

# **DER HOCHLAUF DER WASSERSTOFF- TRANSPORTINFRASTRUKTUR**

Konzept zur Identifikation eines Start- und  
Kernetzes sowie dessen Finanzierung

Wien, Februar 2026

# INHALTSVERZEICHNIS

1	HINTERGRUND .....	1
1.1	Ausgangssituation .....	1
1.2	H <sub>2</sub> Roadmap 2.0 Überlegungen zur Ausgestaltung eines H <sub>2</sub> Netzes in Österreich	2
2	SEQUENZIELLES KONZEPT FÜR DEN NETZAUSBAU .....	3
3	FINANZIERUNGSMODELL FÜR DIE WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR .....	5
3.1	EU-konforme Instrumente .....	5
3.2	Finanzierung der Transitinfrastruktur.....	5
3.3	Hochlaufkonto zur Umsetzung der intertemporalen Kostenverschiebung und Staatsgarantie.....	6
3.4	Rechenmodell zur ökonomischen Bewertung.....	9
3.5	Basisszenarien: Mengengerüste und Kennzahlen .....	10
4	FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN .....	12

## 1 HINTERGRUND

### 1.1 Ausgangssituation

Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft ist **entscheidend** für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2040 sowie lt. „Industriestrategie Österreich 2035“ als industrieller Energieträger der Zukunft. Damit Wasserstoff in relevantem Umfang produziert und genutzt werden kann, ist eine **leistungsfähige Wasserstoff-Transportinfrastruktur** unabdingbar. Österreich verfügt über eine gut ausgebaute Gastransport- und -speicherinfrastruktur, die sich technisch für eine Umwidmung eignet. Insbesondere vor dem Hintergrund der europäischen (10 Millionen Tonnen erneuerbaren H<sub>2</sub> bis 2030 aus lokaler Produktion sowie 10 Millionen Tonnen H<sub>2</sub> aus Importen) und nationalen Importstrategien eröffnet dies die Chance, Österreich innerhalb weniger Jahre als **Drehscheibe des europäischen Wasserstoffmarkts** zu positionieren – sowohl zur Deckung des nationalen Bedarfs als auch für den grenzüberschreitenden Transport.

Gleichzeitig bestehen entlang der Wertschöpfungskette erhebliche Herausforderungen:

- Fehlende Produktionskapazitäten im industriellen Maßstab
- Fehlende Transportinfrastruktur
- Fehlende Speicherstruktur
- Unsichere Entwicklung der industriellen Nachfrage

Um Investitionen in Produktion und Abnahme nicht auszubremsen, braucht es Klarheit, **ab wann und wo Leitungsinfrastruktur zu welchen Konditionen verfügbar sein wird.**

Das 2024 verabschiedete EU-Gasbinnenmarktpaket mit der Richtlinie (EU) 2024/1788 und der Verordnung (EU) 2024/1789 definiert erstmals gemeinsame Regeln für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und orientiert sich dabei stark am **Regulierungsrahmen für Erdgas.**<sup>1</sup>

Vor diesem Hintergrund wurden bereits konkrete Konzepte für ein künftiges österreichisches Wasserstoffnetz entwickelt.<sup>2</sup> In diversen Studien wurden unterschiedliche Finanzierungsmodelle betrachtet und auf ihre Anwendbarkeit in Österreich geprüft.<sup>3</sup> Diese Analysen bilden eine wertvolle Grundlage, machen aber auch deutlich: Es fehlt bislang ein **integriertes Finanzierungsmodell**, das Netzausbau, Absatzpotential und Finanzierung für das Fernleitungs- und Verteilnetz konsistent verbindet.

Klar ist: Damit der Infrastrukturausbau gelingt, ist staatliche Unterstützung zwingend notwendig, da das „Netzbenutzerkollektiv“ in der Hochlaufphase noch zu klein ist. Auch das aktuelle Regierungsprogramm erkennt die hohe standortpolitische Bedeutung des Themas.

Ziel dieses Papiers ist es, ein nachvollziehbares tragfähiges Ausbau- und Finanzierungsmodell zu skizzieren, das den Aufbau des Wasserstoffnetzes ermöglicht und einen Prozess für den effizienten, bedarfsorientierten Ausbau vorgibt. Dabei sollen sowohl Investitions- als auch Erlössicherheit bei gleichzeitiger Begrenzung der Risiken für alle beteiligten Stakeholder gewährleistet werden. Eine tragfähige Risikoverteilung zwischen Staat, Netzbenutzern und Netzbetreibern ist dabei essenziell.

## 1.2 H2 Roadmap 2.0 Überlegungen zur Ausgestaltung eines H2 Netzes in Österreich

Wie in zahlreichen Studien<sup>4,5</sup> und im ÖNIP<sup>6</sup> dargelegt, werden erneuerbare Gase, wie erneuerbarer Wasserstoff und Biomethan, Teil eines nachhaltigen, resilienten und versorgungssicheren Energiesystems sein. Die Bedarfserhebung zur langfristigen und integrierten Planung 2024 hat gezeigt, dass der Methanbedarf sinken und der Wasserstoffbedarf steigen wird. Auf Basis dieser Bedarfserhebung, welche von den Netzbetreibern und AGGM durchgeführt wurde, hat die AGGM in Kooperation mit den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern die H<sub>2</sub> Roadmap 2.0 erstellt. Ziel war es, einen **Masterplan für den Aufbau eines bedarfsorientierten dedizierten Wasserstoffnetzes** zu erstellen, wobei weiterhin ein leistungsstarkes Methanetz bestehen bleibt. Um den Aufbau des Wasserstoffnetzes möglichst kostengünstig zu gestalten, werden durch den rückläufigen Methanbedarf nicht mehr für den Methantransport erforderliche Leitungen umgerüstet und in das künftige Wasserstoffnetz integriert.

