




dena- Verteilnetzstudie II

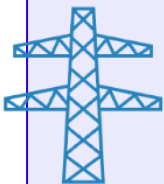
Energiewende im Verteilnetz
Webinar-Serie 04.07.2025 – 17.07.2025

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 anpassen.
- Bitte keine Fragen doppelt stellen: Voten sie die bestehenden Fragen gerne mit  hoch!

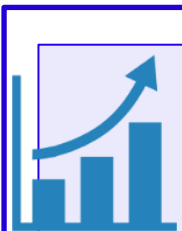
Die Verteilnetze kommen zunehmend an Grenzen



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?

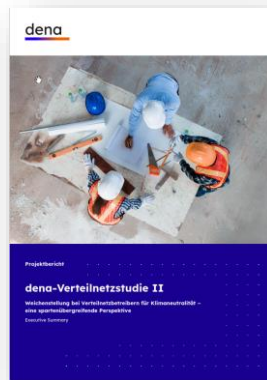
26 Praxispartner und drei Gutachter

- 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



Vier Hebel für klimaneutrale Verteilnetze



dena-Verteilnetzstudie II

B E T

 **BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL**

 **BMU**
Energy Consulting

CASHFLOW STATEMENT

OPERATIONS	6,554,224.00
NOT SALES	3,420,563.00
Investment	6,764,984.00
EXPENSES	9,550,452.00
Development	8,337,834.00
Operating expenses	2,881,000.00
Marketing	
NET INCOME	

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



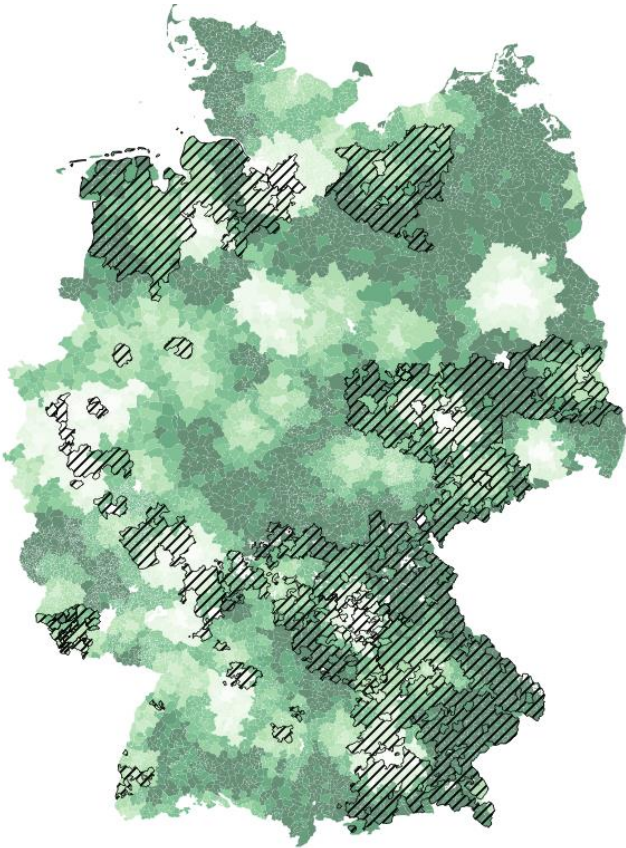
Agenda

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



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

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

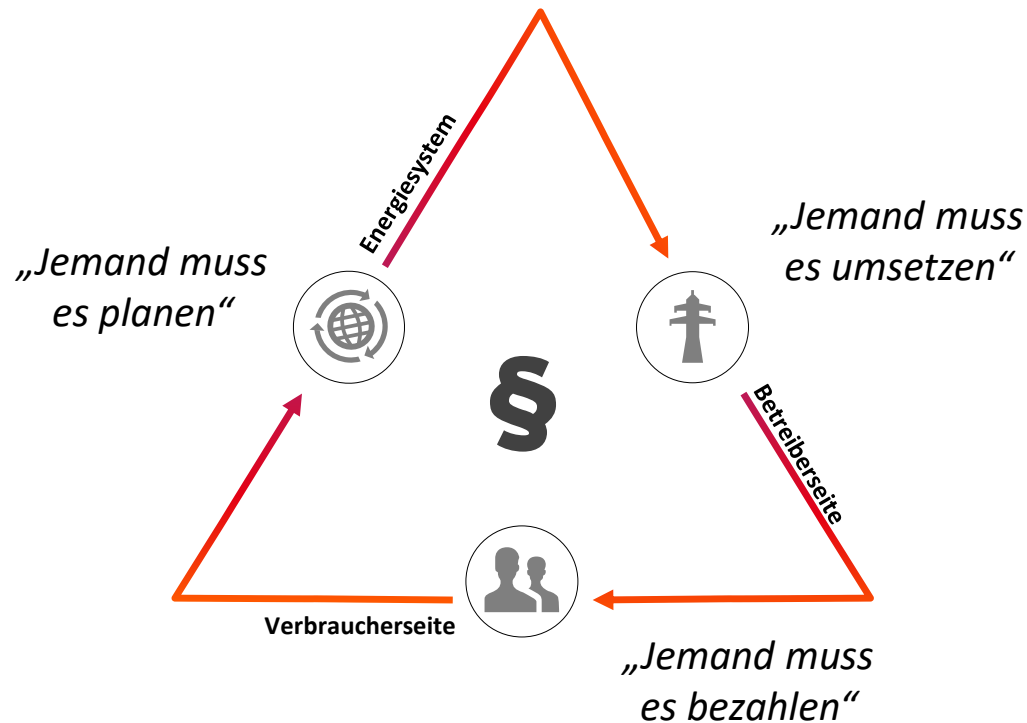
II
Weiterentwicklung
einer **koordinierten**
Planung

III
Umsetzen der
Digitalisierung
zur Hebung
netzdienlicher Effekte

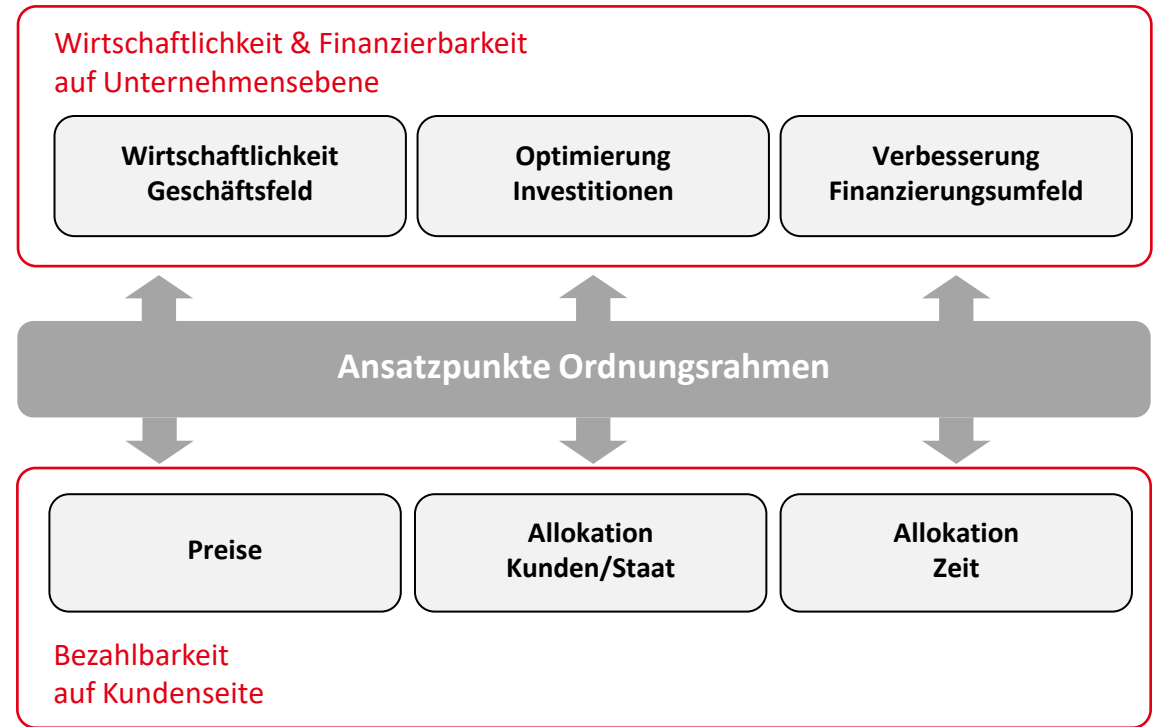
IV
Umgang mit
steigenden
Ressourcen-bedarfen

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.

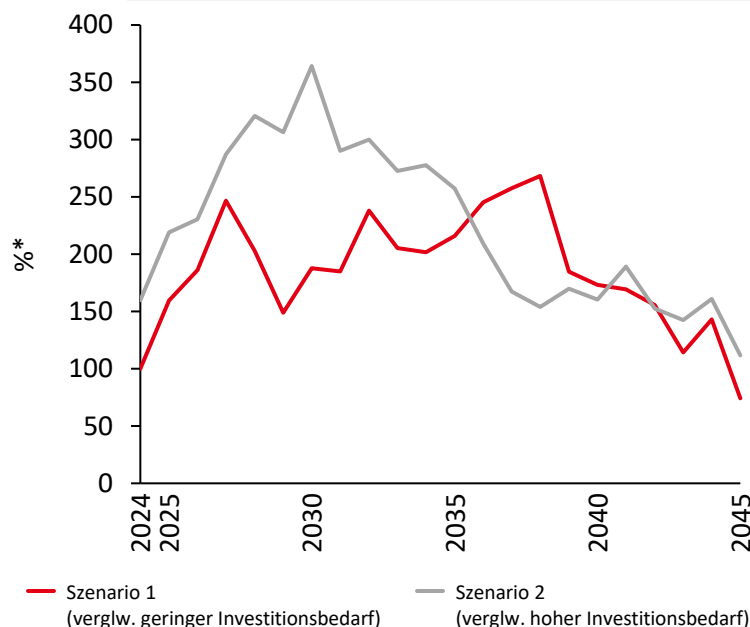
Je nach Sparte sind unterschiedliche Ansatzpunkte für Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens erforderlich.

