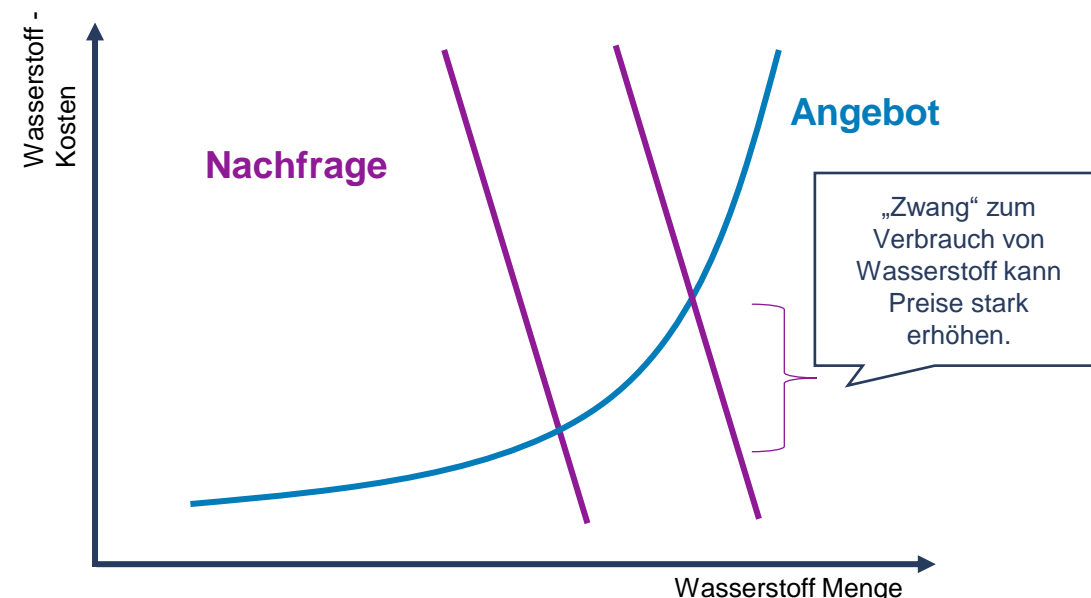


Ziel und Funktionsweise

- Allgemein, oder auch nur für gewisse Abnehmer, wird ein gewisser **Verbrauch von Wasserstoff und/oder grünen Gasen** aus dem Inland und/oder Ausland **vorgeschrieben**.
- Dies führt zu einer **gesicherten Nachfrage**, und ceteris paribus **höheren Preisen**, wodurch ggf. ein Business Case für Elektrolyseprojekte entsteht.

Einschätzung

- Kein Aufwand für öffentliche Hand:** Die öffentliche Hand muss selber keine Transferleistungen leisten (was nicht bedeutet, dass Grüngasquoten keine Kosten verursachen).
- Ökonomische Effizienz:** Quoten können z.B. offen lassen, durch wen H₂ produziert wird, wodurch sich Effizienzvorteile ergeben können.
- Marktorientierung:** Angebot und Nachfrage müssen sich gegenseitig finden, die öffentliche Hand greift nicht weiter ein.
- Preisvolatilität:** Gerade enge Quoten, z.B. für inländisches H₂, können die Preise schnell erhöhen, jedoch bei einem Nachziehen des Angebots auch schnell wieder zu sinkenden Preisen führen.
- Carbon Leakage:** Wird die Quote für preissensitive Abnehmer (z.B. Industrie) vorgeschrieben, so kann es zur Abwanderung von Produktion in Gebiete ohne betreffende Grüngasquoten kommen - mitsamt einer entsprechenden Erhöhung der dortigen Nutzung fossiler Gase und daraus resultierender Emissionen.
- Komplexität:** Die Administration von Quoten ist durchaus auch komplex.
- Strafpreise:** für Nichterfüllung der Quoten setzen implizit einen Preis für grünes Gas.



RFNBO-Quoten in RED III

- Die vorläufige Einigung zur Reform der EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) sieht **RFNBO-Beimischquoten in den Sektoren Verkehr und Industrie** vor



Der in der Industrie eingesetzte Wasserstoff muss bis **2030 zu 42%** und bis **2035 zu 60%** aus **RFNBOs** stammen



Die für den Verkehrssektor bereitgestellten erneuerbaren Energieträger müssen bis **2030 mindestens 1% RFNBOs** aufweisen











Hintergrund / Exkurs

Aus Sicht der öffentlichen Hand haben Angebots- und Nachfrageförderungen für Wasserstoff ihre spezifischen Vor- und Nachteile

