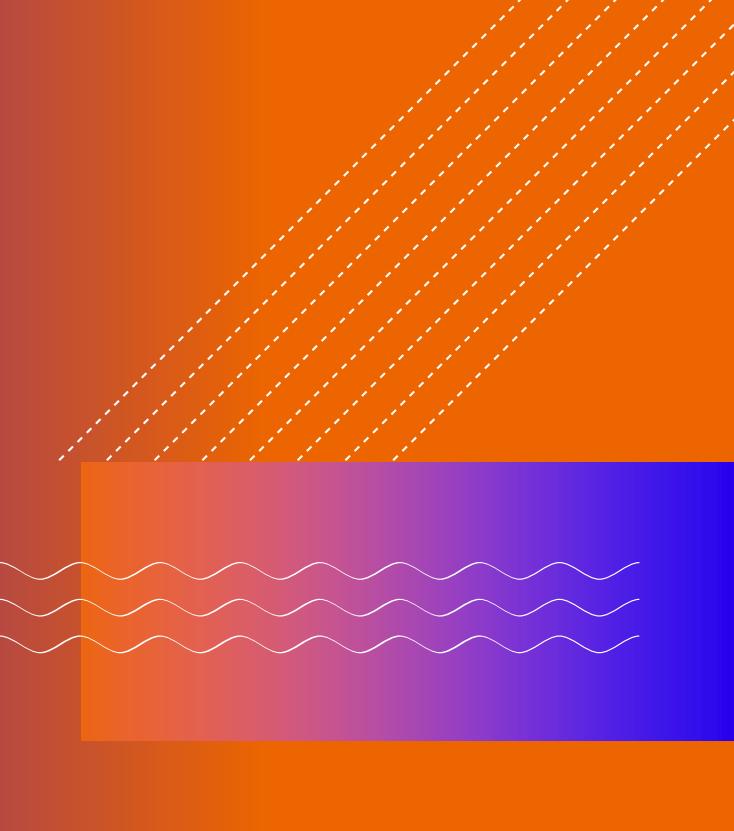


dena- Verteilnetzstudie II

Energiewende im Verteilnetz

Webinar-Serie 04.07.2025 – 17.07.2025

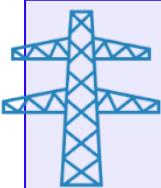


dena

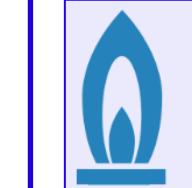
Das Webinar wird aufgezeichnet.

- Die Aufnahme bezieht sich nur auf die Präsentation der Studienergebnisse. Die anschließende offene Fragerunde wird nicht aufgezeichnet.
- Sie haben die Möglichkeit, Fragen im F&A-Bereich einerseits anonym zu stellen und auch Ihren angezeigten Namen eigenständig anzupassen.
- Bitte keine Fragen doppelt stellen: Voten sie die bestehenden Fragen gerne mit  hoch!

Die Verteilnetze kommen zunehmend an Grenzen



Dezentraler EE-Zubau,
Elektromobilität und
Wärmepumpen treiben
den Ausbaubedarf



Gas- und Wärmenetze
müssen transformiert
werden, um Klimaziele zu
erreichen



Rekordinvestitionen treffen
auf knappe Ressourcen,
begrenzte Planungs- und
Baukapazitäten

Zwischen Finanzierbarkeit, Geschwindigkeit und Bezahlbarkeit

Transformation braucht Balance: Drei Ziele, ein Ordnungsrahmen

- Investitionen müssen planbar, finanzierbar und effizient sein.
- Energiepreise für Haushalte & Wirtschaft müssen tragbar bleiben.
- Dafür braucht es einen verlässlichen Ordnungsrahmen & gute Investitionsbedingungen.



Warum eine neue Verteilnetzstudie?

26 Praxispartner und drei Gutachter

- In der dena-Verteilnetzstudie I 2012 waren die Stromnetze im Fokus, jetzt die **spartenübergreifende Betrachtung**.
- Die Studie ergänzt Energiesystemstudien um **betriebswirtschaftliche Perspektive**.
- Ergebnis sind **praxistaugliche Handlungsoptionen** für VNB und Politik.



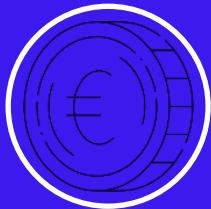
Differenzierte Perspektiven für jede Zielgruppe

- Executive Summary für den schnellen Überblick
- Energiepolitische Einordnung und Handlungsempfehlungen der Projektsteuerungsgruppe
- Technische und betriebswirtschaftliche Modellierung und Handlungsempfehlungen der Gutachter



Handlungsempfehlungen der Projektsteuerungsgruppe

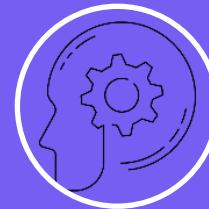
Vier Hebel für klimaneutrale Verteilnetze



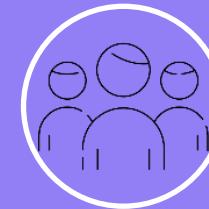
Attraktive
Investitions-
bedingungen
schaffen und
vielfältige
Finanzierungs-
quellen erschließen



Koordination,
Planungssicherheit
und Datenaustausch
über Sektoren und
Ebenen hinweg
fordern



Digitalisierung für
Effizienz und
Flexibilisierung
vorantreiben



Transformation als
kooperative
Gemeinschafts-
aufgabe verstehen



dena-Verteilnetzstudie II

Webinar 3: Herausforderungen und Handlungsempfehlungen für die Transformation der Gasverteilnetze

Juli 2025

Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Gasnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Gasverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



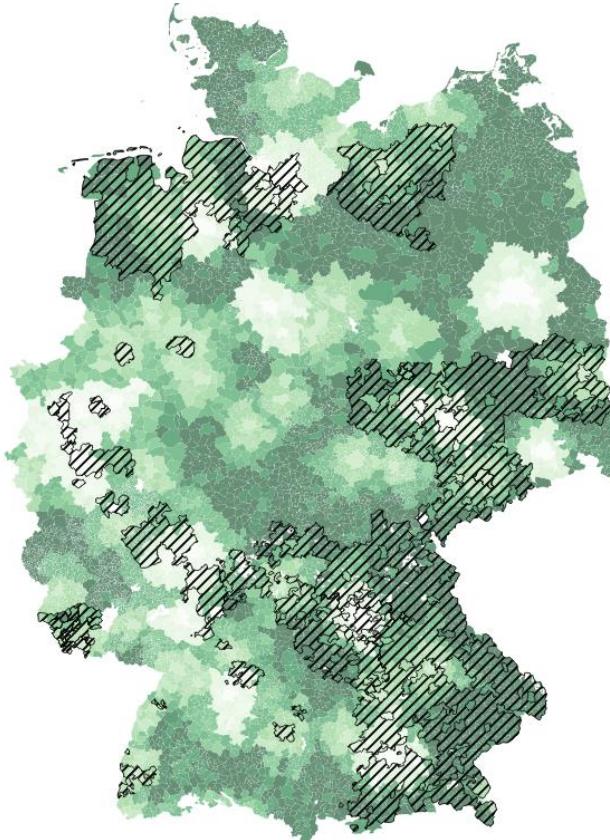
Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Gasnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Gasverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Die Verteilnetzstudie II analysiert die wesentlichen Herausforderungen für VNB im Zuge der Transformation und entwickelt passende Handlungsempfehlungen

Netzgebiete (Strom) der Studienpartner



Ziele und Scope

- Ziel der Untersuchung:
 - Ganzheitliche und spartenübergreifende Beschreibung der Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber in der aktuellen Phase der Energiewende
 - Transfer der Herausforderungen von der System- in die Unternehmensperspektive
- Identifizierte Handlungsfelder:

I
Finanzierung der
benötigten
Infrastrukturen

II
Weiterentwicklung
einer **koordinierten**
Planung

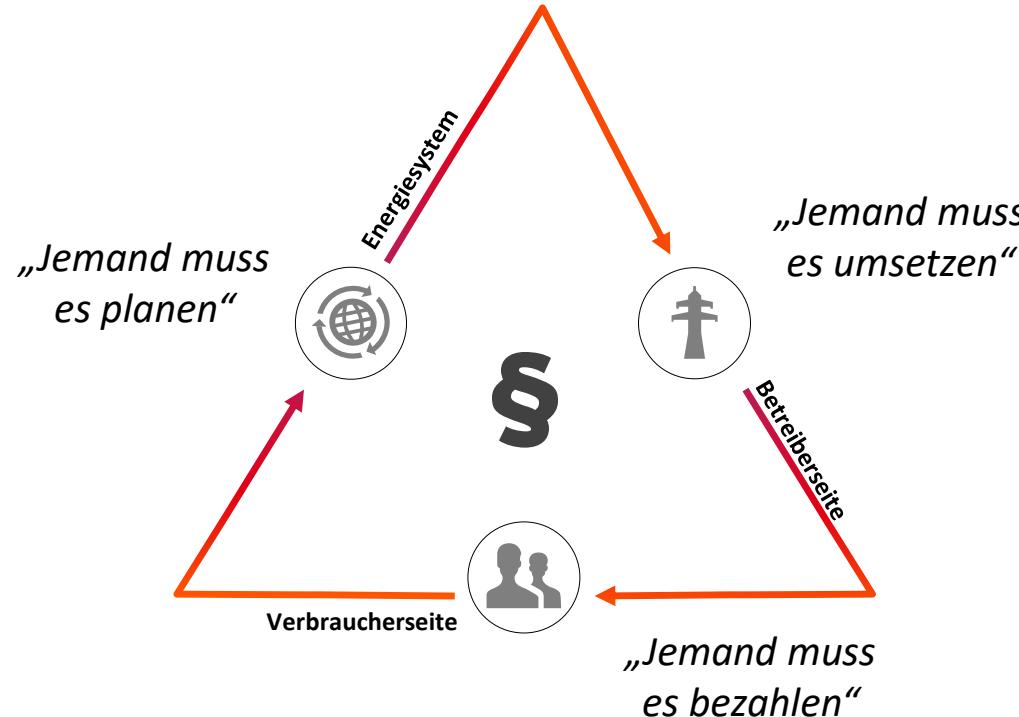
III
Umsetzen der
Digitalisierung
zur Hebung
netzdienlicher Effekte

IV
Umgang mit
steigenden
Ressourcen-bedarfen

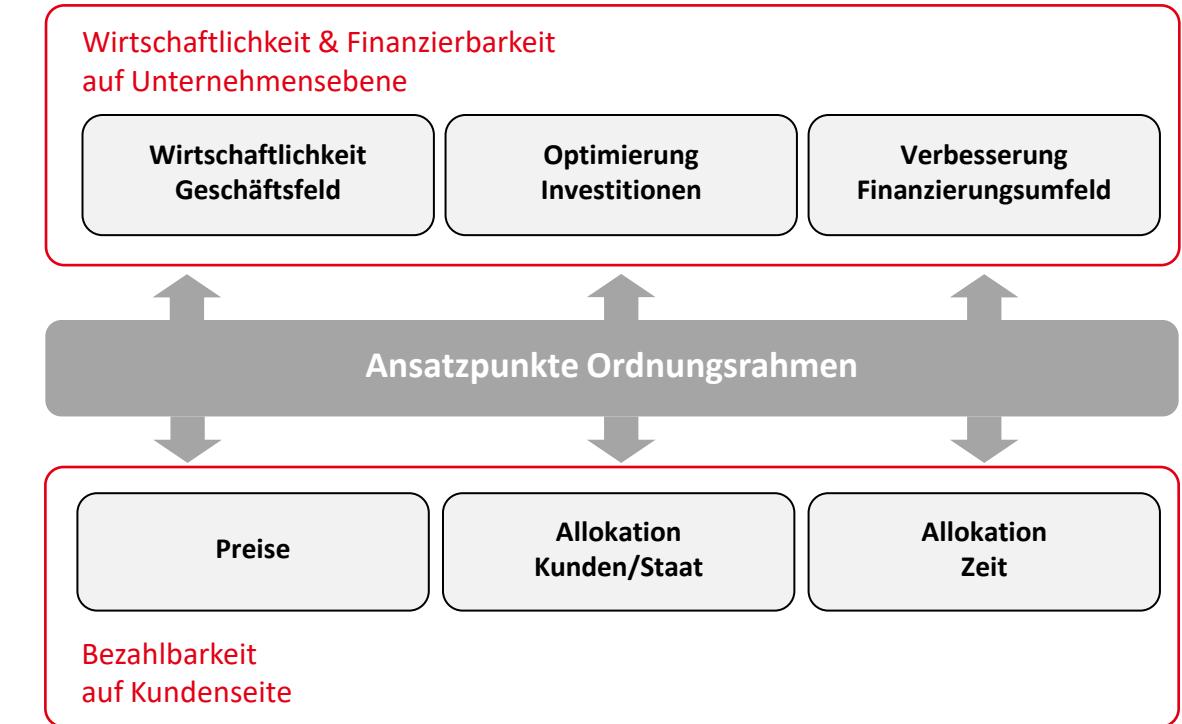
26 Netzbetreiber aus mit den Sparten Strom, Gas und Wärme haben die Erstellung des Gutachtens begleitet

Um im Spannungsfeld Energiesystem, Betreiber- und Verbraucherseite ein Ausgleich herzustellen, müssen Maßnahmen für Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit ergriffen werden

Zieldreieck der Transformation



Ansatzpunkte Weiterentwicklung Ordnungsrahmen



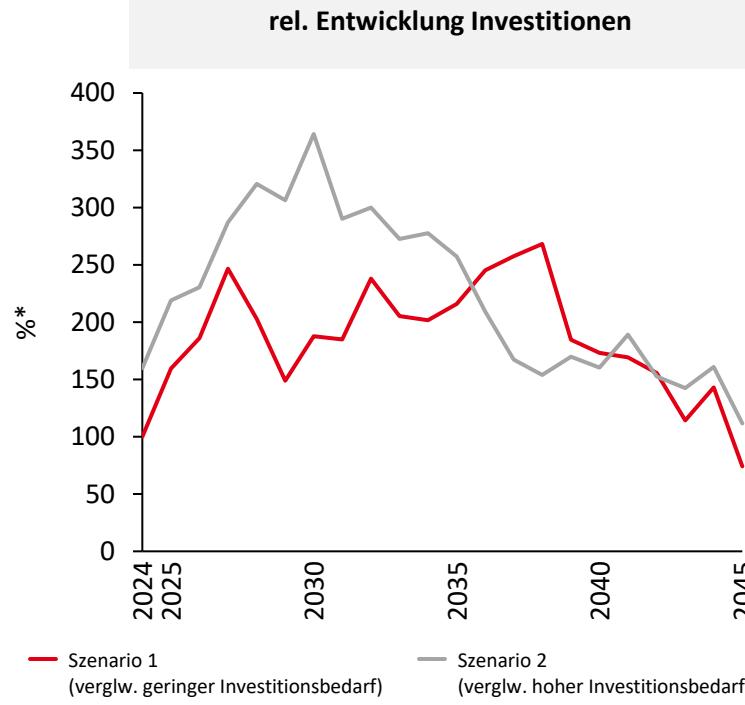
Eine erfolgreiche Transformation muss einen Ausgleich zwischen Ausbaubedarfen für Klimaziele, Wirtschaftlichkeit für Betreiber und Bezahlbarkeit für Verbraucher schaffen.

