

Endbericht

Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich

Von

Jens Hobohm, Saskia Lengning,
Ravi Srikandam ,
Lukas Stühlinger, Alexander Panhofer,
Fabio Alfery

**Im Auftrag des
österreichischen Bundesministeriums für
Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

31.08.2024

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Die Prognos AG ist eines der ältesten Wirtschaftsforschungsunternehmen Europas. An der Universität Basel gegründet, forschen Prognos-Expertinnen und -Experten seit 1959 für verschiedenste Auftraggeber aus dem öffentlichen und privaten Sektor – politisch unabhängig, wissenschaftlich fundiert. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit über 200 Expertinnen und Experten ist das Unternehmen an zehn Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München, Stuttgart und Wien. In Wien sitzt die Prognos Europe GmbH, unsere Tochtergesellschaft in Österreich. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik.

Die Prognos Europe GmbH ist eine hundertprozentige Tochter der Prognos AG. Nachfolgende Angaben beziehen sich auf die Prognos Europe GmbH.

Geschäftsführer
Christian Böllhoff

Rechtsform
GmbH

Handelsregisternummer
FN 591287 s
73 FR38868/22 k-2

Gründungsjahr
2023

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer
AT U78748606

Arbeitsprachen
Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz der Prognos AG
in der Schweiz

Prognos AG
Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf

Prognos AG
Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel

Prognos AG
Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg

Standort der Prognos AG
in Belgien

Weitere Standorte der
Prognos AG in Deutschland

Prognos AG
Goethestr. 85
10623 Berlin

Prognos AG
Rödingsmarkt 9
(c/o Mindspace | 2. Etage)
20459 Hamburg

Prognos AG
Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel

Prognos AG
Domshof 21
28195 Bremen

Prognos AG
Nymphenburger Str. 14
80335 München

Tochtergesellschaft
in Österreich

Prognos Europe GmbH
c/o e7 energy innovation &
engineering
Hasengasse 12/2
1020 Wien

info@prognos.com | www.prognos.com | www.linkedin.com/company/prognos-ag

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	IX
Quellenverzeichnis	X
Zusammenfassung	XI
1 Einleitung und Vorgehensweise	1
2 Rahmenannahmen für ein österreichisches Wasserstoffnetz	3
2.1 Wasserstoffstartnetz	3
2.2 Szenarien des Wasserstoffbedarfs und Transit	4
2.3 Kosten des Wasserstoffnetzausbaus	4
3 Modelle für die Finanzierung der Wasserstoffnetze	8
3.1 Finanzierungsmodelle von Wasserstoffnetzen im europäischen Ausland	8
3.2 Ableitung möglicher Finanzierungsoptionen	9
3.2.1 Option A: Intertemporale Kostenverschiebung ohne staatliche Garantie	11
3.2.2 Option B: Investitionsförderung und Risikoprämie	12
3.2.3 Option C: Amortisationskonto für ein Wasserstoffstartnetz	13
3.2.4 Option D: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund	14
3.2.5 Option E: Wandeldarlehen des Bundes für Wasserstoffnetzbetreiber	15
3.2.6 Option F: Konzessionsausschreibung (Public-private Partnership)	16
3.2.7 Option G: Querfinanzierung Strom/Gas	16
3.3 Bewertung der Finanzierungsoptionen	17
4 Systematik der Netzentgeltberechnung	19
5 Entwicklung von Finanzierungsoptionen für das österreichische Wasserstoffstartnetz	24
5.1 Einführung in die Modellspezifizierung	24

5.2	Ausgewählte Finanzierungsmodelle in der Übersicht	26
5.3	Ausgewählte Finanzierungsoptionen im Detail	28
5.3.1	Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back	28
5.3.2	Hohe Investitionsförderung mit Pay-back	32
5.3.3	Mindestmenge/Korridor	38
5.3.4	Amortisationsmodell	43
6	Fazit	49
6.1	Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen	49
6.2	Sensitivitätsanalyse zur Höhe des Netzentgeltdeckels	50
	Anhang	XIII
	Impressum	XIX

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kumulierte Leitungslängen des österreichischen Wasserstoffnetzes nach ÖNIP	4
Tabelle 2:	Berechnung der Eigenkapitalkosten und WACC durch die Gutachterinnen und Gutachter	7
Tabelle 3:	Übersicht über Finanzierungsmodelle für ein Wasserstoffnetz anderer europäischer Länder	8
Tabelle 4:	Übersicht der Bewertung der Optionen	17
Tabelle 5:	Betrachtete Hochlaufmengen in TWh/a	21
Tabelle 6:	Simulation verschiedener Netzentgeltdeckel in Abhängigkeit von Wasserstoffmengen	22
Tabelle 7:	Eingabeparameter „mittlere Investitionsförderung“	29
Tabelle 8:	Ergebnisse Modellierung Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“	31
Tabelle 9:	Risikoverteilung Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“	32
Tabelle 10:	Bewertung Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“	32
Tabelle 11:	Eingabeparameter Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“	34
Tabelle 12:	Ergebnisse Modellierung Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“	36
Tabelle 13:	Risikoverteilung Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“	37
Tabelle 14:	Bewertung Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“	37
Tabelle 15:	Eingabeparameter Modell „Mindestmenge/Korridor“	39
Tabelle 16:	Ergebnisse Modellierung Modell „Mindestmenge/Korridor“	41
Tabelle 17:	Risikoverteilung Modell „Mindestmenge/Korridor“	42

Tabelle 18:	Bewertung Modell „Mindestmenge/Korridor“	43
Tabelle 19:	Eingabeparameter „Amortisationsmodell“	44
Tabelle 20:	Ergebnisse Modellierung „Amortisationsmodell“	46
Tabelle 21:	Risikoverteilung „Amortisationsmodell“	47
Tabelle 22:	Bewertung „Amortisationsmodell“	48
Tabelle 23:	Zusammenfassende Bewertung der ausgewählten Modelle	49
Tabelle 24:	Stärken und Schwächen der ausgewählten Modelle	50
Tabelle 25:	Wasserstoffhochlauf integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP)	XIII
Tabelle 26:	Annahmen für die Modellierung	XIII
Tabelle 27:	Investitions- und Betriebskosten für das Wasserstoffstartnetz bis 2040	XIV
Tabelle 28:	Bewertung der Finanzierungsoptionen aus Phase I nach festgelegten Kriterien	XVI

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Auswahl der favorisierten Modelle in einem mehrstufigen Prozess	XII
Abbildung 2:	Ablauf der Studie in zwei Phasen	2
Abbildung 3:	Wasserstoffstartnetz 2030	3
Abbildung 4:	Wasserstoffbedarf für das österreichische Wasserstoffnetz	4
Abbildung 5:	Investitionskosten des vorläufigen österreichischen Wasserstoffstartnetzes (inklusive Inflationsanpassung)	6
Abbildung 6:	Mögliche Finanzierungsoptionen	10
Abbildung 7:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber, schematische Darstellung, Option: Verschiebung der Kosten ohne staatliche Garantie	12
Abbildung 8:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber, schematische Darstellung, Option: Investitionsförderung + Risikoprämie	13
Abbildung 9:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Amortisationskonto	14
Abbildung 10:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund	14
Abbildung 11:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund - Alternativvariante	15
Abbildung 12:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option Wandeldarlehen des Bundes für Wasserstoffnetzbetreiber	15
Abbildung 13:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Konzessionsausschreibung (Public-private Partnership)	16
Abbildung 14:	Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber, schematische Darstellung, Option: Querfinanzierung Strom/Gas	16

Abbildung 15:	Simulation der Netzentgelte und intertemporale Kostenverschiebung mit Netzentgeltdeckel von 4 EUR/MWh	20
Abbildung 16:	Mögliche Preise für grünen und blauen Wasserstoff im Jahr 2030 im Verhältnis zu Netzentgelt von 4 EUR/MWh	23
Abbildung 17:	Übersicht Finanzierungsmodelle Österreich	27
Abbildung 18:	Erlöse Netzbetreiber „mittlere Investitionsförderung“ – Modellsimulation	30
Abbildung 19:	Umsatz und Ergebnis „mittlere Investitionsförderung“ – Modellsimulation	30
Abbildung 20:	Erlöse Netzbetreiber Hohe Investitionsförderung mit Pay- back - Modellsimulation	35
Abbildung 21:	Umsatz und Ergebnis „Hohe Investitionsförderung mit Pay- back“ - Modellsimulation	35
Abbildung 22:	Erlöse Netzbetreiber „Mindestmenge/Korridor“ – Modellsimulation	40
Abbildung 23:	Umsatz und Ergebnis „Mindestmenge/Korridor“ – Modellsimulation	41
Abbildung 24:	Erlöse Netzbetreiber „Amortisationsmodell“ – Modellsimulation	45
Abbildung 25:	Umsatz und Ergebnis „Amortisationsmodell“ – Modellsimulation	46
Abbildung 26:	Sensitivitätsanalyse zum Netzentgeltdeckel	51

Abkürzungsverzeichnis

Art.	Artikel
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
Auslegungsfall	Hochlauf von 33 % der im ÖNIP angenommenen Mengen (inkl. Transit)
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
AT	Österreich
CAPEX	<i>capital expenditure</i> = Investitionsausgaben
DE	Deutschland
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
GDRM	Gasdruckregel- und Messanlagen
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MWh	Megawattstunde
OeNB	Österreichische Nationalbank
ND	Netzentgeltdeckelung
ÖNIP	Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan
RL	Richtlinie
TWh	Terawattstunde
VO	Verordnung
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Quellenverzeichnis

AGGM H2-Roadmap, AGGM (2024)

Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (OENIP), Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2024)

Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich, Frontier Economics und TU Wien – Energy Economics Group (2023)

RICHTLINIE (EU) 2024/1788 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG.

VERORDNUNG (EU) 2024/1789 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009

Wasserstoffstrategie für Österreich, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, und Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (2022)

Zusammenfassung

Mit der Veröffentlichung der Wasserstoffstrategie für Österreich im Jahr 2022 hat das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) die politischen Ziele im Bereich Wasserstoff vorgegeben. Daraus ergibt sich unter anderem die Fragestellung nach der Finanzierung des Wasserstoffstartnetzes, die in der nachfolgenden Studie untersucht wird. Der Wasserstoffhochlauf erfordert zu Beginn hohe Investitionskosten, was potenziell hohe Netzentgelte für wenige Nutzer bedeuten kann. Zudem ist mit dem Aufbau des Wasserstoffmarktes ein erhebliches Risiko verbunden, weshalb davon ausgegangen wird, dass ohne staatliche Unterstützung keine termingerechten Netzinvestitionen erfolgen werden. Die staatliche Unterstützung sollte möglichst effizient und gut umsetzbar sein.

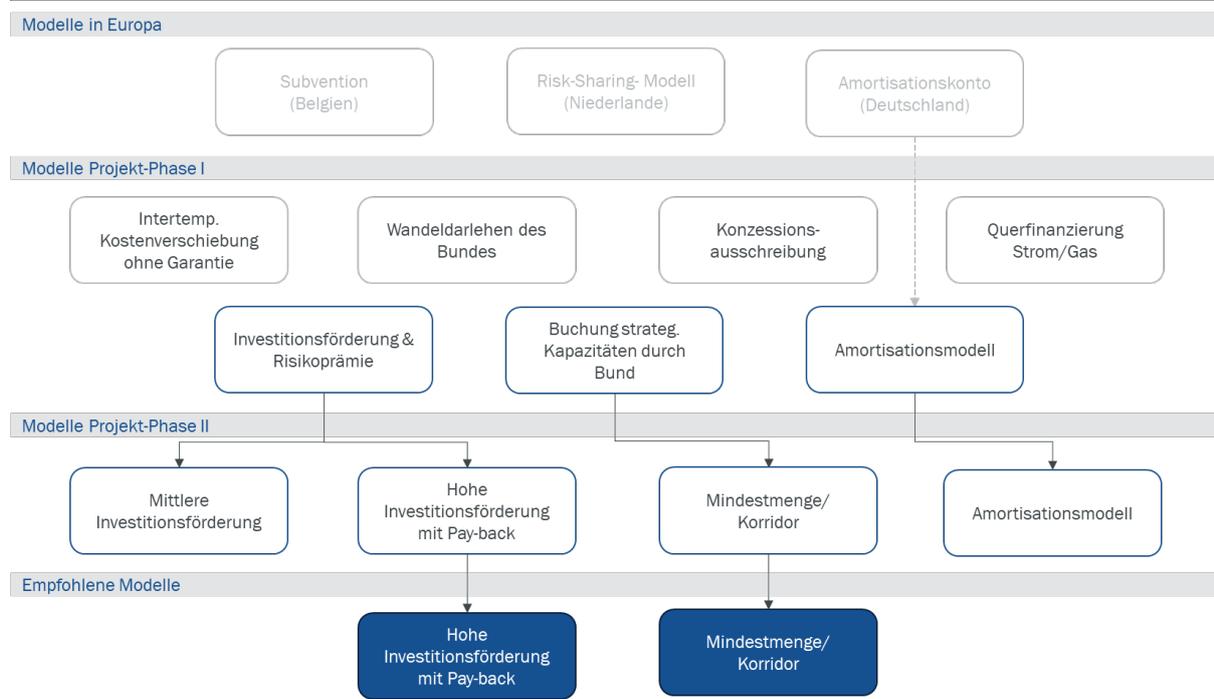
Zur Finanzierung des österreichischen Wasserstoffnetzes wurden in dieser Studie nach einer Kriterienbewertung zwei Modelle besonders herausgearbeitet. Es handelt sich einerseits um das Modell einer **Hohen Investitionsförderung mit einem Pay-back-Mechanismus sowie andererseits um eine Mindestmenge bzw. einen Mengenkorridor**.

- Die **Hohe Investitionsförderung mit Pay-back-Mechanismus** besteht durch eine einfache Struktur und die mögliche Nutzung vorhandener Fördermechanismen. Das Modell verteilt die Risiken mittelfristig gleichmäßig auf Staat und Netzbetreiber und führt zu niedrigeren Netzentgelten. Dem steht eine hohe Budgetbelastung für den Staat zu Beginn entgegen. Es gibt aber einen Anreiz für die Rückzahlung der Fördermittel, wenn der Markthochlauf erfolgreich ist. Das Finanzierungsrisiko liegt anfangs überwiegend beim Bund, was eine rasche Umsetzung der Infrastrukturvorhaben durch die Netzbetreiber begünstigt.
- Das Modell **Mindestmenge bzw. Mengenkorridor** nimmt den Netzbetreibern das Auslastungsrisiko durch entsprechende Mengengarantien ab, die finanziell abgegolten werden. Hier muss die (Anfangs-)Finanzierung durch die Netzbetreiber erfolgen. Die staatliche Förderung fließt jährlich so lange, bis der Markthochlauf die Mindestmenge übersteigt. Somit ist der staatliche Mittelabfluss gleichmäßiger. Das Risiko des Staates im Fall eines nicht erfolgreichen Markthochlaufs kann durch einen Exit-Mechanismus entschärft werden.
- Beide Modelle benötigen eine **intertemporale Kostenverschiebung**, was bedeutet, dass die Netzentgelte in der Markthochlaufphase regulatorisch gedeckelt werden, um frühe Nutzer des Wasserstoffnetzes nicht durch zu hohe Netzentgelte abzuschrecken. Die Unterdeckung wird auf einem Regulierungskonto verbucht und kann nach erfolgreichem Markthochlauf durch überschießende Netzentgelte ausgeglichen werden.

Zur Identifizierung dieser Modelle wurden zu Beginn sowohl Modelle aus dem europäischen Kontext als auch gängige aus der Finanzierung von anderen Infrastrukturen hinzugezogen. Im Rahmen von Recherchen, Interviews und Workshops wurden diese eingegrenzt. Anschließend wurden die als vorteilhaft hervorstechenden Modelle mit einer Excel-Simulation quantitativ untersucht und qualitativ ausformuliert. Nach weiteren Interviews und einem abschließenden Workshop wurden die Hohe Investitionsförderung und die Mindestmenge/Mengenkorridor als die vielversprechendsten Modelle identifiziert.

Die Gutachter sprechen keine Empfehlung für eines der verbleibenden Modelle aus. Alle Modelle haben ihre Vor- und Nachteile, die es durch weitere Ausgestaltung der Konditionen herauszuarbeiten bzw. zu lindern gilt.

Abbildung 1: Auswahl der favorisierten Modelle in einem mehrstufigen Prozess



Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

1 Einleitung und Vorgehensweise

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) hat in der im Jahr 2022 veröffentlichten Wasserstoffstrategie für Österreich die Bedeutung von Wasserstoff als wichtigem Baustein der Energiewende hervorgehoben. Laut BMK ist „der Aufbau einer geeigneten Wasserstoffinfrastruktur eine zentrale Voraussetzung, um die Ziele dieser Wasserstoffstrategie zu erreichen und den Hochlauf einer erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft in Österreich zu ermöglichen. Ebenso ist eine adäquate Infrastruktur wichtig für den zukünftigen Import von Wasserstoff und die Verteilung zu Verbrauchszentren in Österreich. Sie baut vor allem auf der Umrüstung der derzeitigen Erdgasinfrastruktur hin zu einer dedizierten Wasserstoffinfrastruktur auf“. Diese strategischen Planungen wurden im Rahmen des integrierten nationalen Energieinfrastrukturplans (ÖNIP) beleuchtet.

Ergänzend zu den strategischen Infrastrukturplanungen erarbeitet das BMK zurzeit einen geeigneten regulatorischen Rahmen für den Aufbau eines Wasserstoffstartnetzes in Österreich. Ein Schlüsselaspekt ist dabei die zukünftige Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur. Dafür braucht es funktionale Instrumente sowie entsprechende gesetzliche Grundlagen. Dabei bestehen in Bezug auf die Infrastrukturfinanzierung einige Herausforderungen: Während eine Finanzierung allein über Netzentgelte denkbar wäre, würde dies – vor allem in der Anfangsphase – zu sehr hohen Kosten für die ersten Endverbraucher führen, wenn keine weiteren Maßnahmen zu deren Deckelung ergriffen werden. Gleichzeitig kann das für Netzbetreiber bestehende Amortisationsrisiko in der Anfangsphase den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur verzögern.

Vor diesem Hintergrund wurde die **Prognos Europe GmbH**, Wien, beauftragt, eine Studie zu den Finanzierungsmöglichkeiten für das künftige Wasserstoffnetz zu erarbeiten. In die Studie waren zudem Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Prognos AG, Berlin/Basel, sowie der FINGREEN, Wien, involviert. Im Projektverlauf wurden einerseits Desktop-Recherchen vorgenommen, andererseits eine Reihe von Fachgesprächen im In- und Ausland geführt. In mehreren Arbeitsgesprächen wurden die Ergebnisse dem BMK sowie Stakeholdern vorgestellt und diskutiert.

Das Projektteam hat den Stand der Planungen zur Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur in anderen europäischen Ländern erhoben, Optionen für die Finanzierung des Wasserstoffstartnetzes in Österreich 2030 entwickelt und – in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber – eine Bewertung und Auswahl der für die weitere Vorgehensweise relevanten Finanzierungsstrukturen vorgenommen.

Von März bis Mai 2024 wurden diese Optionen dann weiter vertieft und detailliert ausgearbeitet. Darüber hinaus wurde ein finanzwirtschaftliches Simulationsmodell erstellt, mit dessen Hilfe die Finanzflüsse abgebildet werden konnten. Abschließend erfolgte eine Bewertung der zwei favorisierten Modelle. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt den Untersuchungsablauf.

Abbildung 2: Ablauf der Studie in zwei Phasen



Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG

Prognos und FINGREEN haben in dem oben erwähnten mehrstufigen Prozess systematisch Finanzierungsoptionen identifiziert, bewertet und weiterentwickelt. Der nachfolgende Bericht dokumentiert die Untersuchungsergebnisse und zieht Schlussfolgerungen für weitere Arbeiten.

i

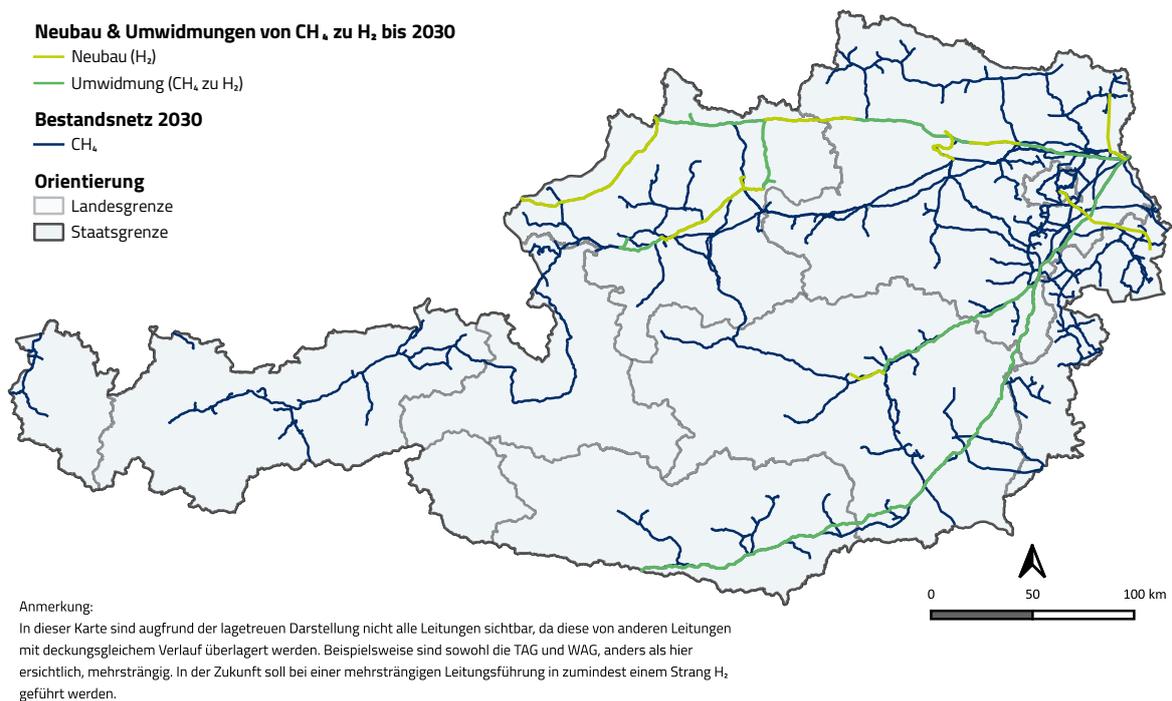
Alle in dieser Studie verwendeten Annahmen wurden von den Gutachterinnen und Gutachtern getroffen.

2 Rahmenannahmen für ein österreichisches Wasserstoffnetz

2.1 Wasserstoffstartnetz

Für die Analyse wurde das seitens des BMK im Rahmen des ÖNIP erarbeitete „Wasserstoffstartnetz 2030“ als Grundlage für die Erarbeitung der Finanzierungsoptionen herangezogen. Wie im ÖNIP ersichtlich, stellt die Umwidmung bestehender Methanleitungen das zentrale Gerüst des österreichischen Wasserstoffstartnetzes 2030 dar. Dabei fällt den Fernleitungsverbindungen von Süd-Nord und Ost-West sowohl für den Import als auch für den Transit eine bedeutende Rolle in der österreichischen und europäischen Wasserstoffstrategie zu.

Abbildung 3: Wasserstoffstartnetz 2030



Quelle: ÖNIP, BMK 2024

Die Leitungslängen sind nach Zeitraum in folgender Tabelle 1 zusammengefasst. Daraus wird nochmals deutlich, dass mit einem großen Anteil an umgewidmeten Gasleitungen gerechnet wird.