Förderungsart

Angebotsförderung	Hybrid	Nachfrageförderung	
		Wasserstoffspezifisch	Nicht Wasserstoffspezifisch
<ul style="list-style-type: none"> Investitionsbeihilfen H2-Marktpremien und H2-CfDs 	<ul style="list-style-type: none"> H2 Supply contracts 	<ul style="list-style-type: none"> Steuererhöhung Alternativen/ Steuer-reduktion für Wasserstoff CCfDs bzw. Klimaschutzverträge H2-Abnahmeprämien 	<ul style="list-style-type: none"> CO2-Preis oder Steuer Grüngasquote





















Angebotsförderung Nachfrageförderung

 (Um)Verteilungswirkung vs. Ökonomische Effizienz 	<ul style="list-style-type: none"> Die gesetzten Ziele sollen mit möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten erreicht werden. Kann auch bedeuten: es werden nicht nur die direkten Kosten einer Fördermaßnahme berücksichtigt, sondern auch (soweit möglich) die Kosten von Verzerrungen, welche durch die Maßnahme entstehen.
 Technologieneutralität 	<ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich sollte Wasserstoff dort eingesetzt werden, wo eine Dekarbonisierung nicht anderweitig einfacher durchgeführt werden kann. Neben stofflicher Nutzung wird der Schwerverkehr als einer der hauptsächlichen Anwendungsgebiete gehandelt, der Vergleich zum PKW zeigt jedoch, dass die batterieelektrische Anwendung kostengünstiger sein kann.
 Carbon Leakage 	<ul style="list-style-type: none"> In Sektoren wie z.B. der Raumwärme besteht kein Carbon Leakage Risiko Möglicherweise beträchtliches Risiko: bei erhöhter Nutzung von teureren Energieträgern oder einer höheren Besteuerung; bei industriellen Hochtemperaturanwendungen, oder im Bereich der Luftfahrt
 Finanzielle Bürde für Staatshaushalt 	<ul style="list-style-type: none"> Verschiedene Fördersysteme haben unterschiedliche Effekte auf den Staatshaushalt. Quoten für grünen Wasserstoff führen beispielsweise zu keiner direkten Belastung, wohingegen Investitionszuschüsse je nach Mechanismus und Technologie beschränkte oder hohe Kosten haben, die umgelegt werden müssen.
 Grundbedürfnis-Dilemma 	<ul style="list-style-type: none"> Anwendungsfälle wie Mobilität und Raumwärme sind verteilungspolitisch eher sensibel, sodass bei diesen ein besonderes Augenmerk auf der Preisentwicklung liegt. Andere Anwendungen, wie z.B. die Luftfahrt, sind möglicherweise weniger sensibel.

Mögliche Regulatorische Maßnahmen - Elektrolyseure

Die Fördermechanismen für Elektrolyseure unterscheiden sich hinsichtlich der Aufteilung von Risiken zwischen privaten Akteuren und der öffentlichen Hand.

 Erzeuger  Öffentliche Hand

	Risikoaufteilung (Staat vs. Privat) aus Erzeuger-Perspektive				Weitere Bewertungskriterien			Erklärung / Kommentar
	Preisrisiko	Mengenrisiko	Counterparty-Risiko	Fristentransformation	Markt-orientiert	Kosten / Risiko für öff. Hand	Risiko Carbon Leakage	
Investförderung					✓	Vergleichsweise gering	Nein	<ul style="list-style-type: none"> Investitionsförderung belässt alle Risiken beim Elektrolyseurbetreiber, und wird daher generell als „minimalinvasive“ Förderlösung betrachtet, welche die geringstmöglichen Marktverzerrungen verursacht. Ist bei größeren und über längere Zeit bestehenden Förderlücken oft nicht ausreichend oder müsste zu großzügig bemessen werden
Grüngasquote					✓	keine	Ja	<ul style="list-style-type: none"> Schreibt die Verwendung grüner Gase vor, und erzwingt somit deren Verwendung. Kann daher die Preise für (grün)Gas stark erhöhen, und Industrieabwanderung (Carbon Leakage) verursachen.
Marktprämien					✓	Mittel	Nein	<ul style="list-style-type: none"> Marktprämien bedeuten eine Zuzahlung zu ggf. vorhandenen Markterlösen. In Ermangelung eines Marktpreises werden die Zuzahlungen zu H₂ aktuell unabhängig vom erzielten Marktpreis gewährt.
CfDs					✓	Mittel	Nein	<ul style="list-style-type: none"> CfDs garantieren dem Elektrolyseur einen Abnahmepreis für den Wasserstoff. Mindererlöse relativ zum garantierten Abnahmepreis werden durch Zuzahlungen, Mehrererlöse durch Rückzahlungen ausgeglichen (Im Falle des zweiseitigen CfDs).
Doppelauktion				 (optional)	✗	Hoch	verhindert ggf. Carbon Leakage	<ul style="list-style-type: none"> Öffentliche Hand tritt als „Market Maker“ auf - der Staat geht langfristige Abnahmeverträge mit Produzenten ein und verkauft die erworbenen Mengen in meist kurzfristigeren Verträgen an Abnehmer weiter. So spielt der Staat auch eine Rolle bei der Koordination von Angebot und Nachfrage. Dieses Vorgehen ist komplex und eher neu, und belässt nicht unerhebliche Risiken bei der öffentlichen Hand.

