



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung

Bericht vom 02.07.2025

Absicherung von Investitionen zur Integration der Schweiz in das europäische Wasserstofftransportnetz

Schlussbericht



Datum: 02.07.2025

Ort: Zürich

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich
Liseron 7, 1006 Lausanne
www.swiss-economics.ch

Autoren:

Dr. Urs Trinkner, urs.trinkner@swiss-economics.ch
Romain de Luze, romain.de.luze@swiss-economics.ch
Andreas Stritt
Bastian Seiler
Nick Riva
Lukas Bruhin
Josef Winkler

Begleitung Bund:

Bareit Markus, Benahmed Mohamed, Blondiau Yuliya, Calame-Rosset Joris, Hug Jessica, Rütschi Christian (alle BFE); Hohl Lukas resp. Wiese Samuel (beide EFV)

BFE-Vertragsnummer: SI/200473-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Wasserstoff-Anbindung Schweiz

Absicherung von Investitionen zur Integration der Schweiz in das euro- päische Wasserstofftransportnetz

Schlussbericht

Dr. Urs Trinkner, Romain de Luze, Andreas Stritt, Bastian Seiler, Nick Riva

Lukas Bruhin

Josef Winkler

Gutachten im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

02.07.2025

ISSN 2235-1868

Metainformationen

Titel:	Absicherung von Investitionen zur Integration der Schweiz in das europäische Wasserstofftransportnetz
Referenz:	Absicherung von Wasserstoff-Transportnetz Investitionen
Status:	Schlussbericht
Version:	V1
Datum:	02.07.2025
Autoren:	Urs Trinkner, Romain de Luze, Bastian Seiler, Andreas Stritt, Nick Riva, Lukas Bruhin, Josef Winkler
Kontakt:	Urs Trinkner, urs.trinkner@swiss-economics.ch, +41 79 830 14 32
Keywords:	Wasserstoff, Wasserstofftransportnetz, Investitionskosten, Förderinstrumente

Beurteilung EU-Kompatibilität

Dr. Friedrich von Burchard und Malena Hansen von CMS Deutschland gemäss Ausführungen in separater Aktennotiz (nachfolgend CMS, 2025), welche dem Bericht beiliegt.

Begleitgruppe

BFE: Markus Bareit, Mohamed Benahmed, Yuliya Blondiau, Joris Calame-Rosset, Jessica Hug, Christian Rütschi

EFV: Lukas Hohl, Samuel Wiese

Disclaimer

Dieses Gutachten wurde im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) von Swiss Economics SE AG (Swiss Economics) mit der Winkler Energy & Logistics Consulting GmbH (ELC) und CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB (CMS Deutschland) als Subunternehmen erstellt. Obwohl Swiss Economics und die Subunternehmen sich bemühen, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang mit den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG, Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich, www.swiss-economics.ch

Zusammenfassung

Einleitung (Kapitel 1)

Im Rahmen seiner Wasserstoffstrategie will der Bundesrat den Anschluss an das europäische Wasserstofftransportnetz sicherstellen, das bis 2040 stehen soll. Der Bund sieht sich hierbei in einer subsidiären Rolle und will die Branche insbesondere mit Vereinbarungen mit Nachbarstaaten unterstützen. Investitionen der Branche für einen allfälligen Um- und Neubau der bestehenden Erdgas-Transitleitung zum Transport von Wasserstoff (H₂) sind mit beträchtlichen Risiken verbunden. Es stellt sich die Frage, ob der Bund solche Investitionen, so notwendig, absichern oder anderweitig fördern soll. Gemäss Wasserstoffstrategie ist eine Voraussetzung hierfür, dass die Eigner der Transitleitung aufzeigen, dass ihr Geschäftsmodell betriebs- sowie volkswirtschaftlich langfristig überzeugt.

In der vorliegenden Studie werden mögliche Wasserstoff-Anschlussvarianten, der zugehörige Investitionsbedarf sowie die Investitionsbereitschaft der Akteure untersucht, um abzuschätzen, ob ein Förderbedarf besteht und welche Förder- und Absicherungsinstrumente hierfür in Frage kommen. Der Fokus liegt dabei auf Anschlussvarianten, welche bestehende Erdgasleitungen der Transitgas ergänzen oder umnutzen.

Anschlussvarianten, Investitionsbedarf und -bereitschaft (Kapitel 2)

Für die Anbindung der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz sind verschiedene Varianten denkbar. So wäre für den Anschluss nach Norden eine teilweise Umnutzung der bestehenden Parallelleitung der Transitgas AG nach Wallbach möglich, welche zu vergleichsweise tiefe Kosten führen würde. Demgegenüber ergeben sich deutlich höhere Kosten, wenn mindestens in einer Übergangsphase ein durchgehender Transit über die Alpen sowohl für Gas als auch Wasserstoff angestrebt wird. In der teuersten Varianten werden die Kosten auf bis zu CHF 2 Milliarden geschätzt. Unabhängig von der Transitleitung sind auch lokale Anschlüsse etwa der Region Basel nach Frankreich sowie der Ostschweiz nach Deutschland vorstellbar. Solche lokalen Lösungen werden im vorliegenden Bericht nicht weiter vertieft, die Folgerungen können jedoch als Anhaltspunkt für Überlegungen herangezogen werden.

Die relevanten Investoren für eine mögliche Transitleitung sind die bestehende Erdgasakteure, insbesondere die Transitgas AG mit den Eigentümern Swissgas AG und FluxSwiss Sagl.¹ Die Eigentümer der Swissgas AG sind dabei diejenigen Regionen, die heute von einer Erdgasversorgung profitieren². Insofern nehmen vor allem die Gemeinden und in geringerem Ausmass die Kantone mit ihren EVU als indirekte Eigentümer von Swissgas eine wichtige Rolle ein. Dies bestärkt die subsidiäre Rolle des Bundes, wie sie auch in der Wasserstoffstrategie vorgesehen ist.

¹ Unter anderem aufgrund des Besitzes bestehender Infrastruktur, ihres Fachwissens sowie ihrer strategischen Position in den europäischen Verbindungen.

² Es gibt keine flächendeckende Erdgasinfrastruktur in der Schweiz.

Handlungs- und Förderbedarf (Kapitel 3)

Es gibt mehrere Argumente, die die Notwendigkeit eines Handels durch die öffentliche Hand zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur aus ökonomischer Sicht rechtfertigen können, darunter die Eigenschaft eines monopolistischen Engpasses, die Erreichung der Klimaziele der Energiestrategie 2050 und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie in zeitlicher Hinsicht die Lösung der «Henne-Ei» Problematik. Ob eine Förderung erforderlich ist, hängt insbesondere davon ab, wann eine Wasserstofftransitleitung in Betrieb sein soll. Namentlich ergibt sich dann ein Förder- oder Absicherungsbedarf, wenn schon gebaut werden soll, bevor absehbar ist, ob in nützlicher Frist ein etablierter Wasserstoffmarkt erwartet werden kann. In dem Zusammenhang und vor dem Hintergrund der Entwicklungen in der EU muss der Staat sorgfältig abwägen, wie wichtig die Anbindung an das europäische Wasserstoffnetz tatsächlich ist.

Förder- und Absicherungsinstrumente (Kapitel 4)

Die Entwicklung des Wasserstoffmarktes in der Schweiz und diesbezüglicher Transitleitungen kann in vier verschiedene Phasen unterteilt werden: eine Projektierungsphase, eine Bauphase, eine Hochlaufphase, bis ein etablierter Markt erreicht wird sowie die Zeit danach. In diesen Phasen kann der Staat verschiedene Rollen einnehmen. Der Staat kann als Eigentümer, Risikoträger, Förderer, Ankernutzer oder Helfer agieren. Je nach Rolle übernimmt der Staat Mengen-, Preis- oder Investitionsrisiken oder fungiert als Kapitalgeber. Dabei sind verschiedene Förder- und Absicherungsinstrumente denkbar. In den untersuchten EU-Mitgliedstaaten tritt der Staat primär als Förderer durch Einmalzahlungen auf (Belgien, Frankreich und Niederlande, teils im Erfolgsfall zurückzuzahlen). Daneben tritt der Staat auch als Risikoträger auf (Darlehen in Frankreich, «Amortisationskonto» in Deutschland) oder überlegt ein Modell als Ankernutzer (Österreich). Instrumente mit dem Bund in der Rolle als Eigentümer oder Ankernutzer wurden aus strukturellen Gründen und/oder wegen problematischen Anreizwirkungen verworfen. Weiterverfolgt wurden die Rollen des Staats als Helfer, Förderer und Risikoträger.

Umsetzungsvarianten (Kapitel 5)

Die folgende Tabelle zeigt fünf mögliche Umsetzungsvarianten für diese drei Rollen. Die Variante V0 setzt die Rolle als Helfer mittels begünstigender Rahmenbedingungen um und die Variante V1 die Rolle als Förderer mittels Einmalzahlungen. In den Varianten V2 und V3 ist der Staat im Risiko mittels Darlehen und Bürgschaften, in V4 erhält er dank der Wandelmöglichkeit ein Gewinnpotenzial für seinen Einsatz. Die Varianten 1 bis 4 sind stärker an die EU-Regulierung angepasst.

	Projektierungsphase	Bauphase (Dauer 2-4 Jahre)	Betriebsphase – Hochlauf	Etablierter Markt
V0		Regulatory Holidays (keine Zugangs- oder Entgeltregulierung, keine Entflechtungsvorgaben), unentgeltliche Nutzung von öffentlichem Grund, Ausnahme von Steuern, begrenzt bis x Jahre nach Erreichung eines etablierten Marktes (nicht per se EU-kompatibel, gemäss CMS, 2025)		Regulierter Markt
Grundlage V1-V3	❶ Ggf. Förderung Bund an Transitgas oder TransitH2: Anteil x% an wettbewerblichen Beschaffungen	Bau der H2-Leitung durch neue Gesellschaft TransitH2 . ❷ Einbringung bestehender Assets von Transitgas z.B. zu Buchwerten z.B. als EK-Einlage	Nichtdiskriminierende Kapazitätsvermarktung durch TransitH2 nach EU-Recht, ggf. diskriminierungsfreie Mandatsvergabe an Dritte	
V1 Einmalzahlung		❸ Gekoppelte Einmalzahlung Bund an neue Gesellschaft SwissH2 , welche die Gelder als Eigenkapital in die TransitH2 einbringt	Dividenden anteilig zur EK-Einlage an SwissH2, welche diese zur ❹ diskriminierungsfreien Reduktion der nachgelagerten Netztarife im Inland einsetzt (mindestens für den Dividendenanteil, der durch die Einmalzahlung des Bundes entstanden ist)	
V2 Darlehen		❺ Gekoppeltes bedingt zinsloses oder zinsgünstiges und rückzuzahlendes Darlehen Bund/Kantone/Gemeinden an TransitH2 gesichert mit Asset		Einsetzen Zinszahlungen, Rückzahlung Darlehen
V3 Bürgschaft/Darlehen		Private Bank-Kredite mit ❻ Bürgschaft des Bundes an Banken	❼ Gekoppeltes bedingt zinsloses oder zinsgünstiges und rückzuzahlendes Darlehen Bund/Kantone/Gemeinden an TransitH2 gesichert mit Asset	Einsetzen Zinszahlungen Darlehen Bund, Rückzahlung Darlehen
V4 Wandelanleihe		❼ Wandelanleihe des Bundes an TransitH2		Einsetzen Zinszahlungen, Rückzahlung Darlehen oder Umwandlung in eine Kapitalbeteiligung des Bundes mit ❽ späterem Verkauf

Hinweis: Eine horizontal entflochtene SwissH2 und eine TransitH2 werden nötig aufgrund von EU-Recht.

Quelle: Eigene Darstellung

Die **Variante V0** sieht vor, dass der Bund sich finanziell nicht engagiert und die Risiken den bisherigen Akteuren überlässt. Er kann stattdessen den Bau mit zeitlich begrenzten regulatorischen Erleichterungen und ggf. Steuerbefreiungen unterstützen. Sofern solche Massnahmen eingeführt werden, ist die EU-Kompatibilität dabei per se nicht gegeben. Die Variante eignet sich, wenn der Bund keine finanziellen Mittel bereitstellen möchte und hin- nimmt, dass der Bau erst dann gestartet wird, wenn die kommerziellen Risiken tragbar sind. So die vorgesehenen Erleichterungen mit der EU ausgehandelt werden können, er- folgt der Bau gleichwohl früher, als wenn der Bund gar nicht aktiv würde.

Die **Varianten V1 bis V4** sind so ausgestaltet, dass sie mit EU-Recht möglichst kompatibel sind. Hierzu werden von den bisherigen Gasakteuren horizontal entflochtene Gesellschaf- ten für den Wasserstofftransport geschaffen, beispielsweise in Anlehnung an die heutigen Strukturen im Erdgas eine «SwissH2» und eine «TransitH2». Letztere würde die Wasser- stoff-Pipeline bauen, hierzu wären zunächst bestehende Vermögenswerte von der Transit- gas zu transferieren. In allen Varianten kann der Bund die Akteure zusätzlich in der Pro- jektierungsphase mit Förderungen unterstützen, wobei dies möglichst anreizkompatibel erfolgen sollte. In der Betriebsphase wird die Kapazität diskriminierungsfrei und kosten- basiert vermarktet. Feste Leasingvereinbarungen wie heute bei der Transitgas wären nicht

möglich. Alle Varianten qualifizieren in der EU als Beihilfen, die jedoch im Sinne der EU-Kommission liegen dürften.

In **Variante V1** unterstützt der Bund SwissH2 mit einer **gekoppelten Einmalzahlung**. SwissH2 bringt die erhaltene Förderung zusammen mit weiterem Kapital als Eigenkapital in die TransitH2 ein. Die Einmalzahlung ist gekoppelt an die Einhaltung verschiedener Bedingungen, insbesondere mindestens gleich hohe Investitionen der Gemeinden und Kantone über ihre Energieversorgungsunternehmen (EVU), der verbindliche Bau von durchgehenden Anschlüssen im Norden und Süden sowie statutarische Bestimmungen, dass mögliche Gewinne von TransitH2 schweizseitig zur Senkung der Netznutzungsgebühren eingesetzt werden. Die Variante kommt nur zustande, wenn die wesentlichen Akteure, insbesondere FluxSwiss und die zu versorgenden Regionen über ihre Energieversorgungsunternehmen, ein echtes Interesse am Wasserstoffanschluss zeigen.

In **Variante V2** gewährt der Bund der TransitH2 ein **bedingt zinsloses oder zinsgünstiges und rückzuzahlendes Darlehen**, das durch die Vermögenswerte von TransitH2 abgesichert ist und an ähnliche Darlehen von Kantonen und Gemeinden gekoppelt wird. Die Rückzahlung beginnt erst bei Erreichen eines etablierten Marktes, wobei klare Bedingungen definiert werden müssen, wann ein etablierter Markt erreicht ist. Während die Variante bei erfolgreichem Markthochlauf die Kosten für den Staat stark reduziert bzw. kostenneutral ist, birgt sie für den Staat ein hohes finanzielles Risiko, falls der Markt nicht wie erwartet wächst. Dieses Risiko wird bis zu einem gewissen Grad dadurch begrenzt, dass das Darlehen durch die Vermögenswerte von TransitH2 abgesichert werden kann.

Bei Variante V3 bürgt der Bund (teilweise) für Bankkredite in der Bauphase. Diese werden zu Beginn der Betriebsphase analog zu V2 durch ein bedingt zinsloses oder zinsgünstiges Darlehen und rückzuzahlendes Darlehen des Bundes an die TransitH2 ersetzt. Diese Variante ist gegenüber V2 vorzuziehen, wenn der Staat das Darlehen möglichst spät gewähren möchte und einen erfolgreichen Bau stärker beanreizen möchte.

In **Variante V4** stellt der **Bund Darlehen in der Form von Wandelanleihen** zur Verfügung, um den Bau der Infrastruktur zu finanzieren. Bei erfolgreichem Hochlauf bzw. bis zum Ende der Laufzeit kann der Darlehensgeber entscheiden, ob das Darlehen zurückgezahlt oder gemäss den zu Beginn festgelegten Bedingungen in eine Kapitalbeteiligung umgewandelt werden soll. Die Kapitalbeteiligung würde der Bund zeitnah verkaufen. Der Bund behält in dieser Variante Einfluss auf den Wasserstoffnetzausbau und kann von einem möglichen Wertzuwachs profitieren. Ähnlich wie in Variante 1 haben Investoren ein Interesse an einem möglichst geringen Umfang der Wandelanleihe, da die Gewinnmöglichkeiten im Erfolgsfall verwässert werden. Trotz staatlicher Beteiligung bleibt das Risiko für andere Investoren hoch. Für die Eigentümer und den Bund stellen sich für den Wandlungsfall Fragen der (Mit-)Eigentümerschaft, Corporate Governance sowie Zuständigkeiten, welche die Umsetzung insbesondere für den Bund erschweren.

Fazit

Welche Variante sinnvoll ist, hängt massgeblich davon ab, **wie wichtig eine frühzeitig fertiggestellte Wasserstoffanbindung ist** und **wie viel Risiko der Bund zu tragen bereit ist**:

- Ist der Anschluss **nicht zeitkritisch**, bietet sich **Variante V0** an: Der Bund **beteiligt sich nicht finanziell**, kann den Bau aber mit **zeitlich befristeten regulatorischen Erleichterungen** unterstützen. Diese sind allerdings in weiten Teilen nicht kompatibel mit dem geltenden EU-Recht. Die Chancen einen vollständigen Dispens von den EU Regeln zu erhalten werden derzeit als gering eingestuft, einige Ausnahmeregelungen kennt jedoch auch die EU.
- **Variante V1** (Investitionsbeitrag mit Verwendung allfälliger Gewinne zur Senkung der Netznutzungsentgelte in der Schweiz) und **Variante V4** (Wandelanleihen mit potenzieller Kapitalbeteiligung des Bundes) **bringen demgegenüber eine gewisse Beschleunigung**, ebenso ist die EU-Kompatibilität gegeben. Beide Varianten setzen ein klares Interesse der beteiligten Akteure voraus, ebenso ein **wesentliches finanzielles Engagement des Bundes**. Im Erfolgsfall steht diesem ein **finanzieller Mehrwert** gegenüber – in V1 zugunsten der Netznutzer in der Schweiz, in V4 zugunsten des Bundes.
- **Will der Bund den Ausbau aktiv beschleunigen** und ist bereit, **Verlustrisiken in substantiellem Umfang** zu übernehmen, bieten sich **Variante V2** (bedingt zinsloses oder zinsgünstiges, rückzahlbares Darlehen) und **Variante V3** (Bürgschaften in der Bauphase, kombiniert mit späterem Darlehen) an. Diese Varianten senken das Risikoprofil für Investoren, bedeuten jedoch ein hohes finanzielles Risiko für den Bund, falls der Markthochlauf ausbleibt.

Résumé

Introduction (Chapitre 1)

Dans le cadre de sa stratégie pour l'hydrogène, le Conseil fédéral souhaite garantir le raccordement de la Suisse au réseau européen de transport d'hydrogène, prévu pour 2040. La Confédération entend jouer un rôle subsidiaire et soutenir le secteur principalement par des accords avec les États voisins. Les investissements requis pour une éventuelle reconversion ou construction de la conduite de transit de gaz naturel existante en vue du transport d'hydrogène (H₂) sont toutefois associés à des risques considérables. La question se pose donc de savoir si la Confédération doit garantir ou soutenir ces investissements, si ceux-ci s'avèrent nécessaires. Selon la stratégie pour l'hydrogène, une condition préalable est que les propriétaires de la conduite de transit démontrent que leur modèle commercial est convaincant à long terme tant du point de vue de l'entreprise que dans une perspective économique plus large.

La présente étude examine les différentes variantes de raccordement au réseau d'hydrogène, les besoins en investissements ainsi que la disposition des acteurs à investir, afin d'évaluer s'il existe un besoin de soutien et quels instruments de promotion et de garantie pourraient être envisagés. L'accent est mis sur les variantes qui complètent ou réaffectent les conduites de gaz naturel existantes de Transigas.

Variantes de raccordement, besoins et disposition à investir (Chapitre 2)

Pour le raccordement de la Suisse au réseau européen d'hydrogène, différentes variantes sont envisageables. Ainsi, pour le raccordement vers le nord, une reconversion partielle de la conduite parallèle existante de Transigas AG vers Wallbach serait possible, ce qui entraînerait des coûts relativement faibles. En revanche, des coûts nettement plus élevés apparaissent si un transit continu à travers les Alpes est envisagé au moins durant une phase transitoire, tant pour le gaz que pour l'hydrogène. Dans la variante la plus coûteuse, les coûts sont estimés jusqu'à 2 milliards de francs suisses. Indépendamment de la conduite de transit, des raccordements locaux, par exemple de la région de Bâle vers la France ou de la Suisse orientale vers l'Allemagne, sont également envisageables. De telles solutions locales ne sont pas approfondies dans le présent rapport, mais les conclusions peuvent toutefois servir de point de départ à des réflexions.

Les investisseurs principalement concernés pour une conduite de transit potentielle sont les acteurs gaziers actuels, notamment Transigas AG avec ses propriétaires Swissgas AG et FluxSwiss Sagl³. Les propriétaires de Swissgas AG sont les régions qui bénéficient actuellement d'un approvisionnement en gaz naturel.⁴ Ainsi, les communes et, dans une moindre mesure, les cantons via leurs entreprises d'approvisionnement énergétique (EAE) jouent un

³ Entre autres, en raison de la possession d'infrastructures existantes, de leur expertise et de leur position stratégique dans les connexions européennes.

⁴ Il n'existe pas d'infrastructure de gaz naturel sur l'ensemble du territoire suisse.

rôle important en tant que propriétaires indirects de Swissgas. Cela renforce le rôle subsidiaire de la Confédération, comme prévu dans la stratégie sur l'hydrogène.

Besoins d'action et de soutien (Chapitre 3)

Plusieurs arguments justifient d'un point de vue économique une intervention de l'Etat dans la mise en place d'une infrastructure hydrogène, notamment le caractère de monopole naturel avec coûts irrécupérables, la réalisation des objectifs climatiques de la stratégie énergétique 2050 et la garantie de la sécurité d'approvisionnement, ainsi que, dans une perspective temporelle, la résolution du problème de la « poule et de l'œuf ». La nécessité d'un soutien dépend en particulier du moment auquel une conduite de transit d'hydrogène doit être opérationnelle. Un besoin de soutien ou de garantie apparaît notamment si l'on veut déjà construire avant de savoir si l'on peut s'attendre à ce que le marché de l'hydrogène soit établi dans un délai raisonnable. Dans ce contexte et à la lumière des évolutions dans l'UE, l'État doit soigneusement peser l'importance réelle du raccordement au réseau européen d'hydrogène.

Instruments de promotion et de garantie (Chapitre 4)

Le développement du marché de l'hydrogène et des conduites de transit associées en Suisse peut être divisé en quatre phases : une phase de planification, une phase de construction, une phase de montée en puissance jusqu'à l'établissement d'un marché ainsi que la période qui suit. L'État peut y jouer différents rôles : propriétaire, preneur de risques, promoteur, utilisateur de référence (de l'allemand « Ankernutzer ») ou facilitateur. Selon le rôle, il assume des risques liés à la quantité, au prix ou à l'investissement, ou agit comme fournisseur de capitaux. Plusieurs instruments de soutien et de garantie sont envisageables. Dans les pays membres de l'UE étudiés, l'État intervient principalement comme promoteur par le biais de paiements uniques (Belgique, France, Pays-Bas, en partie remboursables en cas de succès). Par ailleurs, l'État intervient aussi en tant que preneur de risque (prêts en France, « compte d'amortissement » en Allemagne) ou envisage un modèle d'utilisateur de référence (Autriche). Des instruments impliquant l'Etat en tant que propriétaire ou utilisateur de référence ont été écartés pour des raisons structurelles et/ou en raison d'effets d'incitation problématiques. Ont été retenus les rôles de l'État comme facilitateur, promoteur et preneur de risque.

Variantes de mise en œuvre (chapitre 5)

Le tableau suivant présente cinq variantes de mise en œuvre pour ces trois rôles. La variante V0 met en œuvre le rôle de facilitateur par des conditions cadres favorables, et la variante V1 le rôle de promoteur via des paiements uniques. Dans les variantes V2 et V3, l'État prend des risques par des prêts et des cautionnements ; Dans la variante V4, il obtient un potentiel de rendement grâce à une option de conversion. Les variantes V1 à V4 sont mieux alignées avec les régulations de l'UE.

	Phase de planification	Phase de construction (durée 2-4 ans)	Phase d'exploitation - montée en puissance	Marché établi
V0		Regulatory Holidays (pas de régulation de l'accès ou des tarifs, pas de prescriptions en matière de découplage), utilisation gratuite du domaine public, exemption de taxes, limitée à x années après avoir atteint un marché établi (pas compatible en soi avec l'UE, selon CMS, 2025)		Marché régulé
Base V1-V3	❶ Le cas échéant, soutien de la Confédération à TransitH2 : part de x% dans les marchés publics concurrentiels	Construction du gazoduc H2 par la nouvelle société TransitH2 . ❷ Apport d'actifs existants de Transitgas, par exemple à leur valeur comptable, par exemple sous forme d'apport en fonds propres.	Commercialisation non discriminatoire des capacités par TransitH2 conformément au droit de l'UE, le cas échéant, attribution non discriminatoire de mandats à des tiers	
V1 Paiement unique		❸ Versement unique couplé de la Confédération à la nouvelle société SwissH2 , qui apporte les fonds comme capital propre à TransitH2	Dividendes en proportion de l'apport en capital propre à SwissH2 , qui utilise ceux-ci pour ❹ une réduction non discriminatoire des tarifs de réseau en aval sur le territoire national (au minimum pour la part de dividende issue du versement unique de la Confédération)	
V2 Prêt		❺ Prêt conditionnel couplé sans intérêt ou à taux réduit et remboursable Confédération/cantons/communes à TransitH2 garanti par l'asset		Versement des intérêts, remboursement du prêt
V3 Cautionnement/prêt		Crédits bancaires privés avec ❻ cautionnement de la Confédération aux banques	❽ Prêt conditionnel couplé sans intérêt ou à taux réduit et remboursable Confédération/cantons/communes à TransitH2 garanti par l'asset	Versement des intérêts du prêt de la confédération, remboursement du prêt
V4 Obligation convertible		❼ Obligation convertible de la Confédération à TransitH2		Versement des intérêts, remboursement du prêt ou conversion en participation au capital de la Confédération, avec ❸ revente ultérieure

Remarque : une société SwissH2 séparée horizontalement et une TransitH2 sont nécessaires en vertu du droit européen.

Source : Illustration de Swiss Economics.

La **variante V0** prévoit que la Confédération ne s'engage pas financièrement et laisse les risques aux acteurs actuels. Elle peut toutefois soutenir la construction par des allègements réglementaires temporaires et, le cas échéant, des exonérations fiscales. Cette variante convient lorsque la Confédération ne souhaite pas mettre à disposition des moyens financiers et accepte que la construction ne soit commencée que lorsque les risques commerciaux sont supportables. Si les allègements prévus peuvent être négociés avec l'UE, la construction aura lieu plus tôt que si la Confédération n'intervenait pas du tout.

Les **variantes V1 à V4** sont conçues pour être aussi compatibles que possible avec le droit de l'UE. À cet effet, des sociétés dissociées horizontalement (« horizontal unbundling ») pour le transport d'hydrogène sont créées par les acteurs gaziers actuels, par exemple une « SwissH2 » et une « TransitH2 », calquées sur les structures actuelles du gaz naturel. TransitH2 construirait la conduite d'hydrogène ; pour cela, des actifs existants de Transitgas devraient être transférés. Dans toutes les variantes, la Confédération peut également soutenir les acteurs dans la phase de planification par des aides, ce qui doit se faire de manière aussi incitative que possible. Pendant la phase d'exploitation, la capacité est commercialisée de manière non discriminatoire et basée sur les coûts. Des contrats de leasing fixes comme

aujourd'hui chez Transitgas ne seraient pas possibles. Toutes les variantes sont considérées comme des aides d'État au sens de l'UE, mais sont susceptibles de correspondre aux objectifs de la Commission européenne.

- Dans la **variante V1**, la Confédération soutient SwissH2 au moyen d'un **paiement unique sous condition**. SwissH2 apporte cette subvention, complétée par des fonds propres, comme capital propre dans TransitH2. Le paiement est soumis à plusieurs conditions, notamment des investissements au moins équivalents de la part des communes et cantons via leurs entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE), la construction obligatoire de raccordements continus au nord et au sud, ainsi que des dispositions statutaires prévoyant que les éventuels bénéfices de TransitH2 soient utilisés en Suisse pour réduire les redevances d'utilisation du réseau. Cette variante ne peut être mise en œuvre que si les principaux acteurs, en particulier FluxSwiss et les régions concernées via leurs EAE, manifestent un réel intérêt pour le raccordement à l'hydrogène.
- Dans la **variante V2**, la Confédération accorde à TransitH2 un **prêt sous condition sans intérêt ou à taux réduit et remboursable**, garanti par les actifs de TransitH2 et couplé à des prêts similaires des cantons et des communes. Le remboursement ne commence qu'une fois qu'un marché est établi, des critères clairs devant être définis pour déterminer quand ce marché est considéré comme établi. Cette variante réduit fortement, voire rend neutres, les coûts pour l'État en cas de développement réussi du marché, mais elle comporte un risque financier élevé pour l'État si le marché ne se développe pas comme prévu. Ce risque est, dans une certaine mesure, limité par la garantie des actifs de TransitH2.
- Dans la **variante V3**, la Confédération se porte (partiellement) **garante des crédits bancaires durant la phase de construction**. Ceux-ci sont, au début de la phase d'exploitation, remplacés, comme dans la variante V2, par un prêt sous condition sans intérêt ou à taux réduit et remboursable accordé par la Confédération à TransitH2. Cette variante est préférable à la V2 si l'État souhaite accorder le prêt le plus tard possible et encourager davantage la réussite de la construction.
- Dans la **variante V4**, la Confédération met à disposition des **prêts sous forme d'obligations convertibles** pour financer la construction de l'infrastructure. En cas de montée en puissance réussie ou à la fin de la durée du prêt, le prêteur peut décider soit de se faire rembourser le prêt, soit de le convertir en participation au capital selon les conditions fixées au départ. La Confédération vendrait rapidement cette participation. Dans cette variante, l'État conserve une influence sur le développement du réseau d'hydrogène et peut profiter d'une éventuelle plus-value. Comme dans la variante 1, les investisseurs ont intérêt à ce que la taille de l'obligation convertible soit le plus petit possible, car les gains en cas de succès seraient dilués. Malgré la participation de l'État, le risque pour les autres investisseurs reste élevé. Pour les propriétaires et la Confédération, la conversion soulève des questions de copropriété, de gouvernance d'entreprise et de compétences, ce qui complique la mise en œuvre, notamment pour la Confédération.

Synthèse

Quelle variante est judicieuse dépend essentiellement **de l'importance d'un raccordement à l'hydrogène rapide et de la part de risque que la Confédération est prête à assumer** :

- Si le raccordement n'est pas urgent, la **variante V0** est indiquée : la Confédération **ne participe pas financièrement**, mais peut soutenir la construction par des **allègements réglementaires temporaires**. Ceux-ci sont toutefois pour une large part incompatible avec le droit européen en vigueur. Les chances d'obtenir une dérogation complète aux règles de l'UE sont actuellement évaluées comme faibles, mais l'UE connaît également certaines règles d'exception.
- La **variante V1** (contribution à l'investissement avec utilisation d'éventuels bénéfices pour réduire les redevances d'utilisation du réseau en Suisse) et la variante V4 (obligations convertibles avec participation potentielle de la Confédération au capital) **permettent en revanche une certaine accélération**, tout en étant compatibles avec le droit de l'UE. Les deux variantes supposent un intérêt clair des acteurs impliqués, ainsi qu'un **engagement financier important** de la part de la Confédération. En cas de succès, cela s'accompagne d'une **valeur ajoutée financière** – dans la V1 au bénéfice des utilisateurs du réseau en Suisse, dans la V4 au profit de la Confédération.
- **Si la Confédération souhaite accélérer activement le développement** et est prête à assumer des **risques de pertes substantiels**, les **variantes V2** (prêt remboursable, sans intérêt ou à taux réduit et conditionnel) et **V3** (cautionnement pendant la phase de construction, combinées à un prêt ultérieur) sont envisageables. Ces variantes réduisent le profil de risque pour les investisseurs, mais impliquent un risque financier élevé pour la Confédération si la montée en charge du marché ne se concrétise pas.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Résumé	10
Inhaltsverzeichnis	15
1 Einleitung	19
1.1 Ausgangslage	19
1.2 Auftrag	19
1.3 Vorgehen und Berichtsstruktur	20
2 Anschlussvarianten, Investitionsbedarf und -bereitschaft	21
2.1 Avisiertes Wasserstoffnetz der EU und der umliegenden Länder	21
2.2 Varianten zum Anschluss der Schweiz an die umliegenden Wasserstoffnetze	25
2.2.1 Anschlussvarianten ausgehend von der Transitgas	26
2.2.2 Lokale Anschlüsse	30
2.3 Investitionsbedarf	30
2.3.1 Schätzung Transitgas	30
2.3.2 Plausibilisierung	31
2.4 Potenzielle Investoren	32
2.4.1 Transitgas und seine Eigentümer	32
2.4.2 Öffentliche Hand: Bund, Kantone und Gemeinden	34
2.4.3 Nachbarländer und -regionen	36
2.4.4 Weitere: Institutionelle Investoren, Banken, Versicherungen	36
2.5 Investitionsbereitschaft und Finanzierungsmöglichkeit	36
2.5.1 Bestehende Geldflüsse in der Schweizer Gaswirtschaft	36
2.5.2 Vorstösse der Branche	37
2.5.3 Einschätzung der Investitionsbereitschaft	40
2.5.4 Finanzierungsmöglichkeiten	41
3 Handlungs- und Förderbedarf	44
3.1 Notwendigkeit staatlichen Handelns	44
3.2 Hindernisse und Rahmenbedingungen für eine Branchenlösung	47
4 Förder- und Absicherungsinstrumente	50
4.1 Relevante Projektphasen	50
4.2 Instrumente in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten	51
4.2.1 Übersicht	51
4.2.2 Bewertung	57
4.3 Übersicht möglicher Förder- und Absicherungsinstrumente	59

4.4 Engere Auswahl von Instrumenten mit Bewertung	62
5 Umsetzungsvarianten.....	66
5.1 Übersicht der Varianten	66
5.2 Variante V0: Begünstigende Rahmenbedingungen (nicht per se EU-kompatibel) ..	67
5.3 An EU-Regulierung angepasste Varianten V1-V4.....	70
5.3.1 Variante V1: Gekoppelte Einmalzahlung	72
5.3.2 Variante V2: Gekoppeltes, bedingtes Darlehen	75
5.3.3 Variante V3: Kombination von Bürgschaft und Darlehen	78
5.3.4 Variante V4: Gekoppelte Wandelanleihe	79
5.4 Fazit	81
A Bewertung der Instrumente	82
A.1 Bewertungskriterien.....	82
A.2 Bewertung der Instrumente aus der engeren Auswahl.....	83
A.2.1 Kapazitätsbuchungen.....	83
A.2.2 Begünstigende Rahmenbedingungen	84
A.2.3 Bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung	84
A.2.4 Darlehen	85
A.2.5 Bürgschaft auf Bankkredite	86
A.2.6 Bürgschaft für Gesamtinvestitions-IRR	87

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Grundlegende Anschlussvarianten	26
Tabelle 2:	Variantenkombinationen Transitgas	29
Tabelle 3:	Kosten von Wasserstoffleitungen in anderen Ländern	31
Tabelle 4:	Grobe Kostenschätzung für Wasserstofftransitleitung	32
Tabelle 5:	Investitionsbereitschaft der Akteure	40
Tabelle 6:	Mittelverwendung (Uses) and Finanzierungsquellen (Sources)	42
Tabelle 7:	Kostendeckender Transporttarif	48
Tabelle 8:	Bewertung von Instrumenten einer Auswahl von Ländern	58
Tabelle 9:	Absicherungs- und Förderinstrumente («Long List»).....	60
Tabelle 10:	Rollen des Staats und beispielhafte Instrumente	62
Tabelle 11:	Bewertung der Instrumente der engeren Auswahl	65
Tabelle 12:	Bewertung der Instrumente	82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vorgehen und Struktur des Berichts.....	20
Abbildung 2:	Geplante Wasserstoffleitungen im Jahr 2030	22
Abbildung 3:	Pläne der terranets bw in Baden-Württemberg	24
Abbildung 4:	Geplante Anschlüsse an die Schweiz im Jahr 2040	25
Abbildung 5:	Leitungen von Transitgas (grün) und Swissgas (rot)	28
Abbildung 6:	Eigentümerstruktur von Transitgas	33
Abbildung 7:	Aktuelle Funktionsweise der Schweizer Gaswirtschaft	37
Abbildung 8:	«Alpine Hydrogen Corridor».....	38
Abbildung 9:	Mittelverwendung	42
Abbildung 10:	Finanzierungsquellen.....	43
Abbildung 11:	Phasen der Entwicklung des Wasserstoffmarktes Schweiz	50
Abbildung 12:	Anknüpfungspunkte	60
Abbildung 13:	Übersicht der Umsetzungsvarianten.....	67
Abbildung 14:	Mögliche Struktur einer Wasserstofftransitgesellschaft	71
Abbildung 15:	Beurteilungskriterien.....	82
Abbildung 16:	Bewertung Kapazitätsbuchungen	83
Abbildung 17:	Bewertung Begünstigende Rahmenbedingungen.....	84
Abbildung 18:	Bewertung bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung	84
Abbildung 19:	Bewertung Darlehen.....	85
Abbildung 20:	Bewertung Bürgschaft auf Bankkredite.....	86
Abbildung 21:	Bewertung Bürgschaft für Gesamtinvestitions-IRR.....	87
Box 1:	Die Wasserstoffstrategie des Bundesrates	35

Abkürzungen

AG	Aktiengesellschaft
BFE	Bundesamt für Energie
CAPEX	Capital expenditures
CEF	Connecting European Facility
CFD	Contract for differences

CH	Schweiz
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DE	Deutschland
EFV	Eidgenössische Finanzverwaltung
EHB	European Hydrogen Backbone
EIP	Energy Infrastructure Partners
EU	Europäische Union
EUR	Euro
FR	Frankreich
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
IRR	Internal rate of return
IT	Italien
IWB	Industrielle Werke Basel
Km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
Mio	Million
MW	Megawatt
NA	Not available
OGE	Open Grid Europe
OPEX	Operating expenses
PCI	Project of common interest
PCEI	Important Project of Common European Interest
PMI	Project of mutual interest
PJ	Petajoule
SIG	Services industriels de Genève
SNAM	Società Nazionale Metanodotti
TENP	Trans Europa Naturgas Pipeline
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie
EVU	Energieversorgungsunternehmen

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Wasserstoff und synthetische Energieträger gewinnen zunehmend an Bedeutung zur Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050 sowie zur Sicherung der Energieversorgung. Der Bundesrat hat im Dezember 2024 eine Wasserstoffstrategie verabschiedet, welche die Marktentwicklung für den Zeithorizont 2035 und 2050 aufzeigt und entsprechende Massnahmen zur Förderung der Wasserstoffversorgung in der Schweiz darlegt.