Tabelle 1: Kumulierte Leitungslängen des österreichischen Wasserstoffnetzes nach ÖNIP

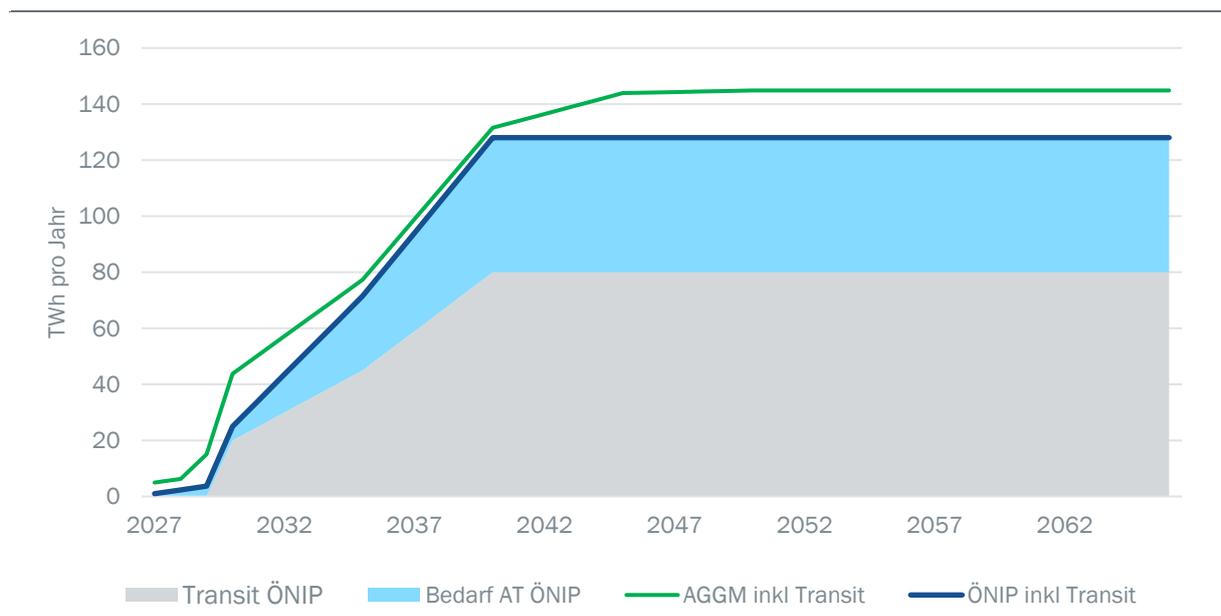
Zeitraum	Neubau in km	Umwidmung in km
2030	380	730
2040	445	1100

Quelle: ÖNIP, BMK 2024

2.2 Szenarien des Wasserstoffbedarfs und Transit

Der ÖNIP verwendet ein Szenario des Wasserstoffbedarfs für Österreich 2030 und 2040. Dies wird in dieser Analyse als Grundlage genutzt. Der gesamte Wasserstoffbedarf setzt sich dabei aus einer Transitmenge und dem inländischen Verbrauch zusammen. Zu Plausibilisierungszwecken wurde hier ebenfalls der Bedarf aus der Marktabfrage der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) hinzugezogen. Die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs aus den Szenarien ist nachfolgend dargestellt.

Abbildung 4: Wasserstoffbedarf für das österreichische Wasserstoffnetz



Hinweis: Angaben der Wasserstoffmengen in Stützjahren, hier linear interpoliert
 Quelle: ÖNIP, BMK 2024; H2-Roadmap, AGGM 2024

2.3 Kosten des Wasserstoffnetzausbaus

Der initiale Aufbau des Wasserstoffnetzes in Österreich erfordert erhebliche Infrastrukturinvestitionen. Gleichzeitig bietet er die Möglichkeit, Kapital, das in bestehenden Erdgasleitungen gebunden ist und deren Auslastung sich in Zukunft stark verringern wird, einer neuen Verwendung im dekarbonisierten Energiesystem zuzuführen. Im Folgenden sind zuerst die Annahmen der Gutachterinnen und Gutachter der Investitionskosten für das Wasserstoffstartnetz

in Österreich beschrieben, anschließend die Berechnung der jährlichen Netzkosten, die sich aus Betriebskosten und Kapitalkosten zusammensetzen. Die jährliche Kostenbasis bildet in Kapitel 4 die Grundlage der Netzentgeltberechnung. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die tatsächlichen Investitionskosten von den Annahmen abweichen können, da die Dimensionierung von Neubauleitungen noch nicht fixiert ist und die Kostenschätzungen für H₂-spezifische Bauteile variieren.

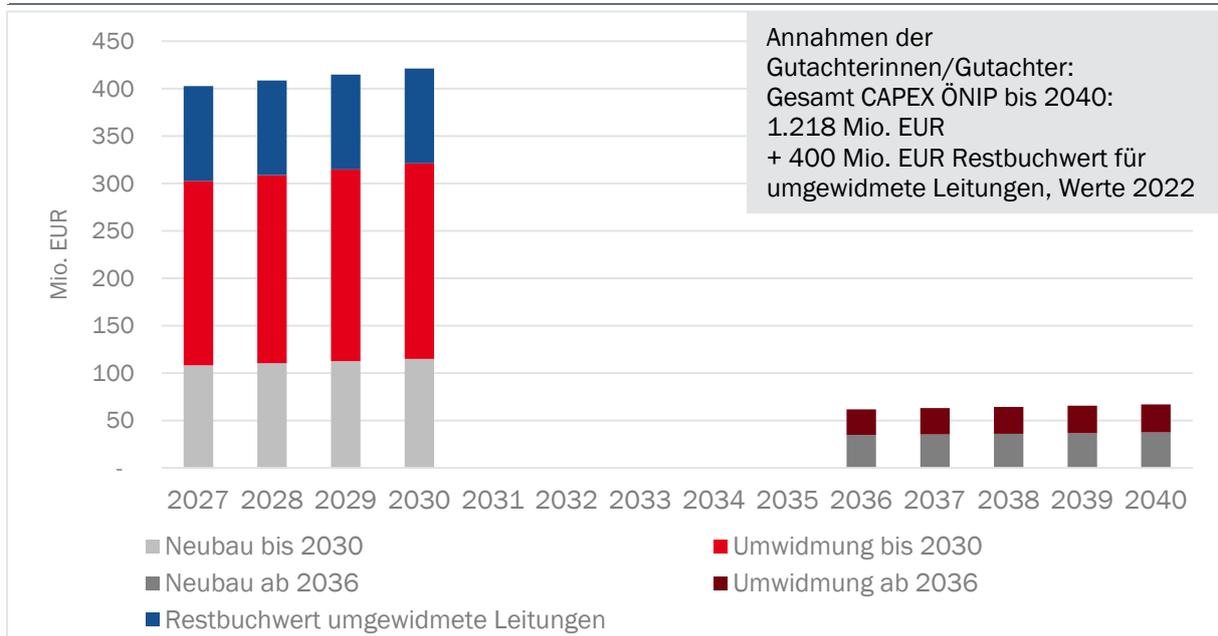
Investitionskosten

Die gesamten Investitionskosten des Wasserstoffnetzes werden bis 2040 mit 1,2 Mrd. EUR (Werte 2022) angenommen. Diese Annahme basiert auf der Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“ (GASI Studie)¹ von Frontier Economics/TU Wien aus dem Jahr 2023. Die Erstellung einer neuen Kostenschätzung war nicht Teil dieser Arbeit. Als Grundlage wurde das GASI-Elektrifizierungsszenario herangezogen, das im Wesentlichen mit dem ÖNIP 2030 Netz übereinstimmt. Im Austausch mit den Autorinnen und Autoren der GASI-Studie wurden Leitungsunterschiede zwischen dem ÖNIP 2030 Netz und dem GASI Netz in der Kostenannahme berücksichtigt. Zusätzlich wurden Kosten für Verdichter für eine Gesamtleistung von 76 MW hinzugerechnet, da diese in der GASI-Studie nicht inkludiert waren. Somit entfallen die Hauptkosten für das Wasserstoffstartnetz auf neue Leitungen, die Umwidmung von Leitungen und die damit verbundenen Investitionen in Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM) und Verdichter (Kompressoren). Eine Plausibilisierung der Daten erfolgte auf Basis der AGGM-Kostenschätzung für die Umsetzung der AGGM H₂-Roadmap.

Folgende Abbildung 5 zeigt die Investitionskostenannahmen, die den Gutachterinnen und Gutachtern in Form von Stützjahren vorlagen, aufgeteilt auf Einzeljahre. Wie abzulesen ist, entfällt der Großteil der Investitionen auf die ersten Jahre des Betrachtungszeitraums, da in dieser Zeitspanne auch die Umwidmung des Fernleitungsnetzes erfolgt. Es wird angenommen, dass die im ÖNIP dargestellten weiteren Wasserstoffnetze erst in der zweiten Hälfte der 30er Jahre weiter ausgebaut werden. Der weitere Ausbau hängt allerdings stark vom Wasserstoffhochlauf ab und könnte auch schon früher durchgeführt werden. In der Abbildung sind die Investitionskosten an die Inflation angepasst, in den Neubau- und Umwidmungskosten sind zudem Kosten für GDRM und Verdichter enthalten. Zusätzlich ist in Abbildung 5 die Annahme für die Restbuchwerte der umgewidmeten Anlagen dargestellt, diese wurde nach einer Befragung der Netzbetreiber in Absprache mit der Regulierungsbehörde getroffen.

¹ <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/rolle-gasinfrastruktur.html>

Abbildung 5: Investitionskosten des vorläufigen österreichischen Wasserstoffstartnetzes (inklusive Inflationsanpassung)



Hinweis: Bau H2 Collector Ost bis 2027; Umwidmung der Fernleitungen und teilweiser Neubau bis 2030 (dargestellte Umwidmungskosten für Verdichter, GDRM, etc.), dafür gleichmäßige Verteilung der Investitionskosten aus GASI-Studie auf die Jahre 2027-2030; Werte inkl. Inflationsanpassung;
 Quelle: GASI-Studie, Frontier Economics/TU Wien 2023, adaptiert auf Leitungsunterschiede ÖNIP und GASI Elek. Szenario, Verdichter; abweichende CAPEX (*capital expenditure* = Investitionsausgaben) bei AGGM H2-Roadmap, u.a. aufgrund unterschiedlicher Leitungslängen

Jährliche Netzkosten

Die jährlichen Netzkosten setzen sich aus Kapital- und Betriebskosten zusammen und bilden die Grundlage für die Netzentgeltberechnung.

Betriebskosten fallen einerseits für Energiekosten für Verdichter an und andererseits für Wartung, Instandhaltung und Administration. Die Energiekosten sind abhängig von den Benutzungsstunden, für die 2500 Stunden/Jahr für 76 MW Leistung angenommen wurden. Für die restlichen Betriebskosten wurden Pauschalen von 1 bis 2 % auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt.

Die Kapitalkosten errechnen sich aus den jährlichen Abschreibungen und den Zinsen für das eingesetzte Kapital. 40 Jahre Abschreibungsdauer wurde für neue Leitungen, Umwidmungskosten (exkl. Verdichter) und GDRM angenommen, 25 Jahre für Restbuchwerte und Verdichter. Die Verzinsung des Kapitals für die Modellierung erfolgte auf Basis der bestehenden Methodologie der Gas Regulatorik, angepasst an die aktuelle Zinslage, wie die nachfolgende Tabelle zeigt.

Tabelle 2: Berechnung der Eigenkapitalkosten und WACC durch die Gutachterinnen und Gutachter

Eigenkapitalkosten	Annahmen	WACC	Annahmen
Risikofreier Zinssatz **	2,9 %	Eigenkapitalquote*	40 %
Marktrisikoprämie*	4,5 %	Fremdkapitalquote*	60 %
Levered Beta *	0,85	Prämie Fremdkapital*	1,05 %
Eigenkapitalkosten (vor Steuern)	8,73 %	Fremdkapitalkosten (vor Steuern)	3,95 % (risikofreier Zins + Prämie)
Eigenkapitalkosten (nach Steuern)	6,73 %	WACC (vor Steuern)	5,86 %

* Quelle: Methodologie entsprechend § 82 Gaswirtschaftsgesetz 2011

** 10-jährige österreichische Benchmark Bundesanleihe (Österreichische Kontrollbank, Stand 28.02.2024)

Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber sind durch den Weighted Average Cost of Capital (WACC) dargestellt. Der WACC entspricht in der Modellierung der Ziel-Kapitalverzinsung und wurde von den Gutachterinnen und Gutachtern mit 5,86 % angenommen. Die jährliche Kapitalverzinsung ergibt sich durch die Multiplikation des regulierten Anlagevermögens, das sich jährlich aus den Investitionen inkl. Restbuchwerten abzüglich der Abschreibungen errechnet, mit dem WACC.

Durch die Aufsummierung von jährlichen Betriebskosten, Abschreibungen und die Kapitalverzinsung, werden die jährlichen Netzkosten bestimmt.

$$\text{Netzkosten} = \text{Kapitalkosten} + \text{Betriebskosten}$$

3 Modelle für die Finanzierung der Wasserstoffnetze

3.1 Finanzierungsmodelle von Wasserstoffnetzen im europäischen Ausland²

Der Aufbau von Wasserstoffnetzen wird europaweit verfolgt. Es gibt jedoch große Unterschiede beim Planungsstand der betreffenden Netze. Während manche Länder bisher lediglich abstrakte Ziele formuliert haben, sind in anderen Ländern bereits konkrete Planungen erarbeitet worden. Dies zeigt sich auch bei der Finanzierungsplanung: Konkrete Aussagen, wie teuer die jeweiligen Wasserstoffnetze sein werden und wie deren Bau und Betrieb finanziert werden sollen, gibt es bisher kaum. Vorreiter sind hier Deutschland sowie die Niederlande und Belgien. Außerdem sind in Spanien und Großbritannien die Planungen zum Wasserstoffnetz fortgeschritten, jedoch ohne konkretes Finanzierungskonzept. Nachfolgend sind die Ergebnisse der Recherche und Fachgespräche zusammengefasst:

Tabelle 3: Übersicht über Finanzierungsmodelle für ein Wasserstoffnetz anderer europäischer Länder

Länder	Deutschland	Niederlande	Belgien	Großbritannien	Spanien
Länge des geplanten Wasserstoffnetzes	9.700 km	1.200 km	150 km	200 km	3.000 km
Betreiber des Netzes	Verschiedene Betreiber	HyNetwork Services	Zertifizierter Wasserstofftransportnetzbetreiber	Noch offen	Enagás Infraestructuras de Hidrógeno
Kostenabschätzung	19,8 Mrd. EUR	1,5 Mrd. EUR	Unbekannt	Unbekannt	7,2 Mrd. EUR
Finanzierungskonzept	Netzentgelte mit Amortisationskonto	Netzentgelte und Risk Sharing Modell	Netzentgelte und vermutlich Subvention	Noch offen	Noch offen

Quelle: eigene Darstellung der Prognos AG auf der Grundlage verschiedener Webseiten aus den untersuchten Ländern

In **Deutschland** ist das Finanzierungskonzept für Wasserstoffnetze gesetzlich geregelt. Die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes von 2023 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber zum Aufbau eines Kernnetzes für Wasserstoff. Dieses Netz soll eine Länge von 9.700 km haben und nach politisch-strategischem Ziel bis 2032 fertiggestellt sein. Die geplanten Investitionskosten betragen insgesamt 19,8 Mrd. EUR. Das Netz wird von verschiedenen Unternehmen betrieben, darunter Fernleitungsnetzbetreiber und andere Betreiber von Wasserstoffinfrastrukturen. Die Finanzierung erfolgt durch Netzentgelte, die auf ein gesondertes Amortisationskonto eingezahlt werden. Dieses Konto wird von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) geführt und ist staatlich garantiert. Es soll bis zum Ende des Jahres 2055 ausgeglichen sein. Die Netzentgelte sind flexibel und werden in zwei Phasen eingeführt. In der ersten Phase

² Da Phase I der Untersuchung bereits im Januar 2024 abgeschlossen wurde, ist der Datenstand dieses Kapitels der von Januar 2024. Möglicherweise haben sich bis zur Veröffentlichung des Berichts neue Fakten ergeben, die hier nicht berücksichtigt sind.

wird ein Hochlaufnetzentgelt festgelegt, um prohibitiv hohe Netzentgelte zu vermeiden. In der zweiten Phase, die beginnt, wenn die Einnahmen aus den Netzentgelten die jährlichen Kosten übersteigen, werden die Netzentgelte höher festgelegt, um die fehlenden Kosten aus der ersten Phase auszugleichen.

In den **Niederlanden** wird das Wasserstoffnetz in drei Phasen sukzessive aufgebaut. Es soll eine Länge von 1.200 km haben, wobei 85 % aus umgewidmeten Pipelines bestehen. Das Netzwerk wird von HyNetwork Services, einer Tochtergesellschaft von Gasunie, betrieben. Die geplanten Gesamtinvestitionen bis 2030 belaufen sich auf 1,5 Mrd. EUR. Ähnlich wie in Deutschland setzt das niederländische Finanzierungskonzept auf regulierte Netzentgelte. Es gibt aber auch eine Risikoteilung zwischen dem Staat und dem Netzbetreiber. Der Staat hat dafür ein Budget von 750 Mio. EUR vorgesehen. Es gibt auch einen sogenannten „Claw Back“-Mechanismus, bei dem der Staat einzelne Beiträge zurückfordern kann, wenn sich herausstellt, dass der tatsächliche Förderbedarf geringer als erwartet ausfällt.

Belgien plant den Bau eines Wasserstoffnetzes mit einer Länge von 150 km bis 2026. Dieses Netz wird von einem zertifizierten Wasserstofftransportnetzbetreiber verwaltet. Eine genaue Kostenabschätzung gibt es noch nicht. Laut belgischer Wasserstoffstrategie wurden jedoch 395 Mio. EUR für den Bau eines Wasserstofftransportnetzes vorgesehen, wovon bereits 250 Mio. EUR genehmigt wurden. Das Finanzierungskonzept beruht auf regulierten Netzentgelten, die auf ein spezielles Konto eingezahlt werden. Darüber hinaus kann das zuständige Ministerium Subventionen für konkrete Projekte gewähren, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind.

In **Großbritannien** und **Spanien** sind die Finanzierungskonzepte ähnlich. Beide Länder haben ambitionierte Pläne zur Schaffung von Wasserstoffnetzen. Großbritannien plant ein Netz von 200 km Länge, und in Spanien ist ein Netzwerk mit einer Länge von 3.000 km geplant. Im Gegensatz zu Deutschland, den Niederlanden und Belgien wurden in diesen beiden Ländern jedoch noch keine spezifischen Finanzierungskonzepte vorgestellt. Es wird erwartet, dass die Finanzierung ebenso über regulierte Netzentgelte erfolgen wird. Über die Pläne der anderen EU-Länder ist zum Redaktionsschluss dieser Studie wenig bis gar nichts bekannt.

Als **Fazit** kann festgehalten werden, dass die größten Unterschiede in den Finanzierungskonzepten zwischen den verschiedenen Ländern in der detaillierten Ausgestaltung und in den speziellen Mechanismen zur Risikoabdeckung liegen. Insgesamt scheint es jedoch einen Konsens zu geben, dass eine Kombination aus regulierten Netzentgelten und gezielten staatlichen Subventionen eine bevorzugt gewählte Methode zur Finanzierung solcher Netze darstellt.

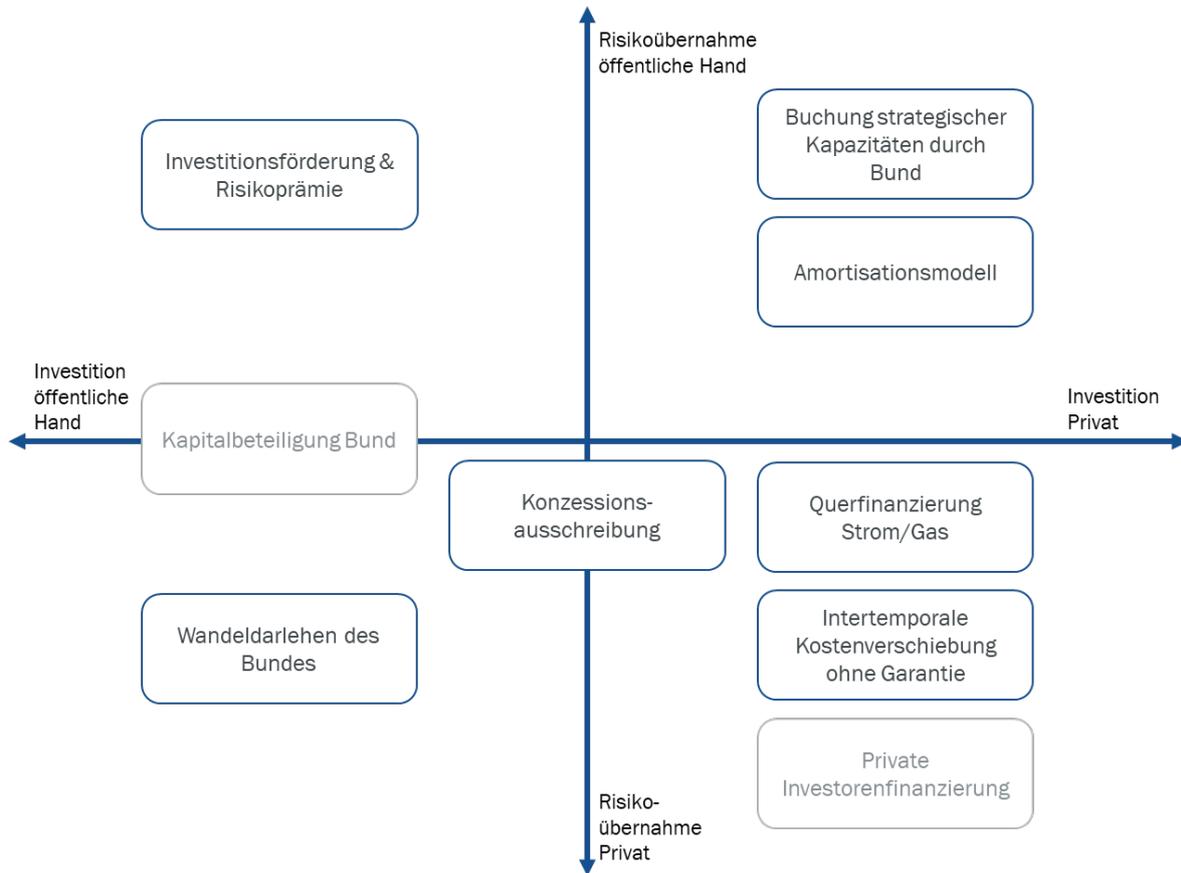
Die spezifischen Regelungen zur Risikoverteilung variieren jedoch stark zwischen den Ländern, wobei einige wie Deutschland und die Niederlande spezielle Mechanismen wie Amortisationskonten oder "Risk Sharing Modelle" eingeführt haben. Dies sind jedoch nur zwei der vielen möglichen Ansätze zur Risikoverteilung. Dennoch dient die Untersuchung dieser Finanzierungsansätze als nützliche Orientierung.

3.2 Ableitung möglicher Finanzierungsoptionen

Neben den Konzepten aus dem europäischen Ausland existieren weitere Optionen, die beispielsweise aus anderen Infrastrukturfinanzierungen abgeleitet wurden. Im Zuge der Projektphase I ergaben sich insgesamt neun Finanzierungsoptionen, von denen sieben

Finanzierungsoptionen einer näheren Betrachtung unterzogen wurden. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, lassen sich die Modelle nach dem Grad der Risikoübernahme und der Übernahme der Investition jeweils durch die öffentliche Hand und die Netzbetreiber (Privat) einteilen.