5.2

Long-List Marktrisiko – Stromerzeugung

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt.
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.
5.1	Marktrisiko: H2-produktion	▪ Wir zeigen eine Auswahl von Fördersystemen für Wasserstoffproduktionsanlagen auf.
5.2	Marktrisiko: Stromerzeugung	▪ Davon separat geben wir einen ersten Überblick über Fördersysteme für H2 in der Stromerzeugung.
5.3	Koordinationsproblem Infrastruktur	▪ Zuletzt stellen wir den derzeitigen Entwicklungsstand des Koordinationsproblems in der Infrastruktur dar.

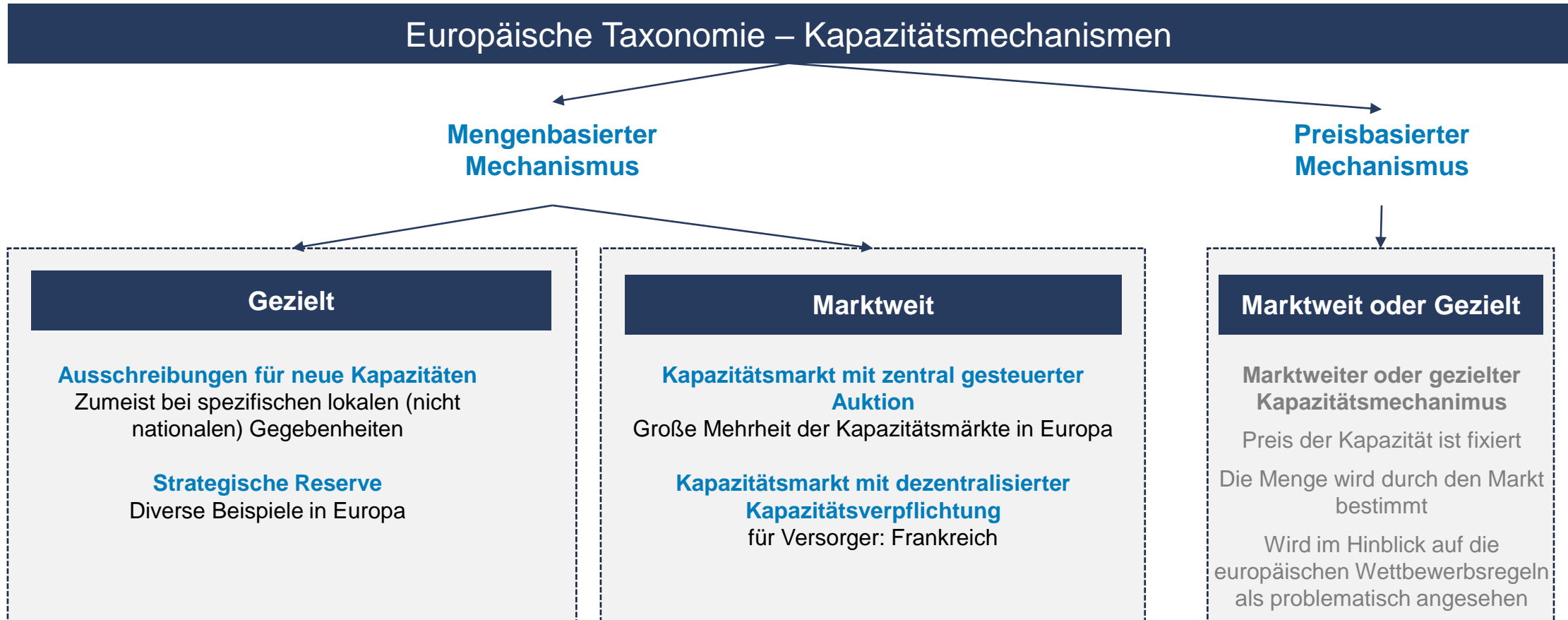
Long-List Marktrisiko – Stromerzeugung

Überblick

- Beschreibung der verschiedenen Modelle zur Förderung (Risikoreduktion)
 - Stromerzeugung: Investitionszuschuss
 - Stromerzeugung: Kapazitätsmechanismen (Kapazitätsmärkte, strategische Reserve/Netzreserve und Kapazitätsauktionen)

Grundtypen Europäischer Kapazitätsmechanismen

Die Taxonomie der Kommission beschreibt vier erlaubte Grundtypen von Kapazitätsmechanismen



Stromerzeugung – Kapazitätsauktionen für H₂-Kraftwerke

Kapazitätsauktionen ergänzen die Erlöse, die H₂-Kraftwerke in den diversen Märkten erzielen, um wirtschaftliche Investitionen in Kraftwerkskapazität zu ermöglichen