Je nach Sparte sind unterschiedliche Ansatzpunkte für Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens erforderlich.

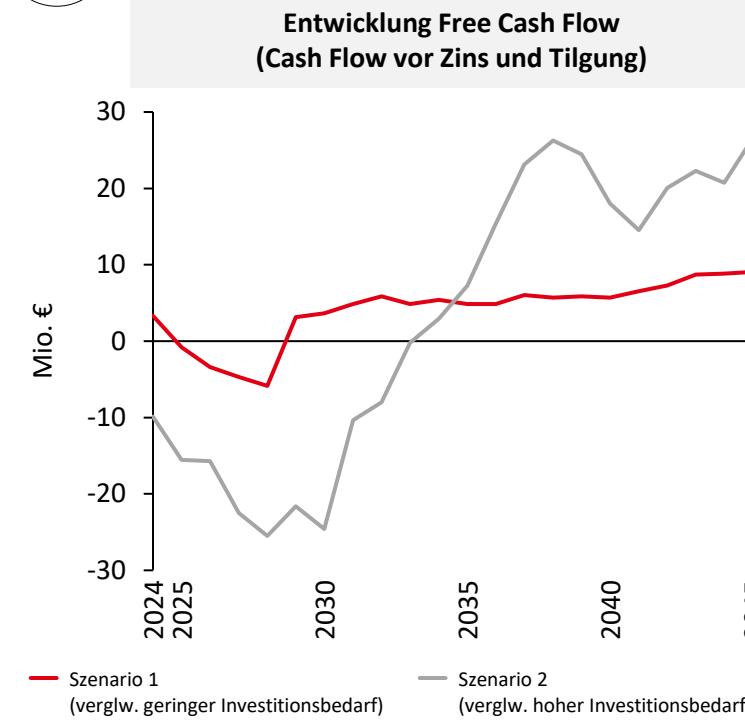
Für die Transformation im aktuellen Ordnungsrahmen fehlt betreiberseitig die Wirtschaftlichkeit und verbraucherseitig die Bezahlbarkeit



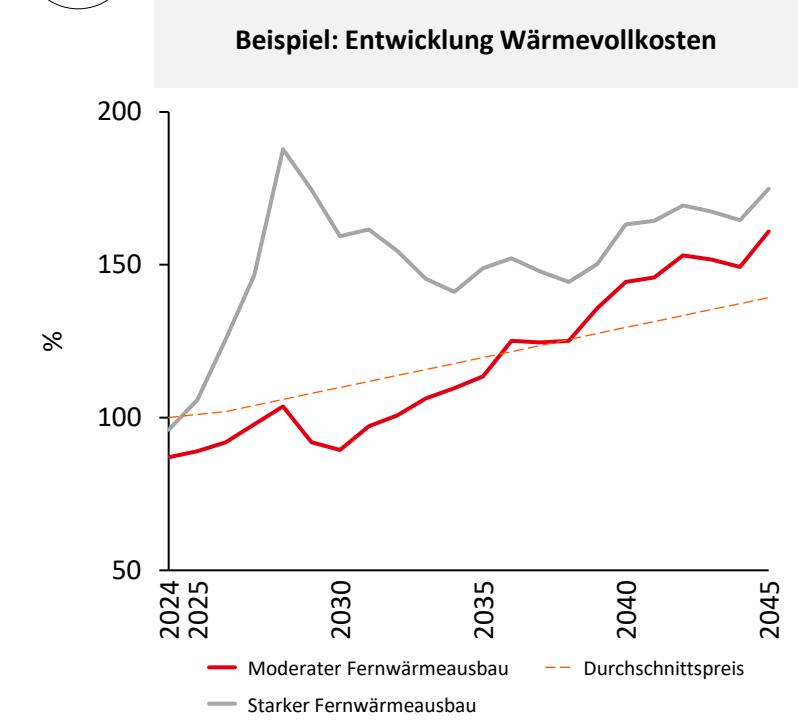
Energiesystem



Betreiberseite



Verbraucherseite

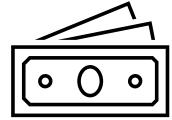
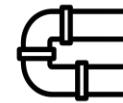
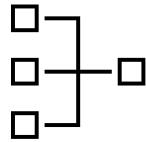


Transformation erfordert Investitionen, die die Investitionen im Ausgangsjahr durchschnittlich um 85% - 125% übersteigen

Angespannte finanzielle Situation, da hohe Anfangsinvestitionen nicht durch laufende Einnahmen gedeckt sind

Kosten der Transformation v.a. für die Wärme nicht vollständig auf Endkunden wälzbar. Vergleichbare Ergebnisse auch in anderen Sparten.

Die spezifischen Herausforderungen und Handlungsfeldern werden in sechs Webinaren zwischen 04.07. und 17.07. vorgestellt



Webinar 1
04.07.

Energiewende im
Verteilnetz aus
System- und
Unternehmens-
perspektive

Webinar 2
07.07.

Herausforderungen
und Handlungs-
empfehlungen für
den Ausbau der
Stromnetze

**Webinar 3
08.07.**

Herausforderungen
und Handlungs-
empfehlungen für die
Transformation der
Gasnetze

Webinar 4
09.07.

Herausforderungen
und Handlungs-
empfehlungen für
den Ausbau von
Fernwärme und
erneuerbarer
Wärmeerzeugung

Webinar 5
10.07.

Digitalisierung als
Baustein für die
Transformation im
Verteilnetz

Webinar 6
17.07.

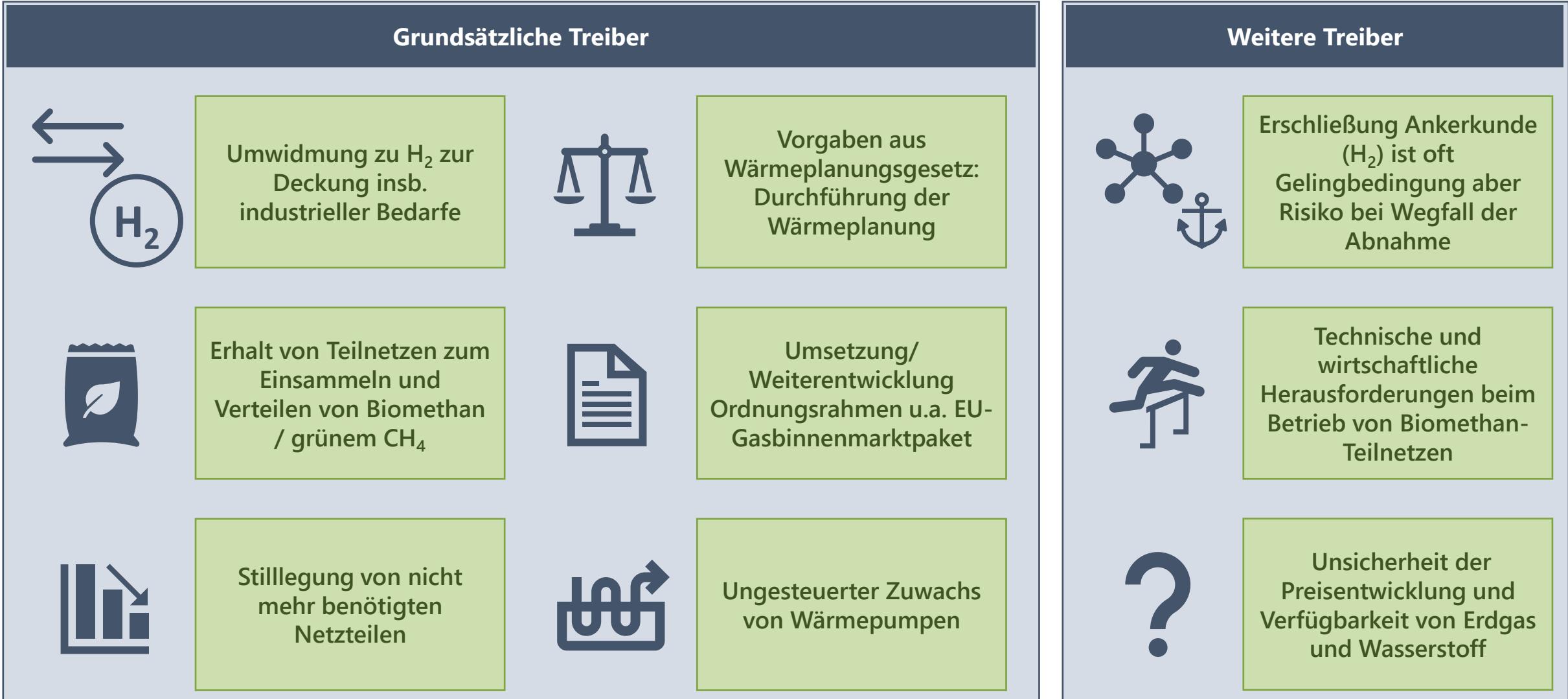
Instrumente zur
Finanzierung der
Verteilnetz-
infrastrukturen

Agenda

-
- | | | |
|---|--|----------------------|
| 1 | Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie | 12:15 – 12:25 |
| 2 | Entwicklung der Gasnetze und technische Herausforderungen | 12:25 – 12:40 |
| 3 | Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Gasverteilnetz | 12:40 – 12:55 |
| 4 | Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen | 12:55 – 13:10 |
| 5 | Q&A | 13:10 – 13:30 |
-



Herausforderungen im Gasnetz

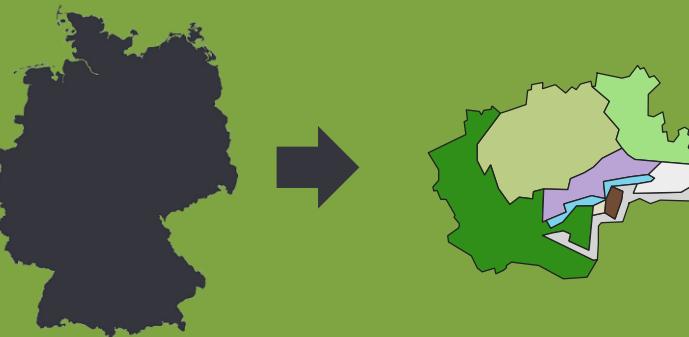


Ableitung des Mengengerüsts Gas

Technische Modellierung

Top-Down

- Monitoringbericht der Bundesnetzagentur
- Ableitung von Netzstrukturdaten für Musterhausen
- Ableitung der Energiemengen je Druckebene



Ableitung von technischen Mengengerüsten



- Ableitung der dezentralen Energierägerentscheidung anhand der energetischen Stadtraumtypen (EST)
- Qualitative Diskussion von Maßnahmen für einzelne ESTs



Bottom-Up

Diskussion von Herausforderungen und Lösungen

Gasnetzlänge in Musterhausen

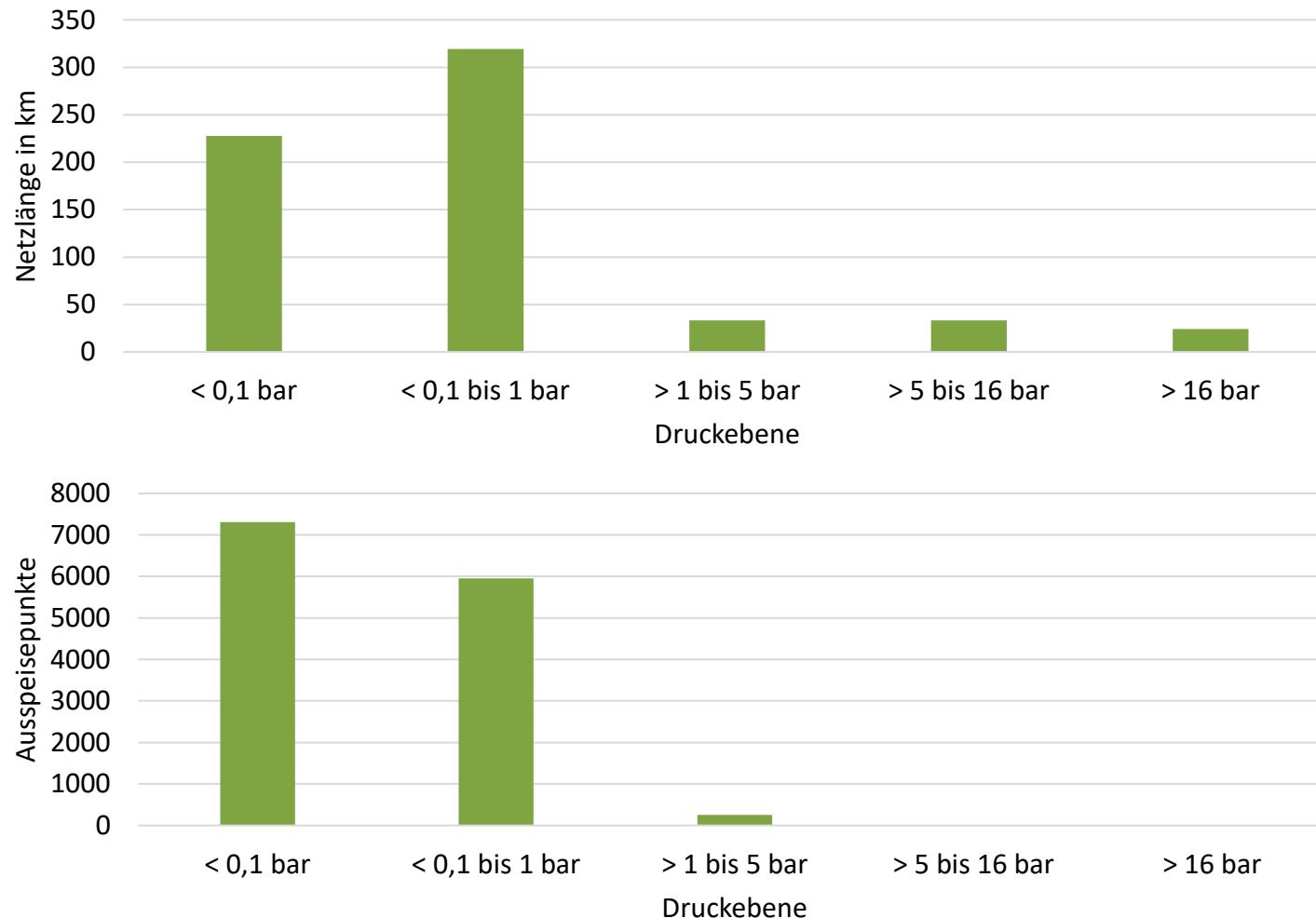
Technische Modellierung

Gasnetzlänge der Musterkommune:

