



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Marktregulierung

Frontier Economics
April 2025

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

Im Auftrag des Bundesamt für Energie

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

Frontier economics, Köln

Autoren Frontier economics:

Janssen Matthias

Biller Jasmina

Anselmetti Chiara

Projektbegleitung Bundesamt für Energie:

Bareit Markus, Fachspezialist Sektorkopplung und Monitoring

Blondiau Yuliya, Fachspezialistin Marktregulierung

Calame-Rosset Joris, Fachspezialist Energiemarkt- und
Rohrleitungsrecht

Carnal Cédric, Fachspezialist Netze

Hug Jessica, Fachspezialistin Marktregulierung

Rütschi Christian, Fachspezialist Marktregulierung

Dieser Bericht wurde im Rahmen der Evaluationen des
Bundesamts für Energie erstellt. Für den Inhalt sind
ausschliesslich die AutorInnen verantwortlich

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Résumé exécutif	12
1 Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz	19
1.1 Die Schweiz hat sich im Rahmen ihrer Wasserstoffstrategie Eckpfeiler für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft gesetzt	19
1.2 Die Entwicklung der Wasserstoffnetze in der Schweiz ist noch unklar, der Fokus liegt bisher vor allem auf der angedachten Transitleitung	20
1.3 Eine von E-Cube durchgeführte Studie hat vier verschiedene Marktszenarien für das Schweizer Wasserstoffnetz entwickelt	21
2 Wortauslegung der europäischen Regulierung und Anwendbarkeit auf die Schweiz	24
2.1 Für den Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz wird ein Abkommen notwendig werden	26
2.2 Welche Teile der angedachten Transitleitung unter den Umfang der referenzierten «Verbindungsleitung» fallen, ist Auslegungssache	27
2.3 Die europäische Gesetzgebung lässt den Umfang eines Abkommens offen	31
2.4 Ausgangspunkt für Verhandlungen wird voraussichtlich das Gas- und Wasserstoffpaket der EU sein	31
3 Verhandlungsgegenständliche Themen für den Anschluss der angedachten Transitleitung an das europäische Wasserstoffnetz	33
3.1 Identifikation von zehn verhandlungsgegenständliche Themen für ein Abkommen zum Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz	33
3.2 Ein Vergleich der EU-Regulierung mit der in der Schweiz vorgesehenen Regulierung zeigt die Themengebiete mit den grössten Unterschieden	36
3.2.1 Horizontale und vertikale Entflechtung	39
3.2.2 Zugang Dritter und Tarifsetzung	42
3.2.3 Ausnahme von Regulierung	45
3.2.4 Marktgebiet	48
3.2.5 Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff	50

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

3.2.6	Regulierungsbehörde	55
3.2.7	Netzplanung	57
3.2.8	Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs	59
3.2.9	Netzkodizes	62
4	Unterschiede in der Regulierung der verschiedenen Leitungsarten	65
4.1	Unterschiedliche Regelungen für die angedachte Transit- und mögliche innerschweizerische Leitungen sind denkbar	65
4.2	Die Regelungen für weitere denkbare Anschlusspunkte werden ebenfalls im Rahmen von Abkommen festgelegt und können sich von jenen der angedachten Transitleitung unterscheiden	67
4.2.1	Bedeutung der europäischen Regulierung für die weiteren Anschlusspunkte	68
4.2.2	Unterschiede in der Regulierung der weiteren Anschlusspunkte und der Transitleitung	68
5	Schlussfolgerungen und Ausblick	70

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie, die im Auftrag des Schweizer Bundesamts für Energie (BFE) von Frontier Economics erstellt wurde, untersucht die regulatorischen Anforderungen bei der Integration der Schweiz in das europäische Wasserstoffnetz. Diese ergeben sich insbesondere daraus, dass die Regeln der europäischen Union (EU) für jede Wasserstoffverbindungsleitung zwischen der EU und einem Drittstaat ein Abkommen vorsehen, welches Kohärenz und Einheitlichkeit der für diese Verbindungsleistung geltenden regulatorischen Anforderungen mit denen des Gas- und Wasserstoffpakets der EU gewährleistet. Diese Studie hat zum Ziel, die wesentlichen gegenständlichen Themengebiete eines solchen Abkommens zu identifizieren, um als Auslegeordnung für allfällige Verhandlungen über ein Abkommen mit der EU bzw. den relevanten EU-Mitgliedsländern zu dienen.

Dafür beschreiben wir zunächst die Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz (Kapitel 1) und gehen auf die europäische Regulierung der Wasserstoffnetze und deren Anwendbarkeit in der Schweiz ein (Kapitel 2). Anschliessend nehmen wir einen Vergleich der europäischen Regulierung mit der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung für Wasserstoffnetze vor und identifizieren mögliche für allfällige Verhandlungen eines Abkommens relevante Diskrepanzen (Kapitel 3), bevor wir abschliessend auf mögliche Unterschiede zwischen den Regeln für Verbindungsleitungen zur EU und innerschweizerischen Leitungen eingehen (Kapitel 4) und unsere Schlussfolgerungen zusammenfassen (Kapitel 5).

Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz (Kapitel 1)

Ende 2024 hat die Schweiz mit der Verabschiedung der **Wasserstoffstrategie** wichtige Eckpfeiler für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft gesetzt. Die Strategie betont die Bedeutung von CO₂-neutralem Wasserstoff als flexiblen Energieträger für eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2050 und befürwortet den Einsatz von Wasserstoff dort, wo er wirtschaftlich und ökologisch am sinnvollsten ist. Die Nachfrage nach Wasserstoff in der Schweiz wird bis 2030 auf 0,8 bis 1,8 TWh geschätzt und soll bis 2050 auf 3,6 bis 10,1 TWh steigen.

Neben dem Aufbau des inländischen Wasserstoffmarktes ist insbesondere auch die **Anbindung an den europäischen Markt** ein zentraler Bestandteil der Wasserstoffstrategie. Schweizer Akteure planen dabei insbesondere den Bau einer **Wasserstofftransitleitung**, welche die Anbindung an die Wasserstofftransportnetze in Frankreich, Deutschland und Italien ermöglicht und somit eine bedeutende Nord-Süd-Verbindung im europäischen Wasserstoffnetz darstellt. Die darüber hinausgehende Entwicklung des Wasserstoffnetzes in der Schweiz ist derzeit noch weitgehend unklar. Eine Studie von E-Cube Strategy Consultants¹ aus dem Jahr 2023 definiert vier Marktszenarien für die Schweiz, die von einem

¹ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse», [hier](#) verfügbar.

minimalen Wasserstoffnetz mit wenigen grossen Industriestandorten bis hin zu einem bis auf die Verteilnetzebene ausgebauten Netz reichen.

Wortauslegung der europäischen Regulierung und Anwendbarkeit auf die Schweiz (Kapitel 2)

Im Juni 2024 haben das Europäische Parlament und der Europäische Rat ein umfassendes Gas- und Wasserstoffpaket unterzeichnet, welches die europäischen Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff reguliert. Die regulatorischen Bedingungen für den Anschluss eines Drittlandes an das europäische Wasserstoffnetz sind dabei in Artikel 53 der Richtlinie (EU) 2024/1788² («Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittländern») geregelt. Aus diesem Artikel lassen sich folgende Implikationen für die Schweiz ableiten:

- Für den Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz wird voraussichtlich für jede Verbindungsleitung und insbesondere die mögliche Transitleitung ein **Abkommen** notwendig sein, welches entweder als internationale Übereinkunft mit der Europäischen Union oder als zwischenstaatliches Abkommen mit den betroffenen Mitgliedsländern ausgestaltet sein kann. Es ist auch denkbar, dass ein einziges Abkommen mit einem weitreichenden Wirkungsraum ausgehandelt wird, sodass es mehrere Wasserstoffverbindungsleitungen abdecken kann, und keine Einzelabkommen erforderlich sind.
- Dabei wird es voraussichtlich **Auslegungssache** sein, welche **Teile der angedachten Transitleitung**³ unter den Umfang der im Artikel referenzierten «Verbindungsleitung» fallen. Die Anwendbarkeit der in der Richtlinie beschriebenen Anforderungen würde sich demnach entweder auf die Ein- und Ausspeisepunkte von und zur Schweiz auf Hoheitsgebiet der EU oder auch auf den gesamten Verlauf der angedachten Transitleitung beziehen. In beiden Fällen würden allerdings innerschweizerische Leitungen nicht unter die Definition von Verbindungsleitungen fallen, sodass die EU-Regulierung bei diesen Leitungen keine Anwendung findet.
- Die europäische Gesetzgebung lässt den **Umfang des Abkommens weitestgehend offen** und verweist lediglich darauf, dass die «Betriebsvorschriften» der Wasserstoffverbindungsleitungen Gegenstand des Abkommens sein sollen ohne diese weiter zu präzisieren.
- Da laut Richtlinie das Ziel eines Abkommens die «Kohärenz und Einheitlichkeit» der Vorschriften für die Wasserstoffnetze ist, werden voraussichtlich die **relevanten Regelungen des EU Gas- und Wasserstoffpaketes den Ausgangspunkt** für allfällige Verhandlungen bilden.

² Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), [hier](#) verfügbar.

³ Wir legen den Fokus zunächst auf die Bedeutung der europäischen Regulierung für die mögliche Schweizer Wasserstofftransitleitung, da diese in der Planung weiter vorangeschritten ist, als mögliche weitere Anschlusspunkte an das Wasserstoffnetz der EU. Die Implikationen der EU-Regulierung für weitere potenzielle Anschlusspunkte an das europäische Wasserstoffnetz greifen wir in Kapitel 4 auf.

Verhandlungsgegenständliche Themen für den Anschluss der angedachten Transitleitung an das europäische Wasserstoffnetz (Kapitel 3)

Basierend auf den Regulierungsthemen, die in Richtlinie (EU) 2024/1788 und Verordnung (EU) 2024/1789⁴ der EU geregelt sind, sowie weiteren im Wasserstoffsektor diskutierten Regulierungsaspekten haben wir zehn zentrale Themenbereiche identifiziert, die potenziell Gegenstand einer Verhandlung um ein Abkommen zwischen der Schweiz und der EU bzw. den Nachbarstaaten sein könnten. Für diese Themen nehmen wir einen Vergleich der EU-Regulierung mit der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung, auf Basis der von E-Cube Strategy Consultants durchgeführten Studie «*Futur de l'hydrogène en Suisse*», vor. Fokus in diesem Kapitel liegt wiederum auf einem allfälligen Abkommen zum Anschluss der möglichen Schweizer Transitleitung an das Wasserstoffnetz der EU. Inwiefern sich die Regelungen bzw. Verhandlungen zum Anschluss der Transitleitung von jenen zum Anschluss weiterer denkbarer Anschlusspunkte an das europäische Wasserstoffnetz unterscheiden könnten, greifen wir in Kapitel 4 auf.

⁴ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), [hier](#) verfügbar.

Abbildung 1 Überblick der Gemeinsamkeiten und potenziellen Unterschiede der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorgesehenen Regulierung

	 Schweiz	 EU	 CH vs. EU
ENTFLECHTUNG 	Vertikal und horizontal: ▪ S0: Buchhalterisch ▪ S1-S3: Informationell bzw. rechtlich (falls nur ein FNB)	▪ Vertikal: Eigentumsrechtliche Entflechtung ▪ Horizontal: Rechtliche Entflechtung	Geringere Anforderungen an Entflechtung in CH als in EU
ZUGANG DRITTER 	▪ S0-1: nTPA ohne Tarifregulierung ▪ S2-3: rTPA mit Cost+ Regulierung	▪ Bis 2033: rTPA oder nTPA ▪ Ab 2033: rTPA mit Erlös- oder Entgeltregulierung	In CH vrsl. rTPA erst später vorgesehen als ab 2033 wie in EU
TARIFSETZUNG 			
AUSNAHME VON REGULIERUNG 	Bisher keine Ausnahmeregelung vorgesehen	Für einzelne Leitungen Ausnahme von Regulierung möglich	Erfüllung der EU-Ausnahme bei CH-Projekten zu prüfen
MARKTGEBIET 	▪ S0-1: Vertragliches Kapazitätsmanagement ▪ S2-3: Marktgebiet vorgesehen	Marktgebiet vrsl. verpflichtend	Marktgebiet in CH erst bei erweitertem H2-Markthochlauf vorgesehen
ZERTIFIZIERUNG 	Emissionsgrenze vorgesehen	Emissionsgrenze + zusätzliche Anforderungen	Zusätzliche EU-Anforderungen in CH nicht vorgesehen
REGULIERUNGSBEHÖRDE (NRA) 	Ernennung NRA vorgesehen (EnCom)	Ernennung NRA verpflichtend	Ernennung NRA bei beiden vorgesehen
NETZPLANUNG 	▪ Validierung Netzplanung durch Behörde vorgesehen ▪ Partizipation bei ENNOH vrsl. erwünscht	▪ Validierung Netzplanung durch Behörde verpflichtend ▪ CH-Partizipation bei ENNOH offen	Validierung Netzplanung bei beiden vorgesehen, Art CH-Partizipation bei ENNOH offen
FÖRDERUNG 	Subventionsmechanismus oder zeitliche Tarifglättung denkbar	Vereinbarkeit mit KUEBLL-Kriterien für staatliche Beihilfe	<i>Vergleich ausserhalb des Studienrahmens</i>
NETZKODIZES 	Bisher keine Präzisierungen der Vorschriften veröffentlicht	Bis dato keine EU-Netzkodizes für H2 vorliegend	<i>Vereinbarkeit derzeit noch nicht bewertbar</i>

Quelle: Frontier Economics basierend auf E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse», und Gas- und Wasserstoffpaket der EU (sowie die spezifischen Rechtsgrundlagen für die einzelnen Themenbereiche).

Hinweis: S0-4 stehen für die in E-Cube Strategy Consultants (2023) definierten Marktentwicklungsszenarien der Schweiz (vgl. Kapitel 2.4, S0: Szenario 0 «Minimal», S1: Szenario 1 «Reduziert», S2: Szenario 2 «Erweitert», S3: Szenario 3 «Verteilnetzebene»).

Kästen folgen dem Farbcode **rot** für grössere Unterschiede, **gelb** für potenzielle Unterschiede, **grün** für weitgehende Übereinstimmung und **grau** für noch nicht absehbare Übereinstimmung zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung.

rTPA: Regulierter Netzzugang, nTPA: Verhandelter Netzzugang, NRA: Regulierungsbehörde (engl. National Regulatory Authority).

Der Vergleich zeigt, dass die grössten Unterschiede zwischen den Vorstellungen der EU und der Schweiz voraussichtlich in den Bereichen **Entflechtung, Zugang Dritter, Tarifsetzung, Marktgebiet** sowie bei der **Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff** liegen. Darüber hinaus könnten die **Kriterien für Ausnahmegenehmigungen** im Rahmen allfälliger Verhandlungen um die Themen Entflechtung und Zugang Dritter eine Rolle spielen. Im Gegensatz dazu zeigen die Vorstellungen der EU und der Schweiz im Hinblick auf die verantwortliche **Regulierungsbehörde** sowie **Teile der Netzplanung** bereits weitgehende Übereinstimmungen.⁵ Für die Themen **Förderungen** und **Netzkodizes** lässt sich aktuell noch keine abschliessende Einschätzung vornehmen, da sowohl die Ausgestaltung der Fördermassnahmen in der Schweiz als auch die Netzkodizes für Wasserstoff in der EU noch ausstehen.⁶

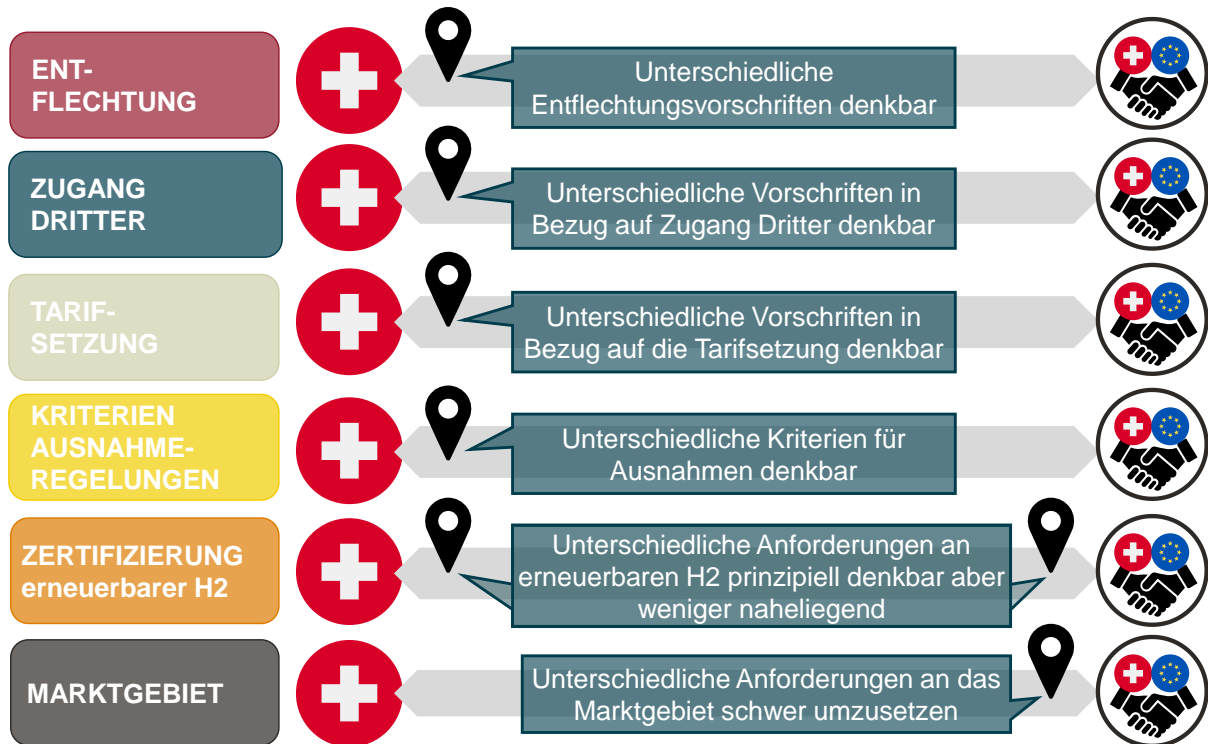
Unterschiede in der Regulierung der verschiedenen Leitungsarten (Kapitel 4)

Laut EU-Regulierung muss für Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittländern ein Abkommen mit der EU bzw. den Nachbarstaaten bezüglich der anzuwendenden Betriebsvorschriften abgeschlossen werden, um den Anschluss an das europäische Netz zu gewährleisten. Bei **innerschweizerischen Leitungen** hat die Schweiz voraussichtlich mehr Handlungsspielraum für die Durchsetzung ihrer gewünschten Regulierung. Dabei sind unterschiedliche Regelungen für die europäischen Verbindungs- und die innerschweizerischen Leitungen insbesondere bei den Themenbereichen Entflechtung, Zugang Dritter, Tarifsetzung sowie Kriterien für Ausnahmeregelungen denkbar. Unterschiedliche Regelungen in Bezug auf die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff sind prinzipiell denkbar, allerdings aus unserer Sicht nicht naheliegend, da die Zertifizierung an sich nicht leitungsabhängig zu definieren ist. In Bezug auf das Marktgebiet sind unterschiedliche Regelungen allerdings voraussichtlich nur schwer umsetzbar, da sich dieses Thema generell auf den Schweizer Wasserstoffmarkt als auf die Schweizer Netzinfrastruktur beziehen. Diese Einschätzung ist im Kontext der möglichen Schweizer Wasserstofftransitleitung in Abbildung 2 zusammengefasst.

⁵ Inwieweit sich Schweizer Akteure an ENNOH beteiligen können, ist dabei noch offen – während der erste Entwurf der ENNOH-Statuten die Möglichkeit eines Beobachterstatus für Schweizer Akteure vorsieht, rät ACER (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden) von einem Beobachterstatus für Schweizer Akteure ab.

⁶ Im Falle der Schweiz werden einige von der EU über die Netzkodizes geregelten Details durch die technischen Regelungen für Wasserstoffleitungen des SVGW (Fachverband für Wasser, Gas und Wärme) und des ERI (Eidgenössisches Rohrleitungsinspektorat) abgedeckt, deren Veröffentlichung zeitnah erwartet wird.

Abbildung 2 Möglichkeit unterschiedlicher Regelungen für die H2-Transitleitung und innerschweizerische Leitungen



Quelle: Frontier Economics.

Bei der Festlegung der Regelungen für innerschweizerische Leitungen sollte die Schweiz sorgfältig abwägen, ob der Nutzen durch die Festlegung abweichender Regelungen für innerschweizerische Leitungen die Nachteile durch die Koexistenz unterschiedlicher Systeme überwiegt.

Zusätzlich zur möglichen Wasserstofftransitleitung und den innerschweizerischen Leitungen könnten bei der Entwicklung der Schweizer Wasserstoffnetze auch **weitere direkte Anschlusspunkte an das europäische Wasserstoffnetz** entstehen. Für solche weiteren Anschlusspunkte gelten prinzipiell die gleichen Regeln wie für die Wasserstofftransitleitung: Für den Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz müsste ebenfalls ein Abkommen geschlossen werden, wenn andernfalls die Vereinbarkeit des Betriebs der Leitung mit den EU-Vorschriften nicht gegeben wäre – was unter Umständen bereits durch ein Erstabkommen mit weitreichendem Wirkungsraum erreicht werden könnte.⁷ Der Umfang eines zusätzlichen Abkommens ist wiederum offen, wobei auch hier voraussichtlich die Verordnung (EU) 2024/1789 und die Richtlinie (EU) 2024/1788 der EU der Ausgangspunkt für allfällige

⁷ Es ist denkbar, dass diese Vereinbarkeit in einem einzelnen Abkommen geregelt würde, welches die Betriebsvorschriften sämtlicher Schweizer Wasserstoffverbindungsleitungen über einen weitreichenden Wirkungsraum regelt - und somit keine Einzelabkommen nötig wären.

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

Verhandlungen sein würde. Da laut EU-Regulierung für jede Verbindungsleitung ein Abkommen geschlossen werden könnte, wäre es zudem durchaus denkbar, dass sich die Abkommen für weitere Anschlusspunkte von jenem für die Transitleitung unterscheiden.

Résumé exécutif

La présente étude, réalisée par Frontier Economics pour le compte de l'Office fédéral suisse de l'énergie (OFEN), examine les exigences réglementaires liées à l'intégration de la Suisse dans le réseau européen d'hydrogène. En effet, l'Union européenne impose qu'un accord garantisse la cohérence et la compatibilité des réglementations applicables aux interconnexions d'hydrogène avec celles définies dans son paquet gaz et hydrogène. L'objectif de cette étude est donc d'identifier les principales thématiques devant être couvertes par un tel accord, en vue des négociations éventuelles avec l'Union européenne ou ses États membres.

Dans cette perspective, l'étude commence par un état des lieux de l'hydrogène en Suisse (chapitre 1), puis analyse la réglementation européenne et son applicabilité à la Suisse (chapitre 2). La réglementation européenne est ensuite comparée à celle qui serait concevable en Suisse, en mettant en lumière les divergences potentielles pertinentes pour la négociation (chapitre 3). Les différences entre les réglementations applicables aux interconnexions avec l'Union européenne et celles des gazoducs internes sont ensuite évaluées (chapitre 4). Enfin, les conclusions de l'analyse sont présentées dans le chapitre 5.

Etat des lieux de l'hydrogène en Suisse (chapitre 1)

À la fin de l'année 2024, la Suisse a posé des jalons importants pour le développement de l'économie de l'hydrogène en adoptant sa **Stratégie Hydrogène pour la Suisse**. Cette stratégie souligne le rôle de l'hydrogène neutre en CO₂ en tant que vecteur énergétique flexible pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050. Elle recommande son utilisation dans les secteurs où elle présente les plus grands avantages, tant sur le plan économique qu'écologique. La demande d'hydrogène en Suisse est estimée entre 0,8 et 1,8 TWh d'ici 2030, et devrait atteindre 3,6 à 10,1 TWh d'ici 2050.

Outre le développement du marché intérieur de l'hydrogène, le **raccordement de la Suisse au marché européen** est également un élément central de la Stratégie. Dans ce contexte, des acteurs suisses prévoient notamment la construction d'un **gazoduc de transit** qui permettra son raccordement aux réseaux de transport d'hydrogène en France, en Allemagne et en Italie, créant ainsi une liaison nord-sud importante au sein du réseau d'hydrogène européen. Le développement du réseau d'hydrogène en Suisse demeure toutefois peu défini. Une étude réalisée par E-Cube Strategy Consultants⁸ en 2023 définit quatre scénarios de marché pour la Suisse, d'un réseau d'hydrogène minimal présent uniquement sur quelques grands sites industriels jusqu'au niveau d'un réseau de distribution.