Gemäss der Wasserstoffstrategie soll der Wasserstoffimport in die Schweiz ab 2035 deutlich zunehmen, wodurch **die Anbindung an das europäische Netz von zentraler Bedeutung wird**. Die europäischen Transportnetzbetreiber planen den Aufbau eines flächendeckenden Wasserstoff-Transportnetzes („European Hydrogen Backbone“) bis 2040. Die bestehende Transitleitung durch die Schweiz soll gemäss European Hydrogen Backbone bis 2035 wasserstofftauglich umgerüstet bzw. neu gebaut werden.⁵ Daneben könnten auch andere grenzüberschreitende Leitungen und neue Verbindungen genutzt werden, um Industriegebiete wie Basel direkt an das europäische Netz anzubinden.

Für die Schweiz stellt sich die Grundsatzfrage, ob die Branche selbst genug Anreize und Mittel hat, um die nötigen Investitionen in Wasserstoffleitungen zu tragen, oder **ob eine staatliche Förderung nötig ist und wie die Anreize für einen kosteneffizienten Ausbau gestaltet** werden können. Da die Nachfrage nach Wasserstoff erst langsam ansteigt, müssten wenige Abnehmer zunächst hohe Investitionskosten tragen, was die Dekarbonisierung verzögern könnte. Andererseits ist die Branche selbst an der Umstellung ihrer Leitungen auf Wasserstoff interessiert, um wettbewerbsfähig zu bleiben und ihr Angebot an die wandelnden Bedürfnisse anzupassen.

In verschiedenen europäischen Ländern fördert der Staat den Bau von Wasserstoffleitungen in substanziellem Umfang, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind (siehe Abschnitt 4.2 dieses Berichts).

1.2 Auftrag

Vor diesem Hintergrund hat das BFE die vorliegende Studie an ein von Swiss Economics geführtes Konsortium mit ELC und CMS Deutschland in Auftrag gegeben mit folgenden Inhalten:

- Abklärung, ob die Branche die notwendigen Investitionen selbständig aufbringen kann (**Investitionsbereitschaft**) oder ob eine Förderung durch den Bund notwendig ist, insbesondere im Hinblick auf die Besitzverhältnisse der Transitgas AG und mögliche Fehlanreize;
- Aufzeigen, welche staatlichen **Förder- und Absicherungsinstrumente** für Investitionen in Wasserstoffleitungen zur Integration der Schweiz in das europäische

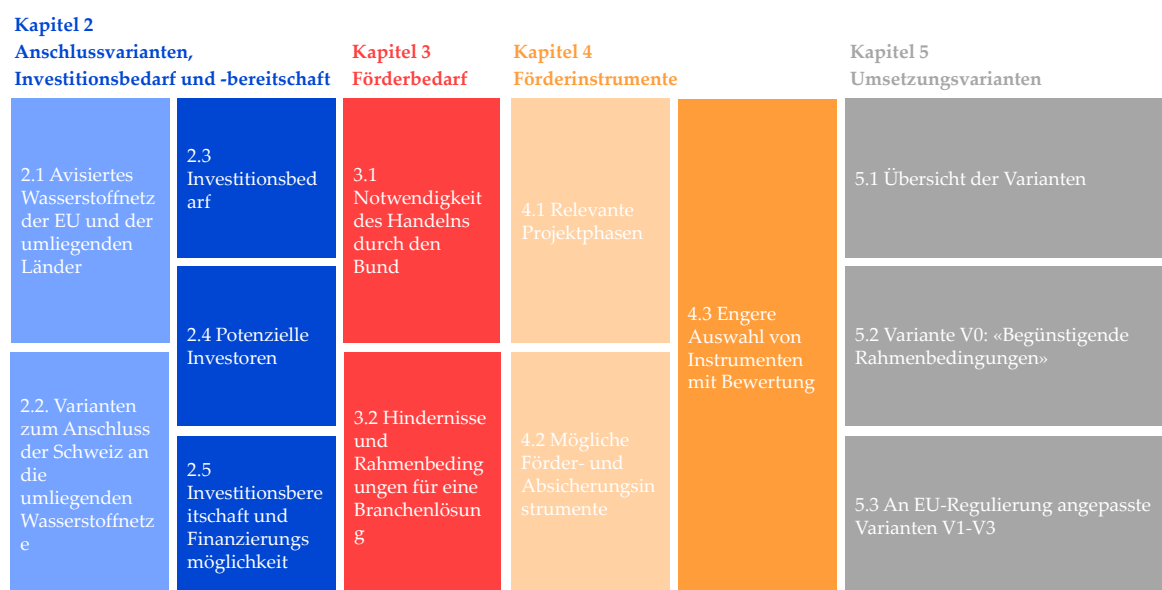
⁵ Siehe European Hydrogen Backbone (2025). [Hydrogen Infrastructure Map](#)., aufgerufen am 19.02.2025.

Wasserstoffnetz bestehen, wie sie die Risiken für den Bund minimieren und wie zielführend diese sind. Die Beurteilung der Förder- und Absicherungsinstrumente soll sich an den bestehenden Strukturen der Transitleitung orientieren. Lokale Anschlussvarianten an das europäische Wasserstoffnetz, von welchen nur einzelne Regionen profitieren, sollen in der Analyse nur am Rande berücksichtigt werden.

1.3 Vorgehen und Berichtsstruktur

Diese Fragen werden in diesem Bericht schrittweise behandelt, wie in **Abbildung 1** dargestellt. Grundlage sind ausführliche Recherchen, Experteninterviews⁶ und eigene Analysen.

Abbildung 1: Vorgehen und Struktur des Berichts



Quelle: Eigene Darstellung

In **Kapitel 2** werden die verschiedenen Anschlussvarianten, der Investitionsbedarf und der Wille der verschiedenen Akteure analysiert. In **Kapitel 3** werden die Gründe für ein staatliches Handeln dargelegt. Auf der Grundlage der Kapitel 2 und 3 werden in **Kapitel 4** mögliche Instrumente für die Schweiz untersucht. Die relevantesten Instrumente werden im **Kapitel 5** eingehender analysiert, indem vier mögliche Anwendungsvarianten der Instrumente betrachtet werden. Insbesondere wird die Übereinstimmung mit den europäischen Vorschriften untersucht.

⁶ Es wurden Interviews mit verschiedenen relevanten Akteuren geführt, darunter Transitgas AG, deren Eigentümer FluxSwiss und Swissgas, regionale Netzbetreiber (Gasverbund Mittelland und Gaznat), lokale Netzbetreiber (IWB, SIG und E360) sowie EIP (auch in seiner Rolle als institutioneller Investor). Darüber hinaus fanden Gespräche mit Branchenverbänden (VSG und Réseau H2), mit dem Bund sowie potenziellen Kapitalgebern aus dem Finanzsektor (ZKB und Swiss Re) statt.

2 Anschlussvarianten, Investitionsbedarf und -bereitschaft

In diesem Grundlagenkapitel werden die möglichen Wasserstoff-Anschlussvarianten der Schweiz aufgezeigt, der zugehörige Investitionsbedarf grob geschätzt und abgeschätzt, inwieweit die potenziellen Investoren bereit sind, für diese Investitionen aufzukommen.

2.1 Avisiertes Wasserstoffnetz der EU und der umliegenden Länder

Europaweite Initiativen

Im EU Green Deal hat die Europäische Kommission 2020 eine Wasserstoffstrategie vorgelegt, welche beim Ziel der Erlangung der Klimaneutralität bis 2050 helfen soll. Im Rahmen dessen soll von 2023-2030 ein europaweites Wasserstoffnetz geplant werden, welches Nachfragezentren und Gebiete mit erneuerbarer Energieerzeugung verbindet. Zwischen 2030 und 2050 soll die Marktreife von Wasserstoff erreicht werden. Die EU sieht für den Bau von Netzwerkinfrastruktur folgende Fördergefässe vor:

- Es besteht unter gewissen Bedingungen⁷ die Möglichkeit, Fördermittel aus der Connecting European Facility (CEF)⁸ zu erhalten. Förderungen für «**Projects of Common Interest**» (PCI) oder «**Projects of Mutual Interest**» (PMI) können einen Anteil von bis zu 70% der Projektkosten abdecken;
- Innovative Projekte, bei denen mehrere Mitgliedstaaten beteiligt sind und positive Spillover-Effekte in der gesamten EU bewirken, können Förderungen aus dem "**Important Project of Common European Interest (IPCEI)**" Programm der EU erhalten. Der Förderbeitrag kann bis zu 100 % der Projektkosten abdecken.⁹
- **Kredite** der European Hydrogen Bank¹⁰;
- Unter strengen Auflagen können zudem **Gasnetzentgelte** für Investitionen in Wasserstoffleitungen genutzt werden (Querfinanzierung).

In der **European Hydrogen Backbone (EHB)** Initiative haben sich 33 europäische Fernleitungsbetreiber zusammengeschlossen, um den Wettbewerb, die Versorgungssicherheit sowie die grenzüberschreitende Kooperation zu fördern. Um die Ziele zur Wasserstoffversorgung zu erreichen, sind fünf Leitungskorridore geplant. Diese sollen sowohl die wichtigsten Importkorridore sowie potentielle Wasserstoffproduzenten und -verbraucher erschliessen. Insgesamt soll die Wasserstoffleitungsinfrastruktur im Jahr 2030 eine Länge von 28'000 Kilometern und im Jahr 2040 eine Länge von 53'000 Kilometern aufweisen.

⁷ Siehe European Commission (2025). [Projects of Common Interest](#), aufgerufen am 19.02.2025.

⁸ Siehe European Commission (2025). [About the Connecting Europe Facility](#), aufgerufen am 19.02.2025.

⁹ Siehe European Commission (2025). [Important Projects of Common European Interest \(IPCEI\)](#), aufgerufen am 28.04.2025

¹⁰ Siehe European Commission (2025). [European Hydrogen Bank](#), aufgerufen am 19.02.2025.

Davon sollen etwa 60 Prozent aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen. Die verbleibenden 40 Prozent sollen neu gebaut werden.

Abbildung 2 zeigt die geplanten Wasserstoffleitungen sowie die fünf Korridore in Europa im Jahr 2030.¹¹ Vorliegend von spezieller Relevanz ist der Südkorridor (A), der Deutschland über Österreich und Italien mit noch zu bauenden Quellen in Nordafrika verbinden soll. Zu beachten ist der Schwenk um die Schweiz herum.

Abbildung 2: Geplante Wasserstoffleitungen im Jahr 2030



Quelle: European Hydrogen Backbone, Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030

Südkorridor Italien-Österreich-Deutschland (auch: «South Corridor»)

Deutschland, Italien und Österreich haben zum gemeinsamen Südkorridor im Mai 2024 eine Absichtserklärung unterzeichnet. Der Korridor soll Wasserstoff aus Italien und Nordafrika in den Norden transportieren und soll eine essenzielle Bedeutung für die Versorgung in Bayern und Österreich einnehmen.¹²

Der Wasserstoffkorridor Italien-Österreich-Deutschland steht seit 2023 auf der Liste der Projects of Common Interest (PCI) und kann potenziell von verschiedenen

¹¹ Eine interaktive Karte der jeweils aktuellen Projekte findet sich hier: [Hydrogen Infrastructure Map](#).

¹² Siehe SouthH2 Corridor (2024). [General description of the SouthH2 Corridor](#)., aufgerufen am 20.02.2025.

Finanzierungsinstrumenten profitieren, z. B. von vereinfachten Genehmigungsverfahren, der Aufteilung der Baukosten zwischen den Mitgliedstaaten und Finanzhilfen über die Connecting Europe Facility (CEF).

Deutschland

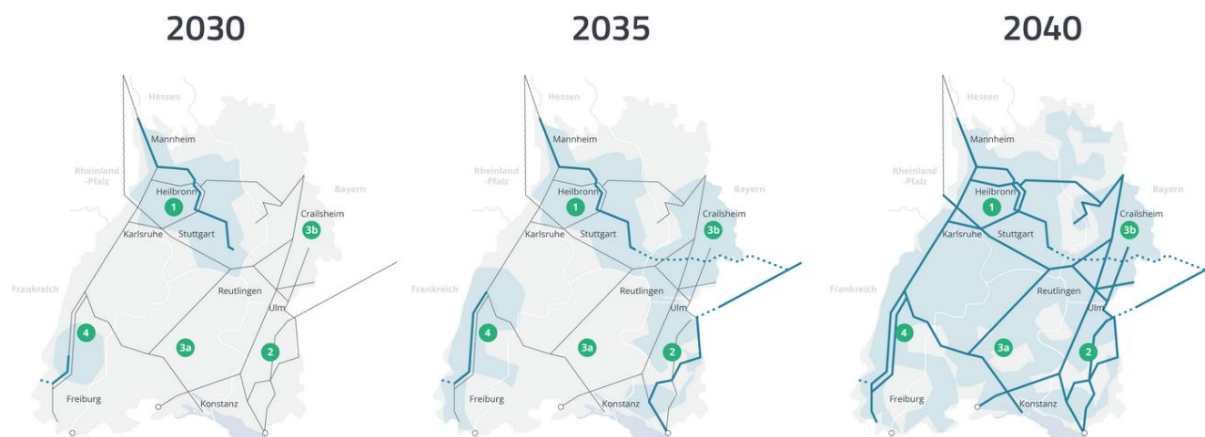
In Deutschland wurde im Oktober 2024 das "**Wasserstoff-Kernnetz**" genehmigt, das den Bau eines 9.040 Kilometer langen Wasserstofftransportnetzes durch Deutschland und zu den Nachbarländern vorsieht. Das Kernnetz soll grosse Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore verbinden und bis 2032 in Betrieb gehen, wobei es sich um einen optimistischen Plan handeln dürfte: 2024 wurde die Möglichkeit gewährt, einzelne Kernnetzmassnahmen bis 2037 zu strecken und das genehmigte Kernnetz im Vergleich zum Antragsentwurf der FNB im November 2023 um 680 Kilometer gekürzt wurde. Rund zwei Drittel des Kernnetzes sollen durch die Umwidmung der bestehenden Gasinfrastruktur realisiert werden. Die Gesamtkosten für den Neubau und die Umwidmung werden auf 20 Milliarden Euro geschätzt. Basierend auf dem Kernnetz soll der Aufbau eines detaillierteren Verteilungsnetzes sowie weiterer Leitungen folgen.

Der westliche Teil von Baden-Württemberg wird nur schlecht durch das Kernnetz erschlossen¹³, gleichzeitig führt der Südkorridor über Österreich an diesem Bundesland vorbei. Ein Anschluss an Italien ist für Baden-Württemberg kürzer durch die Schweiz und somit wirtschaftlicher im Betrieb. Baden-Württemberg zeigt daher ein grosses Interesse an einer Wasserstofftransitleitung durch die Schweiz und hat ein **Empfehlungsschreiben** ausgestellt, welches für die Anmeldung als Project of Mutual Interest (PMI) nötig ist.

Abbildung 3 zeigt die Pläne der terranets bw, dem Fernleitungsnetzbetreiber in Baden-Württemberg. Wird der Plan umgesetzt, dürften ab 2040 grundsätzlich Anschlüsse bei **Wallbach, Thayingen und Konstanz** bereitstehen. Bemerkenswerterweise will die terranets bw ab 2040 nur noch Wasserstoff transportieren. Eine wesentliche Bezugsquelle soll dabei die Verbindung mit Frankreich bei Freiburg werden (Projekt [rhyn-interco](#)).

¹³ Ein entsprechender Ausbau des Kernnetzes ist erst 2040 geplant. Im Kernnetz von 2032 gibt es Leitungen nach Stuttgart und sowie eine Leitung aus Bayern, welche über Baden-Württemberg an den Bodensee führt.

Abbildung 3: Pläne der terranets bw in Baden-Württemberg



Quelle: [terranets bw](#), abgerufen am 28.11.2024

Italien

Italien positioniert sich strategisch als potenzielles europäisches Drehkreuz für den Transport von Wasserstoff. Das Land nutzt seine geografische Lage und seine bestehenden Gasinfrastrukturen, um Wasserstoff aus Nordafrika nach Europa zu bringen. Eine zentrale Rolle spielt dabei die geplante, oben erwähnte, «Südkorridor»-Pipeline. Snam ist der Betreiber der italienischen Erdgastransportleitung sowie einer zukünftigen Wasserstofftransportleitung. **Ein Anschluss der Snam an die Schweiz zur Übergabestelle Griespass** mit einer Kapazität von 88 GWh pro Tag ist gemäss European Hydrogen Backbone **bis 2034** geplant.

Österreich

Österreich plant den Bau eines nationalen Wasserstoffnetzes, welches durch die Südkorridor-Pipeline versorgt werden soll. Bis 2040 sollen dafür 445 Kilometer neue Leitungen gebaut sowie 1100 Kilometer Leitungen umgewidmet werden. Die für das Wasserstofftarnetz notwendigen Investitionskosten werden bis 2040 auf EUR 1.2 Mrd. geschätzt. Dabei ist kein Anschluss der Leitungen an die Schweiz geplant.

Frankreich

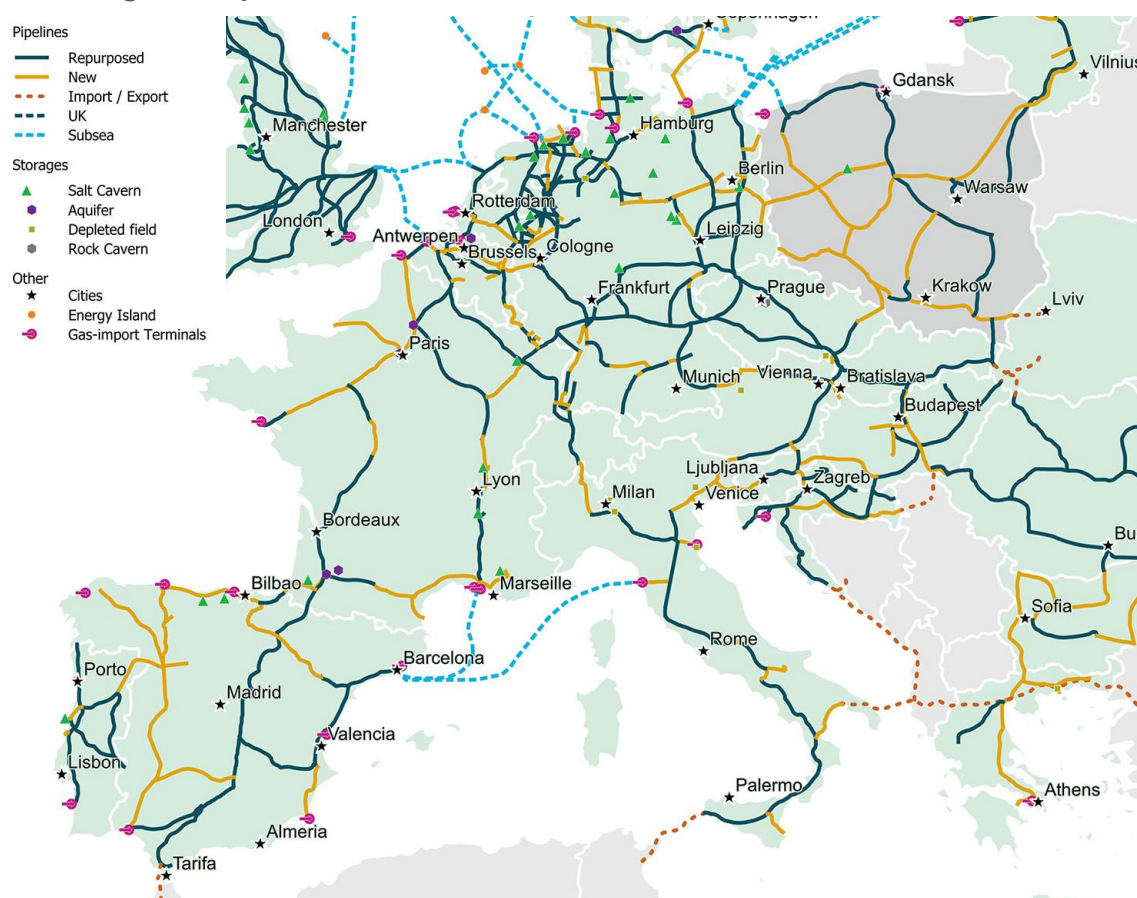
Es ist vorgesehen, dass Frankreich über den Südwest-Korridor mit Spanien verbunden und über Leitungen nach Deutschland sowie nach Belgien verfügen wird. Dabei ist keine direkte Verbindung nach Italien geplant. Eine GRTgaz Leitung soll dabei bis Mulhouse führen. Die Fertigstellung ist **bis 2029** geplant und soll über eine Kapazität von 20.5 GWh pro Tag verfügen. In Frankreich liegt ein grösserer Fokus auf der eigenen Produktion von Wasserstoff (insbesondere aus Atomenergie) und weniger auf dem Import. Daher hat Frankreich vorgesehen, bis 2030 EUR 9 Mrd. für den Aufbau einer Wasserstoff Industrie zu investieren. Bis im Jahr 2030 sollen 6.5 GW pro Jahr produziert werden können und 10 GW im Jahr 2035. Es soll zeitnah ein Wasserstoffnetzwerk in der Länge von 500 km zwischen

den einzelnen Wasserstoff Hubs Fos-sur-Mer, Dünkirchen, Havre-Estuaire de la Seine, Vallée de la Chimie und deren Anbindung an Speicherinfrastrukturen aufgebaut werden.¹⁴

Zur weiteren Förderung der Produktion von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff hat Frankreich Contracts for Differences (CfD) eingeführt. Durch diese Verträge garantiert der Staat den Produzenten einen bestimmten Abnahmepreis für den produzierten Wasserstoff über einen längeren Zeitraum, wodurch das Investitionsrisiko gesenkt wird und die Produktion wirtschaftlich attraktiver wird.¹⁵

Abbildung 4 zeigt die derzeit geplanten Anschlüsse an die Schweiz im Jahr 2040 sowie eine mögliche Transitleitung durch die Schweiz.

Abbildung 4: Geplante Anschlüsse an die Schweiz im Jahr 2040



Quelle: European Hydrogen Backbone (2023). [EHB Maps update for EHB Vision 2040](#)

2.2 Varianten zum Anschluss der Schweiz an die umliegenden Wasserstoffnetze

Im Rahmen der Studie stellt sich nun die Frage, wie die Schweiz sich an die umliegenden Wasserstoffnetze anschliessen kann.

¹⁴ Siehe Energiestrategie Frankreich (2023). [Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France](#).

¹⁵ Siehe Baker McKenzie (2024). [Hydrogen Developments](#), aufgerufen am 30.03.2025.

Im Rahmen einer möglichen Transformation von Erdgas- hin zu Wasserstoffnetzen kann

- eine zum Erdgas parallele Leitungsinfrastruktur für den **Wasserstofftransport neu aufgebaut** werden,
- die bestehende Erdgas-Infrastruktur, namentlich die Transitgas, **ganz oder teilweise** auf Wasserstoff **umgerüstet** werden, oder
- es können **neue Anschlussleitungen** an Anschlusspunkte im grenznahen Ausland gebaut werden.

Tabelle 1 zeigt die wichtigsten Eigenschaften dieser drei grundlegenden Varianten auf.

Tabelle 1: Grundlegende Anschlussvarianten

	Wasserstoff Anbin- dung	Erdgasanbindung	Finanzierungsbedarf
Parallelbetrieb Erdgas- und Wasser- stofftransportnetz	Analog Erdgasversor- gung heute	Wie bisher (keine Flächende- ckung)	Hoch
Umwidmung Transitgas- Pipeline zu Wasserstoff	Analog Erdgasversor- gung heute	Stark oder teilweise einge- schränkt	Mittel
Punktuelle Anschlusslei- tungen, Transitgas weiter- hin Erdgas	Vereinzelte Regionen	Wie bisher (keine Flächende- ckung)	Tiefer

Quelle: Eigene Darstellung

Grundsätzlich sind dabei alle drei Varianten mit der Wasserstoffstrategie vereinbar (Ausbau und/oder Umrüstung der bestehenden Transitleitung; Anschlusspunkte ans europäische Wasserstoffnetz z.B. im Raum Basel oder in der Bodensee- und Genferseeregion).

In Expertengesprächen wurden diese grundlegenden Varianten für den Anschluss der Schweiz an das geplante europäische Wasserstoffnetz diskutiert. Dabei wurde darauf hingewiesen, dass es **unverzichtbar sei, das Erdgasnetz mindestens in einer Übergangsperiode parallel weiterbetreiben zu können**. Eine vollständige Umstellung zu einem Stichtag würde bedeuten, dass danach ein Grossteil der Gasheizungen und -anwendungen nicht mehr mit Gas versorgt werden könnte.

Wird der Argumentation gefolgt, verbleiben somit Varianten, welche **Infrastrukturen der Transitgas ergänzen und teilweise umwidmen** (Abschnitt 2.2.1 nachfolgend), sodass die Durchleitung von Erdgas noch gewährleistet ist, sowie **punktuelle, lokale Anschlussleitungen** (Abschnitt 2.2.2 nachfolgend). Es werden also keine Varianten geprüft, bei welchen die Erdgasversorgung in einer Übergangszeit nicht mehr gewährleistet werden könnte.

2.2.1 Anschlussvarianten ausgehend von der Transitgas

Nachfolgend werden mögliche Anschlussvarianten der Schweiz ans europäische Wasserstoffnetz unter Nutzung der Transitgas vorgestellt. Hierzu werden zunächst die Eckwerte des bestehenden Gastransportnetzes vorgestellt.

2.2.1.1 Bestehendes Schweizer Gastransportnetz

Das Rückgrat des Schweizer Erdgasnetzes bildet die 293 Kilometer lange **Transitleitung**, welche Deutschland und Frankreich im Norden untereinander sowie mit Italien im Süden verbindet. Sie wird von der **Transitgas AG** betrieben.

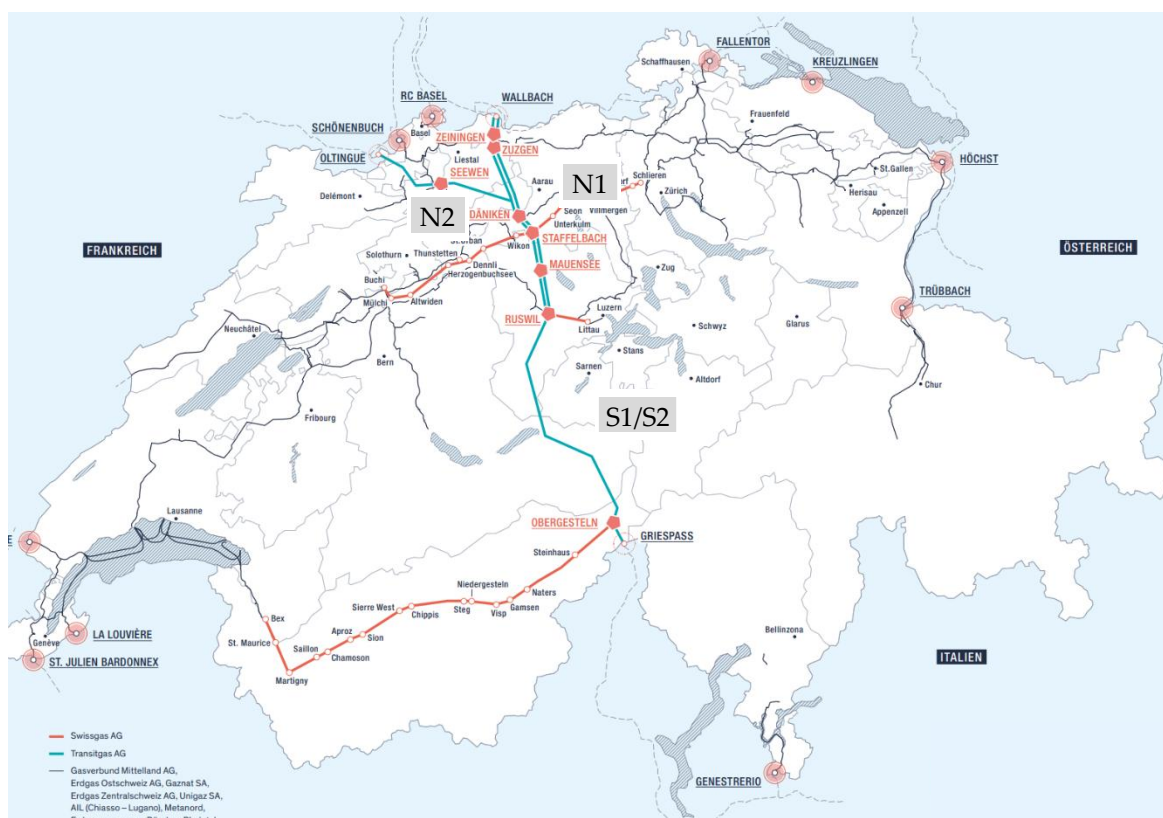
Die Leitung kann ausgehend von der Verdichterstation in Ruswil in einen nördlichen Teil und einen südlichen Teil unterteilt werden:

- Der **nördliche Teil** besteht aus einer **Parallelleitung** von Wallbach DE nach Ruswil und einer weiteren **Einzelleitung** ausgehend von Oltingue FR, welche in Lostorf in die Parallelleitung angeschlossen ist.
- Der **südliche Teil** ab Ruswil bis zum Griespass über die Alpen besteht aus einer **Einzelleitung**. Rund 37 Kilometer der Leitung befinden sich in einem Tunnel. Aufgrund des Tunnels war der Bau dieses Abschnittes bedeutend aufwändiger.

Ausgehend von der Transitleitung gibt es vier Leitungen der **Swissgas AG**, welche zu den Anschlusspunkten der regionalen Netzbetreiber führen.¹⁶ Die regionalen Leitungen führen zu den verschiedenen lokalen Gasversorgern. Die lokalen Gasversorger beliefern die Endkunden (45% Haushalte, 33% Industrie, 19% Dienstleistungen sowie 3% Landwirtschaft und Verkehr) über ihre eigenen Leitungen.

¹⁶ Dabei handelt es sich um die zwei Leitungen von Staffelbach, sowie die Leitung von Ruswil und die Leitung von Obergesteln. Zusätzlich gibt es noch drei Abnahmepunkte von der Transitgas, welche direkt von der jeweiligen Regionalgesellschaft betrieben werden.

Abbildung 5: Leitungen von Transigtgas (grün) und Swissgas (rot)



Bemerkung: Die Umwidmung einer Röhre der Parallelleitung zwischen Wallbach und Ruswil entspricht der weiter unten diskutierten Anschlussvariante N1. Der Neubau der Leitung zwischen Oltingue und Lostorf der Anschlussvariante N2. Die Anschlussvarianten S1 und S2 betreffen den südlichen Abschnitt zwischen Ruswil und Griespass.

Quelle: Karte von [Swissgas](#) mit eigenen Ergänzungen.

2.2.1.2 Ausbauvarianten Transigtgas für Parallelbetrieb

Aus den obigen Ausführungen folgt, dass sich die Ausgangslage zwischen dem nördlichen und südlichen Teil unterscheidet.

Die beiden möglichen Ausbauvarianten der nördlichen Abschnitte werden dabei als N1 und N2 bezeichnet, die Ausbauvarianten des südlichen Abschnittes als S1 und S2.

Nördlicher Teil von Transigtgas

- **Variante N1:** In dieser Variante wird eine der zwei Leitungen von Ruswil nach Wallbach umgenutzt («Repurposing»). Technische Tests hierzu sollen bis Ende 2025 durchgeführt sein. Nach aktuellem Wissensstand ist diese Variante in sechs bis sieben Jahren umsetzbar. Eine Verfügbarkeit der Wasserstoffleitungen wäre zwischen 2030-2035 möglich.
- **Variante N2:** Es wird eine neue Wasserstoffleitung von Lostorf nach Oltingue FR gebaut. Die Fertigstellung einer solchen Leitung wäre erst nach 2035 möglich.

Dabei ist zu erwarten, dass zuerst die Variante N1 gebaut wird und dann optional mit Variante N2 ergänzt wird. Ein Bau von N2 mit optionaler späterer Ergänzung von N1 wäre nur dann sinnvoll, wenn einzig in Oltingue ein Wasserstoff-Anschluss besteht.

Südlicher Teil von Transitgas

- **Variante S1:** In dieser Variante wird eine neue Leitung in den bestehenden Tunnels gebaut. Dies wird bei gleichzeitigem Betrieb der Erdgasleitung als anspruchsvoll und aufwändig eingestuft. Daher wird der Bau einer Wasserstoffleitung im bestehenden Tunnel deutlicher teurer angenommen als ein Neubau im Mittelland (bis ca. EUR 12 Mio./km).
- **Variante S2:** In dieser Variante wird eine neue Leitung in neuen Tunneln zwischen Ruswil und Italien/Griespass gebaut. Der Bau solcher Tunnel hätte den Vorteil, dass darin noch zusätzlicher Platz, etwa für eine CO₂ Leitung, vorhanden wäre. Der Bau einer solchen Leitung ist nach 2035 geplant und es wird geschätzt, dass dieser fünf bis sechsmal teurer ist als ein Neubau im Mittelland (bis ca. EUR 20 Mio./km).

Resultierende Varianten

Aus den obigen Varianten resultieren die Variantenkombinationen gemäss **Tabelle 2**.

Tabelle 2: Variantenkombinationen Transitgas

	N1 und/oder N2	Kein N
S1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Quellenredundanz (Süden und Norden), ▪ mittlere Kosten, ▪ tieferer CH Kostenanteil¹⁷, da Kosten auch von Transitmenge getragen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ nur Versorgung Wallis/Zentral-schweiz, ▪ mittlere Kosten, ▪ hoher CH Kostenanteil
S2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Quellenredundanz (Süden und Norden), ▪ höhere Kosten, ▪ tieferer CH Kostenanteil, da Kosten auch von Transitmenge getragen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ nur Versorgung Wallis/Zentral-schweiz, ▪ höhere Kosten, ▪ hoher CH Kostenanteil
Kein S	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Südanschluss, keine Versorgung Wallis, ▪ tiefe Kosten, ▪ maximaler CH Kostenanteil, da keine Kosten von Transitmenge getragen werden 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Anschluss ▪ Keine Kosten

Quelle: Eigene Darstellung

Technisch und praktisch ist es möglich, nur den nördlichen Teil der Transitleitung wasserstofffähig zu machen. Dies dürfte jedoch dazu führen, dass die Schweiz die gesamten Kosten tragen muss, da kein Transit möglich ist und entsprechend die (tiefere) Kostenbasis rein durch die Schweizer Versorgung getragen werden müsste.