- < 0,1 bar: ca. 228 km
- 0,1 bis 1 bar: ca. 319 km
- > 1 bis 5 bar: ca. 33 km
- > 5 bis 16 bar: ca. 33 km
- > 16 bar: ca. 24 km

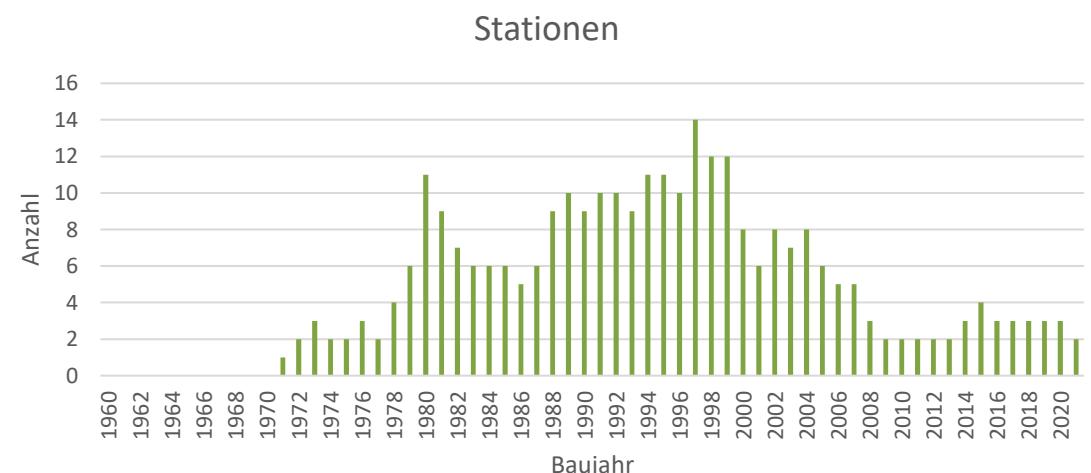
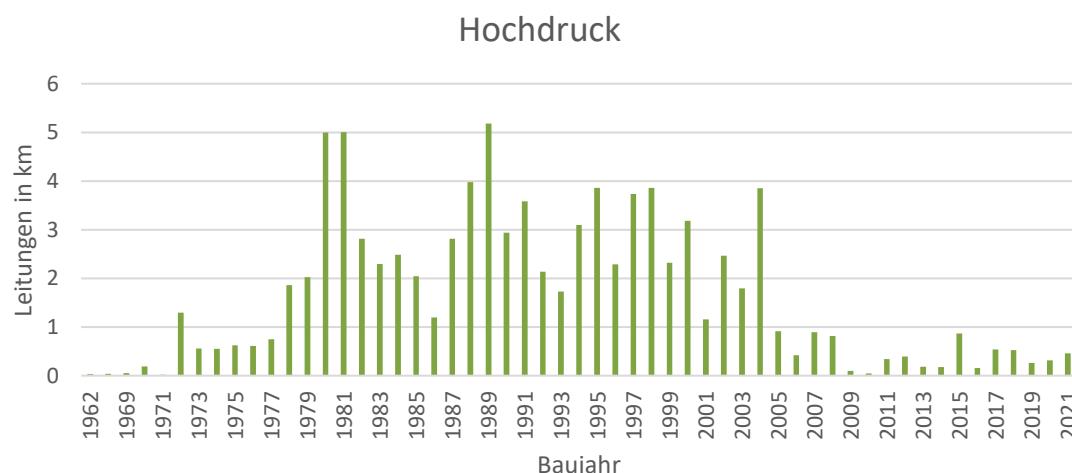
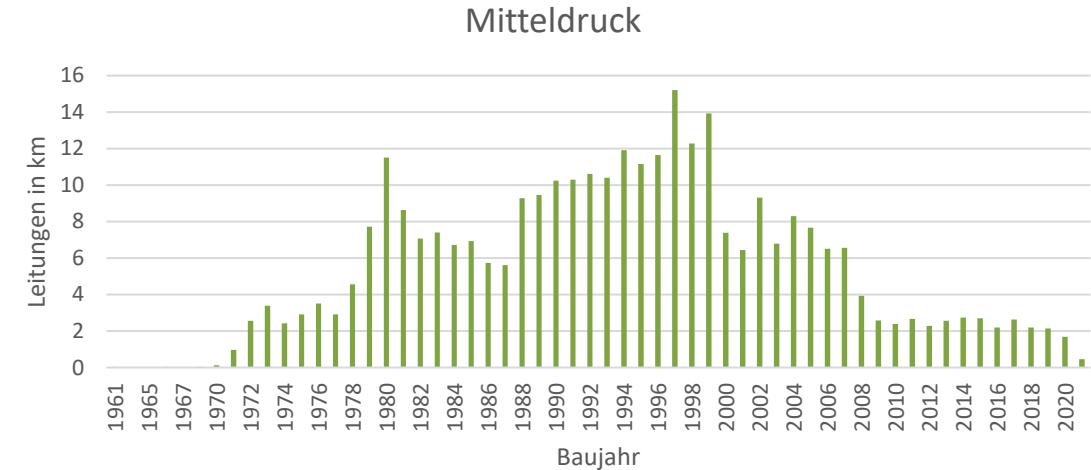
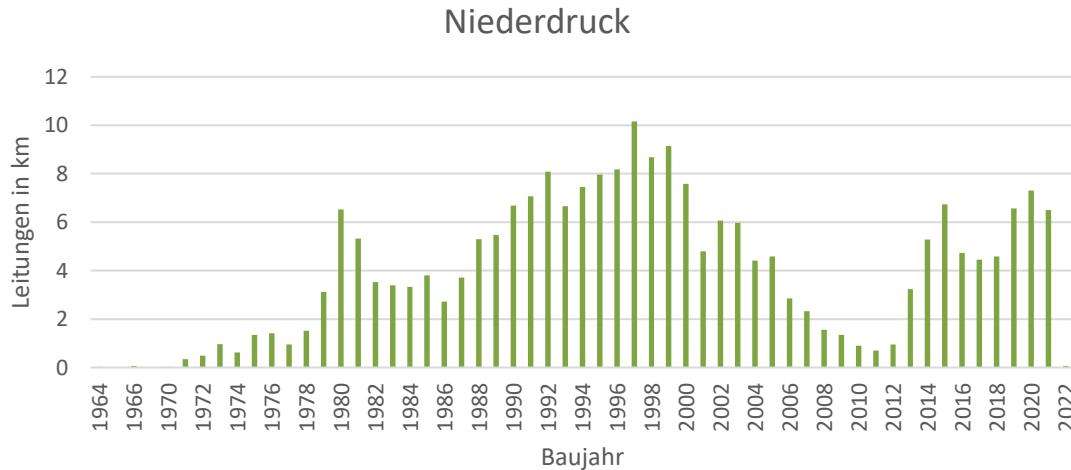
Ausspeisepunkte:

- < 0,1 bar: 7.311
- 0,1 bis 1 bar: 5.954
- > 1 bis 5 bar: 253
- > 5 bis 16 bar: 11
- > 16 bar: 3



Assetalter Gasnetze

Technische Modellierung



Ausprägungen der Varianten - Gas

Technische Modellierung

Referenz		<ul style="list-style-type: none">→ „Musterhausen“: Netzbetreiber mit 100.000 Netzkunden→ Transformationspfad „Elektronen“ entsprechend Langfristszenarien BMWK→ Ungesteuerte Transformation→ Teil-Reduktion der Ersatzinvestitionen kurz vor Stilllegung des Gasnetzes
Referenz (Moleküle)		<ul style="list-style-type: none">→ Transformationspfad „Moleküle“ entsprechend Langfristszenarien BMWK
Low CAPEX		<ul style="list-style-type: none">→ Gesteuerte Transformation→ Bessere Planbarkeit durch gesteuerte Transformation ermöglicht die Reduktion von Ersatzinvestitionen deutlich früher
High CAPEX		<ul style="list-style-type: none">→ Keine Teil-Reduktion der Ersatzinvestitionen, sondern vollständiger Ersatz von Betriebsmitteln auch kurz vor Stilllegung
Beschleunigte Transformation		<ul style="list-style-type: none">→ Aufgrund von Bedarf/Verfügbarkeit und Nähe zum Kernnetz ist Wasserstoff deutlich früher verfügbar
Biomethan		<ul style="list-style-type: none">→ Höherer Biomethan-Anteil (9 % im Ausgangspunkt) und starker Ausbau der Biomethanerzeugung auf über 25 % des lokalen Gasabsatzes

Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

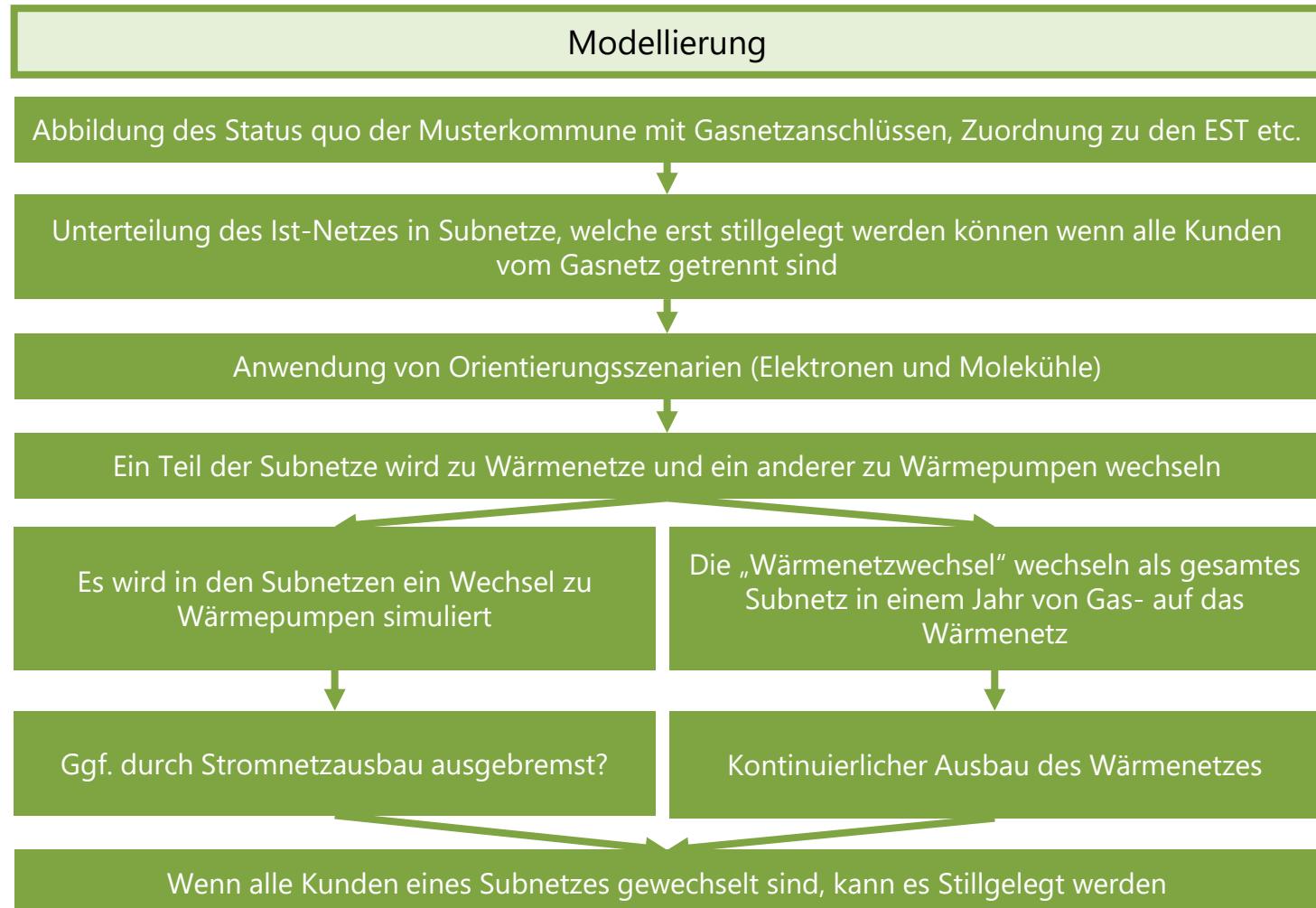
Technische Modellierung

Treiber:

- Technologiewechsel insbesondere zu Wärmepumpen und Wärmenetzen
- Sanierung von Gebäuden

Herausforderungen:

- Immer weniger Kunden werden am Gasnetz angeschlossen sein
- Damit sinkt die Wirtschaftlichkeit des Gasnetzes
- Teile des Gasnetzes können aber erst stillgelegt werden, wenn alle daran hängenden Kunden gewechselt sind



Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Technische Modellierung

2024

Ausgangspunkt:
Versorgungsgebiet mit einer
Gasanschlussquote nahe 100 %

- „Subnetz“-Gas
- „Subnetz“-Wärmenetz
- „Subnetz“-Gas (stillgelegt)
- Wärmepumpen



Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Technische Modellierung

2025

Erste Wärmepumpen werden installiert



„Subnetz“-Gas

„Subnetz“-Wärmenetz

„Subnetz“-Gas (stillgelegt)

Wärmepumpen

Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Technische Modellierung

2030

In einem Subnetz wurde ein Wärmenetz gebaut und alle Kunden haben sich angeschlossen. Das Gasnetz wurde stillgelegt

Zudem wurden weitere WP installiert

- „Subnetz“-Gas
- „Subnetz“-Wärmenetz
- „Subnetz“-Gas (stillgelegt)
- Wärmepumpen



Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Technische Modellierung

2035

Das erste Subnetz erreicht eine WP-quote von 100 % und das Gasnetz wird stillgelegt



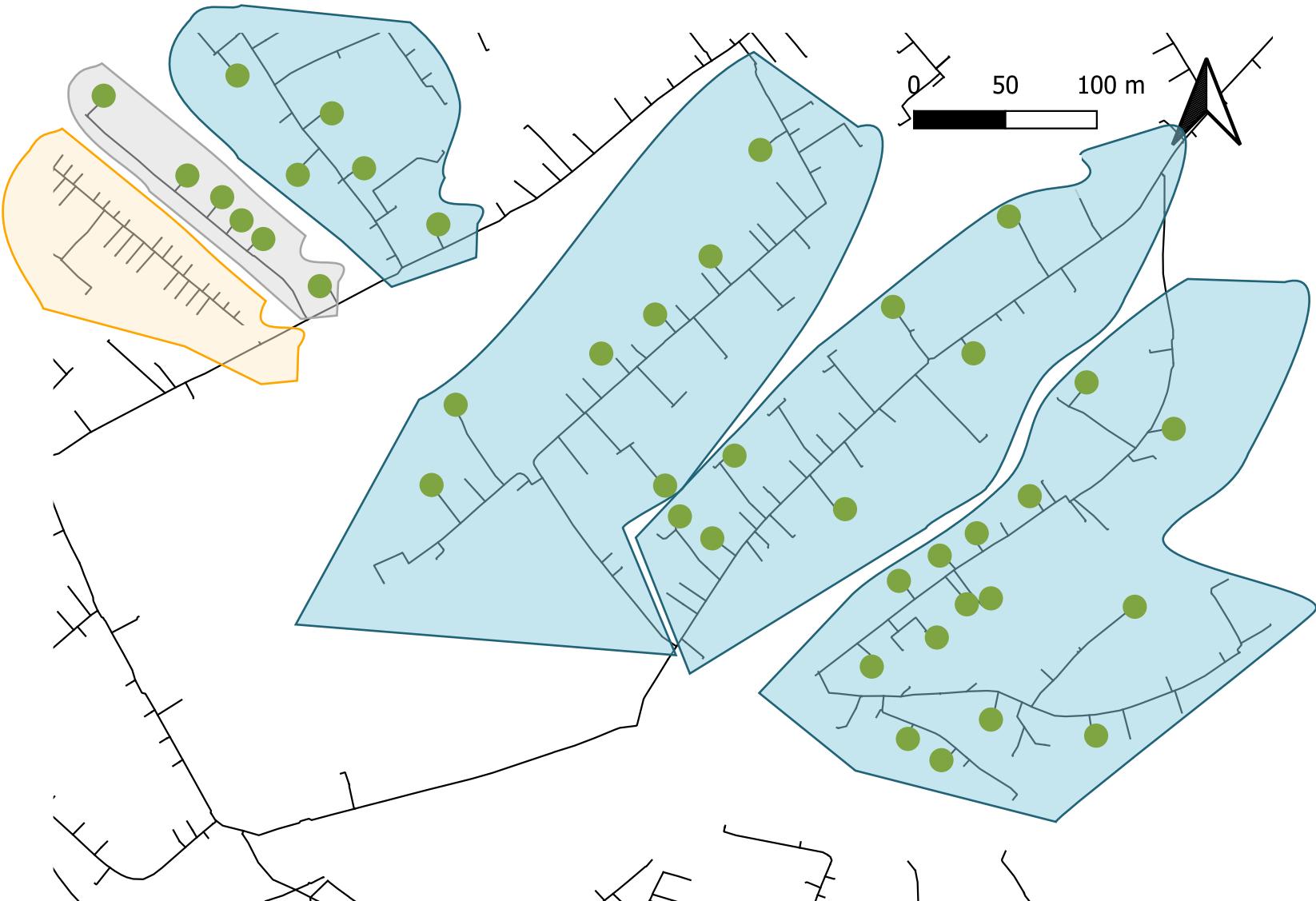
Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Technische Modellierung

2040

Nur noch wenige Gebäude werden durch das Gasnetz versorgt, aber trotzdem sind die meisten noch in Betrieb

- „Subnetz“-Gas
- „Subnetz“-Wärmenetz
- „Subnetz“-Gas (stillgelegt)
- Wärmepumpen

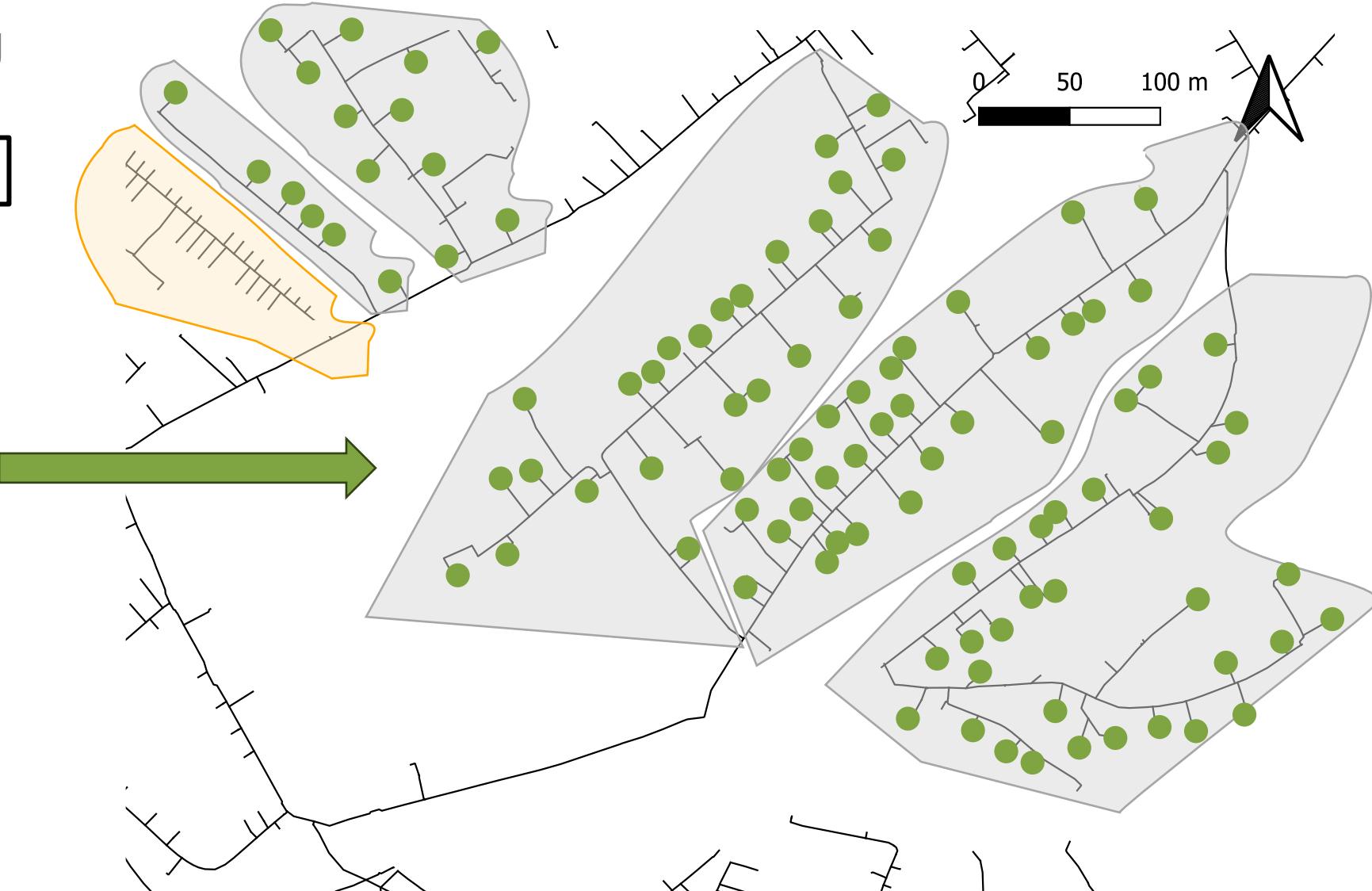


Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Technische Modellierung

2045

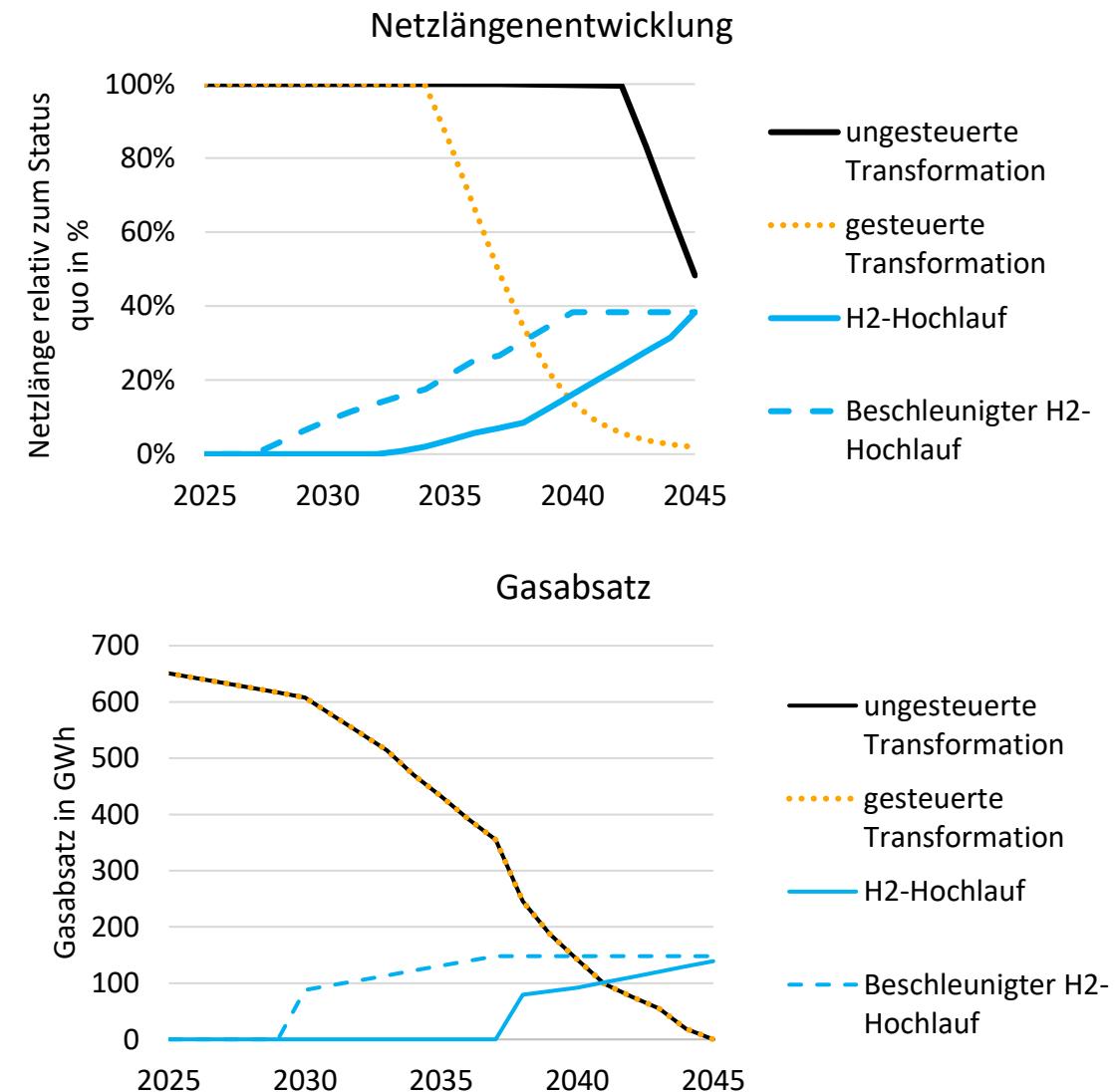
Innerhalb von wenigen Jahren erreichen alle anderen Netze eine 100 % WP-quote und die Erdgasnetze werden stillgelegt