⁸ E-Cube Strategy Consultants (2023) : « Futur de l'hydrogène en Suisse », disponible [ici](#).

Interprétation de la réglementation européenne et applicabilité à la Suisse (chapitre 2)

En juin 2024, le Parlement européen et le Conseil européen ont adopté un vaste paquet de mesures relatives le gaz et l'hydrogène, visant à réguler les marchés intérieurs européens du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène. Les conditions réglementaires concernant le raccordement d'un pays tiers au réseau européen d'hydrogène sont ainsi régies par l'article 53 de la directive (UE) 2024/1788⁹ («Interconnexions d'hydrogène avec des pays tiers»). Cet article entraîne les implications suivantes pour la Suisse :

- Le raccordement de la Suisse au réseau européen de l'hydrogène nécessitera probablement un **accord** pour chaque interconnexion, et en particulier pour le potentiel gazoduc de transit. Cet accord pourra prendre la forme d'un accord international avec l'Union européenne ou d'un accord intergouvernemental avec les pays membres concernés. Il est également envisageable qu'un seul accord soit négocié avec un champ d'application étendu, de manière à couvrir plusieurs interconnexions d'hydrogène et rendant superflue la conclusion d'accords individuels.
- La délimitation des **sections du potentiel gazoduc de transit**¹⁰ relevant de la notion d'«l'interconnexion» au titre de l'article 53 sera probablement sujette à **interprétation**. Les exigences décrites dans la directive s'appliqueraient ainsi soit aux points d'entrée et de sortie entre la Suisse et le territoire de l'Union européenne, soit à l'ensemble du potentiel gazoduc de transit prévue. Dans tous les cas, les gazoducs internes au territoire suisse ne seraient pas couvertes par la notion d'interconnexion au sens de l'article 53 et ne seraient donc pas sujettes aux réglementations européennes associés.
- La réglementation européenne laisse **largement ouverte la portée de l'éventuel accord**, précisant seulement que les «règles d'exploitation» des interconnexions d'hydrogène doivent faire l'objet de l'accord, sans fournir davantage de précisions.
- Étant donné que, selon la directive, l'objectif d'un accord est d'assurer la «cohérence et la compatibilité» des règles applicables aux réseaux d'hydrogène, il est probable que la **réglementation prévue par le paquet gaz et hydrogène de l'Union européenne** constituera le **point de départ** de toute négociation.

Thématiques de négociation relatives au raccordement du potentiel gazoduc de transit suisse au réseau européen d'hydrogène (chapitre 3)

En nous basant sur les thématiques couvertes par la directive (UE) 2024/1788 et le règlement (UE) 2024/1789¹¹, ainsi que sur d'autres aspects de la régulation du secteur de l'hydrogène,






⁹ Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil (2024), disponible [ici](#).

¹⁰ Nous étudions en priorité l'impact de la réglementation européenne sur le potentiel gazoduc de transit, cette dernière étant plus avancée dans sa planification que d'autres interconnexions potentielles au réseau d'hydrogène de l'Union européenne. Les implications de la réglementation européenne pour d'autres interconnexions éventuelles au réseau européen de l'hydrogène sont abordées au chapitre 4.

¹¹ Règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil (2024), disponible [ici](#).

nous avons identifié dix sujets clés susceptibles de faire l'objet de négociations en vue de la conclusion d'un accord entre la Suisse et l'Union européenne ou les pays voisins. Pour chacun de ces sujets, nous comparons la réglementation de l'Union européenne avec celle prévue par la Suisse, en nous appuyant sur l'étude «Futur de l'hydrogène en Suisse» réalisée par E-Cube Strategy Consultants. Ce chapitre se concentre principalement sur l'accord de raccordement du potentiel gazoduc de transit suisse au réseau d'hydrogène de l'Union européenne. Le chapitre 4 analysera ensuite la mesure dans laquelle les considérations relatives au gazoduc de transit pourraient différer de celles relatives au raccordement d'autres interconnexions au réseau européen qui seraient concevables.

Figure 3 Comparaison de la réglementation de l'Union européenne et la réglementation prévue en Suisse

	 Suisse	 UE	 CH vs. UE
DISSOCIATION 	Vertical et horizontal: <ul style="list-style-type: none"> S0: Comptable S1-S3: Informationnelle ou légale (si GRT unique) 	<ul style="list-style-type: none"> Vertical: Dissociation de la propriété Horizontal: Dissociation légale 	Exigences moins strictes en matière de dégroupage en Suisse qu'en UE
ACCÈS DES TIERS 	<ul style="list-style-type: none"> S0-1: nTPA sans tarification S2-3: rTPA avec tarification cost+ 	<ul style="list-style-type: none"> Jusqu'en 2033: rTPA ou nTPA À partir de 2033: rTPA avec régulation des revenus 	En Suisse, rTPA ne serait prévue qu'après 2033, soit plus tard qu'en UE
TARIFICATION 			
DÉROGATION RÉGULATION 	Aucune dérogation prévue jusqu'à présent	Dérogation possible à la réglementation pour certaines canalisations	Vérifier le respect de la dérogation européenne pour les projets suisses
ZONE DE MARCHÉ 	<ul style="list-style-type: none"> S0-1: Gestion contractuelle des capacités S2-3: Zone de marché prévue 	Zone de marché probablement obligatoire	Zone de marché en Suisse prévue seulement lors de l'extension du marché H2
CERTIFICATION 	Limite d'émissions prévue	Limite d'émissions + exigences supplémentaires	Des exigences supplémentaires de l'UE ne sont pas prévues en Suisse
AUTORITÉ DE RÉGULATION NATIONALE (ARN) 	Nomination d'ARN prévue (EnCom)	Nomination d'ARN obligatoire	Nomination d'ARN prévue en Suisse comme dans l'UE
PLANIFICATION DU RÉSEAU 	<ul style="list-style-type: none"> Validation de la planification du réseau prévue par les autorités Participation à l'ENNOH probablement souhaitée 	<ul style="list-style-type: none"> Validation de la planification du réseau obligatoire par les autorités Participation de la Suisse à l'ENNOH incertaine 	Validation de la planification du réseau prévue en CH et en UE, modalités de participation CH à l'ENNOH incertaine
SUBVENTION 	Mécanisme de subvention ou lissage tarifaire envisageable	Compatibilité avec les critères CEEAG pour les aides d'État	Comparaison en dehors du cadre de l'étude
CODES DE RÉSEAU 	Aucune précision des prescriptions n'a été publiée jusqu'à présent	Aucun code de réseau européen pour le H2 n'a été publié à ce jour	Compatibilité encore incertaine

Source: Frontier Economics se la base du rapport réalisé par E-Cube Strategy Consultants (2023), « Futur de l'hydrogène en Suisse », et le paquet gaz et hydrogène de l'UE (ainsi que les bases légales spécifiques à chaque thématique).

Note: S0-4 représentent les scénarios d'évolution du marché suisse définis par E-Cube Strategy Consultants (2023) (voir chapitre 2.4, S0 : scénario 0 « Minimal », S1 : scénario 1 « Réduit », S2 : scénario 2 « Étendu », S3 : scénario 3 « Niveau réseau de distribution »).

Les encadrés suivent le code couleur rouge pour les différences majeures, jaune pour les différences potentielles, vert pour une large concordance et gris pour une concordance encore imprévisible entre la réglementation de l'UE et la réglementation qui serait concevable en Suisse.

ARN = Autorité de Régulation Nationale, rTPA : accès réglementé au réseau, nTPA : accès négocié au réseau.

Cette comparaison révèle que les principales différences entre l'Union européenne et la Suisse concerneront probablement **la dissociation, l'accès des tiers, la tarification, la zone de marché et la certification de l'hydrogène renouvelable**. Les **critères de dérogation** pourraient également intervenir dans le cadre de négociations sur la dissociation et l'accès des tiers.

En revanche, les projets de l'Union européenne et de la Suisse concernant **l'autorité de régulation nationale** et certaines parties de la **planification du réseau** présentent déjà d'importantes similitudes.¹²

En ce qui concerne les **subventions** et les **codes de réseau**, il n'est pas encore possible de procéder à une évaluation définitive, car la conception des subventions en Suisse ainsi que l'élaboration des codes de réseau pour l'hydrogène de l'Union européenne sont encore en cours.¹³

Évaluation des différences relatives à la régulation des différents types de gazoducs (chapitre 4)

La réglementation de l'Union européenne impose que les interconnexions d'hydrogène avec des pays tiers fassent l'objet d'un accord avec l'Union européenne ou les pays voisins. Cet accord doit définir les règles d'exploitation à appliquer pour garantir le raccordement au réseau européen.

En ce qui concerne les **gazoducs situés au sein de son territoire**, la Suisse disposera probablement d'une plus grande latitude pour imposer la réglementation de son choix. Il est en effet envisageable qu'une réglementation distincte soit appliquée aux interconnexions européennes comparé aux gazoducs internes, notamment en ce qui concerne la dissociation, l'accès des tiers, la tarification et les critères de dérogation.

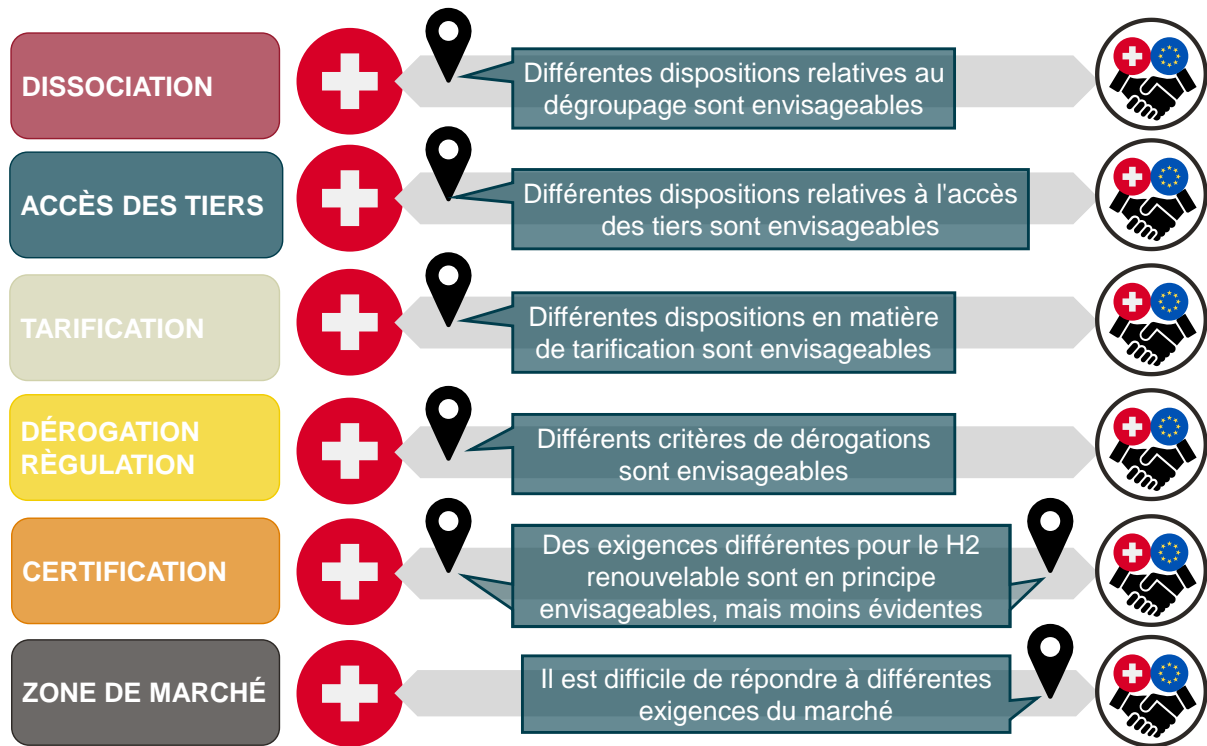
Des dispositions distinctes concernant la certification de l'hydrogène renouvelable sont théoriquement envisageables, bien qu'elles ne nous paraissent pas évidentes. En effet, la certification ne devrait pas être définie en fonction du gazoduc.

En ce qui concerne la zone de marché, il sera probablement difficile de mettre en œuvre des dispositions distinctes, étant donné que cette question relève du marché suisse de l'hydrogène dans son ensemble, et non uniquement de l'infrastructure de réseau. Cette évaluation est résumée dans le contexte du projet potentiel de gazoduc de transit d'hydrogène suisse décrit en partie en Figure 4.

¹² La question de la participation des acteurs suisses à l'ENNOH n'est pas encore tranchée. Alors que la première version des statuts de l'ENNOH prévoit la possibilité d'un statut d'observateur pour les acteurs suisses, l'ACER (Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie) déconseille un tel statut..

¹³ Dans le cas de la Suisse, les sujets abordés par l'Union européenne via les codes de réseau sont couverts par les règlements techniques pour les gazoducs d'hydrogène de la SVGW/SSIGE (Association pour l'eau, le gaz et la chaleur) et de l'IFP (Inspection fédérale des pipelines), dont la publication est attendue imminemment.

Figure 4 Possibilités de régulation distinctes du gazoduc de transit d'hydrogène comparé aux gazoducs internes à la Suisse



Source: Frontier Economics

Lors de l'élaboration des règles applicables aux gazoducs internes, il sera essentiel que la Suisse évalue dans quelle mesure les avantages d'une réglementation distincte compenseraient les inconvénients liés à la coexistence de différents systèmes.

De plus, outre le gazoduc de transit et les gazoducs internes à la Suisse, **d'autres interconnexions directes au réseau européen d'hydrogène** pourraient être créées lors du développement des réseaux suisses. Pour ces interconnexions, les mêmes règles que celles applicables au gazoduc de transit s'appliqueraient en principe: un accord devra être conclu pour garantir le raccordement au réseau européen d'hydrogène dans le cas où la compatibilité de l'interconnexion avec les réglementations européennes n'était pas déjà assurée, via la conclusion d'un accord préalable plus global par exemple.¹⁴

Le périmètre des éventuels accords supplémentaire n'a pas encore été défini, mais il est probable que le Règlement (UE) 2024/1789 et la Directive (UE) 2024/1788 serviront de base à ces éventuelles négociations également. Conformément à la réglementation mise en place par l'Union européenne, un accord pourra être conclu pour chaque interconnexion. Il est donc

¹⁴ Il est envisageable que la compatibilité des interconnexions suisses avec les réglementations européennes soit couverte par un accord unique, régissant les règles d'exploitation de l'ensemble des gazoducs suisses d'interconnexion pour sur un large périmètre. Aucun accord individuel ne serait alors nécessaire.

tout à fait envisageable que les accords relatifs aux autres interconnexions diffèrent de celui portant sur le gazoduc de transit.

1 Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz

Die Schweiz hat sich verpflichtet, bis 2050 ihre CO₂-Emissionen auf netto null zu senken. Dieses im Übereinkommen von Paris festgelegte Ziel wurde am 18. Juni 2023 durch die Annahme des Klimaschutzgesetzes (KIG)¹⁵ gesetzlich verankert. In den Energieperspektiven 2050+¹⁶ skizziert der Bund wie die Emissionen bis 2050 auf netto null gesenkt werden können. Dabei wird auch Wasserstoff als eine Option für die Dekarbonisierung berücksichtigt. Mit der Ende 2024 veröffentlichten Wasserstoffstrategie¹⁷ wurden nun auch die weitergehenden Grundlagen für den Einsatz von Wasserstoff in der Schweiz geschaffen.

In diesem Kapitel gehen wir auf die Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz ein, gegliedert in die folgenden Themenbereiche:

- In Kapitel 1.1 beschreiben wir die in der Wasserstoffstrategie festgelegten Eckpfeiler für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft.
- In Kapitel 1.2 gehen wir näher auf die mögliche Entwicklung der Wasserstoffnetze in der Schweiz ein.
- Abschliessend stellen wir in Kapitel 1.3 die in einer Studie von E-Cube Strategy Consultants (im Folgenden «E-Cube») dargelegten möglichen Marktszenarien mit den entsprechenden Wasserstoffnetzentwicklungen vor.

1.1 Die Schweiz hat sich im Rahmen ihrer Wasserstoffstrategie Eckpfeiler für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft gesetzt

Am 13. Dezember 2024 hat der Bundesrat die nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet, die das Leitbild und die Ziele des Bundesrates zu Wasserstoff und Power-to-X-Derivaten (PtX-Derivaten) festlegt. Die Strategie hält fest, dass Wasserstoff aus CO₂-neutralen Produktionsverfahren ein flexibler Energieträger ist, der einen wichtigen Beitrag zur klimaneutralen Energieversorgung bis 2050 leisten kann. Dabei soll der Wasserstoff dort eingesetzt werden, wo es wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist, wie z.B. in der Industrie, bei der Spitzenlastabdeckung in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und thermischen Netzen, in Reservekraftwerken und teilweise im Verkehr.

Ein zentraler Bestandteil der Strategie ist der Aufbau des inländischen Wasserstoffmarktes sowie die Anbindung an den europäischen Markt. Dies umfasst die Entwicklung der gesamten Wasserstoffinfrastruktur entlang der Wertschöpfungskette, von der Produktion über den Transport bis hin zur Speicherung und Betankungsinfrastruktur. Die Strategie sieht vor, dass die Nachfrage nach Wasserstoff in der Schweiz mit 0,8 bis 1,8 TWh bis 2030 gering bleibt und

¹⁵ Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG), BBl 2022 2403 (2022), [hier](#) verfügbar.

¹⁶ Prognos, Infrac, TEP Energy, Ecoplan (2020): «Energieperspektiven 2050+. Im Auftrag des BFE», [hier](#) verfügbar.

¹⁷ Der Bundesrat (2024): «Wasserstoffstrategie der Schweiz», [hier](#) verfügbar.

hauptsächlich durch inländische Produktion gedeckt wird. Ab 2035 wird jedoch eine Zunahme der Nachfrage erwartet, wobei Importe aus der EU und Drittstaaten langfristig kostengünstiger sein könnten als die inländische Produktion. Die Wasserstoffstrategie geht von einer Wasserstoffnachfrage in der Schweiz von 1,1 bis 4,3 TWh in 2040 und 3,6 bis 10,1 TWh in 2050 aus.

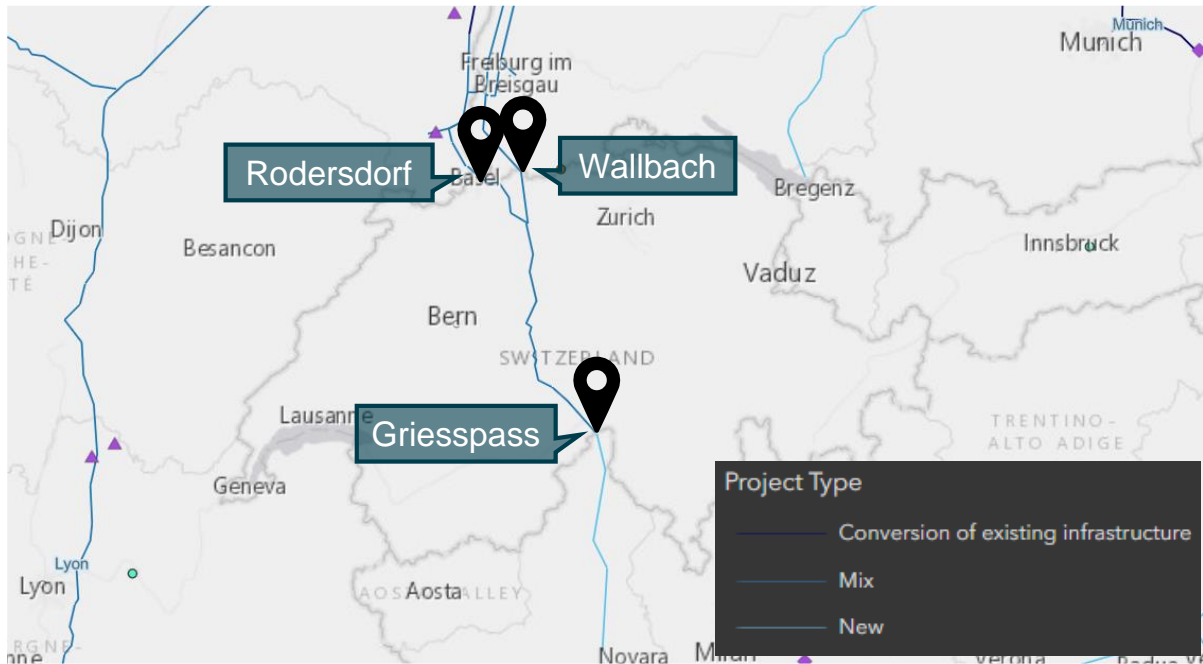
Die Schweizer Wasserstoffstrategie hält zudem fest, dass die Integration in den europäischen Wasserstoffmarkt und die physische Anbindung an die europäische Wasserstoffinfrastruktur entscheidend sind, um im Ausland produzierten Wasserstoff in der Schweiz verfügbar zu machen.

Für den Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz muss die Schweiz möglicherweise ihre Regulierung an die EU-Vorgaben anpassen. Daher hat sich der Bund im Rahmen der Wasserstoffstrategie verpflichtet, die notwendigen Rahmenbedingungen für die zielgerichtete Entwicklung und den physischen Anschluss des Schweizer Wasserstoffnetzes an das europäische Netzwerk zu schaffen. Diese Studie trägt zur Entwicklung dieser Rahmenbedingungen bei, indem sie mögliche regulatorische Diskrepanzen zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung der Wasserstoffnetze evaluiert.

1.2 Die Entwicklung der Wasserstoffnetze in der Schweiz ist noch unklar, der Fokus liegt bisher vor allem auf der angedachten Transitleitung

Ein zentrales Projekt für den zukünftigen Ausbau des Schweizer Wasserstoffnetzes ist die angedachte Wasserstofftransitleitung zwischen Wallbach an der deutschen Grenze bzw. Rodersdorf an der französischen Grenze und dem Griespass an der Grenze zu Italien (Abbildung 5). Diese Leitung würde zukünftig eine bedeutende Nord-Süd-Verbindung im europäischen Wasserstoffnetzwerk bilden und ähnlich wie die bestehende Transitleitung (Transitgas) für Methan (Erdgas und Biomethan) verlaufen. Sie würde die Anbindung an die geplanten Wasserstofftransportnetze in Frankreich, Deutschland und Italien ermöglichen und ist als eine Kombination aus Umrüstung in der Nordschweiz und Neubau durch die Alpen vorgesehen. Das Projekt, dessen Fertigstellung bis 2035 angedacht wäre, wird von der Transitgas AG mit Swissgas, Fluxswiss und Uniper als Aktionären vorangetrieben und ist Teil der European Hydrogen Backbone («EHB») Initiative, die einen konkreten Netzplan für das europäische Wasserstofftransportnetz entwickelt hat.

Abbildung 5 Mögliche Wasserstofftransitleitung durch die Schweiz als Teil des European Hydrogen Backbone



Quelle: Frontier Economics auf Basis der interaktiven Karte der European Hydrogen Backbone Initiative, [hier](#) verfügbar.

Der Bau der Wasserstofftransitleitung liegt dabei im gemeinsamen Interesse der Schweiz und der Nachbarländer, da letztere massgeblich von der Direktverbindung der französischen, deutschen und italienischen Wasserstoffnetze profitieren würden.

Die über die mögliche Transitleitung hinausgehende Entwicklung des Wasserstoffnetzes in der Schweiz ist derzeit noch unklar. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass Industriestandorte und Wasserstoffproduktionsstandorte in der Schweiz an das Netz angeschlossen werden. Zudem könnte das Netz bis auf die Verteilnetzebene ausgebaut werden, um auch kleine Endverbraucher zu erreichen. Im nächsten Unterkapitel erläutern wir die in einer Drittstudie definierten Marktszenarien für die Wasserstoffnetzentwicklung.