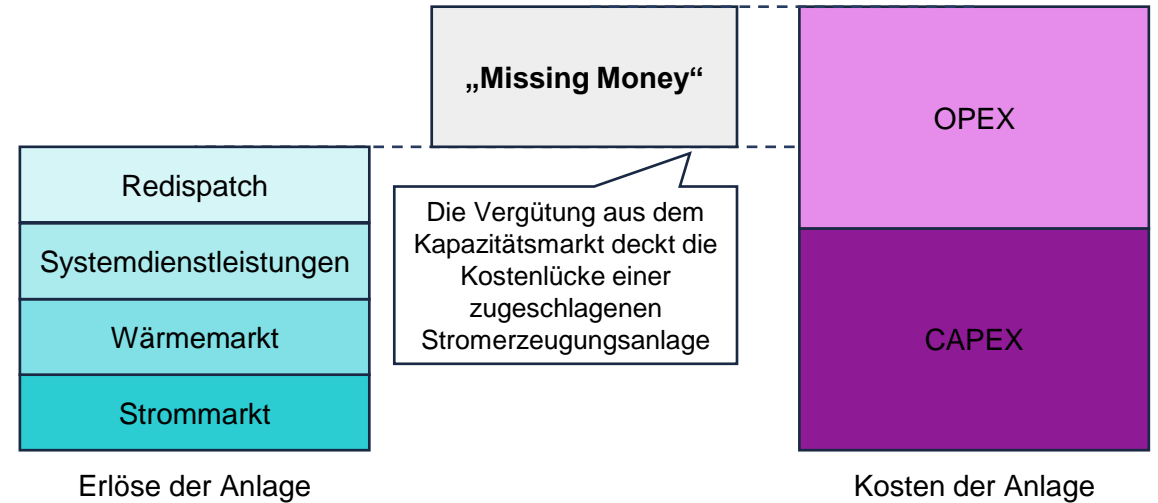
Ziel

- H₂-Kraftwerken kommt im zukünftigen Stromsystem als steuerbare und klimaneutrale Erzeugungseinheiten eine wesentliche Rolle mit Blick auf die Versorgungssicherheit zu
- Aufgrund voraussichtlich begrenzter Vollaststunden bei gleichzeitig hohen CAPEX sowie OPEX (abhängig von H₂-Preisen) Kosten ist eine **Finanzierung über den „Energy Only Markt“ schwer möglich**
- **Kapazitätsauktionen** schaffen Abhilfe indem sie die **Bereitstellung steuerbarer Kapazität vergüten** und somit rentable Investitionen ermöglichen



Funktionsweise

- Ein wesentliches Gestaltungsmerkmal besteht in der **Teilnahmeberechtigung diverser Technologien** an der Kapazitätsauktion
 - Grundsätzlich sieht das EU-Recht vor, dass Kapazitätsmärkte **technologieneutral** gestaltet werden.
 - Da H₂-Kraftwerke in diesen Auktionen jedoch noch nicht wettbewerbsfähig sind, scheinen **H₂-spezifische Auktionen** unter Umständen möglich (siehe DE)
- Eine weitere zentrale Entscheidung besteht hinsichtlich der **Art der Remuneration** zugeschlagener Anlagen
 - Grundsätzlich erfordern Kapazitätsmärkte eine **leistungsbezogene Vergütung** (d.h. €/MW), um keine verzerrenden Marktanreize zu setzen.
 - Im Hinblick auf H₂ bestehen jedoch zusätzlich zu hohen Investitionskosten aktuell noch hohe Brennstoffkosten, die einen wirtschaftlichen Betrieb erschweren
 - Um dennoch verzerrende arbeitsbezogene Vergütung zu vermeiden, könnte eine **Kapazitätsauktion um operative Förderungen, wie etwa CCfDs, ergänzt** werden



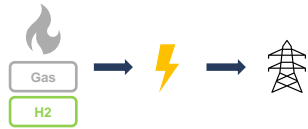
Einschätzung

- +
 - **Effektivität:** Ein gut ausgestalteter Kapazitätsmarkt kann durch eine angemessene Vergütung einen wesentlichen Beitrag zum Aufbau von H₂-Rückverstromungskapazität leisten. Allerdings sind ggfs. begleitende operative Förderungen (z.B. CCfDs) erforderlich, solange H₂ als Brennstoff unkompetitiv teuer ist.
- - **Komplexität:** Gegenwärtig besteht in AT kein Kapazitätsmarkt. Eine EU-rechtskonforme Implementierung würde beträchtliche Ressourcen und Zeit bedürfen.
 - **Potenzielle Marktverzerrungen:** Schließt die Kapazitätsauktion andere Technologien aus, oder vergütet Arbeit anstelle von Leistung, kann es zu beträchtlichen Marktverzerrungen kommen