Musterhausen – Sparte Gas

Varianten und Mengenentwicklungen

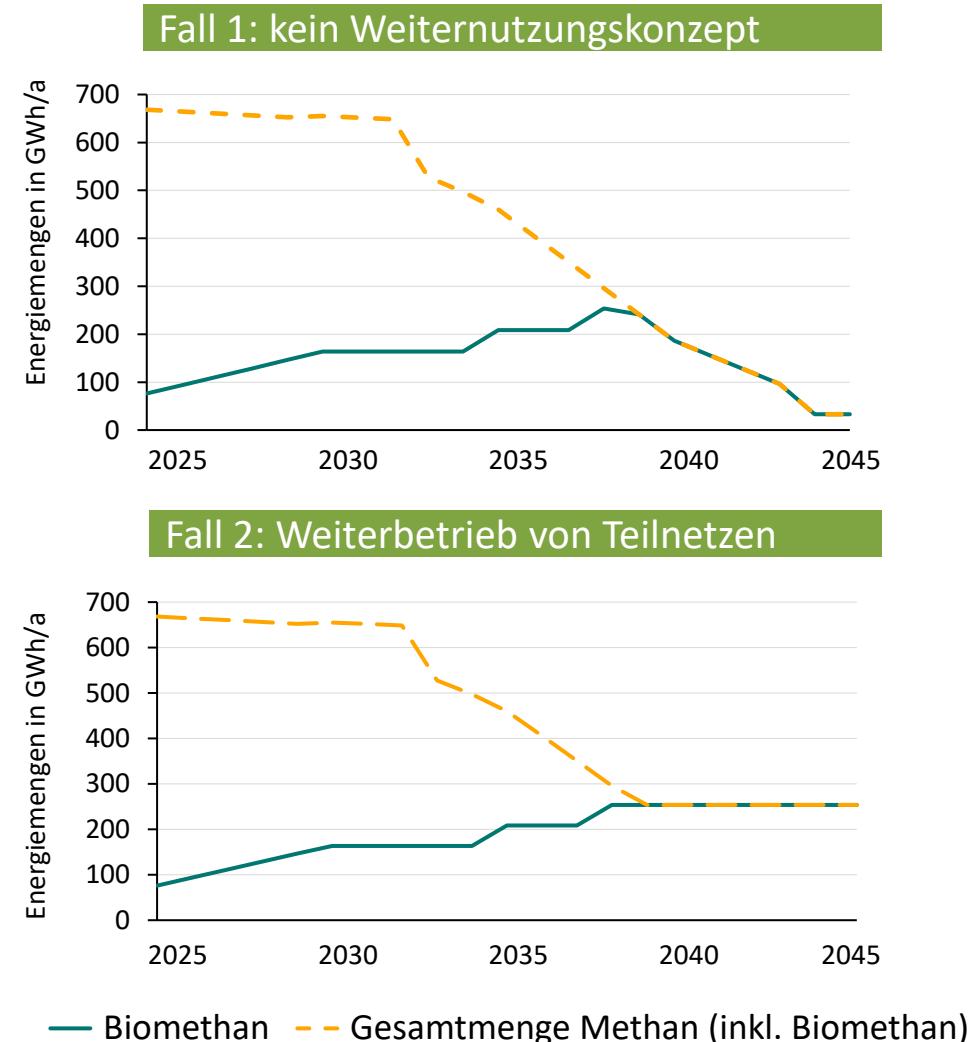
- In den Gasnetzen ist eine der wichtigsten Analyse nach den Szenarien: **ungesteuerte Transformation** und **gesteuerte Transformation**.
- Während im ungesteuerten Szenario der Rückbau erst spät und sprunghaft erfolgt, zeigt sich bei der gesteuerten Transformation ein **frühzeitig eingeleiteter, kontinuierlicher Rückbau**, der bis 2045 nahezu eine vollständige Stilllegung ermöglicht.
- Parallel dazu wurde der **Wasserstoff-Hochlauf** betrachtet, welcher zudem noch in der Sensitivität „beschleunigter Hochlauf“ betrachtet wurde.
- Hier wurde eine **gleiche Reduktion zu Grunde gelegt**, was darauf zurückzuführen ist dass **topologisch andere Netzanschlussnehmer „gesteuert“ das Gasnetz verlassen**, aber insgesamt die Transformationsgeschwindigkeit in Bezug auf die Energie gleich bleibt.
- Schlussfolgerung:** Die Transformation der Gasversorgung ist notwendig – aber ob sie **gestaltet oder ungesteuert** geschehen wird, ist entscheidend. Eine **vorausschauende Planung** der Rückbaustrategie kann unnötige Investitionen, unverhältnismäßig steigende Netzentgelte und soziale Härten vermeiden.



Annahmen Modellierung der Biomethan-Sensitivitäten

Varianten und Mengenentwicklungen

- In der Referenz-Variante ist der Anteil von Biomethan am Gasmix gering: 7 % im Molekül-Szenario und kein Biomethan im Elektronen-Szenario.
- Zwei Szenarien wurden angewendet:
 - Kein Weiternutzungskonzept (Fall 1): Mit sinkender Gasnachfrage verringert sich auch die Biomethan-Menge, da keine Abnehmer mehr vorhanden sind.
 - Weiterbetrieb von Teilnetzen (Fall 2): Durch ein Weiternutzungskonzept bleibt die Gasmenge stabil, da das Biomethan als grünes Gas lokal genutzt wird.
- Um die Auswirkungen von Biomethan-Anlagen auf die Netzkosten zu analysieren, wurden abweichende Annahmen zur Biomethan-Einspeisung getroffen.
- Drei Beispielnetze mit hohem Biomethan-Anteil und -Potenzial wurden untersucht.
 - Der durchschnittliche Biomethan-Anteil liegt hier bei 9 %,
 - während für neue Anlagen eine Einspeisung von bis zu 16 % der Gasmenge angemeldet ist.
 - Zudem gibt es ein Potenzial von 25 %, das derzeit in der Biogas-Verstromung genutzt wird.
- Es wird angenommen, dass der Biomethan-Anteil bis 2030 durch geplante Anlagen von 9 % auf 25 % steigt.



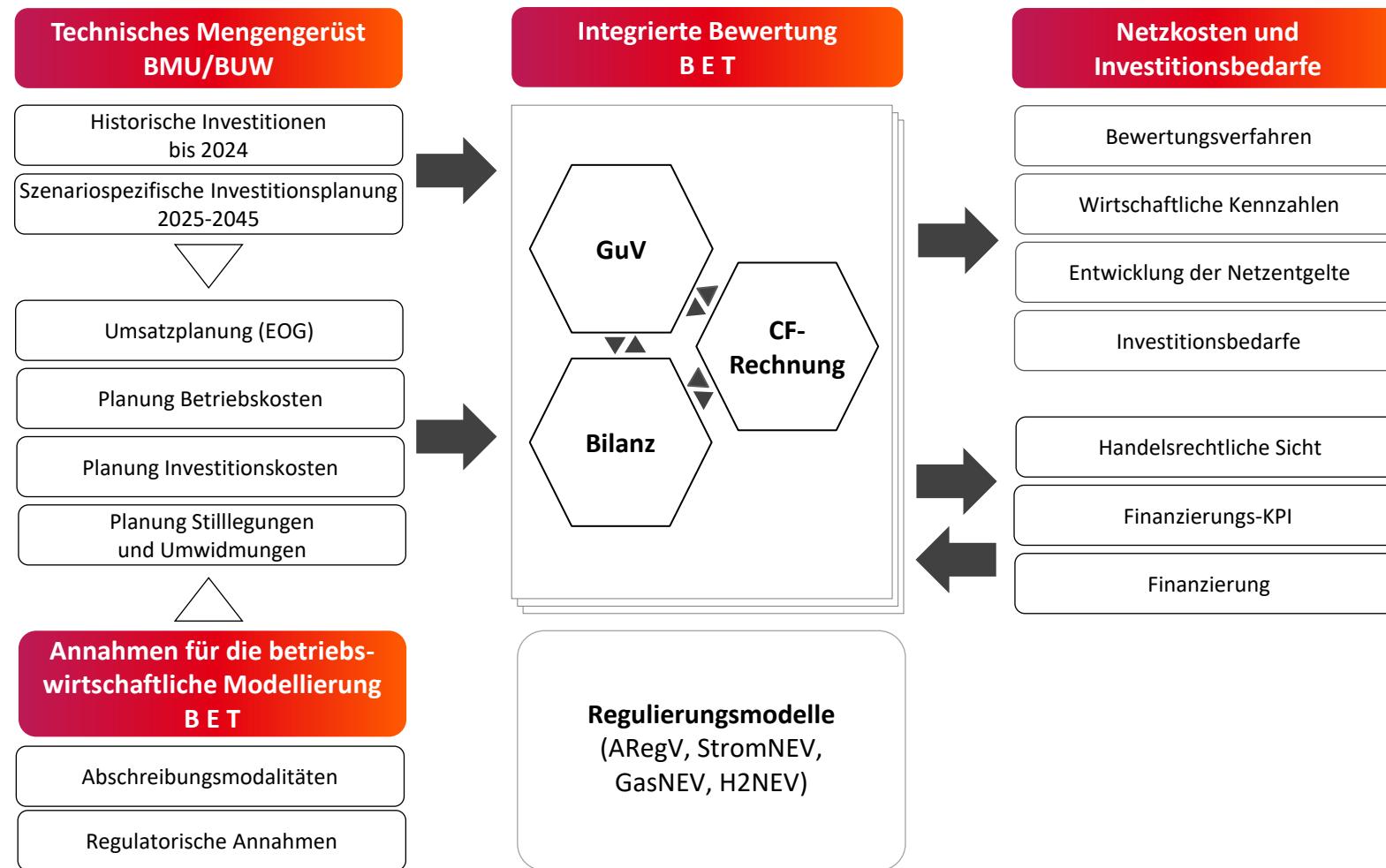
Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Gasnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Gasverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Die betriebswirtschaftlichen Berechnungen wurden in praxiserprobten Businessplan und Netzentgeltnetools durchgeführt

Vorgehensweise der betriebswirtschaftlichen Analyse



Ergebnisse und Ziele

- Grundlage:**
 - Technische Entwicklungspfade als Ausgangsbasis
 - Ergänzt um Betriebs- und Investitionskosten der Studienpartner
- Planungspfade im Modell:** Betriebskosten, Investitionskosten, Stilllegungen, Umwidmungen
- Verarbeitung im BET-Businessmodell:**
 - Einbezug geltender Rahmenbedingungen
 - Ggf. Annahmen zur Veränderung des Ordnungsrahmens bei langfristiger Betrachtung
- Ergebnisse:**
 - Wirtschaftliche Kennzahlen und Finanzierungsbedarfe für Netzbetreiber
 - Entwicklung der Vollkosten als Indikator für benötigte Endkundenpreise

Strukturierung der Transformationsaufgabe im Green Paper der alten Regierung aus 2024



Ausgangslage und Zielsetzung:

- Ziel: Klimaneutralität bis 2045, Ausstieg aus fossilem Erdgas.
- Herausforderung: Umbau Infrastruktur bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.



Zielbild für die Transformation:

- Green Paper definiert drei Entwicklungspfade für heutige Methannetze bzw. Teilnetze:

I. Weiterbetrieb
mit synthetischem
(Bio-) Methan

II. Umstellung
auf den Transport und die
Verteilung von Wasserstoff

III. Stilllegung
bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)



Benannte Handlungsfelder

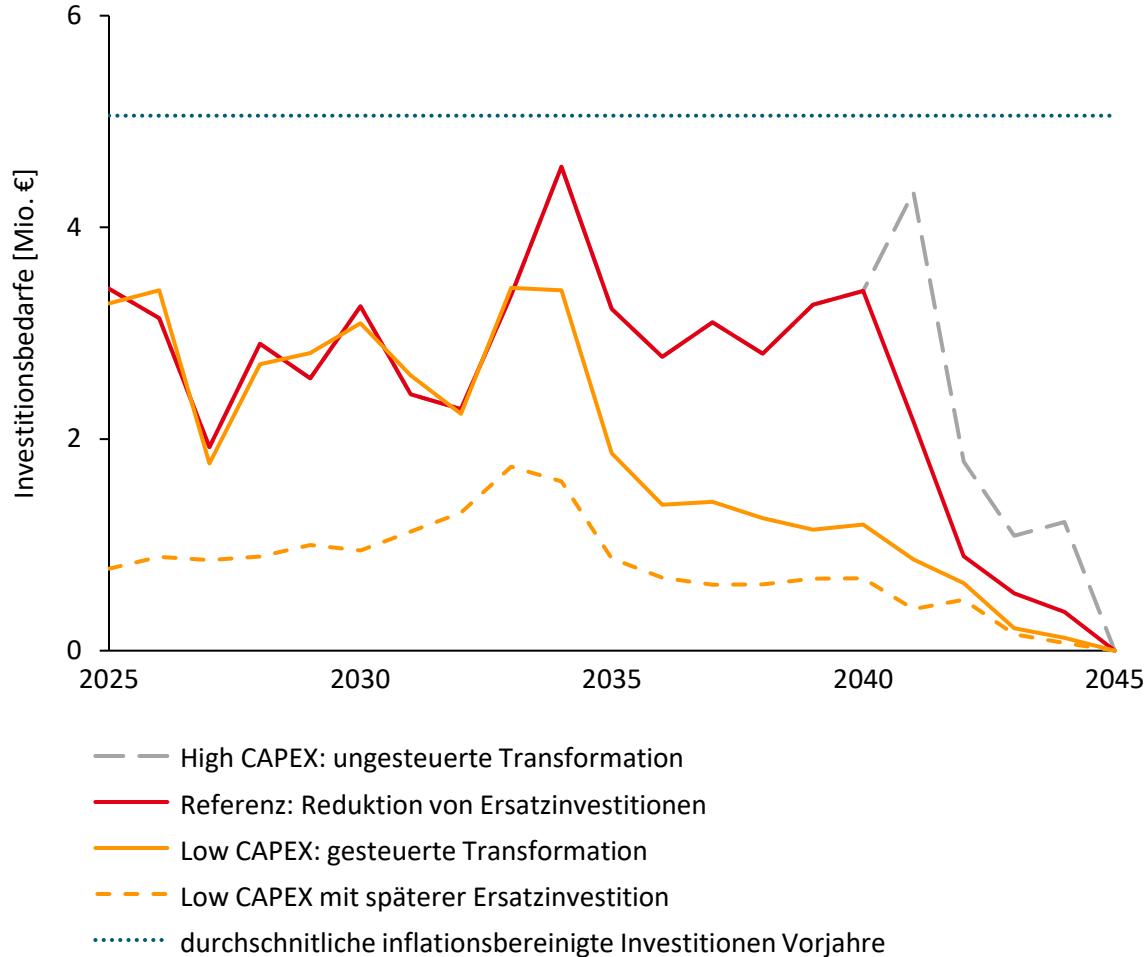
- Kostenstruktur: Kostenstruktur und Entgeltsystem müssen angepasst werden; Zuständigkeit BNetzA.
- Anschlussverpflichtung vs. -verweigerung: künftig Kündigung bei genehmigtem Stilllegungsplan.
- Rückbauverpflichtungen: Rückbau nur in wirtschaftlichen Ausnahmefällen sinnvoll.
- Weiterbetrieb bei fehlendem Konzessionsinteressenten: Inpflichtnahme des bisherigen Betreibers

	Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff- Verteilernetze
Inhaltsverzeichnis	
I. Einführung 2 II. Anforderungen an neuen Ordnungsrahmen im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung 5 III. Identifikation anpassender Themenfelder eines neuen rechtlichen Rahmens 8 1. Ausgangslage 9 2. Anschlussverpflichtung vs. Anschlussverweigerung/-kündigung 12 3. Umfang von Rückbauverpflichtungen 14 4. Investionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen 16 5. Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukoncession 17 6. „Kalkulatorik“: Kostenstruktur im Rahmen der Transformation 19 IV. Fazit 19 V. Fragen im Rahmen der öffentlichen Konsultation 20 Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilernetze im Zeitalter der Dekarbonisierung 20 Wärmeplanung, Gebäudeenergiegesetz und Umsetzung der EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpakets, Akteure und Verantwortlichkeiten, Zeitplan 21 Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne 21 Rückbauverpflichtungen 22 Investionsverpflichtungen 22 Konzessionsverträge 22 Sonstiges 23	