1.3 Eine von E-Cube durchgeführte Studie hat vier verschiedene Marktszenarien für das Schweizer Wasserstoffnetz entwickelt

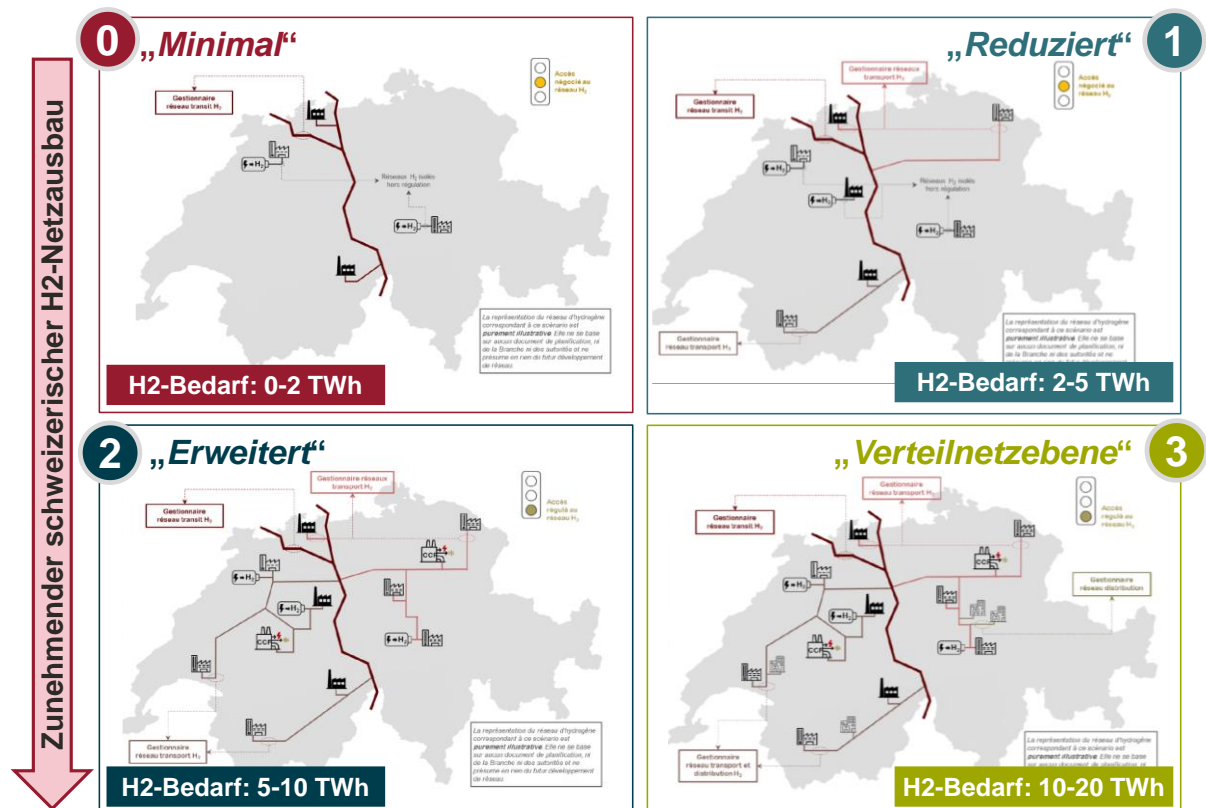
Im Rahmen einer vom BFE beauftragten Studie hat die Beratungsfirma E-Cube Strategy Consultants im Jahr 2023 eine mögliche Regulierung für das Wasserstoffnetz entwickelt.¹⁸ Die vorgeschlagene Regulierung unterscheidet sich je nach Entwicklung des Wasserstoffnetzes in der Schweiz. Hintergrund davon ist, dass in Abhängigkeit der Marktgrösse möglicherweise verschiedene Regulierungen am besten geeignet sind. Aus diesem Grund hat E-Cube in der

¹⁸ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse».

Studie folgende Marktszenarien als Basis für die Regulierungsvorschläge definiert (s. Abbildung 6):

- **Szenario 0 «Minimal»:** Das Wasserstoffnetz beschränkt sich auf die angedachte Wasserstofftransitleitung, an welche wenige grosse Schweizer Industriestandorte angeschlossen sind. In der Schweiz gibt es zudem vereinzelt Wasserstoffproduktionsstätten. Dieses Szenario entspricht einer Marktgrösse von 0 bis 2 TWh Wasserstoffbedarf pro Jahr.
- **Szenario 1 «Reduziert»:** An die Wasserstofftransitleitung sind einzelne regionale Wasserstofftransportleitungen angeschlossen, die eine kleine Anzahl von Industrieclustern bedienen. Die meisten Wasserstoffproduktionsstandorte in der Schweiz sind allerdings nicht ans Netz angeschlossen. Bei diesem Szenario geht E-Cube von einem Wasserstoffbedarf von 2 bis 5 TWh pro Jahr aus.
- **Szenario 2 «Erweitert»:** Das regionale Wasserstofftransportnetz wird um einige urbane Industriezentren ausgebaut, um mögliche wasserstoffbetriebene Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zu versorgen. Die meisten Wasserstoffproduktionsstätten sind in diesem Szenario an das Transportnetz angeschlossen. Dabei geht E-Cube von einem Wasserstoffbedarf von 5 bis 10 TWh pro Jahr aus.
- **Szenario 3 «Verteilnetzebene»:** Das schweizerische Wasserstoffnetz hat sich bis zur Verteilnetzebene entwickelt und versorgt bspw. Haushaltskunden in bestimmten Regionen. Für dieses Szenario nimmt E-Cube eine Marktgrösse von 10 bis 20 TWh Wasserstoffbedarf pro Jahr an.

Abbildung 6 Übersicht der verschiedenen Marktszenarien



Quelle: Frontier Economics basierend auf E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse».

Die von E-Cube vorgeschlagene Regulierung für die verschiedenen Marktszenarien wird in Kapitel 3 näher beschrieben. Zunächst gehen wir im nachfolgenden Kapitel auf die europäische Regulierung und ihre Anwendbarkeit in der Schweiz ein.

2 Wortauslegung der europäischen Regulierung und Anwendbarkeit auf die Schweiz

Im Juni 2024 haben das Europäische Parlament und der Europäische Rat ein umfassendes Gas- und Wasserstoffpaket unterzeichnet, das aus einer Verordnung¹⁹ (im Folgenden «Verordnung») und einer Richtlinie²⁰ (im Folgenden «Richtlinie») besteht. Das Paket zielt darauf ab, die europäischen Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff zu regulieren und die bis dahin geltenden EU-Rechtsvorschriften zu reformieren. Das Paket unterstützt den Übergang zu einem europäischen Energiesystem, das auf erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen, insbesondere Wasserstoff, basiert, um die Dekarbonisierungsziele der EU zu erreichen.²¹

Im Rahmen der Richtlinie werden u.A. die Anforderungen der EU für den Anschluss von Drittländern an das europäische Wasserstoffnetz geregelt.²² Die Details dieser Regelung haben eine hohe Relevanz für die Schweiz als Drittland: Sowohl die angedachte Wasserstofftransitleitung als auch weitere denkbare Anschlusspunkte²³ wären Verbindungspunkte zwischen Leitungen auf Schweizer Gebiet und dem europäischen Wasserstoffnetz. Die Gewissheit, dass ein solcher EU-CH-Netzanschluss rechtlich realisiert werden kann und ein Verständnis der damit verbundenen regulatorischen Anforderungen, sind von grosser Bedeutung, um Sicherheit bei der Planung sowie der Finanzierung von entsprechenden Leitungsbauprojekten zu schaffen. Die Gewährleistung dieser Anbindung liegt dabei, wie zuvor beschrieben, im gemeinsamen Interesse der Europäischen Union und der Schweiz.

Die Bedingungen für den Anschluss eines Drittlandes an das europäische Wasserstoffnetz sind in Artikel 53 der Richtlinie («Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittländern») geregelt – der Wortlaut des Artikels wird im Folgenden wiedergegeben. Da der Artikel im Verlauf dieses Kapitels in seine einzelnen Begrifflichkeiten zerlegt und analysiert wird, sind einzelne, massgebliche Phrasen farblich hervorgehoben - diese farbliche Kennzeichnung findet sich in unseren weiteren Ausführungen wieder.

¹⁹ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), [hier](#) verfügbar.

²⁰ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), [hier](#) verfügbar.

²¹ [Pressemeldung](#) des Europäischen Rats.

²² Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 53.

²³ Laut [Schweizer Wasserstoffstrategie](#) (2024) sind Anschlüsse an das europäische Wasserstoffnetz, neben der Transitleitung, beispielsweise im Raum Basel, sowie in der Bodensee- und Genferseeeregion denkbar, vgl. Seite 9.

Artikel 53(1) aus Richtlinie (EU) 2024/1788

Artikel 53

Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittländern

- (1) Die Union schließt für jede Wasserstoffverbindungsleitung zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern vor deren Inbetriebnahme eine internationale Übereinkunft im Einklang mit Artikel 218 AEUV mit den betreffenden verbundenen Drittländern, in der die Betriebsvorschriften für die betreffende Wasserstoffverbindungsleitung festgelegt werden, wenn dies erforderlich ist, um die Kohärenz und die Einheitlichkeit mit den für Wasserstoffnetze geltenden Vorschriften gemäß dieser Richtlinie und der Verordnung (EU) 2024/1789 zu gewährleisten.

Eine internationale Übereinkunft gilt als nicht erforderlich, wenn der Mitgliedstaat, der über die Wasserstoffverbindungsleitung verbunden ist oder eine solche Verbindung plant, mit den betreffenden Drittländern im Einklang mit Artikel 89 dieser Richtlinie ein zwischenstaatliches Abkommen aushandelt und abschließt, in dem die Betriebsvorschriften für die betreffende Wasserstoffverbindungsleitung festgelegt werden, um die Kohärenz und die Einheitlichkeit mit den für Wasserstoffnetze geltenden Vorschriften gemäß dieser Richtlinie und der Verordnung (EU) 2024/1789 zu gewährleisten. (...)

Quelle: Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024). Farbliche Hervorhebungen durch Frontier Economics.

Hinweis: Die farblichen Hervorhebungen werden in den folgenden Kapiteln zur Orientierung wiederholt

Im folgenden Kapitel untersuchen wir daher die betreffenden Details der Richtlinie und Verordnung und fassen unsere Interpretation der Implikationen für die Schweiz zusammen:

- In Kapitel 2.1 untersuchen wir die Art des Abkommens, welche die Schweiz abschliessen müsste, um sich an das europäische Wasserstoffnetz anzuschliessen.
- In Kapitel 2.2 zeigen wir auf, welche unterschiedlichen Auslegungen der Begriff der Wasserstoffverbindungsleitung haben kann und was dies für die Auslegung des Artikels 53 für die Schweiz bedeutet. Unser Fokus liegt dabei in erster Linie auf der angedachten Transitleitung.²⁴
- In Kapitel 2.3 führen wir aus, welche Auflagen Teil der Betriebsvorschriften sein könnten, welche in einem Abkommen geregelt würden.
- Abschliessend erörtern wir in Kapitel 2.4, in welchem Umfang der Verweis auf Kohärenz und Einheitlichkeit mit Richtlinie und Verordnung eine Übernahme der europäischen Vorschriften durch die Schweiz vorschreibt.

²⁴ Die Auslegung des Artikels für mögliche weitere Anschlusspunkte an das Wasserstoffnetz der EU wird separat in Kapitel 4.2 aufgegriffen.

Disclaimer: Juristische Prüfung nicht Bestandteil der Studie

Es sei explizit darauf hingewiesen, dass die folgenden Ausführungen eine Interpretation der regulatorischen Rahmenbedingungen auf EU-Ebene aus Sicht der Autor:innen darstellen, die ausschliesslich ökonomisch ausgebildet sind. **Eine juristische Prüfung dieser Wortauslegung wurde im Rahmen des Projektes nicht vorgenommen.** Die rechtliche Verbindlichkeit wäre entsprechend noch zu prüfen.

2.1 Für den Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz wird ein Abkommen notwendig werden

Gemäss Artikel 53(1) der Richtlinie²⁵ ist es erforderlich, dass ein Drittland, wie die Schweiz, ein Abkommen abschliesst, wenn es plant, sich an das Wasserstoffnetz der EU anzuschliessen, um eine Kohärenz mit den EU-Vorschriften zu gewährleisten. Dieses Abkommen kann entweder als **internationale Übereinkunft** mit der Europäischen Union getroffen werden, oder alternativ als **zwischenstaatliches Abkommen** mit den betroffenen Mitgliedsländern (im Falle der angedachten Schweizer Transitleitung: Deutschland, Frankreich, Italien).

Auch im Falle eines zwischenstaatlichen Abkommens wäre die Europäische Kommission zu einem gewissen Grad in der Abkommensfindung involviert: Sie müsste, unter anderem,

- zunächst die Aufnahme der Verhandlungen genehmigen,²⁶
- könnte die Aufnahme gewisser Klauseln verlangen,²⁷ und
- würde das erreichte Abkommen sichten, um eine Unterzeichnung zu genehmigen.²⁸

Die Möglichkeit, dass ein solches Abkommen, sei es zwischenstaatlich oder mit der EU, als nicht erforderlich angesehen wird, weil die Kohärenz und Einheitlichkeit auch ohne Abkommen hinreichend gewährleistet ist, wird in Artikel 53(1)²⁹ nicht weiter ausgeführt. Dass dies im Rahmen der europäischen Regelung nicht per se vorgesehen ist, ergibt sich auch aus einer Begründung zur Änderung des Richtlinienvorschlags während der Entwurfsphase: «Die

²⁵ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

²⁶ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 89(3).

²⁷ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 89(8).

²⁸ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 89(12). Die Nicht-Genehmigung einer Unterzeichnung käme dann zustande, wenn das zu unterzeichnende Abkommen (1) gegen Unionsrecht verstossen würde, oder (2) das Funktionieren des Wasserstoffbinnenmarktes, der Wettbewerb oder die Versorgungssicherheit in einem Mitgliedstaat oder in der Union beeinträchtigen würde, oder (3) die Ziele laufender Verhandlungen über internationale Übereinkünfte der Union mit einem Drittland untergraben würde, oder (4) diskriminierend wäre, vgl. ebenda, Artikel 89(3).

²⁹ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

überarbeitete Fassung stellt klar, dass die Mitgliedstaaten verpflichtet sind, internationale Übereinkünfte oder eine zwischenstaatliche Vereinbarung (...) zu schliessen, bevor sie eine solche Verbindungsleitung [mit einem Drittland] in Betrieb nehmen oder zu nehmen beabsichtigen»³⁰. Es ist daher unwahrscheinlich, dass einem Drittland der Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz ohne vorherigen Abschluss eines entsprechenden Abkommens gewährt würde. Es ist jedoch denkbar, dass ein einziges Abkommen mit einem weitreichendem Wirkungsraum diese Kohärenz und Einheitlichkeit für mehrere Wasserstoffverbindungsleitungen gleichzeitig herstellen könnte, sodass ein Abkommen nur einmal ausgehandelt werden müsste – beispielsweise im Kontext der Anbindung der angedachten Wasserstofftransitleitung. In diesem Fall wäre in Folge nicht für jede weitere Verbindungsleitung ein gesondertes Abkommen erforderlich.

Demnach wird für den Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz voraussichtlich mindestens ein Abkommen notwendig werden, welches nach Artikel 53(1)³¹, die Betriebsvorschriften für die relevante Wasserstoffverbindungsleitung (sowie ggf. für weitere vorstellbare Verbindungsleitungen) festlegt und dadurch die Kohärenz und Einheitlichkeit mit den geltenden Vorschriften der EU sicherstellt.

2.2 Welche Teile der angedachten Transitleitung unter den Umfang der referenzierten «Verbindungsleitung» fallen, ist Auslegungssache

Artikel 53(1) der Richtlinie³² referenziert die Notwendigkeit eines solchen Abkommens für «jede Wasserstoffverbindungsleitung zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern»³³, und regelt auch, dass dieses Abkommen die Betriebsvorschriften «für die betreffende Wasserstoffverbindungsleitung»³⁴ festlegen soll. Die Anwendbarkeit des Artikels und der Umfang der geregelten Betriebsvorschriften sind daher grundsätzlich auf die jeweiligen Wasserstoffverbindungsleitungen beschränkt.

Der Begriff Wasserstoffverbindungsleitung (im Folgenden «Verbindungsleitung») kann dabei nach unserem Verständnis zwei unterschiedliche Situationen betreffen: Zum einen gemäss Richtlinie «ein Wasserstoffnetz zwischen einem Mitgliedstaat und einem Drittland bis zum Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten (...)»³⁵ (Situation A), oder «ein Wasserstoffnetz, das eine

³⁰ Übersetzung von Frontier. «Article [53] on hydrogen interconnectors with third countries was clarified. The revised version indicates that the Member States are obliged to conclude international agreements or an intergovernmental agreement pursuant to Article [89] before operating such interconnector or before intending to be connected.», Europäischer Rat (2023): [7808/23](#), p. 9, IV. «As regards the Directive, bullet m)». Der Originaltext bezieht sich auf Artikel 49 statt auf Artikel 53 (und auf Artikel 82 statt auf Artikel 89) der Richtlinie, da die Nummerierung der Artikel im damaligen Textentwurf noch nicht final war.

³¹ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

³² Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

³³ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 53(1).

³⁴ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 53(1).

³⁵ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 2(40).

Grenze zwischen Mitgliedstaaten quert oder überspannt und dem Zweck dient, die nationalen Wasserstoffnetze dieser Mitgliedstaaten zu verbinden»³⁶ (Situation B). In beiden Situationen ist gleichermaßen ein Abkommen erforderlich (siehe Abschnitt 2.1), es ergeben sich allerdings nach unserem Verständnis³⁷ für beide Situationen unterschiedliche Implikationen für den Geltungsbereich des Abkommens:

- **Situation A:** Ein Wasserstoffnetz zwischen Mitgliedstaat und Drittland
 - In diesem Fall wären mit dem Verweis auf Verbindungsleitungen lediglich die Ein- und Ausspeisepunkte von und zur Schweiz auf Hoheitsgebiet der EU gemeint (vgl. Zusatz «bis zum Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten»).
 - Dementsprechend würden keinerlei Leitungen auf dem Hoheitsgebiet der Schweiz selbst unter die Begrifflichkeit der Verbindungsleitungen fallen. Ob dies bedeutet, dass deren Betriebsvorschriften auch tatsächlich nicht verhandlungsrelevant wären, bleibt offen.
- **Situation B:** Ein Wasserstoffnetz zwischen Mitgliedstaaten
 - In diesem Fall wäre mit dem Verweis auf die Verbindungsleitung der gesamte Verlauf der möglichen Transitleitung für Wasserstoff gemeint (siehe Kapitel 1.2), welche die Grenzen von Mitgliedstaaten «überspannt» und somit der Verbindung der nationalen Wasserstoffnetze verschiedener Mitgliedstaaten (Deutschland, Frankreich, Italien) dient. Ein innerschweizerisches Fernleitungsnetz, was an die Transitleitung anschliessen könnte, würde jedoch auch hier nicht unter die Begrifflichkeit der Verbindungsleitung fallen.
 - Diese Situation ist insbesondere deshalb denkbar, weil ähnliche (Erdgas-)Leitungen in der Vergangenheit explizit als Verbindungsleitungen deklariert wurden: Die transadriatische Pipeline (TAP) durchquert das Drittland Albanien, wurde von der Europäischen Kommission aber dennoch als «Verbindungsleitung zwischen Mitgliedstaaten» gewertet (für den Zweck einer Ausnahmegenehmigung, äquivalent zu Artikel 78 der Verordnung³⁸),³⁹ siehe auch Exkurs am Ende dieses Unterkapitels.

Somit bezieht sich Artikel 53 der Richtlinie bei Referenz auf die Wasserstoffverbindungsleitung *mindestens* auf die Ein- und Ausspeisepunkte von und zur Schweiz auf EU-Hoheitsgebiet, die für den Netzanschluss erforderlich sind (im Sinne von Situation A). Darüber hinaus könnte sich die Begrifflichkeit im Schweizer Kontext auch auf den gesamten Verlauf der (angedachten) Transitleitung beziehen (im Sinne von Situation B). Welche Situation der Begriffsbestimmungen der EU-Richtlinie schlussendlich Anwendung findet ist demnach Auslegungssache und bleibt vorerst offen. Unabhängig von der

³⁶ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 2(40).

³⁷ Es sei erneut darauf hingewiesen, dass eine rechtliche Prüfung durch juristisch ausgebildete Personen nicht Bestandteil dieser Studie ist. Die folgende Interpretation stellt eine Einschätzung der Autor:innen dar, welche ausnahmslos ökonomisch ausgebildet sind.

³⁸ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

³⁹ Kommissionsentscheidung C(2013) 2949 final (2013), [hier](#) verfügbar.

tatsächlichen Auslegung der Verbindungsleitung wird die Schweiz zum Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz allerdings, wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, ein Abkommen mit der EU oder den betroffenen Mitgliedstaaten abschliessen müssen.

In beiden Fällen würden jedoch Leitungen eines innerschweizerischen Transportnetzes nicht unter die Begrifflichkeit der Wasserstoffverbindungsleitung, wie im Artikel selbst referenziert, fallen. Die Betriebsvorschriften für die innerschweizerischen Leitungen sind demnach nach unserem Verständnis nicht unmittelbar von der EU-Richtlinie betroffen und können von der Schweiz unabhängig festgelegt werden. Allerdings ist auch nicht auszuschliessen, dass die Regelung innerschweizerischer Leitungen im Zuge allfälliger Verhandlungen zum Abschluss eines Abkommens mit der EU bzw. den betroffenen Mitgliedstaatlich gegenständlich werden. In diesem Fall könnte es möglicherweise auch für innerschweizerische Leitungen zu Auflagen beim Betrieb kommen.

Exkurs: Transadriatische Pipeline (TAP) als Verbindungsleitung zwischen Mitgliedsländern («Interconnector») trotz Durchquerung eines Drittlands

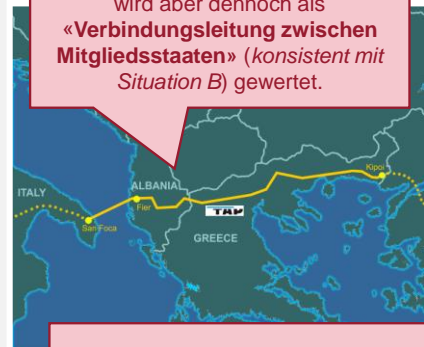
In einer Kommissionsentscheidung zur TAP wurde explizit klargestellt, dass eine (Erdgas-) Verbindungsleitung zwischen EU-Mitgliedstaaten auch Leitungsabschnitte in Drittstaaten umfassen kann - basierend auf der Definition von Erdgasverbindungsleitungen in der damaligen Erdgasrichtlinie⁴⁰, die der heutigen Definition von Verbindungsleitungen (für Erdgas und Wasserstoff) grossteils entspricht⁴¹.

«In der gemeinsamen Stellungnahme wird erklärt, dass die TAP (...) eine grosse, neue Gaspipeline ist, die sich über drei Länder erstreckt: zwei EU-Mitgliedstaaten (Italien und Griechenland) und eine Vertragspartei der Energy Community (Albanien). Gemäß den Bestimmungen der gemeinsamen Stellungnahme wird sie über Ein- und Ausspeisepunkte in Griechenland, Albanien und Italien verfügen und die nationalen Übertragungssysteme dieser Länder miteinander verbinden. (...)

[D]as Konzept 'Verbindungsleitungen' muss so verstanden werden, dass es unter anderem Gaspipelines umfasst, die die Grenzen von (mindestens) zwei EU-Mitgliedstaaten überspannen, unabhängig davon, ob das Gebiet eines Nicht-EU-Mitgliedstaats dazwischen durchquert wird. Eine zu enge Auslegung des Konzepts 'Verbindungsleitungen zwischen Mitgliedstaaten' würde die Pipelines ausschliessen, die die EU-Mitgliedstaaten verbinden, aber zufällig in einem Drittland beginnen, enden oder dieses durchqueren. Dies war nicht die Absicht des Gesetzgebers. (...)

Auf der Grundlage des Vorstehenden kommt die **Kommission zu dem Schluss, dass TAP eine Verbindungsleitung im Sinne von Artikel 2(17) der Gasrichtlinie darstellt.**»

Die transadriatische Pipeline durchquert das **Drittland Albanien**, wird aber dennoch als **«Verbindungsleitung zwischen Mitgliedstaaten»** (konsistent mit Situation B) gewertet.



«Der Begriff 'Verbindungsleitung' wird (...) in **Artikel 2 Absatz 17 der Gasrichtlinie** als eine Fernleitung definiert, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt, um dem alleinigen Zweck, die nationalen Fernleitungsnetze dieser Mitgliedstaaten zu verbinden.»

Quelle: Übersetzung und Hervorhebungen von Frontier⁴², Kommissionsentscheidung C(2013) 2949 final vom 16. Mai 2013, Kapitel 4.2, [hier](#) verfügbar. Bild via [Wikimedia](#).

⁴⁰ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (2009), [hier](#) verfügbar.