Die H<sub>2</sub> Roadmap zeigt:

- Durch Umrüstung von ca. 1.400 km bestehender Gasleitungen auf Wasserstoff und Errichtung von ca. 1000 km neuer Wasserstoffleitungen kann der gesamte Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 transportiert werden.

---

<sup>1</sup> Regierungsprogramm 2025-2029, S. 54.

<sup>2</sup> Vgl. [ÖNIP, BMK, 2024](#) und [H<sub>2</sub>-Roadmap 2.0, AGGM, 2024](#).

<sup>3</sup> U. a. [Prognos und FINGREEN, 2024](#), consentec und ConGas 2025

<sup>4</sup> Vgl. Österreichs Erneuerbares Energiesystem 100% dekarbonisiert; <https://www.aggm.at/energiewende/one100/>

<sup>5</sup> Vgl. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, BMWK, 2024

<sup>6</sup> Vgl. [ÖNIP, BMK, 2024](#)

- Die Umwandlung des bestehenden Gasnetzes für den H<sub>2</sub>-Transport ist möglich und effizient.
- Parallel zum Wasserstoffnetz bleibt ein redimensioniertes Methanetz funktionstüchtig, das auch eine wesentliche Aufgabe als Biomethan-Sammelnetz wahrnimmt.
- Die H<sub>2</sub> Roadmap ist hydraulisch gerechnet, mit detaillierter Infrastruktursystemkenntnis, auf Basis von derzeit bekanntem Bedarf zukünftiger H<sub>2</sub>-Abnehmer/Produzenten.
- Die Anforderungen von Import, Export sowie H<sub>2</sub> Produzenten und H<sub>2</sub> Speicheranlagen wurden berücksichtigt.

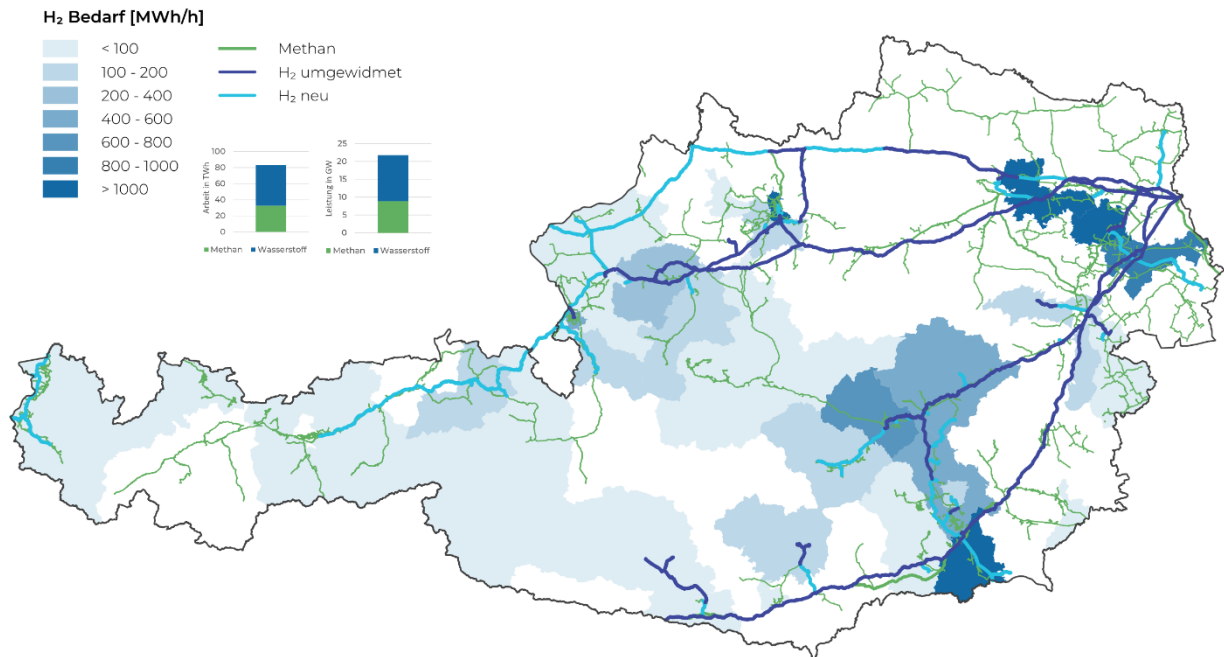


Abbildung 1: H<sub>2</sub> Roadmap: Methan- und Wasserstoffinfrastruktur 2040+

## 2 SEQUENZIELLES KONZEPT FÜR DEN NETZAUSBAU

Ein zentrales Spannungsfeld besteht zwischen dem Bedarf, frühzeitig Investitionsentscheidungen zu treffen, und den bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich Nachfrage und Produktionsstandorten. Ein starres Modell mit fixer Projektliste birgt daher erhebliche Risiken:

- Gefahr der **Unterschätzung** des Infrastrukturbedarfs → Standortnachteile für Regionen ohne Zugang zu Wasserstoff.
- Gefahr der **Überschätzung** → Fehlinvestitionen und *stranded assets*.