Alte Regierung hatte bereits Green Paper zur anstehenden Umsetzung erarbeitet

Strukturierung in die drei Option als Basis für unternehmerisches Handeln nutzen

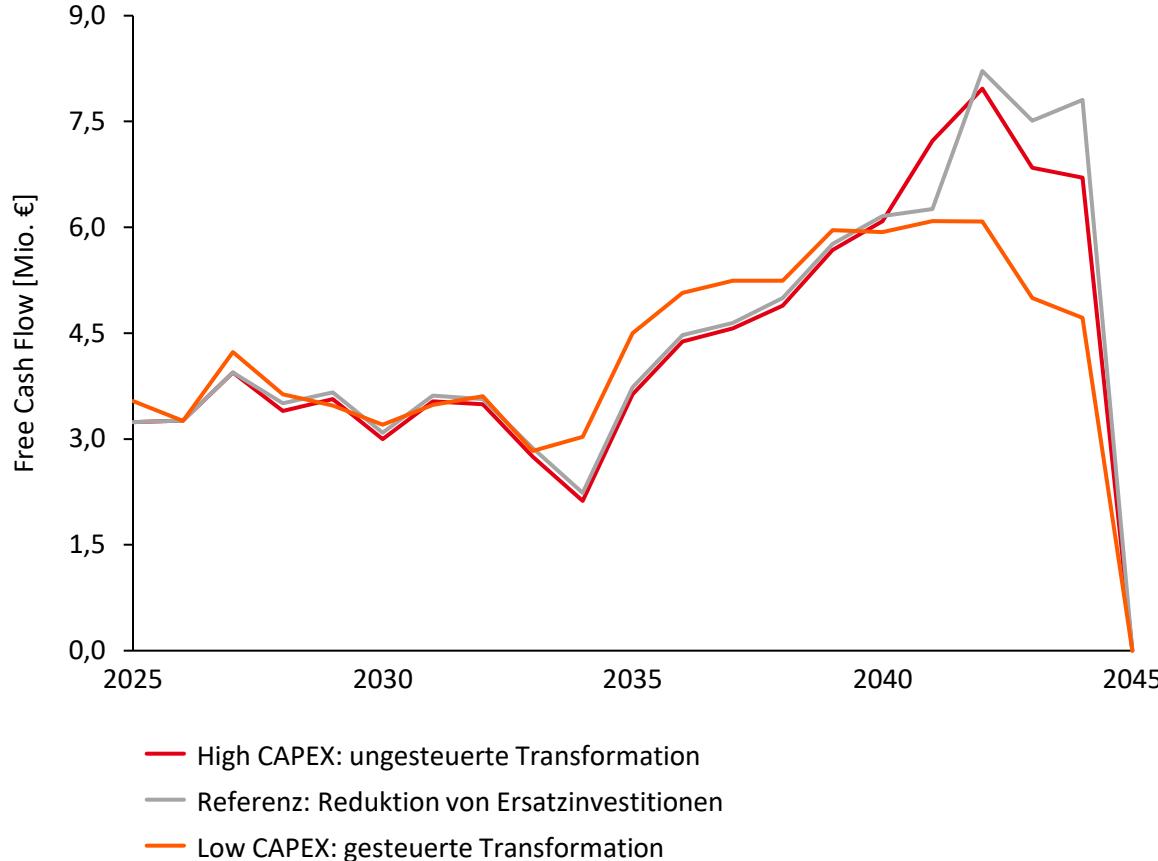
Planungssicherheit bei der Transformation ist essentiell, um die Investitionskosten zu optimieren



- Investitionen ins Gasnetz fallen weiterhin an, da diese auch bei Ausstieg aus fossiler Methan-Versorgung langfristig benötigt werden
- Investitionsbedarfe in Gasnetze liegen deutlich unterhalb historischer Werte, da nur noch in Erhalt und nicht mehr in Erweiterung investiert wird
- Optimierung der Ersatzinvestitionen** mit Blick auf verbleibende Laufzeit von Anlagen hat großen Einfluss auf Höhe der Investitionsbedarfe (Vergleich Low CAPEX – High CAPEX / Referenz)
- Auch die **Lebensdauer** der Assets hat einen erheblichen Einfluss auf den Investitionsbedarf

Durch planbare, gesteuerte Transformation und damit verbundener Optimierung der Ersatzinvestitionen lassen sich die Investitionsbedarfe bei der Transformation der Gasnetze deutlich reduzieren

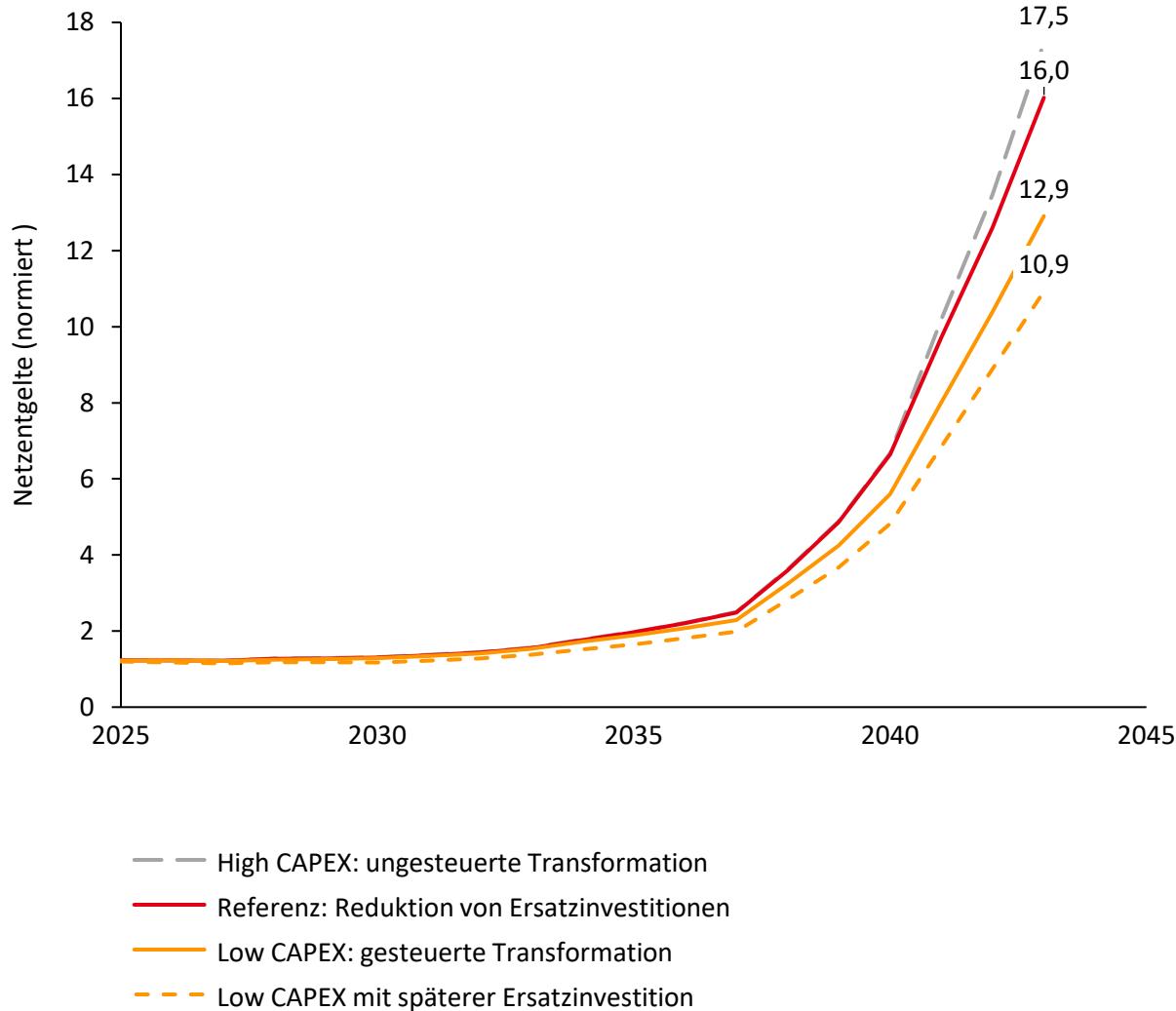
Die Modellrechnungen für Musterhausen zeigen durchgängig Liquiditätsüberschüsse



- Aufgrund der Tatsache, dass die Nutzung von Methan über 2045 nicht vorgesehen ist, beschränken sich die Investitionen wie beschrieben auf die Aufrechterhaltung der technischen Substanz
- Die Investitionen werden im Zeitablauf sukzessive weiter zurückgeführt und unterscheiden sich im Verlauf zwischen den Varianten, wie oben beschrieben, in den 2040er Jahren
- Die Liquiditätsüberschüsse röhren i.W. daher, dass die kalkulatorischen Abschreibungen bis 2045 anfallen und diese aufgrund der Anwendung der KANU 2.0 Methodik auch im Zeitablauf noch zu Erlösen führen, die in die regulatorische Erlösobergrenzenberechnung eingehen
- Da das Gasnetz in dieser Variante ab 2045 nicht mehr betrieben wird, fallen dementsprechend die Liquiditätsbeiträge auf Null zurück

Im Gegensatz zu den anderen Sparten sind Erträge aus dem Methannetz möglich
Diese reichen jedoch nicht aus, um die Investitionsbedarfe in den anderen Sparten zu decken

Netzentgelte steigen in allen Varianten signifikant an, trotz Optimierung der Investitionsbedarfe

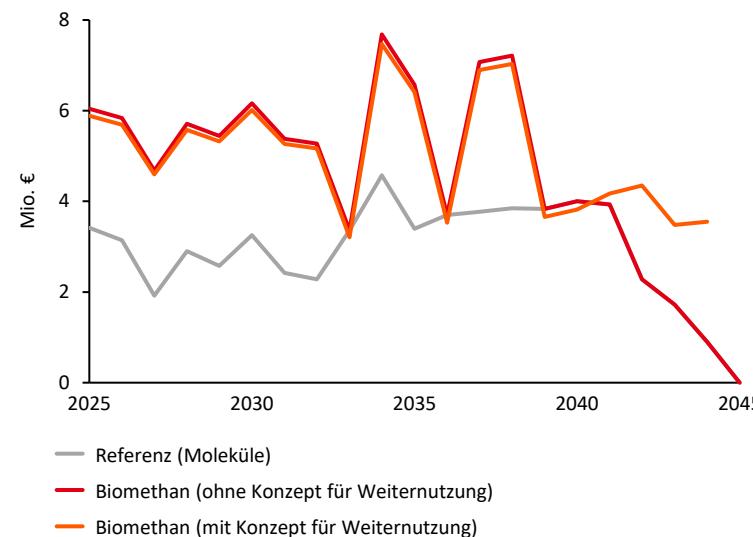


- In allen Varianten signifikanter Anstieg der Netzentgelte durch substanzialen Rückgang der Absatzmengen / Zahl der Netznutzer sowie ab Mitte der 2030er Jahre
- Optimierung der Investitionsbedarfe wird sich deutlich dämpfend auf die Netzkosten aus
 - In der Referenz-Variante betragen steigen die Netzkosten im Durchschnitt über alle Jahre um den Faktor 3,6
 - Bei der gesteuerten Transformation reduziert sich dieser Anstieg auf den Faktor 3,1
 - Im Falle einer gesteuerten Transformation und langen Lebensdauern der Assets liegt sinkt der Faktor auf 2,7

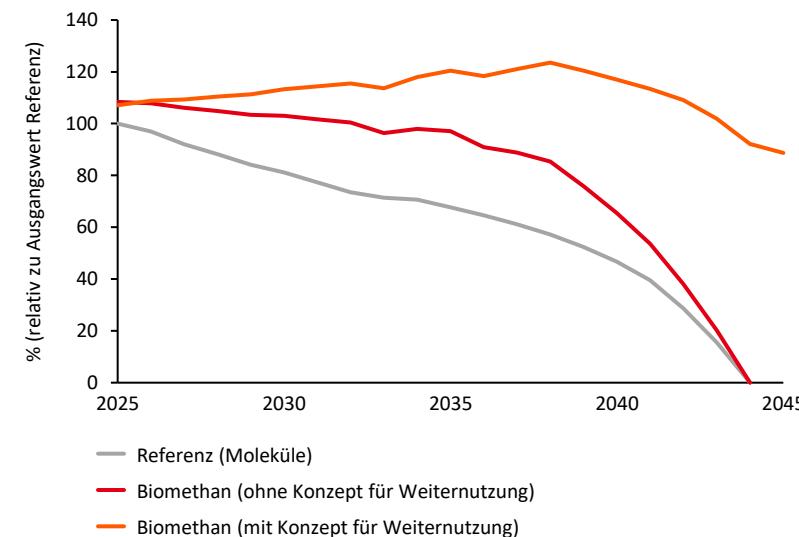
**Die Optimierung der Investitionsbedarfe hat einen spürbaren Einfluss auf die Entwicklung der Netzentgelte.
Der Anstieg bleibt aber in allen Varianten hoch.**

Bei Weiternutzung bestehender Infrastruktur für Biomethan sinken die Netzentgelte signifikant

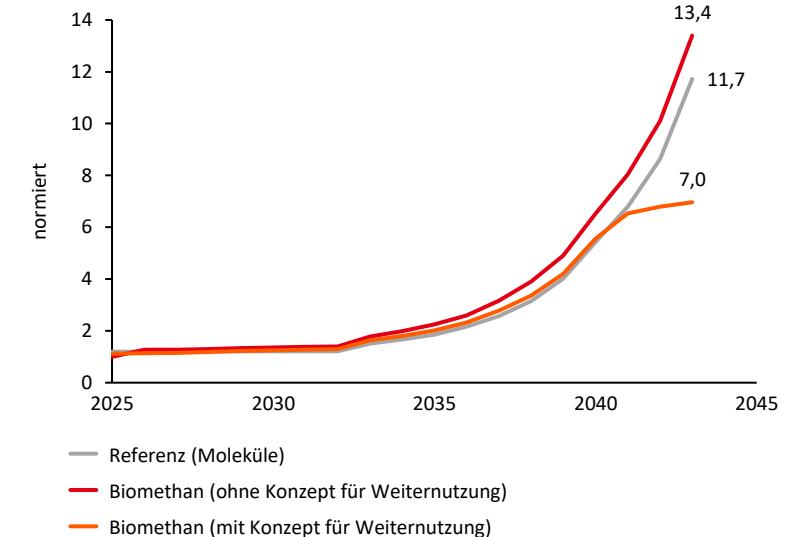
Investitionen



Kalkulatorischer Restwert



Netzentgelte



- Nur teilweise Abschreibung der Investitionen nach KANU 2.0
- Rund 50% des Netzes bleiben erhalten