⁴¹ Die Definition des Begriffs «Verbindungsleitung» war in der damaligen Gasrichtlinie noch strenger definiert, nämlich als «Fernleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten quert oder überspannt und einzig dem Zweck dient, die nationalen Fernleitungsnetze dieser Mitgliedstaaten zu verbinden», vgl. Richtlinie 2009/79/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (2009), Artikel 2(17). Die heutige Definition einer Wasserstoffverbindungsleitung (Art. 2(40) der heutigen [Richtlinie](#), 2024) erlaubt (implizit) auch andere Zwecke als die Verbindung der Mitgliedstaaten, um als Verbindungsleitung zu gelten. Des Weiteren enthält die heutige Definition den Zusatz für Situation A.

⁴² «The concept of 'interconnector' is further defined in Article 2(17) of the Gas Directive, which states that 'interconnector' means a transmission line which crosses or spans a border between Member States for the sole purpose of connecting the national transmission systems of those Member states. (...) The Joint Opinion explains that TAP is (...) a major, new gas pipeline stretching over three countries: two EU Member States (Italy and Greece) and one Contracting Party to the Energy Community (Albania). Based on the provisions of the Joint Opinion, it will have entry and exit points in Greece, Albania and Italy and connecting the national transmission systems of those countries. (...) In accordance with Article 2(17) of the Gas Directive, the concept of 'interconnectors' must be understood as comprising, inter alia, gas pipelines which span the borders of (at least) two EU Member States, regardless as to whether the territory of a non-EU Member State is crossed in between. Too narrow interpretation of the concept 'interconnectors between Member States', would exclude the pipelines which connect the EU Member States, but happen to start, end, or cross a third country. This was not the intention of the legislator. (...) Based on the above, the Commission concludes that TAP constitutes an interconnector within the meaning of Art 2(17) of the Gas Directive (...)», Kommissionsentscheidung C(2013) 2949 final (2013), Rn. 53-58, [hier](#) verfügbar.

2.3 Die europäische Gesetzgebung lässt den Umfang eines Abkommens offen

Artikel 53(1) der Richtlinie regelt, dass die «*Betriebsvorschriften für die betreffende Wasserstoffverbindungsleitung*»⁴³ Gegenstand des Abkommens sein sollen – es wird dabei jedoch nicht genauer präzisiert, welche Auflagen im Speziellen tatsächlich Teil des Abkommens sein würden. Die Begrifflichkeit der «*Betriebsvorschriften*» wird nicht weiter definiert, und der tatsächliche Verhandlungsrahmen eines Abkommens damit sehr vage gehalten.

In früheren Entwürfen der Richtlinie wurden der Zugang Dritter, die Tarifregulierung und die Entflechtung des Betreibers der Wasserstoffverbindungsleitung als Beispiele für zu regelnde Themen genannt.⁴⁴ In der Entwurfsfassung des Europäischen Rates wurden diese konkreten Beispiele jedoch gestrichen⁴⁵ und sind nicht Bestandteil des endgültigen Richtlinien textes. Somit bleibt offen, welche konkreten Vorschriften und Auflagen in den Verhandlungen thematisiert, und wie weit die Anwendbarkeit dieser Themen bewertet würde.

Dies ermöglicht beiden Verhandlungsparteien eine gewisse Flexibilität, um auf die Bedürfnisse und Anforderungen der anderen Partei eingehen zu können – schafft aber gleichermassen Unsicherheiten über die Verhandlungspunkte. Ausgangspunkt für die verhandlungsgegenständlichen Themen der Verhandlungen werden allerdings voraussichtlich die Verordnung und die Richtlinie der EU sein, wie wir im nächsten Unterkapitel ausführen.

2.4 Ausgangspunkt für Verhandlungen wird voraussichtlich das Gas- und Wasserstoffpaket der EU sein

Ziel eines Abkommens ist es laut Artikel 53(1) der Richtlinie, «*Kohärenz und Einheitlichkeit*» der Vorschriften für die Wasserstoffnetze im angebundenen Drittland und der EU zu gewährleisten. Dies deutet darauf hin, dass der Ausgangspunkt für die Verhandlungen aus Sicht der EU bzw. der betroffenen Mitgliedstaaten die in der Verordnung und der Richtlinie des Gaspakets festgelegten Betriebsvorschriften sein werden. Zudem könnten die dort hinterlegten Bestimmungen zu verschiedenen Ausnahmeregelungen in den Verhandlungen relevant werden. Diese Bestimmungen können als Grundlage dienen, um besser zu verstehen, unter welchen Bedingungen die EU und die betroffenen Mitgliedstaaten bereit wären, von den ursprünglich vorgesehenen Vorschriften abzuweichen. Andererseits könnten im Rahmen der Verhandlungen auch projektspezifische Ausnahmen auf Basis der in der EU

⁴³ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 53(1),.

⁴⁴ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates COM(2021) 803 final (2021), [hier](#) verfügbar.

⁴⁵ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council 7911/23 (2023), Artikel 49(3), [hier](#) verfügbar.

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

geltenden Voraussetzungen für Ausnahmegenehmigungen gemäss Art. 78 der EU Verordnung ausgehandelt werden (siehe Kapitel 3.2.3).

Für die Schweiz ist es wichtig abzuwägen, welchen Ausgangspunkt sie in allfälligen Verhandlungen einnehmen möchte. Dabei sollten zunächst die für die Schweiz bevorzugten Vorschriften geklärt sowie die Relevanz der verschiedenen Themen für die Schweiz und die Bereitschaft, von diesen bevorzugten Vorschriften in verschiedenen Themenbereichen abzuweichen, bewertet werden.

Im nachfolgenden Kapitel geben wir einen Überblick über die möglichen verhandlungsgegenständlichen Themen und legen die Ausgangspunkte der Verhandlungspositionen der EU und der Schweiz dar.

3 Verhandlungsgegenständliche Themen für den Anschluss der angedachten Transitleitung an das europäische Wasserstoffnetz

Wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, wird für den Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz voraussichtlich ein Abkommen notwendig sein. Zur Vorbereitung auf allfällige Verhandlungen der Schweiz mit der EU bzw. den betroffenen Mitgliedstaaten gehen wir in diesem Kapitel wie folgt vor:

- In Kapitel 3.1 identifizieren wir mögliche Verhandlungsthemen für ein Abkommen der Schweiz zum Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz.
- Anschliessend nehmen wir in Kapitel 3.2 eine Einschätzung der jeweiligen Verhandlungspositionen der EU und der Schweiz vor und identifizieren potenzielle Diskrepanzen, die es im Rahmen allfälliger Verhandlungen voraussichtlich zu adressieren gilt.

Der Fokus in diesem Kapitel liegt zunächst auf dem Abkommen zum Anschluss der angedachten Schweizer Transitleitung, da diese in der Planung weiter vorangeschritten ist, als mögliche weitere Anschlusspunkte an das Wasserstoffnetz der EU. Inwiefern sich die Regelungen bzw. Verhandlungen zum Anschluss der Transitleitung von jenen zum Anschluss weiterer denkbarer Anschlusspunkte an das europäische Wasserstoffnetz unterscheiden könnten, greifen wir in Kapitel 4 auf.

3.1 Identifikation von zehn verhandlungsgegenständliche Themen für ein Abkommen zum Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz

Wie in Kapitel 2.4 beschrieben, bildet das Gas- und Wasserstoffpaket der EU voraussichtlich die Grundlage für mögliche Verhandlungen der Schweiz mit der EU oder den Nachbarstaaten über einen Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz. Basierend auf den Regulierungsthemen, die in Verordnung und Richtlinie geregelt sind, sowie weiteren im Wasserstoffsektor diskutierten Regulierungsaspekten haben wir zehn zentrale Themenbereiche identifiziert, die potenziell Gegenstand einer Verhandlung um ein Abkommen EU-CH sein könnten. Diese Themenbereiche werden in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7 Die zehn identifizierten verhandlungsgegenständliche Themen für ein Abkommen zu Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz



Quelle: Frontier Economics.

Nachfolgend werden die identifizierten Themenbereiche erläutert:

- **Horizontale und vertikale Entflechtung:** Bei den Entflechtungsvorschriften wird festgelegt, in welchem Umfang Wasserstoffnetzbetreiber von (i) Erdgasnetzbetreibern (horizontal) und (ii) Energieversorgungsunternehmen (vertikal) unabhängig sein müssen. Dabei werden folgende Ausgestaltungsmöglichkeiten der Entflechtung unterschieden (geordnet nach aufsteigendem Regulierungsgrad):
 - Buchhalterische Entflechtung: Getrennte Buchführung und eindeutige Kostenzuordnung zu den jeweiligen Geschäftsbereichen;
 - Informationelle Entflechtung: Sicherstellung der Vertraulichkeit sensibler Informationen;
 - Operationelle Entflechtung: Trennung von Entscheidungsbefugnissen, Unabhängigkeit der Geschäftsführung und organisatorische Eigenständigkeit;
 - Rechtliche Entflechtung: Einrichtung einer eigenständigen Rechtspersönlichkeit mit separaten organisatorischen Strukturen;
 - Eigentumsrechtliche Entflechtung: Strikte Trennung von Eigentumsverhältnissen und vollständige Unabhängigkeit des Netzbetreibers.
- **Zugang Dritter** (engl. Third-Party Access, im Folgenden «TPA»): Bei der Regulierung des Zugangs Dritter wird festgelegt, unter welchen Bedingungen externe Netznutzer

Zugang zu den Wasserstoffnetzen erhalten. Es gibt drei grundlegende Ausgestaltungsmöglichkeiten (geordnet nach aufsteigendem Regulierungsgrad):

- Keine TPA-Regulierung: Es existieren keine expliziten TPA-Regeln, sodass Netzbetreiber frei entscheiden können, ob und unter welchen Bedingungen Dritte einen Netzzugang erhalten.
 - Verhandelter TPA (engl. negotiated TPA, im Folgenden «nTPA»): Die Zugangsbedingungen werden über bilaterale Verhandlungen zwischen Netzbetreibern und -nutzern festgelegt. Dabei ist ein Zugang auf Basis objektiver, transparenter und nicht-diskriminierender Kriterien die Grundlage für die Verhandlungen.
 - Regulierter TPA (engl. regulated TPA, im Folgenden «rTPA»): Die Zugangsbedingungen werden hier von einer Regulierungsbehörde festgelegt bzw. genehmigt. Diese Bestimmungen betreffen auch die Entgeltgestaltung (siehe auch Tarifsetzung, nächster Punkt).
- **Tarifsetzung**: Bei der Tarifregulierung geht es darum, welche Anforderungen an Netzbetreiber bei der Festlegung der Netzentgelte gestellt werden. Auch hier gibt es drei wesentliche Ausgestaltungsmöglichkeiten (geordnet nach aufsteigendem Regulierungsgrad):
- Keine Tarifregulierung: Netzbetreiber können ihre Entgelte zur Netznutzung individuell festlegen, ohne vorab festgelegten regulatorischen Beschränkungen folgen zu müssen. Diese Art der Tarifregulierung wird angewandt, wenn keine TPA-Regulierung oder eine nTPA-Regulierung umgesetzt wird.
 - Erlösregulierung: Bei einer Erlösregulierung werden die Entgelte nur indirekt festgelegt, z.B. durch eine Erlösobergrenze auf der Grundlage eines Kostenvergleichs verschiedener Netzbetreiber («Kosten-Benchmarking»). Diese Ausgestaltung der Tarifregulierung ist mit einem rTPA-Regime kompatibel.
 - Entgeltregulierung: Bei einer Entgeltregulierung werden die Entgelte für jeden Netzbetreiber direkt auf Grundlage ihrer individuellen Kosten (inkl. einer Kapitalrendite) festgelegt bzw. sind von den Netzbetreibern zu beantragen und von der Regulierungsbehörde zu genehmigen. Diese Ausgestaltungsmöglichkeit stellt neben der Erlösregulierung die zweite Option für die Tarifregulierung im Rahmen eines rTPA-Regimes dar.
- **Ausnahme von Regulierung**: In der EU können neue Wasserstoffverbindungsleitungen bei Erfüllung gewisser Kriterien eine Ausnahme von u.a. den Regelungen zur Entflechtung, dem Zugang Dritter und der Tarifregulierung beantragen.⁴⁶ Diese von der EU definierten Kriterien für projektspezifische Ausnahmegenehmigungen geben einen Rahmen vor, in welchem Ausnahmen von den Regelungen zur Entflechtung, dem Zugang Dritter und der Tarifregulierung auch für grenzüberschreitende Projekte zur Schweiz denkbar wären und können so auch in allfälligen Verhandlungen relevant werden.

⁴⁶ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78.

- **Marktgebiet:** Im Zuge des Aufbaus des Wasserstoffmarktes muss auch entschieden werden, ob die Schweiz als eigenständige Bilanzierungszone definiert wird, um den Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu gewährleisten. In diesem Zuge wäre ggf. auch ein Marktgebietsverantwortlicher zu ernennen, der die Aktivitäten innerhalb der Bilanzierungszone überwacht und koordiniert.
- **Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff:** Die Anrechenbarkeit des produzierten Wasserstoffs als erneuerbar ist insbesondere für Wasserstoffproduzenten relevant, um Zugang zu Fördermitteln zu bekommen und um von der höheren Zahlungsbereitschaft für erneuerbaren Wasserstoff (induziert durch den CO₂-Preis oder nachfrageseitige Förderinstrumente) zu profitieren. Um einen ungehinderten Wasserstoffhandel zwischen der EU und der Schweiz zu ermöglichen, müssten die Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff ggf. seitens der Schweiz vereinheitlicht werden.
- **Regulierungsbehörde:** Beim Aufbau des Wasserstoffmarktes in der Schweiz stellt sich zudem die Frage, ob in der Schweiz eine Regulierungsbehörde ernannt werden soll, um die Einhaltung von Standards und Vorschriften zu überwachen. In diesem Zuge wäre es auch notwendig, die Verantwortlichkeiten der Regulierungsbehörde klar zu definieren, um einen sicheren und effizienten Betrieb des Marktes zu gewährleisten.
- **Netzplanung:** Auch die Planung der Netze sowie die europäische Koordinierung der Netzbetreiber kann für einen grenzüberschreitenden Wasserstoffhandel entscheidend sein. Im Rahmen allfälliger Verhandlungen wäre ggf. zu diskutieren, welche Abstimmungen bzw. Koordinationen zwischen der Schweiz und den Nachbarländern oder der EU in Bezug auf die Netzplanung erfolgen soll. Zum Beispiel inwieweit die Schweiz im neuen europäischen Zusammenschluss der Wasserstoffnetzbetreiber (engl. European Network of Network Operators of Hydrogen, «ENNOH») vertreten sein sollte.
- **Förderung vom Wasserstoffmarkthochlauf:** Um den Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu unterstützen, werden voraussichtlich Fördermittel in verschiedenen Bereichen der Wasserstoffwertschöpfungskette eingesetzt. Dabei gilt es festzulegen, welche Anforderungen diese Förderungen erfüllen müssen - und ob Schweizer Förderungen auch die EU-Richtlinien erfüllen müssen.
- **Netzkodizes:** Auch die technischen und organisatorischen Anforderungen an den Betrieb von Wasserstoffleitungen müssen festgelegt werden. Die EU regelt diese im Rahmen von Netzkodizes, deren Umfang und Anwendbarkeit in allfälligen Verhandlungen mit der Schweiz voraussichtlich zu diskutieren wären.

3.2 Ein Vergleich der EU-Regulierung mit der in der Schweiz vorgesehenen Regulierung zeigt die Themengebiete mit den grössten Unterschieden

Zur Identifikation der Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen den Vorstellungen der EU und der Schweiz haben wir einen Vergleich der EU-Regulierung mit der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung vorgenommen. Grundlage für die EU-Regulierung bilden

insbesondere die Verordnung⁴⁷ und die Richtlinie⁴⁸ über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff sowie die spezifischen Rechtsgrundlagen für die einzelnen Themenbereiche. Für die in der Schweiz vorstellbare Regulierung stützen wir uns auf die Ergebnisse der vom BFE beauftragten und von E-Cube durchgeführten Studie «Futur de l'hydrogène en Suisse»⁴⁹. Eine eigene Bewertung oder Einschätzung der vorgeschlagenen Regulierung in der Schweiz erfolgt im Rahmen dieser Studie nicht.

Der Vergleich zeigt, dass die grössten Unterschiede zwischen den Vorstellungen der EU und der Schweiz voraussichtlich in den Bereichen **Entflechtung, Zugang Dritter, Tarifsetzung, Marktgebiet** sowie bei der **Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff** liegen. Darüber hinaus könnten die **Kriterien für Ausnahmegenehmigungen** im Rahmen allfälliger Verhandlungen um die Themen Entflechtung und Zugang Dritter eine Rolle spielen. Im Gegensatz dazu zeigen die Vorstellungen der EU und der Schweiz im Hinblick auf die verantwortliche **Regulierungsbehörde** sowie **Teile der Netzplanung** bereits weitgehende Übereinstimmungen.⁵⁰ Für die Themen **Förderungen** und **Netzkodizes** lässt sich aktuell noch keine abschliessende Einschätzung vornehmen, da sowohl die Ausgestaltung der Fördermassnahmen in der Schweiz als auch die Netzkodizes für Wasserstoff in der EU noch ausstehen. Abbildung 8 gibt einen Überblick der Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung.










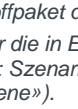
⁴⁷ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

⁴⁸ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

⁴⁹ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse».

⁵⁰ Mögliche Diskrepanzen im Hinblick auf die Netzplanung könnten sich bei der Frage ergeben, inwieweit Schweizer Akteuren eine Partizipation bei ENNOH gewährt wird – aus Sicht der Schweizer Akteure wäre eine Beteiligung in einer Beobachterrolle voraussichtlich wünschenswert. Basierend auf einer Empfehlung von ACER könnte jedoch der Fall eintreten, dass Schweizer Akteuren keine Teilnahme im Beobachterstatus gewährt wird. Die Fertigstellung der ENNOH-Statuten steht noch aus, eine abschliessende Beurteilung ist daher nicht möglich.

Abbildung 8 Überblick der Gemeinsamkeiten und potenziellen Unterschiede der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorgesehenen Regulierung

	 Schweiz	 EU	  CH vs. EU
ENTFLECHTUNG 	Vertikal und horizontal: <ul style="list-style-type: none"> S0: Buchhalterisch S1-S3: Informationell bzw. rechtlich (falls nur ein FNB) 	<ul style="list-style-type: none"> Vertikal: Eigentumsrechtliche Entflechtung Horizontal: Rechtliche Entflechtung 	Geringere Anforderungen an Entflechtung in CH als in EU
ZUGANG DRITTER 	<ul style="list-style-type: none"> S0-1: nTPA ohne Tarifregulierung 	<ul style="list-style-type: none"> Bis 2033: rTPA oder nTPA 	In CH vrsl. rTPA erst später vorgesehen als ab 2033 wie in EU
TARIFSETZUNG 	<ul style="list-style-type: none"> S2-3: rTPA mit Cost+Regulierung 	<ul style="list-style-type: none"> Ab 2033: rTPA mit Erlös- oder Entgeltregulierung 	
AUSNAHME VON REGULIERUNG 	Bisher keine Ausnahmeregelung vorgesehen	Für einzelne Leitungen Ausnahme von Regulierung möglich	Erfüllung der EU-Ausnahme bei CH-Projekten zu prüfen
MARKTGEBIET 	<ul style="list-style-type: none"> S0-1: Vertragliches Kapazitätsmanagement S2-3: Marktgebiet vorgesehen 	Marktgebiet vrsl. verpflichtend	Marktgebiet in CH erst bei erweitertem H2-Markthochlauf vorgesehen
ZERTIFIZIERUNG 	Emissionsgrenze vorgesehen	Emissionsgrenze + zusätzliche Anforderungen	Zusätzliche EU-Anforderungen in CH <u>nicht</u> vorgesehen
REGULIERUNGSBEHÖRDE (NRA) 	Ernennung NRA vorgesehen (EnCom)	Ernennung NRA verpflichtend	Ernennung NRA bei beiden vorgesehen
NETZPLANUNG 	<ul style="list-style-type: none"> Validierung Netzplanung durch Behörde vorgesehen Partizipation bei ENNOH vrsl. erwünscht 	<ul style="list-style-type: none"> Validierung Netzplanung durch Behörde verpflichtend CH-Partizipation bei ENNOH offen 	Validierung Netzplanung bei beiden vorgesehen, Art CH-Partizipation bei ENNOH offen
FÖRDERUNG 	Subventionsmechanismus oder zeitliche Tarifglättung denkbar	Vereinbarkeit mit KUEBILL-Kriterien für staatliche Beihilfe	<i>Vergleich ausserhalb des Studienrahmens</i>
NETZKODIZES 	Bisher keine Präzisierungen der Vorschriften veröffentlicht	Bis dato keine EU-Netzkodizes für H2 vorliegend	<i>Vereinbarkeit derzeit noch nicht bewertbar</i>

Quelle: Frontier Economics basierend auf E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse», und Gas- und Wasserstoffpaket der EU (sowie die spezifischen Rechtsgrundlagen für die einzelnen Themenbereiche).

Hinweis: S0-4 stehen für die in E-Cube Strategy Consultants (2023) definierten Marktentwicklungsszenarien der Schweiz (vgl. Kapitel 2.4, S0: Szenario 0 «Minimal», S1: Szenario 1 «Reduziert», S2: Szenario 2 «Erweitert», S3: Szenario 3 «Verteilnetzebene»).

Kästen folgen dem Farbcode **rot** für grössere Unterschiede, **gelb** für potenzielle Unterschiede, **grün** für weitgehende Übereinstimmung und **grau** für noch nicht absehbare Übereinstimmung zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung.

rTPA: Regulierter Netzzugang, nTPA: Verhandelter Netzzugang, NRA: Regulierungsbehörde (engl. National Regulatory Authority).

Im Folgenden gehen wir auf die einzelnen Themenfelder näher ein. Dabei vertiefen wir insbesondere jene Themenfelder, bei denen wir grössere Unterschiede identifiziert haben und die demnach voraussichtlich bei allfälligen Verhandlungen zentral sein werden.

3.2.1 Horizontale und vertikale Entflechtung

Im Bereich der horizontalen und vertikalen Entflechtung bestehen zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung bedeutende Unterschiede.

Horizontale Entflechtung

Bei der horizontalen Entflechtung sind folgende Vorschriften vorgesehen:

- **EU:** Die EU-Regulierung sieht eine rechtliche Entflechtung⁵¹ zwischen den Wasserstoff- und Erdgasnetzbetreibern vor. Eine Ausnahme von dieser Entflechtungsvorgabe kann auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse durch Mitgliedstaaten gewährt werden.⁵²
- **Schweiz:** Die in der Schweiz vorstellbare Regulierung unterscheidet sich je nach Szenario der Wasserstoffmarktentwicklung (siehe dazu Unterkapitel 1.3). Im Marktszenario 0 «Minimal» ist lediglich eine buchhalterische und in den restlichen Marktszenarien 1 bis 3 eine informationelle horizontale Entflechtung vorgesehen.⁵³

Beide Jurisdiktionen eint entsprechend, dass mindestens eine buchhalterische Entflechtung vorgesehen ist, also eine getrennte Rechnungslegung für Geschäftsbereiche des Transports von Erdgas und Wasserstoff.⁵⁴ Damit sind einheitliche Erdgas- und Wasserstoffnetznutzungsstarife und somit eine Quersubventionierung des anfangs voraussichtlich defizitären Wasserstofftransportes durch Nutzer des Erdgasnetzes im Grundsatz ausgeschlossen, sofern nicht anderweitig regulatorisch implementiert.⁵⁵

Die horizontalen Entflechtungsvorschriften in der EU gehen jedoch deutlich über eine buchhalterische Entflechtung hinaus, und sind somit – wie in Abbildung 9 dargestellt – restriktiver als die in der Schweiz für alle Marktszenarien vorstellbaren Regelungen. Die

⁵¹ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 69.

⁵² Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 69(2).

⁵³ E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse», Seite 54-55.

⁵⁴ Die horizontale Trennung des regulierten Anlagevermögens ist zusätzlich zu den Auflagen an die Entflechtung auch separat in Artikel 5 der Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024) geregelt.

⁵⁵ Eine Ausnahme in der vorstellbaren Schweizer Regulierung können spezifische strategische regulatorische Entscheidungen darstellen, wie die Zuordnung neuer Erdgasinfrastruktur, die teilweise oder vollständig mit Wasserstoff kompatibel ist, zum regulierten Erdgasvermögenswert (anstelle von Wasserstoff), vgl. E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse», Seite 54. Die EU-Regularien sehen unter bestimmten (Ausnahme-)Bedingungen die Möglichkeit einer temporären Quersubventionierung über eine spezifische Umlage vor, vgl. Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 5(4) in Verbindung mit Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 69.

Trennung der Netzbetreiber in getrennte juristische Personen,⁵⁶ sowie die Entflechtung von operativem Personal, Prozessen und Systemen geht deutlich über die Anforderungen hinaus, die gemäss der E-Cube Studie für die Schweiz vorgesehen sind.