Abbildung 6: Mögliche Finanzierungsoptionen



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN/Prognos AG

Die Optionen Kapitalbeteiligung vom Bund und private Investorenfinanzierung wurden nicht näher betrachtet. Die (rein) private Investorenfinanzierung wurde aussortiert, weil davon ausgegangen wurde, dass ohne Unterstützung nicht die notwendigen Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur erfolgen. Die Kapitalbeteiligung des Bundes, vor allem in ihrer „Reinform“, also einer staatlichen Gesellschaft, die die Netzentwicklung durchführt, stand ebenfalls nicht im Fokus, da hierzu in Österreich die organisatorischen Voraussetzungen fehlen. Die sieben weiteren Finanzierungsoptionen wurden nach acht Kriterien, die gemeinsam mit dem Auftraggeber erarbeitet wurden, genauer untersucht und bewertet:

- **Nachvollziehbarer Business Case** für Netzbetreiber
Ohne eine wirtschaftliche Grundlage können Investitionsentscheidungen für eine langlebige Infrastruktur nicht getroffen werden. Dabei müssen die Chancen und Risiken aus Sicht der Investoren in einem ausgewogenen Verhältnis stehen.
- **Einhaltung des Zeitplans** für den Netzausbau
Der ambitionierte Zeitplan für die Klimaneutralität in Österreich erlaubt keine „Trial-and-error“-Phase oder längeren Stillstand. Andernfalls wäre die Zielerreichung gefährdet. Daher ist die Einhaltung des Zeitplans von hoher Bedeutung.
- **Vermeidung** (prohibitiv) **hoher Anfangsentgelte** für Wasserstoffabnehmer
Die Erstnutzer von Wasserstoff sollen durch die Netznutzung nicht zusätzlich mit sehr hohen Kosten belastet werden, da andernfalls ihre Wettbewerbsfähigkeit leiden würde. Es könnte im Fall von sehr hohen Anfangsentgelten auch dazu kommen, dass die Netznutzer ihre Investitionsentscheidungen aufschieben und der Markthochlauf nicht beginnt.
- **Gesamtwirtschaftlichkeit**
Dieses Kriterium ähnelt dem des Business Cases. Während der Business Case aber eher auf Chancen und Risiken abzielt, beschreibt die Gesamtwirtschaftlichkeit das ökonomische Ergebnis über die Lebensdauer der Investition im Auslegungsfall (d.h. ohne weitere Berücksichtigung von Chancen und Risiken).
- **Risikoteilung zwischen Staat und Netzbetreiber**
Die Risikoteilung zwischen Staat und Netzbetreibern sollte ausgewogen sein. Keine der Parteien sollte ein deutlich höheres Risiko als die andere tragen.
- **Umsetzbarkeit**
Je komplizierter ein Modell ist, desto größer sind die Umsetzungsschwierigkeiten und das Risiko des Scheiterns.
- **Rechtliche Konformität**
Hierunter ist besonders die Kompatibilität mit dem EU-Gasmarktpaket zu verstehen.
- **Kostenverursachungsgerechtigkeit**
Dieses Prinzip soll verhindern, dass sachfremde Regulierungsgegenstände in einen Zusammenhang gebracht werden, z.B. bei einer Querfinanzierung. Hierdurch würden Verbraucher mit Kosten belastet, ohne dass dem für sie ein Nutzen gegenüberstünde.

Nachfolgend sind die Optionen kurz beleuchtet. Im Anhang, in Tabelle 28, befindet sich die detailliertere qualitative Bewertung der Optionen.

Die untersuchten Optionen beruhen auf der Annahme, dass Wasserstoffnetzentgelte, in Anlehnung an den bestehenden Regulierungsrahmen für Gas, die Basis der noch auszuarbeitenden Wasserstoffregulierung bilden. Außerdem zielen alle näher vorgestellten Optionen darauf ab, prohibitiv hohe Startnetzentgelte für die ersten Endverbraucher zu vermeiden, da diese den Hochlauf der Wasserstoffnutzung negativ beeinflussen oder gar verhindern würden.

Die Optionen weisen teilweise Ähnlichkeiten oder Überschneidungen auf. Zudem kann es in der Praxis sinnvoll sein, mehrere Elemente miteinander zu verknüpfen.

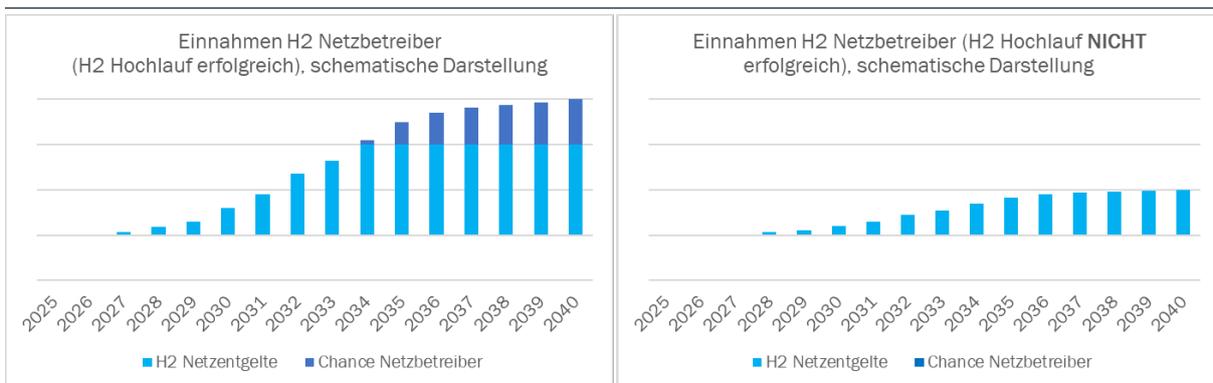
3.2.1 Option A: Intertemporale Kostenverschiebung ohne staatliche Garantie

In dieser Finanzierungsvariante werden während der Anfangsphase des Wasserstoffhochlaufs die Wasserstoffnetzentgelte regulatorisch gedeckelt, um prohibitiv hohe Netzentgelte für Netznutzer und damit letztlich für die Endabnehmer zu verhindern. Aufgrund der noch geringen Nutzerzahl können die (annuisierten) Investitions- und Betriebskosten durch die Netzentgelteinnahmen während dieses Zeitraums durch die Deckelung nicht vollständig abgedeckt werden, es entsteht

ein Verlust. Nach erfolgreichem Hochlauf der Wasserstoffnutzung, bzw. einer Steigerung der Anzahl von Netznutzern, können die Anfangsinvestitionen durch höhere Netzentgelterlöse amortisiert werden. Die (spezifischen) Netzentgelte müssen für die Amortisation nicht angehoben werden, der Zuwachs an Nutzern sorgt für höhere Gesamteinnahmen. Es muss allerdings sichergestellt werden, dass die Netzentgelte nach der Hochlaufphase höhere Erlöse ermöglichen, als es den annuisierten Kosten entspricht, sonst wäre eine Amortisation nicht möglich. Damit erhalten die Netzbetreiber ihre Anfangsinvestitionen nicht unmittelbar zurück, sondern die Rückgewinnung wird in die Zukunft verschoben bzw. ausgedehnt. Dies hat den Vorteil, dass die ersten, wenigen Wasserstoffabnehmer nicht die vollen Kosten der Anfangsinvestitionen tragen müssen. Das Modell sieht keine staatlichen Zuschüsse oder Risikoübernahmen vor. Es ist allerdings erforderlich, dass die Regulierungsbehörde ein Konto führt, um den intertemporalen Ausgleich zu überprüfen. In einem solchen Modell würden die Netzbetreiber das Risiko des Markthochlaufs tragen und müssten auch für die Finanzierung sorgen. Im Gegenzug muss den Netzbetreibern gestattet werden, nach erfolgreichem Markthochlauf höhere Renditen zu erwirtschaften, um einen Anreiz für die Übernahme des Risikos zu schaffen. Dieser Zusammenhang ist in der nachfolgenden schematischen Grafik mit dem Stichwort „Chance Netzbetreiber“ angedeutet.

Das Grundkonzept der intertemporalen Kostenverschiebung findet auch in den anderen Finanzierungsmodellen Eingang.

Abbildung 7: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber, schematische Darstellung, Option: Verschiebung der Kosten ohne staatliche Garantie



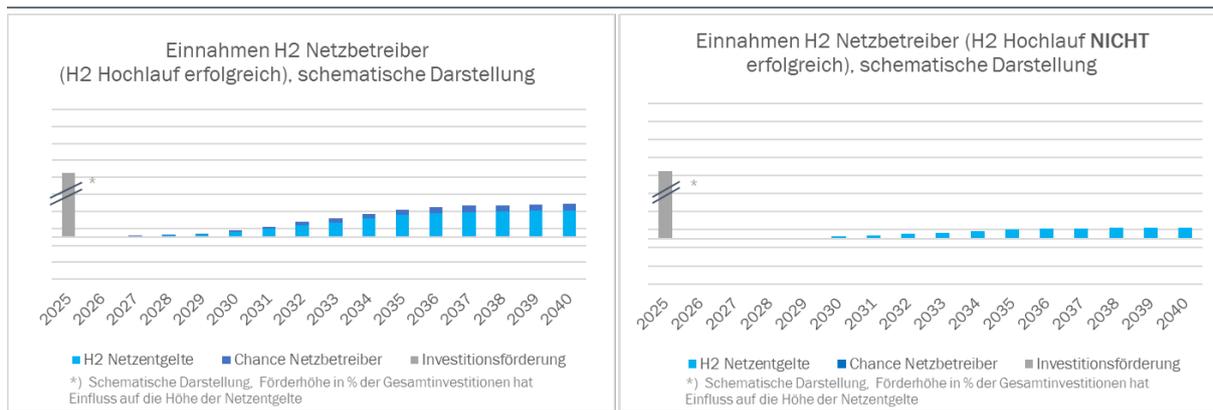
Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

3.2.2 Option B: Investitionsförderung und Risikoprämie

Netzbetreiber erhalten in diesem Modell für den Aufbau des Wasserstoffnetzes staatliche Investitionsförderungen. Die gewährten Förderungen sind – in Abhängigkeit der genauen Ausgestaltung – vom regulierten Anlagevermögen abzuziehen. Damit werden die Netzentgelte für die Nutzer gering gehalten. Je nach Höhe der Investitionsförderung kann eine Deckelung der Netzentgelte zusätzlich nötig sein, wenn die Vermutung besteht, dass andernfalls der Markthochlauf gefährdet ist. Bei der Festlegung der Netzentgelte muss den Netzbetreibern eine Risikoprämie, d.h. ein höherer regulatorischer Zinssatz, zugestanden werden, da diese ein Investitions- und Marktrisiko für den nicht-geförderten Teil übernehmen. Bezüglich der Umsetzung kann auf bestehenden Förderkonzepten und -mechanismen aufgebaut werden. Die Förderungen können einmalig (siehe Abbildung 5) oder über mehrere Jahre verteilt ausbezahlt

werden. Bei erfolgreichem Markthochlauf fließen die staatlichen Förderungen nicht wieder in den Haushalt zurück, außer es wird eine Rückforderungsregelung (Pay-back Mechanismus) vereinbart.

Abbildung 8: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber, schematische Darstellung, Option: Investitionsförderung + Risikoprämie

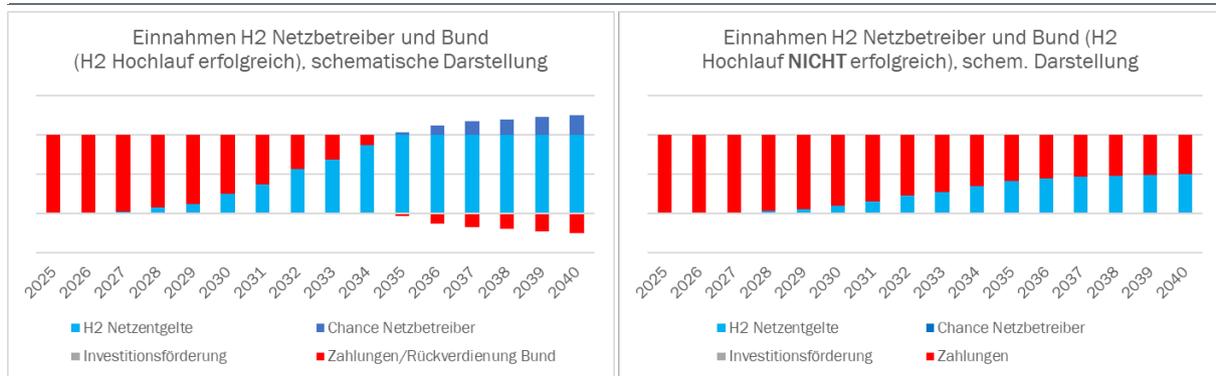


Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

3.2.3 Option C: Amortisationskonto für ein Wasserstoffstartnetz

In dieser Finanzierungsoption werden die Investitionskosten wie auch in Option A ausschließlich durch Netzentgelte zurückverdient. Die Netzbetreiber finanzieren das Startnetz zunächst selbst. Der Staat sichert die Rentabilität der Investitionen zu, indem er die Differenz zwischen den Hochlaufentgelterlösen und den annuisierten Kosten auf einem Amortisationskonto verbucht. Das Konto kann von einer Förderbank oder einer ähnlichen Institution geführt werden und wird vom Bund garantiert. Die Förderbank zahlt jährlich die Differenz an die Netzbetreiber aus, damit sie ihre Kosten decken können. Somit fließt den Netzbetreibern bereits von Anfang an Liquidität zu, um die Kosten zu decken. Übersteigen die Netzentgelteinnahmen nach dem Hochlauf die betreffenden Kosten eines Jahres, müssen diese von den Netzbetreibern auf das Konto zurückgezahlt werden. Die Option basiert auf dem in Deutschland zurzeit ausgearbeiteten Finanzierungsmodell. Dort wird das Amortisationskonto von der KfW Bank geführt, es soll bis zum Jahr 2055 ausgeglichen sein und verhindern, dass im Falle eines erfolgreichen Markthochlaufs staatliche Mittel eingesetzt werden müssen. Durch die Finanzierung über eine Förderbank wird der Staatshaushalt zunächst nicht belastet, was für Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in Deutschland einen wichtigen Grund für die Wahl dieses Modells ausgemacht haben dürfte. Im Fall des Scheiterns des Markthochlaufs tragen die Netzbetreiber einen Teil des Investitionsrisikos („Selbstbehalt“) und erhalten dafür eine Risikoprämie auf die Netzentgelte. Der verbleibende Teil des Investitionsrisikos wird vom Bund getragen, die budgetären Auswirkungen einer solchen Garantie sind zu prüfen. Zudem ist eine Ausstiegsmöglichkeit für den Bund vorgesehen, sollte der Markthochlauf nicht wie geplant erfolgen.

Abbildung 9: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Amortisationskonto

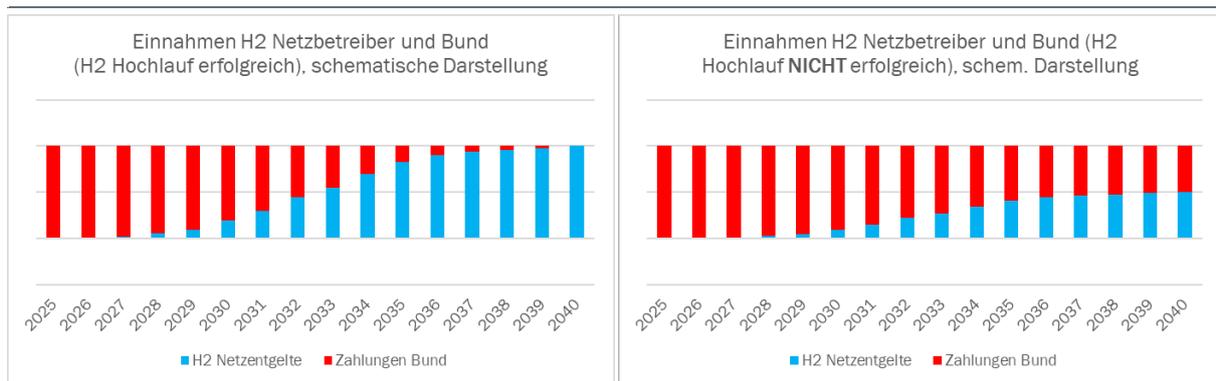


Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

3.2.4 Option D: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund

In dieser Finanzierungsoption bucht der Bund (bzw. eine Gesellschaft, die im Auftrag des Bundes tätig wird) langfristig Netzkapazitäten von den Netzbetreibern. Dadurch sind die Netzentgelte für die Netzbetreiber langfristig abgesichert, was förderlich für deren Investitionsentscheidungen ist. Die gebuchten Kapazitäten können im Fernleitungsnetzbetrieb im Rahmen eines adaptierten „Surrender of Capacity“ Mechanismus an Marktteilnehmer weiter vermarktet werden. Für die Kapazitäten auf Verteilernetzebene soll ebenfalls eine Weitervermarktung erfolgen. Durch die Buchung von Kapazitäten subventioniert der Bund anfallende Anfangsverluste, stellt aber sicher, dass die strategischen Kapazitäten gebaut werden. Für die Operationalisierung der Finanzierung kann auf bestehenden Marktmechanismen aufgebaut werden.

Abbildung 10: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund

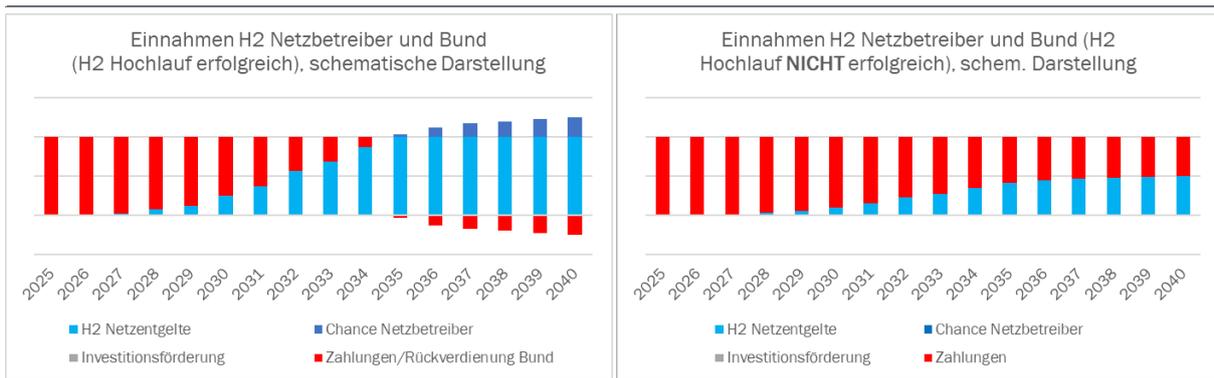


Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Alternativvariante - Überschüsse fließen an den Staat zurück

Die Übernahme der Anfangsverluste durch den Bund kann bei erfolgreichem Markthochlauf durch höhere Netzentgelte ausgeglichen werden. Der Bund erhält die Chance, dass die Startsubventionen später wieder in den Bundeshaushalt zurückfließen.

Abbildung 11: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund - Alternativvariante

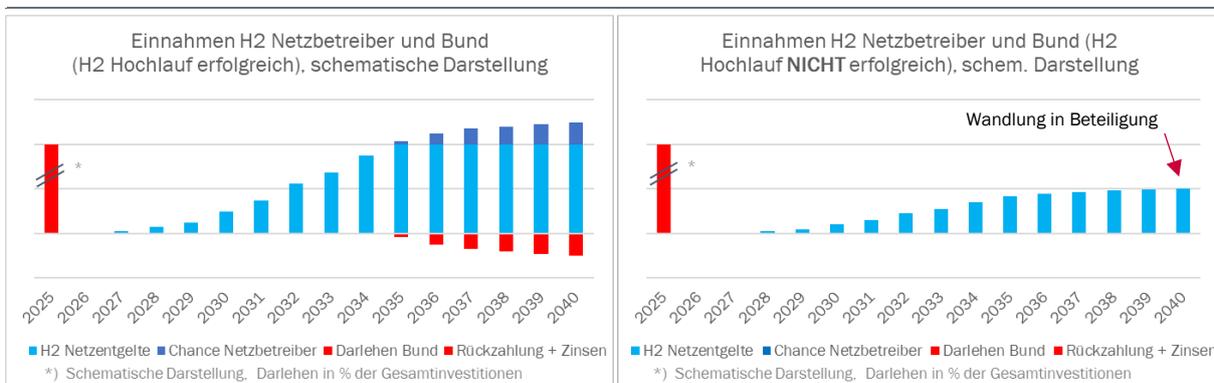


Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

3.2.5 Option E: Wandeldarlehen des Bundes für Wasserstoffnetzbetreiber

In dieser Finanzierungsoption vergibt der Bund Darlehen an die Wasserstoffnetzbetreiber, mit denen diese Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur tätigen können. Erfolgt der Hochlauf der Nutzung wie geplant, können die Darlehen von den Netzbetreibern zurückgezahlt werden. Liegt der Hochlauf unter den Erwartungen, werden die Darlehen zu einem festgelegten Zeitpunkt bzw. zu festgelegten Konditionen in eine Kapitalbeteiligung des Bundes gewandelt. Zudem sollten prohibitiv hohe Startnetzentgelte durch eine Deckelung der Netzentgelte und die intertemporale Kostenverschiebung vermieden werden.

Abbildung 12: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option Wandeldarlehen des Bundes für Wasserstoffnetzbetreiber

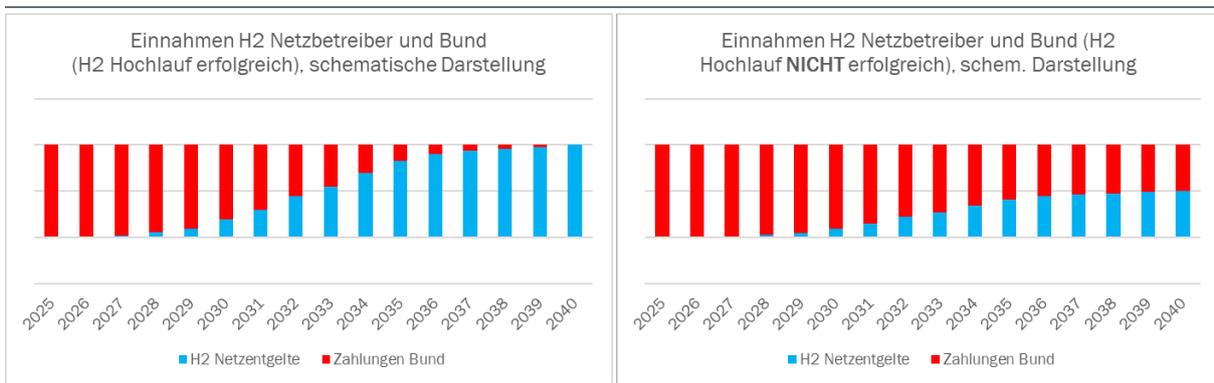


Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

3.2.6 Option F: Konzessionsausschreibung (Public-private Partnership)

In dieser Finanzierungsoption erfolgt eine Ausschreibung der Rechte am Wasserstoffnetzbetrieb. Der Bund sichert entweder ein Entgelt bzw. Zuschuss für die Zurverfügungstellung der Infrastruktur oder eine Mindestauslastung zu. Der Bieter, der die geringsten Zusagen des Bundes benötigt, erhält den Zuschlag (Abwärtsversteigerung). Diese Option ist in erster Linie für Neubauleitungen und nicht für umzuwidmende Leitungen praktikabel, da die Eigentümer eines (bestehenden) Netzteiltes ein natürliches Monopol an diesem haben.

Abbildung 13: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber und Bund, schematische Darstellung, Option: Konzessionsausschreibung (Public-private Partnership)

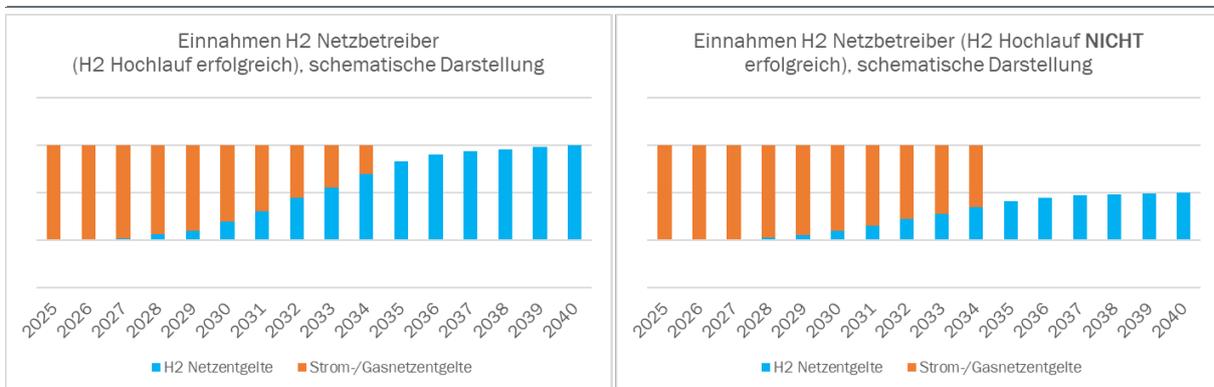


Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

3.2.7 Option G: Querfinanzierung Strom/Gas

In dieser Finanzierungsoption erfolgt während des Wasserstoffhochlaufs eine Querfinanzierung der Infrastrukturinvestitionskosten mittels teilweiser Kostenübernahme durch Strom- oder Erdgaskunden derselben Abnehmergruppen. Die Querfinanzierung erfolgt unter den Einschränkungen des EU-Gasmarktpakets.