Um diesen Zielkonflikt zwischen frühzeitigen Investitionsentscheidungen und unsicherer Nachfrage zu lösen, wird ein **sequenzielles Ausbaukonzept** vorgeschlagen. Dieses unterscheidet zwischen **Startnetz** und **Kernnetz** und verbindet Investitionssicherheit mit Flexibilität.

- Das **Startnetz** umfasst zentrale Fernleitungen (TAG, WAG, Penta-West → Teil des *European Hydrogen Backbone*) sowie Verteilnetzabschnitte, für die bereits konkrete Kapazitätsanfragen vorliegen. Aufgrund seiner strategischen Bedeutung sollte das Startnetz **sofortigen Zugang zum Finanzierungsmodell** erhalten.

- Der Ausbau des **Kernetzes** erfolgt dagegen sukzessiv und bedarfsorientiert. Hierbei kommen bewährte Instrumente aus dem Gaswirtschaftsgesetz zum Einsatz: Festsetzung von Ausbauswellen bei Investitionsprojekten, **Kapazitätserweiterungs-** und **Netzausbauverträge**. Die Ausbauswellen legen fest, wie hoch die mittels Kapazitätserweiterungsvertrag von Netznutzern verbindlich kontrahierten Kapazitäten sein müssen, damit ein Projekt vom zuständigen Netzbetreiber umgesetzt wird. Ausbauswellen sollten jedenfalls so gewählt werden, dass die Grenzkosten der Netzbetreiber gedeckt werden können. Die zeitlichen und technischen Parameter der Projektumsetzung sind im Netzausbauvertrag geregelt.

Das sequenzielle Modell erlaubt darüber hinaus, dass **nachträgliche Erweiterungen** des Netzes ebenfalls über das Finanzierungsmodell unterstützt werden können (kein „geschlossenes“ Modell). Das ist wesentlich, um regionale Benachteiligungen zu vermeiden. Das Modell gewährleistet, dass auch bei schneller steigender Nachfrage zusätzliche Kapazitäten zeitgerecht geschaffen werden können. Das Konzept wird in Abbildung 2 veranschaulicht.

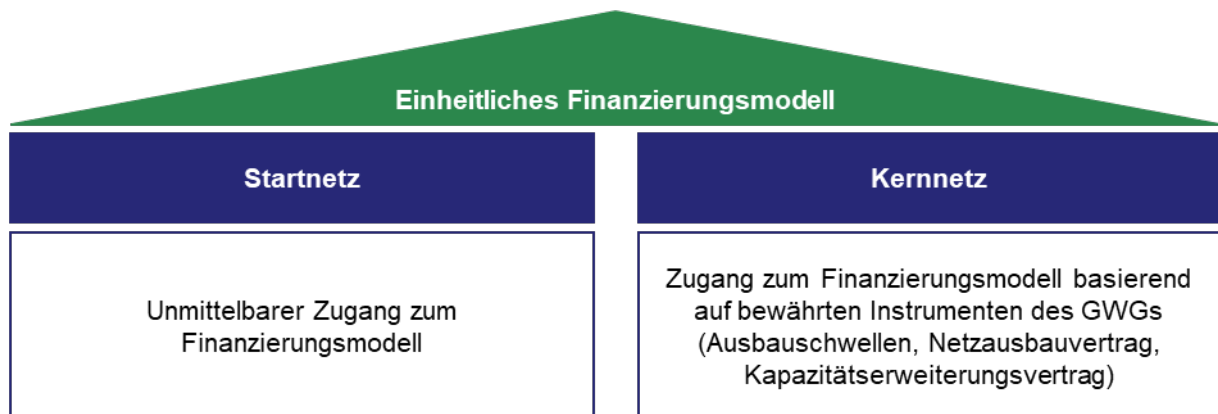


Abbildung 2: Sequenzielles Ausbaukonzept für das österreichische Wasserstoffnetz.

Mit diesem Ansatz wird eine **Balance zwischen Investitionssicherheit und Flexibilität** geschaffen. Das sequenzielle Konzept für den Netzausbau gewährleistet, dass:

- Investitionen zeitgerecht getätigt werden, um strategische Ziele zu erreichen,
- der Ausbau ressourcenschonend, bedarfsorientiert und kosteneffizient erfolgt,
- Netzbetreiber durch ein einheitliches Finanzierungsmodell gleichbehandelt werden, und
- zukünftige Entwicklungen wie Nachfragesteigerungen oder neue Produktionsstandorte flexibel integriert werden können.

Insgesamt bietet das sequenzielle Konzept eine fundierte Grundlage für die **zeitlich gestaffelte, bedarfsorientierte und wirtschaftlich effiziente Entwicklung des österreichischen Wasserstoffnetzes**. Es ermöglicht, den Hochlauf sowohl national als auch im europäischen Kontext zu steuern, ohne Investitionen zu früh oder zu spät auszulösen und damit auch das Finanzierungsrisiko adäquat zu steuern und stellt eine tragfähige Risikoverteilung zwischen Staat, Netzbetreibern und Netznutzern sicher.

