

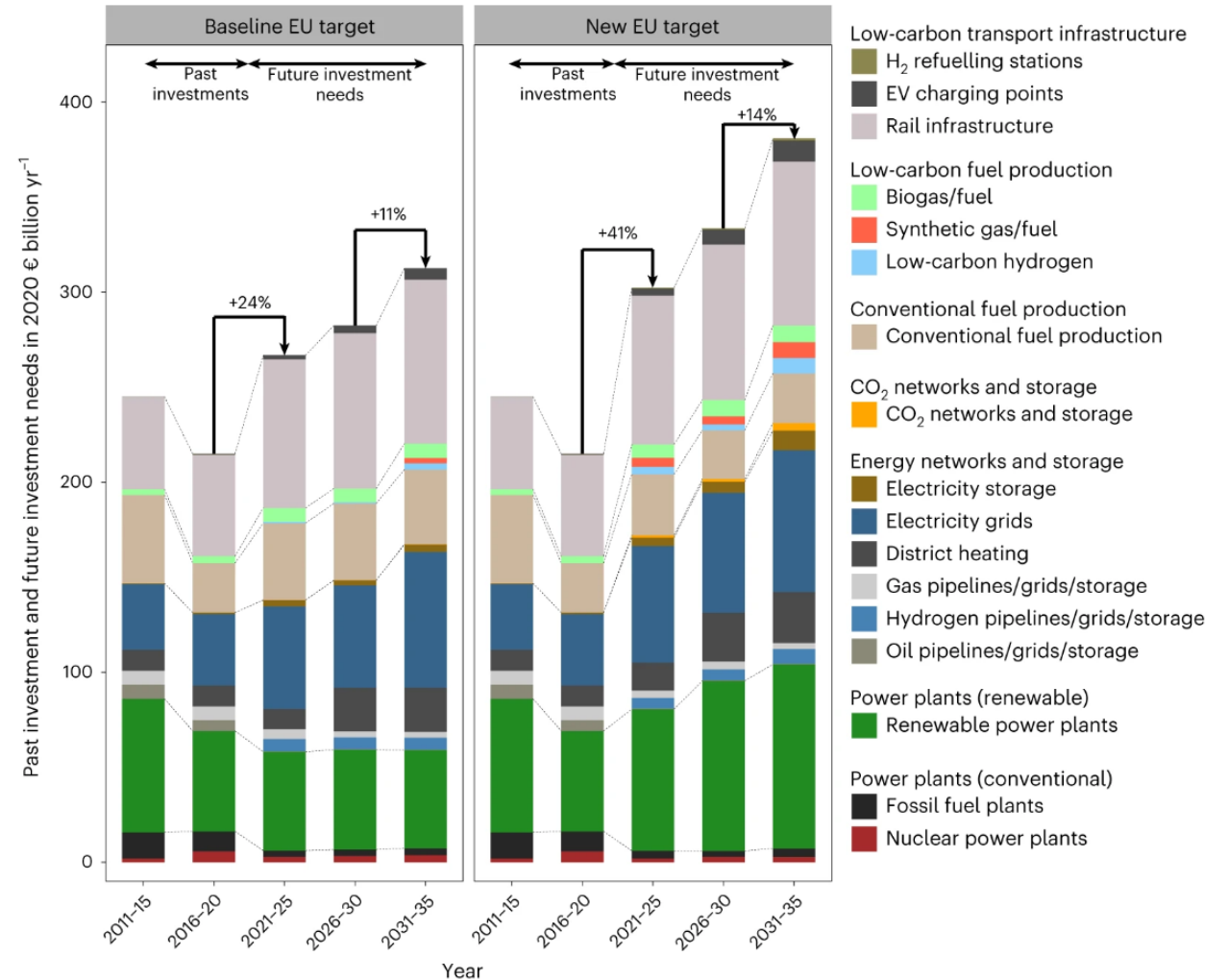
Investitionsprogramm-Finanzierung für die Transformation zur Klimaneutralität
Effektivität, Effizienz und intergenerative Verteilung