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



Energiesystem

rel. Entwicklung Investitionen

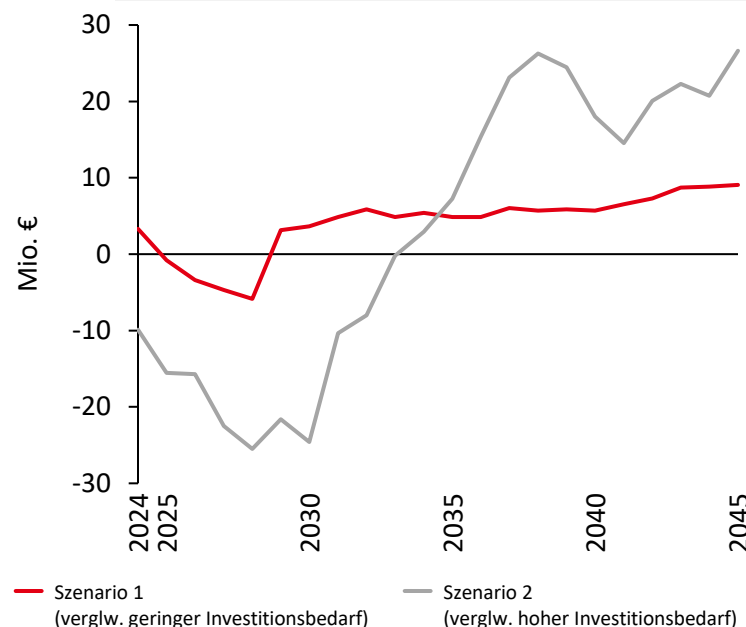


Transformation erfordert Investitionen, die die Investitionen im Ausgangsjahr durchschnittlich um 85% - 125% übersteigen



Betreiberseite

Entwicklung Free Cash Flow (Cash Flow vor Zins und Tilgung)

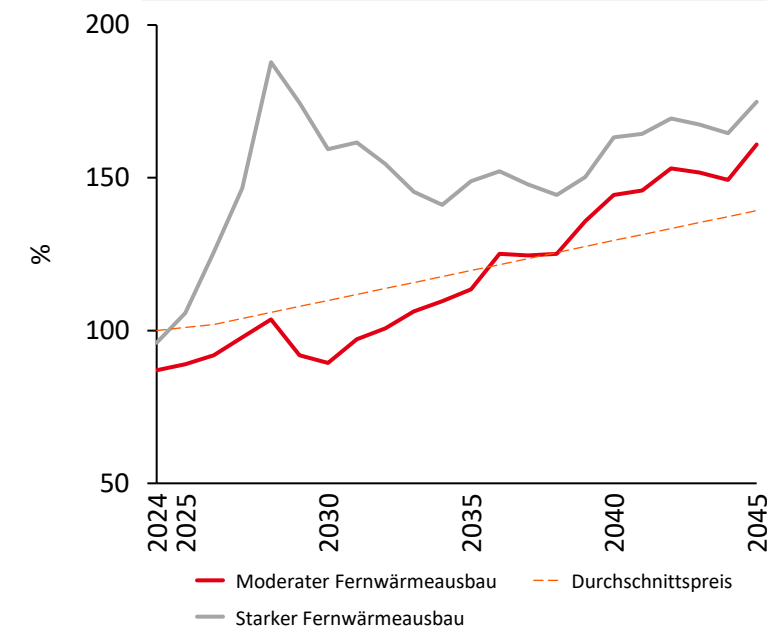


Angespannte finanzielle Situation, da hohe Anfangsinvestitionen nicht durch laufende Einnahmen gedeckt sind



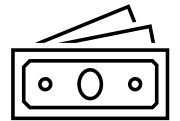
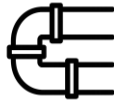
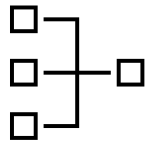
Verbraucherseite

Beispiel: Entwicklung Wärmevervollkosten



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**

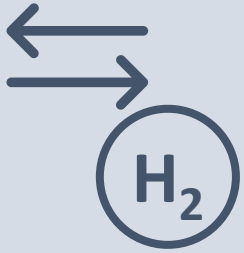
Agenda

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

Grundsätzliche Treiber



Umwidmung zu H₂ zur
Deckung insb.
industrieller Bedarfe



Vorgaben aus
Wärmeplanungsgesetz:
Durchführung der
Wärmeplanung



Erhalt von Teilnetzen zum
Einsammeln und
Verteilen von Biomethan
/ grünem CH₄



Umsetzung/
Weiterentwicklung
Ordnungsrahmen u.a. EU-
Gasbinnenmarktpaket

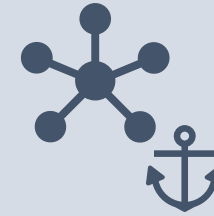


Stilllegung von nicht
mehr benötigten
Netzteilen



Ungesteuerter Zuwachs
von Wärmepumpen

Weitere Treiber



Erschließung Ankerkunde
(H₂) ist oft
Gelingbedingung aber
Risiko bei Wegfall der
Abnahme



Technische und
wirtschaftliche
Herausforderungen beim
Betrieb von Biomethan-
Teilnetzen



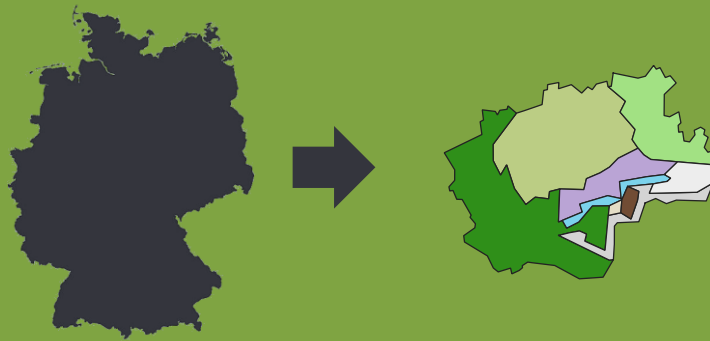
Unsicherheit der
Preisentwicklung und
Verfügbarkeit von Erdgas
und Wasserstoff

Ableitung des Mengengerüsts Gas

Technische Modellierung

Top-Down

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



Ableitung von
technischen
Mengengerüsten



Diskussion von
Herausforderungen
und Lösungen

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



Bottom-Up

Gasnetzlänge in Musterhausen

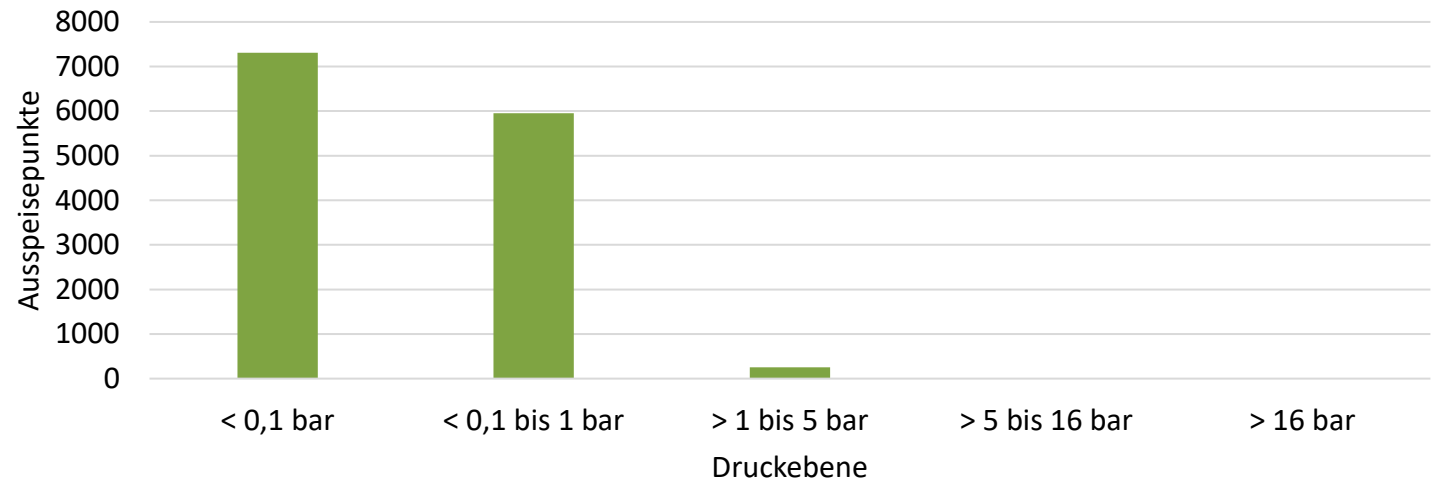
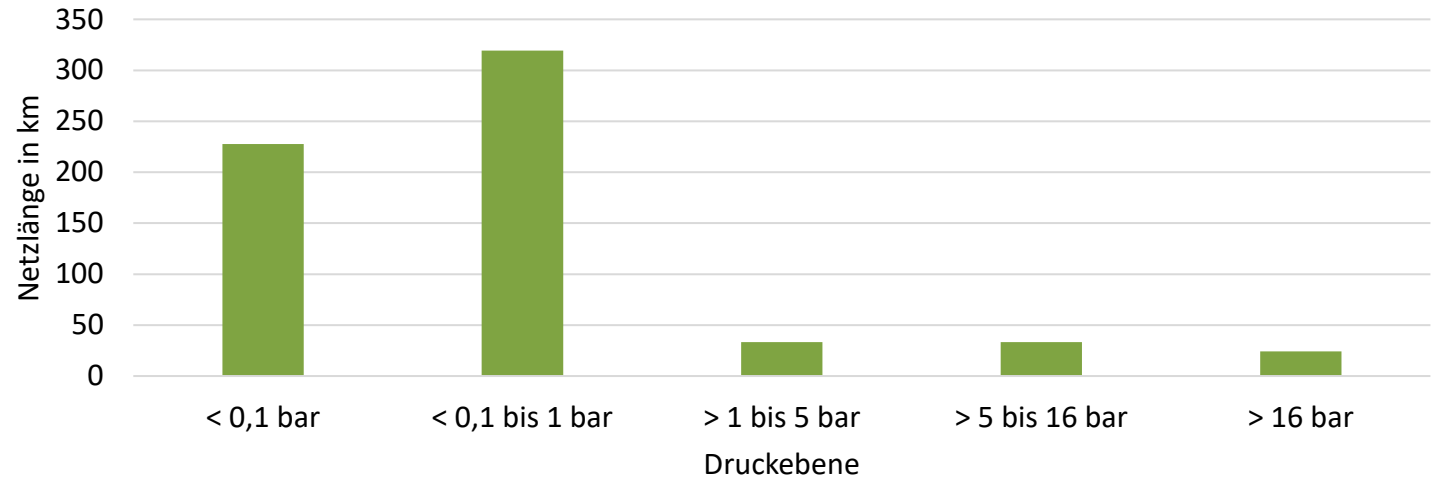
Technische Modellierung