### 3 FINANZIERUNGSMODELL FÜR DIE WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Ein zentrales Risiko in der Entwicklung eines Wasserstoff-Markts stellt das **Mengenrisiko** dar. Dieses beschreibt die Unsicherheit, dass sich die erwarteten Absatzmengen für Wasserstoff zeitlich oder quantitativ nicht wie prognostiziert entwickeln. Ein Mengenrisiko, auf das Netzbetreiber aufgrund der Unbundling-Regeln (Richtlinie EU 2024/1788, Art. 60) keinen Einfluss haben, kann keinesfalls von den Netzbetreibern getragen werden. Darüber hinaus könnte der Wasserstoff-Hochlauf durch hohe initiale Netzkosten, verbunden mit einem anfangs kleinen Netznutzerkollektiv, stark gehemmt werden, da so prohibitiv hohe Netzentgelte erforderlich wären.

Vor diesem Hintergrund ist eine vorübergehende, initial wirkende **staatliche Unterstützung für ein österreichisches Wasserstoffnetz** unabdingbar, um Netzkosten und damit die Netznutzungsentgelte für Nutzer niedrig zu halten.

#### 3.1 EU-konforme Instrumente

Die EU-Verordnung 2024/1789 (22) sieht in Art. 5 mehrere Möglichkeiten vor das Hochlaufisiko durch staatliche Unterstützung zu minimieren:

- Die Möglichkeit Kosten über einen bestimmten Zeitraum zu verteilen (intertemporale Kostenverschiebung).
- Staatliche Garantien zur Deckung der anfänglichen Kostendeckungslücke.
- Die Möglichkeit von Finanztransfers zwischen getrennt regulierten Dienstleistungen, wenn die alleinige Finanzierung durch die jeweiligen Netznutzer nicht tragfähig ist.

#### 3.2 Finanzierung der Transitinfrastruktur

Die österreichischen Fernleitungen sind integraler Bestandteil des **SouthH<sub>2</sub>-Corridors**, über den in Zukunft Wasserstoff aus Nordafrika nach Italien, Österreich und Deutschland transportiert werden soll. Dieser wurde auch zuletzt im Rahmen des kürzlich veröffentlichten EU Grids Packages als einer von acht Energy Highways anerkannt.

Für derartige Projekte von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) sieht die EU in Art. 16 der Verordnung (EU) 2022/869 das Instrument der Cross Border Cost Allocation (CBCA) vor. Damit soll eine entsprechende Kostenaufteilung ermöglicht werden:

- Die Netzbetreiber jener Mitgliedstaaten, die einen entsprechenden Nutzen aus dem Projekt ziehen, tragen anteilig die Investitionskosten.
- Die Rückzahlung erfolgt über die Netzentgelte der beteiligten Länder.
- Die konkrete Kostenverteilung wird von den nationalen Behörden gemeinsam mit der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) festgelegt.

Für den South<sub>2</sub>-Corridor bedeutet diese Möglichkeit eine **kaskadierende, nutzenbasierte Kostenaufteilung** zwischen Deutschland, Italien und Österreich. Berücksichtigt werden dabei die Investitionskosten sowie fixe Betriebskosten, die über jährliche Zahlungen abgewickelt werden.

Obwohl sich die Planungen bereits in einem fortgeschrittenen Stadium befinden, ist die endgültige Ausgestaltung weiterhin Gegenstand laufender Konsultationen zwischen den beteiligten Partnern.

Um rasch Wasserstoff über Pipelines nach Europa importieren zu können, wäre generell eine Priorisierung und Festlegung der maßgeblichen Importkorridore durch die EU zu bevorzugen, was kürzlich über die Lis- tung des South<sub>2</sub> Corridors als einer von zwei „Energy Highways“ für Wasserstoff im von der Europäischen Kommission veröffentlichten European Grids Package zum Teil bereits erfolgt ist. Diese Korridore sollten dann verstärkt gefördert (über CEF) und prioritär errichtet werden, ohne dass es zur Benachteiligung einzelner Mitgliedstaaten bez. Marktgebieten kommt.

Projects of Common Interest können unter anderem über die **Connecting Europe Facility** (CEF, VO (EU) 2021/1153) mit Investitionskostenzuschüssen gefördert werden. Als Teil des South<sub>2</sub>-Korridors<sup>7</sup> eröffnet sich für das **österreichische Fernleitungsnetz** (TAG, WAG, Penta-West) die Möglichkeit signifikante Investitionsförderung zu erlangen. Die Risiken für Netzbetreiber und Investoren konnten so weiter reduziert werden.

### 3.3 Hochlaufkonto zur Umsetzung der intertemporalen Kostenverschiebung und Staatsgarantie

Um in der Hochlaufphase des Wasserstoffnetzes prohibitiv hohe Netzentgelte zu vermeiden, ist eine Deckelung der Tarife in der Startphase in Anlehnung an das deutsche Modell erforderlich. Eine intertemporale Kostenverschiebung zur Deckelung der Netzentgelte, ausgestattet mit einer Staatsgarantie zur Absicherung der Finanzierung und Führung eines Hochlaufkontos zum finanziellen Ausgleich, ist notwendig für die unter Punkt 3 beschriebene Problematik.

Die heute entstehenden Kosten werden dadurch teilweise in die Zukunft verschoben und auf ein künftig breiteres Netznutzerkollektiv verteilt. Abbildung 3 skizziert den Ansatz eines Hochlaufkontos: In der Anfangsphase übersteigen die Netzkosten die Einnahmen, sodass sich eine Unterdeckung am Konto aufbaut. Mit zunehmender Marktreife steigen jedoch die Erlöse, bis sie die Kosten übertreffen. Ab diesem Zeitpunkt kann das Hochlaufkonto schrittweise abgebaut und schließlich vollständig ausgeglichen werden.