Benjamin Pfluger, 14.03.2024

**Finanzbedarfe für die Energiewende und das
Finanzierungskonzept für das Wasserstoff-Kernnetz - Das
privatwirtschaftliche Modell des Infrastrukturaufbaus?**

Energiewende erfordert substantielle Investitionen

- Insgesamt ist in allen Zielszenarien eine starke Verschiebung von **OPEX zu CAPEX** zu beobachten: „Windräder statt Ölimporte“
 - Ausprägung teilweise unterschiedlich:
 - Je mehr Strom und desto weniger Importe nach DE/EU, desto größer der Finanzierungsbedarf.
- Bereiche mit dem **größten zusätzlichen Investitionsbedarf**:
 - Schieneninfrastruktur
 - Stromnetze, Speicher und Ladestationen
 - Stromerzeugung
 - Wasserstoff und PtX-Infrastruktur
 - Wärmenetze
- **Unsicherheit ist groß**, die Spannen der Studien sind immens.
 - Kraftwerksbedarf lässt sich vergleichsweise gut abschätzen.
 - Verteilnetze und Wärmenetze sind methodisch ungleich schwieriger.



Quelle: Klaaßen & Steffen (2023) - Meta-analysis on necessary investment shifts to reach net zero pathways in Europe. In: Nature climate change.