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:

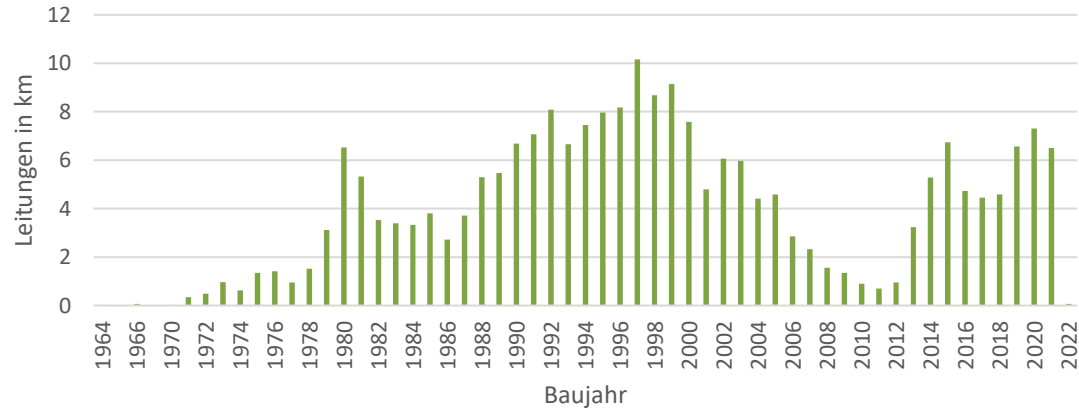
- < 0,1 bar: 7.311
- 0,1 bis 1 bar: 5.954
- > 1 bis 5 bar: 253
- > 5 bis 16 bar: 11
- > 16 bar: 3



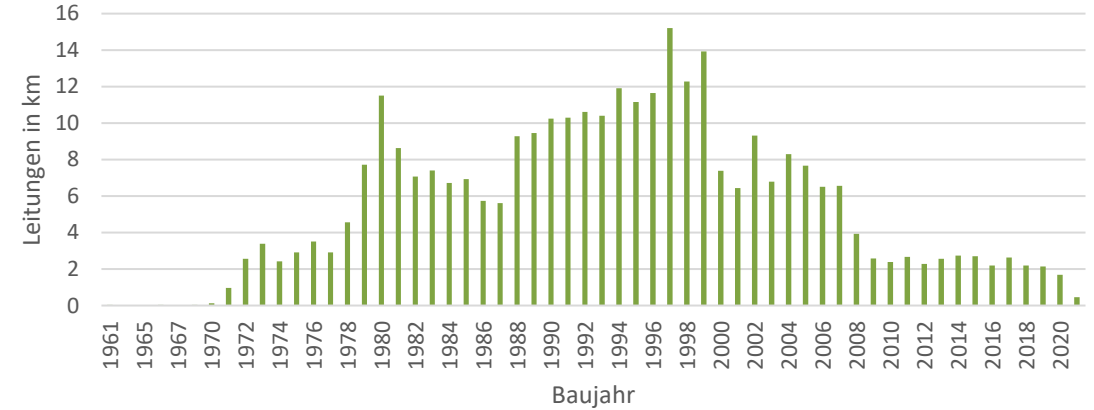
Assetalter Gasnetze

Technische Modellierung

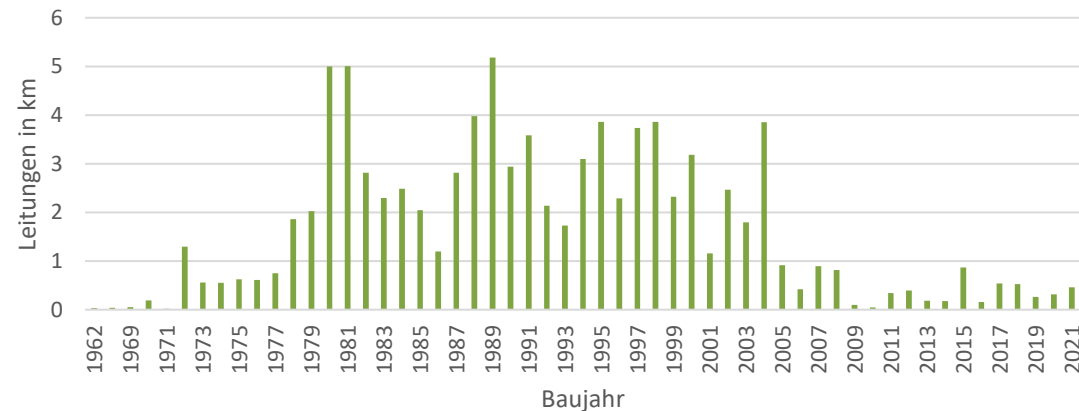
Niederdruck



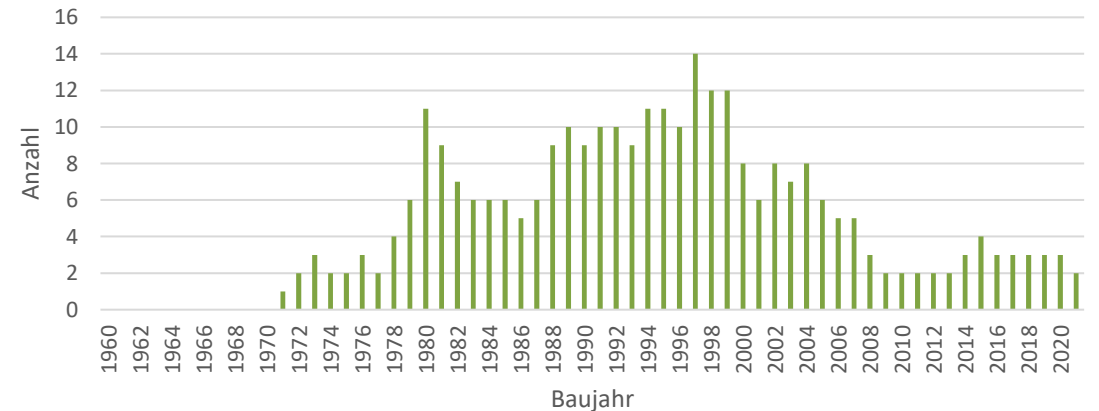
Mitteldruck



Hochdruck









Stationen



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 Bedarfen/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