Abbildung 14: Einnahmen (Cash-Flows) H2 Netzbetreiber, schematische Darstellung, Option: Querfinanzierung Strom/Gas



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

3.3 Bewertung der Finanzierungsoptionen

Für die näher betrachteten Finanzierungsoptionen erfolgte eine qualitative Bewertung, die im Rahmen eines Workshops durch das Projektteam gemeinsam mit Expertinnen und Experten von BMK und E-Control durchgeführt wurde. Im Zuge des Workshops wurden mehrere Optionen in ihrer Reinform ausgeschieden. Die verbleibenden Optionen wurden in Phase II weiterverfolgt bzw. in kombinierter Form in die schließlich empfohlenen Modelle eingearbeitet.

Tabelle 4: Übersicht der Bewertung der Optionen

Finanzierungsoption	Bewertung	Status
Option A: Intertemporale Kostenverschiebung ohne staatliche Garantien	Aufgrund des hohen Investitionsrisikos für Netzbetreiber und mangels staatlicher Garantien würde der Netzausbau voraussichtlich erst bei ausreichender Nachfrage und deshalb nicht zeitgerecht erfolgen. Die Nachfrage könnte sich aber nur entwickeln, wenn auch eine Infrastruktur verfügbar ist. Ein rascher Infrastrukturchochlauf ist eine zentrale Voraussetzung, damit ist die Option auszuschneiden.	Ausgeschieden
Option B: Investitionsförderung + Risikoprämie	Förderungen haben einen großen Investitionsanreiz und reduzieren zudem die Netzentgelte für Abnehmer. Ein Nachteil ist die fehlende Kostenverursachungsgerechtigkeit. Die Option sollte weiterverfolgt werden, die Höhe einer möglichen Förderung und eventuelle Rückzahlungsverpflichtungen (Claw-Back-Mechanismus) werden im Detail analysiert.	Weiterverfolgen
Option C: Amortisationskonto für ein Wasserstoffstartnetz	Das zahlungswirksame Amortisationskonto stellt für Netzbetreiber eine wirtschaftlich tragfähige Lösung dar. Der Bund kann zudem bei erfolgreichem Hochlauf die Anfangsverluste ausgleichen. Eine Umsetzung nach deutschem Vorbild ist möglich, allerdings ist die Ausgestaltung des Amortisationskontos komplex und nationale Unterschiede müssen berücksichtigt werden. Diese Option wird daher weiterverfolgt, die Ausgestaltung wird im Detail analysiert.	Weiterverfolgen
Option D: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund	Staatliche Buchungen federn das Mengenrisiko für die Netzbetreiber ab, was zu raschen Investitionsentscheidungen führen kann. Die anfänglichen Verluste des Bundes können bei erfolgreichem Markthochlauf durch die Weitervermarktung ausgeglichen werden. Ein Vorteil ist zudem, dass die Option auf bestehenden Marktmechanismen aufbaut. Die Option soll weiterverfolgt werden, die Ausgestaltung der Buchungen (Teilbuchung oder Residualbuchung) wird im Detail betrachtet.	Weiterverfolgen

Option E: Wandeldarlehen des Bundes	Trotz staatlicher Beteiligung besteht für die übrigen Investoren ein hohes Investitionsrisiko und diese müssen mit bilanziellen Anfangsverlusten rechnen. Wandeldarlehen verbessern den Business Case für den Wasserstoffnetzbau nicht, erhöhen die Komplexität bzgl. Beteiligungsmanagement und Eigentümerstruktur und werden deshalb nicht weiter betrachtet.	Ausgeschieden
Option F: Konzessionsausschreibung (PPP)	Eine Ausschreibung erfüllt zwar den Business Case für Netzbetreiber, ist allerdings komplex, unerprobt und kann zu Verzögerungen führen. Die Einhaltung des Zeitplans wäre stark gefährdet, deshalb wird die Option ausgeschieden.	Ausgeschieden
Option G: Querfinanzierung Strom/Gas	Die teilweise Umlage der Investitionskosten auf Strom-/Gaskunden sichert Netzentgelterlöse für die Netzbetreiber und hält die Netzentgelte für Wasserstoffabnehmer gering. Allerdings ist die Umlage zu den passenden Kundengruppen schwierig umsetzbar und die Finanzierung widerspricht stark der Kostenverursachungsgerechtigkeit. Deshalb ist diese Option auszuschneiden.	Ausgeschieden

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG/FINGREEN

Somit werden in weiterer Folge die folgenden drei Finanzierungsoptionen weiterverfolgt:

- Option B: Investitionsförderung + Risikoprämie
- Option C: Amortisationskonto für ein Wasserstoffstartnetz
- Option D: Buchung von strategischen Kapazitäten durch den Bund

Die Modelle wurden in der Projektphase II weiterentwickelt, vergleiche hierzu Kapitel 5.

4 Systematik der Netzentgeltberechnung

Das folgende Kapitel beschreibt die Grundsystematik der Netzentgeltbildung und das Element der intertemporalen Kostenverschiebung, das im Wasserstoffnetz für die Netzentgeltermittlung genutzt werden kann. Zudem werden die Ergebnisse der Simulation der Netzentgelte mit unterschiedlichen Netzentgeltdeckeln präsentiert.

Netzentgeltberechnung

Im staatlich regulierten System der Gasnetze in Österreich werden die Kosten der Netzbetreiber in Form von Netzentgelte an die Netznutzer übergewälzt. Wie hoch die Netzentgelte anzusetzen sind, wird von der Regulierungsbehörde nach einer festgelegten Methodik berechnet.³ Basis dafür sind einerseits die jährlichen Netzkosten, deren Berechnung in Abschnitt 2.3 Kosten des Wasserstoffnetzausbaus dargestellt wurde, und andererseits das Mengengerüst.

Die Netzentgelte für das zukünftige Wasserstoffnetz werden voraussichtlich auf Grundlage einer ähnlichen Methode von der Regulierungsbehörde bestimmt werden. Deshalb erfolgt die Simulation der Netzentgelte in dieser Studie auf Basis der geltenden Gasregulatorik. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde für die Simulation die vereinfachte Annahme getroffen, dass ein einheitliches Netzentgelt für das gesamte Wasserstoffstartnetz gilt. Unterschiedliche Netzebenen werden somit nicht gesondert betrachtet.

Intertemporale Kostenverschiebung

Vereinfacht ausgedrückt wird das Netzentgelt durch das Verhältnis von Kosten zu Menge bestimmt. Wie bereits beschrieben, stellt dies für den Hochlauf des Wasserstoffnetzes ein Problem dar, da bereits von Beginn an hohe Kosten entstehen, aber die Wasserstoffmengen anfangs noch sehr gering sind und erst mit der Zeit ansteigen.

Durch die volle Umlage der Kosten auf die wenigen Netznutzer in den Anfangsjahren wäre das Netzentgelt prohibitiv hoch, was den Markthochlauf erschweren würde. Um dies zu verhindern, können die Kosten über mehrere Jahre verteilt bzw. in die Zukunft verschoben werden. Die Möglichkeit, diese Maßnahme anzuwenden, wird ausdrücklich im EU-Gaspaket⁴ festgehalten.

Umgesetzt wird die sogenannte intertemporale Kostenverschiebung durch das Einziehen eines Netzentgeltdeckels, was einem maximalen Netzentgelt für Netznutzer entspricht. Die Kosten der Netzbetreiber, die durch das gedeckelte Netzentgelt nicht gedeckt werden können, werden auf einem Regulierungskonto verbucht, mit dem WACC verzinst und für zukünftige Perioden gutgeschrieben. Die Verzinsung des Regulierungskontos mit dem WACC ist notwendig, da die Netzkosten anfangs nicht in jenen Perioden abgegolten werden, in der sie anfallen, sondern erst später, was zusätzliche Kapitalkosten verursacht. Sobald die Netzentgelterlöse die jährlichen Kosten übersteigen, können die Mehrerlöse zum Ausgleich an die Netzbetreiber ausgezahlt

³ §§ 79-84 Gaswirtschaftsgesetz 2011

⁴ VERORDNUNG (EU) 2024/1789 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung) in Artikel 5 (3)

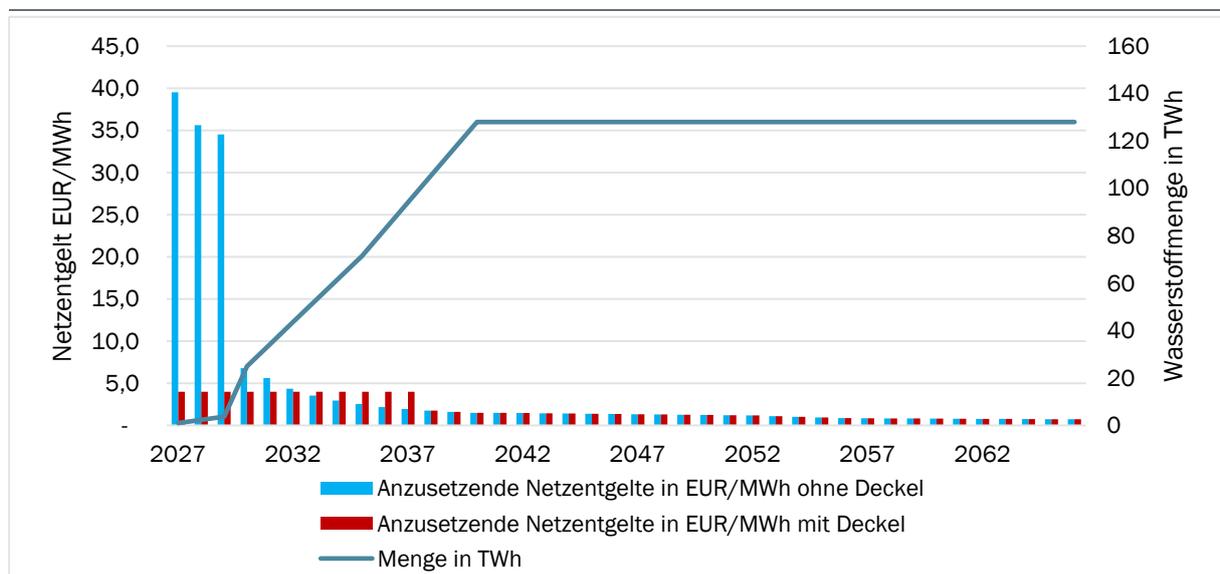
werden. Gedeckelt werden die Netzentgelte so lange, bis das Regulierungskonto wieder ausgeglichen ist. Diese Methodik der intertemporalen Kostenverschiebung ist in ihren Grundzügen jedenfalls gesetzlich festzulegen, die Bestimmung des Netzentgeltdeckels soll durch die Regulierungsbehörde erfolgen.

Ergebnisse Simulation der Netzentgelte

In Abbildung 15 ist das Simulationsergebnis der Netzentgeltberechnung nach Gutachterannahmen dargestellt. Die blauen Balken stellen die anzusetzenden Netzentgelte in EUR/MWh dar, sollte keine Deckelung erfolgen. Aufgrund der steigenden Wasserstoffmenge verringern sich die anzusetzenden Netzentgelte jedes Jahr, es ist allerdings klar zu erkennen, dass die Netzentgelte in den ersten Jahren sehr hoch ausfallen würden und deshalb eine Deckelung notwendig ist.

Für die Simulation wurde ein Deckel von 4 EUR/MWh gewählt, da dieser in 10 Jahren die verschobenen Anfangskosten aufholen kann. Dies bedeutet, dass das Netzentgelt in den ersten 10 Jahren auf 4 EUR/MWh fixiert wäre. Das Regulierungskonto würde sich in den ersten Jahren aufbauen und bis zum Jahr 2037 wieder ausgleichen. Ab 2038 könnten die Netzentgelte gesenkt werden.

Abbildung 15: Simulation der Netzentgelte und intertemporale Kostenverschiebung mit Netzentgeltdeckel von 4 EUR/MWh



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

i Alle in dieser Studie verwendeten Annahmen wurden von den Gutachterinnen und Gutachtern getroffen und können aufgrund wesentlicher Unsicherheiten noch variieren.

Ein nächster Schritt besteht in der weiteren detaillierteren Ausarbeitung der Modelle sowie der Analyse der Auswirkungen der Finanzierungssysteme auf einzelne Netzbetreiber. Hierzu zählt auch die Tarifgestaltung, die im europäischen Kontext berücksichtigt werden muss.

Sensitivitätsanalyse zur Höhe des Netzentgeltdeckels

Die Höhe des Netzentgeltdeckels hat erhebliche Auswirkungen auf die Notwendigkeit staatlicher Unterstützung. Bei einem verzögerten oder niedrigeren Hochlauf kann der Deckel zwar theoretisch angehoben werden, um die fixierte Kapitalverzinsung für die Netzbetreiber zu erzielen, durch die Erhöhung darf der Markthochlauf allerdings nicht gefährdet werden. Um eine Orientierung für die Auswahl der Netzentgeltobergrenze zu geben, wurden verschiedene Höhen simuliert. Dabei ist anzumerken, dass für die Erarbeitung eines sicheren Finanzierungskonzeptes die Betrachtung verschiedener Hochlaufsznarien relevant ist, da sich die Netzbetreiber insbesondere gegenüber Szenarien mit geringeren Transportmengen absichern müssen. Deshalb wurden in dieser Studie die Hochlaufmengen des ÖNIP, wie in der nachfolgenden Tabelle 5 dargestellt, prozentual variiert⁵, da der tatsächliche Markthochlauf schwer vorherzusehen ist.

Tabelle 5: Betrachtete Hochlaufmengen in TWh/a

	2030	2035	2040	2045
100 %	25	72	128	128
50 %	13	36	64	64
33 %	8	24	42	42

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG

In Tabelle 6 sind die Ergebnisse der Simulation visualisiert. Die Netzentgeltdeckel wurden dabei in Stufen von 2,0 bis 5,6 EUR/MWh für drei verschiedene Hochlaufsznarien an Wasserstoff (ÖNIP 100 %, ÖNIP 50 %, ÖNIP 33 %) angewandt. Die blauen Felder zeigen, mit welchem Netzentgelt die Netzkosten im Betrachtungszeitraum von 35 Jahren im jeweiligen Szenario abgedeckt werden können. In den rot markierten Feldern reichen die Netzentgelterlöse nicht aus, um die Kosten zu decken. Beispielsweise können mit einem Deckel von 4 EUR/MWh die Wasserstoffnetzinvestitionen sowohl im ÖNIP 100 % als auch im ÖNIP 50 % Szenario rückverdient werden. Sollte der Hochlauf allerdings schlecht ausfallen und nur 33 % der im ÖNIP angenommenen Menge betragen, würden die gedeckelten Netzentgelte nicht ausreichen. Bei einem Hochlauf von 33 % bräuchte es einen deutlich höheren Deckel von 5,6 EUR/MWh, um die gesamten Kosten abzudecken. Zum Vergleich, das derzeitige Gasnetzentgelt im Erdgassystem (Netzebene 3) entspricht ca. 2 EUR/MWh.⁶

⁵ Prozentuale Variierung gilt sowohl für den Verbrauch im Inland als auch den Transit.

⁶ vgl. <https://www.e-control.at/konsumenten/gasnetzentgelte-aktuell>

Tabelle 6: Simulation verschiedener Netzentgeltdeckel in Abhängigkeit von Wasserstoffmengen

Netzentgeltdeckel in EUR/MWh	ÖNIP 100 %	ÖNIP 50 %	ÖNIP 33 %
2	ausreichend	nicht ausreichend	nicht ausreichend
3	ausreichend	nicht ausreichend	nicht ausreichend
4	ausreichend	ausreichend	nicht ausreichend
5	ausreichend	ausreichend	nicht ausreichend
5,6	ausreichend	ausreichend	ausreichend

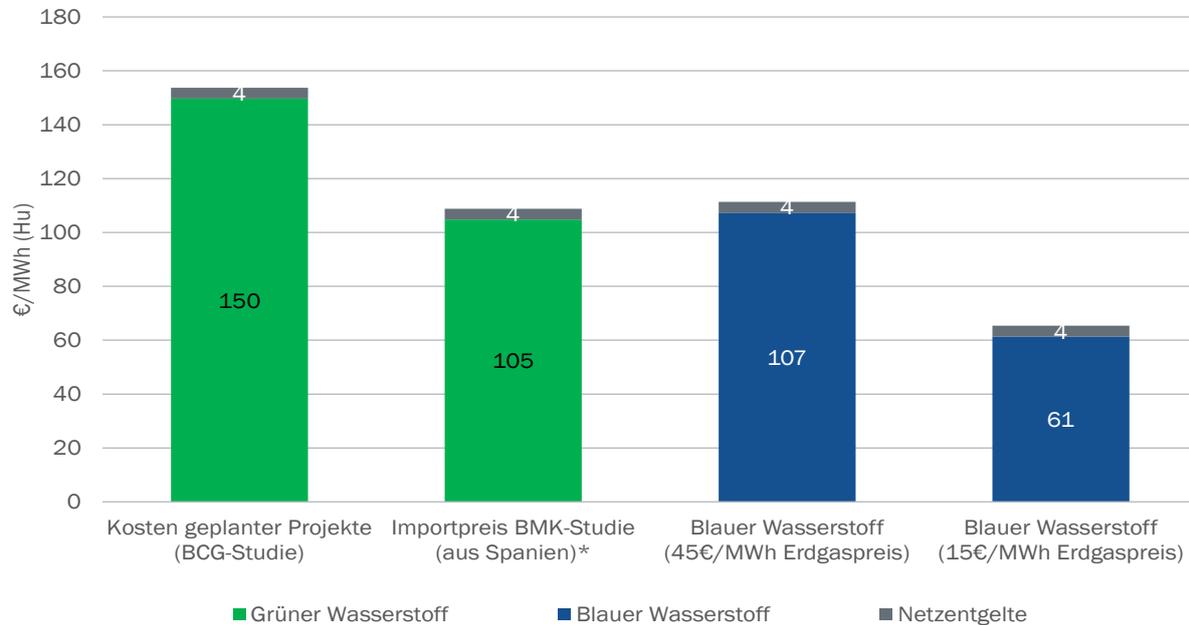
Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Im weiteren Verlauf der Untersuchung wird davon ausgegangen, dass lediglich 33 % der im ÖNIP angenommenen Nachfrage realisiert werden. Wir bezeichnen diesen Fall als „Auslegungsfall“. Diese Annahme wird in Kapitel 6 erläutert. Zudem ist festzuhalten, dass die Auswahl des Finanzierungsmodells einen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte hat. Eine Investitionsförderung reduziert beispielsweise das regulierte Anlagevermögen und somit die Berechnungsgrundlage für die Netzentgelte.

Einordnung der absoluten Höhe des Netzentgeltdeckels

Es stellt sich die Frage, inwieweit ein Netzentgeltdeckel von z.B. 4 EUR/MWh den Wasserstoffpreis für die Endverbraucher beeinflussen würde. Die nachfolgende Abbildung zeigt mögliche Wasserstoffpreise für Importe nach Österreich im Verhältnis zu einem Netzentgelt von 4 EUR/MWh.

Abbildung 16: Mögliche Preise für grünen und blauen Wasserstoff im Jahr 2030 im Verhältnis zu Netzentgelt von 4 EUR/MWh



Quelle: BCG, BMK - Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff, eigene Berechnungen Prognos

* Kostengünstige Importvariante in der Studie, inkl. Transport nach Österreich

Annahmen: blauer H₂: 90 % Abscheidung, 65 EUR/t CO₂ für Handling, Transport und Speicherung, ETS-Preis für Restemissionen

Es zeigt sich:

- Grüner und blauer Wasserstoff wird im Jahr 2030 noch kostenintensiv sein.
- Ein Netzentgeltdeckel in Höhe von 4 EUR/MWh (Hu) erhöht im günstigsten Fall die H₂-Gesamtkosten um 7 %. Es handelt sich dabei um eine gutachterliche Annahme.
- Angegeben sind hier die durchschnittlichen Netzentgelte. Je nach Anwendung (Industrie oder Kraftwerke) kann aufgrund von unterschiedlichen Benutzungsstunden das spezifische Netzentgelt variieren.

5 Entwicklung von Finanzierungsoptionen für das österreichische Wasserstoffstartnetz

Die in der ersten Projektphase ausgewählten Finanzierungsoptionen (siehe Kapitel 3) wurden in der Projektphase II weiter vertieft, detailliert ausgearbeitet und in einem finanzwirtschaftlichen Simulationsmodell analysiert. Ausgearbeitet wurden einerseits organisatorische Elemente, welche die praktische Operationalisierung der Modelle betreffen, andererseits finanzielle Elemente wie die Kosten- und Risikoverteilung zwischen den zentralen Akteuren Netzbetreibern, Netznutzern und Bund. Die Detailausarbeitung erfolgte nach erneutem Austausch mit Stakeholdern und in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber.

5.1 Einführung in die Modellspezifizierung

Wie bereits die Darlegung der Netzentgeltberechnung im vorherigen Kapitel zeigt, wurden die Bewertungskriterien aus der ersten Projektphase auch in Phase II weiterverwendet, einige Elemente wurden allerdings weiter detailliert. Die untenstehende Grafik zeigt die verwendeten Bewertungskriterien:

Bewertungskriterien Phase I:

- Nachvollziehbarer Business Case für Netzbetreiber
- Einhaltung des Zeitplans für den Netzausbau
- Vermeidung prohibitiv hoher Startnetzentgelte für Netznutzer
- Gesamtwirtschaftlichkeit
- Risikoteilung zwischen Staat und Netzbetreibern
- Umsetzbarkeit
- Rechtliche Konformität
- Kostenverursachungsgerechtigkeit

Im Rahmen der Projektarbeit wurde das Kriterium „nachvollziehbarer Business Case für Netzbetreiber“ genauer spezifiziert. Die Anforderungen an den Business Case werden im Folgenden erläutert.

Nachvollziehbarer Business Case für Netzbetreiber

Das Wasserstoffstartnetz stellt einen zentralen Baustein des Grundgerüsts einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft dar. Für die Finanzierung des Netzes soll analog zu herkömmlichen Gasnetzen auf privatwirtschaftliche Finanzierung zurückgegriffen werden. Damit die damit verbundenen Investitionsentscheidungen getroffen werden können, muss für Unternehmen bzw. Investoren ein rentabler Business Case vorliegen. Neben der Gesamtwirtschaftlichkeit der Investition über die Laufzeit sind dabei u.a. Liquiditätsauswirkungen und das Investitionsrisiko in die Entscheidung miteinzubeziehen.

Insbesondere das Investitionsrisiko ist für die Kapitalmarktfähigkeit, d.h. die Aufnahme von Fremdkapital zur Finanzierung des H₂-Netzes, eine entscheidende Variable. Die Kapitalmarktfähigkeit setzt voraus, dass ein geeigneter Wasserstoffnetz-Regulierungsrahmen die

Rückverdienstung der Investitionen durch die Verrechnung von Netzentgelten an die Netznutzer verlässlich ermöglicht.

Die tatsächlich erzielbaren Erlöse hängen vom Erfolg des Markthochlaufs ab und nur, wenn auch Wasserstoff durch die Leitungen fließt, können Netzbetreiber Erlöse erzielen. Die Geschwindigkeit und der Erfolg des Wasserstoffmarkthochlaufs sind jedoch aufgrund der Komplexität der Schaffung des neuen Marktes mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Zudem haben Netzbetreiber keinen direkten Einfluss auf den Mengenhochlauf und sind stark von internationalen Entwicklungen (z.B. H2-Transit) abhängig. Aus diesem Grund ist eine staatliche Unterstützung notwendig, um ein zuverlässiges Finanzierungsmodell zu gestalten und das Risiko für Netz-Investoren so zu mindern, dass eine Kapitalmarktfähigkeit gewährleistet ist.

Zieht man die bestehende Methodik der Regulierung der Netzentgelte im Gasbereich (siehe Kapitel 4) heran, so ist aus Sicht der Netzbetreiber grundsätzlich immer sichergestellt, dass die Netzbetreiber das eingesetzte Kapital zurück verdienen: denn sind die genutzten Kapazitäten bzw. Mengen im Netz geringer als geplant, so steigen die Netzentgelte und gleichen so das Mengenrisiko aus.