Finanzbedarf für Stromerzeugung

Der alte Benchmark für Energiewendekosten

▪ Wind an Land

- Ziel 2030: 115 GW
- Zubau bis 2030: 9 GW/a → 10,8 Mrd. EUR/a

▪ Wind auf See

- Ziel 2030: 30
- Zubau bis 2030: 3 GW/a → 10,5 Mrd. EUR/a

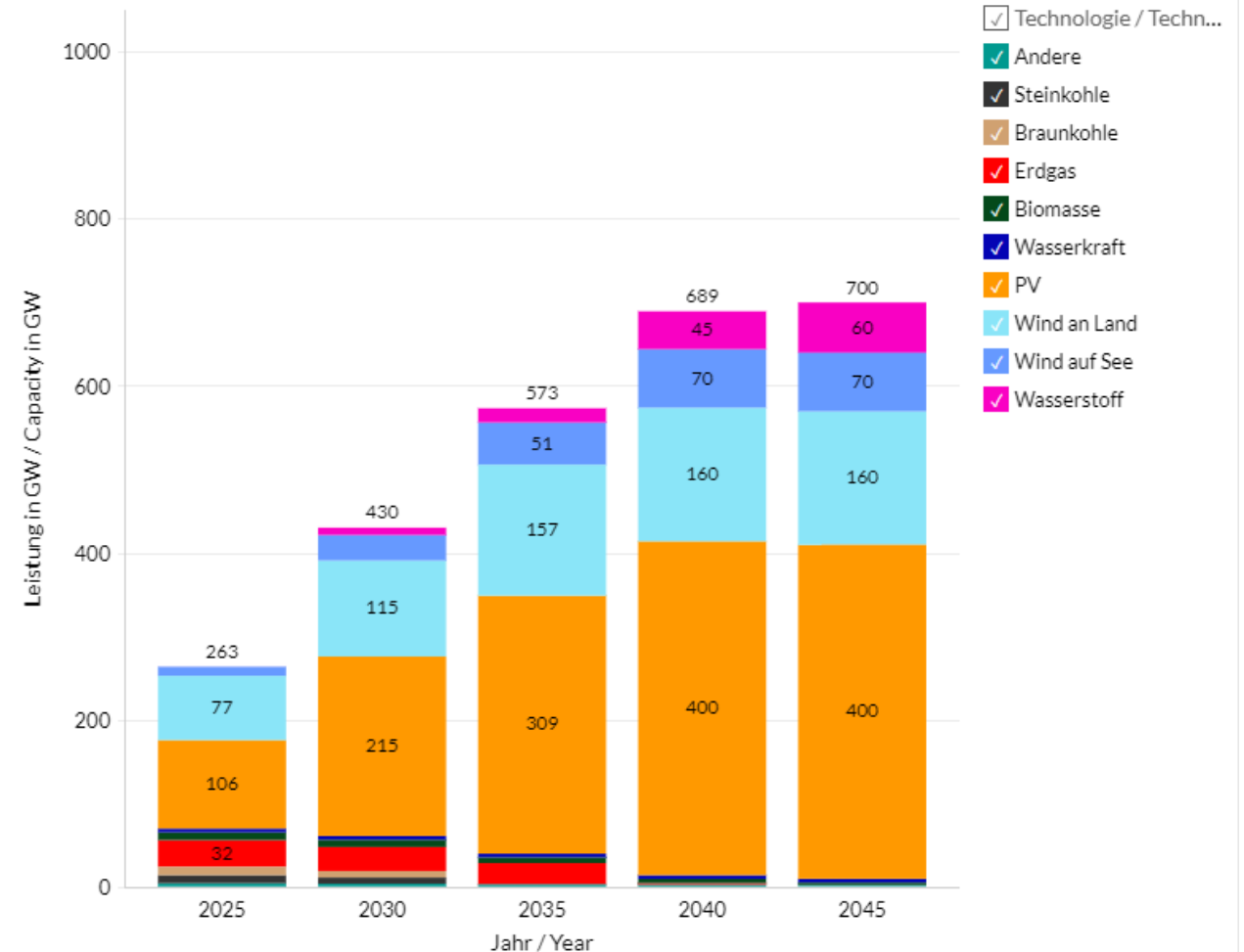
▪ Photovoltaik

- Ziel 2030: 30
- Der jährliche Zubau soll von 7,5 GW in 2022 auf 22 GW in 2026 verdreifacht werden. → 14,3 Mrd. EUR/a

→ **Summe: 35,6 Mrd. EUR/a**

- Kraftwerke dagegen vergleichsweise geringe Finanzbedarfe: 10 GW Spitzenlastgasturbinen: → ~ 4 Mrd. EUR

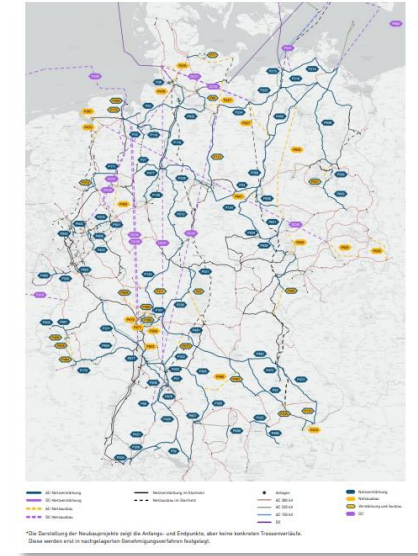
Strom Leistung Deutschland T45 / Electricity Capacity Germany T45



Übertragungsnetzausbau

Der neue Benchmark für Energiewendekosten?

- Der Bedarf für Transportnetze wird in den Netzentwicklungsplänen (NEPs) bestimmt.
- Darin wird der erforderliche Netzausbau für unterschiedliche Szenarien berechnet und der Investitionsbedarf abgeleitet.
- Der aktuelle NEP Strom erfordert bis 2045 Investitionen von 315 Mrd. EUR.
 - Ca. die Hälfte davon Offshore-Netzanbindung.
 - Im Schnitt 15 Mrd. EUR/a.
- Durch lange Lebensdauern Kosten von ca. 19 Mrd. EUR/a. → Auf 700 TWh umgelegt 2,7 ct/kWh.
- Subjektiver Eindruck: Die Zahl verzerrt bereits jetzt die Diskussion um Mittel:
„Wir geben ja auch 300 Mrd. EUR für Netze aus, was sind da schon X Mrd. für ...“



	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Startnetz	8.530	64,5
Offshore	13.310	145,1
Onshore	12.413	106,2
Summe	34.253	315,8

Verteilnetzausbau

Aber immenser Bedarf durch viele mittlere und kleine Investitionen

▪ Stromverteilnetze

- Im Übertragungsnetz nahezu Verdreifachung des Finanzierungsbedarf, absolut entsteht jedoch ein deutlich größerer Mehrbedarf in den Verteilnetzen.
- Größere Leistung an sich erhöht Kosten nur gering, größter Kostenblock ist Bau.