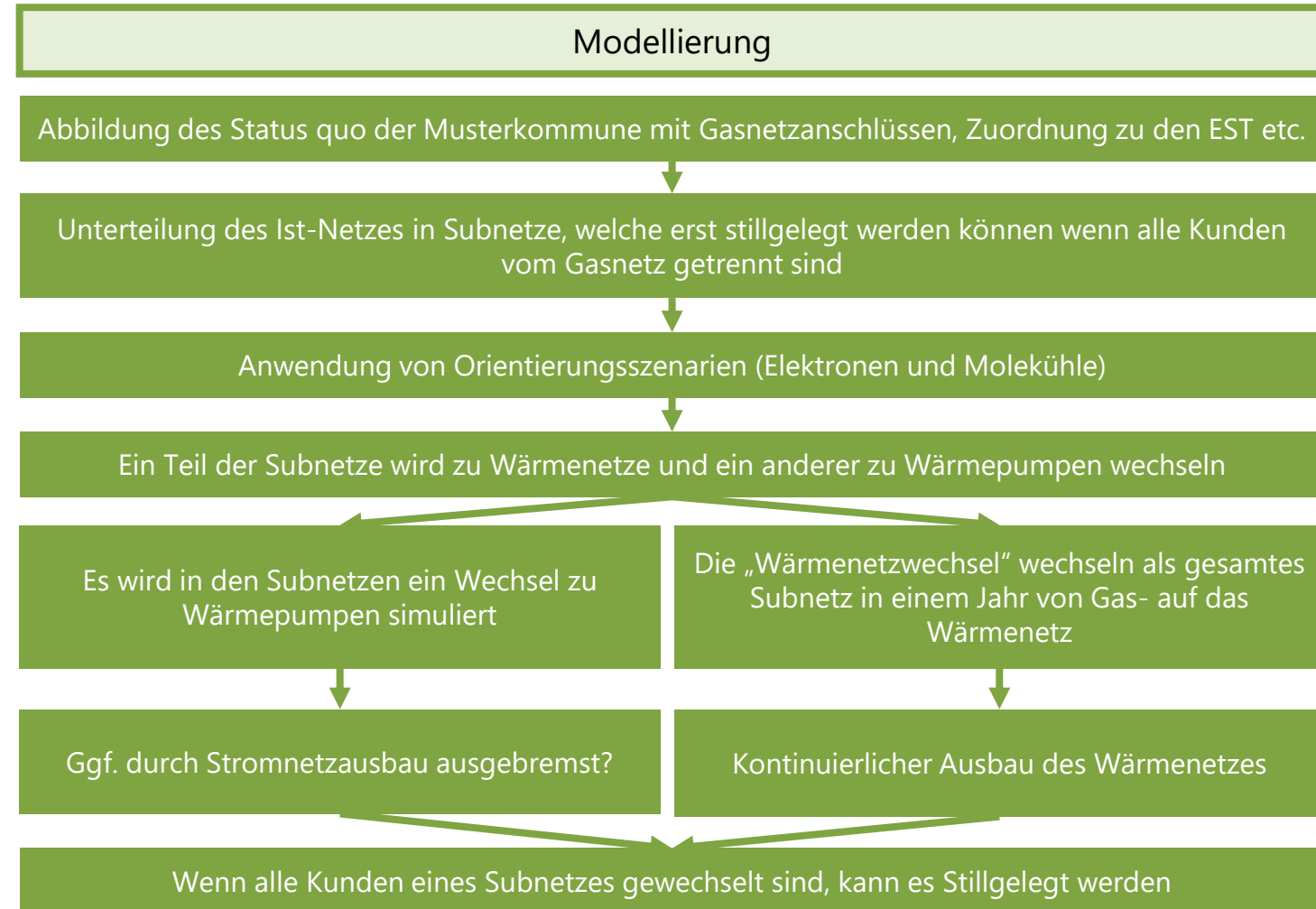
Technische Modellierung

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

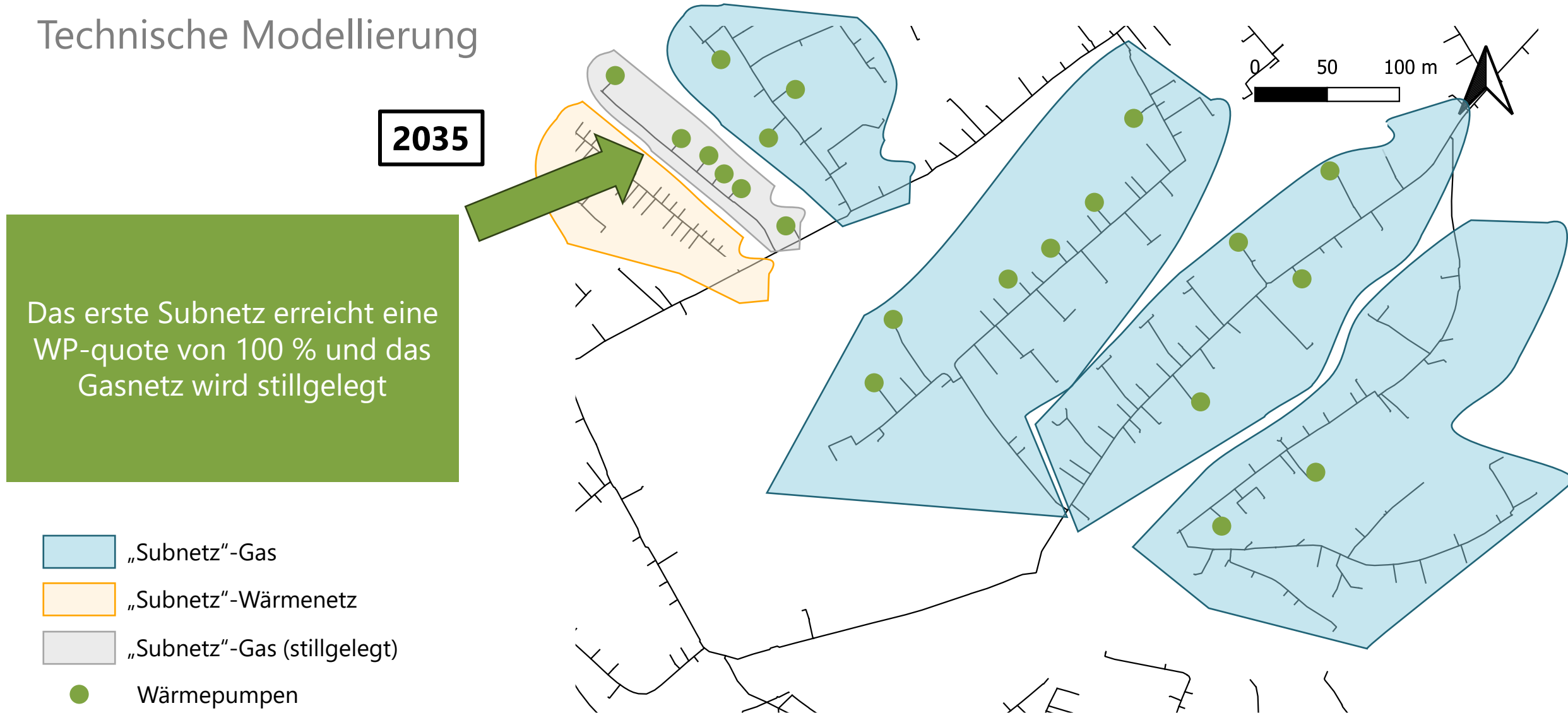
Zudem wurden weitere WP installiert

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



Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Technische Modellierung

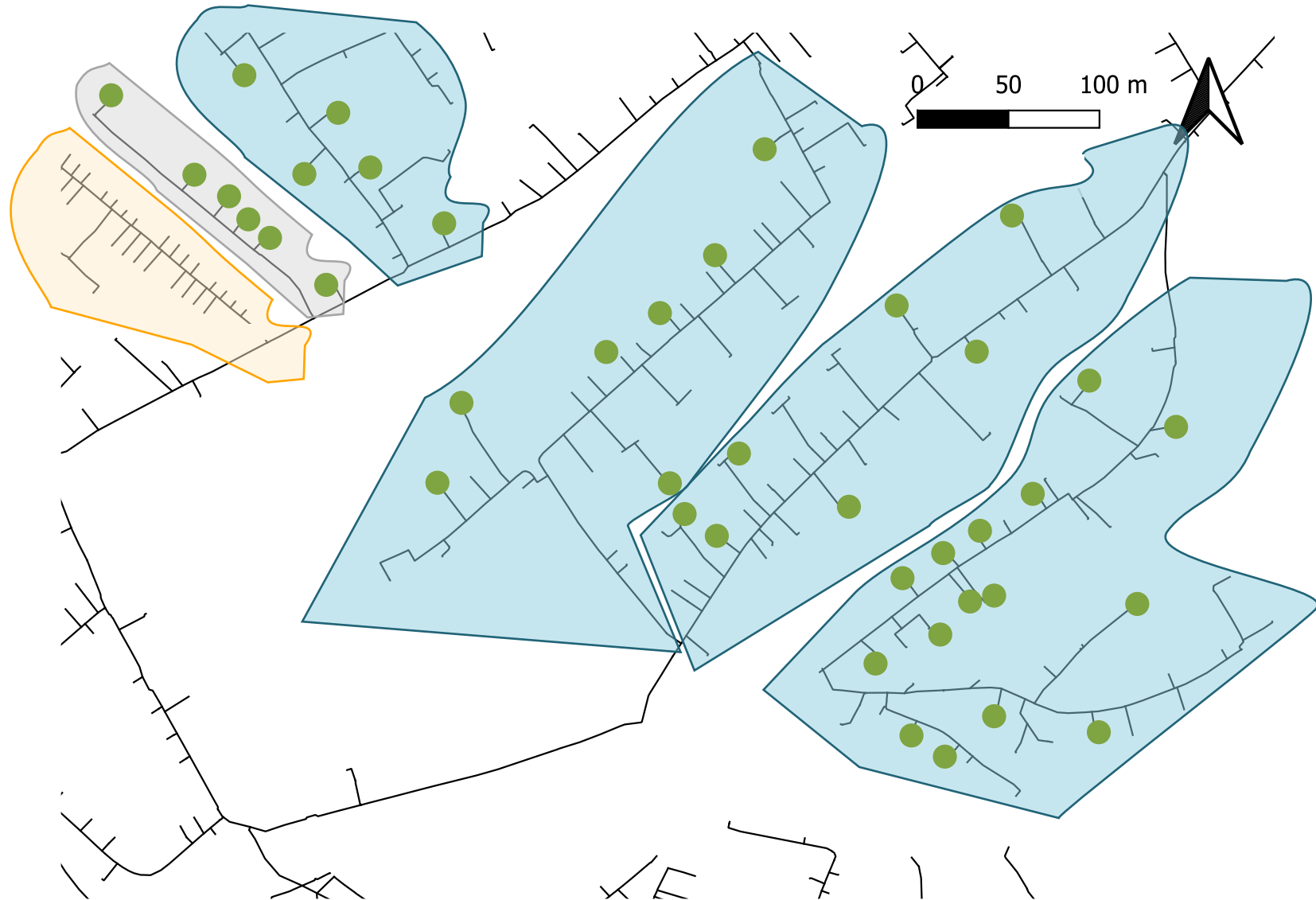


Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

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

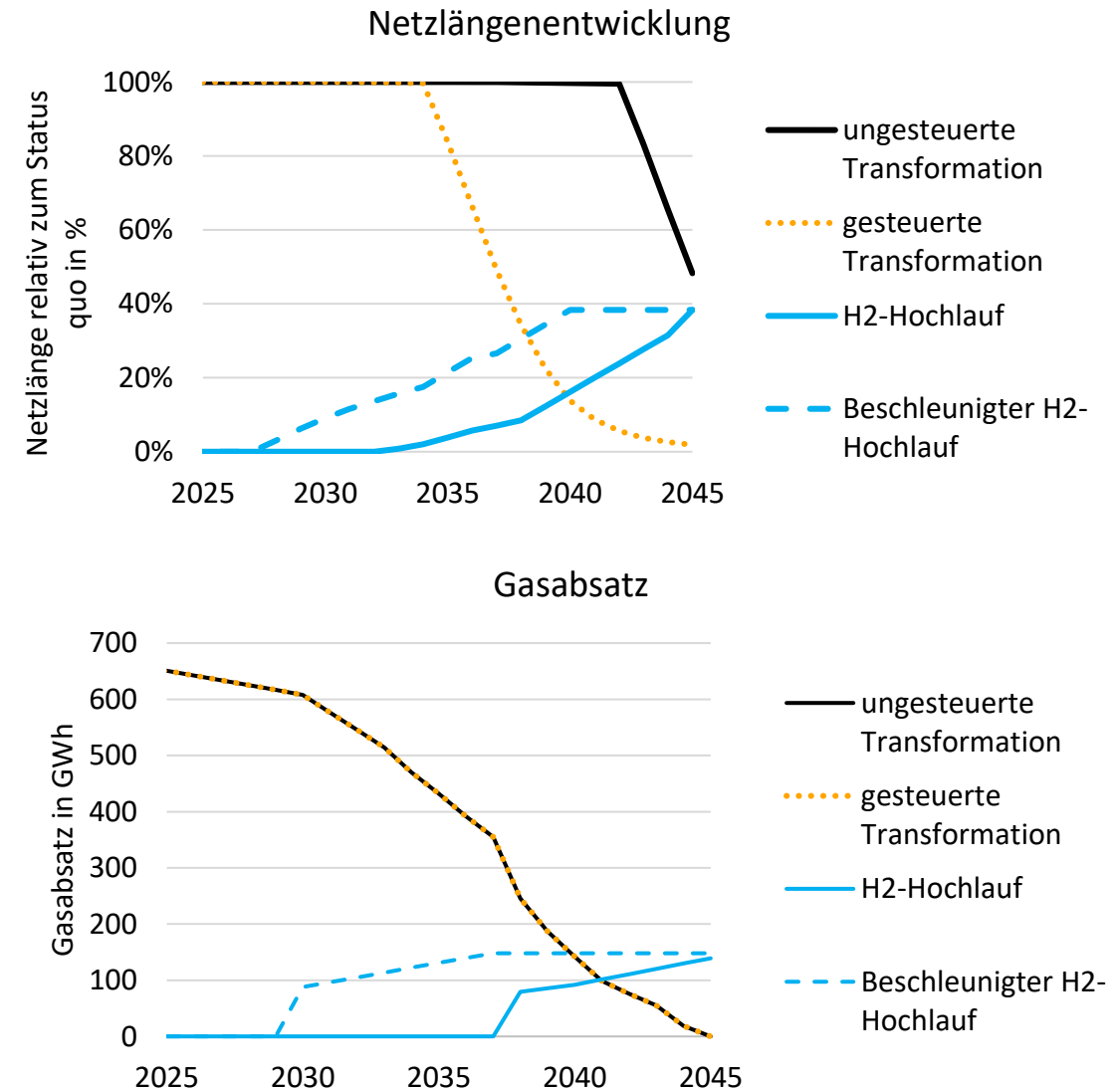


- „Subnetz“-Gas
- „Subnetz“-Wärmenetz
- „Subnetz“-Gas (stillgelegt)