Stromerzeugung – Exkurs: Ausschreibung von H₂-Kapazitäten in DE

Die deutsche *Kraftwerksstrategie* soll durch Ausschreibungen bis zu 24 GW steuerbarer H₂-Stromerzeugungskapazitäten auf den Markt bringen

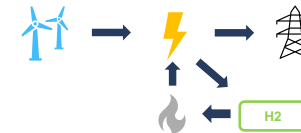
1 H2-Ready-Kraftwerke



2 H2-Sprinter-Kraftwerke



3 H2-Hybrid-Kraftwerke



Merkmale

- Neue oder bestehende Kraftwerke, die zunächst für einen begrenzten Zeitraum mit Erdgas betrieben werden und bis spätestens 2035 auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden müssen

- Einsatz von grünem H₂ bzw. seinen Derivaten (z.B. Ammoniak) zur Stromerzeugung
- Ziel sind Standorte mit frühzeitig verfügbarer H₂-Infrastruktur (regionales Netz, Speichermöglichkeit, Importmöglichkeit, etc.)

- EE-Anlage mit angebundenem H₂-Speicher und Kraftwerk zur Rückverstromung
- H₂ wird vor Ort produziert und ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt

Volumen

- Ausschreibung über **10 GW** zwischen 2024 – 2026, wovon 6 GW für neue Kraftwerke reserviert sind
- Potentielle Ausschreibung über **weitere 5 GW nach Evaluierung**

- Ausschreibung von **4,4 GW** zwischen 2024 – 2028 nach § 39p EEG

- Ausschreibung über **4,4 GW** nach § 39o EEG, Zeitrahmen noch unklar

Timeline



Offene Fragen

- Wann starten die Auktionen in 2024?
- Wird die Ausschreibung **Leistung oder Arbeit vergüten**?
- Für H2-Ready-Kraftwerke: Wie wird der **Übergang zu / Einsatz von H2 ohne Marktverzerrungen incentiviert**?
- Wo werden die neuen Kapazitäten** angesichts bestehender Nord-Süd Engpässe **angesiedelt**?
- Wie interagiert diese Maßnahme mit der Diskussion bzgl. **lokalen Preissignalen**?

Diskussion Vor- und Nachteile

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Vergütung von Kapazität bieten unterschiedliche Vor- und Nachteile für Stromerzeuger

	Vorteile für Stromerzeuger	Nachteile für Erzeuger	Möglicher Standpunkt von E-Control / Kommission
Kapazitätsmarkt	Kapazitätszahlung für neue und bestehende Erzeugungskapazitäten	Kapazitätspreis kann stark schwanken	
Strategische Reserve / Netzreserve	Ggf. am einfachsten durchzusetzen	Streng regulierter Ansatz, mit relativ wenigen Möglichkeiten für Upside – keine Teilnahme am Strommarkt	Oft als „minimalinvasiver“ Ansatz zunächst bevorzugt
Direkte Auktion von Kapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> – Weitgehende Planungssicherheit – Chance, Kraftwerke auch auf Strommarkt einsetzen zu können 	Ergebnis der Auktionen kann Unvorhersehbar sein	Aus Beihilfensicht möglicherweise mit Problemen behaftet (z.B. nicht technologieneutral).

5.3

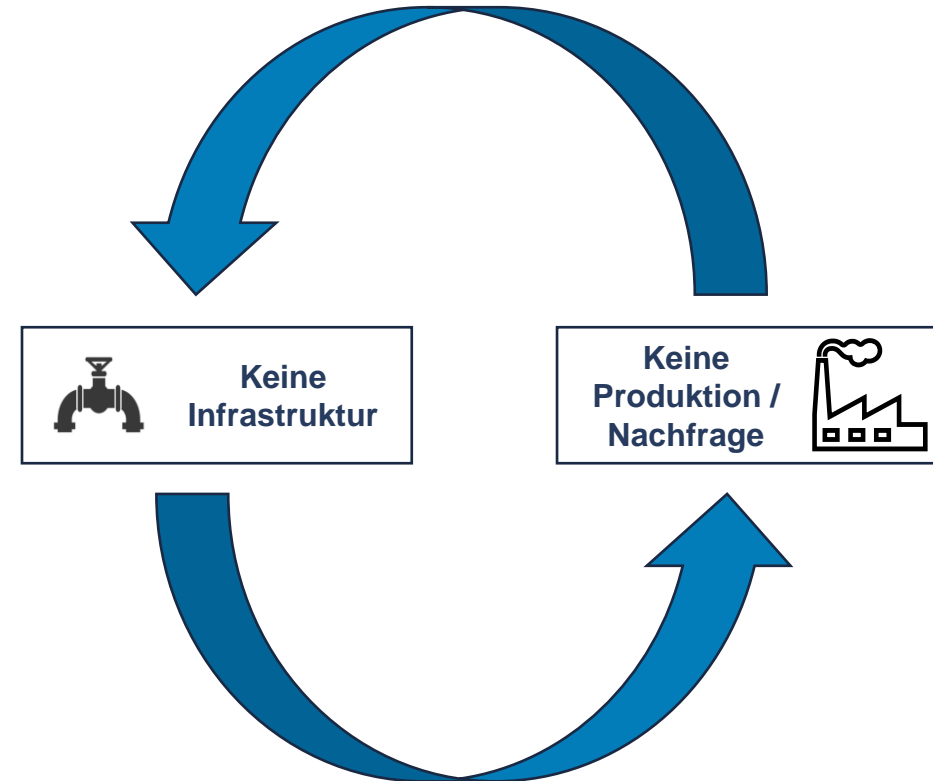
Koordinationsproblem Infrastruktur (Netze & Speicher)