Da erwartet wird, dass Projekte aus Nordafrika Wasserstoff in den Norden bringen und unklar ist, ob genügend Wasserstoff aus Deutschland und Frankreich vorhanden wäre, wird von den Akteuren eine durchgehende Nord-Süd-Verbindung präferiert (N1 und/oder N2; S1 oder S2).

¹⁷ Die Kosten werden dabei teilweise durch die Schweizer Versorgung getragen, aber auch durch zukünftige Erträge aus der Transitmenge mitfinanziert.

Folglich wird nachfolgend in den Hauptvarianten eine teilweise Umwidmung bzw. Ergänzung des nördlichen und des südlichen Teils verfolgt bzw. die Kosten von N1, N2, S1 und S2 grob geschätzt.

2.2.2 Lokale Anschlüsse

Einige Kantone mit einer Grenze zu Nachbarländern könnten daran interessiert sein, eine lokale Verbindung zum europäischen Regionalnetz (EU-Regionalnetz) herzustellen, insbesondere wenn wasserstofftaugliche Leitungen in Grenznähe geplant sind. Dies ist umso relevanter für Kantone, in welchen Klimaziele wie Netto-Null-Emissionen, in einem kürzeren Zeitrahmen als beim Bund angestrebt werden.

Ein Beispiel dafür ist die IWB (Industrielle Werke Basel), die derzeit Machbarkeitsstudien in Zusammenarbeit mit GRTgaz und Badenova durchführt. Diese Studien umfassen Kosten- und Zeitpläne für eine mögliche Anbindung an das EU-Regionalnetz. Obwohl die genauen finanziellen Details noch nicht bekannt sind, wird geschätzt, dass die erforderlichen Investitionen einen zweistelligen Millionenbetrag erreichen könnten. Hintergrund ist der politische Auftrag im Kanton Basel-Stadt, das Gasnetz bis 2037 stillzulegen. In dem Kontext ist auch die trinationale Plattform «3H2» zum Stakeholder-Austausch zu sehen, die 2022 ins Leben gerufen wurde.

In anderen Regionen, wie beispielsweise Genf, ist bislang kein derartiges Projekt geplant. Ein Hauptgrund dafür ist, dass in der Nähe von Genf keine wasserstofftauglichen Netzwerke vorgesehen sind, was eine Anbindung an das europäische Regionalnetz kurzfristig oder mittelfristig unrealistisch macht.

Werden lokale Anschlüsse umgesetzt, müssten die gesamten Kosten grundsätzlich von den jeweiligen lokalen Akteuren bzw. Endkunden getragen werden, da im Gegensatz zu einer Transitleitung kein Wasserstofftransit stattfindet. Allerdings wäre auch hier eine Beteiligung der öffentlichen Hand (Gemeinden, Kantone, Bund) denkbar.

2.3 Investitionsbedarf

Nachfolgend wird der Investitionsbedarf einer Ergänzung der Transitgas für Wasserstofftransport für verschiedene Anschlussvarianten (siehe Abschnitt 2.1.1) grob abgeschätzt.

2.3.1 Schätzung Transitgas

Auf der Grundlage des derzeitigen Wissensstandes gehen Transitgas und seine Aktionäre derzeit von **Kosten zwischen 1 und 2 Milliarden Schweizer Franken** aus, wovon zwischen 150 und 160 Millionen für die Projektierungs- bzw. Planungsphase bestimmt sind. Die Transitgas betont jedoch eine grosse Unsicherheit über die zu erwartenden Kosten und dass diese stark von der gewählten Ausbauvariante abhängig sein werden. Die obere Bandbreite entspricht einem vollständigen Ausbau der Transitgas-Pipeline (Nord- und Südteil), wobei der grösste Kostenfaktor der Bau der Tunnels südlich von Ruswil ist.

2.3.2 Plausibilisierung

Tabelle 3 zeigt geschätzte Bandbreiten der Kosten von Wasserstoffleitungen in Europa des European Hydrogen Backbone.¹⁸ Dabei wird unterschieden zwischen den Kosten für Neubau der Leitungen, Umwidmung der Leitungen, Neubau der Leitungen in bestehendem Tunnel, Neubau der Leitungen und Tunnel und der Verdichterleistung. Die Bandbreiten basieren auf Investitionserfahrungen aus dem Betrieb bestehender Erdgasnetze sowie auf Basis erster Erkenntnisse aus Wasserstoff-Pilotprojekten und basieren auf den bisherigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten der Gasfernleitungsnetzbetreiber im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur. Dabei wird zwischen drei Leitungsdurchmessern von 20, 36 und 48 Zoll unterschieden.

Tabelle 3: Kosten von Wasserstoffleitungen in anderen Ländern

Art der Arbeit	Einheit	20-Zoll	36-Zoll	48-Zoll
Neubau	EUR Mio./km	1.4-1.8	2.0-2.7	2.5-3.4
Umwidmung	EUR Mio./km	0.2-0.5	0.2-0.5	0.2-0.6
Neubau im bestehenden Tunnel	EUR Mio./km	4.9-6.3	7.0-9.5	8.8-11.9
Neubau in neuem Tunnel	EUR Mio./km	7.7-9.9	11.0-14.8	13.8-18.9
Verdichter	EUR Mio./MW	2.2-6.7	2.2-6.7	2.2-6.7

Bemerkung: Kostenschätzung pro Kilometer für Neubau in bestehendem bzw. neuen Tunnel wurde durch einen Multiplikator von Transitgas (3.5x bzw. 5.5x) auf einen neu gebauten Leitungskilometer gerechnet

Quelle: European Hydrogen Backbone und Transitgas

Basierend auf diesen Kosten wird nachfolgend die Kostenschätzung von Transitgas für die geplanten Varianten N1, N2, S1 und S2 mit unterschiedlichen Leitungsdurchmessern plausibilisiert. Dabei werden 70 Kilometer Leitung (N1) umgewidmet, 55 Kilometer (N2) neu gebaut, sowie 94 Kilometer Leitung entweder im bestehenden Tunnel neu gebaut (S1) oder inklusive Tunnel neu gebaut (S2). Dabei gilt zu berücksichtigen, dass aufgrund der bestehenden Leitungskapazitäten die Umwidmung zwischen Wallbach und Ruswil nur mit 36 und 48-Zoll Leitungen möglich ist und aufgrund des knappen Platzes im bestehenden Tunnel nur die Neubauvariante der 20-Zoll Leitung bzw. die von Transitgas geplante 24-Zoll Leitung möglich sein dürfte.

Transitgas rechnet nach eigenen Angaben in ihren Planungen mit einem Leitungsdurchmesser von 24 Zoll beim Neubau von Leitungen. In den geplanten Wasserstoffleitungen hat Transitgas vorerst keine Verdichter vorgesehen.¹⁹

Tabelle 4 zeigt die auf dieser Basis geschätzten Kosten. Die totalen Baukosten liegen zwischen **0.4 und 1.1 Milliarden Euro** und sind stark getrieben vom Leitungsdurchmesser. Bei

¹⁸ Siehe European Hydrogen Backbone (2022). A European Hydrogen Backbone Infrastructure Vision covering 28 Countries.

¹⁹ Es ist denkbar, dass es mittel- bis langfristig notwendig sein wird, Verdichter zu installieren. Die zu installierende Leistung würde dabei auch von den Infrastrukturen in Deutschland und Italien abhängig sein. In zusätzlichen Schätzungen hat Transitgas auch Berechnungen für Szenarien mit 18-Zoll Leitungen und ein bis zwei Verdichter gerechnet.

20 und 36-Zoll Leitungen, welche näher an den von Transitgas geplanten 24 Zoll liegen, betragen dabei zwischen **0.4 und 0.8 Milliarden Euro** bei der Nutzung bestehender Tunnel und zwischen **0.5 und 0.9 Milliarden Euro** beim Neubau der Tunnel.

Die Stückkosten von Leitungen in Tunneln, welche Transitgas auf etwa 12 bzw. 20 Mio./km beziffert und liegen somit zwischen 50 und 100 Prozent über den Schätzungen der EHB. Es ist denkbar, dass das höhere Preisniveau in der Schweiz zu einem Kostenzuschlag beim Leitungsbau führt. Müssten Verdichter gebaut werden, wäre mit zusätzlichen Kosten zu rechnen. Bei einer installierten Leistung von 60 MW wäre ohne Berücksichtigung eines Schweizer Zuschlags mit zusätzlichen EUR 100 bis 400 Millionen zu rechnen.

Die Kostenschätzung der Transitgas von CHF 1 bis 2 Milliarden erscheint somit eher hoch, bzw. die Plausibilisierungsrechnungen deuten eher auf **einen Wert am unteren Ende der Bandbreite** hin. Da sowohl national wie international keine Referenzwerte vorliegen, ist die Kostenschätzung allerdings mit grosser Unsicherheit behaftet.

Tabelle 4: Grobe Kostenschätzung für Wasserstofftransitleitung

Position	km Leitung (Tunnel)	Kosten in Millionen EUR		
		20-Zoll	36-Zoll	48-Zoll
N1 Wallbach-Ruswil (2030-35): Umwidmung einer Leitung	70 (0)	NA	14-35	14-42
N2 Däniken-Oltingue (2035-40): Neubau einer Leitung	55 (0)	77-99	110-149	138-187
S1 Ruswil-Griespass (2035-40): Neubau im bestehenden Tunnel	94 (37.4)	263-338	NA	NA
S1b Ruswil-Griespass (2035-40): Umwidmung	94 (0)	NA	NA	19-56
S2 Ruswil-Griespass (2035-40): Neubau in neuem Tunnel	94 (37.4)	367-472	525-708	656-892
Baukosten Total N1 + N2 + S1 ohne Verdichter		354-472	387-522	415-567
Baukosten Total N1 + N2 + S1b ohne Verdichter		110-176	143-240	171-285
Baukosten Total N1 + N2 + S2 ohne Verdichter		458-592	649-892	808-1121
Verdichterkosten (Bei aktueller Leistung von 60 MW, pro Verdichter)			132-402	

Anmerkungen: Bei undurchführbaren Leitungsdurchmessern wurde der jeweils nächst grössere bzw. kleinere Wert verwendet.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Durchschnittswerten aus Tabelle 3

2.4 Potenzielle Investoren

Wie aus **Tabelle 4** hervorgeht, sind die Investitionssummen insbesondere bei Varianten, die einen Südanschluss beinhalten, beträchtlich.

Nachfolgend werden die Akteure beschrieben, welche ein Interesse an einer finanziellen Beteiligung an den notwendigen Investitionen haben könnten.

2.4.1 Transitgas und seine Eigentümer

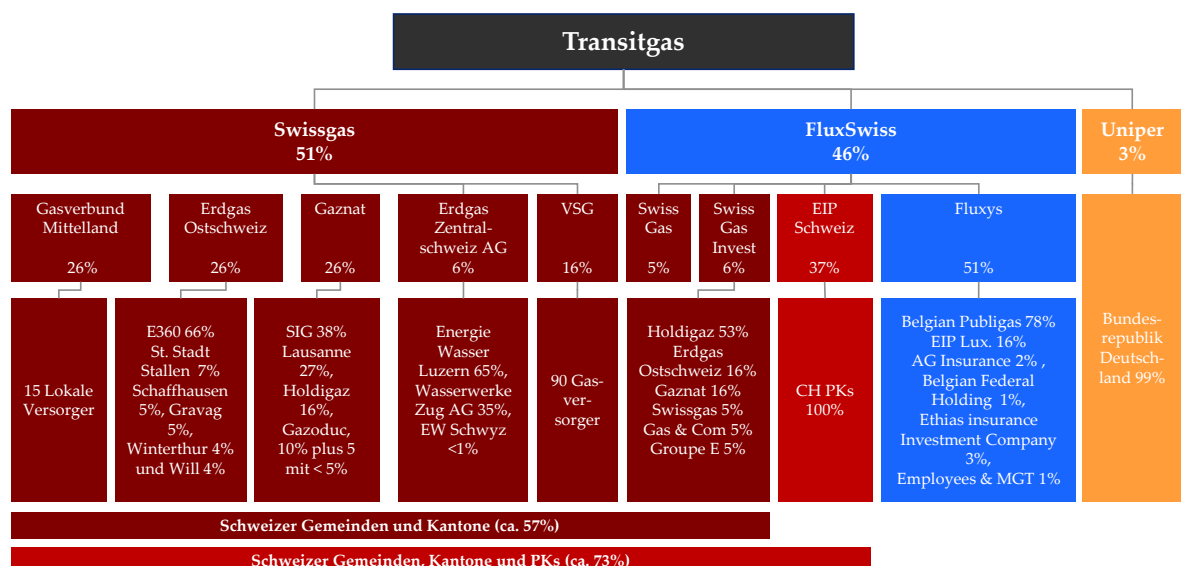
Die Transitgas wurde 1974 in Betrieb genommen und verband damals die TENP-Pipeline aus Deutschland mit dem italienischen Gasnetz von Snam am Griespass. Im Laufe der Jahre

wurde die Pipeline erweitert und modernisiert, einschliesslich einer Erweiterung der Verdichterstation in Ruswil und einer Verbindung nach Frankreich im Jahr 2001. Sie hat heute eine maximale Kapazität von 35 Milliarden Kubikmetern pro Jahr.

Transitgas AG: Eigentümerin inkl. Betrieb und Unterhalt

Die Transitgas AG baut, unterhält und betreibt die Transitgas-Pipeline mit einer Verdichterstation, diversen Schieberstationen und einer Messstation auf Schweizer Gebiet. Transitgas AG befindet sich im Besitz von Swissgas (51%), FluxSwiss (46%) und Uniper (3%). Die eher komplexe Struktur der an Transitgas AG beteiligten Akteure ist **Abbildung 6** dargestellt. Insgesamt befindet sich die Transitgas zu 73 Prozent in den Händen von Schweizer Kantonen, Gemeinden und Pensionskassen, welche eher risikoavers sind. Auch die belgischen Gemeinden sowie EIP Luxembourg als Aktionäre von Fluxys dürften wenig risikofreudig sein.

Abbildung 6: Eigentümerstruktur von Transitgas



Quelle: Swiss Economics

Im Rahmen eines Pachtvertrages hat die Transitgas ihre Anlagen der FluxSwiss AG und der Swissgas AG zur Nutzung überlassen.

FluxSwiss mit Fluxys

Die FluxSwiss vermarktet rund 90 Prozent der Kapazität des Systems für grenzüberschreitende Gasflüsse. Die Gesellschaft befindet sich im Besitz von Fluxys (51%), Energy Infrastructure Partners (EIP, 37%), Swiss Gas Invest (6%) und Swissgas (5%).

Fluxys ist ein belgisches Gasunternehmen, welches zu 78 Prozent über Belgian Publigas in den Händen von belgischen Gemeinden ist. Weitere ca. 16 Prozent der Fluxys wurden 2023 von EIP Luxembourg (ohne Beteiligung von Schweizer PKs) erworben.

Energy Infrastructure Partners (EIP Schweiz)

EIP ist ein Vermögensverwalter von Schweizer Pensionskassen, welches in Energieinfrastruktur investiert.

Swissgas AG

Die Swissgas ist eine Dienstleistungsplattform für vier Regionalgesellschaften. Sie vermarktet 10 Prozent der Transitgas-Kapazität, welche primär zur Versorgung der Schweiz bestimmt sind, und betreibt auch ein eigenes Netz von vier Erdgasleitungen zu den Regionalgesellschaften.

Die Eigentümerstruktur von Swissgas ist charakterisiert durch die Bottom-up-Struktur der Schweizer Gasindustrie. Eigentümer sind die vier Regionalgesellschaften (vgl. nachfolgend) sowie die Mitglieder des Verbands der Schweizerischen Gasindustrie (VSG). Der VSG ist die Interessenvertreterin der Schweizer Gasindustrie und hat ungefähr 90 Schweizer Gasversorger als Mitglieder.

Regionalgesellschaften

Die vier Regionalgesellschaften Gasverbund Mittelland, Erdgas Ostschweiz, Gaznat, Erdgas Zentralschweiz AG betreiben die regionalen Hochdruckleitungsnetze (vgl. Abbildung 5).

Die Regionalgesellschaften sind wiederum im Besitz von Stadtwerken und VNBs wie etwa Energie 360, SIG, Holdigaz oder Energie Wasser Luzern. Die Stadtwerke und VNBs sind grossenteils in der Hand von Schweizer Gemeinden, welche somit letztlich als Aktionäre hinter der Schweizer Gaswirtschaft stehen.

2.4.2 Öffentliche Hand: Bund, Kantone und Gemeinden

Bund

Der Bund spielt eine wesentliche Rolle bei der Integration der Schweiz in das europäische Wasserstofftransportnetz. Erstens legt er die **Schweizer Klimaziele bis 2050** fest mit entsprechenden indirekten Auswirkungen auf die Nutzung von Erdgas und Wasserstoff. Zweitens hat er im Winter 2024/25 eine **nationale Wasserstoffstrategie** erlassen, die ein klares Signal an die Branche hinsichtlich der zukünftigen Bedeutung dieses Energieträgers gibt (siehe **Box 1**). Die darin festgelegten Rahmenbedingungen werden eine zentrale Rolle in diesem Prozess spielen. Ausserdem ist der Bund die Aufsichtsbehörde über Rohrleitungsanlagen in der Schweiz.²⁰ Es wird der Bund sein, welcher allfällige neue, grosse Wasserstoff-Hochdruckleitungen bewilligen wird.

²⁰ Er überwacht die Risiken, die mit dem Bau und dem Betrieb von Rohrleitungsanlagen mit einem Druck von mehr als 5 bar und einem Aussendurchmesser von mehr als 6 cm (Hochdruckanlagen) verbunden sind.

Box 1: Die Wasserstoffstrategie des Bundesrates

Der Bundesrat hat am 14. Dezember 2024 in Erfüllung der Motionen 20.4406 («Grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz») und 22.3376 («Strategie für Wasserstoff in der Schweiz») eine Wasserstoffstrategie verabschiedet. Die Strategie zeigt auf, welche Rolle Wasserstoff als Energieträger in der Schweizer Energie- und Klimapolitik bis 2035 und 2050 einnehmen kann und welche Massnahmen den Aufbau eines Wasserstoffmarktes und die Anbindung an die europäische Wasserstofftransportinfrastruktur unterstützen.

In der Strategie wird davon ausgegangen, dass die Gestehungskosten von Wasserstoff in den nächsten zehn Jahren sinken werden und dieser bei konsequenter Internalisierung der externen Kosten fossiler Energieträger langfristig wettbewerbsfähig ist.

Ein zentrales Anliegen der Strategie ist die Anbindung der Schweiz an das europäische Wasserstofftransportnetz. Als Bestandteil des „European Hydrogen Backbone“ ist in der Schweiz die Transitleitung, die von Deutschland und Frankreich nach Italien verläuft, geplant. Um die voraussichtlich ab 2035 steigende Nachfrage nach Wasserstoff decken zu können, ist es wichtig, dass die Umrüstung dieser Transitleitung rechtzeitig gestartet wird. Für die Schweiz ist es bedeutend, dass Anschlussleitungen in den Nachbarstaaten rechtzeitig auf Wasserstoff umgerüstet werden, was in Gesprächen und Verhandlungen mit den Nachbarstaaten und der Europäischen Union sichergestellt werden soll. Neben der Transitleitung werden zusätzliche Anschlusspunkte in Regionen wie Basel, der Bodenseeregion und der Genferseeregion geprüft.

Für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes müssen klare rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die Schweiz muss die Entwicklung der EU-Rechtsvorgaben verfolgen und sicherstellen, dass die Schweiz nicht aufgrund fehlender regulatorischer Rahmenbedingungen vom europäischen Wasserstoffnetz ausgeschlossen wird. Mit der schweizweiten Harmonisierung der Rahmenbedingungen, etwa für die räumliche Energieplanung, und dem Abbau bürokratischer Hürden beim Bau von Wasserstoffinfrastruktur sollen Kantone und Gemeinden die Umsetzung der Strategie unterstützen.

Die Hauptverantwortung für eine verursachergerechte Finanzierung der Anbindung an das europäische Wasserstoffnetz **liegt bei der Energiebranche und den Eigentümern der betroffenen Infrastrukturen, insbesondere den Gemeinden**. Als subsidiäre Massnahme soll das UVEK prüfen, ob eine finanzielle Absicherung – etwa in Form einer **Bürgschaft der öffentlichen Hand** – für den Um- oder Neubau der Transitleitung auf Wasserstoff notwendig ist. Die Eigner der Transitleitung müssen dazu aufzeigen, dass ihr Geschäftsmodell **betriebs- sowie volkswirtschaftlich langfristig überzeugt**. Zudem sind die Netzbetreiber angehalten, für ausgereifte Projekte mit grenzüberschreitenden Leitungen finanzielle Unterstützung aus bestehenden EU-Förderprogrammen zu beantragen.

Bei der Transitleitung würde der grösste Teil des transportierten Wasserstoffs durch die Schweiz geleitet und nur ein Bruchteil in die Schweiz importiert. Andererseits könnte diese Leitung eine strategisch bedeutende Verbindung sein, um Wasserstoff aus europäischen Nachbarländern zu importieren und langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Es muss daher im Rahmen der Prüfung sichergestellt werden, dass eine Unterstützung aus **nationaler Sicht zielführend** ist. Das UVEK soll die Risiken unter Einbezug der Kantone abwägen und dem Parlament gegebenenfalls eine entsprechende Gesetzesvorlage unterbreiten.

Kantone und Gemeinden

Wie oben gezeigt, sind die Gemeinden die wichtigsten Aktionäre und Anteilseigner der lokalen Gasversorger sowie der Regionalgesellschaften. Über die lokalen Gasversorger und die Regionalgesellschaften sind sie indirekt auch an Swissgas bzw. Transitgas beteiligt. Sie kommen daher als potenzielle Investoren in Frage insbesondere dann, wenn sie dereinst eine Versorgung ihres Gebiets mit Wasserstoff anstreben. Zudem sind die Kantone Aufsichtsbehörde über kleinere Rohrleitungsanlagen.

2.4.3 Nachbarländer und -regionen

Wie oben in Abschnitt 2.1 gezeigt, besteht ein starkes Interesse einer Schweizer Transit-Wasserstoffleitung aus der Region Baden-Württemberg.

Ebenfalls haben Fluxys TENP, Open Grid Europe (Transportnetzbetreiber aus Deutschland) und Snam (Transportnetzbetreiber aus Italien) ein Interesse an einer Verbindung ihrer Pipelines an die Transitleitung durch die Schweiz.

Konkrete Vorstösse und Entwicklungen der Akteure werden unten in Abschnitt 2.5.2 ausgeführt.

2.4.4 Weitere: Institutionelle Investoren, Banken, Versicherungen

Die benötigten Rahmenbedingungen und Risikoappetit für Investitionen in eine Umrüstung werden aus Perspektive, der bereits heute über EIP an der Transitgas beteiligten, Schweizer Pensionskassen analysiert.

Mit der Darstellung der Möglichkeiten und Limitierungen für eine Finanzierung durch Schweizer Banken und Versicherungen werden die Effekte regulatorischer Förderinstrumente auf die Bereitschaft möglicher Kreditgeber diskutiert.

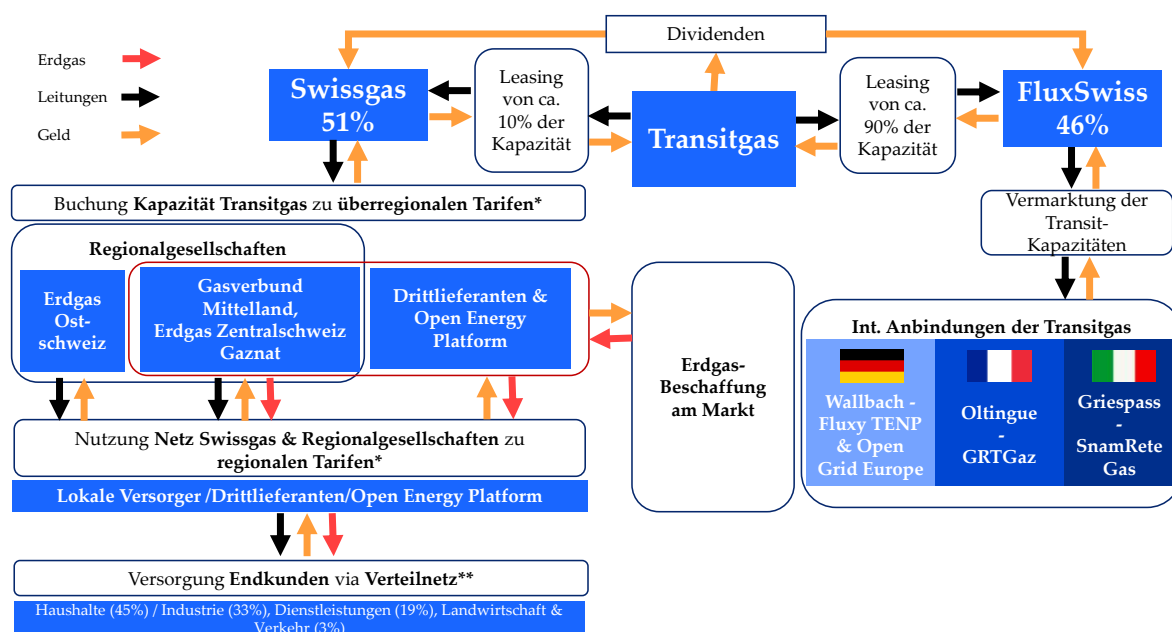
2.5 Investitionsbereitschaft und Finanzierungsmöglichkeit

Für die obigen Akteure wird eingeschätzt, in welcher Grössenordnung deren Investitionsbereitschaft liegen könnte. Hierzu wird zunächst aufgezeigt, wie die Finanzierungsflüsse der Transitgas heute geregelt sind.

2.5.1 Bestehende Geldflüsse in der Schweizer Gaswirtschaft

Abbildung 7 zeigt die Zusammenhänge von Geldflüssen, bereitgestellter Kapazität und Erdgaslieferungen in der Schweizer Gaswirtschaft.

Abbildung 7: Aktuelle Funktionsweise der Schweizer Gaswirtschaft



Quelle: Eigene Darstellung

Die **Kapazitäten** von Transitgas werden zu ca. 90% von FluxSwiss und zu ca. 10% von Swisssgas geleast. Bei letzterer buchen Regionalgesellschaften, Open Energy Platform und Drittlieferanten Kapazitäten für den Transport in der Transitleitung zu überregionalen Tarifen, welche vom Preisüberwacher kontrolliert werden. Die Netze der Regionalgesellschaften werden zusammen mit den entsprechenden Swisssgas-Leitungen von lokalen Versorgern, Drittlieferanten und der Open Energy Platform zu regionalen Tarifen genutzt. Lokale Versorger und Drittlieferanten versorgen die Endkunden über das Verteilnetz. Auf diese Weise werden ca. 10% der Betrieb- und Unterhaltskosten der Transitgas an Haushalte, Firmen und Industrie überwält. Die übrigen Kosten werden durch FluxSwiss getragen, welche ihre Kapazitäten für den Transit vermarktet und dabei in den letzten Jahren beträchtliche Gewinne erzielt hat.

Eine ähnliche Funktionsweise wäre grundsätzlich auch bei Wasserstoffleitungen möglich. Aus EU-rechtlichen Gründen dürfte es allerdings nicht möglich sein, die Kapazitäten fix zwischen dem Transit und dem Schweizer Bedarf aufzuteilen (vgl. hierzu Ausführungen in CMS, 2025). Die versorgten Endkunden werden primär aus Industrie (Hochtemperatur-Prozesswärme) sowie Verkehr stammen, ein grosses Verteilnetz zu Haushalten ist unwahrscheinlich.

2.5.2 Vorstösse der Branche

In den letzten Monaten und Jahren sind bereits auf verschiedenen Ebenen Anstrengungen für einen Schweizer Anschluss an das europäische Wasserstoffkernnetz unternommen worden.

Direktbeteiligte: Transitgas, FluxSwiss, Fluxys TENP, OGE, und Snam

Die Transitgas hat ein **Memorandum of Understanding** (MoU) mit FluxSwiss, OGE, Fluxys TENP und Snam unterzeichnet.²¹ Die Partnerschaft zielt darauf ab, eine zusätzliche Wasserstoffversorgungsquelle zu schaffen, indem die bestehende Transitzipipeline-Infrastruktur durch die Schweiz genutzt wird (vgl. **Abbildung 7**).

Die Übereinkunft soll überdies die Zusammenarbeit zwischen den Parteien erleichtern, um die technische und betriebliche Kompatibilität von Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten. Dazu gehören die Bewertung der notwendigen Änderungen an der Infrastruktur und die Abstimmung der Zeitpläne für die Inbetriebnahme von Wasserstoff.

Von den genannten Akteuren dürfte insbesondere die Fluxys TENP ein starkes Interesse an einer Schweizer Wasserstoffpipeline haben, so davon ausgegangen werden kann, dass Snam vom Süden her die Anbindung sicherstellt und gleichzeitig ausreichende Mengen an Wasserstoff aus dem Süden zur Verfügung stehen.

Abbildung 8: «Alpine Hydrogen Corridor»



Quelle: [Medienmitteilung](#) der Fluxys vom 29.10.2024.

Die Transitgas und die FluxSwiss sind zudem **Mitglieder des European Hydrogen Backbone**. Dies deutet darauf hin, dass Transitgas grundsätzlich bereit ist, in die Wasserstoffinfrastruktur zu investieren. Das Unternehmen Transitgas AG erklärt allerdings, nicht über den nötigen Cashflow zu verfügen, um die Investitionen selbst zu decken, die für die Umrüstung des Gastransitnetzes auf Wasserstoff erforderlich wären. Die Leasing-Tarife für die von Swisssgas und FluxSwiss genutzten Kapazitäten decken Abschreibungen, Unterhalt und den Betrieb der Pipeline; die Transitgas AG erwirtschaftete mit ca. CHF 2 Mio. Nettogewinn pro Jahr zu wenig, um die Umrüstung zu finanzieren.²²

Die Investitionen würden daher wahrscheinlich von seinen Aktionären z.B. über eine Kapitalerhöhung getragen werden.

²¹ Mittelwert 2019-2022 CHF 2.2 Mio. aus [Jahresberichten](#) der Transitgas.

²² Siehe [Medienmitteilung](#) der Transitgas vom 30. Oktober 2024.

In den Expertengesprächen haben die **Aktionäre der Transitgas AG** angedeutet, dass sie daran interessiert sind, in die Umrüstung des Transitnetzes von Gas auf Wasserstoff zu investieren. Die Aktionäre, belgische Gemeinden und Pensionskassen seitens FluxSwiss sowie Schweizer Kantone und Gemeinden bei Swissgas, würden jedoch keine grossen finanziellen Risiken eingehen wollen. Swissgas unterstützt eine Fortsetzung von Studien zu Wasserstofftransport in der Schweiz und einer Analyse der Optionen. Aufgrund der grossen Unsicherheit, die mit der Entwicklung der Nachfrage verbunden ist, und des langen Zeithorizonts, will Swissgas das finanzielle Risiko nicht alleine tragen.

Regionalgesellschaften

Die Regionalgesellschaften gehen von einem zukünftigen Parallelbetrieb von Erdgas und Wasserstoff aus, mindestens in der Anfangsphase. Sie führen technische Prüfungen durch, inwiefern ihre bestehenden Leitungen wasserstofftauglich gemacht werden können und welche Anpassungen in den Infrastrukturen der Endkunden notwendig sind. Es gibt noch keine verlässlichen Kostenschätzungen auf dieser Stufe. Die Regionalgesellschaften unterstehen der Bundesgesetzgebung, jedoch sind die Gemeinden über die lokalen Versorger indirekt deren Aktionäre. Es ist daher nicht klar, inwiefern eine Unterstützung durch kantonale oder kommunale Mittel zu erwarten ist. Gemäss Aussagen aus den Expertengesprächen erwarten die Regionalgesellschaften keine solche Unterstützung.

Lokale Versorger

Lokale Versorger sind an Wasserstoff interessiert. Energie 360° etwa hat sich für alle Geschäftsbereiche das strategische Ziel gesetzt, bis 2040 ausschliesslich erneuerbare Energien zu liefern. Entsprechend prüfen viele Versorger Wasserstoff-Optionen, haben aber i.d.R. noch keine Investitionsentscheide gefällt auch vor dem Hintergrund, dass sie als lokale Versorger stark vom Ausbau des vorgelagerten Wasserstoffnetzes inklusive internationale Anschlüsse sowie Wasserstoffverbrauchern abhängig sind.

Lokale Versorger in Grenznähe prüfen teils auch Anschlüsse zu regionalen Netzen bzw. grenzüberschreitenden Kapazitäten (z.B. IWB, vgl. Abschnitt 2.2.2).

Bei Leitungen und Infrastrukturen, welche neu gebaut oder erneuert werden, wird von den Versorgern in der Regel darauf geachtet, dass diese Wasserstoff-kompatibel sind («H2-readiness»). Daneben prüfen verschiedene Versorger die Wasserstoff-Kompatibilität ihrer gegenwärtigen Leitungen. Vor dem Hintergrund wurde am 3. April 2024 eine Initiative der Schweizer Gasnetzbetreiber „Netztransformationsplan für erneuerbare Gase“ (NeG) lanciert.²³

²³ Siehe Aqua & Gas (2024). «NeG-Initiative - Der Weg zur klimaneutralen Gasversorgung in der Schweiz», abgerufen am 25.11.2024.

2.5.3 Einschätzung der Investitionsbereitschaft

Tabelle 5 gibt einen Überblick über die relevanten Akteure, deren Rolle sowie deren Investitionsbereitschaft für eine Wasserstofftransitleitung. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Akteure im Moment keine Anreize haben, ihre wahre Zahlungsbereitschaft preis zu geben. Die Anreizkompatibilität ist daher im Förderinstrument von grosser Bedeutung.

Tabelle 5: Investitionsbereitschaft der Akteure

Akteure	Rolle	Investitionsbereitschaft
Transitgas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eigentümerin der Transitgas-Pipeline ▪ Führt Machbarkeitsstudien für die Anpassung der Pipeline an Wasserstoff durch. ▪ Bereitstellung von Vermögenswerten zur Umrüstung von Teilstücken der Transitgas-Pipeline ▪ Bereitstellung von Kapital für den Neubau von Leitungen ▪ Ausführung der Umrüstung, wäre voraussichtlich Betreiberin der Leitung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zeigt Bereitschaft, in die Umrüstung von Transitgas zu investieren
FluxSwiss mit Fluxys TENP	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktionärin Transitgas AG ▪ Vermarktung Transit-Kapazitäten, finanziert laufende Betriebskosten zu 90% ▪ Bereitstellung von Eigenkapital zur Umrüstung der Transitgas-Pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundsätzlich sehr grosses kommerzielles Interesse an einer durchgehenden Verbindung IT/CH/DE ▪ Investitionsbereitschaft vorhanden ▪ Weist auf risikoaverse Eigentümer hin, d.h. Risiken sollen tragbar sein
Swissgas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktionärin Transitgas AG ▪ Bereitstellung von Eigenkapital zur Umrüstung der Transitgas-Pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionsbereitschaft vorhanden, will Risiken nicht alleine tragen, benötigt Kapital hierfür von Aktionären
Regionale Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mögliche Umrüstung ihrer Gasnetze auf Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einfluss auf die Investitionsbereitschaft von Swissgas als Aktionäre, welche Kapital bereitstellen können
Lokale Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mögliche Umrüstung ihrer Gasnetze auf Wasserstoff ▪ Prüfen «H2-Readiness» ihrer Netze 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei Erneuerungen werden bereits Wasserstoff-fähige Materialien verbaut «H2-ready» ▪ Müssen Eigenkapital für Umrüstung Transitgas bereitstellen
VSG	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interessensvertretung ihrer Mitglieder ▪ Allenfalls Investitionsbeitrag 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mitglieder haben noch keine Entscheide getroffen, ob überhaupt und ggf. wieviel investiert werden soll
Bund	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Festlegung einer nationalen Strategie (vgl. Box 1) ▪ Festlegung von Rahmenbedingungen, voraussichtlich Aufsichtsbehörde Hochdruckleitungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interesse daran, dass die Branche die notwendigen Investitionen aufbringt, um einen Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz zu realisieren. ▪ Eigene Investitionen nicht möglich, prüft subsidiäre Förderung/ Absicherung von Investitionen

Kantone	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Festlegung von Rahmenbedingungen, voraussichtlich Aufsichtsbehörde Niederdruckleitungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Angaben zur Investitionsbereitschaft verfügbar, bei Gasversorgung wenig involviert
Gemeinden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Festlegung von Strategien und Vorgaben auf kommunaler/kantonomer Ebene ▪ Ehrgeizige Klimaziele und ggf. Interesse an einer guten lokalen Wasserstoff-Versorgung ▪ Mögliche finanzielle Unterstützung auf lokaler Ebene 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In einigen Fällen geplante Investitionen für lokale Anschlüsse (über die Stadtwerke)
Nachbarchländer und -regionen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interesse an hoher Versorgungssicherheit und günstigem Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interesse, dass Investitionen, für Transit durch die Schweiz getätigt werden ▪ Eigene Investitionsbereitschaft ist nicht zu erwarten bzw. nur dann, falls eine Versorgung einzig durch die Transitgas möglich wäre ▪ Unterstützung durch «Unterstützungsschreiben»
Snam	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Italiens Gasinfrastrukturbetreiber ▪ Plant Umrüstung/Südanschluss der Schweiz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interesse, dass Investitionen für Transit durch die Schweiz getätigt werden ▪ Unterzeichner der Absichtserklärung
Kreditgeber	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung von Fremdkapital zur Umrüstung der Netze auf Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interesse daran, Fremdkapital zu sprechen, sofern das Risikoprofil stimmt
Institutionelle Investoren	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung von Eigenkapital für Wasserstoff-Netze 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionsbereitschaft vorhanden, sofern die Risiken tragbar und adäquat eingepreist sind

Quelle: Eigene Darstellung

2.5.4 Finanzierungsmöglichkeiten

Zur Finanzierung mit Eigen- und Fremdkapital ist die Bildung eines Special Purpose Vehicle (SPV), eine von der bestehenden Transitgas rechtlich separierte, eigene Gesellschaft für Wasserstoff, eine naheliegende Variante. Ziel des SPVs ist die Finanzierung des Baus und des Betriebs der Wasserstoffpipeline. Solange die Projektrisiken korrekt adressiert werden, sind Finanzierungen im Infrastruktorsektor mit bis zu 70% Fremdkapital möglich.