- Wärmepumpen

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.

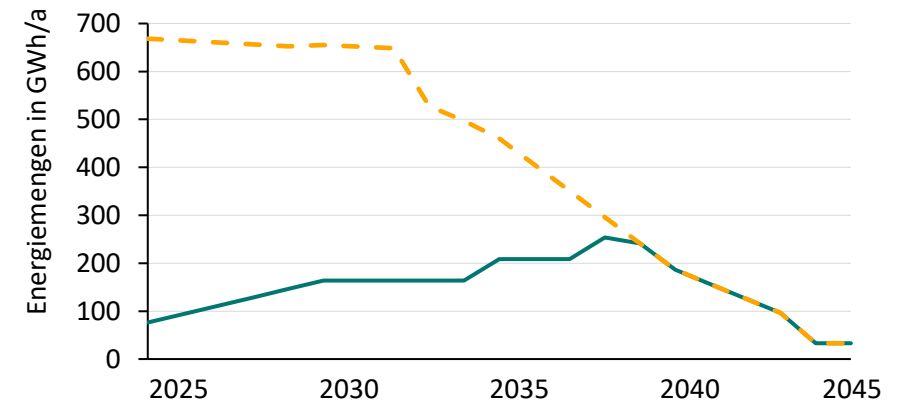


Annahmen Modellierung der Biomethan-Sensitivitäten

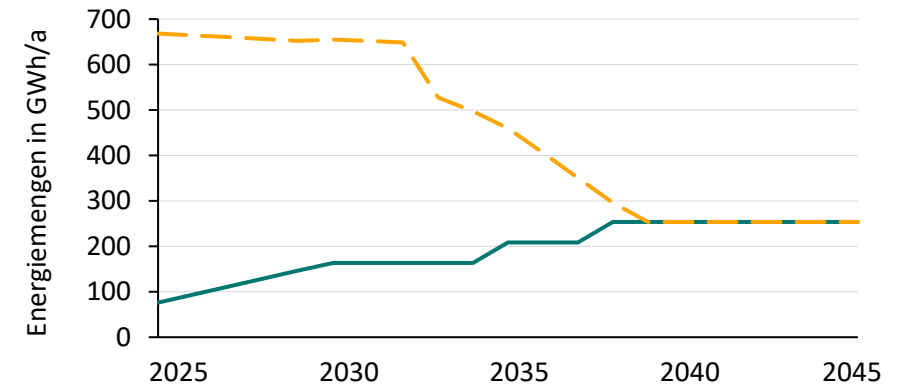
Varianten und Mengenentwicklungen

- 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.

Fall 1: kein Weiternutzungskonzept



Fall 2: Weiterbetrieb von Teilnetzen



— Biomethan — Gesamtmenge Methan (inkl. Biomethan)

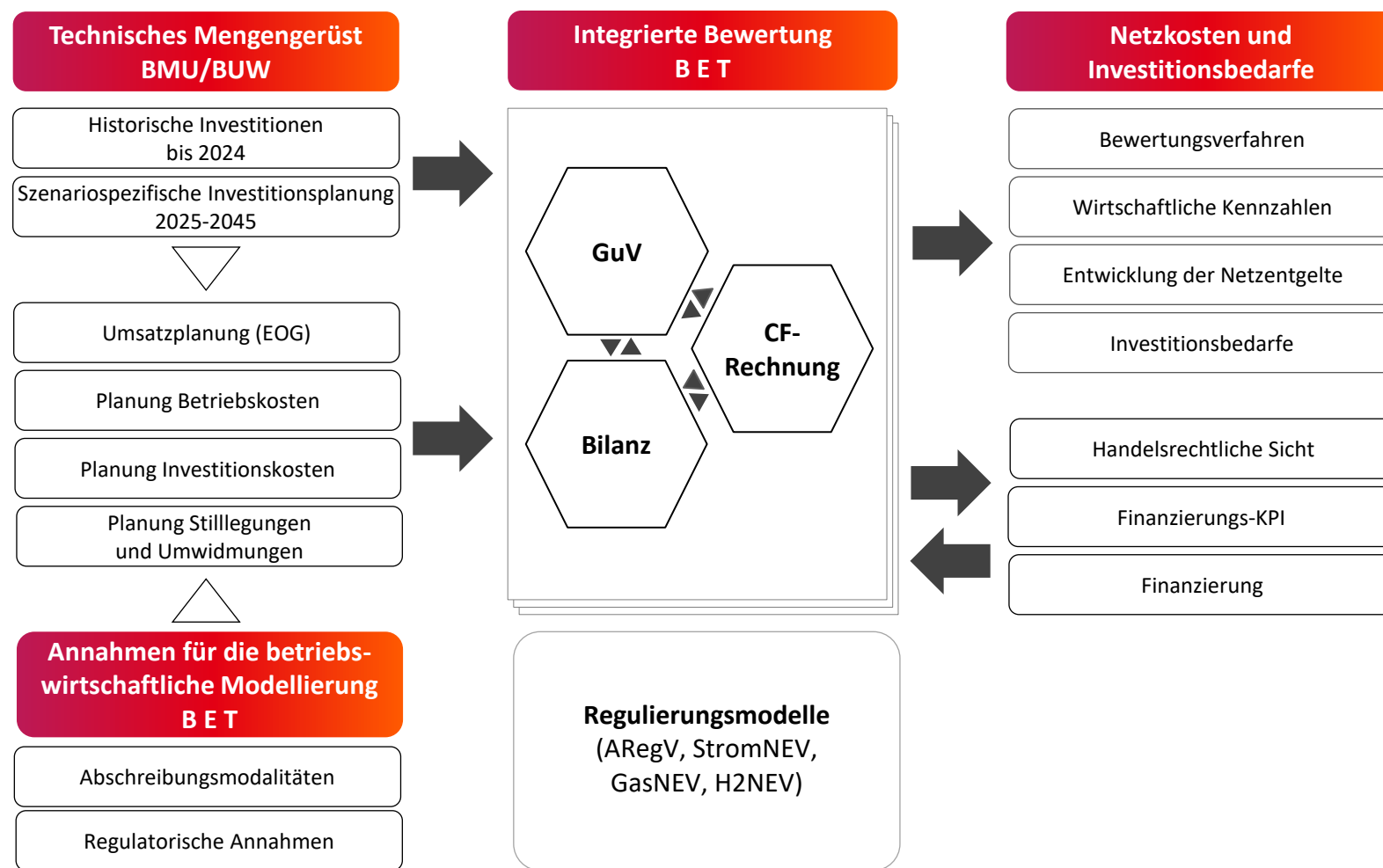
Agenda

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 Netzentgelttools 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