Kapitel		
0	Executive Summary	▪ Die Zusammenfassung der Studienergebnisse wird in der Gesamtstudie vorangestellt.
1	Einleitung	▪ Einleitend erläutern wir das Ziel und den Kontext der Studie. Dann stellen wir die betrachteten Wasserstofftechnologien und Funktionen dar.
2	Beschreibung aktueller Projekte	▪ In einem ersten Schritt betrachten wir, welche Projekte bereits in der Elektrizitätswirtschaft zu Wasserstoff geplant oder durchgeführt werden.
3	Analyse von Treibern und Hürden	▪ Darauf aufbauend diskutieren wir die Treiber und Hürden für die jeweiligen Projekttypen für die Pilot- und die Skalierungsphase.
4	Roadmaps zur Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor	▪ Ergebnis der Analyse der identifizierten Projekte und ihrer Treiber und Hürden ist die Ausarbeitung von Roadmaps, die die verschiedenen Dimensionen und Komponenten zum Einfluss von Wasserstoff im Stromsektor im Zeitverlauf darstellt
5	Übersicht über mögliche regulatorische Änderungen	▪ Abschließend wird eine Übersicht gegeben, welche Fördersysteme und regulatorischen Änderungen möglich sind, um diese Roadmap zu realisieren.
5.1	Marktrisiko: H2-produktion	▪ Wir zeigen eine Auswahl Fördersystemen für Wasserstoffproduktionsanlagen auf.
5.2	Marktrisiko: Stromerzeugung	▪ Davon separat geben wir einen ersten Überblick über Fördersysteme für H2 in der Stromerzeugung.
5.3	Koordinationsproblem Infrastruktur	▪ Zuletzt stellen wir den derzeitigen Entwicklungsstand des Koordinationsproblems in der Infrastruktur dar.

“Henne-Ei” Problem

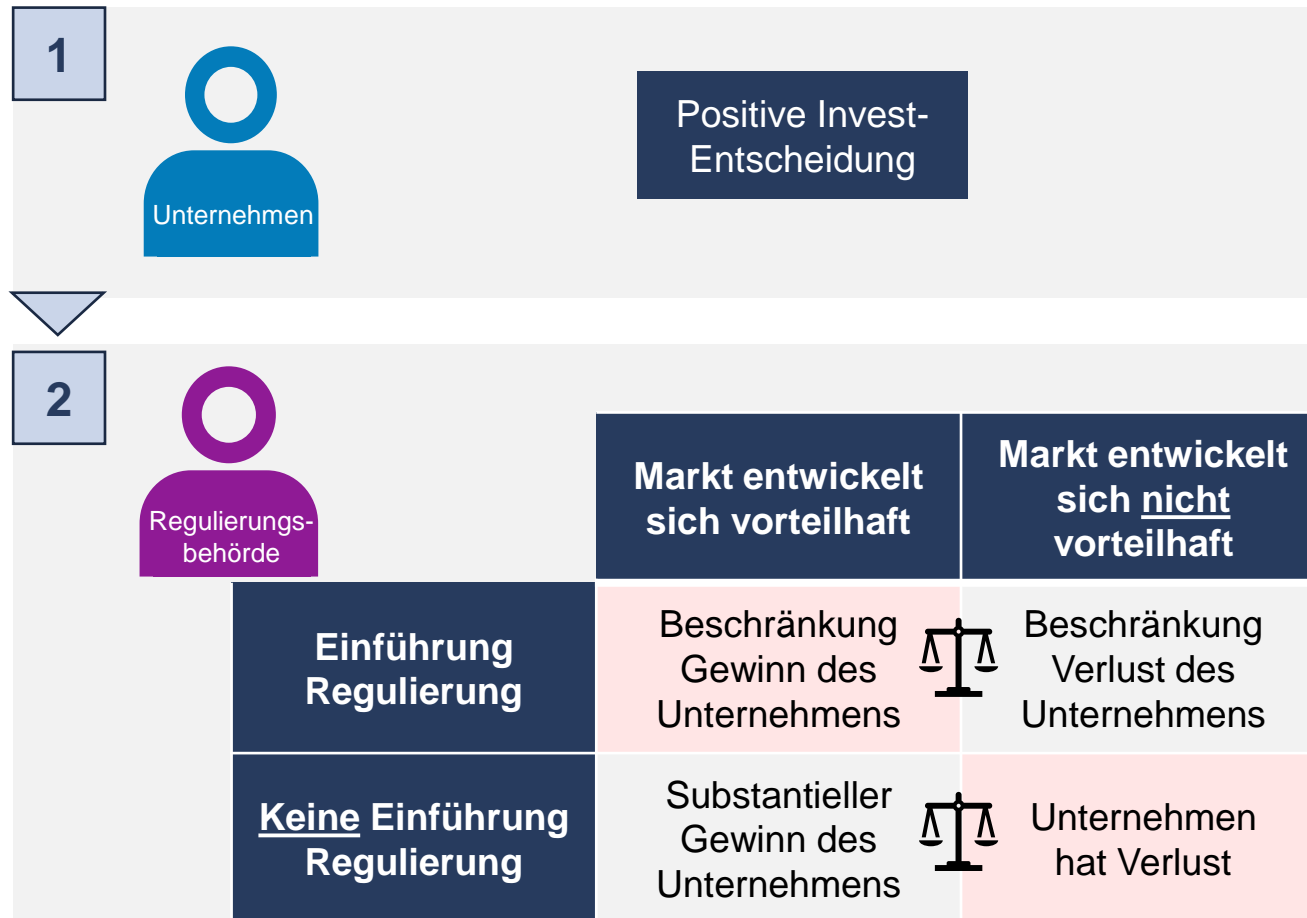
Das Koordinationsproblem besteht zum einen darin, dass Unklarheit im Bedarf besteht...