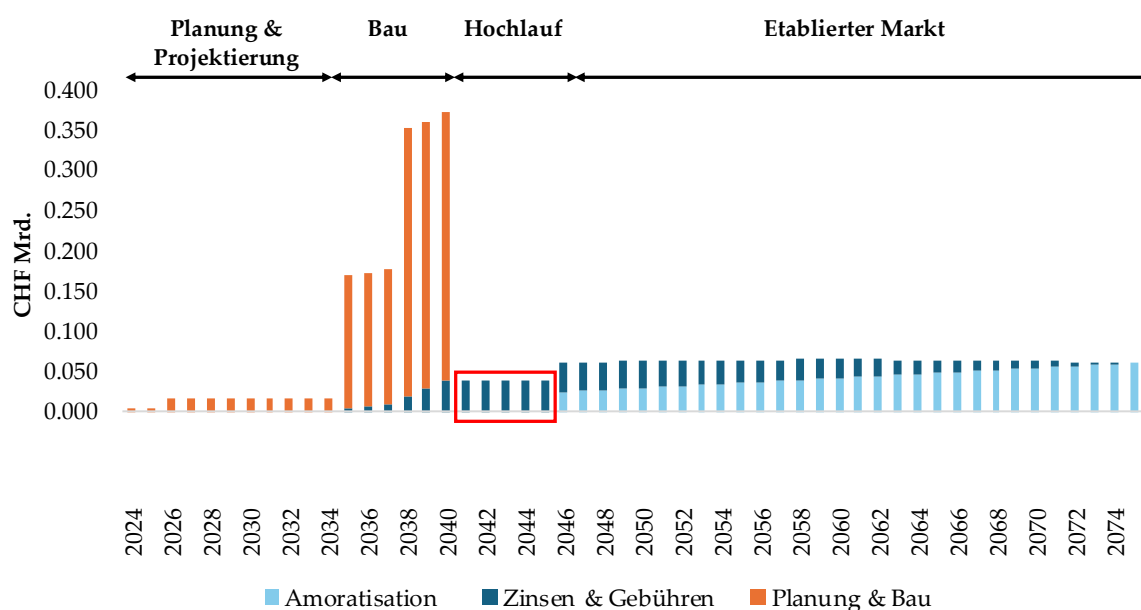
Mit angenommenen Baukosten von ca. CHF 1.5 Mrd., Planungs- und Projektierungskosten von ca. CHF 160 Mio. plus Zinsen und Finanzierungskosten in der Bauphase von ca. CHF 140 Mio. würde eine 70% Belehnung einem Kredit von ca. CHF 1.2 Mrd. entsprechen. In unterstehender **Tabelle 6** sind beispielhaft Mittelverwendung und Finanzierungsquellen aufgeführt, um nachfolgend den Kapitalbedarf über die verschiedenen Phasen abzubilden.

Tabelle 6: Mittelverwendung (Uses) and Finanzierungsquellen (Sources)

Mittelverwendung	CHF Mrd.	%	Finanzierungsquellen	CHF Mrd.	%
Planung & Projektierung	0.160	9%	Eigenkapital	0.541	30%
Bau	1.500	83%	Kredit	1.262	70%
Zinsen & Finanzierungskosten Bauphase	0.143	8%			
Total	1.803	100%		1.803	100%

Quelle: Eigene Darstellung

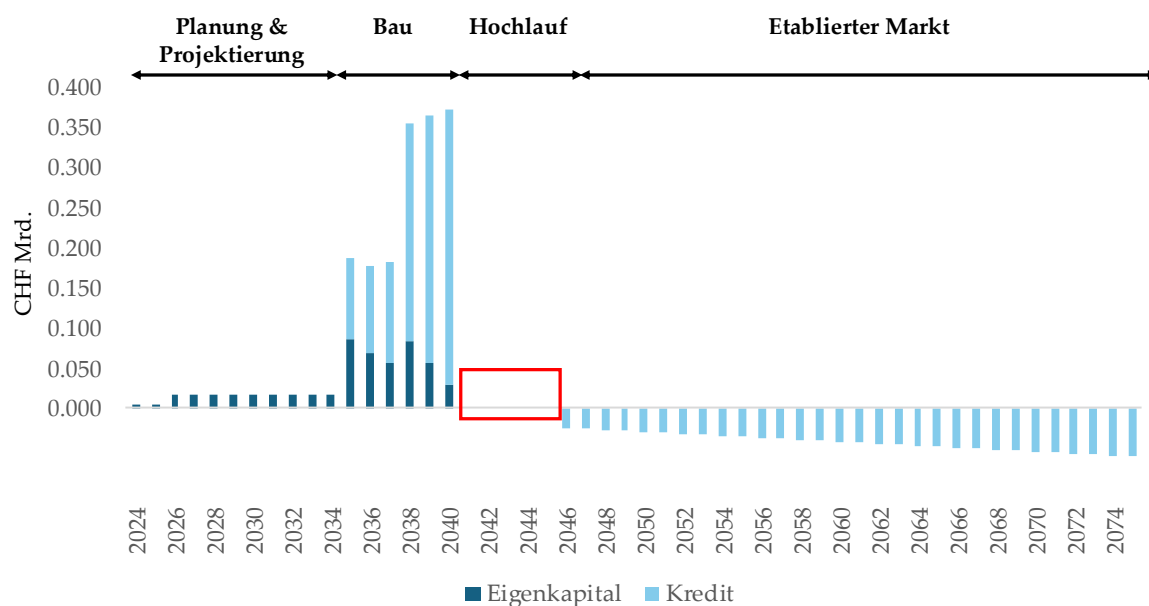
Der Kapitalbedarf in der Planungs- und Projektierungsphase zu Beginn des Projekts ist moderat im Vergleich zu den späteren Phasen des Projektes. In der Bauphase steigen die Projektkosten signifikant und nach Erhalt verbindlicher Angebote der Zulieferer und Abschluss wird ein Kreditvertrag abgeschlossen. Neben den Baukosten werden auch die Zinsen und Finanzierungskosten in der Bauphase mit eingeschossenem Eigen- und Fremdkapital bezahlt (vgl. **Abbildung 9**). Die Rückzahlung des Kredites kann erst nach dem Ende der Hochlaufphase erfolgen. Im Vergleich zur Bauphase können die Zinskosten in der Hochlaufphase jedoch nicht durch die initiale Kreditfinanzierung getragen werden und müssen entweder durch die Nutzer der Pipeline via Tarife bezahlt oder kapitalisiert werden (z.B. gedeckt durch eine Garantie der Eigentümer). Eine Finanzierung mittels Tarife würde diese aufgrund der zu Beginn geringen Volumen (prohibitiv) teuer machen.

Abbildung 9: Mittelverwendung


Quelle: Eigene Darstellung

Zu Beginn werden Planungs- und Projektierungskosten zu 100% durch die Eigentümer getragen. Nach Abschluss eines Kreditvertrages werden die Bauarbeiten und Finanzierungskosten mit einer Mischung aus Fremd- und Eigenkapital gedeckt. Zum Abschluss der Bauarbeiten werden die angestrebten Fremd- und Eigenkapitalanteile (70%/30%) erreicht, wie in **Abbildung 10** ersichtlich.

Abbildung 10: Finanzierungsquellen



Quelle: Eigene Darstellung

Nach Abschluss der Bauarbeiten sind die Baurisiken weitgehend eliminiert und es besteht mehr Klarheit betreffend Nutzung der Pipeline. Die verbleibenden, geringeren Projektrisiken erlauben dann potenziell eine Refinanzierung mittels günstigerer Bankkredite oder mit einer Herausgabe von Anleihen.

Für mögliche Kreditgeber ist die Sichtbarkeit der zukünftigen Cashflows das zentrale Element für die Bereitschaft zur Finanzierung eines SPVs. Da zum heutigen Zeitpunkt weder auf der Seite der Versorgung noch beim Verbrauch belastbare Zusagen (z.B. durch langfristige Kapazitätsbuchungen kreditwürdiger Abnehmer) vorhanden sind, wird eine kommerzielle Bank ohne weitere Förderinstrumente, Regulierungsrahmen oder Garantien seitens Eigentümer oder der öffentlichen Hand kaum einer Finanzierung zustimmen.

3 Handlungs- und Förderbedarf

3.1 Notwendigkeit staatlichen Handelns

Es gibt aus ökonomischer Sicht drei Anknüpfungspunkte, weshalb ein Handeln des Staates vorliegend angezeigt sein könnte:²⁴

- Wasserstofftransportleitungen weisen Merkmale eines **monopolistischen Engpasses** auf, welche ohne Regulierung zu Ineffizienzen führen können.
- Um die **Klimaziele der Energiestrategie 2050** zu erreichen und die **Versorgungssicherheit in einer Netto-null-Schweiz** zu gewährleisten, könnte erneuerbarer Wasserstoff eine Lösung sein. Aus ökonomischer Sicht handelt es sich um die Vermeidung von Externalitäten bzw. externen Effekten.
- Aufgrund von Netzwerkeffekten («**Henne-Ei-Problematik**») könnte sich der Wasserstoffhochlauf jedoch verzögern und eine staatliche Förderung nötig werden.

Diese Aspekte werden nachfolgend genauer beleuchtet.

Wasserstoffleitungen als monopolistischer Engpass

Die Infrastruktur zum Transport von Wasserstoff weist verschiedene Merkmale eines monopolistischen Engpasses auf, welche zu Marktineffizienzen führen können:

- **Irreversible Kosten:** Ein Wasserstoffnetzwerk erfordert hohe Anfangsinvestitionen und lange Amortisationszeiten. Diese Fixkosten sind im Wesentlichen irreversibel («sunk»).
- **Natürliches Monopol:** Bei Netzinfrastrukturen ergeben sich starke positive Skalen- und Dichteeffekte. Die durchschnittlichen Kosten sinken, je mehr Nutzer die Leitung benutzen, da die Fixkosten über eine grössere Menge verteilt werden. Ein einzelnes Monopolunternehmen könnte hier wirtschaftlich am effizientesten arbeiten (sogenannt «subadditive Kostenstruktur»). Anders als in wettbewerbsorientierten Märkten würde hier der parallele Aufbau mehrerer Leitungsnetze die Kosten unnötig in die Höhe treiben, ohne zusätzlichen Nutzen zu bieten.

Einmal gebaut, haben unregulierte private Betreiber einen starken Anreiz, durch hohe Preise und ggf. Verweigerung von Netzzugang für alternative Lieferanten die Monopolvere zu realisieren. Monopolistische Engpässe werden daher i.d.R. reguliert.²⁵

²⁴ Detailliertere Ausführungen hierzu vgl. z.B. in Jaag und Trinkner (2011). A General Framework for Regulation and Liberalization in Network Industries". In: International Handbook of Network Industries. Finger, M. and Künneke, R. (eds), 2011, pp. 26-53.

²⁵ Ausnahmen liegen da, wo ein ausreichender Plattformwettbewerb besteht, welche den Engpass einem ausreichenden Wettbewerbsdruck aussetzt (sodass der monopolistische Engpass aus dynamischer Sicht nicht mehr stabil ist). Wird beispielsweise davon ausgegangen, dass Wasserstoff als Energieträger langfristig in ausreichendem Wettbewerb mit alternativen Energieträgern steht (z.B. Erdgas, Erdöl, ggf. Strom bzw. Stromspeicher), erübrigt sich eine Regulierung.

Das heutige grundlegende EU-Marktdesign sieht in Netzinfrastrukturen grundsätzlich strukturell/rechtlich entflochtene Strukturen vor. Vorliegend ist konkret eine **vertikale und horizontale Entflechtung**²⁶ vorgesehen, also einerseits zwischen monopolistischem Netz und Produktion/Vertrieb/Handel und andererseits zwischen Strom, Gas und Wasserstoff. Dies verstärkt tendenziell die Notwendigkeit einer finanziellen Unterstützung, da erstens die integrierte Plattformperspektive aufgrund der Entflechtung nicht mehr eingenommen werden kann und jede Wertschöpfungsstufe für sich genommen profitabel sein muss²⁷. Zweitens gehen durch die Trennung von Gas und Wasserstoff Verbundeffekte und Finanzierungsmöglichkeiten verloren. Von den Nutzern antizipierte, zu hohe Transporttarife würden die Entwicklung des Wasserstoffmarktes behindern, was bedeuten würde, dass die Bau- und Betriebskosten auf eine zu geringe Anzahl Nutzer abgewälzt werden müssten.

Eine Kombination von Förderungen und Netzregulierung kann dem entgegenwirken, indem die Netzkosten durch die Förderungen gesenkt und durch die Regulierung gleichmässiger über die Zeit verteilt werden.

Vermeidung negativer Externalitäten: Schweizer Klimaziele und Versorgungssicherheit

Die Schweizer Klimapolitik verfolgt mit dem Klimaschutz- und Innovationsgesetz (KIG) das Ziel, die Schweiz unabhängiger von Energieimporten zu machen und den Klimaschutz zu stärken. Im Rahmen dieser Strategie sollen die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf «Netto-Null» reduziert werden.

Wasserstoff kann dabei eine Rolle spielen, insbesondere in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren wie der Industrie oder dem Schwerlastverkehr. Durch den Einsatz von Wasserstoff lassen sich negative Externalitäten fossiler Energieträger – wie Umweltschäden, Gesundheitsbelastungen und Klimarisiken – verringern.

Der Staat kann diese negativen Externalitäten durch einen CO₂-Preis internalisieren und somit auch den Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Alternativen incentivieren. Zudem kann Wasserstoff zur Versorgungssicherheit im Winter beitragen, sofern ausreichend Speichermöglichkeiten im Inland oder gesicherte Importmöglichkeiten bestehen.

Markteintrittsbarrieren: Henne-Ei-Problematik

Beim Wasserstoffhochlauf besteht eine sogenannte «Henne-Ei-Problematik», weil die Nachfrage nach Wasserstoffpipelines (Infrastruktur) ohne ein bedeutendes Angebot an Wasserstoff gering ist und die Wasserstoffproduktion ohne eine angemessene und kosteneffiziente Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff behindert wird. Ohne entsprechendes Angebot von Elektrolyseuren und günstigen Transportmöglichkeiten durch Pipelines bleibt auch der Ausbau von Wasserstoff auf der Verbrauchseite (etwa in der Industrie) zurückhaltend. Die Investoren im Bereich Produktion und

²⁶ Strukturell getrennt, vgl. Art. 69 der [Richtlinie 2024/1788](#).

²⁷ Es entstehen sogenannte Doppel- bzw. Mehrfachmarginalisierungen, was die Plattformkosten tendenziell erhöht.

Transport zögern wiederum mit Investitionen, wenn es noch keinen zuverlässigen Markt für Wasserstoff gibt. In der Folge kommt es nur zu einem langsamen Aufbau des Angebots- und Nachfragesystems oder zu gar keinem Markt.

Die Situation unterscheidet sich vom Erdgashochlauf in der Schweiz im letzten Jahrhundert, bei dem das Erdgas im Wesentlichen schon vorhanden war, der Bau von Transportleitungen mit «Ship or Pay» Verträgen finanziell abgesichert werden konnte, und auf der Verbrauchsseite genügend Abnahmeverträge mit Erdöl-indexierten Tarifen eingegangen werden konnten. Heute fehlt es an allen Enden der Wertschöpfungsketten (keine namhaften Produzenten, keine Transport- und Verteilnetze, keine verlässlichen Abnehmer), zudem soll der Bau der Netze frühzeitig erfolgen, was die Rentabilität des Netzes selbst senkt.

Der Bund kann durch Förderung und ggf. Regulierung von Wasserstoffinfrastruktur, etwa durch die Absicherung von Nachfragerisiken, dieser «Henne-Ei-Problematik» entgegenwirken. Dadurch kann Planungssicherheit für Industriebetriebe mit Wasserstofftransformationsplänen erhöht und die Standortattraktivität erhöht werden. Andererseits wird so auch eine bessere Ausgangslage für potenzielle Produzenten von Wasserstoff (Elektrolyseure) geschaffen. Die Verabschiedung der Wasserstoffstrategie stellt einen wichtigen Schritt in diese Richtung dar.

Die Henne-Ei-Problematik könnte allenfalls auch durch ausreichend hohe CO₂-Preise durch die Marktkräfte selbst gelöst werden: CO₂-Preise beeinflussen die Nachfrage nach Wasserstoff massgeblich, da für viele potenzielle Anwendungszwecke von Wasserstoff heute Erdgas zur Anwendung gelangt.²⁸ Ein rationaler Akteur wird die günstigere der beiden Varianten wählen. Die Kosten der Endkonsumenten für Wasserstoff ergeben sich durch den Wasserstoffpreis, die Kosten für Erdgas wiederum als Summe des Erdgaspreises und des CO₂-Preises. Eine Erhöhung der CO₂-Preise kann somit Wasserstoff relativ gesehen attraktiver machen und die Nachfrage erhöhen. Höhere CO₂-Preise begünstigen somit den Wasserstoffverbrauch in der langen Frist. Es ist allerdings nicht klar, ob diese alleine die «Henne-Ei-Problematik» zu lösen vermögen, da die Kosten für Wasserstoff ohne notwendige Infrastruktur bedeutend höher liegen. Zudem kann ein hoher CO₂-Preis in der Schweiz die internationale Wettbewerbsfähigkeit vom Produktionsstandort Schweiz einschränken, sofern für Import und Export keine Ausgleichsmassnahmen vorgesehen werden.

Fazit

Gestützt auf die obigen Gründe kann zum einen eine Regulierung der Wasserstoffnetze abgeleitet werden (Netznutzungsentgelt- und Zugangsregulierung inkl. Entflechtungsbedarf), wie sie bspw. in der EU verabschiedet wurde.

²⁸ Hierbei handelt sich um eine vereinfachte Darstellung. Nicht alle Erdgasanwendungen können aktuell durch Wasserstoff substituiert werden, zudem sind noch weitere Alternativen wie Biomethan, Biomasse oder Elektrifizierung denkbar. Bei einem Wechsel von Erdgasanwendung auf erneuerbare Alternativen fallen zudem Umstellungskosten an.

Zum anderen können Förderungen zur Erreichung der versorgungs- und klimapolitischen Zielsetzungen gerechtfertigt werden. Voraussetzung ist, dass Private nicht bereit sind, die mit den entsprechen Investitionen verbundenen Risiken zu tragen. Die Risiken sind insbesondere dann hoch, wenn frühzeitig gebaut werden soll, bevor absehbar ist, dass die entsprechenden Infrastrukturen auch tatsächlich ausreichend genutzt werden.

Zu beachten ist, dass die Regulierung tendenziell den Förderbedarf erhöht, da die Tarifsetzung der Wasserstoffnetze stärker eingeschränkt ist.

3.2 Hindernisse und Rahmenbedingungen für eine Branchenlösung

Wie in Abschnitt 2.3 aufgezeigt, erfordert eine durchgehende Wasserstoff-Transitleitung substanzielle Investitionen. Im Vergleich zu anderen Energieinfrastrukturprojekten und unter Berücksichtigung des langen Zeithorizonts stellen diese Kosten jedoch an sich keine unüberwindbare Hürde dar.

Zur Illustration, wie hoch die jährlichen Kosten für eine Wasserstoff-Transitleitung sind, wird **Tabelle 7** der konstante jährliche Tarif in Rp./kWh, der die geschätzten zukünftigen Betriebskosten (OPEX) und die geschätzten zukünftigen Kapitalkosten (CAPEX) decken würde, für verschiedene Szenarien der prognostizierten Nachfrage und verschiedene interne Projektrenditen (IRR) dargestellt. Es werden zwei Szenarien analysiert:

- Szenario 1 («0% Transit»): Es wird davon ausgegangen, dass die prognostizierte Schweizer Nachfrage die gesamten geschätzten Kosten decken muss (keine Transiteinnahmen). Bei einer IRR von 3% und einer hohen Nachfrage wird der erforderliche Tarif auf 1.4 Rp/kWh geschätzt. Bei einer IRR von 7% und einer niedrigen Nachfrage wird der erforderliche Tarif auf 5.4 Rp/kWh geschätzt. Ein IRR von 10% entspricht den üblichen Annahmen für Gaspipelines, hier resultiert ein Tarif in der Grössenordnung zwischen 2.2 Rp/kWh bei hoher zukünftiger Nachfrage und 6.6 Rp/kWh bei geringer zukünftiger Nachfrage.
- Szenario 2 («90% Transit»): Es wird davon ausgegangen, dass 90% der Erträge durch den Transit erwirtschaftet werden und entsprechend auch 90% der annualisierten Kapital- und Betriebskosten decken. In diesem Szenario sind die geschätzten Tarife zehnmal niedriger als diejenigen in Szenario 1.

Bei Vollausslastung der Kapazitäten liegen die überregionalen Tarife für Gas momentan zwischen 0.003 Rp./kWh und 0.017 Rp./kWh.²⁹ Bei einer geringeren Kapazitätsauslastung von nur 20% würden aktuell überregionale Tarife zwischen 0.014 und 0.085 Rp./kWh resultieren. Die hier geschätzten Transporttarife für Wasserstoff liegen somit selbst bei gleichem Transitanteil von 90% ein Vielfaches höher als die aktuellen Tarife bei Gas.

²⁹ Die Schätzungen basieren auf den überregionalen Tarifen, welche von 1. Oktober 2024 bis zum 1. Oktober 2025 gültig sind. Bei den Tarifen ergeben sich Unterschiede hinsichtlich der Regionalzone (Mittelland, Ostschweiz, Westschweiz) sowie dem Anschluss ans Ausland (Wallbach, Oltingue, Passo Gries).

Tabelle 7: Kostendeckender Transporttarif

IRR	Prognostizierte Wasserstoffmenge					
	Tief		Mittel		Hoch	
	0 % Transit	90 % Transit	0 % Transit	90 % Transit	0 % Transit	90 % Transit
0%	3.1 Rp/kWh	0.31 Rp/kWh	1.6 Rp/kWh	0.16 Rp/kWh	1.1 Rp/kWh	0.11 Rp/kWh
3%	4.0 Rp/kWh	0.40 Rp/kWh	2.0 Rp/kWh	0.20 Rp/kWh	1.4 Rp/kWh	0.14 Rp/kWh
5%	4.7 Rp/kWh	0.47 Rp/kWh	2.4 Rp/kWh	0.24 Rp/kWh	1.6 Rp/kWh	0.16 Rp/kWh
7%	5.4 Rp/kWh	0.54 Rp/kWh	2.7 Rp/kWh	0.27 Rp/kWh	1.8 Rp/kWh	0.18 Rp/kWh
10%	6.6 Rp/kWh	0.66 Rp/kWh	3.3 Rp/kWh	0.33 Rp/kWh	2.2 Rp/kWh	0.22 Rp/kWh

Bemerkung: Investitionen in Höhe von illustrativen CHF 1.66 Mrd. werden zwischen 2024 und 2040 getätigt. Davor fallen angenommene Planung- und Projektierungskosten von CHF 160 Mio. an. Die zugrundeliegenden Bandbreiten stammen aus der Wasserstoffstrategie des Bundesrates. Die OPEX werden als Prozentsatz der Investitionskosten berechnet (4 % in der Vollbetriebsphase). Im Szenario «Tief» würden durch die Schweizer Nachfrage durchschnittlich grob 4.5% der Kapazität der Pipeline genutzt, im Szenario «Mittel» 8.5% und im Szenario «Hoch» 12.5%.

Quelle: Eigene Schätzung.

Das eigentliche Hemmnis liegt weniger in der Höhe der erforderlichen Investitionen, sondern vielmehr in der **erheblichen Unsicherheit** über die zukünftige Entwicklung der Wasserstoffnachfrage und damit verbunden der Frage, ob ein funktionierender Wasserstoffmarkt in der Schweiz überhaupt entstehen wird. Entsprechend erfordert dies für rein private Investitionen einen hohen IRR, der wohl noch über den oben gezeigten 10% liegen würde. Je höher der IRR, desto höher der notwendige Tarif. Kommt dieser zu hoch zu liegen, macht dies wiederum den erfolgreichen Wasserstoffhochlauf wenig wahrscheinlich, da die hohen Transportkosten die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff einschränken (vgl. Ausführungen zur Hennen-Ei-Problematik in Abschnitt 3.1).

Diese Unsicherheit hemmt die Bereitschaft der wichtigsten Akteure (siehe Abschnitt 2.4.1), in naher Zukunft die notwendigen Investitionen zu tätigen – mindestens solange ein klar entwickelter Markt noch fehlt.

Dieser Punkt wurde von mehreren Experten (auf der Seite der Investoren, aber auch auf der Seite der Branche und der Vertreter aus dem Finanzsektor) hervorgehoben, die die Notwendigkeit einer klaren und kohärenten nationalen Strategie sowie verlässlicher Rahmenbedingungen betonten. Investoren benötigen eine langfristige Planungssicherheit, um die mit ihren Investitionen verbundenen Unsicherheiten zu reduzieren und ihre finanziellen Risiken tragbar zu machen. Ohne einen stabilen strategischen und politischen Rahmen könnten somit die erforderlichen Investitionen verzögert werden. Dies könnte die Anpassung der Infrastruktur an Wasserstoff gefährden und die Dekarbonisierung und das Erreichen der Klimaneutralität 2050 erschweren.

Demgegenüber stellt sich für den Bund die Frage, ob es aus ordnungspolitischer Sicht opportun ist, einzelne Technologien wie Wasserstoff zu fördern. So gibt es verschiedene alternative Technologien, welche die Dekarbonisierung und das Erreichen der Klimaziele der

Schweiz unterstützen. Genauso wie die Branche ist auch der Staat der Unsicherheit ausgesetzt, ob sich Wasserstoff durchsetzen wird. Mit einer Förderung sind für den Staat neben finanziellen Risiken und Reputationsrisiken auch Fragen der Versorgungssicherheit und Standortpolitik relevant.

Im nächsten Kapitel werden Förder- und Absicherungsinstrumente diskutiert, die die Investoren unterstützen könnten, damit ein Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz zustande kommen könnte.

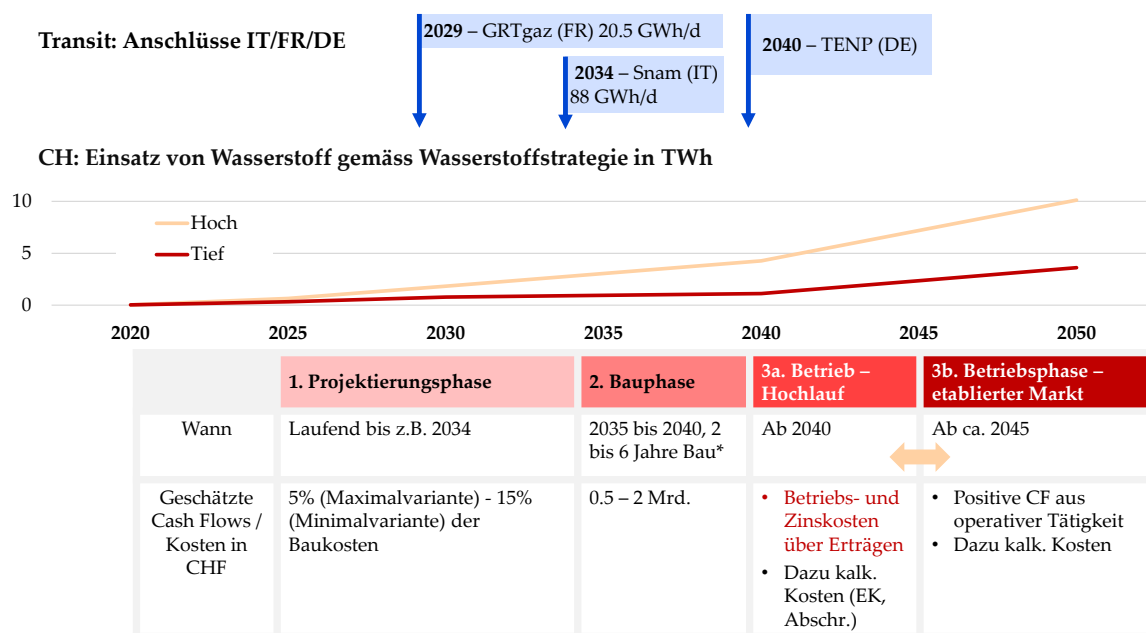
4 Förder- und Absicherungsinstrumente

In diesem Kapitel werden verschiedene mögliche Förder- und Absicherungsinstrumente analysiert. Die möglichen Instrumente unterscheiden sich je nach Projektphase. Diese Projektphasen werden in Abschnitt 4.1 vorgestellt. In Abschnitt 4.2 werden die Instrumente in einer Auswahl von EU-Ländern präsentiert und, falls relevant, bewertet. In Abschnitt 4.3 wird eine „Long List“ möglicher Instrumente vorgestellt. In Abschnitt 4.4 wird eine engere Auswahl von Instrumenten getroffen und nach der möglichen Rolle des Staates kategorisiert (Staat als Helfer, Staat als Ankernutzer, Staat als Förderer, Staat als Risikoträger, Staat als Eigentümer). Diese Instrumente werden nach verschiedenen Kriterien bewertet.

4.1 Relevante Projektphasen

Die nachfolgend geführten Instrumente eignen sich nicht gleichermassen für alle Projektphasen. **Abbildung 11** zeigt die relevanten Phasen (Projektierungsphase, Bauphase, Betriebsphasen), die mögliche zeitliche Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in der Schweiz gemäss Wasserstoffstrategie des Bundesrates sowie die geplante Fertigstellung von Anschlüssen im Norden und Süden der Schweiz.

Abbildung 11: Phasen der Entwicklung des Wasserstoffmarktes Schweiz



Hinweis: Nachfrageszenarien Schweiz «tief» und «hoch» gemäss Wasserstoffstrategie des Bundesrates.

Quelle: Eigene Darstellung

Die Phasen sind abgestimmt mit der Planung des European Hydrogen Backbone, welcher das Ziel hat, bis 2040 ein Transportnetz in Europa aufzubauen. Die genauen Zeitpunkte sind nicht verbindlich, sondern mehr indikativer Natur. Die Inbetriebnahme der Schweizer

Leitung orientiert sich dabei an der Leitung der TENP in Deutschland, welche gemäss European Hydrogen Backbone 2040 fertiggestellt wird.³⁰

4.2 Instrumente in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten

Nachfolgend werden in einem ersten Schritt ausgewählte Förderinstrumente im Ausland beschrieben.

4.2.1 Übersicht

4.2.1.1 Deutschland

Deutschland hat ein sogenanntes **Amortisationskonto** eingeführt, um den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur zu unterstützen.³¹ Die **Netznutzungsentgelte werden gedeckelt**. Durch die Begrenzung der Netzentgelte stellt die Bundesnetzagentur sicher, dass die Kosten für die Nutzerinnen und Nutzer bereits zu Beginn tragbar sind.

Da die gedeckelten Netzentgelte zunächst nicht ausreichen, um die Investitionskosten zu decken, entsteht eine Finanzierungslücke. Das Amortisationskonto soll dazu dienen, diese anfängliche Finanzierungslücke zu überbrücken. **Konkret wird die Differenz zwischen den tatsächlich benötigten und den festgelegten Entgelten durch Ausgleichszahlungen gedeckt.** Die staatliche Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) stellt dafür einen Kreditrahmen von 24 Milliarden Euro bereit.

Mit zunehmender Nutzung des Wasserstoffnetzes steigen die Einnahmen aus den Netzentgelten. Mehrerlöse, die über den kalkulatorischen Kosten liegen, fliessen in das Amortisationskonto zurück, sodass die anfänglichen Finanzierungslücken schrittweise ausgeglichen werden. Ziel ist es, das Konto bis spätestens 2055 vollständig zu tilgen.

Falls absehbar ist, dass die Ausbauziele für die Wasserstoffinfrastruktur nicht erreicht werden, kann der Bund das Amortisationskonto ab 2039 vorzeitig kündigen. In diesem Fall übernimmt der Bund den verbleibenden Fehlbetrag – unter Berücksichtigung eines **Selbstbehalts** der Netzbetreiber.³² Die Höhe dieses Selbstbehalts beträgt maximal 24% des von der Bundesrepublik Deutschland auszugleichenden Fehlbetrags und reduziert sich ausgehend vom Ablauf der Laufzeit des Amortisationskontos im Jahr 2055 kalenderjährlich um jeweils 0.5 Prozentpunkte.

Es handelt sich somit um jährlich, via die KfW gewährte nachrangige Darlehen, die möglichst zurückzuzahlen sind und für welche der Staat zu grossen Teilen bürgt, sofern dies nicht gelingen sollte.

³⁰ Siehe European Hydrogen Backbone (2025). [Hydrogen Infrastructure Map](#), aufgerufen am 19.02.2025.

³¹ Siehe z.B. KfW-Medienmitteilung (2025) [Wasserstoff-Kernnetz: Zukunftsinvestition für Deutschland](#), aufgerufen am 24.02.2025.

³² Gemäss Artikel 28s, Absatz 3 des [Energiewirtschaftsgesetzes](#).

4.2.1.2 Österreich

In Österreich wurden im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie Finanzierungsmöglichkeiten für das Wasserstoffstartnetz untersucht.³³ Bis im Jahre 2030 sollen 730 km Methan Leitungen umgewidmet und 380 km neue Wasserstoffleitungen gebaut werden. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich bis 2040 auf EUR 1.2 Milliarden.

Aufgrund der Untersuchungen wird ein «Investitionsbeitrag inklusive Pay-back» (nachfolgend Variante 1) oder eine garantierte Mindestmenge bzw. Mengenkorridor empfohlen (nachfolgend Variante 2), wobei ein politischer Variantenentscheid noch nicht getroffen wurde. Ebenso ist noch offen, ob eine Förderung überhaupt erfolgen wird.

Variante 1: Einmalzahlung mit freiwilliger Rückzahlung

Die Variante geht von einem hohen Zuschuss des Staates in der Investitionsphase aus. Durch die Förderung des Staates in der Bauphase reduziert sich die Kostenbasis und somit kommt auch die Deckelung der Netzentgelte tiefer zu liegen, da diese in Abhängigkeit der Kapitalkosten der Netzbetreiber festgelegt wird. Die Kapitalkosten fallen durch den Förderungsbeitrag geringer aus, da sie als Prozentsatz auf das eingesetzte Vermögen berechnet werden, welches durch den Zuschuss des Staates entsprechend tiefer liegt. Für die Netzbetreiber erfolgt also keine Verzinsung des Förderbeitrages mit dem WACC. Allerdings können sie auf freiwilliger Basis die Förderung zurückzahlen, wodurch die anrechenbaren Kapitalkosten steigen und der regulatorische WACC auf einer höheren Kostenbasis abgeschöpft werden kann. Je nach Höhe des WACC würden die Kapitalgeber, falls das Projekt erfolgreich verläuft, die Rückzahlung der Fördergelder vornehmen (mit entsprechend sich erhöhenden Netznutzungstarifen).