---

<sup>7</sup> <https://www.south2corridor.net/>

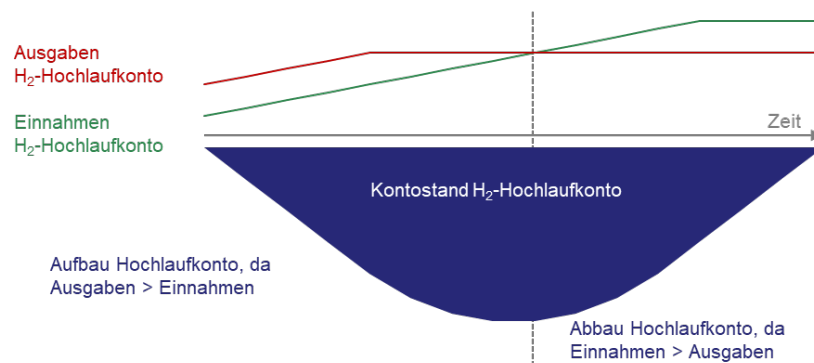


Abbildung 3: Funktionsweise eines Hochlaufkontos

Im Folgenden wird die **Systematik des Hochlaufkontos zur Abwicklung der intertemporalen Kostenverschiebung** erläutert (vgl. Abbildung 4):

1. **Deckelung der Netzentgelte:** In der Startphase wird ein maximaler Netzentgeltwert (Hochlaufentgelt) durch die Regulierungsbehörde festgelegt. Dieses Netzentgelt ist auf alle Netzkunden in Österreich gleichmäßig anzuwenden und solange aufrecht zu erhalten, bis das Hochlaufkonto ausgeglichen ist. Dies schließt Standortnachteile aus und verhindert, dass Wasserstoffkunden durch zu hohe Netzentgelte am Marktzutritt gehindert werden.
2. **Ausgleich über das Hochlaufkonto:** Die Netzbetreiber erhalten zur Deckung ihrer Kapital- und Betriebskosten einen **Kostenersatz**, der basierend auf einer Kostenmethode von der Regulierungsbehörde festgelegt wird. Werden die gedeckelten Netzentgelte nicht vollständig den Kostenersatz decken, wird die Differenz über das Hochlaufkonto finanziert. Variable mengenabhängige Kosten (z.B. Verdichterenergie), sollen nicht über das Hochlaufkonto abgedeckt werden.
3. **Finanzierung des Hochlaufkontos:** Das Konto wird durch eine **kontoführende Stelle (KFS)** verwaltet. Um die Finanzierungskosten für die Darlehensaufnahme zu minimieren, ist eine **staatliche Garantie** vorgesehen, bzw. kann die Finanzierung analog zum deutschen Modell durch eine staatliche Bank (z.B. AWS) erfolgen. Auch in der Industriestrategie 2035 werden staatliche Garantien als günstige Form der Finanzierung für die für Netzinfrastruktur nötigen Eigen- und Fremdkapitals angesehen.<sup>8</sup> Die Höhe der Garantie sollte auf ein konservatives Szenario bemessen werden, das Verzögerungen im Hochlauf, höhere Investitions- und Betriebskosten sowie geringere Abnahmemengen berücksichtigt.
4. **Glättung über die Zeit:** Sobald die Nachfrage steigt und das erforderliche Netzentgelt unter das festgelegte Hochlaufentgelt fallen würde, bleibt das festgesetzte Hochlaufentgelt so lange bestehen, bis das Hochlaufkonto wieder ausgeglichen ist. Auf diese Weise werden die Wasserstoffnetz-kosten schrittweise an die Netznutzer weitergegeben, ohne dass kurzfristige Spitzenbelastungen entstehen.

<sup>8</sup> Siehe Maßnahme 26, [Industriestrategie 2035](#)