Im konkreten Fall des Wasserstoffhochlaufs besteht – aufgrund der derzeit noch erheblichen Marktunsicherheiten – allerdings das Risiko, dass der Hochlauf deutlich langsamer oder deutlich später erfolgt als geplant und gleichzeitig die höheren Netzentgelte nicht an die Abnehmer weitergegeben werden können. Aus diesem Grund wurde aus der Sicht der Gutachterinnen und Gutachter ein deutlich geringerer Hochlauf angenommen („Auslegungsfall“), der einem Mengenhochlauf von nur 33 % der im ÖNIP angenommenen Mengen entspricht. Auch in diesem Auslegungsfall muss eine Rückverdienstung der getätigten Investitionen noch möglich sein, um das Kriterium eines „nachvollziehbaren Business Case“ zu erfüllen.

Unter dieser Prämisse wurden für die weiteren Berechnungen zwei ausgewählte Kriterien aus Sicht der Gutachterinnen und Gutachter wie folgt weiter spezifiziert:

Spezifizierung des Kriteriums „nachvollziehbarer Business Case für Netzbetreiber“:

- Rückverdienstung der Netzinvestition,
- inkl. Kapitalverzinsung (WACC) und Betriebskostenabgeltung,
- innerhalb von 35 Jahren (Investitionszeitraum),
- im ÖNIP 33 % Fall (Auslegungsfall),
- keine prohibitiv hohen Anfangsverluste,
- positiver operativer Cashflow über die Laufzeit.

Die Investitionsrechnung der Modellsimulation ist somit in weiterer Folge darauf ausgelegt, dass die Kapitalverzinsung auch im Auslegungsfall (ÖNIP 33 % Fall) innerhalb des Investitionszeitraums erreicht werden kann. Zusätzlich sind alle Finanzierungsmodelle so ausgerichtet, dass keine prohibitiv hohen Anfangsverluste entstehen und der operative Cash-flow über die Laufzeit positiv ausfällt.

Neben dem Kriterium „nachvollziehbarer Business Case für Netzbetreiber“ wurde auch das Kriterium „Vermeidung prohibitiv hoher Startnetzentgelte für Netznutzer“ weiter spezifiziert. Die Anforderungen an dieses Kriterium werden im Folgenden erläutert.

Spezifizierung des Kriteriums „Vermeidung prohibitiv hoher Startnetzentgelte für Netznutzer“

Um das Kriterium „Vermeidung prohibitiv hoher Startnetzentgelte für Netznutzer“ erfüllen zu können, ist, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ein Netzentgeltdeckel notwendig. Für die Modellsimulation der Investitionsrechnung wurde dieser mit 4 EUR/MWh, was ca. dem Doppelten der Gasnetzentgelte (Stand 2024) entspricht, durch die Gutachter angenommen. Der Deckel wurde so gewählt, dass bei Eintreten des ÖNIP-Wasserstoffhochlaufs, Anfangsverluste nach 10 Jahren aufgeholt werden können. Das heißt, nach 10 Jahren hat der Netzbetreiber ebenso viel Anfangsverluste wie Überschüsse erwirtschaftet. Der angenommene Netzentgeltdeckel stellt ausdrücklich eine Annahme der Gutachterinnen und Gutachter dar, eine entsprechende Festlegung des Auftraggebers ist nicht erfolgt. Die Höhe des Netzentgeltdeckels kann im Modell variiert werden und hat große Auswirkungen auf die notwendige staatliche Unterstützung, wie in der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.2 zu sehen ist. Zu beachten ist, dass der Netzentgeltdeckel nur auf ein gewisses Maximalniveau angehoben werden kann, da ansonsten der Hochlauf verlangsamt oder gefährdet und Österreichs Transportsystem weniger kompetitiv wäre (Transit).

Alle weiteren Bewertungskriterien, wie zum Beispiel die Einhaltung des Zeitplans oder die rechtliche Konformität der Modelle, werden in diesem Kapitel nicht näher ausgeführt, da diese bereits in Phase I zur Bewertung herangezogen wurden und in Phase II nicht weiter spezifiziert wurden.

Modellsimulation

Für jedes ausgewählte Finanzierungsmodell wurde eine detaillierte Investitionsrechnung inklusive Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung und Cash-Flow Rechnung erstellt. Die Modellsimulation erfolgte dabei global, d.h. die Wasserstoffnetzinvestitionen wurden in ihrer Gesamtheit betrachtet und unternehmensspezifische Parameter wurden vernachlässigt, da diese nicht vorlagen und schwer prognostizierbar sind. In die Investitionsrechnung fließen neben den Investitionskosten, Betriebskosten und Finanzierungskosten auch die Netzentgelte aus der Netzentgeltberechnung in Form von Erlösen ein.

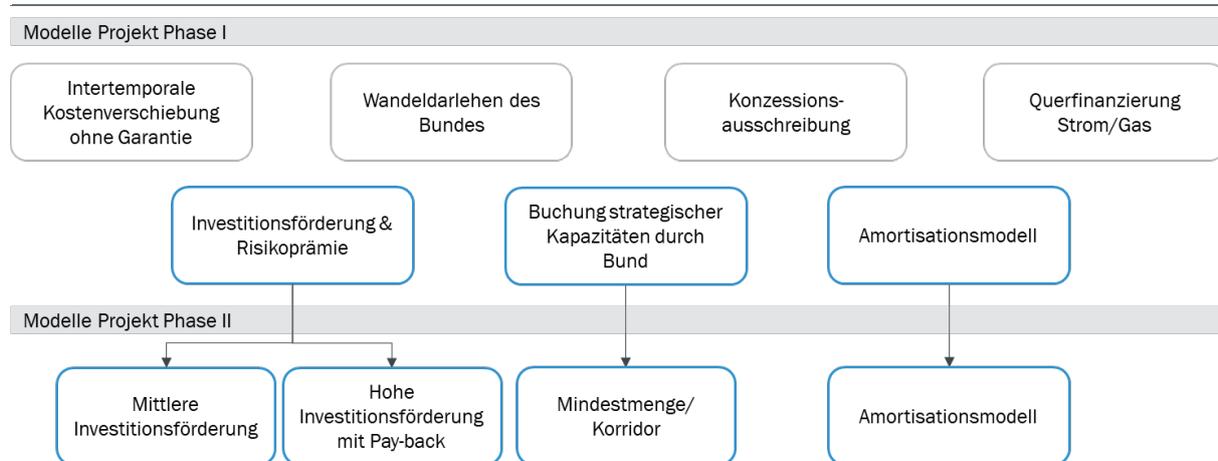
Ziel der finanziellen Modellierung war es, eine ausgewogene Risikoteilung zwischen Bund, Netzbetreibern und Nutzern zu erreichen. Dabei wurde das Modell so kalibriert, dass es

- für den Bund die budgetäre Belastung möglichst gering hält,
- für die Netzbetreiber den oben beschriebenen Business Case - definiert durch die Kapitalverzinsung - erreicht, um eine positive Investitionsentscheidung zu ermöglichen und
- die Netzentgelte für Nutzer nicht prohibitiv hoch sind (max. 4 EUR/MWh).

5.2 Ausgewählte Finanzierungsmodelle in der Übersicht

In Phase I wurden drei Modelle im Zuge einer qualitativen Evaluierung zur Weiterverfolgung ausgewählt. Für die Detailausarbeitung und Analyse der Modelle wurden Erkenntnisse aus dem Stakeholder Workshop aus Phase I genutzt, um die Modelle wie folgt zu modifizieren bzw. zu erweitern.

Abbildung 17: Übersicht Finanzierungsmodelle Österreich



Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Das Modell Investitionsförderung & Risikoprämie aus Phase I wurde in **zwei Ausgestaltungsvarianten** aufgeteilt und modelliert. Die erste Variante, „**mittlere Investitionsförderung**“, entspricht im Wesentlichen dem Modell aus Phase I, in der die Netzbetreiber eine Investitionsförderung mittlerer Höhe, gemessen am Investitionsvolumen, bekommen, die verteilt über wenige Jahre (z.B. während der Bauphase) ausgezahlt wird. Als Nachteile für dieses Modell wurden das signifikante Investitionsrisiko für Netzbetreiber, das trotz Förderungen weiterbesteht, und auch die fehlende Option, der Rückführung der Förderungen an den Bund, identifiziert.

Als Alternative wurde zur Überwindung dieser Nachteile das Modell „**Hohe Investitionsförderung mit Rückzahlung (Pay-back)**“ erarbeitet. Durch eine hohe Förderung wird das Investitionsrisiko für Netzbetreiber einerseits stark reduziert. Andererseits führt die hohe Förderung dazu, dass das regulierte Anlagevermögen auf niedrigem Niveau ist und damit auch die durch die Kapitalverzinsung erzielbaren absoluten Gewinne. Deshalb soll den Netzbetreibern in diesem Modell die Möglichkeit eingeräumt werden, die Förderungen freiwillig zurückzuzahlen, um das regulierte Anlagevermögen zu erhöhen und folglich höhere Erlöse erzielen zu können. Im Falle eines erfolgreichen Hochlaufs kann der Bund somit die Förderungen wieder zurückgewinnen, womit auch das Kriterium der Kostenverursachungsgerechtigkeit erfüllt wäre.

Das Modell „**Buchung strategischer Kapazitäten durch den Bund**“ wurde in Phase I betreffend seiner Funktionsweise positiv bewertet. Die praktische Umsetzung, insbesondere die Funktionsweise der physischen Buchung von Kapazitäten (u.a. bei der Buchung grenzüberschreitender Kapazitäten), zeichnete sich allerdings als problematisch ab. Folglich wurde das Modell modifiziert und als rein finanzielles Modell ausgestaltet, in der keine physischen Buchungen notwendig sind, aber die Funktionsweise erhalten bleibt. Im modifizierten Modell „**Mindestmenge/Korridor**“ vermarkten die Netzbetreiber ihre Kapazitäten selbst und der Bund garantiert für eine bestimmte Laufzeit eine Mindestmenge an Auslastung. Die Differenz zwischen dem tatsächlichen Hochlauf und der garantierten Menge wird finanziell ausgeglichen. Die Bezeichnung „Korridor“ bezieht sich auf den Rückführungsmodus der Förderungen, der in der Detailbeschreibung im nächsten Kapitel erläutert wird.

Das „**Amortisationsmodell**“, dessen Funktionsweise der intertemporalen Kostenverschiebung in der Variante wie in Deutschland entspricht, wurde in Phase II ebenfalls weiterverfolgt und in Hinblick auf die in Österreich vorhandenen, institutionellen Rahmenbedingungen genauer ausgearbeitet.

5.3 Ausgewählte Finanzierungsoptionen im Detail

Im Folgenden werden die für die Projektphase II zur weiteren Analyse ausgewählten Modelle detailliert beschrieben. Für jedes Finanzierungsmodell wird zuerst ihre Funktionsweise erklärt, anschließend wird die Modellsimulation inklusive Eingabeparameter und Ergebnisse präsentiert. Die Modellsimulation erfolgte, wie im Einführungskapitel erläutert, so, dass Netzbetreiber die Ziel-Kapitalverzinsung im Auslegungsfall (ÖNIP 33 %) im Investitionszeitraum jedenfalls erreichen und dabei die Ausgaben für den Bund möglichst gering sind. Auf die Modellsimulation folgt eine Erläuterung der Risikoverteilung und abschließend für jedes Modell eine konzise Stärken-Schwächen-Bewertung.

5.3.1 Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back

Das Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“ ist eine der zwei ausgearbeiteten Ausgestaltungsvarianten der Investitionsförderung.

Funktionsweise und Gestaltung

Nachfolgend ist die grundsätzliche Funktionsweise dieses Modells dargestellt:

- Netzbetreiber erhalten in der Investitionsphase eine an den Investitionskosten anteilige Förderung.
 - Der übrige Finanzierungsbedarf wird durch Eigenkapital und über die Kapitalmärkte finanziert.
 - Die Förderung, die diskriminierungsfrei erfolgen muss, gilt als Baukostenzuschuss und reduziert demnach das regulierte Anlagevermögen, das die Basis für die Netzentgeltberechnung bildet.
 - Dementsprechend fallen die Netzentgelte für Netznutzer grundsätzlich niedriger aus als in anderen Modellen, eine Deckelung der Entgelte ist zumindest in den Einführungsjahren (intertemporale Kostenverschiebung) dennoch notwendig.
 - Nach erfolgreichem Markthochlauf und Ausgleich des Regulierungskontos decken die Netzentgelte die annuitätischen Kosten.
 - Die Förderungshöhe wird so gewählt, dass im Auslegungsfall (ÖNIP 33 %) bei einer Netzentgeltdeckelung (ND) über den Investitionszeitraum der regulierte Zinssatz erwirtschaftet werden kann.
-
- **Business Case:** Netzbetreiber können durch die Investitionsförderung die Kapitalverzinsung (WACC) auch bei einem schwach verlaufenden Hochlauf erreichen. Die Gewinne liegen aber in absoluten Zahlen auf einem niedrigeren Niveau als in anderen Modellen, weil das regulierte Anlagevermögen durch die Förderung reduziert wird. Da es sich bei den Förderungen nicht um ergebniswirksame Zuschüsse handelt, entstehen in den Anfangsjahren ggf. bilanzielle Verluste.

Modellsimulation

Im ersten Schritt der Modellierung wurden die Eingabeparameter bestimmt. Unter Anwendung eines Netzentgeltdeckels von 4 EUR/MWh wurden die Investitionsförderungen so fixiert, dass die Ziel-Kapitalverzinsung über die Laufzeit von 35 Jahren gerade noch erreicht wird. Die Höhe der Investitionsförderung wurde im Ergebnis auf 55 % festgelegt.

Die Eingabeparameter sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 7: Eingabeparameter „mittlere Investitionsförderung“

Eingabeparameter	
Staatliche Unterstützung	Mittlere Investitionsförderung: 55 % Förderung der Investitionskosten ausgezahlt über 4 Jahre
Szenario Wasserstoffhochlauf	ÖNIP 33 %
Netzentgeltdeckel	4 EUR/MWh

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

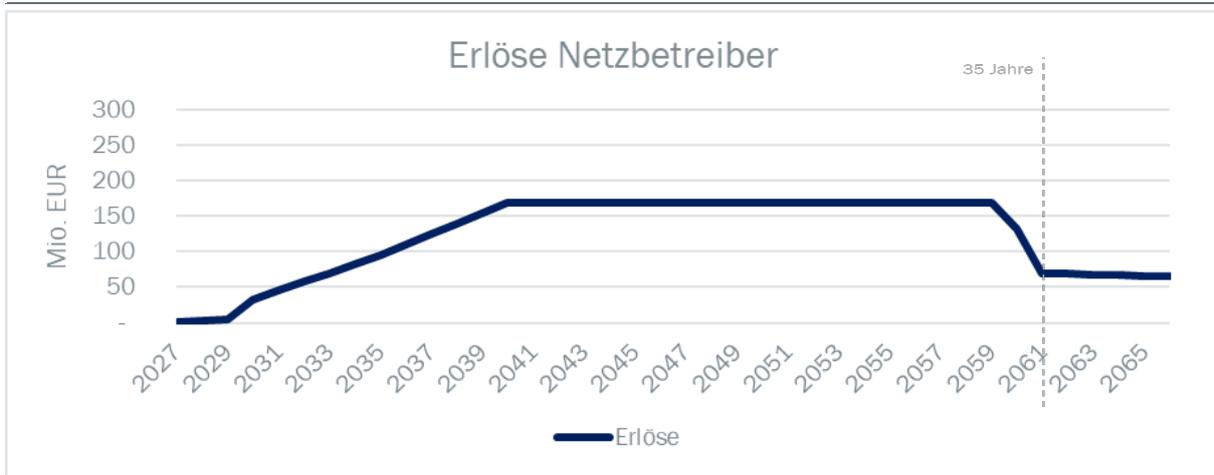
Auf dieser Basis stellt sich die Erlössituation über die gesamte Laufzeit aus Sicht der Netzbetreiber wie folgt dar:

- die Erlöse steigen mit dem fortschreitenden Hochlauf langsam an;
- nach Ansteigen der Wasserstoffmengen stellt sich ein konstanter Erlösstrom ein, und
- der Netzentgeltdeckel bleibt praktisch bis zum Ende des Betrachtungszeitraums aufrecht.⁷

Nachfolgende Grafik zeigt den Hochlauf der Erlöse der Netzbetreiber im Auslegungsfall (ÖNIP 33 %).

⁷ Dies gilt nur für den Auslegungsfall (33 % ÖNIP). Verläuft der Hochlauf wie im ÖNIP, können die Netzentgelte bereits nach 10 Jahren gesenkt werden.

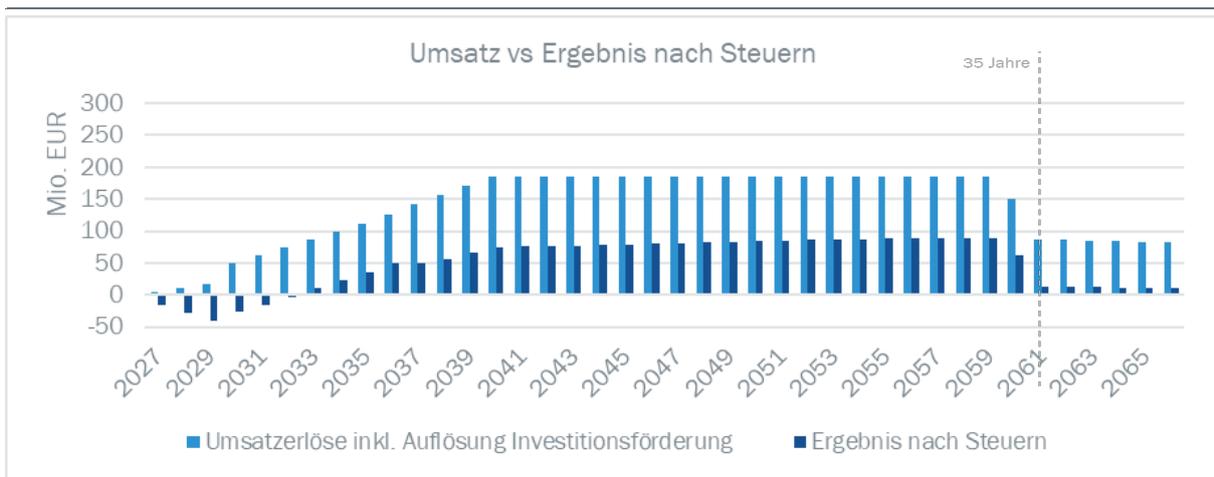
Abbildung 18: Erlöse Netzbetreiber „mittlere Investitionsförderung“ – Modellsimulation



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

In weiterer Folge wurde die Entwicklung der wesentlichen Komponenten der Gewinn- und Verlustrechnung im Detail betrachtet. Dabei zeigt sich, dass in dieser Finanzierungsvariante in den ersten Jahren (bis zum Jahr 2031). Anfangsverluste von rund 130 Mio. EUR in der Modellierung entstehen (siehe Abbildung 19). Dies ergibt sich daraus, dass die gedeckelten Netzentgelte bei geringem Wasserstoffhochlauf die jährlichen Kosten (Kapitalkosten, Betriebskosten) nicht ausreichend decken können. Mit dem Fortschreiten des Hochlaufs stellen sich ein konstanter Erlösstrom und positive Ergebnisse ein. Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn man den operativen Cash-Flow betrachtet. Auch hier kommt es zu einer anfänglichen Unterdeckung bis zum Jahr 2031.

Abbildung 19: Umsatz und Ergebnis „mittlere Investitionsförderung“ – Modellsimulation



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Ergebnisse der Modellierung

Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass die Ziel-Kapitalverzinsung erreicht wird, dafür allerdings eine Deckelung über den gesamten Betrachtungszeitraum notwendig ist. Die Förderung wird in der Simulation über 4 Jahre verteilt ausbezahlt und hat einen Barwert (Gegenwartswert) von 637 Mio. EUR.

Tabelle 8: Ergebnisse Modellierung Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“

Ergebnisse	
Kapitalverzinsung	5,8 %
Dauer Netzentgeltdeckung	34 Jahre
Ø Netzentgelt 2027 – 2061 (35 J.)	3,93 EUR/MWh
Barwert Förderung 2027 (abgezinst mit 3 %)	637 Mio. EUR

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Risikoverteilung

Nachfolgend ist die Risikoverteilung zwischen den zentralen Akteuren Bund, Netzbetreiber und Netznutzer auf Basis der Annahmen der Gutachterinnen und Gutachter und des Förderungsvolumens des Auslegungsfalls erklärt. Eine kurze tabellarische Zusammenfassung der Risikoverteilung findet sich am Ende des Abschnitts.

Im klassischen Investitionsförderungsmodell zahlt der **Bund** die Förderungen zu Beginn der Startnetzinvestition aus. Damit ist die Rolle des Staates im Rahmen der Netz-Finanzierung abgeschlossen und es ist irrelevant, wie sich der Wasserstoffhochlauf entwickelt, da keine weiteren Mehrkosten für den Bund entstehen. Allerdings gibt es auch keine Möglichkeit, die Förderungen zurückzubekommen.

Netzbetreiber erhalten im Auslegungsfall und in allen positiveren Szenarien immer den regulierten Zinssatz, ein überdurchschnittlich guter Hochlauf führt nicht zu einer Erlössteigerung, da die Netzentgelte gesenkt werden. Entwickelt sich der Hochlauf jedoch schlechter als im Auslegungsfall, kann die Ziel-Kapitalverzinsung nicht erreicht werden. Es entstehen potenziell signifikante Anfangsverluste, zudem bleibt das Risiko für die Netzbetreiber im Falle eines Scheiterns des Hochlaufs hoch, was eine hemmende Wirkung auf die Investition hat.

Die **Netznutzer** zahlen im Auslegungsfall das durch den Deckel festgelegte Netzentgelt über den gesamten Investitionszeitraum (35 Jahre). Fällt der Hochlauf schlechter aus, bleibt der Deckel trotzdem bestehen und die Netzentgelte erhöhen sich nicht. Entwickelt sich der Hochlauf besser als im Auslegungsfall (z.B. ÖNIP 100 %), so profitieren die Netznutzer, da die Netzentgelte nach Aufholen der Kostenverschiebung auf ein niedrigeres Niveau gesenkt werden können.

Die folgende Tabelle fasst die Risikoverteilung zwischen Bund, Netzbetreibern und Netznutzern zusammen und beschreibt dabei die Auswirkungen des Eintretens der betrachteten ÖNIP-Fälle auf die Akteure. Die dargestellten Werte beziehen sich auf die Investitionsförderungshöhe von 55 %, die für die Modellierung gewählt wurde.

Tabelle 9: Risikoverteilung Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“

	ÖNIP 100 %	ÖNIP 50 %	ÖNIP 33 %	ÖNIP 10 %
Bund	Ausbezahlte „mittlere“ Förderung	Ausbezahlte „mittlere“ Förderung	Ausbezahlte „mittlere“ Förderung	Ausbezahlte „mittlere“ Förderung
Netzbetreiber	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird nicht erreicht, es entstehen deutliche Verluste
Netznutzer	Netzentgeltdeckelung (ND) für 8 Jahre	ND für 15 Jahre	ND für 34 Jahre	ND für 35+ Jahre

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Bewertung

Das Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“ wurde auf Basis der Detailanalyse wie folgt bewertet.

Tabelle 10: Bewertung Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“

Stärken	Schwächen
+ Eine einfache und rasche Umsetzung des Modells ist möglich.	- Gegebenenfalls ergeben sich bilanzielle Verluste für Netzbetreiber in den Anfangsjahren.
+ Erfahrung zur Ausgestaltung von Förderungsmodellen ist im Bund vorhanden.	- Bei einem Scheitern des Hochlaufs (z.B. ÖNIP 10 %) würden hohe Verluste bei den Netzbetreibern entstehen, was eine hemmende Wirkung auf die Investition hat. Ein Exit Mechanismus für die Netzbetreiber würde benötigt werden (z.B. Andienungsrecht), dazu gibt es allerdings wenig Erfahrung und ungeklärte Folgefragen.
+ Es entstehen nur moderate Kosten für den Bund im Vergleich zu anderen Finanzierungsmodellen.	- Die Kostenverursachungsgerechtigkeit ist in diesem Modell nur bedingt erfüllt, da bei erfolgreichem Hochlauf die Bundesförderung nicht zurückgezahlt wird, sondern nur die Wasserstoffnetznutzer durch ein Absinken der Netzentgelte profitieren.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

5.3.2 Hohe Investitionsförderung mit Pay-back

Das Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“ ist die zweite Ausgestaltungsvariante der Investitionsförderung für das Wasserstoffstartnetz, die eine Rückzahlung der Förderungen ermöglicht.