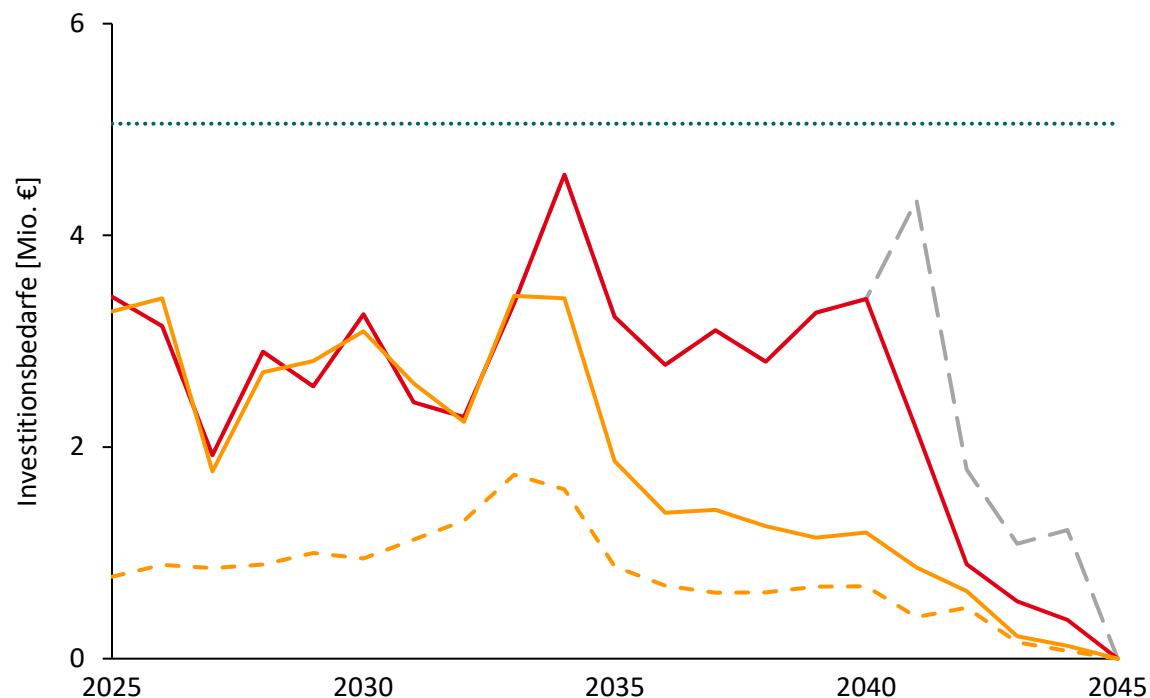
	
<h3>Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff- Verteilernetze</h3>	
<p>Inhaltsverzeichnis</p>	
I. Einführung	2
II. Anforderungen an neuen Ordnungsrahmen im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung	5
III. Identifikation anpassender Themenfelder eines neuen rechtlichen Rahmens	8
1. Ausgangslage	9
2. Anschlussverpflichtung vs. Anschlussverweigerung/-kündigung	12
3. Umfang von Rückbauverpflichtungen	14
4. Investitionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen	16
5. Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukonzession	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/Stilllegungspäne	21
Rückbauverpflichtungen	22
Investitionsverpflichtungen	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

III. Stilllegung

bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)

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



- High CAPEX: ungesteuerte Transformation
- Referenz: Reduktion von Ersatzinvestitionen
- Low CAPEX: gesteuerte Transformation
- - Low CAPEX mit späterer Ersatzinvestition
- durchschnittliche inflationsbereinigte Investitionen Vorjahre

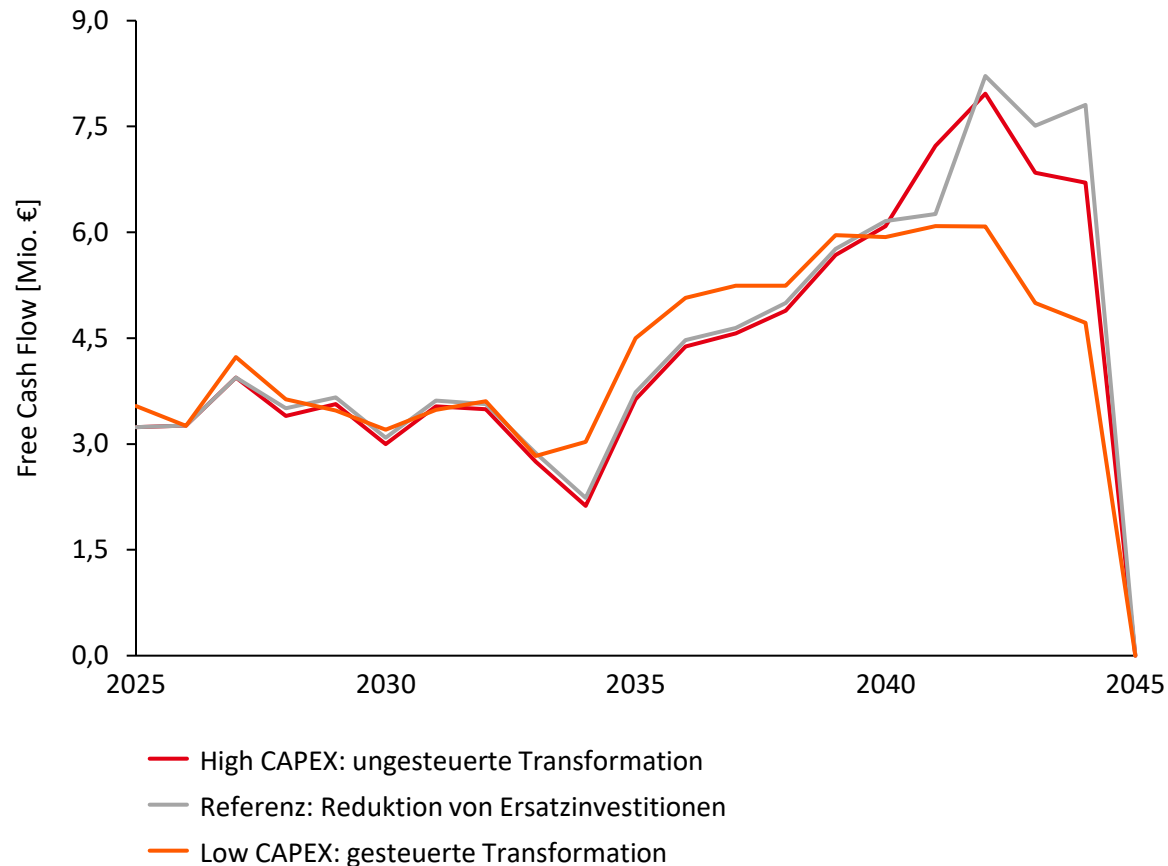
- Investitionen ins Gasnetz fallen weiterhin an, da diese auch bei Ausstieg aus fossiler Methan-Versorgung langfristig benötigt werden
- Investitionsbedarfe in Gasnetze liegen deutlich unterhalb historischer Werte, da nur noch in Erhalt und nicht mehr in Erweiterung investiert wird
- **Optimierung der 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

III. Stilllegung

bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)

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 rühren 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

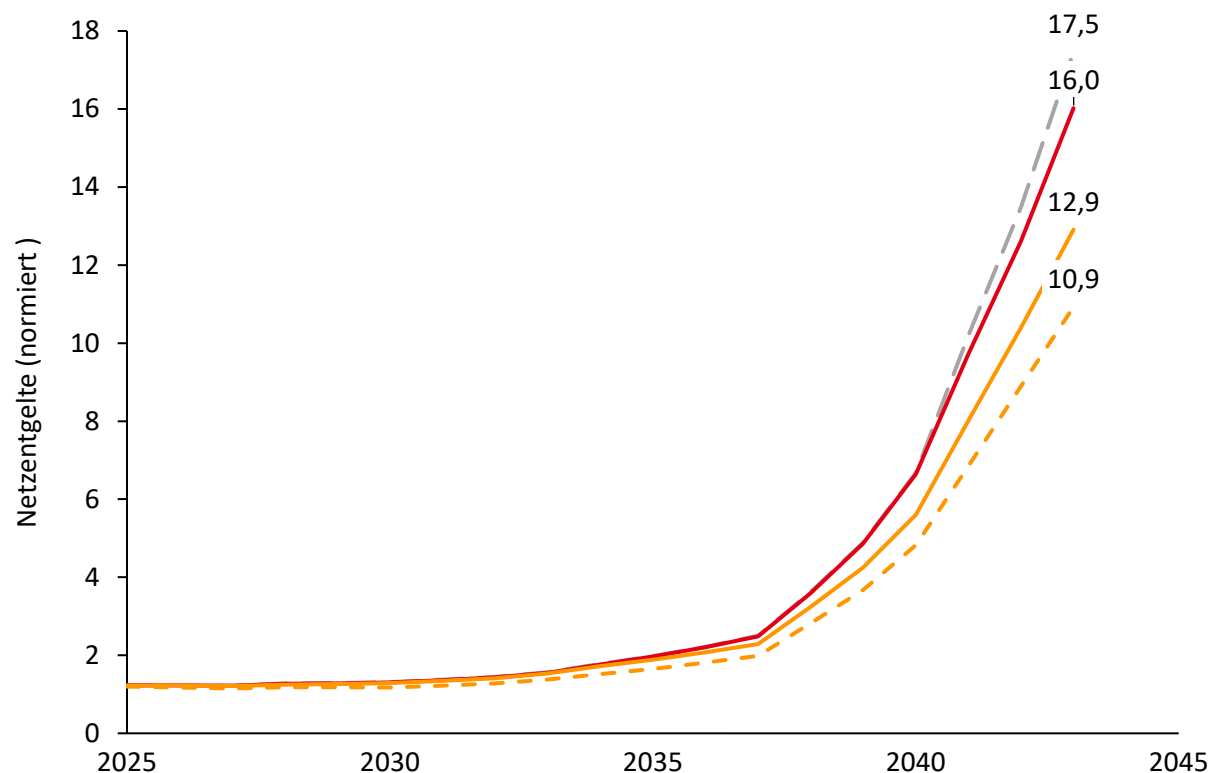
Im Gegensatz zu den anderen Sparten sind Erträge aus dem Methannetz möglich

Diese reichen jedoch nicht aus, um die Investitionsbedarfe in den anderen Sparten zu decken

III. Stilllegung

bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)

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



- High CAPEX: ungesteuerte Transformation
- Referenz: Reduktion von Ersatzinvestitionen
- Low CAPEX: gesteuerte Transformation
- Low CAPEX mit späterer Ersatzinvestition

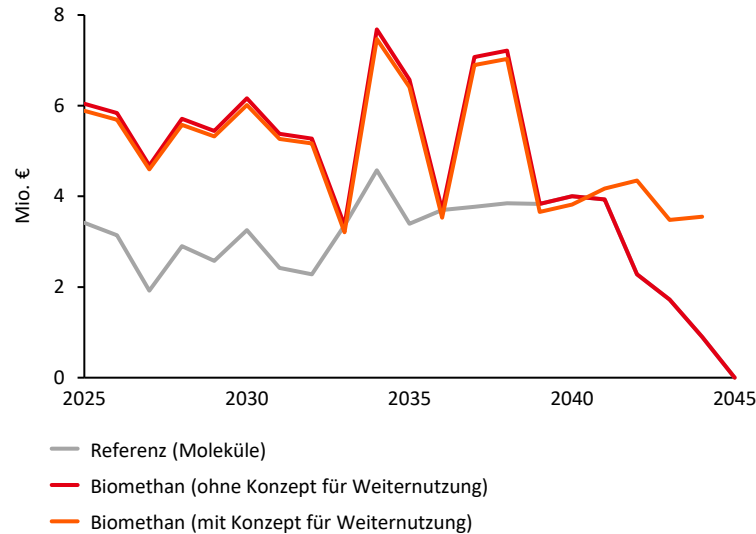
- In allen Varianten signifikanter Anstieg der Netzentgelte durch substanziellen Rückgang der Absatzmengen / Zahl der Netznutzer sowie ab Mitte der 2030er Jahre
- Optimierung der Investitionsbedarfe wird sich deutlich dämpfend auf die Netzkosten aus
 - In der Referenz-Variante betragen steigen die Netzkosten 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.