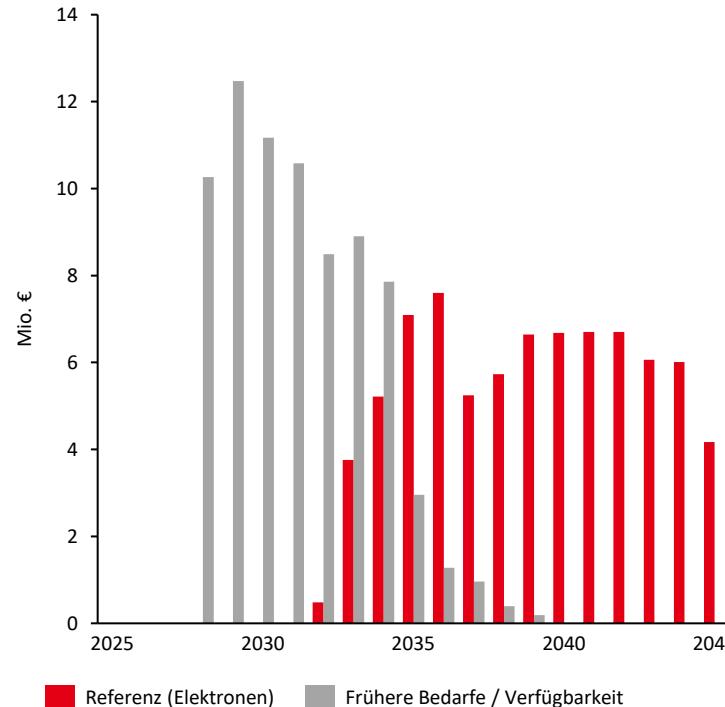
- Entsprechend bleibt der kalkulatorische Restwert auch hoch und liegt im Jahr 2045 mit nur rund 17% unterhalb des 2025er Wertes

- Netzentgeltanstieg halbiert sich im Zielpunkt
- Die Belastung für Nutzer bleibt aber hoch

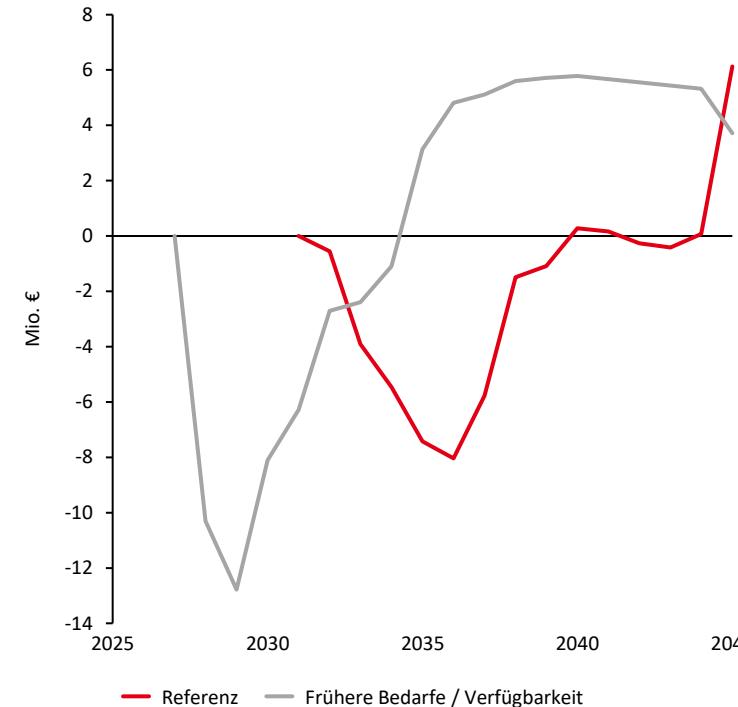
Ein Konzept zur Weiternutzung bestehender Gasinfrastruktur für Biomethan kann die Netzentgeltsteigerung deutlich abmildern. Es bleiben aber Netzentgeltsteigerungen ab Mitte der 2030er Jahre, die in ihrer Höhe nicht von den Netzkunden getragen werden können.

Der Zeitpunkt der H₂-Investitionen bestimmt maßgeblich die Liquiditätsentwicklung

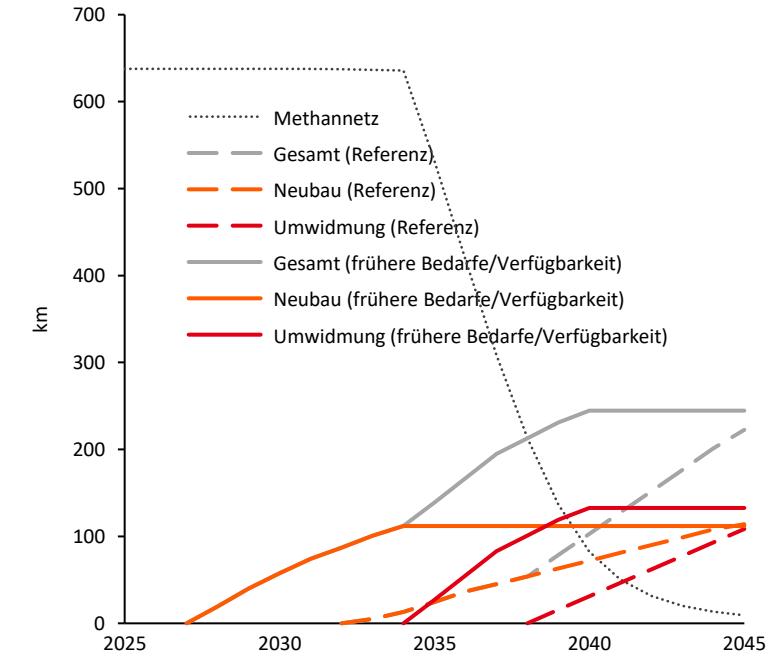
Investitionsbedarf



Free Cash-Flow



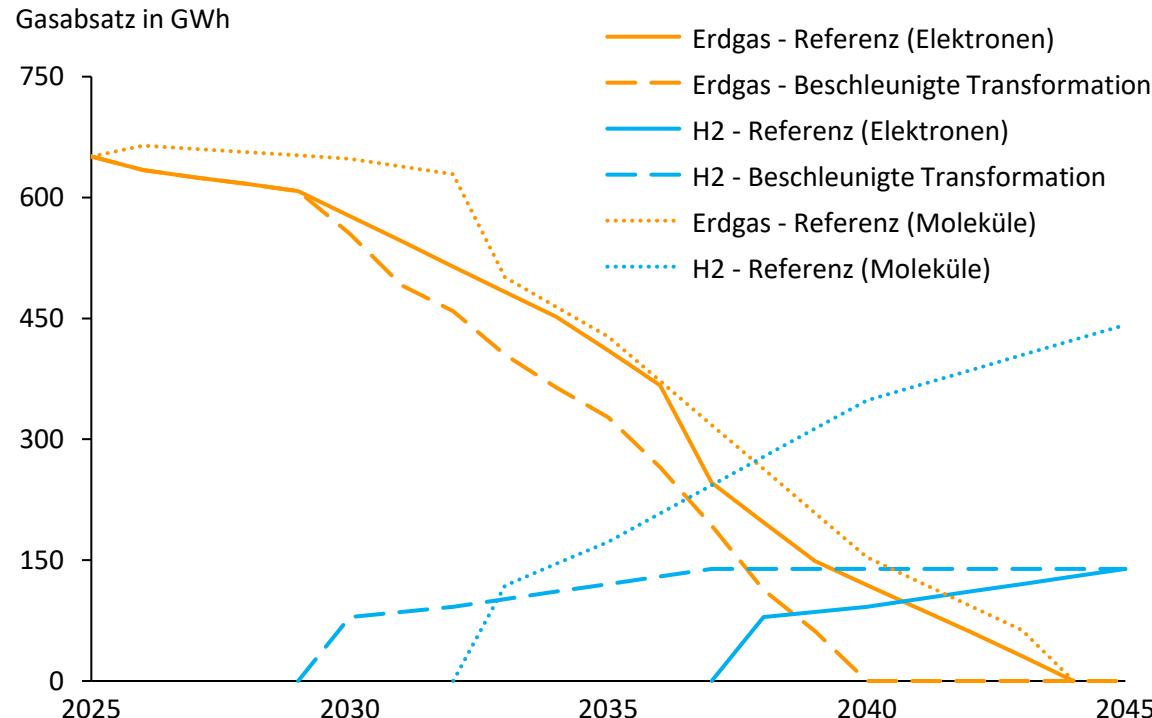
Entwicklung Netzkilometer



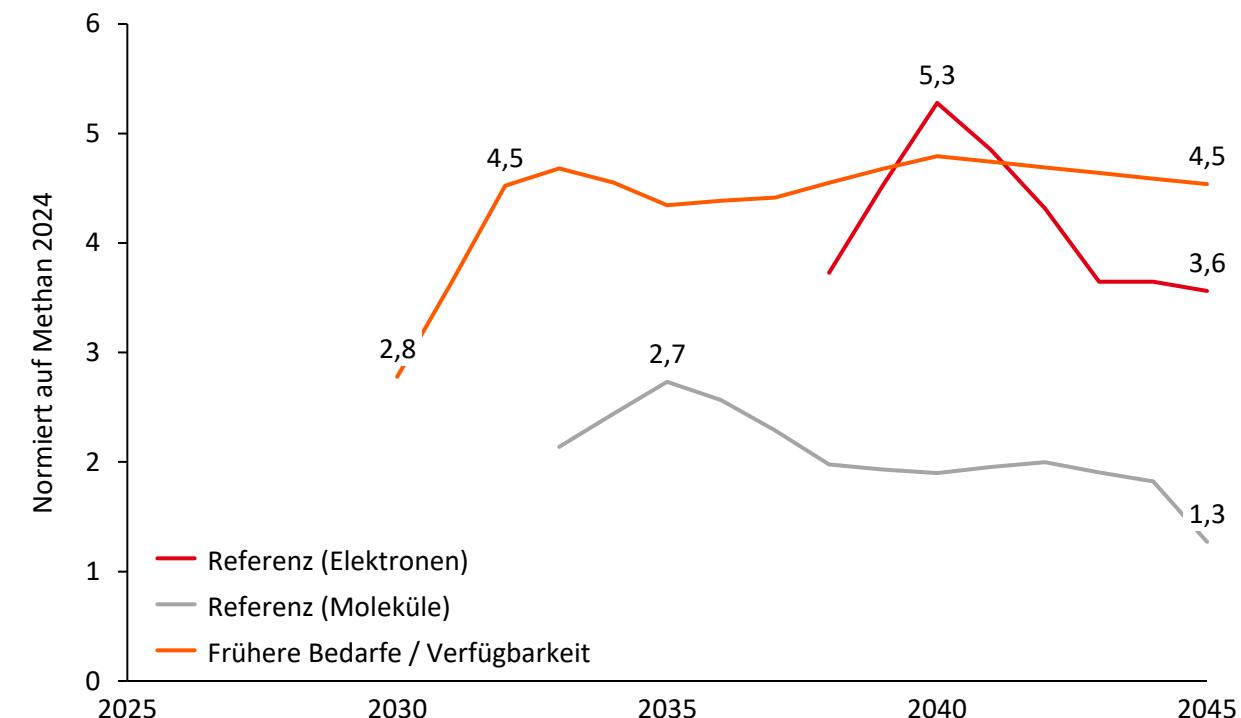
Bei frühzeitiger H₂-Verfügbarkeit ist Umwidmung meistens nur eingeschränkt möglich, weil das Gasnetz noch für Methan benötigt wird
Die Finanzierung wird dadurch noch herausfordernder, weil Kosten steigen und früher anfallen

Netzentgelte in einem H₂-Verteilnetz

Entwicklung Bedarfe



Entwicklung Netzentgelte



Netznutzer im Wasserstoffverteilnetz müssten bei wenig Nachfrage (Elektronen-Transformationspfad) ca. das vierfache und bei höherer Nachfrage (Moleküle-Transformationspfad) ca. das doppelte der heutigen Gasnetzentgelte bezahlen

Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Gasnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Gasverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Auswahl zentraler Handlungsempfehlungen des Gutachtens



Strom

7.7.2025

- Anhebung der EK-Zinsen auf das international wettbewerbsfähige Niveau
- Erweiterung des Rechtsrahmens für Berücksichtigung & Anreizung von Flexibilität
- Konsequente Umsetzung bestehender Verschläge für eine bessere Ausnutzung von Netzanschlusskapazitäten
- Bessere Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau



Gas

- Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens für die konsequente Planung der Gasnetztransformation im Verteilnetz
- Entwicklung von Konzepten zur Weiternutzung bestehender Gasinfrastrukturen
- Begrenzung des Netzentgeltanstiegs kurz vor einer Stilllegung von Gasnetzen
- Vorfinanzierungsinstrument für H₂ Infrastruktur auch für das Verteilnetz prüfen



Wärme

9.7.2025

- Schaffung eines langfristig verlässlichen Förderrahmens für Fernwärme
- Prüfung einer Mengenabsicherung für neu zu erschließende Wärmenetzgebiete
- Weiterentwicklung der Preisbildung in Bezug auf den anstehenden Ausbaubedarf im Fernwärmennetz



Übergreifend – Digitalisierung & Finanzierung

10. & 17.7.2025

- Ausgestaltung weiterer Kooperationsmodelle zur Finanzierung (z.B. AssetCo)
- Absicherung von Krediten & Stellung von Sicherheiten durch die öffentliche Hand
- Nutzung von Kommunalkrediten der Förderbanken
- Weitere Anreizung und Anerkennung Digitalisierungskosten (inkl. für Pilotprojekte)
- Weitere Standardisierung/Digitalisierung von Prozessen & Genehmigungsverfahren

dena-Studie greift die spartenspezifische Handlungsempfehlungen aus den aktuellen Diskussionen auf und bestärkt mit ihrem Transfer auf die Unternehmensperspektive den Handlungsbedarf

Strukturierung der Transformationsaufgabe im Green Paper der alten Regierung aus 2024



Ausgangslage und Zielsetzung:

- Ziel: Klimaneutralität bis 2045, Ausstieg aus fossilem Erdgas.
- Herausforderung: Umbau Infrastruktur bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.