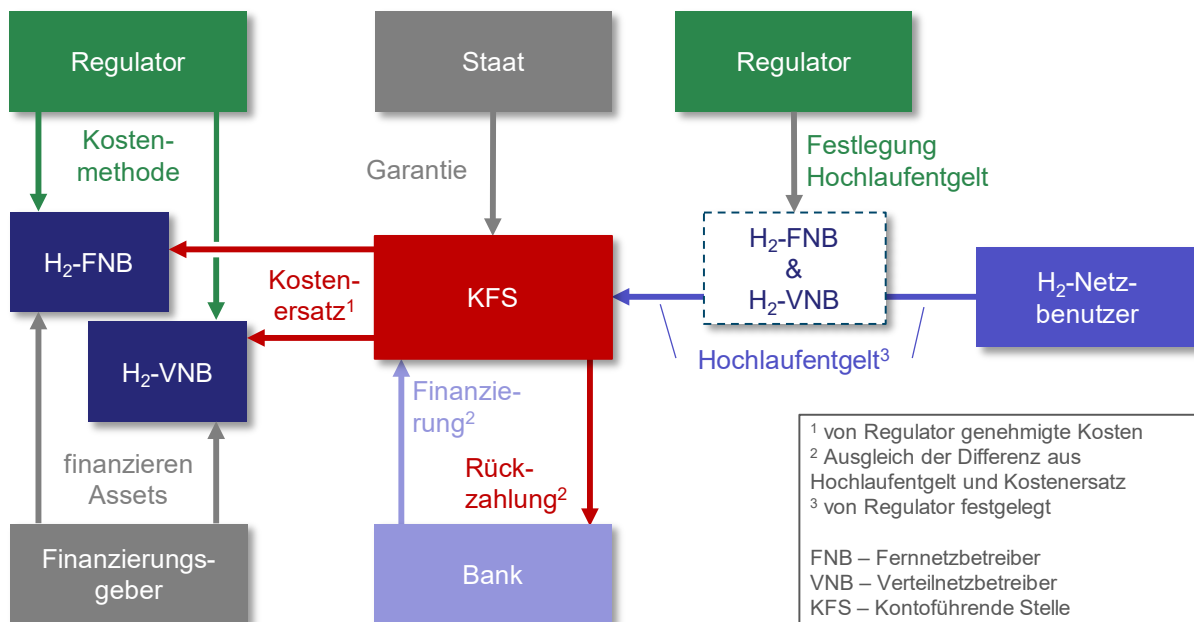


Abbildung 4: Systematik des Hochlaufkontos

Das Hochlaufkonto geht somit mit **mehreren Vorteilen** einher.

1. **Garantierte Kostendeckung für Netzbetreiber:** Auch in der frühen Hochlaufphase sind Investitionen abgesichert, wodurch geringere Risikoaufschläge und damit niedrigere Netznutzungsgebühren die Folge sind.
2. **Stimulation der Nachfrage:** Gedeckelte Netzentgelte verhindern, dass hohe Anfangspreise den Markthochlauf bremsen.
3. **Planungssicherheit für Investoren:** Staatliche Garantie reduziert das Risiko und senkt Zinskosten für Darlehen.
4. **Planungssicherheit für Netzkunden:** Netznutzer gewinnen Klarheit, über die Kosten der Transportkapazität und wann sie diese verbindlich bestellen müssen. Projekte werden durch die langfristige Stabilität kalkulierbar.
5. **Flexibilität:** Das Modell erlaubt eine Evaluierung, um gegebenenfalls eine Anpassung abhängig von Nachfrageentwicklung und Marktdynamik vornehmen zu können. Dabei kann bei stark abweichenden Szenarien eine Ausdehnung des Amortisationszeitraums oder die Ergänzung durch einen staatlichen Erlöszuschuss zur Anwendung kommen. Die Kombination mit Investitionszuschüssen für die Wasserstoff-Verteilerinfrastruktur, analog zur Connecting Europe Facility (CEF) Förderung der Fernleitungsebene, ist möglich, um die Finanzierung ganzheitlich abzusichern.
6. **Stärkung des Industriestandort:** Wasserstoff gilt als industrieller Energieträger der Zukunft<sup>9</sup>. Durch den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur wird der Industriestandort gestärkt und der Übergang zu einer resilienten, klimaneutralen Industrie beschleunigt.

<sup>9</sup> Siehe [Industriestrategie 2035](#)

Gleichwohl müssen **potenzielle Herausforderungen** des Modells bedacht werden.

1. **Höhe der Staatsgarantie:** Eine zu konservative Bemessung bindet Kapital unnötig; eine zu niedrige Absicherung kann das Vertrauen der Investoren gefährden.
2. **Dynamik der Nachfrage:** Verzögerungen im Hochlauf könnten den Ausgleich des Hochlaufkontos verlängern.

Daher sind klar definierte und transparente Korrekturmechanismen, periodische Prüfungen der Rahmenbedingungen (Markt-/Kostenentwicklung) und laufende Plan/Ist-Kostenvergleiche in der Aufbauphase erforderlich.

Ein Selbstbehalt, wie er in Deutschland für Netzbetreiber im Finanzierungsmodell eingeführt wurde, ist abzulehnen, da dieser Risikoübertrag hemmend auf die Investitionstätigkeit wirkt und daher für einen raschen Wasserstoffhochlauf nicht geeignet ist. Denn in Deutschland hat sich bereits gezeigt, dass für rund die Hälfte der Investitionssummen der Neubauprojekte noch keine Vorhabensträger identifiziert sind.

Die Übertragung eines – von diesen nicht beeinflussbaren – Restrisikos auf die H<sub>2</sub>-Netzbetreiber würde laut EU-Recht eine höhere, risikoadäquate Investitionsrendite erfordern. Da die Risiken des Wasserstoffhochlaufs jedoch schwer kalkulierbar sind, kann eine solche Rendite nicht angemessen bestimmt werden. Selbst bei berechenbarer Rendite wäre es wirtschaftlich ineffizient, das Hochlaufisiko auf die Netzbetreiber zu verlagern, da dies zu höheren Förderzahlungen, steigenden Netzentgelten und einem erhöhten Risiko unvollständiger Rückzahlungen führen würde.

Zusätzlich ist zu beachten, dass das Wasserstoffnetz in Konkurrenz zu anderen regulierten Assets, z.B. Stromnetz, steht und hier ein Vielfaches, bei geringerem Risiko im Vergleich zum Wasserstoffstartnetz, zu investieren ist, weil dort die Nachfrage jedenfalls gegeben ist.