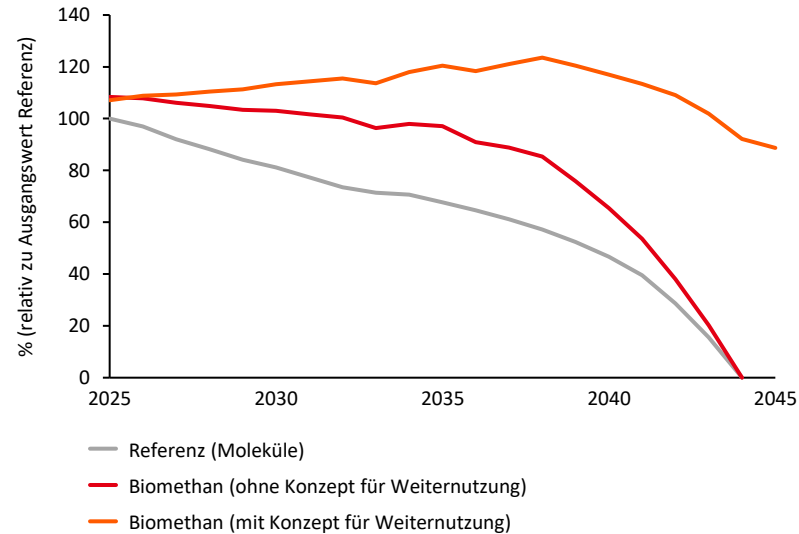
Bei Weiternutzung bestehender Infrastruktur für Biomethan sinken die Netzentgelte signifikant

Investitionen



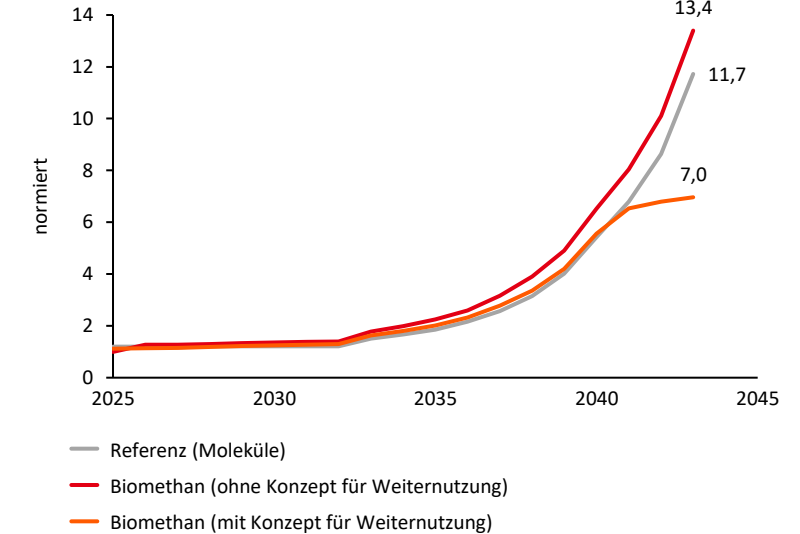
- Nur teilweise Abschreibung der Investitionen nach KANU 2.0
- Rund 50% des Netzes bleiben erhalten

Kalkulatorischer Restwert



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

Netzentgelte



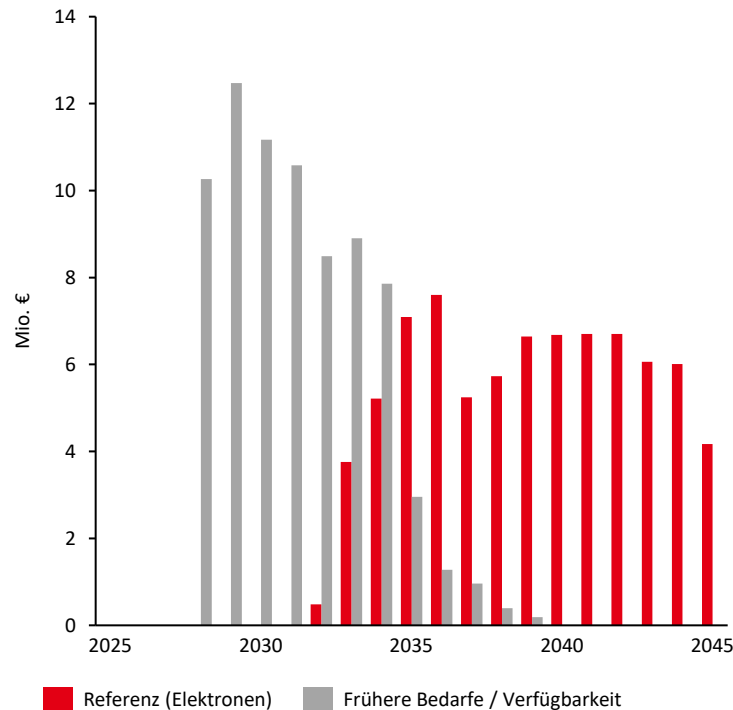
- Netzentgeltanstieg halbiert sich im Zielpunkt
- Die Belastung für Nutzer bleibt aber hoch

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.

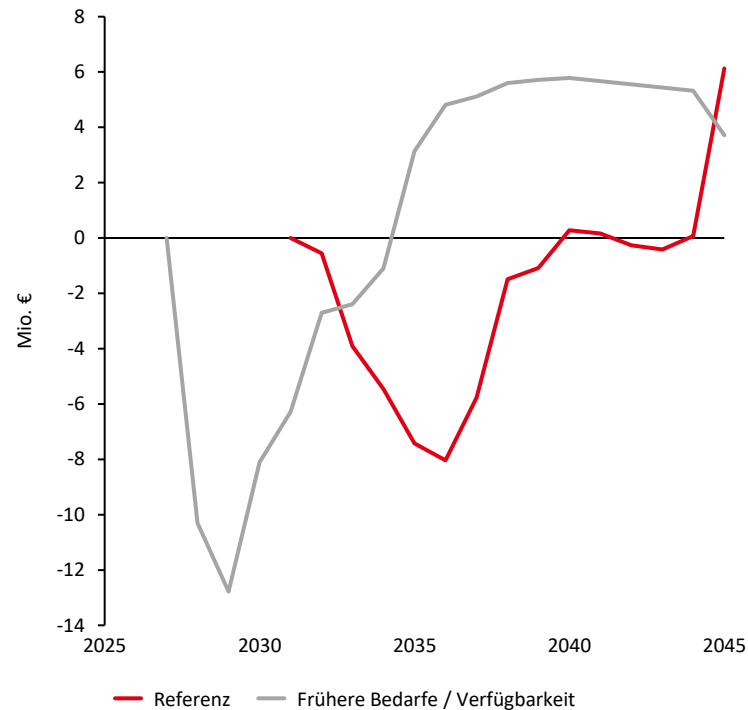
II. Umstellung
auf den Transport und die
Verteilung von Wasserstoff

Der Zeitpunkt der H2-Investitionen bestimmt maßgeblich die Liquiditätsentwicklung