Diese freiwillige Option, den Förderbetrag oder Teile davon zurückzuzahlen, ermöglicht den Netzbetreibern ein gewisses Mass an Flexibilität bzw. Opportunismus in ihrem Kapitaleinsatz. Bei einem erfolgreichen Projektverlauf besteht für die Netzbetreiber die Chance, ihren Kapitaleinsatz nachträglich zu erhöhen. Hiervon ist auszugehen, falls die Abzahlung der Fördergelder rentabler ist als alternative Investitionen in andere Projekte. Durch die Option zur Rückzahlung besteht auch für den Staat die Chance, seine Ausgaben wieder auszugleichen. Auf der anderen Seite ist dies mit höheren Gebühren der Konsumenten für die Netznutzung verbunden.

Variante 2: Garantierte Mindestmenge

Die Mindestmenge sieht vor, dass der Staat oder eine ihm gehörende Gesellschaft über einen definierten Zeitraum eine Mindestabrufmenge garantiert. Wenn nun die tatsächlich nachgefragte Menge unter dieser Mindestmenge liegt, kommt es zu Ausgleichszahlungen

³³ Siehe Prognos (2024). Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich. Endbericht im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

vom Staat an die Netzbetreiber. Empfohlen wird eine Mindestmenge, welche über eine Laufzeit von 20 Jahren eine sinnvolle Kapitalrendite ergibt.

Bei einem erfolgreichen Hochlauf des Netzes greift der Rückzahlungsmechanismus, indem die Erlöse, welche oberhalb der Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetreibers liegen, zur Rückzahlung der Fördergelder verwendet werden. Auch hier erfolgt eine Deckelung der Netzentgelte. Für den Fall eines Scheiterns des Projektes wird ein vorzeitiger, einseitiger Ausstiegsmechanismus empfohlen. Dieser kann in Form einer Einmalzahlung in Höhe der abgezinsten erwarteten Förderungen sein, mit 25 % Selbstbehalt für Netzbetreiber.

Durch die Garantie der Mindestmenge verringert sich das Risiko der Netzbetreiber. Zusätzlich besteht aus Sicht der öffentlichen Hand die Chance, einen Teil oder den Gesamtbetrag der Fördergelder zurückzuerhalten. Sollte der Hochlauf des Netzes allerdings nicht erfolgreich sein, sind die entstehenden Kosten für den Staat vergleichsweise hoch.

4.2.1.3 Niederlande

In den Niederlanden wurde die nationale Wasserstoffstrategie im Jahr 2020 publiziert.³⁴ Darauf basierend soll sukzessive ein 1200 km langes Wasserstoffnetz gebaut werden, welches zu 85 Prozent aus umgewidmeten Leitungen besteht. Das Netzwerk wird von HyNetwork Services, einer Tochtergesellschaft von Gasunie, betrieben. Gasunie ist in vollständigem Besitz des niederländischen Staates.³⁵ Die Fertigstellung des gesamten Wasserstoffnetzes war ursprünglich bis 2030 geplant gewesen, wird sich aber aufgrund eines sich langsamer als erwartet entwickelnden Wasserstoffmarktes nach aktueller Planung bis auf 2033 hinauszögern. Dies wurde in einem aktualisierten Zeitplan im Jahr 2024 bekannt gegeben.³⁶

Nach ursprünglicher Planung hätten sich die geplanten Gesamtinvestitionen bis 2030 auf EUR 1.5 Mrd. belaufen sollen. Davon sollten bis zu 750 Millionen vom Staat im Rahmen einer Subvention in der Form einer **bedingten Einmalzahlung** übernommen werden, um prohibitiv hohe Tarife zu vermeiden. Nach Ende der Hochlaufphase soll ein „**Claw Back**“-**Mechanismus** greifen, bei dem der Staat in Abhängigkeit der Marktentwicklung Förderbeiträge zurückfordern kann, falls diese ex-post den tatsächlich notwendigen Subventionsbedarf überschreiten sollten. Alle Kosten, die den subventionierten Betrag überschreiten, müssen über Netzentgelte wieder erwirtschaftet werden. Dies soll eine effiziente Höhe der Förderungsgelder ermöglichen.³⁷

³⁴ Siehe Ministry of Economic Affairs (2020). [Government Strategy on Hydrogen](#).

³⁵ Siehe Broersma, M., Jäger, P., & Holwerda, M. (2024). The Development of Hydrogen Infrastructure in the Netherlands and Third-Party Access. In R. Fleming (Ed.), *The Cambridge Handbook of Hydrogen and the Law* (pp. 246–260). chapter, Cambridge: Cambridge University Press.

³⁶ Siehe Gasunie (2024) [Interview: National hydrogen network roll-out plan updated](#), aufgerufen am 25.03.2025.

³⁷ Siehe Overheid.nl (2022). [Kamerstuk 32813, Nr. 1061](#).

Über die genaue Ausgestaltung der Subvention wurde noch nicht entschieden: Unter anderem ging Gasuine in seinem Business Case von einem WACC von sechs Prozent aus. Alternativ wurden dazu aber auch Varianten mit einem WACC von nur 3 Prozent diskutiert. Ursache dahinter ist die Überlegung, ob die Einmalzahlung vom eingesetzten Vermögen abgezogen werden soll oder nicht. Auch die Ausgestaltung des «Claw Back» ist noch unklar.³⁸

Im Februar 2025 stiegen die erwarteten Kosten für das Wasserstoffnetzwerk bereits auf EUR 3.8 Mrd. Dies kommt daher, dass weniger existierende Gasleitungen als geplant, genutzt werden können. Stand heute wurden **noch keine Fördergelder** für das Projekt ausbezahlt.³⁹

4.2.1.4 Italien

Italien wurden EUR 1 Mrd. aus der IPCEI Finanzierung für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur zugesagt. Davon sind EUR 370 Mio. für den Aufbau von einer grünen Stahlindustrie im „Puglia Green Hydrogen Valley“ vorgesehen.⁴⁰ Hierbei ist auch der Umbau von Gasleitungen über 85 km und der Neubau von 100 km Wasserstoffleitungen geplant. Dies soll die Wasserstoffproduktionsstätten miteinander verbinden und um die EUR 100 Mio. kosten.⁴¹

In dem Projekt «Italian Hydrogen Backbone» soll eine Wasserstoff-Hauptleitung mit 2800 km Länge und mehreren Verbindungsstrecken in der Länge von 530 km gebaut werden. Das Projekt ist das Herzstück des südlichen Wasserstoff-Korridors und wurde vom Europäischen Rat als Projekt vom gemeinsamen Interesse (IPCEI) genehmigt. Die Investitionskosten des Projektes belaufen sich auf EUR 3.2 Mrd.⁴² Davon werden bislang Planungskosten im Umfang von EUR 24 Mio. aus dem Connecting Europe Facility (CEF) Projekt der EU finanziert. Des Weiteren werden Zahlungen aus der zugesagten IPCEI Finanzierung erwartet, wie auch sonstige Zahlungen aus internationalen Fonds.⁴³

Zusätzlich hat Italien den Nationalen Aufbau- und Resilienzplan (PNRR), welcher gänzlich durch das EU-Aufbauinstrument „NextGenerationEU“ finanziert wird. Der PNRR investiert in Wasserstoffproduktion in der Industrie, in Wasserstofftankstellen für den Strassen-

³⁸ Siehe EY-Bericht (2022). [Externe validatie waterstoftransportnet](#).

³⁹ Siehe Hydrogeninsight (2025). [Expected cost of Dutch national hydrogen network rises by more than 150% to €3.8bn.](#), aufgerufen am 26.03.2025.

⁴⁰ Siehe ETN (2024). [Europe offers \\$400 mn for Italian green H2 valley that will decarbonize steel.](#), aufgerufen am 25.03.2025.

⁴¹ Siehe Green H2 (2024). [Puglia's Hydrogen Valley: A Keystone in Europe's Green Energy Transition.](#), aufgerufen am 28.03.2025.

⁴² Siehe European Clean Hydrogen Alliance (2024). [Learnbook: Implementation of supply corridors](#).

⁴³ Siehe Hydrogeninsight (2025). [EU awards nearly €260m in funding to cross-border hydrogen infrastructure](#), aufgerufen am 27.03.2025.

und Schienenverkehr und in verschiedenen Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Der Bau von Wasserstoffnetzwerken wird vom PNRR allerdings nicht spezifisch unterstützt.⁴⁴

Innerhalb der nationalen Wasserstoffstrategie von 2024 wurde auch die Möglichkeit einer Förderung der Einfuhr von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten durch einen wettbewerbsbasierten Mechanismus nach dem Modell des «H2-Global-Mechanismus» angesprochen.⁴⁵ Dabei handelt es sich um ein doppeltes Auktionsverfahren, bei dem sowohl der Einkaufs- als auch der Verkaufspreis von Wasserstoff durch wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt wird. Ziel der Auktionen ist es, die Preisdifferenz zwischen Einkauf und Verkauf so gering wie möglich zu halten. Die verbleibende Preisdifferenz wird durch staatliche Zuschüsse ausgeglichen. Obwohl dies ein ökonomisch interessantes Konzept ist (sofern von wettbewerblichen Auktionen ausgegangen werden kann), betrifft dies den Bau von Wasserstoffnetzwerken nicht direkt und wurde bis jetzt von der italienischen Regierung nicht umgesetzt.

Gemäss unseren Abklärungen wurden von der italienischen Regierung noch **keine konkreten Förderungsinstrumente** für Wasserstoffnetzwerke implementiert. Die zuständige italienische Behörde für Energie, Umwelt und Netzwerke (ARERA) wartet noch auf die Umsetzung der Strategie in nationale Gesetze durch das Ministerium.

4.2.1.5 Frankreich

Zuständig für die Finanzierung von Wasserstoffprojekten in Frankreich ist die französische Umwelt- und Energiemanagement Agentur (ADEME), welche hauptsächlich über Subventionen des französischen Staates finanziert wird. Sie haben aber auch eigene Einnahmen, unter anderem aus der Beratung von Unternehmen, und werden von der EU unterstützt.⁴⁶

ADEME fördert das Projekt "MosaHYc" welches vom französischen Gastransportnetzbetreiber GRTgaz in der Region Grand-Est durchgeführt wird. Hier werden bestehende Gaspiplines auf einer Länge von 45 km für den Wasserstoff Transport umgerüstet für eine Verbindung zwischen Frankreich, Deutschland und Luxemburg.⁴⁷ Daneben unterstützen sie auch andere Projekte durch die zwei Programme «Ecosystèmes territoriaux hydrogène» (EcosysH2) und «Briques technologiques et démonstrateurs hydrogène», welche regionale Wasserstoffökosysteme und Innovationen im Bereich Wasserstoff fördern.

Das EcosysH2 unterstützt Projekte in der Produktion, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff durch Subventionen. Diese Subventionen werden durch **Einmalzahlungen** umgesetzt.⁴⁸ Solche Projekte können auch den Bau von Wasserstoffpiplines beinhalten. Das

⁴⁴ Siehe Gandiglio, M., & Marocco, P. (2024). Mapping Hydrogen Initiatives in Italy: An Overview of Funding and Projects. *Energies*, 17(11), 2614. <https://doi.org/10.3390/en17112614>.

⁴⁵ Siehe MASE (2024). [Strategia Nazionale Idrogeno](#).

⁴⁶ Siehe Website von Ademe (2025). [Our Organisation](#), aufgerufen am 05.04.2025.

⁴⁷ Siehe Natran (2022). [Hydrogen: GRTgaz receives support from the ADEME for the MosaHYc project](#), aufgerufen am 05.04.2025.

⁴⁸ Siehe Agir von ADEME (2023). [Écosystèmes territoriaux hydrogène - EcosysH₂](#), aufgerufen am 05.04.2025.

Programm «Briques technologiques et démonstrateurs hydrogène» fördert innovative Pilotprojekte, die neue Lösungen für die Energieversorgung umsetzen wollen durch **Einmalzahlungen** (Subventionen) oder **bedingt rückzuzahlende** Vorschüsse (**Darlehen**).⁴⁹ Dies kann auch Innovationen im Bereich Wasserstoffnetze betreffen.⁵⁰

Die Vorschüsse sind ein bedingt rückzuzahlendes Darlehen, dessen genaue Konditionen individuell ausgehandelt werden. Die Prinzipien dahinter sind folgendermassen: Sobald das Projekt eine bestimmte Erfolgsschwelle überschreitet, werden die Rückzahlungen ausgelöst. Diese beinhalten eine jährliche Amortisation über einen bestimmten Zeitraum plus einen Zinssatz, welcher auf dem Referenzzinssatz der EU plus einem Aufschlag von 100 Basispunkten beruht. Falls diese Erfolgsschwelle während eines bestimmten Zeitraums nicht erreicht wird, kann der Begünstigte von der Verpflichtung zur Rückzahlung des nicht gedeckten Teils befreit werden.⁵¹

Frankreich hat auch das Projekt "HY-FEN", welches eine geplante Wasserstoffpipeline beinhaltet, die von Südfrankreich bis zur deutschen Grenze verlaufen soll. Dieses Projekt ist Teil des grösseren europäischen H2Med-Korridors und erhält deshalb Fördergelder von der EU.⁵²

Neben den staatlichen Fördersystemen gibt es auch noch regionale Fördermittel für Wasserstoffprojekte.

4.2.1.6 Belgien

Belgien will sich als Import- und Transitedrehscheibe für erneuerbare Moleküle in Europa platzieren. Im Januar 2023 verabschiedete der Energieausschuss des belgischen Bundesparlaments das belgische Wasserstoffgesetz, welches den Transport von nachhaltig produziertem Wasserstoff regelt. Dieses Gesetz sieht den Aufbau eines Pipeline-Netzes vor, das von einem Netzbetreiber ähnlich wie bei Strom- oder Gasnetzen betrieben wird. Belgien will bis 2030 ein Volumen von 20 TWh an Wasserstoff pro Jahr importieren, um den eigenen Bedarf zu decken und an Nachbarländer zu transitieren. Bis 2050 soll sich diese Menge auf 200 und 350 TWh belaufen. Dies soll über drei Routen geschehen bis 2030: Nordseeroute, südliche Route und Schifffahrtsroute. Die Nordseeroute liefert Wasserstoff aus Strom der Windräder in der Nordsee, die südliche Route aus Nordafrika über Spanien und die Schifffahrtsroute als Import über den Seeweg.

Zusätzlich ist auch der Aufbau von Importinfrastrukturen in den Häfen Antwerpen-Brügge und Zeebrügge sowie die Entwicklung eines Wasserstoff-Pipelinenetzes innerhalb der Häfen geplant. Fluxys plant das LNG- Terminal in Zeebrügge in ein „Multi-Molecule

⁴⁹ Siehe Agir von ADEME (2024). [Briques technologiques et démonstrateurs hydrogène](#), aufgerufen am 05.04.2025.

⁵⁰ Siehe F.Initiatives (2024) [AAP par l'ADEME pour la transition écologique des entreprises](#), aufgerufen am 05.04.2025.

⁵¹ Siehe Agir von ADEME (2023). [FRANCE 2030](#).

⁵² Siehe Natran (2024). [Transportation of hydrogen](#), aufgerufen am 05.04.2025.

Hub“ umzuwandeln, durch welches sowohl LNG wie auch Wasserstoff fließen soll. Ein Zeitplan für die Umsetzung des Projektes ist noch nicht bekannt.⁵³

Innerhalb Belgiens soll das bestehende Gasnetz mit den Niederlanden und Frankreich mit einer Länge von 100 bis 160 km bis 2026 ausgebaut und umgerüstet werden. Es wird von der Regierung mit EUR 95 Mio. unterstützt. Zusätzlich war geplant, den Bau einer Verbindung zu Deutschland mit EUR 300 Mio. zu unterstützen.⁵⁴

Im Juli 2023 wurde entschieden, von den vorgesehenen EUR 300 Mio. zunächst nur EUR 250 Mio. freizugeben.⁵⁵ Diese Unterstützung sollte die Hälfte der Gesamtkosten nicht überschreiten. Die EUR 95 Millionen für das Projekt im Landesinneren wurden im Dezember 2023 an Fluxys Belgien ausbezahlt in der Form eines CAPEX Zuschusses durch eine **Einmalzahlung**.⁵⁶ Im Februar 2025 wurden die freigegebenen EUR 250 Mio. von der neuen Regierung wieder aus dem Budget gestrichen. Grund der Streichung sind die von der neuen Regierung geplanten erheblichen Einsparungen im Staatshaushalt von EUR 17 Mrd. über die nächsten fünf Jahre.⁵⁷ Fluxis reagierte enttäuscht auf die Streichung der Subventionen, da das Projekt aber auch aus dem Recovery and Resilience Fund der EU unterstützt wird, kann der Bau des Netzes wie geplant im März 2025 beginnen.⁵⁸

Belgien hat den «Belgian Hydrogen Council» gegründet mit dem Ziel, eine Förderung von belgischen Unternehmen in der Wasserstoffindustrie auf einer internationalen Ebene zu ermöglichen. Zusätzlich hat Belgien mehrere öffentliche Förderprogramme wie den "Energy Transition Fund" und die beiden Programme "Clean Hydrogen for Clean Industry" und "H2 Import Call", welche Investitionen in Wasserstofftechnologien und Wasserstoffimporte sowie F&E-Projekte im Bereich Wasserstoff unterstützen. Diese beinhalten allerdings keine direkte Förderung des Baus von Wasserstoffnetzen und sind daher nicht weiter relevant.⁵⁹

4.2.2 Bewertung

Tabelle 8 zeigt die Bewertungen der Instrumente in den zuvor genannten Ländern gestützt auf die in Anhang A.1 beschriebenen Beurteilungskriterien (Effektivität, Effizienz,

⁵³ Siehe Pressemitteilung Fluxys (2023) [Fluxys launches call for market interest on tomorrow's molecules for the Zeebrugge terminal](#), abgerufen am 28.04.2025

⁵⁴ Siehe Bericht des ökonomischen Instituts der belgischen Regierung (2023). [Vision and strategy Hydrogen](#).

⁵⁵ Siehe offiziellen Nachrichtendienst Belgiens (2023). [Octroi d'un subside au gestionnaire de réseau de transport d'hydrogène](#).

⁵⁶ Siehe AHK (2024). [Nutzung, Speicherung und Distribution von grünem Wasserstoff in der belgischen Hafen- und Chemieindustrie](#), aufgerufen am 05.04.2025.

⁵⁷ Siehe Flows (2025). [Scrapping hydrogen subsidies sledgehammer blow Belgian hydrogen ambitions](#), aufgerufen am 05.04.2025.

⁵⁸ Siehe messenger.ch (2025). [Baubeginn für belgisches Wasserstoffnetz](#), aufgerufen am 28.04.2025.

⁵⁹ Siehe AHK (2024). [Wasserstoff in Belgien](#).

Wettbewerbsneutralität, Flexibilität, Tiefe Vollzugskosten, EU-Kompatibilität und Verursachergerechtigkeit). Da Italien bisher kein eigenes Finanzierungsinstrument aufweist, wird es im Vergleich weggelassen.

Tabelle 8: Bewertung von Instrumenten einer Auswahl von Ländern

	DE	AT Variante 1	AT Variante 2	NL	FR, BE	FR
	Amortisationskonto	Einmalzahlung mit freiwilliger Rückzahlung	Mindestmenge	Bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung	Einmalzahlung	Bedingt rückzuzahlendes Darlehen
Effektivität	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●
Effizienz	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●
Wettbewerbsneutralität	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●
Flexibilität	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●
Tiefe Vollzugskosten	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●
Verursachergerechtigkeit	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●

Hinweis: Das Kriterium für die EU-Kompatibilität wurde für diese Bewertung weggelassen, da alle der beobachteten Länder Teil der EU sind und daher die verwendeten Instrumente auch dem eigenen Recht entsprechen sollten. Allerdings sind die beiden Instrumente Österreichs erst Vorschläge.

Quelle: Eigene Darstellung

Einordnung

Basierend auf der obigen Beschreibung der Instrumente und den Bewertungen ergibt sich die folgende Einordnung:

- **Amortisationskonto:** Das Instrument ist ein effektives Finanzierungsmodell, weist aber nicht zu vernachlässigende Vollzugskosten auf, indem die angefallenen Kosten und vereinnahmten Entgelte über Jahre abgegrenzt und geprüft werden müssen. Je nach Ausgestaltung kommt die Bürgschaft einem weitgehend garantierten Gesamt-IRR nahe, was die Effizienzanreize einschränkt. Das Modell ist in der Schweiz nicht ohne Weiteres anwendbar, da keine vergleichbare Institution wie die KfW existiert. Es würden erhebliche Verluste für den Bund anfallen, falls sich der Markt nicht erfolgreich entwickeln sollte. Das Instrument wird daher nachfolgend **nicht weiterverfolgt**.
- **Einmalzahlung/Investitionsbeitrag mit freiwilliger Rückzahlung:** Die einmalige Förderung zu Beginn ermöglicht eine einfache Unterstützung des Netzbaus mit tiefen Vollzugskosten. Die freiwillige Option der Rückzahlung erübrigt eine Überwachung von Kosten und Erträgen über die Nutzungsdauer, welche über die Erfordernisse der Netzentgeltregulierung hinausgeht. Falls die Rückzahlung vollständig erfolgt, fallen für den Staat entsprechend geringere Kosten an. Auf der anderen Seite reduziert das Instrument die Bereitschaft zu Kapitaleinsatz seitens der Netzbetreiber, da es optimaler ist, wenig zu investieren, und falls es klappt, die Investitionen weitgehend risikolos «nachzuholen», als von Beginn weg viel zu investieren mit entsprechendem Verlustrisiko.

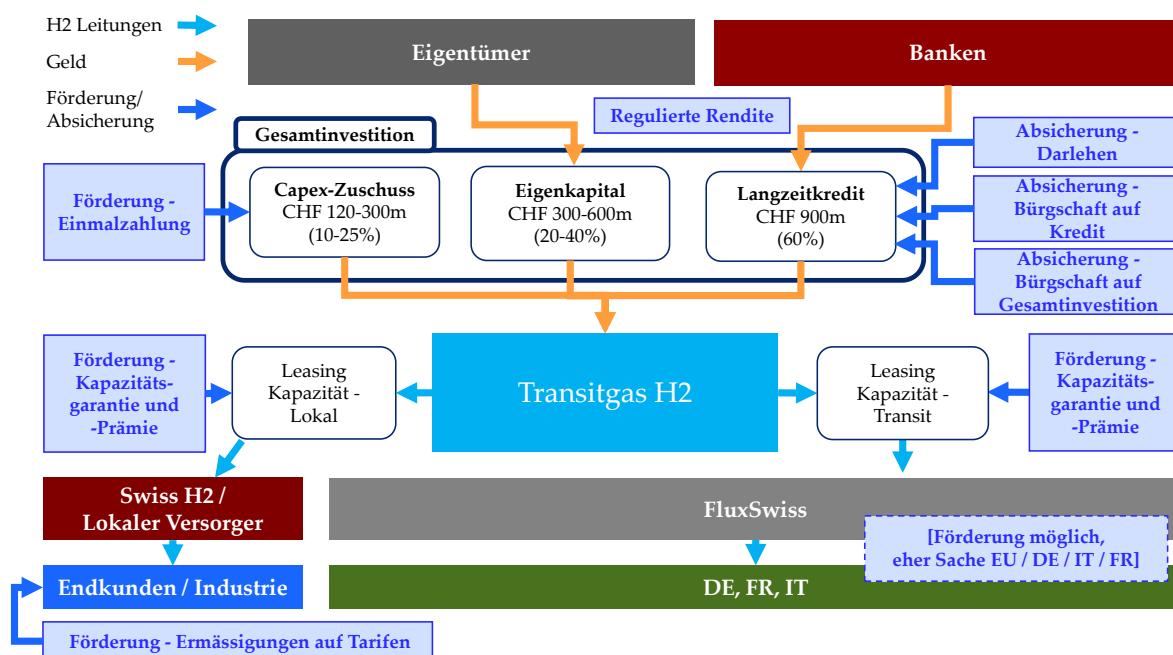
Falls die Option zur Rückzahlung wahrgenommen wird, steigen überdies die Netznutzungsentgelte. Die Variante wird aufgrund der Anreizwirkungen **nicht weiter untersucht**.

- **Mindestmenge:** Das Instrument reduziert das Mengenrisiko von Netzbetreibern deutlich und weist daher eine effektive und flexible Förderung auf. Durch die notwendige Festlegung der Menge, die garantiert wird, und die Höhe der Deckelung des Netzentgeltes steigen die Vollzugskosten. In Folge der Abhängigkeit der Kosten von der Nachfrage, welche sich auch aus dem Transit ergibt, ist die Verursachergerechtigkeit tief. Zusätzlich könnte es auch bei diesem Instrument zu hohen Kosten für den Staat kommen, falls der Hochlauf nicht gelingt. Die Variante wird im Bericht unter «**Staat als Ankernutzer**» weiter behandelt.
- **Bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung:** Da durch den “Claw Back” Mechanismus die Einmalzahlung bei gutem Verlauf ganz oder teilweise zurückgezahlt werden muss, ergeben sich gute Effektivitäts- und Effizienzeigenschaften, aber auch höhere Umsetzungskosten, da ggf. Kosten und Erträge über die Nutzungsdauer festgestellt und bewertet werden müssen. Das Instrument wird im Bericht unter «**Staat als Förderer**» weiter untersucht.
- **Einmalzahlung:** Die von Belgien und Frankreich verwendeten Subventionen sind praktisch identisch wie das in den Niederlanden verwendete Modell mit dem Unterschied, dass es keinen „Claw Back“-Mechanismus gibt. Dies macht das Instrument leicht weniger effizient, aber einfacher in der Umsetzung. Das Förderinstrument wird ebenfalls unter «**Staat als Förderer**» behandelt.
- **Bedingt zurückzuzahlendes Darlehen:** Durch die Möglichkeit der individuellen Anpassung der Modalitäten ist das Instrument flexibel. Der Zuschuss zu Beginn ermöglicht eine effektive Förderung und bei einem erfolgreichen Hochlauf kann der Investitionsbetrag plus Verzinsung zurückerhalten werden. Falls das Projekt nicht erfolgreich wird, kommt es allerdings zu hohen Kosten für den Staat. Die Variante wird im Bericht unter «**Staat als Risikoträger**» weiter untersucht.

4.3 Übersicht möglicher Förder- und Absicherungsinstrumente

Abbildung 12 zeigt, an welchen Anknüpfungspunkten Förder- und Absicherungsinstrumente in der heutigen Versorgungsstruktur im Grundsatz ansetzen können. Anknüpfungspunkte sind investitionsseitig die Gesamtinvestition, das Eigenkapital und das Fremdkapital, auf der Abnahmeseite kann der Staat als Residualnachfrager auftreten oder die Endkunden unterstützen.

Abbildung 12: Anknüpfungspunkte



Quelle: Eigene Darstellung

In Kapitel 4.2 wurden bereits Instrumente vorgestellt, die im Ausland vorgesehen oder bereits aktiv sind. In der **Schweiz** haben bislang VSG und VSE mögliche Rahmenbedingungen für Wasserstoff untersuchen lassen. Die Förderinstrumente werden in zwei Kategorien unterteilt: Angebotsseitige Kosten- und Risikoreduktion (etwa Einmalzahlungen, Bürgschaften oder Risikogarantien) sowie marktorientierte Kosten- und Risikoreduktion (etwa Contracts for Differences oder Langfristverträge). Letztere werden hinsichtlich ihrer Effizienz am besten bewertet.⁶⁰

Die **Tabelle 9** stellt eine Liste möglicher Absicherungs- und Förderinstrumente dar, die der Bund zur Unterstützung von Investitionen in einen Anschluss der Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz einsetzen könnte. Eine genauere Beschreibung und summarische Bewertung der einzelnen Instrumente finden sich oben und in **Anhang A** dieses Berichts. Eine ausführlichere Bewertung grundlegender Varianten erfolgt in Abschnitt 4.4 nachfolgend.

Tabelle 9: Absicherungs- und Förderinstrumente («Long List»)

Instrument	Art	Reduktion	Belastung Bund	Phase	Wirkung
Bürgschaft für Investition (EK und FK)	A	Bau-, Mengen- & Preisrisiko	Zu Beginn keine, Ausmass und Zeitpunkt etwaiger Belastung unklar	2 - 3	Reduktion Downside-Risiko, Finanzierungskosten und Tarife
Bürgschaft für Kredit	A	Finanzierungsrisiko	Zu Beginn keine, Ausmass und Zeitpunkt etwaiger Belastung unklar	2 - 3	Reduktion Finanzierungskosten und Tarife

⁶⁰ Siehe Polynomics (2023). Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz.

Darlehen	A/F	Finanzierungsrisiko	Zu Beginn, danach Zeitpunkt und Höhe Rückzahlung unklar	1 - 3	Reduktion Finanzierungskosten und Tarife
Erleichterungen ⁶¹	F	Preisrisiko	Keine Bundesmittel notwendig, ggf. entgangene Steuererträge	1 - 3	Reduktion der Investitionskosten und Tarife
Einmalzahlung	F	Baurisiko	Zu Beginn, klar kalkulierbar	1 - 2	Reduktion der Eigenmittel und Tarife
Kapazitätsbuchungen	F	Mengen- & Preisrisiko	Zu Beginn hoch, dann abhängig von Mengendifferenz abnehmend	3a	Reduktion Finanzierungskosten und Tarife
Kapazitätsprämien	F	Mengenrisiko	Zu Beginn hoch, dann abhängig von Mengen- und Preisdifferenz abnehmend	3a	Reduktion Finanzierungskosten und Tarife
Garantierte Rendite	F	Mengen- & Preisrisiko	Je nach Ausgestaltung	1/2-3	Reduktion Finanzierungskosten und Tarife
Amortisationskonto	F	Mengen- & Preisrisiko	Insbesondere während Hochlauf	3	Reduktion Finanzierungskosten und Tarife
Contracts for Differences ⁶²	F	Preisrisiko	Abhängig von Preisdifferenz	3a	Reduktion Preisrisiko
Ermässigungen auf Entgelten	F	Preisrisiko, indirekt Auslastungsrisiko	Insbesondere während Hochlauf	3	Bessere Planbarkeit für Nachfrageseite, indirekte Wirkungen auf Tarife
Ausschreibung ⁶³	F	Baurisiko	Zu Beginn, unsicherer Ausgang	1	Mindert den Investitionsbedarf und die notwendigen Tarife, jedoch substanzielle Unsicherheit für alle Akteure
Querfinanzierung	F	(Mengenrisiko)	Keine	1 – 3	Nutzung Marktmacht / Monopolstellung in anderen Märkten

Hinweis: In der Spalte «Art» steht der Buchstabe A für Absicherungs- und F für Förderinstrument. Die Phasen entsprechen den in Abschnitt 4.1 beschriebenen Phasen.

Quelle: Eigene Darstellung

⁶¹ Z.B. Regulatory Holidays, Erlass von Bundes- und Mehrwertsteuern, unentgeltliche Nutzung von öffentlichem Grund.

⁶² Contracts for Differences (CfD) sind vom Strommarkt bekannt und haben i.d.R. zum Ziel, Marktpreisschwankungen über die Zeit auszugleichen. Es wird ein Referenzpreis definiert oder per Auktionsverfahren ermittelt. Bei «one-way» CfDs fördert der Staat im Umfang der Differenz gegen unten (falls also die Marktpreise tiefer sind als der Referenzpreis), bei «two-way» CfDs erhält der Staat Geld zurück, falls die Marktpreise über dem Referenzpreis liegen. Bei der nun im Strommarkt eingeführten gleitenden Marktpremie handelt es sich um two-way CfDs, wobei der Referenzpreis nicht per Auktionen ermittelt wird. Bei Pipelines würden sich CfDs mutmasslich auf den Transportpreis beziehen, wobei die Anreizwirkungen problematisch sind, wenn der Marktpreis vom CfD-Empfänger bestimmt wird (beim Strommarkt sind die geförderten Produzenten i.d.R. Preisnehmer). Das Mengenrisiko verbleibt beim Netzbetreiber.

⁶³ Sogenannte «Reverse Auction», d.h. der Anbieter, der die geringste Einmalzahlung verlangt, erhält den Zuschlag zum Bau der Transitleitung.

4.4 Engere Auswahl von Instrumenten mit Bewertung

Engere Auswahl

Die obigen Instrumente sehen für den Staat unterschiedliche Rollen vor. In **Tabelle 10** werden daher verschiedene generische, beispielhafte Varianten dargestellt, welche **unterschiedliche Rollen des Staats** zum Ausdruck bringen. Sie unterscheiden sich darin, inwieweit die Risiken und Investitionen von Privaten oder dem Staat getragen werden. Ganz links werden Risiken und Investitionen vollständig von Privaten getragen, ganz rechts übernimmt der Staat diese Rolle. Die mittleren Varianten entsprechen Mischvarianten in unterschiedlicher Ausprägung.

Tabelle 10: Rollen des Staats und beispielhafte Instrumente

	Staat als Helfer	Staat als Ankernutzer	Staat als Förderer	Staat als Risikoträger	Staat als Eigentümer
Risikoträger	Privat	Privat & Staat	Privat	Staat	Staat
Kapitalgeber	Privat	Privat	Privat & Staat	Privat	Staat
Phase 1			Einmalzahlung	Darlehen und/oder Bürgschaft, regulierte Kapitalverzinsung (kapitalisiert)	Ausschreibung Planung
Phase 2	Keine Steuern, keine Abgaben,				Ausschreibung Bau
Phase 3a	keine Regulierung («Regulatory Holidays», Ausnahme Kartellrecht, staatsvertragliche Absicherung (auch in anderen Varianten))	Garantierte Kapazitätsbuchungen durch Staat (übernimmt Überschusskapazität)		Darlehen und/oder Bürgschaft, regulierte Kapitalverzinsung (teilweise kapitalisiert), regulierte nicht kostendeckende Tarife	Konzessions-ausschreibungen Betrieb und Kapazitäts-vermarktung Transit vorgegebene Tarife Inlandnutzung
Phase 3b		Ggf. regulierte Tarife	Ggf. Rückzahlung	Regulierte Rendite/Tarife	
Kommentar	Staat bietet möglichst kostengünstige Voraussetzungen Private voll im Risiko mit vollem up- und downside	Private Investition Staat sichert Investition als «Ankernutzer» in Phase 3a (mit endogener Dauer) ganz oder teilweise ab	Staat macht die Investition mit einer Einmalzahlung rentabel Frage der Höhe schwierig, daher ggf. Rückzahlung	Private bringen Kapital auf und erhalten hierauf eine zuvor festgelegte Kapitalverzinsung Staat sichert ab	Staat bringt Kapital auf und trägt Risiko Private setzen kosteneffizient um
Voraussetzungen	Profitabler Business Case vorhanden	Bund stellt in Phase 3a jährlich Mittel bereit (ev. Nutzung Netzzuschlag Strom oder Gas – nicht verursachergerecht)	Einmalige Ausbezahlung Förderung durch den Bund in Phase 2, bedingt rückzahlbar	Bund verpflichtet sich, bei etwaigem Scheitern in Phase 3b nicht abgeschriebene Assets mindestens teilweise zu kompensieren	Bundesmittel für Phase 1, 2 und ggf. 3a Wettbewerbliche Ausschreibungen möglich ✖ Wenig Synergien zu Transitgas ✖

Quelle: Eigene Darstellung.

Von diesen fünf Rollen werden «Staat als Eigentümer» (Tragung der Kosten und Risiken vollständig durch Staat) sowie «Staat als Ankernutzer» **nicht** weiterverfolgt:

- Eine **staatliche Lösung** könnte die Synergien zu den privaten Transitgas-Infrastrukturen nicht ohne Weiteres nutzen (Umwidmung des Teils N1, ggf. Nutzung bestehender Tunnels). Eine wettbewerbliche Ausschreibung würde voraussetzen, dass alternative, ausreichend attraktive Transitvarianten vorhanden sind. Diesbezüglich haben sich im Verlauf des Projekts keine Hinweise ergeben. Im Kontext der Synergien der Transitgas wird es überdies schwierig sein, eine Ausschreibung durchzuführen, welche zu kompetitiven Geboten führt.

- **Staat als Ankernutzer durch Kapazitätsbuchungen** (ausführlichere Bewertung vgl. Anhang A.2.1): Der Bund bucht in der Anlaufphase 3a einen Teil der nicht vom Markt genutzten Kapazitäten. Er übernimmt so einen Teil des Mengenrisikos, sowie je nach Ausgestaltung auch das Preisrisiko, und bietet damit Investoren in seiner Rolle als Anker- bzw. Residualnutzer wesentliche finanzielle Sicherheiten. Dies reduziert das Risiko für Unternehmen, da sie garantierte Einnahmen erhalten unabhängig von der tatsächlichen Marktnachfrage. In dieser Variante müssten Schweizer Nutzer (oder Bürger bzw. Steuerzahler, je nach Instrument) Kosten tragen, die mit der Nutzung im Ausland zusammenhängen. Da zu erwarten ist, dass die Wasserstofftransitleitung auch zu einem grossen Teil für den Transit genutzt wird und dieses Instrument, insbesondere wenn die ganzen nicht genutzten Kapazitäten abgenommen würden, zu einem Moral Hazard Problem führt, wird diese Grundvariante ebenfalls verworfen. Eine Förderung über Kapazitätsbuchungen bzw. garantierte Mindestmengen wird zurzeit in Österreich diskutiert (siehe Abschnitt 4.2.1.2).