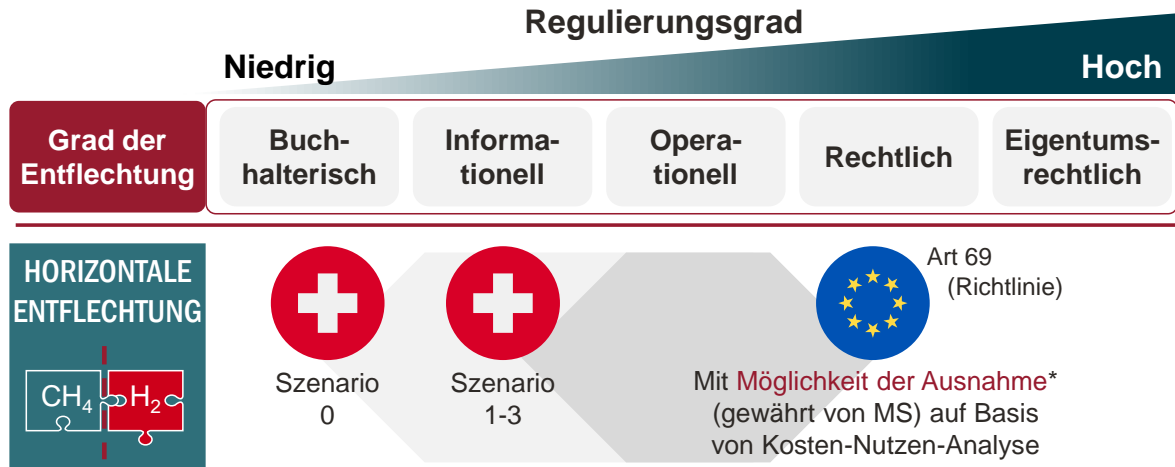
Die damit implizierte Diskrepanz zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung könnte im Rahmen eines Abkommens allerdings ggf. über einen Verweis auf die in Artikel 69 Absatz 4 der EU Richtlinie vorgesehene Möglichkeit einer Ausnahmeregelung für horizontale Entflechtung durch die Mitgliedstaaten adressiert werden. Voraussetzung hierfür ist eine öffentlich zugängliche und positiv ausfallende Kosten-Nutzen-Analyse, welche die Auswirkungen der Ausnahme auf Transparenz, Quersubvention, Netzentgelte und den grenzüberschreitenden Handel bewertet.⁵⁷ Eine genaue Abschätzung der Realisierbarkeit einer solchen Ausnahme für die Schweiz sowie die Frage der Anwendbarkeit auf die Schweiz als Nicht-EU-Land ist aufgrund der fehlenden Präzedenz bei dieser im Rahmen des Gaspakets neu eingeführten Ausnahmeregelung nicht unmittelbar möglich. Unserer Einschätzung nach wäre eine positive Kosten-Nutzen-Analyse aus ökonomischer Sicht allerdings durchaus denkbar, da der inkrementelle Nutzen von stärkeren horizontalen Entflechtungsvorschriften als buchhalterische Entflechtung prinzipiell begrenzt ist.⁵⁸ Das Hauptargument für horizontale Entflechtung ist die Trennung von Erdgas und Wasserstoffnetzen um sicherzustellen, dass die Kosten dort getragen werden, wo sie tatsächlich entstehen. Damit soll die Quersubventionierung zwischen Märkten und Konsumentengruppen verhindert werden. Dieses Ziel kann allerdings bereits bei einer buchhalterischen Entflechtung erfüllt sein und bedarf daher nicht zwingend einer strikteren Form der Entflechtung. Striktere Entflechtungsformen können tatsächlich sogar negative Auswirkungen haben: bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung könnten Erdgasleitungen beispielsweise nicht innerhalb desselben Unternehmens umgewidmet werden, sondern müssten zunächst verkauft werden, was mit zusätzlichen Transaktionskosten und dem Risiko verpasster Synergien einhergeht.

⁵⁶ In der Praxis kann es verschiedene Grade der rechtlichen Trennung geben, insbesondere können rechtlich getrennte Unternehmen eine gewisse betriebliche Integration beibehalten, z.B. im Falle einer Unternehmensgruppe mit verschiedenen juristischen Personen.

⁵⁷ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 69(4).

⁵⁸ Guidehouse und Frontier Economics (2021): «Assistance to the impact assessment for designing a regulatory framework for hydrogen», Bericht für die Europäische Kommission, [hier](#) verfügbar.

Abbildung 9 Vergleich der horizontalen Entflechtungsvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber in der EU und der Schweiz



*Artikel 69 (2) (Richtlinie)

Quelle: Frontier Economics basierend auf Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse».

Vertikale Entflechtung

Bei der vertikalen Entflechtung sind folgende Vorschriften vorgesehen:

- **EU:** Die EU-Regulierung sieht eine eigentumsrechtliche Entflechtung zwischen den Wasserstoffnetzbetreibern und den Energieversorgungsunternehmen vor. Alternativ zur eigentumsrechtlichen Entflechtung können sich Wasserstoffnetzbetreiber auch anhand des Independent System Operator (im Folgenden «ISO») oder des Independent Transmission System Operator (im Folgenden «ITO») Modells entflechten. Beim ISO-Modell ist das Energieversorgungsunternehmen Eigentümer des Wasserstoffnetzes und ein unabhängiger Systembetreiber⁵⁹ übernimmt den Systembetrieb. Beim ITO-Modell steht das Wasserstoffnetz hingegen im Eigentum des ITO, welcher unabhängig⁶⁰ vom verbleibenden Teil des vertikal integrierten Unternehmens über die Weiterentwicklung des Netzes entscheidet.
- **Schweiz:** Die in der Schweiz vorstellbare Regulierung unterscheidet sich auch hier je nach Szenario der Wasserstoffmarktentwicklung (siehe dazu Unterkapitel 1.3). Im Marktszenario 0 «Minimal» ist lediglich eine buchhalterische und in den restlichen

⁵⁹ Hierbei handelt es sich um eine dritte Gesellschaft ausserhalb des Eigentums des Energieversorgungsunternehmens, welche selbst über die Planung und Entwicklung des Wasserstoffnetzes entscheidet, diese Entscheidung dem Eigentümer des Wasserstoffnetzes auferlegt und für alle Risiken des Systembetriebs haftet.

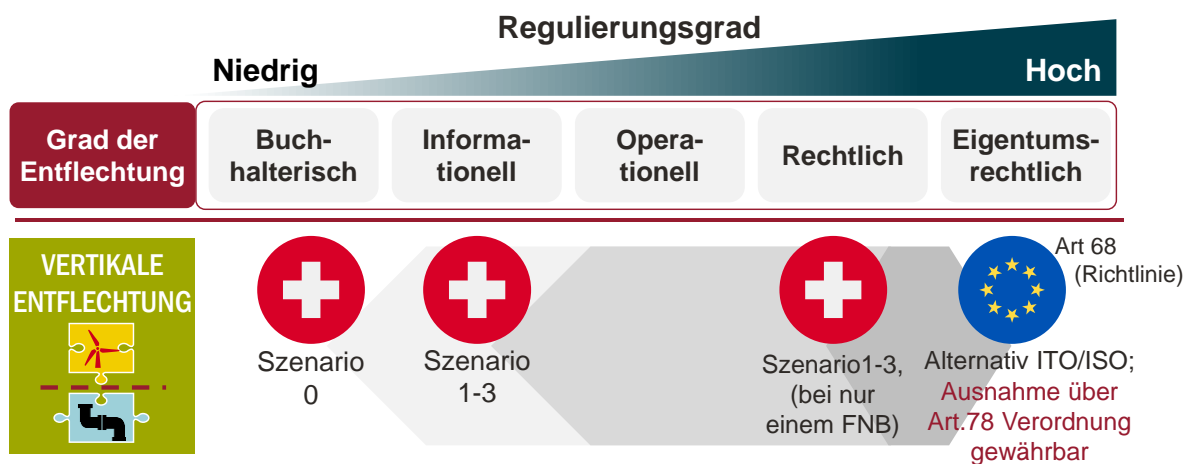
⁶⁰ Hierfür müssen strenge Vorschriften insbesondere betreffend organisatorischer, buchhalterischer und informationeller Entflechtung eingehalten werden. Zudem muss der ITO eine eigene Rechtsabteilung, Buchhaltung und IT-Dienste führen und sein Personal direkt bei sich anstellen. Auch sind Beteiligungen sowie finanzielle Zuwendungen des ITOs am Energieversorgungsunternehmen in den Wettbewerbssparten (oder umgekehrt) unzulässig. Dabei kann das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen auch keine Dienstleistungen an den ITO erbringen.

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

Marktszenarien 1 bis 3 eine informationelle horizontale Entflechtung vorgesehen. Eine stärkere Entflechtungsvorgabe soll ausserdem in den Marktszenarien 1 bis 3 Anwendung finden, falls das Wasserstoffnetz nur von einem Fernleitungsnetzbetreiber (im Folgenden «FNB») betrieben wird. In diesem Fall soll dieser FNB rechtlich von den Tätigkeiten der Energieversorgungsunternehmen entflochten sein.

Wie in Abbildung 10 dargestellt, sind auch die in der Schweiz vorstellbaren vertikalen Entflechtungsvorschriften über alle Marktszenarien hinweg weniger restriktiv als jene der EU. Während die Schweiz je nach Marktszenario eine buchhalterische (Szenario 0), informationelle (Szenario 1-3) bzw. rechtliche (Szenario 1-3, falls es nur einen FNB gibt) Entflechtung vorsieht, müssen Wasserstoffnetzbetreiber in der EU eigentumsrechtlich von den Energieversorgungsunternehmen entflochten sein. Diese Diskrepanz zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung könnte auf Projektbasis über einen Verweis auf die Ausnahmeregelung der EU nach Artikel 78 der Verordnung adressiert werden. Für den Antrag einer Ausnahmeregelung wären die von der EU festgelegten Kriterien relevant, welche durch das relevante Projekt erfüllt werden müssen. Einen genaueren Überblick dieser Kriterien und der möglichen Anwendbarkeit auf Schweizer Leitungen geben wir in Unterkapitel 3.2.3.

Abbildung 10 Vergleich der vertikalen Entflechtungsvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber in der EU und der Schweiz



Quelle: Frontier Economics basierend auf Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse».

3.2.2 Zugang Dritter und Tarifsetzung

Im Bereich des Zugang Dritter und der Tarifsetzung bestehen zumindest zeitweise, in Abhängigkeit der Wasserstoffmarktentwicklung in der Schweiz ggf. aber auch langfristig, bedeutende Diskrepanzen zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung.

Diese differenzierte Einschätzung der Diskrepanzen in Abhängigkeit der Zeit und der Marktentwicklung der Schweiz ergibt sich aus:

- **EU-Regulierung:** Die EU-Regulierung beinhaltet eine Unterscheidung der Anforderungen in Bezug auf den Zugang Dritter und die Tarifregulierung auf Basis der zeitlichen Dimension.
 - Ab 2033: Ab spätestens 2033 ist in der EU ein regulierter Netzzugang als Standard umzusetzen⁶¹, bei dem die Entgelte oder ihre Methodik von der Regulierungsbehörde festgelegt oder genehmigt werden (Erlös- oder Entgeltregulierung).⁶²
 - Bis 2033: Besteht für Mitgliedstaaten die Option, einen verhandelten Netzzugang als projektunabhängigen Standard zu wählen.⁶³ Auch in diesem Fall herrscht in Bezug auf die Tarifsetzung der Grundsatz, dass die Netzentgelte objektiv, nicht-diskriminierend und transparent sein müssen.⁶⁴ Die in diesem Zeitraum abgeschlossenen Langfristverträge mit einer maximalen Laufzeit von 20 Jahren (für vor 2028 in Betrieb genommene Infrastruktur) bzw. 15 Jahren (für später in Betrieb genommene Infrastruktur) können auch über das Jahr 2033 hinaus fortgeführt werden (sog. «Grandfathering»)⁶⁵.

Unabhängig von dieser zeitlichen Unterscheidung können neue Infrastrukturen nach Art. 78 der Verordnung bei Erfüllung gewisser Kriterien eine Ausnahmegenehmigung von den oben beschriebenen nTPA/rTPA-Auflagen beantragen. Einen genaueren Überblick dieser Kriterien und der möglichen Anwendbarkeit auf Schweizer Leitungen geben wir in Unterkapitel 3.2.3.

- **Vorstellbare Regulierung in der Schweiz:** Die in der Schweiz vorstellbare Regulierung unterscheidet sich auch hier je nach Szenario der Wasserstoffmarktentwicklung (siehe dazu Unterkapitel 1.3).
 - Marktszenarien 0-1: Bei den Marktszenarien 0 «Minimal» und 1 «Reduziert» soll ein verhandelter Netzzugang ohne Tarifregulierung Anwendung finden. In diesen Marktszenarien könnten Netzbetreiber auf Basis von bilateralen Verträgen mit betroffenen Netznutzern Zugang zum Wasserstoffnetz erhalten.
 - Marktszenarien 2-3: Bei den Marktszenarien 2 «Erweitert» und 3 «Verteilnetzebene» ist ein regulierter Netzzugang mit einer entsprechenden Cost+ Tarifregulierung, welche einer Entgeltregulierung entspricht, vorstellbar.

Aus dem Vergleich der EU-Regulierung und der vorstellbaren Regulierung in der Schweiz ergeben sich folgende Diskrepanzen (siehe auch Abbildung 11):

⁶¹ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 35.

⁶² Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78(7).

⁶³ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 35(4).

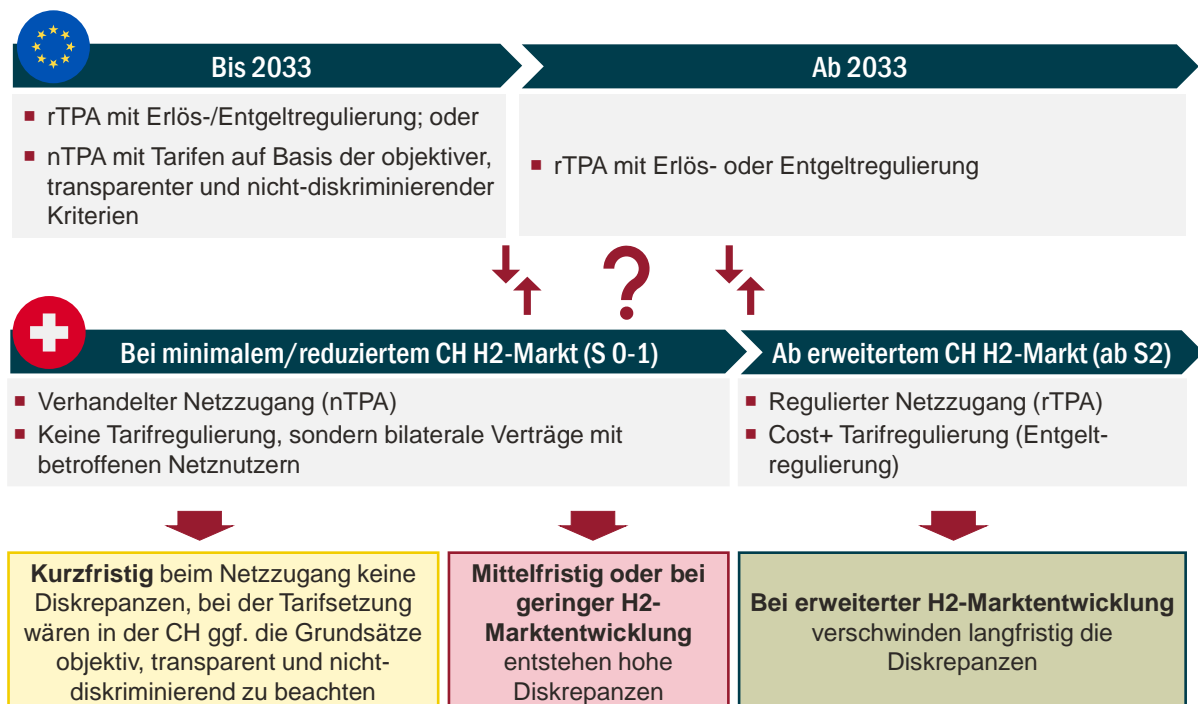
⁶⁴ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 35(4).

⁶⁵ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 7(3).

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

- **Kurzfristig:** In der kurzen Frist bis 2033 ergeben sich beim Netzzugang keine fundamentalen Diskrepanzen, da sowohl auf EU-Ebene als auch in der Schweiz ein verhandelter Netzzugang umsetzbar ist. Bei der Tarifsetzung sieht die EU eine Verhandlung der Tarife auf Basis objektiver, transparenter und nicht-diskriminierender Kriterien vor. Diese Verhandlungsgrundsätze sind in der Schweiz im Rahmen der vorstellbaren Regulierung gemäss der E-Cube Studie bisher nicht angedacht.
- **Mittelfristig oder bei geringer Wasserstoffmarktentwicklung der Schweiz:** Mittelfristig und bei einer geringen Wasserstoffmarktentwicklung ggf. auch langfristig, ergeben sich im Bereich Zugang Dritter und Tarifregulierung die bedeutendsten Diskrepanzen. Ab 2033 ist in der EU bereits verpflichtend ein regulierter Netzzugang mit entsprechender Erlös- oder Entgeltregulierung umzusetzen. Dieser Grad an Regulierung ist in der Schweiz im Rahmen der vorstellbarer Regulierung gemäss der E-Cube Studie allerdings erst ab einer erweiterten Marktentwicklung angedacht, welche bis 2033 voraussichtlich noch nicht erreicht wird.
- **Langfristig bei erweiterter Marktentwicklung der Schweiz:** Im Fall einer erweiterten Marktentwicklung in der Schweiz verschwinden langfristig die oben genannten Diskrepanzen zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung. E-Cube sieht für die Schweiz ab dem Marktszenario 2 ebenfalls einen regulierten Netzzugang mit einer Entgeltregulierung vor und wäre somit im Einklang mit der EU-Regulierung ab 2033.

Abbildung 11 Vergleich der EU-Regulierung mit der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung im Bereich Zugang Dritter und Tarifregulierung



Quelle: Frontier Economics basierend auf Richtlinie (EU) 2024/1788, Verordnung (EU) 2024/1789 sowie E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse».

3.2.3 Ausnahme von Regulierung

Im europäischen Rechtsrahmen gibt es eine Bestimmung, die es ermöglicht, einzelne neue Erdgas- bzw. Wasserstoffinfrastrukturprojekte für einen bestimmten Zeitraum von regulatorischen Anforderungen wie den oben beschriebenen vertikalen Entflechtungsanforderungen, den Anforderungen an den Zugang Dritter sowie der Tarifregulierung auszunehmen - wenn dies für die Realisierung dieser Projekte erforderlich ist.

Diese Regelung ist in Artikel 78 der Verordnung⁶⁶ festgehalten, und ist im Wesentlichen eine Fortführung der schon seit dem zweiten Energiepaket von 2003 bestehenden Möglichkeit zur Ausnahme von neuen grossen Erdgas- und Elektrizitätsinfrastrukturprojekten.⁶⁷

Artikel 78 aus Verordnung (EU) 2024/1789

Artikel 78

Neue Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen

- (1) (...) **Große neue Wasserstoffinfrastrukturen**, nämlich **Verbindungsleitungen**, **Wasserstoffterminals** und **unterirdische Wasserstoffspeichieranlagen**, können auf Antrag für einen bestimmten Zeitraum von der Anwendung der **Bestimmungen dieser Verordnung** ausgenommen werden, mit Ausnahme von Artikel 34 Absätze 5 und 6[,] sowie von der **Anwendung der Artikel 35, (...) und 68 der Richtlinie (EU) 2024/1788**.

Quelle: Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024). Hervorhebungen durch Frontier.

Im Falle von Wasserstoffinfrastrukturen kann dieser Artikel bei neuen Verbindungsleitungen⁶⁸, Wasserstoffterminals sowie unterirdischen Wasserstoffspeichieranlagen Anwendung finden. Im Kontext der Schweizer Leitungen wäre eine äquivalente Regelung also vorrangig für die angedachte Transitleitung sowie ggf. für andere kleinere Verbindungsleitungen mit der EU, wie in der Basler, Genfer- und Bodenseeregion,⁶⁹ denkbar.

⁶⁶ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).

⁶⁷ Siehe Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (2003), [hier](#) verfügbar, sowie ab 2009 Artikel 36 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (2009), [hier](#) verfügbar.

⁶⁸ Zur Wortauslegung von «Verbindungsleitung» siehe auch Unterkapitel 2.2. Nur Verbindungsleitungen, die Mitgliedstaaten mit anderen Mitgliedstaaten bzw. Drittländern verbinden, können gemäss Artikel 78 der Verordnung von den jeweiligen Anforderungen ausgenommen werden. Dies gilt nicht für Wasserstoffleitungen innerhalb eines Mitgliedstaates. Da die mögliche Transitleitung auch als Verbindungsleitung zwischen Mitgliedstaaten angesehen werden kann, vgl. 2.2, wäre sie ggf. sogar regulär ausnahmefähig - eine Vereinbarung zur Sicherstellung des Netzanschlusses wäre aber weiterhin erforderlich.

⁶⁹ Schweizer Bundesrat (2024): Wasserstoffstrategie für die Schweiz, Seite 9, [hier](#) verfügbar.

Eine Ausnahmeregelung kann (i) für die Bestimmungen der Verordnung⁷⁰ sowie für (ii) zwei für Wasserstoffleitungen relevante Artikel⁷¹ der Richtlinie gewährt werden:

- Von Artikel 35 („Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen“), inkl. Auflagen an rTPA-Tarifregulierung, vgl. Kapitel 3.2.2; und
- Artikel 68 („Entflechtung von Betreibern von Wasserstofffernleitungsnetzen“), vgl. Kapitel 3.2.1.

Diese Auflagen wären also im Falle der Gewährung einer Ausnahme nicht bindend für den jeweiligen Projektbetreiber. Für die Anwendung anderer Artikel der Richtlinie ist die Gewährung einer Ausnahmeregelung nicht möglich.⁷²

Eine solche Ausnahme muss von Projektbetreibern beantragt werden und wird vom Mitgliedstaat (mit Zustimmung der Kommission) genehmigt, wenn folgende Kriterien aus Artikel 78(1) der Verordnung erfüllt sind:

- Beitrag zu Wettbewerb und Versorgungssicherheit: Die Investition muss den Wettbewerb bei der Wasserstoffversorgung verstärken und die Versorgungssicherheit verbessern.
- Beitrag zur Dekarbonisierung: Die Investition muss zur Dekarbonisierung und zur Verwirklichung der Klima- und Energieziele der EU beitragen.
- Notwendigkeit der Ausnahme: Das mit der Investition verbundene Risiko muss so hoch sein, dass die Investition ohne die Ausnahme nicht getätigt würde.
- Entflechtung: Die Infrastruktur muss im Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person stehen, die zumindest der Rechtsform nach von den regulierten Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die Infrastruktur gebaut wird.⁷³
- Kostenumlage: Es müssen Entgelte bei den Nutzern der Infrastruktur erhoben werden.
- Vermeidung negativer Auswirkungen: Die Ausnahme darf den Wettbewerb, das ordnungsgemäße Funktionieren des Binnenmarktes, die Dekarbonisierung oder die Versorgungssicherheit der EU nicht beeinträchtigen.
- Keine CEF-Finanzierung: Die Infrastruktur darf keine finanzielle Unterstützung aus dem „Connecting Europe Facility“ Fond erhalten haben.

Die für neue Erdgasinfrastrukturprojekte schon seit 2003 vorgesehene Ausnahmemöglichkeit wurde in den vergangenen Jahren von einer Vielzahl von Projekten in Anspruch genommen, darunter neben etwa zwanzig LNG Terminals und einigen Strominterkonnektoren auch mehrere Erdgasverbindungsleitungen wie z.B. der BBL Interconnector zwischen den

⁷⁰ Mit Ausnahme von Artikel 34 Absätze 5 und 6.

⁷¹ Eine Ausnahme kann auch von den Artikeln 36 und 37 der Richtlinie gewährt werden, die den Zugang Dritter zu Wasserstoffterminals und Wasserstoffspeicheranlagen regeln.

⁷² Dies bedeutet u.a. auch, dass von der in Artikel 53 der Richtlinie geregelten Notwendigkeit eines formellen Übereinkommens mit der EU/den Mitgliedstaaten über den Anschluss an das Wasserstoffnetz nicht abgewichen werden kann.

⁷³ Im Falle von Verbindungsleitungen kann dies mehrere Netzbetreiber betreffen.