Green Paper
Transformation Gas-/Wasserstoff-
Verteilernetze



I. Weiterbetrieb
mit synthetischem
(Bio-) Methan

II. Umstellung
auf den Transport und die
Verteilung von Wasserstoff

III. Stilllegung
bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)



Benannte Handlungsfelder

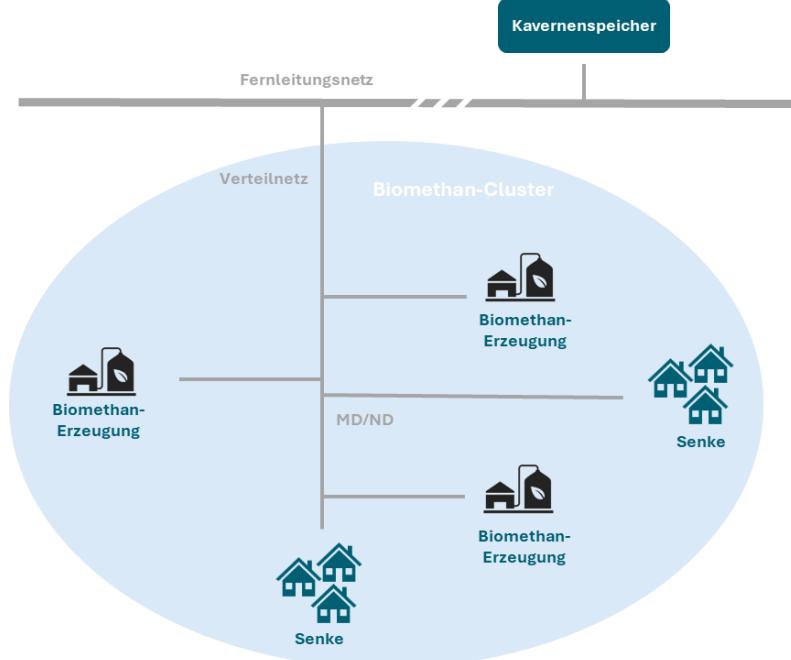
- Kostenstruktur: Kostenstruktur und Entgeltsystem müssen angepasst werden; Zuständigkeit BNetzA.
- Anschlussverpflichtung vs. -verweigerung: künftig Kündigung bei genehmigtem Stilllegungsplan.
- Rückbauverpflichtungen: Rückbau nur in wirtschaftlichen Ausnahmefällen sinnvoll.
- Weiterbetrieb bei fehlendem Konzessionsinteressenten: Inpflichtnahme des bisherigen Betreibers

Inhaltsverzeichnis	
1. Einführung	2
II. Anforderungen an neuen Ordnungsrahmen im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung	5
III. Identifikation anzupassender Themenfelder eines neuen rechtlichen Rahmens	8
1. Ausgangslage	9
2. Anschlussverpflichtung vs. Anschlussverweigerung/-kündigung	12
3. Umfang von Rückbauverpflichtungen	14
4. Investionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen	16
5. Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukoncession	17
6. „Kalkulatorik“: Kostenstruktur im Rahmen der Transformation	19
IV. Fazit	19
V. Fragen im Rahmen der öffentlichen Konsultation	20
Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilernetze im Zeitalter der Dekarbonisierung	20
Wärmeplanung, Gebäudeenergiegesetz und Umsetzung der EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpakets, Akteure und Verantwortlichkeiten, Zeitplan	21
Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne	21
Rückbauverpflichtungen	22
Investionsverpflichtungen	22
Konzessionsverträge	22
Sonstiges	23

Alte Regierung hatte bereits Green Paper zur anstehenden Umsetzung erarbeitet

Strukturierung in die drei Option als Basis für unternehmerisches Handeln nutzen

Biomethan als Option im Verteilnetz



Erläuterung Biomethan-Cluster-Konzept

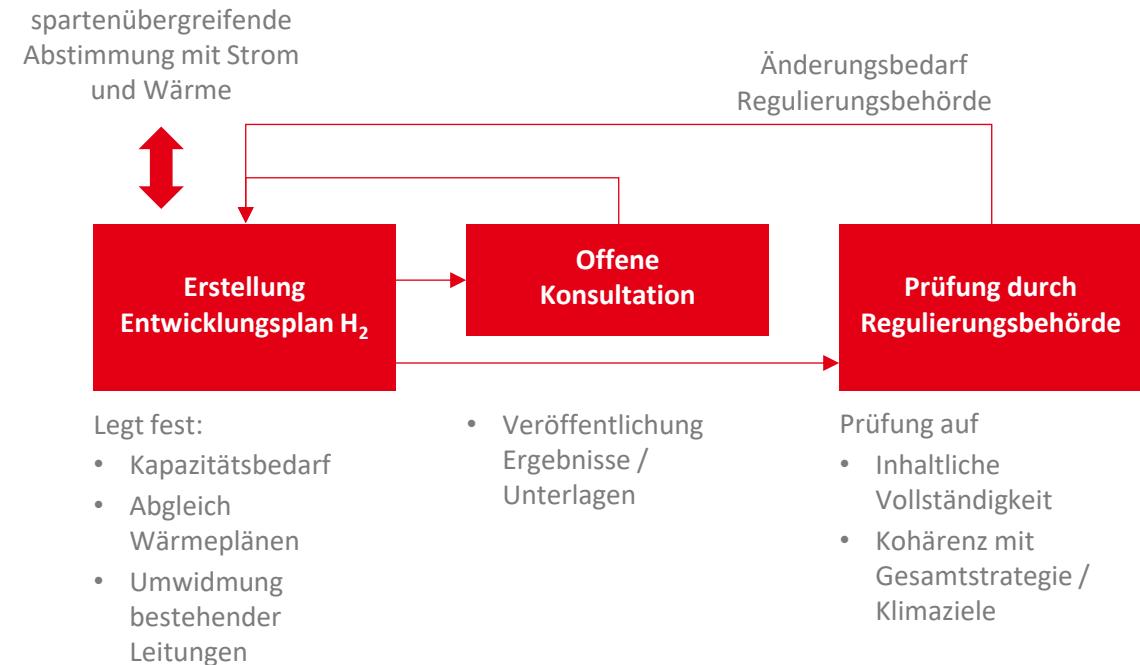
- Biomethan-Cluster bieten die Möglichkeit für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in Regionen mit hoher Biomethan-Erzeugung.
- Der Schwerpunkt liegt i.R. auf der Versorgung von Haushaltkunden mit Wärme, je nach Verfügbarkeit können aber auch industrielle Abnehmer, Heizkraftwerke versorgt werden
- Damit Biomethan-Cluster entstehen können, müssen drei grundlegende Voraussetzungen erfüllt sein:
 - Erstens ist eine ausreichende Biomethanerzeugung oder ein entsprechendes Potenzial in der Region erforderlich.
 - Zweitens spielt der Wärmebedarf und die regionale Struktur eine Rolle, ob Biomethan auch lokal wettbewerbsfähig ist.
 - Drittens ist ein existierendes Gasverteilnetz notwendig, um die Verteilung des Biomethans zu gewährleisten.
- Ein zentraler Baustein ist die saisonale Speicherung von Biomethan in geeigneten Gasspeichern, sofern die nicht für den Transport von Wasserstoff benötigt werden.

**Biomethan-Cluster können in Teilregionen lokal in der Wärmebereitstellung konkurrenzfähig sein.
Details zur Umsetzung von Biomethan-Cluster sind zu prüfen und ggf. auszugestalten.**

Nutzungsoption von Wasserstoff im Verteilnetz

Artikel 56 - Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze

- Grundlagen für eine Umwidmung ist in der EU-Gasrichtlinie definiert.
- Basis für Umwidmung bildet ein Fahrplan, den VNB mit einer Prognose auf 10 Jahre alle Jahre 4 aktualisieren und vorlegen müssen, inkl.:
 - Kapazitätsbedarf, abgestimmt mit Endnutzern (Abs. 2a).
 - Umstellungsplanung bis 2045 auf eine vollständige Versorgung mit H₂, inkl. Detaillierte Darstellung technische & wirtschaftliche Aspekte
 - Wirtschaftlichkeit – u.a. Businessplan, Beschaffungsstrategie für H₂, sowie ein Investitions- und ein Finanzierungsplan.
 - Abgleich mit Wärme-/Kälteplänen und effizienteren Alternativen (Abs. 2b).
- Erstellung erfolgt in Abstimmung mit Netzbetreibern aller Sparten
- Plan muss auf offen konsolidiert werden und einsehbar sein (Abs. 2d–e).
- BNetzA prüft Einzelfall und kann Änderungen verlangen (Abs. 4).



EU-Gasrichtlinie 2024/1788 setzt Rahmen für eine mögliche Nutzung von Wasserstoff im Verteilnetz.

Details sind im jedoch noch im Rahmen der Umsetzung in nationales Recht auszugestalten.

III. Stilllegung
bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)

Stilllegung als Option

Wesentliche Handlungsfelder sind:



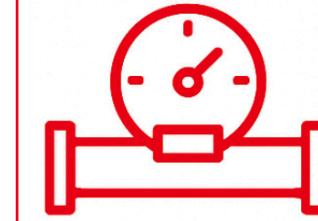
Refinanzierung



Anschlussverpflichtung



Rückbauverpflichtung



Pflicht zum Weiterbetrieb

Offene Fragen und Handlungsfelder wurden tw. bereits benannt und sind im Zuge der Umsetzung auszustalten.

Offene Punkte für die Option Stilllegung



Refinanzierung & NNE -Anstieg

- Auch in Stilllegungsgebieten bleiben Ersatzinvestitionen erforderlich
- Gelöst, durch KANU 2.0 mit kürzere Abschreibungsdauern bis 2045

Herausforderungen in der Umsetzung von KANU 2.0

- Heute häufig unbekannt, welches Teilnetz stillgelegt wird
- Bei Weiterbetrieb / Umnutzung ist Abschreibung bis 2045 nachteilig
- Daher Unsicherheit auf welche Betriebsmittel KANU 2.0 anwenden
- Erforderliche Ersatzinvestitionen in das Methannetz werden auf immer kürzere Zeiträume abgeschrieben (Anstieg der EOG und Netzentgelte)



Anschlussverpflichtung

GasRL sieht diese Kündigungsmöglichkeit in Artikel 13 und 38 vor:

- Teilnetze mit sehr wenigen Kunden wirtschaftlich nicht betreibbar.
- Klimzielbezug: nur zulässig, wenn sie Klimaneutralitätszielen dient.
- Verhältnismäßigkeit : muss objektiv und diskriminierungsfrei erfolgen
- Information: Pflicht zur frühzeitigen Information an Endkunden
- Unterstützungsangebote: Betroffenen ist Zugang zu Beratung, nachhaltigen Heizalternativen und finanziellen Hilfen zu gewähren.
- Besonderer Schutz: Schutzbedürftige und einkommensschwache Haushalte sind besonders zu berücksichtigen

Lösungsansätze zur Abmilderung des Netzentgelte-Anstiegs kurz vor der Stilllegung sowie zur Veränderung der Anschlussverpflichtung im Zuge einer geplanten Stilllegung sind zu definieren.

Offene Punkte für die Option Stilllegung



Rückbauverpflichtung

- Eine bundesweite Pflicht zum Rückbau existiert nicht – einige Konzessionsverträge enthalten jedoch entsprechende Klauseln.
- Betroffene Netzbetreiber müssten Rückstellungen bilden, auch wenn ein Rückbau nicht sicher gefordert wird oder sinnvoll ist.
- Umlagefähige Rückbaukosten führen zu steigenden Netzentgelten für Verbraucher.
- Rückbauprojekte binden Tiefbaukapazitäten, die für die Energiewende dringend anderweitig benötigt werden.



Pflicht zum Weiterbetrieb

- In Stilllegungsgebieten kann die Situation eintreten, dass es bei einer Neuvergabe einer Konzession, wegen absehbarer, kurzer Betriebs-dauer keine Interessenten gibt
- Wenn gar keine Bewerbungen in einer Konzessionsausschreibung kommt, bestehen teilweise noch Unsicherheiten zu Verantwortlichkeiten und Details der Fortführung durch den bisherigen VNB.

Rechtssicherheit für Stilllegungen anstelle von Rückbau ist, unabhängig von Konzessionsverträgen, zu sichern.

Klarheit für den Weiterbetrieb bis zu einer Stilllegung ist herzustellen.

Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Gasnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Gasverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Q & A



Bei Fragen zum Gutachten stehen
wir Ihnen gerne zur Verfügung

Heinz-Werner Hölscher

Associated Partner

+49 30 2418991-83

heinz-werner.hoelscher@bet-consulting.de**Oliver Koch**

Gruppenleiter Intelligente Stromnetze

+49 202 439 1906

okoch@uni-wuppertal.de**Stefan Mischinger**

Senior Manager

+49 30 2418991-83

stefan.mischinger@bet-consulting.de**Dr. Björn Uhlemeyer**

Geschäftsführer BMU Energy Consulting

+49 1515 5514929

uhlemeyer@bmu-energy-consulting.de

Anschrift & Kontaktdaten

B E T Consulting GmbH

info@bet-consulting.de | www.bet-consulting.de

Standort Aachen

Alfonsstraße 44
D-52070 Aachen
Telefon +49 241 47062-0

Standort Berlin

Krausenstraße 8
D-10117 Berlin
Telefon +49 30 2418991-80

Standort Leipzig

Floßplatz 31
D-04107 Leipzig
Telefon +49 341 30501-0

Geschäftsführer:

Dr. Alexander Kox | Dr. Olaf Unruh

Generalbevollmächtigte:

Dr. Michael Ritzau | Dr. Wolfgang Zander

Sitz der Gesellschaft: Aachen

Registergericht: Aachen

Handelsregister: HRB 5731