Folgende Instrumente wurden als geeigneter bewertet und werden entsprechend in Kapitel 5 vertieft:

- **Staat als Helfer durch Erleichterungen** (ausführlichere Bewertung vgl. Anhang A.2.2): der Staat gewährt keine finanzielle Unterstützung für die Wasserstoffleitung. Stattdessen unterstützt er die Transitleitung, indem er kostengünstige Voraussetzungen für deren Bau und Betrieb schafft, etwa durch «Regulatory Holidays» oder dem Aussetzen von Abgaben und Steuern. Private Investoren tragen dadurch das gesamte Risiko, profitieren aber auch entsprechend, wenn der Hochlauf erfolgreich ist. In dieser Variante kommt es zum Bau, sobald ein profitabler Business Case vorhanden ist. Ein solcher Case dürfte vorhanden sein, wenn die Hochlaufphase möglichst gehalten wird, also der Bau ausreichend verzögert wird, bis die Mengen- und Preisrisiken ausreichend tief eingeschätzt werden.
- **Staat als Förderer durch eine ggf. bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung** (ausführlichere Bewertung vgl. Anhang A.2.3): Die Einmalzahlung soll die Anfangsinvestitionen reduzieren, die bei der Umrüstung oder dem Neubau von Wasserstoffleitungen entstehen, und so die wirtschaftliche Attraktivität des Projekts erhöhen. Die Einmalzahlung ermöglicht eine direkte, schnelle Unterstützung und verbessert den Business Case der Investoren, welche jedoch die Mengen- und Preisrisiken alleine tragen. Die Einmalzahlung kann wie etwa in den Niederlanden an einen Rückzahlungsmechanismus gekoppelt werden (siehe Abschnitt 4.2.1.3), sodass unter bestimmten Bedingungen, z.B. bei erfolgreichem Markthochlauf, Gelder an den Bund zurückgezahlt werden. Nachfolgend wird in Kapitel 5 eine Variante einer Einmalzahlung gewählt, in welcher künftige Gewinne der Pipeline proportional zur Einmalzahlung zur Senkung der Schweizer Netzentgelte eingesetzt werden.
- **Staat als Risikoträger durch Darlehen und/oder Bürgschaften:** Der Staat übernimmt Teile der Investitionsrisiken entweder über Darlehen oder Bürgschaften.

- **Darlehen** (ausführlichere Bewertung vgl. Anhang A.2.4): Der Staat unterstützt die Finanzierung des Projekts mit einem bedingt rückzuzahlenden Darlehen, das zinslos oder zinsgünstig ist. Mit diesem wird ein Teil der Investitionsrisiken auf den Staat als Fremdkapitalgeber übertragen und das notwendige Eigenkapital der Investoren verringert. Bei tiefen oder gar keinen Zinsen können mit diesem Instrument die Finanzierungskosten gesenkt werden. Nach erfolgreichem Markthochlauf wird das Darlehen und ggf. auch Zinsen zurückgezahlt. Bei einem Ausfall des Projekts wird das Darlehen nur teilweise oder gar nicht zurückgezahlt. Ein Beispiel hierfür ist Frankreich (siehe Abschnitt 4.2.1.5). Will der Bund im Erfolgsfall am Aufschwung teilhaben, ist auch eine Wandelanleihe denkbar.
- **Bürgschaften** (ausführlichere Bewertung vgl. Anhänge A.2.5 und A.2.6): Bürgschaften sind ein Absicherungsinstrument, bei dem der Staat als Garant für Bankkredite oder die Kapitalverzinsung auftritt. Bürgschaften in Form von **Kreditgarantien** ermöglichen es den Investoren, Finanzierungen zu besseren Konditionen zu erhalten, da das Risiko eines Kreditausfalls ganz oder teilweise vom Staat übernommen wird. Dieses Instrument hilft, die Finanzierungskosten in der frühen Entwicklungsphase von Projekten zu senken und den Zugang zu Kapital zu erleichtern. Im Falle eines Ausfalls des Projekts oder der Finanzierung übernimmt der Staat die Rückzahlung der ausstehenden Kredite bis zu einem bestimmten Betrag. Gewährt der Staat eine **garantierte Kapitalverzinsung** für Investoren, reduziert er die Investitionsrisiken substanziell und trägt so zu tieferen Finanzierungskosten bei. Ein solches Instrument führt zu problematischen Anreizen («Moral Hazard») und kann in hohen Kosten für den Staat resultieren. Eine Bürgschaft kann auch mit einem nachfolgenden Darlehen kombiniert werden. Beim Amortisationskonto in Deutschland handelt es sich um eine staatliche Bürgschaft auf Darlehen, welche die öffentliche Förderbank KfW jährlich an die Netzbetreiber gewährt, so deren anrechenbaren Jahreskosten (inkl. Kapitalkosten) über den durch die Bundesnetzagentur gedeckelten Entgelten liegen (siehe Abschnitt 4.2.1.1). Das Instrument kommt nahe an eine Bürgschaft eines Gesamtinvestitions-IRR heran (Abschnitt A.2.6) mit dem Unterschied, dass der Staat nicht vollumfänglich bürgt.

Bewertung

Tabelle 11 zeigt die Bewertungen der Instrumente der ausgewählten Varianten aus Tabelle 10 gestützt auf die in Anhang A.1 beschriebenen Beurteilungskriterien (Effektivität, Effizienz, Wettbewerbsneutralität, Flexibilität, Tiefe Vollzugskosten, EU-Kompatibilität und Verursachergerechtigkeit).

Tabelle 11: Bewertung der Instrumente der engeren Auswahl

	Staat als Helfer		Staat als Förderer		Staat als Risikoträger			
Beschreibung	Begünstigende Rahmenbedingungen		Bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung		Darlehen	Bürgschaft auf Bank-Kredite	Bürgschaft für Gesamtinvestitions-IRR	
Risikoträger	Privat		Privat		Privat & Staat	Privat & Staat	Staat	
Kapitalgeber	Privat		Privat & Staat		Privat & Staat	Privat	Privat	
Effektivität	● ● ● ●		● ● ● ●		● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	
Effizienz	● ● ● ●		● ● ● ●		● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	
Wettbewerbsneutralität	● ● ● ●		● ● ● ●		● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	
Flexibilität	● ● ● ●		● ● ● ●		● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	
Tiefe Vollzugskosten	● ● ● ●		● ● ● ●		● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	
EU-Kompatibilität	● ● ● ●		● ● ● ●		● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●	
Verursachergerechtigkeit	Inland ● ● ● ●	Transit ● ● ● ●	Inland ● ● ● ●	Transit ● ● ● ●	Inland ● ● ● ● oder ● ● ● ●	Transit ● ● ● ● oder ● ● ● ●	Inland ● ● ● ● oder ● ● ● ●	Transit ● ● ● ● oder ● ● ● ●
Fazit	Weiterverfolgen		Weiterverfolgen		Weiterverfolgen	Weiterverfolgen	✗	

Hinweis: Bei der Verursachergerechtigkeit wird bei den Bürgschaften und dem Darlehen unterschieden zwischen den zwei Szenarien «Ausfall» und «Nichtausfall», darum das «oder».

Quelle: Eigene Darstellung

Die Bewertung ergibt, dass begünstigende Rahmenbedingungen (Staat als Helfer), eine bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung (Staat als Förderer) sowie ein Darlehen oder eine Bürgschaft auf Bankkredite (Staat als Risikoträger) grundsätzlich geeignet sind.

Eine Bürgschaft für den Gesamtinvestitions-IRR (Verzinsung der gesamten Investitionen) ist aufgrund des oben erwähnten «Moral Hazard»-Problems nicht anreizkompatibel und beinhaltet ein schwer einschätzbares Verlustrisiko. Dieses Instrument wird daher nicht weiterverfolgt.

Im nächsten Kapitel werden die hier ausgewählten Instrumente zu konkreten Umsetzungsvarianten ausgearbeitet.

5 Umsetzungsvarianten

5.1 Übersicht der Varianten

Gestützt auf die Analysen in den vorangegangenen Kapiteln werden nachfolgend vier konkrete Umsetzungsvarianten beschrieben und diskutiert:

- **V0: Begünstigende Rahmenbedingungen**, bei der der Bund selbst keine Mittel bereitstellt, dafür jedoch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer Wasserstoff-Transitpipeline so weit wie möglich erleichtert;
- **V1: Gekoppelte Einmalzahlung** des Bundes; bei welcher die Förderung des Bundes, die an Investitionen von Kantonen und Gemeinden gekoppelt ist, die Anteile der SwissH2 an der H2-Transitgesellschaft erhöht, um langfristig tiefere Nutzungsgebühren für Schweizer Endkunden zu erreichen;
- **V2: Gekoppeltes, bedingt zinsloses oder zinsgünstiges und rückzuzahlendes Darlehen** des Bundes, welches die Kapitalkosten während Bau und Hochlauf reduziert und so zu tieferen Nutzungsgebühren führt. Das Darlehen des Bundes ist gekoppelt an analoge Darlehen von Kantonen und/oder Gemeinden. Zinspflicht und Rückzahlungen setzen ein, sobald ein etablierter Markt erreicht wird;
- **V3: Kombination Bürgschaft/Darlehen**: Bürgschaft des Bundes für private Baukredite, die in der Hochlaufphase durch ein bedingt rückzuzahlendes zinsloses oder zinsgünstiges Darlehen des Bundes analog zu V2 abgelöst werden.
- **V4: Wandelanleihe**: Darlehen des Bundes, welches zu einem bestimmten Zeitpunkt oder unter festgelegten Bedingungen in eine Kapitalbeteiligung des Bundes umgewandelt kann.

Abbildung 13 zeigt die wesentlichen Eigenschaften der Varianten entlang der vier Projektphasen gemäss Abbildung 11. Die Varianten werden nachfolgend eingehender vorgestellt und diskutiert.

Die erste Variante ist im Gegensatz zu den Varianten 1 bis 4 per se nicht kompatibel mit EU-Recht. Eine ausführlichere rechtliche Einschätzung im Sinne eines «Red Flag Reports» findet sich in CMS (2025).

Abbildung 13: Übersicht der Umsetzungsvarianten

	Projektierungsphase	Bauphase (Dauer 2-4 Jahre)	Betriebsphase – Hochlauf	Etablierter Markt
V0		Regulatory Holidays (keine Zugangs- oder Entgeltregulierung, keine Entflechtungsvorgaben), unentgeltliche Nutzung von öffentlichem Grund, Ausnahme von Steuern, begrenzt bis x Jahre nach Erreichung eines etablierten Marktes (nicht per se EU-kompatibel, gemäss CMS, 2025)		Regulierter Markt
Grundlage V1-V3	❶ Ggf. Förderung Bund an Transitgas oder TransitH2: Anteil x% an wettbewerblichen Beschaffungen	Bau der H2-Leitung durch neue Gesellschaft TransitH2 . ❷ Einbringung bestehender Assets von Transitgas z.B. zu Buchwerten z.B. als EK-Einlage	Nichtdiskriminierende Kapazitätsvermarktung durch TransitH2 nach EU-Recht, ggf. diskriminierungsfreie Mandatsvergabe an Dritte	
V1 Einmalzahlung		❸ Gekoppelte Einmalzahlung Bund an neue Gesellschaft SwissH2 , welche die Gelder als Eigenkapital in die TransitH2 einbringt	Dividenden anteilig zur EK-Einlage an SwissH2, welche diese zur ❹ diskriminierungsfreien Reduktion der nachgelagerten Netztarife im Inland einsetzt (mindestens für den Dividendenanteil, der durch die Einmalzahlung des Bundes entstanden ist)	
V2 Darlehen		❹ Gekoppeltes bedingt zinsloses oder zinsgünstiges und rückzuzahlendes Darlehen Bund/Kantone/Gemeinden an TransitH2 gesichert mit Asset		Einsetzen Zinszahlungen, Rückzahlung Darlehen
V3 Bürgschaft/Darlehen		Private Bank-Kredite mit ❺ Bürgschaft des Bundes an Banken	❻ Gekoppeltes bedingt zinsloses oder zinsgünstiges und rückzuzahlendes Darlehen Bund/Kantone/Gemeinden an TransitH2 gesichert mit Asset	Einsetzen Zinszahlungen Darlehen Bund, Rückzahlung Darlehen
V4 Wandelanleihe		❼ Wandelanleihe des Bundes an TransitH2		Einsetzen Zinszahlungen, Rückzahlung Darlehen oder Umwandlung in eine Kapitalbeteiligung des Bundes mit ❽ späterem Verkauf

Hinweis: Eine horizontal entflochtene SwissH2 und eine TransitH2 werden nötig aufgrund von EU-Recht. Details hierzu werden in Abschnitt 5.3 beschrieben.

Quelle: Eigene Darstellung

5.2 Variante V0: Begünstigende Rahmenbedingungen (nicht per se EU-kompatibel)

Funktionsweise und Ausgestaltung

In der Variante hält sich der Staat finanziell aus dem Bau der Transitleitung raus. Die Eigenkapitalgeber tragen alle Risiken und beziehen Bankkredite, soweit dies im gegenseitigen Interesse liegt. Der Staat unterstützt den Bau und Betrieb der Transitleitung durch **begünstigende Rahmenbedingungen** mit dem Ziel, einen rentablen Business Case zu ermöglichen. Denkbar sind einzelne oder mehrere Elemente folgender Erleichterungen:

- **Regulatory Holidays:** Ausnahme von einer Entgeltregulierung, ebenso von Zugangsregulierungen (ggf. auch Ausnahmen vom Kartellrecht) und Entflechtungsvorgaben.
- Unentgeltliche Nutzung von öffentlichem Grund;
- Steuerbefreiungen von Bundes- und Mehrwertsteuer.

Mindestens die Regulatory Holidays wären dabei **zeitlich begrenzt** für einen zu spezifizierenden Zeitraum zu gewähren. In der Annahme eines eher späten Baus, also ab 2030,

müssten die Erleichterungen mindestens bis ins Jahr 2040 gewährt werden, um einen ausreichend langen Zeitraum zu schaffen, in welchem Preise über regulierten Kosten zulässig sind, damit die zu investierenden Mittel im Erwartungswert monetarisiert werden können. Falls sich eine ähnliche Bottom-up vertikal integrierte Eigentümerstruktur ergibt wie beim Gasmarkt, in welcher die Gasnetze in Besitz der Netzbetreiber auf den tieferen Transportebenen bzw. schlussendlich der Gemeinden sind, werden die Gemeinden, welche eine Wasserstoffversorgung benötigen und die diesbezüglichen lokalen Versorger besitzen, über ihre Unternehmen für die Bereitstellung des Kapitals des Schweizer Anteils («SwissH2») zuständig sein.

Regulatorische Kompatibilität

- Die Ausnahme vom Netzzugang, die unentgeltliche Nutzung von öffentlichem Grund, sowie die Steuerbefreiung setzen entsprechende noch zu schaffende (spezialgesetzliche) Regelungen voraus;
- Sofern solche Massnahmen eingeführt werden, ist die EU-Kompatibilität per se nicht gegeben. Dies ist wesentlich, sofern sich die Schweiz in einem allenfalls abzuschliessenden Abkommen keine entsprechenden Ausnahmen sichern könnte. Ein verhandelter Netzzugang ist nur bis Ende 2032 erlaubt, wobei auch für einen verhandelten Netzzugang Vorgaben wie die Nicht-Diskriminierung und Transparenz gelten. Ebenso dürfte die Möglichkeit, von der EU-Kommission eine vollständige Ausnahme von der Regulierung zu erhalten, bei einem gänzlich unregulierten Marktumfeld keine Aussicht auf Erfolg haben. Bestimmte Ausnahmeregelungen kennt jedoch auch die EU (vgl. hierzu Ausführungen in CMS, 2025, S. 7).

Vorteile

- Da die privaten Investoren alle Risiken tragen und die gesamten Gewinne behalten, haben sie einen Anreiz die Transitleitung hinsichtlich der Ausbauvarianten und Leitungskapazität (vgl. Abschnitt 2.2.1) möglichst effizient zu dimensionieren. Die Eigentümer haben den Anreiz, den Bau der Wasserstoffleitung zeitlich so zu planen, dass die Gewinne maximiert werden.
- Die Aufteilung der Investitionen zwischen der Schweizer Versorgung und dem Transit sollte dem Optimum entsprechen, da diese anhand der Zahlungsbereitschaft bzw. zukünftig nachgefragten Menge aufgeteilt werden.
- Der Staat hat in dieser Variante keine finanziellen Risiken und Kosten. Der Staat muss zu keinem Zeitpunkt finanzielle Mittel bereitstellen.
- Die Methode ist verursachergerecht, da keine Gelder der Steuerzahler verwendet werden. Durch den geringeren Eingriff des Staates in den Markt, wird Wasserstoff weniger stark gegenüber anderen Technologien bevorzugt.
- Der Business Case kommt dann zustande, wenn viele lokale Versorger ein echtes Interesse an Wasserstoff haben und auch davon ausgehen, dass via die neue Pipeline

ausreichend Wasserstoff in die Schweiz geliefert werden wird und sich die Aussichten auf ausreichend hohe Transitflüsse konkretisiert haben.

- Die Kosten der Pipeline werden verringert, indem der Staat weder Steuern noch Abgaben verlangt.
- Der Staat kann wie bisher in der Gasbranche auf eine grössere Regulierung verzichten und es gibt keinen administrativen Aufwand.

Nachteile

- Aufgrund des höheren Risikos und der Unsicherheit bezüglich der Entwicklung des Wasserstoffmarktes für die Investoren besteht die Möglichkeit, dass die Eigentümer von Transitgas nicht bereit sind, in eine Wasserstofftransitleitung zu investieren.
- Falls sie zwar bereit wären zu investieren, jedoch nicht über ausreichend Kapital verfügen und von den Banken keine Kredite für das Projekt erhalten, kann die Wasserstofftransitleitung nicht realisiert werden.
- Mengen- und Preisrisiken werden nicht verringert, entsprechend dürften die Anforderungen an die Verzinsung eher hoch sein.
- Ebenso führen die Regulatory Holidays zu tendenziell höheren Tarifen, da nach erfolgreichem Hochlauf keine Kostenregulierung besteht, zudem ist eine höhere Kostenbasis zu finanzieren.
- Die Wasserstoff-Leitung wird tendenziell später gebaut (mit dem Vorteil, dass dies die Kapitalkosten senkt – je später der Bau, je geringer die Mengen- und Preisrisiken).

Die Variante ist nicht kompatibel mit EU-Regulierungen (vgl. hierzu Ausführungen in CMS, 2025). Bei dem abzuschliessenden Abkommen mit der EU resp. einem EU-Mitgliedstaat im Bereich Wasserstoff stellt sich die Frage, ob die Erleichterungen aufrechterhalten werden könnten bzw. die EU entsprechende Zugeständnisse machen würde. Dies führt wiederum für die Unternehmen zum regulatorischen Risiko, dass beim Investitionsentscheid bestehende Rahmenbedingungen (keine Zugangs- und Entgeltregulierung, keine Entflechtungsvorgaben) in der Zukunft nicht mehr gültig sein könnten.

Aus europäischer Perspektive dürfte dabei entscheidend sein, dass es nicht zu einer Quersubventionierung der Kunden im Inland durch Transitzkunden kommt (CMS, 2025).

Einordnung

Die Variante bietet sich an, wenn der Bund weder Geld sprechen noch Verpflichtungen eingehen kann oder will. Er greift nicht aktiv in den Markt ein, hat keine Vollzugskosten und die Kostentragung erfolgt verursachergerecht durch Regionen, welche ihre Energieversorgung auf H₂ aufbauen wollen.

Die offene Frage ist bei der Variante allerdings, ob die Wasserstofftransitleitung auch tatsächlich ohne finanzielle Hilfe des Bundes zustande kommt. In dem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Kompatibilität mit der EU nicht gegeben ist, was aus Sicht von

Investoren ein wesentliches Regulierungsrisiko darstellt. Unklar ist ebenfalls, wie hoch die Netztarife ausfallen werden, da zwar die Kosten für die Betreiber durch die gewährten Erleichterungen tiefer sind, sie aber insbesondere bei einem frühen Investitionszeitpunkt vergleichsweise hohe Kapitalkosten zugrunde legen, was kostenerhöhend wirkt.

Entsprechend ist bei dieser Variante die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem frühzeitigen Wasserstoffhochlauf in der Schweiz kommt, am tiefsten. Gleichzeitig kann davon ausgegangen werden, dass die notwendigen Investitionen erfolgen werden, sobald es sich verlässlich abzeichnet, dass sich die Technologie in der EU durchsetzt und auch ausreichend Wasserstoffquellen vorhanden sind. Wäre dies nicht der Fall, könnte der Bund in ferner Zukunft gleichwohl eingreifen. Schliesslich ist zu beachten, dass auch bei dieser Variante die mit der EU oder den Nachbarstaaten zu schliessenden Abkommen enthaltenen Bestimmungen als Rahmenbedingungen gelten werden.

5.3 An EU-Regulierung angepasste Varianten V1-V4

Um mit den europäischen Vorschriften kompatibel zu sein, dürfte für Fernleitungsleitungen eine horizontale Entflechtung zwischen dem Gas- und Wasserstofftransport erforderlich sein.⁶⁴

Um dieser Einschränkung Rechnung zu tragen, wird bei der Anwendung der nachfolgend vorgestellten Varianten erstens die mögliche Notwendigkeit berücksichtigt, eine von der bestehenden Transitgas rechtlich separierte, eigene Gesellschaft für Wasserstoff zu schaffen. Diese horizontal entflochtene Gesellschaft bezeichnen wir illustrativ als „**TransitH2**“.

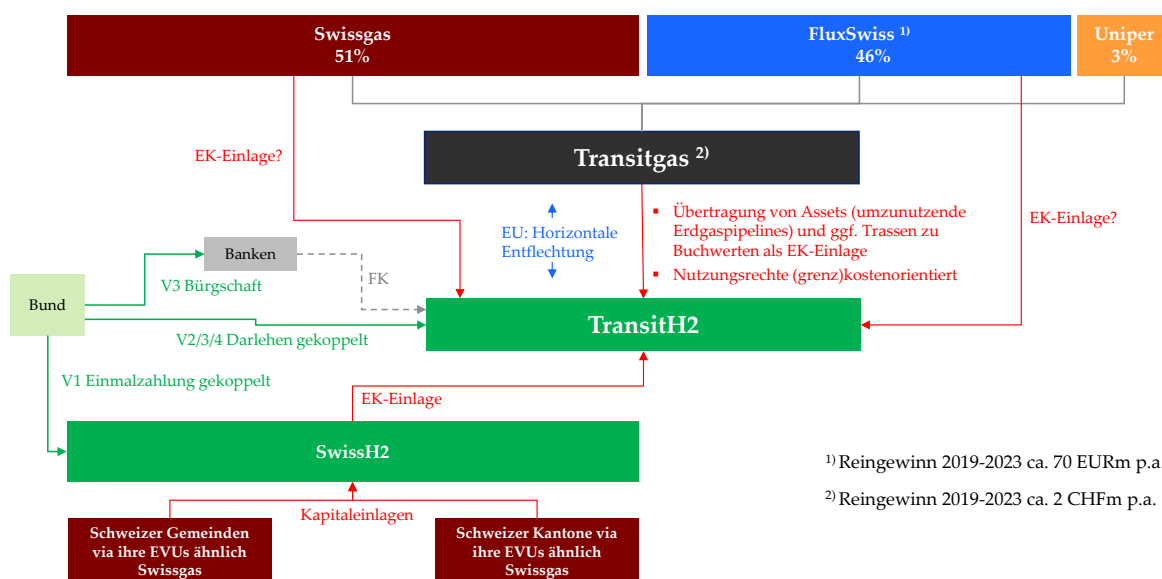
Zudem wird eine von Swissgas horizontal entflochtene Gesellschaft „**SwissH2**“ vorgesehen, die sich **im Besitz der an H2 interessierten Schweizer Gemeinden und Kantone über ihre jeweiligen EVU** befindet, ähnlich wie heute Swissgas.

Die Struktur wird in der folgenden Abbildung dargestellt, wobei zusätzlich die Struktur der staatlichen Unterstützungsinstrumente der Varianten 1 bis 4 gezeigt wird.⁶⁵

⁶⁴ Art. 69 der [Richtlinie 2024/1788](#) sieht Ausnahmen vor, diese dürfen aber nur so lange gewährt werden, wie die Übertragung von Vermögenswerten nicht vollständig abgeschlossen ist.

⁶⁵ Die genaue Definition der rechtlichen Struktur, um die Kompatibilität mit den schweizerischen und europäischen Rechtsrahmen zu gewährleisten, liegt ausserhalb des Umfangs dieser Studie. Die hier dargestellte Struktur dient daher ausschliesslich illustrativen Zwecken.

Abbildung 14: Mögliche Struktur einer Wasserstofftransitgesellschaft



Quelle: Eigene Darstellung

Die obige Struktur wird nachfolgend für die Varianten V1 bis V4 vorausgesetzt.

Den Varianten gemeinsam sind folgende Elemente:

- In der **Projektierungsphase** kann der Bund, so er dies als notwendig erachtet, die **Ausarbeitung eines Bauprojekts unterstützen**. Es würden nur Aufwendungen für Aufträge zu Teilen unterstützt, die an unbeteiligte Dritte wettbewerblich vergeben werden, also z.B. ein Drittel einer Auftragsvergabe an eine Ingenieurfirma, nicht aber FluxSwiss. Davon ausgehend, dass das Projekt zunächst von Transitgas entwickelt wird, würde die Förderung, solange die SwissH2 nicht gegründet und ausreichend kapitalisiert ist, an Transitgas gehen.
- In der **Bauphase** erfolgt der Bau der Leitung entlang der obigen **entflochtenen Struktur**, d.h. durch die dedizierte H2-Transitgesellschaft TransitH2, die unabhängig von der heutigen Transitgas ist. Hierzu müssen je nach Bauvariante bestehende **Vermögenswerte in die TransitH2 eingebracht werden**, wobei die genauen Modalitäten zu regeln wären (z.B. Übernahme zu Buchwerten, geltend als Eigenkapital-Einlage von Transitgas an TransitH2). Ebenfalls ist zu klären, zu welchen Bedingungen Trassen und/oder Tunnels genutzt werden dürfen.
- In der **Betriebsphase** (Hochlauf und etablierter Markt) werden die **Kapazitäten** der TransitH2 nach EU-Recht **diskriminierungsfrei und kostenbasiert** vermarktet. Dies bedeutet, dass Schweizer Importeure die benötigten Kapazitäten wettbewerblich beschaffen zu gleichen Grundsätzen wie Transit-Bedarfe Dritter. Eine analoge Regelung wie heute bei Transitgas, von der die Swissgas auf fester Basis 10% der Kapazitäten least, ist

nicht vorgesehen, da nicht ohne Weiteres vereinbar mit EU-Recht.⁶⁶ Ebenso wären die Gewinne, die aktuell bei FluxSwiss anfallen, nicht möglich (Kostenregulierung).

5.3.1 Variante V1: Gekoppelte Einmalzahlung

Funktionsweise und Ausgestaltung

In der Bauphase leistet der Schweizer Staat eine gekoppelte Einmalzahlung im Sinne einer Förderung/Subvention an SwissH2, welche die erhaltene Zahlung als EK in die TransitH2 einbringt. Die Einmalzahlung seitens des Bundes ist gekoppelt an die Einhaltung folgender Bedingungen:

- Mindestens gleich hohe Investitionen von Kantonen und Gemeinden direkt oder indirekt via ihre EVU. Diese geben die Investitionsmittel als Fremd- oder Eigenkapital in die SwissH2 ein, welche die erhaltenen Mittel wiederum als Eigenkapital in die TransitH2 einbringt.
- Verbindlicher Baustart von durchgehenden Wasserstoffanschlüssen an die Schweiz im Norden (insb. TENP) und Süden (Snam), es liegen also mindestens ein Request for Quote (RFQ) für das Front End Engineering Design (FEED) vor, besser ist der Spatenstich bereits erfolgt.
- Vorgabe von Regelungen in den Statuten der SwissH2 und TransitH2 zu Gunsten der Eidgenossenschaft bzw. der Netznutzer im Inland (z.B. Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Vorkaufsrechte, Gewinnverwendung, Aufteilung von Investitionen) und SwissH2 (insb. Verwendung von Dividenden von TransitH2 sowie Gewinnen von SwissH2 zur Senkung der nachgelagerten Netzentgelte).
- Ggf. zusätzliche Koppelung der Einmalzahlung auch an ausreichend hohe Investitionen (z.B. im Umfang der Einmalzahlung) von Akteuren, die primär am Transit interessiert sind (namentlich FluxSwiss oder Fluxys, ggf. Snam).

In der Betriebsphase erhält SwissH2, so sie nachhaltige Gewinne zu erzielen vermag, anteilig zu der von ihr erbrachten EK-Einlage Dividendenausschüttungen, welche diese zur diskriminierungsfreien Reduktion der nachgelagerten Netzentgelte im Inland einsetzt.⁶⁷

Die Höhe der Einmalzahlung leitet sich von den Bedürfnissen der TransitH2 ab: Je mehr Mittel diese benötigt, welche nicht von FluxSwiss oder Swissgas aufgebracht werden, desto höher die Einlagen, welche von der SwissH2 benötigt werden. Ob das Projekt zustande kommt, liegt dann daran, ob die EVU der Kantone und Gemeinden genug Mittel aufbringen, welche vom Bund entsprechend vergrössert werden.

⁶⁶ Gemäss der Analyse von CMS (2025) dürfte eine Unterscheidung zwischen Inlands- und Transitzapazitäten sowohl im Hinblick auf den regulatorischen Rahmen für den Netzzugang als auch die Netzentgelte nicht mit den Vorgaben des europäischen Energieregulierungsrechts vereinbar sein.

⁶⁷ Es ist auch denkbar, dass diese Gewinne als Rückzahlung an den Bund zurückfliessen.

Falls sich eine ähnliche Bottom-up vertikal integrierte Eigentümerstruktur, in welcher die Gasnetze in Besitz der Netzbetreiber auf den tieferen Transportebenen bzw. schlussendlich der Gemeinden sind, ergibt wie beim Gasmarkt, werden somit die Gemeinden, welche eine Wasserstoffversorgung benötigen und die diesbezüglichen lokalen Versorger besitzen, über die Unternehmen für die Bereitstellung des Kapitals der Schweizer Anteils («SwissH2») zuständig sein. Ihre Investitionskosten werden durch die Förderung des Staates verringert, was zu tieferen Netznutzungsentgelten führt.

Regulatorische Kompatibilität

- Die Variante setzt entsprechende spezialgesetzliche Grundlagen voraus, welche die relevanten EU-Bestimmungen ins Schweizer Recht überführen und die Möglichkeit einer gekoppelten Förderung des Bundes schaffen. Zudem wären die Rechte des Staates in den Unternehmensstatuten zu verankern (z.B. Versorgungssicherheit, Vorkaufsrechte, Mitbestimmung bei strategischen Entscheiden, Verwendung von Dividenden).
- Die EU-Kompatibilität ist grundsätzlich möglich (vgl. auch Ausführungen in CMS, 2025). Hervorzuheben ist, dass eine Einflussnahme des Bundes auf die Statuten der TransitH2 oder der SwissH2 keinen EU-energieregulatorischen Einschränkungen unterliegt. Die Zulässigkeit der Einräumung von Recht zugunsten des Bundes dürfte sich in erster Linie nach nationalen Vorschriften richten.

Vorteile

- Die Aufteilung der Investitionen zwischen der Schweizer Versorgung via SwissH2 und dem Transit via FluxSwiss und ggf. weiteren sollte dem Optimum entsprechen, da diese anhand der Zahlungsbereitschaft bzw. zukünftig nachgefragten Menge aufgeteilt werden. Wenn FluxSwissH2 genügend Potential für die Transitleitung sieht und dadurch eine höhere Investitionsbereitschaft hat, will diese einen möglichst hohen Anteil des Kapitals von TransitH2 zur Verfügung stellen. Dies würde wiederum die Kosten der Kantone und Gemeinden (über SwissH2) und des Bundes senken.
- FluxSwiss hat den Anreiz, die Transitleitung hinsichtlich der Ausbauvarianten und Leitungskapazität (vgl. Abschnitt 2.2.1) möglichst effizient zu dimensionieren.
- FluxSwiss hat den Anreiz den Bau der Wasserstoffleitung zeitlich so zu planen, dass die Gewinne maximiert werden. Die Variante hat eine sehr hohe Anreizkompatibilität für die FluxSwiss, da sie ihre Investitionsbereitschaft offenbaren muss.
- Der Staat muss sich nach der Zahlung der Förderung nicht mehr weiter mit der Transitleitung beschäftigen und es ist kein finanzielles Reporting nötig.⁶⁸ Der administrative Aufwand ist minimiert bzw. den Eignern von SwissH2 überlassen.

⁶⁸ Davon ausgenommen ist ein möglicher zusätzlicher Aufwand, der sich aus dem EU-Recht ergeben könnte, insbesondere im Hinblick auf eine Regulierung zur Entflechtung, Kapazitätsvergabe und Tarifregulierung, welcher gegebenenfalls von der ElCom übernommen werden könnte.

- Die Förderung hat den Vorteil, dass sie zu proportional höheren Eigentumsanteilen der SwissH2 führt, die für tiefere Nutzungsgebühren eingesetzt werden. Eine erfolgreiche Entwicklung führt somit nicht zu höheren Renditen Dritter, sondern zu tieferen Nutzungsgebühren.
- Die Ausgaben für den Staat sind abhängig von der Beteiligung von SwissH2 an Transith2. Deren Höhe ist klar vom Zeitpunkt an, an welchem die Höhe der Beteiligung von FluxSwiss an Transith2 bestimmt ist. Der Staat erhält dieses Geld nicht mehr zurück und hat aber auch keine Unsicherheit über zukünftige Ausgaben. Die Risiken bezüglich der Entwicklung des Wasserstoffmarktes werden von den Investoren (SwissH2 und FluxSwissH2) getragen.
- Durch die diskriminierungsfreie Reduktion der Netzentgelte im Inland sinken die Transportkosten und die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff in der Schweiz steigt.

Nachteile

- Das Modell führt je nach Investitionsbereitschaft von FluxSwiss zu einem deutlich höheren Kapazitätsanteil von SwissH2, als dies für die Sicherung des Imports in die Schweiz notwendig wäre.
- Für den Bund fallen in jedem Fall Kosten an, auch bei erfolgreichem Hochlauf.
- Die Variante ist nicht vollständig verursachergerecht, da die Steuerzahler im Umfang der Einmalzahlung die Netznutzer im In- und Ausland subventionieren.
- Ob die Transitleitung gebaut wird, hängt in dieser Variante stark davon ab, wie hoch die Investitionsbereitschaft von FluxSwiss und den Aktionären von SwissH2 liegt.
- Die Mengen- und Preisrisiken bestehen für die Investoren weiterhin. Auch mit staatlicher Förderung verbessert sich die Bankfähigkeit («Bankability») der Transitleitung nur marginal. Es ist daher wahrscheinlich, dass alle Mittel zum Bau der Leitung durch Eigenkapital (darin eingeschlossen die Förderung an SwissH2) aufgebracht werden müssen. Entsprechend fällt der Hebel einer FK-Finanzierung mindestens in der Anfangsphase weg.
- Falls die Investitionsbereitschaft von Gemeinden und Kantonen über der von ihnen benötigten Investitionssumme liegt, kommt es zu einem Verdrängungseffekt (Crowding-out von Kantons- und Gemeindemitteln).⁶⁹
- Eine Schwierigkeit ist die vorausschauende Bestimmung der Förderhöhe, da sich der Betrag endogen insb. durch die Investitionsbereitschaft von FluxSwiss ergibt.

⁶⁹ Falls z.B. der Bund die Einlagen der Gemeinden und Kantone bzw. deren EVU in SwissH2 verdoppelt und von SwissH2 Einlagen von EUR 700 Mio. in Transith2 gefordert sind, werden die Gemeinden und Kantone höchstens EUR 350 Mio. beitragen, auch wenn deren Investitionsbereitschaft darüber liegen sollte. Bei einer Investitionsbereitschaft von EUR 500 Mio. würde der Verdrängungseffekt beispielsweise EUR 150 Mio. betragen.