Niederlanden und UK, die OPAL und die Gazelle Pipeline zwischen Deutschland und Tschechien, die Trans Adriatic Pipeline (TAP) sowie die Nabucco Pipeline.⁷⁴

Im Folgenden haben wir eine erste Einschätzung, wie sich diese Bedingungen für die angedachte Schweizer Wasserstofftransitleitung gestalten können, aufgeführt – die Details eines solchen Antrags wären dabei in einem gesonderten Verfahren zu erörtern.

Abbildung 12 Erste Einschätzung der Erfüllung der Ausnahmekriterien nach Art. 78 der Verordnung für die angedachte Schweizer Transitleitung

Bedingungen für Ausnahmegenehmigung	Erste Einschätzung für die Schweizer Transitleitung	
Beitrag zu Wettbewerb & Versorgungssicherheit	✓	Für diese Abwägung ist ggf. die Wahl des Fördermechanismus für die Transitleitung relevant. Sofern das Projektrisiko über einen Fördermechanismus auch im regulierten Fall sehr gering gehalten wird, könnte die Erfüllung dieser Bedingung schwierig zu demonstrieren sein.
Beitrag zur Dekarbonisierung	✓	
Notwendigkeit der Ausnahme	?	
Entflechtung	✓	
Kostenumlage	✓	Auch im Falle einer Ausnahme können gewisse regulatorische Auflagen an den Betrieb der Verbindungsleitung gestellt werden, um die Vermeidung negativer Auswirkungen sicherzustellen.
Vermeidung negativer Auswirkungen	?	
Keine CEF-Finanzierung	?	Keine Beanspruchung von CEF-Finanzierung (z.B. im Rahmen eines PCI/PMI), falls eine Ausnahmegenehmigung beantragt werden soll.

*Quelle: Frontier Economics, basierend auf Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024).
Hinweis: Es wurde keine juristische Prüfung dieser Einschätzung durchgeführt.
Die Entflechtungsvorschrift ist erfüllt, wenn der Netzbetreiber der Verbindungsleitung von den FNBs der Nachbarstaaten und den nationalen FNBs rechtlich entflochten ist. Dies ist für die mögliche Transitleitung voraussichtlich erfüllt, müsste bei weiteren Anschlusspunkten allerdings ggf. geprüft werden.*

Im Allgemeinen lässt sich festhalten, dass die europäischen Bestimmungen für etwaige Ausnahmeregelungen für die Schweiz und ihre allfälligen Verhandlungen um ein Übereinkommen mit EU/Mitgliedstaaten zweierlei Implikationen haben können:

1. **Benchmark für Verhandlungen:** Die «Kohärenz und Einheitlichkeit» (vgl. Kapitel 2.4) mit der europäischen Verordnung und Richtlinie ist durch die Existenz der Ausnahmeregelung auch dann gegeben, wenn einzelne Themen nicht vollständig gemäss der Standardauflagen reguliert sind. Es ist aus unserer Sicht denkbar, dass diese durch die Ausnahmeregelungen bereits grundsätzlich angelegten Zugeständnisse bei

⁷⁴ Eine Übersicht der Projekte mit Ausnahmegenehmigung stellt die EU Kommission [hier](#) zur Verfügung.

einer Erfüllung der in Art. 78 der EU Verordnung angeführten Kriterien auch für Schweizer Projekte in einer Verhandlung um ein Übereinkommen gewährt werden. So wäre es denkbar, dass bereits in allfälligen Verhandlungen um ein Abkommen (unter Prüfung bestimmter Anforderungen) festgelegt würde, dass die Transitleitung nicht den regulären Anforderungen der vertikalen Entflechtung, des Netzzugangs Dritter und der Tarifregulierung entsprechen müsste.

2. Übernahme des Ausnahmeverfahrens: Es ist auch denkbar, dass die Schweiz selbst die Auflagen an die Gewährung einer projektspezifischen Ausnahme übernimmt. Dies würde es ihr ermöglichen, auf Projektebene eigenmächtig Ausnahmen für Schweizer Infrastrukturprojekte wie z.B. die mögliche Transitleitung zu gewähren (ggf. mit Genehmigung der Kommission).

In jedem Fall zeigen die europäischen Bestimmungen zur Ausnahmeregelung, dass es auch aus Sicht der EU gewisse fallabhängige Freiheitsgrade für eine angemessene Regulierung geben muss. Diese Freiheitsgrade könnten im Zuge einer Verhandlung auch der Schweiz zugestanden werden.

3.2.4 Marktgebiet

In der EU werden die Anforderungen an die Marktgebiete für Wasserstoffnetze sowie an Ausgleichs- und Bilanzierungsmassnahmen innerhalb dieser Gebiete im Rahmen von Netzkodizes geregelt. Diese Vorschriften sollen sicherstellen, dass der Handel und die Nutzung von Wasserstoff innerhalb der Marktgebiete effizient und transparent erfolgen (siehe auch Kapitel 3.2.9). Da die europäischen Netzkodizes für Wasserstoff noch nicht fertiggestellt sind, können aus Sicht der EU zum jetzigen Zeitpunkt noch keine eindeutigen Aussagen zu den Anforderungen an die Marktgebiete getroffen werden. Einen Hinweis auf die zukünftigen Anforderungen können allerdings die folgenden Quellen geben:

- Netzkodizes für Erdgas: Im europäischen Erdgasmarkt gibt es je Marktgebiet einen Akteur (im Folgenden «MGV» für Marktgebietsverantwortlicher)⁷⁵, der für die Verwaltung und den Betrieb des Marktgebietes einschliesslich der Bilanzierung, des Kapazitätsmanagements und der Sicherstellung eines effizienten und transparenten Marktes verantwortlich ist.⁷⁶ Ähnliche Anforderungen an die Marktgebiete könnten von der EU auch für den Wasserstoffmarkt eingeführt werden.
- Entwürfe von Marktgebieten für Wasserstoff auf Ebene der Mitgliedstaaten: In verschiedenen Mitgliedstaaten liegen zudem bereits erste Entwürfe für das Design der Marktgebiete im Wasserstoffbereich vor, welche Aufschluss auf die zukünftige Ausgestaltung der Netzkodizes geben können. In Deutschland gibt es zum Beispiel den Entwurf WasABi («Wasserstoff Ausgleichs- und Bilanzierungsmodell»), der die

⁷⁵ Angelehnt an die Abkürzung RZM für *responsable zone de marché* nach E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse».

⁷⁶ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Art. 2(60), und Verordnung (EU) 312/2014 der Europäischen Kommission, [hier](#) verfügbar.

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

Benennung einer zentralen Verantwortlichkeitsstelle vorsieht (analog zum MGV). In der Übergangsperiode sind separat operierende, aber harmonisierte Cluster vorgesehen, welche mittelfristig zu einem deutschen Marktgebiet zusammenwachsen. Ein virtueller Handelspunkt (VHP) ist dabei zeitnah einzurichten.⁷⁷

Im Gegensatz dazu sieht die E-Cube Studie für die **Schweiz** vor, dass ein Marktgebiet Schweiz nur dann gebildet wird, wenn der Wasserstoffmarkt sich ausreichend entwickelt (ab Szenario 2).⁷⁸ In diesem Falle würde das Marktgebiet Schweiz von einem MGV übersehen, der diese Rolle sowohl für das Erdgas- als auch für das Wasserstoffnetz übernimmt. In Szenarien mit geringerer Wasserstoffmarktentwicklung (Szenario 0 und 1) sollen das Kapazitäts- und Bilanzmanagement vertraglich vereinbart werden – es gäbe in diesem Falle kein Marktgebiet Schweiz und keinen MGV für den Schweizer Wasserstoffmarkt.⁷⁹

Aus dem Vergleich der erwarteten Anforderungen an Marktgebiete in der EU sowie der vorstellbaren Auflagen in der Schweiz ergibt sich folgende Einschätzung der voraussichtlichen Vereinbarkeit der beiden Systeme (Abbildung 13):

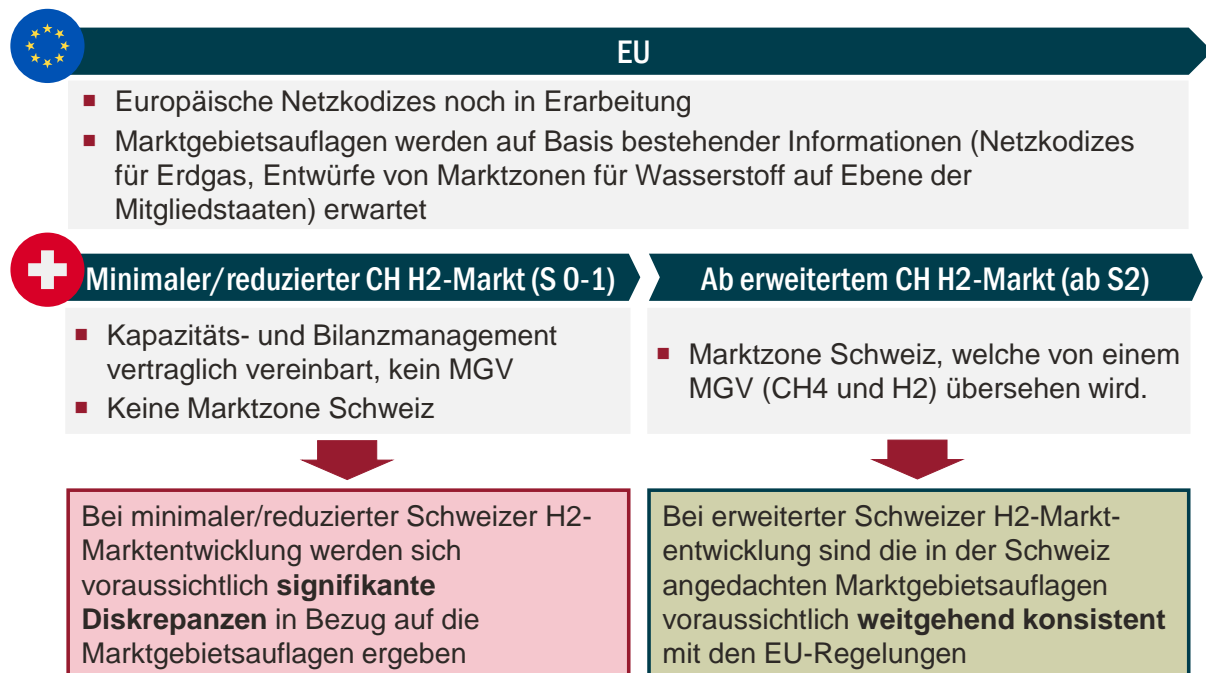
- Marktszenario 0-1: Das Fehlen eines Marktgebiets Schweiz wäre entsprechend der bisher verfügbaren Informationen voraussichtlich nicht kompatibel mit dem europäischen Marktdesign. Diese Diskrepanz könnte aufgrund ihrer Implikationen auf die Systemintegration bei allfälligen Verhandlungen in Bezug auf ein Abkommen zum Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz aufkommen, obwohl die europäischen Netzkodizes an sich nicht auf die Schweiz anwendbar sind (vgl. Unterkapitel 3.2.9).
- Marktszenario 2-3: Für die E-Cube-Szenarien mit einer erweiterten Entwicklung (ab Szenario 2) des Schweizer Wasserstoffmarktes sind die in der Schweiz vorstellbaren Marktgebietsauflagen voraussichtlich vereinbar mit dem europäischen Marktdesign.

⁷⁷ Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffnetzen der Bundesnetzagentur (2024), [hier](#) verfügbar.

⁷⁸ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse», vgl. Seite 7 / 13.

⁷⁹ E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse», Seite 64.

Abbildung 13 Vergleich der voraussichtlichen Marktgebietsauflagen der EU und der Schweiz sowie deren voraussichtliche Vereinbarkeit



Quelle: Frontier Economics, basierend auf E-Cube Strategy Consultants (2023), «Futur de l'hydrogène en Suisse».

3.2.5 Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff

Selbst wenn die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff nicht unmittelbar mit dem Anschluss der Schweizer Wasserstoffleitungen an das EU-Netz zusammenhängt, müssen die Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff für einen ungehinderten Wasserstoffhandel zwischen der Schweiz und der EU ggf. vereinheitlicht werden.

Die EU hat die Anforderungen für die Zertifizierung als erneuerbarer Wasserstoff im Rahmen der Renewable Energy Directive («RED») II/III⁸⁰ sowie des Gaspakets festgelegt:

- **Emissionsobergrenze für erneuerbaren Wasserstoff:** Die EU hat eine Emissionsobergrenze für erneuerbaren Wasserstoff festgelegt. Diese Obergrenze orientiert sich am dem in der RED II statuierten Ziel, mindestens 70 % der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu den zu ersetzenden fossilen Brennstoffen einzusparen. Ausgehend von einem fossilen Referenzwert von 94 gCO₂eq/MJ ergibt sich daraus eine maximale Emissionsgrenze von 28,2 gCO₂eq/MJ, um Wasserstoff als erneuerbar anrechnen zu können. Die Berechnungsmethodik der Europäischen Kommission für Treibhausgasemissionen von erneuerbarem Wasserstoff folgt dabei der

⁸⁰ RED II als Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates (2018) [hier](#) verfügbar, mit erster Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission (2023), [hier](#) verfügbar, und RED III als Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates (2023), [hier](#) verfügbar.

Logik einer Lebenszyklusanalyse - allerdings werden dabei nicht alle Elemente der Wertschöpfungskette berücksichtigt. Emissionen aus der Herstellung von Anlagen (z.B. Windkraftanlagen, PV-Anlagen) bzw. dem Bau von Infrastruktur werden nicht in Betracht gezogen.

- **Zusätzliche Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff⁸¹:** Zusätzlich zur Emissionsgrenze stellt der erste Delegierte Rechtsakt der RED II⁸² weitere Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff. Obwohl sich die RED II selbst ausschliesslich auf den Verkehrssektor bezieht, wird ihre Relevanz durch die RED III auch auf alle andere Sektoren übertragen. Diese Anforderungen gelten sowohl für die Erzeugung innerhalb der EU als auch für Drittländer, die Wasserstoff in die EU exportieren möchten.⁸³ Die wichtigsten Anforderungen sind:
 - **Zusätzlichkeit:** Die Regel der Zusätzlichkeit fordert, dass die Inbetriebnahme der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien («EE-Anlage»), von welcher der Strom zur Wasserstoffherzeugung im Elektrolyseur bezogen wird, maximal drei Jahre vor der des Elektrolyseurs erfolgt. Bei der Nutzung von Netzstrom muss die Zusätzlichkeit durch ein Power Purchase Agreement («PPA») nachgewiesen werden. Anlagen, welche bereits vor 2028 ans Netz angeschlossen werden, sind von dieser Regel für 10 Jahre (also bis 2038) ausgenommen.⁸⁴ Ziel der Zusätzlichkeit ist es, neue Kapazitäten für die Erzeugung erneuerbarer Energie zu schaffen, anstatt auf bereits bestehende Anlagen zurückzugreifen. Damit soll sichergestellt werden, dass die steigende Produktion an Wasserstoff mit einem Ausbau erneuerbarer Stromquellen einhergeht und so zur Dekarbonisierung beiträgt.
 - **Geographische Korrelation:** Die Strom- und Wasserstoffherzeugung müssen in derselben Gebotszone erfolgen. Alternativ kann die Stromerzeugung auch in einer benachbarten Gebotszone erfolgen, welche entweder höhere Strompreise aufweist (im Vergleich zur Gebotszone in welcher der Strom zur Herstellung von Wasserstoff genutzt wird) oder eine Offshore-Gebotszone ist. Dies soll sicherstellen, dass erneuerbarer Wasserstoff nur dort produziert wird, wo ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen und Engpässe im Stromnetz durch die Wasserstoffproduktion nicht verschärft werden.
 - **Zeitliche Korrelation:** Die Erzeugung und der Verbrauch des Stroms im Elektrolyseur soll monats- bzw. ab 2030 stundenscharf zeitgleich erfolgen.⁸⁵ Ziel dieser Anforderungen ist die Sicherstellung genügend erneuerbaren Stroms in den Stunden der Wasserstoffherstellung.

⁸¹ Diese Anforderungen werden derzeit allerdings auf EU-Ebene kritisch diskutiert und könnten sich ggf. perspektivisch nochmal ändern (siehe z.B. [Energate Messenger](#)).

⁸² Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission (2023).

⁸³ Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission (2023), Artikel 9.

⁸⁴ Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission (2023), Artikel 11.

⁸⁵ Eine Ausnahme der zeitlichen Korrelation erfolgt, wenn der Day-Ahead-Preis in einer Stromgebotszone unter 20 EUR/MWh oder unter 0,36*CO₂-Preis pro Tonne (EU ETS 1) liegt.

Je nach Strombezugsszenario sieht der delegierte Rechtsakt auch Ausnahmeregelungen für die obenstehenden zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff vor. Diese sind in Abbildung 14 zusammengefasst.

Abbildung 14 Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff aus der RED II in Abhängigkeit der Elektrolyseurszenarien

Direktbezug	Strombezug über das öffentliche Netz			
SZENARIO 1	SZENARIO 2	SZENARIO 3	SZENARIO 4	SZENARIO 5
<ul style="list-style-type: none"> ■ Gleicher Netzknoten und Smart Metering System <i>oder</i> ■ Ohne Netzanschluss 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gebotszone mit EE-Anteil im Strommix > 90% (in einem der letzten 5 Jahre) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Redispatch: H2-Produktion verringert Redispatch von EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gebotszone mit geringen Emissionen (in einem der letzten 5 Jahre weniger als 18gCO₂eq/MJ) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Allgemeiner Netzbezug (Szenarien 2-4 nicht erfüllt)
Anforderungen	Keine Anforderungen	Keine Anforderungen		
				Ab 2028 ¹

Legende

- Zusätzlichkeit**
- Zeitliche Korrelation**
- Geographische Korrelation**
- PPA: GreenPPA mit EE-Anlagenbetreiber**

¹ bzw. 2038 falls Inbetriebnahme des Elektrolyseurs vor 2028

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: PPA = Power Purchase Agreement.

Die Schweiz regelt die Anforderungen für das Inverkehrbringen an erneuerbaren und emissionsarmen Wasserstoff in der Verordnung über das Inverkehrbringen von erneuerbaren oder emissionsarmen Brenn- und Treibstoffen (IBTV).⁸⁶ Aus dem Vorabdruck der Verordnung lassen sich folgende Punkte entnehmen:

- **Emissionsobergrenze für erneuerbaren Wasserstoff bei 40 % Emissionseinsparungen:** Die ökologischen Anforderungen für eine Bewilligung für das Inverkehrbringen gelten als erfüllt, wenn der erneuerbare oder emissionsarme Brenn- oder Treibstoff über den gesamten Lebenszyklus mindestens 40 % weniger Treibhausgasemissionen erzeugt, als der konventionelle fossile Brenn- oder Treibstoff.⁸⁷ Der reine Emissionsminderungsfaktor ist daher für die Schweizer Bewilligung für das Inverkehrbringen niedriger angesetzt als in der oben beschriebenen EU-Regelung zur Zertifizierung - die Systemgrenzen sind dabei jedoch unterschiedlich definiert, und die Faktoren daher nicht eindeutig vergleichbar. Im Rahmen der Schweizer Anforderung müssen beispielsweise auch die Emissionen, die bei der Produktion von Anlagen (Windkraftanlagen, PV-Anlagen) entstehen, in den relevanten Gesamtemissionen berücksichtigt werden.

⁸⁶ Vorabdruck der Verordnung IBTV (2024), [hier](#) verfügbar. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts war die Verordnung noch nicht in der Amtlichen Sammlung veröffentlicht.

⁸⁷ Vorabdruck der Verordnung IBTV (2024), Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a.

- **Keine zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff:** Im Vorabdruck der Verordnung sind zudem keine zusätzlichen Anforderungen vorgesehen, die äquivalent zur Zusätzlichkeit, temporalen oder geografischen Korrelation der EU-Regulierung sind. Im Hinblick auf den Direktbezug (oben Szenario 1) ist im erläuternden Bericht der IBTV ausserdem explizit betont, dass eine direkt an einen Elektrolyseur angeschlossene Stromerzeugungsanlage im Rahmen der IBTV länger als 36 Monate in Betrieb sein darf, um eine Erfüllung der Anforderungen zu gewährleisten (in der EU-Regelung über Kriterium Zusätzlichkeit ausgeschlossen) – damit sollen insbesondere Schweizer Laufwasserkraftwerke für die Wasserstoffproduktion qualifiziert werden.⁸⁸
- **Anerkennung von EU-Zertifikaten:** Nach EU-Recht zertifizierter erneuerbarer Wasserstoff soll auch in der Schweiz für das Inverkehrbringen als erneuerbarer Wasserstoff bewilligt werden.⁸⁹ Umgekehrt werden Schweizer Bewilligungen für das Inverkehrbringen für erneuerbaren Wasserstoff aufgrund der zuvor genannten Diskrepanzen zur EU-Regulierung EU-seitig voraussichtlich nicht ohne Weiteres als Ersatz zur europäischen Zertifizierung anerkannt.

Um einen ungehinderten Wasserstoffhandel zwischen der EU und der Schweiz zu ermöglichen, könnte die Schweiz in Erwägung ziehen, ob sie die Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff der EU übernehmen möchte. Dabei wäre insbesondere die Anforderung an die Zusätzlichkeit von übergeordneter Relevanz, da dadurch die Nutzung bestehender Wasserkraftanlagen als EE-Quelle zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff nicht möglich wäre. Für die Schweiz sind in dieser Hinsicht v.a. folgende beiden Szenarien von Bedeutung:

- **Direktbezug (Szenario 1 aus Abbildung 14):** Bei einem Direktbezug des erneuerbaren Stroms muss zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllt werden. Wird der Elektrolyseur also über eine eigene Stromleitung direkt an eine EE-Anlage und nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen, darf diese EE-Anlage nicht älter als drei Jahre sein, damit der produzierte Wasserstoff in der EU als erneuerbar anerkannt wird. Die Herstellung von Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom aus (seit mehr als drei Jahren) bestehenden Wasserkraftanlagen, der über einen Direktanschluss bezogen wird, würde demnach den Anforderungen der Zusätzlichkeit nicht genügen und unter EU-Regelung nicht als erneuerbarer Wasserstoff anrechenbar sein.
- **Strombezug über das öffentliche Stromnetz (Szenarien 2-5 aus Abbildung 14):** Wird für die Herstellung von Wasserstoff Strom aus dem öffentlichen Netz genutzt, muss prinzipiell ab 2028 (bzw. ab 2038 falls die Anlage vor 2028 angeschlossen wird) das Kriterium der Zusätzlichkeit (sowie auch die geographische und zeitliche Korrelation) erfüllt sein, um eine Anerkennung als erneuerbarer Wasserstoff in der EU zu gewährleisten (siehe Szenario 5). Die Emissionsintensität der Schweizer Gebotszone liegt allerdings durch ihren hohen Anteil an Wasserkraft sowie Kernkraft und zunehmend

⁸⁸ Erläuternder Bericht IBTV (2024), Anhang 2, [hier](#) verfügbar.

⁸⁹ Vorabdruck der Verordnung IBTV (2024), Artikel 3 Absatz 5 Buchstabe c.

PV (zusammen über 90% des erzeugten Stroms⁹⁰) nach unserem Verständnis unter dem Schwellwert von 18 gCO₂eq/MJ, sodass die Zusätzlichkeit beim Strombezug aus dem Netz nicht erfüllt werden muss (Szenario 4).⁹¹ Bei einer netzgebundenen Wasserstoffherzeugung würde eine Nutzung von Strom aus bestehenden Wasserkraftanlagen in der Schweiz demnach den EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff bezüglich Zusätzlichkeit genügen. Die Anforderungen an den Abschluss eines PPAs sowie die geographische und zeitliche Korrelation müssten weiterhin erfüllt werden.

Bei einer Übernahme der EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff würde die Schweiz somit Elektrolyseure bei einem Direktanschluss an (seit mehr als drei Jahren) bestehende EE-Anlagen von der Produktion erneuerbaren Wasserstoffs ausschliessen. Diese Problematik könnte durch die Befreiung der Elektrolyseure von den Netznutzungsentgelten (im Folgenden «NNE») ggf. entschärft werden, da diese einen Wechsel zwischen einem Direktanschluss und dem Bezug aus dem öffentlichen Netz bewirken kann: Ohne Befreiung der NNE besteht für Produzenten einen Anreiz, den Elektrolyseur direkt am Standort der EE-Erzeugung zu bauen (Szenario 1), und auf einen Anschluss an das öffentliche Stromnetz zu verzichten, um die hierfür andernfalls anfallenden signifikanten NNE zu vermeiden.⁹² Durch eine Befreiung der NNE entsteht für Wasserstoffproduzenten Flexibilität bei der Standortwahl des Elektrolyseurs, da ein Direktbezug keine stromnetzbezogenen Kostenvorteile mehr bietet. Dementsprechend könnten Produzenten den Strom auch aus dem öffentlichen Netz beziehen, wodurch aufgrund der geringen Emissionsintensität der Schweizer Gebotszone die EU-Anforderung an die Zusätzlichkeit entfallen würde (Szenario 4).⁹³ Diese Wechselwirkung zwischen der Befreiung der NNE und den Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff der EU wird in Abbildung 15 aufgezeigt.