- Fehlende Infrastruktur ist eine Barriere für Anwendungsfälle – Fehlende Anwendungsfälle sind eine Barriere für zusätzliche Infrastruktur
- Lösungsmöglichkeiten fokussieren sich darauf, die **Unsicherheit der Nachfrage- und Angebotsentwicklung zu reduzieren**.
 - **Private bilaterale Langfristverträge** (war der Ansatz bei der Aufbau der Gasinfrastruktur in den letzten Jahrzehnten)
 - **Schritt- für Schritt Ansatz:** Entwicklung von kleinen/begrenzten Wasserstoffclustern. Später Verbindung der Cluster durch Infrastruktur. Bei Bedarf Förderung, um dadurch entstehenden H2-Markt zu „erzwingen“
 - **Koordination der Planungsprozesse Netz/ Erzeugung:** Abstimmung der Planungsprozesse für Netzentwicklungsplan und Förderplan für Elektrolyseure bzw. Stromerzeugungskapazitäten.
 - **Entgeltregulierung:** Infrastrukturkosten könnten zeitlich versetzt auf Kunden umgelegt werden, Infrastrukturbetreiber haben weniger Risiko



Grundlegendes Hold-up Problem

Der Ansatz einer Regulierung oder nicht-Regulierung sollte von Anfang an glaubwürdig kommuniziert werden, sonst besteht das Risiko von Investitionszurückhaltung.