- Es gibt nur implizite Anrechte an der Konkursmasse zu Gunsten der Gemeinden/ EVU bzw. der Aktionäre SwissH2. Es gibt keine Sicherheiten für Einmalzahlung, falls der Bau nicht abgeschlossen wird oder bei Einstellung des Betriebs.
- Wasserstoff wird durch die vergünstigten Netztarife gegenüber anderen Technologien bevorzugt.

Einordnung

Bei der Variante ergeben sich die notwendigen Einmalzahlungen endogen: Die Einlagen von FluxSwiss (Kapitaleinlage) und Swissgas (Vermögenswerte, ggf. zusätzliche Kapitaleinlage) in TransitH2 bestimmen, wie hoch der Anteil der Investition von SwissH2 sein muss, in welche der Bund als Einmalzahlung einen Teil in Funktion der Einlagen von Gemeinden und Kantonen (direkt oder über ihre EVU) beisteuert. Die Einmalzahlung des Bundes hat EK-Charakter. Der Bund wird jedoch nicht selbst zum Aktionär, stattdessen erhalten die investierten Gemeinden und Kantone einen entsprechend höheren Anteil an SwissH2 bzw. TransitH2.

Die Variante kommt nur zustande, wenn die wesentlichen Akteure, insbesondere FluxSwiss und die zu versorgenden Regionen über ihre EVU, ein echtes Interesse am Wasserstoffanschluss zeigen. Beteiligt sich FluxSwiss in wesentlichem Umfang, spricht dies für die Nachhaltigkeit des Investments (das Erreichen eines etablierten Markts wird als realistisch eingeschätzt). In dem Fall hätte die FluxSwiss auch ein Interesse, dass die Einmalzahlung nicht zu hoch ausfällt. In dem Fall sind auch die Anreize, effizient zu dimensionieren und zu bauen, maximal gegeben. Aus Sicht FluxSwiss verbessert die Einmalzahlung allerdings nicht die Rentabilität ihrer Investition, sondern lediglich der Umfang der einzuschliessenden Mittel. Das Interesse, überhaupt Geld einzuschliessen, leitet sich aus der Vermarktung des Transitgeschäfts ab und von der Erwartung eines erfolgreichen Wasserstoff-Hochlaufs.

Der Vorteil der Variante liegt darin, dass der Staat von Beginn an weiss, wie viel er zahlen muss, und danach keine zusätzlichen Umsetzungskosten anfallen. Die Variante ist allerdings nicht vollständig verursachergerecht, da Steuerzahler in jedem Fall Netznutzer subventionieren und die Variante inflexibel ist gegenüber Hochlaufgeschwindigkeit und technologischen Änderungen. Die Förderung von Wasserstoffnetzen über Einmalzahlungen wird bereits in Belgien, Frankreich und in den Niederlanden angewendet (siehe Abschnitt 4.2.1).

5.3.2 Variante V2: Gekoppeltes, bedingtes Darlehen

Funktionsweise und Ausgestaltung

Für den Bau der Pipeline erhält TransitH2 ein bedingt rückzuzahlendes, bedingt zinsloses oder zinsgünstiges Darlehen⁷⁰ vom Bund, das über die Vermögenswerte von TransitH2

⁷⁰ Das Darlehen kann zinslos, zinsgünstig oder mit möglicher Stundung der Zinszahlungen bis zum Hochlauf strukturiert werden.

abgesichert wird (eingebracht, neu gebaut). Das Darlehen des Bundes ist gekoppelt an analoge Darlehen oder besser EK-Einlagen von Kantonen und/oder Gemeinden. Eine Mitfinanzierung von Kantonen oder Gemeinden erhöht die Verursachergerechtigkeit (Gemeinden und Kantone mit Interesse/Nachfrage nach Wasserstoff zahlen) und entspricht der Wasserstoffstrategie, wonach die Finanzierung in erster Linie Aufgabe der Branche und der Eigentümer der Unternehmen (insb. Gemeinden) ist, und eine Absicherung durch den Bund nur subsidiär angedacht ist.

Bei Erreichen des etablierten Marktes werden Zinszahlungen und sowie die gestaffelte Rückzahlung des Darlehens fällig. Das Erreichen des etablierten Marktes (Triggerevent), die Höhe der Zinszahlungen sowie der Rückzahlungsmechanismus sind dafür zu definieren.

Ein zinsloses oder zinsgünstiges Darlehen führt zu Anreizen der Eigentümer, möglichst viel FK aufzunehmen und auf eine möglichst späte Erfüllung des Triggerevents zur Feststellung des Erreichens des etablierten Marktes zu pochen. Entsprechend könnte z.B. eine Maximalquote des zu gewährenden Darlehens am Eigenkapital festgesetzt werden (z.B. gedeckelt durch das eingebrachte EK). Der Triggerevent sollte sich an möglichst eindeutigen, für alle Seiten beobachtbaren, möglichst exogen Grössen orientieren.

Regulatorische Kompatibilität

- Im Schweizer Recht wäre zusätzlich zu den regulatorischen Elementen von V1 die formellgesetzliche Grundlage für ein gekoppeltes, in einer Übergangszeit zinslose oder zinsgünstige Darlehen zu schaffen. Die statutarischen Vorgaben könnten weniger umfassend ausfallen.
- Die EU-Kompatibilität ist gegeben (vgl. auch Ausführungen in CMS, 2025). Das Darlehen unterliegt keinen energieregulatorischen Einschränkungen. Jedoch wäre der Tatbestand einer Beihilfe erfüllt, da zinslose oder zinsgünstige Darlehen nicht marktüblich sein werden. Die Massnahme müsste daher, sofern sie unter das europäische Beihilferecht fällt bzw. dieses anwendbar ist, vor ihrer Gewährung bei der EU-Kommission angemeldet und von dieser genehmigt werden. Voraussichtlich würde dies im Kontext der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) erfolgen. Diese sehen die Möglichkeit der Vergabe von Beihilfen für Energieinfrastruktur vor. So wurde auch bereits die Förderung des deutschen Wasserstoffkernnetzes anhand dieses Abschnittes der KUEBLL durch die EU-Kommission geprüft und anschliessend genehmigt.

Vorteile

- Bei erfolgreichem Hochlauf erhält der Staat das gesamte Darlehen inklusive Zinszahlungen zurück, wodurch keine Kosten für den Staat entstehen, und die Verursachergerechtigkeit gewährleistet ist.
- Soweit ein relevantes Risiko besteht, dass die künftigen Netzentgelte nicht zur Deckung der Kosten ausreichen werden, besteht ein Anreiz, die Transitleitung hinsichtlich der

Ausbauvarianten und Leitungskapazität (vgl. Abschnitt 2.2.1) möglichst effizient zu dimensionieren und effizient zu betreiben.

- Die Eigentümer haben den Anreiz, den Bau der Wasserstoffleitung zeitlich so zu planen, dass die Verlustrisiken minimiert werden.
- Die Absicherung durch Vermögenswerte kann das Risiko für den Bund im Fall eines unzureichenden Markthochlaufs verringern.

Nachteile

- Der Staat muss zu Beginn eine hohe Summe aufwenden, um das Darlehen zu ermöglichen.
- Der Zeitpunkt und die Höhe des zurückgezählten Darlehens sind mit hoher Unsicherheit verbunden, wobei diesbezügliche Regeln noch zu definieren sind.
- Bei einem Scheitern des Wasserstoffhochlaufs kann es zu sehr hohen Kosten kommen, welche von den Steuerzahlern getragen werden müssen.
- Geringer Anreiz der Transith2, eine private, marktgerechte Finanzierung zu beantragen.
- Die implizite Kostenregulierung kann, falls die Transith2 von einem erfolgreichen Hochlauf ausgeht und die einsetzenden Zinsen zu tief bemessen sind, zu problematischen Anreizwirkungen führen (tendenziell Wahl einer zu kapitalintensiven Variante, Verwendung eines möglichst hohen Leverage zur Maximierung der EK-Rendite).
- Es gibt Mitnahmeeffekte, wenn die Eigentümer von Transitgas bereit gewesen wären, das Kapital eigenständig aufzubringen oder Sicherheiten für Bankkredite zu hinterlegen.
- Die Mengen- und Preisrisiken bestehen für die Investoren immer noch.

Einordnung

Entscheidend bei dieser Variante sind der Anteil des Bundesdarlehens im Vergleich zum eingebrachten Eigenkapital und etwaiger Darlehen von Kantonen und Gemeinden sowie die Rückzahlungs- und Zinsbedingungen. Die Variante ist geeignet, wenn grundsätzlich ein profitabler Business Case⁷¹ besteht, aber das Finanzierungsrisiko über Private und Banken zu gross ist und der Staat bereit ist, einen Teil des Risikos zu tragen. Der Vorteil dieser Variante liegt darin, dass bei einem erfolgreichen Hochlauf keine Kosten anfallen und die diesbezüglichen Kriterien eine gewisse Flexibilität erlauben. Wenn der Markthochlauf misslingt, kann diese Variante allerdings zu hohen Kosten für die Steuerzahler führen. Für den Staat gibt es eine grosse Unsicherheit ob und wann er das Darlehen zurückgezahlt

⁷¹ Ein «profitabler Business Case» liegt vor, wenn die erwarteten Einnahmen eines Projekts unter realistischen Annahmen langfristig die laufenden Betriebskosten sowie die anfänglichen Investitionen decken und darüber hinaus eine angemessene Kapitalverzinsung ermöglichen.

bekommt. Eine Förderung über ein bedingt rückzahlbares Darlehen kommt zurzeit auch in Frankreich zur Anwendung (siehe Abschnitt 4.2.1.5).

5.3.3 Variante V3: Kombination von Bürgschaft und Darlehen

Funktionsweise und Ausgestaltung

Für die Bauphase beantragt die TransitH2 private Bank-Kredite, welche zu hohen Teilen durch eine Bürgschaft des Bundes abgesichert werden (um die «Bankability» herzustellen). Zu Beginn der Betriebsphase wird das Bankdarlehen oder einzelne Kredittranchen durch ein gekoppeltes, bedingt zinsloses oder zinsgünstiges Darlehen vom Staat an die Transitsgesellschaft, welches durch die Vermögenswerte von TransitH2 abgesichert ist, ersetzt. Die Finanzierung kann somit aus einer Mischung aus Darlehen vom Staat und weiterhin durch eine Bürgschaft gesicherter privater Bankkredite erfolgen. Bei Erreichen des etablierten Marktes werden Zinszahlungen und sowie die gestaffelte Rückzahlung des Darlehens fällig (analog Variante 2) ⁷².

Regulatorische Kompatibilität

Analog V2, wobei Bürgschaften den Tatbestand der Beihilfe voraussichtlich ebenfalls erfüllen würden. Auch hier käme es auf die Marktüblichkeit der Bürgschaft an, insbesondere auf den Umfang der Bürgschaft (über 80%) und ob hierfür eine marktübliche Avalprovision gezahlt wird.

Vorteile im Vergleich zu V2

- Die Bau- bzw. Businesspläne werden auch von der Bank geprüft.
- Diese haben einen Anreiz, einen erfolgreichen Bau zu begünstigen, da die Bürgschaft nur in dem Fall abgelöst wird.
- Das Darlehen des Bundes kann später erfolgen.
- Falls der etablierte Markt schon mit Bauende erreicht wird (z.B. aufgrund hoher Transitvolumen), muss das Darlehen ggf. gar nicht gewährt werden.

Nachteile im Vergleich zu V2

- Die Variante ist etwas komplexer.
- Der Darlehensbetrag fällt voraussichtlich um die angefallenen Bankzinsen höher aus.
- Der Staat trägt in der Bauphase durch die Bürgschaft einen grossen Teil des Risikos, verdient aber nicht an den Zinsen. ⁷³

⁷² Mit einer Bundesbürgschaft wären die Banken zwar grundsätzlich bereit, ein längerfristiges Darlehen zu vergeben, jedoch würden die Kosten für die Endkunden durch die Zinsen zu Beginn der Hochlaufphase ohne weitere Massnahmen prohibitiv hoch.

⁷³ Es wäre an dieser Stelle auch denkbar, dass der Bund einen Anteil der Zinsen der Bank erhält.

Einordnung

Die Einordnung von Variante V2 kann auch auf V3 übertragen werden. Zusätzlich sind hier noch die Bedingungen der Bürgschaft (u.a. Zins und Höhe der Bürgschaft) entscheidend. Die Variante ist besser geeignet als V2, wenn der Staat das Darlehen möglichst spät auszahlen will und davon ausgeht, dass ein schneller als erwarteter Hochlauf die kommerziellen Risiken soweit verringert, dass die Bankkredite nicht abgelöst werden müssen bzw. die Transith2 die Zinszahlungen leisten können wird. Die Variante ist weniger geeignet, wenn die Bürgschaftsbedingungen der Bank (z.B. kein Zins und Höhe Bürgschaft) unvorteilhaft sind und der Staat nicht auf zusätzliche Zinseinnahmen verzichten möchte.

5.3.4 Variante V4: Gekoppelte Wandelanleihe

Funktionsweise und Ausgestaltung

Bei dieser Finanzierungsoption stellt der Bund Darlehen in der Form von Wandelanleihen zur Verfügung, um den Bau der Infrastruktur zu finanzieren. Wie bei V2 sind die Wandelanleihen des Bundes gekoppelt an analoge Wandelanleihen oder Darlehen von Kantonen und/oder Gemeinden.

Bei erfolgreichem Hochlauf bzw. bis zum Ende der Laufzeit kann der Darlehensgeber entscheiden, ob das Darlehen zurückgezahlt oder gemäss den zu Beginn festgelegten Bedingungen in eine Kapitalbeteiligung umgewandelt werden soll. Der Bund würde im Falle einer Wandlung eine zeitnahe Veräusserung der Kapitalbeteiligung anstreben.

Für die Festlegung der Anreize werden im Darlehensvertrag finanzielle, operative und wandlungsbezogene Covenants definiert:

- Erstere stellen sicher, dass das Projekt auf einer soliden finanziellen Basis steht. Sie stützen sich auf Kennzahlen ab wie Mindest-Eigenkapitalquote zur Verhinderung einer übermässigen Fremdfinanzierung, Zinsdeckungsgrad (Interest Coverage Ratio) oder Cashflow-Anforderungen.
- Operative Covenants begrenzen unternehmerische Risiken und schützen die Interessen der Gläubiger, indem sie den Verwendungszweck der Mittel, die Veräusserungsbeschränkungen und die Regelungen für den Fall von Fusionen oder Übernahmen festlegen.
- Die Umwandlung in Aktien ist durch Mindest- und Höchstwandlungsquoten geregelt und kann nur innerhalb eines definierten Zeitraums erfolgen. Die fehlende Börsennotierung macht die Festlegung der Bedingungen für ein Umwandlung der Wandelanleihen komplexer. Als Bewertungsmechanismus für die Wandlung kann eine externe Bewertung durch Wirtschaftsprüfer oder Gutachter erfolgen. Andere Varianten sind Bewertungen anhand von EBITDA-, Umsatz- oder Gewinn-Multiplikatoren oder ein Peer Group Vergleich. Da die Wandlung unsicherer ist als bei börsennotierten Unternehmen, wird oft eine höhere Mindestverzinsung (Risk Premium/Aufschlag) vereinbart.

Die Ausstiegsmöglichkeiten bei einem Weiterkauf oder Rückkaufrechte müssen klar definiert sein. Erhöhte Investorenschutzrechte und Informationsrechte (z.B. regelmässige Berichterstattung, Einsichtsrechte in Bücher und Geschäftsentwicklung) für den Bund garantieren in diesem Zusammenhang die Mitspracherechte bei wichtigen Entscheidungen (z.B. Dividenden, Kapitalerhöhungen, Verkauf des Unternehmens).

Regulatorische Kompatibilität

Analog wie Darlehen in V2, wobei spätere Beteiligungen des Bundes und der Kantone und/oder der Gemeinden die Entflechtungsvorgaben einhalten müssen.

Vorteile im Vergleich zu V2/V3

- Der Bund profitiert von möglichen Gewinnchancen.
- Es bestehen Anreize zur vorzeitigen Ablösung der staatlichen Beteiligung.
- Sollte sich die Nutzung der Pipeline nicht wie erwartet entwickeln, kann der Bund mit der Umwandlung der Wandelanleihe in eine Beteiligung strategischen Einfluss auf den Wasserstoffnetzausbau behalten.

Nachteile im Vergleich zu V2/V3

- Die Risiken des Business Case bleiben trotz staatlicher Beteiligung.
- Da der Bund am Wertzuwachs beteiligt ist, wird das Projekt für die Investoren weniger attraktiv.
- Die Komplexität der Eigentümerstruktur erschwert das Beteiligungsmanagement.
- Die staatliche Beteiligung kann die Entscheidungsfreiheit anderer Investoren einschränken.

Einordnung

Der Bund sichert sich mit seinem Einsatz eine Gewinnmöglichkeit. Trotz staatlicher Beteiligung bleibt das Investitionsrisiko für die übrigen Investoren hoch. Wandeldarlehen reduzieren das Risikoprofil des Business Case für den Wasserstoffnetzbau nicht, reduzieren jedoch die Gewinnpotenziale der Investoren, da sie diese mit dem Bund teilen müssen. Ebenfalls ist die Komplexität in Bezug auf das Beteiligungsmanagement und die Eigentümerstruktur erhöht.

Darüber hinaus dürfte sich die Umsetzbarkeit einer Wandelanleihe für den Bund herausfordernder als andere Varianten gestalten. Zum einen würde der Bund zumindest vorübergehend (Mit-)Eigentümer der Infrastrukturen, wodurch sich Fragen der Corporate Governance ergeben. Zum anderen stellen sich Fragen, in welchen Fällen tatsächlich von einem Wandelrecht Gebrauch gemacht werden soll und auf welcher Ebene ein solcher Beschluss angesiedelt wäre.

5.4 Fazit

Die Umsetzungsvarianten stellen verschiedene Förder- und Absicherungsinstrumente dar, mit denen der Bund in unterschiedlichen Rollen agieren kann – von regulatorischen Erleichterungen (V0) über direkte Investitionsförderungen (V1) bis hin zu Darlehen (V2), Bürgschaften (V3) oder Wandelanleihen (V4).

Aus Sicht des Staats hängt der Variantenentscheid massgeblich davon ab, wie wichtig eine frühzeitig fertiggestellte Wasserstoffanbindung ist und wie viel Risiko er bereit ist zu tragen:

- **Je weniger zeitkritisch der Anschluss ist**, desto eher scheint sich **Variante V0** anzubieten, welche den Investoren Erleichterungen bringt. Der Bund muss kein eigenes Geld in die Hand nehmen und überlässt das Timing den Akteuren. Er muss jedoch auch mit der Möglichkeit leben können, dass die Anbindung später oder gar nie erfolgt – selbst wenn der Markthochlauf in Europa gelingt. Die Variante V0 ist jedoch nur realisierbar, falls mit der EU im Rahmen eines Abkommens substanzielle Ausnahmen vom EU-Recht ausgehandelt werden können (namentlich für einen längeren Zeitraum keine Tarif- und Entflechtungsvorgaben). Die Realisierungschancen hierfür erscheinen eher gering, da ein vollständiger Dispens von der EU-Regulierung durch die EU-Kommission als unwahrscheinlich erscheint (vgl. hierzu Ausführungen in CMS, 2025).
- **Die Variante V1** mit einem Investitionsbeitrag, der Gewinnbeteiligungen zur Senkung der Netzentgelte in der Schweiz sichert, **bringt demgegenüber eine gewisse Beschleunigung**, baut aber stark auf der Investitionsbereitschaft der übrigen Akteure auf und setzt insbesondere auch ein klares Interesse der Gemeinden und Kantone voraus. Die Wandelanleihe in **Variante V4** weist ähnliche Eigenschaften und Anreizstrukturen auf, indem an einem erfolgreichen Markthochlauf auf finanziell partizipiert werden kann. Im Erfolgsfall gehen die staatlichen Mittel in V1 in Form tieferer Netznutzungsentgelte an die Netznutzer, während sie in V4 dem Staat eine Kapitalbeteiligung sichern mit der Idee, die Beteiligung zeitnah am Markt zu veräussern.
- Will der Bund **einen schnelleren Ausbau** und ist bereit dazu, die Verlustrisiken in substanziellem Umfang zu übernehmen, bieten sich bedingt zinslose oder zinsgünstige Darlehen (**Variante V2**) an, ggf. kombiniert mit Bürgschaften (**Variante V3**).

A Bewertung der Instrumente

A.1 Bewertungskriterien

Abbildung 15 zeigt die nachfolgend herangezogenen Bewertungskriterien.

Abbildung 15: Beurteilungskriterien



Quelle: Eigene Darstellung

Die Instrumente werden anhand der obigen Kriterien in einer Fünferskala mit Ausprägungen zwischen 0 und 4 Punkten bewertet wie folgt:

Tabelle 12: Bewertung der Instrumente

Bewertung	Beschreibung
● ● ● ●	Niedrig
● ● ● ●	Niedrig - Mittel
● ● ● ●	Mittel
● ● ● ●	Mittel - Hoch
● ● ● ●	Hoch

Quelle: Eigene Darstellung

A.2 Bewertung der Instrumente aus der engeren Auswahl

A.2.1 Kapazitätsbuchungen

Abbildung 16: Bewertung Kapazitätsbuchungen

Kriterium	Bewertung	Kommentar
Effektivität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Mengenrisiko wird zielgerichtet verringert. Zu definieren, inwieweit bzw. in welchem Ausmass auch die Preisrisiken abgesichert werden
Effizienz	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Garantierte Einnahmen für Investoren Risiko von Moral Hazard: Der Betreiber könnte wenig oder keine Anreize haben, seine Kapazitäten effizient zu verkaufen, wenn der Staat für die ungenutzten Kapazitäten zahlt, insbesondere wenn die staatliche Vergütung besser ist als durch private Akteure. Risiko der Überdimensionierung der Pipeline
Wettbewerbsneutralität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Wenn die Vergütung des Staates zu hoch ist, kann dies Auswirkungen auf den Wettbewerb haben. Wenn der Bund Kapazitäten höchstens zu Marktpreisen bezieht, bleibt die Wettbewerbsneutralität weitgehend gewahrt. Zielkonflikt, falls Marktpreise nicht kostendeckend ausfallen.
Flexibilität und Anpassungsfähigkeit	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Generell ist das Instrument über die Jahre recht flexibel und kann den Marktbedingungen angepasst werden (Umfang der Kapazitätsbuchung, Preishöhe). Eine Begrenzung des Instruments z.B. bis ins Jahr 2040 kann die Anreizsituation verbessern, führt aber zu eingeschränkter Flexibilität.
Tiefe Vollzugskosten	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Die Festlegung der Höhe der Buchungen und Bezahlung der Mittel erfordert einen gewissen Verwaltungsaufwand. Je nach Verwendung der vom Staat gebuchten Kapazitäten kann auch dies mit erheblichem Verwaltungsaufwand verbunden sein.
Verursacherge- rechtigkeit	Inlandanteil ● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Die Allgemeinheit, welche die Bestellerin ist, trägt die finanziellen Lasten über Steuermittel.
	Transit ● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Wenn das Instrument auch auf das Transitgeschäft angewendet wird, werden in diesem Fall die Kosten, die von den Verbrauchern in anderen Ländern getragen werden müssten, von der Schweizer Bevölkerung getragen.

Quelle: Eigene Darstellung

A.2.2 Begünstigende Rahmenbedingungen

Abbildung 17: Bewertung Begünstigende Rahmenbedingungen

Kriterium	Bewertung	Kommentar
Effektivität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Fehlende Übernahme von Risiken durch den Bund erschwert Ohne Förderung ist der Business Case weniger profitabel Begünstigende Rahmenbedingungen können Bau der Wasserstoffleitung attraktiver machen
Effizienz	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Beim Staat fallen in keinem Fall Kosten an Die Investoren haben Anreize, effizient zu bauen Die Investoren haben langfristige Anreize zur Effizienzsteigerung oder Kostenminimierung
Wettbewerbsneutralität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Der Staat greift nicht in den Wettbewerb ein Wasserstoff wird gegenüber anderer Technologien nicht bevorzugt
Flexibilität und Anpassungsfähigkeit	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Der Staat hat keine Möglichkeit auf die Geschwindigkeit des Markthochlaufs oder technologische Änderungen zu reagieren Förderung bzw. Reevaluation zu späterem Zeitpunkt möglich
Tiefe Vollzugskosten	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Für den Staat fallen keine nennenswerten Vollzugskosten an
EU-Kompatibilität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> EU-Kompatibilität ist nicht gegeben. Ein vollständiger Dispens von der EU-Regulierung erscheint als unwahrscheinlich und muss daher in einem Abkommen vorgängig zur Investition gesichert werden.
Verursacherechtigkeit	Inlandanteil ● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Kosten der Transitleitung werden von den Nutzern (oder den Investoren) getragen. Die Steuerausfälle werden eingesetzt, um politisch gewünschte Infrastrukturen zu bauen.
	Transit ● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich Nutzerfinanziert, Steuerausfälle werden für Belange Dritter eingesetzt.

A.2.3 Bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung

Abbildung 18: Bewertung bedingt rückzuzahlende Einmalzahlung



Kriterium	Bewertung	Kommentar
Effektivität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Verringert die Investitionskosten und erhöht dadurch die Projektrentabilität (jedoch unklar ob damit die Investition rentabel wird oder ggf. gar zu rentabel – deshalb eine bedingte Rückzahlbarkeit) Limitiert durch den einmaligen Charakter Schnelle und frühzeitige Hilfe an Investoren

Effizienz		<ul style="list-style-type: none"> Sowohl mit als auch ohne Rückzahlung haben Investoren Anreize, effizient zu bauen
		<ul style="list-style-type: none"> Ebenso haben die Betreiber Anreize, die gebaute Pipeline effizient zu betreiben und zu vermarkten.
		<ul style="list-style-type: none"> Die Rückzahlbarkeit kann die langfristigen Anreize zur Effizienzsteigerung oder Kostenminimierung mindern.
Wettbewerbsneutralität		<ul style="list-style-type: none"> Das Instrument wird als wettbewerbsneutral eingestuft, auch im Vergleich zu anderen Instrumenten, die eine Wirkung auf den Markt haben können.
Flexibilität und Anpassungsfähigkeit		<ul style="list-style-type: none"> Sobald sie ausgezahlt ist, kann das Instrument nicht mehr angepasst werden (es verbleiben Möglichkeiten, die Rückzahlbarkeit anzupassen).
Tiefe Vollzugskosten		<ul style="list-style-type: none"> Zunächst geringer administrativer Aufwand, einfache Implementierung.
		<ul style="list-style-type: none"> Festlegung von Rückzahlungskriterien und diesbezüglicher Überwachung aufwändiger
EU-Kompatibilität		<ul style="list-style-type: none"> EU-Kompatibilität grundsätzlich gegeben, sofern spezialgesetzliche Grundlagen geschaffen werden, um die relevanten EU-Bestimmungen ins Schweizer Recht überführen
		<ul style="list-style-type: none"> Förderung entspricht einer Beihilfe, erfordert daher Genehmigung der EU-Kommission wegen möglicher Beihilfeproblematik. Dürfte gemäss KUEBLL-Richtlinien gewährt werden.
Verursachergerechtigkeit	Inlandanteil	<ul style="list-style-type: none"> Die Kosten der Förderung werden auf alle Schweizer Steuerzahler abgewälzt
		<ul style="list-style-type: none"> Der Rückzahlungsmechanismus reduziert bei erfolgreichem Hochlauf die Belastung der Steuerzahler und erhöht die Verursachergerechtigkeit.
	Transit	<ul style="list-style-type: none"> Die Kosten der Förderung des Transits für Drittstaaten werden auf die Schweizer Steuerzahler abgewälzt
		<ul style="list-style-type: none"> Der Rückzahlungsmechanismus reduziert bei erfolgreichem Hochlauf die Belastung der Steuerzahler und erhöht die Verursachergerechtigkeit.

Quelle: Eigene Darstellung

A.2.4 Darlehen

Abbildung 19: Bewertung Darlehen

Kriterium	Bewertung	Kommentar
Effektivität		<ul style="list-style-type: none"> Senkt das notwendige Eigenkapital, wenn keine Bankdarlehen möglich sind
Effizienz		<ul style="list-style-type: none"> Fördert den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur durch eine risikogerechte Finanzierung

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abhängig von Höhe sowie Rückzahlungs- und Zinsbedingungen des Darlehens
Wettbewerbsneutralität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Private Finanzierungsalternativen könnten durch die staatliche Unterstützung unattraktiv werden. ▪ Mögliches Risiko von Mitnahmeeffekten bei bereits finanzierungsfähigen Unternehmen.
Flexibilität und Anpassungsfähigkeit	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Darlehenshöhe und Rückzahlungsmodalitäten können an Marktbedingungen angepasst werden. ▪ Triggerevent-Definition entscheidend
Tiefe Vollzugskosten	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verwaltung des Darlehens erfordert behördlichen Aufwand für Überwachung und Anpassung ▪ Notwendigkeit der Festlegung transparenter und überprüfbarer Rückzahlungsmechanismen ▪ Risiko hoher Verwaltungskosten bei komplexen Rückzahlungs- und Absicherungsmechanismen
EU-Kompatibilität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EU-Kompatibilität grundsätzlich gegeben, sofern spezialgesetzliche Grundlagen geschaffen werden, um die relevanten EU-Bestimmungen ins Schweizer Recht überführen ▪ Marktüblichkeit des Darlehens voraussichtlich nicht gegeben, erfordert daher Genehmigung der EU-Kommission wegen möglicher Beihilfeproblematik. Dürfte gemäss KUEBLL-Richtlinien gewährt werden.
Verursacherge-rechtigkeit	Inlandanteil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei fehlenden Markthochlauf können hohe Kosten anfallen, welche vom Steuerzahler getragen werden
	● ● ● ● oder	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei erfolgreichen Markthochlauf entstehen werden alle Kosten von den Nutzern getragen
	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indirekte Subventionierung der Nutzer durch nicht marktge-rechtes Darlehen
	Transit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Staat übernimmt das Risiko, ausländische Nutzer profitieren von Leitung
	● ● ● ● oder	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei erfolgreichen Markthochlauf entstehen werden alle Kosten anteilmässig von den ausländischen Nutzern getragen
	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indirekte Subventionierung der ausländischen Nutzer durch nicht marktgerechtes Darlehen

A.2.5 Bürgschaft auf Bankkredite

Abbildung 20: Bewertung Bürgschaft auf Bankkredite

Kriterium	Bewertung	Kommentar
Effektivität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduziert die Risiken der Fremdkapitalgeber, nicht aber der Eigenkapitalgeber, kann so helfen, ein Projekt «bankable» zu machen










		<ul style="list-style-type: none"> Ist somit wirksam, falls der Umfang des Eigenkapitals, welches die Investoren einzuschliessen bereit sind, für die Banken ausreichend ist und die Investoren bereit sind die kommerziellen Risiken für die Zinszahlungen in den Phasen 2 und 3a zu stemmen.
Effizienz	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Effizienzreize für Investoren, Betreiber und Vermarkter gegeben Wenn der Bund 100% des FK-Kredits inkl. Zinsen bürgt, hat die Bank keine Anreize, das Projekt im optimalen Umfang zu finanzieren. Bei schlechtem Geschäftsgang ggf. Anreize der Eigentümer, die Gesellschaft auszuhöhlen Der Bund muss nichts zahlen, wenn die Garantie nicht in Anspruch genommen werden soll. Umgekehrt fallen hohe Kosten an bei Inanspruchnahme der Garantie, insbesondere wenn ein hoher Fehlbetrag entsteht
Wettbewerbsneutralität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Das Instrument wird als wettbewerbsneutral eingestuft Es sollte keine grossen Auswirkungen auf den Markt haben.
Flexibilität und Anpassungsfähigkeit	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Kredit und die Garantie müssen ex ante festgelegt werden, Anpassungen müssen kompensiert werden.
Tiefe Vollzugskosten	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Eher geringer Verwaltungsaufwand für den Bund, da die Bank die Bewertung des Projekts übernimmt. Im Default-Fall ggf. grösserer Handlungsbedarf
EU-Kompatibilität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> EU-Kompatibilität grundsätzlich gegeben, sofern spezialgesetzliche Grundlagen geschaffen werden, um die relevanten EU-Bestimmungen ins Schweizer Recht überführen Marktüblichkeit der Bürgschaft voraussichtlich nicht gegeben, erfordert daher Genehmigung der EU-Kommission wegen möglicher Beihilfeproblematik. Dürfte gemäss KUEBLL-Richtlinien gewährt werden.
Verursacherechtigkeit	Inlandanteil ● ● ● ● oder ● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Wenn die Bürgschaft nicht aktiviert werden muss, werden die Kosten vollständig von den Nutzern getragen Im Falle eines Ausfalls werden dessen Kosten von der gesamten Gesellschaft und nicht nur von den Wasserstoffnutzern getragen.
	Transit ● ● ● ● oder ● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Wenn die Bürgschaft nicht aktiviert werden muss, werden die Kosten vollständig von den Nutzern getragen Im Falle eines Ausfalls müssen die Kreditausfallkosten der Auslandversorgung durch die Schweizer Steuerzahler getragen werden.

Quelle: Eigene Darstellung

A.2.6 Bürgschaft für Gesamtinvestitions-IRR

Abbildung 21: Bewertung Bürgschaft für Gesamtinvestitions-IRR

Kriterium	Bewertung	Kommentar
Effektivität	● ● ● ●	<ul style="list-style-type: none"> Reduziert die Investitionsrisiken substanziell und trägt so zu tieferen Finanzierungskosten

Effizienz		<ul style="list-style-type: none"> Investoren könnten risikobewusst und weniger effizient agieren Es müssen die richtigen Bedingungen festgelegt werden, um negative Anreize zu vermeiden (z.B., wenn der Bund nur einen Anteil deckt, haben Investoren höhere Effizienzanreize). Hohe Kosten für den Bund bei Inanspruchnahme der Garantie, insbesondere bei hoher Garantie In jedem Fall muss der Bund nichts zahlen, wenn die Garantie nicht in Anspruch genommen werden soll.
Wettbewerbsneutralität		<ul style="list-style-type: none"> Das Instrument wird als wettbewerbsneutral eingestuft Es sollte keine grossen Auswirkungen auf den Markt haben.
Flexibilität und Anpassungsfähigkeit		<ul style="list-style-type: none"> Dieses Instrument funktioniert unter verschiedenen Marktbedingungen.
Tiefe Vollzugskosten		<ul style="list-style-type: none"> Hoher Verwaltungsaufwand (Kreditwürdigkeitsprüfung, Verwaltungsarbeit im Falle eines Ausfalls), wenn der Bund für Eigenkapital bürgt. Eine strengere Regulierung und Überwachung sind notwendig.
EU-Kompatibilität		<ul style="list-style-type: none"> EU-Kompatibilität grundsätzlich gegeben, sofern spezialgesetzliche Grundlagen geschaffen werden, um die relevanten EU-Bestimmungen ins Schweizer Recht überführen Marktüblichkeit der Bürgschaft nicht gegeben, erfordert daher Genehmigung der EU-Kommission wegen möglicher Beihilfeproblematik. Dürfte gemäss KUEBLL-Richtlinien gewährt werden.
Verursacherge- rechtigkeit	Inlandanteil  oder 	<ul style="list-style-type: none"> Wenn die Bürgschaft nicht aktiviert werden muss, werden die Kosten vollständig von den Nutzern getragen Im Falle eines Ausfalls werden die Kosten von der gesamten Gesellschaft und nicht nur von den Wasserstoffnutzern getragen.
	Transit  oder 	<ul style="list-style-type: none"> Wenn die Bürgschaft nicht aktiviert werden muss, werden die Kosten vollständig von den Nutzern getragen Im Falle eines Ausfalls müssen die ungedeckten Kosten der Auslandversorgung vollständig durch die Schweizer Steuerzahler getragen werden.

Quelle: Eigene Darstellung

Aktennotiz

An: Swiss Economics
Herrn Urs Trinkner
Herrn Romain de Luze

Von: CMS Deutschland

Sache: Studie für das Bundesamt für Energie zur Absicherung von Investitionen zur Integration der Schweiz in das europäische Wasserstofftransportnetz

Betreff: Konformität von Förderinstrumenten mit europäischen Energieregulierungs- und Beihilferecht

Datum: 17.02.2025

I. Hintergrund: Studie für das Bundesamt für Energie

Swiss Economics ist vom Schweizer Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, eine Studie zum Thema "Absicherung von Investitionen zur Integration der Schweiz in das europäische Wasserstofftransportnetz" durchzuführen. Die Studie hat zum Ziel, die Investitionsbereitschaft der Branche für einen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Schweiz sowie die Frage zu untersuchen, ob eine Förderung durch den Bund notwendig ist. Darüber hinaus soll die Studie aufzeigen, welche staatlichen Förderungs- und Absicherungsinstrumente für Investitionen in Wasserstoffleitungen zur Integration der Schweiz in das europäische Wasserstofftransportnetz bestehen, wie sie die Risiken für den Bund minimieren und wie zielführend die Instrumente sind.