Das Modell des Hochlaufkontos ermöglicht eine **gezielte Entlastung der Netznutzer** in der Hochlaufphase, gewährleistet gleichzeitig die **Kostendeckung der Netzbetreiber** und schafft **Investitionssicherheit**. Durch die Kombination **Netzentgeltdeckel in Verbindung mit Hochlaufkonto** und staatlicher Garantie entsteht ein **flexibles Instrument**, das die Entwicklung des Wasserstoffmarktes effizient unterstützt und die Risiken für alle Beteiligten reduziert.

### 3.4 Rechenmodell zur ökonomischen Bewertung

Um den sequenziellen Infrastrukturohochlauf auf Basis des vorgeschlagenen Finanzierungsmodells mittels Hochlaufkonto und Staatsgarantie abbilden zu können, wurde ein Rechenmodell zur ökonomischen Bewertung erstellt.

Das Modell basiert auf einer Studie zur „*Analyse und Entwicklung eines Markt- und Finanzierungsmodells für ein H<sub>2</sub>-Startnetz in Österreich*“, die im Auftrag des Fachverband Gas Wärme im Jahr 2024 erstellt wurde. Bestandteil dieser Studie war ein Rechenmodell, mit dem ein Szenario des Wasserstoffhochlaufs abgebildet werden kann.

Um Flexibilität und Detailtiefe zu erhöhen, wurde das Rechenmodell um die Annahmen der Netzentwicklung gemäß dem aktuellen Stand der H<sub>2</sub> Roadmap 2.0 der AGGM<sup>10</sup> in der LFiP 24 bis hin zu einem Start- und Kernnetz im Endausbau weiterentwickelt. Das Absatzmodell basiert auf der österreichweiten Wasserstoffbedarfserhebung der Gasnetzbetreiber, bei der mehr als 50 Unternehmen ihre Bedarfe bekanntgegeben

---

<sup>10</sup> H2 Roadmap | Erneuerbare Energie durch Wasserstoff

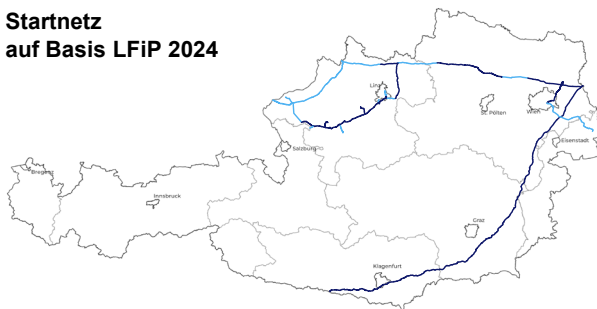
haben. Durch die Georeferenzierung der Daten können Leitungsinfrastruktur und Absatzmengen direkt miteinander verknüpft werden. Durch diese flexible Funktionsweise können verschiedene Szenarien abgebildet und gerechnet werden.

Die zentrale Eingangsgröße ist die ausgewählte Wasserstoffinfrastruktur. Auf Basis dieser wird das Absatzmodell ermittelt. Der erforderliche Kostenersatz für die Verteilerleitungen wird auf Basis der CapEx und fixen OpEx, des Abschreibungszeitraumes und des WACC errechnet. Der erforderliche Kostenansatz für die dem Inland zugewiesenen Kostenanteile für Fernleitungen (vgl. Abbildung 4) ist unter Berücksichtigung des Grid Packages auf Basis der Ergebnisse der Cross Border Cost Allocation (vgl. 3.2) sowie der Förderzusagen für Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der CEF zu berücksichtigen. Die Einzahlungen auf das Hochlaufkonto ergeben sich auf Basis des (Absatz-) Mengenmodells multipliziert mit dem ex ante festgelegten Hochlaufentgelt [€/kW/a]. Die Finanzierungskosten des Hochlaufkontos werden diesem hinzugerechnet. Alle Finanzierungsparameter sind variabel einstellbar.

### 3.5 Basisszenarien: Mengengerüste und Kennzahlen

Es werden zwei Netzausbauvarianten mit ihren technischen und ökonomischen Daten dargestellt. Zum einen wurde das „Startnetz auf Basis LFiP 2024“ dargestellt. Das Startnetz umfasst neben den Fernleitungen (TAG, WAG und Penta-West) bereits fortgeschrittene Wasserstoffcluster (Startnetz Oberösterreich und H<sub>2</sub> Collector). Das „Start- und Kernnetz auf Basis LFiP 2024“ umfasst alle H<sub>2</sub> Leitungen, die erforderlich sind, um die in der LFiP 2024 erhobenen Bedarfe zu decken (siehe Abbildung 5).

**Startnetz  
auf Basis LFiP 2024**



**Startnetz + Kernnetz  
auf Basis LFiP 2024**

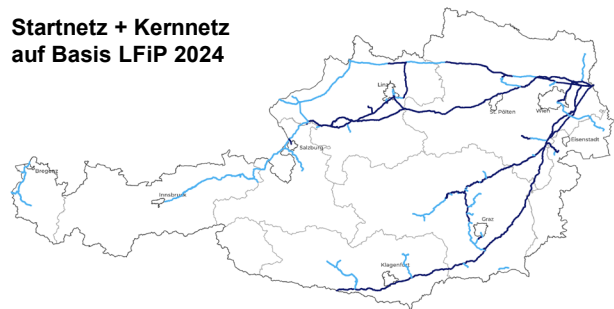


Abbildung 5: Startnetz bzw. Start- und Kernnetz auf Basis LFiP 2024 im H<sub>2</sub>-Rechenmodell.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über zentrale Parameter der beschriebenen Netzausbauvarianten. Die angegebenen Werte beziehen sich jeweils auf den Endausbauzustand. Der in der Tabelle angeführte Absatz beschreibt Arbeit und Leistung, wie sie in der Bedarfserhebung der LFiP 2024 für das Jahr 2050 erhoben wurden. Im Modell kann der Absatz skaliert werden, um eine konservativere Einschätzung der Bedarfsentwicklung zu ermöglichen.