▪ Wärmenetze

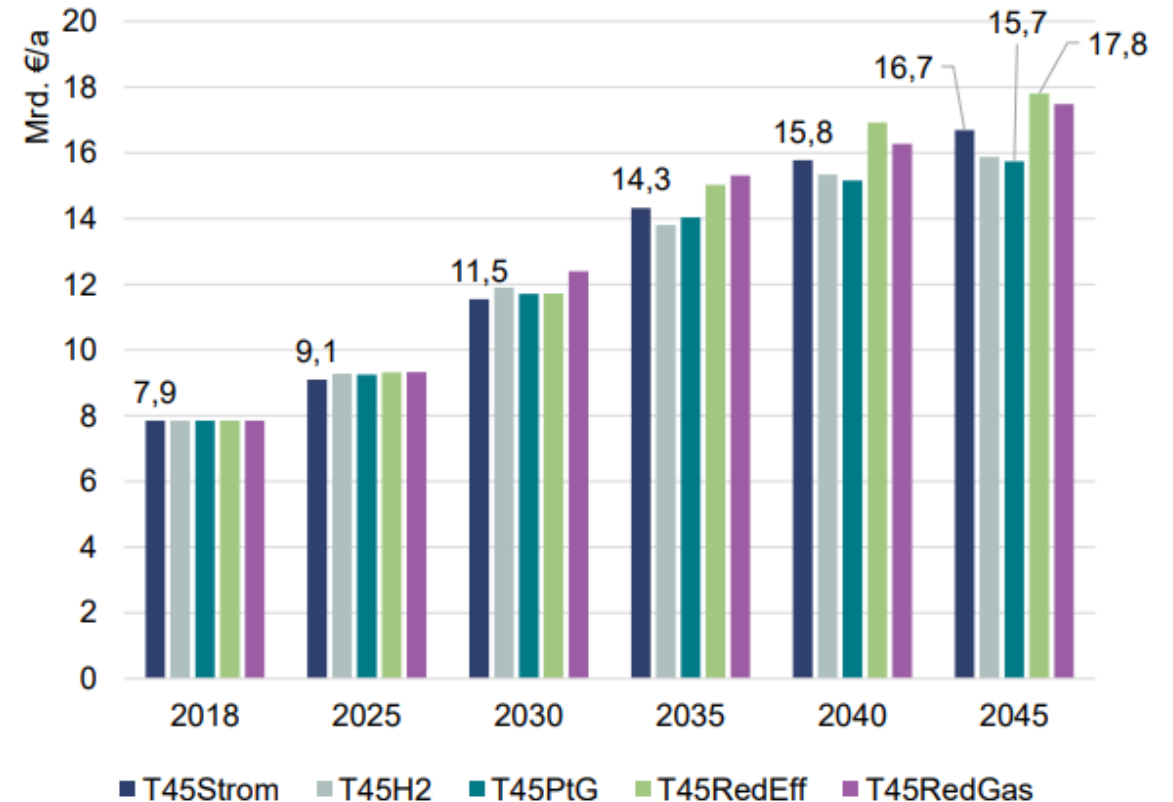
- Wärmenetzanschlüsse müssen sich knapp verdreifachen.
- jährlich 130.000 bis 150.000 Neuanschlüsse sowie ein Zubau von 800 km/a (Stand 2020: 31.000 km)

▪ „Weiteres“

- Methodisch schwierig abzuschätzen aber immens: Bedarf für Sanierungen und Heizungen