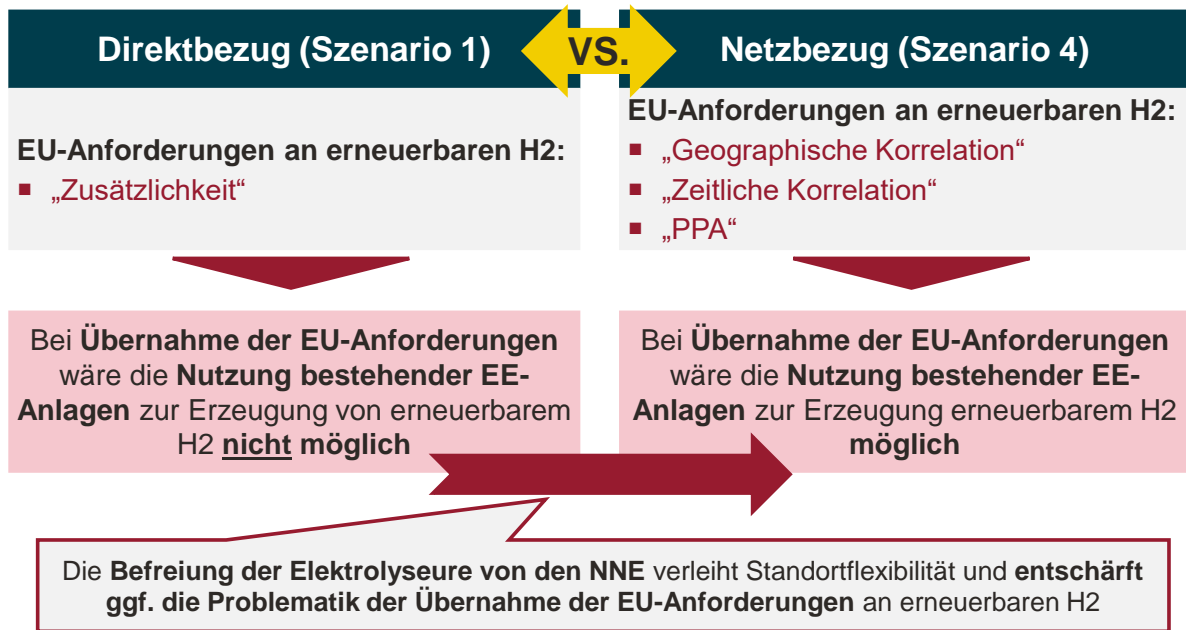
⁹⁰ IEA (2023): Energy Statistics Data Browser, [hier](#) verfügbar.

⁹¹ Die Emissionsintensität der Schweiz lässt sich anhand der Methode aus dem Annex der Delegierten Rechtsakte ([hier](#) verfügbar) sowie dem in der Schweiz produzierten Strom (basierend auf den [hier](#) verfügbaren IEA Zahlen) berechnen und lag in den vergangenen Jahren mit unter 5 gCO₂eq/MJ weit unter dem von der EU vorgegebenen Schwellenwert von 18gCO₂eq/MJ.

⁹² Netznutzungsentgelte bedeuten einen Kostenaufschlag von ca. 10 Rp./kWh bzw. 5,1 CHF pro kg erzeugtem Wasserstoff bei einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 65% (basierend auf dem Median der Benutzungsprofile C6 oder C7 der [Strompreisübersicht](#) der ECom, inkl. SDL, Netzzuschlag und Winterreserve).

⁹³ Im Gegensatz zu Szenario 1 müssten bei Szenario 4 allerdings die zusätzlichen Kriterien der geographischen und zeitlichen Korrelation sowie der Nachweis mithilfe eines PPA erfüllt werden. Die geographische Korrelation sowie die Anforderung eines PPA wären bei einer Nutzung inländischer Anlagen zur Herstellung des erneuerbaren Stroms mit einem entsprechenden Nachweis ohne weitere Konsequenzen erfüllt. Die Einhaltung der zeitlichen Korrelation kann allerdings zu einer Reduktion der Elektrolyseurauslastung und entsprechend einer Erhöhung der Gestehungskosten von Wasserstoff führen. Allerdings ist dies bei Wasserkraftanlagen als EE-Anlagen aufgrund der Steuerbarkeit weniger problematisch als bei anderen EE-Anlagen.

Abbildung 15 Wechselwirkung zwischen Befreiung der NNE und den Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff der EU



Quelle: Frontier Economics.

Eine Befreiung oder Reduktion der NNE für den Strombezug zur Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs in einem Elektrolyseur kann dabei verursachungsgerecht und somit systemkostenreduzierend wirken. Dies hängt vom konkreten Standort des Elektrolyseurs in der Stromnetztopologie sowie der Betriebsfahrweise ab, also u.a. ob Strom auch dann bezogen wird wenn das Netz (lokal) an seiner Belastungsgrenze ist oder nicht. Dies erfordert eine tiefergehende Prüfung, welche nicht Bestandteil dieser Studie ist.

3.2.6 Regulierungsbehörde

Zwischen den europäischen Anforderungen an eine Regulierungsbehörde eines Mitgliedstaats und den schweizerischen Plänen für eine Regulierungsbehörde für den Wasserstoffmarkt besteht weitgehende Übereinstimmung, mit voraussichtlich geringfügigen Diskrepanzen bezüglich der Sanktionskompetenzen der Regulierungsbehörden sowie deren Rolle bei der Netzplanung. Dies erläutern wir nachfolgend.

Im Kontext der EU hat jeder Mitgliedstaat eine einzige Regulierungsbehörde auf nationaler Ebene zu benennen.⁹⁴ Dabei muss diese Behörde rechtlich und funktional unabhängig von anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen sein: Sie darf daher beispielsweise bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen einholen oder entgegennehmen.⁹⁵ Sie bleibt

⁹⁴ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 76(1).

⁹⁵ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 76(4) und Artikel 76(5).

allerdings weisungsgebunden gegenüber der rechtsverbindlichen Entscheidungen der Kommission sowie ACER (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden).⁹⁶

Die Aufgaben und Befugnisse der jeweiligen Regulierungsbörden umfassen dabei unter anderem:

- Regelung/Bestätigung der Netzentgelte: Die Regulierungsbehörden genehmigen Methoden zur Tarifsetzung und/oder legen die Tarife für den Zugang zum Wasserstoffnetz fest.⁹⁷
- Überwachung des Marktes: Die Regulierungsbehörden überwachen, dass Marktteilnehmer ihre Vorschriften einhalten,⁹⁸ sowie dass eine ausreichende Transparenz auf dem Markt herrscht,⁹⁹ um sicherzustellen, dass alle Marktteilnehmer Zugang zu den erforderlichen Informationen haben.
- Durchsetzungsbefugnis: Die Regulierungsbehörden haben die Befugnis, Entscheidungen zu erlassen, die für Marktteilnehmer verbindlich sind sowie Sanktionen gegen Marktteilnehmer zu verhängen, die gegen die für sie gültigen Vorschriften verstossen.¹⁰⁰
- Berichterstattung: Die europäischen Regulierungsbehörden berichten jährlich im Berichtsformat an Kommission sowie ACER über die Erfüllung ihrer Aufgaben sowie der dazugehörigen Massnahmen.¹⁰¹
- Genehmigungen nationaler Netzentwicklungspläne: Auch die Genehmigung und etwaige Änderung der nationalen Netzentwicklungspläne liegt bei der jeweiligen Regulierungsbehörde (vgl. nächstes Kapitel).¹⁰²

In der **Schweiz** sieht der Entwurf des Schweizer GasVG (Gasversorgungsgesetz) die Gründung einer Energiekommission (EnCom) vor, welche als Regulierungsbehörde auf dem Schweizer Erdgasmarkt fungieren soll. Diese soll dabei nicht gänzlich neu gegründet werden, sondern wird als Weiterentwicklung der bereits bestehenden Elektrizitätskommission (EiCom), der Regulierungsbehörde des Schweizer Strommarkts, verstanden.¹⁰³ Die EnCom soll dabei, gemäss E-Cube, auch für den Wasserstoffmarkt verantwortlich sein. Eine potenzielle Diskrepanz besteht im Zusammenhang mit der Rolle der Regulierungsbehörde bei der Netzplanung (siehe Folgeabschnitt). Ob diese Diskrepanz von Verantwortlichkeiten der

⁹⁶ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78(1)k.

⁹⁷ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Art. 78(1)c.

⁹⁸ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78(1)e, Artikel 78(1)f, Artikel 78(1)y.

⁹⁹ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78(1)q.

¹⁰⁰ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78(4)

¹⁰¹ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78(1)l.

¹⁰² Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 78(1)dd.

¹⁰³ Entwurf des Bundesgesetz über die Gasversorgung (GasVG), [hier](#) verfügbar.

Regulierungsbehörden in allfälligen Abkommensgesprächen um den Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz tatsächlich verhandlungsgegenständlich werden könnten, bleibt offen.

3.2.7 Netzplanung

Auch im Hinblick auf die nationale wie international integrierte Netzplanung sind keine substanziellen Diskrepanzen zwischen den Plänen der Schweiz sowie den Vorschriften der EU zu erwarten, ggf. mit Ausnahme der Rollenverteilung zwischen dem BFE und der EnCom.

Nationale Netzplanung

In der **EU** verpflichtet die europäische Richtlinie die Betreiber von Wasserstofffernleitungsnetzen, gemeinsam mindestens alle zwei Jahre einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan bei den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden einzureichen.¹⁰⁴ Der Plan muss detaillierte Informationen über die wichtigsten Infrastrukturen enthalten, die in den nächsten zehn Jahren planmässig auf- oder ausgebaut werden.¹⁰⁵ Für jeden Mitgliedstaat kann entweder ein getrennter Plan für Erdgas und Wasserstoff oder ein gemeinsamer Plan für beide Energieträger erstellt werden. Die Betreiber der Wasserstofffernleitungsnetze koordinieren sich dabei strategisch mit den Betreibern der Elektrizitätsübertragungs- und -verteilnetze in Bezug auf gemeinsame Infrastrukturanforderungen wie den Standort von Elektrolyseuren und die damit zusammenhängende Fernleitungsinfrastruktur.¹⁰⁶ Die Regulierungsbehörde prüft den Plan auf Übereinstimmung mit den gesetzlichen Anforderungen und führt transparente Konsultationen mit tatsächlichen und potenziellen Netzbenutzern durch. Die Behörde kann Änderungen am Plan verlangen, um sicherzustellen, dass alle relevanten Investitionen und Stilllegungen berücksichtigt werden. Die Regulierungsbehörde überwacht ausserdem die Durchführung des Plans. Wenn ein Betreiber eine geplante Investition nicht durchführt, kann die Behörde Massnahmen ergreifen, um die Durchführung sicherzustellen, einschliesslich der Ausschreibung der Investition an Dritte.¹⁰⁷

In der **Schweiz** sieht E-Cube im Rahmen der Netzplanung für sämtliche Szenarien der Wasserstoffmarktentwicklung eine Validierung bzw. Genehmigung der Netzplanung durch eine öffentliche Behörde vor (EnCom oder BFE).¹⁰⁸ Um eine grössere Einheitlichkeit mit europäischen Auflagen zu schaffen, müsste diese Aufgabe unter Umständen von der EnCom wahrgenommen werden. E-Cube führt ausserdem aus, dass, ergänzend zu den Netz- und Investitionsplänen selbst, quantitative Analysen (Kosten-Nutzen-Analyse, Auswirkungen der Dekarbonisierung) die Planungsentscheidungen untermauern könnten. Die Wichtigkeit der Koordination mit Netzbetreibern von Erdgas, Strom und Wärme wird dabei insbesondere im

¹⁰⁴ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 55(1).

¹⁰⁵ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 55(2).

¹⁰⁶ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 55(1).

¹⁰⁷ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 55.

¹⁰⁸ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse».

Fälle von erweiterter Marktentwicklung betont («Multi-Flow Koordination»). E-Cube geht nicht näher auf die Auflagen ein, in welchem zeitlichen Abstand diese Validierungen stattfinden könnten.¹⁰⁹ In diesem Kontext wäre es denkbar, dass es im Rahmen allfälliger Abkommensverhandlungen gewisse Vorgaben der Europäischen Union gäbe, was bspw. die zeitliche Taktung der nationalen Netzentwicklungspläne oder spezielle enthaltene Analysen/Kennzahlen angeht, damit die Schweizer Pläne als einheitlich zu den europäischen Auflagen gewertet werden können – im Grossen und Ganzen sind die Absichten der regelmässigen Validierung der Netzentwicklungspläne durch eine öffentliche Institution (hier: EnCom) jedoch als relativ einheitlich zwischen EU und Schweiz zu bewerten.

International integrierte Netzplanung

Im Hinblick auf die Koordination verschiedener Mitgliedstaaten bei der integrierten europäischen Netzplanung erfährt ENNOH, das europäische Netzwerk der Wasserstoffnetzbetreiber,¹¹⁰ besondere Bedeutung. In diesem Konsortium arbeiten die Betreiber von Wasserstofffernleitungsnetzen auf Unionsebene zusammen, um den koordinierten Betrieb des europäischen Binnenmarkts und des europäischen Wasserstofffernleitungsnetzes zu gewährleisten.¹¹¹ Die Aufgaben von ENNOH umfassen dabei insbesondere die Entwicklung von Netzkodizes (siehe auch Kapitel 3.2.9) sowie die Annahme und Veröffentlichung eines nicht bindenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan für Wasserstoff alle zwei Jahre (TYNDP – «Ten Year Network Development Plan»)¹¹², massgeblich beruhend auf den nationalen Netzentwicklungsplänen sowie grenzüberschreitender Verbindungsleitungen sowie festgestellter Investitionslücken.¹¹³ Eine enge Koordination soll dabei mit den spiegelbildlichen Netzwerken ENTSO-E für Strom und ENTSG für Gas stattfinden, um Synergien und Systemintegration zu fördern.¹¹⁴

Die Wichtigkeit der integrierten Planung auf internationaler Ebene aus Schweizer Perspektive wurde auch in der E-Cube Studie anerkannt, um Überinvestitionen, zeitlich versetzte Investitionen und Unterauslastung der Infrastruktur zu vermeiden.¹¹⁵ Da diese Koordinationssynergien gleichermassen für die europäischen Netzbetreiber gelten, liegt eine enge Koordination mit Schweizer Netzbetreibern im gemeinsamen Interesse der EU- und Schweizer Akteure. Aus diesem Grund ist beispielsweise auch Swissgrid, die Schweizer Stromnetzbetreiberin, Mitglied im ENTSO-E, dem spiegelbildlichen Gremium für den Strommarkt.¹¹⁶ Im Falle von ENTSG, dem entsprechendem Gremium für den Erdgasmarkt,

¹⁰⁹ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse».

¹¹⁰ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 57.

¹¹¹ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 57(1).

¹¹² Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 59.

¹¹³ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 60.

¹¹⁴ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 57(2), Artikel 60(3).

¹¹⁵ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse», Seite 87.

¹¹⁶ Liste der Mitglieder von ENTSO-E [hier](#) verfügbar.

sind die Schweizer Fernleitungsnetzbetreiberinnen Swissgas, EGO, Fluxswiss sowie Transitgas zwar als Betreiber aus einem Drittstaat keine regulären Mitglieder, aber dennoch als «Observer» Teil der Assoziation.¹¹⁷

Um Mitglied von ENNOH zu werden, muss ein Leitungsbetreiber von der zugehörigen Regulierungsbehörde als Wasserstofffernleitungsbetreiber zertifiziert werden.¹¹⁸ Darüber hinaus können weitere Teilnahmekriterien gelten, welche in den Statuten von ENNOH geregelt werden. Inwieweit eine Zertifizierung und eine Partizipation bei ENNOH auch für Schweizer Wasserstoffnetzbetreiber in Frage kommen wird, ist derzeit formal noch offen – ACER spricht sich allerdings dafür aus, dass nur Betreiber aus jenen Nicht-EU-Ländern einen Beobachterstatus gewährt bekommen sollten, welche entweder assoziierte Mitglieder der Energy Community oder Teil des europäischen Wirtschaftsraums sind.^{119,120} Die Schweiz gehört beiden Organisationen bzw. Konventionen nicht an. Die Umsetzung der Empfehlung von ACER wäre dabei eine Anpassung gegenüber dem ursprünglichen Entwurf der ENNOH-Statuten, der den Beobachterstatus auch für die Mitgliedsländer der Europäischen Freihandelsassoziation (zu denen auch die Schweiz gehört) vorsieht.¹²¹ Eine Umsetzung der Empfehlung von ACER würde die Schweizer Wasserstofffernleitungsbetreiber daher von der Partizipation in ENNOH in einer Beobachterrolle ausschliessen. Stattdessen sähe ACER für die betroffenen Leitungsbetreiber eine Koordination über bilaterale Übereinkünfte vor, ohne eine direkte Involvierung in den Strukturen von ENNOH zu ermöglichen.¹²² Die formale Verabschiedung der Statuten sowie die damit verbundene offizielle Gründung von ENNOH steht noch aus, und wird für das erste Halbjahr 2025 erwartet.¹²³

3.2.8 Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs

Um einen zügigen Hochlauf von Infrastruktur, Produktion und Nachfrage für Wasserstoff zu gewährleisten, wird vielerorts über die Förderung entsprechender Projekte diskutiert. Die EU hat dabei strenge Richtlinien, unter welchen Bedingungen staatliche Beihilfen gewährt werden dürfen, um den Wettbewerb im europäischen Binnenmarkt zu schützen. Es wäre entsprechend durchaus denkbar, dass die EU im Rahmen allfälliger Verhandlungen um den Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz auch fordert, dass staatliche

¹¹⁷ Liste der Mitglieder und Observer von ENTSOG [hier](#) verfügbar.

¹¹⁸ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 57(3), Zertifizierung geregelt in Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 71 und 72. Es gibt einzelne Ausnahmen für Betreiber, die nicht zertifiziert sind, auf die wir im Kontext dieses Berichts nicht weiter eingehen, vgl. Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 57(4).

¹¹⁹ Artikel 72 der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024) regelt dabei die Zertifizierung in Bezug auf Drittländer.

¹²⁰ ACER (2024) : Opinion No. 10/2025, Rn. 48, [hier](#) verfügbar. Damit soll sichergestellt werden, dass nur jene Länder in ENNOH vertreten sind, die auch den relevanten rechtlichen Besitzstand der EU im Bereich des Energiemarktes (*EU energy acquis*) übernehme, vgl. Rn. 46.

¹²¹ Draft ENNOH Articles of Association, Artikel 14, [hier](#) verfügbar.

¹²² ACER (2024) : Opinion No. 10/2025, Rn. 47.

¹²³ [Webseite](#) von ENNOH.

Beihilfen für Schweizer Projekte mit diesen Richtlinien vereinbar sind. Dies haben zumindest die im Rahmen des Stromabkommens geführten Verhandlungen gezeigt, in Folge welcher die schweizerischen Bestimmungen zur Förderung der erneuerbaren Energien mit denjenigen der EU-Beihilfenrichtlinien im Strombereich abgeglichen und mit diesen als vereinbar erklärt wurden.¹²⁴

Im Verständnis der EU sind staatliche Beihilfen ein formales bzw. rechtliches Konzept, das sich auf verschiedene ökonomische Abwägungen bezieht. Staatliche Beihilfen sind grundsätzlich mit dem Binnenmarkt unvereinbar,¹²⁵ unterliegen jedoch verschiedenen Ausnahmen und Freistellungen. Im Falle anzeigepflichtiger staatlicher Beihilfen¹²⁶ bedarf es einer formalen Prüfung, ob die staatliche Beihilfe im Widerspruch zum Gemeinwohl steht – erst wenn diese Prüfung abgeschlossen ist und eine ökonomische Abwägung die Vorteile der staatlichen Beihilfe als überwiegend anerkennt, ist die staatliche Beihilfe zulässig. Um diese Prüfung zu strukturieren und zu erleichtern gibt es unterschiedliche Prüfungsrahmen: So gibt es für Wasserstoffinfrastruktur designierte Förderungskriterien in den Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL)¹²⁷, welche wir im Folgenden zusammenfassen.

Die KUEBLL bieten spezielle Leitlinien für die Förderbarkeit von Projekten im Zusammenhang mit Treibhausgasemissionen, Umweltschutz und Energiewende/Versorgungssicherheit. Fern- und Verbindungsleitungen für Wasserstoff fallen dabei explizit in den Geltungsbereich der KUEBLL.¹²⁸ Die Projektbetreiber müssen die Förderung zunächst bei den Mitgliedstaaten beantragen. Sofern die Mitgliedstaaten die Förderung als mit den KUEBLL-Leitlinien vereinbar ansehen, müssen diese wiederum die Förderung bei der Kommission anmelden, prüfen und genehmigen lassen.¹²⁹

Ein Projekt unterliegt im Rahmen von KUEBLL drei voneinander unabhängigen Voraussetzungen, die teilweise mehrere Erfüllungskriterien enthalten. Diese Kriterien müssen alle nachweislich und unabhängig voneinander erfüllt sein. Im Kontext von Wasserstoffinfrastruktur gestalten sich diese drei Voraussetzungen wie folgt:

- **Positive Voraussetzung:** Die Beihilfe muss die Entwicklung eines Wirtschaftszweigs fördern.

¹²⁴ Schweizer Bundesrat (2024): Faktenblatt Strom, [hier](#) verfügbar.

¹²⁵ „Soweit in den Verträgen nicht etwas anderes bestimmt ist, sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.“, ABl. C 202 (2016), p. 1–388, Artikel 107(1), [hier](#) verfügbar.

¹²⁶ Unter gewissen Auflagen, bspw. wenn die Förderung unterhalb der „de minimis“ Schwellenwerte liegt, ist staatliche Beihilfe nicht anzeigepflichtig.

¹²⁷ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022): Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen, [hier](#) verfügbar. Die Prüfung auf Kompatibilität wäre ggf. auch unter anderen Rahmen möglich, z.B. über das Services of General Economic Interest (SGEI) Framework. Hiervon wird im Folgenden abstrahiert.

¹²⁸ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 19(38c).

¹²⁹ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 6.

- Es muss dargelegt werden, (i) welcher Wirtschaftszweig, durch die Massnahme gefördert wird, (ii) welche positiven Auswirkungen und ggf. (iii) welche Relevanz die Massnahme für spezifische Politikbereiche hat,¹³⁰
- Die Beihilfe muss einen Anreizeffekt haben,¹³¹
- Die Beihilfe stellt keinen Verstoss gegen relevante Bestimmungen des Unionsrechts dar.¹³²
- **Negative Voraussetzung:** Die Beihilfemassnahme darf die Handelsbeziehungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.
 - Die Erforderlichkeit der Beihilfe muss in einer Einzelfallbewertung nachgewiesen werden, wenn das Projekt (i) PCI-Status hat und von Teilen der Marktregulierung ausgenommen ist¹³³, oder (ii) keinen PCI-Status hat.¹³⁴
 - Die Angemessenheit der Beihilfe muss nachgewiesen werden.¹³⁵ Besteht die Möglichkeit unerwarteter Gewinne („*windfall profits*“) im Geschäftsmodell des Projekts, so ist es eine Anforderung an die Angemessenheit der Beihilfe, dass ein Rückforderungsmechanismus („*clawback*“) des Beihilfegebers in das Fördermodell implementiert wird,¹³⁶ welcher die unerwarteten Gewinne des Projektbetreibers mindestens anteilig abschöpft.
 - Die Transparenz der Beihilfe muss gewährleistet sein.¹³⁷
 - Die Vermeidung übermässiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel muss geprüft werden.¹³⁸
- **Abwägung** der positiven Auswirkungen der Beihilfe gegen die negativen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel.¹³⁹
 - Als letzte Voraussetzung bedarf es einer Prüfung der Kommission, dass die positiven Auswirkungen der Beihilfe (insbesondere im Hinblick auf Umwelt- und Energieziele) ihre negativen Auswirkungen überwiegen. Als Ergebnis dieser Prüfung kann die Kommission Auflagen an die Beihilfe stellen, z. B. im Hinblick auf ihre Fristigkeit und Dauer.¹⁴⁰

¹³⁰ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 23-25.

¹³¹ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 26-32.

¹³² Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 33.