Tabelle 1: Übersicht über die Basisszenarien im Endausbau.

		Startnetz auf Basis LFiP 2024	Startnetz + Kernnetz auf Basis LFiP 2024
<b>Netzlänge [km]</b>	<b>Fernleitung</b>		
		Neubau	196
		Umbau	512
	<b>Verteiler- gebiet</b>		
		Neubau	135
		Umbau	201
<b>Absatz <sup>2)</sup></b>	<b>Leistung [GW]</b>	6,4	12,6
	<b>Arbeit [TWh]</b>	33,6	49,6

<sup>2)</sup> Erhobene Absatzdaten aus der LFiP 2024, welche mit diesem Netz erschlossen werden können

Die **Investitionskosten** für die Errichtung der H<sub>2</sub> Infrastruktur betragen je nach Netzausbauvariante zwischen ca. **2 und 4 Mrd. EUR**.

Die Investitionskosten sind reale Kosten auf Preisbasis 2025. Sie umfassen sowohl die Kosten für die Neuerrichtung von Leitungen als auch die Kosten für den Umbau, jedoch nicht den Wert jener Leitungen, die umgewidmet werden.

## 4 FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur ist für Österreichs Klimaziele und seine strategische Position in Europa von zentraler Bedeutung. Hierfür sind geeignete und verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich, die sowohl auf Seiten der Industrie und Energiewirtschaft als auch auf Seiten der Netzbetreiber Investitionsentscheidungen ermöglichen. Dazu zählen insbesondere ein Ausbaupfad, transparente und verlässlich regulierte Netznutzungsentgelte, die planbare Abnahme- und Nutzungszusagen der Industrie und Energiewirtschaft ermöglichen und die gemeinsam den Markthochlauf der Leitungsinfrastruktur absichern.

Auf gesetzlicher und regulatorischer Basis sind entsprechende Maßnahmen zu setzen, welche die Wertehaltigkeit, Finanzierbarkeit und Planbarkeit der Investitionen der Netzbetreiber trotz hohem Investitionsbedarf langfristig sicherstellen. Das kombinierte Modell aus sequenziellem Netzausbau, Hochlaufkonto und europäischer Einbettung schafft ein **flexibles und transparentes Finanzierungsmodell und bietet eine tragfähige, kosteneffiziente und investitionsförderliche Lösung für Staat, Netzbetreiber und Netznutzer**.

Das Modell beinhaltet nachfolgende wesentliche Prämissen:

- Etablierung eines Hochlaufkontos zur Abbildung der intertemporalen Kostenverschiebung und eine Staatsgarantie, um Netzentgelte zu deckeln und Investitionssicherheit zu gewährleisten. Dabei gilt:
  - Umsetzung des **Startnetzes** mit sofortigem Zugang zum Finanzierungsmodell, um Österreichs Rolle als Wasserstoff-Transitland zu sichern.
  - **Bedarfsorientierter Ausbau des Kernnetzes** über Kapazitätserweiterungs- und Netzausbauverträge, um Effizienz und Flexibilität zu gewährleisten und Standortnachteile zu vermeiden.
  - **Festlegung eines planbaren Netznutzungsentgeltdeckels**, um die Netzausbauprojekte zu finanzieren und die Kalkulation von Projekten zur Abnahme von Wasserstoff zu ermöglichen.
- **Vermeidung von Selbsthalten**, da diese stark investitionshemmend wirken und dadurch eine risikoadäquate Investitionsrendite nicht seriös kalkulierbar ist. Die Finanzierung gestaltet sich wesentlich effizienter und kostengünstiger, wenn der Staat durch Garantien das Finanzierungsrisiko begrenzt.
- **Nutzung europäischer Instrumente** (CBCA und CEF; EU-Garantien) zur fairen Kostenaufteilung und zur Mobilisierung zusätzlicher Mittel.

Der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur ist zentraler Hebel für ein dekarbonisiertes Energiesystem und Schlüsseltechnologie für die Industrie. Damit der Hochlauf des Wasserstoffmarkts gelingt und belastbare Investitionsentscheidungen (FIDs) entlang der Wertschöpfungskette getroffen werden können, müssen die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen (GWG) rasch geschaffen, die Finanzierung der benötigten Infrastruktur geklärt und zentrale rechtliche Anpassungen auf europäischer Ebene vorgenommen werden. Mit den vorgeschlagenen Maßnahmen in Verbindung mit dem Umsetzen einer Grüne-Gase-Importstrategie und Sicherstellung der Anbindung an internationale H<sub>2</sub>-Importrouten (insbesondere SouthH<sub>2</sub>-Corridor) wird die Grundlage geschaffen, Österreich als **Wasserstoff-Drehscheibe Europas** zu etablieren, Investitionssicherheit zu bieten und den Markthochlauf nachhaltig zu beschleunigen.