→ Immenser Investitionsbedarf bei Haushalten und kommunalen Akteuren

Annuitätische Kosten der deutschen Verteilungsnetze im Vergleich der Szenarien

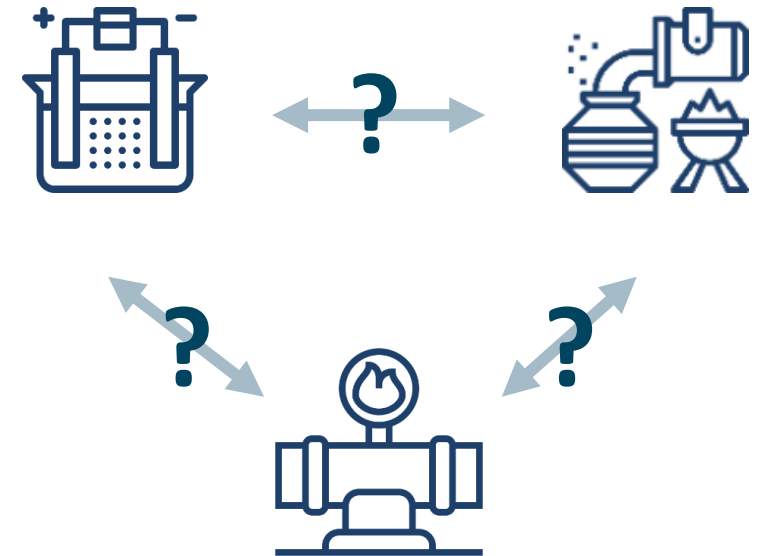


Aktuelles Beispiel: Das Wasserstoff-Kernnetz

Ausgangslage

- Es besteht ein grundsätzlicher **Konsens** in nahezu allen Studien, dass
 1. **Wasserstoff** für die Energiewende **erforderlich** ist und
 2. sich Mengen und Bedarfsstrukturen ergeben, für die ein **Wasserstoffnetz unumgänglich** ist.
- Aber: CO₂-Preis führt voraussichtlich erst ab ungefähr Mitte den 2030er Jahre zur einer Wirtschaftlichkeit von. Wird auf diesen Pull gewartet, scheinen starke Verzögerungen beim Infrastrukturausbau wahrscheinlich.
- Mittelfristig sind wir bei Wasserstoff zumindest in einer Subventionswelt, in der **Diffusion immer an Förderung geknüpft** ist.
- „**Mehrfaches Henne-Ei-Problem**“: Angebot und Nachfrage warten auf Netze, Netze warten auf Kunden

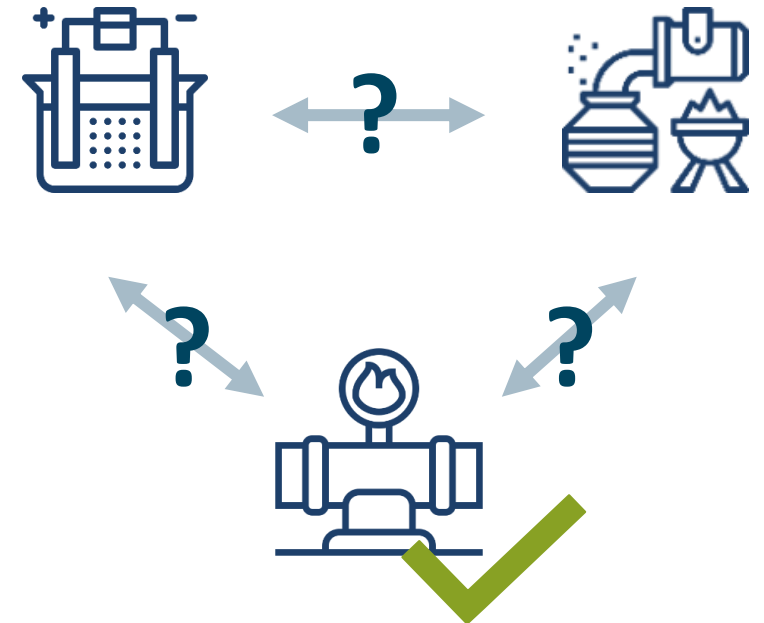
→ Was tun?



Das Konzept „Wasserstoff-Kernnetz“

Grundsätzliche Idee

- Der Staat geht in Vorleistung und schafft ein „Kernnetz“ für die ersten Wasserstoff-Einsatzgebiete:
 - Industrie (Stahl, Chemie, Hochtemperaturprozesse)
 - Kraftwerke
 - Elektrolyse und Importe
- Zu Beginn wurden zwei Modelle diskutiert:
 1. Öffentlich: Eine (staatliche) Wasserstoffnetzgesellschaft
 2. Privatwirtschaftlich: Private Wasserstoffnetzbetreiber