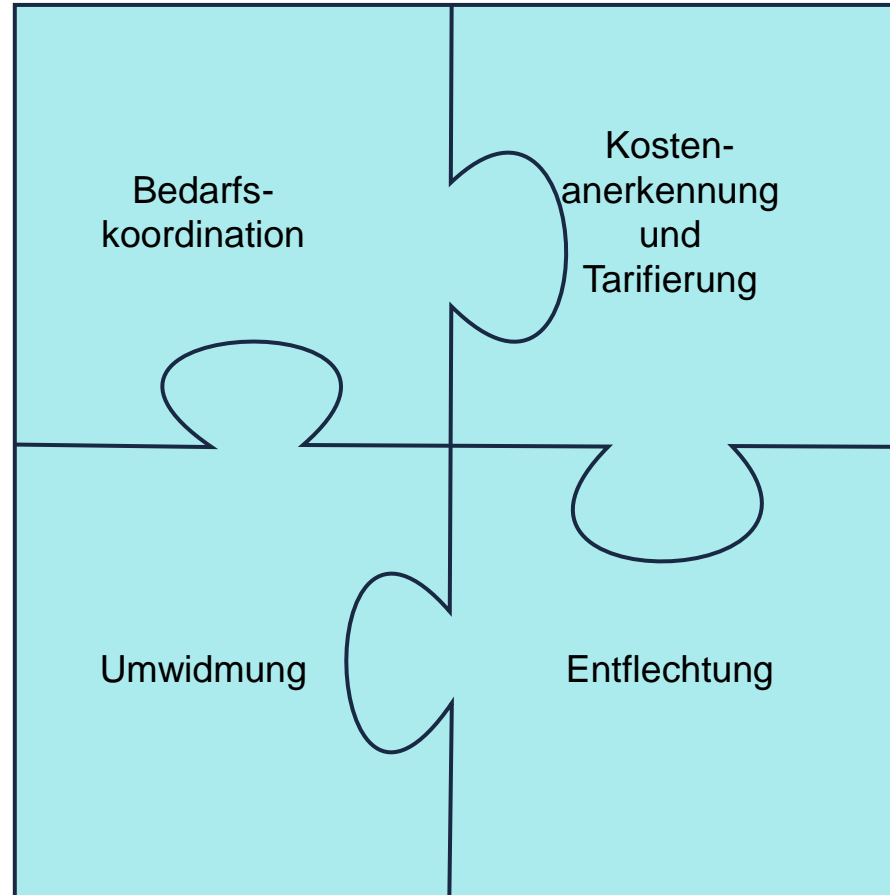


- Aus Sicht der Investoren in H2 Netze und Speicher besteht **Unsicherheit** darüber, ob die Infrastrukturen hinreichend ausgelastet sein werden.
- Ohne **regulatorische Kostenanerkennung** würden die Unternehmen das Risiko nur für eher wenige und entsprechend lohnende Projekte eingehen
- Wenn jedoch die Aussicht darauf besteht, (nur) im Erfolgsfall reguliert zu werden, und im Misserfolgsfall ggf. keine Kosten umlegen zu können, so werden die Unternehmen weniger oder nicht investieren
- Der **Regulator muss glaubhaft versichern**:
 - Im Falle einer Regulierung auch im Fall einer Unterauslastung eine Kostenanerkennung zu erlauben,
 - Im Falle einer Marktlösung, die Unternehmen eine angemessene Risikoprämie verdienen zu lassen, wenn sich der die Auslastung der Infrastruktur gut entwickelt
- Anderenfalls besteht das **Risiko**, dass Unternehmen **nicht investieren**

Aktuell Österreichischer regulatorischer Ansatz und offene Fragen

Der Regulierungsrahmen muss die Handhabung zu Bedarf, Tarifierung, Entflechtung, Umwidmung, und weiteren Komponenten festlegen, um Rechtssicherheit zu gewähren

- Im ÖNIP, durch AGGM und in anderen Berichten wurden Bedarfsszenarien für eine Wasserstoffinfrastruktur erstellt
 - Einzelne Projekte wurden vorgestellt
 - Infrastrukturbedarf wird anhand von Umfragen festgestellt
 - **Unklar ist, wie die regulatorische Anerkennung abläuft und welche Projekte anerkannt werden sollen**
-
- Umwidmung wird absehbar eine relevante Rolle spielen
 - **Unklar ist, wer Projekte zur Umwidmung vorschlagen darf (ggf. gibt es divergierende Interessen zwischen Leitungseigentümer und Bedarf einer umgewidmeten Leitung)**
 - **Auch ist unklar, wie der Wert der Leitung bei Umwidmung bestimmt wird**



- Regulatorisch festgelegte Tarife oder Erlösobergrenzen müssen a) Kostendeckung, der Netzbetreiber und b) den graduellen Anstieg von H2-Bedarf ermöglichen
 - Kostenverursachungsgerechtigkeit (und u.A. daraus abgeleitet die Entflechtungsanforderungen) verhindern Quersubventionierung
 - **Wie wird das Tarifierungssystem in Zukunft ausgestaltet?**
 - **Wie werden die Kosten für das verbleibende Erdgasnetz gedeckt?**
-
- Der aktuelle Vorschlag zur Novelle der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie sieht horizontalen und vertikalen Entflechtungsvorschriften für Wasserstoffnetzbetreiber vor.
 - Standardmodell ist die eigentumrechtliche Entflechtung von Wasserstoffnetzen von allen Aktivitäten der Wasserstoffproduktion
 - Jedenfalls ist zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreiber eine Entflechtung der Rechnungslegung und Rechtsform umzusetzen



COMPASS
LEXECON

Bringing **CLARITY** to the complex.

COMPASS LEXECON
EMEA Energy Practice

Paris

22 pl. de la Madeleine
75008 Paris

Berlin

Kurfürstendamm 217
10719 Berlin

Düsseldorf

Kö-Bogen
Königsallee 2b
40212 Düsseldorf

London

5 Aldermanbury Square
London, EC2V 7HR

Madrid

Pas. de la Castellana 7
28046 Madrid

Helsinki

Unioninkatu 30
Helsinki, 00100

Brüssel

23 Square de Meeus
1000 Brussels

Dr. Anton Burger

Vice President

aburger@compasslexecon.com

+49 (0) 170 93 14 709

Gerald Aue

Vice President

gaue@compasslexecon.com

+33 7 61 93 93 46