Swiss Economics hat im Zuge der Durchführung der Studie verschiedene Varianten der Förderung und Absicherung von Investitionen in Wasserstoffleitungen ermittelt und bittet darum, diese am Maßstab des europäischen Energieregulierungs- und Beihilfenrecht zu prüfen. Grundlage unserer Prüfung ist nachstehend dargestellter Sachverhalt, der sich aus folgenden uns zur Verfügung gestellten Unterlagen ergibt: (i) Zwischenbericht von Swiss Economics vom 02.12.2024, (ii) Präsentationen von Swiss Economics vom 30.01.2025 und 05.02.2025, (iii) E-Mail von Swiss Economics vom 13.02.2025.

II. Sachverhalt: Varianten der Förderung und Absicherung

Folgende Varianten der Förderung und Absicherung werden von Swiss Economics im Rahmen der Studie betrachtet:

1. Variante 0 (V0)

In einer V0 würde der Schweizer Bund keine finanziellen Mittel bereitstellen, sondern über ein Anreizsystem ein positives Umfeld für Investitionen schaffen. Dazu sollen sog. *Regulatory Holidays* gehören, also ein begrenzter Zeitraum bis zur Erreichung eines funktionierenden Wasserstoffmarktes, in dem es keine Zugangs- oder Entgeltregulierung gibt und auch keine Vorgaben zur Entflechtung. Daneben sollen Steuerbefreiungen erteilt werden und die Nutzung von öffentlichem Grund für den Betreiber der Wasserstoffinfrastruktur unentgeltlich möglich sein. Diese, möglicherweise im Widerspruch zum schweizerischen Wettbewerbsrecht stehenden Maßnahmen, sollen einem neuen Wasserstoffgesetz verankert werden, mit dem die Geltung des Wettbewerbsrechts eingeschränkt wird.

2. Varianten 1 bis 3 (V1 bis V3)

Die von Swiss Economics im Rahmen der Studie betrachteten Förderungs- und Absicherungsvarianten V1 bis V3 gehen von folgender Struktur aus:

Eine zukünftige schweizerische Wasserstofftransportleitung soll im Eigentum einer neu zugründenden TransitH2 stehen. Diese TransitH2 wird von der bereits bestehenden Transitgas AG (Transitgas), die die Erdgastransportleitung der Schweiz betreibt, horizontal entflochten sein und die Wasserstofftransportleitung betreiben.

TransitH2 wird ein Gemeinschaftsunternehmen der SwissH2 (hinter der die Schweizer Kantone und Gemeinden stehen; ähnlich wie derzeit bei der Swissgas AG) und der FluxSwiss SAGL (FluxSwiss), einem mehrheitlich von der belgischen Fluxys SA gehaltenen Unternehmen (vgl. Eigentümerstruktur der FluxSwiss auf Folie 5 der Präsentation vom 05.02.2025).

Während der **Projektierungsphase** wird erwogen, dass der Schweizer Bund die Errichtung der Wasserstoffinfrastruktur fördert: Der Bund beteiligt sich an wettbewerblichen Beschaffungen (z.B. die Beauftragung eines Planungsbüros oder von Ingenieuren) der Transitgas bzw. bei Voranschreiten der Projektierung der TransitH2, indem ein bestimmter Anteil (z.B. 30%) des Auftragsvolumens vom Bund übernommen wird. Damit soll kein Anreiz bestehen, eigene Kosten zu überhöhen, sondern weiterhin möglichst günstig beschafft werden.

In der **Bauphase** soll neue Wasserstoffnetzinfrastruktur durch TransitH2 gebaut werden; bestehende, derzeit im Eigentum der Transitgas stehende Vermögenswerte (z.B.

auf Wasserstoff umzustellende Erdgasleitungen) sollen TransitH2 von der Transitgas übertragen werden (z.B. zum Buchwert als EK-Einlage).

Mit Beginn der **Betriebsphase** wird TransitH2 im Rahmen des Betriebs der Wasserstoffinfrastruktur eine transparente und diskriminierungsfreie Vermarktung der Transportkapazität im Einklang mit europäischem Recht vornehmen (ggfs. wird die Kapazitätsvermarktung an einen Dienstleister übertragen).

Ausgehend von dieser Struktur unterscheidet Swiss Economics folgende Varianten (vgl. Folie 4 der Präsentation vom 05.02.2025):

- **V1:** In der **Bauphase** leistet der Schweizer Bund eine Förderung in Form einer gekoppelten (insbesondere gekoppelt an Investitionen der Kantone und Gemeinden bzw. Swissgas) Einmalzahlung an SwissH2, welche die erhaltene Zahlung als EK in die TransitH2 einbringt. In der **Betriebsphase** erhält SwissH2 anteilig zu der von ihr erbrachten EK-Einlage Dividendenausschüttungen, welche diese zur diskriminierungsfreien Reduktion der nachgelagerten Netzentgelte im Inland einsetzt.
- **V2:** In der **Bauphase** erhält SwissH2 ein gekoppeltes, bedingt zinsloses und rückzahlbares Darlehen (Zinszahlungen und Rückzahlung bedingt an Erreichen des etablierten Marktes) von Bund/Kantonen/Gemeinden, das über Vermögenswerte abgesichert wird.
- **V3:** In der **Bauphase** schließt SwissH2 private Darlehensverträge mit Banken ab, für die der Schweizer Bund bürgt. In der **Betriebsphase** (Markthochlaufphase) erhält SwissH2 ein gekoppeltes, bedingt zinsloses und rückzahlbares Darlehen (Zinszahlungen und Rückzahlung bedingt an Erreichen des etablierten Marktes) von Bund/Kantonen/Gemeinden, das über Vermögenswerte abgesichert wird, und die Bankdarlehen ablöst.

III. Fragestellungen

Wir sind von Swiss Economics gebeten worden, nachfolgende Fragen in einem Kurzgutachten zu beantworten:

1. Sind die Varianten (V0, V1-V3) mit den regulatorischen Anforderungen der EU (Netzplanung, Entflechtung, Netzzugang, Tarifierung, Marktordnung, Staatliche Beihilfen, Weiteres) vereinbar?
2. Insbesondere:
 - a) Können vom Bund Vorgaben gemacht werden, zu welchen Bewertungsgrundsätzen Vermögenswerten der Transitgas zur TransitH2 transferiert werden und ob es sich dabei um eine EK-Einlage handeln muss?
 - b) Können Dividendeneinnahmen zur Reduktion nachgelagerter Entgelte eingesetzt werden (z.B. via bestehende Dividendenflüsse)?
 - c) Ist es denkbar, dass der Bund Einfluss auf die Statuten nimmt (Verankerung der Rechte des Staates in den Unternehmensstatuten von TransitH2 oder SwissH2)?
3. Wäre eine vertragliche Unterscheidung zwischen Transit- und Inlandkapazitäten möglich? Können bei Bruchteilseigentum die jeweils zugeschiedenen Kapazitätsanteile nach unterschiedlichen Methoden verkauft werden (z.B. wie heute Vermarktung Transitzkapazitäten per Auktionen vs. Weiterverrechnung der Selbstkosten an untergelagerte Netze nach Nutzungsanteilen).

Vereinbarungsgemäß haben wir uns bei Beantwortung der Fragen auf die Darstellung etwaiger Hindernisse im Hinblick auf die Vereinbarkeit mit europäischem Energieregulierungs- und Beihilferecht im Sinne eines *Red Flag Reports* beschränkt.

IV. Zusammenfassung der Prüfungsergebnisse

Am Maßstab des europäischen Regulierungsrahmens, also der Richtlinie (EU) 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff und der Verordnung (EU) 2024/1789 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, dürften die als Variante V0 vorgeschlagenen *Regulatory Holidays* nicht mit europäischem Recht vereinbar sein. Denn weder der bis Ende 2032 nach europäischen Vorgaben zulässige sogenannte verhandelte Netzzugang noch die Möglichkeit, eine Ausnahme von der Regulierung zu beantragen lassen aus unserer Sicht ein gänzlich unreguliertes Marktumfeld zu.

Ebenso dürfte eine Unterscheidung zwischen Inlands- und Transitkapazitäten sowohl im Hinblick auf den regulatorischen Rahmen für den Netzzugang als auch die Netzentgelte nicht mit den Vorgaben des europäischen Energieregulierungsrechts vereinbar sein.

Die Varianten V1 bis V3 begegnen aus regulatorischer Perspektive keinen grundlegenden Bedenken. Im Hinblick auf die Verwendung von Dividendenausschüttungen durch SwissH2 zur diskriminierungsfreien Reduktion der nachgelagerten Netzentgelte im Inland hängt dies jedoch maßgeblich von der Netzentgeltberechnung auf Ebene der Transith2 ab.

Zu berücksichtigen ist, dass der Umfang der Geltung des europäischen Regulierungsrechts für die Schweiz Gegenstand eines noch zu schließenden Abkommens mit der Europäischen Union bzw. den betroffenen Mitgliedstaaten ist. Aus unserer Sicht ist offen, ob von europäischer Seite tatsächlich die vollständige Übernahme des regulatorischen Rechtsrahmens verlangt werden würde. Nach unserer Einschätzung könnten im Rahmen von Verhandlungen Argumente für eine Vereinbarung von *Regulatory Holidays* oder eine abgestufte Geltung des europäischen Regulierungsrahmens angeführt werden. Aus europäischer Perspektive dürfte dabei u.a. entscheidend sein, dass es bei der Gestaltung des Marktumfeldes in der Schweiz im Ergebnis nicht zu einer Quersubventionierung der Versorgung der Kunden im Inland zulasten der Transitkunden kommt.

Im Hinblick auf europäisches Beihilferecht dürften die in Erwägung gezogenen Varianten der Förderung und Absicherung jeweils den Tatbestand einer Beihilfe gem. Art 107 Abs. 1 AEUV erfüllen. Ob sich diese als genehmigungsfähig erweisen, hängt vom Prüfungsmaßstab ab, der sich erst aus einem noch zu schließenden Abkommen mit der Europäischen Union bzw. der betroffenen Mitgliedstaaten ergeben wird, sowie von der konkreten Ausgestaltung der Beihilfen im Einzelfall.

V. Rechtliche Erwägungen

Für die Prüfung haben wir in einem ersten Schritt unterstellt, dass das europäische Energieregulierungsrecht vollständig auf einen Wasserstoffhochlauf in der Schweiz und auf die oben dargestellten Varianten der Förderung und Absicherung anwendbar ist (unter 1.). Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Umfang der Geltung des europäischen Regulierungsrechts für die Schweiz von einem erst noch zu schließenden Abkommen mit der Europäischen Union bzw. den betroffenen Mitgliedstaaten abhängt. Vor diesem Hintergrund widmen wir uns in einem zweiten Schritt denkbaren Optionen der Schweiz im Rahmen entsprechender Verhandlungen (unter 2.), bevor die Varianten der Förderung und Absicherung abschließend im Lichte europäischen Beihilferechts betrachtet werden (unter 3.).

1. Vereinbarkeit mit europäischem Energieregulierungsrecht

Nachfolgend wird zunächst die oben unter III.1 gestellte Frage, also die Vereinbarkeit der Varianten V0 (unter a)) und sowie der Varianten V1 bis V3 (unter b)) mit europäischem Regulierungsrecht untersucht, wobei im Rahmen der Prüfung der Varianten V1 bis V3 auf die die oben unter III.2 aufgeworfenen Fragen eingegangen wird (unter b)bb) bis b)dd)). Abschließend wird die Frage III.3 nach der Zulässigkeit der Unterscheidung von Transit- und Inlandkapazitäten behandelt. Im Rahmen der Prüfung wird die vollständige Anwendung des europäischen Energieregulierungsrechts auf die oben dargestellten Varianten der Förderung und Absicherung unterstellt.

a) Variante V0

aa) Grundsätze

Die in Erwägung gezogenen *Regulatory Holidays*, also die Schaffung eines Umfeldes gänzlich ohne Regulierung für eine gewissen Übergangszeit bis zum Erreichen eines etablierten Wasserstoffmarktes, sind aus unserer Sicht nicht mit den Grundsätzen der Richtlinie (EU) 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff (Richtlinie (EU) 2024/1788), die von den europäischen Mitgliedstaaten bis August 2026 in nationales Recht umzusetzen ist, sowie der Verordnung (EU) 2024/1789 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff (Verordnung

(EU) 2024/1789), die in den europäischen Mitgliedstaaten unmittelbar anwendbares Recht ist, vereinbar.

Die in der europäischen Richtlinie (EU) 2024/1788 und Verordnung (EU) 2024/1789 enthaltenen Vorschriften sehen spätestens zum 01.01.2033 einen vollständig regulierten Wasserstoffmarkt vor, also insbesondere Vorgaben an die Mitgliedstaaten im Hinblick auf (i) den transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugang Dritter, (ii) Netzentgelte, deren Berechnungsmethoden regulatorisch bestimmt sind, und (iii) Entflechtung des Wasserstoffnetzbetriebs von den Wettbewerbsbereichen der Erzeugung und des Vertriebs.

Im Hinblick auf den Netzzugang erlaubt Art. 35 Abs. 4 Richtlinie (EU) 2024/1788 zwar bis zum 31.12.2032 vom System eines regulierten Netzzugangs abzuweichen und bis dahin auf den sog. verhandelten Netzzugang, also den Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen auf Vertragsbasis, zurückzugreifen. Auch im Fall des verhandelten Netzzugangs ist dieser jedoch anhand objektiver, nicht-diskriminierender und transparenter Kriterien zu gewähren (vgl. auch Art. 7 Abs. 1 Verordnung (EU) 2024/1789). Die Gewährung eines vollständig unregulierten Marktfeldes, in dem keine Vorgaben für die Gewährung des Netzzugangs und der Netzentgelte gelten, wäre daher aus unserer Sicht nicht mit dem europäischen Rechtsrahmen vereinbar.

bb) Ausnahme von der Regulierung nach Art. 78 Verordnung (EU) 2024/1789

Allenfalls wäre daran zu denken, für die in Betracht gezogenen *Regulatory Holidays* von der im europäischen Recht vorgesehenen Ausnahme von der Regulierung Gebrauch zu machen. Eine solche Möglichkeit ist in Art. 78 Abs. 1 UAbs. 2 Verordnung (EU) 2024/1789 vorgesehen, die vorsieht, dass große neue Wasserstoffinfrastrukturen, nämlich Verbindungsleitungen, Wasserstoffterminals und unterirdische Wasserstoffspeichieranlagen auf Antrag für einen bestimmten Zeitraum von der Anwendung der Bestimmungen der Verordnung (EU) 2024/1789 sowie insbesondere von den Vorgaben aus Art. 35 Richtlinie (EU) 2024/1788 (Zugang zu Wasserstoffnetzen) und Art. 68 Richtlinie (EU) 2024/1788 (Entflechtung der Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber) ausgenommen werden können. Die Gewährung einer Ausnahme nach Art. 78 Abs. 1 UAbs. 3 Verordnung (EU) 2024/1789 ist an eine Vielzahl von Voraussetzungen geknüpft (vgl. dazu den Überblick auf Folie 4 der Präsentation von Frontier Economics, "Regulatorische Anforderungen bei der Integration der Schweiz in das europäische Wasserstoffnetz" vom 02.12.2024), deren Vorliegen wir auf Grundlage der verfügbaren Informationen

nicht beurteilen können. Aus Art. 78 Abs. 1 UAbs. 3 lit. f Verordnung (EU) 2024/1789, der u.a. verlangt, dass die Ausnahme "*weder den Wettbewerb in den relevanten Märkten, auf die sich die Investition voraussichtlich auswirkt, das ordnungsgemäße Funktionieren des integrierten Binnenmarktes für Erdgas oder Wasserstoff, das ordnungsgemäße Funktionieren der betreffenden regulierten Systeme noch die Dekarbonisierung oder die Versorgungssicherheit der Union*" beeinträchtigt, lässt sich unseres Erachtens jedoch schließen, dass jedenfalls in gewissem Umfang regulatorische Anforderungen an eine Verbindungsleitung gestellt werden dürften, also wohl nicht davon auszugehen ist, dass ein vollständiger Dispens von der Regulierung erteilt würde. Diese Annahme wird gestützt durch einen Blick in die schon in der Vergangenheit geltende Möglichkeit für Erdgasinfrastruktur, darunter LNG-Terminals, eine Ausnahme von der Regulierung zu beantragen (vgl. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG). In den uns bekannten Entscheidungen wurden für die Zugangsbedingungen zu derartigen Infrastrukturen weiterhin Anforderungen gestellt, die die Einhaltung der Grundsätze der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit gewährleisten (insbesondere Kapazitätsvergabe am Markt, etwa über Auktionen); Ausnahmen vom Regulierungsrahmen wurden insbesondere auf Ebene der Entgeltberechnung ermöglicht.

b) Varianten V1 bis V3

aa) Vorbemerkungen

- Eine Förderung in der Projektierungsphase durch eine Beteiligung des Bundes an wettbewerblichen Ausschreibungen unterliegt keinen energieregulatorischen Einschränkungen.
- Gleiches gilt für etwaige (gekoppelte) Einmalzahlungen des Bundes und die Gewährung bedingt zinsloser und rückzahlbarer Darlehen von Bund/Kantonen/Gemeinden an SwissH2.
- Ebenso wenig hat das europäische Energieregulierungsrecht Auswirkungen auf etwaige Bürgschaften des Bundes für private Bankkredite.

bb) Zur Einbringung bestehender Vermögenswerte der Transitgas in eine TransitH2 (Frage 2a)

Nach derzeitigem Rechtsstand dürfte es zulässig sein, Vorgaben zu den Bewertungsgrundsätzen im Hinblick auf zu transferierende Vermögenswerte zu machen. Denn unter dem derzeit geltenden europäischen Regulierungsrahmen bestehen

(noch) keine Vorgaben im Hinblick auf die Bewertung zu übertragener Vermögenswerte. Allerdings ist in Art. 71 Abs. 2 lit e, Art. 72 Abs. 1 lit. f Verordnung (EU) 2024/1789 erstmals vorgesehen, dass ein Netzkodex, also ein Rechtsakt der Europäischen Kommission, für Vorschriften über die Ermittlung des Wertes übertragener Vermögenswerte implementiert werden kann. Unter Zugrundelegung europäischer Maßstäbe wird daher zukünftig damit zu rechnen sein, dass regulatorische Vorgaben zur Wertermittlung von Vermögenswerten kommen werden, die die Möglichkeiten, auf eine solche Bewertung Einfluss zu nehmen, einschränken werden.

In welchem Umfang ein solcher Netzkodex auf die Schweiz Anwendung finden könnte, wird davon abhängen, ob im Rahmen eines Abkommens der Schweiz mit der Europäischen Union bzw. den betroffenen Mitgliedstaaten die Anwendung des Netzkodex vereinbart wird (siehe dazu auch unter 2.). Bevor ein solcher Netzkodex überhaupt auf europäischer Ebene implementiert ist, wird nach unserer Einschätzung von der Schweiz jedoch nicht verlangt werden können, sich in einem Abkommen dazu zu verpflichten, den künftigen Inhalt des Netzkodex nach dessen Inkrafttreten ohne weiteres anzuwenden.

cc) Zur Verwendung von Dividenden zur Reduktion nachgelagerter Entgelte (Frage 2b)

Nach unserem Verständnis ist im Ausgangspunkt der Varianten V1 bis V3 vorgesehen, dass die TransitH2 sich (weitestgehend) den regulatorischen Vorgaben unterwirft und insbesondere eine transparente, nicht-diskriminierende und am Maßstab objektiver Kriterien ausgerichtete Vermarktung von Kapazitäten zu regulatorischen Anforderungen entsprechenden Netzentgelten erfolgt. Im Rahmen der Variante V1 ist sodann vorgesehen, dass die SwissH2 als Gesellschafterin der TransitH2 die ihr Kraft ihrer Stellung als Gesellschafterin zufließenden Dividenden verwendet, und zwar um damit Entgelte schweizerischer Netzkunden für die Nutzung der TransitH2 nachgelagerte (Verteiler)Netze zu reduzieren.

Unter der Annahme, dass die Vermarktung der Kapazitäten der TransitH2 zu Netzentgelten erfolgt, die den Grundsätzen der europäischen Entgeltregulierung entsprechen, ist die Verwendung der Dividenden der SwissH2 zur Reduzierung der Entgelte nachgelagerte Netzebenen nach unserem Verständnis ein rein schweizerischer Sachverhalt, der nicht mehr in den Anwendungsbereich europäischen Rechts fallen dürfte. Denn ein Abkommen mit der Europäischen Union bzw. den betroffenen Mitgliedstaaten nach Art. 53, 89 Richtlinie (EU) 2024/1788 soll sich nach dem

Wortlaut der Richtlinie auf "*Wasserstoffverbindungsleitungen*" mit einem Drittland beziehen, nicht aber auf diesen Verbindungsleitungen nachgelagerte Wasserstoffnetze. Da die Wasserstoffverbindungsleitung, als die von der TransitH2 betriebene Leitung, die Anforderungen an den europäischen Regulierungsrahmen genügen wird (siehe oben), sehen wir keine Gründe, die für eine Unzulässigkeit der beschriebenen Reduktion nachgelagerter Netzentgelte sprechen könnten. Hinzu kommt, dass nach unserem Verständnis eine diskriminierungsfreie Reduktion nachgelagerter Netzentgelte für sämtliche schweizerischen Netznutzer angedacht ist, was zusätzlich für eine Zulässigkeit dieses Vorgehens sprechen dürfte.

Relevant ist aus unserer Sicht, dass es bei der Gestaltung des Marktumfeldes in der Schweiz im Ergebnis nicht zu einer Quersubventionierung der Versorgung der Kunden im Inland zulasten der Transitzkunden kommt. Sollte folglich die Vermarktung der Kapazität der TransitH2 nicht zu Entgelten erfolgen, die dem europäischen Regulierungsrahmen entsprechen, wird es von der konkreten Ausgestaltung der für die Nutzung der TransitH2 zu zahlenden Entgelte abhängen, ob die an SwissH2 ausgeschütteten Dividenden zu einer Reduktion der Netzentgelte für die Inlandskunden verwendet werden können.

- dd) Zur Einflussnahme des Bundes auf die Statuten TransitH2 oder SwissH2 (Frage 2c)

Eine Einflussnahme des Bundes auf die Statuten der TransitH2 oder der SwissH2 unterliegt keinen energieregulatorischen Einschränkungen. Die Zulässigkeit der Einräumung von Recht zugunsten des Bundes dürfte sich in erster Linie nach nationalen Vorschriften richten.

- c) Unterscheidung zwischen Transit- und Inlandkapazitäten (Frage 3)

Nach unserem Verständnis der derzeit im Hinblick auf die Transitgas gelebten Situation werden die Kapazitäten der Transitgas zwischen Swisssgas und FluxSwiss aufgeteilt, und zwar im Verhältnis 10% zu 90%. In diesem Verhältnis teilen sich Swisssgas und FluxSwiss auch die anfallenden Kosten, d.h. Swisssgas zahlt 10% und FluxSwiss zahlt 90% des Aufwands von Transitgas als kostenorientierte Leasinggebühr (im Wesentlichen Betriebskosten und Abschreibungen der Leitung).

Die FluxSwiss zur Verfügung gestellte Kapazität wird als Transitzkapazität vermarktet, also an Netzkunden verkauft, die Erdgas durch die Schweiz hindurch leiten wollen. Diese Vermarktung durch FluxSwiss erfolgt unreguliert mit der Folge,

dass FluxSwiss die Bedingungen des Netzzugangs sowie die Entgelte bestimmen kann.

Die Kapazität der Swissgas in der Transitgas wird von den Regionalgesellschaften zur Versorgung von Endkunden in der Schweiz genutzt. Die dafür von Swissgas von den Regionalgesellschaften dafür vereinnahmten Entgelte sind reguliert.

Die Übertragung eines solchen Systems auf die Transith2 ist aus unserer Sicht nicht mit europäischen energieregulatorischen Vorgaben vereinbar. Wie bereits ausgeführt verlangt Art. 35 Richtlinie EU 2024/1788, dass die Mitgliedstaaten die Einführung eines Systems für den regulierten Zugang Dritter zu den Wasserstoffnetzen vorsehen, das auf regulierten Entgelten beruht und nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Nutzern des Wasserstoffnetzes angewandt wird. Diese Vorgaben werden durch Art. 7 Verordnung EU 2024/1789 näher ausgestaltet. Danach bieten Wasserstoffnetzbetreiber ihre Dienstleistungen allen Netznutzern nichtdiskriminierend auf der Grundlage gleichwertiger vertraglicher Bedingungen für dieselben Dienstleistungen an, wobei den Marktteilnehmern, unter Berücksichtigung von Netzintegrität und einem effizienten und sicheren Netzbetrieb, die größtmögliche Kapazität eines Wasserstoffnetzes zur Verfügung zu stellen ist.

Daraus folgt, dass Wasserstofftransportkapazität am Markt gegenüber allen (potentiellen) Netznutzern zu transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen zu vermarkten ist und nicht im Wege einer "Zuteilung" an die Gesellschafter des Wasserstoffnetzbetreibers zur eigenen Nutzung, also gewissermaßen am Markt vorbei, erfolgen darf. Vielmehr müssen der (bzw. bei Bruchteilseigentum die) Betreiber des Wasserstoffnetzes die Transportkapazität am Markt zu oben genannten Bedingungen anbieten. Die Bedingungen des Netzzugangs und die Höhe der Entgelte dürften zudem nicht, wie derzeit für den "Transitteil" der Kapazitäten der Swissgas vorgesehen ist, von dem die Kapazitäten vermarktenden Netzbetreiber (frei) bestimmt werden.

Bei Geltung des europäischen Energieregulierungsrechts wäre für ein solches Vorgehen eine Ausnahme von der Regulierung nach Art. 78 Verordnung (EU) 2024/1789 einzuholen, wobei diese an im konkreten Einzelfall zu prüfende Voraussetzungen anknüpft und nicht zu erwarten ist, dass dadurch eine vollständige Befreiung von regulatorischen Vorgaben erfolgen wird (vgl. dazu bereits oben a)bb)).

2. Optionen für die Schweiz

Vorstehende Ausführungen unter 1. unterstellen die vollständige Anwendung des europäischen Regulierungsrahmens auf einen Wasserstoffhochlauf in der Schweiz. Zu berücksichtigen ist indes, dass der Umfang der Geltung des europäischen Energieregulierungsrechts für die Schweiz Gegenstand eines noch zu schließenden Abkommens mit der Europäischen Union bzw. der betroffenen Mitgliedstaaten (vgl. Art. 53, 89 Richtlinie EU 2024/1788) ist. Aus unserer Sicht ist offen, ob von europäischer Seite tatsächlich die vollständige Übernahme des regulatorischen Rechtsrahmens verlangt werden würde. Nachstehend sollen daher in der gebotenen Kürze denkbare Optionen für die Schweiz im Rahmen entsprechender Verhandlungen skizziert werden.

(1) Unseres Erachtens bestehen Argumente für die Schweiz, in einer Verhandlung über ein Abkommen mit der Europäischen Union bzw. den betroffenen Mitgliedstaaten den Standpunkt zu vertreten, den europäischen Regulierungsrahmen (jedenfalls vorübergehend) nicht auf einen schweizerischen Wasserstoffmarkt anzuwenden. Insofern ist zunächst zu berücksichtigen, dass es in der Schweiz bislang kein dem europäischen Rahmen entsprechendes Regulierungsregime für den Gasmarkt gibt, sondern lediglich wettbewerbsrechtliche Grenzen zu berücksichtigen sind. Hinzu kommt, dass selbst die Akteure des europäischen Marktes, die sich seit mehr als 15 Jahren in einem regulierten Strom- und Gasmarkt bewegen und ein darauf bereits abgestimmtes Umfeld kennen, für die prognostizierte Dauer des Wasserstoffhochlaufs unter dem europäischen Regulierungsrahmen von einer Art begrenzter *Regulatory Holidays* Gebrauch machen können. Denn bis Ende 2032 kann anstelle des regulierten der sogenannte verhandelte Netzzugang zur Anwendung kommen (vgl. dazu bereits oben 1.a)aa)). Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass sich die Europäische Union nicht daran zu stören scheint, dass die Transitgas in das europäische Gastransportnetz integriert ist, ohne dass regulatorische Vorgaben des europäischen Rechts auf die Transitgas angewendet wurden bzw. werden. Ein paneuropäisches Transitsystem scheitert also offenkundig nicht daran, dass ein Transitland wie die Schweiz die regulatorischen Vorgaben der Europäischen Union nicht einhält. Im Vordergrund scheinen vielmehr die die technischen und operationellen Vereinbarungen zwischen den Transportnetzbetreibern zur Sicherstellung der Interoperabilität zu stehen.

Vor diesem Hintergrund könnte die Vereinbarung von den unter Variante V0 in Erwägung gezogenen *Regulatory Holidays* zugunsten eines schweizerischen Wasserstoffhochlaufs nicht von vornherein und gänzlich ausgeschlossen sein. Da die Schweiz nicht auf ein im Gasmarkt bereits etabliertes Regulierungsregime zurückgreifen kann, könnte im Rahmen der Verhandlungen eines Abkommens für die Einräumung *Regulatory*

Holidays, wie in Variante V0 beschrieben, und ein Vorgehen wie bei der bereits gelebten Integration der Schweiz in den europäischen Gasmarkt argumentiert werden.

(2) Sofern dieser Ansatz nicht gegenüber der europäischen Seite durchsetzbar ist, könnte die Schweiz vorschlagen, die von der Europäischen Union ihren Mitgliedstaaten zugestandenen, begrenzten *Regulatory Holidays* auf den schweizerischen Wasserstoffhochlauf zu übertragen und (nur) die Grundsätze des verhandelten Netzzugangs, also den Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen auf Vertragsbasis anhand objektiver, nicht-diskriminierender und transparenter Kriterien zu gewährleisten (und zwar dauerhaft oder bis zu einen noch festzulegenden Zeitpunkt).

(3) Würde auch dies auf Widerstand stoßen und auf die vollständige Geltung des europäischen Regulierungsrahmens beharrt, so käme schließlich noch die bereits beschriebene Möglichkeit der Gewährung einer Ausnahme von der Regulierung nach Art. 78 Verordnung (EU) 2024/1789 in Betracht.

3. Vereinbarkeit mit europäischem Beihilferecht

Gemäß Art. 107 Abs. 1 AEUV 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"*. Für das tatbestandliche Vorliegen einer Beihilfe bedarf es daher der folgenden Kriterien:

- Finanzierung aus staatlichen Mitteln;
- Gewährung eines Vorteils an ein Unternehmen;
- Selektivität dieser Maßnahme;
- Auswirkung auf den Wettbewerb und auf den Handel zwischen den Mitgliedstaaten.

Um sicherzustellen, dass Beihilfen möglichst flächendeckend einer Vereinbarkeitsprüfung unterzogen werden, sind Beihilfen gemäß Art. 108 Abs. 3 AEUV grundsätzlich vor ihrer Gewährung bei der EU-Kommission anzumelden (zu "notifizieren") und dürfen erst nach Genehmigung durch die Kommission gewährt werden.

Die oben unter II. dargestellten Varianten der Förderung und Absicherung erfüllen basierend auf den uns zur Verfügung gestellten Informationen nach jeweils den Tatbestand einer Beihilfe gem. Art 107 Abs. 1 AEUV.

Hierzu im Einzelnen:

Eine Beihilfe im Sinne des europäischen Beihilferechts liegt immer nur dann vor, wenn alle oben dargestellten Tatbestandsvoraussetzungen kumulativ erfüllt sind. Alle skizzierten Förderungsvarianten würden mit größter Wahrscheinlichkeit den Beihilfetatbestand erfüllen. Im Folgenden wird jeweils nur kurz auf das unter Umständen nicht erfüllte Tatbestandsmerkmal eingegangen. Die Prüfung beschränkt sich dabei auf die uns zur Verfügung gestellten Übersichtsinformationen und stellt daher keine vertiefte beihilfenrechtliche Prüfung dar, sondern dient vielmehr einer ersten Einschätzung im Sinne einer Sensibilisierung für mögliche Problemfelder. Wir haben verstanden, dass die folgenden Förderungsoptionen in Betracht gezogen werden:

a) Steuerbefreiungen (V0)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe voraussichtlich erfüllt.

Für den Begriff der staatlichen Beihilfe ist nicht nur die Gewährung positiver wirtschaftlicher Vorteile von Bedeutung, sondern auch die Befreiung von wirtschaftlichen Belastungen, wie z.B. Steuern, kann einen Vorteil darstellen. Bei Steuervergünstigungen für Unternehmen kommt es für die Beurteilung, ob eine Beihilfe nach Art. 107 AEUV vorliegt, darauf an, ob sie selektiv sind. Die Bewertung, ob eine Maßnahme selektiv ist, erfolgt anhand einer dreistufigen Bewertung. Diese Prüfung ist sehr komplex. Sie muss in jedem Einzelfall aufgrund der individuellen Ausgestaltung erfolgen.

b) Unentgeltliche Nutzung des öffentlichen Grundes (V0)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe erfüllt.

Ein Vorteil im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV ist jede wirtschaftliche Vergünstigung, die ein Unternehmen unter normalen Marktbedingungen, d. h. ohne staatliches Eingreifen, nicht erhalten würde. Im vorliegenden Fall läge ein solcher Vorteil in den ersparten Aufwendungen für die Nutzung des öffentlichen Grundstücks.

- c) Übernahme eines noch zu bestimmenden Prozentsatzes der Aufwendungen für Dritte wie z.B. Planbüros/ Ingenieure (V1, V2, V3)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe erfüllt.

Der Staat würde Kosten übernehmen, die das Unternehmen normalerweise selbst zu tragen hätte. Auch hierin wäre ein Vorteil zu sehen.

- d) Einbringung bestehender Assets von Transitgas z.B. zum Buchwert, z.B. als EK-Einlage (V1, V2, V3)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe erfüllt.

Entscheidend ist, ob die Transaktion zu marktüblichen Bedingungen erfolgt. Wirtschaftliche Transaktionen der öffentlichen Hand (einschließlich öffentlicher Unternehmen) verschaffen der Gegenseite (dem Unternehmen) keinen Vorteil und stellen daher keine Beihilfe dar, wenn sie zu marktüblichen Bedingungen erfolgen. Diese Beurteilung ist ex ante auf der Grundlage der Informationen vorzunehmen, die zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Maßnahme verfügbar sind. Ex post durchgeführte wirtschaftliche Bewertungen, bei denen die tatsächliche Rentabilität im Nachhinein ermittelt wird, wären nicht ausreichend. Eine Einbringung zum Buchwert wäre nicht marktüblich.

- e) Gekoppelte Einmalzahlung Bund an Swissgas/ SwissH2, welche die Gelder als Eigenkapital in die Transit H2 einbringt (V1)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe erfüllt.

- f) Dividenden Swissgas/ SwissH2 werden zur diskriminierungsfreien Reduktion der nachgelagerten Netztarife im Inland eingesetzt (V1)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe voraussichtlich erfüllt, da dies ein Vorteil für spezifische Produktionszweige darstellen könnte. Wäre dies nicht der Fall, könnte es am Tatbestandsmerkmal der Selektivität fehlen. In diesem Fall läge keine Beihilfe vor.

- g) Gekoppeltes bedingt zinsloses und rückzahlbares Darlehen von Bund/ Kantonen/ Gemeinden an Transit H2 gesichert mit Asset (V2, V3)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe erfüllt, da zinslose Darlehen regelmäßig nicht marktüblich sein werden.

h) Übernahme Bürgschaft durch Bund gegenüber Banken für Kredit (V3)

Hier wäre der Tatbestand einer Beihilfe voraussichtlich erfüllt.

Auch hier käme es auf die Marktüblichkeit der Bürgschaft an, insbesondere auf den Umfang der Bürgschaft (über 80 %) und ob hierfür eine marktübliche Avalprovision gezahlt wird.

Die einzelnen Maßnahmen müssten daher, sofern sie unter das europäische Beihilferecht fallen, je nach Ausgestaltung vor ihrer Gewährung bei der EU-Kommission angemeldet und von dieser genehmigt werden. Voraussichtlich würde dies im Kontext der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) erfolgen. Diese sehen die Möglichkeit der Vergabe von Beihilfen für Energieinfrastruktur vor. So wurde auch bereits die Förderung des deutschen Wasserstoffkernnetzes anhand dieses Abschnittes der KUEBLL durch die EU-Kommission geprüft und anschließend genehmigt. Inwieweit die Wettbewerbskommission oder eine andere noch zu bestimmende Behörde in der Schweiz eine solche Prüfung durchführt, hängt vom Inhalt entsprechender Abkommen ab, die noch nicht abgeschlossen sind.

~~*~*~*~*