Der öffentliche Ansatz

Die (staatliche) Wasserstoffnetzgesellschaft

- Bei Energieinfrastrukturen handelt es sich um **natürliche Monopole**, in denen ein marktlicher Wettbewerb nicht stattfinden kann. → „Privatunternehmen im marktlichen Wettbewerb“ kein Argument.
- Ohne umfangreiche **staatliche Garantien** zur Vergütung und Risikoübernahme können auch die FNB nicht tätig werden.
- Der/die Netzbetreiber wird nicht über die Anwendungsbereiche von Wasserstoff entscheiden.
- Nach der **initialen Hürde der Etablierung** könnte eine Wasserstoffnetzgesellschaft als zentrale Anlaufstelle den Hochlauf vereinfachen und beschleunigen. Unabhängig von der möglichen, aber nicht zwingend erforderlichen staatlichen Beteiligung **viele Vorteile**:
 - **klar definierter Auftrag**
 - deutschlandweite **Koordination** mit einem klaren Ansprechpartner
 - **Vermeidung aufwendiger Abstimmungsprozesse** zwischen 16 Netzbetreibern
 - **keine Interessenkonflikte** durch Besitz von unterschiedlichen Gasnetzen --> geringere staatliche Kontrolle zur Vermeidung erforderlich.

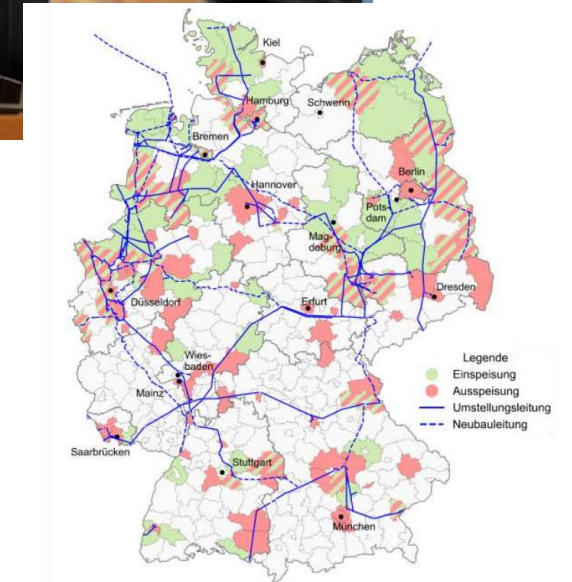


Der privatwirtschaftliche Ansatz

Das Kernnetz der FNB und das Amortisationskonto

Konzept

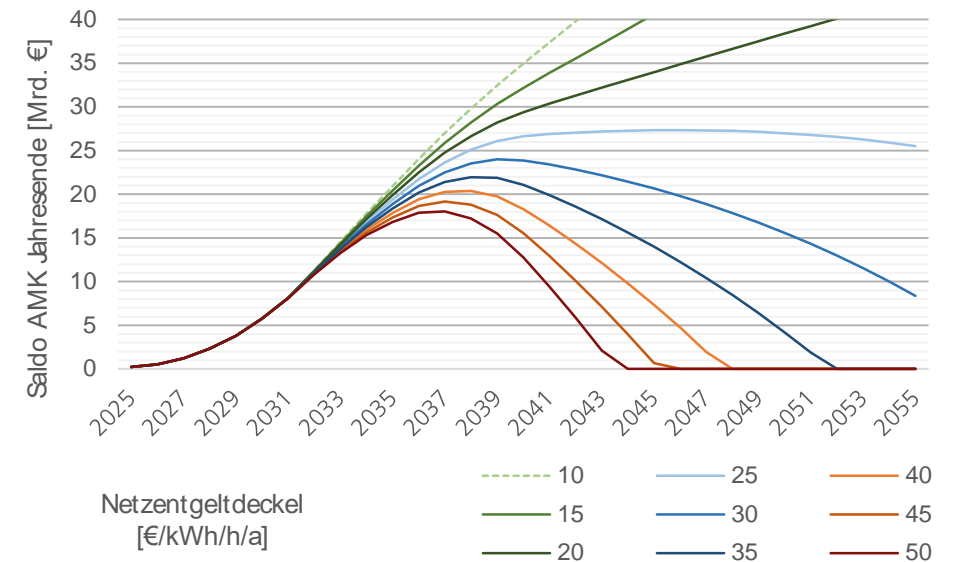
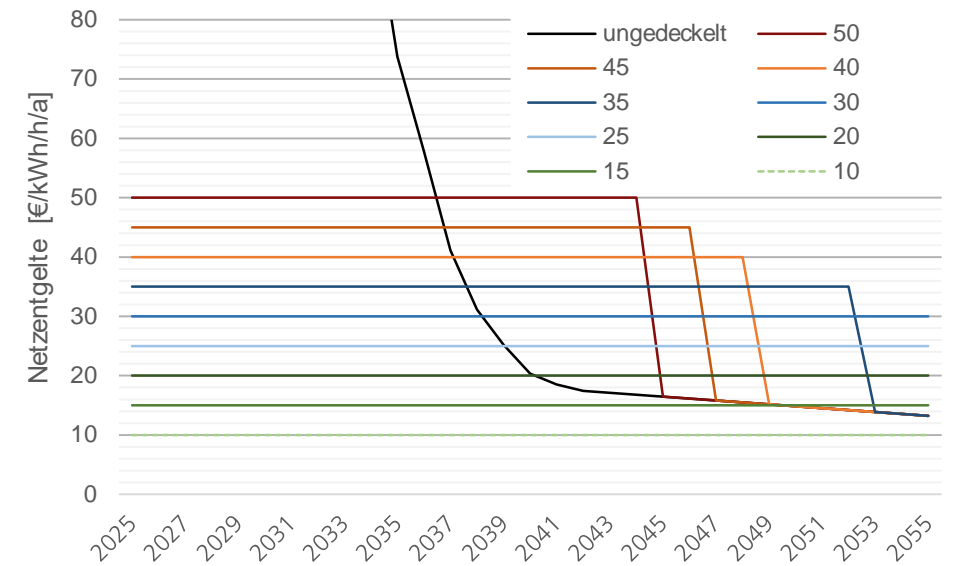
- Das Finanzierungskonzept basiert darauf, dass die hohen Investitionen bei anfänglichem Leerstand des Netzes in den späteren Jahren durch die Netzkund:innen zurückgezahlt werden soll.
- Die Netzentgelte werden gedeckelt und sind zunächst nicht kostendeckend. Die Differenz wird durch Schulden auf einem Amortisationskonto ausgeglichen.
- Später bleiben die Netzentgelte aber (ggü. der Erlös-obergrenze) erhöht und tragen dann Amortisationskonto sukzessive ab.
- Der Staat bürgt für das Konto, es gibt im Falle des Scheiterns jedoch einen Selbstbehalt für die Netzbetreiber.



Wie robust ist das Finanzierungsmodell?