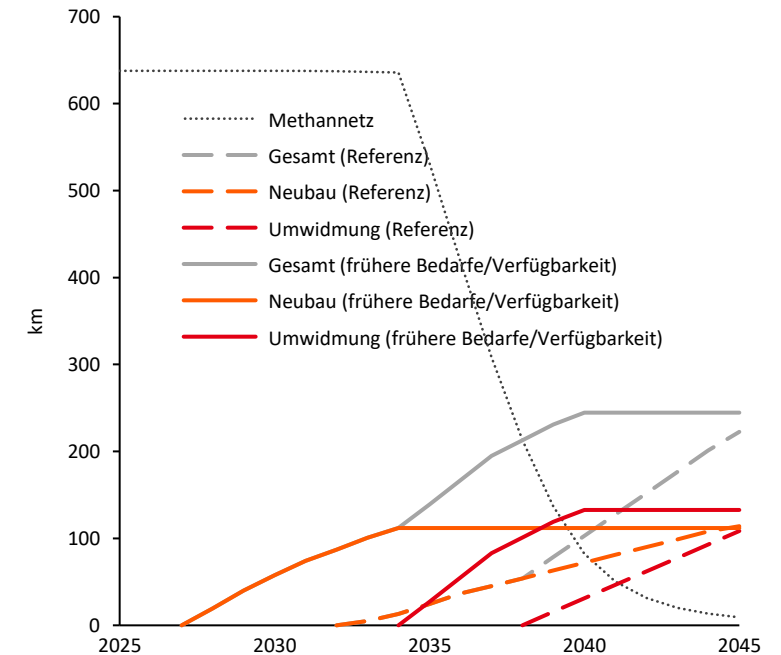
Investitionsbedarf



Free Cash-Flow



Entwicklung Netzkilometer

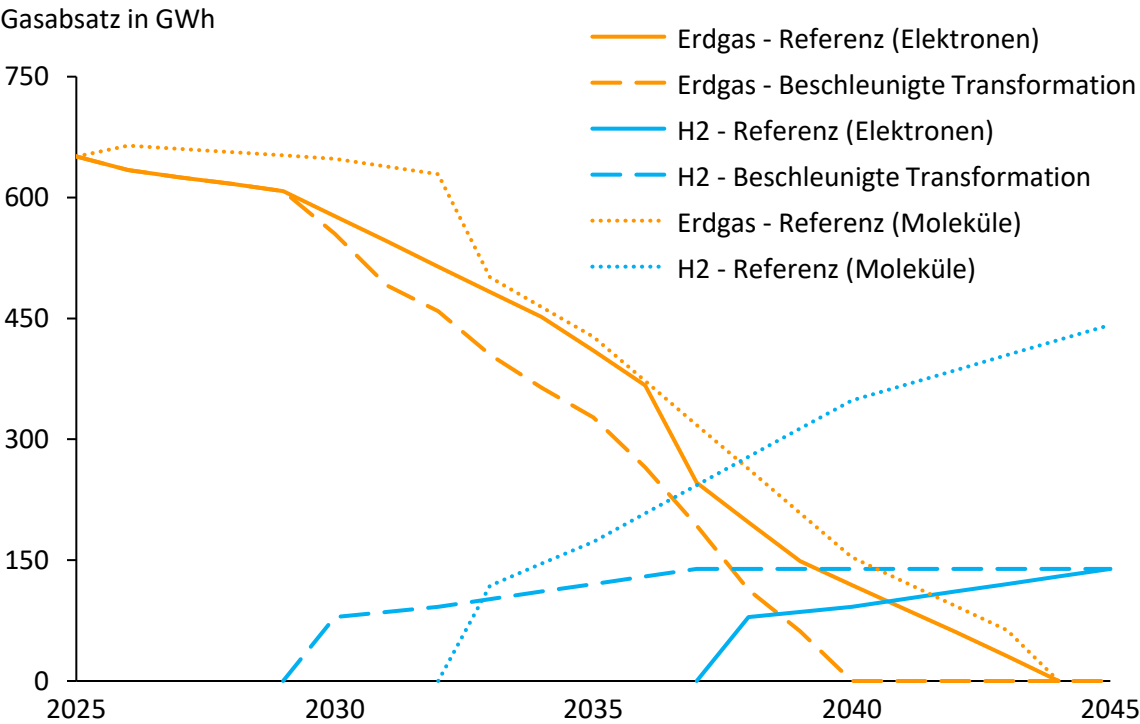


Bei frühzeitiger H₂-Verfügbarkeit ist Umwidmung meistens nur eingeschränkt möglich, weil das Gasnetz noch für Methan benötigt wird
Die Finanzierung wird dadurch noch herausfordernder, weil Kosten steigen und früher anfallen

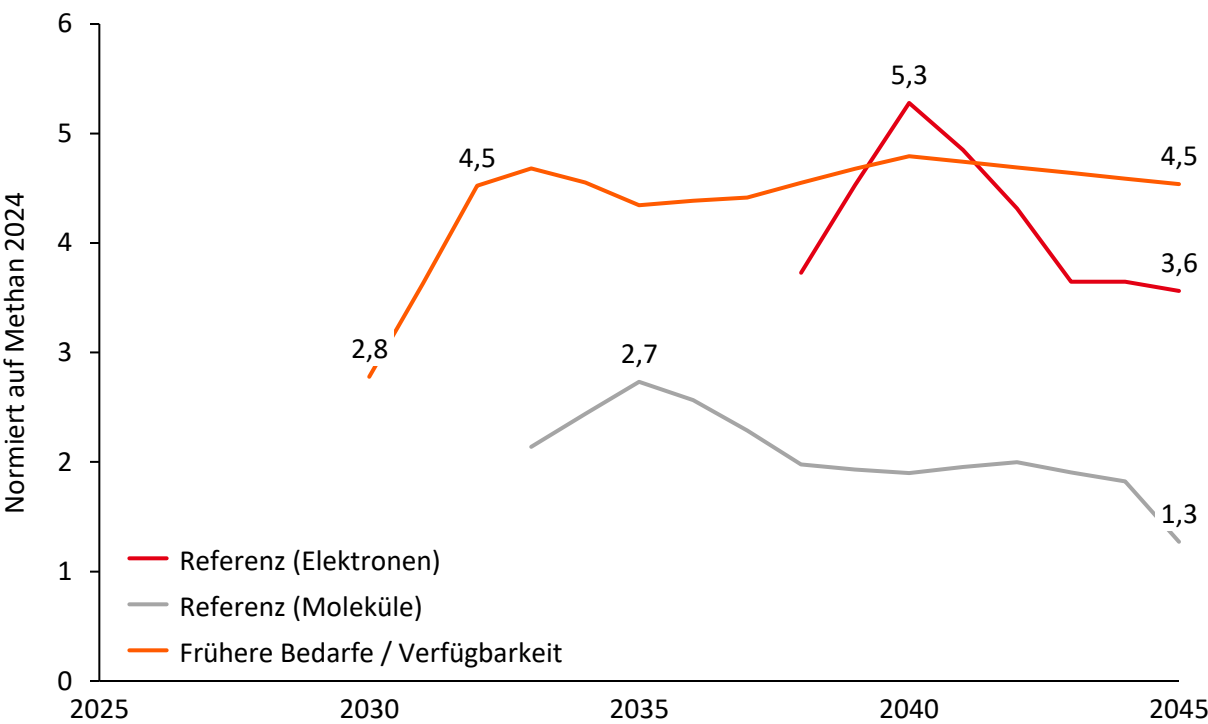
II. Umstellung
auf den Transport und die
Verteilung von Wasserstoff

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



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.



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)



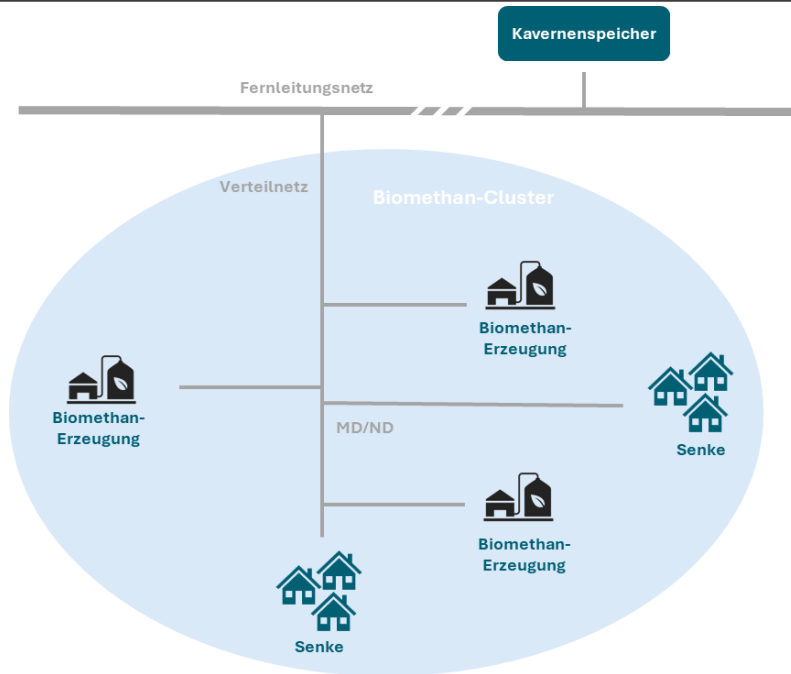
Benannte Handlungsfelder

- 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

	
<h3>Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff- Verteilernetze</h3>	
<p>Inhaltsverzeichnis</p>	
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. Investitionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen	16
5. Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukonzession	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/Stilllegungspäne	21
Rückbauverpflichtungen	22
Investitionsverpflichtungen	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 Haushaltskunden 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.

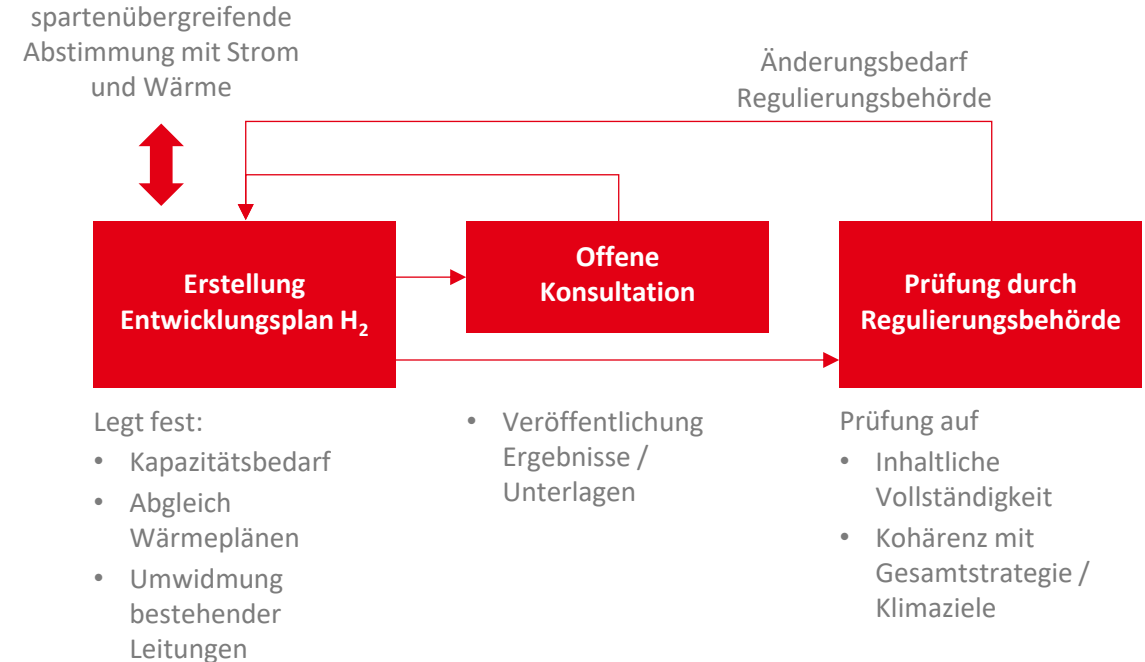
Biomethan-Cluster können in Teilregionen lokal in der Wärmebereitstellung konkurrenzfähig sein.

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 auszugestalten.

III. Stilllegung

bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)

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.
- Klimazielbezug: 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.

III. Stilllegung

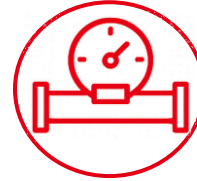
bei alternativer Versorgung
(Wärmepumpen, -netze)

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 Betriebsdauer 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



B E T

Bei Fragen zum Gutachten stehen
wir Ihnen gerne zur Verfügung

B E T



B E T



Q & A



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

BET 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