Funktionsweise und Gestaltung

Nachfolgend ist die grundsätzliche Funktionsweise dieses Modells dargestellt:

- Netzbetreiber erhalten in der Investitionsphase eine hohe Förderung, die sich an den Investitionskosten orientiert. Die Höhe der benötigten Förderungen sollte mit den Netzbetreibern abgestimmt werden.
- Die Förderungen gelten als Baukostenzuschuss und reduzieren demnach das regulierte Anlagevermögen.
- Aufgrund der geringen Eigenfinanzierung der Netzbetreiber ist das regulierte Anlagevermögen niedrig, weshalb die Kapitalverzinsung nur geringere absolute Gewinne ermöglicht, als wäre die Finanzierung gänzlich durch die Netzbetreiber erfolgt.
- Der Staat geht in diesem Modell in Vorleistung, hat aber bei erfolgreichem Wasserstoffhochlauf die Möglichkeit, die gewährten Förderungen zurückzubekommen, wodurch auch die Kostenverursachungsgerechtigkeit erfüllt wäre.
- Die beihilferechtliche Prüfung ist für dieses Modell aufgrund der hohen Förderquote besonders wichtig.

Rückzahlungsmechanismus:

- Netzbetreiber erhalten zeitlich befristet das Recht, aber nicht die Pflicht, die Förderung zu definierten Zeitpunkten zurückzuzahlen, um dadurch das regulierte Anlagevermögen zu erhöhen.
 - Sobald die Netzbetreiber von einem erfolgreichen Markthochlauf ausgehen, können sie die Förderungen zurückzahlen, um das regulierte Anlagevermögen zu erhöhen. In diesem Fall müssten die Netzentgelte länger gedeckelt bleiben, um die Kapitalverzinsung zu erzielen.
 - Eine Deckelung der Entgelte ist zumindest in den Einführungsjahren notwendig, wie lange diese gebraucht wird, hängt vom Hochlauf und den Förderungsrückzahlungen ab.
 - Für die Netznutzer bedeutet dies, dass sie nie mehr als den Netzentgeltdeckel zahlen müssen. Eine Rückzahlung der Förderungen führt allerdings zu einem späteren Absinken der Netzentgelte, da durch die Erhöhung des regulierten Anlagevermögens die Netzkosten steigen.
 - Aus gutachterlicher Sicht würde eine verpflichtende Rückzahlung der Förderung bei Erreichung festgesetzter Mengenziele (Claw-Back Mechanismus) dazu führen, dass die erhaltenen Investitionsförderungen nicht als Baukostenzuschuss kategorisiert werden können und diese somit nicht zu einer Reduktion des regulierten Anlagevermögens führen würden. Sollte allerdings bei näherer rechtlicher Betrachtung diesbezüglich ein Weg gefunden werden, wäre die Umsetzung eines Claw-Back Mechanismus aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll.
- **Business Case:** Die hohe Investitionsförderung reduziert das Investitionsrisiko stark, führt allerdings zu einer Änderung des Geschäftsmodells, da das regulierte Anlagevermögen nur gering ist. Die freiwillige Förderungsrückzahlung ist bei erfolgreichem Wasserstoffhochlauf voraussichtlich im Eigeninteresse der Netzbetreiber, da dadurch das regulatorische Anlagevermögen erhöht, der absolute Gewinn gesteigert und das ursprüngliche Geschäftsmodell wiederhergestellt wird.

Modellsimulation

Die Eingabeparameter wurden so gewählt, dass die hohe Investitionsförderung das Risiko der Netzbetreiber auch bei Scheitern des Hochlaufs geringhält. Zudem wurde im Auslegungsfall (ÖNIP 33 %) eine Rückzahlung der Förderungen von 55 % angenommen. Dies entspricht der maximalen Förderung, die zurückgezahlt werden kann, während gleichzeitig sichergestellt wird, dass durch die längere Deckelung der Netzentgelte die Ziel-Kapitalverzinsung im Betrachtungszeitraum erreicht wird. Das Jahr 2037 wurde als Rückzahlungsdatum gewählt, da zehn Jahre nach dem Hochlaufstart ein belastbarer H2-Entwicklungspfad vorliegen sollte.

Die Eingabeparameter sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 11: Eingabeparameter Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“

Eingabeparameter	
Staatliche Unterstützung	Hohe Investitionsförderung mit Pay-back: 80 % Förderung der Investitionskosten ausgezahlt über 4 Jahre; Pay-back von 55 % der Förderung in 2037
Szenario Wasserstoffhochlauf	ÖNIP 33 %
Netzentgeltdeckel	4 EUR/MWh

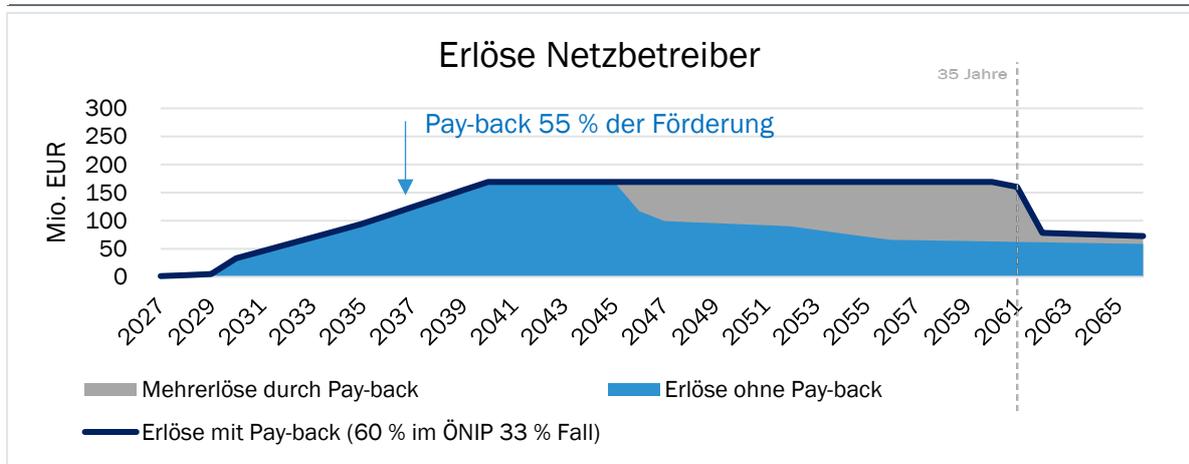
Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Auf dieser Basis stellt sich die Erlössituation über die gesamte Laufzeit aus Sicht der Netzbetreiber wie folgt dar:

- die Erlöse steigen mit dem fortschreitenden Hochlauf langsam an;
- nach Ansteigen der Wasserstoffmengen stellt sich ein beständiger Erlösstrom ein,
- dieser bleibt weiter konstant, da im Jahr 2037 55 % der Förderung zurückgezahlt wird, somit die Basis für die Kapitalverzinsung erhöht wird,
- und der Netzentgeltdeckel dadurch bis zum Ende des Betrachtungszeitraums aufrecht bleibt.
- Würde die Förderung nicht zurückgezahlt werden, würden die Erlöse ab dem Jahr 2045 wieder sinken.

Nachfolgende Grafik zeigt den Hochlauf der Erlöse der Netzbetreiber im Auslegungsfall (ÖNIP 33 %). Die blaue Fläche illustriert die Netzentgelterlöse, die ohne Rückzahlung der Förderung durch Netzentgelte generiert werden. Die graue Fläche stellt die Netzentgelterlöse dar, die durch die Beibehaltung des Netzentgeltdeckels hinzukommen, wenn die Förderung zurückgezahlt wird.

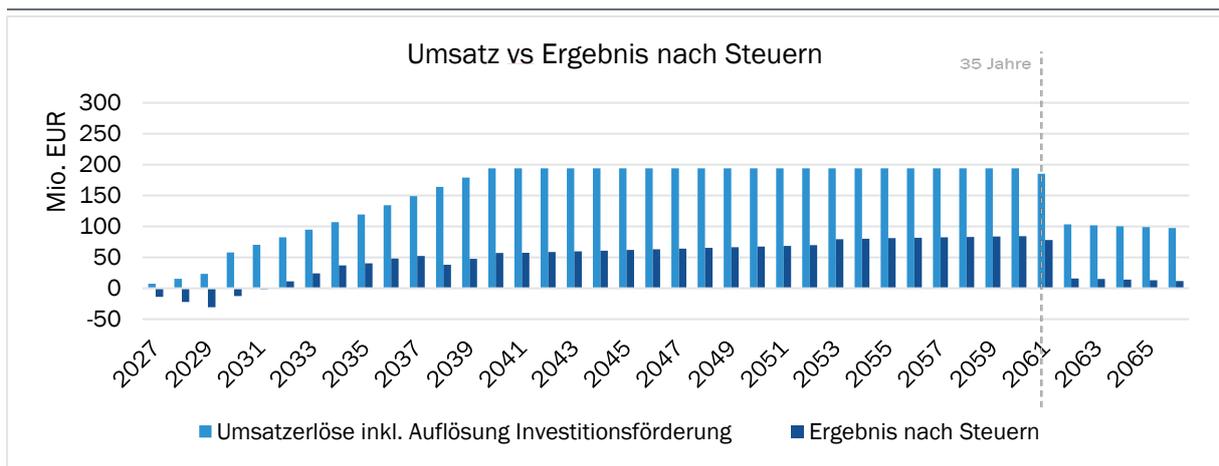
Abbildung 20: Erlöse Netzbetreiber Hohe Investitionsförderung mit Pay-back - Modellsimulation



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Nachfolgende Grafik stellt die Entwicklung der Komponenten der Gewinn- und Verlustrechnung dar. Es zeigt sich, dass in der Modellierung in den ersten Jahren (bis zum Jahr 2031) moderate Anfangsverluste entstehen. Diese werden allerdings später durch stabile Erlöse ausgeglichen. Die Betrachtung des Cash-flows demonstriert eine ähnliche Unterdeckung zum Hochlaufbeginn. Diese ist allerdings geringer als im Modell „Mittlere Investitionsförderung ohne Pay-back“ und sollte aus gutachterlicher Sicht in der Praxis kein Hindernis für eine Finanzierung darstellen, da sie unter anderem aus vorsichtshalber hoch angenommenen Betriebskosten in den Anfangsjahren resultiert.

Abbildung 21: Umsatz und Ergebnis „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“ - Modellsimulation



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Ergebnisse der Modellierung

In der Modellierung entspricht die hohe Investitionsförderung mit 80 % Förderquote einem Barwert von 927 Mio. EUR. Selbst bei einem geringen Hochlauf von nur 33 % des ÖNIP kann allerdings über die Hälfte der Fördersumme zurückgezahlt werden und die Netzbetreiber erhalten durch die Beibehaltung des Netzentgeltdeckels über 35 Jahre ihre Kapitalverzinsung. Damit sinkt der Barwert der Förderung auf 530 Mio. EUR. Die geringe Abweichung von der Ziel-Kapitalverzinsung ist auf eine Modellierungsunschärfe zurückzuführen.

Tabelle 12: Ergebnisse Modellierung Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“

Ergebnisse	
Kapitalverzinsung	5,7 %
Dauer Netzentgeltdeckung	35 Jahre
Ø Netzentgelt 2027 – 2061 (35 J.)	4 EUR/MWh
Barwert Förderung ohne Pay-back 2027 (abgezinst mit 3 %)	927 Mio. EUR
Barwert Förderung nach Pay-back 2027 (abgezinst mit 3 %)	530 Mio. EUR

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Risikoverteilung

In diesem Abschnitt wird die Verteilung der Risiken zwischen den Hauptakteuren – dem Bund, den Netzbetreibern und den Netznutzern – dargestellt. Die Analyse basiert auf den Annahmen der Gutachter, dass im ÖNIP 33 % Fall bereits 55 % der Förderung im Jahr 2037 zurückgezahlt wird und im ÖNIP 50 % und 100 % die volle Förderung. Am Ende des Abschnitts wird eine kurze tabellarische Übersicht zur Risikoverteilung bereitgestellt.

Der **Bund** trägt im Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“ den Großteil des Risikos, da er anfangs den überwiegenden Teil der Finanzierung übernimmt. Bei moderatem Hochlauf kann er jedoch bereits einen Teil der Förderungen zurückbekommen, sofern die Netzbetreiber die Rückzahlungsoption in Anspruch nehmen. Bei erfolgreichem Hochlauf ist sogar die volle Rückzahlung möglich.

Netzbetreiber erhalten im Auslegungsfall und in allen positiveren Szenarien immer den regulierten Zinssatz. Ein erfolgreicher Hochlauf eröffnet die Möglichkeit der Förderungsrückzahlung, was das regulierte Anlagevermögen erhöht und sich dadurch steigend auf den Erlös auswirkt. Entwickelt sich der Hochlauf jedoch schlechter als im Auslegungsfall, kann die Ziel-Kapitalverzinsung nicht erreicht werden, die Verluste halten sich aufgrund der hohen Förderquote aber in Grenzen.

Die **Netznutzer** zahlen im Auslegungsfall das durch den Deckel festgelegte Netzentgelt über den gesamten Investitionszeitraum (35 Jahre). Fällt der Hochlauf schlechter aus, bleibt der Deckel trotzdem bestehen und die Netzentgelte erhöhen sich nicht. Entwickelt sich der Hochlauf besser als im Auslegungsfall (z.B. ÖNIP 100 %), so profitieren die Netznutzer, da die Netzentgelte nach Aufholen der Kostenverschiebung auf ein niedrigeres Niveau gesenkt werden können. Eine etwaige Förderungsrückzahlung verlangsamt das Absenken der Netzentgelte, dies ist allerdings im Sinne der Kostenverursachungsgerechtigkeit.

Nachfolgende Tabelle fasst die Risikoverteilung zwischen Bund, Netzbetreibern und Netznutzern zusammen und beschreibt dabei die Auswirkungen des Eintretens der betrachteten ÖNIP-Fälle auf die Akteure. Die dargestellten Werte beziehen sich auf die Förderquote von 80 % und eine angenommene Rückzahlung im Jahr 2037.

Tabelle 13: Risikoverteilung Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“

	ÖNIP 100 %	ÖNIP 50 %	ÖNIP 33 %	ÖNIP 10 %
Bund	Hohe Startförderung, vollständiger Pay-back der erhaltenen Förderung	Hohe Startförderung, vollständiger Pay-back	Hohe Startförderung, teilweiser Pay-back	Hohe Startförderung, kein Pay-back
Netzbetreiber	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird nicht erreicht, es entstehen moderate Verluste
Netznutzer	Netzentgeltdeckelung (ND) für 7 Jahre	ND für 14 Jahre	ND für 35 Jahre	ND für 35+ Jahre

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Bewertung

Das Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“ wurde auf Basis der Detailanalyse wie folgt bewertet.

Tabelle 14: Bewertung Modell „Hohe Investitionsförderung mit Pay-back“

Stärken	Schwächen
+ Eine einfache und rasche Umsetzung des Modells ist möglich.	- Bis zur Rückzahlung der Förderungen ist das Finanzierungsmodell für Netzbetreiber im Kontext ihres bestehenden Geschäftsmodells wenig interessant.
+ Netzbetreiber haben es selbst in der Hand, die Förderungen zurückzuzahlen und somit das regulierte Anlagevermögen zu erhöhen.	- Bei Scheitern des Hochlaufs wird die hohe Investitionsförderung voraussichtlich nicht oder nur zu einem geringen Teil zurückgezahlt.
+ Es besteht eine ausgewogene Risikoverteilung mit der Chance für den Bund, die Förderungen zurückzubekommen. Bei erfolgreichem Rücklauf kann die gesamte ausbezahlte Fördersumme zurückgezahlt werden.	- Es besteht die Gefahr, dass andere Investitionen ausbleiben, falls der Pay-back eine bessere Rendite verspricht.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

5.3.3 Mindestmenge/Korridor

Das Modell „Mindestmenge/Korridor“ ist eine Weiterentwicklung des Modells „Buchung strategischer Kapazitäten durch den Bund“ aus Projektphase I, in der die Ausgestaltung rein finanziell erfolgt und die Netzbetreiber ihre Kapazitäten selbst vermarkten.

Funktionsweise und Gestaltung

Im Folgenden sind die Eckpfeiler der Gestaltung erklärt:

- Das zentrale Element des Modells ist die Garantie einer Mindestwasserstoffmenge für Netzbetreiber für eine bestimmte Laufzeit. Sollte der Netzentgeltdeckel noch nicht fixiert sein, kann auch ein Mindesterloß garantiert werden.
- Ist die tatsächliche Wasserstoffmenge im Hochlauf niedriger als die Mindestmenge, zahlt der Bund die Differenz (Menge x geltendes Netzentgelt) jährlich als bedingt rückzahlbaren Zuschuss aus.
- Die Mindestmenge wird so bemessen, dass im Auslegungsfall (33 % erfolgter Markthochlauf gemessen am ÖNIP-Szenario) der Regulierungszins über den Investitionszeitraum (z.B. 35 Jahre) erreicht wird.
- Die Laufzeit der Mindestmengengarantie sollte eine sichere Finanzierung ermöglichen und wird deshalb mit ca. 20 Jahren empfohlen.
- Auch in diesem Modell ist die intertemporale Kostenverschiebung inklusive Netzentgeltdeckel integriert, um prohibitiv hohe Netzentgelte während des Hochlaufs zu verhindern.

Rückzahlungsmechanismus:

- Das zweite wichtige Element ist die Rückführung der Zuschüsse, die wie ein Korridor gestaltet werden kann. Die gegebenen Zuschüsse werden auf einem Schattenkonto (analog 11 (6) EAG) verbucht, die Rückführung an den Bund erfolgt ab einem definierten Schwellenwert.
- Für die Rückzahlungsmodalität gibt es verschiedene Möglichkeiten, dabei kann sowohl der Schwellenwert (gemessen z.B. an der Erreichung des ÖNIP 50 %) variiert werden als auch die Aufteilung der Erlöse zwischen Netzbetreibern und Bund. Eine Aufteilung kann sinnvoll sein, da neben dem Bund auch die Netzbetreiber aufgrund der intertemporalen Kostenverschiebung ausständige „Forderungen“ haben.
- Die Rückzahlung ist dadurch möglich, dass die Netzentgelte auf Höhe des Deckels gehalten werden und die Überschüsse (Mehrerlöse) über die annuitätischen Kosten verteilt werden können.
- Kommt der H2 Hochlauf allerdings nicht zustande, bleiben die Kosten für den Bund durch die Mindestmengengarantie dauerhaft hoch und der Bund erhält die ausgezahlten Förderungen nicht zurück. Für diesen Fall wird ein vorzeitiger, einseitiger Ausstiegsmechanismus für den Bund empfohlen. Dieser kann eine Einmalzahlung in Höhe der abgezinsten erwarteten Förderungen mit 25 % Selbstbehalt für Netzbetreiber (gutachterliche Annahme) umfassen.
- In der folgenden Modellierung ist die Rückzahlungsvariante mit einem Schwellenwert von ÖNIP 50 % und einer gleichmäßigen Aufteilung der Erlöse dargestellt. Dies bedeutet, dass ab der Erreichung von 50 % des ÖNIP-Falls, 50 % der Mehrerlöse an den Netzbetreiber gehen und 50 % an den Bund.
- Die Verteilung findet allerdings nur so lange statt, bis die Ziel-Kapitalverzinsung der Netzbetreiber erreicht ist und die Förderungen an den Bund zurückgezahlt wurden (d.h. das Schattenkonto ausgeglichen ist).

- Anschließend können die Netzentgelte gesenkt werden, sodass diese nur noch die jährlichen Netzkosten abdecken und Netznutzer von einem erfolgreichen Hochlauf profitieren.
 - Alternativ kann der Schwellenwert niedriger bei ÖNIP 33 % angesetzt werden und die Rückzahlung entweder zuerst zum Ausgleich des Schattenkontos erfolgen oder umgekehrt zuerst zur Aufholung der intertemporalen Kostenverschiebung.
- **Business Case:** Die garantierte Wasserstoffmindestmenge schafft einen soliden Business Case, da für die Laufzeit der Mindestmenge Netzentgelterlöse nach unten abgesichert sind. Umgekehrt besteht für die Netzbetreiber, je nach Rückzahlungsvariante, die Chance, die Ziel-Kapitalverzinsung schneller zu erzielen, wenn ein definierter Schwellenwert überschritten wird.

Modellsimulation

Die Höhe der staatlich garantierten Mindestmenge wurde als Eingabeparameter so gewählt, dass bei einer Garantie über 20 Jahre und einem Hochlauf von 33 % des ÖNIP die Ziel-Kapitalverzinsung der Netzbetreiber erreicht wird. Unter diesen Bedingungen wird eine Garantie von 32 % der ÖNIP-Menge benötigt. Die Rückführung der Förderungen wurde so modelliert, dass erst bei Überschreiten des ÖNIP 50 % Falls (Schwellenwert) Mehrerlöse zwischen dem Bund und den Netzbetreibern zu gleichen Teilen aufgeteilt werden. Der Rückführungsmechanismus der Förderungen ist im vorherigen Abschnitt detailliert ausgeführt, kommt im ÖNIP 33 % Fall allerdings nicht zur Anwendung, da der Schwellenwert von ÖNIP 50 % nicht überschritten wird.

Die Eingabeparameter sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 15: Eingabeparameter Modell „Mindestmenge/Korridor“

Eingabeparameter	
Staatliche Unterstützung	Mindestmenge/Korridor: Staatliche Garantie einer Mindestmenge von 32 % des ÖNIP-Hochlaufs für eine Laufzeit von 20 Jahren; Teilung von Mehrerlösen zwischen Netzbetreibern und Bund ab Überschreiten des ÖNIP 50 % Falls durch Beibehaltung des Netzentgeltdeckels
Szenario Wasserstoffhochlauf	ÖNIP 33 %
Netzentgeltdeckel	4 EUR/MWh

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

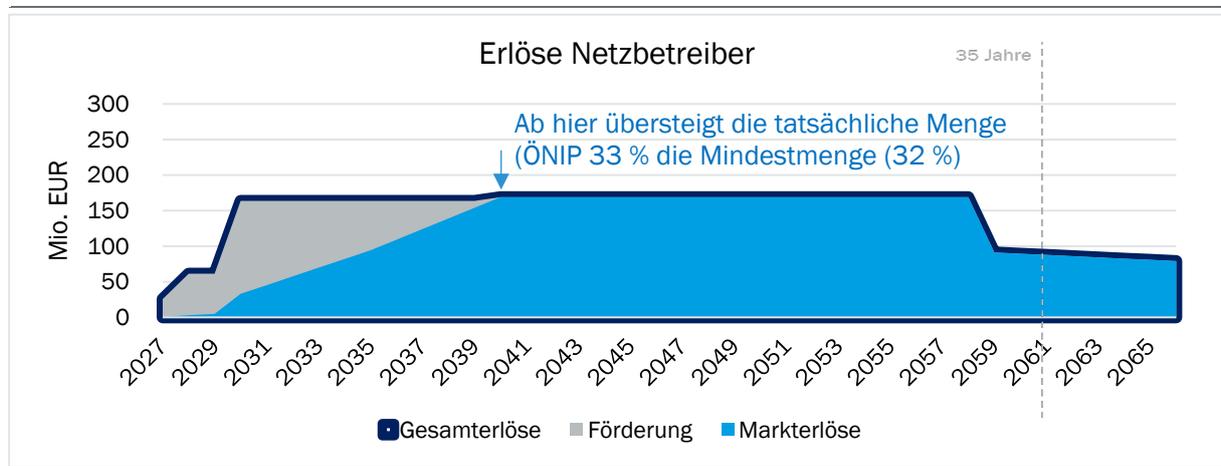
Nachfolgende Grafik zeigt den Hochlauf der Erlöse der Netzbetreiber im Auslegungsfall (ÖNIP 33 %).

- Die Erlöse steigen rasch auf ein Plateau an,
- erhöhen sich geringfügig, sobald der Hochlauf die garantierte Mindestmenge übersteigt und

- fallen wieder, wenn die Netzentgelte gesenkt werden, weil die intertemporale Kostenverschiebung aufgeholt ist.⁸
- In der Modellierung sind die Erlöse vor 2030 trotz Mindestmengengarantie geringer, da die Mengen, die auf H₂-Transit entfallen, erst ab 2030 geplant sind und deshalb erst ab diesem Zeitpunkt garantiert werden.