¹³³ Über Art. 78 der Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), siehe auch Kapitel 3.2.8.

¹³⁴ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 378-380.

¹³⁵ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 47-57 sowie Rn. 381.

¹³⁶ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 381.

¹³⁷ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 58-62.

¹³⁸ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 63-70 und Rn. 382.

¹³⁹ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 71-76.

¹⁴⁰ Mitteilung der Kommission 2022/C 80/01 (2022), Rn. 76.

Wie sich ein solcher Antrag im Rahmen von KUEBILL in der Praxis ausgestaltet, kann exemplarisch für das deutsche Wasserstoffkernnetz eingesehen werden, wo die staatliche Unterstützung in Form von Zinsvergünstigungen der staatlichen Entwicklungsbank Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und einer subsidiären staatlichen Absicherung der Amortisationsrisiken durch die EU Kommission genehmigt wurde.¹⁴¹

In der Schweizer Wasserstoffstrategie wird derzeit als einziger Fördermechanismus für Wasserstoffleitungen eine «Bürgschaft der öffentlichen Hand für den Um- und Neubau der Transitgasleitung auf Wasserstoff» geprüft.¹⁴² Die E-Cube Studie referenziert aber auch die Möglichkeit eines Schweizer Subventionsmechanismus (ggf. mit Rückforderungsmechanismus) oder einer zeitlichen Tarifglättung.¹⁴³

Bei der Wahl oder dem Design eines potenziellen Fördermechanismus sollte die Schweiz entsprechend berücksichtigen, dass im Rahmen allfälliger Verhandlungen zum Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz ggf. die Übernahme der EU-Beihilfeanforderungen notwendig wird. Entsprechend sollte die Schweiz zur Reduktion möglicher Friktionen bei den Verhandlungen ggf. bereits jetzt sicherstellen, dass potenzielle Förderungen für Wasserstoffnetze mit den EU-Beihilferecht kompatibel sind (z.B. indem die Förderung transparent, diskriminierungsfrei und wettbewerblich vergeben wird sowie ein Rückforderungsmechanismus verankert wird).

3.2.9 Netzkodizes

Die europäischen Netzkodizes für Wasserstoff sind detaillierte Vorschriften für den Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur im Rahmen von delegierten Rechtsakten¹⁴⁴ bzw. Durchführungsrechtsakten¹⁴⁵, um eine effiziente und sichere Nutzung zu gewährleisten.¹⁴⁶ Die Details dieser Kodizes werden derzeit noch erarbeitet: Eine erste Prioritätenliste der Netzkodizes wird im Sommer 2026 erwartet.¹⁴⁷

Dabei ermächtigt Artikel 72 der Verordnung die Kommission, delegierte Rechtsakte/Durchführungsrechtsakte zu erlassen, um die Verordnung durch die Festlegung von Netzkodizes in folgenden Bereichen zu ergänzen:¹⁴⁸

¹⁴¹ Europäische Kommission (2024): State Aid SA.113565 (2024/N) – Germany, [hier](#) verfügbar.

¹⁴² Schweizer Bundesrat (2024): Wasserstoffstrategie für die Schweiz, vgl. Seite 12.

¹⁴³ E-Cube Strategy Consultants (2023): «Futur de l'hydrogène en Suisse», Seite 53.

¹⁴⁴ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 72(1).

¹⁴⁵ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 72(2).

¹⁴⁶ Siehe auch Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 70(1).

¹⁴⁷ Erstellung ein Jahr nach Einrichtung von ENNOH (vgl. Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 72(3)), die im Sommer 2025 erwartet wird (vgl. ebenda, Artikel 57(7)-57(11)).

¹⁴⁸ Wo nicht näher detailliert, ist der jeweilige Themenbereich in der Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024) über Artikel 72(1) beschrieben und geregelt.

- **Energieeffizienz:** Vorschriften zur Energieeffizienz von Wasserstoffnetzen und -komponenten sowie zur Netzplanung und Netzinvestitionen.
- **Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement:** Vorschriften zur Zuweisung von Kapazitäten und zum Management von Engpässen, siehe dazu auch Kapitel 3.2.4.
- **Netzentgeltstrukturen:** Harmonisierte Strukturen für Netzentgelte für den Zugang zum Wasserstoffnetz.
- **Vermögensbewertung und Entgelte:** Vorschriften zur Bewertung übertragener Vermögenswerte und zur Festlegung besonderer Entgelte.
- **Nutzungsentgeltstrukturen grenzüberschreitender Infrastruktur:** Regelungen für die Festlegung der Entgeltstrukturen grenzüberschreitender Wasserstoffinfrastruktur.¹⁴⁹
- **Festlegung intertemporaler Kostenverteilung:** Vorschriften für die Festlegung der intertemporalen Kostenverteilung.
- **Interoperabilität:** Vorschriften zur Interoperabilität des Wasserstoffnetzes, einschliesslich Netzkopplungsverträgen, Datenaustausch und Wasserstoffqualität.¹⁵⁰
- **Ausgleichsregeln:** Regelungen für den Ausgleich von Ungleichgewichten im Netz.
- **Cybersicherheit:** Vorschriften zur Cybersicherheit grenzüberschreitender Wasserstoffströme.
- **Informationsbereitstellung:** Vorschriften zu Form, Inhalt und Zeitplänen zu veröffentlichender Informationen durch Wasserstoffnetzbetreiber.¹⁵¹

Für alle Einspeise- und Ausspeisepunkte von und zu Drittländern werden die Netzkodizes formell ab dem 5. August 2026 gelten.¹⁵² Für diese Ein- und Ausspeisepunkte gibt es die Möglichkeit einer temporären Ausnahme, wenn die Umsetzung nicht möglich ist, bspw. aufgrund bestehender Langzeitverträge. Diese Ausnahmen müssen bis Februar 2026 beantragt werden.¹⁵³

Obwohl die Netzkodizes nicht per se auf Leitungen innerhalb der Schweiz anwendbar sind,¹⁵⁴ könnten ihre (geplanten) Inhalte Gegenstand von und Benchmark in allfälligen Verhandlungen im Rahmen eines Abkommens sein. Eine Bewertung möglicher Diskrepanzen mit den in der

¹⁴⁹ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 71(1)c. Im Rahmen der Koordination der betroffenen Regulierungsbehörden, vgl. ebenda, Artikel 7(8), oder der Verhandlungen der Netzbetreiber, vgl. Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 59(3).

¹⁵⁰ Im Falle der Schweiz wird die Interoperabilität des Wasserstoffnetzes über die technischen Regelungen der SVGW (Fachverband für Wasser, Gas und Wärme) und ERI (Eidgenössisches Rohrleitungsinspektorat) geregelt sein, deren Veröffentlichung zeitnah erwartet wird.

¹⁵¹ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 72(2).

¹⁵² Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 70(2)d.

¹⁵³ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 70(3).

¹⁵⁴ Anwendbarkeit beschränkt sich, wie beschrieben, auf Ein- und Ausspeisepunkte von und zu Drittländern, und damit nur auf Gebiet der Europäischen Union.

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

Schweiz vorstellbaren Betriebsvorschriften ist jedoch zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund der noch in der Ausarbeitung befindlichen Netzkodizes nicht möglich.

4 Unterschiede in der Regulierung der verschiedenen Leitungsarten

Wie in Kapitel 2 beschrieben, muss lediglich für Wasserstoffverbindungsleitungen ein Abkommen mit der EU bezüglich der anzuwendenden Betriebsvorschriften abgeschlossen werden. In diesem Kapitel gehen wir detaillierter darauf ein, was dies für die Regulierung des restlichen Wasserstoffnetzes in der Schweiz, also abseits der Transitleitung, bedeutet. Dafür gehen wir wie folgt vor:

- In Kapitel 4.1 betrachten wir die Möglichkeiten unterschiedlicher Regelungen für die Transit- und innerschweizerischen Leitungen mit einem Fokus auf die zuvor identifizierten Themen mit hohen Diskrepanzen zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung.
- In Kapitel 4.2 gehen wir dezidiert auf die Regelungen für mögliche weitere, direkte Anschlüsse an das europäische Wasserstoffnetz ein (wie die z.B. derzeit in der Region Basel erwogenen Anschlüsse).

4.1 Unterschiedliche Regelungen für die angedachte Transit- und mögliche innerschweizerische Leitungen sind denkbar

In Kapitel 3 haben wir die möglichen verhandlungsgegenständlichen Themen für den Anschluss der möglichen Transitleitung an das europäische Wasserstoffnetz untersucht und Diskrepanzen zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung identifiziert. Während für den Anschluss an das europäische Netz ggf. eine Harmonisierung der Regelungen zwischen der Schweiz und der EU stattfinden muss, wird die Schweiz voraussichtlich bei den innerschweizerischen Leitungen mehr Handlungsspielraum für die Durchsetzung ihrer gewünschten Regulierung haben. Entsprechend könnte die Schweiz für innerschweizerische Leitungen prinzipiell auch andere Regelungen durchsetzen als für die Transitleitung. Allerdings bedeuten unterschiedliche Regelungen für die Transitleitung und innerschweizerische Leitungen zugleich für die Marktteilnehmer auch eine Erhöhung der Komplexität sowie ggf. Friktionen durch die Koexistenz der verschiedenen Systeme. Die Schweiz sollte daher bei der Festlegung der Details der verhandlungsgegenständlichen Themen für innerschweizerische Leitungen sorgfältig abwägen, ob der Nutzen durch die Festlegung von Regelungen, die von den verhandelten Regelungen für die Schweizer Verbindungsleitungen abweichen, die Nachteile durch die Koexistenz unterschiedlicher Systeme überwiegt.

Im Folgenden nehmen wir eine Einschätzung vor, in welchen Themenbereichen unterschiedliche Regelungen für die Transitleitung und innerschweizerische Leitungen überhaupt sinnvoll umsetzbar wären. Dabei fokussieren wir uns auf die Themengebiete, bei welchen wir in Kapitel 3 grössere Diskrepanzen zwischen der EU-Regulierung und der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung identifiziert haben. Nach unserer Einschätzung (siehe dazu auch Abbildung 16):

- wären unterschiedliche Regelungen für die Transit- und innerschweizerische Leitungen in den Themenbereichen **Entflechtung, Zugang Dritter, Tarifsetzung und Kriterien für Ausnahmeregelungen** durchaus denkbar. Dies entspricht auch der europäischen Praxis im Erdgasmarkt: Beispielsweise sind einige EU-Verbindungsleitungen im Rahmen der in Kapitel 3.2.3 dieses Berichts erläuterten Ausnahmemöglichkeiten von Entflechtungsvorgaben, Drittnetzzugang und Tarifregulierung ausgenommen, während das übrige Gasnetz in der EU diesen Vorgaben unterliegt. Auch existiert eine Unterscheidung zwischen den Regelungen für FNBs und Verteilnetzbetreiber (im Folgenden «VNB»), z.B. im Bereich Entflechtung, wo Fernleitungen einer strengeren eigentumsrechtlichen Entflechtung (oder einem ISO- oder ITO-Modell) unterliegen, während Verteilnetze lediglich rechtlich entflochten sein müssen.¹⁵⁵ Diese Unterscheidungen deuten darauf hin, dass die Koexistenz zweier Systeme in diesem Bereich umsetzbar wäre.
- wären unterschiedliche Regelungen bei der **Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff** prinzipiell denkbar, allerdings aus unserer Sicht nicht naheliegend. Grund dafür ist die bilanzielle Abwicklung des Wasserstoffhandels, welche die Herstellung und den Verkauf von erneuerbarem Wasserstoff unabhängig von der physischen Lieferung des Wasserstoffs macht. Entsprechend wäre die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff prinzipiell unabhängig von der für den Transport genutzten Netzinfrastruktur zu betrachten (siehe für eine Diskussion der grundsätzlichen Vor- und Nachteile einer Übernahme der EU-Anforderungen an die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in der Schweiz Kapitel 3.2.5). In diesem Hinblick wären leitungsunabhängige Regeln für die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff zunächst am naheliegendsten und im Sinne der Gleichstellung verschiedener Transportwege auch am sinnvollsten.

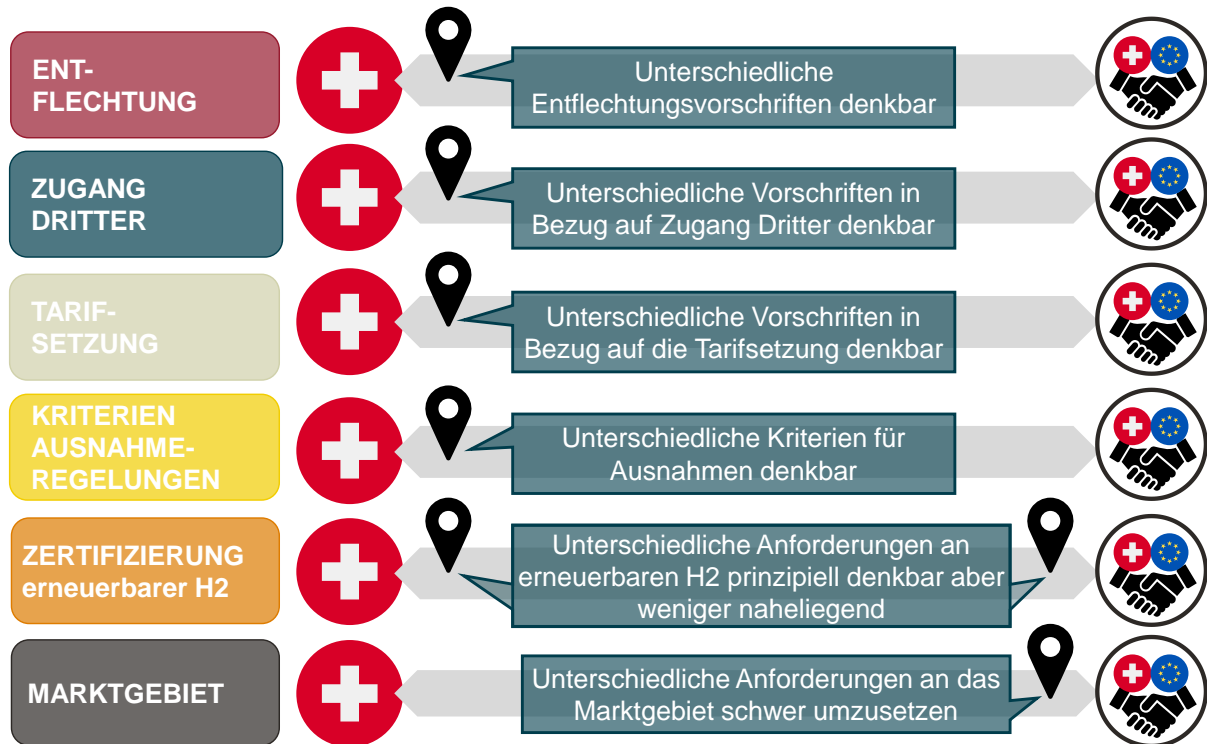
Falls im Rahmen allfälliger Verhandlungen mit der EU für ein Abkommen zum Anschluss der möglichen Transitleitung aus Sicht der EU eine Übernahme der EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff durch die Schweiz als zwingende Voraussetzung für ein Abkommen betrachtet werden sollte, wäre für die Schweiz allerdings abzuwägen, ob sie nicht allenfalls doch unterschiedliche Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff für innerschweizerische Leitungen stellen möchte. Damit könnten die potenziellen negativen Auswirkungen einer Übernahme der EU-Anforderungen für Schweizer Wasserstoffproduzenten möglicherweise eingegrenzt werden, da diese nur für Wasserstoff gelten würden, der in die Transitleitung fließt. Im Rahmen dieser Abwägung sollten auch die Überlegungen in Unterkapitel 3.2.5 berücksichtigt werden, wonach eine Übernahme der EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff ggf. auch zur Vereinfachung des grenzüberschreitenden Handels sinnvoll sein kann.

- wäre eine unterschiedliche Regulierung für die Transitleitung und die innerschweizerischen Leitungen in Bezug auf das **Marktgebiet** nur schwer umsetzbar. Grund dafür ist, dass sich die Überlegungen zum Marktgebiet in Bezug auf

¹⁵⁵ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 46(1). Zudem sieht die EU auch eine Option für De-Minimis-Ausnahmen für kleine Wasserstoff VNBs mit unter 100'000 Anschlüssen vor (ebenda, Artikel 46(4)).

Bilanzierungszone und Bilanzierungszonenverantwortlichen eher auf den Wasserstoffmarkt in der Schweiz als auf einzelne Netzinfrastrukturen beziehen. Wird im Rahmen allfälliger Verhandlungen mit der EU bzw. den relevanten Nachbarstaaten vereinbart, dass die Schweiz als eigenes Marktgebiet zu definieren ist, wäre dies unabhängig von der Art der Leitung in der Schweiz umzusetzen.

Abbildung 16 Möglichkeit unterschiedlicher Regelungen für die H2-Transitleitung und innerschweizerische Leitungen



Quelle: Frontier Economics.

4.2 Die Regelungen für weitere denkbare Anschlusspunkte werden ebenfalls im Rahmen von Abkommen festgelegt und können sich von jenen der angedachten Transitleitung unterscheiden

In der Wasserstoffstrategie der Schweiz wird erwähnt, dass neben der angedachten Transitleitung auch andere Anschlusspunkte an das europäische Wasserstoffnetz denkbar sind (z.B. im Raum Basel, Bodensee- und Genferseeregion).¹⁵⁶ Im Folgenden gehen wir deshalb dediziert auf die regulatorischen Anforderungen an diese zusätzlichen Anschlusspunkte ein und geben eine Einschätzung, inwiefern denkbar wäre für die weiteren Anschlusspunkte andere Regelungen vorzusehen als für die Transitleitung.

¹⁵⁶ Schweizer Bundesrat (2024): Wasserstoffstrategie für die Schweiz, Seite 9.

4.2.1 Bedeutung der europäischen Regulierung für die weiteren Anschlusspunkte

Prinzipiell wird in der europäischen Regulierung zum Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz keine Unterscheidung bei der Art der anzuschliessenden «Verbindungsleitung» gemacht. Entsprechend gelten für die weiteren Anschlusspunkte ans europäische Wasserstoffnetz ähnliche Schlussfolgerungen, wie jene, die wir in Kapitel 2 für die Transitleitung erläutert haben:

- Für den Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz muss für die weiteren denkbaren Anschlusspunkte ebenfalls ein **Abkommen** geschlossen werden, wenn dies erforderlich ist, um die **Kohärenz und die Einheitlichkeit mit den EU-Vorschriften** zu gewährleisten. Der Umfang des Abkommens ist wiederum offen, wobei auch hier voraussichtlich die Verordnung und die Richtlinie der EU der Ausgangspunkt für die Verhandlungen sein würde.
- Abweichend von der Wortauslegung für die Transitleitung in Kapitel 2 ist bei den weiteren Anschlusspunkten allerdings klarer, welcher Teil der Leitung unter den Umfang der referenzierten «Verbindungsleitung» fällt. In diesem Fall wäre nach unserem Verständnis die in Unterkapitel 2.2 genannte **Situation A einer Verbindungsleitung** relevant, die besagt, dass eine Verbindungsleitung «*ein Wasserstoffnetz zwischen einem Mitgliedstaat und einem Drittland bis zum Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten (...)*»¹⁵⁷ ist. Entsprechend würden in allfälligen Verhandlungen voraussichtlich auch lediglich die Betriebsvorschriften für diese Teile der Leitungen gegenständlich sein.

4.2.2 Unterschiede in der Regulierung der weiteren Anschlusspunkte und der Transitleitung

Prinzipiell besagt die EU-Regulierung, dass die Schliessung **internationaler bzw. zwischenstaatlicher Übereinkünfte** für **jede Verbindungsleitung** erfolgen soll, sofern dies erforderlich sei, um Kohärenz und Einheitlichkeit mit EU-Vorschriften zu gewährleisten. Entsprechend wäre es durchaus denkbar, dass sich die **Abkommen für die weiteren Anschlusspunkte von jenem für die Transitleitung unterscheiden**. Obwohl die Ausgangspunkte der EU und der Schweiz bei allfälligen Verhandlungen wahrscheinlich ähnlich sein werden wie bei Verhandlungen zum Betrieb der möglichen Transitleitung – und Kohärenz und Einheitlichkeit bereits in einem Erstabkommen mit weitreichendem Wirkungsraum hergestellt sein könnte – könnten die Verhandlungspositionen bei einer anderen Verbindungsleitung ggf. anders gelagert sein. Einerseits stellen die weiteren Anschlusspunkte keinen vergleichbar zentralen Teil des europäischen Wasserstoffnetzes dar, sodass deren Regulierung aus Sicht der EU weniger Relevanz haben könnte als im Falle der Wasserstofftransitleitung - was sich wiederum darauf auswirken könnte, wie stark die EU an ihren Positionen festhält. Andererseits liegen die weiteren Anschlusspunkte hauptsächlich im

¹⁵⁷ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates (2024), Artikel 2(40).

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN BEI DER INTEGRATION DER SCHWEIZ IN DAS EUROPÄISCHE WASSERSTOFFNETZ

Interesse der Schweiz, die damit ihre inländische Industrie mit Wasserstoff versorgen möchte, weshalb die EU ggf. auch stärker an ihrer Verhandlungsposition festhalten könnte. Wie sich diese veränderte Ausgangslage auf das Ergebnis allfälliger Verhandlungen auswirken wird, bleibt zunächst unklar und wird sich erst im Rahmen tatsächlicher Verhandlungen zeigen.

Unabhängig davon sollte die Schweiz auch hier sorgfältig abwägen, inwiefern sie Unterschiede in der Regulierung verschiedener Leitungsarten in Kauf nehmen möchte. Solche Unterschiede gehen, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, aufgrund einer höheren Komplexität durch die Koexistenz verschiedener Systeme auch immer mit gewissen Nachteilen bzw. Friktionen für die Marktteilnehmer einher.

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Rahmen dieser Studie haben wir die Ausgangslage des Wasserstoffnetzes in der Schweiz dargestellt, die Anwendbarkeit der EU-Regulierung auf Schweizer Anschlusspunkte geprüft und die in der Schweiz vorstellbare Regulierung mit der EU-Regulierung von Wasserstoffnetzen verglichen.

Zum Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz wird voraussichtlich ein Abkommen der Schweiz mit der EU bzw. mit angrenzenden Mitgliedstaaten notwendig sein. Der genaue Umfang des Abkommens bleibt in der EU-Regulierung offen. Aus diesem Grund haben wir in dieser Studie für zehn mögliche Verhandlungsthemen einen Vergleich der EU-Regulierung mit der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung von Wasserstoffnetzen vorgenommen und bestehende Unterschiede identifiziert. Die grössten Unterschiede zwischen den Vorstellungen der EU und der Schweiz liegen voraussichtlich in den Bereichen Entflechtung, Zugang Dritter, Tarifsetzung, Marktgebiet sowie bei der Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff. Darüber hinaus könnten die Kriterien für Ausnahmegenehmigungen im Rahmen allfälliger Verhandlungen um die Themen Entflechtung und Zugang Dritter eine Rolle spielen. Im Gegensatz dazu zeigen die Vorstellungen der EU und der Schweiz im Hinblick auf die Regulierungsbehörde sowie die Netzplanung bereits weitgehende Übereinstimmungen. Für die Themen Förderungen und Netzkodizes lässt sich aktuell noch keine abschliessende Einschätzung vornehmen, da sowohl die Ausgestaltung der Fördermassnahmen in der Schweiz als auch die Netzkodizes für Wasserstoff in der EU noch ausstehen. Der im Rahmen dieser Studie durchgeführte Vergleich sowie die daraus gewonnenen Erkenntnisse können als Auslegeordnung für allfällige Verhandlungen zum Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz dienen.

Die Notwendigkeit eines Abkommens zum Anschluss an das Wasserstoffnetz der EU betrifft in erster Linie die mögliche Transitleitung sowie weitere denkbare direkte Anschlusspunkte an das Wasserstoffnetz der EU. Für innerschweizerische Leitungen besteht für die Schweiz voraussichtlich mehr Gestaltungsfreiraum, sodass die Schweiz, falls erwünscht, auch unterschiedliche Regelungen für die Transitleitung und die innerschweizerischen Leitungen implementieren könnte. In diesem Zuge sollte die Schweiz allerdings sorgfältig abwägen, ob der Nutzen durch die Festlegung abweichender Regelungen für innerschweizerische Leitungen die Nachteile durch die Koexistenz unterschiedlicher Systeme überwiegt. Die im Rahmen dieser Studie identifizierten Unterschiede zwischen der in der Schweiz vorstellbaren Regulierung und der EU-Regulierung hilft bei dieser Abwägung sowie bei der weiteren Konkretisierung der Schweizer Regulierung.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.