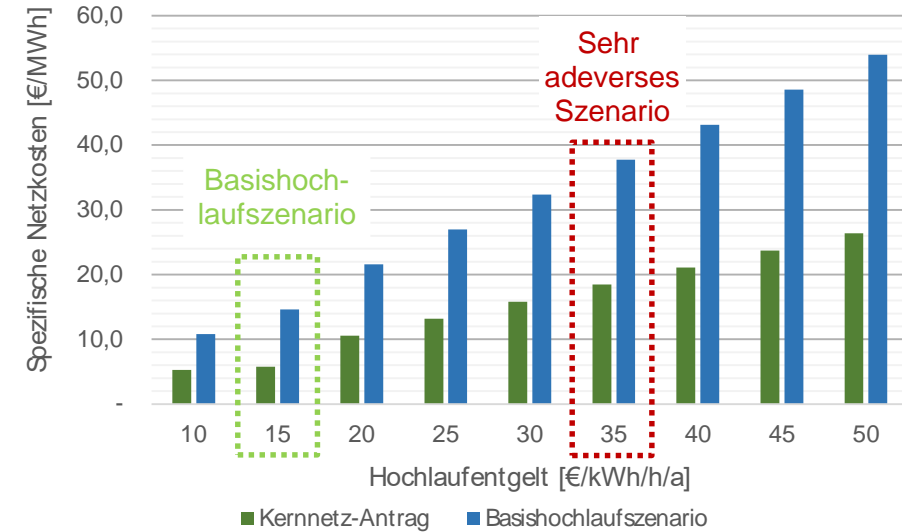
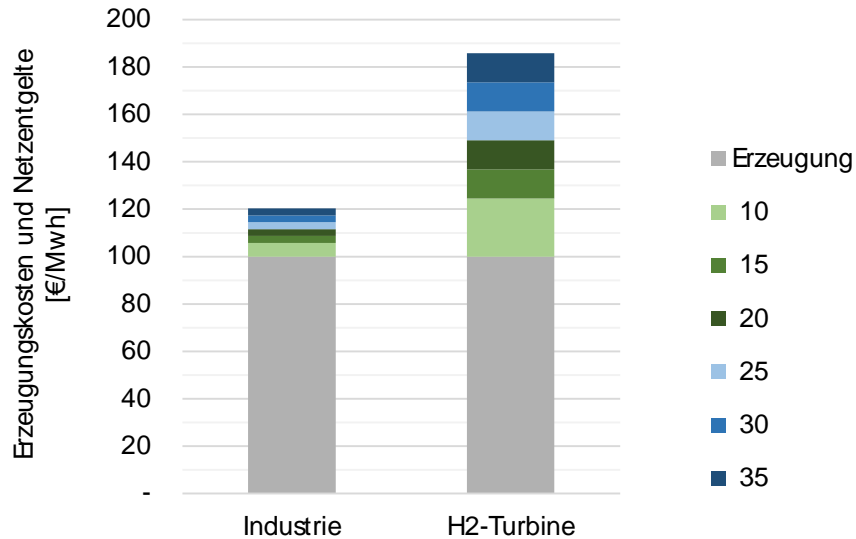
Test im „Sehr adversen Szenario“

- Testszenario: Ursprüngliche Investitionen und OPEX um 30% erhöht, insgesamt schleppender Wasserstoff-Hochlauf
- Investitionen:
 - 22,8 Mrd. € Neuanlagen (minus 2,2 Mrd. IPCEI)
 - 2,2 Mrd. € Verdichter
 - 1,1 Mrd. € GDRM
 - 4,1 Mrd. € Restbuchwerte
 - **28,0 Mrd. € Gesamt**
- Betriebskosten: 550 Mio. €/a
- Max. „Erlösobergrenze“: **2,95 Mrd. €/a**
- Jährliche Zahlung im AMK-Modell: **3,93 Mrd. €/a**



Marktgängigkeit des Hochlaufentgelts

Können die Kunden die Investition nachträglich abbezahlen?



- Belastungen bei fixen Kapazitätsbuchungen

- Netzkosten“ hier: Gesamte jährliche Zahlung für das Netz in der Phase der Rückzahlung geteilt durch die gelieferte Wasserstoffmenge in MWh.

→ **Deutliche Zweifel, dass diese ohne Inanspruchnahme von Förderung getragen werden können.**

- Spitzenlastkraftwerke stehen im europäischen Wettbewerb und könnten teilweise ohne H2-Netz betrieben werden.
- Bei der Industrie besteht gerade in energieintensiven Branchen auch langfristig die Gefahr eines „Green Leakage“.

Zusammenfassung und Fazit

Kapitalbereitstellung und Finanzierung wird (ist?) das zentrale Thema der Energie-wende.

1

Der Investitionsbedarf für die Energiewende wird deutlich steigen, was nur teilweise durch sinkende OPEX kompensiert wird.

2

Es entsteht großer Kapitalbedarf bei Energieinfrastrukturen und -bereitstellung sowie in der Industrie, durch Wärme- und Mobilitätswende aber ebenfalls bei Haushalten.

3

Das Amortisationskontomodell für das Wasserstoff-Kernnetz ist der Versuch, marktlich nicht stemmbare Risiken und Investitionen in langfristige Kosten umzuwandeln.

4

Vor der Hintergrund knapper werdender Kassen wird sich der Druck erhöhen, Investitionen und Kosten stärker privatwirtschaftlich zu tragen. Bei Unternehmen im Wettbewerb stößt diese Option an harte Grenzen.

ConGas



Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!