Die Zusammensetzung der Netzbetreibererlöse ist in Abbildung 22 dargestellt; die graue Fläche zeigt die Erlöse, die in Form von Zuschüssen (Förderung) fließen, die hellblaue Fläche stellt die Erlöse aus Netzentgelten dar. Anfangs ist die Wasserstoffmenge noch gering, weshalb Zuschüsse ausgezahlt werden, im Jahr 2040 übersteigt der Hochlauf die garantierte Menge und es wird keine staatliche Unterstützung mehr benötigt.

Abbildung 22: Erlöse Netzbetreiber „Mindestmenge/Korridor“ – Modellsimulation

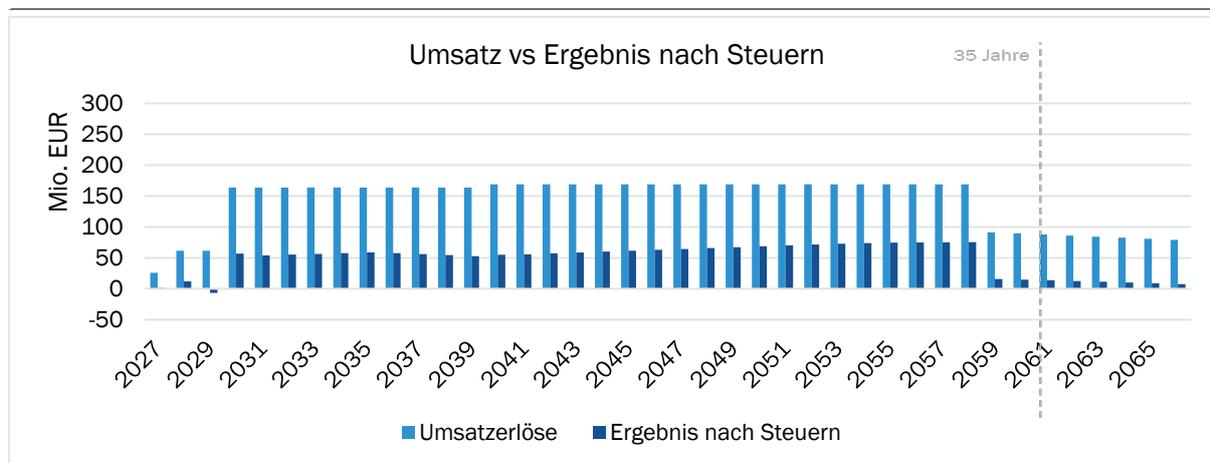


Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Im Folgenden sind Umsatz und Ergebnis der Netzbetreiber im Finanzierungsmodell dargestellt. Für die Netzbetreiber entstehen in der Modellierung kaum Anfangsverluste, da bereits von Beginn an Erlöse in Form von Zuschüssen fließen. Die positiven Ergebnisse sind in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums relativ konstant und steigen in der zweiten Hälfte moderat an.

⁸ Dies gilt nur für den Auslegungsfall (33 % ÖNIP). Verläuft der Hochlauf wie im ÖNIP, können die Netzentgelte bereits früher gesenkt werden.

Abbildung 23: Umsatz und Ergebnis „Mindestmenge/Korridor“ – Modellsimulation



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Ergebnisse der Modellierung

Die Mindestmengengarantie durch den Staat führt im ÖNIP 33 % Fall zu einer Förderung im Barwert von 726 Mio. EUR. Die Förderung baut sich relativ konstant über die Jahre auf, bis der Hochlauf die Mindestmenge übersteigt. Eine Rückführung der Förderungen ist im modellierten Fall nicht möglich. Im Auslegungsfall erreichen die Netzbetreiber die Ziel-Kapitalverzinsung und die Netzentgelte können bereits vor Ende des Betrachtungszeitraums gesenkt werden.

Tabelle 16: Ergebnisse Modellierung Modell „Mindestmenge/Korridor“

Ergebnisse

Kapitalverzinsung	5,8 %
Dauer Netzentgeltdeckung	31 Jahre
Ø Netzentgelt 2027 – 2061 (35 J.)	3,77 EUR/MWh
Barwert Förderung 2027 (abgezinst mit 3 %)	726 Mio. EUR

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Risikoverteilung

In diesem Abschnitt ist die Verteilung der Risiken zwischen den Hauptakteuren Bund, Netzbetreiber und Netznutzer dargestellt. Die Analyse basiert auf den Annahmen der Gutachterinnen und Gutachter und der Rückzahlungsmodalität mit einem Schwellenwert von 50 % ÖNIP, die im vorherigen Abschnitt funktionsweise ausgeführt wurde.

Für den **Bund** hängen die Kosten des Modells „Mindestmenge/Korridor“ stark am Gelingen des Wasserstoffhochlaufs. Bei einem Scheitern entstehen aufgrund der Mengengarantie über einen längeren Zeitraum sehr hohe Kosten. Um dieses Szenario abzufedern, sollte ein Ausstiegsmechanismus mit Selbstbehalt für die Netzbetreiber in das Modell integriert werden. Läuft der Hochlauf gut, können die Förderungen zurückgezahlt werden. Das Tempo der Rückzahlung hängt dabei an der Ausgestaltung der Rückzahlungsmodalität, wie Schwellenwert und Teilung der Mehrerlöse.

Netzbetreiber erhalten durch die Mengengarantie Investitionssicherheit und damit im Auslegungsfall und allen positiveren Szenarien immer den regulierten Zinssatz. Ein erfolgreicher Hochlauf kann je nach Rückzahlungsmodalität die Erreichung der Ziel-Kapitalverzinsung beschleunigen, eine höhere Verzinsung kann allerdings nicht erreicht werden, da vorher die Netzentgelte gesenkt werden. Verluste entstehen nur dann, wenn nach Ablauf der Mengengarantie die Wasserstoffmenge langfristig unter der garantierten Menge liegt oder der Bund bereits vorher den Ausstiegsmechanismus auslöst und ein Selbstbehalt fällig wird.

Die **Netznutzer** zahlen im ungünstigsten Fall den Netzentgeltdeckel über den gesamten Betrachtungszeitraum. Je besser der Wasserstoffhochlauf gelingt, desto früher können die Netzentgelte abgesenkt werden.

Die folgende Grafik fasst die Risikoverteilung bei einer Mindestmengengarantie von 32 % zusammen und beschreibt dabei die Auswirkungen des Eintretens der betrachteten ÖNIP-Fälle. Alle dargestellten Risiken basieren auf der in der Modellierung gewählten Rückzahlungsmodalität, die eine Rückführung der Förderungen erst ab einer Überschreitung des ÖNIP 50 % Falls vorsieht. Alternative Rückzahlungsmodalitäten sind, wie im Abschnitt Funktionsweise präsentiert, möglich.

Tabelle 17: Risikoverteilung Modell „Mindestmenge/Korridor“

32 % Mindestmenge/Korridor für 20 J., Rückzahlung ab ÖNIP 50 %

	ÖNIP 100 %	ÖNIP 50 %	ÖNIP 33 %	ÖNIP 10 %
Bund	Zuschüsse bauen sich bis 2034 auf niedriges Niveau auf, können bis 2038 vollständig zurückgezahlt werden	Zuschüsse bauen sich bis 2035 auf moderates Niveau auf, keine Rückzahlung der Zuschüsse	Zuschüsse bauen sich bis 2039 auf ein erhöhtes Niveau auf, keine Rückzahlung der Zuschüsse	Zuschüsse bauen sich bis Garantieende auf sehr hohem Niveau auf, keine Rückzahlung der Zuschüsse, Ausstiegsmechanismus wird empfohlen
Netzbetreiber	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird knapp nicht erreicht, Auslösen eines Ausstiegsmechanismus des Bundes kann zu Zusatzkosten führen
Netznutzer	Netzentgeltdeckelung (ND) für 9 Jahre	ND für 14 Jahre	ND für 31 Jahre	ND für 35+ Jahre

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Bewertung

Das Modell „Mindestmenge/Korridor“ wurde auf Basis der Detailanalyse wie folgt bewertet.

Tabelle 18: Bewertung Modell „Mindestmenge/Korridor“

Stärken	Schwächen
+ Netzbetreiber sind durch die Mindestmengengarantie vor einem schlecht verlaufenden Hochlauf abgesichert.	- Sollte der Hochlauf nicht erfolgen, sind die Kosten für den Bund dauerhaft hoch → es wird ein einseitiger Ausstiegsmechanismus für den Bund (Einmalzahlung mit 25 % Selbstbehalt (gutachterliche Annahme) für Netzbetreiber) empfohlen.
+ Bei erfolgreichem Rücklauf kann, je nach Ausgestaltung des Rückzahlungsmodus, ein Teil oder die gesamte ausbezahlte Förderung zurückgezahlt werden.	
+ Eine Ausbalancierung des Modells durch eine Variation des Rückzahlungsmodus der Förderungen ist möglich.	

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

5.3.4 Amortisationsmodell

Das „Amortisationsmodell“ baut auf der Logik der intertemporalen Kostenverschiebung auf, gekoppelt mit jährlichen Ausgleichszahlungen. Das „Amortisationskonto“, die deutsche Variante des Modells, dient als Muster.

Funktionsweise und Gestaltung

Im Folgenden ist die Funktionsweise des Modells erklärt, anschließend ein Konzept für die institutionelle Ausgestaltung in Österreich:

- Das „Amortisationsmodell“ funktioniert grundsätzlich nach der in der Netzentgeltberechnung erläuterten Logik der intertemporalen Kostenverschiebung.
- Durch die Fixierung eines Netzentgeltdeckels ergeben sich bei den Netzbetreibern in der Hochlaufphase Defizite, da die jährlichen Kosten (Kapitalkosten + Betriebskosten) nicht durch die Netzentgelterlöse gedeckt werden können.
- Die Defizite werden durch jährliche Zahlungen, die vom Bund finanziert werden, ausgeglichen und auf einem (Schatten-)Konto festgehalten.
- Das gedeckelte Netzentgelt wird in weiterer Folge auch während des erfolgreichen Hochlaufs beibehalten. Dadurch ergeben sich dann Überschüsse gegenüber dem regulatorisch festgesetzten Gewinn, die zum Ausgleich des (Schatten-)Kontos genutzt werden.
- Auf Seite der Netznutzer werden die Netzentgelte somit gedeckelt, für die Netzbetreiber ist dies allerdings nicht direkt relevant, da sie jährlich die gesamten annuisierten Kosten inkl. Kapitalverzinsung erhalten.

Mögliche institutionelle Ausgestaltung in Österreich:

- Als Muster für das „Amortisationsmodell“ kann das deutsche Amortisationskonto angesehen werden, das von der KfW Bank geführt und refinanziert und vom Bund garantiert wird.
 - Im Zuge der Studie wurde unter Stakeholder-Einbindung ein für Österreich geeignetes institutionelles Modell ermittelt. Einschränkend wirkte sich dabei aus, dass es in Österreich keine entsprechende Erfahrung mit einem zahlenden Konto bei einer Förderbank gibt, und die Frage, wer die mit dem Modell verbundenen Aufgaben übernehmen könnte, ungeklärt blieb.
 - Ein unabhängiger Buchungsbeauftragter könnte das Mandat erhalten, die Kapazitäten der Netzbetreiber im H2-Netz im Auftrag der Netzbetreiber zu vermarkten.
 - Die Vermarktung würde zu einem gedeckelten Netzentgelt auf eigene Rechnung des Buchungsbeauftragten erfolgen, jährlich würde dieser dann den Netzbetreibern ihre Kosten inkl. Regulierungszinssatz ersetzen.
 - Das Defizit des Buchungsbeauftragten (erzielte Netzentgelte abzüglich der Auszahlungen an die Netzbetreiber) würde während eines festzulegenden Zeitraums durch den Bund abgedeckt werden.
 - Da im Falle eines Scheiterns des Hochlaufs die Zahlungen für den Bund dauerhaft hoch bleiben würden, sollte ein Ausstiegsmechanismus für den Bund integriert werden, der einen Selbstbehalt für die Netzbetreiber (z.B. 25 %) enthält.
- **Business Case:** Die jährliche Erstattung der annuisierten Kosten der Netzbetreiber durch eine Institution im Auftrag des Bundes führt zur jährlich gesicherten Ziel-Kapitalverzinsung.

Modellsimulation

Für das Amortisationsmodell ist die Höhe des Netzentgeltdeckels die entscheidende Variable aus Sicht des Bundes, da sich die Ausgleichszahlungen aus der Differenz zwischen gedeckelten Netzentgelterlösen und Kosten der Netzbetreiber ergeben. Aus Investitionsrechnungssicht erhalten die Netzbetreiber jährlich ihre Betriebs- und Kapitalkosten ersetzt, weshalb die Erlöse den ungedeckelten Netzentgelten entsprechen. Am Modell muss ansonsten keine Kalibrierung vorgenommen werden, da die grundsätzliche Logik der intertemporalen Kostenverschiebung gilt.

Die Eingabeparameter sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 19: Eingabeparameter „Amortisationsmodell“

Eingabeparameter

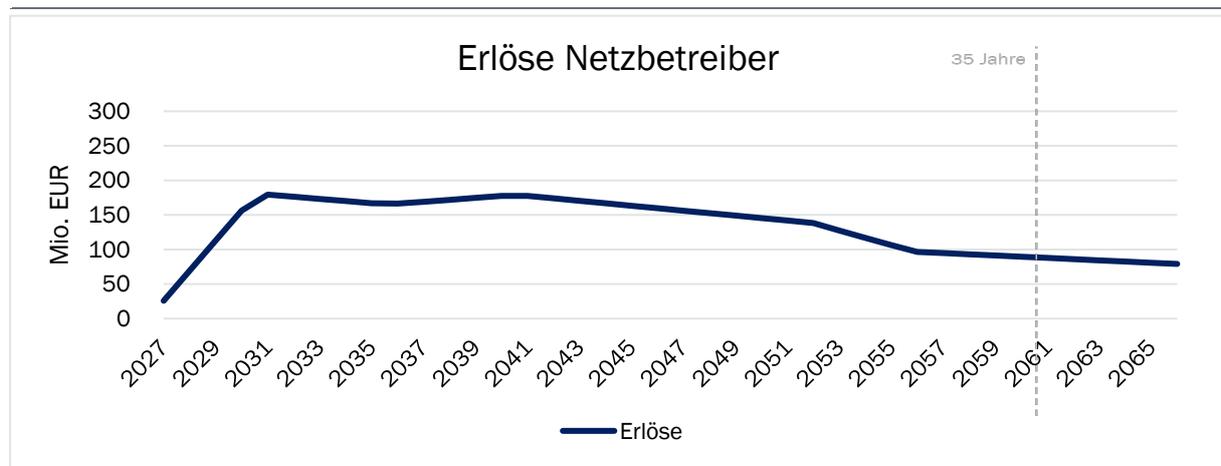
Staatliche Unterstützung	Amortisationsmodell
Szenario Wasserstoffhochlauf	ÖNIP 33 %
Netzentgeltdeckel	4 EUR/MWh

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Nachfolgende Grafik zeigt den Hochlauf der Erlöse der Netzbetreiber. Dieser ist für alle Auslegungsfälle derselbe, da immer die annuisierten Kosten ersetzt werden. Der Anteil der Erlöse, der aus Netzentgelten stammt, und der Anteil, der aus Bundeszuschüssen generiert wird, variieren je nach HochlaufszENARIO.

- Die Erlöse steigen rasch auf ein Plateau an, da in den ersten Jahren der Großteil der Investitionen stattfindet.
- Anschließend sinken die Erlöse langsam, da sich die Kapitalkosten aufgrund des verringerten regulierten Anlagevermögens Jahr für Jahr reduzieren.

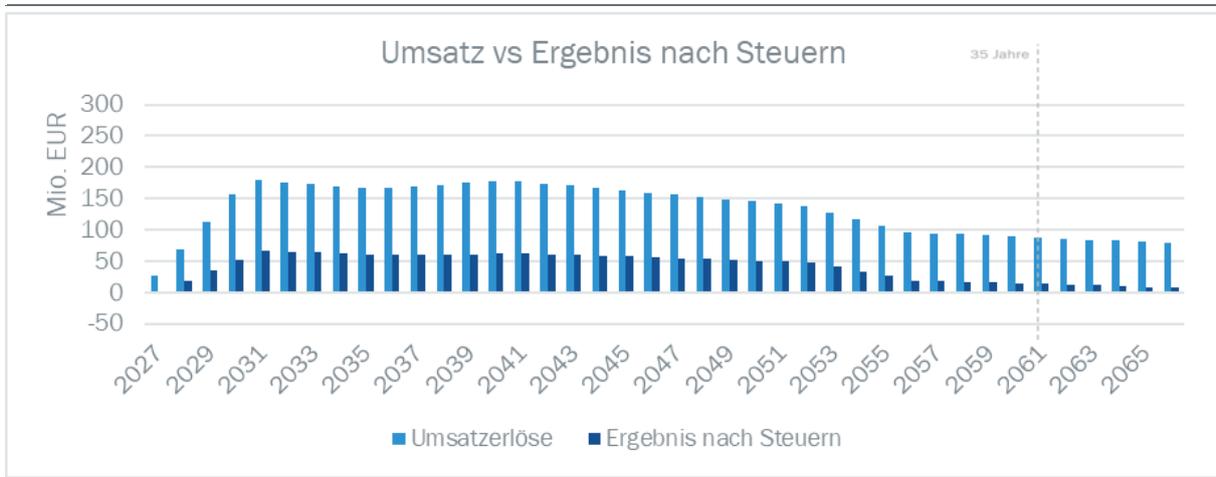
Abbildung 24: Erlöse Netzbetreiber „Amortisationsmodell“ – Modellsimulation



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Die Gewinn- und Verlustrechnung, deren Ergebnisse in der folgenden Grafik dargestellt sind, zeigt, dass unabhängig von den tatsächlichen Netzentgelteinnahmen Netzbetreiber ihre jährlichen Kosten erstattet bekommen und dadurch bereits von Beginn an positive Unternehmensergebnisse erzielen. Analog zu den Erlösen steigen die Unternehmensergebnisse in den ersten Jahren stark an und verringern sich anschließend stetig aufgrund des schmelzenden Kapitaleinsatzes.

Abbildung 25: Umsatz und Ergebnis „Amortisationsmodell“ – Modellsimulation



Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Ergebnisse der Modellierung

Durch die jährlichen Zahlungen im „Amortisationsmodell“ erreichen die Netzbetreiber ihre Ziel-Kapitalverzinsung in jedem Jahr. Im Auslegungsfall (33 % ÖNIP) müssen dafür die Netzentgelte über den gesamten Betrachtungszeitraum und sogar darüber hinaus gedeckelt bleiben. Für den Bund bauen sich die Förderungen bis 2044 auf ein hohes Niveau auf und reduzieren sich anschließend aufgrund der Rückzahlungen, die durch Netzentgeltüberschüsse ermöglicht werden. Der Barwert der Förderungen im Jahr 2040, in dem im Auslegungsfall noch keine Rückzahlung erfolgt, beträgt 836 Mio. EUR. Dieser verringert sich bis zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2061 auf 443 Mio. EUR, damit kann im Auslegungsfall nicht die gesamte Förderung zurückgezahlt werden.⁹

Tabelle 20: Ergebnisse Modellierung „Amortisationsmodell“

Ergebnisse

Kapitalverzinsung	5,8 %
Dauer Netzentgeltdeckung	35+ Jahre
Ø Netzentgelt 2027 – 2061 (35 J.)	4 EUR/MWh
Barwert Förderung 2027 bei Stand Amortisationskonto in 2061 (abgezinst mit 3 %)	443 Mio. EUR
Barwert Förderung 2027 bei Stand Amortisationskonto in 2040 (abgezinst mit 3%)	836 Mio. EUR

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

⁹ Bei erfolgreichem Hochlauf werden geringere Anfangszuschüsse benötigt und die Rückzahlung kann schneller erfolgen.

Risikoverteilung

Nachfolgend ist die Risikoverteilung zwischen den zentralen Akteuren Netzbetreiber, Netzkunden und Bund beschrieben. Die Netzentgelte bleiben in den Gutachterannahmen in allen Wasserstoffszenarien so lange gedeckelt, bis die ausgezahlten Förderungen wieder zurückgezahlt sind.

Für den **Bund** hängen die Kosten des Modells, wie im Mindestmengenmodell, stark am Gelingen des Wasserstoffhochlaufs. Je schneller der Hochlauf funktioniert, desto weniger muss der Bund von Beginn an beisteuern und desto schneller erhält er das Geld auch wieder zurück. Sollte der Hochlauf scheitern (ÖNIP 10 %), entstehen in diesem Modell die höchsten Kosten für den Bund, da von Anfang an die vollen Netzkosten inkl. Kapitalverzinsung durch den Bund gefördert werden. Auch für das „Amortisationsmodell“ sollte deshalb ein Ausstiegsmechanismus mit Selbstbehalt für die Netzbetreiber inkludiert werden.

Netzbetreiber erhalten durch das Modell Investitionssicherheit, da von Beginn an die gesamten jährlichen Kosten inkl. Verzinsung durch den Bund garantiert sind und somit die Ziel-Kapitalverzinsung für jedes Jahr gewährleistet ist. Nur im Falle einer Auslösung des Ausstiegsmechanismus durch den Bund wird ein Selbstbehalt fällig.

Die **Netznutzer** zahlen das gedeckelte Netzentgelt so lange, bis die intertemporale Kostenverschiebung aufgeholt wurde bzw. das Defizitkonto ausgeglichen ist. Je besser der Wasserstoffhochlauf gelingt, desto früher können die Netzentgelte abgesenkt werden.

Die folgende Grafik fasst die Risikoverteilung im „Amortisationsmodell“ zusammen und beschreibt dabei die Auswirkungen des Eintretens der betrachteten ÖNIP-Fälle.

Tabelle 21: Risikoverteilung „Amortisationsmodell“

	ÖNIP 100 %	ÖNIP 50 %	ÖNIP 33 %	ÖNIP 10 %
Bund	Zuschüsse bauen sich bis 2033 auf niedriges Niveau auf, können bis 2038 vollständig zurückgezahlt werden	Zuschüsse bauen sich bis 2037 auf erhöhtes Niveau auf, können bis 2047 vollständig zurückgezahlt werden	Zuschüsse bauen sich bis 2044 auf ein hohes Niveau auf, teilweise Rückzahlung bis Ende des Betrachtungszeitraums	Zuschüsse bauen sich bis zum Ende der Investitionslaufzeit auf sehr hohes Niveau auf, keine Rückzahlung der Zuschüsse möglich, Ausstiegsmechanismus wird empfohlen
Netzbetreiber	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht	Ziel-WACC wird erreicht, außer ein Ausstiegsmechanismus des Bundes wird ausgelöst
Netznutzer	Netzentgeltdeckelung (ND) für 11 Jahre	ND für 29 Jahre	ND für 35+ Jahre	ND für 35+ Jahre

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Bewertung

Das „Amortisationsmodell“ wurde auf Basis der Detailanalyse wie folgt bewertet.

Tabelle 22: Bewertung „Amortisationsmodell“

Stärken	Schwächen
+ Das Modell bietet den Netzbetreibern hohe Investitionssicherheit, da jährlich die volle Kapitalverzinsung gewährleistet ist.	- Die Kosten für den Bund im Fall eines verlangsamten oder nicht funktionierenden Hochlaufs sind von allen Modellen am höchsten.
+ Ein Beispiel für die gesetzliche Umsetzung ist vorhanden (strategische Gasreserve).	- Fehlende institutionelle Rahmenbedingungen und Erfahrungen (z.B.: keine entsprechende Erfahrung mit einem zahlenden Konto bei einer Förderbank) machen die praktische Ausgestaltung und Abwicklung des Modells kompliziert und potenziell zeitverzögernd.
	- Eine etwaige notwendige Bündelung der Buchung der Netzkapazitäten könnte in Konflikt mit Entflechtungsvorgaben stehen.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

6 Fazit

6.1 Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen

Mehrere Finanzierungsoptionen kommen für das österreichische Wasserstoffnetz in Frage, die weitere Ausdifferenzierung kann die Risiken für Staat und Netzbetreiber reduzieren.

Vier grundsätzlich vorstellbare Modelle wurden ausführlich diskutiert und im Hinblick auf zu erwartenden Finanzströme modelliert. Die nachfolgende Darstellung zeigt im Überblick die Ergebnisse der Bewertung.

Tabelle 23: Zusammenfassende Bewertung der ausgewählten Modelle

Modell	Summarische Bewertung
1a: Mittlere Investitionsförderung →ausgeschieden	Es ergeben sich eventuell signifikante bilanzielle Anfangsverluste für die Netzbetreiber, zudem entstehen im Worst Case (10 % Hochlauf) hohe Verluste bei den Netzbetreibern, beides wirkt hemmend auf die Investition. Ein Exit-Mechanismus für die Netzbetreiber (z.B. Andienungsrecht) würde das Problem lösen, dies halten wir aber im Kontext einer Investitionsförderung für konzeptionell schwierig, zudem gibt es wenig Erfahrung.
1b: Hohe Investitionsförderung mit Pay-back →ausgewähltes Modell	Grundsätzlich steht dieses Modell nicht im Fokus der Netzbetreiber, da sie aufgrund der erhaltenen Investitionsförderung ein niedriges reguliertes Anlagevermögen (und somit niedrige absolute Gewinne) haben. Allerdings erhalten die Netzbetreiber durch die Pay-back-Regelung die Möglichkeit, die Förderungen zurückzuzahlen und somit das regulierte Anlagevermögen zu erhöhen. Damit wird für die Netzbetreiber das Anfangsrisiko stark reduziert, die Gewinnchance bleibt aber erhalten.
2: Mindestmenge/ Mengenkorridor →ausgewähltes Modell	Dieses Konzept greift die Wirkungsweise der Kapazitätsbuchung auf, eliminiert aber die in Phase II identifizierten organisatorischen Schwierigkeiten, die mit einer physischen Buchung verbunden sind (rein finanzielle Ausgestaltung). Die Ausgaben für den Bund sind über die Laufzeit verteilt und es besteht die Möglichkeit, die ausgegebenen Förderungen bei erfolgreichem Hochlauf zurückzuerhalten. Eine ausgewogene Risikoverteilung wird dadurch erreicht, dass nur eine Mindestmenge garantiert wird. Das Modell ist flexibel gestaltbar, da sowohl die Mindestmenge variiert als auch der Rückzahlungsmechanismus angepasst werden kann.
3: Amortisationsmodell →ausgeschieden	Ein für Österreich passendes Modell analog zu Deutschland (Konto) wurde aufgrund der fehlenden institutionellen Gegebenheiten nicht identifiziert. In dem Modell bleiben die in Phase II identifizierten organisatorischen Schwierigkeiten, die mit einer physischen Buchung verbunden sind, erhalten. Eine Hürde dabei stellt die Einhaltung von Entflechtungsvorgaben dar. Zudem sind die Kosten für den Bund bei Nichterfolgen des Hochlaufs in diesem Modell am höchsten.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Die beiden ausgewählten Modelle werden nachfolgend hinsichtlich ihrer Stärken und Schwächen nochmals beleuchtet, eine Empfehlung für eines der beiden Modelle sprechen die

Gutachterinnen und Gutachter nicht aus, beide Modelle sind durchführbar und bedürfen weiterer Ausgestaltung.

Tabelle 24: Stärken und Schwächen der ausgewählten Modelle

	Stärken	Schwächen
Hohe Investitionsförderung + Pay-back	+ Einfache und rasche Umsetzung des Modells ist möglich.	- Bis zur Rückzahlung der Förderungen ist das Finanzierungsmodell für Netzbetreiber wenig interessant im Kontext ihres bestehenden Geschäftsmodells.
	+ Netzbetreiber haben es selbst in der Hand, die Förderungen zurückzahlen und somit das regulierte Anlagevermögen zu erhöhen.	- Bei Scheitern des Hochlaufs wird die hohe Investitionsförderung voraussichtlich nicht oder nur zu einem geringen Teil zurückgezahlt.
	+ Es besteht eine ausgewogene Risikoverteilung mit der Chance für den Bund, die Förderungen zurückzubekommen. Bei erfolgreichem Hochlauf kann die gesamte ausbezahlte Fördersumme zurückgezahlt werden.	- Hohe Budgetbelastung des Bundes zu Beginn.
Mindestmenge/ Mengenkorridor	+ Eine Ausbalancierung des Modells durch eine Variation des Rückzahlungsmodus der Förderungen ist möglich. Auch durch die Wahl der Mindestmenge ist das Modell flexibel gestaltbar.	- Sollte der Hochlauf nicht erfolgen, sind die Kosten für den Bund dauerhaft hoch → es wird ein einseitiger Ausstiegsmechanismus für den Bund (Einmalzahlung mit 25 % Selbstbehalt (gutachterliche Annahme) für Netzbetreiber) empfohlen.
	+ Bei erfolgreichem Rücklauf kann, je nach Ausgestaltung des Rückzahlungsmodus, ein Teil oder die gesamte ausbezahlte Förderung zurückgezahlt werden.	
	+ Netzbetreiber sind durch die Mindestmenge von niedrigen Hochlaufszszenarien abgesichert.	

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

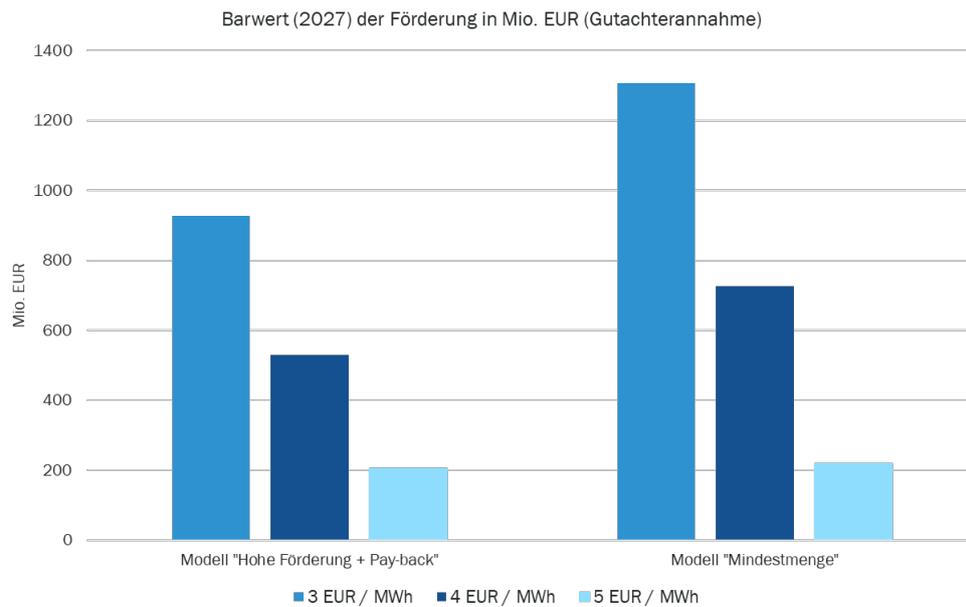
Die in dieser Studie präsentierten Zahlen basieren auf gutachterlichen Annahmen und können aufgrund wesentlicher Unsicherheiten noch variieren. Ein nächster Schritt besteht in der weiteren detaillierteren Ausarbeitung der Modelle sowie der Analyse der Auswirkungen der Finanzierungssysteme auf einzelne Netzbetreiber. Hierzu zählt auch die Tarifgestaltung, die im europäischen Kontext berücksichtigt werden muss.

6.2 Sensitivitätsanalyse zur Höhe des Netzentgeltdeckels

Die Entgeltobergrenze (=Netzentgeltdeckel) hat einen entscheidenden Einfluss auf die kumulierte Förderhöhe und damit die gesamte Budgetbelastung des Bundes über die Laufzeit. Je höher das Netzentgelt in der Markthochlaufphase angesetzt wird, desto niedriger ist die Budgetbelastung

des Staates, da die Netzkunden einen größeren Teil der Kosten tragen. Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse zum Netzentgeltdeckel zeigt, dass sich in beiden ausgewählten Modellen die Höhe des gewählten Netzentgeltdeckels stark auf den Barwert der Förderung auswirkt, also den auf einen Zeitpunkt (Werte 2027 Investitionsstart) abgezinsten Wert aller Zahlungen des Staates an die Netzbetreiber.

Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse zum Netzentgeltdeckel



Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Anhang

Tabelle 25: Wasserstoffhochlauf integrierter österreichischer Netzinfrasturukturplan (ÖNIP)

Bedarf Österreich	Menge in TWh
Inland	
2030	5
2035	-
2040	48
Transit	
2030	20
2035	45
2040	80

Quelle: ÖNIP, BMK

Annahme: Einfrieren der Mengen ab letztverfügbarem Datenpunkt; lineare Mengensteigerung zwischen vorliegenden Datenpunkten

Tabelle 26: Annahmen für die Modellierung

Parameter	Annahme	Anmerkung
Eigenkapitalkosten vor Steuer	8,73 %	
Eigenkapitalkosten nach Steuer	6,73 %	
Fremdkapitalkosten vor Steuer	3,95 %	Marktannahme 2024
Anteil Eigenkapital	40 %	Normkapitalstruktur für Gasnetzbetreiber laut Gaswirtschaftsgesetz 2011
Anteil Fremdkapital	60 %	
WACC (vor Steuer)	5,86 %	Kostenmethodologie E-Control Periode 2021-2024 angepasst auf aktuellen risikolosen Zins von 2,9 % auf Basis der 10-jährigen Anleihe der Österreichischen Nationalbank (OeNB)
Abschreibungsdauer neue Leitungen	40 Jahre	
Abschreibungsdauer Umwidmungskosten exkl. GDRM, Verdichter	40 Jahre	
Abschreibungsdauer Restbuchwerte Leitungen	25 Jahre	

Abschreibungsdauer Verdichter	25 Jahre	
Abschreibungsdauer GDRM	40 Jahre	
Fremdkapital Tilgungsdauer	25 Jahre	
Inflation	7,7 % 2022; 4 % 2023; 3 % 2024; 2,5 % 2025; 2,5 % 2026; 2% ab 2027	OeNB-Inflationsszenario bis 2026, anschließend Inflationsziel der Europäischen Zentralbank
Definition reguliertes Anlagevermögen	Kalkulatorischer Buchwert	Kalkulatorischer Buchwert = Anschaffungs- und Herstellungskosten - Abschreibungen
Netzentgelte		Methode: Deckung der jährlichen Netzkosten (Kapitalkosten + Betriebskosten) durch die Netzentgelte. Möglichkeit Einbezug eines Netzentgeltdeckels, wobei der Fehlbetrag verzinst wird und in den Jahren mit höherer Auslastung abgebaut wird. Bei der Berechnung wird von einem uniformen Netzentgelt für die Fernleitungs- und Verteilernetzebene ausgegangen.

Quelle: eigene Darstellung, FINGREEN

Tabelle 27: Investitions- und Betriebskosten für das Wasserstoffstartnetz bis 2040

Parameter	Annahme	Anmerkung
Investitionskosten Leitungen exkl. GDRM, Verdichter		Annahme CAPEX: Frontier Economics/TU Wien GASI-Studie Elektrifizierungsszenario. Dieses stimmt im Wesentlichen mit dem ÖNIP 2030 Netz überein. In der Studie sind Kostenbandbreiten aufgrund von Unsicherheiten bzgl. Leitungslängen und Dimensionen dargestellt. Für die Modellierung wurde der Mittelwert der Werte herangezogen. Netzplanunterschiede zwischen GASI-Elektrifizierungsszenario und ÖNIP, wie der Steiermark Nord-Süd Strang, wurden berücksichtigt. Werte 2022, Baukostensteigerung in der Modellierung laut Inflationsannahmen.
Neubau bis 2030	53 Mio. EUR	
Umwidmung bis 2030	563 Mio. EUR	
Neubau 2031-2035	-	Der ÖNIP 2030-2040 Netzplan befand sich zum Redaktionsschluss noch in Ausarbeitung. In der vorläufigen Annahme findet der weitere Netzausbau erst ab 2036 statt, der tatsächliche Ausbau hängt jedoch stark vom Hochlauf ab.
Umwidmung 2031-2035	-	
Neubau 2036-2040	116 Mio. EUR	
Umwidmung 2036-2040	82 Mio. EUR	

Weitere Investitionskosten

Investitionen Verdichter bis 2030	304 Mio. EUR	76 MW Verdichterleistung auf Fernleitungsebene, 4 Mio. EUR/MW CAPEX
GDRM für neue Leitungen bis 2030	2 Mio. EUR	Pauschaler Kostensatz 3,5 % GDRM CAPEX bei Neubau von Leitungen
GDRM für umgewidmete Leitungen bis 2030	82 Mio. EUR	Pauschaler Kostensatz 14,5 % GDRM CAPEX bei Umwidmung von Leitungen
GDRM für neue Leitungen 2031-2035	-	
GDRM für neue Leitungen 2036-2040	4 Mio. EUR	
GDRM für umgewidmete Leitungen ab 2036-2040	12 Mio. EUR	
Kosten Maßnahmen Methannetz	-	Kosten für Maßnahmen im Methannetz sind zum Redaktionsschluss unsicher, es ist auch ungeklärt, ob diese dem Wasserstoffnetz zuzurechnen sind.
Reinvestitionskosten		Keine Berücksichtigung von Reinvestitionskosten, da diese voraussichtlich nicht mehr staatlich gefördert werden. Entstehende Reinvestitionskosten (GDRM, Verdichter) werden zum zukünftigen Netzentgelt addiert, bei einem gedeckelten Netzentgelt kann dies das gedeckelte Netzentgelt erhöhen.
Restbuchwerte bis 2030	400 Mio. EUR	Schätzung auf Basis von abgefragten Werten von Netzbetreibern durch E-Control
Betriebskosten		
Betriebskostenpauschale Leitungen in % der Anschaffungskosten	1 % der AHK	Pauschale wird berechnet auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten.
Betriebskostenpauschale Verdichter in % der Anschaffungskosten	2 % der AHK	Pauschale wird berechnet auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten.
Betriebskostenpauschale GDRM in % der Anschaffungskosten	2 % der AHK	Pauschale wird berechnet auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten.
Betriebskosten Energie im Jahr 2030	20 Mio. EUR	76 MW Verdichterleistung * 2500h/a Benutzungsstunden * Strompreis 100 EUR / 0,95 Wirkungsgrad

Quelle: Prognos/FINGREEN auf Basis verschiedener Studien und Abfrage

Tabelle 28: Bewertung der Finanzierungsoptionen aus Phase I nach festgelegten Kriterien

Kriterien	Option A	Option B	Option D	Option E	Option F	Option G	Option C
Business Case für Netz-Investoren	Hohes Investitionsrisiko für Netzbetreiber aufgrund der Marktunsicherheiten für den Hochlauf.	Ein Business Case ist gegeben. Das regulierte Anlagevermögen der Netzbetreiber müsste um erhaltene Investitionsförderungen reduziert werden, was das derzeitige Geschäftsmodell verändert.	Ein Business Case ist gegeben. Durch die Buchungen entstehen planbare Netzentgelterlöse.	Hohes Investitionsrisiko besteht trotz Beteiligung. Zudem führt das Modell zu bilanziellen Anfangsverlusten.	Ein Business Case ist bei Zusicherung eines von Netzentgelten unabhängigen Entgelts oder einer Mindestauslastung gegeben.	Ein Business Case ist bei entsprechender Ausgestaltung für Netzbetreiber gegeben, da das bestehende Geschäftsmodell weitergeführt wird.	Ein Business Case ist für die Netzbetreiber gegeben, da sie aus dem Amortisationskonto laufende (umsatzwirksame) Zahlungen zur Deckung ihrer Kosten erhalten.
Einhaltung des Zeitplans	Investitionen werden voraussichtlich erst getätigt, wenn ausreichend Nachfrage vorhanden ist. Verzögerungen sind wahrscheinlich.	Investitionsförderungen haben einen hohen Investitionsanreiz. Diese führen auch zu niedrigeren Netzentgelten für Abnehmer.	Die Abfederung des Mengenrisikos für die Netzbetreiber kann zu raschen Investitionsentscheidungen führen.	Die Vergabe des Darlehens kann mit einer Verpflichtung zum Ausbau verbunden werden. Wegen der höheren Risiken sind aber auch Verzögerungen möglich.	Eine Ausschreibung benötigt Vorbereitung, entsprechende Akteure und Zeit und kann zu einer Verzögerung der Umsetzung führen.	Durch die teilweise Umlage der Investitionskosten auf Strom-/Gaskunden sind Netzentgelterlöse gesichert, die allerdings perspektivisch ein Rückgang beim Erdgasnetz Investitionsentscheidungen können rasch fallen.	Mit Zusicherung der Rentabilität der Investitionen ist ein schneller Hochlauf möglich.
Vermeidung prohibitiv hoher Startnetzentgelte	Ist gegeben.	Ist gegeben, da das regulierte Anlagevermögen durch die Investitionsförderungen niedrig gehalten wird. Grundsätzlich sind die Netzentgelte niedrig für Abnehmer.	gedeckelte Startnetzentgelte möglich.	Deckelung der Netzentgelte durch den Regulator ist nötig, um prohibitiv hohe Startnetzentgelte zu vermeiden.	Startnetzentgelte können durch den Regulator gedeckelt werden.	Hohe Startnetzentgelte werden vermieden, da die Investitionskosten von Strom-/Gaskunden mitgetragen werden.	Prohibitiv hohe Startnetzentgelte werden durch eine Deckelung vermieden.

Gesamtwirtschaftlichkeit	Netzbetreiber benötigen hohe Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten aufgrund hoher Risiken. Ggf. wird weniger gebaut, um Risiken zu vermeiden.	Netzbetreiber benötigen etwas höhere Kapitalkosten als im Status Quo (Gasnetz), da nicht alle Investitions- und Marktrisiken abgedeckt werden.	Netzbetreiber benötigen geringe Kapitalkosten, ähnlich wie im bestehenden Gasnetz, da sie nur den Teil des Risikos tragen, der nicht durch Buchungen gedeckt ist.	Netzbetreiber benötigen höhere Kapitalkosten als im Status Quo (Gasnetz), da sie einen Teil des Marktrisikos tragen.	Die Absicherung der Zahlungsflüsse erfolgt durch den Bund, daher haben Netzbetreiber geringe Kapitalkosten. Durch die Ausschreibung entsteht eine Wettbewerbssituation, die die Kosteneffizienz erhöht.	Niedrige Kapitalkosten, wie bei bestehenden Strom- und Gasnetzen, fallen an.	Wird ein Selbstbehalt vereinbart, benötigen Netzbetreiber etwas höhere Kapitalkosten als im Status Quo, da nicht alle Investitions- und Marktrisiken abgedeckt werden.
Kostenübernahme / Risikotragung durch Bund	Vorfinanzierung und Risiko liegen zur Gänze bei den Netzinvestoren.	Kostenübernahme und Risikotragung liegt in Höhe der Förderquote beim Bund. Mit der Förderung werden auch die Transitentgelte ausländischer Abnehmer gefördert.	Die Investitionskosten liegen bei den Netzbetreibern, Anfangsverluste und Risiko beim Bund. Alternativvariante: Die Anfangsverluste können nach erfolgreichem Markthochlauf ausgeglichen werden.	Die Investitionskosten liegen bei der Wasserstoffgesellschaft; ein Teilrisiko, je nach Darlehenshöhe, beim Bund. Allerdings erhält der Bund bei Wandlung auch einen Vermögenswert. Im Misserfolgsfall wäre der monetäre Wert des Netzes allerdings gering.	Investitionskosten liegen bei Netzbetreibern, das Risiko weitgehend beim Bund.	Keine Risikotragung durch den Bund, da die Finanzierung über die Netzkunden erfolgt.	Die Kostenübernahme liegt bei den Netzbetreibern, die Risikotragung liegt abzüglich des Selbstbehalts beim Bund. Es ist eine Ausstiegsmöglichkeit für den Bund vorgesehen.
Operationalisierung und Umsetzbarkeit	Eine zeitliche Verschiebung ist voraussichtlich regulatorisch umsetzbar. Es bedarf einer Anerkennung der Anfangsinvestitionskosten für die Festlegung der Netzentgelte in späteren Jahren.	Netzentgelte basieren auf dem Status Quo. Förderungen sind einfach umsetzbar. Durch die Definition als Baukostenzuschuss würden sie das regulierte Anlagevermögen reduzieren.	Kapazitätsbuchungen und Weitervermarktung können auf bestehenden Mechanismen aufgebaut werden.	Beteiligungsmanagement ist notwendig, etwaige Governance-Strukturen sind zu klären. Das trifft insbesondere die Konditionen zur Wandlung. Ggf. ist ein längerfristiges Engagement mit entsprechenden	Die Durchführung einer Ausschreibung ist komplex und zeitaufwendig, die Ausschreibung von Wasserstoffnetzen noch unerprobt. Eine Konzessionierung von Bieter und anschließend ein Transfer von	Die Umsetzung ist in einem System von Wasserstoffnetzentgelten, das an die Gasmarktregulatorik angelehnt ist, prinzipiell möglich. Erhebliche Herausforderungen ergeben sich allerdings bei der	Netzentgelte basieren auf dem Status Quo. Das Amortisationskonto müsste entwickelt und gesetzlich geregelt werden. Die Führung des Kontos ist festzulegen, dafür käme wie in Deutschland

				Aufsichtspflichten erforderlich.	reguliertem Anlagevermögen sind notwendig.	Umlage und Zuordnung der Netzentgelte zu den betroffenen Kundengruppen im Gas- oder Stromnetz.	beispielsweise eine Förderbank in Frage.
Einhaltung des nationalen und europäischen Rechts	Ist gegeben.	Ist prinzipiell gegeben. Es muss sichergestellt werden, dass die Förderungen mit den europäischen Regeln für staatliche Beihilfen konform sind. Die Ausschreibungsmodalitäten sind zu klären.	Notifizierung und Modus der Vergabe von Buchungen durch den Bund müssten geprüft werden.	Das Modell ist nur bei gesellschaftsrechtlicher horizontaler Entflechtung der Wasserstoffnetzbetreiber von den Gasnetzbetreibern umsetzbar. Dies sollte mit EU-Recht konform sein.	Ist vermutlich gegeben. Ausschreibungen unterliegen dem Vergaberecht und dürfen nicht diskriminierend sein.	Ist unter Einhaltung der strikten Voraussetzungen des EU-Gaspakets gegeben.	Ist gegeben. Das Amortisationskonto ist wahrscheinlich zu notifizieren.
Kostenverursachungsgerechtigkeit	Ist gegeben.	Ist nicht vollständig gegeben, da der Bund einen Anteil der Investitionskosten trägt.	Ist nur bei Alternativvariante bei erfolgreichem Markthochlauf und Ausgleich der Anfangsverluste gegeben. Ansonsten trägt der Bund die Anfangsverluste.	Bei erfolgreichem Markthochlauf gegeben. Im Fall der Wandlung werden aber etwaige Kosten vom Bund getragen.	Ist nicht gegeben. Zuschüsse werden vom Bund getragen.	Ist nicht gegeben, Strom- bzw. Gaskunden finanzieren das investitionsintensive Wasserstoffnetz mit und werden dadurch zusätzlich belastet. Im Zuge der geplanten Dekarbonisierung durch Elektrifizierung ist eine Erhöhung der Stromkosten bei einer Querfinanzierung durch das Stromnetz nicht wünschenswert.	Ist im Erfolgsfall langfristig gegeben, wenn das Amortisationskonto ausgeglichen ist. Ansonsten trägt der Bund einen Teil der Kosten.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos AG / FINGREEN

Impressum

Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich

Herausgeber

Prognos Europe GmbH
c/o e7 energy innovation & engineering, Hasengasse 12/2, 1100 Wien, Österreich
Telefon: + 43 720 778815
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
www.linkedin.com/company/prognos-ag

Autorinnen und Autoren

Prognos AG:
Jens Hobohm
Ravi Srikandam
Saskia Lengning
FINGREEN:
Lukas Stühlinger
Alexander Panhofer
Fabio Alfery

Kontakt

Jens Hobohm (Projektleitung)
Telefon: +49 30 52 00 59-242
E-Mail: jens.hobohm@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG

Stand: August 2024
Copyright: 2024, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG/FINGREEN (2024): Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich.